

การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

ปริญญานิพนธ์
ของ
ประทีป พุผล

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม
พฤษภาคม 2553

การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

ปริญญาณิพนธ์
ของ
ประทีป พุผล

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม

พฤษภาคม 2553

ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

บทคัดย่อ
ของ
ประทีป พูลผล

เสนอต่อบัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม
พฤษภาคม 2553

ประทีป พูล. (2553). การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้ง
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย. ปรินซ์นิพนธ์ วศ.ม. (การจัดการทางวิศวกรรม).
กรุงเทพฯ: บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ. คณะกรรมการควบคุม:
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ, อาจารย์ ดร.อาจริ์ ศุภสุธิกุล.

จากนโยบายของภาครัฐที่ส่งเสริมให้ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สามารถผลิต
ไฟฟ้าเพื่อเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ โดยมีระเบียบการรับซื้อ
ไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เกี่ยวกับหลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขาย
ไฟฟ้าระบุว่าผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญา
เกิน 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของ
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้า
จาก VSPP ซึ่งค่าดำเนินการดังกล่าวนี้ ส่วนหนึ่งเป็นการชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Electrical
Line Losses) ที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ถูกหักออกร้อยละ 2 นั้นได้สร้างความ
สงสัยเกี่ยวกับความเหมาะสม และความยุติธรรมแก่ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่าย
จำหน่าย งานวิจัยนี้จึงได้ทำการวิเคราะห์และประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคที่เกิดขึ้นเมื่อ
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายถูกเชื่อมโยงเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยได้
นำปัจจัยของขนาด ตำแหน่งการติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาดของโหลด และ
ระยะทางระหว่างตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและศูนย์กลางโหลดมาพิจารณา
งานวิจัยนี้ได้ศึกษากรณีศึกษาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียของการเชื่อมโยงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ
กระจายเชื่อมเข้ากับระบบจำหน่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผลลัพธ์ที่ได้
จะถูกนำมาวิเคราะห์และประเมินเพื่อกำหนดอัตราค่าดำเนินการการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า
ขนาดเล็กมากที่มีความเหมาะสมและยุติธรรมแก่ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่าย
จำหน่าย

คำสำคัญ: กำลังไฟฟ้าสูญเสีย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

A study of electrical losses in distribution system from installing
Distributed Generation

AN ABSTRACT
BY
PRATHEEP FUPOL

Presented in partial fulfillment of the requirements for the
Master of Engineering Degree in Engineering Management
At Srinakharinwirot University

May 2010

Pratheep Fupol. (2010). *A study of electrical losses in distribution system from installing Distributed Generation*. Master thesis, M.Eng. (Engineering Management).

Bangkok: Graduate School, Srinakharinwirot University. Advisor Committee:

Assistant Professor Dr.Pathomthat Chiradeja, Dr.Ajaree Supasuteekul.

Thai government has set several policies in order to promote the usage of renewable energy to produce electricity. One policy is to expand the amount of electrical power to connect to the distribution system. However, very small power producer (VSPP) has to pay the fee of 2% of its electrical energy sold to electricity utility. That fee also includes the electrical line losses due to the employment of distributed generation (DG). However, the suitable and fairness for both VSPP and utility is still questionable. This research aims to analyze the effect of electrical line losses with the installing DG into the distribution system. The effect of size, location, and distance of DG and load are taking into consideration. This research uses the distributions system of Provincial Electricity Authority (PEA) to analyze the line losses by employing several case studies. The results of this research can be used and created the suitable and fairness of the fee for both VSPP and utility.

Key words: Electrical Line Losses, Distributed Generation, Very Small Power Producer

ปริญญานิพนธ์
เรื่อง
การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
ของ
ประทีป พุผล

ได้รับอนุมัติจากบัณฑิตวิทยาลัยให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญามหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม
ของมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

.....คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.สมชาย สันติวัฒนกุล)
วันที่ เดือนพฤษภาคม พ.ศ.2553

คณะกรรมการควบคุมปริญญานิพนธ์

คณะกรรมการสอบปากเปล่า

.....ประธาน
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ)

.....ประธาน
(อาจารย์ ดร.วิชากร จารุศิริ)

.....กรรมการ
(อาจารย์ ดร.อาจรี ศุภสุธิกุล)

.....กรรมการ
(อาจารย์ ดร.อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล)

.....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ)

.....กรรมการ
(อาจารย์ ดร.อาจรี ศุภสุธิกุล)

ประกาศคุณูปการ

วิทยานิพนธ์นี้คงดำเนินการสำเร็จลุล่วงด้วยดีเช่นนี้มิได้ หากไม่ได้รับความกรุณาอย่างดียิ่ง ในการให้คำปรึกษาแนะนำ ช่วยเหลือในด้านวิชาการและการดำเนินงานวิจัย ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ บุคคล กลุ่มบุคคลต่าง ๆ ซึ่งได้แก่ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดช อาจารย์ที่ปรึกษา วิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้คำปรึกษา เสนอแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่องานวิจัย ผลักดันและ เป็นกำลังใจตั้งแต่เริ่มดำเนินการ รวมถึงได้ช่วยตรวจทาน แก้ไขวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนทำให้มีความ สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณ อาจารย์ ดร.กิตติ สถาพรประสารณ์ อาจารย์ ดร.วิชากร จารุศิริ อาจารย์ ดร.อารี ศุภสุธิกุล และอาจารย์ประจำสาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิ โรฒทุกท่าน รวมถึงอาจารย์พิเศษอีกหลายท่านที่ได้กรุณาถ่ายทอดความรู้ ประสบการณ์ ทางด้าน วิชาการอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มอบทุนการศึกษาให้แก่ผู้วิจัยจนตลอดหลักสูตร ขอขอบคุณบุคลากรจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คุณชาญณรงค์ สอนดิษฐ์ ผู้อำนวยการกองวิจัย คุณศุภชัย ศรีพัฒนานนท์ รองผู้อำนวยการกองแผนงานระบบไฟฟ้า ดร.ประดิษฐ์ เฟื่องฟู หัวหน้า แผนกวิจัยพลังงาน คุณเสริมชัย จารุวัฒนดิลก คุณกฤษณพล ดวงหอม คุณจุมพล ไชยบิน คุณเบญจมาภรณ์ ทองขวัญ วิศวกร ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูล วิชาการต่างๆ และเสนอแนะแนว ทางการทำวิจัย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณคณาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทความรู้ทางด้าน ต่าง ๆ ทั้งในอดีตจนถึงปัจจุบัน และขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา รวมถึงครอบครัวของผู้วิจัย ทุกท่านที่ได้ให้การอบรมเลี้ยงดู ความรัก ความอบอุ่น ความห่วงใย และให้การสนับสนุนทางด้านการ ศึกษาอย่างดียิ่งมาโดยตลอด เป็นกำลังใจอันยิ่งใหญ่ ช่วยให้มีพลังเข้มแข็งพร้อมเผชิญกับปัญหา อุปสรรคต่าง ๆ จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตเรื่อยมา จึงขออ้างถึงคุณพระศรีรัตนตรัย โปรดอำนวยการพรให้ทุกท่านมีความสุขกาย สุขใจ คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้เป็นผล จากความกรุณาของทุกท่าน ผู้วิจัยจึงขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ประทีป พูลผล

สารบัญ

บทที่	หน้า
1 บทนำ	
ความเป็นมา.....	1
วัตถุประสงค์.....	2
คำถามการวิจัย.....	3
ขอบเขตของงานวิจัย.....	3
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
2 งานวิจัย ระเบียบและหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง	
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
ระเบียบและหลักเกณฑ์.....	14
3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	
การศึกษาโหลดโพล.....	19
ประโยชน์ของโหลดโพล.....	19
การศึกษาโหลดโพล.....	21
ชนิดของบัส.....	23
การแก้ไขปัญหาโหลดโพล.....	25
สมการโหลดโพล.....	28
ข้อมูลในการศึกษาโหลดโพล.....	30
ความสูญเสียและอัตราความสูญเสียในสายส่ง.....	32
คุณลักษณะทั่วไปของโปรแกรม DigSILENT.....	38
การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	39
4 วิธีดำเนินการและระยะเวลาการทําวิจัย	
แนวคิดและวิธีการดำเนินการ.....	47
วิธีการหาระยะทางและขนาดของกลุ่มโหลด.....	71
ระยะเวลาทำการวิจัย และแผนการดำเนินงานตลอดโครงการ.....	77

สารบัญ(ต่อ)

บทที่	หน้า
5 ผลการวิจัย	
การประมวลผลตามรหัสกรณีศึกษา.....	78
การเปรียบเทียบผลตามรหัสกรณีศึกษา.....	90
การพิจารณาผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น.....	104
6 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	
บทสรุป.....	106
ข้อเสนอแนะ.....	107
บรรณานุกรม.....	108
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก.....	112
ภาคผนวก ข.....	114
ภาคผนวก ค.....	126
อภิธานศัพท์.....	139
ประวัติย่อผู้วิจัย.....	142

บัญชีตาราง

ตาราง	หน้า
1 การกำหนดรหัสกรณีศึกษา กรณีไม่มีการติดตั้ง DG (Base Case).....	50
2 การกำหนดรหัสกรณีศึกษา กรณีมีการติดตั้ง DG.....	51
3 ความหมายรหัสกรณีศึกษาของตัวเลข 5 หลัก.....	67
4 ข้อมูลโหลดสถานีไฟฟ้าชุมพร วงจรที่ 6.....	74
5 ข้อมูล VSPP และโหลดในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ.....	75
6 ผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่มีการติดตั้ง DG.....	79
7 ผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีมีการติดตั้ง DG.....	80
8 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีมีการติดตั้ง DG...	91
9 ผลการหาร้อยละของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อติดตั้ง DG เข้าระบบ.....	105

บัญชีภาพประกอบ

ภาพประกอบ	หน้า
1 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวระบบไฟฟ้า.....	20
2 ไดอะแกรมแสดงขั้นตอนก่อนและหลังการศึกษาโหลดโฟล.....	22
3 ตัวอย่างระบบ 4 บัส.....	24
4 พารามิเตอร์ของบัสแต่ละชนิด.....	25
5 ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีบัส 3 ประเภทต่ออยู่.....	26
6 ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังที่สมมุติให้ทราบแรงดันทุกบัส.....	27
7 ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลัง.....	28
8 วงจรสมมูลสายส่ง.....	31
9 ตัวอย่างหน้าต่างของโปรแกรม DigSILENT.....	39
10 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่ไม่มี DG.....	41
11 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่มี DG เชื่อมโยงกับ ระบบจำหน่ายของไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย.....	42
12 แสดงขั้นตอนการดำเนินงาน.....	49
13 แสดงตำแหน่งการติดตั้ง 0 (กรณีไม่มี DG).....	68
14 แสดงตำแหน่งการติดตั้ง 1 (DG อยู่ระหว่าง Sub กับ Load).....	68
15 แสดงตำแหน่งการติดตั้ง 2 (Load อยู่ระหว่าง Sub กับ DG).....	68
16 ตัวอย่าง Diagram Event Code ที่ Location = 1.....	69
17 ตัวอย่าง Diagram Event Code ที่ Location = 2.....	70
18 แผนผังแสดงระยะทางและขนาดของโหลดสถานีไฟฟ้าชุมพร วงจรที่ 6.....	72
19 กราฟแสดงการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีมี การติดตั้ง DG.....	102
20 กราฟแสดงผลต่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีมีการ ติดตั้ง DG.....	103

บทที่ 1

บทนำ

ความเป็นมา

ปัจจุบัน ระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าในประเทศไทย มีหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ 3 แห่งเป็นผู้รับผิดชอบดูแลได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทำหน้าที่ผลิตหรือจัดหาพลังงานไฟฟ้าและส่งจ่ายไปยังการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มีการแบ่งพื้นที่ดูแลโดย การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) รับผิดชอบพื้นที่จังหวัดนนทบุรี จังหวัดสมุทรปราการ และกรุงเทพมหานคร ส่วนจังหวัดอื่นๆนอกเหนือจาก 3 จังหวัดดังกล่าวข้างต้น เป็นพื้นที่ในความดูแลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งมีการกิจหลักในการผลิต การส่ง และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ภาคธุรกิจอุตสาหกรรมและประชาชนทั่วไป ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 51,000 ตารางกิโลเมตร คิดเป็นร้อยละ 99 ของพื้นที่ทั้งประเทศ

ในระบบการจ่ายกำลังไฟฟ้า (Distribution System) ของ กฟภ. เริ่มจากการรับกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่ระดับแรงดันสูง 115-230 kV โดยส่วนหนึ่งจัดจำหน่ายไปยังลูกค้าโดยตรงให้แก่ภาคธุรกิจอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ บางส่วนจะแปลงแรงดันโดยผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) ที่สถานีไฟฟ้า (Substation) ปรับลดระดับแรงดันลงเป็นระบบ 22-33 kV เรียกว่าระดับแรงดันปานกลาง ผ่านอุปกรณ์ป้องกัน (Protection Device) เข้าสู่ระบบจำหน่าย (Distribution Line) ส่งจ่ายให้แก่ภาคธุรกิจอุตสาหกรรมขนาดกลาง ส่วนสุดท้ายจากระบบ 22-33 kV ผ่านหม้อแปลงลดระดับแรงดันของ กฟภ. ปรับลดระดับแรงดันเป็นระบบ 400/230 V เรียกว่าระบบแรงต่ำ จัดจำหน่ายให้แก่ธุรกิจขนาดเล็ก ประชาชน บ้านอยู่อาศัยทั่วไป

ในส่วนของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับใช้ภายในประเทศ นอกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแล้ว รัฐบาลยังมีนโยบายที่จะส่งเสริมให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนของรัฐในการสร้างโรงไฟฟ้า และเป็นการเปิดโอกาสให้มีการแข่งขันการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งมีการดำเนินการเรื่อยมาจนถึงปี 2545 ได้มีการส่งเสริมให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ กฟน. และ กฟภ. สามารถประกาศรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP) ที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 1 MW แต่ด้วยข้อจำกัดของกำลังการผลิตที่น้อยมาก ความคุ้มค่าต่อการลงทุนอยู่ในระดับต่ำ จำนวน VSPP ในขณะนั้นจึงมีจำนวนน้อยมากเช่นกัน ต่อมาในปี 2549 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้ประกาศให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถขยายกำลังการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ได้ไม่เกิน 10 MW ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) อีกทั้งยังกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (ADDER) ให้ VSPP ตามเทคโนโลยี

หรือเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ทำให้ปัจจุบันมี VSPP จำนวนมากขอจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ขนานเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยเฉพาะในพื้นที่รับผิดชอบ กฟภ. ซึ่งเป็นเขต ชนบท มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากและหลากหลาย เช่น มูลสุกรจากฟาร์มเลี้ยง เป็นต้น

โดยปกติระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. มีระบบการจ่ายไฟแบบเรเดียล กระแสไฟฟ้าจะ ไหลจากแหล่งจ่ายไฟไปยังโหลดในทิศทางเดียว แต่เมื่อมี VSPP ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Distributed Generator : DG) ต่อเชื่อมและจ่ายไฟฟ้าขนานเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้การ ไหลของกระแสไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปทั้งขนาดและทิศทาง การเปลี่ยนแปลงการไหลของ กระแสไฟฟ้างดงกล่าวนี้ ส่งผลกระทบทางด้านเทคนิคต่างๆในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่ายไม่น้อย อาทิ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) แรงดันไฟฟ้ารวมถึงระดับกระแสลัดวงจร (Fault Level) และเมื่อมีผู้สนใจผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพิ่มจำนวนมากขึ้นเรื่อยๆ ทำให้เกิดผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ จำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากขึ้นด้วย ซึ่งจะทำให้สูงขึ้นหรือลดลงนั้นขึ้นอยู่กับขนาดและ ตำแหน่งการติดตั้ง DG ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่าย รวมถึงภาวะโหลดในวงจรนั้นๆด้วย โดยการ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดการกับผลกระทบนี้ ทั้งที่ไม่สามารถกำหนดเจาะจง ขนาดและตำแหน่งการติดตั้ง DG ของ VSPP ได้อย่างชัดเจน

อย่างไรก็ตาม ได้มีการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เกี่ยวกับหลักการกำหนด อัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับ VSPP ตอนหนึ่งสรุปความได้ว่า VSPP ที่มีปริมาณพลังงาน ไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะ ถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่า ดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ซึ่งค่าดำเนินการดังกล่าวนี้ ส่วนหนึ่งเป็นการชดเชยค่า กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) นั้นเอง

ในการวิจัยครั้งนี้จะทำการศึกษเกี่ยวกับผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคจากการ ติดตั้ง DG เข้าระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าของ กฟภ. ในหลายกรณีศึกษา (โดยอาศัยข้อมูลจากการที่ ได้ดำเนินการติดตั้ง DG ไปแล้วเป็นกรณีศึกษา) และศึกษาค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่เหมาะสม เพื่อนำไปปรับใช้ให้เกิดความเป็นธรรมทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

วัตถุประสงค์

1.2.1 เพื่อศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Electrical Line Losses) จากการติดตั้ง DG และจ่ายกระแสไฟฟ้าขนานเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ.

1.2.2 เพื่อศึกษาค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

คำถามการวิจัย

จากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP (สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration) กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า จะต้องถูกหักร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (เฉพาะส่วนที่มากกว่าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP นั้นเป็นอัตราที่เหมาะสมแล้วหรือไม่

ขอบเขตของงานวิจัย

1 พิจารณาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Electrical Line Losses) จากการติดตั้ง DG และจ่ายกระแสไฟฟ้าขนานเข้าระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยแบ่งการพิจารณาเป็นแต่ละกรณีศึกษาที่กำหนด

- 2 กำหนดขนาดและตำแหน่งของกลุ่มโหลด
- 3 กำหนดขนาดและตำแหน่งติดตั้งของ DG
- 4 กำหนดระบบที่นำมาพิจารณาเป็นแบบสมดุลง
- 5 พิจารณาระบบจำหน่ายแบบเหนือนดิน ขนาดสาย 185 ตร.มม.
- 6 การประมวลผลใช้โปรแกรม Digsilent
- 7 พิจารณาระบบจำหน่ายแบบเรเดียล แรงดัน 22 kV
- 8 พิจารณาค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ของภาระไฟฟ้า Load เท่ากับ 0.90
- 9 พิจารณาค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ของ DG เท่ากับ 1.00

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1 เพื่อให้ทราบถึงผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Electrical Line Losses) จากการติดตั้ง DG และจ่ายไฟฟ้าขนานเข้าระบบจำหน่ายของ กฟภ.
- 2 เพื่อให้สามารถพิจารณาค่าดำเนินการ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ได้
- 3 เพื่อให้ กฟภ.สามารถนำผลการวิจัยนี้ ไปปรับใช้ในการพิจารณา VSPP ที่จะเชื่อมเข้าระบบจำหน่ายต่อไป

บทที่ 2

งานวิจัย ระเบียบและหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้กล่าวถึงงานวิจัยที่มีผู้ทำการวิจัยไว้ และมีเนื้อหาที่เกี่ยวข้องสอดคล้องกับงานวิจัยที่กำลังศึกษาอยู่ ทั้งในส่วนที่เป็นงานวิจัยขององค์กรต่างๆ และผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาจากหลายสถาบันที่ได้ดำเนินการไปแล้ว รวมถึง ระเบียบและหลักเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยึดถือเป็นหลักดำเนินการ เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาปรับปรุง พัฒนาการดำเนินการวิจัยให้เกิดประสิทธิภาพ และประสิทธิผล ก่อนประโยชน์ต่อสาธารณะชนต่อไป

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1 รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการวิจัยเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระยะที่ 2 โดยศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ.2552

รายงานฉบับนี้ นำเสนอผลการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่ง 115 kV และระบบจำหน่ายแรงสูง 22-33 kV รวมทั้งสรุปผลการวิเคราะห์สถานภาพพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบแรงต่ำ 380/220 V ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการวิเคราะห์ดังกล่าวได้นำไปสู่การนำเสนอแนวทาง และมาตรการการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละมาตรการ ตลอดจนเป้าหมายและแผนที่นำทางในการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (Energy Loss Reduction Road Map) ของ กฟภ. ต่อไป

ในส่วนที่เกี่ยวข้องเนื่องกับ Distributed Generator ได้มีการศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาก แบ่งการศึกษาเป็น 3 กรณีแยกจากกัน คือ

1.1 เนื่องจากตำแหน่งและตัวประกอบกำลัง โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ 6 และ 8 MW กำหนดตำแหน่งที่จะติดตั้งเป็น 3 ตำแหน่งคือ ต้นสาย กึ่งกลางสายและปลายสาย ในส่วนของตัวประกอบกำลังรักษาระดับให้คงที่ที่ 0.7 0.8 0.9 และ 1.0 ทั้งแบบนำหน้าและล้าหลัง ทำการปรับเปลี่ยนค่าปัจจัยต่างๆ จากนั้นจึงประมวลผลโดยโปรแกรม Digsilent ผลปรากฏว่า ค่าตัวประกอบกำลังที่เหมาะสมควรอยู่ในช่วง 0.8-0.9 แบบล้าหลัง และสำหรับตำแหน่ง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรอยู่ในตำแหน่งกึ่งกลางโหลด

1.2 เนื่องจากตำแหน่งและขนาดโดยจะทำการจำลองผลของการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากทั้งแบบซิงโครนัส และแบบเหนี่ยวนำในกรณีต่างๆ โดยกำหนดให้ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากเป็น 50% 100% และ 200% ของขนาดโหลดสูงสุดในสายป้อน และทำการติดตั้งที่ต้นสายป้อน กึ่งกลางสายป้อน และปลายสายป้อน ตามลำดับ การจำลองผลการ

วิเคราะห์ทั้งหมดจะกระทำโดยอาศัยโปรแกรม DigSILENT ผลที่ได้พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากแบบเหนี่ยวนำที่ไม่มีการควบคุมตัวประกอบกำลังจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น

1.3 เนื่องจากลักษณะการกระจายตัวและตัวประกอบกำลัง โดยจะทำการจำลองผลของการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ โดยพิจารณา ผลของการกระจายตัวและตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในกรณีต่างๆ โดยกำหนดให้ ลักษณะการกระจายตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละกรณี การวิเคราะห์ทั้งหมดจะกระทำโดยอาศัยโปรแกรม DigSILENT ได้ผลว่าการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะกระจายตัวตลอดความยาวสายป้อนจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง

2 รายงานฉบับที่ 1 โครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ เมษายน พ.ศ.2546

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้รับการมอบหมายจากกองวิจัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้จัดทำโครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของ กฟภ. โดยได้ทำการศึกษา สืบหาข้อมูล ความคิดเห็นจากผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมด แล้วนำมาวิเคราะห์และประมวลผล เพื่อประเมินศักยภาพและผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ตลอดจนรับทราบปัญหาอุปสรรคที่มีอยู่ ที่อาจทำให้ไม่สามารถบรรลุวัตถุประสงค์ของภาครัฐได้ ในการศึกษาครั้งนี้ คณะผู้ศึกษาได้คัดเลือกโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจำนวน 10 แห่งเป็นตัวอย่างในการรวบรวมข้อมูลโดยวิธีการสุ่ม ได้แก่

- โรงไฟฟ้า บริษัท อมตะ เพาเวอร์ (บางปะกง) จำกัด
- โรงไฟฟ้า บริษัท ทีพีที ยูทิลิตี้ จำกัด
- โรงไฟฟ้า บริษัท ไทยออลริคไฟเบอร์ จำกัด
- โรงไฟฟ้า บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด
- โรงไฟฟ้าพลังงานร่วมดีเซล กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม
- โรงไฟฟ้า บริษัท ไบโอมัส เพาเวอร์ จำกัด
- โรงไฟฟ้า บริษัท น้ำตาลเกษตรไทย จำกัด
- โรงไฟฟ้า บริษัท น้ำตาลมิตรภาพสินธุ์ จำกัด
- โรงไฟฟ้า บริษัท ไทยเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด(2)
- โรงไฟฟ้า บริษัท ไทยเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด(3)

และได้ตั้งสมมติฐานว่าข้อมูลที่ได้รับจะเป็นข้อมูลตัวแทนของโรงไฟฟ้าอื่นๆที่มีลักษณะคล้ายกันด้วย ข้อมูลในการสำรวจจะถูกนำมาวิเคราะห์เพื่อคัดเลือกกรณีศึกษา 4 ราย สำหรับนำไปศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบโดยละเอียดต่อไป

จากการวิเคราะห์ผลกระทบด้านเทคนิคของแต่ละโรงไฟฟ้า พบว่าผลกระทบทางด้านเทคนิคต่อระบบของ กฟภ. ที่เกิดขึ้นเรียงลำดับความถี่จากมากไปน้อยดังนี้

- เพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสีย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปสถานีจ่ายไฟ
- ความมั่นคงและความเชื่อถือได้ ได้แก่ ไฟฟ้าดับ
- ระบบอุปกรณ์ป้องกัน ได้แก่ การตั้งค่าการทำงานไม่เหมาะสม
- ปัญหาด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้า ได้แก่ เกิดแรงดันไฟตก แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม แรงดันไฟฟ้าเกิน และแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล

3 รายงานฉบับที่ 2 โครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ พฤศจิกายน พ.ศ.2546

เป็นการศึกษาต่อเนื่องที่ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ทำการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของ กฟภ. โดยคัดเลือกโรงไฟฟ้าอมตะเพาเวอร์ (บางปะกง) จำกัด เป็นกรณีศึกษาผลกระทบด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน และได้คัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจำนวน 5 ราย เป็นกรณีศึกษาผลกระทบด้านเทคนิค ซึ่ง ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา ถ่านหิน พลังแสงอาทิตย์ และก๊าซชีวภาพ โดยมีขนาดกำลังผลิตที่เสนอขายเข้าระบบตั้งแต่ 0.1 MW จนถึง 90 MW และครอบคลุมถึงเทคโนโลยีการแปลงรูปพลังงานรวม 3 แบบ คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และอินเวอร์เตอร์ มีการกำหนดขอบเขตการวิเคราะห์ คือ

3.1 ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลของโหลดในระบบจำหน่าย จะประเมินจากขนาดหม้อแปลงที่ติดตั้งในระบบ

3.2 ในการวิเคราะห์หาพลังงานสูญเสีย ถ้าไม่มีข้อมูล Load Duration Curve หรือ Load Profile ของระบบ จะใช้ข้อมูลโหลดของประเทศไทย

ผลการวิเคราะห์ด้านพลังงานสูญเสียปรากฏว่า โรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของ กฟภ. ส่งผลให้ กฟภ.ต้องรับภาระเพิ่มขึ้น 4 กรณี และช่วยลดภาระลง 2 กรณี

4 รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ เมษายน พ.ศ.2547

งานวิจัยฉบับนี้ กฟภ. ได้มอบหมายให้ที่ปรึกษาจากภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ทำการศึกษาผลกระทบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ทั้งด้านเทคนิค ด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อพิจารณาทบทวนปรับปรุงหลักเกณฑ์

การรับเชื่อมโยงผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ.ให้เหมาะสม โดยให้ความสำคัญกับรูปแบบการเชื่อมโยง และการกำหนดอุปกรณ์แต่ละประเภท

ข้อมูลทางเทคนิค ได้แก่ ชนิด/ประเภทของโรงไฟฟ้า คุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แผนการผลิตและจ่ายไฟ (Export Profile) ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง พารามิเตอร์ทางไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า และการต่อเชื่อมกับระบบจำหน่าย ฯลฯ

การคัดเลือกกลุ่มตัวอย่างของโรงไฟฟ้าเพื่อศึกษาผลกระทบด้านเทคนิค ผู้วิจัยได้คัดเลือกจากชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้จำนวน 6 โรง (ระบบ 115 kV จำนวน 2 โรงและระบบ 22 kV จำนวน 4 โรง) จากจำนวนทั้งหมด 65 โรง จากนั้นทำการประมวลผลโดยใช้โปรแกรม DlgSILENT เพื่อดูผลกระทบด้านกำลังสูญเสียในระบบ ความเสถียรของระบบและระบบอุปกรณ์ป้องกัน โดยมีขอบเขตการศึกษา ดังนี้

การศึกษาโหลดโพล์เพื่อวิเคราะห์

- Line Losses
- Voltage Profile

การศึกษาฟอลต์ เพื่อวิเคราะห์

- Fault Level
- Protection Performance

การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและทรานเซียนท์

- Harmonics
- Generator Stability
- Voltage Fluctuation, Regulation

การศึกษาความมั่นคงและระดับความเชื่อถือได้ของระบบ

- Generator Availability
- Supply Availability
- Customer Interruption

- การศึกษาผลดีผลเสียต่อ กฟภ. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจ่ายไฟในโหมด Islanding ที่ปรึกษาได้ศึกษาเพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.โดยพิจารณาบททวนหลักเกณฑ์และวิธีปฏิบัติที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้อยู่ในปัจจุบัน

- การศึกษาผลกระทบด้านเทคนิคของแหล่งผลิตมากกว่าหนึ่งแหล่งที่ต่อเข้ากับสายป้อน หรือ Feeder เดียวกัน เพียงกรณีศึกษาเดียวเท่านั้น

ผลการศึกษาผลกระทบทางด้านเทคนิคพบว่า แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กส่งผลกระทบต่อ กฟภ. ในเรื่องรับภาระกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้น มีผลกระทบด้านเสถียรภาพขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดฟอล์ท และความยาวของสายส่ง มีผลกระทบต่อระบบป้องกันทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด แต่ช่วยทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น ส่วนในเรื่องผลกระทบทางด้านคุณภาพไฟฟ้า จะเกิดเฉพาะกรณีของฮาร์โมนิก โดยความรุนแรงขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า

5 วารสารวิจัยพลังงาน ปีที่ 5 ฉบับปี 2551 เรื่องผลกระทบของคุณลักษณะการกระจายของโหลดที่แตกต่างกันที่มีต่อการลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง โดย นายสุรศักดิ์ อัสวชัยอนันต์

วารสารฉบับนี้ กล่าวถึงการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในวงจรสายป้อนโดยการนำคาปาซิเตอร์ไปติดตั้งเข้ากับระบบ มุ่งเน้นศึกษาผลกระทบของคุณลักษณะการกระจายของโหลดที่แตกต่างกัน เช่น โหลดที่มีลักษณะกระจายสม่ำเสมอ เป็นแบบกลุ่มที่ปลายสาย หรือเป็นแบบผสมผสานทั้งสองลักษณะ มีเงื่อนไขว่าโหลดที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อนมีขนาดคงที่ทุกช่วงเวลา โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ช่วยวิเคราะห์ผลของกรณีศึกษา ที่ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 24 kV ความยาวสายป้อน 4.5 km ค่าอิมพีแดนซ์ $Z = R + jXL = 0.18515 + j1.20691 \Omega$ โหลดติดตั้งอยู่กับวงจรสายป้อน 20 MW 15 Mvar มีคุณลักษณะการกระจายโหลดที่แตกต่างกันแบ่งเป็นช่วงเวลา คือ 00:00 - 05:00 น. 05:01 - 10:00 น. 10:01 - 15:00 น. 15:01 - 20:00 น. 20:01 - 24:00 น.

