การวิเคราะห์ประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสำหรับการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนในประเทศไทย

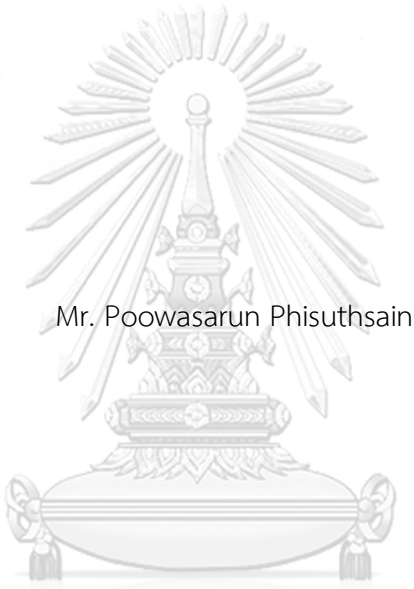
นายภูวศรัณย์ พิสุทธไทรงาม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ANALYSIS OF ECONOMIC BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATIONS FOR REACTIVE POWER ANCILLARY SERVICE IN THAILAND

Mr. Poowasarun Phisuthsaingam



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	การวิเคราะห์ประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสำหรับการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนในประเทศไทย
โดย	นายภูวศรัณย์ พิสุทธไทรงาม
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

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

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

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.ภูวนารถ ชุณหปราณ)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภูวศรัณย์ พิสุทธไทรงาม : การวิเคราะห์ประโยชน์ด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสำหรับการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนในประเทศไทย. (ANALYSIS OF ECONOMIC BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATIONS FOR REACTIVE POWER ANCILLARY SERVICE IN THAILAND) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์

การเพิ่มขึ้นของความจุกำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศไทยอาจลดการพึ่งพาระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ซึ่งเป็นผู้ให้บริการหลักในการบริการเสริมของระบบไฟฟ้า เมื่อปริมาณบริการเสริมลดจำนวนลง ระบบไฟฟ้าอาจพบกับปัญหาในหลายด้าน เช่น ไฟฟ้าดับ และ คุณภาพไฟฟ้าต่ำ ดังนั้น ได้มีการเสนอแนวคิดของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาเป็นผู้ให้บริการเสริม สำหรับการศึกษาครั้งนี้เน้นที่การศึกษาการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน และศึกษาความคุ้มค่าในด้านเศรษฐศาสตร์เมื่อนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยเหลือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมในการจายกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยอาจส่งผลต่อปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าที่สั่งเดินเครื่อง โปรแกรม DIgSILENT และวิธีการแบ่งต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองถูกใช้ในการดำเนินการศึกษาครั้งนี้ ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำให้เกิดความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ อีกทั้งยังช่วยเพิ่มปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2564 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6370408421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Ancillary Services, Distributed Generations, Reactive Power Cost, Reactive Power Sources., Spinning Reserve

Poowasarun Phisuthsaingam : ANALYSIS OF ECONOMIC BENEFITS OF DISTRIBUTED GENERATIONS FOR REACTIVE POWER ANCILLARY SERVICE IN THAILAND. Advisor: Assoc. Prof. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.

The increase in the installed capacity of distributed generations (DGs) in Thailand can reduce dependence on conventional generations, which are the main ancillary service (AS) providers of the electrical system. When the ancillary services are decreased, the electrical system is more vulnerable and may confront various problems, e.g., blackouts, low power quality. Thus, the idea of encouraging DGs to become new ancillary service providers is proposed. This study focuses on the potential of DGs in Thailand to become reactive power providers and investigates the economic value of DGs in helping conventional generators with reactive power services, which also affect the amount of spinning reserve from the dispatched power plant. DIgSILENT and the methods of allocating reactive power cost are used in this study. The results show that DGs have the potential to provide reactive power and lead to economic values. In addition, the contribution in reactive power services also increases the amount of spinning reserve from conventional generators.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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

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

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ด้วยความอนุเคราะห์จาก รองศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้ความช่วยเหลือ เอาใจใส่ และให้คำปรึกษาอันเป็นประโยชน์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบ และแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อยแก่ข้าพเจ้าเป็นอย่างดีตลอดในการจัดทำวิทยานิพนธ์ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ รศ.ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ อาจารย์ ดร. พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์ และ ดร.ภูวนารถ ชุณหปราณ ที่ได้สละเวลาตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วง

ขอขอบพระคุณ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้กรุณามอบทุนสนับสนุนการศึกษาให้แก่ข้าพเจ้าในช่วงเวลาที่ได้ศึกษาในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า

และขอขอบพระคุณบิดา มารดา พี่สาว ครอบครัว ตลอดจนรุ่นพี่ และ เหล่าเพื่อนสหาย ที่ได้ให้กำลังใจ คอยดูแล เอาใจใส่ ให้การสนับสนุนข้าพเจ้าตลอดมา และให้คำแนะนำแก่ข้าพเจ้าเป็นอย่างดีเสมอมา

ภูวศรัณย์ พิสุทธไทรงาม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญภาพ 1

สารบัญตาราง 3

บทที่ 1 บทนำ 5

1.1) ที่มาและความสำคัญของปัญหา 5

1.2) วัตถุประสงค์ 7

1.3) ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 7

1.4) ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 7

1.5) ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 8

1.6) งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ 8

1.7) เนื้อหาวิทยานิพนธ์ 10

บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานของการให้บริการเสริม 12

2.1) การให้บริการเสริมแบบดั้งเดิม 13

2.2) การให้บริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว [7-10, 15, 16] 20

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน 27

3.1) ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน [17,18] 27

3.2) ประเภทของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน 30

3.3) การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน [4, 25-42] 38

3.4) การศึกษามูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรอง 49

บทที่ 4 ข้อมูลเกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย 64

4.1) การศึกษาปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย [51] 64

4.2) การศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าในระบบจำหน่าย [52-53] 70

4.3) การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน 79

4.4) ข้อมูลกำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบจำหน่าย 89

บทที่ 5 การศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้า แบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน 95

5.1) วิธีการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศไทย 95

5.2) วิธีการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท 99

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.3) แบบจำลองการศึกษาความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว 106
5.4) ผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง 110

บทที่ 6 ผลการศึกษา 113

6.1) ศักยภาพของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม 113
6.2) ความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม 115
6.3) ผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง 121

บทที่ 7 สรุป และ ข้อเสนอแนะ 123

7.1) สรุปผล 123
7.2) ข้อเสนอแนะ 124

บรรณานุกรม 133

ประวัติผู้เขียน 135

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

รูปที่ 2.1 การควบคุมความถี่ลดลง [11] 15
รูปที่ 2.2 การควบคุมความถี่ระดับต่าง ๆ [13] 15
รูปที่ 2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันและระยะทางของการควบคุมแรงดัน [14] 18
รูปที่ 2.4 ช่วงการตอบสนองต่อความถี่ของอินเวอร์เตอร์ [7] 23
รูปที่ 2.5 โครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อ [16] 24
รูปที่ 2.6 ความสัมพันธ์ของแรงดันและเวลาของการดำเนินการเมื่อเกิดความผิดพร่อง [16] 25
รูปที่ 2.7 การเปรียบเทียบบริการเสริมแบบดั้งเดิมและแบบใหม่ [7] 26
รูปที่ 3.1 ลักษณะรูปคลื่นของกระแสและแรงดัน [17] 28
รูปที่ 3.2 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า 29
รูปที่ 3.3 โครงข่ายไฟฟ้า 2 โหนด [18] 30
รูปที่ 3.4 แผนภาพเฟสเซอร์ของโครงข่าย 2 โหนด [18] 30
รูปที่ 3.5 ธนาคารเก็บประจุ [21] 31
รูปที่ 3.6 อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ [24] 33
รูปที่ 3.7 เส้นโค้งการปรับกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [25] 34
รูปที่ 3.8 การควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [18] 35
รูปที่ 3.9 การควบคุมโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน [27] 36
รูปที่ 3.10 การควบคุมโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน [27] 37
รูปที่ 3.11 การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยการปรับตัวประกอบกำลัง [27] 37
รูปที่ 3.12 สมรรถณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส [4] 39
รูปที่ 3.13 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้า [37] 42
รูปที่ 3.14 ต้นทุนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของ SG [4] 43
รูปที่ 3.15 ค่าตอบแทนคาดหวังของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของ SG [4] 43
รูปที่ 3.16 ช่วงการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์ [37] 45
รูปที่ 3.17 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของอินเวอร์เตอร์ [34] 47
รูปที่ 3.18 โครงสร้างกิจการพลังงานไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย [46] 53
รูปที่ 3.19 ตัวอย่างราคาด้านอุปสงค์เมื่อไม่มีการจ่ายกำลังสำรอง [47] 55
รูปที่ 3.20 ตัวอย่างราคาด้านอุปสงค์เมื่อมีการจ่ายกำลังสำรอง [47] 55
รูปที่ 3.21 สัดส่วนต้นทุนการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า [49] 59
รูปที่ 4.1 ฐานข้อมูล SPP/VSPP [51] 65
รูปที่ 4.2 ข้อกำหนดการควบคุมแรงดันกระเพื่อม [53] 77
รูปที่ 4.3 ข้อกำหนดการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ [53] 78
รูปที่ 4.4 องค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ปี 2018 [56] 84
รูปที่ 4.5 ต้นทุนรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2020 [57] 85
รูปที่ 4.6 องค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์กลุ่มประเทศ 1 [57] 85
รูปที่ 4.7 องค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์กลุ่มประเทศ 2 [57] 86
รูปที่ 4.8 รูปโครงข่ายสถานีย่อยแสนแสบ 90
รูปที่ 4.9 สถานีย่อยวังเพชรบูรณ์ 90

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 4.10 เขตพื้นที่ C1 SRD.....92
รูปที่ 5.1 ตัวอย่างแบบจำลองโครงข่ายไฟฟ้าของไทย.....107

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 ช่วงเวลาการตอบสนองและวัตถุประสงค์การควบคุมความถี่....17
ตารางที่ 3.1 ตัวอย่างอัตรากำลังไฟฟ้าสำรองของ PJM....52
ตารางที่ 3.2 มูลค่าขอบและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020/21 [48]....58
ตารางที่ 3.3 สัดส่วนต้นทุนการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า....59
ตารางที่ 3.4 ปริมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020 [49]....60
ตารางที่ 3.5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020 ในหน่วย MWh [49]....60
ตารางที่ 4.1 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง....66
ตารางที่ 4.2 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ....66
ตารางที่ 4.3 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้....67
ตารางที่ 4.4 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคกลาง....68
ตารางที่ 4.5 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคเหนือ....68
ตารางที่ 4.6 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออก....69
ตารางที่ 4.7 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันตก....69
ตารางที่ 4.8 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ....70
ตารางที่ 4.9 กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันของการไฟฟ้านครหลวงกรณีไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ....72
ตารางที่ 4.10 กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันของการไฟฟ้านครหลวงกรณีจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ....72
ตารางที่ 4.11 กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค....72
ตารางที่ 4.12 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย....74
ตารางที่ 4.13 ข้อกำหนดการควบคุมความถี่ของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย....76
ตารางที่ 4.14 ข้อกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก....77
ตารางที่ 4.15 ข้อกำหนดค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิก....78
ตารางที่ 4.16 การสืบค้นราคาผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์....80
ตารางที่ 4.17 ต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์....84
ตารางที่ 4.18 ต้นทุนอินเวอร์เตอร์....84
ตารางที่ 4.19 ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเครื่องยนต์ลูกสูบ....86
ตารางที่ 4.20 ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันไอน้ำ....87
ตารางที่ 4.21 ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันก๊าซ....87
ตารางที่ 4.22 ต้นทุนของเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา อินเดีย และ โรมาเนีย....88
ตารางที่ 4.23 ต้นทุนของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ....88
ตารางที่ 4.24 กำลังสูญเสียในพื้นที่ กฟน.....91
ตารางที่ 4.25 กำลังสูญเสียในพื้นที่ กฟภ.....92
ตารางที่ 4.26 กำลังสุญเสียจากโครงข่ายจำลองและวรรณกรรมต่างประเทศ....93
ตารางที่ 5.1 สถานการณ์การให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน....96
ตารางที่ 5.2 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย....99
ตารางที่ 5.3 ต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งสาม....101
ตารางที่ 5.4 สมมติฐานอายุการใช้งานและค่าตัวประกอบโหลด....105
ตารางที่ 6.1 กำลังการผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ....114
ตารางที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า....115

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.3 อัตราค่าบริการที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนต้องจ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า 116
ตารางที่ 6.4 อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกรณีที่ 1 116
ตารางที่ 6.5 อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกรณีที่ 2 117
ตารางที่ 6.6 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายจากแต่ละโรงไฟฟ้า ในกรณีที่ 1 118
ตารางที่ 6.7 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายจากแต่ละโรงไฟฟ้า ในกรณีที่ 2 119
ตารางที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในการศึกษานี้ 119
ตารางที่ 6.9 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม 120
ตารางที่ 6.10 ค่าใช้จ่ายที่ต้องชำระให้แก่แหล่งจ่ายประเภทต่าง ๆ 121
ตารางที่ 6.11 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เปลี่ยนแปลงไปของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง 121

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1) ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในอดีต โครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยจะมีลักษณะเป็นแนวดิ่งซึ่งประกอบด้วย 4 ระบบหลัก ได้แก่ 1) ระบบผลิตไฟฟ้า 2) ระบบส่ง 3) ระบบจำหน่าย และ 4) ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะเชื่อมต่ออยู่ที่ต้นทางของโครงข่ายทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ ระบบส่งมีหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิต แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าสูงและส่งไปผ่านไปยังระบบจำหน่าย ขณะที่ระบบจำหน่ายมีหน้าที่รับกำลังไฟฟ้ามาจากระบบส่งและแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงเพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้ดำเนินกิจการและรับผิดชอบในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่ง ขณะที่ระบบจำหน่ายมีการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นผู้รับผิดชอบในพื้นที่กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี ในส่วนพื้นที่อื่น ๆ มีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นผู้ดำเนินกิจการระบบจำหน่าย นอกเหนือจากบริการที่เกี่ยวข้องกับการผลิตและส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าทั้ง 3 มีหน้าที่ให้บริการในด้านความมั่นคงแก่ระบบไฟฟ้าเพื่อให้มั่นใจว่า ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ มีกำลังไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้ และลดความเสี่ยงในการเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า บริการเหล่านี้ถูกเรียกว่า บริการเสริม (Ancillary Service: AS) สำหรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันของประเทศไทย ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงของระบบไฟฟ้า บริการเสริมที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมอบให้แก่ระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ 1) การความควบคุมความถี่ไฟฟ้าผ่านการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้าจริง 2) การควบคุมแรงดันไฟฟ้า ผ่านการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้าเสมือน และ 3) การกู้คืนระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีความสำคัญต่อการให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า ดังนั้น หากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีจำนวนลดลงและไม่มีแนวทางการแก้ไขเพื่อรองรับสถานการณ์ที่บริการเสริมของระบบไฟฟ้าอาจลดลงจนมีจำนวนจำกัด จะส่งผลให้ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าลดลงอย่างไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้

ในปัจจุบัน เนื่องจากเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ทำให้ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีราคาถูก รวมทั้งการกำหนดนโยบายเพื่อ

ลดการผูกขาด ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า และสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย ทำให้มีการเปิดโครงข่ายไฟฟ้าเสรีเพื่อให้บุคคลที่สามสามารถเชื่อมต่อเพื่อใช้บริการโครงข่ายไฟฟ้าแทนการลงทุนสร้างโครงข่ายไฟฟ้าของตนเอง ส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) ที่เชื่อมต่อและผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายมีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ระบบไฟฟ้าจากเดิมที่มีโครงสร้างแบบแนวดิ่ง โดยมีระบบผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ที่ต้นทางมีแนวโน้มเปลี่ยนมาเป็นโครงสร้างแบบแนวราบมากขึ้น โดยมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อที่ปลายทางในระดับเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้า การเพิ่มจำนวนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายส่งผลให้การพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีแนวโน้มลดลง เป็นเหตุให้บริการเสริมที่ระบบไฟฟ้าได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีปริมาณลดน้อยลง ซึ่งการลดลงของบริการเสริมส่งผลต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น หากบริการเสริมในการรักษาสมดุลกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีจำนวนจำกัดและไม่สามารถสนับสนุนระบบไฟฟ้าเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว จะส่งผลให้ระบบขาดเสถียรภาพทั้งในด้านการควบคุมความถี่และแรงดัน เมื่อความถี่และแรงดันของระบบไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงเกินกว่ามาตรฐาน อาจทำให้อุปกรณ์หรือเครื่องใช้ไฟฟ้าบางชนิดทำงานผิดปกติและเกิดความเสียหายได้ ดังนั้น ปัญหาการลดลงของบริการเสริมอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวควรได้รับการศึกษาและหาแนวทางการแก้ไขที่เหมาะสม ซึ่งการแก้ไขโดยการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการเสริมด้านความมั่นคงเป็นหนึ่งในวิธีการแก้ไขที่ควรได้รับการพิจารณาและศึกษาเพื่อให้ทราบถึงข้อดีและข้อเสีย รวมถึงความคุ้มค่าของการนำมาสนับสนุนการให้บริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอแนวทางการศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทยมาสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมในการให้บริการเสริมด้านการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยในการศึกษาจะใช้หลักการประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยคำนึงถึงตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การศึกษามูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรองที่เพิ่มขึ้น และใช้โปรแกรม DIgSILENT สำหรับจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้าเพื่อคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีต่าง ๆ และเปรียบเทียบเพื่อหาความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาให้บริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.2) วัตถุประสงค์

1) เพื่อศึกษาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีศักยภาพในการให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า

2) เพื่อศึกษาความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมในด้านการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

1.3) ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1) การศึกษาวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาระบบโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย

2) ไม่คำนึงถึงตำแหน่งการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

3) กำหนดให้ใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าอ้างอิงจากช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2562

4) กำหนดให้ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนมีอิสระในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งที่มาต่าง ๆ

5) กำหนดให้พิจารณาตลาดบริการเสริมแยกจากตลาดซื้อขายพลังงานไฟฟ้า

6) ศึกษาเฉพาะแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน

1.4) ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) การทบทวนวรรณกรรมเกี่ยวกับการให้บริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) การทบทวนวรรณกรรมเกี่ยวกับต้นทุนและการกำหนดอัตราของบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนและกำลังไฟฟ้าสำรอง

3) การศึกษาประเภทและวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของแหล่งจ่ายประเภทต่าง ๆ

4) การศึกษาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของประเทศไทย

5) การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนประเภทต่าง ๆ

6) การกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

7) การคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก

8) การคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

9) เปรียบเทียบและวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม

1.5) ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) การวิเคราะห์ต้นทุนในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการบริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน
2) การกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน
3) ข้อมูลศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
4) ความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน
5) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายที่เพิ่มขึ้นเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

1.6) งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

การศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริมในด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน รวมทั้งการศึกษาประเภทและต้นทุนของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน มีรายละเอียดดังนี้

งานวิจัย [7] ศึกษาทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่งผลให้การพึ่งพาระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมซึ่งเป็นผู้ให้บริการเสริมเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าลดน้อยลง ในเอกสารอ้างอิงนี้มีการทบทวนบริการเสริมที่มีอยู่แต่เดิมซึ่งมาจากระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบส่ง และ เสนอแนวคิดของบริการเสริมรูปแบบใหม่ที่จะได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย อีกทั้งยังเสนอเครื่องมือและกลไกของการจัดหาบริการเสริมรูปแบบใหม่ รวมถึงการวิเคราะห์ข้อจำกัดในด้านต่าง ๆ ของการให้บริการเสริมรูปแบบใหม่จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงนี้ ไม่ได้มีการวิเคราะห์ถึงความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า

งานวิจัย [9] ศึกษาศักยภาพในการให้บริการเสริมของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศสหราชอาณาจักร โดยแบ่งเป็นการให้บริการเสริมแบบดั้งเดิมที่ให้บริการโดยผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้า และ บริการเสริมรูปแบบใหม่ที่ให้บริการโดยผู้ดำเนินกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า เอกสารอ้างอิงนี้ได้ศึกษามูลค่าของการให้บริการเสริมรูปแบบต่าง ๆ จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เช่น การควบคุมความถี่ และ การสนับสนุนด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน เป็นต้น อย่างไรก็ตาม การศึกษาในส่วนของบริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนของเอกสารอ้างอิงนี้พิจารณาเฉพาะระบบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเท่านั้น ไม่ได้พิจารณาแหล่งจ่ายอื่น ๆ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม เพื่อศึกษาเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการนำมาให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

งานวิจัย [16] ศึกษาและเสนอแนวคิดของการคำนวณปริมาณบริการเสริมรูปแบบต่าง ๆ จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เช่น บริการด้านความเฉื่อยของระบบไฟฟ้า บริการด้านความถี่ และบริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนสำหรับควบคุมแรงดัน เป็นต้น รวมถึงการเสนอแนวคิดเบื้องต้นของการกำหนดอัตราค่าบริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงนี้ไม่ได้มีการศึกษาและวิเคราะห์ต้นทุนจริงที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว รวมถึงไม่ได้วิเคราะห์แยกประเภทระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแยกตามเทคโนโลยี เนื่องจาก เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทต่าง ๆ อาจมีการวิเคราะห์ต้นทุนเพื่อกำหนดอัตราค่าบริการที่แตกต่างกัน

งานวิจัย [25] เอกสารอ้างอิงฉบับนี้จำลองการแบ่งต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าเสมือนในโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่แยกส่วนของตลาดกำลังไฟฟ้าจริงออกจากตลาดกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยใช้หลักการแบ่งต้นทุนแบบสามเหลี่ยมและหลักต้นทุนค่าเสียโอกาสเพื่อคำนวณต้นทุนของกำลังไฟฟ้าเสมือน อีกทั้งยังคำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้าเสมือนและเงื่อนไขในการควบคุมแรงดันโดยใช้โครงข่ายจำลอง 14 โหนด สำหรับการจำลองปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงฉบับนี้ไม่ได้มีการวิเคราะห์ถึงแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนอื่น ๆ และไม่ได้นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวซึ่งเป็นหนึ่งในแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่สำคัญมาพิจารณา อีกทั้งยังไม่ได้มีการศึกษาต้นทุนจริงที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเพื่อวิเคราะห์ค่าบริการที่ผู้ผลิตไฟฟ้าควรได้รับจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

งานวิจัย [26] ศึกษาเทคโนโลยีและเทคนิคของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยศึกษาอุปกรณ์ที่สามารถนำมาให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เช่น ตู้ตัวเก็บประจุ อินเวอร์เตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ เป็นต้น รวมถึงศึกษาวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน เช่น การควบคุมด้วยการแปลงแบบพาร์ค เป็นต้น อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงนี้ไม่ได้มีการศึกษาเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการนำแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนประเภทต่าง ๆ มาให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า

งานวิจัย [29] ศึกษาการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านโครงข่ายจำลอง 62 โหนด ซึ่งมีการวิเคราะห์ต้นทุนด้วยหลักการสามเหลี่ยมและหลักค่าเสียโอกาส รวมถึงการศึกษาต้นทุนจริงด้านการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงฉบับนี้ไม่ได้นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาร่วมศึกษาเปรียบเทียบ ทั้งที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอาจเป็นผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่สำคัญเช่นกัน

งานวิจัย [30] ศึกษาแบบจำลองการวิเคราะห์ต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ เพื่อศึกษาการกำหนดอัตรากำลังไฟฟ้าเสมือนแบบจุดหน่วย (Marginal Prices) ด้วยโครงข่ายจำลอง 24 โหนด ซึ่งวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนใช้หลักการสามเหลี่ยม และกำลังไฟฟ้าเสมือนสูงสุด อีกทั้งยังคำนึงข้อจำกัดต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้า เช่น ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าในสาย ข้อจำกัดด้านขนาดและมุมของแรงดัน เป็นต้น อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงนี้ไม่ได้มีการศึกษาข้อมูลต้นทุนจริงที่เกี่ยวข้องกับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนประเภทต่าง ๆ รวมทั้งไม่ได้พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวซึ่งมีศักยภาพในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมหรืออุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่

งานวิจัย [43] ศึกษาความคุ้มค่าในด้านเศรษฐศาสตร์ของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยมีการศึกษาต้นทุนของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนประเภทต่าง ๆ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตัวเก็บประจุ เครื่องพักกระแสไฟฟ้า และระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เป็นต้น มีการประมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถสนับสนุนแก่ระบบไฟฟ้า การศึกษาแนวคิดการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือน และเปรียบเทียบความคุ้มค่าในด้านเศรษฐศาสตร์ของการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีต่าง ๆ อย่างไรก็ตาม เอกสารอ้างอิงฉบับนี้ไม่ได้คำนึงถึงตำแหน่งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม รวมถึงไม่มีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ไม่ทราบว่าการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนส่งผลให้กำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมแต่ละโรงมีค่าเปลี่ยนแปลงเป็นอย่างไร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.7) เนื้อหาวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 7 บท โดยมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ โดยกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการให้บริการเสริม โดยกล่าวถึงการให้บริการเสริมแบบดั้งเดิม การให้บริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

บทที่ 3 ทฤษฎีพื้นฐานการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน ประเภทของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน และการศึกษาด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

บทที่ 4 ข้อมูลเกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย โดยกล่าวถึงการศึกษาปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย การศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน และการศึกษากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือน

บทที่ 5 การศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยกล่าวถึงวิธีการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว วิธีการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท แบบจำลองเพื่อคำนวณความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และ การศึกษาผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

บทที่ 6 ผลการศึกษา โดยกล่าวถึงศักยภาพของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาเป็นผู้สนับสนุนการให้บริการเสริม ความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า และ ผลการศึกษาประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

บทที่ 7 สรุป และ ข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
ทฤษฎีพื้นฐานของการให้บริการเสริม

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการให้บริการเสริม (Ancillary Service: AS) อย่างไรก็ตาม คำว่า บริการเสริม ไม่ใช่คำเฉพาะที่มีการนิยามความหมายที่ชัดเจน แต่สามารถนำไปใช้ในบริบทต่าง ๆ แล้วมีความหมายที่แตกต่างกัน ดังนั้น จึงต้องมีการศึกษาคำนิยามของการให้บริการเสริมในบริบทของกิจการไฟฟ้าจากเอกสารอ้างอิงต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เข้าใจความหมายของการให้บริการเสริมที่จะกล่าวในการศึกษาครั้งนี้

ในเอกสารอ้างอิง [1] กล่าวว่า บริการเสริม คือ บริการทุกรูปแบบที่ผู้ใช้บริการโครงข่ายหรือผู้ดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้ามอบให้แก่ระบบไฟฟ้าเพื่อให้การดำเนินการระบบส่งหรือระบบจำหน่ายมีความมั่นคงและปลอดภัย ในเอกสารอ้างอิง [2] กล่าวว่า บริการเสริม คือ บริการที่สำคัญที่มีเพื่อบรรลุเป้าหมายในด้านความมั่นคง ความปลอดภัย และความเชื่อถือได้ เพื่อป้องกันการเกิดความผิดพร่องหรือความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นในการให้บริการระบบไฟฟ้า ในเอกสารอ้างอิง [3] กล่าวว่า บริการเสริม คือ บริการที่มีความสำคัญเพื่อรักษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในเอกสารอ้างอิง [4] กล่าวว่า บริการเสริม คือ บริการที่ได้รับจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้า หรือจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งบริการเหล่านี้มีความจำเป็นต่อการส่งกำลังไฟฟ้าในขณะที่ยังคงรักษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและทำให้มั่นใจได้ว่าคุณภาพและความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าอยู่ในมาตรฐานที่กำหนด ในเอกสารอ้างอิง [5] บริการเสริม คือ บริการที่คงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้มีอยู่ตลอดเวลา โดยการเพิ่มการตอบสนองด้านการรักษาสมดุลทั้งในส่วนของความถี่ แรงดัน และอื่น ๆ ในเอกสารอ้างอิง [6] กล่าวว่า บริการเสริม คือ บริการทุกอย่างที่ผู้ให้บริการทั้งระบบส่งและระบบจำหน่ายต้องการเพื่อใช้รักษาความมั่นคงและสมบูรณ์ของระบบไฟฟ้า รวมถึงคุณภาพของการส่งไฟฟ้า

โดยสรุป บริการเสริม คือ บริการทุกรูปแบบที่มีความจำเป็นต่อการรักษาความมั่นคง ความปลอดภัย และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อป้องกันหรือแก้ไขความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นปัญหาทางด้านความถี่ ระดับแรงดัน คุณภาพไฟฟ้า หรือ อันตรายต่าง ๆ ที่อาจเกิดแก่ระบบไฟฟ้า เป็นต้น โดยบริการเสริมนั้นไม่ได้กำหนดไว้ชัดเจนว่าจะต้องมาจากผู้ใช้บริการหรือผู้ให้บริการโครงข่าย หากบริการเหล่านั้นมีส่วนเสริมความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้าแล้ว จะถือว่าเป็นบริการเสริม อีกทั้ง บริการเสริมไม่ได้ระบุว่าจะต้องมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น อุปกรณ์อื่น ๆ สามารถเป็นผู้ให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้าได้เช่นเดียวกัน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดและประเภทของบริการเสริมแบบดั้งเดิมที่มีอยู่ในปัจจุบัน และบริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าและมีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยหัวข้อนี้จะแบ่งออกเป็น 2 หัวข้อย่อย ได้แก่

1) การให้บริการเสริมแบบดั้งเดิม

2) การให้บริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2.1) การให้บริการเสริมแบบดั้งเดิม

การให้บริการเสริมแบบดั้งเดิมนั้น เป็นบริการที่ใช้มาตั้งแต่อดีต บริการเสริมส่วนใหญ่ของระบบไฟฟ้ามาจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีบทบาทในการให้บริการเสริม โดยการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้าระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตให้มีค่าเท่ากันอยู่ตลอดเวลา เพื่อที่จะคงความถี่ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนด อีกทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมยังมีบทบาทในการช่วยรักษาระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าโดยการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน นอกจากนี้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมสามารถช่วยกู้คืนระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการให้บริการเสริมแบบดั้งเดิมโดยแบ่งหัวข้อย่อยออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

1) การควบคุมความถี่ (Frequency Control)

2) การควบคุมระดับแรงดัน (Voltage Control)

3) การกู้คืนระบบไฟฟ้า (Black Start Service)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.1) การควบคุมความถี่ (Frequency Control) [7-13]

ในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ รูปคลื่นของกระแสและแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนตามเวลาเป็นรายคาบและมีลักษณะเป็นรูปคลื่นไซน์ ความถี่จึงเป็นสิ่งสำคัญที่ผู้ดูแลระบบจะต้องควบคุมให้อยู่ในช่วงที่กำหนด ซึ่งโดยปกติแล้วจะมีค่าอยู่ที่ 50 หรือ 60 รอบต่อวินาที ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดของแต่ละประเทศ การควบคุมความถี่นิยมใช้การควบคุมแบบรวมศูนย์ ผู้ควบคุมคือผู้ที่มีอำนาจในการควบคุมและจัดการกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ ซึ่งปกติแล้วจะเป็นหน้าที่ของผู้ดำเนินการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Operator: TSO) หรือ ผู้ดำเนินการระบบไฟฟ้าอิสระ (Independent System operator: ISO)

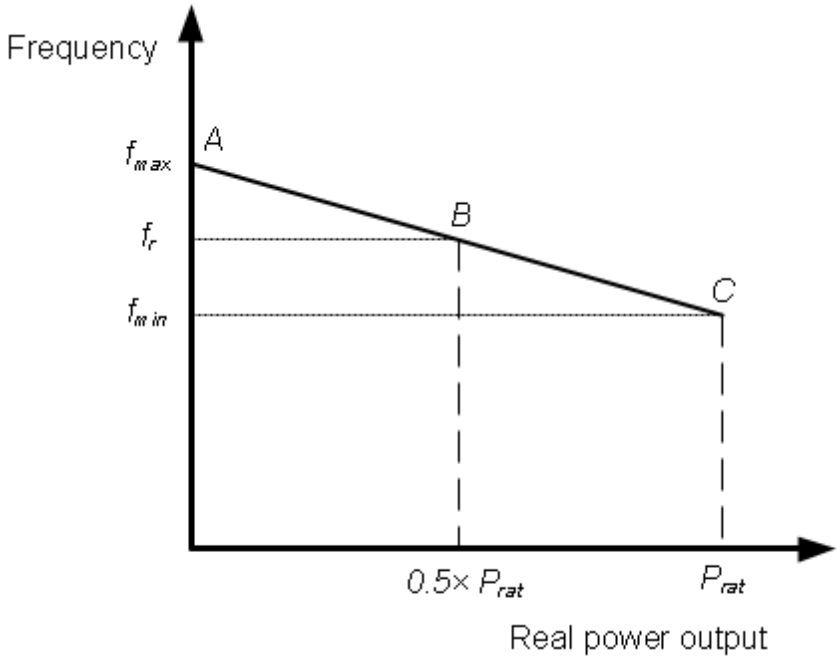
การให้บริการเสริมด้านการควบคุมความถี่จะสัมพันธ์กับการรักษาความสมดุลของกำลังไฟฟ้า กล่าวคือ กำลังไฟฟ้ารวมของระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องมีค่าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งหมดของระบบ อย่างไรก็ตาม กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาตามพฤติกรรมการ

ใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้แต่ละราย อีกทั้งการควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าอาจทำได้ยากกว่าการควบคุมกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เนื่องจากในด้านของผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้มีอุปกรณ์ควบคุมเชื่อมต่ออยู่ ดังนั้น ผู้ควบคุมจะต้องมีการจัดการเพื่อให้มั่นใจว่ากำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าสามารถปรับค่าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา หากเกิดความต่างระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า จะส่งผลให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงจากค่ามาตรฐาน กรณีที่กำลังการผลิตสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะทำให้ความถี่ของระบบเพิ่มสูงขึ้น ในทางตรงข้าม กรณีที่กำลังการผลิตต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ความถี่ของระบบจะมีค่าลดลง การเปลี่ยนแปลงของความถี่จะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความเฉื่อยของระบบไฟฟ้า (System Inertia) หากความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงจนมีค่าเกินกว่าขอบเขตควบคุม อาจทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบได้รับความเสียหายหรือมีการทำงานที่ผิดปกติ เพื่อควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสำรองกำลังไฟฟ้าเพื่อที่จะสามารถเพิ่มกำลังผลิตให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของโหลด บริการเหล่านี้เรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรอง (Reserve)

การควบคุมความถี่สามารถแบ่งระดับชั้นการควบคุมออกเป็น 3 ระดับ ตามความเร็วในการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่ ประกอบด้วย 1) การควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ 2) การความคุมความถี่ระดับทุติยภูมิ และ 3) การควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิ

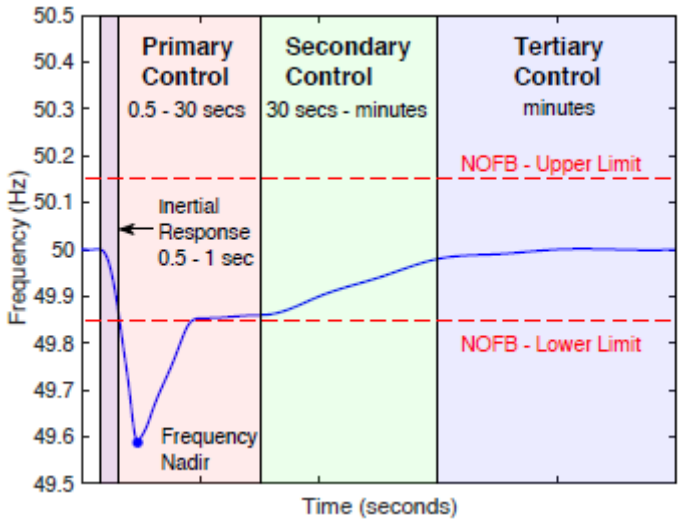
1) การความคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ (Primary Frequency Control)

การควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ คือการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด ซึ่งความเร็วในการตอบสนองของการควบคุมประเภทนี้มีความเร็วมากที่สุด เวลาในการตอบสนองไม่ควรเกินกว่า 30 วินาที การรักษาสมดุลการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบนี้จะใช้ระบบควบคุมและอุปกรณ์อัตโนมัติเป็นส่วนมาก ได้แก่ ระบบควบคุมการผลิตแบบอัตโนมัติ (Automatic Generation Control: AGC) และเครื่องควบคุมการผลิตไฟฟ้า (Generator Governor) เป็นต้น หลักการของการควบคุมอัตโนมัติ คือ เมื่อโหลดของระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงจะส่งผลให้ความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงไป โดยอุปกรณ์ควบคุมจะรับรู้ถึงการเปลี่ยนแปลงความถี่นั้นและจะควบคุมให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าปรับค่ากำลังการผลิตเพื่อควบคุมให้ความถี่อยู่ในช่วงที่กำหนดอีกครั้งโดยความสัมพันธ์ของการควบคุมกำลังไฟฟ้าและความถี่ที่เปลี่ยนแปลงไปเรียกว่า การควบคุมความถี่ลดลง (Frequency Droop Control) ซึ่งมีความสัมพันธ์ดังรูปที่ 2.1 สำหรับการสำรองกำลังไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนการควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิจะเรียกว่า กำลังสำรองเพื่อควบคุมความถี่แบบจำกัด (Frequency Containment Reserve: FCR) เป็นกำลังไฟฟ้าสำหรับที่สามารถตอบสนองต่อโหลดได้ภายใน 30 วินาที



รูปที่ 2.1 การควบคุมความถี่ลดลง [11]

ในการควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ ความถี่ของระบบไม่สามารถกลับคืนสู่ค่าที่กำหนด ดังรูปที่ 2.2 จะพบว่าเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของโหลดทำให้ความถี่ของระบบลดลงไปสู่ค่า 49.6 รอบต่อวินาที อย่างไรก็ตาม การควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิจะไม่สามารถปรับความถี่มาอยู่ที่ 50 รอบต่อวินาที ได้ จึงต้องใช้การควบคุมความถี่ระดับทุติยภูมิ



รูปที่ 2.2 การควบคุมความถี่ระดับต่าง ๆ [13]

2) การควบคุมความถี่ระดับทุติยภูมิ (Secondary Frequency Control)

หลังเสร็จสิ้นการควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ พบว่าความถี่ของระบบมีค่าต่างจากค่ามาตรฐานที่กำหนดอยู่และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลสู่พื้นที่ต่าง ๆ จะมีการเปลี่ยนแปลง กล่าวคือ เมื่อเกิดความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าขึ้นที่พื้นที่หนึ่งของระบบไฟฟ้า พื้นที่อื่นที่เชื่อมต่อจะมีบทบาทในการรักษาความถี่ของระบบให้อยู่ในสภาวะสมดุลโดยการส่งกำลังไฟฟ้ามาสนับสนุนพื้นที่ที่เกิดความไม่สมดุล ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างพื้นที่มีค่าเปลี่ยนไปจากเดิม จึงต้องมีการควบคุมระดับทุติยภูมิ เพื่อปรับค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างพื้นที่ให้มีค่าสมดุลอีกครั้ง การควบคุมระดับทุติยภูมิมีความเร็วในการตอบสนองประมาณ 30 วินาที ไปจนถึง 15 นาที การควบคุมความถี่ระดับทุติยภูมิจำเป็นต้องมีการควบคุมจากส่วนกลาง ระบบวัดกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายเชื่อมต่อของแต่ละระบบไฟฟ้า (Tie-line) เครื่องมือสำหรับวัดความถี่ของระบบไฟฟ้า และการส่งสัญญาณควบคุมระหว่างส่วนกลางและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อควบคุมให้ความถี่ของระบบและกำลังไฟฟ้าที่แลกเปลี่ยนระหว่างพื้นที่คืนสู่ค่าที่กำหนด โดยการปรับฟังก์ชันการตอบสนองต่อความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ในการควบคุมความถี่ระดับทุติยภูมิ ผู้ควบคุมจะต้องควบคุมความคลาดเคลื่อนของความถี่ให้มีค่าต่ำที่สุด การควบคุมความถี่แบบทุติยภูมิจะใช้การควบคุมแบบสัดส่วนและปริพันธ์ (Proportion-integral: PI) โดยผู้ควบคุมจะส่งสัญญาณควบคุมไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และจะทำให้ระบบกลับสู่สภาวะสมดุลอีกครั้ง ทั้งในส่วนของความถี่ของระบบและกำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างพื้นที่ สำหรับกำลังไฟฟ้าสำรองที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมความถี่ระดับทุติยภูมิจะเรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรองแบบกู้คืน (Frequency Restoration Reserve: FRR) ซึ่งสามารถตอบสนองต่อโหลดได้ภายในเวลา 30 วินาที ถึง 15 นาที

3) การควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิ (Tertiary Frequency Control)

การควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิ คือ การปรับการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ จุดที่ติดตั้ง ซึ่งมีทั้งการปรับแบบอัตโนมัติและแบบไม่อัตโนมัติ โดยเวลาในการตอบสนองของการควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิจะมากกว่า 15 นาที การควบคุมระดับตติยภูมิมีวัตถุประสงค์เพื่อรักษากำลังไฟฟ้าสำรองของระบบให้อยู่ในค่ามาตรฐานหลังจากที่ระบบใช้กำลังไฟฟ้าสำรองไปเพื่อตอบสนองต่อความถี่แบบปฐมภูมิและทุติยภูมิ กำลังไฟฟ้าสำรองที่เกี่ยวข้องกับ การควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิ เรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรองแบบแทนที่ (Replacement Reserve)

โดยสรุป การรักษาสมดุลในด้านความถี่ของระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งระดับชั้นการควบคุมได้เป็น 3 ระดับชั้น ได้แก่ 1) การควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ 2) การความคุมความถี่ระดับทุติยภูมิ และ 3) การควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิ ซึ่งแต่ละระดับมีช่วงเวลาการ

