

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก



นายนิรุทธิ์ นาคณาเกร็ด

สถาบันวิทยบริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

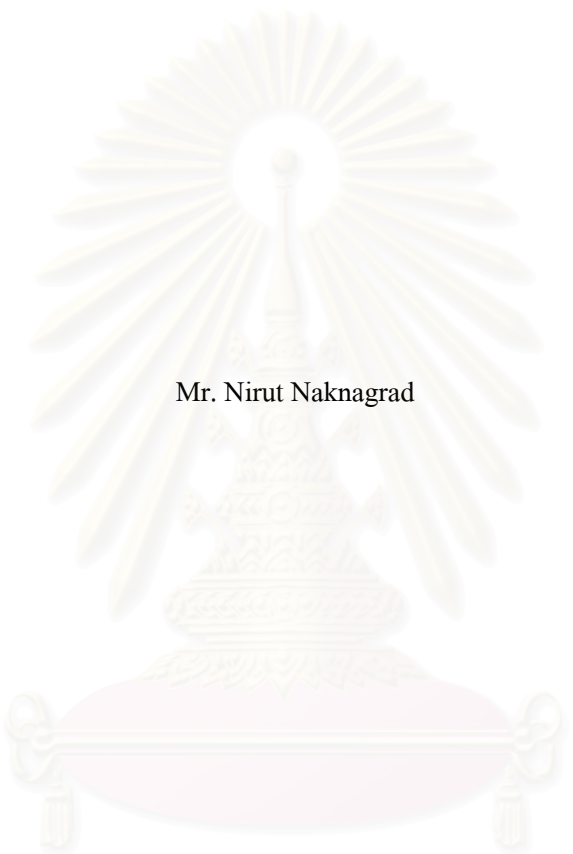
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2549

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING WITH APPLICATION OF DISTRIBUTED GENERATION



Mr. Nirut Naknagrad

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2006

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
โดย	นายนิรุทธิ์ นาคนาเกร็ด
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้แนบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโท

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.ศิริกร ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษา
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.คมสัน เพ็ชรรักษ์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.เนนบุญ หุ่นเจริญ)

นิรุทธิ์ นาคนาเกร็ด : การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING WITH APPLICATION OF DISTRIBUTED GENERATION) อ. ที่ปรึกษา: ศศ. ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์, 90 หน้า.

เมื่อความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องมีการวางแผนเพื่อรองรับปริมาณความต้องการการใช้กำลังไฟฟ้า เพื่อให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามความต้องการที่เพิ่มขึ้นและมีความน่าเชื่อถือได้สำหรับลูกค้า โดยทั่วไปแล้วในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในพื้นที่จำหน่ายไฟฟ้านั้นจะกระทำโดย การย้ายโหลดไปปรับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง การเพิ่มขนาดหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า การติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ในสถานีไฟฟ้าเดิมและการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ ซึ่งกำลังไฟฟ้าทั้งหมดก็ยังต้องซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เสนอแนวคิดในการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation :DG) มาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าบางส่วนจ่ายเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อลดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าส่วนหนึ่ง โดยในการผลิตไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะกระทำในช่วง On Peak เนื่องจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยถูกกว่าอัตราค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า โดยการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นจะใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียช่วยในการพิจารณาและหลังจากนั้นจึงมีการหาขนาดกำลังผลิตโดยการทำออปติไมัลเพาเวอร์โฟลว์ ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมนั้นจะถูกพิจารณาจากค่าเทียบเท่าปัจจุบันของต้นทุนต่างๆที่เกิดขึ้นที่น้อยที่สุด ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งใดตำแหน่งหนึ่ง โดยจะแสดงผลการทดสอบด้วยระบบจำหน่ายขนาด 34 บัส

ภาควิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ถายมือชื่อนิรุทธิ์ _____
 สาขาวิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ถายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____
 ปีการศึกษา _____ 2549 _____

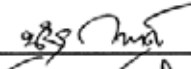
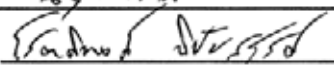
4770331021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD: SUBSTATION/ DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING/ OPTIMAL POWER FLOW/ POWER LOSSES SENSITIVITY INDEX/ OPTIMAL POWER FLOW
NIRUT NAKNAGRAD: DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING WITH APPLICATION OF DISTRIBUTED GENERATION LOSSES.

THESIS ADVISOR: ASST.PROF. SOTDHIPONG PHICHAISAWAT Ph.D., 90 pp.

Due to more electric power demand, Power Distribution Organization has to plan to increase capacity and reliability of distribution system in order to support the demand of customers. Generally, The distribution system planning supporting more electric power demand in distributed area is conducted by transferring load to a near substation, changing a power transformer to supply more electric power, installing new power transformers, and constructing a new substation. However, all mentioned electric powers are still provided by electric power suppliers.

This thesis proposes a concept to apply a distributed generation for the distribution system planning in order to decrease the amount of electric power bought from the suppliers, and also generate some more power to the distribution system. The electric power generating of the distributed generation has to supply during on peak period because the electric power generating cost per unit is cheaper than the cost for electricity rate which buys from electric power supplier. The optimal locations for installing the distributed generation are determined using power losses sensitivity index to do an investigation. After that, the electric power generating is calculated by optimal power flow. The optimal locations and electric power generating are investigation by comparing best of present value of costs in the installation of distributed generation on distribution system. Simulation results are discussed in 34 bus system.

Department Electrical engineering Student's signature 
Field of study Electrical engineering Advisor's signature 
Academic year 2006

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสคติวงศ์ พิชัยสวัสดิ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่ช่วยเหลือให้คำแนะนำและข้อคิดต่างๆที่เป็นประโยชน์สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ ดร. แนนบุญ หุ่นเจริญ และ อาจารย์ ดร.คมสัน เพ็ชรรัักษ์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบและแก้ไขข้อบกพร่องวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้เขียนหวังว่า ถ้าสิ่งใดที่ได้จากงานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้สนใจ นั่นก็เพราะบุคคลดังกล่าวทุกท่าน ที่ได้กล่าวถึง แต่ในส่วนของความผิดพลาดประการใดๆ ก็ตามที่เกิดขึ้นภายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้เขียนขอรับไว้แต่เพียงผู้เดียว และ ขออภัยล่วงหน้าไว้ ณ ที่นี้ด้วย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยกราบขอบพระคุณ บิดาและมารดา ตลอดจนเพื่อนๆทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จและเป็นกำลังใจที่ดีตลอดมา จนทำให้ข้าพเจ้ามีวันนี้

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อวิทยานิพนธ์	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง	ญ
สารบัญภาพ	ฎ

บทที่

1. บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหาของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีวิจัย	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย	3
2. ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	4
2.1 คำจำกัดความของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	4
2.2 เทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	5
2.2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน	5
2.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน	5
2.3 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	6
2.3.1 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	6
2.3.2 ผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	9
2.3.3 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า.....	11
2.3.4 ผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	13
2.3.5 ผลกระทบต่อความปลอดภัยในการทำงาน	14
2.3.6 ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	14
2.4 ประโยชน์ของหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย.....	15

บทที่	หน้า
2.5 การนำเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้า.....	16
3. การประยุกต์ใช้การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมและการหาดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย...19	
3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า(Power Flow Analysis)	19
3.1.1 การประยุกต์ใช้วิธีนิวตัน-ราฟสันเพื่อหาผลเฉลยของสมการเพาเวอร์โฟลว์.....	21
3.2 การคำนวณการไหลการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม(Optimal power flow)	23
3.2.1 วิธีการวนซ้ำเพื่อหาค่าแลมบ์ดา(Lambda iteration method)	25
3.2.2 วิธีการใช้เกรเดียนท์(Gradient method)	25
3.2.3 วิธีของนิวตัน(Newton's method).....	26
3.2.4 วิธีโปรแกรมเชิงเส้น(Linear programming method)	27
3.2.5 วิธีการใช้จุดคำตอบภายใน(Interior point method)	28
3.2.6 วิธี Sequential Quadratic Programming	28
3.3 ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย(Loss Sensitivity Index).....	30
4. การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	34
4.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	34
4.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล	35
4.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน	36
4.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.....	37
4.2 การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการการใช้ไฟฟ้า.....	38
4.2.1 การย้ายโหลดไปปรับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง.....	38
4.2.2 การเพิ่มขนาดหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า.....	38
4.2.3 การติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มสถานีไฟฟ้าเดิม.....	38
4.2.4 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้า.....	39
4.2.5 หลักเกณฑ์การวางแผนสถานีไฟฟ้า.....	39
4.2.5.1 นิยามของ N-1	39
4.2.5.2 การแบ่งพื้นที่ในการวางแผนระบบไฟฟ้า.....	39
4.2.5.3 ข้อกำหนดในการวางแผนระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่	40
4.2.5.4 ขนาดของสถานีไฟฟ้า	41
4.2.5.5 ขนาดโหลด จัดความสามารถของหม้อแปลง.....	41
4.3 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์	42
4.3.1 ต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนต่อเนื่อง	43

บทที่	หน้า
4.3.2 ต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร(Fixed versus Variable Costs)	43
4.3.3 ต้นทุนจม(Sunk Cost).....	44
4.3.4 ต้นทุนค่าเสียโอกาส(Opportunity Cost)	44
4.3.5 การตัดสินใจเลือกโครงการในการลงทุน	44
4.4 แบบจำลองโหลด(Load Model)	45
4.5 แบบจำลองคณิตศาสตร์(Mathematical Model).....	47
4.6 ขั้นตอนการคำนวณ	51
5. การทดสอบและผลการทดสอบ.....	55
5.1 ระบบจำหน่ายขนาด 34 บัส.....	55
5.2 แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการทดสอบ.....	56
5.3 การทดสอบและผลการทดสอบ.....	57
5.3.1 การทดสอบโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเครื่องยนต์แก๊ส	58
5.3.2 การทดสอบโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง	63
5.3.3 เหตุผลในการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทใช้เกลบและก๊าซ ธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	66
5.3.4 การทดสอบโดยการติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในสถานีไฟฟ้า	67
6. บทสรุปและข้อเสนอแนะ	66
6.1 สรุป	67
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	67
รายการอ้างอิง	68
ภาคผนวก	70
ภาคผนวก ก.....	74
ภาคผนวก ข.....	82
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	90