จากผลการวิเคราะห์พบว่า ปัจจัยที่เป็นตัวกำหนดคำตอบที่ดีที่สุดของการเลือกตำแหน่งและขนาดในการติดตั้งคาปาซิเตอร์ที่เหมาะสม เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ ดังนี้

5.1 ขนาดของโหลดแอกทีฟและโหลดรีแอกทีฟ ที่ติดตั้งในระบบ

5.2 คุณลักษณะการกระจายของโหลดแอกทีฟและโหลดรีแอกทีฟ ที่ติดตั้งในระบบ ซึ่งมักมีความแตกต่างกันแต่ละช่วงเวลา

5.3 ค่าเปอร์เซ็นต์สูงสุดของแรงดันที่เพิ่มขึ้นโดยที่ระบบจำหน่ายยังมีเสถียรภาพซึ่งเป็นตัวกำหนดขนาดที่ใหญ่ที่สุดของคาปาซิเตอร์ที่สามารถติดตั้งได้

อย่างไรก็ตาม การประยุกต์ใช้คาปาซิเตอร์ติดตั้งขนานกับวงจรสายป้อนยังมีข้อจำกัด คือ จะสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ความต้านทานและกำลังสูญเสียอินดักทีฟรีแอกแตนซ์ของวงจรสายป้อนลงได้เฉพาะส่วนที่เกิดจากกระแสแอกทีฟเท่านั้น

6 วิทยานิพนธ์เรื่อง การหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เหมาะสมเพื่อลดกำลังสูญเสีย และเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายโดยวิธีการค้นหาแบบตาบอด โดยนายยุทธนา เอี่ยมสมบูรณ์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ พ.ศ.2551

งานวิจัยฉบับนี้ กล่าวถึงการหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เหมาะสมมีวัตถุประสงค์ 2 ประการคือ เพื่อลดกำลังสูญเสียและเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายโดยวิธีการค้นหาแบบตาบอดซึ่งเป็นวิธีการลดปัญหาการซ้ำซ้อนในค้นหาข้อมูล แก้ปัญหาการหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เหมาะสม

ในการหาลำดับไฟฟ้าสูญเสีย ใช้หลักการของนิวตัน ราฟสัน หาการไหลและค่าความสูญเสียของกำลังไฟฟ้า โดยมีการกำหนดจุดติดตั้ง ขนาดและจำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ประมวลผลโดยใช้คอมพิวเตอร์และโปรแกรม MATLAB เพื่อช่วยให้ผลการคำนวณมีความถูกต้องและรวดเร็ว มีการปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์และบันทึกผล ประมวลค่ากำลังสูญเสียที่ต่ำที่สุดจนได้จุดติดตั้ง จำนวนและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เหมาะสมที่สุดด้วย

จากผลการทดสอบการหาตำแหน่งการติดตั้ง จำนวนและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่าย พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงเมื่อเทียบกับกรณีฐาน และมีแนวโน้มว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้สูงขึ้น เมื่อเพิ่มจำนวนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ส่วนตำแหน่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เหมาะสม มักเป็นตำแหน่งที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง แต่ไม่เป็นเช่นนั้นเสมอไป

7 สารนิพนธ์เรื่อง การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ในระบบจำหน่ายจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยนายวิมล ญฐ อ่อนหยับ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ พ.ศ.2551

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ เพื่อหาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าระบบจำหน่าย และกำหนดปัจจัยต่างๆที่เป็นไปได้ เป็นการวิเคราะห์ปัจจัยที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเปลี่ยนแปลง โดยกำหนดแบบจำลองระบบจำหน่ายขนาด 4 บัส และแบบจำลองจากระบบจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีการปรับเปลี่ยนค่าปัจจัยต่างๆเพื่อดูผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไป ทำการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรมสำเร็จรูป PSS/ADEPT 5.0 ตัวโปรแกรมใช้วิธีของนิวตัน ราฟสัน ในการหาค่าที่เหมาะสมที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยที่สุด ปรับค่าปัจจัยต่างๆ ดังนี้

7.1 ทดลองปรับกำลังไฟฟ้าและตำแหน่งจุดเชื่อมโยงของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในขณะให้ขนาดของโหลดคงที่ เพื่อศึกษาลักษณะของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไปเทียบกับกรณีฐาน พร้อมทั้งหาค่าของทั้งสองปัจจัยที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุด

7.2 ทดลองปรับค่าขนาดของโหลดของแบบจำลองที่กำหนดขึ้น ในขณะที่ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจ่ายกำลังไฟฟ้าและตำแหน่งจุดเชื่อมโยงคงที่ เพื่อศึกษาลักษณะของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไปเทียบกับกรณีฐาน

7.3 ทดลองปรับค่าโหลดในแบบจำลองของระบบจำหน่ายจริง โดยวิธีการเพิ่มจำนวนกลุ่มโหลดด้วยการโอนย้ายถ่ายเทโหลดตามลักษณะที่เป็นไปได้ของระบบจำหน่ายในพื้นที่ เพื่อศึกษาแนวทางที่จะนำไปปฏิบัติจริงได้

7.4 ทดลองเพิ่มจำนวนของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ให้เหมาะสมกับกลุ่มโหลด จากนั้นได้ทำการทดสอบกับข้อมูลจากระบบจำหน่ายจริงที่สถานีไฟฟ้า นวนคร 2 และสถานีไฟฟ้า นวนคร 3 ผลการทดลองบ่งชี้ได้ว่าหากมีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจ่ายกำลังไฟฟ้ามาก ให้กับโหลดที่มีขนาดเล็ก จะทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นได้

จากการสรุปผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่า ปัจจัยสำคัญต่อการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ได้แก่ ขนาดของโหลดในระบบจำหน่าย ขนาดและตำแหน่งจุดเชื่อมโยงของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยเหล่านี้จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นการที่จะควบคุมกำลังไฟฟ้าสูญเสียให้มีความเหมาะสมกับสภาพระบบจำหน่าย เพื่อเป็นการลดผลกระทบหรือใช้ประโยชน์จากการที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเกิดขึ้นในระบบได้นั้น จะต้องควบคุมปัจจัยดังกล่าวให้สอดคล้องกันให้มากที่สุดนั่นคือ ให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่สุด หรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลด และ ตำแหน่งที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่อยู่ในลักษณะเป็นศูนย์กลางของการกระจายตัวของตำแหน่งโหลด จะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ต่ำที่สุด

8 วิทยานิพนธ์เรื่อง กำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยแนวทางเชิงกำหนด โดยนางสาวชรินรัตน์ พาณิชชาติ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ.2547

งานวิจัยนี้ มีวัตถุประสงค์ที่จะกำหนดวิธีการตามแนวทางเชิงกำหนด (Deterministic Approach) ที่เหมาะสมสำหรับการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย ในกรณีที่มีการระบุจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะนำมาติดตั้งในระบบจำหน่าย และพัฒนาโปรแกรมการคำนวณขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตามวิธีการที่ได้กำหนดไว้ เพื่อให้สะดวกต่อการนำไปใช้งานในการวิเคราะห์และวางแผนการทำงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง

ได้นำเสนอหลักการและทฤษฎีที่จำเป็นต้องใช้ในการแก้ปัญหา ซึ่งประกอบด้วย ทฤษฎีในการหาค่าเหมาะสมแบบ MINLP โดยใช้หลักการของวิธีบรันชแอนด์บาวด์ และทฤษฎีในการแก้ปัญหา NLP โดยใช้หลักการของวิธี SQP จากนั้นได้นำเสนอวิธีการกำหนดรูปแบบของ

ปัญหาการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย และเงื่อนไขบังคับต่าง ๆ ของระบบ ให้อยู่ในรูปของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งปัญหาที่เรากำหนดขึ้นจัดเป็นปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบ MINLP และได้นำเสนอหลักการประยุกต์ใช้ทฤษฎีของวิธีบรันชแอนด์บาวด์ร่วมกับวิธี SQP มาใช้ในการแก้ปัญหา ซึ่งเราได้นำหลักการนี้ไปพัฒนาเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม MATLAB 6.5 ร่วมกับการประยุกต์เอาบางส่วนของโปรแกรม MATPOWER 2.0 มาประกอบเข้าด้วยกัน ได้เป็นโปรแกรมช่วยในการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย

จากการใช้แบบจำลองของระบบจำหน่ายจำนวน 4 ระบบ ซึ่งมีทั้งระบบจำหน่ายที่มีโครงสร้างแบบเรเดียลและระบบจำหน่ายที่มีโครงสร้างแบบลูป จะเห็นว่า กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายสามารถลดลงได้อย่างมีนัยสำคัญ

9 วิทยานิพนธ์เรื่อง การประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของค่ากำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า โดยนายณัฐวุฒิ แผ่นสุวรรณ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ.2548

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นการนำเสนอวิธีการประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียซึ่งครอบคลุมปัญหาทั้งในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับระบบส่งจะประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยอาศัยทฤษฎีพหุคูณและการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบพหุคูณ เพื่อประมวลผลจากความไม่แน่นอนของข้อมูลป้อนเข้า อาทิ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระดับแรงดัน สำหรับระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง จะประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส แต่การประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีดังกล่าวมักประสบปัญหาในทางปฏิบัติ เนื่องจากข้อมูลไหลของหม้อแปลงจำหน่ายมักไม่มีการตรวจวัดและบันทึกไว้ ทำให้มีข้อมูลในการวิเคราะห์ไม่ครบถ้วน

ดังนั้นจึงจะจัดทำเป็นแบบจำลองไหลลดด้วยการกระจายค่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่วัดได้ ณ สถานีจ่ายไฟฟ้าไปยังหม้อแปลงจำหน่ายแต่ละลูกที่ติดตั้งในระบบจำหน่าย โดยคำนวณจากค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลง นอกจากนั้นยังใช้การปรับค่าไหลที่จุดไหลลดต่างๆในแต่ละรอบการคำนวณจนกระทั่งค่ากำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้ ณ ต้นทางสายป้อนเท่ากับค่าที่ตรวจวัดได้ จึงจะใช้ประมาณค่าปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวม ส่วนระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สามารถประยุกต์ใช้กับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบพหุคูณ โดยจะพิจารณาผลจากความไม่แน่นอนของความยาวสายที่ใช้ และความไม่แน่นอนของการกระจายตัวของโหลด

จากผลการวิเคราะห์ด้านระบบส่งพบว่า เมื่อข้อมูลมีระดับความไม่แน่นอนเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียแตกต่างกันไปจากค่าที่คาดการณ์ไว้มากขึ้น นอกจากนี้ผลตอบในรูปของตัวเลขพีซีซีจะแสดงถึงภาพรวมของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นได้ดีขึ้น สำหรับระบบจำหน่ายแรงดันปานกลางจะวิเคราะห์ด้วยการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบสามเฟส และแบบจำลองโหลดที่สร้างจากข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับลักษณะโหลดของหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบ ที่ประเมินโดยเจ้าหน้าที่การไฟฟ้า จากผลการวิเคราะห์พบว่าที่ปริมาณโหลดเท่าๆกันในระบบไฟฟ้า ความไม่สมดุลของโหลดจะส่งผลต่อการเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้นกว่าในกรณีที่โหลดสมดุล โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะมีค่ามากแปรผันตามความไม่สมดุล นอกจากนี้การประมาณค่ากำลังไฟฟ้าโดยการกระจายโหลดแบบสุ่มเมื่อพิจารณา พลังงานไฟฟ้าสูญเสียตลอดทั้งวันมีความแม่นยำอยู่ในระดับที่น่าพอใจ การประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีนี้ มีข้อดีในด้านความเร็วและใช้เฉพาะข้อมูลที่มีอยู่จริงในทางปฏิบัติ แต่มีข้อเสียคือค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้ อาจมีความคลาดเคลื่อนไปบ้างซึ่งขึ้นกับคุณภาพและความถูกต้องของข้อมูลที่ประเมินโดยเจ้าหน้าที่การไฟฟ้า

10 วิทยานิพนธ์เรื่อง การประเมินกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้าสำหรับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยนายเกรียงไกร บันลือศักดิ์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี พ.ศ. 2547

งานวิจัยนี้อาศัยการนำค่าที่วัดได้ จากการติดตั้งเครื่องวัดควบคุมการอ่านระยะไกล เปรียบเทียบกับค่าที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งรายใหญ่และรายย่อย นำมาวิเคราะห์โดยใช้สมการสมมูลความสูญเสียของค่าพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน

การประเมินค่าหน่วยสูญเสียทางเทคนิคจากข้อมูลกำลังไฟฟ้าใช้งานจริง ใช้โปรแกรมสำเร็จรูป PSS – Adepts ในการประมวลผลค่าการไหลของโหลด (Run Load Flow) หาค่าหน่วยสูญเสีย โดยการกำหนดค่าพารามิเตอร์ของระบบ การวาง Single line diagram กำหนดขนาดสายระยะทางโหลด และมีการนำโปรแกรม SPSS V.11.5 มาใช้ในประมวลผล หาคำตอบโดยอาศัยความสัมพันธ์ของ Loss Factor และ Load Factor

วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้ เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยประเมินค่ากำลังสูญเสียให้มีค่าใกล้เคียงกับการวัด ศึกษาความเหมาะสมในการออกแบบ สามารถวางแผนการดำเนินการได้จริงสอดคล้องกับความเหมาะสมของหลักการเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม

จากการวิเคราะห์ผลการวิจัยพบว่า การประเมินค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคในระบบจำหน่ายของ กฟภ. ด้วยสมการสมมูลความสูญเสีย ใช้ค่าสัมประสิทธิ์คงที่ใหม่ $X = 0.09708956$ ซึ่งได้จากการคำนวณ โดยวิธีถดถอยแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้ค่า MAPE ร้อยละ 7.2 มีความถูกต้องมากกว่าการใช้ค่าสัมประสิทธิ์คงที่เดิม $X = 0.3$ ที่ให้ค่า MAPE ร้อยละ 14.86

11 วิทยานิพนธ์เรื่อง การปรับโครงสร้างระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายลดลงมากที่สุด โดยนายทงศ์ศักดิ์ ดวงตะวงศ์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น พ.ศ.2543

วิทยานิพนธ์นี้เป็นการศึกษาหาวิธีการจัดระบบจำหน่ายใหม่ โดยใช้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายเป็นดัชนีบ่งชี้ความมีประสิทธิภาพของการจ่ายไฟในทุกช่วงเวลาการจ่ายไฟ แต่เนื่องจากวิธีการคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในขณะนั้น เป็นเพียงการประมาณจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียสูงสุดกับตัวประกอบการสูญเสียที่ให้ค่าประมาณ มีความผิดพลาดสูง จึงได้ทำการศึกษาวิธีการคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ให้ผลลัพธ์ถูกต้องและใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่า โดยการติดตั้งเครื่องบันทึกกำลังไฟฟ้าที่โหลดใช้ทุกช่วง 15 นาที ประกอบกับการใช้ข้อมูลของโหลดแต่ละตำแหน่งจากบิลค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ นำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจริงในแต่ละตำแหน่งมาเป็นตัวประกอบในการคำนวณ วิเคราะห์ แจกแจง ประเภทของกลุ่มโหลดที่มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน และสร้างแบบจำลองคณิตศาสตร์แทนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของโหลดแต่ละกลุ่มต่อไป

ผลการศึกษสามารถแยกประเภทโหลดตามพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้ 9 ประเภทและเมื่อนำแบบจำลองพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและหน่วยการใช้ไฟฟ้าของโหลดแต่ละตำแหน่ง มาทำการคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย เปรียบเทียบกับการคำนวณโดยตรงจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจริงแต่ละชั่วโมง พบว่าการคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากแบบจำลองพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าให้ผลการคำนวณที่ถูกต้องมากกว่า ซึ่งจะใช้เวลาในการคำนวณมากกว่าเล็กน้อยแต่ใช้ข้อมูลและเวลาในการคำนวณน้อยกว่าวิธีคำนวณโดยตรง

อีกประเด็นหนึ่งที่ได้ทำการศึกษาด้วยคือการนำเอา Genetic Algorithm มาใช้จัดระบบจำหน่ายใหม่ ซึ่งมีข้อดีที่ไม่ใช้ความสามารถในการวิเคราะห์ทางคณิตศาสตร์ สำหรับแก้สมการฟังก์ชันเป้าหมาย ในที่นี้คือการพิจารณาค่าพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย มีสมการและขั้นตอนการคำนวณที่ยุ่งยากซับซ้อน ยากต่อการวิเคราะห์ทางคณิตศาสตร์โดยตรง เมื่อนำ Genetic Algorithm มาหาตำแหน่งเปิดวงจรของระบบจำหน่ายโดยใช้กำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะเวลาใดๆ เป็นฟังก์ชันเป้าหมายเพื่อเปรียบเทียบกับวิธีถ่ายโอนโหลดที่สามารถตรวจสอบความถูกต้องของคำตอบได้ง่าย พบว่าการใช้ Genetic Algorithm หาจุดเปิดวงจรของระบบจำหน่ายให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุด ให้คำตอบที่ถูกต้องตรงกับวิธีการโอนย้ายโหลดและสามารถค้นหาคำตอบที่ดีกว่าด้วยอย่างไรก็ดีการใช้ Genetic Algorithm มาจัดระบบจำหน่ายโดยใช้กำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะเวลาใดๆ เป็นฟังก์ชันเป้าหมาย ก็ยังมีความซับซ้อน ต้องใช้เวลาคำนวณมาก

ระเบียบและหลักเกณฑ์

1 ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (VSPP)

เป็นระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 MW โดยเริ่มใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2549 เป็นต้นไป มีประเด็นสำคัญพอสังเขป ดังนี้

1.1 ปริมาณพลังไฟฟ้าของ VSPP ที่จะจ่ายเข้ากับระบบสำหรับ กฟภ.กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้า ตามระดับแรงดัน คือ ระบบ 22 kV ไม่เกิน 8.0 MW /ผู้ได้รับอนุญาต และระบบ 33 kV ไม่เกิน 10.0 MW /ผู้ได้รับอนุญาต

1.2 ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ 66 kVA ขึ้นไป จะเชื่อมโยงกับระบบ ณ ระดับแรงดัน 22-33 kV ปริมาณพลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบไม่เกิน 66 kVA จะเชื่อมโยงระบบ ณ ระดับแรงดันที่ กฟภ. พิจารณา โดย กฟภ. สามารถขยายปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากทำการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสมของระบบในแต่ละพื้นที่ โดยจะพิจารณาถึงความปลอดภัย มาตรฐานทางด้านบริการ และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

1.3 กำหนดให้จุดติดตั้งเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกับผู้ให้สัญญา

1.4 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ.ที่สภาวะปกติอยู่ที่ $\pm 5\%$ ของแรงดันปกติและในสภาวะไม่ปกติยอมรับได้ถึง $\pm 10\%$ ของแรงดันปกติ

1.5 รักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที

1.6 รักษาค่า Power Factor อยู่ในช่วง 0.85 Leading ถึง 0.85 Lagging

1.7 ค่าปริมาณความผิดเพี้ยนรูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายวัดที่จุดต่อรวม จะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า (PRC-PQG-01/1998) ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.8 ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่มีมาตรฐานและมีจำนวนชนิดที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยอมรับ

นอกจากที่ได้กล่าวไปแล้ว ยังมีข้อกำหนดอีกหลายประการที่เป็นลักษณะของระเบียบทั่วไป ซึ่งไม่มีความเกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้โดยตรง จึงไม่ขอกล่าวไว้ ณ ที่นี้

2 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

ได้กำหนดคำนิยามของ “พลังงานหมุนเวียน” ว่าหมายถึง พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติเมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล

พลังงานจากก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานขั้นที่สองที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กล่าวมา เช่น เชื้อเพลิงจากพืช (Biofuel) เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น ไม่รวมถึงพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัด เช่น พลังงานที่ได้จากถ่านหิน หินน้ำมัน ทราชน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติและนิวเคลียร์ เป็นต้น

วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

- เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
- เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
- เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ VSPP

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น
- การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงที่เป็นเศษวัสดุเหลือใช้หรือที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ขยะมูลฝอย ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง ทั้งนี้อาจจะใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัดได้ แต่พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากการบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งพลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น พลังงานไอน้ำที่เหลือจากการบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร พลังงานสูญเสียจากไอเสียเครื่องยนต์ พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ค่าใช้จ่ายของ VSPP

- ค่าใช้จ่ายที่ VSPP จะต้องรับภาระในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของ VSPP ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้าและค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขานเครื่องสำหรับ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ โดยจะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

หลักการคิดค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย กับ VSPP มีรายละเอียดการพิจารณา ดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากการผลิต อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP เท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของ VSPP รวมกับค่าไฟฟ้าผันแปร (Fuel Adjustment Charge (at the given time): F_t) ขายปลีก ในเดือนนั้นๆ ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่นๆ ที่ นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า VSPP ยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้นๆตามเดิม

- VSPP ที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 MW การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือ เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP ในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP รายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่า F_t ขายปลีก

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ VSPP ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณ พลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP ในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP ในแต่ละเดือน ด้วยราคาพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP รายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่า F_t ขายปลีก

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ VSPP ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP กำหนดราคาซื้อเป็น 2 กรณี คือ กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะ เท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่ง ประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย

- VSPP ที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 MW การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

- กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับ F_t ขายส่งเฉลี่ย

- กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 kV ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย

- VSPP ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณจะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ VSPP ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ VSPP เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

นอกจากที่ได้กล่าวไปแล้ว ยังมีข้อกำหนดอีกหลายประการที่เป็นลักษณะของระเบียบทั่วไป ซึ่งไม่มีความเกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้โดยตรง จึงไม่ขอกล่าวไว้ ณ ที่นี้

3 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP (สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration)

วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

- เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า

- เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

- เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพมีการใช้พลังงานให้เกิดประโยชน์สูงสุด

- เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า

- เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ VSPP

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration หรือ Combined Heat and Power: CHP) โดยใช้เชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไป ซึ่งมีข้อกำหนดในกระบวนการผลิตดังนี้

- เป็นการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่องโดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการอุณหภูมิ (Thermal Processes) เรียกว่า Topping Cycle หรือในทางตรงข้าม โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการอุณหภูมิไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า Bottoming Cycle

- ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี

ค่าใช้จ่ายของ VSPP

- ค่าใช้จ่ายที่ VSPP จะต้องรับภาระในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของ VSPP ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้าและค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำโดยจะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

หลักการคิดค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย กับ VSPP มีรายละเอียดการพิจารณา ดังนี้

- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้า เท่ากับค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่ VSPP ทำการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่า F_{ขายส่ง} เฉลี่ย

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อพลังงานไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณ จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงาน ไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

นอกจากที่ได้กล่าวไปแล้ว ยังมีข้อกำหนดอีกหลายประการที่เป็นลักษณะของระเบียบทั่วไป ซึ่งไม่มีความเกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้โดยตรง จึงไม่ขอกล่าวไว้ ณ ที่นี้

บทที่ 3

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะเป็นการกล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวกับการไหลของโหลด ข้อมูลจำเป็นที่ใช้ในการคำนวณโหลดโพล และผลที่จะได้จากการคำนวณ แต่ในทางปฏิบัติจะใช้โปรแกรม DIGSILENT ซึ่งเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปที่ กฟภ. นำมาใช้ในการประมวลผลระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในปัจจุบัน มาช่วยในการประมวลผล จึงได้กล่าวถึงคุณลักษณะของโปรแกรกดังกล่าวไว้ในบทนี้ด้วย และจะนำมาใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในบทต่อไป

การศึกษาโหลดโพล (Load Flow Study)