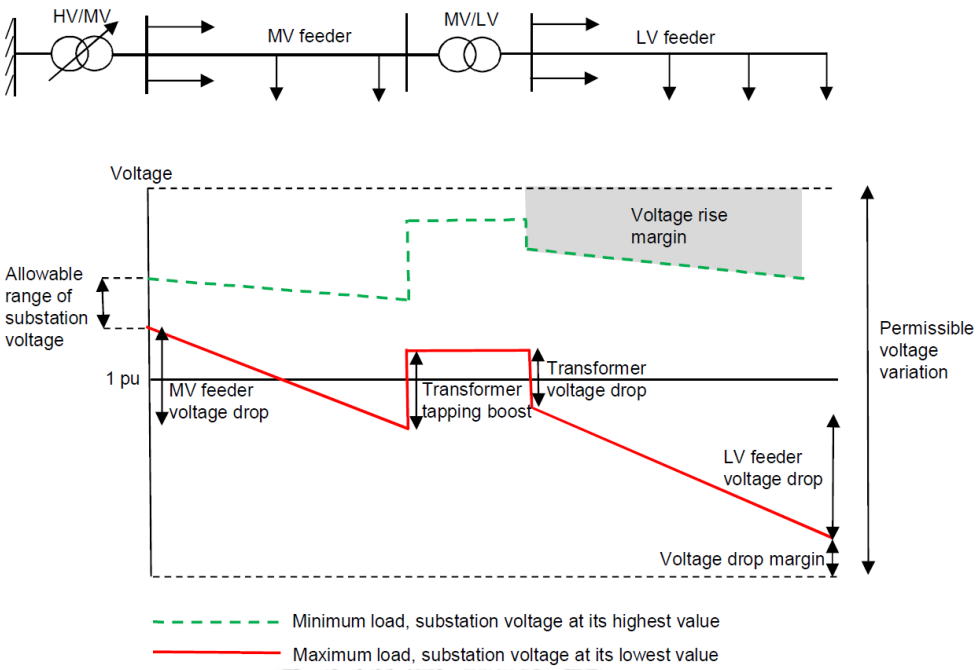
ตอบสนองและวัตถุประสงค์การควบคุมความถี่ที่แตกต่างกันสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.1 นอกจากนี้ การควบคุมความถี่ยังเกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าสำรองซึ่งจะแตกต่างกันตามรูปแบบการควบคุมความถี่แต่ละระดับ

ตารางที่ 2.1 ช่วงเวลาการตอบสนองและวัตถุประสงค์การควบคุมความถี่

รูปแบบ	เวลาตอบสนอง	การดำเนินงาน	วัตถุประสงค์
การควบคุมความถี่ระดับปฐมภูมิ	ต่ำกว่า 1 นาที	อัตโนมัติ	ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความถี่เพื่อให้ความถี่อยู่ในช่วงที่มั่นคงและไม่ลู่ออก
การควบคุมความถี่ระดับทุติยภูมิ	1 – 15 นาที	อัตโนมัติ	ดึงค่าความถี่กลับมาสู่ค่าปกติ
การควบคุมความถี่ระดับตติยภูมิ	มากกว่า 15 นาที	แบบไม่อัตโนมัติเมื่อมีการร้องขอ	บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อรองรับการควบคุมความถี่

2.1.2) การควบคุมระดับแรงดัน (Voltage Control) [7-12, 14]

การควบคุมระดับแรงดันมีความจำเป็นเพื่อรักษาระดับแรงดันของระบบให้อยู่ในค่ามาตรฐานที่กำหนด มิเช่นนั้น อาจส่งผลให้อุปกรณ์ทำงานผิดปกติหรืออาจเกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบ การควบคุมแรงดันทำได้ทั้งแบบอัตโนมัติและแบบไม่อัตโนมัติ ระดับแรงดันมีความสัมพันธ์กับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนในแต่ละจุดของระบบ การควบคุมระดับกำลังไฟฟ้าเสมือนให้มีค่าเหมาะสมจะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่ามากขึ้นและช่วยลดปัญหาความแออัดของสายในการส่งไฟฟ้า ซึ่งการรับจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนสามารถควบคุมได้โดยอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันอัตโนมัติ อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ ตัวเก็บประจุ หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับระดับแรงดัน ซึ่งช่วยควบคุมให้ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันและระยะทางแสดงดังรูปที่ 2.3 เป็นต้น



รูปที่ 2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับแรงดันและระยะทางของการควบคุมแรงดัน [14]

การควบคุมแรงดันสามารถทำได้โดยการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้าเสมือนในจุดต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าเสมือนนั้นไม่ควรถูกส่งผ่านเป็นระยะทางไกลเนื่องจากจะทำให้เกิดการเปลี่ยนระดับของแรงดัน (Voltage gradient) ขนาดใหญ่ ดังนั้น การควบคุมแรงดันจึงควรบริหารจัดการในระดับท้องถิ่นมากกว่าที่จะรับจากแหล่งจ่ายที่อยู่ห่างไกล การจัดการด้านแรงดันจึงควรเป็นหน้าที่ของผู้ดำเนินการระบบจำหน่าย (Distributed System Operator: DSO) อย่างไรก็ตาม ปัจจัยที่ส่งผลให้การควบคุมระดับแรงดันทำได้ยาก คือ สายส่งไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่บริโภคกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบไม่มีความเป็นเชิงเส้น โดยจะขึ้นอยู่กับปริมาณของโหลด ในกรณีที่โหลดน้อย โครงข่ายระบบส่งจะผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือน แต่ในกรณีที่โหลดมีค่าสูงสายส่งจะบริโภคกำลังไฟฟ้าเสมือนเพิ่มมากขึ้นเช่นกัน การควบคุมระดับแรงดันจึงต้องทำในทันทีที่โหลดเปลี่ยนแปลง โดยปกติ ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา การออกแบบการของคุมจึงต้องมีการกำหนดลำดับชั้นเพื่อตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดอย่างเหมาะสม โดยลำดับชั้นการควบคุมแรงดันสามารถแบบได้เป็น 3 ระดับ ตามเวลาการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน ได้แก่ 1) การควบคุมแรงดันระดับปฐมภูมิ 2) การความคุมแรงดันระดับทุติยภูมิ และ 3) การควบคุมแรงดันระดับตติยภูมิ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1) การควบคุมแรงดันระดับปฐมภูมิ (Primary Voltage Control)

การควบคุมแรงดันระดับปฐมภูมิเป็นการควบคุมอัตโนมัติในระดับท้องถิ่นซึ่งมีเวลาในการตอบสนองรวดเร็วในระดับมิลลิวินาที อุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมเรียกว่า อุปกรณ์ควบคุม

แรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulation: AVR) เมื่ออุปกรณ์ควบคุมรับรู้ถึงระดับแรงดันของระบบที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่กำหนด อุปกรณ์ควบคุมจะตอบสนองโดยการปรับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของแหล่งจ่ายให้สอดคล้องกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งความสัมพันธ์ของการควบคุมแรงดันด้วยกำลังไฟฟ้าเสมือนเรียกว่า การควบคุมแรงดันลดลง (Q/V Droop Control)

2) การควบคุมแรงดันระดับทุติยภูมิ (Secondary Voltage Control)

การควบคุมแรงดันระดับทุติยภูมิ คือการควบคุมแรงดันที่จุดโหนดต่าง ๆ โดยการทำงานประสานสัมพันธ์กับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่อยู่ในพื้นที่อื่น ๆ เพื่อแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าเสมือนระหว่างจุดเชื่อมต่อและรักษาสมดุลของแรงดันของโหนดนั้น ๆ เวลาในการตอบสนองของการควบคุมแรงดันระดับทุติยภูมิมีเวลาประมาณ 1 ถึง 10 นาที

3) การควบคุมแรงดันระดับตติยภูมิ (Tertiary Voltage Control)

การควบคุมแรงดันระดับตติยภูมิ เป็นการควบคุมแรงดันโดยภาพรวม ใช้เวลาในการตอบสนองประมาณ 10 ถึง 30 นาที จุดประสงค์หลักของการควบคุมแรงดันระดับตติยภูมิคือการควบคุมให้เกิดประสิทธิภาพสูงที่สุด ควบคุมให้ระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่เหมาะสม ทำให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบน้อยที่ และมีการวางแผนเพื่อจัดการกับกำลังไฟฟ้าเสมือนที่สำรองไว้เพื่อให้เพียงพอต่อการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน

2.1.3) การกู้คืนระบบไฟฟ้า (Black Start) [7-10]

อีกหนึ่งบริการเสริมที่สำคัญของระบบไฟฟ้าคือการกู้คืนระบบเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ถึงแม้จะเป็นบริการที่มีโอกาสใช้บริการน้อยแต่ก็เป็นบริการที่มีความสำคัญ เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางประเภทไม่สามารถเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าได้ในขณะที่ไฟฟ้าดับ เพราะ จำเป็นต้องอาศัยพลังงานไฟฟ้าสำหรับการกระตุ้นเพื่อเริ่มเดินเครื่อง ดังนั้น การมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องโดยไม่ต้องอาศัยกำลังไฟฟ้ากระตุ้นจะช่วยกู้คืนระบบจากการเกิดไฟฟ้าดับได้ เทคโนโลยีที่ใช้สำหรับบริการกู้คืนระบบไฟฟ้า ได้แก่ ระบบกักเก็บพลังงานน้ำ (Pumped Storage) โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Hydro Plants) หรือ โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (Nuclear Unit) เป็นต้น อุปกรณ์ที่ให้บริการกู้คืนระบบไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อได้ทั้งในระบบส่งหรือระบบจำหน่าย แต่โดยส่วนมากผู้ที่ทำหน้าที่ควบคุมและจัดการอุปกรณ์เหล่านี้คือผู้ให้บริการระบบส่ง โดยส่วนใหญ่การให้บริการประเภทนี้จะไม่ได้รับการชดเชย แต่จะอยู่ในรูปแบบของข้อบังคับ (Mandatory)

2.2) การให้บริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว [7-10, 15, 16]

เนื่องด้วยเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าที่มีความก้าวหน้ามากขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) มีค่าลดลง ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้านิยมติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้แทนการซื้อไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า การเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำให้ระบบไฟฟ้าลดการพึ่งพาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ซึ่งอาจทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมบางส่วนต้องหยุดการเดินเครื่อง และดังที่ได้กล่าวเรื่องการให้บริการเสริมแบบดั้งเดิมในหัวข้อ 2.1) จะพบว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ที่มีความสำคัญในการให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า ทั้งในด้านของการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้า การควบคุมความถี่ รวมถึงการควบคุมแรงดัน การลดจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจึงทำให้บริการเสริมของระบบไฟฟ้าลดลงอย่างไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ ในปัจจุบันมีการตระหนักถึงปัญหาดังกล่าวและมีการศึกษาถึงวิธีการแก้ปัญหาโดยการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาเป็นผู้ให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า สำหรับเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีทั้งแบบที่ใช้เครื่องจักรกลไฟฟ้าแบบหมุน เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ซึ่งสามารถให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้าในรูปแบบที่ใกล้เคียงกับรูปแบบดั้งเดิมที่ได้กล่าวในหัวข้อ 2.1) ในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แผงพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม จำเป็นต้องมีอินเวอร์เตอร์ (Inverter) เพื่อทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับ และช่วยควบคุมระดับแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้า

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเครื่องจักรกลไฟฟ้าแบบหมุนมีลักษณะการให้บริการเสริมที่ใกล้เคียงกับรูปแบบที่ได้กล่าวในหัวข้อ 2.1) เรื่องการให้บริการเสริมแบบดั้งเดิม ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงบริการเสริมจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัวที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์เป็นหลัก โดยสามารถแบ่งออกเป็น 6 หัวข้อ ดังนี้

1) การตอบสนองด้านความเฉื่อย (Inertial Response)
2) การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Ramp)
3) การควบคุมความถี่ (Frequency Control)
4) การควบคุมแรงดัน (Voltage Control)
5) การดำเนินการเมื่อเกิดความผิดพร่อง (Fault Contribution)
6) การบรรเทาฮาร์มอนิก (Harmonic Mitigation)

2.2.1) การตอบสนองด้านความเฉื่อย (Inertial Response)

ความเฉื่อยของระบบไฟฟ้ามีความสำคัญในการต้านการเปลี่ยนแปลงของความถี่ และเป็นสิ่งที่ตอบสนองเป็นลำดับแรกเมื่อเกิดความไม่สมดุลระหว่างกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ความเฉื่อยของระบบไฟฟ้าเป็นคุณลักษณะที่สำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิมซึ่งมีมวลสำหรับต้านทานการหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความเฉื่อยเป็นบริการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสไม่ต้องลงทุนเพิ่มเติมสำหรับการจ่ายบริการเหล่า ในปัจจุบันจึงไม่มีการชดเชยหรือ ตลาดสำหรับซื้อขายการตอบสนองด้านความเฉื่อย อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เข้ามาแทนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจะส่งผลให้เกิดความไม่มั่นคงในการควบคุมความถี่ของระบบ เพราะว่า โดยปกติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ไม่มีการตอบสนองด้านความเฉื่อยให้แก่ระบบไฟฟ้า ดังนั้น จึงต้องมีการศึกษาวิธีการในการบริหารจัดการหรือควบคุมให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถมอบความเฉื่อยให้แก่ระบบไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความมั่นคงในด้านการต้านทานการเปลี่ยนแปลงของความถี่ เช่นเดียวกับที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสสามารถทำได้

ฟังก์ชันการทำงานเหล่านี้เรียกว่า ความเฉื่อยสังเคราะห์ (Synthetic Inertia) ในปัจจุบันมีการสร้างเครื่องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีฟังก์ชันการทำงานของความเฉื่อยสังเคราะห์ ตัวอย่างเช่น ผลิตภัณฑ์กังหันลมของบริษัท Wind INERTIA บริษัท ENERCON และ General Electric สามารถมอบความเฉื่อยสังเคราะห์ให้กับระบบไฟฟ้าได้ ในส่วนของของการผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์โดยพื้นฐานแล้วจะไม่สามารถมอบความเฉื่อยสังเคราะห์ให้แก่ระบบได้ จะต้องอาศัยอุปกรณ์ที่ทำงานร่วมด้วย เช่น ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ หรือตัวเก็บประจุ เพื่อมอบความเฉื่อยสังเคราะห์ให้แก่ระบบไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันไม่มีตลาดสำหรับซื้อขายความเฉื่อยสังเคราะห์หรือความเฉื่อยสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าต่าง ๆ จึงไม่เกิดความจูงใจให้ผู้ผลิตไฟฟ้าลงทุนเพิ่มเติมเพื่อจ่ายบริการเหล่านี้ แต่ในอนาคตหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัวเปลี่ยนมาเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าหลักแทนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ทำให้ความเฉื่อยของระบบไฟฟ้าลดลงและมีจำกัด หรืออาจมีมูลค่าในการให้บริการซึ่งต่างจากที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน หากเป็นเช่นนั้นควรพิจารณาการตอบสนองด้านความเฉื่อยเป็นบริการเสริมทางด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเช่นกัน

2.2.2) การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Ramp)

การเพิ่มจำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานแบบกระจายตัวส่งผลให้โหลดมีการเปลี่ยนแปลงมากขึ้น ทำให้ให้ผู้ดำเนินการโครงข่ายระบบส่งต้องบริหารจัดการและเตรียมเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงนั้น ในกรณีที่โหลดมีการเปลี่ยนแปลงปริมาณมากในช่วงเวลาสั้น การเพิ่มกำลังผลิตเพื่อรองรับโหลดเช่นนี้ยิ่งมีต้นทุนที่สูงเพิ่มขึ้นกว่าปกติ ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าที่มีสาเหตุมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เกิดขึ้นในปี 2013 ในโครงข่ายไฟฟ้าของรัฐแคลิฟอร์เนีย ซึ่งเป็นโครงข่ายที่มีการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อ

ผลิตไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก เมื่อถึงเวลากลางคืนซึ่งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าลดลงในทันที ขณะที่ความต้องการไฟฟ้าไม่ได้ปรับลงตาม จึงเกิดความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าขึ้น และต้องการกำลังผลิตปริมาณมากเพื่อตอบสนองต่อความไม่สมดุลที่เกิดขึ้นอย่างฉับพลัน ส่งผลให้ราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในขณะนั้นมีค่าสูงมาก จากเหตุการณ์ดังกล่าว จึงมีการศึกษาวิธีการแก้ปัญหาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดจากระบบผลิตพลังงานหมุนเวียน โดยเสนอแนวคิดของการนำอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมาประยุกต์เพื่อลดทอนและแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า

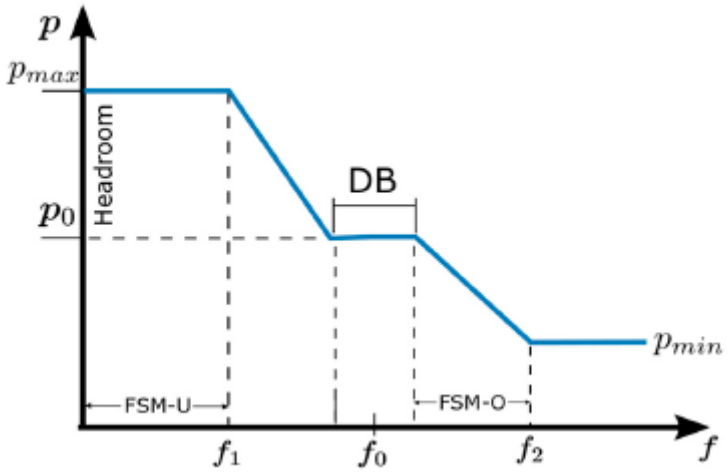
อินเวอร์เตอร์สามารถปรับโหมดการควบคุมให้ตอบสนองต่อความถี่ตามที่กำหนดจากผู้ดำเนินการโครงข่ายระบบส่งได้ จึงมีการศึกษาเกี่ยวกับการนำอินเวอร์เตอร์มาเป็นผู้ให้บริการเสริมด้านการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งถูกเรียกว่า การสำรองไฟฟ้าแบบปรับตาม (Following Reserves) และถูกบังคับใช้ในพื้นที่รัฐแคลิฟอร์เนีย ในบางประเทศ เช่น ไอร์แลนด์ ปอโตริโค มีการจำกัดจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อลดผลกระทบในด้านการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง และในบางประเทศมีการประยุกต์ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ในจุดเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและระบบจำหน่ายเพื่อแก้ปัญหาความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้า

2.2.3) การควบคุมความถี่ (Frequency Control)

ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 2.1) ว่าการควบคุมความถี่มีระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก โดยมีระดับชั้นการควบคุม 3 ระดับ ซึ่งจำแนกประเภทตามความรวดเร็วในการตอบสนอง แต่การพึ่งพาระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอาจลดลง เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอาจมาแทนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ส่งผลให้บริการเสริมด้านการความคุมความถี่ลดลงอย่างไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ จึงมีการศึกษาแนวทางการให้บริการเสริมด้านความถี่จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การศึกษาถึงการให้บริการความถี่จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทที่เป็นอินเวอร์เตอร์ มีความสามารถในการให้บริการด้านความถี่ทั้งปฐมภูมิ ทุติยภูมิ และตติยภูมิ รวมถึงสามารถเพิ่มความยืดหยุ่นให้แก่ระบบไฟฟ้า หากได้รับการควบคุมที่เหมาะสม โดยอินเวอร์เตอร์จะถูกปรับการควบคุมให้รับรู้ถึงค่าความถี่ของระบบไฟฟ้า และปรับกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อความถี่ที่เปลี่ยนแปลงไป ตัวอย่างช่วงการตอบสนองต่อความถี่ของอินเวอร์เตอร์แสดงดังรูปที่ 2.4 ซึ่งจะพบว่า หากความถี่ต่ำกว่าค่าที่กำหนด อินเวอร์เตอร์จะควบคุมให้ผลิตกำลังไฟฟ้ามากขึ้น ในทางตรงข้าม หากความถี่ของระบบมีค่าสูงขึ้น กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าลดลง ตัวแปรต่าง ๆ สำหรับควบคุมความถี่ถูกควบคุมโดยผู้ดำเนินการระบบส่ง การให้บริการเสริมด้านความถี่เช่นนี้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอินเวอร์เตอร์ต้องสำรองกำลังไฟฟ้าสำหรับตอบสนองต่อโหลด

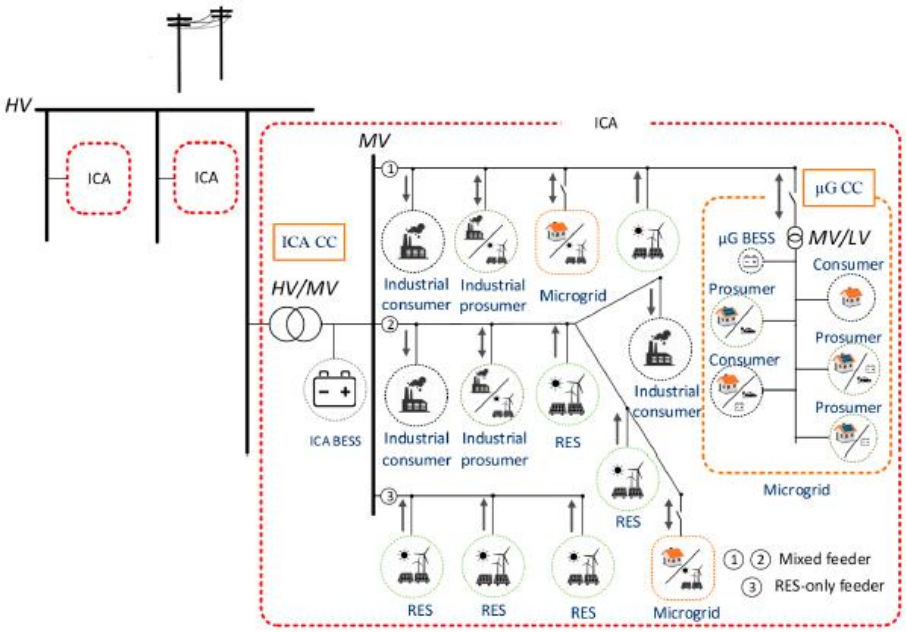
ทำให้เสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าได้เต็มศักยภาพ ค่าเสียโอกาสหรือต้นทุนต่าง ๆ ที่เพิ่มขึ้นสมควรได้รับการชดเชยจากผู้ดำเนินการระบบส่งหรือผู้ที่ได้รับประโยชน์จากความมั่นคงเหล่านี้



รูปที่ 2.4 ช่วงการตอบสนองต่อความถี่ของอินเวอร์เตอร์ [7]

2.2.4) การควบคุมแรงดัน (Voltage Control)

การควบคุมแรงดันมีความสัมพันธ์กับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้า สำหรับระบบส่งไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้สนับสนุนกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งด้านการรับและจ่าย แต่กำลังไฟฟ้าเสมือนไม่ควรส่งผ่านเพื่อสนับสนุนการควบคุมแรงดันในพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล และควรบริการจัดการเพื่อรักษาสมดุลตามท้องถิ่นเท่านั้น หรือจัดการให้มีความสมดุลภายในระบบจำหน่าย เนื่องจาก ลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้าที่เป็นสายเหนี่ยวนำ การส่งกำลังไฟฟ้าเสมือนในระยะทางห่างไกลอาจทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดัน การบริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงควรคำนึงถึงการไหลของกำลังไฟฟ้ารวมถึงข้อกำหนดเรื่องมาตรฐานของแรงดันซึ่งแตกต่างกันตามข้อกำหนดของแต่ละโครงข่าย ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มมากขึ้นและมีอุปกรณ์ประเภทใหม่ เช่น ระบบกักเก็บพลังงาน และ อินเวอร์เตอร์ มาเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 2.5 การจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนควรถูกควบคุมให้เกิดความสมดุลภายในโครงข่ายขนาดเล็กและปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับและจ่าย ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งและจำหน่ายควรมีค่าน้อยที่สุด ดังนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวควรมีส่วนร่วมในการให้บริการเสริมด้านการควบคุมแรงดัน โดยมาตรฐานและกฎเกณฑ์ของโครงข่ายไฟฟ้าในหลายประเทศกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องมีฟังก์ชันพื้นฐานในการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนหรือตัวประกอบกำลัง



รูปที่ 2.5 โครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อ [16]

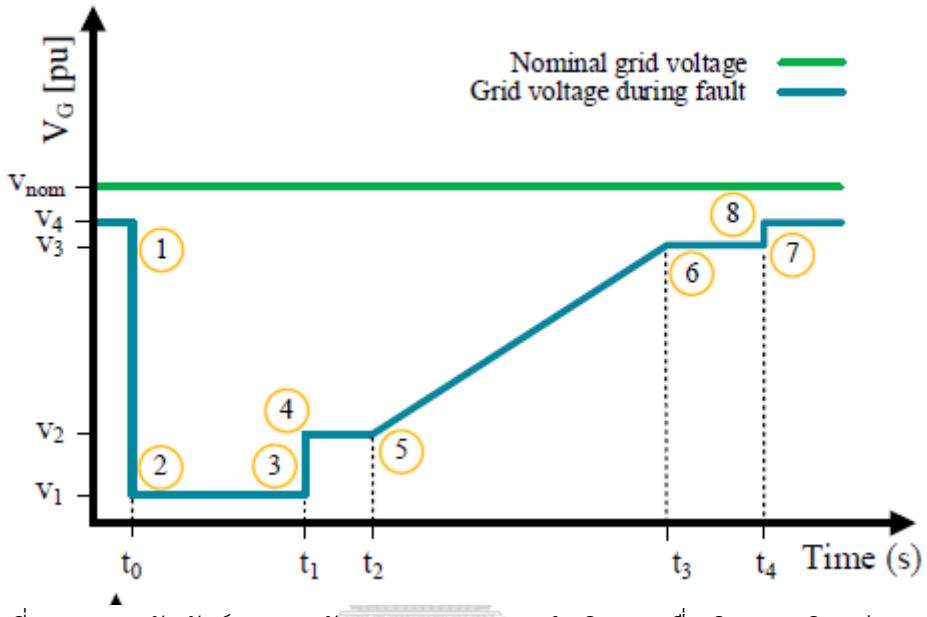
บริการเสริมด้านการควบคุมแรงดันมีโอกาสสูงที่จะถูกบริหารจัดการโดยผู้ดำเนินการระบบจำหน่าย ด้วยสาเหตุที่กำลังไฟฟ้าเสมือนไม่ควรส่งผ่านในระยะทางไกล และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมักเชื่อมต่อในระบบจำหน่าย ทำให้ผู้ดำเนินการระบบจำหน่ายสามารถทราบสถานะและควบคุมการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายได้ดีกว่าผู้ดำเนินการระบบส่ง ในการให้บริการเสริมด้านแรงดัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องลงทุนเพิ่มเติมให้กำลังผลิตติดตั้งของระบบมีค่าสูงกว่าปกติเพื่อสำรองไว้สำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ต้นทุนเหล่านี้หรือต้นทุนอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ควรได้รับการชดเชยจากผู้ดำเนินการระบบจำหน่ายหรือจากตลาดซื้อขายบริการเสริม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.2.5) การดำเนินการเมื่อเกิดความผิดพร่อง (Fault Contribution)

โดยปกติเมื่อเกิดความผิดพร่องในระบบไฟฟ้าทำให้ระดับแรงดันของระบบเปลี่ยนแปลงไปและอาจเกินกว่าช่วงดำเนินงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ผู้ควบคุมจึงนิยมปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกชั่วคราวเพื่อป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสียหาย และในการปลดเครื่องไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดพร่องเช่นนี้จะทำให้เกิดความไม่สมดุลระหว่างกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้เกิดปัญหาในด้านความไม่สมดุลของความถี่ ดังนั้น จึงมีการกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องเชื่อมต่อและดำเนินการตามปกติเมื่อเกิดความผิดพร่อง

ตัวอย่างข้อกำหนดด้านการดำเนินการเมื่อเกิดความผิดพร่องแสดงดังรูปที่ 2.6 กำหนดว่าหากเกิดแรงดันตกจนระดับแรงดันอยู่ที่ V_4 ผู้ผลิตต้องไม่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กรณีที่ระดับแรงดันอยู่ที่ V_3 ผู้ผลิตสามารถปลดการเชื่อมต่อได้หลังผ่านเวลา t_4 หากระดับแรงดันอยู่ที่ V_2 ปลดได้หลังผ่านเวลา t_2



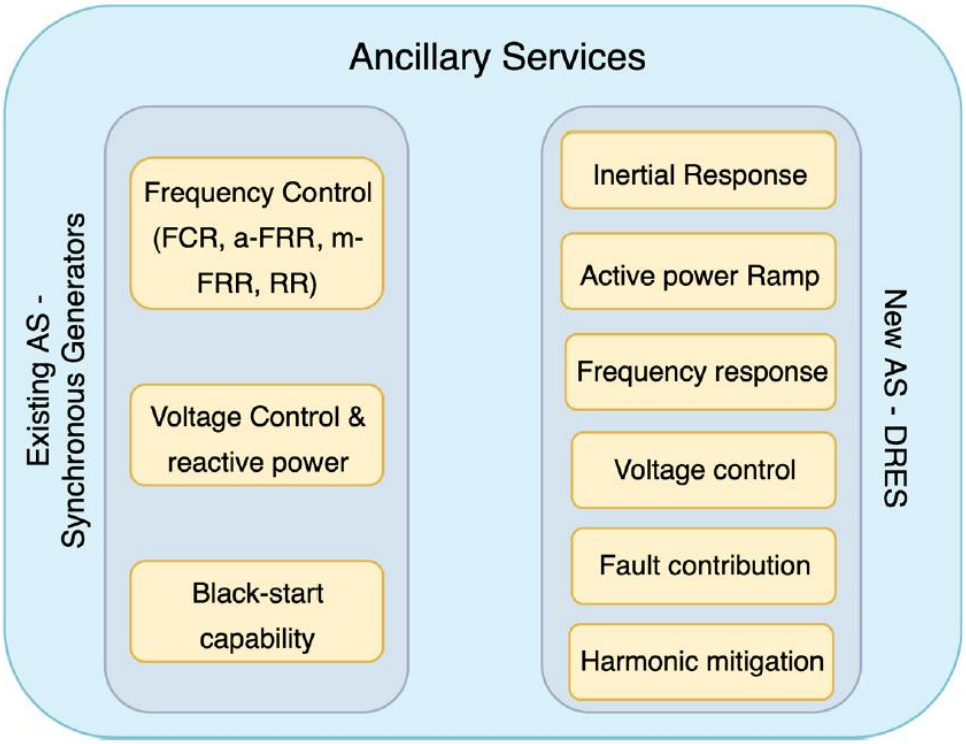
รูปที่ 2.6 ความสัมพันธ์ของแรงดันและเวลาของการดำเนินการเมื่อเกิดความผิดพร่อง [16]

2.2.6) การบรรเทาฮาร์มอนิก (Harmonic Mitigation)

อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ไม่เป็นเชิงเส้นรวมถึงอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นสาเหตุสำคัญของการเกิดฮาร์มอร์นิกในระบบไฟฟ้า ซึ่งฮาร์มอร์นิกเป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้รูปคลื่นไฟฟ้าผิดไปจากรูปคลื่นไซน์ อาจทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าทำงานผิดปกติหรือเกิดความเสียหาย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงต้องมีส่วนร่วมในการบรรเทาฮาร์มอร์นิกในระบบไฟฟ้า โดยใช้ตัวกรองฮาร์มอนิกซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ประกอบด้วยตัวเก็บประจุและตัวเหนี่ยวนำที่มีการปรับค่าอย่างเหมาะสม เพื่อกรองฮาร์มอนิกจากอินเวอร์เตอร์ไม่ให้ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า หรือหากตัวกรองช่วยลดฮาร์มอนิกที่เกิดจากแหล่งจ่ายอื่น ๆ ต้นทุนที่เกี่ยวข้องเพื่อบริการเสริมเหล่านี้ควรได้รับการชดเชย

โดยสรุป บริการเสริมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอาจมีความแตกต่างไปจากบริการเสริมแบบดั้งเดิม โดยบริการเสริมแบบดั้งเดิมนั้นจะเน้นที่การควบคุมความถี่ การควบคุมแรงดัน และการกู้คืนระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลให้การจัดการบริการเสริมเพื่อความมั่นคงเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

ขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มมากขึ้น จะต้องมีการพิจารณาถึงบริการเสริมในรูปแบบใหม่ ประกอบด้วย 1) การตอบสนองด้านความเฉื่อย 2) การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง 3) การควบคุมความถี่ 4) การควบคุมแรงดัน 5) การดำเนินการเมื่อเกิดความผิดพร่อง และ 6) การบรรเทาฮาร์มอนิก ซึ่งสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การเปรียบเทียบบริการเสริมแบบดั้งเดิมและแบบใหม่ [7]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
ทฤษฎีพื้นฐานการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

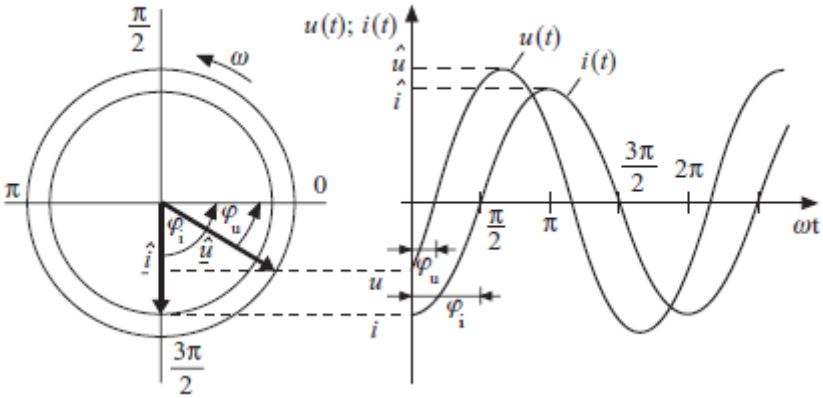
การศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาปริมาณและความคุ้มค่าของการให้บริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย ดังนั้น จึงต้องมีการศึกษาทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อศึกษาถึงหลักการพื้นฐานเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน ศึกษาว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งแบบซิงโครนัสและแบบอินเวอร์เตอร์สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้หรือไม่ มีข้อจำกัดและหลักการในการควบคุมอย่างไร อุปกรณ์ใดบ้างที่สามารถเป็นทางเลือกในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน นอกจากนี้ เพื่อศึกษาความคุ้มค่าจริงต้องทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวกับการประมาณและแบ่งต้นทุนที่เกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน รวมทั้งการศึกษาเกี่ยวกับมูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรอง เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าเสมือนอาจส่งผลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะแบ่งหัวข้อย่อยออกเป็น 4 ข้อ ได้แก่

1) ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน
2) ประเภทของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน
3) การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน
4) การศึกษามูลค่ากำลังไฟฟ้าสำรอง

3.1) ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับกำลังไฟฟ้าเสมือน [17,18]

อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าที่เป็นมอเตอร์ หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า หรือสายส่งไฟฟ้าช่วงโหลดสูง จำเป็นต้องบริโภคกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อสร้างสนามแม่เหล็ก ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้ถูกเรียกว่า ผู้บริโภคกำลังไฟฟ้าเสมือน ในส่วนของอุปกรณ์ เช่น ตัวเก็บประจุ หรือ สายส่งไฟฟ้าในช่วงโหลดต่ำ จะจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อสร้างสนามแม่เหล็ก อุปกรณ์ที่ทำงานในลักษณะนี้จะเรียกว่า ผู้ผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือน จะพบว่ากำลังไฟฟ้าเสมือนมีบทบาทสำคัญอย่างมากในระบบไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าเสมือนจะแตกต่างจากกำลังไฟฟ้าจริง โดยกำลังไฟฟ้าเสมือนไม่ถูกเปลี่ยนเป็นความร้อนหรือสร้างแรงขับเคลื่อน แต่จะสัมพันธ์กับการสร้างสนามแม่เหล็ก เพื่อให้เข้าใจหลักการของกำลังไฟฟ้าเสมือน ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการนิยามและหลักการพื้นฐานของกระแสและแรงดันที่มีลักษณะเป็นรูปคลื่นไซน์ การใช้เฟสเซอร์และเวกเตอร์เพื่อช่วยคำนวณกำลังไฟฟ้า และการหากำลังไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท ได้แก่ กำลังไฟฟ้าปรากฏ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน รวมถึงความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีต่อการควบคุมแรงดัน

ในระบบไฟฟ้ากระแสสลับสามเฟส ลักษณะรูปคลื่นของกระแสและแรงดันจะเปลี่ยนแปลงตามเวลาในลักษณะของรูปคลื่นไซน์แสดงดังรูปที่ 3.1 ซึ่งสามารถเขียนสมการแรงดันได้ดังสมการที่ 1 และสมการกระแสได้ดังสมการที่ 2 โดยมุมเฟสของกระแสและแรงดันอาจไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่กับค่าความเหนี่ยวนำ ค่าการเก็บประจุ และค่าความต้านของอุปกรณ์นั้น ๆ



รูปที่ 3.1 ลักษณะรูปคลื่นของกระแสและแรงดัน [17]

$$u(t) = \hat{u}\cos\left(\omega t + \varphi_U\right) \tag{1}$$

$$i(t) = \hat{i}\cos\left(\omega t + \varphi_I\right) \tag{2}$$

กำลังไฟฟ้า ณ ขณะเวลาใดเวลาหนึ่งของไฟฟ้าระบบสามเฟสสามารถคำนวณได้โดยนำสมการแรงดันไฟฟ้าคูณด้วยสมการกระแสไฟฟ้าแสดงดังสมการ 4 หากใช้สมบัติของตรีโกณมิติเพื่อจัดรูปและกำหนดให้ $\varphi = \varphi_U - \varphi_I$ สามารถแสดงสมการกำลังไฟฟ้าได้ดังสมการที่ 5 โดยกำลังไฟฟ้าจริงจะถูกนิยามดังสมการที่ 6 ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนนิยามดังสมการที่ 7 ขณะที่กำลังไฟฟ้าปรากฏนิยามดังสมการที่ 8 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้าเสมือน และกำลังไฟฟ้าปรากฏสามารถแสดงโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างด้านของสามเหลี่ยมมุมฉากดังรูปที่ 3.2 หรือเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 9

$$p(t) = u(t) \cdot i(t) \tag{3}$$

$$p(t) = \hat{u}\hat{i}\cos\left(\omega t + \varphi_U\right)\cos\left(\omega t + \varphi_I\right) \tag{4}$$

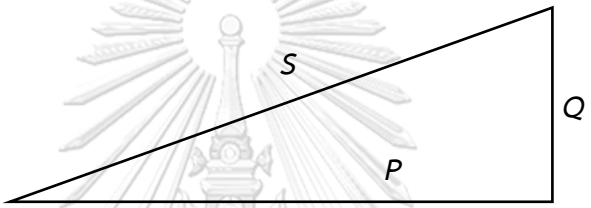
$$p(t) = \frac{\hat{u}\hat{i}}{2}\cos\varphi + \frac{\hat{u}\hat{i}}{2}\cos\varphi \cdot \cos\left(2\omega t + 2\varphi_U\right) + \frac{\hat{u}\hat{i}}{2}\sin\varphi \cdot \sin\left(2\omega t + 2\varphi_U\right) \quad (5)$$

$$P = \frac{\hat{u}\hat{i}}{2}\cos\varphi \quad (6)$$

$$Q = \frac{\hat{u}\hat{i}}{2}\sin\varphi \quad (7)$$

$$S = \frac{\hat{u}\hat{i}}{2} \quad (8)$$

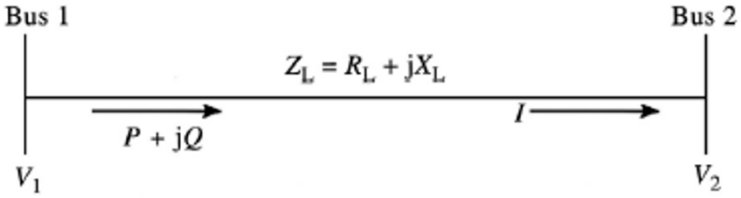
$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (9)$$



รูปที่ 3.2 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า

การควบคุมระดับแรงดัน ณ โหนดต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ามีความสัมพันธ์กับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน หากพิจารณาโครงข่ายระบบไฟฟ้าซึ่งมีจำนวน 2 โหนด ดังรูปที่ 3.3 ตามกฎแห่งแรงดันของเคอร์ชอฟฟ์ (Kirchhoff's Voltage Law) จะเขียนความสัมพันธ์ของแรงดันที่โหนด 1 และ โหนด 2 ได้ดังสมการที่ 10 ในส่วนของสมการกำลังไฟฟ้าแสดงดังสมการที่ 11 หากแทนค่ากระแสในสมการที่ 11 ลงในสมการที่ 10 และไม่พิจารณาผลของความต้านทานสามารถเขียนความสัมพันธ์ของแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ดังสมการที่ 12 ซึ่งสามารถเขียนในรูปของแผนภาพเฟสเซอร์ได้ดังรูปที่ 3.4 และพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนมีผลอย่างมากต่อระดับแรงดันที่โหนด 2 หากกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลจากโหนด 1 ไปสู่โหนด 2 มีค่าสูง จะทำให้แรงดันที่โหนด 2 ต่ำกว่าโหนด 1 หากแรงดันมีค่าต่ำกว่าที่มาตรฐานกำหนดอาจทำให้อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ ณ โหนด 2 ทำงานผิดปกติได้ ระดับแรงดัน ณ จุดต่าง ๆ ของระบบจึงจำเป็นต้องมีการควบคุมและจัดการอย่างเหมาะสม ซึ่งการควบคุมแรงดันจะสอดคล้องกับการบริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



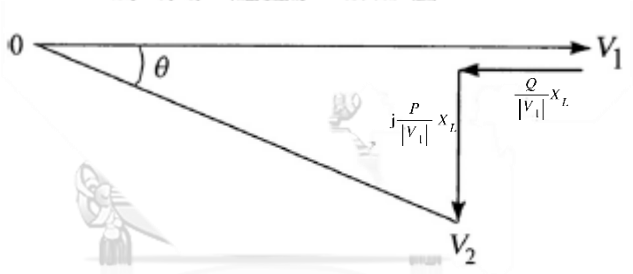
$$V_1 = |V_1| \angle \theta_1 \qquad V_2 = |V_2| \angle \theta_2$$