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ระดับกระแสฮาร์โมนิกส์ที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่อนุญาตให้เกิดขึ้นได้ตาม มาตรฐาน IEEE 519-1992	12
5.1 ตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ได้จากการ คำนวณโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย	58
5.2 กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในแต่ละโครงการ	59
5.3 กำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในแต่ละ โครงการ	59
5.4 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซ ธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	60
5.5 กำลังผลิตและกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิงที่บัส 34	61
5.6 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิงที่บัส 34	61
5.7 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิง	63
5.8 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ แก๊สเป็นเชื้อเพลิง	64
5.9 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ	65
5.10 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งหม้อแปลงขนาด 5 MVA	67
5.11 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดกำลัง ผลิตติดตั้ง 2 เมกะวัตต์	68
ก.1 ข้อมูลบัสของระบบจำหน่าย 34 บัส	75
ก.2 ข้อมูลสายของระบบจำหน่าย 34 บัส	76
ก.3 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในการทดสอบ	78
ก.4 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้แก๊สเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในการทดสอบ	79
ก.5 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทเครื่องยนต์แก๊สขนาดต่าง	81
ข.1 ข้อมูลบัสที่ได้จากการคำนวณ OPF ของระบบจำหน่าย 34 บัส เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก กำลังผลิต 1.958 MW	82
ข.2 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ได้จากการคำนวณ OPF ของระบบจำหน่าย 34 บัส เมื่อ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก กำลังผลิต 1.958 MW	83

ตารางที่

๘
หน้า

ข.3 ผลการวิเคราะห์การลงทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง.....	86
ข.4 ผลการวิเคราะห์การลงทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กลายเป็นเชื้อเพลิง.....	88



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

ภาพประกอบที่	หน้า
2.1 การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่แตกต่างกัน	7
2.2 ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบผลกระทบที่มีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	8
2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียกับตำแหน่งและขนาดกำลังผลิตในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	9
2.4 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับระยะทางจากสถานีจ่ายไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งและไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	10
2.5 กระแสผิดพลาดที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลายๆตัว	13
3.1 การเคลื่อนจุดคำตอบไปตามจุดยอดต่างๆ จนถึงจุดคำตอบสุดท้าย	27
3.2 การเคลื่อนจุดคำตอบภายใน Feasible Region จนถึงจุดคำตอบสุดท้าย	28
4.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล	35
4.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน	36
4.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย	37
4.4 โหลดรายชั่วโมง	46
4.5 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve)	47
4.6 Flowchart การคำนวณ	54
5.1 แผนผังภาพเส้นเดียวของระบบจำหน่าย 34 บัส	55
5.2 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลดรายวันที่ใช้ในการทดสอบ	56
5.3 แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการทดสอบและกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สถานีไฟฟ้าจ่ายได้	58
5.4 ตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	60
ก.1 ระบบจำหน่ายขนาด 34 บัส	74

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอน ในการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เมื่อมีการพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องมีการวางแผนและพยายามพัฒนาวิธีการสำหรับระบบจำหน่ายเพื่อรองรับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและเพิ่มความน่าเชื่อถือได้สำหรับลูกค้า การศึกษาการวางแผนการลงทุนเพื่อเสริมความต้องการกำลังไฟฟ้าที่พยากรณ์ได้ในระบบจำหน่ายที่ผ่านมาโดยทั่วไปจะกระทำโดยพิจารณาการเพิ่มสถานีไฟฟ้าย่อยเข้าไปในระบบจำหน่ายหรือขยายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีอยู่แล้วโดยการติดตั้งหม้อแปลงกำลัง (Power Transformer) ตามความต้องการที่เกิดขึ้นโดยกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าไปเสริมความต้องการการใช้ไฟฟ้านั้นต้องซื้อเพิ่มจากผู้ผลิตไฟฟ้า ในทุกวันนี้การแข่งขันด้านพลังงานไฟฟ้าผลักดันให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคำนึงถึงผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการวางแผนเพื่อรองรับความต้องการการใช้ไฟฟ้า วิธีการที่ใช้ในการวางแผนแบบเดิมอาศัยความรู้และประสบการณ์กล่าวคือเมื่อมีการคาดคะเนการเจริญเติบโตของโหลดจนกระทั่งถึงขีดจำกัดที่มีอยู่แล้ว จะต้องมีการเพิ่มขนาดกำลังไฟฟ้าเข้าไปใหม่ในระบบ การเพิ่มขนาดกำลังไฟฟ้าเข้าไปใหม่นั้นจะทำโดยพิจารณาการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเข้าไปใหม่หรือขยายสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีอยู่เดิม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation :DG) ก็เป็นทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจสำหรับการวางแผนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยทั่วไปแล้วเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก สามารถช่วยลดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบทำให้กำลังการสูญเสียลดลง, ช่วยส่งเสริมคุณภาพของแรงดันไฟฟ้าในระบบ, ช่วยแบ่งเบาภาระของสายป้อน และช่วยยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์[3]

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในแต่ละยูนิตมีขนาดเล็กซึ่งอาจมีขนาดตั้งแต่ไม่กี่กิโลวัตต์จนถึงขนาด 1-10 เมกะวัตต์ (MW) ปัจจุบันเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีมากมาย เช่น การใช้พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์, กังหันขนาดเล็ก (Micro-turbines) และเซลล์เชื้อเพลิง (fuel-cell) เป็นต้น ความสำคัญของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกำลังถูกยอมรับเพิ่มขึ้นเรื่อยๆจากวิศวกรวางแผนระบบไฟฟ้า โดยการวางแผนในระบบจำหน่ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นหัวข้อที่เหมาะสมในการ

- 1) ใช้เวลาในการก่อสร้างที่รวดเร็วและความเสี่ยงด้านการลงทุนต่ำ
- 2) มีความคล่องตัวในการจ่ายโหลดสามารถจ่ายโหลดได้อย่างรวดเร็ว
- 3) มีขนาดเล็กจึงติดตั้งไปที่ศูนย์กลางโหลดได้ง่ายโดยไม่มีปัญหาเรื่องเนื้อที่ในการติดตั้ง

โดยวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก สำหรับการวางแผนในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และการพิจารณาค่าแห่งที่ตั้งของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่เหมาะสมโดยการวิเคราะห์ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย [2], [5], [8] เพื่อใช้ในการพิจารณาค่าแห่งที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ซึ่งโดยปกติปัญหาที่ยุ่งยากในการหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก คือตัวแปรของขนาดติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก และตำแหน่งที่จะติดตั้งเป็นตัวแปรแบบไม่ต่อเนื่องซึ่งในงานวิจัยที่ผ่านมาจะใช้วิธีต่างๆ เช่น Mixed-integer-nonlinear[3], Tabu Search [10],[11] Fuzzy และ genetic algorithm [12] เป็นต้น แต่วิธีดังกล่าวต้องใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างนานและมีขั้นตอนยุ่งยากในการพัฒนาโปรแกรม แต่วิธีวิเคราะห์ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นวิธีที่รวดเร็วในการคำนวณและง่ายในการพัฒนาโปรแกรม โดยใน[2]ใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียพิจารณาค่าแห่งที่เหมาะสมในการติดตั้งคาปาซิเตอร์เพื่อให้ต้นทุนในการติดตั้งต่ำที่สุดและใน[5] ใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียพิจารณาค่าแห่งที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อปรับปรุงกำลังสูญเสียในระบบให้เหมาะสมที่สุด ในวิทยานิพนธ์นี้ได้นำวิธีพิจารณาค่าแห่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียมาใช้ในการกำหนดตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในการวางแผนรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นซึ่ง โดยปกติในการวางแผนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กใน[1] จะใช้ประสบการณ์จากผู้วางแผนในการกำหนดตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยจะพิจารณาคัดตั้งบริเวณโหลดบัสที่ปลายของสายป้อนหรือโหลดบัสที่มีโหลดสูงซึ่งไม่สามารถยืนยันได้ว่าจะเหมาะสมที่สุดในด้านการลดกำลังสูญเสีย

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) เพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่งในการลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

- 1) ศึกษาทางเลือกที่ใช้ในการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้น
- 2) ไม่พิจารณาฮาร์โมนิกที่เกิดขึ้นในระบบ
- 3) จำนวนตำแหน่งที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกำหนดโดยผู้วางแผน
- 4) ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการวิเคราะห์เป็นระบบสามเฟสแบบสมดุล

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีวิจัย

- 1) ศึกษาทางเลือกที่ใช้ในการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้น
- 2) ศึกษาการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
- 3) ศึกษาการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นโดยวิธีแบบดั้งเดิมที่ใช้กันอยู่
- 4) ศึกษาการสร้างแบบจำลองเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ปัญหาสำหรับการวางแผนในระบบจำหน่าย
- 5) ศึกษาการประยุกต์ใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ MATPOWER เพื่อจำลองเหตุการณ์ในการทดสอบและวิเคราะห์ปัญหาสำหรับการวางแผนในระบบจำหน่าย
- 6) วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย
- 7) เรียบเรียงผลงานวิจัย พิมพ์ผลงานวิจัย และจัดเข้ารูปเล่มเพื่อเสนอต่อคณะกรรมการต่อไป

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

- 1) ทำให้ทราบถึงวิธีการจัดการในการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้น
- 2) ทำให้ทราบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้น
- 3) สามารถหาขนาดและตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายได้
- 4) ใช้อ้างอิงในการวางแผนและเป็นแนวทางในการประยุกต์ใช้ในระบบปฏิบัติการจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 2

ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ในบทนี้จะกล่าวถึงความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยในหัวข้อ 2.1 จะอธิบายถึงคำจำกัดความของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในหัวข้อ 2.2 จะกล่าวถึงเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในหัวข้อ 2.3 จะกล่าวถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2.4 จะกล่าวถึงประโยชน์ของหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย และในหัวข้อ 2.5 จะกล่าวถึงการนำเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้า