1 ประโยชน์ของโหลดโพล

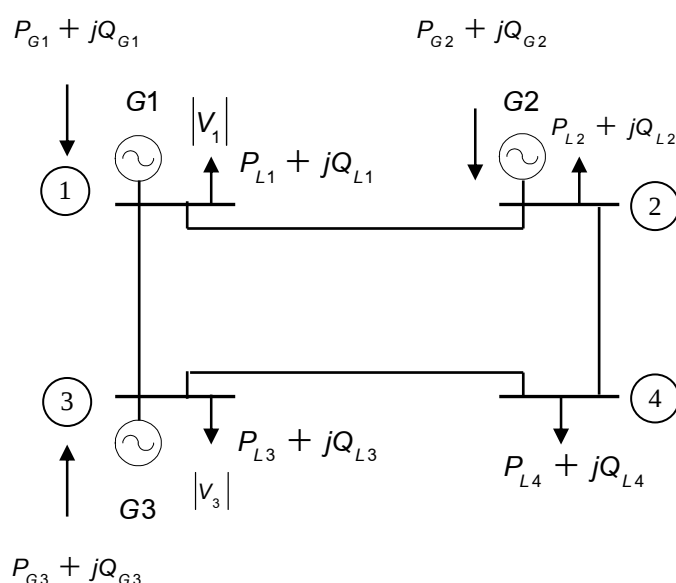
การศึกษาการไหลของโหลด คือ การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าปรากฏที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และไหลในสายแต่ละเส้นมีขนาดเท่าใด กำลังไฟฟ้างดกล่าวมีขนาดมากเกินกว่าพิกัดที่อุปกรณ์ในระบบจะสามารถรับได้หรือไม่ แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่างๆของระบบมีค่าสูงเกินกว่าพิกัดที่อุปกรณ์รับได้หรือไม่ หรือต่ำเกินไปจนอาจทำให้อุปกรณ์ที่ต่ออยู่เสียหายได้ การศึกษาและวิเคราะห์การไหลของโหลดจึงมีประโยชน์ในการวางแผนการก่อสร้างเพิ่มเติมอุปกรณ์เข้าไปในระบบ และนอกจากนี้ยังใช้ศึกษาสภาพการทำงานทั้งเวลาปกติและในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มโหลด เพื่อสามารถวิเคราะห์และแก้ไขระบบได้

การวิเคราะห์ทางด้านการไหลของโหลดหรือคอมพิวเตอร์โปรแกรมสำเร็จรูปการไหลของโหลดเปรียบเสมือนเครื่องมือที่สามารถช่วยให้มนุษย์สามารถตัดสินใจได้ว่า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มเติมของโหลดเกิดขึ้นภายในระบบ ควรจะมีการแก้ไขระบบอย่างไรเพื่อให้การผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้าสามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้หมายถึงการเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมของโหลดอย่างปกติ ไม่ใช่การเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มโหลดอย่างทันทีทันใด หรือการเปลี่ยนแปลงเนื่องจากเกิดลัดวงจรในระบบ

การพิจารณาระบบไฟฟ้าซึ่งแสดงด้วยไดอะแกรมเส้นเดียวในภาพประกอบ 3.1 ซึ่งมีโรงจักรกำเนิดไฟฟ้า 3 แห่ง ระบบมี 4 บัสและมีโหลดอยู่ทุกบัสและทราบค่าโหลดทุกบัส กำลังไฟฟ้าจริงจากโรงจักรไฟฟ้าสามารถควบคุมได้ว่าจะจ่ายให้โหลดทั้งหมดควรมาจากโรงจักรไหนบ้างเท่าไร ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงนี้จะกำหนดเท่าใดก็ขึ้นอยู่กับความสามารถในการจ่ายของแต่ละโรงจักร หรืออาจเป็นขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านโปรแกรมทางเศรษฐศาสตร์ถ้าต้องการให้ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงรวมของระบบต่ำที่สุด

ส่วนค่าขนาดแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสต่างๆสามารถควบคุมให้มีค่าคงที่เท่าใดก็ได้ โดยใช้ AVR (Automatic Voltage Regulator) ของแต่ละเครื่องกำเนิดเป็นตัวควบคุมให้คงที่ตลอดเวลาที่ค่าที่ตั้งไว้

บัสใดที่มีค่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ ก็ทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริง P ของบัสนั้นซึ่งได้มาจากโปรแกรมค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงต่ำสุด ส่วนขนาดแรงดันไฟฟ้า V ก็มีค่าคงที่เนื่องจาก AVR ดังนั้น บัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางครั้งก็ เรียกว่า บัส PV



ภาพประกอบ 1 ไดอะแกรมเส้นเดียวระบบไฟฟ้า

จากภาพประกอบ 1 เมื่อทราบขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ต้องการใช้ไฟฟ้า และทราบกำลังไฟฟ้าที่ออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องเพื่อให้ค่าเชื้อเพลิงรวมต่ำที่สุดแล้ว ขั้นตอนต่อไปก็นำค่าที่ทราบดังกล่าวไปใส่ในโปรแกรมโหลดฟล ซึ่งก็คือโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อคำนวณหาขนาดกระแสในสายส่ง กระแสที่ออกจากเครื่องกำเนิดแต่ละเครื่อง รวมทั้งแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆในระบบ ถ้ากระแสและแรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่ระบบทำงานได้ก็ไม่ต้องทำอะไร ดังนั้น การศึกษาโหลดฟลในกรณีดังกล่าวคือการศึกษาลoadฟลของระบบปัจจุบันเพื่อทราบสถานะกระแสและแรงดันที่จุดต่างๆ ในระบบนั่นเอง และในแต่ละวันโหลดมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาทำให้ต้องมีการศึกษาสถานะของระบบคือ ขนาดกระแสและแรงดันที่จุดต่างๆในระบบตลอดเวลาด้วย

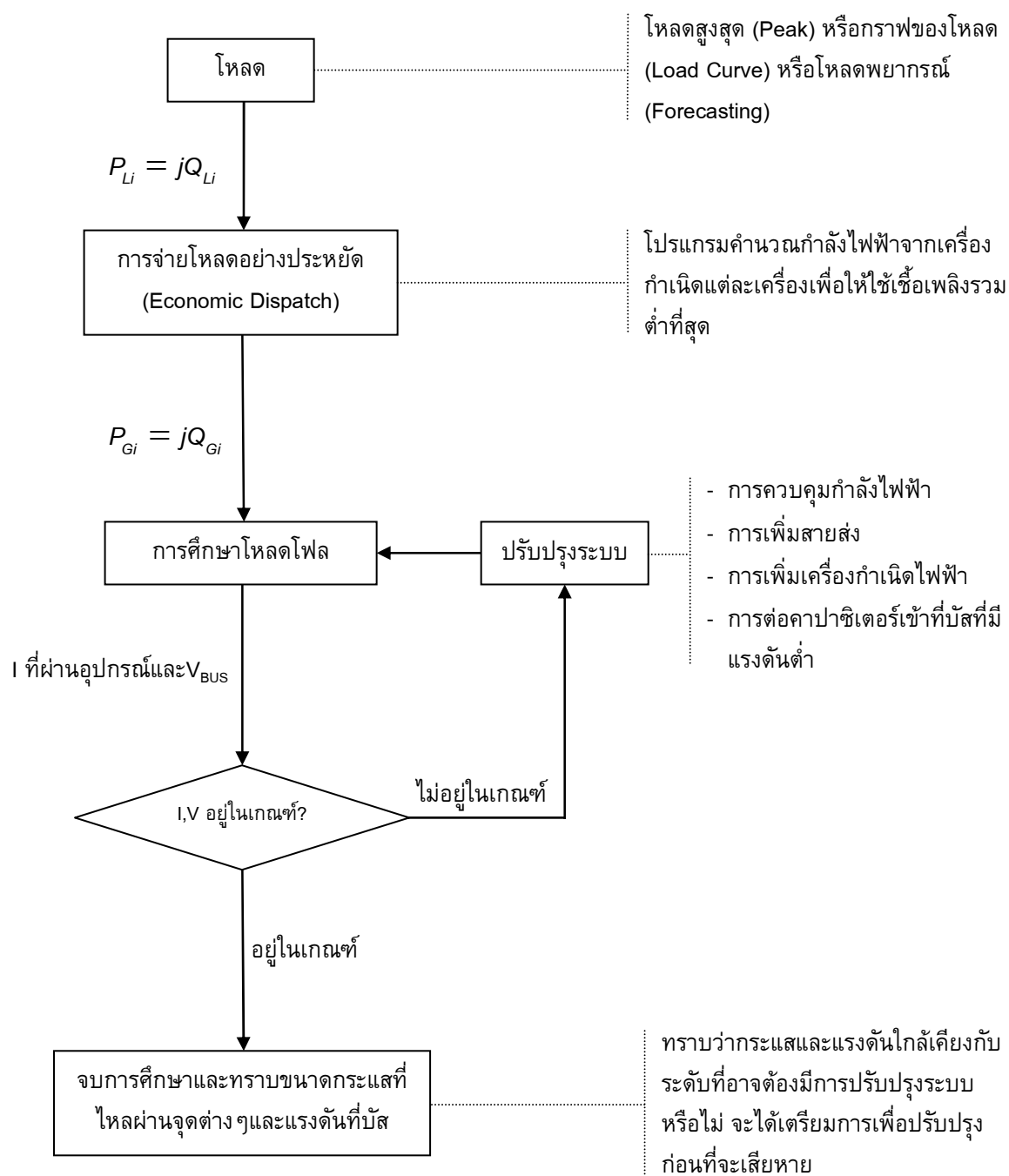
เมื่อมีการพยากรณ์โหลดที่ต้องการเพิ่มในอนาคต เช่น 5 ปี หรือ 10 ปีข้างหน้า ก็ทำให้ทราบว่าระบบต้องมีโหลดเพิ่มมากขึ้นเพียงใด ก็นำค่าโหลดดังกล่าวใส่เพิ่มเข้าไปในระบบในภาพประกอบ 1 และคำนวณเช่นเดิม คือศึกษาโหลดของระบบเมื่อมีโหลดเพิ่มมากขึ้น นั่นก็คือหากระแสและแรงดันที่จุดต่างๆว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ ถ้าขนาดกระแสในสายส่งมากเกินไป

กว่าที่ขนาดสายส่งจะรับได้ก็ต้องมีการพิจารณาเพิ่มระบบสายส่งหรือถ้าขนาดกระแสที่ส่งออกจากเครื่องกำเนิดมากเกินไปกว่าเครื่องกำเนิดจ่ายได้ก็พิจารณาเรื่องการเพิ่มเครื่องกำเนิดใหม่เข้าไปในระบบ หรือถ้าแรงดันที่ได้ออกมาต่ำเกินไปก็ต้องมีการพิจารณาเพิ่มค่าปาดเตอร์เข้าไปในระบบ เป็นต้น การศึกษาโหลดโพลในกรณีนี้ก็คือ ศึกษาสถานะของระบบปัจจุบันว่าสามารถรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้หรือไม่ เพื่อทำการปรับปรุงเพิ่มเติมอุปกรณ์ก่อนที่จะโหลดอนาคตจะเกิดขึ้นจริง

2 การศึกษาโหลดโพล

การศึกษาโหลดโพลตามที่กล่าวข้างต้นก็เพื่อการศึกษาสถานะภาพระบบปัจจุบันว่าระบบสามารถรองรับโหลดได้หรือไม่โดยกระแสที่ไหลผ่านจุดต่างๆ มีค่าไม่มากเกินไปกว่าที่อุปกรณ์จะรับได้ และแรงดันบัสมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม คือไม่มากเกินไปหรือต่ำเกินไป

การศึกษาโหลดโพลมีประโยชน์สำหรับระบบปัจจุบันและโหลดที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตด้วย พิจารณาภาพประกอบ 2 ขนาดโหลดโพลที่ป้อนเข้ามาในโปรแกรมอาจเป็นโหลดสูงสุด หรือโหลดจากกราฟของโหลด หรือโหลดจากการพยากรณ์ สำหรับการศึกษาโหลดโพลจากโหลดสูงสุดก็เพื่อให้ทราบว่ากระแสที่ไหลผ่านอุปกรณ์ต่างๆ และแรงดันที่บัสต่างๆ มีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่รับได้หรือไม่เมื่อมีโหลดสูงสุดเกิดขึ้น ซึ่งการศึกษาโหลดโพลดังกล่าวเป็นการศึกษาแบบครั้งคราว แต่ถ้าโหลดที่ป้อนเข้าไปเป็นกราฟของโหลดก็เป็นการศึกษาแบบต่อเนื่องตลอดเวลาเพื่อดูสภาพของระบบตลอดเวลา



ภาพประกอบ 2 ไดอะแกรมแสดงขั้นตอนก่อนและหลังการศึกษาโหลดโพล

ถ้าเป็นการศึกษาโหลดไหลแบบต่อเนื่อง เช่น ต้องการทราบสถานะของกระแสและแรงดันที่บัสต่างๆของระบบตลอดเวลา เป็นต้น โปรแกรมโหลดไหลต้องมีการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้เวลาในการคำนวณสั้นมากเพื่อให้ทราบสถานะตลอดเวลาที่โหลดเปลี่ยนแปลงไปตามเวลา ซึ่งเรียกการศึกษานี้ว่า การศึกษาโหลดไหลแบบต่อเนื่อง (On-Line Load Flow Study) แต่ถ้าเป็นการศึกษาโหลดไหลแบบครั้งคราวเมื่อโหลดเป็นโหลดสูงสุดเท่านั้น แบบนี้ก็เรียกว่า การศึกษาโหลดไหลแบบครั้งคราว (Batch Load Flow Study) โปรแกรมประเภทหลังไม่เน้นเรื่องความเร็วในการคำนวณของโปรแกรมเหมือนกับแบบแรกที่กำลังกล่าวข้างต้น

3 ชนิดของบัส

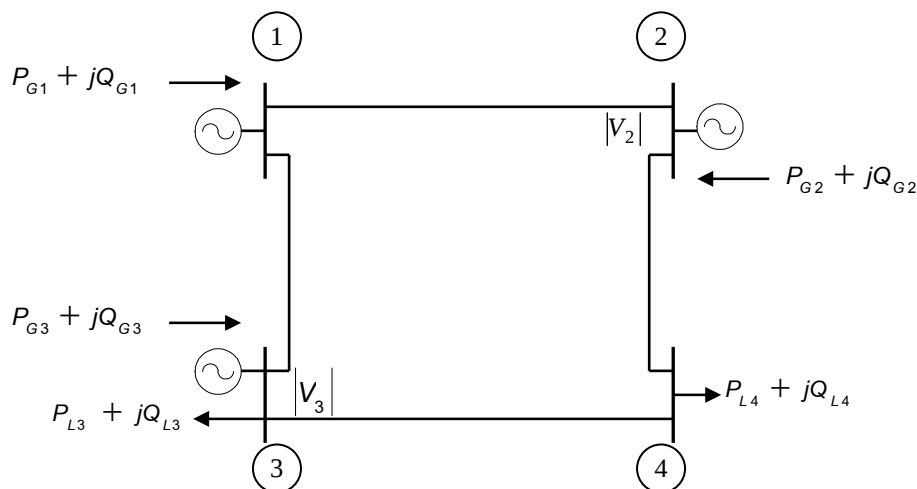
ก่อนที่จะศึกษาโหลดไหลจำเป็นต้องทราบการแบ่งชนิดของบัสเสียก่อนเพื่อจะได้ทราบว่าบัสแต่ละชนิดมีข้อกำหนดหรือมีค่าพารามิเตอร์ใดที่ทราบค่าบ้าง และต้องผ่านการคำนวณโหลดไหลเพื่อหาค่าอะไรออกมา

พารามิเตอร์ต่างๆของแต่ละบัสประกอบด้วย

- ก. ขนาดของแรงดันไฟฟ้า $|V|$
- ข. มุมของแรงดันไฟฟ้า $\angle V$
- ค. กำลังไฟฟ้าบัสจริง P
- ง. กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ Q

โดยทั่วไปแต่ละบัสจะทราบค่าพารามิเตอร์สองค่า ส่วนอีกสองค่าหาจากการคำนวณโหลดไหล

กำลังไฟฟ้าบัสจริงหรือกำลังไฟฟ้าบัสรีแอกทีฟ หมายถึง กำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังในภาพประกอบ 3 บัสที่ 3 ทราบค่า $|V_3|$ และกำลังไฟฟ้าบัสเท่ากับ $P_{G3} - P_{L3}$ ส่วนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของบัส 3 ไม่ทราบค่าเพราะไม่ทราบ Q_{G3} บัสที่ 4 ไม่ทราบค่า $|V_4|$ และ $\angle V_4$ แต่ทราบกำลังไฟฟ้าบัสจริง คือ $-P_{L4}$ และ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ คือ $-Q_{L4}$



ภาพประกอบ 3 ตัวอย่างระบบ 4 บัส

ชนิดของบัสในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อศึกษาโหลดไหลแบ่งออกได้เป็นสามชนิด โดยมีข้อกำหนดต่างๆ ในบัสแต่ละชนิดดังนี้

3.1 แสลคบัส (Slack Bus)

บัสชนิดนี้บางครั้งก็เรียกว่าสวิงบัส (Swing Bus) หรือบัสอนันต์ (Infinite Bus) หรือบัสอ้างอิง (Reference Bus) หรือบัสแรงดันและความถี่คงที่ (Constant Voltage and Frequency Bus) บัสชนิดนี้มีขนาดแรงดันไฟฟ้าคงที่ มุมคงที่และโดยทั่วไปกำหนดให้เป็นมุมศูนย์ โดยใช้บัสนี้อ้างอิงที่มุมของบัสอื่นทั้งระบบจะมาเทียบกับบัสนี้ บัสดังกล่าวนี้ถือว่าเป็นแหล่งกำเนิดใหญ่ที่สามารถให้กำลังไฟฟ้าออกมาตามต้องการได้โดยขนาดแรงดันไฟฟ้า และความถี่ไม่เปลี่ยนแปลง ในทางปฏิบัติบัสที่จะถือเป็นบัสอ้างอิงนี้ หมายถึงบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ ต่ออยู่หรือเป็นระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่มากเมื่อเทียบกับระบบที่กำลังศึกษาอยู่ พารามิเตอร์ที่กำหนดค่าคงที่สำหรับบัสนี้ก็คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมของแรงดันไฟฟ้า ส่วน P และ Q ของบัสนี้หาได้จากการศึกษาโหลดไหล พิจารณาภาพประกอบ 4 เพื่อให้เข้าใจแสลคบัสและพารามิเตอร์ของบัส

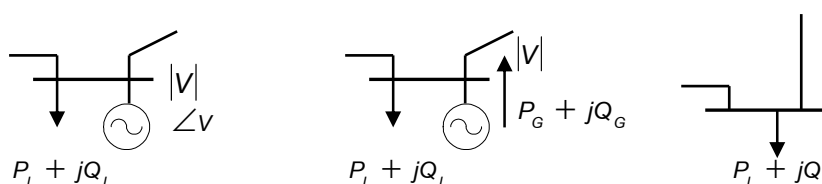
3.2 บัสเครื่องกำเนิด (Generator Bus)

บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่หรือเป็นบัสที่มีทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดต่ออยู่และบัสดังกล่าวสามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้มีขนาดคงที่ได้ถ้าต้องการ โดยอาศัย AVR (Automatic Voltage Regulator) ดังนั้นขนาดแรงดันไฟฟ้าบัสมีค่าคงที่ $|V|$ กำลังไฟฟ้าบัสจริง P มีค่าคงที่ (ได้มาจากการคำนวณการใช้เชื้อเพลิงของระบบต่ำสุด และตั้งให้มีค่าคงที่ตามที่ได้คำนวณออกมา) บัสชนิดนี้บางครั้งก็เรียกว่า PV bus นอกจากนี้บางครั้งกำหนดบัสชนิดนี้ให้มี

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟคงที่ ในกรณีหลังนี้เรียกว่า PQ bus ถ้าบัสเครื่องกำเนิดเป็นชนิด PV bus (บัสที่มี P และ $|V|$ คงที่) พารามิเตอร์ที่ต้องหาค่าจากโหลดโพลก็คือ Q และ $\angle V$ ถ้าบัสเครื่องกำเนิดเป็นชนิด PQ bus พารามิเตอร์ที่ต้องหาค่าจากโหลดโพลก็คือ $|V|$ และ $\angle V$ พิจารณาภาพประกอบ 4 เพื่อให้เข้าใจบัสเครื่องกำเนิดและพารามิเตอร์ของบัส

3.3 บัสโหลด (Load Bus)

บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีโหลดต่ออยู่ซึ่งทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ Q หรือบางครั้งก็เรียกว่า PQ บัส ค่าพารามิเตอร์ที่ต้องหาจากการศึกษาโหลด คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้า $|V|$ และมุมของแรงดันไฟฟ้า $\angle V$



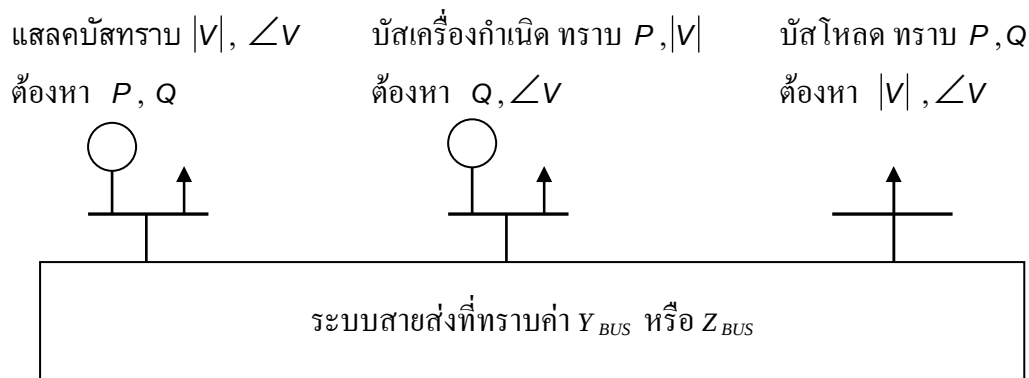
พารามิเตอร์ที่ทราบ	$ V , \angle V$	$P = P_G - P_L, V $	$P = -P_L, Q = -Q_L$
พารามิเตอร์ที่ต้องหา	P, Q	$Q, \angle V$	$ V , \angle V$
แสดงบัส	บัสเครื่องกำเนิด	บัสโหลด	

ภาพประกอบ 4 พารามิเตอร์ของบัสแต่ละชนิด

4 การแก้ไขปัญหาโหลดโพล

ตามที่ได้กล่าวมาแล้วว่าการศึกษาโหลดโพลเพื่อหากระแสที่ผ่านอุปกรณ์ต่างๆ และแรงดันที่บัสเพื่อพิจารณาว่าอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมเพื่อใช้งานหรือไม่ ทั้งในสภาพของระบบปัจจุบันและระบบที่มีโหลดมากขึ้นในอนาคตที่ได้จากการพยากรณ์ พิจารณาภาพประกอบ 5 เป็นระบบไฟฟ้ากำลังใดๆที่มีบัสต่างๆของระบบแยกออกมาได้เป็น 3 กลุ่มหรือประเภทตามที่ได้กล่าวมาแล้ว คือ แสลดบัส บัสเครื่องกำเนิด และบัสโหลด และแต่ละบัสมีพารามิเตอร์ 4 ค่า คือ $P, Q, |V|, \angle V$ โดยทั่วไปทราบสองค่าของพารามิเตอร์ ส่วนอีกสองพารามิเตอร์ต้องคำนวณหาตามภาพประกอบ 5

ภาพประกอบ 5 แสดงถึงระบบไฟฟ้าที่ทราบค่า Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} และมีบัสชนิดต่างๆ ต่ออยู่แต่ไม่ได้แสดงจำนวนบัสทั้งหมดที่ต่ออยู่กับระบบ



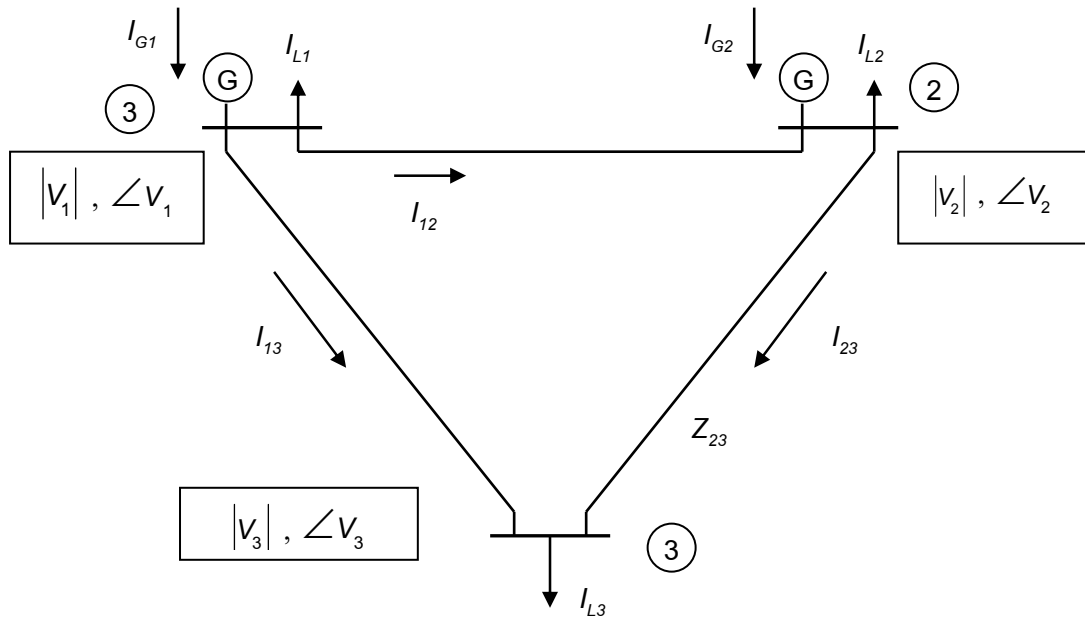
ภาพประกอบ 5 ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีบัส 3 ประเภทต่ออยู่

จากตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังดังในภาพประกอบ 5 การศึกษาโหลดโพลก็เพื่อหา

- พารามิเตอร์ที่ต้องหาสำหรับบัสแต่ละประเภทดังในรูป ทำให้ทราบแรงดันที่บัสทุกบัส
- หาค่า P ของแอสลคบัส เพื่อทราบว่ามีความเกินกว่าที่เครื่องกำเนิดจ่ายให้ได้หรือไม่
- หาค่ากระแสที่ไหลในสายส่งต่างๆ เพื่อให้ทราบว่าเกินขนาดสายส่งจะรับได้หรือไม่

จากการศึกษาโหลดโพลตามตัวอย่างที่อธิบายข้างต้นก็เพื่อศึกษาว่าถ้าระบบมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลด กระแสในสายส่งและแรงดันที่บัสต่างๆ อยู่ในเกณฑ์ที่ทำงานได้เหมาะสมหรือไม่

ค่า P, Q ของแอสลคบัส ค่า $Q, \angle V$ ของบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และค่า $|V|, \angle V$ ของบัสโหลด หาโดยตรงได้ลำบาก ดังนั้นถ้าเปลี่ยนไปเป็นการหาค่าแรงดันของทุกบัสแทนก็จะนำมาสู่การหาค่าที่ต้องการได้ เช่น สมมติเราทราบค่า $|V|$ และ $\angle V$ ของทุกบัสดังแสดงในตัวอย่างในภาพประกอบ 6



ภาพประกอบ 6 ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลังที่สมมุติให้ทราบแรงดันทุกบัส

เมื่อทราบแรงดันที่บัสทุกบัสทำให้สามารถคำนวณกระแสได้ดังสมการ

$$I_{12} = (V_1 - V_2) / Z_{12} \quad (4.1)$$

$$I_{13} = (V_1 - V_3) / Z_{13} \quad (4.2)$$

$$I_{23} = (V_2 - V_3) / Z_{23} \quad (4.3)$$

จากค่ากระแสในสายส่งทั้งสามค่าคำนวณกระแสบัสซึ่งหมายถึงกระแสที่ไหลเข้าบัส กระแสที่ไหลเข้าบัสหาได้จากกฎของเคอร์ชอฟฟ์ คือ กระแสรวมที่ไหลเข้าบัสรวมเป็นศูนย์

$$I_1 = I_{12} + I_{13} = I_{G1} - I_{L1} \quad (4.4)$$

$$I_2 = I_{23} - I_{12} = I_{G2} - I_{L2} \quad (4.5)$$

$$I_3 = -(I_{13} + I_{23}) \quad (4.6)$$

จะเห็นว่า ระบบไฟฟ้ากำลังใดก็ตามที่ทราบแรงดันไฟฟ้าทุกบัส สามารถนำไปสู่การคำนวณกระแสในสาย และกระแสที่มาจากเครื่องกำเนิด ทำให้คำนวณหากำลังไฟฟ้าทุกจุดในระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นการศึกษาโหลดโพลที่ต้องหาค่าพารามิเตอร์ต่างๆของบัสแต่ละประเภทรุ่นสามารถคำนวณหาแรงดันบัสก่อนและกลับมาคำนวณพารามิเตอร์ทุกค่าได้ เช่นกัน