รูปที่ 3.3 โครงข่ายไฟฟ้า 2 โหนด [18]

$$V_2 = V_1 - IZ \tag{10}$$

$$V_1 \cdot I^* = P + jQ \tag{11}$$

$$V_2 = |V_1| - j\frac{P}{|V_1|}X_L - \frac{Q}{|V_1|}X_L \tag{12}$$



รูปที่ 3.4 แผนภาพเฟสเซอร์ของโครงข่าย 2 โหนด [18]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2) ประเภทของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน

ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีสำหรับการชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนหลายวิธี โดยสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ 1) แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนคงที่ (Static Reactive Power) คือ แหล่งจ่ายที่ไม่สามารถควบคุมหรือปรับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายได้ 2) แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน (Dynamic Reactive Power) คือ แหล่งจ่ายที่สามารถควบคุมและปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ ในบทความนี้จะยกตัวอย่างแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน 6 ชนิด ได้แก่

1) ตู้ตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank)

2) เครื่องพักกระแสไฟฟ้า (Condenser)

3) อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ (Static VAR Compensation)

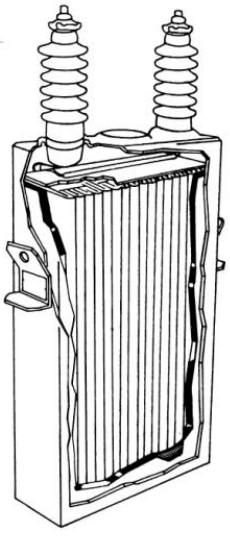
4) เครื่องชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบซิงโครนัส (Static Synchronous Compensator)

5) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator)

6) อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

3.2.1) ตู้ตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank) [19-21]

ตู้ตัวเก็บประจุเป็นอุปกรณ์จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ (Static Reactive Power) มีลักษณะดังรูปที่ 3.5 โดยใช้หลักการของการเหนี่ยวนำตัวเก็บประจุเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ตู้ตัวเก็บประจุมีจุดเด่น คือ ต้นทุนในการติดตั้งมีราคาถูก สามารถติดตั้งได้ง่าย มีขนาดไม่ใหญ่มากจึงไม่มีข้อจำกัดในเรื่องตำแหน่งของการติดตั้ง ไม่มีส่วนที่หมุนหรือเคลื่อนที่ทำให้ดูแลรักษาได้ง่าย จึงเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับความนิยมสูง อย่างก็ตาม ข้อเสียของตู้ตัวเก็บประจุ คือ ข้อจำกัดในการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนเมื่อติดตั้งในระบบแล้วจะไม่สามารถปรับเปลี่ยนค่าให้ตอบสนองต่อโหลดได้เลย นอกจากนี้ตู้ตัวเก็บประจุยังก่อให้เกิดการระเบิดได้ง่ายหากใช้ที่อุณหภูมิสูง และการควบคุมแรงดันอาจมีปัญหาเมื่อเกิดการลัดวงจร อีกทั้งยังทำให้เกิดปัญหากระแสพุ่งเข้า (Inrush Current) เมื่อเชื่อมต่อตู้ตัวเก็บประจุเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันอาจมีปัญหา



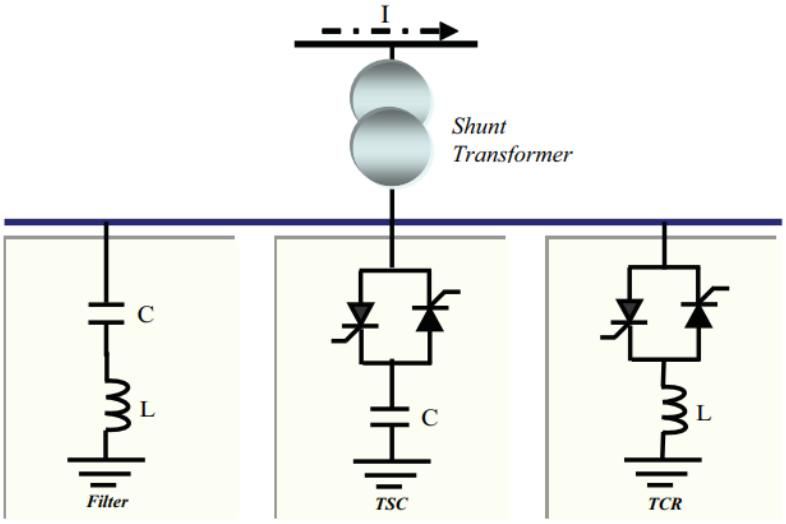
รูปที่ 3.5 ธนาคารเก็บประจุ [21]

3.2.2) เครื่องพักกระแสไฟฟ้า (Condenser) [20, 22-23]

เครื่องพักกระแสไฟฟ้า (Condenser) เป็นอุปกรณ์ที่รับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน (Dynamic Reactive Power) ใช้หลักการพื้นฐานของการเดินเครื่องจักรกลซิงโครนัสที่สภาวะไร้โหลดทำให้สามารถดูดกลืนหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนจากโครงข่ายไฟฟ้าได้ หากปรับสถานะการทำงานให้เป็นแบบกระตุ้นขาด (Under-excited state) เครื่องพักกระแสจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบไฟฟ้า แต่หากปรับสถานะการทำงานเป็นแบบกระตุ้นเกิน (Over-excited state) เครื่องพักกระแสจะรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบไฟฟ้า จุดเด่นของเครื่องพักกระแสคือสามารถรับหรือจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ปริมาณมาก มีการตอบสนองที่รวดเร็วและควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนได้แบบต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม เครื่องพักกระแสมีข้อเสียคือความซับซ้อนในการเปลี่ยนสถานะการทำงาน ต้องมีการบำรุงรักษาอยู่ตลอด ขณะเดินเครื่องจะมีเสียงที่ดัง มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียค่อนข้างสูง และมีต้นทุนการติดตั้งที่สูง จึงเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไม่นิยมในปัจจุบัน

3.2.3) อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ (Static VAR Compensation) [19-20, 22]

อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ (Static VAR Compensation: SVC) มีลักษณะวงจรดังรูปที่ 3.6 เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ โดยใช้หลักของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์หรือระบบอัตโนมัติเพื่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน เช่น ตัวเก็บประจุ หรือ ตัวเหนี่ยวนำ ซึ่งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์มีหน้าที่ควบคุมการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่นิยมใช้เพื่อควบคุมการเชื่อมต่อคือ ไทริสเตอร์ (Tryristor) จุดเด่นของอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ คือ สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้รวดเร็ว อย่างไรก็ตาม ข้อเสียของอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ คือ ทำให้เกิดฮามอร์นิกขึ้นเมื่อทำการเชื่อมต่ออุปกรณ์เข้ากับระบบไฟฟ้า และไม่สามารถปรับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างต่อเนื่อง จำเป็นต้องใช้ ไทริสเตอร์ 1 ตัว ต่อตัวเก็บประจุ 1 ตัว ทำให้ใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูง



รูปที่ 3.6 อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ [24]

3.2.4) เครื่องชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนซิงโครนัส (Synchronous Compensator) [19-23]

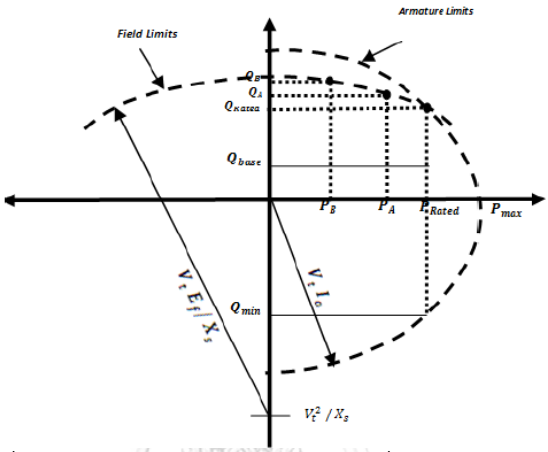
เครื่องชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนซิงโครนัส (Synchronous Compensator: STATCOM) เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผันสามารถปรับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างต่อเนื่อง และมีลักษณะการทำงานที่ใกล้เคียงกับอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ โดยใช้วงจรบริจด์ 3 เฟส หรืออินเวอร์เตอร์แบบกระแส เชื่อมต่อระหว่างตัวเก็บประจุ และ ตัวเหนี่ยวนำ เพื่อทำหน้าที่ควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนแทนไทริสเตอร์ จุดเด่นของอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบซิงโครนัส คือ สามารถควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนได้และปรับเปลี่ยนปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างรวดเร็วและแม่นยำ มีช่วงการปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่กว้าง อย่างไรก็ตาม อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบซิงโครนัสไม่เป็นที่นิยมเนื่องจากต้นทุนการติดตั้งและบำรุงรักษามีราคาที่สูง และมีวิธีการควบคุมที่ซับซ้อน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.5) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator) [22-26]

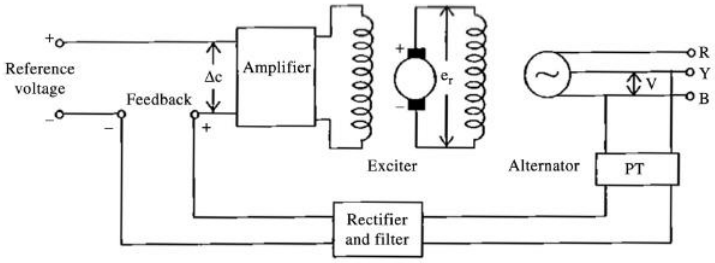
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสสามารถเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผันได้และนิยมใช้อย่างมากในปัจจุบัน เป็นอุปกรณ์ที่สามารถทำงานในสถานะรับกำลังไฟฟ้าเสมือนและจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน จากความสัมพันธ์ของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า การควบคุมให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนและกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเท่าเดิม จะทำให้กำลังไฟฟ้าปรากฏของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งให้สูงขึ้นเพื่อรองรับการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนในขณะที่ยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ปริมาณเท่าเดิม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสสามารถควบคุมปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงผ่านการควบคุมของต้นแรง

ขับกำลัง (Prime Mover) และในขณะที่กำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกควบคุมให้คงที่ การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนสามารถควบคุมผ่านกระแสสนาม (Field Current Limit) และกระแสอาร์เมเจอร์ (Armature Current Limit) ซึ่งช่วงการควบคุมจะถูกจำกัดตามข้อจำกัดของกระแสสนามและกระแสอาร์เมเจอร์ ช่วงการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนและกำลังไฟฟ้าจริงถูกกำหนดด้วยเส้นโค้งการปรับกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Synchronous Generator Capability Curve) ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 เส้นโค้งการปรับกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [25]

หลักการควบคุมแรงดันแบบดั้งเดิมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส ทำได้โดยการปรับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน เป็นหลักการที่คล้ายกับการควบคุมความถี่โดยการปรับกำลังไฟฟ้าจริง ในกรณีของการควบคุมความถี่จะควบคุมผ่านอุปกรณ์ที่เรียกว่า ตัวปรับความเร็วเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Governor) มีวิธีการควบคุมง่าย นิยมใช้อย่างแพร่หลาย ในส่วนของการควบคุมแรงดันจะใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า อุปกรณ์ปรับแรงดันอัตโนมัติ (Automatic Voltage Regulators) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่รักษาระดับแรงดันของระบบให้คงที่โดยการปรับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อด้วยให้มีความเหมาะสม ในสถานการณ์ปกติ อุปกรณ์ปรับแรงดันอัตโนมัติสามารถทำหน้าที่ควบคุมแรงดันได้อย่างไม่ยาก อย่างไรก็ตาม เมื่อเกิดความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าเสมือนในปริมาณมาก จนอุปกรณ์ปรับแรงดันอัตโนมัติไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงนั้นได้ทัน อุปกรณ์ปรับแรงดันอัตโนมัติจะต้องลดระดับแรงดันลงในช่วงเวลาหนึ่ง หากสมดุลกลับสู่สภาวะปกติ อุปกรณ์ปรับแรงดันอัตโนมัติจึงปรับแรงดันกลับสู่ค่าที่กำหนดดังเดิม สำหรับการควบคุมความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าเสมือนและระดับแรงดัน หรือที่เรียกว่า การควบคุมแรงดันแบบลด (Q/V Droop control) สำหรับแผนภาพการควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ เช่น ตัวผลิตกระแสไฟ (Alternator) และ เครื่องกระตุ้น (Exciter) ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 การควบคุมแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [18]

3.2.6) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) [22-27]

อินเวอร์เตอร์ คืออุปกรณ์ที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับ มักใช้งานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์สามารถเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน และเช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เพื่อที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าคงที่และสามารถแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบได้ อินเวอร์เตอร์ต้องสำรองกำลังการผลิตติดตั้งให้มีค่าพิกัดมากกว่ากำลังไฟฟ้าจริง อินเวอร์เตอร์สามารถควบคุมปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนผ่านการควบคุมรูปแบบต่าง ๆ ตัวอย่างเช่น [27]

1) การควบคุมแรงดันคงที่ (Constant Voltage Control) เป็นการควบคุมให้กำลังไฟฟ้าจริงให้มีค่าคงที่ ในขณะที่กำลังไฟฟ้าเสมือนจะถูกปรับเพื่อให้แรงดันของโหลดที่อินเวอร์เตอร์เชื่อมต่อมีค่าตรงกับค่าแรงดันที่รับจากคำสั่งควบคุม

2) การควบคุมแรงดันด้วยการลดกำลังไฟฟ้าเสมือน (Voltage Q-Droop Control) เป็นการควบคุมตามสัดส่วน (Proportional Control) ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่แลกเปลี่ยนระหว่างอินเวอร์เตอร์และระบบไฟฟ้ามีความสัมพันธ์กับแรงดันดังสมการที่ 13

$$Q_{out} = Q_{target} + \frac{\left(V_{target} - V\right) S_n}{K_{Q-droop}} 100\% \qquad (13)$$

Q_{target} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนจุดเตรียมตัว (kVar)

V คือ ค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ (V)

V_{target} คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าจุดเตรียมตัว (V)

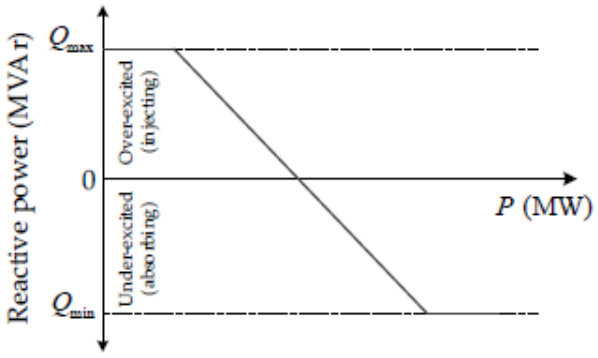
S_n คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (kVA)

$K_{Q-droop}$ คือ ค่าสัมประสิทธิ์การลด (%)

3) การควบคุมแรงดันด้วยการลดกระแส (Voltage I_q-Droop Control) เป็นการควบคุมตามสัดส่วน (Proportional Control) ซึ่งใช้การแปลงคลาร์กเพื่อแปลงกระแสสามเฟสเป็นกระแสสองเฟส คือ I_d และ I_q ซึ่งระดับแรงดันสามารถควบคุมผ่านตัวแปร I_q

4) การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ (Constant Reactive Power Control) เป็นการควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้สามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างอิสระ

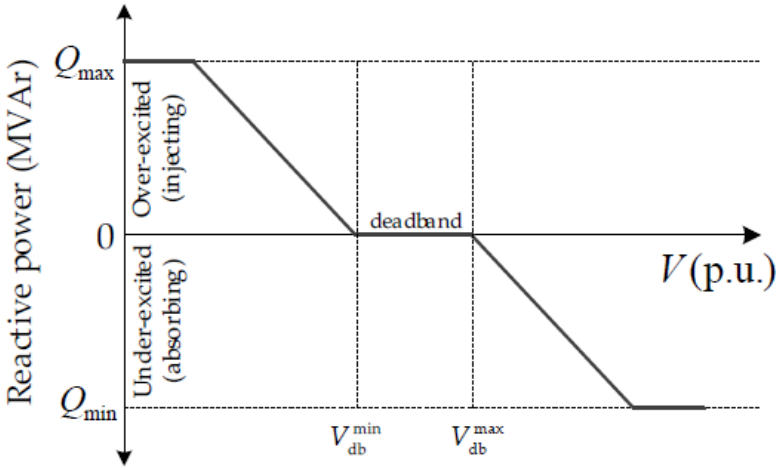
5) การควบคุมบนพื้นฐานกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power-Based Control) เป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยใช้ความสัมพันธ์ที่เป็นเชิงเส้นระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.9 การควบคุมในรูปแบบนี้สามารถควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้รับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนได้



รูปที่ 3.9 การควบคุมโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน [27]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

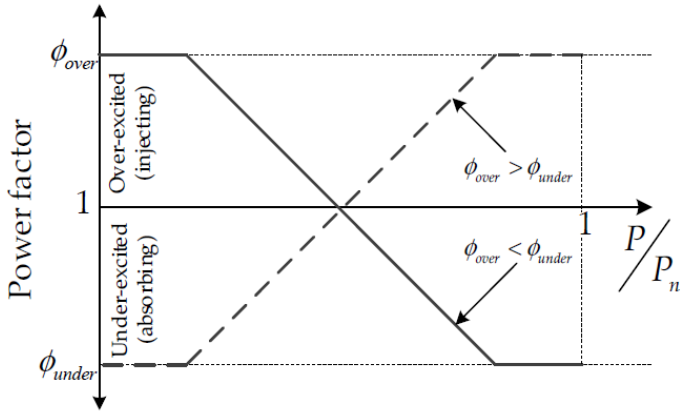
6) การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน (Voltage-Reactive Power Control) เป็นวิธีการควบคุมโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.10 หากระดับแรงดันมีค่าต่ำกว่า V_{min} อินเวอร์เตอร์จะช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อช่วยรักษาแรงดันของระบบ เมื่อระดับแรงดันสูงกว่า V_{max} อินเวอร์เตอร์จะรับกำลังไฟฟ้าเสมือน



รูปที่ 3.10 การควบคุมโดยใช้ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันและกำลังไฟฟ้าเสมือน [27]

7) การควบคุมผ่านตัวประกอบกำลัง (Constant PF) เป็นวิธีการควบคุมให้ตัวประกอบกำลังมีค่าคงที่และกำลังไฟฟ้าเสมือนจะถูกปรับให้สอดคล้องกับกำลังไฟฟ้าจริง

8) การควบคุมบนพื้นฐานของตัวประกอบกำลังและกำลังไฟฟ้าจริง (Power Factor-Active Power Based Control) เป็นวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยการปรับตัวประกอบกำลังซึ่งสัมพันธ์กับกำลังไฟฟ้าจริงดังแสดงในรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยการปรับตัวประกอบกำลัง [27]

โดยสรุปแล้ว แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่นิยมใช้ในปัจจุบันคือตู้ตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส อย่างไรก็ตาม อินเวอร์เตอร์เป็นทางเลือกหนึ่งในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เนื่องจากมีการติดตั้งในเครื่องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีจำนวนเพิ่มมากขึ้นอย่าง

ต่อเนื่อง มีวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หลากหลาย อีกทั้งยังมีต้นทุนการติดตั้งที่ถูกลง อินเวอร์เตอร์จึงอาจเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่สำคัญในอนาคต

3.3) การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน [4, 25-42]

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนบางชนิด เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส หรือ อินเวอร์เตอร์ สามารถให้บริการทั้งในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน การเรียกเก็บค่าบริการต่าง ๆ จะสะท้อนต้นทุนผ่านอัตราค่าไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ไม่ได้พิจารณาแยกส่วนของการให้บริการออกเป็นกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อให้การเรียกเก็บค่าบริการให้สามารถชดเชยต้นทุนอย่างเหมาะสมยิ่งขึ้น การศึกษาโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบไม่กำกับดูแล (Deregulation) จึงเสนอให้มีการซื้อขายกำลังไฟฟ้าเสมือนผ่านตลาดบริการเสริมแยกจากตลาดซื้อขายพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงเป็นสิ่งที่สำคัญที่จะทำให้ทราบต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อที่จะสามารถนำไปคำนวณอัตราค่าบริการให้สะท้อนต้นทุนได้อย่างเหมาะสม ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ต้นทุนแจ้งชัด (Explicit Cost) และ ต้นทุนโดยปริยาย (Implicit Cost) โดยต้นทุนแจ้งชัด เป็นต้นทุนของการลงทุนและต้นทุนดำเนินงานซึ่งเป็นต้นทุนที่จ่ายออกไปเป็นเงินจริง ส่วนต้นทุนโดยปริยาย เป็นต้นทุนที่ไม่ได้จ่ายออกไปเป็นเงินจริงแต่เป็นค่าเสียโอกาสที่จะใช้ปัจจัยการผลิตไปทำประโยชน์อื่น เรียกว่าต้นทุนค่าเสียโอกาส ในกรณีของการสำรองกำลังผลิตเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องลดปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงให้ต่ำกว่าค่าพิกัด ทำให้ผลกำไรของการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยแบ่งตามเทคโนโลยีของแหล่งจ่ายเป็น 2 ประเภท ได้แก่

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส

2) อินเวอร์เตอร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

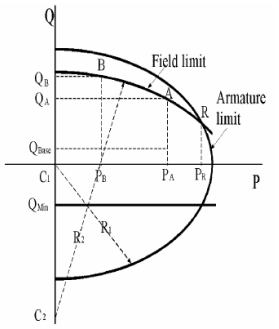
3.3.1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส [4, 28-42]

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสแบบดั่งเดิม (Conventional Generator) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัว (Distributed Generator) เป็นแหล่งจ่ายที่สามารถให้บริการได้ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน อย่างไรก็ตาม ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสสามารถจ่ายได้ขึ้นอยู่กับพิกัดของต้นกำลัง เมื่อกำหนดให้กำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันที่ขั้วมีค่าคงที่ พิกัดของกระแสอาร์เมเจอร์และกระแสสนามเป็นตัวแปรที่กำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยสมการข้อจำกัดของกระแสอาร์เมเจอร์และกระแสสนามแสดงดังสมการที่ 14

และ สมการที่ 15 สามารถนำมาเขียนแผนภาพสมรรถณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสดังรูปที่ 3.12 ซึ่งแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จุดต่าง ๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P^2 + Q^2 \leq \left(V_t I_a \right)^2 \tag{14}$$

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_t^2}{X_s} \right)^2 \leq \left(\frac{V_t E_{af}}{X_s} \right)^2 \tag{15}$$



รูปที่ 3.12 สมรรถณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส [4]

โดยปกติแล้ว ณ จุดตัดของสมการข้อจำกัดของกระแสอาร์เมเจอร์และกระแสสนามถูกกำหนดให้เป็นค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อต้องการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเกินกว่าจุดตัดของสมการ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจะถูกกำหนดด้วยสมการข้อจำกัดกระแสอาร์เมเจอร์ ในทางตรงข้ามหากกำลังไฟฟ้าจริงต่ำกว่าจุดตัด ปริมาณกำลังไฟฟ้าจะถูกกำหนดด้วยข้อจำกัดกระแสสนาม ซึ่งจะพบว่าหากต้องการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนในปริมาณที่สูงกว่าจุดตัด จำเป็นต้องแบ่งกำลังไฟฟ้าจริงบางส่วนเพื่อชดเชยความร้อนของกระแสสนามที่เพิ่มขึ้นจากการปรับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน ดังนั้น การจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงทำให้มีต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นมา นอกจากนี้ยังมีต้นทุนอีกส่วนหนึ่งที่เกี่ยวข้องกับค่าเสียโอกาสที่เกิดจากการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงส่งผลให้กำไรที่ควรได้รับจากการขายกำลังไฟฟ้าจริงลดลง

ในการศึกษาค่าตอบแทนคาดหวัง (Expected Payment Function) จากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนสามารถทำได้โดยการพิจารณาแผนภาพสมรรถณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ซึ่งในแต่ละช่วงของการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนจะมีต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนที่แตกต่างกัน องค์ประกอบต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่ 1)

ต้นทุนค่าความพร้อมจ่าย (Availability Cost) 2) ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Cost of Loss) 3) ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) [28-33, 35, 36]

1) ต้นทุนค่าความพร้อมจ่าย คือ ต้นทุนชนิดแจ้งชัด ซึ่งเป็นเงินลงทุนเพิ่มเติมเพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสมีความจุเพียงพอเพื่อรองรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน หรือต้นทุนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเผื่อขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีพิกัดมากกว่ากำลังไฟฟ้าจริงพิกัดเพื่อรองรับกำลังไฟฟ้าเสมือน วิธีการประมาณต้นทุนส่วนนี้สามารถทำได้โดยการแปลงอัตราต้นทุนกำลังไฟฟ้าจริงเป็นอัตราต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยความสัมพันธ์ของตัวประกอบกำลังดังสมการที่ 16 หรือใช้วิธีการประมาณด้วยเครื่องพักกระแสไฟฟ้า นอกจากนี้ยังสามารถใช้ทฤษฎีเกมแบบร่วมมือ (Corporate game theory) ในการประมาณต้นทุนคงที่ของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้เช่นกัน

$$C_q = C_s \cdot \sin\left(\cos^{-1} PF\right) \tag{16}$$

C_q คือ ต้นทุนต่อกำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVar)

C_s คือ ต้นทุนต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏ (บาท/kVA)

PF คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

2) ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย คือ องค์ประกอบหนึ่งที่ควรนำมาพิจารณาเป็นค่าตอบแทนคาดหวัง ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นโดยปริยายที่เกี่ยวข้องโดยตรงจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวดสนามตามแผนภาพสมรรถณะดังรูปที่ 3.12 โดยทั่วไปแล้วกำลังสูญเสียประเภทนี้จะมีขนาดเล็กกว่าเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ อย่างไรก็ตาม ต้นทุนส่วนนี้เป็น 1 ส่วนสำคัญที่ต้องคำนึงถึงเพื่อคำนวณหาค่าผลตอบแทนที่เหมาะสมจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

การพิจารณาต้นทุนการดำเนินการหรือต้นทุนการผลิตของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะแตกต่างจากกำลังไฟฟ้าจริง ในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงต้องอาศัยการหมุนของต้นกำลังในการผลิตหรือก่อให้เกิดกำลังไฟฟ้าจริง ดังนั้น ต้นทุนเชื้อเพลิงสำหรับการขับเคลื่อนต้นกำลังจึงถูกนำมาพิจารณาเป็นต้นทุนดำเนินการของการผลิตกำลังไฟฟ้าจริง อย่างไรก็ตาม ในส่วนของการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนนั้นไม่จำเป็นต้องอาศัยเชื้อเพลิงในการผลิต เนื่องจากใช้การกระตุ้นของกระแสสนามในการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือน ดังนั้น ต้นทุน

การดำเนินการหรือต้นทุนการผลิตของกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงไม่ได้หาจากค่าเชื้อเพลิงแต่ใช้หลักค่าเสียโอกาสจากการขาดผลกำไรมาพิจารณาเป็นส่วนของต้นทุนดำเนินการ

3) ต้นทุนส่วนสุดท้ายที่จะถูกพิจารณาเพื่อคำนวณหาค่าผลตอบแทนคาดหวังของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาสเป็นต้นทุนโดยปริยายที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของผลกำไรที่มีสาเหตุจากการปรับค่ากำลังไฟฟ้าจริงเพื่อรองรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน หากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนส่งผลให้กำไรของการขายไฟฟ้าลดลง กำไรส่วนที่ลดลงนั้นควรถูกนำมาพิจารณาเป็นค่าเสียโอกาสและชดเชยผ่านค่าตอบแทนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยการคำนวณหาค่าเสียโอกาสในส่วนนี้สามารถทำได้หลายวิธี เช่น การประมาณด้วยหลักการของสามเหลี่ยมเพื่อแปลงต้นทุนเชื้อเพลิงของกำลังไฟฟ้าจริงเป็นต้นทุนเชื้อเพลิงของกำลังไฟฟ้าเสมือน หรืออีกวิธีหนึ่งทำได้โดยใช้สมการการคำนวณผลกำไรการขายกำลังไฟฟ้าเพื่อหาการเปลี่ยนแปลงของผลกำไรจากการปรับเปลี่ยนค่ากำลังไฟฟ้าจริงเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

การประมาณด้วยหลักการของสามเหลี่ยมเป็นวิธีการสำหรับการประมาณต้นทุนดำเนินการ (Operational Cost) ที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนมีความสัมพันธ์กันด้วยคุณสมบัติของสามเหลี่ยม การประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยวิธีนี้ใช้คุณสมบัติดังกล่าวเพื่อแปลงสมการต้นทุนของกำลังไฟฟ้าจริงเป็นต้นทุนของกำลังไฟฟ้าเสมือน ในการประมาณต้นทุนดำเนินการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงสามารถประมาณได้โดยสมการกำลังสองของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริงดังสมการที่ 17 และหากอาศัยหลักการของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าดังรูปที่ 3.2 และสมบัติของตรีโกณมิติ โดย $\cos^2\theta + \sin^2\theta = 1$ จะสามารถจัดสมการกำลังไฟฟ้าจริงให้อยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้าเสมือนซึ่งแสดงดังสมการที่ 18 โดยความสัมพันธ์ของค่าสัมประสิทธิ์จากสมการต้นทุนกำลังไฟฟ้าจริงและต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนแสดงดังสมการที่ 19 ถึง 21

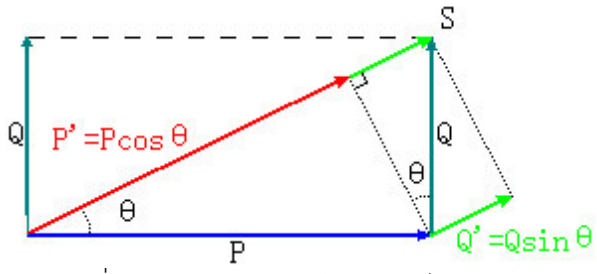
$$\text{Cost}(P) = aP^2 + bP + c \tag{17}$$

$$\text{Cost}(Q) = a''Q^2 + b''Q + c'' \tag{18}$$

$$a'' = a\sin^2\theta \tag{19}$$

$$b'' = b\sin\theta \tag{20}$$

$$c'' = c \tag{21}$$



รูปที่ 3.13 ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้า [37]

อีกหนึ่งวิธีที่นิยมใช้สำหรับการคำนวณต้นทุนการดำเนินการของกำลังไฟฟ้าเสมือน คือการประมาณด้วยหลักต้นทุนค่าเสียโอกาส แนวคิดของการประมาณต้นทุนดำเนินการของกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยหลักค่าเสียโอกาสทำได้โดยการนำผลต่างของกำไรที่ผู้ผลิตไฟฟ้าควรได้รับในกรณีที่ไม่ได้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนและกรณีที่ลดกำลังผลิตของกำลังไฟฟ้าจริงลงเพื่อรองรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งผลต่างของกำไรนั้นสามารถแสดงได้ดังสมการ 22 นอกจากวิธีการนี้ อีกวิธีหนึ่งที่ได้รับความนิยมในการประมาณค่าเสียโอกาสคือการกำหนดอัตรากำไรที่ควรได้รับจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตกำลังไฟฟ้าจริง สมมติอัตรากำไรด้วยตัวแปรเคซึ่งโดยทั่วไปแล้วมีค่าระหว่างร้อยละ 5 ถึง 10 ดังสมการที่ 23

$$C_{op} = \mu \cdot \left(P_{rate} - P \right) - \left(Cost\left(P_{rate} \right) - Cost\left(P \right) \right) \tag{22}$$

$$C_{op} = \kappa \cdot \left(Cost\left(P_{rate} \right) - Cost\left(P \right) \right) \tag{23}$$

C_{op} คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาส (บาท)

μ คือ ราคาขายกำลังไฟฟ้าจริง (บาท/kW)

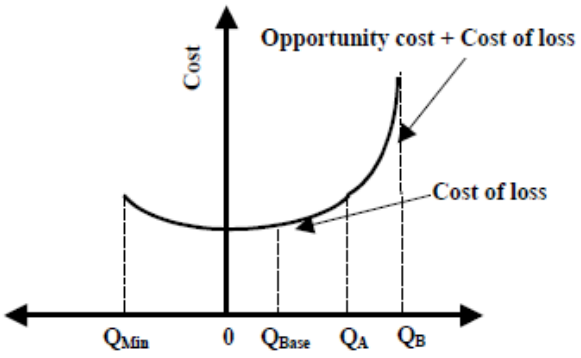
κ คือ อัตราผลกำไรจากต้นทุนเชื้อเพลิง (บาท/kW)

$Cost(P)$ คือ ต้นทุนการเดินเครื่องที่กำลังผลิต P (บาท)

เพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงลงจากเดิม ดังนั้น ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตจึงลดลง ซึ่งการลดลงของต้นทุนการผลิต

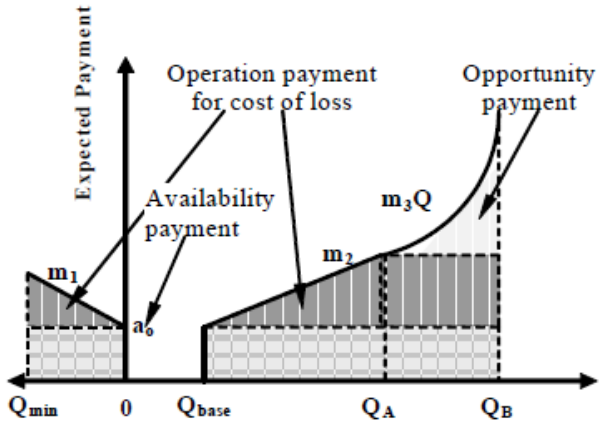
ส่งผลให้กำไรที่ควรได้รับจากต้นทุนดำเนินการของการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงลดลง ต้นทุนเหล่านี้ถือเป็นค่าเสียโอกาสที่ควรได้รับการชดเชยด้วยค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน และเนื่องจากต้นทุนค่าเสียโอกาสส่วนนี้พิจารณามาจากต้นทุนเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกำลังไฟฟ้าจริงซึ่งโดยทั่วไปจะประมาณด้วยสมการกำลังสอง ดังนั้น แผนภาพระหว่างต้นทุนค่าเสียโอกาสและปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงมีลักษณะเป็นแผนภาพพาราโบลา

หลังจากพิจารณาต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในส่วนต่าง ๆ ได้แก่ 1) ต้นทุนค่าความพร้อมจ่าย 2) ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และ 3) ต้นทุนค่าเสียโอกาส ทำให้สามารถคำนวณหาต้นทุนรวมที่เกิดขึ้นจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ โดยต้นทุนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในช่วงต่าง ๆ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.14 ซึ่งต้นทุนเหล่านี้จะถูกนำมาคำนวณหาค่าตอบแทนคาดหวังของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.15



รูปที่ 3.14 ต้นทุนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของ SG [4]

CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 3.15 ค่าตอบแทนคาดหวังของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของ SG [4]

การคำนวณหาต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนดังที่กล่าวในข้างต้นนี้อยู่ในบริบทของการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบของตลาดพลังงานไฟฟ้า ราคาขายไฟฟ้าที่ผู้ขายเสนอให้แก่ตลาดซื้อขายพลังงานได้คำนึงถึงอัตราผลตอบแทนที่ผู้ผลิตควรได้รับจากต้นทุนเชื้อเพลิงการผลิต ดังนั้น การลดกำลังการผลิตทำให้เกิดต้นทุนค่าเสียโอกาสขึ้น อย่างไรก็ตาม ในโครงสร้างของการซื้อขายไฟฟ้าภายใต้การกำกับดูแล ซึ่งกำหนดให้แบ่งอัตราการรับซื้อไฟฟ้าเป็น 2 ส่วน ได้แก่ 1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) และ 2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) กำไรที่ผู้ประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าได้รับจากการลงทุนมาจากค่าความพร้อมจ่ายเท่านั้น ในส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้าจะได้รับชดเชยเท่ากับต้นทุนเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้า เมื่อต้นทุนเชื้อเพลิงได้รับการชดเชยเท่ากับต้นทุนจริงจึงไม่เกิดค่าเสียโอกาสขึ้น ดังนั้น ในบริบทของการซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบกำกับดูแลจึงไม่ควรพิจารณาต้นทุนค่าเสียโอกาสในการชดเชยค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

โดยสรุป เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสทั้งแบบดั่งเดิมและแบบกระจายตัวสามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าจริงได้พร้อมกันกับกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสทั้งสองประเภทมีข้อจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเหมือนกัน ซึ่งขึ้นอยู่กับข้อจำกัดของกระแสอาร์เมเจอร์และกระแสสนาม ในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสก่อให้เกิดต้นทุนเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของต้นทุนคงที่และต้นทุนแปรผันดังที่ได้กล่าวถึงก่อนหน้า

3.3.2) อินเวอร์เตอร์ [34, 37]

นอกเหนือจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์หนึ่งที่เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผันที่สามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างต่อเนื่องจึงเป็นอุปกรณ์ที่มีศักยภาพสูงในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน อีกทั้ง การส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีส่วนทำให้จำนวนอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ามีมากขึ้น ถึงแม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะทำงานร่วมกับอินเวอร์เตอร์ในการผลิตและเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อนำมาใช้ประโยชน์หรือขายให้กับผู้รับซื้อ แต่ในส่วนของการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนจะมีแหล่งที่มาจากอินเวอร์เตอร์เท่านั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่ได้มีส่วนช่วยเหลือในการผลิต ดังนั้นการพิจารณาต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะพิจารณาเฉพาะต้นทุนจากอินเวอร์เตอร์เท่านั้น

อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าและให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนมีข้อจำกัดพื้นฐานเพียงอย่างเดียวคือข้อจำกัดกระแสพิกัดของอินเวอร์เตอร์ โดยกระแสของอินเวอร์เตอร์ประกอบด้วยกระแสแกนกำลังไฟฟ้าจริงและกระแสแกนกำลังไฟฟ้าเสมือน หากค่าสมบูรณ์ของกระแสทั้งสองไม่เกินกว่าค่ากระแสพิกัด อินเวอร์เตอร์สามารถควบคุมปริมาณกระแสทั้งสองส่วนนี้ได้อย่างอิสระ และ

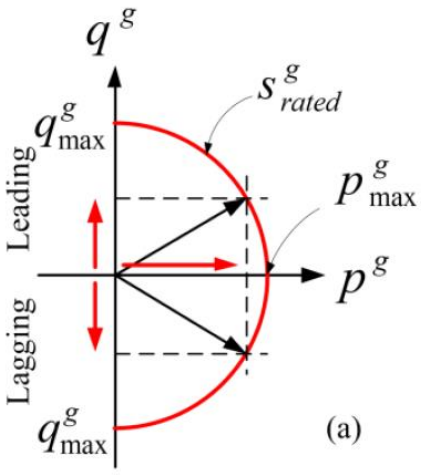
หากพิจารณาค่าพิกัดของอินเวอร์เตอร์ด้วยค่ากำลังไฟฟ้าแทนค่ากระแส ช่วงการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 24 และแสดงดังรูปที่ 3.16

$$Q_{max} = \sqrt{S_{rated}^2 - P_{max}^2} \tag{24}$$

Q_{max} คือ กำลังไฟฟ้าเสมือน (kVar)

S_{rated} คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (kVA)

P_{max} คือ กำลังไฟฟ้าจริง (kW)



รูปที่ 3.16 ช่วงการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์ [37]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ต้นทุนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์แบ่งได้ 2 ส่วนสำคัญ คือ 1) ต้นทุนคงที่เพิ่มเติมที่ลงทุนให้อินเวอร์เตอร์มีความจุสำรองเพียงพอต่อการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน และ 2) ต้นทุนดำเนินการที่เกิดขึ้นจากการให้บริการกำลังไฟฟ้า รวมไปถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสในกรณีที่ต้องลดกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือน

โดยทั่วไป อินเวอร์เตอร์สามารถควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนได้เพียงแค่อินเวอร์เตอร์นั้นมีความจุเพียงพอต่อการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยที่ไม่ต้องอาศัยการลงทุนเพื่อติดตั้งอุปกรณ์อื่น ๆ เพิ่มเติมจากเดิม และเพิ่มให้อินเวอร์เตอร์มีความจุที่เพียงพอต่อการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยที่ไม่ลดค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริง ต้องเผื่อพิกัดความจุของอินเวอร์เตอร์ให้สูงกว่าค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าจริง โดยการเผื่อขนาดอินเวอร์เตอร์ให้สูงกว่าการใช้งานจริงส่งผลให้เกิดต้นทุนที่เพิ่มขึ้น ซึ่งต้นทุนส่วน

นี้ควรได้รับค่าชดเชยผ่านการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน สำหรับอัตราส่วนความจุเพิ่มเติมที่อินเวอร์เตอร์ต้องเผื่อต่อขนาดกำลังไฟฟ้าเสมือน มีหน่วยเป็นกิโลโวลต์แอมป์ต่อกิโลวาร์ หากคูณด้วยอัตราต้นทุนต่อความจุที่เป็นกำลังไฟฟ้าปรากฏจะได้ต้นทุนคงที่ต่อกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ ซึ่งวิธีประมาณต้นทุนคงที่จากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์ไม่แตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส โดยสามารถแบ่งต้นทุนคงที่ของอินเวอร์เตอร์ออกเป็นสองส่วน คือ ส่วนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าจริงและการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยใช้หลักการของตัวประกอบกำลังได้เช่นกัน

เช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส การให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์อาจส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียบางส่วน และกำลังไฟฟ้าสูญเสียเหล่านี้ถูกชดเชยด้วยกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งอาจมีที่มาจากการอินเวอร์เตอร์โดยตรงส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่าลดลง หรือซื้อกำลังไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ว่าทางใดก็ตามการชดเชยกำลังสูญเสียในส่วนนี้ทำให้เกิดต้นทุนเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของต้นทุนดำเนินการจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์

การศึกษาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ทำให้ทราบว่า ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์สามารถประมาณได้ด้วยสมการกำลังสองของกำลังไฟฟ้าปรากฏ ดังสมการที่ 25 โดยสัมประสิทธิ์ของสมการมีที่มาจากกำลังสูญเสียแต่ละประเภท ได้แก่ 1) กำลังสูญเสียเมื่อไม่มีโหลด 2) กำลังสูญเสียซึ่งขึ้นกับแรงดัน และ 3) กำลังสูญเสียซึ่งขึ้นกับค่ากระแสและความต้านทาน การคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียอันมีสาเหตุจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนหาได้โดยการเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะที่ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนกับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในขณะที่ไม่ได้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ 26

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$P_L(S) = c_{self} + c_V \cdot S + c_R \cdot (S)^2 \tag{25}$$

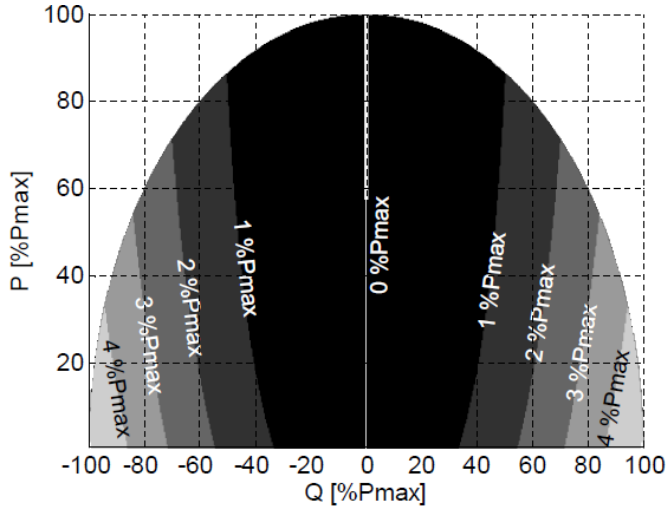
$$\begin{aligned}\Delta P_L(t) = \\ c_{self} + c_V \cdot \sqrt{P_{AC}{}^2(t) + Q^2(t)} + c_R \cdot \left(P_{AC}{}^2(t) + Q^2(t)\right) \\ -\left[c_{self} + c_V \cdot P_{AC}(t^*) + c_R \cdot P_{AC}{}^2(t^*)\right]\end{aligned} \tag{26}$$

c_{self} คือ สัมประสิทธิ์กำลังสูญเสียภายในตัวเอง

c_V คือ สัมประสิทธิ์กำลังสูญเสียที่ขึ้นกับแรงดัน

c_R คือ สัมประสิทธิ์กำลังสูญเสียที่ขึ้นกับความต้านทาน

จากการศึกษาของ Braun [34] ได้คำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนค่าต่าง ๆ ด้วยสมการที่ 26 ของอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าประสิทธิภาพที่ร้อยละ 95 พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์ แสดงดังรูปที่ 3.17 พบว่าหากเพิ่มการผลิตไฟฟ้ากำลังไฟฟ้าสูงขึ้นค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะมีค่าเพิ่มสูงขึ้น สำหรับช่วงการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึง 40 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์มีค่าน้อยมากจนสามารถละเลยไม่พิจารณาได้



รูปที่ 3.17 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของอินเวอร์เตอร์ [34]

ต้นทุนค่าเสียโอกาส คือ ต้นทุนดำเนินการของอินเวอร์เตอร์ที่เกิดจากการปรับลดค่ากำลังไฟฟ้าจริงเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือมส่งผลให้กำไรที่ควรได้รับจากการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงมีค่าลดลง ซึ่งส่วนต่างของผลกำไรนั้นควรนำมาพิจารณาเป็นค่าเสียโอกาสเพื่อเรียกเก็บจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

โดยสรุป อินเวอร์เตอร์สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าจริงได้พร้อมกันกับกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยมีข้อจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขึ้นอยู่กับข้อจำกัดกระแสพิกัดของอินเวอร์เตอร์ ในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์ก่อให้เกิดต้นทุนเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของต้นทุนคงที่และต้นทุนแปรผัน ซึ่งวิธีการประมาณต้นทุนคงที่ของอินเวอร์เตอร์มีวิธีการที่คล้ายคลึงกับการประมาณต้นทุนของเครื่องกำลังไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ในส่วนของต้นทุนดำเนินการ เช่น ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสูญเสียของอินเวอร์เตอร์จะแตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสเนื่องจากข้อจำกัดด้านการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนรวมถึงวงจรสมมูลของทั้งสองแตกต่างกัน ดังรายละเอียดที่กล่าวในข้างต้น เมื่อประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแล้ว ต้นทุนเหล่านี้ควรได้รับการชดเชยอย่างเหมาะสมจากผู้ที่มีหน้าที่จัดการและจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือน

การศึกษาและทบทวนวรรณกรรมเกี่ยวกับการประมาณต้นทุนบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในข้างต้นที่ได้กล่าวมานี้เป็นแนวทางของการกำหนดอัตราในกรณีที่บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนมีรูปแบบการจัดหาผ่านตลาดแข่งขันแบบไม่กำกับดูแล (Deregulatory Market) ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะพิจารณาต้นทุนที่เกี่ยวข้องทั้งหมดเพื่อทำการเสนอราคาเข้าสู่ตลาด อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันรูปแบบการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนส่วนใหญ่ ยังคงเป็นแบบบังคับ (Mandatory) และ ประกวดราคา (Tender) ซึ่งผู้ดำเนินกิจการระบบไฟฟ้าอาจมีแนวทางการคิดค่าชดเชยบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่แตกต่างกันออกไป

ในประเทศสหรัฐอเมริกา ส่วนประกอบของค่าชดเชยบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนมีหลายส่วน เช่น ส่วนของค่าศักยภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้า (Capability) ซึ่งเป็นต้นทุนเงินลงทุนส่วนเพิ่มที่แบ่งตามการให้บริการกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือน และส่วนของค่าเสียโอกาส (Opportunity) ซึ่งในแต่ละพื้นที่ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้ามีวิธีการชดเชยค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่แตกต่างกัน พื้นที่ PJM และ MISO ใช้วิธีการที่เรียกว่า American Electric Power (AEP) เป็นวิธีการแบ่งต้นทุนคงที่โดยใช้สัดส่วนของปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนยกกำลังสองหารด้วยกำลังไฟฟ้าปรากฏยกกำลังสอง วิธีนี้ได้รับความเห็นชอบโดย FERC ในส่วนพื้นที่ NYISO และ ISO-NE นั้นใช้การกำหนดอัตราแบบอื่น แต่มีพื้นฐานมากจาก AEP เช่นกัน ในส่วนของการชดเชยต้นทุนค่าเสียโอกาสได้ถูกพิจารณาในหลายพื้นที่ ได้แก่ CAISO, NYISO, PJM, ISO-NE ซึ่งคิดในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเดินเครื่องเกินกว่าช่วงบังคับของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เป็นต้นทุนประมาณจากการขาดผลกำไรอันเนื่องมาจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน [66-67]

ในประเทศสหราชอาณาจักรมี National Grid เป็นผู้ดำเนินโครงข่ายระบบไฟฟ้า กลไกการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนมี 3 รูปแบบ ได้แก่ 1) บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนภาคบังคับ (Obligatory Reactive Power Services: ORPS) 2) บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนภาคปรับปรุง (Enhanced Reactive Power Services: ERPS) และ 3) การจัดการตามเงื่อนไขระบบส่ง (Transmission Constraint Management) ORPS เป็นบริการภาคบังคับที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่เชื่อมต่อกับระบบจำเป็นต้องให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในช่วงที่กำหนด และมีสิทธิได้รับค่าชดเชยซึ่งเป็นอัตราคงที่ซึ่งระบุในข้อกำหนดการเชื่อมต่อเรียกว่า Default Payment Mechanism (DPM) ซึ่งเป็นการชดเชยตามความจุของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ส่วน ERPS เป็นบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องเกินกว่าข้อบังคับของ ORPS โดยจะมีการจัดหาด้วยการประกวดราคา ซึ่งผู้ให้บริการจะเสนอราคาตามต้นทุนที่เกิดขึ้น ทำให้อัตราค่าบริการไม่คงที่ขึ้นอยู่กับราคาตลาด [33, 66, 68]

ในประเทศออสเตรเลีย มี AEMO เป็นผู้ดำเนินกิจการระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นผู้จัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนผ่านการประกวดราคาที่เรียกว่า VCAS ผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนทุกรายได้รับค่าชดเชย

การให้บริการในรูปของค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment Component) และในกรณีที่เดินเครื่องในโหมดของเครื่องพักกระแส จะได้รับชดเชยในรูปแบบต้นทุนดำเนินการ (Enabling Payment Component) อีกทั้งหากถูกกำหนดเดินเครื่องเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองและเกิดต้นทุนค่าเสียโอกาสขึ้นจะได้รับการชดเชยเช่นกัน [33, 66]

3.4) การศึกษามูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรอง

การให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายส่งผลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั่งเดิมที่เชื่อมต่อในระบบส่งเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม การลดลงของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้จ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมทำให้ปริมาณความจุของกำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั่งเดิมสามารถจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้น ความจุที่เพิ่มขึ้นนั้นทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถกำหนดการเดินเครื่องเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้มากขึ้น และถึงแม้ว่าจะไม่ได้เดินเครื่องในส่วนนี้ ความจุที่เพิ่มขึ้นสามารถพิจารณาเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ให้แก่ระบบไฟฟ้าได้เช่นกัน ความจุของการให้บริการกำลังไฟฟ้าจริงที่เพิ่มขึ้นจึงถือเป็นหนึ่งในคุณประโยชน์ที่ได้รับจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการพิจารณามูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบไฟฟ้าโดยแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อได้แก่

1) การศึกษากำลังไฟฟ้าสำรองในพื้นที่ PJM ประเทศสหรัฐอเมริกา
2) การศึกษากำลังไฟฟ้าสำรองในประเทศออสเตรเลีย
3) การศึกษากำลังไฟฟ้าสำรองในประเทศสหราชอาณาจักร
4) การพิจารณาต้นทุนและอัตรากำลังไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.4.1) การศึกษากำลังไฟฟ้าสำรองในพื้นที่ PJM ประเทศสหรัฐอเมริกา [43-45]

การรักษาสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าคือปัจจัยสำคัญในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้ากระแสสลับ การไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้ามีสาเหตุที่มาได้หลากหลาย เช่น การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่แม่นยำส่งผลให้กำลังผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ การเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่รวดเร็วทำให้มีกำลังการผลิตไม่เพียงพอ หรือเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เกิดความไม่สมดุลขึ้นกับระบบไฟฟ้า ดังนั้น เพื่อรักษาความสมดุลและมั่นคงของระบบไฟฟ้าจึงมีการกำหนดให้มีปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองให้เพียงพอต่อการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้า

ในประเทศสหรัฐอเมริกา แบ่งตลาดพลังงานไฟฟ้าตามพื้นที่ออกเป็น 7 พื้นที่ ได้แก่ 1) CAISO 2) ERCOT 3) ISO-NE 4) MISO 5) NYISO 6) PJM และ 7) SPP ผู้ดำเนินการระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่มีหน้าที่ดูแลการซื้อขายไฟฟ้ารวมถึงการจัดหาบริการเสริมเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสำรองคือบริการเสริมประเภทหนึ่งที่ผู้ดำเนินการจัดหาผ่านตลาดซื้อขายบริการเสริมเพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานความเชื่อถือได้ที่กำหนดโดย NERC ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองในประเทศสหรัฐอเมริกาแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ 1) กำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) และ 2) กำลังไฟฟ้าไม่พร้อมจ่าย (Non-Spinning Reserve)

1) กำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย หรือในบางพื้นที่อาจเรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรองซิงโครนัส (Synchronous Reserve) มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีการตอบสนองที่รวดเร็วต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน กำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายถูกจ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องและเชื่อมต่อซิงโครนัสอยู่กับระบบไฟฟ้า แต่ไม่ได้เดินเครื่องเต็มค่าพิกัด เพราะสำรองความจุบางส่วนไว้สำหรับบริการเสริม ดังนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้จึงสามารถเพิ่มกำลังผลิตเพื่อตอบสนองต่อความไม่สมดุลได้ โดยทั่วไป เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายสามารถเร่งการเดินเครื่องให้ถึงค่าพิกัดได้ภายใน 10 ถึง 15 นาที ในด้านของการความคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าหากสามารถความคุมได้ภายใน 10 ถึง 15 นาที ก็สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองได้เช่นกัน

2) กำลังไฟฟ้าสำรองไม่พร้อมจ่าย หรือในบางพื้นที่เรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรองเสริม (Supplemental Reserve) มีวัตถุประสงค์เพื่อฟื้นฟูกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบให้เป็นไปตามแผนเช่นเดิม กำลังไฟฟ้าสำรองแบบไม่พร้อมจ่ายสามารถได้รับจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ยังไม่ได้เริ่มเดินเครื่องได้ โดยมีเงื่อนไขว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ให้บริการนั้นต้องสามารถเดินเครื่องและเร่งกำลังการผลิตให้ถึงค่าที่กำหนดได้ภายใน 10 ถึง 30 นาที ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ก็สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองในส่วนนี้ได้เช่นกัน ดังนั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองไม่พร้อมจ่ายรวมในระบบคำนวณได้จากปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เหลือจากกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย

สำหรับการทบทวนเนื้อหากำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อประยุกต์กับการศึกษาครั้งนี้จะเน้นที่กำลังไฟฟ้าสำรองแบบพร้อมจ่ายเนื่องจากผลของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั่งเดิมที่เดินเครื่องอยู่เป็นหลัก สำหรับการทบทวนเรื่องกำลังไฟฟ้าสำรองจากประเทศสหรัฐอเมริกาจะศึกษาเฉพาะพื้นที่ PJM เนื่องจากในพื้นที่อื่น ๆ มีรูปแบบการจัดหาที่ใกล้เคียงกัน

PJM จัดหาพลังงานควบกับกำลังไฟฟ้าสำรองผ่านตลาดที่มีการจัดสรรปริมาณพลังงานและกำลังไฟฟ้าสำรองในทุกวัน สำหรับตลาดซื้อขายพลังงานนั้นมีในรูปแบบตลาดซื้อขายพลังงานล่วงหน้าแบบวัน (Day-Ahead Energy Market) และตลาดซื้อขายพลังงานแบบเวลาจริง (Real-Time Energy Market) ในส่วนของตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองจะซื้อขายผ่านตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองซิงโครนัสแบบล่วงหน้า (a forward Synchronous Reserve Market) และ ตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองแบบกำหนดล่วงหน้า (a forward Day-Ahead Scheduling Reserve Market)

ตลาดพลังงานล่วงหน้าจะกำหนดราคาและปริมาณพลังงานในระยะเวลา H ชั่วโมง และ D วันซึ่งจะปิดในเวลา 12 นาฬิกา ก่อนวันดำเนินการ ก่อนปิดผู้ร่วมตลาดสามารถส่งค่าความต้องการใช้หรือเสนอกำลังการผลิตได้ หลังจากปิดผู้ดำเนินการจะวิเคราะห์หาราคาสำหรับซื้อขายในรูปแบบราคาหน่วยสุดท้าย เมื่อถึงเวลาซื้อขายจริง การซื้อขายจะทำผ่านตลาดแบบทันที เป็นกลไกสำหรับการรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากการซื้อขายแบบล่วงหน้า ในตลาดแบบทันทีนี้จะใช้ราคาหน่วยสุดท้ายซึ่งคำนวณทุก ๆ 5 นาที

นอกเหนือจากตลาดพลังงาน PJM มีหน้าที่จัดการตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อหาราคาและแผนการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ให้บริการในตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองเพื่อให้เป็นไปตามข้อบังคับด้านความเชื่อถือได้ที่กำหนดโดย NERC ในตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองซิงโครนัส ผู้เข้าร่วมตลาดต้องยื่นข้อเสนอภายใน 18 นาฬิกาก่อนวันดำเนินการจริง อย่างไรก็ตาม ผู้เข้าร่วมสามารถปรับข้อเสนอได้จนกว่าจะถึง 60 นาทีก่อนเริ่มตลาดเริ่ม เมื่อถึงเวลา 30 นาทีก่อนเริ่มตลาด PJM สามารถปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองได้ เมื่อถึงเวลาเริ่มตลาด PJM จะคัดเลือกแหล่งจ่ายที่ราคาถูกที่สุดสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง ในส่วนของตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองแบบกำหนดล่วงหน้าเป็นตลาดที่ใช้จัดหากำลังไฟฟ้าสำรองแบบเสริมหรือแบบไม่พร้อมจ่าย

ตลาดรูปแบบต่าง ๆ ดังที่กล่าวข้างต้นถูกนำมาหาจุดคุ้มค่าสำหรับพลังงานและกำลังไฟฟ้าสำรอง โดยราคาที่เหมาะสมของตลาดเป็นราคาตามพื้นที่ซึ่งขึ้นอยู่กับข้อเสนอของผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองรวมทั้งข้อกำหนดด้านความเชื่อถือได้ อีกทั้งการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองยังก่อให้เกิดต้นทุนค่าเสียโอกาสขึ้นอันเนื่องจากการที่ผู้ผลิตต้องให้สำรองกำลังไฟฟ้าเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดแทนที่จะผลิตเพื่อขาย ในตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองแบบกำหนดล่วงหน้า ราคาสมดุลของตลาด (Market Clearing Price) ถูกกำหนดด้วยราคาที่สูงที่สุดในตลาดพลังงานล่วงหน้าแบบวันที่ทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าเพียงพอกับปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่กำหนด อย่างไรก็ตาม ในส่วนของราคาของผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองแต่ละรายจะคิดได้จากราคาต้นทุนที่ผู้ให้บริการเสนอเข้ามาในตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองแบบกำหนดล่วงหน้าบวกด้วยต้นทุนค่าเสียโอกาสที่เกิดขึ้นโดยเทียบกับตลาดพลังงานล่วงหน้าแบบวัน

ผู้เข้าร่วมตลาดกำลังไฟฟ้าสำรองที่ต้องการขายกำลังไฟฟ้าสำรองให้แก่ระบบไฟฟ้าซึ่งได้รับคำร้องและการชำระเงินชดเชยจาก PJM ในต้นทุนที่เกิดจากการปรับกำลังไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนกำลังไฟฟ้าสำรอง จำเป็นต้องบันทึกข้อมูลแจกแจงให้เห็นถึงรายละเอียดที่มาและหลักการคำนวณต้นทุนดังกล่าวโดยชัดแจง เมื่อถึงเวลาที่ PJM ร้องขอผู้ขายต้องพร้อมจัดส่งเอกสารดังกล่าวให้แก่ PJM

สำหรับการประมาณต้องทุนกำลังไฟฟ้าสำรอง PJM ได้จัดทำเอกสารแนวทางการปริมาณต้นทุน (Cost Development Guidelines) ซึ่งแยกประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามเทคโนโลยีการผลิต ประกอบด้วย โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าไอน้ำ โรงไฟฟ้าความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าดีเซล โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ โรงไฟฟ้าพลังงานลม และ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยในเอกสารดังกล่าวแยกประเภทต้นทุนออกตามฟังก์ชันการใช้งาน เช่น ต้นทุนเชื้อเพลิง ต้นทุนการเดินเครื่อง ต้นทุนในสภาวะไร้โหลด ต้นทุนการบำรุงรักษา และต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองซิงโครนัส โดยในส่วนนี้จะกล่าวเฉพาะต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองซิงโครนัส

ในกรณีของ โรงไฟฟ้าไอน้ำ พลังงานความร้อนร่วม มีการประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองซิงโครนัสในลักษณะเดียวกัน ดังสมการที่ 27 และตัวอย่างดังตารางที่ 3.1

$$Synchronized\ reserve\ (\$/MW) = \frac{Heat\ Rate\ Increase \cdot Variable\ Cost\ Rate}{MW\ of\ Synchronized\ Reserve} + Margin + Opportunity\ Costs \quad (27)$$

ตารางที่ 3.1 ตัวอย่างอัตรากำลังไฟฟ้าสำรองของ PJM

	Output	Heat Rate
Steam Unit Full Load:	100 MW	9,000 MMBtu/kWh
Steam Unit Reduced Load:	70 MW	9,500 MMBtu/kWh
VOM Rate:	$0.50/MMBtu	
Heat Rate Penalty =	(9,500 – 9,000)/9,000 = 5.56%	
Adjusted VOM =	$0.50 * 1.0556 = $0.5278/MMBtu	
Steam Unit Reduced Load Heat Input =	9,500 * 70 /1000 = 665 MMBtu/Hr	
Heat Rate VOM Penalty =	($0.5278/MMBtu - $0.50/MMBtu) * 665 MMBtu/Hr = $18.487/Hr	
Synchronized Reserve VOM Adder =	$18.487/Hr / (100 MW – 70 MW) = $0.6162/ Synchronized MW	

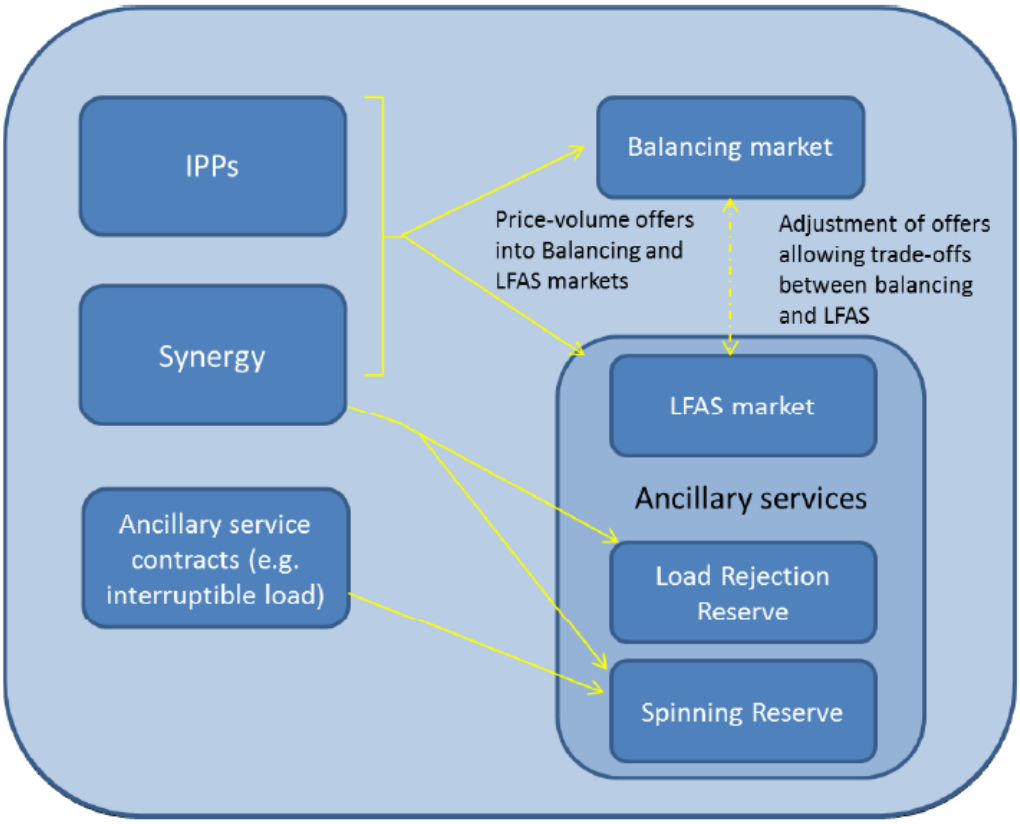
ในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจะมีการคำนึงถึงต้นทุนของการทำงานในโหมด Condenser ด้วย ซึ่งสมการอัตรากำลังไฟฟ้าสำรองแสดงดังสมการที่ 28 สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม และ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นแหล่งจ่ายที่ไม่แน่นอนจึงไม่ถือเป็นผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองแก่ระบบไฟฟ้า

$$Synchronized\ reserve\ (\$/MW) = \frac{VOM}{MW\ of\ Synchronized\ Reserve} + Margin + Condensing\ Start\ Costs \quad (28)$$

3.4.2) การศึกษากำลังไฟฟ้าสำรองในประเทศออสเตรเลีย [46-48]

กิจการพลังงานไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลียแยกตามการให้บริการได้เป็น 2 ส่วน ดังรูปที่ 3.18 ซึ่งประกอบด้วย ตลาดซื้อขายพลังงานไฟฟ้าเพื่อรักษาสมดุลของระบบ หรือที่เรียกว่า ตลาดรักษาสมดุล (Balancing Market) และ อีกส่วนหนึ่งคือบริการเพิ่มเสริมสร้างความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้าเรียกว่า บริการเสริม (Ancillary Service) ซึ่งกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย ถือเป็นหนึ่งในบริการเสริมที่ให้บริการโดยผู้ให้บริการหลักซึ่งก็คือ Synergy



รูปที่ 3.18 โครงสร้างกิจการพลังงานไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย [46]

กำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเป็นบริการเสริมที่ช่วยให้มีการผลิตเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อเกิดการขาดแคลนอย่างกะทันหันอันเนื่องมาจากการสูญเสียเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ/หรืออุปกรณ์ส่งกำลังหลัก การมีกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายจะช่วยหลีกเลี่ยงไม่ให้ลูกค้าขาดการเชื่อมต่อหรือการปลดโหลดโดยไม่ได้ตั้งใจ กำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายสามารถจัดหาจากความจุสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องและเชื่อมต่อกับระบบ หรือจากโหลดที่มีการควบคุมปรับค่าได้

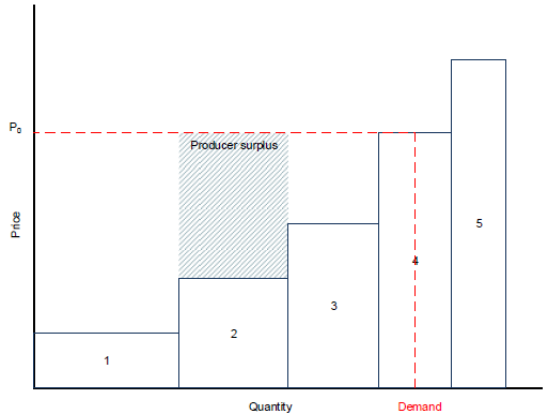
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องไม่มีความสามารถในการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการอย่างกะทันหัน และด้วยเหตุนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องจึงไม่สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายได้ทั้งหมด ปัจจุบันในตลาดขายส่งไฟฟ้าไม่มีตลาดรับบริการเสริมสำหรับกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย อย่างไรก็ตาม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นๆ สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายผ่านข้อตกลงตามสัญญา นอกเหนือจาก Synergy ที่เป็นผู้ให้บริการหลักในระบบผลิตไฟฟ้าแล้ว ไม่มีภาระผูกพันสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าในการจัดหากำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายจะลดกำลังผลิตเพื่อให้แน่ใจว่ามีความจุที่ไม่ได้ใช้เพียงพอสำหรับกรณีฉุกเฉิน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายได้ละทิ้งคุณค่าบางอย่างที่อาจได้รับจากการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น กล่าวคือ การจัดหากำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายจึงอาจเกี่ยวข้องกับต้นทุนค่าเสียโอกาส โดยต้นทุนค่าเสียโอกาสนี้สามารถคำนวณได้จากการลดของผลกำไรที่ผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายควรได้รับ กฎของตลาดอนุญาตให้มีการชำระเงินค่าความพร้อมแก่ผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเพื่อชดเชยค่าเสียโอกาสในการจัดหาบริการเสริมดังกล่าว

เพื่อกำหนดต้นทุนของการจัดหากำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย AEMO ซึ่งเป็นผู้ดำเนินการระบบไฟฟ้าของประเทศออสเตรเลีย ใช้แบบจำลองเพื่อประเมินต้นทุนเปรียบเทียบตลาดแบบที่มีกำลังไฟฟ้าสำรองตามปกติกับตลาดจำลองที่ไม่ต้องคำนึงถึงกำลังไฟฟ้าสำรอง

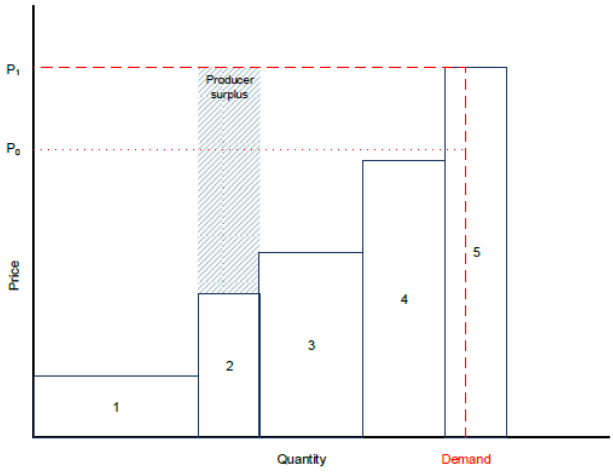
เพื่ออธิบายแนวคิดดังกล่าว รูปที่ 3.19 ให้ตัวอย่างของตลาดที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 5 เครื่อง โดยแต่ละเครื่องมีต้นทุนหน่วยสุดท้ายระยะสั้นที่แตกต่างกัน ต้นทุนหน่วยสุดท้ายระยะสั้นที่สูงสุดในรายการลำดับการเดินเครื่องเป็นตัวกำหนดราคาเคลียร์ตลาดที่อุปทานตัดกับอุปสงค์ ความสูงของแต่ละหลักแสดงถึงต้นทุนการหน่วยสุดท้ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ในขณะที่ความกว้างแสดงถึงผลผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พื้นที่ที่ต่ำกว่าต้นทุนหน่วยสุดของอุปทานจะแสดงต้นทุนการจัดหาผันแปรรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง

ในรูปที่ 3.19 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 4 กำหนดราคาตลาดเมื่อไม่มีการกำหนดกำลังไฟฟ้าสำรอง กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียวที่สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย พื้นที่แรเงาแสดงส่วนเกินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เมื่อไม่มีกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย



รูปที่ 3.19 ตัวอย่างราคาด้านอุปสงค์เมื่อไม่มีการจ่ายกำลังสำรอง [47]

ในรูปที่ 3.20 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ลดกำลังผลิตลงครึ่งหนึ่งเพื่อให้ความจุครึ่งหนึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (ความกว้างลดลงครึ่งหนึ่ง) เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ลดกำลังผลิตลงเพื่อสำรองกำลังไฟฟ้า ประสิทธิภาพของเครื่องจะลดลง ส่งผลให้ต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มขึ้นสำหรับการเดินเครื่องที่เหลือ เครื่องกำเนิด 4 ถูกกำหนดเดินเครื่องอย่างเต็มที่พร้อมเพิ่มประสิทธิภาพเล็กน้อย เครื่องกำเนิด 5 ถูกสั่งเดินเครื่องเพื่อตอบสนองความต้องการ เครื่องกำเนิด 5 กลายเป็นเครื่องกำเนิดที่กำหนดต้นทุนหน่วยสุดท้าย ต้นทุนส่วนเพิ่มกำหนดราคาที่ P_1



รูปที่ 3.20 ตัวอย่างราคาด้านอุปสงค์เมื่อมีการจ่ายกำลังสำรอง [47]

จึงต้องมีการกำหนดค่าความพร้อมจ่ายให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 อย่างสมเหตุสมผลสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย โดยหาได้จากผลต่างของราคาส่วนเหลือ (Surplus) ในสภาวะที่ระบบมีกำลังไฟฟ้าสำรองและในสภาวะที่ระบบไม่กำลังไฟฟ้าสำรอง

หากการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเพิ่มราคาส่วนเหลือ (Economic Surplus) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ให้สูงกว่าขณะที่ไม่ให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง หรือตีความว่าการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ได้รับประโยชน์เพิ่มขึ้น เช่นนี้แล้ว เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 จะไม่ต้องการการชดเชยและค่าความพร้อมจ่ายจะเป็นศูนย์

ความชันของเส้นอุปทานในตลาดจะส่งผลต่อค่าความพร้อมจ่าย หากเส้นอุปทานในตลาดสูงชัน การเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสำรองจะส่งผลให้ราคาเคลียร์ตลาดเพิ่มขึ้นอย่างมาก และการสูญเสียของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายจะมีขนาดเล็ก (หรืออาจได้รับประโยชน์ด้วยซ้ำ) แต่ในกรณีที่เส้นอุปทานของตลาดมีลักษณะเรียบหรือไม่ชันมาก จะมีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยในราคาเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ถอนอุปทานออกเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย และทำให้สูญเสียรายได้จำนวนมาก

ต้นทุนสุทธิสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถอนกำลังไฟฟ้าออกจากตลาดสมดุลและเสนอให้เป็นกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายขึ้นอยู่กับความชันของเส้นอุปทานและการกำหนดการเดินเครื่องของโรงงานไฟฟ้า มูลค่าของต้นทุนสุทธินี้สามารถประมาณได้ดีที่สุดโดยการสร้างแบบจำลองตลาดที่สมดุลเพื่อกำหนดผลกระทบของราคาที่สมดุลและผลกระทบต่อผลตอบแทนต่อธุรกิจของโรงงานไฟฟ้าที่ผลิต

แบบจำลองการประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายของประเทศออสเตรเลียใช้การหามูลค่าขอบ (Margin Value) ซึ่งเป็นตัวแปรที่ชี้ให้เห็นถึงสัดส่วนต้นทุนของกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเทียบกับราคาเคลียร์ตลาดของตลาดสมดุล ดังสมการที่ 29

$$A = \frac{1}{2} \cdot margin\ value \cdot bp \cdot max\left[0, q_{SR,t} - q_{LFA} - q_{SR,c}\right] \qquad (29)$$

A คือ ค่าความพร้อมจ่ายของกำลังไฟฟ้าสำรอง (บาท)

$q_{SR,t}$ คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)

q_{LFA} คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำหรับตามโหลด (MW)

$q_{SR,c}$ คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่ทำสัญญา (MW)

bp คือ ราคาของตลาดรักษาสมดุล (บาท/MWh)

เพื่อให้ได้มาซึ่งมูลค่าขอบ AEMO ได้กำหนดขั้นตอนไว้ 3 ขั้นตอน

ในขั้นตอนแรก คือ การจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้าเพื่อให้ได้มาซึ่งค่าประมาณที่สำคัญต่าง ๆ เช่น ราคาตลาดสมดุล (Balancing price) รายได้และต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้า ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง และ ปริมาณบริการเสริมสำหรับการติดตามโหลด เป็นต้น

ในขั้นตอนสองของแบบจำลอง คือ การประมาณต้นทุนความพร้อมจ่ายที่ผู้ผลิตไฟฟ้าควรได้รับจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย โดยทั่วไปแล้วต้นทุนสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองแบ่งได้เป็น 2 องค์ประกอบ คือ ต้นทุนโดยชัดแจ้ง เป็นต้นทุนการลงทุนหรือดำเนินการที่เกิดขึ้นจากการให้บริการ และอีกประเภทหนึ่งคือต้นทุนค่าเสียโอกาสจากการที่ต้องลดกำลังผลิตบางส่วนเพื่อนำมาสำรองเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย โดยสมการต้นทุนค่าความพร้อมจากของประเทศออสเตรเลียพิจารณาต้นทุนทั้ง 2 ประเภท ดังสมการที่ 30

$$A = C_{SR} - C_{noSR} + bp \cdot \left(Q_{noSR} - Q_{SR} \right) \tag{30}$$

A คือ ค่าความพร้อมจ่ายของกำลังไฟฟ้าสำรอง (บาท)

C_{SR} คือ ต้นทุนรวมเพื่อต้องทำ Reserve (บาท)

C_{noSR} คือ ต้นทุนรวมเมื่อไม่ต้องทำ Reserve (บาท)

Q_{noSR} คือ ปริมาณกำลังผลิตเมื่อไม่ต้องทำ Reserve (MW)

Q_{SR} คือ ปริมาณกำลังผลิตเมื่อต้องทำ Reserve (MW)

bp คือ ราคาของตลาดรักษาสมดุล (บาท/MWh)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

และในขั้นตอนสุดท้าย คือ การประมาณมูลค่าขอบ โดยการแทนค่าต่าง ๆ เช่น ราคาตลาดสมดุล ค่าความพร้อมจ่าย และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย จากนั้นจัดรูปสมการเพื่อหามูลค่าขอบ โดยในปี 2020/21 AEMO ได้ประมาณมูลค่าขอบและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายซึ่งมีค่าดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 มูลค่าขอบและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020/21 [48]

	Margin value (%)	Spinning reserve quantity (MW)
Peak	25.46	252.03
Off-peak	21.42	240.66

ถึงแม้ว่ารูปแบบการประมาณมูลค่ากำลังไฟฟ้าสำรองเช่นนี้จะมีวิธีการคำนวณที่เข้าใจง่าย แต่ก็มีข้อถกเถียงในบางประเด็นว่าไม่ได้คำนึงถึงหลักการของต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่อาจเปลี่ยนแปลงไปจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง

3.4.3) การศึกษากำลังไฟฟ้าสำรองในประเทศสหราชอาณาจักร [49]

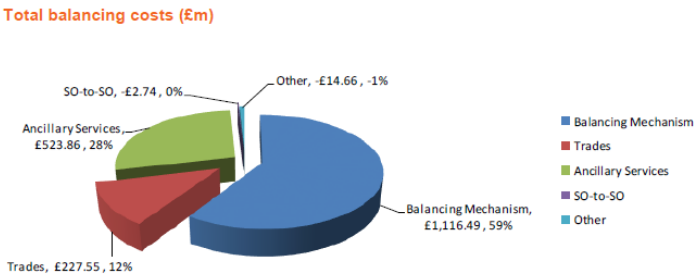
National Grid เป็นผู้ดำเนินการระบบไฟฟ้าในประเทศสหราชอาณาจักร หน้าที่สำคัญของผู้ดำเนินการระบบไฟฟ้าคือการควบคุมให้กำลังผลิตไฟฟ้าสมดุลกับความต้องการใช้ไฟฟ้า หนึ่งในเครื่องมือที่ National Grid ใช้เพื่อให้เกิดความสมดุลระหว่างอุปทานและความต้องการไฟฟ้าในเวลาที่เหมาะสมเรียกว่า “กลไกการปรับสมดุล” (BM) เป็นการซื้อและขายพลังงานโดยศูนย์ควบคุม National Grid

เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าหรือฟาร์มกังหันลมขนาดใหญ่ เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า เครื่องดังกล่าวจะถูกลงทะเบียนเป็น “โรงไฟฟ้าสำหรับปรับสมดุล” (BMU) ซึ่งสามารถซื้อขายในตลาดกลไกปรับสมดุลได้

เมื่อ National Grid คาดการณ์ว่าจะมีความคลาดเคลื่อนระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตและความต้องการใช้ในช่วงเวลาหนึ่ง จะมีการเปิดรับข้อเสนอจาก BMU เพื่อควบคุมให้กำลังไฟฟ้ามีสมดุลเช่นเดิม ในบางกรณี National Grid ยังใช้บริการรักษาสมดุลที่จัดหาโดยบริษัทที่ไม่ได้จดทะเบียนเป็น BMU ซัพพลายเออร์เหล่านั้นมักจะเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น ฟาร์มกังหันลมขนาดเล็กที่มีกังหันสองหรือสามเครื่อง หรือโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงธรรมดาขนาดเล็ก เราเรียกซัพพลายเออร์เหล่านั้นว่า “กลไกแบบไม่สมดุล” (non-BM) และโดยทั่วไปแล้ว จะไม่สามารถเปลี่ยนแปลงผลลัพธ์หรือการใช้งานภายในช่วงเวลาของ BM ได้

ต้นทุนเกี่ยวกับการรักษาสมดุลเรียกเก็บแก่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและซัพพลายเออร์ผ่านอัตราที่เรียกว่า Balancing Service Use of System (BSUoS) สำหรับต้นทุนการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้ามีหลักในการแบ่งประเภทได้หลายแบบ ตัวอย่างต้นทุนในปี 2020 แสดงดังรูปที่ 3.21 หากแยกตามประเภทของบริการจะสามารถแบ่งได้ดังตารางที่ 3.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 3.21 สัดส่วนต้นทุนการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า [49]

ตารางที่ 3.3 สัดส่วนต้นทุนการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า

	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Minor Components	6.57	5.16	4.04	1.82	2.59	1.73	2.98	0.95	0.93	2.40	0.29	3.01
Black Start	3.83	3.87	4.92	3.71	3.76	9.68	7.66	7.93	4.47	8.04	5.35	6.05
Reactive	6.34	5.84	4.83	4.65	4.51	4.13	4.47	5.33	5.86	5.39	5.56	7.61
Other Reserve	1.90	2.63	1.83	2.46	1.90	1.94	1.57	1.62	1.47	1.19	1.44	2.00
Response	13.26	8.69	7.00	8.13	7.21	8.21	12.64	14.42	15.56	15.05	15.29	20.07
Fast Reserve	7.39	7.79	8.75	7.06	8.45	9.67	8.91	10.52	10.98	11.36	10.27	14.70
Negative Reserve	0.58	0.62	0.22	0.17	0.50	0.55	0.52	0.35	0.28	0.05	0.29	0.18
Constrained Sterilised HR	10.71	15.68	18.90	12.55	10.41	18.60	27.16	37.59	27.10	19.74	27.85	18.03
ROCOF	37.21	41.50	37.16	31.11	32.91	28.63	26.43	21.93	22.28	15.52	27.83	22.18
Constraints - Ancillary	0.58	18.98	13.72	21.77	22.37	17.92	0.94	2.09	1.41	0.49	0.47	1.10
Constraints - Scotland	4.06	2.12	4.16	6.45	10.83	13.93	11.79	9.55	7.48	3.41	4.79	14.96
Constraints - Cheviot	1.09	15.04	0.38	0.38	0.52	7.84	5.40	0.39	10.87	0.31	43.91	12.42
Constraints - E&W	12.85	13.73	20.25	27.30	0.91	3.82	13.98	67.19	23.42	1.60	-3.47	6.25
STOR	2.36	3.92	3.41	3.14	2.73	2.66	3.13	3.80	4.10	3.02	2.72	2.86
Operating Reserve	4.95	4.80	3.75	3.13	4.83	8.73	11.07	13.76	17.96	50.30	23.44	36.16
Energy Imbalance	12.47	12.32	7.63	5.74	6.81	8.46	10.88	7.68	12.32	6.53	7.82	3.96