2.1 คำจำกัดความของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

จากการศึกษาพบว่า มีผู้ที่ให้คำจำกัดความของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้แตกต่างกัน ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2003 [21] ได้ให้คำจำกัดความของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหมายถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับพื้นที่ของระบบไฟฟ้ากำลังผ่านจุดต่อร่วม (Point of Common Coupling, PCC) [15] สำหรับในประเทศไทยนั้น ได้มีการให้คำจำกัดความของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้ว่า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กหมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละโครงการจะจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตไม่เกิน 60 เมกะวัตต์ แต่เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรง กำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมักจะอยู่ในระดับ 120-150 เมกะวัตต์ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กบางโครงการมีขนาดใกล้เคียงกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer, IPP) แต่ใช้รูปแบบการผลิตเป็นระบบ Cogeneration

โดยปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เสนอขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนั้นจะไม่เกิน 60 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ในกรณีที่ผู้ผลิตรายเล็กต้องการขายไฟฟ้าเกิน 60 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ โดย กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายๆ ไป แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

2.2 เทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เราสามารถจำแนกเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กออกเป็น 2 ประเภทหลัก คือ เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) และเทคโนโลยีที่ไม่ใช้พลังงานหมุนเวียน (Non-Renewable Energy)

2.2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

สำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนพลังงานหมุนเวียนนั้นเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าเป็นเทคโนโลยีที่ใช้พลังงานสะอาด (Clean Energy) เนื่องจากเทคโนโลยีประเภทนี้จะผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ตามธรรมชาติและมีการหมุนเวียนเกิดใหม่อยู่ตลอดเวลาและเป็นทรัพยากรที่ใช้แล้วไม่มีวันหมดไป ซึ่งทรัพยากรเหล่านี้ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar, Photovoltaic) พลังงานลม (Wind Energy) พลังงานความร้อนใต้พิภพ (Geothermal) พลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) และพลังงานจากคลื่นใต้ทะเล ข้อดีของเทคโนโลยีของพลังงานหมุนเวียนคือ เป็นเทคโนโลยีที่ไม่ทำให้เกิดมลภาวะและไม่ทำลายสิ่งแวดล้อม แต่เทคโนโลยีประเภทนี้ก็มีข้อจำกัดอยู่บ้าง เช่น ทางด้านภูมิศาสตร์ เนื่องจากต้องอาศัยพลังงานตามธรรมชาติดังนั้นสถานที่ตั้งจึงต้องมีความเอื้ออำนวย เช่น เทคโนโลยีที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์นั้นบริเวณที่ตั้งจะต้องมีปริมาณแสงเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้า หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้พลังงานชีวมวลสถานที่ตั้งก็จำเป็นต้องอยู่ใกล้กับแหล่งเกษตรกรรมเพื่อประหยัดค่าใช้จ่ายในการขนส่งเชื้อเพลิง และข้อจำกัดทางด้านการลงทุนซึ่งเทคโนโลยีบางอย่างมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงมากเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีที่ไม่ใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในเรื่องของอุปกรณ์สูงมาก

2.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่ใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

เทคโนโลยีที่ไม่ใช้พลังงานหมุนเวียนนั้นจะผลิตกระแสไฟฟ้าโดยอาศัยพลังงานจากเครื่องจักรกลโดยนำเอาทรัพยากรธรรมชาติ เช่น ถ่านหิน น้ำมัน หรือก๊าซธรรมชาติมาทำการเผาไหม้เพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานให้เครื่องจักรกลในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป ซึ่งเทคโนโลยีประเภทนี้จะประกอบไปด้วย กังหันไอน้ำขนาดเล็กและกังหันไอน้ำขนาดเล็ก (Small and Micro Turbine) เครื่องจักรที่มีการเผาผลาญภายใน (Internal Combustion Engine) คอมไบน์ไซเคิล (Combined Cycle) และคอมบัสชันเทอไบน์ (Combustion Turbine) ข้อได้เปรียบของเทคโนโลยีประเภทนี้คือเรื่องของความเชื่อถือได้ (Reliability) คือสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและแน่นอน แต่ข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทนี้คือก่อให้เกิดมลภาวะต่อสิ่งแวดล้อม

ประเด็นสำคัญที่ต้องพิจารณาเป็นอันดับแรกในการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ เรื่องของผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.3 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

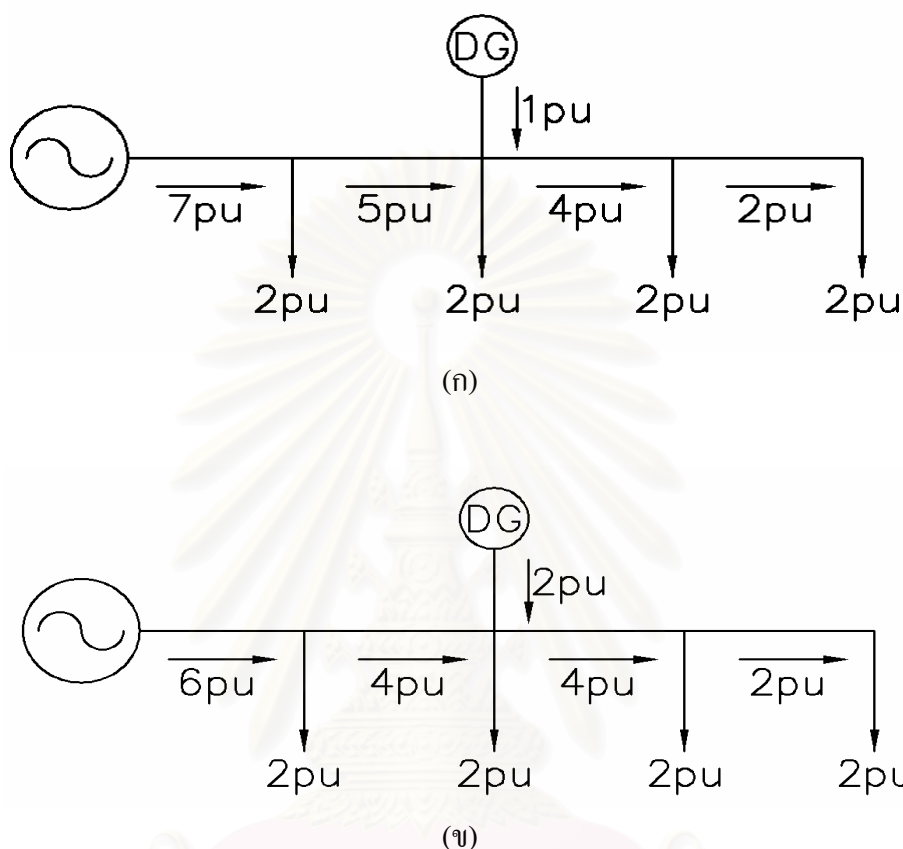
ในการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของโหลดนั้น เราจำเป็นต้องพิจารณาถึงผลกระทบที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเสียก่อนว่ามีอะไรบ้าง

2.3.1 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีผลต่อกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเมื่อเราติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้วค่าของกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับ ขนาดกำลังผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

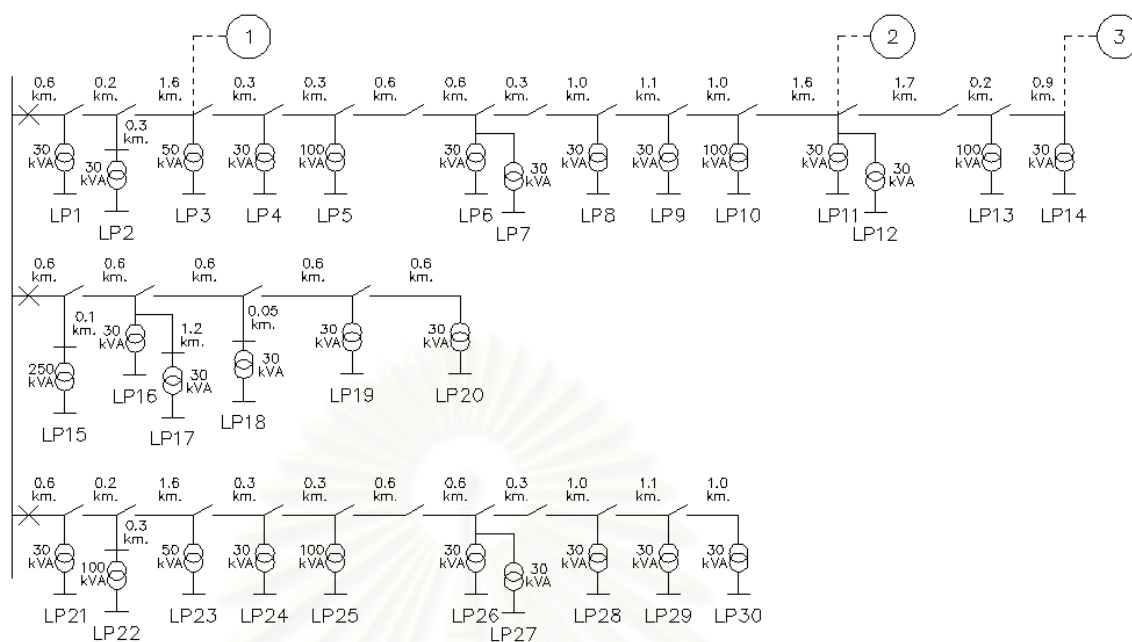
กรณีของขนาดของกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีผลต่อกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะอธิบายตามรูปที่ 2.1(ก) และ 2.1 (ข) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งเข้าไปในระบบจำหน่ายนั้นถ้าพิจารณาจากรูปที่ 2.1(ก) ซึ่งเป็นการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งประกอบไปด้วยโหลดทั้งหมด 4 จุดแต่ละจุดมีโหลดเท่ากันขนาด 2 pu ดังนั้นระบบต้องจ่ายโหลดทั้งหมด 8 pu เมื่อเราติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดกำลังผลิต 1 pu เข้าไป ณ. จุดโหลดที่ 2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะช่วยจ่ายโหลด ณ. จุดโหลดที่ 2 ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างจุดโหลดที่ 1 กับจุดโหลดที่ 2 และแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากับจุดโหลดที่ 1 ลดลง 1 pu จากเดิมถ้าไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กติดตั้ง ซึ่งตามหลักการแล้วการที่ กำลังไฟฟ้าไหลในสายตัวนำจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ดังนั้นเมื่อกำลังไฟฟาลดลงก็จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงด้วย ตามรูปที่ 2.1 (ข) กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพิ่มขึ้นจากเดิมเป็น 2 pu ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลระหว่างจุดโหลดที่ 1 กับจุดโหลดที่ 2 และแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากับจุดโหลดที่ 1 ลดลง 2 pu ดังนั้นในกรณีนี้จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบลดลงได้มากกว่ากรณีรูปที่ 2.1(ก) แต่ไม่ได้หมายความว่ากรณีที่เรติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีกำลังผลิตมากๆ เข้าไปในระบบแล้วจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบลดลงได้เสมอไป ในทางกลับกันจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งระบบเพิ่มขึ้นเนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งที่จุดโหลดใดๆ มีการไหลไปจ่ายโหลดที่จุดอื่นอย่างไม่เหมาะสม