จากที่ได้อธิบายดังกล่าวข้างต้นทำให้ทราบว่าการศึกษาโหลดโพลทุกวิธีเน้นไปหาแรงดันที่บัสต่างๆของระบบแทน เพราะถ้าหาแรงดันที่บัสต่างๆของระบบได้ก็ทำให้หาค่าต่างๆทั้งหมดของระบบได้ไม่ว่าจะเป็นกระแสในสายส่ง กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

5 สมการโหลดโพล

สมการที่จะกล่าวถึงในหัวข้อนี้เป็นสมการที่ใช้ในการแก้ปัญหาโหลดโพลของระบบไฟฟ้ากำลัง สมการสำคัญที่ใช้มีสองสมการ คือ สมการหาแรงดันไฟฟ้า และสมการหากำลังไฟฟ้า

สมการกำลังไฟฟ้าที่เข้าบัส k ใดๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังมีความสัมพันธ์กับแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ดังนี้

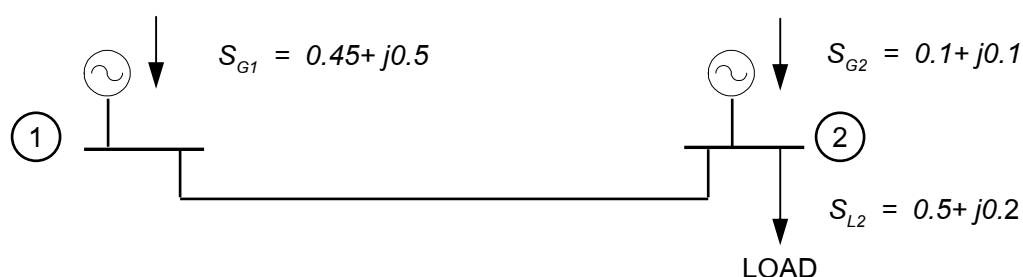
$$S_k = V_k I_k^* \quad (5.1)$$

เมื่อ

V_k คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส

I_k คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส

สมการที่ (5.1) เป็นสมการกำลังไฟฟ้าที่หามาจากสมมุติฐานที่ว่า กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟมีค่าเป็นบวกเสมอ สำหรับโหลดล่าช้า (Lagging Load) เป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าระบบ พิจารณาภาพประกอบ 7 ซึ่งเป็นตัวอย่างระบบที่มีสองบัส ค่ากำลังไฟฟ้าในรูปเป็นเปอร์เซ็นต์ทั้งหมด



ภาพประกอบ 7 ตัวอย่างระบบไฟฟ้ากำลัง

กำลังไฟฟารวมบัส 1 $S_1 = S_{G1} = 0.45 + j0.5$

กำลังไฟฟารวมบัส 2 $S_2 = S_{G2} - S_{L2} = (0.1 - j0.1) - (0.5 + j0.2)$

$$= -0.4 - j0.1$$

กำลังไฟฟ้าบัสถูกนิยามว่าเป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัสตามทิศทางกระแส I_k ที่ไหลเข้าบัส สมการแรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆสามารถหาได้โดยพิจารณาจากสมการ (5.1) และหากระแสไฟฟ้าได้

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (5.2)$$

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* I_k \quad (5.3)$$

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (5.4)$$

จากสมการเมตริกซ์ $[I_{BUS}] = [Y_{BUS}][V_{BUS}]$ สามารถเขียนสมการกระแสไฟฟ้าบัส k ใดๆ คือ I_k ได้สำหรับระบบไฟฟ้าที่มี n บัส

$$I_k = Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kn}V_n = \sum_{i=1}^n Y_{ki}V_i \quad (5.5)$$

แทนค่ากระแส I_k ในสมการ (5.5) เข้าไปในสมการที่ (5.4) ได้

$$Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kk}V_k + \dots + Y_{kn}V_n = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (5.6)$$

จัดสมการที่ (5.6) ใหม่ได้

$$Y_{kk}V_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - (Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{k(k-1)}V_{k-1} + Y_{k(k+1)}V_{k+1} + \dots + Y_{kn}V_n) \quad (5.7)$$

แรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{i=1 \neq k}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (5.8)$$

สมการที่ (5.8) เป็นสมการหาแรงดันไฟฟ้าบัส k ใดๆ สมการนี้เป็นสมการไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear) การแก้ปัญหาเพื่อหาค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสในระบบไฟฟ้ากำลังจึงไม่ใช่เรื่องง่าย แบบแทนค่าสูตรคณิตศาสตร์

กำลังไฟฟ้าในสมการที่ (5.3) สามารถเปลี่ยนให้อยู่ในเทอมของแรงดันไฟฟ้าบัสและแอดมิตแตนซ์ของระบบได้ โดยแทนค่า I_k ในสมการที่ (5.5) เข้าไปในสมการที่ (5.3) ได้

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* \left[\sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (5.9)$$

$$\text{กำลังไฟฟ้าจริง} \quad P_k = \text{Re} \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (5.10)$$

$$\text{กำลังไฟฟารีแอกทีฟ} \quad Q_k = -\text{Im} \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (5.11)$$

6 ข้อมูลในการศึกษาโหลดโพล

ก่อนที่จะศึกษาเทคนิคที่ใช้แก้ปัญหาโหลดโพลในแต่ละวิธี ควรทำความเข้าใจก่อนว่า ข้อมูลใดบ้างที่จำเป็นต้องใช้ในการคำนวณ และข้อมูลใดบ้างที่จะได้จากการศึกษาโหลดโพล ซึ่งสามารถแยกรายละเอียดตามแต่ละหัวข้อได้ ดังนี้

ข้อมูลเพื่อใช้ในการคำนวณ

ข้อมูลเพื่อใช้ในการคำนวณแบ่งออกเป็น 2 คือข้อมูลระบบ และข้อมูลแสดงสภาพการทำงานของระบบ

ข้อมูลของระบบ

ข้อมูลนี้จำเป็นต้องทราบเพื่อจะได้หาค่า Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} ของระบบ เพราะเมตริกซ์ Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} มีความสำคัญในการศึกษาโหลดโพล และการวิเคราะห์ไฟฟ้ากำลังในด้านอื่นๆ ด้วย ข้อมูลของระบบเพื่อหา Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} ประกอบด้วย

- Single Line Diagram ที่แสดงการต่อวงจรของระบบไฟฟ้า
- อิมพีแดนซ์และแอดมิตแตนซ์ของสายส่ง
- ขนาดของเครื่อง และอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง
- ขนาดคาปาซิเตอร์ที่ใช้ในระบบ

ข้อมูลแสดงสภาพการทำงานของระบบ หมายถึง

- กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เข้าไปในระบบสำหรับ PQ บัส
- กำลังไฟฟ้าจริงที่เข้าไปในระบบและขนาดแรงดันไฟฟ้าสำหรับ PV บัส
- ขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมของแรงดันไฟฟ้าของ Slack บัส

ข้อมูลที่ต้องการจากการศึกษาโหลดโพล

ข้อมูลที่ได้จากการศึกษาโหลดโพล มีมากมาย ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการศึกษา แต่ข้อมูลสำคัญที่ได้จากการศึกษาโหลดโพลที่จะกล่าวถึงนี้ ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้าบัส กระแส และกำลังไฟฟ้าในสายส่ง

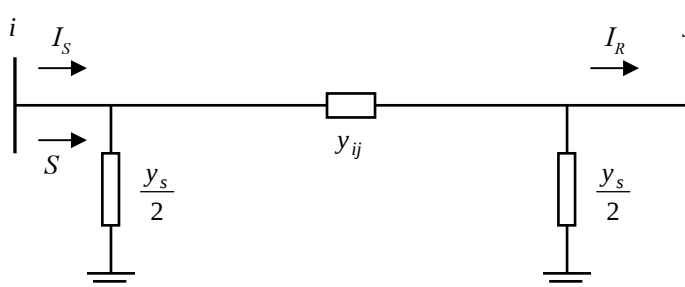
แรงดันไฟฟ้าบัส

เป็นข้อมูลอันดับแรกที่สำคัญมาก เพราะหากสามารถหาได้ทั้งขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าบัสได้แล้ว ข้อมูลอื่นๆก็จะสามารถคำนวณได้ง่าย เทคนิคที่ใช้ในการแก้ปัญหาโหลดโพล เน้นทางด้าน การหาแรงดันไฟฟ้าบัสทั้งนั้น

กระแสในสายส่ง

พิจารณาสายส่งที่มีวงจรสมมูลแบบ π ต่อระหว่างบัส i และบัส j และมี Y_{ij} เป็นแอดมิตแตนซ์อนุกรมของสายส่ง Y_s เป็นแอดมิตแตนซ์ขนานในสายส่ง เมื่อหาแรงดันไฟฟ้าบัสได้แล้ว การหากระแสในสายส่งก็ใช้สมการ

$$I_{ij} = (V_i - V_j) y_{ij} + \frac{V_i y_s}{2} \quad (6.1)$$



ภาพประกอบ 8 วงจรสมมูลสายส่ง

กำลังไฟฟ้าในสายส่ง

พิจารณาภาพประกอบ 8 กำลังไฟฟ้าที่ S ที่ไหลเข้าสายส่งสามารถหาได้จากสมการ

$$S = P + jQ = V_{ij} I_{ij}^* \quad (6.2)$$

หรือ

$$\begin{aligned} S^* &= P + jQ = V_{ij}^* I_{ij} \\ &= V_i^* \left[(V_i - V_j) y_{ij} + \frac{V_i y_s}{2} \right] \\ &= V_i^* \left[(V_i - V_j) y_{ij} + |V_i|^2 \frac{y_s}{2} \right] \end{aligned} \quad (6.3)$$

$$P = \text{Re} \left[V_i^* (V_i - V_j) y_{ij} + |V_i|^2 \frac{y_s}{2} \right] \quad (6.4)$$

$$Q = \text{Im} \left[V_i^* (V_i - V_j) y_{ij} + |V_i|^2 \frac{y_s}{2} \right] \quad (6.5)$$

7 ความสูญเสียและอัตราความสูญเสียในสายส่ง

จากการศึกษาโหลดโพล ทำให้ทราบแรงดันไฟฟ้าของทุกบัสและกำลังไฟฟ้าที่เข้าบัสของระบบ ผลรวมของกำลังไฟฟ้าที่เข้าบัสของระบบก็คือ กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียในสายส่งนั่นเอง

กำลังไฟฟ้าในสายส่งของระบบที่มี n บัส

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n S_i = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* \quad (7.1)$$

เมื่อ S_i คือ กำลังไฟฟ้ารวมที่บัส i

V_i คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i

I_i คือ กระแสไฟฟ้าที่เข้าบัส i

จากสมการ $[V_{BUS}] = [Z_{BUS}][I_{BUS}]$ ได้แรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ

$$V_k = \sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \quad (7.2)$$

แทนค่า V ในสมการที่ (7.2) เข้าไปในสมการที่ (7.1) ได้

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j I_i^* \quad (7.3)$$

กำหนดให้กระแสที่บัส k ใดๆ แยกออก ดังนี้

$$I_k = I_{pk} + jI_{qk} \quad (7.4)$$

ดังนั้น

$$\begin{aligned} P_L + jQ_L &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} (I_{pj} + jI_{qj}) (I_{pi} - jI_{qi}) \\ &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} (I_{pj} I_{pi} + I_{qj} I_{qi} + j(I_{qj} I_{pi} - I_{pi} I_{qi})) \end{aligned} \quad (7.5)$$

ให้

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (7.6)$$

แทนค่า Z_{ij} เข้าไปในสมการที่ (7.5) และแยก P_L ออก จะได้กำลังสูญเสียในสายส่ง

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n R_{ij} (I_{pi} I_{pj} + I_{qi} I_{qj}) \quad (7.7)$$

ในสมการที่ (7.7) เป็นสมการกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งซึ่งอยู่ในฟังก์ชันของกระแส แต่อัตราการสูญเสียในสายส่ง $\frac{\partial P_L}{\partial P_{GK}}$ จะหาค่าคำตอบออกมาได้ก็ต่อเมื่อความสูญเสียในสายส่งอยู่ในฟังก์ชันของกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้น จึงต้องเปลี่ยนสมการที่ (7.7) ให้อยู่ในฟังก์ชันของกำลังไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ

$$\begin{aligned}
P_k + jQ_k &= V_k I_k^* \\
&= V_k (I_{pk} - jI_{qk}) \\
&= |V_k| (\cos \delta_k + j \sin \delta_k) (I_{pk} - jI_{qk})
\end{aligned} \tag{7.8}$$

$$I_{pk} - jI_{qk} = \frac{1}{|V_k|} (P_k + jQ_k) (\cos \delta_k - j \sin \delta_k) \tag{7.9}$$

$$I_{pk} = \frac{1}{|V_k|} (P_k \cos \delta_k + Q_k \sin \delta_k) \tag{7.10}$$

$$I_{qk} = \frac{1}{|V_k|} (P_k \sin \delta_k - Q_k \cos \delta_k) \tag{7.11}$$

แทนค่า I ในสมการที่ (7.10) และ (7.11) เข้าไปในสมการที่ (7.7) ได้

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \alpha_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij} (Q_i P_j - P_i Q_j) \tag{7.12}$$

โดย $\alpha_{ij} = \frac{R_{ij}}{|V_i||V_j|} \cos(\delta_i - \delta_j)$ (7.13)

$$\beta_{ij} = \frac{R_{ij}}{|V_i||V_j|} \sin(\delta_i - \delta_j) \tag{7.14}$$

กำลังไฟฟ้าที่เข้าบัส k ใดๆ P_k หาได้จากสมการ

$$P_k = P_{Gk} - P_{Dk} \tag{3.1.7.14}$$

อัตราความสูญเสียในสายส่งหาได้จากดิฟเฟอเรนเชียลสมการที่ (7.12) และใช้ความสัมพันธ์สมการที่ (7.15) ได้

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gk}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\partial}{\partial P_k} [\alpha_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij} (Q_i P_j - P_i Q_j)] \quad (7.16)$$

$$\begin{aligned} &= 2\alpha_{kk} P_k \\ &+ \sum_{i=1 \neq k}^n \left[\alpha_{ik} P_i + \beta_{ik} Q_i + (P_k P_i + Q_k Q_i) \frac{\partial \alpha_{ik}}{\partial P_k} + (Q_i P_k - P_i Q_k) \frac{\partial \beta_{ik}}{\partial P_k} \right] \\ &+ \sum_{i=1 \neq k}^n \left[\alpha_{kj} \beta_j + \beta_{kj} Q_j + (P_k P_j + Q_k Q_j) \frac{\partial \alpha_{kj}}{\partial P_k} + (Q_k P_j - P_k Q_j) \frac{\partial \beta_{kj}}{\partial P_k} \right] \\ &+ \sum_{i=1 \neq k}^n \sum_{j=1 \neq k}^n \left[(P_i P_j + Q_i Q_j) \frac{\partial \alpha_{ij}}{\partial P_k} + (Q_i Q_j - P_i Q_j) \frac{\partial \beta_{ij}}{\partial P_k} \right] \end{aligned} \quad (7.17)$$

จากสมการที่ (7.13) และ (7.14) ได้ $\alpha_{ij} = \alpha_{ji}$ และ $\beta_{ij} = -\beta_{ji}$ ถ้าให้ $\frac{\partial \alpha_{ij}}{\partial P_k} = \alpha'_{ij}$ และ $\frac{\partial \beta_{ij}}{\partial P_k} = \beta'_{ij}$ จะทำให้สมการที่ (7.17) ย่อเหลือ

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gk}} = 2 \sum_{i=1}^n (P_i \alpha_{ki} - Q_i \beta_{ki}) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n [(P_i P_j + Q_i Q_j) \alpha'_{ij} - (P_i Q_j - Q_i P_j) \beta'_{ij}] \quad (7.18)$$

จากสมการที่ (7.13) และ (7.14) หาดีฟเฟอเรนเชียลได้

$$\frac{\partial \alpha_{ij}}{\partial P_k} = \alpha'_{ij} = -\frac{R_{ij}}{|V_i||V_j|} \sin(\delta_i - \delta_j) \left(\frac{\partial \delta_i}{\partial P_k} - \frac{\partial \delta_j}{\partial P_k} \right) \quad (7.19)$$

$$\frac{\partial \beta_{ij}}{\partial P_k} = \beta'_{ij} = -\frac{R_{ij}}{|V_i||V_j|} \cos(\delta_i - \delta_j) \left(\frac{\partial \delta_i}{\partial P_k} - \frac{\partial \delta_j}{\partial P_k} \right) \quad (7.20)$$

จากสมการที่ (7.19) และ (7.20) ยังติดอยู่ในเทอมของดีฟเฟอเรนเชียล ซึ่งต้องหาต่อไป กำลังไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ

$$P_k = \text{Re}[V_k I_k^*] = \text{Re}[V_k^* I_k] \quad (7.21)$$

$$= \text{Re} \left[\sum_{p=1}^n Y_{kp} V_p V_k^* \right] \quad (7.22)$$

ให้

$$V_p = |V_p| e^{j\delta_p}$$

$$V_k^* = |V_k| e^{-j\delta_k}$$

$$Y_{kp} = |Y_{kp}| e^{j\phi} \quad (7.23)$$

แทนค่าต่างๆนี้ เข้าไปในสมการที่ (7.22) ได้

$$P_k = \text{Re} \left[\sum_{p=1}^n |Y_{kp} V_p V_k| e^{j(\phi - \delta_k + \delta_p)} \right] \quad (7.24)$$

$$= \sum_{p=1}^n |Y_{kp} V_p V_k| \cos(\delta_p - \delta_k + \phi)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = -|Y_{ki} V_i V_k| \sin(\delta_i - \delta_k + \phi)$$

หรือ

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial P_k} = -\frac{1}{|Y_{ki}| |V_i V_k| \sin(\delta_p - \delta_k + \phi)} \quad (7.25)$$

แทนสมการที่ (7.25) เข้าไปในสมการที่ (7.19) และ (7.20) ได้

$$\alpha'_{ij} = \frac{R_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)}{|V_k||V_i||V_j|} \left[\frac{1}{|Y_{ki}||V_j| \sin(\delta_i - \delta_k + \phi)} - \frac{1}{|Y_{kj}||V_i| \sin(\delta_j - \delta_k + \phi)} \right] \quad (7.26)$$

$$\beta'_{ij} = \frac{R_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)}{|V_k||V_i||V_j|} \left[\frac{1}{|Y_{kj}||V_j| \sin(\delta_j - \delta_k + \phi)} - \frac{1}{|Y_{ki}||V_i| \sin(\delta_i - \delta_k + \phi)} \right] \quad (7.27)$$

แทนค่าเมื่อ α'_{ij} และ β'_{ij} จากสมการที่ (7.26) และ (7.27) เข้าไปในสมการที่ (7.18) ก็จะหาอัตราความสูญเสียในสายส่งได้ สำหรับสมการที่ (7.18) เทอมที่สองทางขวามือมีค่าน้อยและอาจไม่คิดได้ ในกรณีใช้ค่าประมาณก็สามารถหาอัตราความสูญเสียในสายส่งได้

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gk}} \approx 2 \sum (P_i \alpha_{ij} - Q_i \beta_{ki}) \quad (7.28)$$

เมื่อ

$$\alpha_{ki} = \frac{R_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)}{|V_k||V_i|}$$

และ

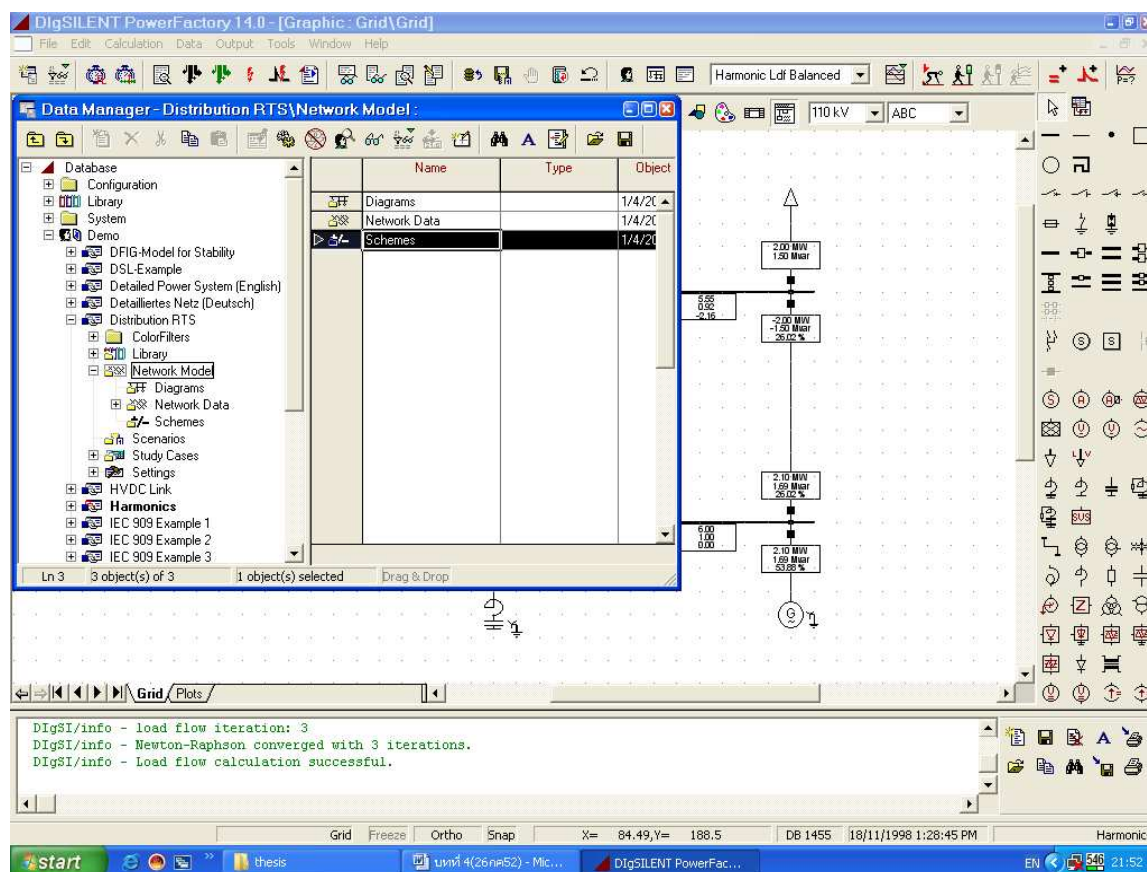
$$\beta_{ki} = \frac{R_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)}{|V_k||V_i|}$$

คุณลักษณะทั่วไปของโปรแกรม DigSILENT

โปรแกรมสำเร็จรูป DigSILENT เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วย Text file สามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิต ระบบสายส่ง ระบบจำหน่าย และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งความสามารถของโปรแกรมมีดังนี้

- Load Flow and Fault Analysis of Complete AC/DC Network Representation ,
Meshed & Mixed 1-,2-and 3-phase AC and /or DC networks
- Low Voltage Network Analysis
- Distribution Network Optimization
- IEC Cable Sizing
- Dynamic Simulation
- EMT Simulation
- Eigen Value Analysis
- System Identification
- Protection Analysis
- Harmonic Analysis
- Reliability
- Production Planning
- Voltage Stability Analysis
- Contingency analysis
- Power Electronic Device Modeling DPL User Script
- A/D Interfacing
- DOLE Interfaces for SCADA/GIS
- PSS/E & PSS/U Compatibility
- Multi-User Database
- Virtual Instruments

ซึ่งเห็นได้ว่าโปรแกรมนี้ มีความสามารถในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ทั้งในสภาวะคงตัว (Steady State) และสภาวะทรานเซียน (Transient State)



ภาพประกอบ 9 ตัวอย่างหน้าต่างของโปรแกรม DigSILENT

การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ในการที่จะนำพลังงานไฟฟ้าไปใช้ประโยชน์ได้ จำเป็นที่จะต้องมียอดประกอบอย่างน้อย 3 ประการ คือ แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Source) ตัวนำไฟฟ้า (Conductor) และภาระไฟฟ้า (Load) โดยการจ่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าไปยังเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ต้องการใช้ และเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าที่มีความต้านทาน จะเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นในตัวนำไฟฟ้านั้น ซึ่งปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นจะมีปริมาณมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าและค่าความต้านทานในตัวนำไฟฟ้านั้น ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{Loss} = I^2 rL \quad (1)$$

โดยที่

- P_{Loss} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีหน่วยเป็นวัตต์ (W)
 I คือ ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A)
 r คือ ค่าความต้านทานของตัวนำต่อหนึ่งหน่วยความยาวมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)
 L คือ ความยาวของตัวนำมีหน่วยเป็นกิโลเมตร (km)

ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้า จะแปรผันตามความต้องการของเครื่องใช้ไฟฟ้า คือเมื่อเครื่องใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ามก กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าจะมีปริมาณมากและส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียสูงขึ้นอย่างเป็นทวีคูณ ส่วนค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้าจะมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลัก 3 ประการด้วยกัน คือ ชนิดของวัสดุที่นำมาใช้ซึ่งมีคุณสมบัติเฉพาะของวัตถุนั้นๆ ขนาดพื้นที่หน้าตัดของตัวนำไฟฟ้าโดยพื้นที่หน้าตัดของตัวนำที่มากขึ้นทำให้ค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้าลดลง แต่จะมีความต้านทานมากขึ้นถ้าตัวนำไฟฟ้ามีความยาวเพิ่มมากขึ้น นอกจากนี้แล้วค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้ายังแปรผันตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป กล่าวคืออุณหภูมิที่เพิ่มสูงขึ้นจะทำให้ค่าความต้านทานเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย เมื่อพิจารณาผลกระทบของอุณหภูมิต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย จะพบว่าในแถบประเทศเขตร้อนช่วงฤดูร้อนเป็นช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง ซึ่งจะเป็นปัจจัยเสริมที่ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงฤดูร้อนเพิ่มสูงขึ้นไปอีก ดังนั้นผลของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิที่มีต่อค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้า จึงเป็นปัจจัยอีกประการหนึ่งที่ต้องนำมาพิจารณาในการวิเคราะห์เรื่องกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วย

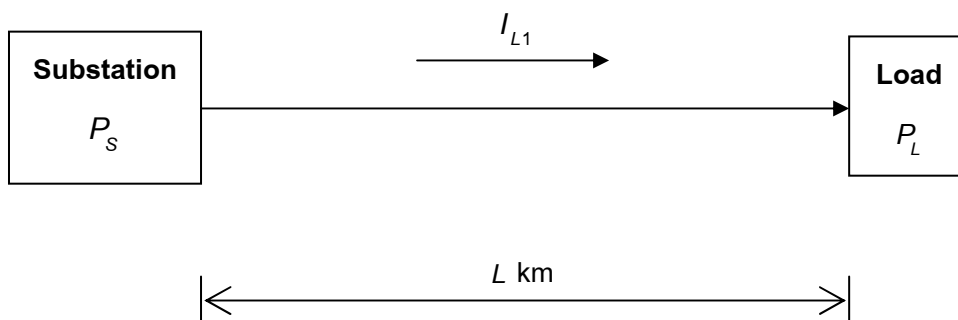
โดยค่าความความต้านไฟฟ้าที่อุณหภูมิใดๆ สามารถคำนวณได้จาก

$$r(T) = r(20) \times \left(\frac{234.5 + T}{254.5} \right) \quad (2)$$

โดยที่

- $r(T)$ คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิใดๆ มีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)
 $r(20)$ คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียสมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)
 T คือ อุณหภูมิมีหน่วยเป็นองศาเซลเซียส ($^{\circ}\text{C}$)