จะพบว่าต้นทุนการดำเนินการของกำลังไฟฟ้าสำรองเป็นองค์ประกอบหนึ่งของการรักษาสมดุลระบบไฟฟ้าแล้วและไม่มีการกำหนดอัตราเฉพาะสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง

ในประเทศสหราชอาณาจักรมีการจัดจำแนกประเภทของกำลังไฟฟ้าสำรองด้วยหลักการที่หลากหลาย เช่น กำหนดด้วยความเร็วในการตอบสนอง ประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าสำรองตอบสนองเร็ว (Quick Reserve) และ ช้า (Slow Reserve) แบ่งตามการควบคุมกำลังไฟฟ้าว่าต้องเพิ่มหรือลดกำลังการผลิต ประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าสำรองบวก (Positive Reserve) และ กำลังไฟฟ้าสำรองลบ (Negative Reserve) อย่างไรก็ตาม กำลังไฟฟ้าสำรองที่พูดถึงในการศึกษาครั้งนี้คือการเผื่อขนาดความจุไฟฟ้าให้เพียงพอต่อการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของโหลด กำลังไฟฟ้าสำรองประเภทนี้คือกำลังไฟฟ้าสำรองบวกหรือในบางครั้งเรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรองดำเนินการ (Operating Reserve) ซึ่งปริมาณต้นทุนในปี 2020 และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020 แสดงดังตารางที่ 3.4 และตารางที่ 3.5 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.4 ปริมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020 [49]

	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
SO-SO - Constrained Operating Reserve	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SO-SO - Operating Reserve	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trade - Constrained Operating Reserve	0.01	0.05	0.05	0.29	0.38	1.25	0.39	0.20	0.44	0.13	0.15	0.12
Trade - UTEV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trade - Operating Reserve	0.01	-0.62	0.09	-0.22	0.14	2.43	0.51	0.58	1.02	0.57	0.48	0.23
BM - Constrained Operating Reserve	2.11	2.38	2.49	2.09	2.62	2.96	5.52	7.82	3.82	8.63	8.84	8.47
BM - Operating Reserve	2.82	2.99	1.13	0.97	1.70	2.06	4.64	5.15	12.67	40.98	13.97	27.34

ตารางที่ 3.5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองในปี 2020 ในหน่วย MWh [49]

	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
SO-SO - Constrained Operating Reserve	-	-	-	-	-	-	405	289	480	-	-	-
SO-SO - Operating Reserve	-	-	-	-	-	-	-	423	234	-	-	-
Trade - Constrained Operating Reserve	5,463	687	14,425	39,042	47,354	65,457	20,813	24,015	27,015	4,864	11,971	4,580
Trade - UTEV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trade - Operating Reserve	903	-	5,141	10,830	14,178	42,670	13,079	29,792	25,483	9,386	18,241	4,468
BM - Constrained Operating Reserve	676,470	600,654	708,116	547,734	527,051	602,586	676,862	815,178	644,855	327,964	796,355	424,719
BM - Operating Reserve	64,418	91,489	48,066	68,237	58,248	71,218	201,712	148,233	169,701	258,035	168,504	158,751

3.4.4) การพิจารณาต้นทุนและอัตรากำลังไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย [50]

ในประเทศไทยนั้นไม่ได้มีบริบทการรักษาสมดุลผ่านตลาดพลังงานอย่างประเทศดังตัวอย่างก่อนหน้า หน้าที่การรักษาสมดุลของความต้องการใช้ไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าเป็นความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยมีการวางแผนการผลิตไฟฟ้าเพื่อเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองตามการคาดการณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

ในส่วนของผู้ให้บริการระบบผลิตไฟฟ้าจะได้รับการชดเชยการให้บริการใน 2 รูปแบบ คือ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) ซึ่งเป็นค่าชดเชยเงินลงทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และอีกส่วนหนึ่งคือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งเป็นค่าชดเชยสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า จะพบว่าไม่ได้มีการกำหนดอัตราสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบไฟฟ้า แต่จากการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองและประเภทของการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองทำให้ทราบว่ากำลังไฟฟ้าสำรองคือการสำรองความจุกำลังไฟฟ้าเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของโหลด กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องลงทุนให้พิกัดของระบบผลิตมีค่าสูงกว่าการเดินเครื่องจริงเพื่อให้มีความจุกำลังไฟฟ้าสำรองที่สามารถเร่งการเดินเครื่องเพื่อรองรับโหลด ดังนั้นต้นทุนในส่วนของการสำรองไฟฟ้าคือต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการเผื่อขนาดกำลังการผลิต และต้นทุนดำเนินการที่อาจเพิ่มขึ้นได้เมื่อการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่อยู่ในจุดที่มีความเหมาะสมที่สุด รวมไปถึงค่าเสียโอกาสที่เกิดจากการขาดหายไปซึ่งกำไรที่ควรได้รับจากการขายไฟฟ้าเพื่อมาให้บริการในส่วนของกำลังไฟฟ้าสำรองแทน ถือเป็นต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง เมื่อสามารถแบ่งต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าสำรองและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองได้ ก็จะสามารถคำนวณหาอัตราค่าบริการในส่วนของกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบไฟฟ้าได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากที่กล่าวมานี้ ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง เช่น เงินลงทุนที่เพิ่มขึ้นเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีขนาดพิกัดสูงกว่าการเดินเครื่อง ต้นทุนส่วนนี้ได้ถูกชดเชยผ่านค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า ดังนั้น การพิจารณาต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองสามารถศึกษาผ่านค่าชดเชยในส่วนนี้ อย่างไรก็ตาม ค่าชดเชยความพร้อมจ่ายไม่เพียงแต่ชดเชยต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรอง แต่ได้ชดเชยครอบคลุมในส่วนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยเช่นกัน การพิจารณาต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองจึงควรแบ่งต้นทุนตามปริมาณความจุกำลังไฟฟ้าที่ใช้งานจริง ในการศึกษาครั้งนี้จะกล่าวถึงแนวทางการพิจารณาต้นทุนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง 2 วิธี ได้แก่ 1) พิจารณาจากผลการเดินเครื่องจริง และ 2) พิจารณากำลังผลิตรวมของระบบไฟฟ้าร่วมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

1) พิจารณาจากผลการเดินเครื่องจริง

วิธีการพิจารณาต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองเช่นนี้คือการจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าตามลักษณะการให้บริการกำลังไฟฟ้าว่ามีหน้าที่ผลิตไฟฟ้า มีหน้าที่เป็นกำลังไฟฟ้าสำรอง หรืออาจมีหน้าที่ทั้งในส่วนของการผลิตไฟฟ้าและเป็นกำลังไฟฟ้าสำรอง โดยการพิจารณาการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าจะพิจารณาในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงสุดของปี วิธีการพิจารณาต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองด้วยวิธีนี้จำเป็นต้องทราบข้อมูลการเดินเครื่องจริงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงซึ่งอ้างอิงตามหลักการเดินเครื่องที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ข้อมูลสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงหรือค่าความพร้อมจ่ายที่จ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย เมื่อทราบข้อมูลเหล่านี้การวิเคราะห์ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองสามารถทำได้ด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง จากนั้นทำการจัดเรียงลำดับของโรงไฟฟ้าตามข้อมูลต้นทุนการเดินเครื่อง และจำแนกโรงไฟฟ้าเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ กลุ่มที่ถูกสั่งเดินเครื่อง และ กลุ่มที่ไม่ถูกสั่งเดินเครื่อง
2. พิจารณาในส่วนของโรงไฟฟ้ากลุ่มที่ถูกสั่งเดินเครื่องว่ามีการเดินเครื่องที่กำลังผลิตเท่าใด มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่าใด การความจุกำลังไฟฟ้าที่สั่งเดินเครื่องคิดเป็นสัดส่วนเท่าใดของกำลังพิกัด คำนวณอัตราส่วนการกำลังไฟฟ้าตามที่สั่งเดินเครื่องของแต่ละโรงเทียบกับกำลังเดินเครื่องสูงสุดเพื่อนำไปใช้หาต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองในขั้นตอนต่อไป
3. ในส่วนของโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งเดินเครื่องและมีความจุกำลังไฟฟ้าบางส่วนเหลืออยู่ กล่าวคือ ไม่ได้เดินเครื่องเต็มกำลังพิกัด ความจุกำลังไฟฟ้าส่วนเหลือเหล่านี้ถูกพิจารณาเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ในการคำนวณต้นทุนส่วนนี้จำเป็นต้องทราบสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง หรือในกรณีของโรงไฟฟ้าเอกชนจำเป็นต้องทราบค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) และสัดส่วนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้า BPK-C5 เป็น

โรงไฟฟ้าประเภทที่ถูกสั่งเดินเครื่อง มีค่ากำลังผลิตตามสัญญา 710 เมกะวัตต์ ถูกสั่งเดินเครื่องที่ 536 เมกะวัตต์ จะพบว่าสัดส่วนกำลังไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับร้อยละ 24.5 หากค่าเสื่อมราคาโรงไฟฟ้าซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายในรายปีของโรงไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 100,000 บาท ต้นทุนสำหรับบริการกำลังไฟฟ้าสำรองต่อปีมีค่าเท่ากับ 24,500 บาทต่อปี

4. ในส่วนของโรงไฟฟ้าที่ไม่ถูกสั่งเดินเครื่องนั้นจะถูกพิจารณาเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองที่ไม่พร้อมจ่าย ดังนั้น สินทรัพย์และค่าเสื่อมของโรงไฟฟ้าจะถูกพิจารณาเป็นต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองทั้งหมด
5. เนื่องจากการสำรองกำลังไฟฟ้าทำให้โรงไฟฟ้าไม่ได้เดินเครื่องที่ค่าพิกัด ซึ่งอาจทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ต้นทุนส่วนนี้ถือเป็นต้นทุนการดำเนินงานซึ่งสามารถหาได้โดยการเปรียบเทียบกำหนดการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในกรณีที่กำหนดให้พิจารณากำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเป็นเงื่อนไขหนึ่งของการกำหนดเดินเครื่อง และ อีกกรณีหนึ่งที่ไม่ได้พิจารณา และเปรียบเทียบหาต้นทุนดำเนินการของทั้งสองกรณีมีมีค่าเป็นอย่างไร
6. รวมต้นทุนต่าง ๆ ที่คำนวณได้ ทั้งในส่วนต้นทุนโรงไฟฟ้าเฉพาะส่วนกำลังไฟฟ้าสำรอง และในส่วนของต้นทุนดำเนินการที่เพิ่มขึ้น คำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายทั้งหมดของโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งเดินเครื่อง เมื่อนำต้นทุนรวมหารด้วยปริมาณจะทำให้ทราบอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย

2) พิจารณากำลังผลิตรวมของระบบไฟฟ้าร่วมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

วิธีการประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้กล่าวในวิธีแรกนั้น จำเป็นต้องทราบถึงสินทรัพย์ค่าเสื่อมของโรงไฟฟ้า รวมถึงข้อมูลต้นทุนดำเนินการและข้อมูลกำลังการเดินเครื่องจริงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง เนื่องจากโรงไฟฟ้าเป็นทรัพย์สินของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดังนั้น ข้อมูลในส่วนของค่าเสื่อมและสินทรัพย์ของโรงไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งที่ไม่ได้เปิดเผยสู่สาธารณะ ทำให้เกิดข้อจำกัดหากจำเป็นต้องประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองด้วยวิธีดังกล่าว วิธีหนึ่งที่เป็นทางเลือกในการประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองคือการเทียบสัดส่วนต้นทุนรวมด้วยสัดส่วนการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง วิธีนี้เป็นวิธีที่ง่ายกว่าวิธีก่อนหน้าและมีความถูกต้องในการประมาณที่น้อยกว่า การวิเคราะห์ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองสามารถทำได้ด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. พิจารณาต้นทุนโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทั้งหมดที่เป็นสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้า และผลิตค่าความพร้อมจ่ายที่ต้องชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

2. กำหนดสัดส่วนกำลังไฟฟ้าสำรองที่เป็นแบบกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเทียบกับกำลังไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมดในระบบไฟฟ้า ในส่วนของปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 15 เทียบกับปริมาณความต้องการสูงสุดของระบบไฟฟ้า ดังนั้น สัดส่วนกำลังไฟฟ้าสำรองที่เป็นแบบกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเทียบกับกำลังไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมดในระบบไฟฟ้า เท่ากับ ร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าหารด้วยกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้า
3. เมื่อทราบสัดส่วนกำลังไฟฟ้าสำรองที่เป็นแบบกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายเทียบกับกำลังไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมดในระบบไฟฟ้า นำสัดส่วนดังกล่าวคูณด้วยต้นทุนรวมของระบบผลิตทั้งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน จะได้ต้นทุนรวมที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย
4. หาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย ซึ่งเท่ากับร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด นำต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองหารด้วยปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะทราบอัตราการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบผลิต

วิธีการคำนวณมูลค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรองในวิธีแรกเป็นวิธีที่มีความถูกต้องมากกว่าวิธีที่สองเนื่องจากพิจารณามูลค่าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ซึ่งโรงไฟฟ้าแต่ละโรงมีค่าเสื่อมราคาที่แตกต่างกันขึ้นกับอายุการใช้งาน อย่างไรก็ตาม การวิเคราะห์ด้วยวิธีแรกจำเป็นต้องทราบถึงข้อมูลสินทรัพย์และค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าทุกโรงรวมถึงราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย โดยข้อมูลเหล่านี้ไม่ได้ถูกเปิดเผยเป็นข้อมูลสาธารณะ ในการศึกษาครั้งนี้จึงเลือกการปริมาณมูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรองด้วยวิธีวิเคราะห์แบบที่สอง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 4
ข้อมูลเกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย

เพื่อศึกษาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของประเทศไทยว่ามีศักยภาพในการให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้าเพียงใด รวมถึงการศึกษาความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน จำเป็นต้องศึกษาข้อมูลเกี่ยวกับจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย เพื่อให้ทราบถึงกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท และนำข้อมูลเหล่านี้คำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากผู้เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย นอกจากนี้ จำเป็นต้องศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายเพื่อศึกษาเกี่ยวกับข้อบังคับของการให้บริการเสริมจากผู้เชื่อมต่อ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อดังกล่าวออกโดยผู้ให้บริการระบบจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อรักษาความมั่นคงและปลอดภัยในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายระบบจำหน่าย ในข้อกำหนดดังกล่าวมีการกำหนดรายละเอียดเกี่ยวกับการให้บริการเสริมที่ผู้เชื่อมต่อจำเป็นต้องให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า ทั้งในส่วนของการควบคุมแรงดัน ควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน และควบคุมคุณภาพไฟฟ้า เป็นต้น และเพื่อวิเคราะห์ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย จำเป็นต้องศึกษาข้อมูลต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนชนิดต่าง ๆ รวมถึงค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่สูญเสียในระบบจำหน่าย ดังนั้น ในหัวข้อนี้สามารถแบ่งหัวข้อย่อยออกเป็น 4 หัวข้อย่อย ได้แก่

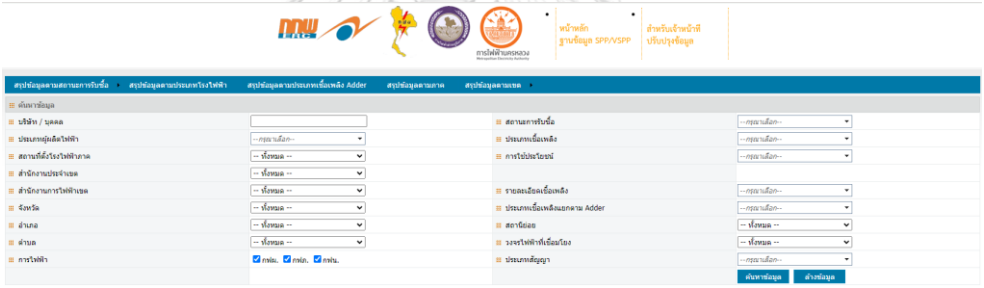
1) การศึกษาปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย
2) การศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าในระบบจำหน่าย
3) การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน
4) ข้อมูลกำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบจำหน่าย

4.1) การศึกษาปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย [51]

เพื่อทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผู้เชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่ายสามารถให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า จำเป็นต้องทราบกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย โดยผู้ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้นั้นต้องได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเสียก่อน ในการออกใบอนุญาตแก่ผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ขอรับใบอนุญาตต้องแจ้งรายละเอียดเกี่ยวกับสถานที่ผลิตไฟฟ้า กระบวนการผลิตไฟฟ้า แผนผังวงจรไฟฟ้าเส้นเดียว

แสดงวงจรระบบผลิต ระบบป้องกัน และระบบควบคุม ขนาดกำลังการผลิต ปริมาณการใช้พลังงานต่อปี ชนิดและแหล่งที่มาของพลังงาน ดังนั้น ข้อมูลเกี่ยวกับกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายจึงสามารถสืบค้นผ่านฐานข้อมูลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ในหัวข้อนี้จะศึกษาข้อมูลเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายโดยแบ่งตามประเภทของระบบผลิตและแยกตามพื้นที่ที่เชื่อมต่อผ่านฐานข้อมูลที่รวบรวมไว้บนเว็บไซต์ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานรวบรวมข้อมูลใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ในระบบฐานข้อมูล SPP/VSPP ซึ่งสามารถสืบค้นได้ผ่านเว็บไซต์ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยข้อมูลดังกล่าวแสดงข้อมูลต่าง ๆ เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า เช่น ชื่อบริษัทผู้ผลิต ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ประเภทของเชื้อเพลิง สถานการณ์รับซื้อ และประเภทของสัญญา เป็นต้น รายละเอียดการค้นหาข้อมูลแสดงดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 ฐานข้อมูล SPP/VSPP [51]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การรวบรวมข้อมูลสำหรับการศึกษาครั้งนี้จะพิจารณาข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายแยกตามพื้นที่ โดยอ้างอิงจากหลักการแยกตามพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งจะแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 7 พื้นที่ได้แก่ 1) พื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง 2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 3) ภาคใต้ 4) ภาคกลางพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 5) ภาคเหนือ 6) ภาคตะวันออก และ 7) ภาคตะวันตก

1) พื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง

ในพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวงมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.1 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 46.91 เมกะโวลต์แอมป์ ในส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วมมีปริมาณ 43.00 เมกะโวลต์แอมป์ และในส่วนของผู้ผลิต

ไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนจากขยะมูลฝอยมีปริมาณ 39.48 เมกะโวลแอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวงมีปริมาณ 129.39 เมกะโวลต์แอมป์

ตารางที่ 4.1 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)
พลังงานแสงอาทิตย์	46.91
พลังงานความร้อนร่วม	43.00
พลังงานหมุนเวียนจากขยะมูลฝอย	39.48
รวม	**129.39**

2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.2 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 442.68 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทก๊าซชีวภาพมีปริมาณ 129.12 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทชีวมวลมีปริมาณ 1,307.93 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทขยะมูลฝอยมีปริมาณ 9.46 เมกะโวลต์แอมป์ และส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมปริมาณ 35.45 เมกะโวลต์แอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีปริมาณ 1,924.64 เมกะโวลต์แอมป์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.2 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)
พลังงานแสงอาทิตย์	442.68
ก๊าซชีวภาพ	129.12
ชีวมวล	1,307.93
ขยะมูลฝอย	9.46
ลม	35.45
รวม	**1,924.64**

3) ภาคใต้

ในพื้นที่ภาคใต้มีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.3 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 40.87 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทก๊าซชีวภาพมีปริมาณ 196.14 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทชีวมวลมีปริมาณ 450.27 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทขยะมูลฝอยมีปริมาณ 34.15 เมกะโวลต์แอมป์ และส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมปริมาณ 19.00 เมกะโวลต์แอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้มีปริมาณ 740.43 เมกะโวลต์แอมป์

ตารางที่ 4.3 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	**กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)**
พลังงานแสงอาทิตย์	40.87
ก๊าซชีวภาพ	196.14
ชีวมวล	450.27
ขยะมูลฝอย	34.15
ลม	19.00
รวม	**740.43**

4) ภาคกลางพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในพื้นที่ภาคกลางมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.4 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 833.92 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทก๊าซชีวภาพมีปริมาณ 65.35 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทชีวมวลมีปริมาณ 1,255.92 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทขยะมูลฝอยมีปริมาณ 325.68 เมกะโวลต์แอมป์ และส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื่อเพลิงถ่านหินปริมาณ 40.22 เมกะโวลต์แอมป์ และมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเพียง 0.92 เมกะโวลต์แอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคกลางมีปริมาณ 2,522.01 เมกะโวลต์แอมป์

ตารางที่ 4.4 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคกลาง

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)
พลังงานแสงอาทิตย์	833.92
ก๊าซชีวภาพ	65.35
ชีวมวล	1,255.92
ขยะมูลฝอย	325.68
ถ่านหิน	40.22
ลม	0.92
รวม	**2,522.01**

5) ภาคเหนือ

ในพื้นที่ภาคเหนือมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.5 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 60.09 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทก๊าซชีวภาพมีปริมาณ 3.20 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทชีวมวลมีปริมาณ 159.58 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทขยะมูลฝอยมีปริมาณ 2.63 เมกะโวลต์แอมป์ และมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำเพียง 0.075 เมกะโวลต์แอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคเหนือมีปริมาณ 222.38 เมกะโวลต์แอมป์

ตารางที่ 4.5 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคเหนือ

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)
พลังงานแสงอาทิตย์	60.09
ก๊าซชีวภาพ	3.20
ชีวมวล	159.58
ขยะมูลฝอย	2.63
น้ำ	0.075
รวม	**222.38**

6) ภาคตะวันออก

ในพื้นที่ภาคตะวันออกมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.6 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 460.61 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าจาก

เชื้อเพลิงประเภทก๊าซชีวภาพมีปริมาณ 28.53 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทชีวมวลมีปริมาณ 438.63 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทขยะมูลฝอยมีปริมาณ 48.54 เมกะโวลต์แอมป์ และมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน 68.50 เมกะโวลต์แอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออกมีปริมาณ 1,044.81 เมกะโวลต์แอมป์

ตารางที่ 4.6 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันออก

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	**กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)**
พลังงานแสงอาทิตย์	460.61
ก๊าซชีวภาพ	28.53
ชีวมวล	438.63
ขยะมูลฝอย	48.54
ถ่านหิน	68.50
รวม	**1,044.81**

7) ภาคตะวันตก

ในพื้นที่ภาคตะวันตกมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ในหน่วยเมกะโวลต์แอมป์แสดงดังตารางที่ 4.7 ซึ่งจะพบว่ากำลังการติดตั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานแสงอาทิตย์มีปริมาณ 454.73 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทก๊าซชีวภาพมีปริมาณ 51.89 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทชีวมวลมีปริมาณ 486.13 เมกะโวลต์แอมป์ ส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทขยะมูลฝอยมีปริมาณ 20.00 เมกะโวลต์แอมป์ และมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเพียง 0.05 เมกะโวลต์แอมป์ โดยสรุปแล้ว กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันตกมีปริมาณ 1,012.80 เมกะโวลต์แอมป์

ตารางที่ 4.7 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันตก

ประเภทระบบผลิตไฟฟ้า	**กำลังผลิตติดตั้ง (MVA)**
พลังงานแสงอาทิตย์	454.73
ก๊าซชีวภาพ	51.89
ชีวมวล	486.13
ขยะมูลฝอย	20.00
ลม	0.05
รวม	**1,012.80**

จากการรวบรวมข้อมูลกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ ของประเทศไทย หากกำหนดสมมติฐานว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ ชีวมวล ขยะมูลฝอย และถ่านหิน จะต้องอาศัยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน (Rotating Machine) สำหรับผลิตไฟฟ้า ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อาศัยอินเวอร์เตอร์ (Inverter) สำหรับการแปลงกระแสไฟฟ้า ดังนั้น จึงสามารถแบ่งกำลังผลิตติดตั้งตามเทคโนโลยีการผลิตได้ดังตารางที่ 4.8 ซึ่งข้อมูลในตารางที่ 4.8 จะนำไปใช้สำหรับการคำนวณปริมาณศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

ตารางที่ 4.8 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ

พื้นที่	**กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน (MVA)**	**กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (MVA)**
พื้นที่การไฟฟ้านครหลวง	82.48	46.91
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,446.50	442.69
ภาคใต้	680.56	40.87
ภาคกลาง	1,697.17	833.92
ภาคเหนือ	165.41	60.09
ภาคตะวันออก	584.20	460.61
ภาคตะวันตก	558.02	454.73

4.2) การศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าในระบบจำหน่าย [52-53]

ข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวงประกาศใช้เมื่อปี พ.ศ. 2558 ในชื่อ “ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558” ในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประกาศใช้เมื่อปี พ.ศ. 2559 ในชื่อ “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559” ผู้ให้บริการระบบจำหน่ายประกาศใช้ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อเป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ด้านการออกแบบ รายละเอียดของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้ง ที่ผู้ขอใช้บริการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตาม โดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

1) เพื่อให้มีวิธีการเชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมและเท่าเทียม
2) เพื่อให้มีการกำหนดระเบียบพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมรายละเอียดด้านการออกแบบรวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ

3) เพื่อให้การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของผู้ให้บริการระบบจำหน่าย และการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีประสิทธิภาพและความปลอดภัย

4) เพื่อให้คุณภาพในการจ่ายไฟสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของผู้ให้บริการภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าบังคับใช้กับผู้เชื่อมต่อเครื่องกำหนดไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายระบบจำหน่ายซึ่งประกอบด้วย 1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) 2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power producer: VSPP) 3) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ 4) ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น ยกเว้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้า กล่าวถึง รายละเอียดการเชื่อมต่อต่าง ๆ เช่น ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า ระบบควบคุมระยะไกล ระบบการติดต่อสื่อสาร และการเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า เป็นต้น อย่างไรก็ตามในการศึกษาครั้งนี้เป็นการศึกษาถึงความสามารถในการให้บริการเสริมเพื่อรักษาความมั่นคงและคุณภาพไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่าย ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะพิจารณาเฉพาะข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งสามารถแบ่งเป็นหัวข้อย่อยได้ดังนี้

1) การควบคุมแรงดันและตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

2) การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

3) การควบคุมอื่น ๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.1) การควบคุมแรงดันและตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การควบคุมระดับแรงดันในจุดต่าง ๆ ของโครงข่ายให้อยู่ในค่ามาตรฐานเป็นสิ่งที่สำคัญ เนื่องจากหากแรงดันมีค่าต่างจากที่กำหนดอาจทำให้การทำงานของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อเกิดความผิดปกติ โดยโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าแรงดันมาตรฐานที่ต่างกัน ทำให้ข้อกำหนดการควบคุมแรงดันอาจแตกต่างกัน

การไฟฟ้านครหลวงกำหนดมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด ในกรณีที่ผู้ขอใช้บริการไม่จ่ายไฟเข้าสู่ระบบไว้ดังตารางที่ 4.9 และกรณีที่จ่ายไฟเข้าสู่ระบบดังตารางที่ 4.10 จะพบว่าระดับแรงดันที่ใช้ในระบบของการไฟฟ้านครหลวงมีทั้งหมด 6 ระดับแรงดัน ได้แก่ 115 กิโลโวลต์ 69 กิโลโวลต์ 24 กิโลโวลต์ 12 กิโลโวลต์ 400 โวลต์ และ 230 โวลต์ ซึ่งการไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ใน

การควบคุมหรือปลดวงจรในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อส่งผลกระทบทำให้ระดับแรงดันสูงหรือต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด หรือกระทบต่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 4.9 กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันของการไฟฟ้านครหลวงกรณีไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	117.6	106.4	123.0	96.0
69 กิโลโวลต์	70.4	63.6	72.5	57.3
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

ตารางที่ 4.10 กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันของการไฟฟ้านครหลวงกรณีจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในกรณีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดดังตารางที่ 4.11 จะพบว่าระดับแรงดันที่ใช้ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีทั้งหมด 5 ระดับแรงดัน

ตารางที่ 4.11 กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
400 โวลต์	418	342	418	342
230 โวลต์	240	200	240	200

นอกจากข้อกำหนดเกี่ยวกับการควบคุมระดับแรงดัน การให้บริการเสริมด้านการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นบริการเสริมที่ถูกกำหนดในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าในโครงข่ายจำหน่ายเช่นกัน โดยกำลังไฟฟ้าเสมือนมีความสัมพันธ์กับการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังนั้นในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบจำหน่ายจะกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมเพื่อสนับสนุนระบบผ่านข้อกำหนดตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวงกำหนดว่า สิทธิ์การปรับค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกสงวนไว้โดยการไฟฟ้านครหลวง เพื่อการควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ค่าตัวประกอบกำลังอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับสถานการณ์การจัดการระดับแรงดันในแต่ละช่วงเวลา โดยกำหนดว่า ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดจักรกลแบบหมุน (Rotating Machine) ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.62 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าจริง 1 กิโลวัตต์ ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter Base) ที่เชื่อมต่อในระดับแรงดัน 230/400 โวลต์ ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.32 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าจริง 1 กิโลวัตต์ ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter Base) ที่เชื่อมต่อในระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.48 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าจริง 1 กิโลวัตต์

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดว่า ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.62 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าจริง 1 กิโลวัตต์ และมีวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) การคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ 2) การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนแปรผันตามระดับแรงดัน ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter Base) ที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันต่ำกว่า 500 กิโลโวลต์ ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.32 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าจริง 1 กิโลวัตต์ และมีวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนอย่างน้อย 1 วิธี คือ การคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter Base) ที่เชื่อมต่อในระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ขึ้นไป ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.48 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าจริง 1 กิโลวัตต์ และมีวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) การคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ 2) การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนแปรผันตามระดับแรงดัน

ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนจากผู้เชื่อมต่อที่กำหนดการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.12 ในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบจักรกลหมุนที่กำหนดให้มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็น 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง สันนิษฐานว่าเป็นการกำหนดโดยอ้างอิงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมซึ่งโดยทั่วไปแล้วช่วงการให้บริการตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ไม่ส่งผลให้เกิดกำลังสูญเสียในกระแสสนามคือช่วงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าประมาณ 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง ในส่วนของอินเวอร์เตอร์ที่กำหนดให้มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง ที่ช่วงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์แคบกว่า สันนิษฐานว่ามีสาเหตุมาจากการที่อินเวอร์เตอร์เป็นเทคโนโลยีที่ใหม่ และการนำมาประยุกต์เพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนยังเป็นสิ่งที่ไม่ได้ทำโดยแพร่หลาย การกำหนดช่วงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่แคบเพื่อให้ต้นทุนในการลงทุนมีค่าที่ต่ำ

อีกหนึ่งข้อสังเกตของการกำหนดข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่ว่าสงวนสิทธิ์การปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ในช่วง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ผู้ติดตั้งมีการเผื่อความจุของอินเวอร์เตอร์ให้ใหญ่กว่าพิกัดของแหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้มีความจุบางส่วนสำรองสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน อย่างไรก็ตาม การกำหนดลักษณะดังกล่าวอาจทำให้เกิดประเด็นที่ว่าในช่วงเวลาที่แหล่งจ่ายพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้เลย แต่ระบบอาจต้องการบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่ออยู่กับแหล่งจ่ายพลังงานหมุนเวียน แต่การจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเพียงอย่างเดียวจะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเกินกว่าช่วงที่กำหนดและอาจผิดต่อข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้ ดังนั้น ในกรณีที่มีการบริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบจำหน่าย การกำหนดข้อกำหนดควรคำนึงถึงประเด็นดังกล่าว และ อาจปรับข้อความเพื่อให้การตีความหมายมีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น เช่น ในการติดตั้งแหล่งจ่ายหมุนเวียนต้องมีการสำรองความจุสำหรับบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนคิดเป็นร้อยละ 32 เทียบกับกำลังติดตั้ง แทนการระบุเป็นข้อกำหนดการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 4.12 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย

โครงข่ายที่เชื่อมต่อ	**ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้า**	**ระดับแรงดันที่เชื่อมต่อ**	**ความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า**
กฟน.	แบบจักรกลหมุน	ทุกระดับแรงดัน	0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง
กฟน.	อินเวอร์เตอร์	ต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง

กฟน.	อินเวอร์เตอร์	สูงกว่า 12 กิโลโวลต์	0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง
กฟภ.	แบบจักรกลหมุน	ทุกระดับแรงดัน	0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง
กฟภ.	อินเวอร์เตอร์	ต่ำกว่า 500 กิโลโวลต์	0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง
กฟภ.	อินเวอร์เตอร์	สูงกว่า 500 กิโลโวลต์	0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง

4.2.2) การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

การความคุมความถี่ไฟฟ้าเป็นหน้าที่หลักของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งจะควบคุมความถี่ให้อยู่ในเกณฑ์ไม่ต่ำกว่า 49.5 รอบต่อวินาที และไม่เกินกว่า 50.5 รอบต่อวินาที บทบาทด้านการควบคุมความถี่จะไม่เกี่ยวข้องกับผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่ายมากนัก อย่างไรก็ตาม ทั้งการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดรายละเอียดสำหรับการควบคุมความถี่ไฟฟ้าในกรณีที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่ายเช่นเดียวกัน

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวงกำหนดว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ซิงโครนัสกับระบบไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติขึ้นกับระบบไฟฟ้า ส่งผลให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วงระหว่าง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเป็นเวลานานเกินกว่า 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในทันที และต้องสามารถปลดได้แบบอัตโนมัติ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ หากความถี่ในระบบมีค่าเกินกว่า 51.00 รอบต่อวินาที โรงไฟฟ้าจะต้องปรับลดการผลิตไฟฟ้าจริงลงในอัตราร้อยละ 40 ของค่ากำลังผลิต ณ ขณะนั้น ต่อความถี่ที่เพิ่มขึ้น 1 รอบต่อวินาที

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ซิงโครนัสกับระบบไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติขึ้นกับระบบไฟฟ้า ส่งผลให้ความถี่ของระบบไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วงระหว่าง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเป็นเวลานานเกินกว่า 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในทันที และต้องสามารถปลดได้แบบอัตโนมัติ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในส่วนของระบบคอนเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 0.1 วินาที เมื่อความถี่ที่จุดเชื่อมต่อมีค่าไม่อยู่ในช่วง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที

โดยสรุป การควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้าตามข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีรายละเอียดที่เหมือนกันสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าแบบซิงโครนัส คือ จะต้องปลดการเชื่อมต่อทันทีที่ความถี่ไม่อยู่ในช่วง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที อย่างไรก็ตาม ข้อกำหนดการ

ควบคุมความถี่สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีความแตกต่างกัน โดยการไฟฟ้าไฟฟ้านครหลวงกำหนดให้โรงไฟฟ้าจะต้องปรับลดการผลิตไฟฟ้าจริงลงในอัตราร้อยละ 40 ของค่ากำลังผลิต ณ ขณะนั้น ต่อความถี่ที่เพิ่มขึ้น 1 รอบต่อวินาที ในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ ระบบคอนเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 0.1 วินาที เมื่อความถี่ที่จุดเชื่อมต่อมีค่าไม่อยู่ในช่วง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที การควบคุมความถี่จากผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่ายสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ข้อกำหนดการควบคุมความถี่ของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย

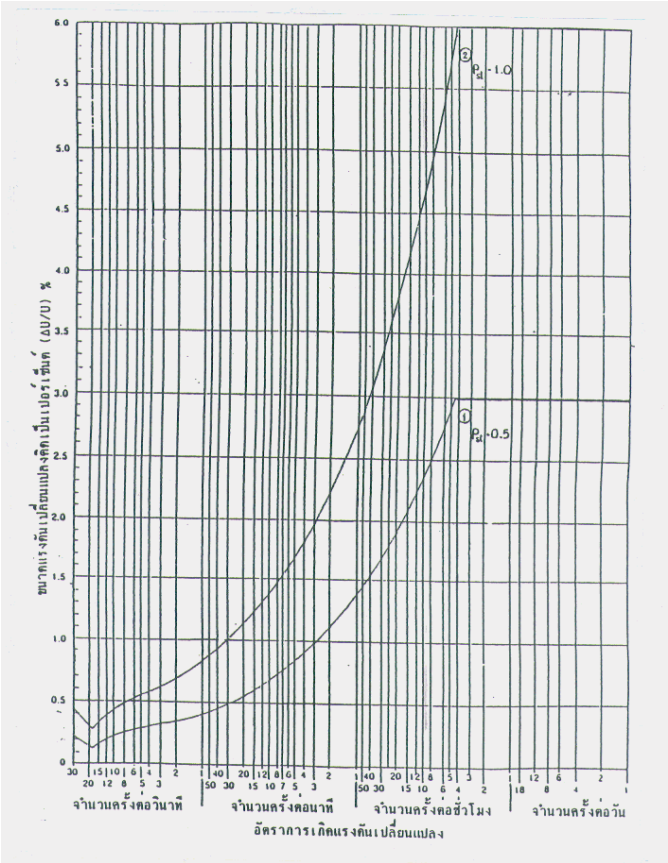
ผู้ให้บริการระบบจำหน่าย	ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้า	การควบคุมความถี่
กฟน.	ระบบผลิตซิงโครนัส	จะต้องปลดการเชื่อมต่อทันทีที่ความถี่ไม่อยู่ในช่วง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที
กฟน.	ระบบผลิตคอนเวอร์เตอร์	ปรับลดการผลิตไฟฟ้าจริงลงในอัตราร้อยละ 40 ของค่ากำลังผลิต ณ ขณะนั้น ต่อความถี่ที่เพิ่มขึ้น 1 รอบต่อวินาที
กฟภ.	ระบบผลิตซิงโครนัส	จะต้องปลดการเชื่อมต่อทันทีที่ความถี่ไม่อยู่ในช่วง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที
กฟภ.	ระบบผลิตคอนเวอร์เตอร์	จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 0.1 วินาที เมื่อความถี่ที่จุดเชื่อมต่อมีค่าไม่อยู่ในช่วง 47.0 ถึง 52.0 รอบต่อวินาที

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.3) การควบคุมอื่น ๆ

นอกเหนือจากการควบคุมแรงดันและความถี่ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กล่าวถึงการควบคุมคุณภาพประเภทอื่น ๆ เช่น การควบคุมแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) การควบคุมฮาร์มอนิก (Harmonics) และ การควบคุมแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) เป็นต้น

แรงดันกระเพื่อม หมายถึง ชุดของแรงดันเปลี่ยนแปลงหรือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS ในการควบคุมแรงดันกระเพื่อม ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดต่อร่วมเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศการควบคุมแรงดันกระเพื่อม แสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 ข้อกำหนดการควบคุมแรงดันกระเพื่อม [53]

ในส่วนของฮาร์มอนิกนั้น คือ การรบกวนของอุปกรณ์ต่าง ๆ ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าผิดไปจากเดิม ดังนั้น ข้อกำหนดการเชื่อมต่อกำหนดว่า ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมเพี้ยนเกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิก ซึ่งกำหนดเป็นขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิกดังตารางที่ 4.14 และ ตารางที่ 4.15

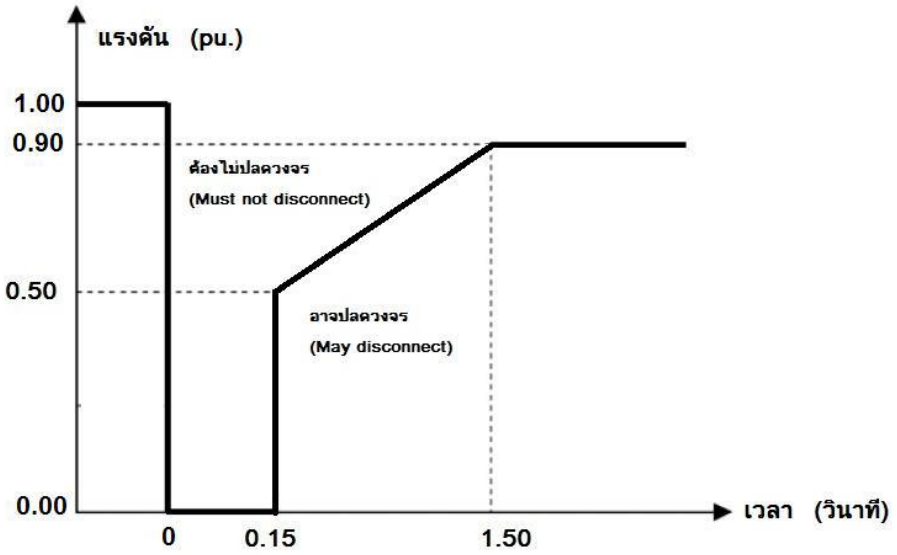
ตารางที่ 4.14 ข้อกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก

ระดับแรงดัน (kV)	**อันดับฮาร์มอนิกและขีดจำกัดกระแจ (A rms)**														
	2	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**
0.4	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5
11, 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2
22, 24, 33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1
69	8.8	5.9	4.3	7.3	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1
115	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	1	1	1	1

ตารางที่ 4.15 ข้อกำหนดค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิก

ระดับแรงดัน (kV)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (%)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.4	5	4	2
11, 12, 22, 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115	1.5	1	0.5

นอกจากนี้ ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ระบุข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟผ่านคอนเวอร์เตอร์ โดยผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจากร้อยละ 100 เหลือร้อยละ 0 ได้ โดยสามารถปรับกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละร้อยละ 10 ต่อนาที และต้องสามารถทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through) ขณะแรงดันต่าง ๆ ได้ในช่วงเวลาที่กำหนดดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ข้อกำหนดการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ [53]