ดังนั้นขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจึงเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีผลต่อกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในส่วนของกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมนั้นจะกล่าวถึงในบทต่อไป



รูปที่ 2.1 การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

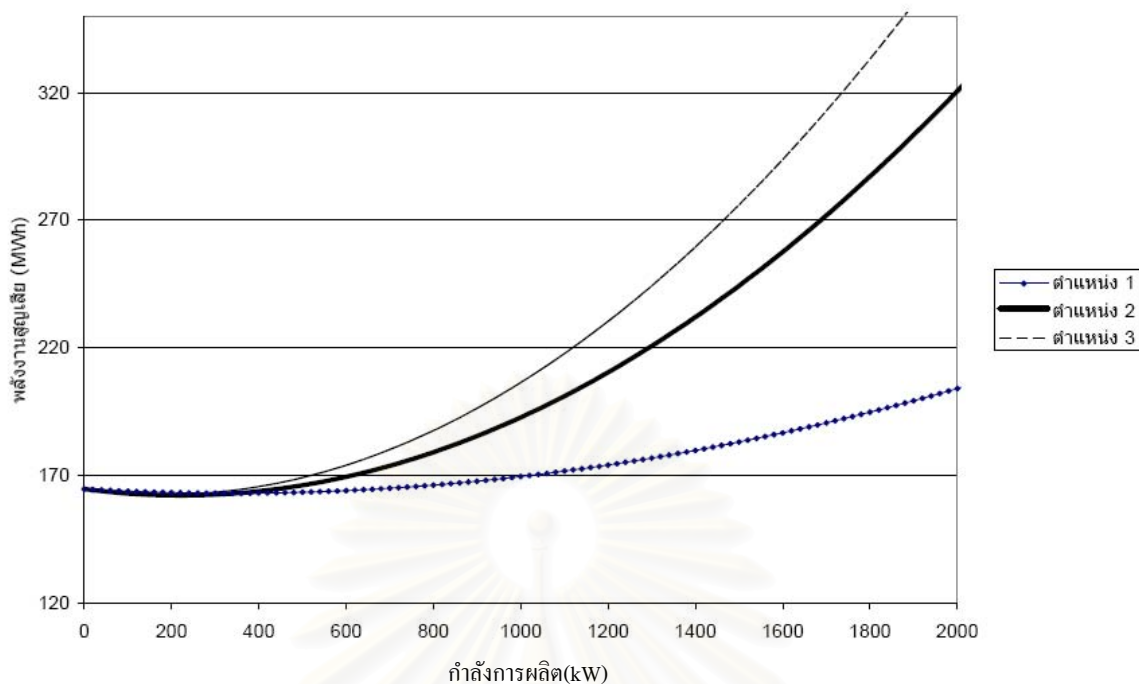
ในส่วนของผลกระทบอันเนื่องมาจากตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในที่นี้จะแสดงผลการทดสอบใน[16] โดยมีระบบทดสอบดังรูปที่ 2.2 ในการทดสอบจะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหน้าหม้อแปลงจำหน่าย และกำหนดให้บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่ออยู่เป็นบัสควบคุมแรงดัน ตำแหน่งที่ติดตั้งแสดงดังรูปที่ 2.2 และมีขนาดกำลังผลิตเท่ากันทั้ง 3 ตำแหน่ง โดยจะทำการติดตั้งเข้าไปที่ละหนึ่งเครื่องในตำแหน่งที่กำหนดจากนั้นจะเพิ่มกำลังผลิตขึ้นเพื่อวิเคราะห์ผล โดยผลในการทดสอบแสดงดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบผลกระทบที่มีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในการติดตั้ง
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก[16]

จากรูปที่ 2.3 จะพบว่าค่าพลังงานสูญเสียในระบบตอนยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กติดตั้งนั้นมีค่า 164.7 เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี เมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังผลิตต่ำกว่า 400 กิโลวัตต์ ทั้งสามตำแหน่งจะทำให้พลังงานสูญเสียในระบบลดต่ำลง โดยการติดตั้งที่ตำแหน่งที่ 2 และ 3 จะทำให้พลังงานสูญเสียลดลงมากถึง 2.5 เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี และ 2.2 เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี ส่วนตำแหน่งที่ 1 จะทำให้พลังงานสูญเสียลดลงได้มากที่สุดถึง 1.7 เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี และเมื่อเพิ่มกำลังผลิตขึ้นเรื่อยๆ พลังงานสูญเสียจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในตำแหน่งที่ 3, 2 และ 1 ตามลำดับ

ตำแหน่งที่ 3 ซึ่งเป็นตำแหน่งที่ไกลจากสายป้อนหลักของการไฟฟ้าจำหน่ายมากที่สุดนั้นจะส่งผลให้พลังงานสูญเสียลดลงได้มากที่สุดเมื่อกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเหมาะสม ในขณะเดียวกันก็ทำให้พลังงานสูญเสียมากขึ้นได้ที่สุดเช่นเดียวกัน



รูปที่ 2.3 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียกับตำแหน่งและขนาดกำลังผลิตในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก[16]

สาเหตุที่ทำให้พลังงานสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นมากเมื่อกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่ามาก เนื่องจากจะมีกำลังไฟฟ้ามากเกินไปกว่าความต้องการในสายป้อนบนและจะไหลออกจากสายป้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งโดยปกติกระแสไฟฟ้าจะไหลจากต้นทางมาในปริมาณที่พอดีกับความต้องการภายในสายป้อนนั้นรวมกับกำลังสูญเสียในสายป้อนนั้น ดังนั้นกระแสที่มากเกินไป ความต้องการ และระยะทางที่กระแสส่วนเกินนี้ต้องเดินทางกลับไปยังสายป้อนหลักของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเป็นสาเหตุหลักให้พลังงานสูญเสียมีค่ามากขึ้น

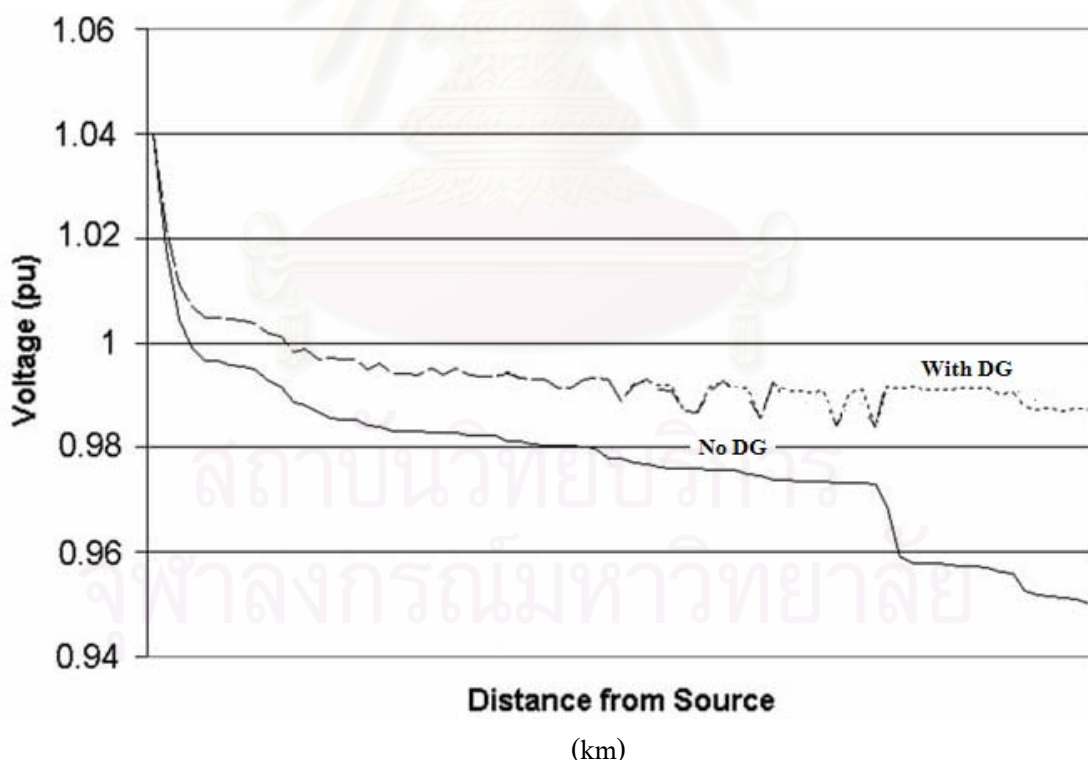
ดังนั้นทั้งขนาดกำลังผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงมีความสัมพันธ์กันในเรื่องของผลกระทบที่มีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