เนื่องจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยส่วนมากจะเป็นแบบ Radial Distribution System ดังนั้นในการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯ จะสามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่าย (Radial System) ดังแสดงในภาพประกอบ 10



ภาพประกอบ 10 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่ไม่มี DG

หากพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระบบ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายบ่อน เพื่อไปจ่ายให้กับโหลดสามารถคำนวณได้จาก

$$|I_{L1}| = \frac{\sqrt{P_L^2 + Q_L^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (3)$$

โดยที่

- I_{L1} คือกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายบ่อน
- P_L คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด
- Q_L คือ กำลังไฟฟ้รีแอคทีฟของโหลด
- V_L คือ แรงดันที่โหลด (Line Voltage)

ดังนั้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายบ่อนที่เกิดขึ้นสามารถคำนวณได้จาก

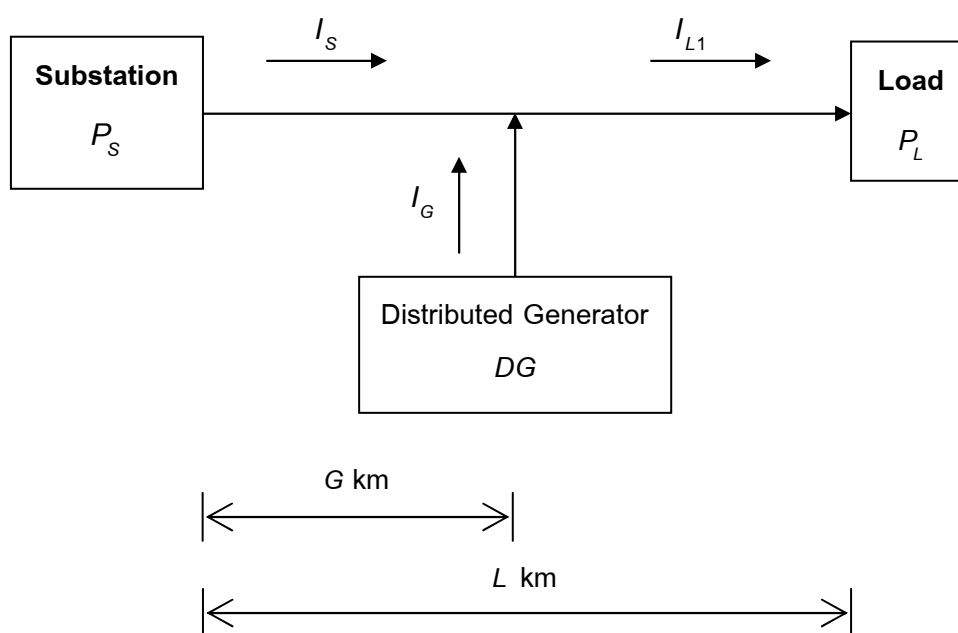
$$P_{Loss1} = 3 \times I_{L1}^2 \times r(T) \times L \quad (4)$$

โดยที่

P_{Loss1} คือกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย

L คือ ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งของโหลด

เมื่อมีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากมาทำการเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลอยู่ในสายป้อนเปลี่ยนไปซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกำลังสูญเสียไฟฟ้า หากขนาดและที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเหมาะสมกับขนาดและที่ตั้งของกลุ่มโหลด จะช่วยให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนลดลง แต่ในบางกรณีที่ขนาดและที่ตั้งของทั้งโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากและของกลุ่มโหลดไม่เหมาะสม อาจจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนเพิ่มขึ้นได้เช่นกัน โดยการวิเคราะห์ผลกระทบของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสีย สามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่ายในกรณีที่มีการเชื่อมโยงของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากดังแสดงในภาพประกอบ 11



ภาพประกอบ 11 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่มี DG
เชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากไม่พิจารณาผลของแรงดันตกในสายป้อน กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากคำนวณได้จาก

$$|I_G| = \frac{\sqrt{P_G^2 + Q_G^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (5)$$

โดยที่

- I_G คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
- P_G คือ กำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากผลิตออกมา
- Q_G คือ กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากผลิตออกมา

ในกรณีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการเชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าการคำนวณหาค่ากำลังสูญเสียในสายป้อนจะต้องแบ่งการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียออกเป็น 2 ช่วงซึ่งได้แก่

- กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
- กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากจนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อนได้แก่

$$P_{LT} = P_{LSG} + P_{LGL} \quad (6)$$

โดยที่

- P_{LT} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อน
- P_{LSG} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
- P_{LGL} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากจนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงของสถานีไฟฟ้าย่อยและตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะพบว่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในช่วงนี้มีค่าเท่ากับ

$$I_s = I_{L1} - I_G \quad (7)$$

I_s คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

I_{L1} คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากถึงที่ตั้งของโหลด

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LSG} = I_s^2 \times r(T) \times G \quad (8)$$

G คือ ระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยถึงสถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LSG} = \frac{r(T) \times G}{3V_L^2} (P_L^2 + Q_L^2 + P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \quad (9)$$

สำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงระหว่างที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลดสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LGL} = I_{L1}^2 \times r(T) \times (L - G) \quad (10)$$

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจาก โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากจนถึงตำแหน่งของ โหลดสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LGL} = \frac{r(T) \times (P_L^2 + Q_L^2)}{3V_L^2} (L - G) \quad (11)$$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในสายป้อน ในกรณีที่ระบบจำหน่ายมีการต่อเชื่อมโยง อยู่กับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากสามารถหาได้จาก

$$P_{LT} = \frac{r(T) \times L}{3V_L^2} \left[(P_L^2 + Q_L^2) + (P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \left(\frac{G}{L} \right) \right] \quad (12)$$

โดยที่

$\frac{G}{L}$ คือ อัตราส่วนระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากต่อ ระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งโหลด

การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น อันเนื่องมาจากการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้า ขนาดเล็กมากเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สามารถวิเคราะห์ได้โดยการ เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น ในกรณีที่มีการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และกรณี ที่ไม่มีการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยสามารถคำนวณได้จาก

$$\Delta P_{Loss} = P_{Loss1} - P_{LT} \quad (13)$$

โดยที่

ΔP_{Loss} คือ การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจาก โรงไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก

P_{Loss1} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะยังไม่มี การเชื่อมโยงระบบจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก มาก

P_{LT} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีการเชื่อมโยงระบบจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากสามารถวิเคราะห์ได้จาก

$$\Delta P_{Loss} = \frac{r(T)G}{3V_L^2 L} (2P_L P_G + 2Q_L Q_G - P_G^2 - Q_G^2) \quad (14)$$

ค่าของ ΔP_{Loss} ที่มีค่าเป็นบวก หมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังจากที่มีการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนที่จะทำการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้า ดังนั้นในกรณีนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง

ค่าของ ΔP_{Loss} ที่มีค่าเป็นลบ หมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังจากที่มีการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนที่จะทำการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้า ดังนั้นในกรณีนี้จะเป็นการเพิ่มภาระต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น

หากต้องการหาเปอร์เซ็นต์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีการเปลี่ยนแปลงจะสามารถหาได้จาก

$$\% \Delta P_{Loss} = \left(\frac{\Delta P_{Loss}}{P_{Loss1}} \right) \times 100 \quad (15)$$

บทที่ 4

วิธีดำเนินการและระยะเวลาการทำวิจัย

จากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ ปี 2552 พบว่ามี VSPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วจำนวน 112 แห่งโดยแต่ละแห่ง มีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า ภาระโหลด การกระจายตัวของโหลด และระยะทางการจ่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ซึ่งปัจจัยดังกล่าวล้วนมีผลต่อค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าทั้งสิ้น ดังนั้น ผู้วิจัยจึงได้กำหนดวิธีดำเนินการ ที่จะนำปัจจัยต่างๆเหล่านี้มาเข้าสู่กระบวนการวิจัยต่อไป

แนวคิดและวิธีการดำเนินการ

เพื่อให้การกำหนดค่าดำเนินการโครงการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก VSPP เป็นอัตราที่เหมาะสม เป็นธรรมต่อ VSPP และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เป็นผู้รับซื้อ จึงควรมีการพิจารณาปัจจัยต่างๆที่ส่งผลต่อต้นทุนการดำเนินงานที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งปัจจัยหลักประการหนึ่งคือค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบที่อาจจะเพิ่มขึ้นหรือลดลง อันเนื่องมาจากการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจาก VSPP

ดังนั้น ในงานวิจัยนี้จะทำการศึกษาผลกระทบกำลังสูญเสียด้านเทคนิค จากการติดตั้ง DG เข้าระบบจำหน่าย พื้นที่ของ กฟภ.เป็นหลัก โดยกำหนดขั้นตอนการดำเนินงาน ดังนี้

1 กำหนดปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ได้แก่ ลักษณะตำแหน่งการติดตั้ง DG (ดังแสดงในภาพประกอบ 13 14 และ 15) ขนาดของ DG ขนาดของโหลด และระยะทางจากตำแหน่งการติดตั้ง DG ถึง จุดศูนย์กลางโหลด (Load Center) จัดแบ่งปัจจัยดังกล่าวเป็นกลุ่มข้อมูล

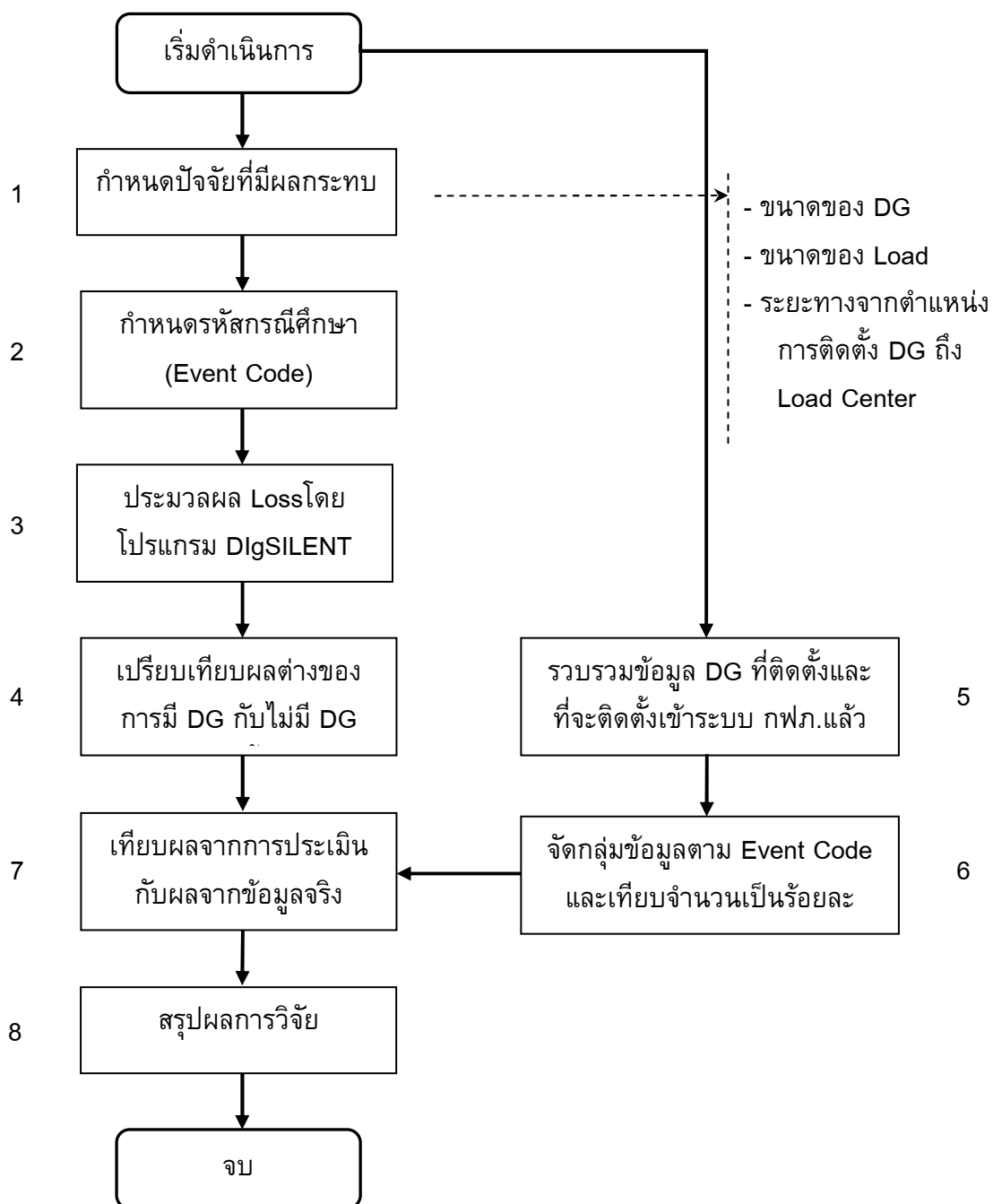
2 เพื่อให้ครอบคลุมกรณีศึกษาตามปัจจัยที่มีผลกระทบ จึงกำหนดรหัสกรณีศึกษาตามตารางกำหนดรหัสกรณีศึกษา (Event Code) ตารางที่ 1 2 และ 3 ส่วนลักษณะการกระจายตัวของโหลด และตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายจริงของ กฟภ. มีลักษณะที่หลากหลาย จึงได้กำหนดการกระจายตัวของโหลดให้เสมือนเป็นโหลดเดียว และให้ตัวประกอบกำลังของโหลดมีค่าเท่ากับ 0.90 ทุกกรณีศึกษา

3 ใช้โปรแกรม DigSILENT ทำการประมวลผลหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิค จากกรณีศึกษาที่กำหนดไว้

4 เปรียบเทียบผลต่างกรณีศึกษาที่ไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีที่มีการติดตั้ง DG เข้าระบบแล้วทำการบันทึกผลทุกกรณีศึกษา

5 ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับขนาดและตำแหน่งการติดตั้ง DG รวมถึงภาวะโหลดในระบบจำหน่ายของ กฟภ.ที่ได้ดำเนินการไปแล้ว

- 6 นำข้อมูลที่ได้จากข้อ 5 มาประมวล จัดกลุ่ม และเทียบปริมาณเป็นร้อยละ
- 7 ประเมินผลค่าจากการเปรียบเทียบในข้อ 4 เทียบกับข้อมูลจริงที่รวบรวมไว้ในข้อ 6
- 8 สรุปผลการวิจัย



ภาพประกอบ 12 แสดงขั้นตอนการดำเนินงาน

ตาราง 1 การกำหนดรหัสกรณีศึกษา กรณีไม่มีการติดตั้ง DG (Base Case)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
1	0	0	0	1	1	00011
2	0	0	0	1	2	00012
3	0	0	0	1	3	00013
4	0	0	0	2	1	00021
5	0	0	0	2	2	00022
6	0	0	0	2	3	00023
7	0	0	0	3	1	00031
8	0	0	0	3	2	00032
9	0	0	0	3	3	00033
10	0	0	0	4	1	00041
11	0	0	0	4	2	00042
12	0	0	0	4	3	00043

ตาราง 2 การกำหนดรหัสกรณีศึกษา กรณีมีการติดตั้ง DG

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
1	1	1	1	1	1	11111
2	1	1	1	1	2	11112
3	1	1	1	1	3	11113
4	1	1	1	2	1	11121
5	1	1	1	2	2	11122
6	1	1	1	2	3	11123
7	1	1	1	3	1	11131
8	1	1	1	3	2	11132
9	1	1	1	3	3	11133
10	1	1	1	4	1	11141
11	1	1	1	4	2	11142
12	1	1	1	4	3	11143
13	1	1	2	1	1	11211
14	1	1	2	1	2	11212
15	1	1	2	1	3	11213
16	1	1	2	2	1	11221
17	1	1	2	2	2	11222
18	1	1	2	2	3	11223
19	1	1	2	3	1	11231
20	1	1	2	3	2	11232
21	1	1	2	3	3	11233
22	1	1	2	4	1	11241
23	1	1	2	4	2	11242
24	1	1	2	4	3	11243
25	1	1	3	1	1	11311

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
26	1	1	3	1	2	11312
27	1	1	3	1	3	11313
28	1	1	3	2	1	11321
29	1	1	3	2	2	11322
30	1	1	3	2	3	11323
31	1	1	3	3	1	11331
32	1	1	3	3	2	11332
33	1	1	3	3	3	11333
34	1	1	3	4	1	11341
35	1	1	3	4	2	11342
36	1	1	3	4	3	11343
37	1	1	4	1	1	11411
38	1	1	4	1	2	11412
39	1	1	4	1	3	11413
40	1	1	4	2	1	11421
41	1	1	4	2	2	11422
42	1	1	4	2	3	11423
43	1	1	4	3	1	11431
44	1	1	4	3	2	11432
45	1	1	4	3	3	11433
46	1	1	4	4	1	11441
47	1	1	4	4	2	11442
48	1	1	4	4	3	11443
49	1	2	1	1	1	12111
50	1	2	1	1	2	12112

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
51	1	2	1	1	3	12113
52	1	2	1	2	1	12121
53	1	2	1	2	2	12122
54	1	2	1	2	3	12123
55	1	2	1	3	1	12131
56	1	2	1	3	2	12132
57	1	2	1	3	3	12133
58	1	2	1	4	1	12141
59	1	2	1	4	2	12142
60	1	2	1	4	3	12143
61	1	2	2	1	1	12211
62	1	2	2	1	2	12212
63	1	2	2	1	3	12213
64	1	2	2	2	1	12221
65	1	2	2	2	2	12222
66	1	2	2	2	3	12223
67	1	2	2	3	1	12231
68	1	2	2	3	2	12232
69	1	2	2	3	3	12233
70	1	2	2	4	1	12241
71	1	2	2	4	2	12242
72	1	2	2	4	3	12243
73	1	2	3	1	1	12311
74	1	2	3	1	2	12312
75	1	2	3	1	3	12313

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
76	1	2	3	2	1	12321
77	1	2	3	2	2	12322
78	1	2	3	2	3	12323
79	1	2	3	3	1	12331
80	1	2	3	3	2	12332
81	1	2	3	3	3	12333
82	1	2	3	4	1	12341
83	1	2	3	4	2	12342
84	1	2	3	4	3	12343
85	1	2	4	1	1	12411
86	1	2	4	1	2	12412
87	1	2	4	1	3	12413
88	1	2	4	2	1	12421
89	1	2	4	2	2	12422
90	1	2	4	2	3	12423
91	1	2	4	3	1	12431
92	1	2	4	3	2	12432
93	1	2	4	3	3	12433
94	1	2	4	4	1	12441
95	1	2	4	4	2	12442
96	1	2	4	4	3	12443
97	1	3	1	1	1	13111
98	1	3	1	1	2	13112
99	1	3	1	1	3	13113
100	1	3	1	2	1	13121

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
101	1	3	1	2	2	13122
102	1	3	1	2	3	13123
103	1	3	1	3	1	13131
104	1	3	1	3	2	13132
105	1	3	1	3	3	13133
106	1	3	1	4	1	13141
107	1	3	1	4	2	13142
108	1	3	1	4	3	13143
109	1	3	2	1	1	13211
110	1	3	2	1	2	13212
111	1	3	2	1	3	13213
112	1	3	2	2	1	13221
113	1	3	2	2	2	13222
114	1	3	2	2	3	13223
115	1	3	2	3	1	13231
116	1	3	2	3	2	13232
117	1	3	2	3	3	13233
118	1	3	2	4	1	13241
119	1	3	2	4	2	13242
120	1	3	2	4	3	13243
121	1	3	3	1	1	13311
122	1	3	3	1	2	13312
123	1	3	3	1	3	13313
124	1	3	3	2	1	13321
125	1	3	3	2	2	13322

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
126	1	3	3	2	3	13323
127	1	3	3	3	1	13331
128	1	3	3	3	2	13332
129	1	3	3	3	3	13333
130	1	3	3	4	1	13341
131	1	3	3	4	2	13342
132	1	3	3	4	3	13343
133	1	3	4	1	1	13411
134	1	3	4	1	2	13412
135	1	3	4	1	3	13413
136	1	3	4	2	1	13421
137	1	3	4	2	2	13422
138	1	3	4	2	3	13423
139	1	3	4	3	1	13431
140	1	3	4	3	2	13432
141	1	3	4	3	3	13433
142	1	3	4	4	1	13441
143	1	3	4	4	2	13442
144	1	3	4	4	3	13443
145	1	4	1	1	1	14111
146	1	4	1	1	2	14112
147	1	4	1	1	3	14113
148	1	4	1	2	1	14121
149	1	4	1	2	2	14122
150	1	4	1	2	3	14123

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
151	1	4	1	3	1	14131
152	1	4	1	3	2	14132
153	1	4	1	3	3	14133
154	1	4	1	4	1	14141
155	1	4	1	4	2	14142
156	1	4	1	4	3	14143
157	1	4	2	1	1	14211
158	1	4	2	1	2	14212
159	1	4	2	1	3	14213
160	1	4	2	2	1	14221
161	1	4	2	2	2	14222
162	1	4	2	2	3	14223
163	1	4	2	3	1	14231
164	1	4	2	3	2	14232
165	1	4	2	3	3	14233
166	1	4	2	4	1	14241
167	1	4	2	4	2	14242
168	1	4	2	4	3	14243
169	1	4	3	1	1	14311
170	1	4	3	1	2	14312
171	1	4	3	1	3	14313
172	1	4	3	2	1	14321
173	1	4	3	2	2	14322
174	1	4	3	2	3	14323
175	1	4	3	3	1	14331

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
176	1	4	3	3	2	14332
177	1	4	3	3	3	14333
178	1	4	3	4	1	14341
179	1	4	3	4	2	14342
180	1	4	3	4	3	14343
181	1	4	4	1	1	14411
182	1	4	4	1	2	14412
183	1	4	4	1	3	14413
184	1	4	4	2	1	14421
185	1	4	4	2	2	14422
186	1	4	4	2	3	14423
187	1	4	4	3	1	14431
188	1	4	4	3	2	14432
189	1	4	4	3	3	14433
190	1	4	4	4	1	14441
191	1	4	4	4	2	14442
192	1	4	4	4	3	14443
193	2	1	1	1	1	21111
194	2	1	1	1	2	21112
195	2	1	1	1	3	21113
196	2	1	1	2	1	21121
197	2	1	1	2	2	21122
198	2	1	1	2	3	21123
199	2	1	1	3	1	21131
200	2	1	1	3	2	21132

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
201	2	1	1	3	3	21133
202	2	1	1	4	1	21141
203	2	1	1	4	2	21142
204	2	1	1	4	3	21143
205	2	1	2	1	1	21211
206	2	1	2	1	2	21212
207	2	1	2	1	3	21213
208	2	1	2	2	1	21221
209	2	1	2	2	2	21222
210	2	1	2	2	3	21223
211	2	1	2	3	1	21231
212	2	1	2	3	2	21232
213	2	1	2	3	3	21233
214	2	1	2	4	1	21241
215	2	1	2	4	2	21242
216	2	1	2	4	3	21243
217	2	1	3	1	1	21311
218	2	1	3	1	2	21312
219	2	1	3	1	3	21313
220	2	1	3	2	1	21321
221	2	1	3	2	2	21322
222	2	1	3	2	3	21323
223	2	1	3	3	1	21331
224	2	1	3	3	2	21332
225	2	1	3	3	3	21333

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
226	2	1	3	4	1	21341
227	2	1	3	4	2	21342
228	2	1	3	4	3	21343
229	2	1	4	1	1	21411
230	2	1	4	1	2	21412
231	2	1	4	1	3	21413
232	2	1	4	2	1	21421
233	2	1	4	2	2	21422
234	2	1	4	2	3	21423
235	2	1	4	3	1	21431
236	2	1	4	3	2	21432
237	2	1	4	3	3	21433
238	2	1	4	4	1	21441
239	2	1	4	4	2	21442
240	2	1	4	4	3	21443
241	2	2	1	1	1	22111
242	2	2	1	1	2	22112
243	2	2	1	1	3	22113
244	2	2	1	2	1	22121
245	2	2	1	2	2	22122
246	2	2	1	2	3	22123
247	2	2	1	3	1	22131
248	2	2	1	3	2	22132
249	2	2	1	3	3	22133
250	2	2	1	4	1	22141

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
251	2	2	1	4	2	22142
252	2	2	1	4	3	22143
253	2	2	2	1	1	22211
254	2	2	2	1	2	22212
255	2	2	2	1	3	22213
256	2	2	2	2	1	22221
257	2	2	2	2	2	22222
258	2	2	2	2	3	22223
259	2	2	2	3	1	22231
260	2	2	2	3	2	22232
261	2	2	2	3	3	22233
262	2	2	2	4	1	22241
263	2	2	2	4	2	22242
264	2	2	2	4	3	22243
265	2	2	3	1	1	22311
266	2	2	3	1	2	22312
267	2	2	3	1	3	22313
268	2	2	3	2	1	22321
269	2	2	3	2	2	22322
270	2	2	3	2	3	22323
271	2	2	3	3	1	22331
272	2	2	3	3	2	22332
273	2	2	3	3	3	22333
274	2	2	3	4	1	22341
275	2	2	3	4	2	22342

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
276	2	2	3	4	3	22343
277	2	2	4	1	1	22411
278	2	2	4	1	2	22412
279	2	2	4	1	3	22413
280	2	2	4	2	1	22421
281	2	2	4	2	2	22422
282	2	2	4	2	3	22423
283	2	2	4	3	1	22431
284	2	2	4	3	2	22432
285	2	2	4	3	3	22433
286	2	2	4	4	1	22441
287	2	2	4	4	2	22442
288	2	2	4	4	3	22443
289	2	3	1	1	1	23111
290	2	3	1	1	2	23112
291	2	3	1	1	3	23113
292	2	3	1	2	1	23121
293	2	3	1	2	2	23122
294	2	3	1	2	3	23123
295	2	3	1	3	1	23131
296	2	3	1	3	2	23132
297	2	3	1	3	3	23133
298	2	3	1	4	1	23141
299	2	3	1	4	2	23142
300	2	3	1	4	3	23143

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
301	2	3	2	1	1	23211
302	2	3	2	1	2	23212
303	2	3	2	1	3	23213
304	2	3	2	2	1	23221
305	2	3	2	2	2	23222
306	2	3	2	2	3	23223
307	2	3	2	3	1	23231
308	2	3	2	3	2	23232
309	2	3	2	3	3	23233
310	2	3	2	4	1	23241
311	2	3	2	4	2	23242
312	2	3	2	4	3	23243
313	2	3	3	1	1	23311
314	2	3	3	1	2	23312
315	2	3	3	1	3	23313
316	2	3	3	2	1	23321
317	2	3	3	2	2	23322
318	2	3	3	2	3	23323
319	2	3	3	3	1	23331
320	2	3	3	3	2	23332
321	2	3	3	3	3	23333
322	2	3	3	4	1	23341
323	2	3	3	4	2	23342
324	2	3	3	4	3	23343
325	2	3	4	1	1	23411

ตาราง 2 (ต่อ)

No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
326	2	3	4	1	2	23412
327	2	3	4	1	3	23413
328	2	3	4	2	1	23421
329	2	3	4	2	2	23422
330	2	3	4	2	3	23423
331	2	3	4	3	1	23431
332	2	3	4	3	2	23432
333	2	3	4	3	3	23433
334	2	3	4	4	1	23441
335	2	3	4	4	2	23442
336	2	3	4	4	3	23443
337	2	4	1	1	1	24111
338	2	4	1	1	2	24112
339	2	4	1	1	3	24113
340	2	4	1	2	1	24121
341	2	4	1	2	2	24122
342	2	4	1	2	3	24123
343	2	4	1	3	1	24131
344	2	4	1	3	2	24132
345	2	4	1	3	3	24133
346	2	4	1	4	1	24141
347	2	4	1	4	2	24142
348	2	4	1	4	3	24143
349	2	4	2	1	1	24211
350	2	4	2	1	2	24212

ตาราง 2 (ต่อ)