4.3) การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน

การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมีความจำเป็นเพื่อใช้วิเคราะห์ความคุ้มค่าของการนำแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนชนิดต่าง ๆ มาให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า ดังที่กล่าวในหัวข้อ 3.2) จะพบว่าแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีหลายชนิด ตัวอย่างเช่น ตู้ตัวเก็บประจุ เครื่องพักกระแสไฟฟ้า อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ เครื่องชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส และ อินเวอร์เตอร์ เป็นต้น โดยแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่นิยมใช้ในปัจจุบันคือ ตู้ตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ขณะที่อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์ที่มีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีศักยภาพในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเช่นกัน แต่ยังไม่นิยมใช้เนื่องจากอยู่ในช่วงการศึกษาผ่านโครงการต่าง ๆ เพื่อหาข้อดีและข้อเสีย ตู้ตัวเก็บประจุเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีต้นทุนถูกแต่ไม่สามารถปรับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนตามการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ หากติดตั้งตู้ตัวเก็บประจุมากเกินไปอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในช่วงที่มีโหลดต่ำ จึงต้องอาศัยแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีการควบคุมเพื่อสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ ซึ่งในปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการในส่วนนี้ จากการทบทวนวรรณกรรมในหัวข้อ 3.2) พบว่าอินเวอร์เตอร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัวมีวิธีการควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนให้สอดคล้องต่อโหลดได้เช่นกัน ในการศึกษาครั้งนี้จึงทำการเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแก่ระบบไฟฟ้า เพื่อที่จะสามารถเปรียบเทียบความคุ้มค่าจะต้องทราบต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งสองประเภทเสียก่อน ดังนั้นในหัวข้อนี้จะทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยแบ่งเป็น 2 หัวข้อย่อย ได้แก่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) การศึกษาต้นทุนของอินเวอร์เตอร์

2) การศึกษาต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน

4.3.1) การศึกษาต้นทุนของอินเวอร์เตอร์

ผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่ายทั้ง การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อว่า อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบจำหน่ายต้องเสนอเรื่องต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพื่อตรวจสอบ หรือต้องเป็นผลิตภัณฑ์ที่อยู่ในรายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวงหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งรวบรวมผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์จากผู้ผลิตรายต่าง ๆ เช่น ABB, ATESS, CHUPHOTIC, DELTA, EVE, Growatt, HUAWEI, INVT และ SMA เป็นต้น ในการศึกษาครั้งนี้จะสืบค้นราคาอินเวอร์เตอร์ตามรายชื่อที่

รับรองโดยการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จำหน่ายทั่วไป ผลการสืบค้นแสดงดังตารางที่ 4.16 ซึ่งแสดงรายชื่อผลิตภัณฑ์ กำลังพิกัด ราคาต่อชิ้น และราคาต่อกิโลวัตต์ จะพบว่าแนวโน้มราคาต่อกิโลวัตต์จะมีค่าต่ำสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีขนาดพิกัดสูง และมีราคาต่อกิโลวัตต์สูงถ้าอินเวอร์เตอร์มีขนาดพิกัดต่ำ สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่ากำลังพิกัดในช่วง 0 ถึง 5 กิโลวัตต์ จะมีราคาเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ที่ 8,786.313 บาทต่อกิโลวัตต์ สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่ากำลังพิกัดในช่วง 5 ถึง 10 กิโลวัตต์ จะมีราคาเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ที่ 7,126.891 บาทต่อกิโลวัตต์ สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่ากำลังพิกัดในช่วง 10 ถึง 50 กิโลวัตต์ จะมีราคาเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ที่ 4,526.867 บาทต่อกิโลวัตต์ สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่ากำลังพิกัดในช่วง 50 ถึง 120 กิโลวัตต์ จะมีราคาเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ที่ 2,594.854 บาทต่อกิโลวัตต์ สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่ากำลังพิกัดมากกว่า 120 กิโลวัตต์ จะมีราคาเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ที่ 1,737.777 บาทต่อกิโลวัตต์ [54-55]

ตารางที่ 4.16 การสืบค้นราคาผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์

ผู้ผลิต	รุ่น	กำลังพิกัด (kW)	ราคาต่อชิ้น (บาท)	ราคาต่อกิโลวัตต์ (บาท)
ABB	UNO-DM-1.2-TL-PLUS	1.2	25,954	21,628.3
ABB	ABB UNO-DM-2.0-TL-PLUS	2.0	27,360	13,680.0
ABB	UNO-DM-3.3-TL-PLUS	3.3	28,614	8,670.9
ABB	UNO-DM-4.0-TL-PLUS	4.0	32,072	8,018.0
ABB	UNO-DM-4.6-TL-PLUS	4.6	34,618	7,525.7
ABB	UNO-DM-5.0-TL-PLUS	5.0	36,556	7,311.2
ABB	Trio-20.0-TL-outd	20.0	116,546	5,827.3
ABB	Trio-27.6-tl-outd	27.6	131,024	4,747.2
ABB	pvs-50-tl	50.0	176,282	3,525.6
ABB	pvs-100-tl	100.0	268,242	2,682.4
ABB	pvs-120-tl	120.0	283,062	2,358.9
ABB	pvs-175-tl	175.0	329,422	1,882.4
ABB	pvs-30-tl	30.0	102,562	3,418.7
AP System	QS1	1.2	12,562.5	10,468.8
ATESS	HPS50	50	763,686	15,273.7
DSC	SUN-3K-G	3	17,500	5,833.3
DSC	SUN-5K-G	5	25,000	5,000.0
GOODWE	GW3000N-XS	3	18,164	6,054.7
GOODWE	GW1500-XS	1.5	12,502	8,334.7
GOODWE	GW5000-NS	5	32,110	6,422.0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ผู้ผลิต	รุ่น	กำลังพิกัด (kW)	ราคาต่อชิ้น (บาท)	ราคาต่อกิโลวัตต์ (บาท)
GOODWE	GW10KN-DT	10	64,250	6,425.0
GOODWE	GW50k-MT	50	156,000	3,120.0
GOODWE	GW60KN-MT	60	190,000	3,166.7
Hoymiles	MI-1200	1.2	16,000	13,333.3
Hoymiles	HM-1500	1.5	17,955	11,970.0
SMA	SB3.0-1AV-41	3	33,193	11,064.3
SMA	Sunny Boy 5.0-1AV-41	5	42,028	8,405.6
SMA	stp 9000tl-20	9	76,722	8,524.7
SMA	stp10.0-3av-40	10	73,492	7,349.2
SMA	stp 20000tl-30	20	100,510	5,025.5
SMA	stp 25000tl-30	25	101,688	4,067.5
SMA	stp 60-10	60	158,802	2,646.7
SMA	stp 50-40	50	180,462	3,609.2
SMA	shp75-10	75	186,162	2,482.2
SMA	shp 150-20	150	273,562	1,823.7
SMA	stp 110-60	110	215,080	1,955.3
Huawei	SUN2000-2KTL-L0	2	25,422	12,711.0
Huawei	SUN2000-3KTL-L0	3	30,172	10,057.3
Huawei	SUN2000-5KTL-L0	5	36,594	7,318.8
Huawei	SUN2000-5KTL-L1	5	30,500	6,100.0
Huawei	SUN2000-10KTL-M1	10	50,900	5,090.0
Huawei	SUN2000-12ktl	12	65,000	5,416.7
Huawei	SUN2000-20ktl	20	73,830	3,691.5
Huawei	SUN2000-33ktl	33	97,128	2,943.3
Huawei	SUN2000-36ktl	36	99,510	2,764.2
Huawei	SUN2000-60ktl	60	155,364	2,589.4
Huawei	SUN2000-100ktl	100	233,600	2,336.0
Huawei	SUN2000-185ktl	175	364,656	2,083.7
INVT	iMars MG3KTL	3	139,50	4,650.0
INVT	iMars MG5KTL-2M	4.6	195,00	4,239.1
INVT	iMars MG6KTL-2M	6	24,000	4,000.0
INVT	iMars BG10KTR	10	42,000	4,200.0
INVT	iMars BG20KTR	20	74,000	3,700.0
INVT	iMars BG30KTR	30	98,000	3,266.7
INVT	iMars BG50KTR	48	145,000	3,020.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ผู้ผลิต	รุ่น	กำลังพิกัด (kW)	ราคาต่อชิ้น (บาท)	ราคาต่อกิโลวัตต์ (บาท)
Fronius	Primo 5.0-1	5	48,298	9,659.6
Fronius	SYMO 5.0-3-M	5	44,346	8,869.2
Growatt	3600MTL-10	3.6	25,680	7,133.3
Growatt	5000MTL-10	4.6	35,560	7,730.4
Growatt	SPH6000 TH	5	35,500	7,100.0
Growatt	MIN 5000TL-X	5	31,500	6,300.0
Growatt	10000TL3-S	10	61,632	6,163.2
Growatt	MID 20KTL3-X	20	83,460	4,173.0
Growatt	40000TLS-NS	40	160,000	4,000.0
Growatt	MAX 60ktl3 LV	60	162,554	2,709.2
Growatt	MAX 80 ktl3 lv	80	176,550	2,206.9
lantrun	Aegis 3000TL	3	33,000	11,000.0
lantrun	Aegis 5000DTL	5	49,000	9,800.0
leonics	apollo s-219c ia	5	115,700	23,140.0
leonics	apollo s-218c ia	3.5	62,600	17,885.7
PSI	P16	1.6	12,500	7,812.5
PSI	P33	3.3	16,000	4,848.5
PSI	P50	5	24,500	4,900.0
SAJ	Sununo Plus 2k	2	19,000	9,500.0
SAJ	Sununo Plus 3K	3	25,000	8,333.3
SAJ	Sununo Plus 5k-m	5	35,000	7,000.0
Sofar Solar	1600tl-g3	1.6	9,900	6,187.5
Sofar Solar	3300tl-g3	3.3	12,500	3,787.9
Solax	x1-1.5-s-d	1.5	14,022	9,348.0
Solax	X1-5.0-T-T	5	33,000	6,600.0
Solax	X3-10.0-T-D	10	63,200	6,320.0
Must	PH50-3000M	3	12,600	4,200.0
Must	PH50-6000M	6	18,700	3,116.7
Sungrow	SG3K-s	3	26,951	8,983.7
Sungrow	SG5K-D	5	32,337	6,467.4
Sungrow	SG510RT	10	53,010	5,301.0
Sungrow	SG15RT	15	66,652	4,443.5
Sungrow	SG20RT	20	69,274	3,463.7
Sungrow	sg50cx	50	104,956	2,099.1
Sungrow	sg60ktl	60	121,410	2,023.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ผู้ผลิต	รุ่น	กำลังพิกัด (kW)	ราคาต่อชิ้น (บาท)	ราคาต่อกิโลวัตต์ (บาท)
Sungrow	sg110cx	100	177,080	1,770.8
Sungrow	sg125hv	125	180,500	1,444.0
Sungrow	sg250hx	225	327,370	1,455.0
Delta	rpi-m20a	20	78,774	3,938.7
Delta	rpi m50a	50	150,062	3,001.2
Fronius	symo 10.0-3-m	10	66,880	6,688.0
Fronius	symo 20.0-3-m	20	89,642	4,482.1
Fronius	eco 27.0-3-s	25	94,962	3,798.5
Kaco	blueplanet 6.5 tl3	6.5	47,915	7,371.5
Kaco	blueplanet 7.5 tl3	7.5	50,715	6,762.0
Kaco	blueplanet 9 tl3	9	54,915	6,101.7
Kaco	blueplanet 20 tl3	20	75,390	3,769.5
Kaco	blueplanet 50 tl3	50	129,360	2,587.2
Solar Edge	se25k	25	67,564	2,702.6
Solar Edge	se27.6k	27.6	69,160	2,505.8

นอกจากการศึกษาราคาผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการศึกษาครั้งนี้ยังได้ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแหล่งอ้างอิงต่าง ๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

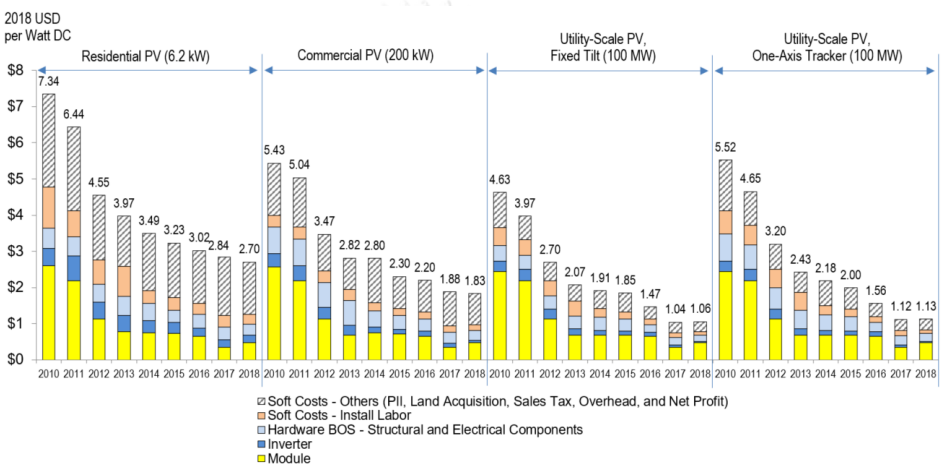
เอกสารอ้างอิง [56] ศึกษาต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศสหรัฐอเมริกาในช่วงปี 2018 โดยศึกษาต้นทุนในทุกส่วนไม่ว่าจะเป็นต้นทุนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์วงจรไฟฟ้า ค่าแรงติดตั้ง และอื่น ๆ พิกัดของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษามีทั้งระดับบ้านอยู่อาศัย (Residential) ระดับพาณิชย์ (Commercial) และระดับโครงข่ายไฟฟ้า (Utility-Scale System) ต้นทุนของระบบผลิคไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์มีราคาที่แตกต่างกันในแต่ละรัฐ ขึ้นอยู่กับปัจจัยต่าง ๆ เช่น อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก โครงสร้างค่าแรงพื้นฐาน เป็นต้น แต่สุดท้ายจะถูกถ่วงน้ำหนักตามค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมของแต่ละรัฐเพื่อให้ได้ค่าเฉลี่ย และได้ผลศึกษาอัตราต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในขนาดพิกัดต่าง ๆ ดังตารางที่ 4.17 หากแบ่งองค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ออกเป็น 1) ต้นทุนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ 2) อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ 3) อุปกรณ์วงจรไฟฟ้า 4) ค่าแรงติดตั้ง และ 5) อื่น ๆ โดยพิจารณาตั้งแต่ปี 2010 ถึง 2018 จะแสดงได้ดังรูปที่ 4.4 พบว่าต้นทุนของอินเวอร์เตอร์มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 5 ถึง 10 เทียบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กับต้นทุนรวมทั้งหมด ต้นทุนของอินเวอร์เตอร์สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์แสดงได้ดังตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.17 ต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์

ขนาดกำลังผลิต	ราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ (บาทต่อกิโลวัตต์)
ระดับบ้านอยู่อาศัย (3 – 10 kW)	102,630.0
ระดับพาณิชย์ (10 kW – 2 MW)	60,390.0
ระดับโครงข่ายไฟฟ้า (> 2 MW)	47,520.0



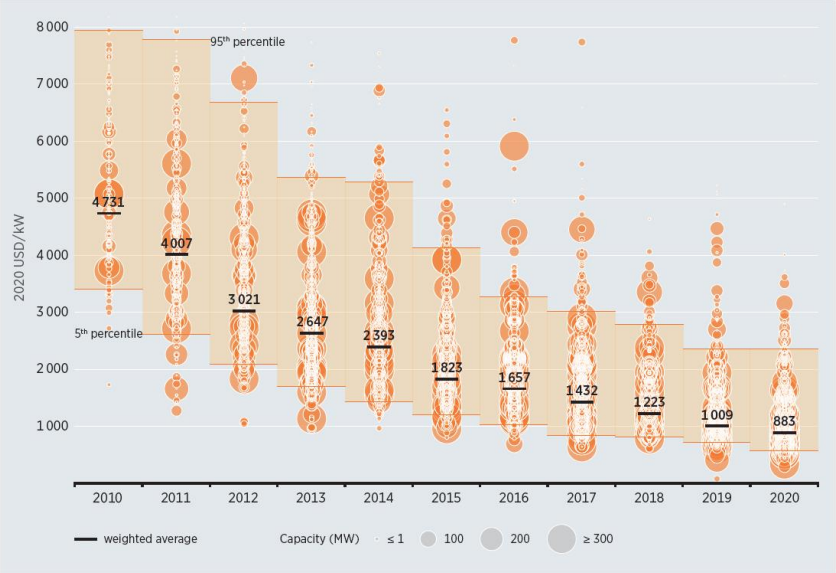
รูปที่ 4.4 องค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ปี 2018 [56]

ตารางที่ 4.18 ต้นทุนอินเวอร์เตอร์

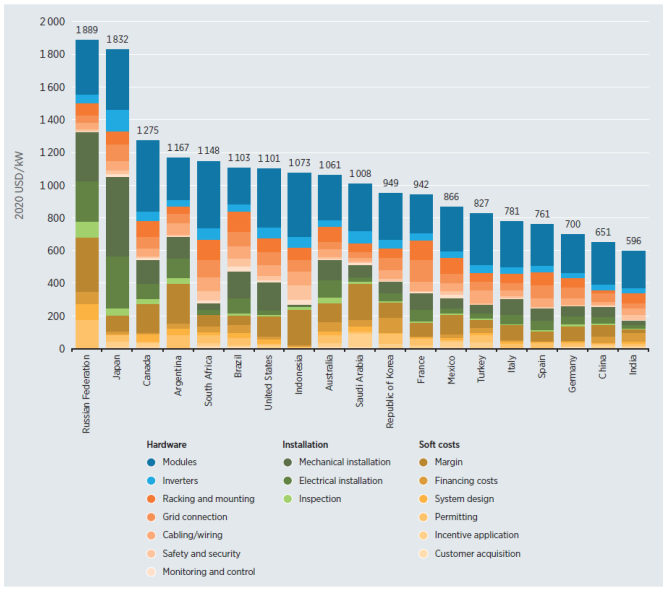
ขนาดกำลังผลิต	ราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ (บาทต่อกิโลวัตต์)
ระดับบ้านอยู่อาศัย (3 – 10 kW)	5,131.5 - 10,263.0
ระดับพาณิชย์ (10 kW – 2 MW)	3,019.5 - 6,039.0
ระดับโครงข่ายไฟฟ้า (> 2 MW)	2,376.0 - 4,752.0

การศึกษาแหล่งอ้างอิง [39] ได้ทำการศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ ในช่วงปี 2010 ถึง 2020 พบว่าต้นทุนรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2020 มีต้นทุนรวม 883 ดอลล่าต่อกิโลวัตต์ หรือประมาณ 29,000 บาทต่อกิโลวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.5 และหากพิจารณาเฉพาะข้อมูลปี 2020 โดยศึกษาเปรียบเทียบจากประเทศต่าง ๆ และแบ่งองค์ประกอบต้นทุนออกเป็นส่วนต่าง ๆ เช่น ต้นทุนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์ไฟฟ้า และอื่น ๆ จะพบว่าต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้า

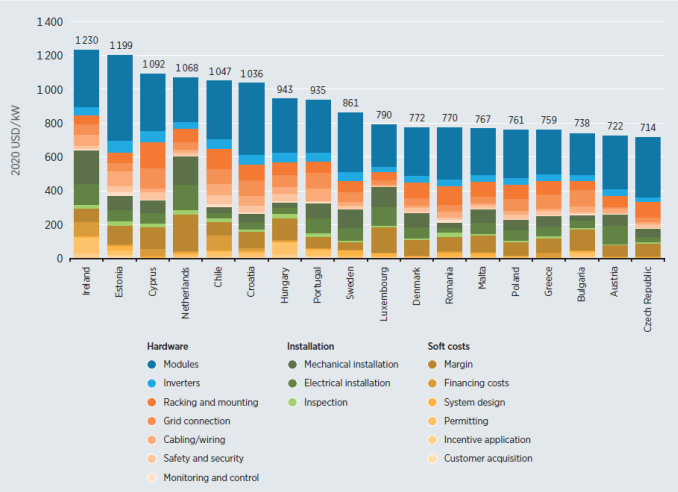
จากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับโครงข่ายไฟฟ้าสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.6 และ รูปที่ 4.7 ราคาต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละประเทศจะมีค่าที่แตกต่างกันขึ้นกับปัจจัยต่าง ๆ ประเทศที่มีต้นทุนสูงคือรัสเซียและแคนาดา ซึ่งมีต้นทุนประมาณ 1,800 – 1,900 ดอลล่าต่อกิโลวัตต์ ขณะที่ประเทศที่มีต้นทุนต่ำคือ ประเทศจีนและอินเดีย ซึ่งมีต้นทุนประมาณ 580 – 680 ดอลล่าต่อกิโลวัตต์ ในส่วนของอุปกรณ์สำหรับแปลงกระแสไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์นั้น จะมีต้นทุนเฉลี่ยตั้งแต่ 50 จนถึง 150 ดอลล่าต่อกิโลวัตต์ หรือประมาณ 1,650 – 5,000 บาทต่อกิโลวัตต์



รูปที่ 4.5 ต้นทุนรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2020 [57]



รูปที่ 4.6 องค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์กลุ่มประเทศ 1 [57]



รูปที่ 4.7 องค์ประกอบต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์กลุ่มประเทศ 2 [57]

โดยสรุปแล้ว อุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์มีช่วงราคาที่กว้าง ขึ้นอยู่กับรุ่นที่ผลิต ฟังก์ชันการทำงานเสริมต่าง ๆ จากการทบทวนวรรณกรรมพบว่าอินเวอร์เตอร์มีราคาต่อกิโลวัตต์อยู่ที่ประมาณ 1,500 – 8,000 บาทต่อกิโลวัตต์ เพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณเพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการนำอินเวอร์เตอร์มาช่วยเหลือบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบไฟฟ้า ในการศึกษาครั้งนี้จะประมาณต้นทุนของอินเวอร์เตอร์ที่ 5,000 บาทต่อกิโลวัตต์

4.3.2) การศึกษาต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน

ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุนสามารถสืบค้นได้จากแหล่งอ้างอิงต่าง ๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากเอกสารอ้างอิง [58] การศึกษาเรื่องเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม (Combined Heat and Power) ของประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวนิยมใช้เทคโนโลยีเครื่องยนต์ลูกสูบ (Reciprocating Engines) สำหรับผลิตไฟฟ้า เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าในช่วงพิกัดกำลังระหว่าง 0.01 ถึง 10.0 เมกะวัตต์ เทคโนโลยีเครื่องยนต์ลูกสูบ และมีกำลังการผลิตรวมอยู่ที่ 2,400 เมกะวัตต์ ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่าพิกัดต่าง ๆ มีราคาต้นทุนแสดงดังตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเครื่องยนต์ลูกสูบ

กำลังพิกัด (MW)	ต้นทุนรวม (บาทต่อ kW)	ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (บาทต่อ kW)
0.1	101,500	49,500

0.633	99,400	49,500
1.141	82,950	41,400
3.325	63,000	32,400
9.341	50,050	27,000

นอกจากเครื่องยนต์ลูกสูบ กังหันไอน้ำ (Steam Turbines) เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กถึงกลาง ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำเหมาะกับระบบที่มีกำลังขนาดพิกัดระหว่าง 0.1 - 250 เมกะวัตต์ โดยในสหรัฐอเมริกาผู้ผลิตแต่ละรายมีกำลังผลิตติดตั้งเฉลี่ยที่ 37 เมกะวัตต์ ขณะที่กำลังผลิตรวมมีขนาดที่ 26,000 เมกะวัตต์ ระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันไอน้ำมีราคาต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่พิกัดต่าง ๆ ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันไอน้ำ

กำลังพิกัด (MW)	**ต้นทุนรวม (บาทต่อ kW)**	**ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (บาทต่อ kW)**
0.5	42,032	20,040
3.0	25,234	13,233
15.0	24,642	12,936

ในส่วนของระบบผลิตพลังงานร่วมแบบกังหันก๊าซ เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับความนิยมในประเทศสหรัฐอเมริกาเช่นกัน เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กลาง ไปจนถึงขนาดใหญ่ หรือช่วงพิกัดกำลังผลิตติดตั้งระหว่าง 0.03 – 300.0 เมกะวัตต์ และมีราคาต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังตารางที่ 4.21 ซึ่งสัดส่วนต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อต้นทุนรวมจะมีค่าประมาณร้อยละ 20 ถึง 30

Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.21 ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทกังหันก๊าซ

กำลังพิกัด (MW)	**ต้นทุนรวม (บาทต่อ kW)**	**ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (บาทต่อ kW)**
3.304	116,200	27,240
4.324	98,595	25,800
7.487	70,595	20,490
10.669	62,930	18,570
20.440	51,590	16,890
40.485	44,660	14,310

เอกสารอ้างอิงที่ [59] เป็นเอกสารอ้างอิงที่รวบรวมข้อมูลราคาต้นทุนของเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา อินเดีย และ โรมาเนีย มีการศึกษาผลกระทบของขนาดพิกัดของโรงไฟฟ้าที่ส่งผลต่อราคาต้นทุน และสืบค้นข้อมูลต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีต่าง ๆ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้าถ่านหิน เป็นต้น ผลการศึกษาราคาต้นทุนของเทคโนโลยีต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 4.22 จะพบว่าสัดส่วนต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อต้นทุนรวมมีค่าประมาณร้อยละ 8 ถึง 11

ตารางที่ 4.22 ต้นทุนของเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา อินเดีย และ โรมาเนีย

ประเภทระบบผลิต	**ขนาดกำลังผลิต (MW)**	**ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (บาทต่อkW)**	**ต้นทุนรวม (บาทต่อkW)**
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	300	6,293.3	80,373.3
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	500	5,328.0	67,672.0
โรงไฟฟ้าน้ำมัน	300	4,440.0	43,693.4
โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ	300	3,306.6	38,546.6
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล	10	10,824	16,400.0

เอกสารอ้างอิง [60] เป็นเอกสารอ้างอิงที่รวบรวมราคาต้นทุนของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ระบบผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน ระบบผลิตไฟฟ้านิวเคลียร์ เป็นต้น โดยเป็นการรวบรวมข้อมูลจากหลายประเทศทั้งในทวีปยุโรป อเมริกา และเอเชีย ผลการศึกษาทำให้ทราบถึง ต้นทุนเฉลี่ยของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าต่าง ๆ อย่างไรก็ตาม ข้อมูลจากแหล่งอ้างอิงนี้ไม่ได้แยกองค์ประกอบต้นทุนของอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้า ทำให้ไม่ทราบรายละเอียดต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้น จึงกำหนดสมมติฐานว่าสัดส่วนต้นทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเทียบกับต้นทุนรวมทั้งหมดคือร้อยละ 20 อ้างอิงจากเอกสารสืบค้นอื่น ๆ จึงสามารถประมาณต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.23 ต้นทุนของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ

ประเภทเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้า	**ต้นทุนรวมเฉลี่ย (บาทต่อ kW)**	**ต้นทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (บาทต่อ kW)**
ชีวมวล	38,325	7,665
ถ่านหิน	62,475	12,495
ก๊าซธรรมชาติ	38,220	7,644
ลิกไนท์	35,525	7,105

โดยสรุป เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุนมีราคาต่อกิโลวัตต์ขึ้นอยู่กับขนาดพิกัดของกำลังผลิตติดตั้ง กรณีของระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมส่วนใหญ่แล้วจะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นแรงขับเคลื่อนทางกลเพื่อผลิตไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเช่นนี้จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่ากำลังพิกัดที่สูง จากการสืบค้นข้อมูลพบว่าราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะอยู่ในช่วง 6,000 – 13,000 บาทต่อกิโลวัตต์ และเพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณจะใช้ค่าประมาณของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอยู่ที่ 10,000 บาทต่อกิโลวัตต์ ในกรณีของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ต่ำกว่า ทำให้ราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์มีค่าสูง จากการสืบค้นข้อมูลพบว่า ราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะอยู่ในช่วง 12,000 – 20,000 บาทต่อกิโลวัตต์ และเพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณจะใช้ค่าประมาณของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอยู่ที่ 15,000 บาทต่อกิโลวัตต์

4.4) ข้อมูลกำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบจำหน่าย

ในการศึกษาครั้งนี้ เป็นการศึกษาถึงความคุ้มค่าของการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายมาช่วยให้บริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนในระบบไฟฟ้า ซึ่งในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบจำหน่ายนั้น ควรคำนึงถึงค่ากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียในส่วนนี้คือกำลังสูญเสียที่เป็นกำลังไฟฟ้าเสมือนที่อาจเกิดเนื่องมาจากค่าความต้านทานรีแอคทีฟในสายไฟฟ้า

การศึกษาข้อมูลกำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนในหัวข้อนี้ศึกษาจากโครงข่ายระบบจำหน่ายที่จำลองโดยโปรแกรม DIgSILENT ซึ่งมีวิธีการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งสำหรับกำลังไฟฟ้าจริง และ กำลังไฟฟ้าเสมือน ดังสมการที่ 31 และ 32

$$Ploss = \sum_{i=1}^{n} P_{bus(i)} \tag{31}$$

$$Qloss = \sum_{i=1}^{n} Q_{bus(i)} \tag{32}$$

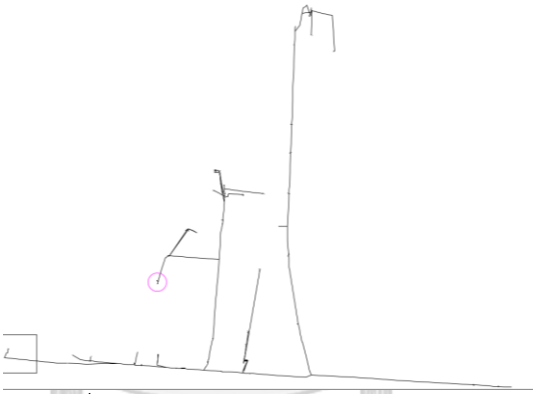
ในหัวข้อนี้จะศึกษาสัดส่วนค่ากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนเทียบกับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่นำเข้าสู่ระบบ โดยจะศึกษาเทียบกันจากระบบโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ส่วนภูมิภาค รวมถึงวรรณกรรมและแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ เพื่อให้ทราบถึงค่าเฉลี่ยปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสียในระบบจำหน่ายที่จะนำมาเป็นสมมติฐานในการศึกษาครั้งนี้

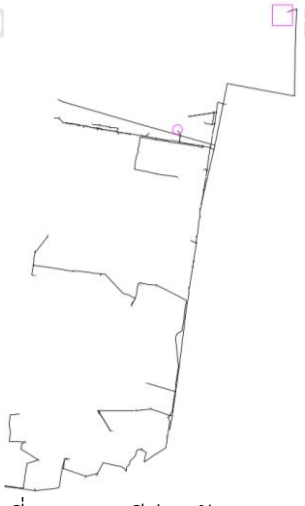
1) ตัวอย่างโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่การไฟฟ้านครหลวง

การศึกษาค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่สูญเสียในระบบจำหน่าย ได้ศึกษาจากแบบจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงในสถานีย่อยต่าง ๆ ที่ระดับแรงดัน 24 กิโลโวลต์ ซึ่งจัดทำในปี พ.ศ. 2565 ด้วยโปรแกรม DIgSILENT เช่น สถานีย่อยวังเพชรบูรณ์ สถานีย่อยไม้อัด สถานีย่อยลาดหญ้า สถานีย่อยเพชรเกษม สถานีย่อยรัตนาธิเบศร์ สถานีย่อยบางบัวทอง สถานีย่อยปทุมวัน สถานีย่อยรามคำแหง เป็นต้น ซึ่งตัวอย่างรูปโครงข่ายระบบจำหน่ายที่สถานีย่อยต่าง ๆ แสดงดังรูปที่ 4.8 และ รูปที่ 4.9 ในส่วนของข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ฉีดเข้าในแต่ละสถานีย่อย และค่ากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนแสดงดังตารางที่ 4.24



รูปที่ 4.8 รูปโครงข่ายสถานีย่อยแสนแสบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4.9 สถานีย่อยวังเพชรบูรณ์

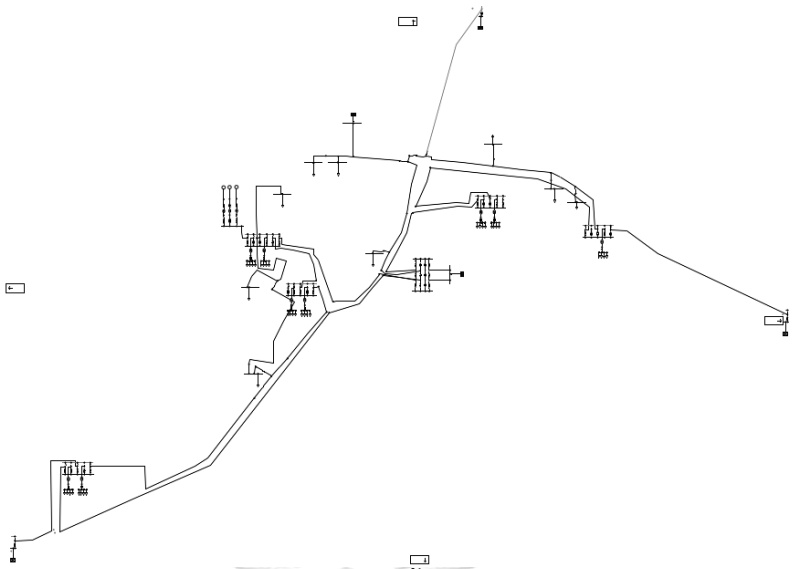
ตารางที่ 4.24 กำลังสูญเสียในพื้นที่ กฟน.

โครงข่าย	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	กำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสีย (MVar)	สัดส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
ลุมพินี	3.05	0.01	0.33%
ไม้อัด	1.16	0.04	3.45%
ลาดหญ้า	2.31	0.31	13.42%
เพชรเกษม	0.65	0.07	10.77%
รัตนธิเบศร์	3.62	0.46	12.71%
บางบัวทอง	3.95	0.64	16.20%
ปทุมวัน	3.62	0.07	1.93%
รามคำแหง	2.75	0.37	13.45%
รามอินทรา	5.84	0.12	2.05%
สามย่าน	6.31	0.02	0.32%
สวนหลวง	5.27	0.01	0.19%
พระราม3	65.59	1.99	3.03%
วังเพชบูรณ์	5.08	0.1	1.97%
วังเพชบูรณ์	4.65	0.26	5.59%
สุวรรณภูมิ	192.14	8.94	4.65%

2) ตัวอย่างโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การศึกษาค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนที่สูญเสียในระบบจำหน่าย ได้ศึกษาจากแบบจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในสถานีย่อยต่าง ๆ ที่ระดับแรงดัน 22, 33, และ 115 กิโลโวลต์ ซึ่งจัดทำในปี พ.ศ. 2552 ด้วยโปรแกรม DIgSILENT ซึ่งเป็นโครงข่ายระบบไฟฟ้าในภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศไทย เช่น ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคใต้ และภาคกลาง เป็นต้น ซึ่งตัวอย่างรูปโครงข่ายระบบจำหน่ายที่สถานีย่อยต่าง ๆ แสดงดังรูปที่ 4.10 ในส่วนของข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ฉีดเข้าในแต่ละสถานีย่อย และค่ากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนแสดงดังตารางที่ 4.25

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 4.10 เขตพื้นที่ C1 SRD

ตารางที่ 4.25 กำลังสูญเสียในพื้นที่ กฟภ.

โครงข่าย	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	กำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสีย (MVar)	สัดส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
PEA 115 kV C1 WMA	248	9.24	3.73%
PEA 115 kV C1 NYB-NARES	141.57	12.39	8.75%
PEA 115 kV C1 NYB-OKA	236.7	54	22.81%
PEA 115 kV C1 Phuthumfrom	285	52	18.25%
PEA 115 kV C1 SRD	51	10	19.61%
PEA 115 kV C1 TYB-LL	141	12.4	8.79%
PEA 115 kV C1 WIA-TDA	274	17	6.20%
PEA 115 kV N1 เชียงแสน	20.8	0.69	3.32%
PEA 115 kV N2 กำแพงเพชร	27	2.2	8.15%
PEA 115 kV NE1 NPO	43	12	27.91%
PEA 115 kV NE1 PHK	24	0.61	2.54%
PEA 115 kV N3 นครสวรรค์	60	8	13.33%
PEA 115 kV N3 ลาดยาว	73	10	13.70%
PEA 115 kV N3 หนองฉาง	64	6	9.38%
PEA 115 kV NE2 PYK	28	3	10.71%
PEA 115 kV NE2 SJA	13.24	1.47	11.10%
PEA 115 kV NE3 PYK	25.4	0.6	2.36%
PEA 115 kV NE3 NRC	44	0.7	1.59%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โครงข่าย	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	กำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสีย (MVar)	สัดส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
PEA 115 kV S2 Bandon	9.12	1.1	12.06%
PEA 115 kV S2 Krabi	63	16	25.40%
PEA 115 kV S2 Lumpoora	51.2	5.37	10.49%
PEA 115 kV S2 Phanga	120	17	14.17%
PEA 115 kV S2 Phuket	92	24	26.09%
PEA 115 kV S2 Surat	42	11	26.19%
PEA 115 kV S2 Thungsong	33	5.3	16.06%

3) การทบทวนวรรณกรรมและแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า [61-64]

นอกเหนือจากการศึกษาแบบจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในหัวข้อนี้มีการศึกษาแบบจำลองโครงข่ายในต่างประเทศ เช่น โครงข่ายระบบจำหน่าย Onuiyi-Nsukka ของประเทศไนจีเรีย, โครงข่ายระบบจำหน่าย Tanah Jawa, รวมถึงแบบจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายซึ่งเป็นระบบตัวอย่างของ DIgSILENT ได้แก่ ระบบแรงดันกลาง และ ระบบแรงดันต่ำ นอกจากนี้ยังได้มีการศึกษาระบบที่เป็นมาตรฐาน ได้แก่ IEEE 13 Bus ในส่วนของข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ฉีดเข้าในแต่ละโครงข่าย และค่ากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนแสดงดังตารางที่ 4.26

ตารางที่ 4.26 กำลังสุญเสียจากโครงข่ายจำลองและวรรณกรรมต่างประเทศ

โครงข่าย	กำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)	กำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสีย(MVar)	สัดส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
Digsilent LV System	5.554	0.34	6.12%
Digsilent MV System	2.829	0.035	1.24%
Onuiyi-Nsukka distribution network	2.14	0.14	6.54%
Tanah Jawa distribution system	4.36	0.2437	5.59%
IEEE 33 Bus distribution system	1.95	0.15	7.69%
13 Buses radial distribution network	7.5129	0.076	1.01%

โดยสรุปแล้ว ค่ากำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนในแต่ละโครงข่ายมีช่วงที่กว้างและมีค่าที่หลากหลาย ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปัจจัยของระยะทางของโครงข่าย อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาครั้งนี้ไม่ได้มีการจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายเพื่อวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยละเอียด ในการ

กำหนดสมมติฐานค่าสัดส่วนกำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงใช้ค่าเฉลี่ยจากทุกระบบที่ได้ทบทวน โดยพบว่าค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าประมาณร้อยละ 9.56 ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเพิ่มขึ้นเพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้าสูญเสียในส่วนนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5
การศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงแนวคิดและวิธีการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายโดยการสืบค้นข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายและข้อกำหนดการเชื่อมต่อของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย นอกจากการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงวิธีการศึกษาความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยเหลือการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยหลักการประมาณต้นทุนประยุกต์จากแนวคิดของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 4 หัวข้อย่อย ได้แก่

1) วิธีการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศไทย
2) วิธีการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท
3) แบบจำลองเพื่อคำนวณความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว
4) ผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.1) วิธีการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในประเทศไทย

การศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำเป็นต้องทราบเสียก่อนว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทต่าง ๆ มีความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนหรือไม่ และวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนอย่างไร เมื่อทราบว่าอุปกรณ์ชนิดใดสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน การศึกษาในลำดับถัดไปคือการสืบค้นจำนวนของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนประเภทต่าง ๆ ที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า และสุดท้ายคือการวิเคราะห์ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่แหล่งจ่ายแต่ละประเภทสามารถจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้น ขั้นตอนการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะประกอบด้วย 3 ขั้นตอน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ขั้นตอนที่ 1: การศึกษาประเภทของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน

จากการศึกษาประเภทของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนในหัวข้อ 3.2) พบว่าในปัจจุบันมีเทคโนโลยีสำหรับการชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนหลายวิธี โดยสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ 1) แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนคงที่ คือ แหล่งจ่ายที่ไม่สามารถควบคุมหรือปรับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายได้ 2) แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน คือ แหล่งจ่ายสามารถควบคุมและปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ ในบทความนี้จะยกตัวอย่างแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน 6 ชนิด ได้แก่ 1) ตู้ตัวเก็บประจุ 2) เครื่องพักกระแสไฟฟ้า 3) อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ 4) เครื่องชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบซิงโครนัส 5) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส และ 6) อินเวอร์เตอร์

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมสูงคือตู้ตัวเก็บประจุ ซึ่งเป็นแหล่งจ่ายที่มีต้นทุนต่ำแต่ไม่สามารถตอบสนองต่อโหลดได้ ในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงไม่สามารถพึ่งพาจากตู้ตัวเก็บประจุได้เพียงอย่างเดียว แหล่งจ่ายอีกประเภทที่ได้รับความนิยมเพื่อตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ขณะที่ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสหรืออินเวอร์เตอร์มีความสามารถในการจ่ายและควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผันเช่นเดียวกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม โดยอินเวอร์เตอร์นั้นเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีราคาถูกลง มีจำนวนเพิ่มมากขึ้น และมีฟังก์ชันการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนที่หลากหลายซึ่งตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้รวดเร็ว อย่างไรก็ตาม การให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวยังอยู่ในขั้นตอนการศึกษาเพื่อหาผลกระทบในด้านดีและด้านเสียจึงยังไม่เป็นที่นิยมมากนัก ในการศึกษาครั้งนี้จะเปรียบเทียบความคุ้มค่าของเทคโนโลยีสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผันที่ใช้ในปัจจุบันกับเทคโนโลยีทางเลือกที่อาจเป็นผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่สำคัญอย่างระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งสรุปได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 สถานการณ์การให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผัน	**สถานการณ์การให้บริการในปัจจุบัน**
ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม	- เป็นแหล่งจ่ายหลักในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน
ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	- มีจำนวนเพิ่มมากขึ้น - มีความสามารถในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน - ยังไม่เป็นที่นิยมในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