2.3.2 ผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในสภาวะการทำงานปกติของระบบจำหน่ายจำเป็นต้องมีการควบคุมระดับแรงดันให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสียหายต่อการทำงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่เชื่อมต่ออยู่ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำได้ 2 วิธี วิธีแรกคือการควบคุมระดับแรงดันจากสถานีจ่ายไฟฟ้าด้วยการใช้หม้อแปลงกำลังที่สามารถเปลี่ยนแทปได้ (Load Tap Changing Transformer) และอีกวิธีหนึ่งคือการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive

power) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการใช้ ตัวเก็บประจุ (Capacitor) ซิงโครนัสคอนเดนเซอร์ (Synchronous Condenser) หรือตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือนแบบสถิตย์ (Static Var Compensator) ซึ่งใช้ดีกว่าวิธีแรกเนื่องจากสามารถติดตั้งในบริเวณที่มีปัญหาเรื่องระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถช่วยปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้เช่นกัน เนื่องจากเมื่อเราติดตั้งเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในบริเวณที่มีโหลดหนาแน่นและอยู่ช่วงปลายของสายป้อน ซึ่งเป็นบริเวณที่แรงดันไฟฟ้าค่อนข้างต่ำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะช่วยจ่ายโหลด บริเวณนั้นทำให้ระบบมองว่าปริมาณโหลดน้อยลงกระแสที่ไหลจากสถานีจ่ายไฟฟ้าก็จะน้อยลงทำให้แรงดันตกคร่อมในสายไฟฟ้าน้อยลงแรงดันไฟฟ้าในบริเวณนั้นจึงมีค่าสูงขึ้น จากรูปที่ 2.4 แสดงค่าของแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่างๆจากสถานีจ่ายไฟฟ้าถึงปลายทางของระบบจำหน่าย 66 บัส [5] ซึ่งขณะที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นแรงดันไฟฟ้าบริเวณปลายทางมีค่าค่อนข้างน้อยมากเมื่อเทียบกับต้นทาง แต่เมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในบริเวณปลายทางเข้าไป 10 จุดก็จะทำให้แรงดันไฟฟ้าบริเวณปลายทางของสายป้อนถูกปรับปรุงให้ดีขึ้น



รูปที่ 2.4 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับระยะทางจากสถานีจ่ายไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งและไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก [5]

แต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นบางครั้งกลับมีผลกระทบกับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ติดตั้งอยู่ในระบบ โดยทั่วไปการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะกระทำกันบนพื้นฐานที่ว่ากระแสไหลของกำลังไฟฟ้า(Power Flow) มีทิศทางเดียวคือไหลจากต้นทางคือสถานีจ่ายไฟฟ้าไปยังโหลดที่กระจายอยู่ตามจุดต่างๆ แต่เมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปแล้วก็จะทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้ามีมากกว่าหนึ่งทิศทาง (Mesh Power Flow) ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของอุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่พิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเดิม

เพื่อหลีกเลี่ยงการประสบกับปัญหาดังกล่าว ก่อนทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบจำหน่ายจึงต้องมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไป หลังจากนั้นจึงนำผลการคำนวณมาพิจารณาว่าจะมีผลกระทบกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือไม่ อย่างไร เพื่อทำการแก้ไขและปรับปรุงต่อไป

2.3.3 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า

ปัญหาโดยทั่วไปที่เกี่ยวกับเรื่องคุณภาพไฟฟ้าอันเป็นผลมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะมีปัญหาหลักๆ อยู่ 2 ประการคือ ปัญหาแรงดันกระพริบ (Voltage Flick) และปัญหาฮาร์โมนิกส์ (Harmonics)

การเกิดแรงดันกระพริบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนมากมีสาเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของกระแสโหลดอย่างรวดเร็ว อย่างไรก็ตามการมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก็เป็นสาเหตุหนึ่งของการเกิดแรงดันกระพริบได้เช่นกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงของการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะต้องมีการจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าในปริมาณที่สูงทันที หรือการเปลี่ยนแปลงอย่างกะทันหันของกำลังไฟฟ้าที่ออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจนทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดัน ถ้าการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหรือการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าขาออกทำให้เกิดการแกว่งของความถี่มากพอ อาจทำให้เกิดการกระพริบของหลอดแสงสว่างซึ่งสามารถมองเห็นได้จากผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นๆ ซึ่งก่อนการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องมีการวิเคราะห์หาขนาดและจำนวนการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าต่อหนึ่งหน่วยเวลา และพิจารณาว่าอยู่เหนือระดับการมองเห็นหรือระดับการรบกวนตามมาตรฐาน IEEE 519-1992 หรือไม่ ซึ่งหากมีการรบกวนผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีการแก้ปัญหาไฟกระพริบ วิธีหนึ่งคือการลดระดับแรงดันขณะเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบหนึ่งวินาที โดยต้องทำไปพร้อมกับปรับความเร็วรอบของเครื่องจักรต้นกำลัง ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบซิงโครนัสอาจต้องมีการซิงโครไนซ์ให้แน่นอนและแน่นหนามากขึ้น อีกวิธีหนึ่งคือการตั้งเงื่อนไขในเรื่องเวลาและความถี่ในการเดินเครื่องและการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าที่ออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กชนิดที่มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าจากกระแสตรงมาเป็น กระแสสลับอาจเป็นสาเหตุให้เกิดฮาร์โมนิกส์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อได้ ซึ่งความรุนแรงของฮาร์โมนิกส์จะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของเพาเวอร์คอนเวอร์เตอร์ ซึ่งเพาเวอร์คอนเวอร์เตอร์รุ่นเก่า จะใช้อุปกรณ์สารกึ่งตัวนำชนิด SCR ในการสร้างรูปคลื่นไซน์ ซึ่งจะทำให้เกิดฮาร์โมนิกส์ปะปนสูง แต่ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีในเรื่องของเพาเวอร์อิเล็กทรอนิกส์ทำให้เกิดสารกึ่งตัวนำชนิด IGBTs มาใช้ในการผลิตเพาเวอร์คอนเวอร์เตอร์ ซึ่งใช้วิธีพัลส์วidthมอดูเลชัน (Pulse Width Modulation) ในการสร้างรูปคลื่นไซน์ที่มีกระแสฮาร์โมนิกส์ปะปนน้อยมาก โดยสอดคล้องตาม มาตรฐาน IEEE 519-1992(ตารางที่ 2.1)

ตารางที่ 2.1 ระดับกระแสฮาร์โมนิกส์ที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่อนุญาตให้เกิดขึ้นได้ตาม มาตรฐาน IEEE 519-1992

Harmonic Order	Allowed Level Relative to Fundamental
$< 11^{\text{th}}$	(odd harmonic)*
$< 11^{\text{th}}$ to $< 17^{\text{th}}$	4%
$< 17^{\text{th}}$ to $< 23^{\text{rd}}$	12%
$< 23^{\text{rd}}$ to $< 35^{\text{th}}$	1.50%
$< 35^{\text{th}}$ to $< \text{greater}$	0.60%
Total Harmonic Distortion	5%

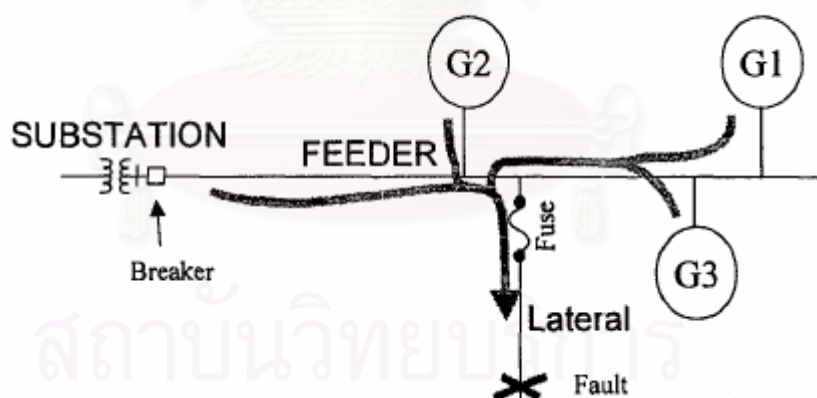
*Even harmonics are limited to 25% of odd values

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กชนิดที่ใช้หลักการหมุนเหนี่ยวนำทางแม่เหล็กไฟฟ้าเช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กชนิดซิงโครนัสก็สามารถทำให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกส์ได้เช่นกัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับ การออกแบบขดลวดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และความไม่เป็นเชิงเส้นของแกนเหล็กที่มาประกอบในการ ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบการต่อลงดินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.3.4 ผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเชื่อมต่ออยู่ กระแสผิดพลาดในบริเวณที่มีการลัดวงจรจะมีค่าสูงมากกว่าในกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบ ซึ่งเป็นสาเหตุมาจากกระแสผิดพลาดรวม (Fault Contribution) ที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ส่งผลให้ระดับกระแสผิดพลาดเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ซึ่งจะทำให้เกิดความผิดพลาดในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้า ขนาดของกระแสผิดพลาดที่เกิดขึ้นนั้นจะมากหรือน้อยจะขึ้นอยู่กับหลายๆปัจจัย เช่น ขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก การต่อลงดิน ระยะทางระหว่างจุดที่เกิดลัดวงจรกับตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ในกรณีที่กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่าน้อยกระแสผิดพลาดรวมอาจมีค่าไม่มากนัก แต่ถ้าหากมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลายๆตัวอยู่ในระบบแล้วก็จะทำให้เกิดกระแสผิดพลาดรวมมากขึ้นได้ ส่งผลให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันผิดพลาดได้ เช่น การประสานงานผิดพลาดกันระหว่างเบรกเกอร์กับฟิวส์ ดังแสดงในรูปที่ 2.5 เมื่อมีการเพิ่มเข้ามาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก กระแสผิดพลาดรวมอาจมีค่ามากพอที่จะทำให้การประสานงานผิดพลาดกันระหว่างเบรกเกอร์ที่สายป้อนหลักกับฟิวส์ที่สายป้อนย่อย



รูปที่ 2.5 กระแสผิดพลาดรวมที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลายๆตัว [15]