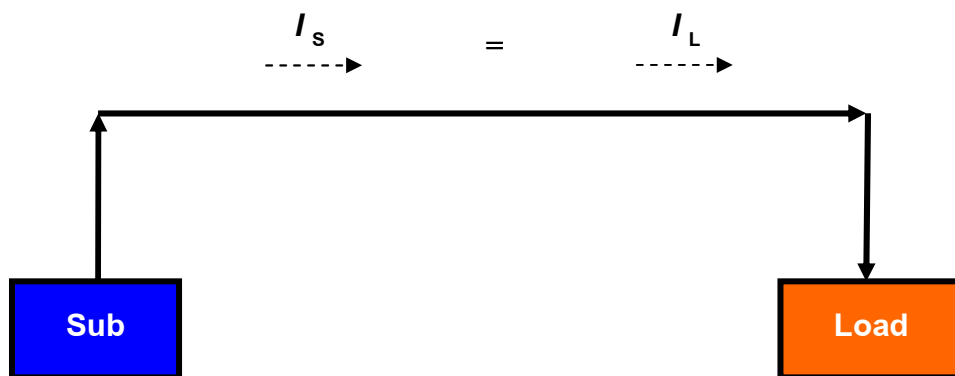
No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
351	2	4	2	1	3	24213
352	2	4	2	2	1	24221
353	2	4	2	2	2	24222
354	2	4	2	2	3	24223
355	2	4	2	3	1	24231
356	2	4	2	3	2	24232
357	2	4	2	3	3	24233
358	2	4	2	4	1	24241
359	2	4	2	4	2	24242
360	2	4	2	4	3	24243
361	2	4	3	1	1	24311
362	2	4	3	1	2	24312
363	2	4	3	1	3	24313
364	2	4	3	2	1	24321
365	2	4	3	2	2	24322
366	2	4	3	2	3	24323
367	2	4	3	3	1	24331
368	2	4	3	3	2	24332
369	2	4	3	3	3	24333
370	2	4	3	4	1	24341
371	2	4	3	4	2	24342
372	2	4	3	4	3	24343
373	2	4	4	1	1	24411
374	2	4	4	1	2	24412
375	2	4	4	1	3	24413

ตาราง 2 (ต่อ)

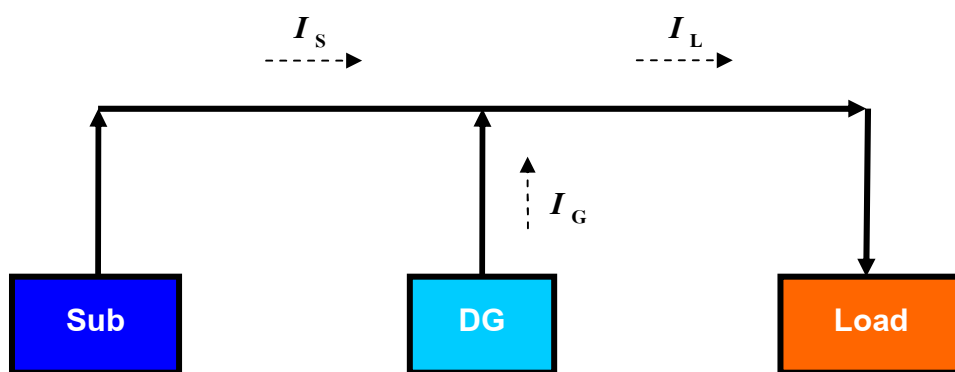
No.	Location	DG	Distance		Load	Event Code
		Size	DG-Load	Sub-Load	Size	
376	2	4	4	2	1	24421
377	2	4	4	2	2	24422
378	2	4	4	2	3	24423
379	2	4	4	3	1	24431
380	2	4	4	3	2	24432
381	2	4	4	3	3	24433
382	2	4	4	4	1	24441
383	2	4	4	4	2	24442
384	2	4	4	4	3	24443

ตาราง 3 ความหมายรหัสกรณีศึกษาของตัวเลข 5 หลัก

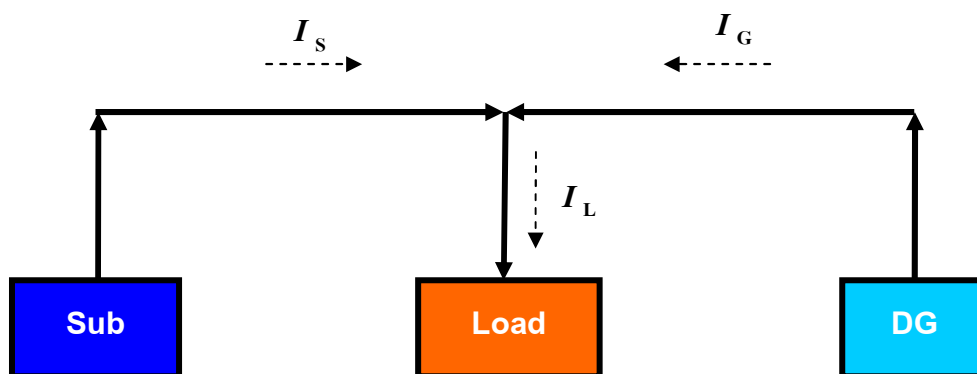
หลักหมื่น		หลักพัน	หลักร้อย	หลักสิบ	หลักหน่วย
ตำแหน่งการติดตั้ง		ขนาดของ DG	ระยะทางจาก DG ถึง Load	ระยะทางจาก Sub ถึง Load	ขนาดของ Load
0	ไม่มีการติดตั้ง DG	ไม่มีการติดตั้ง DG	ไม่มีการติดตั้ง DG	-	-
1	DG อยู่ระหว่าง Sub กับ Load	ไม่เกิน 3 MW (พิจารณาที่ขนาด 2 MW)	ไม่เกิน 5 km (พิจารณาที่ 3 km)	ไม่เกิน 5 km (พิจารณาที่ 2 km)	ไม่เกิน 2 MW (พิจารณาที่ขนาด 2 MW)
2	Load อยู่ระหว่าง Sub กับ DG	มากกว่า 3 MW ไม่เกิน 5 MW (พิจารณาที่ขนาด 4 MW)	มากกว่า 5 km ไม่เกิน 15 km (พิจารณาที่ 10 km)	มากกว่า 5 km ไม่เกิน 10 km (พิจารณาที่ 7 km)	มากกว่า 2 MW ไม่เกิน 5 MW (พิจารณาที่ขนาด 4 MW)
3	-	มากกว่า 5 MW ไม่เกิน 7 MW (พิจารณาที่ขนาด 6 MW)	มากกว่า 15 km ไม่เกิน 25 km (พิจารณาที่ 20 km)	มากกว่า 10 km ไม่เกิน 20 km (พิจารณาที่ 15 km)	มากกว่า 5 MW (พิจารณาที่ขนาด 6 MW)
4	-	มากกว่า 7 MW (พิจารณาที่ขนาด 8 MW)	มากกว่า 25 km (พิจารณาที่ 35 km)	มากกว่า 20 km (พิจารณาที่ 25 km)	-



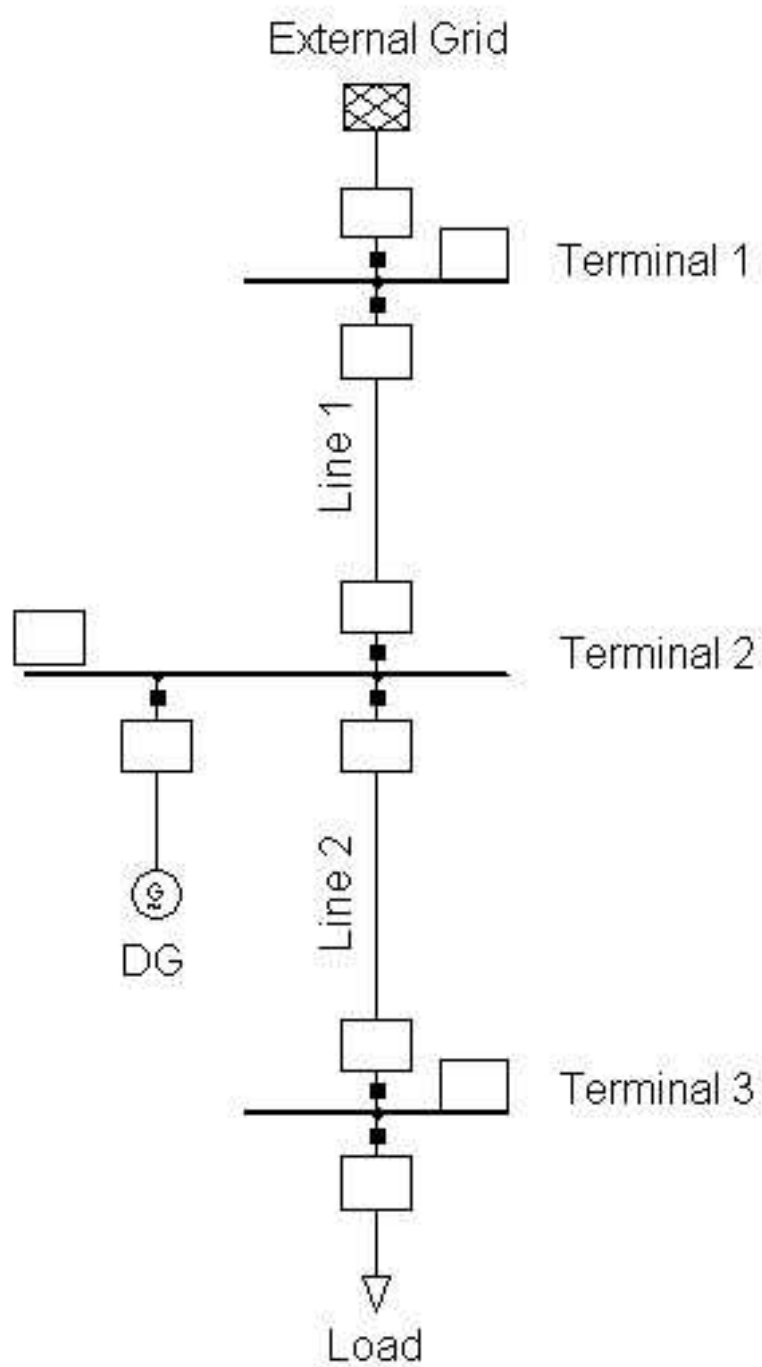
ภาพประกอบ 13 แสดงตำแหน่งการติดตั้ง 0 (กรณีไม่มี DG)



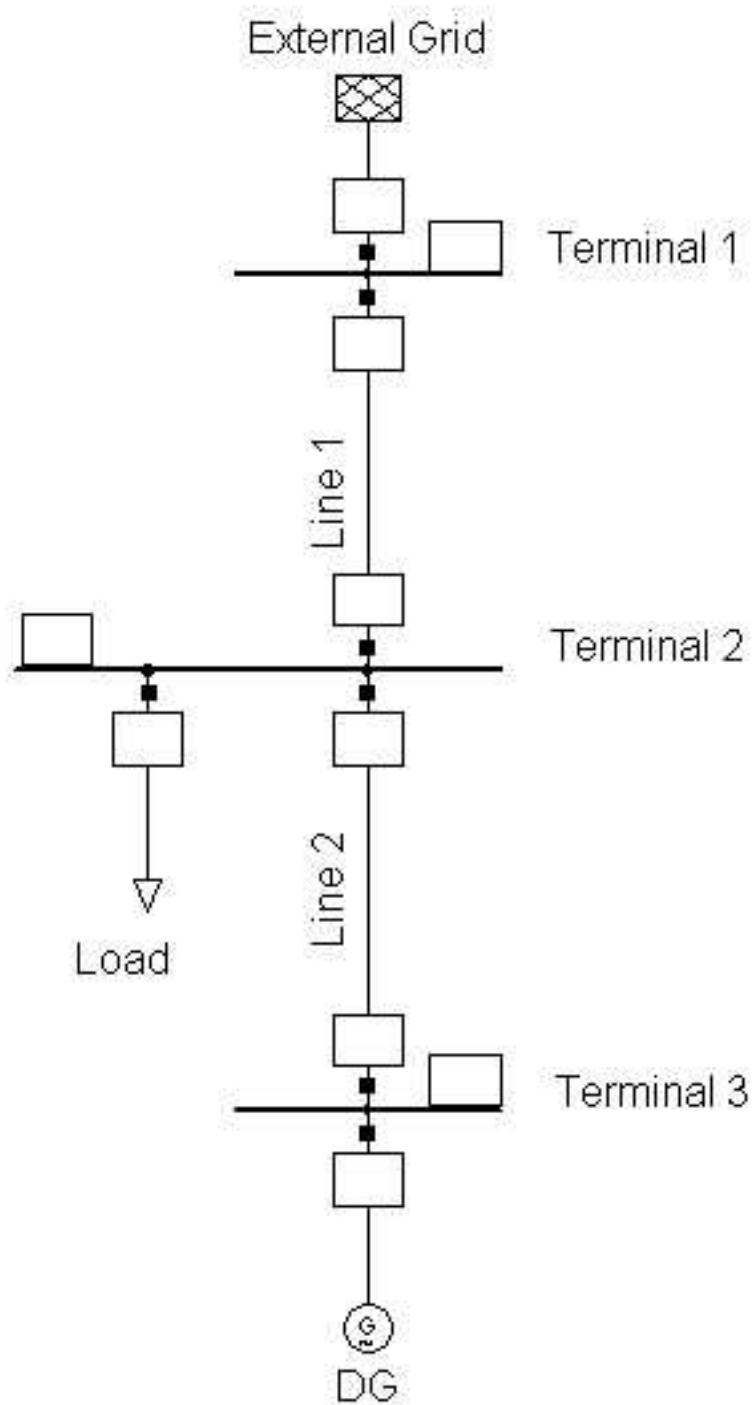
ภาพประกอบ 14 แสดงตำแหน่งการติดตั้ง 1 (DG อยู่ระหว่าง Sub กับ Load)



ภาพประกอบ 15 แสดงตำแหน่งการติดตั้ง 2 (Load อยู่ระหว่าง Sub กับ DG)



ภาพประกอบ 16 ตัวอย่าง Diagram Event Code ที่ Location = 1



ภาพประกอบ 17 ตัวอย่าง Diagram Event Code ที่ Location = 2

วิธีการหาระยะทางและขนาดของกลุ่มโหลด

เนื่องจากสภาพการจ่ายไฟในระบบจำหน่ายของ กฟภ.แต่ละวงจรมีความหลากหลายทั้งระยะทางจากแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลด และขนาดของกลุ่มโหลด ซึ่ง กฟภ.ได้มีการเก็บข้อมูลดังกล่าวมาแล้ว แต่เพื่อให้การกำหนดระยะทางในแต่ละช่วงและขนาดของกลุ่มโหลดมีความเหมาะสมกับงานวิจัยนี้ จึงได้ทำการประมวลระยะทางจากสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลดและขนาดของกลุ่มโหลดเสียใหม่ โดยทำการรวมระยะทางจากสถานีไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลดให้เป็นขนาดเดียว และรวมโหลดทุกจุดให้เป็นโหลดเดียว ใช้วิธีการหาค่าเฉลี่ยเลขคณิตแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Arithmetic Mean) ในการหาค่าเฉลี่ยตามวิธีการที่จะกล่าวต่อไปนี้

1 การพิจารณาขนาดของระยะทางจากแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังกลุ่มโหลด

ตามภาพประกอบ 18 มีขนาดของกลุ่มโหลดจำนวน 5 กลุ่มโหลดและมีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดในแต่ละตำแหน่ง การรวมกลุ่มโหลดให้เป็นโหลดเดียวและมีระยะทางเดียว การหาค่าเฉลี่ยระยะทางจากสถานีจ่ายไฟถึงกลุ่มโหลดได้ ดำเนินการตามตัวอย่างการคำนวณ ดังนี้

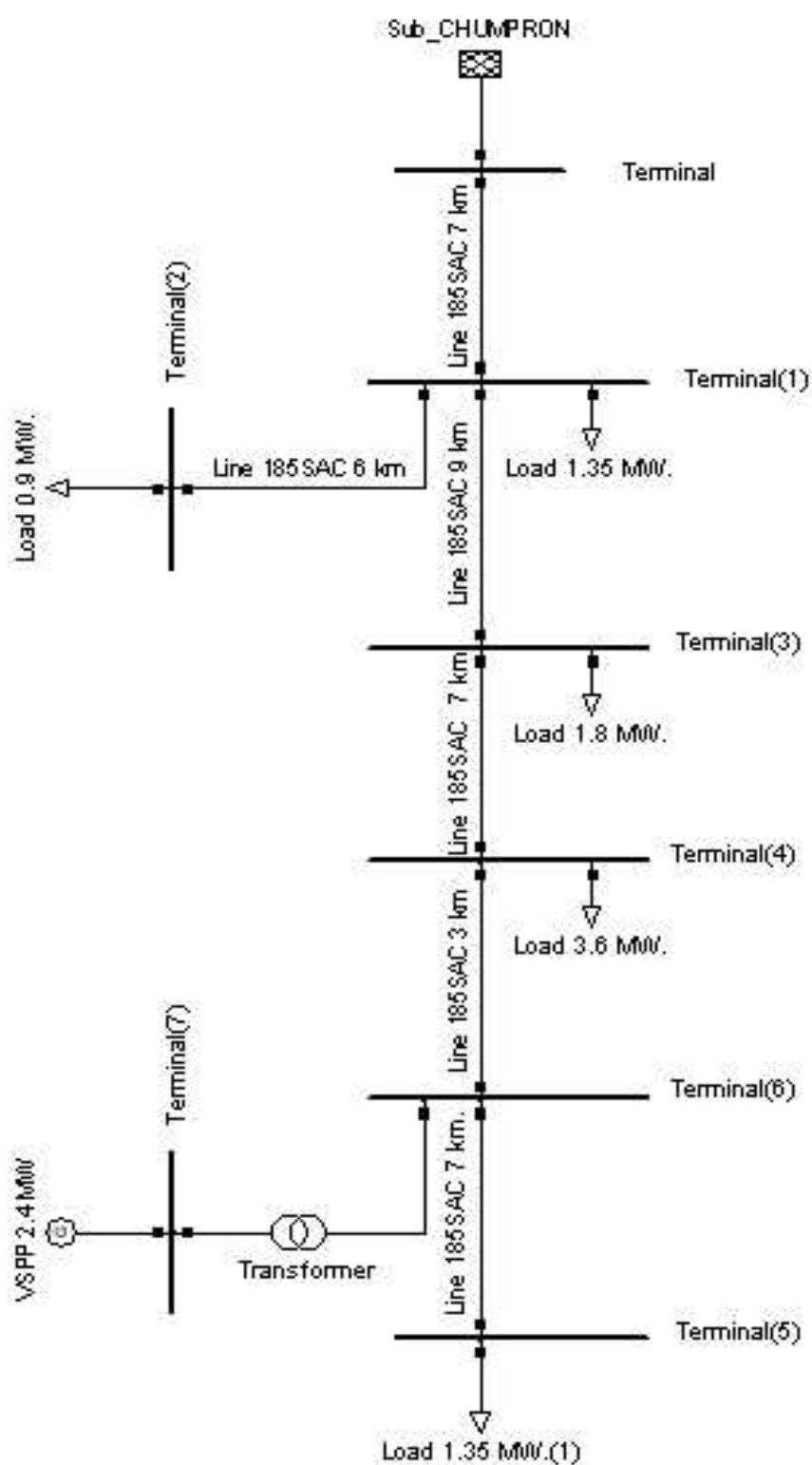
$$\begin{aligned}\text{ระยะทาง(km)} &= \{(1.35 \text{ MW} \times 7 \text{ km}) + (1.80 \text{ MW} \times 16 \text{ km}) + (3.60 \text{ MW} \times 23 \text{ km}) \\ &\quad + (1.35 \text{ MW} \times 33 \text{ km}) + (0.90 \text{ MW} \times 13 \text{ km})\} \\ &\quad / (1.35 \text{ MW} + 1.80 \text{ MW} + 3.60 \text{ MW} + 1.35 \text{ MW} + 0.90 \text{ MW}) \\ &= 19.70 \text{ km}\end{aligned}$$

ดังนั้น ขนาดของระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดคือ 19.70 km

ขนาดของระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึง DG คือ 26.00 km (วัดจากแผนผัง)

ขนาดของระยะทางจากกลุ่มโหลดถึง DG คือ 6.30 km (26.00 km - 19.70 km)

เห็นได้ว่าระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึง DG มากกว่าระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลด แสดงว่าตำแหน่งของกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับ DG ทำให้กำหนดตำแหน่ง Location เป็นประเภทที่ 2



ภาพประกอบ 18 แผนผังแสดงระยะทางและขนาดของโหลดสถานีไฟฟ้าชุมพร วงจรที่ 6

2 การพิจารณาขนาดของโหลด

จากตัวอย่างข้อมูลโหลดสถานีไฟฟ้าชุมพร วงจรที่ 6 ตามตาราง 4 มีโหลดเฉลี่ยในวันธรรมดา 5.63 MW วันเสาร์ 5.33 MW และวันอาทิตย์ 4.68 MW ในการคำนวณเพื่อหาค่าตัวแทนขนาดของโหลดทั้งหมด ดำเนินการดังนี้

$$\begin{aligned}\text{โหลด (MW)} &= \frac{(5.63 \text{ MW} \times 22 \text{ วัน}) + (5.33 \text{ MW} \times 4 \text{ วัน}) + (4.68 \text{ MW} \times 4 \text{ วัน})}{(30 \text{ วัน})} \\ &= 5.46 \text{ MW}\end{aligned}$$

ดังนั้น ค่าของโหลดที่ใช้คือ 5.46 MW

ตาราง 4 ข้อมูลโหลดสถานีไฟฟ้าชุมพร วงจรที่ 6

เวลา	กำลังไฟฟ้า(MW)		
	วันธรรมดา	วันเสาร์	วันอาทิตย์
1.00	4.00	3.40	3.40
2.00	4.10	3.40	3.40
3.00	3.90	3.50	3.40
4.00	4.20	4.00	3.60
5.00	4.70	4.60	3.70
6.00	5.00	4.90	4.20
7.00	5.40	5.10	4.50
8.00	5.50	5.30	4.60
9.00	5.80	5.60	4.50
10.00	5.90	5.70	4.80
11.00	6.10	5.90	5.10
12.00	6.20	6.00	5.00
13.00	6.00	5.90	4.70
14.00	6.10	5.80	4.80
15.00	6.00	5.90	5.10
16.00	6.40	6.10	5.00
17.00	6.30	6.30	5.00
18.00	6.50	6.50	5.20
19.00	6.90	6.20	6.00
20.00	6.70	6.10	5.80
21.00	6.30	6.00	5.60
22.00	6.20	5.70	5.50
23.00	5.80	5.40	5.00
24.00	5.10	4.70	4.30
เฉลี่ย	5.63	5.33	4.68

ตาราง 5 ข้อมูล VSPP และโหลดในระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ.

ที่	Location	ขนาด DG	ระยะทาง(km)		ขนาด Load	ชื่อบริษัท VSPP	จังหวัด
		(MW)	DG-Load Center	Sub-Load Center	(MW)		
1	1	6.50	21.00	46.00	2.80	บริษัท แอดวานซ์ ไบโอเพาเวอร์ จำกัด	บุรีรัมย์
2	1	5.00	2.69	5.82	3.50	บริษัท น้ำตาลท่ามะกา จำกัด	กาญจนบุรี
3	1	5.00	5.00	5.60	3.56	บริษัท บัวสมหมาย จำกัด(โครงการ 1)	ร้อยเอ็ด
4	1	8.00	5.00	5.60	4.00	บริษัท บัวสมหมาย ผลิตไฟฟ้า จำกัด (โครงการ 3)	ร้อยเอ็ด
5	1	8.00	3.00	10.00	2.78	บริษัท โรงงานน้ำตาลทรายขาวเริ่มอุดม จำกัด	อุดรธานี
6	1	8.00	5.00	7.00	2.78	บริษัท สหเรือ จำกัด (โครงการ 1)	มุกดาหาร
7	1	8.00	2.90	19.90	1.90	บริษัท น้ำตาลเอราวัณ จำกัด	หนองบัวลำภู
8	1	8.00	6.30	38.80	2.97	บจก. น้ำตาลบุรีรัมย์	บุรีรัมย์
9	1	3.00	1.59	14.19	2.62	บจก. พี แอนด์ ปภพ รีนิวเอเบิล	กาฬสินธุ์
10	1	6.80	4.02	8.43	2.50	บจก. น้ำตาลราชบุรี	ราชบุรี
11	1	2.00	1.93	5.26	5.20	บจก. โรงงานน้ำตาลนิวกุ้งไทย	กาญจนบุรี
12	1	5.00	1.30	37.60	3.00	บจก. น้ำตาลเกษตรผล	อุดรธานี
13	2	3.00	1.71	2.29	0.80	บริษัท น้ำตาลบ้านโป่ง จำกัด	ราชบุรี
14	2	7.50	1.71	2.29	0.60	บริษัท ก้าวหน้า ไบโอเพาเวอร์ จำกัด	อุบลราชธานี

ตาราง 5 (ต่อ)

ที่	Location	ขนาด DG		ระยะทาง(km)		ขนาด Load	ชื่อบริษัท VSPP	จังหวัด
		(MW)	DG-Load Center	Sub-Load center	(MW)			
15	2	5.00	17.00	25.95	2.00	บริษัท โรงงานน้ำตาลอีสาน จำกัด		กาฬสินธุ์
16	2	5.50	8.21	11.55	2.50	บริษัท โรงงานน้ำตาลครบุรี จำกัด		นครราชสีมา
17	2	8.00	1.00	12.95	1.20	บริษัท ศรีเจริญ ไปโอแมส จำกัด		บุรีรัมย์
18	2	4.00	11.63	39.47	5.70	บริษัท อุตสาหกรรม น้ำตาลบ้านไร่ จำกัด		อุทัยธานี
19	2	2.632	2.14	12.86	3.125	บริษัท เอ็นเนอร์จี พลัส จำกัด (สาขา1)		ร้อยเอ็ด
20	2	8.00	7.00	10.00	3.11	บริษัท น้ำตาลเกษตรไทย จำกัด		นครสวรรค์
21	2	8.00	4.75	10.25	3.15	บริษัท ทรัพย์อนันต์ ไปโอแมส จำกัด		ชุมพร
22	2	2.40	6.30	19.70	5.33	บจก. ปาล์มน้ำมันธรรมชาติ (ชุมพร)		ชุมพร
23	2	4.00	14.58	1.92	4.00	บจก. น้ำตาลสิงห์บุรี		สิงห์บุรี
24	2	3.00	0.51	4.49	3.18	บจก. อุตสาหกรรมน้ำตาลปราณบุรี		ประจวบคีรีขันธ์
25	2	8.00	15.50	16.50	6.72	บจก. อุตสาหกรรมโคราช 1		นครราชสีมา
26	2	8.00	16.80	9.20	1.35	บจก. อุตสาหกรรมโคราช 2		นครราชสีมา
27	2	5.00	12.35	28.65	2.87	บจก. น้ำตาลพิษณุโลก		พิษณุโลก
28	2	8.00	21.10	15.30	3.20	บจก. ไฟฟ้าสุรินทร์		สุรินทร์

ระยะเวลาทำการวิจัย และแผนการดำเนินงานตลอดโครงการ

1 การดำเนินงานในเดือนที่ 1 ถึงเดือนที่ 3

- จัดเตรียมอุปกรณ์หลักที่เกี่ยวข้องกับการวิจัยทั้งหมดได้แก่ ระบบคอมพิวเตอร์ โปรแกรมที่ใช้ในการประมวลผล เป็นต้น
- ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยในทุกๆ ด้านจาก กฟภ. และ แหล่งข้อมูลอื่นๆ
- ศึกษาโปรแกรม DigSILENT ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ กฟภ.ใช้ในการประมวลผลด้านเทคนิคต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2 การดำเนินงานในเดือนที่ 4 ถึงเดือนที่ 6