ขั้นตอนที่ 2: การศึกษาจำนวนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย

หลังจากทราบว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งประเภทเครื่องกำเนิดซิงโครนัสและอินเวอร์เตอร์มีความสามารถในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน และคาดการณ์ว่าสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายมีจำนวนที่ค่อนข้างสูง โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้รวบรวมข้อมูลใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ในระบบฐานข้อมูล SPP/VSPP ซึ่งสามารถสืบค้นได้ผ่านเว็บไซต์ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยข้อมูลดังกล่าวแสดงข้อมูลต่าง ๆ เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า เช่น ชื่อบริษัทผู้ผลิต ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ประเภทของเชื้อเพลิง สถานการณ์รับซื้อ ขนาดกำลังการผลิต และประเภทของสัญญา เป็นต้น ดังนั้น การศึกษาจำนวนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายจึงสามารถสืบค้นจากฐานข้อมูลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

การรวบรวมข้อมูลสำหรับการศึกษาครั้งนี้จะพิจารณาข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่ายแยกตามพื้นที่ โดยอ้างอิงจากหลักการแยกตามพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งจะแบ่งเขตพื้นที่ออกเป็น 7 พื้นที่ ได้แก่ 1) พื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง 2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 3) ภาคใต้ 4) ภาคกลางพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 5) ภาคเหนือ 6) ภาคตะวันออก และ 7) ภาคตะวันตก และแบ่งประเภทของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ 1) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเครื่องจักรกลแบบหมุน และ 2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์ โดยข้อมูลที่รวบรวมสามารถแสดงดังตารางที่ 4.8

ขั้นตอนที่ 3: การวิเคราะห์ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

หลังจากทราบปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่าย ในส่วนถัดไปคือการศึกษาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีศักยภาพในการรับหรือจ่ายให้กับระบบไฟฟ้า การวิเคราะห์ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำได้โดยการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อของโครงข่ายระบบจำหน่าย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นข้อกำหนดที่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามเพื่อความเหมาะสมและมั่นคงของระบบไฟฟ้า ในข้อกำหนดกล่าวถึง รายละเอียดการเชื่อมต่อต่าง ๆ เช่น ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า ระบบควบคุมระยะไกล ระบบการติดต่อสื่อสาร และการเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า เป็นต้น อย่างไรก็ตามในการศึกษาครั้งนี้เป็นการศึกษาถึงความสามารถในการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่

เชื่อมต่อในโครงข่ายระบบจำหน่าย ดังนั้น ในขั้นตอนนี้จะพิจารณาเฉพาะข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนหรือตัวประกอบกำลังเท่านั้น

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวงกำหนดว่า สิทธิ์การปรับค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกสงวนไว้โดยการไฟฟ้านครหลวง เพื่อการควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ค่าตัวประกอบกำลังอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับสถานการณ์การจัดการระดับแรงดันในแต่ละช่วงเวลา โดยกำหนดว่า ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดจักรกลแบบหมุน (Rotating Machine) ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.5268 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าปรากฏ 1 กิโลโวลต์แอมป์ ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter Base) ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.3122 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าปรากฏ 1 กิโลโวลต์แอมป์

ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดว่า ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.5268 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าปรากฏ 1 กิโลวัตต์ และมีวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) การคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ 2) การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนแปรผันตามระดับแรงดัน ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter Base) ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ 0.3122 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ต่อ การผลิตกำลังไฟฟ้าปรากฏ 1 กิโลโวลต์แอมป์ และมีวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนอย่างน้อย 1 วิธี คือ การคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่

โดยสรุปแล้ว ข้อมูลสำคัญในการวิเคราะห์ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ ข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และ ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย ซึ่งแสดงดังตารางที่ 5.2 หากนำกำลังผลิตติดตั้งคูณด้วยสัดส่วนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อกำลังผลิตติดตั้งจากข้อกำหนดของการไฟฟ้าระบบจำหน่ายจะทำให้ทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีศักยภาพในการให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 5.2 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย

พื้นที่	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน		ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์	
	กำลังการผลิตติดตั้ง (MVA)	สัดส่วนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อกำลังผลิตติดตั้ง	กำลังการผลิตติดตั้ง (MVA)	สัดส่วนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อกำลังผลิตติดตั้ง
พื้นที่การไฟฟ้านครหลวง	82.48	0.5268	46.91	0.3122
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,446.50	0.5268	442.69	0.3122
ภาคใต้	680.56	0.5268	40.87	0.3122
ภาคกลาง	1,697.17	0.5268	833.92	0.3122
ภาคเหนือ	165.41	0.5268	60.09	0.3122
ภาคตะวันออก	584.20	0.5268	460.61	0.3122
ภาคตะวันตก	558.02	0.5268	454.73	0.3122

5.2) วิธีการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท

การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมีความจำเป็นเพื่อใช้วิเคราะห์ความคุ้มค่าของการนำแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนชนิดต่าง ๆ มาให้บริการเสริมแก่ระบบไฟฟ้า ดังที่กล่าวในหัวข้อ 3.2) จะพบว่าแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีหลายชนิด ตัวอย่างเช่น ตู้ตัวเก็บประจุ เครื่องพักกระแสไฟฟ้า อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบคงที่ อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส และอินเวอร์เตอร์ เป็นต้น โดยแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่นิยมใช้ในปัจจุบันคือ ตู้ตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบ่งกระจายตัวทั้งชนิดอินเวอร์เตอร์และแบบจักรกลหมุนเป็นอุปกรณ์ที่มีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีศักยภาพในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเช่นกัน แต่ยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นศึกษาประโยชน์ของการนำมาให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ตู้ตัวเก็บประจุเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีต้นทุนถูกแต่ไม่สามารถปรับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนตามการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ หากติดตั้งตู้ตัวเก็บประจุมากเกินไปอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในช่วงที่มีโหลดต่ำ จึงต้องอาศัยแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีการควบคุมเพื่อสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ ซึ่งในปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการในส่วนนี้ จากการทบทวนวรรณกรรมในหัวข้อ 3.2) พบว่าอินเวอร์เตอร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัวมีวิธีการควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนให้สอดคล้องต่อโหลดได้เช่นกัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ในการศึกษาครั้งนี้จึงทำการเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อช่วยเหลือระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแก่ระบบไฟฟ้า เพื่อที่จะสามารถเปรียบเทียบความคุ้มค่าจะต้องทราบต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งสองประเภทเสียก่อน แล้วจึงประมาณต้นทุนเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยหลักการแบ่งต้นทุนการลงทุนด้วยตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และในลำดับสุดท้ายคือการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายประเภทต่าง ๆ โดยการนำต้นทุนที่เกี่ยวข้องหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสมือนที่แหล่งจ่ายสามารถจ่ายให้กับระบบ ดังนั้น ขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภทจะประกอบด้วย 3 ขั้นตอน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ขั้นตอนที่ 1: การสืบค้นข้อมูลต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน

ขั้นตอนของการสืบค้นข้อมูลต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน คือ การสืบค้นราคาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และอินเวอร์เตอร์ ในการหาราคาต้นทุนจะสืบค้นจะแหล่งอ้างอิงที่หลากหลายซึ่งได้กล่าวในหัวข้อที่ 4.3) เรื่องการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ตัวอย่างแหล่งอ้างอิงการสืบค้น ได้แก่ การสืบค้นราคาอินเวอร์เตอร์ที่ได้รับรองจากการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การศึกษาต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศสหรัฐอเมริกาในช่วงปี 2018 การศึกษาของต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2020 การศึกษาเรื่องเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม (Combined Heat and Power) ของประเทศสหรัฐอเมริกา การศึกษาข้อมูลราคาต้นทุนของเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา อินเดีย และ โรมาเนีย และ การศึกษาต้นทุนโครงการระบบผลิตไฟฟ้าในปี 2020

จากการทบทวนวรรณกรรมทำให้ทราบว่า แหล่งจ่ายทั้งสามประเภทมีราคาต่อกิโลวัตต์ขึ้นอยู่กับขนาดพิกัดของกำลังผลิตติดตั้ง กรณีของระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมส่วนใหญ่แล้วจะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นแรงขับเคลื่อนทางกลเพื่อผลิตไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเช่นนี้จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีค่ากำลังพิกัดที่สูง จากการสืบค้นข้อมูลพบว่าราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะอยู่ในช่วง 6,000 – 13,000 บาทต่อกิโลโวลต์แอมป์ และเพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณจะใช้ค่าประมาณของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอยู่ที่ 10,000 บาทต่อกิโลโวลต์แอมป์ ในกรณีของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ต่ำกว่า ทำให้ราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์มีค่าสูง จากการสืบค้นข้อมูลพบว่า ราคาต้นทุนต่อกิโลวัตต์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทนี้จะอยู่ในช่วง

12,000 – 20,000 บาทต่อกิโลโวลแอมป์ และเพื่อลดความซับซ้อนในการคำนวณจะใช้ค่าประมาณของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอยู่ที่ 15,000 บาทต่อกิโลโวลต์แอมป์ และในกรณี อุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์มีช่วงราคาที่กว้าง ขึ้นอยู่กับรุ่นที่ผลิต ฟังก์ชันการทำงานเสริมต่าง ๆ จากการทบทวนวรรณกรรมพบว่าอินเวอร์เตอร์มีราคาต่อกิโลวัตต์อยู่ที่ประมาณ 1,500 – 8,000 บาทต่อกิโลโวลต์แอมป์ เพื่อลดความสับซ้อนในการคำนวณเพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการนำอินเวอร์เตอร์มาช่วยเหลือบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบไฟฟ้า ในการศึกษาครั้งนี้จะประมาณต้นทุนของอินเวอร์เตอร์ที่ 5,000 บาทต่อกิโลโวลต์แอมป์ ต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายทั้งสามสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งสาม

ประเภทแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน	**ต้นทุนต่อกำลังพิกัด (บาทต่อkVA)**
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม	10,000
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัว	15,000
อินเวอร์เตอร์	5,000

<u>ขั้นตอนที่ 2:</u> การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับกำลังไฟฟ้าเสมือน

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนบางชนิด เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และ อินเวอร์เตอร์ สามารถให้บริการทั้งในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน แต่ในการเรียกเก็บค่าบริการจะสะท้อนต้นทุนผ่านอัตราค่าไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ไม่ได้พิจารณาแยกส่วนของการให้บริการออกเป็นกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อให้การเรียกเก็บค่าบริการให้ชดเชยต้นทุนมีความเหมาะสมยิ่งขึ้น การศึกษาการกำหนดราคาแบบไม่รวมกลุ่ม (Unbundle Pricing) จึงเสนอให้มีการซื้อขายกำลังไฟฟ้าเสมือนผ่านตลาดบริการเสริมแยกจากตลาดซื้อขายพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น การประมาณต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงเป็นสิ่งที่สำคัญที่จะทำให้ทราบต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อที่จะสามารถนำไปคำนวณอัตราค่าบริการเพื่อสะท้อนต้นทุนได้อย่างเหมาะสม

ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ต้นทุนแจ้งชัด (Explicit Cost) และ ต้นทุนโดยปริยาย (Implicit Cost) โดยต้นทุนแจ้งชัด เป็นต้นทุนของการลงทุนและต้นทุนดำเนินงานซึ่งเป็นต้นทุนที่จ่ายออกไปเป็นเงินจริง ส่วนต้นทุนโดยปริยาย เป็นต้นทุนที่ไม่ได้จ่ายออกไปเป็นเงินจริงแต่เป็นค่าเสียโอกาสที่จะใช้ปัจจัยการผลิตไปทำประโยชน์อื่น เรียกว่าต้นทุนค่าเสียโอกาส ในกรณีของการสำรองกำลังผลิตเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องลดปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงให้ต่ำกว่าค่าพิกัด ทำให้เสียโอกาสที่จะผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากที่ทบทวนวรรณกรรมเรื่องต้นทุนและการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะพบว่าหากแบ่งประเภทของต้นทุนตามที่มาจะแบ่งต้นทุนของกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ 3 ประเภท ได้แก่ 1) เงินลงทุนส่วนเพิ่ม (Additional Investment Cost) 2) ต้นทุนจากกำลังสูญเสีย (Cost of Loss) และ 3) ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ในส่วนเงินลงทุนส่วนเพิ่มนั้นเป็นต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนเพื่อเผื่อขนาดของแหล่งจ่ายให้เพียงพอต่อการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยการประมาณต้นทุนในส่วนนี้สามารถทำได้หลายวิธีดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 4.3 เช่น ประมาณด้วยหลักตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ประมาณด้วยโหลดการทำงานแบบ Condenser หรือประมาณด้วยทฤษฎีเกม สำหรับต้นทุนส่วนที่สอง คือ ต้นทุนกำลังสูญเสียอันเนื่องจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสคือกำลังสูญเสียจากกระแสสนามซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะมีการกำหนดพิกัดของกำลังไฟฟ้าเพื่อไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแล้วเกิดกำลังสูญเสียจากกระแสสนาม ในกรณีของอินเวอร์เตอร์หากจากกำลังไฟฟ้าเสมือนเกินกว่าร้อยละ 40 เทียบกับค่าพิกัดจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งในการศึกษาครั้งนี้ช่วงพิกัดของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนไม่ก่อให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย จึงไม่มีการพิจารณาต้นทุนในส่วนนี้ สำหรับต้นทุนส่วนสุดท้ายคือต้นทุนค่าเสียโอกาส ในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีการชดเชยต้นทุนเชื้อเพลิงผ่านค่าพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น การปรับการเดินเครื่องจึงไม่ส่งผลให้กำไรของการขายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม จึงไม่เกิดต้นทุนค่าเสียโอกาส การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในครั้งนี้จึงพิจารณาจากต้นทุนเงินลงทุนส่วนเพิ่มเป็นหลัก

วัตถุประสงค์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคือผลิตกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อจ่ายให้กับโหลด กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตและส่งผ่านให้กับโหลดจึงควรเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่หากต้องการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าช่วยเหลือบริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนแก่ระบบไฟฟ้าพร้อมกับจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงให้กับระบบไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำเป็นต้องมีค่าพิกัดกำลังผลิตติดตั้งที่สูงกว่าค่ากำลังไฟฟ้าจริง กล่าวคือ จำเป็นต้องมีการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ให้มีขนาดใหญ่กว่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านให้กับโหลดเพื่อสำรองไว้สำหรับการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ตัวอย่างเช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีกำลังการผลิตติดตั้ง 10 เมกะโวลต์แอมป์ หากข้อกำหนดของโครงข่ายไม่ได้ระบุให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองความจุเพื่อสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้สูงสุดที่ 10 เมกะวัตต์ แต่หากข้อกำหนดของโครงข่ายระบุให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องสำรองความจุเพื่อสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในปริมาณ 6 เมกะโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ตามความสัมพันธ์ของสามเหลี่ยมกำลัง จะพบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้เพียง 8 เมกะวัตต์เท่านั้น การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าจริงได้เพียง 8 เมกะวัตต์ แต่ต้องลงทุนเพื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ถึง 10 เมกะโวลต์แอมป์ ถือเป็นค่าใช้จ่ายแฝงที่เกิดจากเผื่อขนาดของระบบให้สูงกว่าที่

เดินเครื่อง วิธีการประมาณต้นทุนเงินลงทุนคงที่ที่เพิ่มขึ้นนี้ เป็นวิธีประมาณต้นทุนที่เกิดจากการเผื่อขนาดอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อรองรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้น้อยกว่าค่าพิกัดของอุปกรณ์ หากสมมติให้ต้นทุนต่อค่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ที่ 1 ล้านบาทต่อเมกะโวลต์แอมป์ จะคิดค่าลงทุนส่วนเพิ่มเท่ากับ 2 ล้านบาท เนื่องจากต้องเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีขนาดใหญ่ขึ้น 2 เมกะโวลต์แอมป์

การคิดต้นทุนเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้นเช่นนี้เป็นวิธีที่เหมาะสมในกรณีที่ต้นทุนถูกสะท้อนผ่านอัตราค่าไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว กล่าวคือ ในปัจจุบันต้นทุนการให้บริการระบบไฟฟ้าทั้งส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและบริการเสริมอื่น ๆ ถูกพิจารณารวมกันและสะท้อนผ่านการเรียกเก็บค่าบริการในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงหรือบาทต่อกิโลวัตต์ ดังนั้น จำนวนเงินที่เรียกเก็บจากผู้ใช้บริการจะเท่ากับจำนวนเงินที่ผู้ให้บริการได้ลงทุน อย่างไรก็ตาม ในแนวคิดของโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเสรีที่ต้องการแบ่งส่วนที่เป็นตลาดพลังงานและตลาดบริการเสริมออกจากกัน โดยกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าจริงในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงหรือบาทต่อกิโลวัตต์ และ กำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในหน่วยบาทต่อกิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟชั่วโมงหรือบาทต่อกิโลโวลต์แอมป์ ซึ่งความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนสัมพันธ์กันตามหลักของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า การคิดต้นทุนเงินลงทุนส่วนเพิ่มแบบปกติโดยไม่ได้พิจารณาหลักการของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าอาจไม่เหมาะสม ในการศึกษาครั้งนี้จึงเสนอการประมาณต้นทุนเงินลงทุนส่วนเพิ่มจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยคำนึงถึงหลักการของสามเหลี่ยมกำลัง

สมการความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าแสดงดังสมการที่ 9 เมื่อหารทั้งสมการด้วยกำลังไฟฟ้าเสมือน จะได้ผลลัพธ์ดังสมการที่ 33 ซึ่งผลรวมของทั้งสองพจน์คิดเป็นร้อยละ 100 กำหนดให้พจน์กำลังสองของกำลังไฟฟ้าจริงหารด้วยกำลังไฟฟ้าเสมือนคือสัดส่วนที่ใช้สำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งเท่ากับค่ากำลังสองของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังนั้น สัดส่วนที่แบ่งสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนคือพจน์ดังสมการที่ 35 ซึ่งมีสัดส่วนเท่ากับหนึ่งลบกำลังสองของตัวประกอบกำลังดังสมการที่ 36 การแบ่งเช่นนี้จะสะท้อนต้นทุนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนได้เหมาะสมมากกว่า [65]

$$100\% = \frac{P^2}{S^2} + \frac{Q^2}{S^2} \tag{33}$$

$$PF = \frac{P}{S} \tag{34}$$

$$\mathrm{Q}_{\text{Cost Ratio}} = \frac{Q^2}{S^2} \tag{35}$$

$$Q_{\text{Cost Ratio}} = 1 - PF^2 \quad (36)$$

$Q_{\text{Cost Ratio}}$ คือ สัดส่วนต้นทุนสำหรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

PF คือ ตัวประกอบกำลัง

P คือ กำลังไฟฟ้าจริง (kW)

Q คือ กำลังไฟฟ้าเสมือน (kVar)

S คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏ (kVA)

ขั้นตอนที่ 3: การคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท

หลังจากทราบต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแล้ว ขั้นตอนที่สำคัญของการวิเคราะห์ความคุ้มค่าคือขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยการนำต้นทุนที่เกี่ยวข้องต่อปีหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสมือนที่แหล่งจ่ายสามารถให้บริการแก่ระบบไฟฟ้าในช่วง 1 ปี แสดงดังสมการที่ 37 ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนหาได้โดยการนำต้นทุนต่อกิโลโวลต์แอมป์ต่อปีคูณด้วยกำลังผลิตติดตั้งและแบ่งสัดส่วนตามหลักสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าซึ่งกล่าวในขั้นตอนก่อน ขณะที่พลังงานไฟฟ้าเสมือนคำนวณได้จากกำลังไฟฟ้าเสมือนคูณจำนวนชั่วโมงใน 1 ปี หรือ 8760 ชั่วโมง และคูณด้วยค่าตัวประกอบโหลด โดยกำลังไฟฟ้าเสมือนหาได้จากพิกัดกำลังปรากฏของอุปกรณ์ที่แปลงตามความสัมพันธ์ของสามเหลี่ยมกำลัง จึงสามารถคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ดังสมการที่ 39 พจน์ค่าพิกัดกำลังปรากฏจะหักล้างกัน ดังนั้น อัตราค่าบริการจะขึ้นอยู่กับราคาต้นทุนเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และตัวประกอบกำลังโหลดเท่านั้น ในการศึกษาครั้งนี้จะกำหนดสมมติฐานอายุการใช้งานและค่าตัวประกอบโหลดของแหล่งจ่ายต่าง ๆ ดังตารางที่ 5.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$Rate = \frac{Cost_{Q,\ per\ year}}{Energy_{Q,\ per\ year}} \quad (37)$$

$$Rate = \frac{Cost_{S,\ per\ kVA} \cdot S_{Install\ capacity} \cdot \left(1 - PF^2\right)}{S_{Install\ capacity} \sqrt{1 - PF^2} \cdot T \cdot LF} \quad (38)$$

$$Rate = \frac{Cost_{S,\ per\ kVA} \cdot \sqrt{\left(1 - PF^2\right)}}{8760 \cdot LF} \quad (39)$$

$Rate$ คือ อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน (บาทต่อkVarh)

$Cost_{S,\ per\ kVA}$ คือ ต้นทุนเฉลี่ยของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อปีต่อkVA (บาทต่อkVA)

PF คือ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

LF คือ ตัวประกอบโหลด

ตารางที่ 5.4 สมมติฐานอายุการใช้งานและค่าตัวประกอบโหลด

ประเภทแหล่งจ่าย	อายุการใช้งาน (ปี)	ตัวประกอบโหลด
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม	25	0.8
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว	25	0.8
อินเวอร์เตอร์	25	0.8

ในการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะเกี่ยวข้องกับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงอาจมีอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่แตกต่างกับ ซึ่งหากทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจะสามารถคำนวณตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเพื่อหาอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้

ในส่วนของค่าตัวประกอบโหลดในที่นี้คือค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิ คือค่าที่แสดงสัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าเสมือนเฉลี่ยเทียบกับความจุกำลังไฟฟ้าเสมือนรวม หรือพลังงานกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายตลอดปีหารความจุกำลังไฟฟ้าเสมือนรวมคูณ 8760 ซึ่งพลังงานกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายในช่วงหนึ่งปีนั้นจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความต้องการใช้ไฟฟ้ากำลังไฟฟ้าเสมือน ในการศึกษานี้กำหนดให้ค่าตัวประโหลดกำลังไฟฟ้าเสมือนเท่ากับค่าตัวประกอบโหลดกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 0.8 ในกรณีของแหล่งจ่ายอินเวอร์เตอร์อาจเกิดความสับสนได้ว่าค่านี้เป็นค่าเดียวกันกับค่าตัวประกอบกำลังสุทธิ (Capacity Factor) อย่างไรก็ตามค่าทั้งสองนี้ไม่ใช่ค่าเดียวกันและอาจมีค่าที่แตกต่างกัน ค่าตัวประกอบกำลังสุทธิหาจากการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ยหารด้วยความจุกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งในเวลากลางคืนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้แต่อินเวอร์เตอร์ยังสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนได้อยู่ ทำให้โดยทั่วไปแล้วค่าตัวประกอบกำลังสุทธิของแผงพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าน้อยกว่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิ

ในการศึกษาครั้งนี้ใช้แบบจำลองโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั่งเดิมเชื่อมต่ออยู่ทำให้ทราบผลการเดินเครื่องทั้งในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน จึง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สามารถคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของแต่ละโรงไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม ในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไม่สามารถทราบค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของแต่ละโรงจึงใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอ้างอิงจากข้อกำหนดการเชื่อมต่อ

5.3) แบบจำลองการศึกษาความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

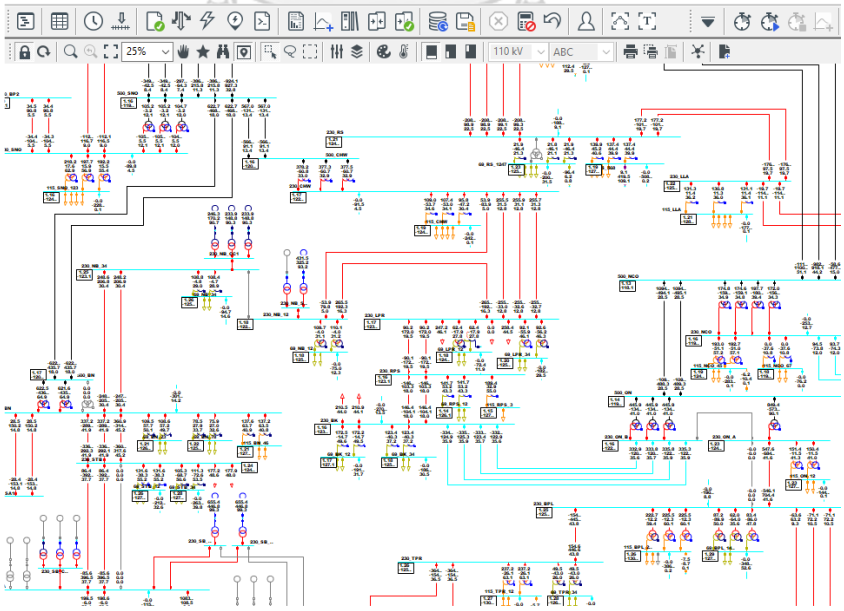
การศึกษาความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจำเป็นต้องสร้างแบบจำลองโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อใช้คำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ารับหรือจ่ายให้กับระบบไฟฟ้า โดยระบบจำลองนั้น ควรจำลองรายละเอียดของโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย โดยมีการคำนึงถึงตำแหน่งการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว รวมถึงตำแหน่งผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ เพื่อให้สามารถคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายต่าง ๆ ได้อย่างละเอียด

อย่างไรก็ตาม การจำลองโครงข่ายทั้งหมดของประเทศไทยโดยละเอียดทำได้ยากและมีข้อจำกัดด้านการสืบค้นข้อมูล เนื่องจากการจำลองโครงข่ายทั้งหมดจำเป็นต้องทราบรายละเอียดต่าง ๆ ของทั้งระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และข้อมูลการใช้ไฟฟ้า เช่น ข้อมูลด้านการผลิตไฟฟ้า ข้อมูลตัวแปรสายส่ง ระยะทางของสายส่ง การออกแบบวงจรของระบบส่ง การออกแบบวงจรระบบจำหน่าย ข้อมูลโหลด ตำแหน่งการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น เนื่องจากโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งให้บริการโดยการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นโครงข่ายขนาดใหญ่ มีจำนวนผู้เชื่อมต่อทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้า มีโหนดและสายไฟเชื่อมต่อ วงจรหลักและวงจรย่อยเป็นจำนวนมาก การจำลองข้อมูลเพื่อสร้างโครงข่ายระบบจำหน่ายสำหรับการศึกษาความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจึงทำได้ยาก อย่างไรก็ตาม ในส่วนของโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าซึ่งรับผิดชอบโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีการรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวกับการออกแบบโครงข่ายระบบส่ง ดังนั้น การจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้าของประเทศไทยโดยพิจารณาเฉพาะโครงข่ายระบบส่งจึงสามารถทำได้โดยกำหนดสมมติฐานให้โครงข่ายระบบจำหน่ายพื้นที่ต่าง ๆ พิจารณารวมเป็นจุดโหนดซึ่งเชื่อมต่อระหว่างโครงข่ายระบบส่งและพื้นที่ โครงข่ายระบบจำหน่ายแสดงดังรูปที่ 2.5 ซึ่งข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการคำนวณคือข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านระหว่างจุดเชื่อมต่อ ไม่จำเป็นต้องทราบรายละเอียดต่าง ๆ ภายในระบบจำหน่ายและช่วยลดความซับซ้อนในการคำนวณ สำหรับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย ถึงแม้จะไม่ได้พิจารณาโครงข่ายระบบจำหน่ายโดยละเอียด แต่มีการคำนึงถึงค่า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเผื่อสำหรับค่ากำลังสูญเสีย ซึ่งสัดส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสียอ้างอิงจากการทบทวนแบบจำลองระบบจำหน่ายของ กฟน. กฟภ. และ การทบทวนวรรณกรรมในระบบจำหน่ายของต่างประเทศได้ค่าเฉลี่ยกำลังสูญเสียของกำลังไฟฟ้าเสมือนประมาณร้อยละ 9.56

ในการจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสำหรับการศึกษาครั้งนี้ใช้โปรแกรม DIgSILENT แสดงดังรูปที่ 5.1 สำหรับการสร้างแบบจำลอง โดยจะแยกตามพื้นที่ของโครงข่ายระบบส่งออกเป็น 7 พื้นที่ ได้แก่ 1) พื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง 2) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 3) ภาคใต้ 4) ภาคกลางพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 5) ภาคเหนือ 6) ภาคตะวันออก และ 7) ภาคตะวันตก โดยข้อมูลโหลดอ้างอิงจากช่วงที่มีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2562 ขณะที่การพิจารณาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะใช้หลักการควบคุมต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า (Merit Order) ซึ่งจะเริ่มเดินเครื่องจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุดเป็นลำดับแรกและเริ่มเดินเครื่องโรงอื่น ๆ จนสามารถรองรับค่าความต้องการใช้สูงสุดของระบบ ซึ่งในการศึกษานี้จะต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าทั้งหมด 35 โรงตามลำดับการควบคุมต้นทุนในการผลิต จากนั้นจึงสามารถคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) เพื่อหาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ และเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ได้รับการสนับสนุนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับกรณีที่ไม่ได้รับ การศึกษาความคุ้มค่าของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประกอบด้วย 3 ขั้นตอน ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.1 ตัวอย่างแบบจำลองโครงข่ายไฟฟ้าของไทย

ขั้นตอนที่ 1: การศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก

ในปัจจุบัน ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลักในด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนสำหรับช่วงที่โหลดมีการเปลี่ยนแปลง เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีการควบคุมเพื่อตอบสนองต่อโหลดได้อย่างรวดเร็วดังที่กล่าวในหัวข้อ 3.2) ซึ่งในโครงสร้างกิจการพลังงานในปัจจุบันซึ่งเป็นแบบกำกับดูแลและต้นทุนการให้บริการต่าง ๆ ทั้งด้านกำลังไฟฟ้าจริงและบริการเสริมไม่ได้ถูกพิจารณาแยกจากกัน การให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ได้รับการชดเชยต้นทุนผ่านโครงสร้างค่าไฟฟ้าเช่นเดียวกับบริการด้านอื่น ๆ อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นของเทคโนโลยีประเภทใหม่ ๆ ในระบบไฟฟ้า เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น ทำให้การพึ่งพาระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมลดลง ส่งผลให้บริการเสริมในระบบไฟฟ้ามีจำกัดและมีมูลค่ามากกว่าเดิม ทำให้เกิดแนวคิดของกิจการไฟฟ้าแบบเสรีซึ่งแยกส่วนที่เป็นตลาดพลังงานไฟฟ้าและตลาดบริการเสริมออกจากกัน ทำให้การชำระค่าบริการเพื่อสะท้อนต้นทุนในส่วนต่าง ๆ มีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น

ในการศึกษาครั้งนี้กำหนดสมมติฐานว่าการให้บริการกำลังไฟฟ้าจริงจะถูกชำระค่าบริการผ่านตลาดพลังงานไฟฟ้า ขณะที่บริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนจะถูกชำระผ่านตลาดบริการเสริม ดังนั้นในกรณีของการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก การให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจะได้รับการชำระด้วยอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนซึ่งคำนวณด้วยวิธีการที่ได้กล่าวในหัวข้อ 5.2) ซึ่งการใช้หลักการเช่นนี้สำหรับคิดค่าบริการเสริมจะทำให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเปลี่ยนไป ต้นทุนที่ถูกนำไปคิดอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดพลังงานไฟฟ้าควรที่จะลดลง อย่างไรก็ตาม ประเด็นดังกล่าวอยู่นอกเหนือขอบเขตการศึกษาครั้งนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากแบบจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้าของประเทศไทยด้วยโปรแกรม DIgSILENT สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่โรงไฟฟ้าทั้ง 35 โรง จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าเมื่อทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรง สามารถนำค่าเหล่านั้นไปกำหนดอัตราค่าบริการซึ่งคำนวณด้วยวิธีการที่กล่าวในหัวข้อ 5.2) เมื่อได้อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมแล้ว ให้นำอัตราคูณด้วยปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนของแต่ละโรง จะทราบว่า ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องชำระเงินให้กับระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมแต่ละโรงในจำนวนเท่าไร โดยการศึกษาครั้งนี้คำนึงถึงทั้งกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจ่ายและรับกำลังไฟฟ้าเสมือน ความจุกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ใช้ทั้งสำหรับรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนจะถูกนำมาพิจารณาแบ่งต้นทุนและกำหนดอัตราตามที่ได้เสนอในหัวข้อ 5.2) และนำมาเปรียบเทียบกับกรณีที่นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

<u>ขั้นตอนที่ 2:</u> การศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนบริการด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน

จากการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในหัวข้อ 5.1) ทำให้ทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีศักยภาพในการให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า เพื่อศึกษาความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ในกรณีนี้จะกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นผู้ให้บริการที่มีความสำคัญลำดับแรก โดยจะให้ความสำคัญกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบอินเวอร์เตอร์ก่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบจักรกลหมุนเนื่องจากมีต้นทุนที่ถูกกว่า

แบบจำลองโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการศึกษาครั้งนี้พิจารณาโครงข่ายระบบจำหน่ายในพื้นที่ต่าง ๆ ด้วยจุดโหนดที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบส่งแทนการพิจารณาโครงข่ายระบบจำหน่ายแบบละเอียด ดังนั้น การจำลองโครงข่ายลักษณะนี้จะไม่ได้คำนึงถึงตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย โดยกำหนดสมมติฐานว่าการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะช่วยลดค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนในแต่ละจุดโหนดที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบส่ง อย่างไรก็ตาม ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งหมดที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีศักยภาพในการให้บริการกับระบบไฟฟ้าจากการศึกษาในหัวข้อ 5.1) อาจไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนได้เต็มศักยภาพ เนื่องจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มากเกินไปในบางพื้นที่จะส่งผลให้เกิดปัญหาแรงดันเกิน หรือกำลังไฟฟ้าเสมือนไหลย้อนกลับ ดังนั้น สำหรับการศึกษาในครั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายให้ระบบไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนบริการเสริมจะถูกจำกัดเพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อระดับการควบคุมแรงดัน ซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวของแต่ละพื้นที่หาได้จากการปรับค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนในแต่ละจุดเชื่อมต่อ ซึ่งเลือกจากโหนดที่มีค่าความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าเสมือนปริมาณมากก่อนโหนดที่มีค่าความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าเสมือนต่ำ เพราะ จุดโหนดเหล่านั้นจะมีระดับแรงดันที่ต่ำกว่ามาตรฐานเล็กน้อยสามารถรองรับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้มากกว่าจุดอื่น ๆ โดยการปรับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเหล่านี้ยังคงส่งผลให้ผลลัพธ์การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ายังคงลู่เข้าและระดับแรงดันยังอยู่ในช่วงตามมาตรฐานที่กำหนด

เมื่อทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าสำหรับการศึกษานี้ จะสามารถคำนวณค่าใช้จ่ายที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งหาจากอัตราค่าบริการที่คำนวณด้วยวิธีการดังที่กล่าวในหัวข้อ 5.2) และเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะทำให้ปริมาณและอัตรากำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า

เปลี่ยนแปลงไปอย่างไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ โดยส่วนมากแล้วจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนลดลง ทำให้ค่าใช้จ่ายในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายเหล่านี้ลดลง อย่างไรก็ตามอาจมีโรงไฟฟ้าบางโรงที่รับกำลังไฟฟ้าเสมือนเพิ่มมากขึ้นส่งผลให้ความจุสำหรับบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเพิ่มขึ้น ทำให้ค่าใช้จ่ายในจัดหาจากแหล่งจ่ายเหล่านี้สูงขึ้น และสุดท้ายคือการพิจารณาโรงไฟฟ้าทุกโรงทั้งในส่วนที่รับและจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน เพื่อคำนวณหาว่าโดยสุทธิแล้วการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนจากโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีค่าลดลงหรือเพิ่มขึ้นอย่างไรจากการเปรียบเทียบกับในกรณีที่ 1

ขั้นตอนที่ 3: การเปรียบเทียบความคุ้มค่าการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของทั้งสองกรณี

หลังจากที่ศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก และ กรณีที่นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน จะทำให้ทราบค่าใช้จ่ายที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนต้องชำระให้แก่ผู้ให้บริการเสริมในกรณีทั้งสอง ในขั้นตอนนี้จะนำจำนวนเงินที่จ่ายให้แก่ผู้ให้บริการทั้งสองกรณีมาเปรียบเทียบกันเพื่อพิจารณาว่าการให้บริการเสริมในรูปแบบใดมีความคุ้มค่ามากกว่ากัน

โดยสรุปแล้ว กระบวนการและขั้นตอนเพื่อนำไปสู่ผลลัพธ์ของการศึกษาครั้งนี้จะเริ่มจากการสืบค้นข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน เช่น ความสามารถในการให้บริการปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่มีศักยภาพในการให้บริการ เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีขั้นตอนของการสืบค้นข้อมูลเกี่ยวกับต้นทุนและวิธีประมาณต้นทุนเพื่อใช้สำหรับการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน และในขั้นตอนสุดท้ายเป็นขั้นตอนของการจำลองการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนทั้งในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก และ กรณีที่นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อเปรียบเทียบและหาความคุ้มค่าในด้านเศรษฐศาสตร์ของกรณีทั้งสอง

5.4) ผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

อีกหนึ่งคุณประโยชน์ที่ได้รับจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแก่ระบบไฟฟ้าคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีค่าความจุไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนลง และถึงแม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจจะยังไม่ได้เดินเครื่องเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริง ความจุไฟฟ้าพร้อมจ่ายที่เพิ่มขึ้นมานี้ก็ควรถูกพิจารณาเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ซึ่งช่วยในการรักษา

ความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้า โดยบริการกำลังไฟฟ้าสำรองในหัวข้อนี้คือกำลังไฟฟ้าสำรองของระบบผลิตไฟฟ้าที่สำรองเพิ่มให้เพียงพอต่อการตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งไม่ใช่กำลังสำรองของสายส่งที่สำรองเพื่อให้เพียงพอต่อการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสำรองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นอีกหนึ่งบริการเสริมที่สามารถกำหนดมูลค่าและมีการซื้อขายบริการเหล่านี้ในตลาดพลังงานไฟฟ้าเช่นกัน ในการศึกษาครั้งนี้ได้คำนึงถึงคุณประโยชน์ในส่วนนี้และจะทำการประมาณมูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรองที่เพิ่มขึ้นอันมีสาเหตุมาจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เพื่อให้ทราบถึงมูลค่าของกำลังไฟฟ้าสำรอง จำเป็นต้องทราบอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย และปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เพิ่มขึ้นอันมีสาเหตุมาจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย

จากการทบทวนวรรณกรรมเกี่ยวกับการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายในประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศสหราชอาณาจักร และประเทศออสเตรเลีย พบว่า ต้นทุนกำลังไฟฟ้าสำรองเกี่ยวข้องกับการผลิตกำลังไฟฟ้าในตลาดการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า แต่ในบริบทของประเทศไทยไม่ได้มีการรักษาสมดุลของพลังงานผ่านตลาดซื้อขายไฟฟ้า การประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงประมาณจากต้นทุนโรงไฟฟ้าหรือค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) โดยใช้สัดส่วนการให้บริการเทียบกับระหว่างการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าสำรอง ซึ่งตัวอย่างวิธีการในการศึกษาสามารถทำได้ 2 วิธี คือ ศึกษาจากการเดินเครื่องจริงของโรงไฟฟ้า และ ประมาณจากสัดส่วนกำลังการผลิตเทียบกับโหลดสูงสุด เนื่องจากวิธีการศึกษาการเดินเครื่องจริงของโรงไฟฟ้าจำเป็นต้องทราบค่าเสื่อมราคาและค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าทุกโรง ซึ่งมีข้อจำกัดในการหาข้อมูลดังกล่าว ในการศึกษาครั้งนี้จึงเลือกใช้วิธีการประมาณจากสัดส่วนกำลังการผลิตเทียบกับโหลดสูงสุด

การกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองหาได้จากการนำต้นทุนที่เกี่ยวข้องหารด้วยปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง โดยกำหนดสมมติฐานว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายมีค่าเท่ากับร้อยละ 15 ของปริมาณโหลดสูงสุด การประมาณค่าต้นทุนทำได้โดยการเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองเทียบกับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม และนำสัดส่วนดังกล่าวคูณด้วยต้นทุนรวมของระบบผลิตไฟฟ้าดังสมการที่ 41 ในส่วนของปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองจะเท่ากับร้อยละ 15 ของโหลดสูงสุด ดังสมการที่ 42 ในส่วนของข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงจากเอกสาร PDP2018 ซึ่งปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2020 เท่ากับ 28,180 เมกะวัตต์ ข้อมูลต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงจากรายงานโครงการศึกษาข้อกำหนดและอัตราค่าบริการสำหรับให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจัดทำเพื่อ

นำเสนอต่อการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยต้นทุนรวมของระบบผลิตไฟฟ้าในปี 2020 เท่ากับ 107,020 ล้านบาท และมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 51,943 เมกะวัตต์

$$Rate_{reserve} = \frac{Cost_{reserve}}{Capacity_{reserve}} \tag{40}$$

$$Cost_{reserve} = Total\ generation\ system\ \text{cost} \cdot \frac{15\% \cdot Peak\ Load}{Total\ Installed\ Capacity} \tag{41}$$

$$Capacity_{reserve} = 15\% \cdot Peak\ Load \tag{42}$$

<u>ขั้นตอนที่ 2</u> ศึกษาปริมาณความจุกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของแหล่งจ่ายแบบดั้งเดิม