ในการแก้ปัญหาานั้นจะต้องทำการคำนวณกระแสผิดพลาดเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่ออยู่ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไป เพื่อวิเคราะห์ปัญหาที่จะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ป้องกันต่างๆในระบบ ซึ่งถ้าหากพบปัญหาที่อาจจะต้องมีการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆกันใหม่

2.3.5 ผลกระทบต่อความปลอดภัยในการทำงาน

ไอซ์แลนด์ (Islanding) คือ สภาวะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าบางส่วนที่ถูกตัดออกจากระบบจำหน่ายหลัก ซึ่งเกิดจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในสภาวะที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ไอซ์แลนด์จะสามารถเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นเป็นชนิดที่สามารถเหนี่ยวนำสนามแม่เหล็กได้ด้วยตนเอง (Self Excite) และสามารถรองรับโหลดในส่วนที่ถูกตัดออกจากระบบจำหน่ายหลักได้ ซึ่งในกรณีนี้อาจทำให้เกิดความไม่ปลอดภัยต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าได้ เช่น เมื่อมีการเกิดไอซ์แลนด์ขึ้นในสายป้อน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะหลุดออกจากเฟส (Out of Phase) ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักอย่างรวดเร็ว ดังนั้นเมื่อมีการรีโคลส (Reclose) อุปกรณ์ป้องกันกลับคืนตามขั้นตอนปกติ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักจะถูกเชื่อมต่อกับระบบที่ไม่อินเฟสกัน ซึ่งจะทำให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้าได้ และการเกิดไอซ์แลนด์ยังเป็นสภาวะที่เสี่ยงอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานในการกู้ระบบไฟฟ้า กล่าวคือหากในสภาวะที่กำลังปฏิบัติงานอยู่นั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบบางส่วนอยู่ ซึ่งเป็นสภาวะที่เสี่ยงต่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน และทำให้เสียเวลาในการกู้ระบบให้กับคืนมาในสภาวะปกติด้วย

เพื่อป้องกันการเกิดไอซ์แลนด์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะต้องมีความไวพอที่จะรับรู้ได้ถึงความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย และทำการตัดตัวเองออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้อุปกรณ์ป้องกันสามารถทำงานได้ตามปกติ ทั้งนี้เป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 1547-2003

2.3.6 ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เราสามารถแบ่งผลกระทบต่อนานาเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้เป็นสองด้าน คือ ด้านบวกและด้านลบ ด้านบวกคือ การใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำรองในกรณีที่เกิดความผิดปกติขึ้นกับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นการเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ถ้าหากมองทางด้านลบ คือ เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทำงานไม่สัมพันธ์กับการปฏิบัติงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้าก็จะทำให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลงได้

จากที่กล่าวมาทั้งหมดนั้นสามารถสรุปได้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นหากเราจะนำมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า เราจำเป็นจะต้องทราบถึงผลกระทบที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งทางด้านบวกและทางด้านลบ เพื่อสามารถนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาประยุกต์ใช้ได้อย่างถูกต้องและส่งผลเสียต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าน้อยที่สุด

2.4 ประโยชน์ของหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย[16]

หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย อาจจะใช้เป็นหน่วยกำเนิดไฟฟ้าหรือหน่วยกำเนิดไฟฟ้าสำรองก็ได้ ประโยชน์หลัก ๆ ของหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยอาจแบ่งออกได้ดังนี้

- ก. บริเวณที่ค่อนข้างห่างไกลจากเมืองใหญ่มาก ๆ และไม่มีระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าผ่านไป ถึง หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย อาจจะเป็นหน่วยกำเนิดไฟฟ้าหลักที่มีต้นทุนราคาถูกกว่าการ ขยายระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าไปถึงบริเวณดังกล่าว
- ข. หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย อาจจะใช้เป็นหน่วยกำเนิดไฟฟ้าสำรอง เมื่อเกิดไฟฟ้าดับ ในบาง ประเทศมีข้อกำหนดให้อาคารใหญ่ ๆ ต้องมีหน่วยกำเนิดไฟฟ้าสำรอง เพื่อความปลอดภัย และเพื่อการทำงานของพนักงานดับเพลิง ในขบวนการผลิตของอุตสาหกรรมบางอย่างจะ เกิดความเสียหายอย่างมากถ้าเกิดไฟฟ้าดับ และทำให้ต้องหยุดการผลิต จึงจำเป็นอย่างยิ่ง ต้องมีหน่วยผลิตไฟฟ้าสำรอง
- ค. สถานประกอบการบางแห่ง อาจมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีคุณภาพสูง มีความแปรผันทาง ความถี่ ความดันไฟฟ้า ที่น้อยมาก จึงมีความจำเป็นต้องมีหน่วยผลิตไฟฟ้าของตัวเองเพื่อ หลีกเลี่ยงปัญหาที่จะเกิดขึ้นจากไฟฟ้าที่มีคุณภาพไม่ได้ตามต้องการจากระบบส่งและ จำหน่าย
- ง. อัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันซึ่งจะจัดเก็บในอัตราก้าวหน้า ทำให้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าใน หน่วยหลัง ๆ จะแพงกว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในหน่วยแรก ๆ และมีอัตราค่าไฟฟ้าต่างกัน ตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) ดังนั้นการหลีกเลี่ยงการใช้ ไฟฟ้าจากระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Period) และใช้ ไฟฟ้าบางส่วนที่จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Shaving) จะช่วยประหยัดค่าไฟฟ้าได้มาก สถานประกอบการอาจติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า สำรองขึ้น เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak Period)
- จ. สถานประกอบการที่มีการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยที่มีค่าดำเนินการต่ำ เช่น Photo Voltaic Cells หรือ Wind Turbines อาจใช้หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยเป็นหน่วยกำเนิดไฟ ฟ้า สำหรับความต้องการพื้นฐาน เพราะต้นทุนถูกกว่าการใช้ไฟฟ้าจากระบบส่งและจำหน่าย ไฟฟ้าส่วนกลาง
- ฉ. หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย บางประเภทนอกจากจะให้พลังงานไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถให้ พลังงานความร้อนได้อีก เช่น Combined Heat and Power (CHP) พลังความร้อนที่ได้ สามารถนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการผลิต ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ พลังงาน ได้อย่างมาก

- ข. หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อย ที่เป็น Renewable Energy จะช่วยลด Emission อันเกิดจากการใช้พลังงานฟอสซิลซึ่งเป็นการส่งเสริมนโยบายลด Green House Gases ที่จะเป็นต้นทุนสิ่งแวดล้อมของการใช้พลังงานในอนาคต
- ข. เป็นการกระจายโอกาสให้ชุมชนที่อยู่ห่างไกลมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า

2.5 การนำเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้า[19]

สำหรับประเทศไทยได้มีการนำเสนอเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในการประชุมเชิงปฏิบัติการยุทธศาสตร์พลังงาน ครั้งที่ 1 เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2546 ซึ่งจัดโดยกระทรวงพลังงานและมี ฯพณฯ นายกรัฐมนตรีเป็นประธานในที่ประชุม ยุทธศาสตร์พลังงานดังกล่าวได้ประมาณการใช้พลังงานทดแทนในปี ค.ศ. 2060 ที่จะเท่ากับการใช้พลังงานทั้งหมดของโลกในปี ค.ศ. 2000 อีกทั้งยังมีการเสนอให้มีการพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศ โดยกำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเป็น 6 % หรือ 2,400 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ.2554 ซึ่งจะเพิ่มขึ้นอีก 1,840 เมกะวัตต์ จากปัจจุบันที่มีอยู่ 560 เมกะวัตต์ การส่งเสริมจะมุ่งเน้นที่พลังงานทดแทนที่มีศักยภาพในประเทศสูงสุด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล โดยให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของ หน่วยผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนดังกล่าวจะมีลักษณะเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยซึ่งมีขนาดเล็ก และเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยเพื่อชุมชนเสียเป็นส่วนใหญ่ หากมีไฟฟ้าเหลือจากการจ่ายให้ท้องถิ่น หน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยนั้นก็สามารถเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือการไฟฟ้านครหลวงต่อไป

ภาครัฐได้มีการส่งเสริมให้เอกชนผลิตไฟฟ้าให้กับ การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง เพื่อลดการลงทุนของภาครัฐ ทั้งในรูปแบบของผู้ผลิตรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) โดยมีระเบียบการซื้อไฟแต่ละรายไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ และต้องผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) นอกจากนี้ได้มีการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

ในปัจจุบันมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่(IPP) ได้ขายเข้าสู่ระบบแล้ว 7 ราย รวมปริมาณทั้งหมด 6,340 เมกะวัตต์ และมีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก(SPP) ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วจำนวน 56 ราย คิดเป็นปริมาณพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 2,049 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น SPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแน่นอน หรือประเภท Firm (อายุสัญญา 5-25 ปี) จำนวน 28 ราย มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบ 1,828 เมกะวัตต์ และ SPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไม่แน่นอน หรือประเภท Non-Firm (อายุสัญญาไม่เกิน 5 ปี) จำนวน 28 ราย มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบ 221 เมกะวัตต์ ซึ่งส่วนใหญ่ใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้า มี SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนขายไฟฟ้าเข้าระบบประมาณ 187 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตามเมื่อเทียบกับศักยภาพ

พลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย ซึ่งคาดว่าสามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ประมาณ 1,000 เมกะวัตต์ ในส่วนของพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ได้มีผู้ผลิตไฟฟ้า 5 ราย ที่เสนอขายให้กับการไฟฟ้านครหลวง มีทั้งที่ใช้พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ และก๊าซจากขยะ มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายรวม 961.40 กิโลวัตต์