- กำหนดกรณีศึกษา
- ทำการประมวลผลโดยโปรแกรม DigSILENT

3 การดำเนินงานในเดือนที่ 7 ถึงเดือนที่ 9

- ทำการวิเคราะห์ผลที่ได้จากการประมวลผลโดยโปรแกรม DigSILENT
- ตรวจสอบความเหมาะสมของค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่กำหนดไว้ในอัตราร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จากผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นและปัจจัยอื่นที่เกี่ยวข้อง
- สรุปผลการวิจัย

4 การดำเนินงานในเดือนที่ 10 ถึงเดือนที่ 12

- ในเดือนที่ 10 รวบรวมผลการวิจัยและนำมาเขียนบทความทางวิชาการ เพื่อส่งตีพิมพ์ในวารสารวิชาการ
- ในเดือนที่ 12 จัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์

บทที่ 5

ผลการวิจัย

ในบทนี้จะเป็นการดำเนินงานตามขั้นตอนที่ได้วางไว้ในบทที่ 4 เริ่มจากการประมวลผลโดยใช้โปรแกรม DigSILENT จากกรณีศึกษาที่ได้กำหนดไว้ และทำการเปรียบเทียบผลต่างกรณีศึกษากรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีที่มีการติดตั้ง DG เข้าระบบ ส่วนข้อมูลสภาวะโหลดในระบบจำหน่ายของ กฟภ.ที่ VSPP จ่ายเข้าระบบไปแล้ว รวมถึงขนาดและตำแหน่งการติดตั้ง DG ได้รวบรวมไว้ตามตาราง 5 จากนั้นจะทำการประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG นั้น มีค่าเพิ่มขึ้นหรือลดลงคิดเป็นร้อยละเท่าใด โดยมีผลการดำเนินการดังจะกล่าวต่อไป

การประมวลผลตามรหัสกรณีศึกษา

จากตาราง 3 มีการกำหนดรหัสกรณีศึกษา (Event Code) เป็นตัวเลข 5 หลัก พบว่ากรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG สามารถเกิดเหตุการณ์ได้ 12 เหตุการณ์ ดังตาราง 1 และสำหรับกรณีที่มีการติดตั้ง DG จะสามารถเกิดเหตุการณ์ได้ 384 เหตุการณ์ ดังตาราง 2 แต่จะมีบางเหตุการณ์ที่ไม่สามารถเกิดขึ้นได้จริง กล่าวคือ Event Code ในตำแหน่งการติดตั้ง (Location) 1 ที่มีลักษณะการติดตั้ง DG อยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับโหลด ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดย่อมมากกว่าระยะทางจาก DG ถึงโหลดเสมอ เหตุการณ์ที่ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดน้อยกว่าระยะทางจาก DG ถึงโหลดจึงไม่สามารถเกิดขึ้นจริงได้ ดังนั้น จะเหลือเหตุการณ์ที่นำมาประมวลผลเพียง 264 เหตุการณ์เท่านั้น และจากการประมวลผลหาลำดับไฟฟ้าสูญเสียโดยใช้โปรแกรม DigSILENT จึงได้ผลตามตารางดังนี้

ตาราง 6 ผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่มีการติดตั้ง DG

No.	Event Code	Without DG Loss (MW)
1	00011	0.003940
2	00012	0.015670
3	00013	0.035044
4	00021	0.013558
5	00022	0.053136
6	00023	0.117050
7	00031	0.028277
8	00032	0.108269
9	00033	0.233012
10	00041	0.045572
11	00042	0.169679
12	00043	0.354753

ตาราง 7 ผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีมีการติดตั้ง DG

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
1	11121	0.006216
2	11122	0.031014
3	11123	0.081207
4	11131	0.008773
5	11132	0.054405
6	11133	0.160711
7	11141	0.011955
8	11142	0.086265
9	11143	0.278540
10	11231	0.018483
11	11232	0.085413
12	11233	0.216398
13	11241	0.021976
14	11242	0.120709
15	11243	0.346805
16	11341	0.036358
17	11342	0.168245
18	11343	0.437168
19	12121	0.011448
20	12122	0.025381
21	12123	0.064238
22	12131	0.024456
23	12132	0.036648
24	12133	0.105417
25	12141	0.040684

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
26	12142	0.051415
27	12143	0.164071
28	12231	0.024863
29	12232	0.077602
30	12233	0.193046
31	12241	0.041092
32	12242	0.095455
33	12243	0.266787
34	12341	0.042493
35	12342	0.159163
36	12343	0.409966
37	13121	0.027157
38	13122	0.030462
39	13123	0.058239
40	13131	0.071035
41	13132	0.051924
42	13133	0.085838
43	13141	0.125039
44	13142	0.079533
45	13143	0.123849
46	13231	0.044315
47	13232	0.083261
48	13233	0.183642
49	13241	0.098664
50	13242	0.112286

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
51	13243	0.234403
52	13341	0.061710
53	13342	0.163619
54	13343	0.396924
55	14121	0.053185
56	14122	0.046088
57	14123	0.063032
58	14131	0.147282
59	14132	0.098726
60	14133	0.100139
61	14141	0.261571
62	14142	0.165427
63	14143	0.149813
64	14231	0.076599
65	14232	0.102126
66	14233	0.187894
67	14241	0.192858
68	14242	0.168934
69	14243	0.246218
70	14341	0.093769
71	14342	0.181344
72	14343	0.397733
73	21111	0.004586
74	21112	0.009169
75	21113	0.020427

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
76	21121	0.006172
77	21122	0.022586
78	21123	0.063772
79	21131	0.008700
80	21132	0.045263
81	21133	0.140662
82	21141	0.011844
83	21142	0.076021
84	21143	0.253954
85	21211	0.013723
86	21212	0.018392
87	21213	0.029739
88	21221	0.015405
89	21222	0.032141
90	21223	0.073681
91	21231	0.018092
92	21232	0.055421
93	21233	0.151784
94	21241	0.021447
95	21242	0.087083
96	21243	0.267260
97	21311	0.026500
98	21312	0.031287
99	21313	0.042756
100	21321	0.028316

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
101	21322	0.045495
102	21323	0.087521
103	21331	0.031227
104	21332	0.069611
105	21333	0.167301
106	21341	0.034878
107	21342	0.102625
108	21343	0.285814
109	21411	0.045103
110	21412	0.050058
111	21413	0.061700
112	21421	0.047113
113	21422	0.064921
114	21423	0.107637
115	21431	0.050349
116	21432	0.090234
117	21433	0.189823
118	21441	0.054431
119	21442	0.125115
120	21443	0.312729
121	22111	0.019009
122	22112	0.018407
123	22113	0.024406
124	22121	0.027174
125	22122	0.025184

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
126	22123	0.046968
127	22131	0.040224
128	22132	0.036378
129	22133	0.086079
130	22141	0.056526
131	22142	0.051051
132	22143	0.141536
133	22211	0.054866
134	22212	0.054646
135	22213	0.061037
136	22221	0.063120
137	22222	0.062506
138	22223	0.085791
139	22231	0.076340
140	22232	0.075577
141	22233	0.129097
142	22241	0.092903
143	22242	0.092957
144	22243	0.191248
145	22311	0.104180
146	22312	0.104478
147	22313	0.111400
148	22321	0.112655
149	22322	0.113917
150	22323	0.139253

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
151	22331	0.126274
152	22332	0.129781
153	22333	0.188469
154	22341	0.143422
155	22342	0.151145
156	22343	0.260386
157	22411	0.174667
158	22412	0.175692
159	22413	0.183357
160	22421	0.183654
161	22422	0.187565
162	22423	0.215796
163	22431	0.198173
164	22432	0.207782
165	22433	0.273931
166	22441	0.216602
167	22442	0.235563
168	22443	0.361026
169	23111	0.046298
170	23112	0.040652
171	23113	0.041534
172	23121	0.073655
173	23122	0.054219
174	23123	0.057664
175	23131	0.116955

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
176	23132	0.076377
177	23133	0.085103
178	23141	0.170498
179	23142	0.104995
180	23143	0.122889
181	23211	0.125487
182	23212	0.120691
183	23213	0.122446
184	23221	0.152332
185	23222	0.135887
186	23223	0.142589
187	23231	0.195081
188	23232	0.160947
189	23233	0.177446
190	23241	0.248341
191	23242	0.193730
192	23243	0.226624
193	23311	0.232965
194	23312	0.229311
195	23313	0.232234
196	23321	0.259706
197	23322	0.247297
198	23323	0.258392
199	23331	0.302589
200	23332	0.277336

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
201	23333	0.304571
202	23341	0.356593
203	23342	0.317476
204	23343	0.372003
205	23411	0.385085
206	23412	0.383024
207	23413	0.387579
208	23421	0.412724
209	23422	0.406066
210	23423	0.423438
211	23431	0.457568
212	23432	0.445393
213	23433	0.488562
214	23441	0.515040
215	23442	0.499823
216	23443	0.588610
217	24111	0.086228
218	24112	0.075670
219	24113	0.071574
220	24121	0.144783
221	24122	0.108774
222	24123	0.094833
223	24131	0.236571
224	24132	0.162311
225	24133	0.133876

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
226	24141	0.349106
227	24142	0.230642
228	24143	0.186420
229	24211	0.224525
230	24212	0.215455
231	24213	0.212880
232	24221	0.281203
233	24222	0.250268
234	24223	0.241849
235	24231	0.370940
236	24232	0.307248
237	24233	0.291440
238	24241	0.482471
239	24242	0.381310
240	24243	0.360441
241	24311	0.410456
242	24312	0.403349
243	24313	0.402785
244	24321	0.466328
245	24322	0.442254
246	24323	0.441298
247	24331	0.555994
248	24332	0.507145
249	24333	0.509202
250	24341	0.669621

ตาราง 7 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG Loss (MW)
251	24342	0.594080
252	24343	0.608636
253	24411	0.672889
254	24412	0.668559
255	24413	0.670841
256	24421	0.730948
257	24422	0.716902
258	24423	0.726897
259	24431	0.826141
260	24432	0.800282
261	24433	0.830439
262	24441	0.950872
263	24442	0.918711
264	24443	0.996492

การเปรียบเทียบผลตามรหัสกรณีศึกษา

จากการประมวลผลหาค่าล้งไฟฟ้าสูญเสียโดยโปรแกรม DIgSILENT ได้ผลตามตาราง 6 และตาราง 7 ซึ่งเป็นกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG และกรณีที่มีการติดตั้ง DG ตามลำดับ จะทำการเปรียบเทียบโดยให้กรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG เป็นกรณีฐาน (Base Case) และให้กรณีที่มีการติดตั้ง DG มาเปรียบเทียบผลต่างในแต่ละ Event Code ที่มีหลักหน่วยและหลักสิบเหมือนกับกรณีฐาน ตัวอย่าง เช่น Event Code ที่ 00043 เป็นกรณีฐานที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดมากกว่า 20 km และมีโหลดขนาดมากกว่า 5 MW ขึ้นไป จะมี Event Code ที่ 11143, 11243, 11343, ... 24443 ซึ่งเป็น Event Code ที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงโหลดมากกว่า 20 km และมีโหลดขนาดมากกว่า 5 MW ขึ้นไปเหมือนกรณีฐานมาเปรียบเทียบ หาผลต่างและทำเป็นร้อยละของผลต่างของทั้งสองกรณีในแต่ละ Event Code ดังตารางที่ 8 ภาพประกอบ 19 และภาพประกอบ 20

ตาราง 8 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีไม่ติดตั้ง DG กับกรณีที่มีการติดตั้ง DG

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
1	11121	0.006216	0.013558	-54.15
2	11122	0.031014	0.053136	-41.63
3	11123	0.081207	0.117050	-30.62
4	11131	0.008773	0.028277	-68.97
5	11132	0.054405	0.108269	-49.75
6	11133	0.160711	0.233012	-31.03
7	11141	0.011955	0.045572	-73.77
8	11142	0.086265	0.169679	-49.16
9	11143	0.278540	0.354753	-21.48
10	11231	0.018483	0.028277	-34.64
11	11232	0.085413	0.108269	-21.11
12	11233	0.216398	0.233012	-7.13
13	11241	0.021976	0.045572	-51.78
14	11242	0.120709	0.169679	-28.86
15	11243	0.346805	0.354753	-2.24
16	11341	0.036358	0.045572	-20.22
17	11342	0.168245	0.169679	-0.85
18	11343	0.437168	0.354753	23.23
19	12121	0.011448	0.013558	-15.56
20	12122	0.025381	0.053136	-52.23
21	12123	0.064238	0.117050	-45.12
22	12131	0.024456	0.028277	-13.51
23	12132	0.036648	0.108269	-66.15
24	12133	0.105417	0.233012	-54.76
25	12141	0.040684	0.045572	-10.73

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
26	12142	0.051415	0.169679	-69.70
27	12143	0.164071	0.354753	-53.75
28	12231	0.024863	0.028277	-12.07
29	12232	0.077602	0.108269	-28.32
30	12233	0.193046	0.233012	-17.15
31	12241	0.041092	0.045572	-9.83
32	12242	0.095455	0.169679	-43.74
33	12243	0.266787	0.354753	-24.80
34	12341	0.042493	0.045572	-6.76
35	12342	0.159163	0.169679	-6.20
36	12343	0.409966	0.354753	15.56
37	13121	0.027157	0.013558	100.30
38	13122	0.030462	0.053136	-42.67
39	13123	0.058239	0.117050	-50.24
40	13131	0.071035	0.028277	151.21
41	13132	0.051924	0.108269	-52.04
42	13133	0.085838	0.233012	-63.16
43	13141	0.125039	0.045572	174.38
44	13142	0.079533	0.169679	-53.13
45	13143	0.123849	0.354753	-65.09
46	13231	0.044315	0.028277	56.72
47	13232	0.083261	0.108269	-23.10
48	13233	0.183642	0.233012	-21.19
49	13241	0.098664	0.045572	116.50
50	13242	0.112286	0.169679	-33.82

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
51	13243	0.234403	0.354753	-33.93
52	13341	0.061710	0.045572	35.41
53	13342	0.163619	0.169679	-3.57
54	13343	0.396924	0.354753	11.89
55	14121	0.053185	0.013558	292.28
56	14122	0.046088	0.053136	-13.26
57	14123	0.063032	0.117050	-46.15
58	14131	0.147282	0.028277	420.85
59	14132	0.098726	0.108269	-8.81
60	14133	0.100139	0.233012	-57.02
61	14141	0.261571	0.045572	473.97
62	14142	0.165427	0.169679	-2.51
63	14143	0.149813	0.354753	-57.77
64	14231	0.076599	0.028277	170.89
65	14232	0.102126	0.108269	-5.67
66	14233	0.187894	0.233012	-19.36
67	14241	0.192858	0.045572	323.19
68	14242	0.168934	0.169679	-0.44
69	14243	0.246218	0.354753	-30.59
70	14341	0.093769	0.045572	105.76
71	14342	0.181344	0.169679	6.87
72	14343	0.397733	0.354753	12.12
73	21111	0.004586	0.003940	16.40
74	21112	0.009169	0.015670	-41.49
75	21113	0.020427	0.035044	-41.71

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
76	21121	0.006172	0.013558	-54.48
77	21122	0.022586	0.053136	-57.49
78	21123	0.063772	0.117050	-45.52
79	21131	0.008700	0.028277	-69.23
80	21132	0.045263	0.108269	-58.19
81	21133	0.140662	0.233012	-39.63
82	21141	0.011844	0.045572	-74.01
83	21142	0.076021	0.169679	-55.20
84	21143	0.253954	0.354753	-28.41
85	21211	0.013723	0.003940	248.30
86	21212	0.018392	0.015670	17.37
87	21213	0.029739	0.035044	-15.14
88	21221	0.015405	0.013558	13.62
89	21222	0.032141	0.053136	-39.51
90	21223	0.073681	0.117050	-37.05
91	21231	0.018092	0.028277	-36.02
92	21232	0.055421	0.108269	-48.81
93	21233	0.151784	0.233012	-34.86
94	21241	0.021447	0.045572	-52.94
95	21242	0.087083	0.169679	-48.68
96	21243	0.267260	0.354753	-24.66
97	21311	0.026500	0.003940	572.59
98	21312	0.031287	0.015670	99.66
99	21313	0.042756	0.035044	22.01
100	21321	0.028316	0.013558	108.85

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
101	21322	0.045495	0.053136	-14.38
102	21323	0.087521	0.117050	-25.23
103	21331	0.031227	0.028277	10.43
104	21332	0.069611	0.108269	-35.71
105	21333	0.167301	0.233012	-28.20
106	21341	0.034878	0.045572	-23.47
107	21342	0.102625	0.169679	-39.52
108	21343	0.285814	0.354753	-19.43
109	21411	0.045103	0.003940	1044.75
110	21412	0.050058	0.015670	219.45
111	21413	0.061700	0.035044	76.06
112	21421	0.047113	0.013558	247.49
113	21422	0.064921	0.053136	22.18
114	21423	0.107637	0.117050	-8.04
115	21431	0.050349	0.028277	78.06
116	21432	0.090234	0.108269	-16.66
117	21433	0.189823	0.233012	-18.54
118	21441	0.054431	0.045572	19.44
119	21442	0.125115	0.169679	-26.26
120	21443	0.312729	0.354753	-11.85
121	22111	0.019009	0.003940	382.46
122	22112	0.018407	0.015670	17.47
123	22113	0.024406	0.035044	-30.36
124	22121	0.027174	0.013558	100.43
125	22122	0.025184	0.053136	-52.60

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
126	22123	0.046968	0.117050	-59.87
127	22131	0.040224	0.028277	42.25
128	22132	0.036378	0.108269	-66.40
129	22133	0.086079	0.233012	-63.06
130	22141	0.056526	0.045572	24.04
131	22142	0.051051	0.169679	-69.91
132	22143	0.141536	0.354753	-60.10
133	22211	0.054866	0.003940	1292.54
134	22212	0.054646	0.015670	248.73
135	22213	0.061037	0.035044	74.17
136	22221	0.063120	0.013558	365.56
137	22222	0.062506	0.053136	17.63
138	22223	0.085791	0.117050	-26.71
139	22231	0.076340	0.028277	169.97
140	22232	0.075577	0.108269	-30.20
141	22233	0.129097	0.233012	-44.60
142	22241	0.092903	0.045572	103.86
143	22242	0.092957	0.169679	-45.22
144	22243	0.191248	0.354753	-46.09
145	22311	0.104180	0.003940	2544.16
146	22312	0.104478	0.015670	566.74
147	22313	0.111400	0.035044	217.89
148	22321	0.112655	0.013558	730.91
149	22322	0.113917	0.053136	114.39
150	22323	0.139253	0.117050	18.97

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
151	22331	0.126274	0.028277	346.56
152	22332	0.129781	0.108269	19.87
153	22333	0.188469	0.233012	-19.12
154	22341	0.143422	0.045572	214.72
155	22342	0.151145	0.169679	-10.92
156	22343	0.260386	0.354753	-26.60
157	22411	0.174667	0.003940	4333.17
158	22412	0.175692	0.015670	1021.20
159	22413	0.183357	0.035044	423.22
160	22421	0.183654	0.013558	1254.58
161	22422	0.187565	0.053136	252.99
162	22423	0.215796	0.117050	84.36
163	22431	0.198173	0.028277	600.83
164	22432	0.207782	0.108269	91.91
165	22433	0.273931	0.233012	17.56
166	22441	0.216602	0.045572	375.30
167	22442	0.235563	0.169679	38.83
168	22443	0.361026	0.354753	1.77
169	23111	0.046298	0.003940	1075.08
170	23112	0.040652	0.015670	159.43
171	23113	0.041534	0.035044	18.52
172	23121	0.073655	0.013558	443.26
173	23122	0.054219	0.053136	2.04
174	23123	0.057664	0.117050	-50.74
175	23131	0.116955	0.028277	313.60

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
176	23132	0.076377	0.108269	-29.46
177	23133	0.085103	0.233012	-63.48
178	23141	0.170498	0.045572	274.13
179	23142	0.104995	0.169679	-38.12
180	23143	0.122889	0.354753	-65.36
181	23211	0.125487	0.003940	3084.95
182	23212	0.120691	0.015670	670.20
183	23213	0.122446	0.035044	249.41
184	23221	0.152332	0.013558	1023.56
185	23222	0.135887	0.053136	155.73
186	23223	0.142589	0.117050	21.82
187	23231	0.195081	0.028277	589.89
188	23232	0.160947	0.108269	48.65
189	23233	0.177446	0.233012	-23.85
190	23241	0.248341	0.045572	444.94
191	23242	0.193730	0.169679	14.17
192	23243	0.226624	0.354753	-36.12
193	23311	0.232965	0.003940	5812.82
194	23312	0.229311	0.015670	1363.38
195	23313	0.232234	0.035044	562.69
196	23321	0.259706	0.013558	1815.52
197	23322	0.247297	0.053136	365.40
198	23323	0.258392	0.117050	120.75
199	23331	0.302589	0.028277	970.09
200	23332	0.277336	0.108269	156.15

ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
201	23333	0.304571	0.233012	30.71
202	23341	0.356593	0.045572	682.48
203	23342	0.317476	0.169679	87.10
204	23343	0.372003	0.354753	4.86
205	23411	0.385085	0.003940	9673.73
206	23412	0.383024	0.015670	2344.31
207	23413	0.387579	0.035044	1005.98
208	23421	0.412724	0.013558	2944.14
209	23422	0.406066	0.053136	664.20
210	23423	0.423438	0.117050	261.76
211	23431	0.457568	0.028277	1518.16
212	23432	0.445393	0.108269	311.38
213	23433	0.488562	0.233012	109.67
214	23441	0.515040	0.045572	1030.17
215	23442	0.499823	0.169679	194.57
216	23443	0.588610	0.354753	65.92
217	24111	0.086228	0.003940	2088.53
218	24112	0.075670	0.015670	382.90
219	24113	0.071574	0.035044	104.24
220	24121	0.144783	0.013558	967.88
221	24122	0.108774	0.053136	104.71
222	24123	0.094833	0.117050	-18.98
223	24131	0.236571	0.028277	736.62
224	24132	0.162311	0.108269	49.91
225	24133	0.133876	0.233012	-42.55

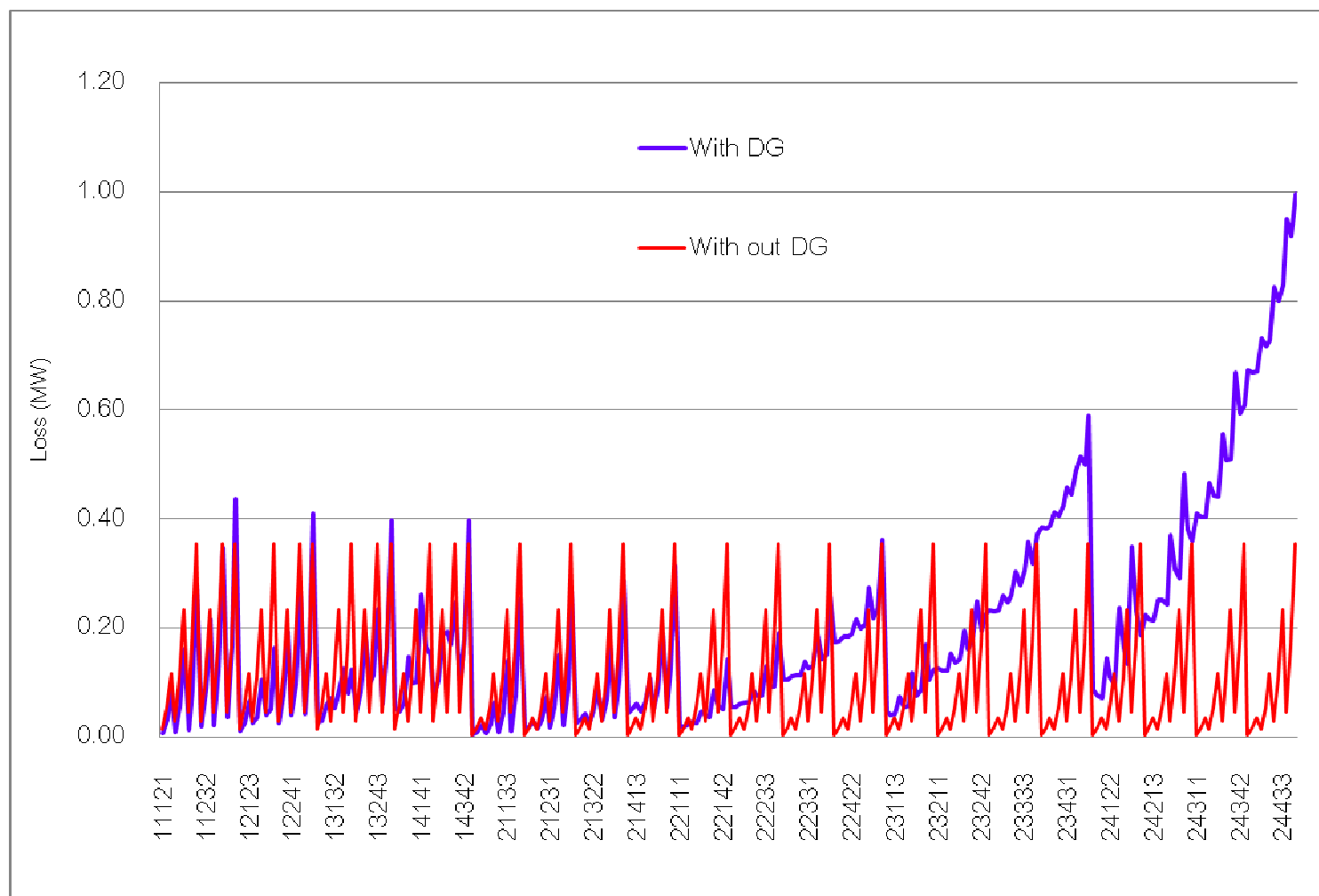
ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
226	24141	0.349106	0.045572	666.05
227	24142	0.230642	0.169679	35.93
228	24143	0.186420	0.354753	-47.45
229	24211	0.224525	0.003940	5598.60
230	24212	0.215455	0.015670	1274.95
231	24213	0.212880	0.035044	507.46
232	24221	0.250268	0.013558	1745.91
233	24222	0.250268	0.053136	371.00
234	24223	0.241849	0.117050	106.62
235	24231	0.370940	0.028277	1211.81
236	24232	0.307248	0.108269	183.78
237	24233	0.291440	0.233012	25.08
238	24241	0.482471	0.045572	958.70
239	24242	0.381310	0.169679	124.72
240	24243	0.360441	0.354753	1.60
241	24311	0.410456	0.003940	10317.66
242	24312	0.403349	0.015670	2474.02
243	24313	0.402785	0.035044	1049.37
244	24321	0.466328	0.013558	3339.50
245	24322	0.442254	0.053136	732.31
246	24323	0.441298	0.117050	277.02
247	24331	0.555994	0.028277	1866.24
248	24332	0.507145	0.108269	368.41
249	24333	0.509202	0.233012	118.53
250	24341	0.669621	0.045572	1369.37