รวบรวมข้อมูลกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) และ กำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมทั้งในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนและกรณีที่ไม่ได้ให้บริการ จากนั้นคำนวณหาความจุของกำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถให้บริการแก่ระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งประกอบด้วยส่วนของการผลิตไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสำรอง โดยในส่วนของการผลิตไฟฟ้าจะคงที่ทั้งสองกรณี เมื่อเปรียบเทียบความจุกำลังไฟฟ้าจริงของทั้งสองกรณี จะทำให้ทราบว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นเป็นการเปลี่ยนแปลงในส่วนของการให้บริการกำลังไฟฟ้าสำรอง การคำนวณหาว่าการปรับค่าการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมส่งผลให้ความจุกำลังไฟฟ้าจริงของแต่ละโรงเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร และนำปริมาณที่หาได้คูณอัตราที่คำนวณในขั้นตอนก่อนหน้า จะทำให้ทราบผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรองที่ระบบไฟฟ้าได้รับจากการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
ผลการศึกษา

หลังจากได้ปฏิบัติตามขั้นตอนที่ได้กล่าวในหัวข้อ 5) ซึ่งกล่าวถึงวิธีการศึกษาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย วิธีการประมาณต้นทุนกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท รวมทั้งการคำนวณหาความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาเป็นผู้ให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงผลการศึกษาที่เกี่ยวข้องการการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งในส่วนของปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในปัจจุบันของประเทศไทยมีศักยภาพในการให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า และ ในส่วนของการวิเคราะห์เพื่อหาความคุ้มค่าในด้านเศรษฐศาสตร์ของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแก่ระบบไฟฟ้า ดังนั้นผลการศึกษาของการศึกษาครั้งนี้สามารถแบ่งได้เป็น 3 หัวข้อย่อย ได้แก่

1) ศักยภาพของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม
2) ความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม
3) ผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

6.1) ศักยภาพของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม

ในหัวข้อ 5.1) ได้กล่าวถึงวิธีการศึกษาศักยภาพการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยศึกษาการจากทบทวนวรรณกรรมเกี่ยวกับเทคนิคและวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งส่วนที่ใช้พื้นฐานของอินเวอร์เตอร์และพื้นฐานของจักรกลหมุน ทำให้ทราบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้เช่นเดียวกัน แต่ในปัจจุบันยังไม่นิยมนำมาประยุกต์ใช้เนื่องจากอยู่ในช่วงการศึกษาหาข้อดีและข้อเสีย หลังจากที่ทราบว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ ในส่วนถัดไปคือการศึกษาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของประเทศไทยว่ามีจำนวนเท่าไร โดยศึกษาจากฐานข้อมูล SPP/VSPP ที่รวบรวมโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ทำให้ทราบว่าปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวซึ่งแบ่งตามเทคโนโลยีการผลิต ได้แก่ เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์และเทคโนโลยีจักรกลหมุน ที่เชื่อมต่อในพื้นที่ต่าง ๆ ของประเทศไทย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของแต่ละพื้นที่จะมีค่าแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง เช่น พื้นที่การไฟฟ้านครหลวงเป็นพื้นที่เขตเมืองที่มีความหนาแน่นของประชากรสูง พื้นที่ส่วนใหญ่เป็นอาคารและบ้านเรือน มีส่วนที่เป็น

อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าน้อย ทำให้ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีจำนวนน้อยเมื่อเทียบกับพื้นที่อื่น ๆ ในส่วนพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความหนาแน่นของประชากรน้อย ประชาชนในท้องถิ่นประกอบอาชีพเกษตรกรรมทำให้มีเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพสำหรับการผลิตไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ทำให้ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีจำนวนสูง นอกจากนี้ยังมีปัจจัยอื่นที่ส่งผลต่อปริมาณกำลังผลิตติดตั้งเช่น ค่าแรงประจำท้องที่ สภาพอากาศ การสนับสนุนจากภาครัฐและส่วนชุมชน เป็นต้น

ตารางที่ 6.1 กำลังการผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ

พื้นที่	**กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน (MVA)**	**กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (MVA)**
พื้นที่การไฟฟ้านครหลวง	82.48	46.91
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,446.50	442.69
ภาคใต้	680.56	40.87
ภาคกลาง	1,697.17	833.92
ภาคเหนือ	165.41	60.09
ภาคตะวันออก	584.20	460.61
ภาคตะวันตก	558.02	454.73

หลังจากทราบปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแล้ว จึงศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อของโครงข่ายระบบจำหน่ายเกี่ยวกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ทำให้ทราบว่าผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบจำหน่ายจะต้องเผื่อกำลังผลิตติดตั้งเพื่อรองรับการควบคุมตัวประกอบกำลังขั้นต่ำ 0.95 นำหน้าถึง 0.95 ตามหลัง สำหรับระบบผลิตที่ใช้เทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ (0.3122 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟต่อ 1 กิโลโวลต์แอมป์) และ 0.85 นำหน้าถึง 0.85 ตามหลังสำหรับระบบผลิตที่ใช้เทคโนโลยีจักรกลหมุน (0.5268 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟต่อ 1 กิโลโวลต์แอมป์) จึงสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแต่ละเทคโนโลยีสามารถจ่ายให้กับระบบโดยการนำค่ากำลังผลิตติดตั้งที่มีคูณด้วยสัดส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ระบุในข้อกำหนดการเชื่อมต่อ จะได้ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 6.2 อย่างไรก็ตาม การวิเคราะห์ในครั้งนี้เป็นการวิเคราะห์จากกำลังผลิตติดตั้งและข้อกำหนดการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนขั้นต่ำที่กำหนดโดยผู้ให้บริการโครงข่ายระบบจำหน่าย ยังไม่ได้คำนึงถึงข้อกำจัดทางด้านเทคนิคอื่น ๆ ของระบบไฟฟ้าที่อาจทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่สามารถให้บริการได้เต็มศักยภาพที่มี เช่น

ข้อจำกัดในเรื่องตำแหน่งการเชื่อมต่อ ข้อจำกัดในเรื่องการควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า และข้อจำกัดเรื่องการควบคุมแรงดัน เป็นต้น

ตารางที่ 6.2 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า

พื้นที่	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน (MVar)**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (MVar)**
พื้นที่การไฟฟ้านครหลวง	43.45	14.65
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	761.99	138.23
ภาคใต้	358.51	12.76
ภาคกลาง	894.04	260.39
ภาคเหนือ	87.13	18.76
ภาคตะวันออก	307.74	143.83
ภาคตะวันตก	293.96	141.99

6.2) ความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม

ในหัวข้อ 5.2) ได้กล่าวถึงวิธีการคำนวณอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายแต่ละประเภท ซึ่งมีการสืบค้นข้อมูลต้นทุนของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนประเภทต่าง ๆ รวมทั้งศึกษาแนวคิดการประมาณต้นทุนเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยหลักความสัมพันธ์ของสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นวิธีที่เหมาะกับการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนโดยที่อัตราค่าบริการเรียกเก็บจากปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่แหล่งจ่ายนั้น ๆ ให้บริการแก่ระบบไฟฟ้า ไม่ได้พิจารณารวมในอัตราค่าไฟฟ้า ด้วยวิธีการที่ได้กล่าวในหัวข้อ 5.2) สามารถคำนวนอัตราค่าบริการที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนต้องจ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ผู้ผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งแบบจักรกลหมุนและอินเวอร์เตอร์ ดังแสดงในตารางที่ 6.3 จะพบว่าอัตราค่าบริการสำหรับอินเวอร์เตอร์จะมีราคาที่ถูกเนื่องจากต้นทุนอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันมีราคาที่ต่ำ อีกทั้งข้อกำหนดการเชื่อมต่อก็ได้กำหนดสัดส่วนการสำรองความจุกำลังไฟฟ้าเสมือนไว้ไม่มาก ทำให้ผลการคำนวณอัตรามีค่าต่ำกว่าแหล่งจ่ายอื่น ๆ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัวมีราคาที่สูงที่สุด เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสที่มีพิกัดกำลังไฟฟ้าต่ำจะมีราคาเฉลี่ยต่อกำลังพิกัดที่สูงหากเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสขนาดใหญ่ ส่งผลให้เครื่องกำเนิดซิงโครนัสแบบกระจายตัวมีอัตรากำลังไฟฟ้าเสมือนสูงที่สุด

ตารางที่ 6.3 อัตราค่าบริการที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนต้องจ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า

ประเภทแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน	อัตราค่าบริการ (บาทต่อ kVarh)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม	0.0300
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัว	0.0450
อินเวอร์เตอร์	0.0089

อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำหนดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิมในตารางที่ 6.3 เป็นการคิดอัตราโดยใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.85 ซึ่งเป็นเพียงค่าเฉลี่ยที่นำมาใช้เพื่อเปรียบเทียบกับแหล่งจ่ายประเภทอื่น ๆ แต่เราสามารถทราบค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิมแต่ละโรงได้ ทำให้สามารถกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไฟฟ้า สำหรับกรณีปกติหรือไม่ได้รับการสนับสนุนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมแสดงดังตารางที่ 6.4 ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมแสดงดังตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.4 อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกรณีที่ 1

รหัสโรงไฟฟ้า	อัตรากำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVarh)	รหัสโรงไฟฟ้า	อัตรากำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVarh)
NB-C1	0.020231204	MM-T8-13	0.026543338
SB-S4	0.000205852	BB	0.002392674
SB-C3	0.019515495	SK	0.001407487
XYB-H	0.029489304	GPUT	0.019039415
NNG2-H	0.009326428	GPNS	0.028848519
NPO-C2	0.013223174	WN-C3	0.032915708
LTK-H	0.010057046	WN-C4	0.009338072
THB-H	0.003101496	BPK-C5	0.004373924
NTN2-H	ไม่ให้บริการ	BPK-T3	0.001416663
HHO-H	0.015195386	BBO-G	0.015083318
NP	ไม่ให้บริการ	BLCP-T	0.001855546
RPB	0.012969727	IPT-GT1	0.018680181
KN-C2	0.005558469	SNR	0.011089929
CHN-C1	0.013730106	VRK	0.005465778
CHN-C2	0.001348731	TN	0.002692332
BLG	0.001426495	RPCL-C	0.005098361
BST	0.004377654	RB3-A	0.018993653

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รหัสโรงไฟฟ้า	อัตรากำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVarh)	รหัสโรงไฟฟ้า	อัตรากำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVarh)
HSA-T	0.004010154		

ตารางที่ 6.5 อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมกรณีที่ 2

รหัสโรงไฟฟ้า	อัตรากำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVarh)	รหัสโรงไฟฟ้า	อัตรากำลังไฟฟ้าเสมือน (บาท/kVarh)
NB-C1	0.018763128	MM-T8-13	0.02101555
SB-S4	0.00111327	BB	0.000210938
SB-C3	0.018676759	SK	0.00341851
XYB-H	0.028573471	GPUT	0.018613572
NNG2-H	0.008466921	GPNS	0.029694829
NPO-C2	0.011303113	WN-C3	0.032915708
LTK-H	0.007858239	WN-C4	0.009338072
THB-H	0.001923617	BPK-C5	0.002256877
NTN2-H	0.000827539	BPK-T3	0.001416663
HHO-H	0.012634331	BBO-G	0.015010129
NP	ไม่ให้บริการ	BLCP-T	0.000771363
RPB	0.018775566	IPT-GT1	0.015768539
KN-C2	0.004551668	SNR	0.009671444
CHN-C1	0.012404077	VRK	0.004035882
CHN-C2	0.000904233	TN	0.006147441
BLG	0.001901531	RPCL-C	0.003515941
BST	0.004377654	RB3-A	0.017011224
HSA-T	0.003837703		

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หลังจากทราบอัตราค่าบริการของแหล่งจ่ายแต่ละชนิด ขั้นตอนต่อไปคือการคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากแหล่งจ่ายต่าง ๆ ผ่านแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย โดยจะแยกกรณีพิจารณาออกเป็น 2 กรณี คือ 1) การศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลัก และ 2) การศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุน

ในกรณีที่ 1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลักในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนให้แก่ระบบไฟฟ้าปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายจากแต่ละโรงไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 6.6

ตารางที่ 6.6 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายจากแต่ละโรงไฟฟ้า ในกรณีที่ 1

รหัสโรงไฟฟ้า	**การบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)**	**รหัสโรงไฟฟ้า**	**การบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)**
NB-C1	จ่าย	252	MM-T8-13	จ่าย	843.1
SB-S4	รับ	-4.4	BB	จ่าย	19.3
SB-C3	จ่าย	244.5	SK	รับ	-7.4
XYB-H	จ่าย	105.6	GPUT	จ่าย	562.6
NNG2-H	จ่าย	79.5	GPNS	รับ	-937.2
NPO-C2	จ่าย	126.6	WN-C3	จ่าย	120
LTK-H	จ่าย	71.6	WN-C4	รับ	-120
THB-H	จ่าย	23.4	BPK-C5	จ่าย	53.8
NTN2-H	ไม่จ่าย	0	BPK-T3	จ่าย	7.2
HHO-H	จ่าย	34.8	BBO-G	จ่าย	95.9
NP	ไม่จ่าย	0	BLCP-T	จ่าย	43.8
RPB	รับ	-42	IPT-GT1	จ่าย	108.2
KN-C2	จ่าย	91	SNR	จ่าย	112.9
CHN-C1	จ่าย	85.6	VRK	จ่าย	22.8
CHN-C2	จ่าย	18.2	TN	รับ	-1.7
BLG	รับ	-1.8	RPCL-C	จ่าย	186
BST	จ่าย	0.1	RB3-A	จ่าย	474.8
HSA-T	จ่าย	94.9			

ในกรณีที่ 2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีศักยภาพในการให้บริการแก่ระบบไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 6.2 ไม่สามารถให้บริการแก่ระบบได้เต็มศักยภาพ เนื่องจาก โครงข่ายไฟฟ้าที่จำลองจะมีข้อจำกัดในเรื่องของการไหลของกำลังไฟฟ้าที่จะต้องไม่ไหลย้อนกลับของหม้อแปลงไฟฟ้ารวมถึงข้อจำกัดเรื่องระดับของแรงดันซึ่งหากในบางพื้นที่มีการข่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมากเกินไปจะส่งผลให้ระดับแรงดันเกินกว่าที่กำหนด ในกรณีศึกษาครั้งนี้ ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 6.8 โดยให้แหล่งจ่ายเทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์เป็นผู้เล่นที่มีลำดับความสำคัญลำดับแรกในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน ในกรณีที่ 2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนดังตารางที่ 6.7 ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีที่ 2 ทำปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีค่าเปลี่ยนแปลงไปเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 โดยส่วนมาก ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนลดลง ซึ่งรายละเอียดการเปลี่ยนแปลงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงแสดงดังตารางที่ 6.9

ตารางที่ 6.7 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่รับหรือจ่ายจากแต่ละโรงไฟฟ้า ในกรณีที่ 2

รหัสโรงไฟฟ้า	**การบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)**	**รหัสโรงไฟฟ้า**	**การบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)**
NB-C1	จ่าย	231.4	MM-T8-13	จ่าย	635.6
SB-S4	รับ	-23.8	BB	จ่าย	1.7
SB-C3	จ่าย	232.7	SK	รับ	-18
XYB-H	จ่าย	101.2	GPUT	จ่าย	548.5
NNG2-H	จ่าย	72	GPNS	รับ	-974.7
NPO-C2	จ่าย	107.4	WN-C3	จ่าย	120
LTK-H	จ่าย	55.6	WN-C4	รับ	-120
THB-H	จ่าย	14.5	BPK-C5	จ่าย	27.7
NTN2-H	รับ	-11.6	BPK-T3	รับ	7.2
HHO-H	จ่าย	28.6	BBO-G	จ่าย	95.4
NP	ไม่จ่าย	0	BLCP-T	ไม่จ่าย	18.2
RPB	รับ	-62.7	IPT-GT1	รับ	89.8
KN-C2	จ่าย	74.4	SNR	จ่าย	98
CHN-C1	จ่าย	76.9	VRK	จ่าย	16.8
CHN-C2	จ่าย	12.2	TN	รับ	-3.9
BLG	รับ	-2.4	RPCL-C	จ่าย	128
BST	จ่าย	0.1	RB3-A	จ่าย	420.1
HSA-T	จ่าย	90.8			

ตารางที่ 6.8 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในการศึกษานี้

พื้นที่	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบจักรกลหมุน (MVar)**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (MVar)**
พื้นที่การไฟฟ้านครหลวง	43.45	14.65
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	0	68.00
ภาคใต้	33.30	12.76
ภาคกลาง	0	106.1477
ภาคเหนือ	57.53	18.76
ภาคตะวันออก	0	78.50
ภาคตะวันตก	49.85	141.99

ตารางที่ 6.9 การเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าเสมือนของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

รหัสโรงไฟฟ้า	**การบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)**	**รหัสโรงไฟฟ้า**	**การบริการกำลังไฟฟ้าเสมือน**	**ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือน (MVar)**
NB-C1	จ่ายน้อยลง	20.6	MM-T8-13	จ่ายน้อยลง	207.5
SB-S4	รับมากขึ้น	19.4	BB	จ่ายน้อยลง	17.6
SB-C3	จ่ายน้อยลง	11.8	SK	รับมากขึ้น	10.6
XYB-H	จ่ายน้อยลง	4.4	GPUT	จ่ายน้อยลง	14.1
NNG2-H	จ่ายน้อยลง	7.5	GPNS	รับมากขึ้น	37.5
NPO-C2	จ่ายน้อยลง	19.2	WN-C3	คงเดิม	0
LTK-H	จ่ายน้อยลง	16	WN-C4	คงเดิม	0
THB-H	จ่ายน้อยลง	8.9	BPK-C5	จ่ายน้อยลง	26.1
NTN2-H	รับมากขึ้น	11.6	BPK-T3	คงเดิม	0
HHO-H	จ่ายน้อยลง	6.2	BBO-G	จ่ายน้อยลง	0.5
NP	คงเดิม	0	BLCP-T	จ่ายน้อยลง	25.6
RPB	รับมากขึ้น	20.7	IPT-GT1	จ่ายน้อยลง	18.4
KN-C2	จ่ายน้อยลง	16.6	SNR	จ่ายน้อยลง	14.9
CHN-C1	จ่ายน้อยลง	8.7	VRK	จ่ายน้อยลง	6
CHN-C2	จ่ายน้อยลง	6	TN	รับมากขึ้น	2.2
BLG	รับมากขึ้น	0.6	RPCL-C	จ่ายน้อยลง	58
BST	คงเดิม	0	RB3-A	จ่ายน้อยลง	54.7
HSA-T	จ่ายน้อยลง	4.1			

เมื่อทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวให้บริการแก่ระบบไฟฟ้าดังตารางที่ 6.8 และอัตราค่าบริการแสดงดังตารางที่ 6.3 จะสามารถคำนวณค่าตอบแทนที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยการนำปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าคูณด้วยอัตราค่าบริการ ทำให้ทราบว่าต้องเสียค่าจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนเท่ากับ 27,494,079 และ 57,126,081 บาทต่อปี สำหรับอินเวอร์เตอร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัว ตามลำดับ คิดรวมเป็น 84,620,160 บาทต่อปี

ในกรณีของระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมก็เช่นเดียวกัน หลังจากทราบการปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนและอัตราค่าบริการของทั้ง 2 กรณี จะสามารถหาได้ว่าผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องจ่ายให้แก่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมีค่าเปลี่ยนแปลงไปเป็นอย่างไร ซึ่งผลการคำนวณทำให้ทราบว่าการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบจำหน่ายช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมคิดเป็น 94,179,064 บาทต่อปี และสามารถสรุปได้ว่าการ

นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะทำให้จำนวนเงินที่ผู้บริหารจัดการกำลังไฟฟ้าเสมือนจะต้องใช้เพื่อจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนมีจำนวนเงินลดลง 9,558,904 บาทต่อปี ซึ่งอาจส่งผลให้จำนวนเงินที่ต้องเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นผู้ที่ได้รับประโยชน์จากความมั่นคงของระบบไฟฟ้ามีจำนวนที่ลดลง การนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจึงก่อให้เกิดความคุ้มค่าต่อประชาชนหรือผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

ตารางที่ 6.10 ค่าใช้จ่ายที่ต้องชำระให้แก่แหล่งจ่ายประเภทต่าง ๆ

ประเภทแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน	จำนวนเงิน (บาทต่อปี)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบดั้งเดิม	94,179,064 (ลดลง)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสแบบกระจายตัว	57,126,081-(เพิ่มขึ้น)
อินเวอร์เตอร์	27,494,079-(เพิ่มขึ้น)

6.3) ผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรอง

เพื่อให้ทราบถึงผลประโยชน์ในด้านกำลังไฟฟ้าสำรองที่ได้รับจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน จำเป็นต้องทราบอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองและปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง

อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองใช้วิธีการประมาณจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบไฟฟ้า ดังที่กล่าวในหัวข้อ 5.4) จะได้อัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองเท่ากับ 2,060.33 บาทต่อกิโลวัตต์ และปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เปลี่ยนแปลงไปของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงอันเนื่องมาจากการปรับการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือน แสดงดังตารางที่ 6.11

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.11 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองที่เปลี่ยนแปลงไปของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง

รหัสโรงไฟฟ้า	การบริการกำลังไฟฟ้าสำรอง	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)	รหัสโรงไฟฟ้า	การบริการกำลังไฟฟ้าสำรอง	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)
NB-C1	เพิ่มขึ้น	5.456633	MM-T8-13	เพิ่มขึ้น	82.70522
SB-S4	ลดลง	-0.17119	BB	เพิ่มขึ้น	0.248486
SB-C3	เพิ่มขึ้น	2.962132	SK	ลดลง	-0.25505
XYB-H	เพิ่มขึ้น	2.455446	GPUT	เพิ่มขึ้น	3.67272
NNG2-H	เพิ่มขึ้น	0.836489	GPNS	ลดลง	-18.0524
NPO-C2	เพิ่มขึ้น	2.512342	WN-C3	คงเดิม	0
LTK-H	เพิ่มขึ้น	1.816025	WN-C4	คงเดิม	0
THB-H	เพิ่มขึ้น	0.317233	BPK-C5	เพิ่มขึ้น	1.175235

รหัสโรงไฟฟ้า	การบริการกำลังไฟฟ้าสำรอง	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)	รหัสโรงไฟฟ้า	การบริการกำลังไฟฟ้าสำรอง	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง (MW)
NTN2-H	ลดลง	-0.05976	BPK-T3	คงเดิม	0
HHO-H	เพิ่มขึ้น	1.2064	BBO-G	เพิ่มขึ้น	0.09745
NP	คงเดิม	0	BLCP-T	เพิ่มขึ้น	0.470235
RPB	ลดลง	-3.9092	IPT-GT1	เพิ่มขึ้น	2.996441
KN-C2	เพิ่มขึ้น	1.127883	SNR	เพิ่มขึ้น	2.145255
CHN-C1	เพิ่มขึ้น	1.373487	VRK	เพิ่มขึ้น	0.357049
CHN-C2	เพิ่มขึ้น	0.096419	TN	ลดลง	-0.1372
BLG	ลดลง	-0.01313	RPCL-C	เพิ่มขึ้น	3.14151
BST	คงเดิม	0	RB3-A	เพิ่มขึ้น	12.89704
HSA-T	เพิ่มขึ้น	0.171723			

จากผลการศึกษาดังตารางที่ 6.11 แสดงให้เห็นว่า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วยให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแก่ระบบไฟฟ้าจะช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองสุทธิเพิ่มขึ้น 107.641 เมกะวัตต์ เมื่อคูณด้วยอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าสำรองจะพบว่าการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วยเพิ่มกำลังไฟฟ้าสำรองให้แก่ระบบไฟฟ้าซึ่งคิดเป็นมูลค่า 221.776 ล้านบาทต่อปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 7
สรุป และ ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายของประเทศไทยมาสนับสนุนการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยและการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลักและกรณีที่นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม ในหัวข้อนี้จะสรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะที่ได้จากการศึกษาในครั้งนี้

7.1) สรุปผล

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายของประเทศไทยมาสนับสนุนการให้บริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือน โดยการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยและการกำหนดอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนในกรณีให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมเป็นผู้ให้บริการหลักและกรณีที่นำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการเสริม

การศึกษาบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จำเป็นต้องทราบปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่ายว่ามีปริมาณมากน้อยเพียงใด ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของประเทศไทยมีการกำหนดกฎการเชื่อมต่อเพื่อควบคุมให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อต้องสามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ตามที่ระบุ ผลการศึกษาทำให้ทราบว่าศักยภาพในการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยรวมทุกพื้นที่เท่ากับ 3,477.43 เมกะโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ซึ่งค่าดังกล่าวนี้เป็นค่าที่ได้จากการวิเคราะห์จากปริมาณเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและข้อกำหนดการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนเท่านั้น อย่างไรก็ตาม ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้ามีข้อจำกัดในเรื่องความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเช่นกัน หากรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมากจนเกินไปอาจส่งผลให้เกิดปัญหาแรงดันเกินหรือการไหลย้อนกลับของกำลังไฟฟ้า ในการศึกษาครั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายให้แก่ระบบเท่ากับ 621.959 เมกะโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ

จากผลการศึกษาในเรื่องการวิเคราะห์ต้นทุนของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งในที่นี้ได้ศึกษาแหล่งจ่าย 3 ประเภท ประกอบด้วย 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม 2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ซิงโครนัสแบบกระจายตัว และ 3) อินเวอร์เตอร์ ทำให้ทราบอัตราค่าบริการกำลังไฟฟ้าเสมือนของแหล่งจ่ายแต่ละประเภทเรียงตามลำดับดังนี้ 0.03, 0.045 และ 0.0089 บาทต่อกิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟชั่วโมง

ผลของการศึกษานี้พบว่าการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาสนับสนุนการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในปริมาณ 621.959 เมกะโวลต์แอมป์รีแอคทีฟ ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเท่ากับ 84,620,160 บาทต่อปี สามารถลดค่าใช้จ่ายในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิมลงได้ 94,179,064 บาทต่อปี โดยค่าใช้จ่ายในการจัดหาสุทธิลดลง 9,558,904 บาทต่อปี อีกทั้งยังเพิ่มประมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายให้แก่ระบบไฟฟ้าในปริมาณ 107.641 เมกะวัตต์ คิดเป็นมูลค่า 221.776 ล้านบาทต่อปี

7.2) ข้อเสนอแนะ

ผลลัพธ์ของการศึกษาแสดงให้เห็นว่าอินเวอร์เตอร์เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบแปรผันที่มีต้นทุนที่ค่อนข้างถูก อย่างไรก็ตาม การกำหนดข้อกำหนดเชื่อมต่อกำหนดให้ความจุพร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนของอินเวอร์เตอร์มีค่าไม่สูงมากนัก จึงควรมีการปรับปรุงแก้ไขเพื่อให้อินเวอร์เตอร์สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนได้มากขึ้น เช่น จากเดิมที่เผื่อความจุกำลังไฟฟ้าสำรองที่ 0.32 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟต่อ 1 กิโลวัตต์ เป็น 0.62 กิโลโวลต์แอมป์รีแอคทีฟต่อ 1 กิโลวัตต์ เป็นต้น อีกทั้งการสงวนสิทธิ์การปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของแหล่งจ่ายอินเวอร์เตอร์ที่ช่วง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง อาจทำให้อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนในตอนกลางคืนได้เลย ในกรณีของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงกลางคืนทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด ควรให้อิสระในการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า แต่กำหนดเป็นปริมาณการสำรองความจุเพื่อให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนแทนที่การกำหนดด้วยเงื่อนไขตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

ในการศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายควรมีการจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งไฟฟ้าเพื่อให้การศึกษาวิเคราะห์มีความแม่นยำและเหมาะสมมากยิ่งขึ้น อีกทั้งการกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรคำนึงถึงข้อจำกัดของระบบไฟฟ้า ต้นทุนต่าง ๆ เพื่อทำการวิเคราะห์ด้วยหลักการทำให้เหมาะสมที่สุด (Optimization) เพื่อหาปริมาณที่ส่งผลให้เกิดความคุ้มค่าในการจัดหากำลังไฟฟ้าเสมือนที่ดีที่สุด เมื่อมีการจำลองโครงข่ายระบบจำหน่ายรวมถึงการศึกษาปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนด้วยหลักการทำให้เหมาะสมแล้ว จะสามารถศึกษาหรือจำลองการจัดการกำลังไฟฟ้าสำรองควบคู่กับการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนในโครงข่ายระบบจำหน่ายได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

นอกจากนี้ การศึกษาการให้บริการกำลังไฟฟ้าเสมือนควรศึกษาควบคู่กับการให้บริการกำลังไฟฟ้าจริง เนื่องจากปริมาณทั้งสองส่วนนี้มีความเชื่อมโยงกัน การกำหนดอัตราค่าบริการแบบไม่รวมกลุ่มโดยแยกส่วนของค่าบริการเสริมด้านกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากค่าไฟฟ้าจะทำให้เงินต้นทุนสำหรับการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม จึงควรมีการศึกษาทบทวนถึงต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไป รวมถึงวิธีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าให้เหมาะสมในกรณีที่มีการแยกอัตราค่าบริการเสริมจากค่าไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เอกสารอ้างอิง

[1] S. Glismann and F. Nobel, “A Framework for Ancillary Services Design” *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM.2017.7982008.

[2] Z. A. Vale, C. Ramos, P. Faria, J. P. Soares, B. R. Canizes and H. M. Khodr, "Ancillary Service Market Simulation," *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2009, pp. 1-4, doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356980.

[3] E. Hirst and B. Kirby, “Electric-Power Ancillary Services” Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, January 1996.

[4] J. Zhong, “On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets” Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 2003.

[5] Reishus Consulting LLC, “Electricity Ancillary Services Primer” 2017.

[6] Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, “Ancillary Services: Unbundling Electricity Products – an Emerging Market” 2004.

[7] K. Oureilidis, K. N. Malamaki, K. Gallos, A. Tsitsimelis, C. Dikaiakos, S. Gkavanoudis, M. Cvetkovic, J. M. Mauricio, J. M. Maza Ortega, J. L. M. Ramos, G. Papaioannou and C. Demoulias, “Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers”. *Energies 2020*, 13, 917. https://doi.org/10.3390/en13040917.

[8] SmartNet, “Ancillary Service Provision by RES and DSM Connected at Distribution Level in the Future Power System” 2016.

[9] DTI, “Ancillary Service Provision from Distributed Generation” 2004.

[10] Future Electric Utility Regulation Advisory Group, “Distribution System Pricing with Distributed Energy Resources” 2016.

[11] M. Dewadasa, A. Ghosh and G. Ledwich, "Dynamic response of distributed generators in a hybrid microgrid" *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2011.6039273.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[12] G. C. Kryonidis, E. O. Kontis, T. A. Papadopoulos, K. D. Pippi, A. I. Nousdilis, G. A. Barzegkar-Ntovom, A. D. Boubaris and N. P. Papanikolaou, "Ancillary services in active distribution networks: A review of technological trends from operational and online analysis perspective" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 147, 2021, https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111198.

[13] RMIT University, "Frequency Control Challenges in Power System with High Renewable Power Generation: An Australian Perspective" 2019.

[14] A. Kulmala, "Active Voltage Control in Distribution Networks Including Distributed Energy Resources" *Tampere University of Technology*, 2014.

[15] A. Banshwar, N. K. Sharma, Y. R. Sood and R. Shrivastava, "Renewable Energy Sources as a New Participant in Ancillary Service Market" *Energy Strategy Reviews*, vol. 18 , 2017 , pages 106 – 120.

[16] C. S. Demoulias, K. N. D. Malamaki, S. Gkavanoudis, J. M. Mauricio, G. C. Kryonidis, K. O. Oureilidis, E. O. Kontis, J. L. Martinez Ramos, "Ancillary Services Offered by Distributed Renewable Energy Sources at the Distribution Grid Level: An Attempt at Proper Definition and Quantification" *Applied Sciences*, 2020; 10(20):7106. https://doi.org/10.3390/app10207106.

[17] W. Hofmann, J. Schlabbach and W. Just, "Reactive Power Compensation: A Practical Guide" *A John Wiley & Sons*, 2012.

[18] P.S.R. Murty, "Electrical Power System" *Elsevier*, 2017

[19] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez and R. Domke, "Reactive Power Compensetion Technologies: State of the Art Review" *PROCEEDINGS OF THE IEEE*, VOL. 93, NO. 12, 2005.

[20] X. Qiao, C. Chen, J. Bian and H. Li, "Comparison and Analysis of Reactive Power Compensation Strategy in Power System" *2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, 2019, pp. 689-692, doi: 10.1109/iSPEC48194.2019.8975301.

[21] G. Brunello, B. Kasztenny and C. Wester, "Shunt Capacitor Bank Fundamentals and Protection" *2003 Conference for Protection Relay Engineers*, 2003.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[22] X. Zhou, K. Wei Y. Ma and Z. Gao, “A Review of Reactive Power Compensation Devices” *Proceedings of 2018 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation*, 2018.

[23] F. O. Igbinovia, G. Fandi, J. Svec, Z. Muller and J. Tlusty, “Comparative Review of Reactive Power Compensation Technologies” *2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 2015, pp. 2-7, doi: 10.1109/EPE.2015.7161066.

[24] B. Mahadad and K. Srairi, “Understanding Power Quality Based FACTS Using Interactive Educational GUI Matlab Package” *Electrical Generation and Distribution Systems and Power Quality Disturbances*, 2011.

[25] D. Danalakshmi and S. Kannan, “Market Based Reactive Power Cost Allocation in Restructured Power System” *Rev. Tec. Ing. Univ. Zulia*, Vol. 38, 2015

[26] M.T.L. Gayatri, Alivelu.M. Parimi, A.V. Pavan Kumar, “A review of reactive power compensation techniques in microgrids” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 81, Part 1, 2018, Pages 1030-1036, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.006.

[27] M.N. Acosta, F. Gonzalez-Longatt, M.A. Andrade, J.L.R. Torres and H.R. Chamorro, “Assessment of Daily Cost of Reactive Power Procurement by Smart Inverters” *Energies* 2021, 14, 4834, doi: 10.3390/en14164834.

[28] L. Parthasarathy and T. Ananthapadmanabha“A Frame Work for Cost of Reactive Energy for Generators in Deregulated Electricity Market” *International Journal of Engineering Research & Technology*, Vol. 3 , 2014.

[29] I. El-Samahy, K. Bhattacharya, C. A. Cañizares, M. F. Anjos and J. Pan, “A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security” *IEEE Transactions on Power System,* Vol. 23, Pages 137-148, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913296.

[30] H. Ahmadi and A. A. Foroud, “A stochastic framework for reactive power procurement market, based on nodal price model” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 49, 2013, Pages 104-113, ISSN 0142-0615, https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.12.013.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[31] I. El-Samahy, K. Bhattacharya and C. A. Cañizares, "A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets" *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, Pages 901-907, doi: 10.1109/PSCE.2006.296434.

[32] A. C. Rueda-Medina and A. Padilha-Feltrin, "Distributed Generators as Providers of Reactive Power Support—A Market Approach" *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 490-502, Feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2202926.

[33] K. Yang "Optimal Procurement and Pricing of Reactive Power Ancillary Services in Competitive Electricity Market" *The University of Strathclyde in Glasgow*, 2010.

[34] Martin Braun "Provision of Ancillary Services by Distributed Generators: Technological and Economic Perspective" *Kassel University*, 2008.

[35] T. Wolgast, S. Ferenz and A. Nieße, "Reactive Power Markets: A Review" *IEEE Access*, vol. 10, Pages 28397-28410, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3141235.

[36] S. Surender Reddy, A.R. Abhyankar and P.R. Bijwe, "Reactive power price clearing using multi-objective optimization" *Energy*, Volume 36, Issue 5, 2011, Pages 3579-3589, ISSN 0360-5442, https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.03.070.

[37] R. Kabiri, D. G. Holmes and B. P. McGrath, "The Influence of PV Inverter Reactive Power Injection on Grid Voltage Regulation" *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2014, pp. 1-8, doi: 10.1109/PEDG.2014.6878640.

[38] Yue Zhao, M. R. Irving and Yonghua Song, "A Cost Allocation and Pricing Method for Reactive Power Service in the New Deregulated Electricity Market Environment," *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2005, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC.2005.1547186.

[39] D. Danalakshmi, S. Kannan and R. Gnanadass, "Generator reactive power pricing for practical utility system using power flow tracing method" *International Journal of Engineering &Technology*, vol 7, 2018.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[40] A. Kumar, “Reactive Power and FACTS Cost Models’ Impact on Nodal Pricing in Hybrid Electricity Markets” *Smart Grid and Renewable Energy*, 2011.

[41] S. G. Seifossadat, M. Saniei and A. Raeszadeh, “Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets Using a Sequential Linear Programming with Considered Investment Cost of Capacitor Banks” *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, vol 4, 2009.

[42] A. Safari, P. Salyani and M. Hajiloo, “Reactive Power Pricing in Power Markets: A Comprehensive Review” *International Journal of Ambient Energy*, 2018

[43] Z. Zhou, T. Levin, and G. Conzelmann “Survey of U.S. Ancillary Services Markets” *Argonne National Laboratory*, 2016

[44] J. F. Ellison, L. S. Tesfatsion, V. W. Loose and R. H. Byrne “Project Report: A Survey of Operating Reserve Markets in U.S. ISO/RTO-managed Electric Energy Regions,” *Sandia National Laboratories* 2012.

[45] Cost Development Subcommittee “PJM Manual 15: Cost Development Guidelines” *PJM*, 2022.

[46] Economic Regulation Authority Western Australia “Spinning reserve ancillary service: margin values for the 2018–19 financial year” *Economic Regulation Authority Western Australia*, 2018.

[47] Economic Regulation Authority Western Australia “Determination of the spinning reserve ancillary service margin peak and margin off-peak parameters for the 2018-19 financial year” *Economic Regulation Authority Western Australia*, 2018

[48] Economic Regulation Authority Western Australia “Ancillary service costs: Spinning reserve, load rejection reserve and system restart costs (Margin values and Cost_LR) for 2021/22” *Economic Regulation Authority Western Australia*, 2021.

[49] National Grid ESO “Procurement Guideline Report FY 20-21” *National Grid ESO*, 2021.

[50] คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย, “โครงการศึกษาข้อกำหนด ต้นแบบสัญญาสำหรับผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และอัตราค่าบริการสำหรับให้ผู้รับใบอนุญาตหรือ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า” การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ธันวาคม 2563.

[51] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, “ฐานข้อมูล SPP/VSPP” 2565 แหล่งที่มา : https://www.erc.or.th/ERCSPP/Default.aspx. ค้นเมื่อ 1 มกราคม 2565.

[52] การไฟฟ้านครหลวง, “ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558” 2558.

[53] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559” 2559.

[54] การไฟฟ้านครหลวง, “รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวง” กุมภาพันธ์ 2565.

[55] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านหลักเกณฑ์การขึ้นทะเบียนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค” พฤศจิกายน 2564.

[56] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. Golden” *CO: National Renewable Energy Laboratory*. NREL/TP-6A20-72399. 2018.

[57] IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2020” *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2021.

[58] U.S. Department of Energy, Energy Efficiency Renewable Energy, “Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series” 2016.

[59] D. Pauschert, “Study of Equipment Prices in the Power Sector” *Energy Sector Management Assistance Program*, 2009.

[60] International Energy Agency “Projected Costs of Generating Electricity” 2020.

[61] H. Arnawan, I. Muzamir, I. Y. Mohd, R. A. R. Siti ans S. Hadi, “Evaluation of 20 kV Distribution Network Losses In Radial Distribution Systems Due to Distributed Generation Penetration” Journal of Physics: Conference Series, Vol. 2129, 2021, doi:10.1088/1742-6596/2129/1/012085.

[62] P. M. Moses, N. A. Odero and J. M. Mbuthia, “Reducing Real and Reactive Power Losses in the Power Distribution System by DFIG Placement and Sizing Using Ordinary PSO and HGAPSO :A Comparison” *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Vol. 2, 2018.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[63] O. C. Peter, O. I. Benedict, O. U. Chinweoke and O. Kenneth, “Power Quality Improvement of a Distribution Network for Sustainable Power Supply” International Journal of Integrated Engineering, Vol. 14, Pages 363-373, 2022.

[64] N. Iqteit, A. B. Arsoy and B. Cakir, “Load Profile-Based Power Loss Estimation for Distribution Networks” *Electrica 2018*, Vol. 18, Pages 175-283, 2018.

[65] F. Fran Li “A Preliminary Analysis of the Economics of Using Distributed Energy as a Source of Reactive Power Supply” *The U.S. Department of Energy*, 2006.

[66] K. L. Anaya and M. G. Pollitt “Reactive power procurement: A review of current trends” *Applied Energy 270*, 2020.

[67] FERC, “Payment for Reactive Power” 2014.

[68] National Grid “Product Roadmap for Reactive Power” 2018.

[69] PowerFactory 2022 “Technical Reference, Common Result Variables for Terminals and Elements: Load Flow Calculation” *DIgSILENT GmbH*, 2022.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บรรณานุกรม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ภูวศรัณย์ พิสุทธไทรงาม
วัน เดือน ปี เกิด	14 กุมภาพันธ์ 2541
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี ภาควิชาไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย กำลังศึกษาระดับปริญญาโท ภาควิชาไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ที่อยู่ปัจจุบัน	81/278 หมู่บ้านวิเศษสุขนคร แยก 4 ซอย ประชาอุทิศ 79 แขวง ทุ่งครุ เขต ทุ่งครุ กรุงเทพมหานคร 10140
ผลงานตีพิมพ์	- P. Phisuthsaingam, S. Larbwisuthisaroj and S. Chaitusaney, "An Analysis of Potentials and Economic Benefits of Distributed Generations as Reactive Power Providers in Thailand," 2022 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/ECTI-CON54298.2022.9795529. - P. Angaphiwatchawal, P. Phisuthsaingam and S. Chaitusaney, "A k-Factor Continuous Double Auction-Based Pricing Mechanism for the P2P Energy Trading in a LV Distribution System," 2020 17th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2020, pp. 37-40, doi: 10.1109/ECTI-CON49241.2020.9158275.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University