เพื่อให้เกิดแรงจูงใจและสนับสนุนในการมีส่วนร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากภาคเอกชน และชุมชนในพื้นที่นั้น ๆ อันจะนำประโยชน์มาสู่ประเทศ จากการลดการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งในปีหนึ่งประเทศต้องสูญเสียเงินตราต่างประเทศเป็นเงินหลายแสนล้านบาท ยังจะเป็นการช่วยนำทรัพยากรที่มีอยู่ในประเทศมาใช้อย่างคุ้มค่าที่สุด และเป็นพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมด้วย นอกจากนี้ยังทำให้เกิดการจ้างงานในพื้นที่นั้น ๆ ลดกระแสต่อต้านการสร้างโรงไฟฟ้าเนื่องมาจากคนในพื้นที่นั้นมีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของ เป็นต้น จากในอดีตที่ผ่านมาความรู้ความเข้าใจในประเด็นต่าง ๆ ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น รวมทั้งขั้นตอนและระเบียบวิธีปฏิบัติในการเชื่อมโยงหน่วยผลิตไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายและระบบส่งไม่เอื้ออำนวยที่จะการผลักดันและกระตุ้นให้ภาคเอกชนและชุมชนที่ต้องการมีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของ เช่น ระยะเวลาในการพิจารณาคำขอสัมปทานแก่ผู้ประกอบการเอกชนล่าช้า ซึ่งจะไม่ก่อให้เกิดแรงจูงใจในการลงทุนในการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานขนาดเล็กมาก (VSPP) ส่วนปัญหาทางด้านเทคนิค ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องออกค่าใช้จ่ายในระบบป้องกันซึ่งรายละเอียดมีค่อนข้างสูงและทำให้มีราคาแพง ทำให้มีผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายที่สูงมากขึ้นโดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานขนาดเล็กมาก (VSPP)

ในแง่ของผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประเทศไทยได้เซ็นสัญญาข้อตกลงในการประชุมเพื่อจัดทำกรอบการทำงานของสหประชาชาติที่เกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงของสภาพอากาศ (the United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) สถาบันสิ่งแวดล้อมของประเทศไทยซึ่งรับผิดชอบดูแลได้เปิดเผยว่าหน่วยงานด้านพลังงานเป็นแหล่งใหญ่ทำให้เกิด Greenhouse Gas Emission และการกระจายได้เพิ่มขึ้นอย่างสม่ำเสมอ นอกจาก CO₂ Emission แล้ว การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานในปัจจุบัน (Conventional) ยังสร้าง SO_x และ NO_x ซึ่งทำให้เกิดปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม เช่น acidification, nutrient enrichment and photochemical ozone formation นอกจากปัญหาดังกล่าวแล้ว 60 เปอร์เซ็นต์ของแหล่งพลังงานในปัจจุบันนำเข้าจากต่างประเทศซึ่งเป็นภาระทางการเงินและความมั่นคงทางด้านพลังงาน จากเหตุผลเหล่านี้ ทำให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานและ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้มีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า[16]

การพิจารณานำวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรมาใช้เป็นเชื้อเพลิงนั้น พบว่า ปริมาณวัสดุเหลือทิ้งจะขึ้นอยู่กับผลผลิตทางการเกษตรในแต่ละช่วงของปี รวมถึงพื้นที่เพาะปลูกในแต่ละพื้นที่ที่มีความแตกต่างกัน ดังนั้นการนำวัสดุเหลือทิ้งมาผลิตกระแสไฟฟ้า จะต้องคำนึงถึงปัจจัยต่างๆทั้งในด้านปริมาณ ความเหมาะสมของการจัดหาแหล่งวัสดุเหลือทิ้งปริมาณรวมของวัสดุเหลือทิ้ง เทคโนโลยี และ

ความเหมาะสมในด้านเศรษฐศาสตร์การลงทุนเป็นต้น แม้ว่าในปัจจุบันการนำวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรบางชนิดมาใช้ประโยชน์ไม่ว่าจะเป็นด้านการผลิตไฟฟ้าหรือใช้เป็นแหล่งพลังงานอื่นๆยังไม่มีความเหมาะสมทั้งในเชิงเทคนิค และเชิงเศรษฐศาสตร์ แต่ก็จำเป็นที่จะต้องมีการศึกษาศักยภาพของการใช้วัสดุเหลือทิ้งมาใช้เป็นพลังงานทดแทน ซึ่งในอนาคตหากเกิดวิกฤตพลังงานขึ้น ก็อาจมีความคุ้มค่าที่ต้องใช้วัสดุเหลือทิ้งมาใช้เป็นพลังงานหลักของประเทศ

ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นหากสามารถนำพลังงานทดแทนมาใช้เป็นพลังงานให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้นั้นก็อาจเกิดประโยชน์มากมาย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเขตจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น พื้นที่ส่วนใหญ่จะอยู่ห่างไกลจากแหล่งเชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซธรรมชาติหรืออยู่นอกแนวท่อก๊าซเป็นระยะทางไกลๆซึ่งไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนในเรื่องของเชื้อเพลิงชนิดที่เป็นก๊าซธรรมชาติ หรือไม่ก็อยู่ห่างไกลและไม่คุ้มค่าต่อการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่นๆ แต่ในพื้นที่เหล่านั้นจะอยู่ในแหล่งเกษตรกรรมเป็นส่วนใหญ่ซึ่งมีวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรมากมาย ซึ่งสามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้

แกลบเป็นวัสดุเหลือทิ้งจากกระบวนการสีข้าว ซึ่งนับว่าเป็นแหล่งเชื้อเพลิงได้ดีที่สุดประเภทหนึ่ง เนื่องจากแกลบจะมีความชื้นต่ำ มีขนาดเล็กไม่จำเป็นต้องนำไปย่อยขนาดเพื่อให้ได้ขนาดที่เหมาะสม ต่อกระบวนการเผาไหม้เป็นแหล่งความร้อนเพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้นการที่ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรมที่มีผลผลิตข้าวเปลือกชนิดต่างในแต่ละปีกว่า 20 ล้านตันข้าวเปลือก โดยการสีข้าวจะให้แกลบซึ่งเป็นวัสดุเหลือทิ้งจำนวนเกือบ 6 ล้านตัน จึงมีความสามารถในการใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตไฟฟ้า

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

การประยุกต์ใช้การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมและการหาดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย

เนื่องจากความต้องการในการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้นจึงต้องมีการเพิ่มกำลังและวางแผนการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดีเพื่อรองรับการเจริญเติบโตดังกล่าว ซึ่งในการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเราจำเป็นต้องทราบถึงขนาดกำลังผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งที่เหมาะสม เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุด กล่าวคือสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการได้และสามารถควบคุมต้นทุนค่าใช้จ่ายต่างๆ ได้อย่างเหมาะสม

โดยในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal Power Flow: OPF) เพื่อใช้ในการคำนวณขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะติดตั้งเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการหาดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเพื่อกำหนดตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเช่นเดียวกัน

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมเป็นการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการหาค่าเหมาะสมของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) ที่ต้องการ โดยคำนึงถึงสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าหรือสมการเพาเวอร์โฟลว์ (Power Flow Equations) และเงื่อนไขต่างๆ ของระบบ

ทฤษฎีพื้นฐานที่สำคัญในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมแบ่งออกเป็นสองส่วนคือ

- 1) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Analysis)
- 2) การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal Power Flow : OPF)

3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Analysis)

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้านั้น เริ่มต้นจากการพิจารณาข้อมูลที่เกี่ยวข้อง อาทิเช่น แผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ของระบบไฟฟ้ากำลัง ทั้งนี้ข้อมูลที่เราให้ความสนใจเป็นอันดับแรกคือ ข้อมูลประจำสายส่งแต่ละเส้น ซึ่งเราสามารถแทนวงจรต่อเฟสได้ด้วยวงจรแบบ π โดยข้อมูลที่ประกอบไปด้วย ค่าอิมพีแดนซ์ (Z) และแอดมิตแตนซ์อัดประจุ (Line-charging admittance) (Y_{bus}) ค่าต่างๆ เหล่านี้จำเป็นต้องใช้เพื่อคำนวณค่าสมาชิกต่างๆ ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Bus admittance matrix) สำหรับระบบไฟฟ้าขนาด N บัสนั้น เราสามารถเขียนค่าสมาชิกเหล่านี้ในรูปทั่วไปได้ด้วย Y_{ij} ซึ่งกำหนดโดย

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \delta_{ij} = |Y_{ij}| \cos(\delta_{ij}) + j |Y_{ij}| \sin(\delta_{ij}) \quad (3.1)$$

นอกจากนี้ข้อมูลที่ต้องใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ายังรวมถึงค่าอิมพีแดนซ์และค่าพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ค่าพิกัดของตัวเก็บประจุต่อขนาน (Shunt capacitor) และการตั้งค่าแทปของหม้อแปลง เป็นต้น

ทั้งนี้เราสามารถเริ่มขั้นตอนในการพิจารณาปัญหาได้โดยอาศัยพิกัดเชิงขั้วในการกำหนดค่าแรงดันที่บัส i ใดๆในระบบไฟฟ้าได้ดัง (3.2)

$$V_i = |V_i| \angle \theta_i = |V_i| \cos(\theta_i) + j |V_i| \sin(\theta_i) \quad (3.2)$$

กระแสไฟฟ้าสุทธิที่จ่ายเข้าสู่ระบบ ณ บัส i ในพจน์ของสมาชิกของแอดมิตแดนซ์เมตริกซ์สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{k=1}^N Y_{ik}V_k \quad (3.3)$$

กำหนดให้ P_i และ Q_i แทนกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟสุทธิที่จ่ายเข้าสู่ระบบ ณ บัส i ซึ่งเราสามารถเขียนในรูปทั่วไปได้ว่า $P_i + jQ_i = V_i I_i^*$ ดังนั้นเมื่ออาศัย (3.2) และ (3.3) เราจะได้ค่าสังยุคเชิงซ้อน (Complex conjugate) ของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าบัส i คือ

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^N Y_{ik}V_k \quad (3.4)$$

ซึ่งเราสามารถแทนค่าได้จาก (3.1) และ (3.2) เป็นดังนี้

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^N |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \angle \delta_{ik} + \theta_k - \theta_i \quad (3.5)$$

เมื่อทำการกระจาย (3.5) และแยกสมการส่วนจริงและส่วนจินตภาพ เราจะได้

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \cos(\delta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad (3.6)$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \sin(\delta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad (3.7)$$