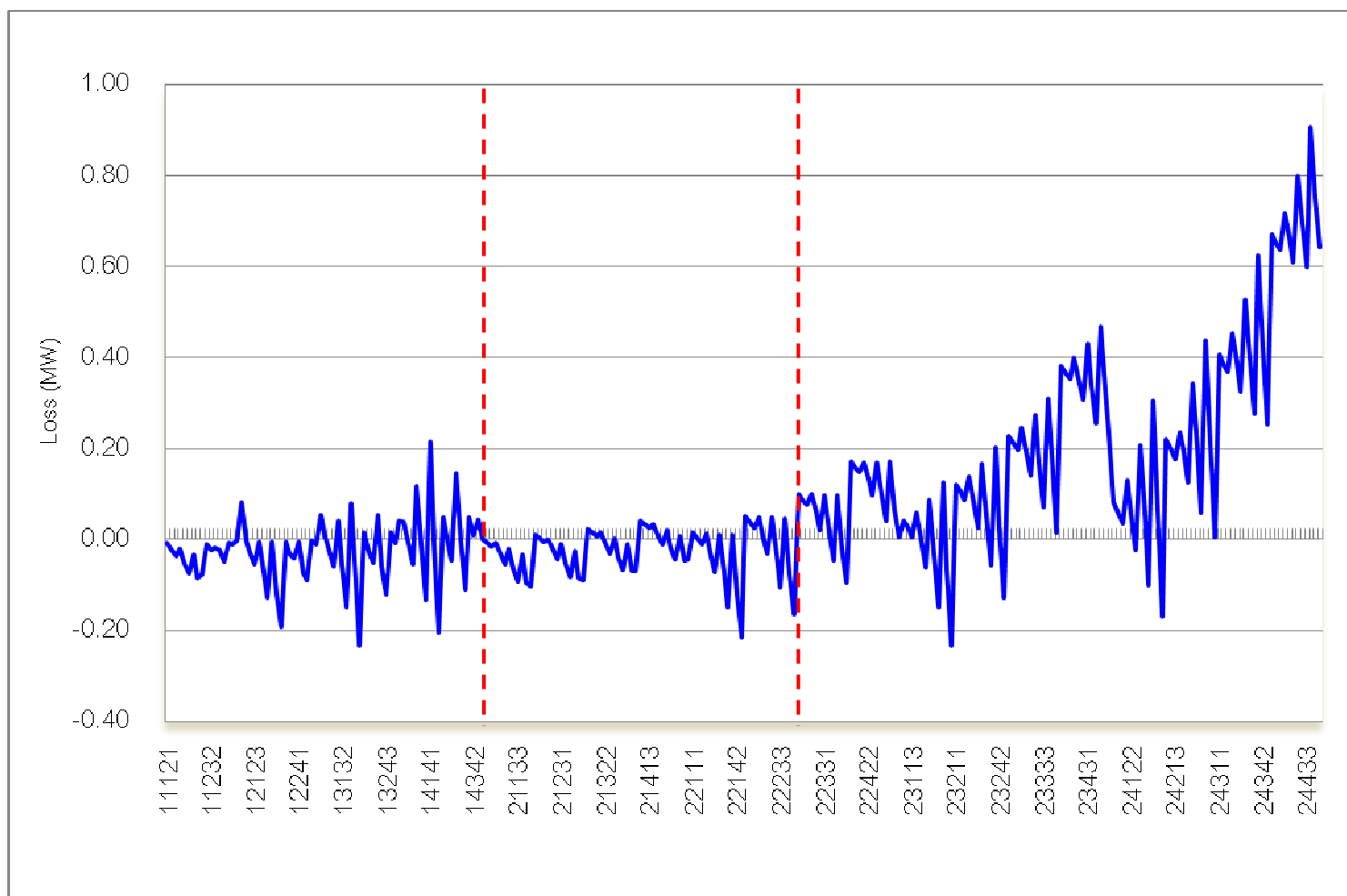
ตาราง 8 (ต่อ)

No.	Event Code	With DG(MW)	Without DG(MW)	Difference (%)
		A	B	$C=(A-B)*100/B$
251	24342	0.594080	0.169679	250.12
252	24343	0.608636	0.354753	71.57
253	24411	0.672889	0.003940	16978.40
254	24412	0.668559	0.015670	4166.49
255	24413	0.670841	0.035044	1814.28
256	24421	0.730948	0.013558	5291.27
257	24422	0.716902	0.053136	1249.18
258	24423	0.726897	0.117050	521.01
259	24431	0.826141	0.028277	2821.60
260	24432	0.800282	0.108269	639.16
261	24433	0.830439	0.233012	256.39
262	24441	0.950872	0.045572	1986.53
263	24442	0.918711	0.169679	441.44
264	24443	0.996492	0.354753	180.90

หมายเหตุ ค่าร้อยละของผลต่าง (สดมภ์ C) มีค่าเป็น บวก แสดงว่า การมี DG มาติดตั้งทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น และหากมีค่าเป็น ลบ แสดงว่า การมี DG มาติดตั้งทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง



ภาพประกอบ 19 กราฟแสดงการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีไม่ติดตั้ง DG กับกรณีมีการติดตั้ง DG



ภาพประกอบ 20 กราฟแสดงผลต่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียของกรณีไม่ติดตั้ง DG กับกรณีมีการติดตั้ง DG

จากผลตามตาราง 8 นำผลต่างของกรณีไม่มีการติดตั้ง DG เทียบกับกรณีมีการติดตั้ง DG มาแสดงในรูปแบบของกราฟ ดังภาพประกอบ 19 และ 20 ทำให้เห็นความสัมพันธ์ของผลกระทบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายของ กฟภ.จากการติดตั้ง DG ได้ชัดเจนขึ้น โดยได้แบ่งการพิจารณากราฟตามภาพประกอบ 20 เป็น 3 ช่วงกรณีศึกษา คือ

ช่วงที่ 1 เริ่มจาก Event Code 11121 ถึง 14343 เป็นตำแหน่งการติดตั้ง (Location) 1 มีลักษณะการติดตั้ง DG อยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับกลุ่มโหลด พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่ลดลง ยกเว้นบางกลุ่มกรณีศึกษาที่มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น คือกลุ่มที่มีหลักพันของ Event Code เป็น 3 หรือ 4 หลักสิบเป็น 3 หรือ 4 และหลักหน่วยเป็น 1 หมายถึง DG มีขนาดใหญ่ มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากกว่า 10 km ขึ้นไปและมีโหลดน้อยกว่า 2 MW

ช่วงที่ 2 เริ่มจาก Event Code ที่ 21111 ถึง 22243 เป็นตำแหน่งการติดตั้ง (Location) 2 มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งติดตั้ง DG หลักพันและหลักร้อยของ Event Code ไม่เกิน 2 หมายถึงขนาดของ DG ไม่เกิน 5 MW และระยะทางจาก DG ถึงกลุ่มโหลดไม่เกิน 15 km พบว่าค่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่ลดลง ยกเว้นบางกลุ่มกรณีศึกษาที่มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นเล็กน้อย คือ กลุ่มหลักหน่วยของ Event Code เป็น 1 หมายถึง มีโหลดน้อยกว่า 2 MW

ช่วงที่ 3 เริ่มจาก Event Code ที่ 22311 เป็นต้นไป เป็นตำแหน่งการติดตั้ง (Location) 2 มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งติดตั้ง DG พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีที่ DG มีขนาดใหญ่ ยกเว้นบางกลุ่มกรณีศึกษาที่มีค่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงคือกลุ่มที่มีหลักสิบและหลักหน่วยของ Event Code เป็น 33 และ 43 หมายถึง มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากกว่า 10 km และมีขนาดโหลดมากกว่า 5 MW

การพิจารณาผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น

ตาราง 9 เป็นการรวบรวมข้อมูลในแต่ละ Event Code โดยมีรายละเอียด ดังนี้

คอลัมน์ A เป็นผลการประมวลกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีมีการติดตั้ง DG

คอลัมน์ B เป็นผลการประมวลกำลังไฟฟ้าสูญเสียกรณีไม่มีการติดตั้ง DG

คอลัมน์ C เป็นค่าร้อยละของผลต่างของ A และ B

คอลัมน์ D เป็นจำนวนรายชื่อของ VSPP ที่ติดตั้งระบบจำหน่ายของ กฟภ.แล้ว

คอลัมน์ E เป็นค่าถ่วงน้ำหนัก (Weighting Factor) ของจำนวน VSPP หาได้โดยการนำเอาจำนวนรายชื่อที่อยู่ใน Event Code นั้นในคอลัมน์ D คูณด้วย 100 แล้วหารด้วยจำนวนรายชื่อของ VSPP ที่นำมาพิจารณาทั้งหมด (ในที่นี้มี 28 รายตามตาราง 5)

คอลัมน์ F เป็นผลคูณของข้อมูลในคอลัมน์ C และคอลัมน์ E ซึ่งผลรวมของข้อมูลในคอลัมน์ F จะเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไป หากค่านี้มีค่าเป็น บวก แสดงว่า การมี DG ติดตั้งเข้าในระบบทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น และหากค่านี้มีค่าเป็น ลบ แสดงว่า การมี DG ติดตั้งเข้าในระบบจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง

ตาราง 9 ผลการหาค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงเมื่อติดตั้ง DG เข้าระบบ

No.	Event Code	With DG (MW) A	Without DG (MW) B	Difference (%) C	จำนวน VSPP (ราย) D	จำนวน VSPP (Weight Factor) E	F=C*E F
1	12123	0.064238	0.117050	-45.12	1	0.0357	-0.0161
2	12132	0.036648	0.108269	-66.15	1	0.0357	-0.0236
3	13122	0.030462	0.053136	-42.67	2	0.0714	-0.0305
4	13142	0.079533	0.169679	-53.13	1	0.0357	-0.0190
5	14122	0.046088	0.053136	-13.26	4	0.1429	-0.0189
6	14131	0.147282	0.028277	420.85	1	0.0357	0.1503
7	14242	0.168934	0.169679	-0.44	1	0.0357	-0.0002
8	14342	0.181344	0.169679	6.87	1	0.0357	0.0025
9	22111	0.019009	0.003940	382.46	1	0.0357	0.1366
10	22112	0.018407	0.015670	17.47	1	0.0357	0.0062
11	22142	0.051051	0.169679	-69.91	1	0.0357	-0.0250
12	23232	0.160947	0.108269	48.65	1	0.0357	0.0174
13	23242	0.193730	0.169679	14.17	1	0.0357	0.0051
14	23243	0.226624	0.354753	-36.12	1	0.0357	-0.0129
15	23341	0.356593	0.045572	682.48	1	0.0357	0.2437
16	24111	0.086228	0.003940	2088.53	1	0.0357	0.7459
17	24131	0.236571	0.028277	736.62	1	0.0357	0.2631
18	24132	0.162311	0.108269	49.91	2	0.0714	0.0357
19	24142	0.230642	0.169679	35.93	1	0.0357	0.0128
20	24222	0.250268	0.053136	371.00	1	0.0357	0.1325
21	24321	0.466328	0.013558	3339.50	1	0.0357	1.1927
22	24332	0.507145	0.108269	368.41	1	0.0357	0.1316
23	24333	0.509202	0.233012	118.53	1	0.0357	0.0423
				รวม	28	Electrical loss (%)	2.9722

บทที่ 6

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

ในการศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายของ กฟภ.จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายนี้ ผู้วิจัยได้มีการรวบรวมและศึกษาระเบียบ ข้อมูล แนวคิดจากวิทยานิพนธ์ รายงานผลการศึกษาวิจัย บทความวิชาการ และวารสารต่างๆที่เกี่ยวข้องของผู้ทรงคุณวุฒิจากหลายสถาบัน หลายองค์กร รวมถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องสัมพันธ์กับงานวิจัยนี้ ได้ทำการปรับปรุงพัฒนาแนวคิด สร้างสรรค์วิธีการใหม่ ประมวลออกมาเป็นผลการวิจัยที่สามารถสนองตอบวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ได้ ดังบทสรุปต่อไปนี้

บทสรุป

จากการประมวลผลกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยโปรแกรม DigSILENT ตามรหัสกรณีศึกษาที่ได้กำหนดไว้ เทียบกันระหว่างขณะไม่มีการติดตั้ง DG กับกรณีที่มีการติดตั้ง DG เข้าระบบจำหน่าย พบการเปลี่ยนแปลงว่า การที่มี DG ติดตั้งอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับกลุ่มโหลด ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้น กรณีที่ DG มีขนาดใหญ่ มีปริมาณโหลดน้อยและมีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมาก จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น สำหรับในลักษณะการติดตั้งที่มีกลุ่มโหลดอยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้ากับตำแหน่งการติดตั้ง DG พบว่า หาก DG มีขนาดเล็กถึงปานกลาง (ไม่เกิน 5 MW) และระยะทางจาก DG ถึงกลุ่มโหลดไม่มากนัก (ไม่เกิน 15 km) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้น ระบบจำหน่ายที่มีปริมาณโหลดน้อย จะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น และหาก DG มีขนาดใหญ่ขึ้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะยิ่งเพิ่มขึ้น ยกเว้น กรณีที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากและมีปริมาณโหลดมาก ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะลดลง

ส่วนผลการศึกษาค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่กำหนดให้ VSPP ที่มีปริมาณเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 1 MW ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าจะต้องถูกหักร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (เฉพาะส่วนที่มากกว่า VSPP ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย) ผลตามตาราง 5 โดยการศึกษาจากกลุ่มตัวอย่าง VSPP 28 ราย จากจำนวนทั้งหมด 53 ราย หรือคิดเป็นร้อยละ 52.83 ของจำนวนทั้งหมด พบว่า เมื่อมีการติดตั้ง DG เข้าในระบบจำหน่าย 22 kV จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9722 ซึ่งมากกว่าส่วนที่ กฟภ.ได้รับจาก VSPP เพื่อเป็นค่าดำเนินการถึงร้อยละ 0.9722

ข้อเสนอแนะ

เนื่องจากแต่เดิมในระบบจำหน่ายที่พิจารณานั้น กฟภ.มีการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในระบบ 115 kV เป็นส่วนใหญ่ แต่เมื่อต้องเปลี่ยนมาเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ในระบบ 11-33 kV ส่งผลให้ต้องซื้อไฟฟ้าในราคาที่แพงขึ้น กล่าวคือ อัตราค่าไฟฟ้าช่วง PEAK ในระบบ 11-33 kV ราคา 2.9278 บาท/หน่วย ขณะที่ในระบบ 115 kV ราคา 2.3234 บาท/หน่วย ส่วนช่วง OFF PEAK ในระบบ 11-33 kV ราคา 1.1154 บาท/หน่วย ในขณะที่ระบบ 115 kV ราคา 1.0928 บาท/หน่วย เห็นได้ว่าราคาซื้อไฟฟ้าในระบบ 11-33 kV แตกต่างจากการซื้อไฟฟ้าระบบ 115 kV โดยช่วง PEAK ราคาสูงกว่า 0.6044 บาท/หน่วย และช่วง OFF PEAK สูงกว่า 0.0226 บาท/หน่วย จึงทำให้ กฟภ.ต้องมีต้นทุนที่เพิ่มขึ้นด้วย

อย่างไรก็ตามจากการที่มีการสนับสนุนให้มี VSPP เพิ่มมากขึ้นส่งผลดีในหลายด้าน อาทิ การใช้พลังงานจากสิ่งเหลือใช้ หรือพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ ของประเทศให้มากขึ้น ลดการพึ่งพาพลังงานอย่างใดอย่างหนึ่งมากเกินไป เพิ่มความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า ลดภาวะโลกร้อน รวมถึงลดภาระการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ.ซึ่งในข้อนี้ กฟผ.จะเป็นผู้ได้รับประโยชน์โดยตรง ดังนั้น เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมกับทุกฝ่าย ส่งเสริมให้ VSPP มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องอยู่ได้อย่างมั่นคงยั่งยืน และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่ต้องรับภาระมากนัก จึงควรมีการพิจารณาปรับเปลี่ยนค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ให้เหมาะสมกับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายจากการที่มีโครงสร้างระบบจำหน่ายที่เปลี่ยนไป อาทิ ระบบป้องกัน (Protection System) และราคาซื้อที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องมีการะสูงขึ้น โดยให้ กฟผ.มีส่วนร่วมในการรับภาระนี้ให้เหมาะสมกับการที่ลดภาระการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าไป

งานวิจัยนี้พิจารณาผลกระทบเฉพาะในระบบจำหน่าย 22 kV ที่ได้ดำเนินการไปแล้วเท่านั้นโดยผู้วิจัยสามารถรวบรวมข้อมูลได้ร้อยละ 52.83 ของจำนวนทั้งหมด ทั้งนี้ มิได้พิจารณาถึงอัตราการเติบโตของโหลด (Load Growth) ที่มีการปรับเปลี่ยนอยู่ตลอดเวลา และ VSPP ที่ได้มีการยื่นเรื่องขออนุญาตต่อ กฟภ.แล้วแต่อยู่ในระหว่างกำลังพิจารณา ซึ่งหากจะรวบรวมข้อมูลดังกล่าวให้ครบถ้วนทั้งหมด คงต้องใช้ระยะเวลาและทรัพยากรอื่นๆ ในการเก็บข้อมูลอีกมาก ดังนั้น ผลการวิจัยที่ได้มานี้ จึงอาจไม่ใช่ผลลัพธ์ของทั้งหมด แต่จะสามารถนำวิธีการนี้เป็นแนวทางในการพัฒนาดำเนินการวิจัยในโอกาสต่อไปได้

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

- เกรียงไกร บันลือศักดิ์. (2547). การประเมินกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้าสำหรับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. ถ่ายเอกสาร.
- จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. (2552). รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการวิจัยเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระยะที่ 2. กรุงเทพฯ: ศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. มหาวิทยาลัยฯ.
- ชรินทร์ พานิชชาติ. (2547). กำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยแนวทางเชิงกำหนด. วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ถ่ายเอกสาร.
- ชำนาญ ห่อเกียรติ. (2550). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. พิมพ์ครั้งที่ 2. กรุงเทพฯ: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- ชำนาญ ห่อเกียรติ. (2551). ระบบไฟฟ้ากำลัง. พิมพ์ครั้งที่ 3. กรุงเทพฯ: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- ณัฐวุฒิ แผ่นสุวรรณ. (2548). การประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของค่ากำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ถ่ายเอกสาร.
- ทงศ์ศักดิ์ ดวงตะวงษ์. (2543). การปรับโครงสร้างระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายลดลงมากที่สุด. วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยขอนแก่น. ถ่ายเอกสาร.
- มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. คณะวิศวกรรมศาสตร์. (2546). รายงานฉบับที่ 1 โครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. เชียงใหม่: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยฯ.
- มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. คณะวิศวกรรมศาสตร์. (2546). รายงานฉบับที่ 2 โครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. เชียงใหม่: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยฯ.
- มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. คณะวิศวกรรมศาสตร์. (2547). รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. เชียงใหม่: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยฯ.

- ยุทธาน เอี่ยมสมบูรณ์. (2551). การหาตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เหมาะสมเพื่อลดกำลังสูญเสีย และเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายโดยวิธีการค้นหาแบบตาปู. วิทยานิพนธ์ วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ. ถ่ายเอกสาร.
- วัฒนรัฐ อ่อนหยับ. (2551). การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก. สารนิพนธ์ วศ.ม. (เทคโนโลยีการจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม). กรุงเทพฯ: คณะวิศวกรรมศาสตร์. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. ถ่ายเอกสาร.
- สุรศักดิ์ อัครชัยอนันต์. (2551). ผลกระทบของคุณลักษณะการกระจายของโหลดที่แตกต่างกันที่มีต่อการลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วารสารวิจัยพลังงาน. 5: 76-87.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน.และ กฟภ.



อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน.และ กฟภ.

ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2548

1 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย

1.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU Rate)

(บาท/หน่วย)

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 กิโลโวลต์	1.8227	1.0903	0.2730	-	2.0957	1.0903
69-115 กิโลโวลต์	1.8321	1.0928	0.4913	-	2.3234	1.0928
ณ ปลายสายส่ง 69, 115 กิโลโวลต์*	1.8983	1.1142	0.8528	-	2.7511	1.1142
11-33 กิโลโวลต์	1.9052	1.1154	1.0226	-	2.9278	1.1154

* รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 : 115 และ 69 : 69 กิโลโวลต์

ช่วง Peak : เวลา 09.00 น.- 22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์ และวันพืชมงคล
ช่วง Off-Peak : เวลา 22.00 น.- 09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์ และวันพืชมงคล
: เวลา 00.00 น.- 24.00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติและ
วันหยุดราชการตามปกติ(ไม่รวมวันพืชมงคลและไม่รวมวันหยุดชดเชย)

1.2 ค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ประกอบด้วย

1.2.1 อัตราค่า F_t ขายส่งคงที่ 0.4810 บาท/หน่วย

1.2.2 ΔF_t ขายส่ง ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งจะมีการปรับค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย หากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ.เปลี่ยนแปลง

2 อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Charge)

อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 4.67 บาท/กิโลวาร์/เดือน สำหรับกิโลวาร์ส่วนที่เกินเมื่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.875 (Lagging)

3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บตามอัตราข้างต้นยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งผู้ซื้อเป็นผู้รับภาระ

ภาคผนวก ข

**ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)**

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

นิยาม

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”

หมายถึง

ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

“ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“พลังงานหมุนเวียน” หมายถึง

พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานขั้นที่สองที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กล่าวมา เช่น เชื้อเพลิงจากพืช (Biofuel) เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัด เช่น พลังงานที่ได้จากถ่านหิน หินน้ำมัน ทรายน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ เป็นต้น

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
3. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

1. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

2. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังต่อไปนี้

- 2.1 กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร

- 2.2 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

- 2.3 ขยะมูลฝอย

- 2.4 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้น ๆ

3. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่

3.1 พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร

3.2 พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์

3.3 พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลด ความดันของก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบ คำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวง หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบ และซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตาม รายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาซื้อเป็นกรณีๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พิจารณาด้วย ทั้งนี้ หากไม่พิจารณาซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์ อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการ พิจารณาซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้า

ขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.

3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ฉ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและ อาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ข. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 1)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ข. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เท่ากับ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_c ขายปลีก) ในเดือนนั้น ๆ

ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้น ๆ

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้น ๆ ในเดือนนั้น ๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_r ขายปลีก)

2.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือน ด้วยราคาตามข้อ 2.1

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดราคาซื้อเป็น 2 กรณี ดังนี้

2.2.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_s ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_s ขายส่งเฉลี่ย)

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

3.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

4. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.2.1 และข้อ 2.2.2 และข้อ 3 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

5. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วันที่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

ณ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งหนี้ขอรับเงิน

ญ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่ากรณีวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฏ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000* (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000

หมายเหตุ

- ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม - แรงต่ำ - แรงสูง	1,600-20,000 10,000-25,000	1,600-20,000 10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับ
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามิเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่คุณผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

ภาคผนวก ค

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
(สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ **Cogeneration**)

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration)

นิยาม

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”

หมายถึง

ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชน
ทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการ
ผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

“ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของ
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10
เมกะวัตต์

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
3. เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ มีการใช้พลังงานให้เกิดประโยชน์สูงสุด
4. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
5. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration หรือ Combined Heat and Power: CHP) โดยใช้เชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไป ซึ่งมีข้อกำหนดในกระบวนการผลิตดังนี้

1. เป็นการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการอุณหภูมิ (Thermal Processes) ตัวอย่างเช่น การผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม การเกษตร และการทำความเย็นในอาคารสำนักงาน โรงแรม โรงงานอุตสาหกรรม หรือโรงพยาบาล ซึ่งรวมเรียกว่า Topping Cycle หรือในทางตรงข้ามโดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการอุณหภูมิไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งรวมเรียกว่า Bottoming Cycle

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving) ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี โดยมีวิธีการคำนวณตามสิ่งแนบที่ 1

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวงหรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบและซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตามรายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาซื้อเป็นกรณี ๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พิจารณาดำเนินการ ทั้งนี้ หากไม่พิจารณาซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้า

ขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.
3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิ์ตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ฉ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ข. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก) และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 2)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ข. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เป็นดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้า เท่ากับค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากทำการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย)

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 1 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงาน

ไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_t ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วันที่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

3. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีความประสงค์จะใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ณ. การไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดของกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดเรื่องประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุในข้อ ข. จะต้องเสียค่าปรับตามวิธีการคำนวณในสิ่งแนบที่ 1 ของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

ญ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ฎ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฉ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่ากรณีวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

จ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

สัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
(Primary Energy Saving : PES)

1. วิธีการคำนวณสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN \text{ Heat Eff.}}{ref. \text{ Heat Eff.}} + \frac{COGEN \text{ Electricity Eff.}}{ref. \text{ Electricity Eff.}}} \right) \times 100 \%$$

โดยที่

- COGEN Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบ Cogeneration
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์ (รายปี) ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)
- COGEN Elect. Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration
= สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (รายปี) ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)
- Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว
- Ref. Elect. Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงของ VSPP ตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิง	Ref. Elec. Eff.	Ref. Heat. Eff.
ก๊าซธรรมชาติ	45 %	85 %
ถ่านหิน	40 %	80 %
น้ำมัน	40 %	80 %

2. วิธีการคำนวณค่าปรับ กรณี VSPP ไม่ผ่านเงื่อนไข Cogeneration

ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้า มีค่า PES ต่ำกว่าร้อยละ 10 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ ตามผลต่างของค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ที่กำหนดตามระเบียบ คือ ร้อยละ 10 กับค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จริง โดยมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ค่าปรับ} = [(PES_{\text{ที่กำหนด}} - PES_{\text{จริง}}) / 100 \times \text{รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อในรอบปีนั้นๆ}]$$

โดยที่

$$PES_{\text{ที่กำหนด}} = \text{ค่า PES เท่ากับ } 10\%$$

$$PES_{\text{จริง}} = \text{ค่า PES ที่คำนวณได้ตามสูตรการคำนวณในข้อ 1}$$

ทั้งนี้ ค่าปรับที่เรียกเก็บจาก VSPP ดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะนำไปลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนผ่านสูตร F_t

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000* (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000

หมายเหตุ

1. ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
2. * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณาซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามิเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่คุณผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

อภิธานศัพท์

อภิธานศัพท์

$ V $	ขนาดของแรงดันไฟฟ้า
$\angle V$	มุมของแรงดันไฟฟ้า
P	กำลังไฟฟ้าบัสจริง
Q	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
V_k	แรงดันไฟฟ้าที่บัส
I_k	กระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส
S_k	กำลังไฟฟ้าที่บัส
P_{Loss}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีหน่วยเป็นวัตต์ (W)
I	ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A)
r	ค่าความต้านของตัวนำต่อหนึ่งหน่วยความยาวมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)
L	ความยาวของตัวนำมีหน่วยเป็นกิโลเมตร
$r(T)$	ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิใด ๆ มีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร
$r(20)$	ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียสมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร
T	อุณหภูมิมีหน่วยเป็นองศาเซลเซียส
I_{L1}	กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายป้อน
P_L	กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด
Q_L	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลด
V_L	แรงดันที่โหลด (Line Voltage)
I_G	กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกมาจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
P_G	กำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากผลิตออกมา
Q_G	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากผลิตออกมา
P_{LT}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อน
P_{LSG}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
P_{LGL}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากจนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด
I_S	กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
I_{L1}	กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากถึงที่ตั้งของโหลด

อภิธานศัพท์(ต่อ)

G	ระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยถึงสถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
G/L	อัตราส่วนระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากต่อระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งโหลด
ΔP_{Loss}	การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจาก โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
P_{Loss1}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะยังไม่มี การเชื่อมโยงระบบจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
P_{LT}	กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีการเชื่อมโยงระบบจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ประวัติย่อผู้วิจัย

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อ ชื่อสกุล	นายประทีป ฟูผล
วันเดือนปีเกิด	18 พฤศจิกายน 2507
สถานที่เกิด	130 หมู่ 1 ต.โคกไม้ลาย อ.เมือง จ.ปราจีนบุรี
สถานที่อยู่ปัจจุบัน	39/136 หมู่ 3 ซ.เอกชัย 119 ถ.เอกชัย แขวงบางบอน เขตบางบอน จ.กรุงเทพฯ
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	หัวหน้าแผนกวิศวกรรมและการตลาด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอ้อมน้อย 72/106 หมู่ 9 ถ.พุทธมณฑลสาย 5 ต.ไร่ขิง อ.สามพราน จ.นครปฐม
ประวัติการศึกษา	
พ.ศ.2534	วิทยาศาสตรบัณฑิต สาขาวิชา เทคโนโลยีอุตสาหกรรม จากวิทยาลัยครูเพชรบุรีวิทยาลงกรณ์ จ.ปทุมธานี
พ.ศ.2547	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า จากวิทยาลัยเทคโนโลยีธนบุรี จ.กรุงเทพฯ
พ.ศ.2553	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา การจัดการทาง วิศวกรรม จากมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ จ.กรุงเทพฯ