(3.6) และ (3.7) คือสมการเพาเวอร์โพล์ ซึ่งเป็นสมการที่ใช้หาการไหลของกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟตามลำดับ โดยที่สมการเพาเวอร์โพล์ทั้งสองสมการนั้น มีลักษณะเป็นสมการไม่เชิงเส้น ดังนั้นต้องใช้วิธีการแก้สมการไม่เชิงเส้นเพื่อหาผลเฉลยของสมการ วิธีการที่เหมาะสมสำหรับการสมการไม่เชิงเส้นโดยอาศัยคอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณ คือ วิธีการวิเคราะห์เชิงเลข (Numerical analysis method) ด้วยกระบวนการทำซ้ำ (Iterative method) ซึ่งมีด้วยกันหลายวิธี เช่น วิธีของเกาส์ (Gauss method), วิธีของเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidel method) และวิธีของนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method) เป็นต้น วิธีที่นิยมนำมาใช้ในการหาผลเฉลยของสมการเพาเวอร์โพล์มากที่สุดคือวิธีของนิวตัน-ราฟสัน เนื่องจากมีข้อดี คือ มีคุณสมบัติการลู่เข้าหาคำตอบที่รวดเร็วแบบกำลังสอง (Quadratic convergence) ใช้เวลาในการคำนวณทั้งหมดน้อยกว่าวิธีอื่น และจำนวนรอบของการคำนวณซ้ำไม่ขึ้นอยู่กับการขนาดของระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีของนิวตัน-ราฟสันในการหาผลเฉลยของสมการเพาเวอร์โพล์

3.1.1 การประยุกต์ใช้วิธีนิวตัน-ราฟสันเพื่อหาผลเฉลยของสมการเพาเวอร์โพล์

ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า เราจะจำแนกบัสออกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

บัสอ้างอิง (Slack Bus)

บัสอ้างอิงเป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่บัสหนึ่งในระบบ ซึ่งทำหน้าที่ชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟสูญเสียที่เกิดขึ้น เพื่อให้ระบบเกิดความสมดุลของกำลังไฟฟ้า ณ บัสอ้างอิงนี้เราจะทำการกำหนดขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้า โดยที่ยังไม่สามารถระบุค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟได้

บัสควบคุมแรงดัน (PV Bus)

บัสทุกบัสในระบบที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นบัสควบคุมแรงดันยกเว้นบัสอ้างอิง โดยบัสควบคุมแรงดันเป็นบัสที่เราสามารถกำหนดค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าแอกทีฟและค่าขนาดแรงดันไฟฟ้าได้ ส่วนค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะมีลักษณะเป็นตัวแปรอิสระ และมุมของแรงดันไฟฟ้าจะเป็นตัวแปรสถานะ (State variable) ของบัส

โหลดบัส (PQ Bus)

โหลดบัสเป็นบัสในระบบที่ไม่ต่อเชื่อมอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ โหลดบัสเราจะทราบค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟ ส่วนค่าขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าในบัสนี้จะเป็นตัวแปรสถานะของระบบ

จาก (3.6) และ (3.7) ทำให้ทราบว่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟของแต่ละบัสเป็นฟังก์ชันในเทอมของขนาดและมุมเฟสของแรงดันของทุกบัส เมื่อเราระบุค่ากำลังไฟฟ้าแอกทีฟและรีแอกทีฟในแต่ละบัสด้วยตัวยก Sch เราสามารถเขียนสมการเพาเวอร์โพลว์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} P_1(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) &= P_1^{Sch} & Q_1(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) &= Q_1^{Sch} \\ \vdots & & \vdots & \\ P_N(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) &= P_N^{Sch} & Q_N(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) &= Q_N^{Sch} \end{aligned} \quad (3.8)$$

จาก (3.8) จะได้ว่า

$$\begin{bmatrix} P_1^{Sch} - P_1(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) \\ \vdots \\ P_N^{Sch} - P_N(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) \\ Q_1^{Sch} - Q_1(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) \\ \vdots \\ Q_N^{Sch} - Q_N(\theta_1, \dots, \theta_N, V_1, \dots, V_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \Delta\theta_N \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_N \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

โดยที่

$$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_N} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_N}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

จาก (3.9) สามารถเขียนให้อยู่ในรูปอย่างง่ายได้ดัง (3.11)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

ดังนั้นในทุกๆรอบของการคำนวณเราจะได้อ่าปรับแต่ง (Correction) ของขนาดและมุมเฟสของแรงดันในแต่ละบัสดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

สำหรับการปรับแต่งในแต่ละรอบการคำนวณจะกำหนดโดย

$$\Delta \theta^{(k+1)} = \theta^{(k)} + \Delta \theta^{(k)} \quad (3.13)$$

$$\Delta V^{(k+1)} = V^{(k)} + \Delta V^{(k)} \quad (3.14)$$

3.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal power flow)

การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม คือ การจัดสรรกำลังการผลิตให้สอดคล้องกับการหาค่าเหมาะสมของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการ โดยคำนึงถึงสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow equation) และข้อจำกัดด้านต่างของระบบโดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์นี้ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ดำเนินการ (Operator) หรือผู้ทำการวิเคราะห์

ตัวอย่างของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่นิยมใช้งานดังนี้

- ต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าจริง
- กำลังการสูญเสียรวมในระบบ
- ขนาดหรือจำนวนการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรต่างๆ ในระบบ
- ต้นทุนด้านการเงินต่างๆ ที่สามารถสร้างความสัมพันธ์กับตัวแปรในระบบ

ส่วนข้อจำกัดต่างๆ ในระบบที่นอกเหนือจากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า เช่น พิกัดกำลังของสายส่ง กำลังการผลิตส่งผ่านระหว่างบริเวณ (Power interchange) อัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต (Generation ramp rate) นั้นสามารถนำมาพิจารณาาร่วมกันได้ หากผู้ทำการวิเคราะห์ต้องการการจัดสรรกำลังการผลิตที่สอดคล้องกับข้อจำกัดนั้นๆ

วิธีการคำนวณในการวิเคราะห์กำลังการไหลที่เหมาะสมมีหลายวิธีการ โดยแต่ละวิธีนั้นจะมีลักษณะและวิธีการใช้งานต่างกัันกันออกไป ซึ่งในวิธีการคำนวณแต่ละแบบนั้น ต่างอาศัยหลักการพื้นฐานที่เหมือนกัน คือ สมการลากรอง (Lagrange equation) และเงื่อนไขจำเป็น (Necessary condition) ของ Karush Kuhn Tucker (KKT) ในการแก้ปัญหาเพื่อคำนวณค่าเหมาะสม (Optimization) การคำนวณตามหลักการวิเคราะห์กำลังการไหลที่เหมาะสมสามารถเขียนรูปแบบของปัญหาในสมการทางคณิตศาสตร์ทั่วไปดังนี้

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} && F(x) \\ & \text{subject to} && g(x) = 0 \\ & && h(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

โดย $F(x)$ คือ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการคำนวณ ส่วนข้อจำกัด $g(x)$ และ $h(x)$ คือข้อจำกัดหรือเงื่อนไขของระบบในรูปของสมการ และอสมการ ตามลำดับ

คำตอบของ (3.15) สามารถหาได้โดย เงื่อนไขจำเป็นของ Karush Kuhn Tucker (KKT) จากสมการลากรอง $L(x, \lambda, \mu)$ ดังแสดงต่อไปนี้

$$L(x, \lambda, \mu) = F(x) + \lambda^T g(x) + \mu^T h(x) \quad (3.16)$$

กำหนดให้ x^*, λ^*, μ^* เป็นเวกเตอร์ตัวแปร ณ จุดคำตอบของ (3.15) จะได้ว่าสมการต่อไปนี้จะต้องเป็นจริง คือ

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_r} &= \frac{\partial (F(x) + \lambda^T g(x) + \mu^T h(x))}{\partial x_r} \Big|_{x^*, \lambda^*, \mu^*} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_s} &= g_s(x) \Big|_{x^*} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \mu_t} &= h_t(x) \Big|_{x^*} = 0 \quad : \mu_t > 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \mu_t} &= h_t(x) \Big|_{x^*} \leq 0 \quad : \mu_t = 0 \end{aligned} \quad (3.17)$$

โดย $\mu_t \geq 0$ และ r, s, t คือลำดับที่สมาชิกของเวกเตอร์ x, λ, μ ตามลำดับ

วิธีการสำคัญในการคำนวณกำลังการผลิตที่เหมาะสม สามารถสรุปได้ดังนี้

3.2.1 วิธีการวนซ้ำเพื่อหาค่าแลมบ์ดา (Lambda iteration method)

วิธีการนี้เป็นวิธีการทั่วไปในการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างประหยัด (Economic dispatch โดยสมมุติในกรณีที่ระบบมีข้อจำกัดสมดุลกำลังงานเพียงสมการเดียว หลักการในการคำนวณคือเริ่มต้นด้วยการกำหนดค่าแลมบ์ดา จากนั้นหาค่ากำลังการผลิตของบัสต่างๆ จาก (3.17) หากรวมกำลังการผลิตที่ได้แล้ว ไม่เท่ากับโหลดทั้งหมดของระบบก็จะทำการปรับค่าแลมบ์ดาใหม่ ทำเช่นนี้ซ้ำจนกว่ากำลังการผลิตรวมจะเท่ากับโหลดทั้งหมดของระบบ

อย่างไรก็ตามจะพบว่าหากใช้วิธีการนี้ในการคำนวณการวิเคราะห์กำลังการผลิตที่เหมาะสมจะมีความยุ่งยากในการคำนวณซ้ำเกิดขึ้น เนื่องจากตัวคูณสัมประสิทธิ์ในสมการลากรองอาจมีได้หลายค่าขึ้นอยู่กับจำนวนของสมการข้อจำกัดและสมการข้อจำกัดที่มีผล (Active inequality constraint) การปรับค่าแลมบ์ดาใหม่ให้เหมาะสมจึงต้องอาศัยวิธีการที่เหมาะสม ซึ่งกระทำได้ง่าย

ความเร็วในการลู่เข้าหาคำตอบของสมการนี้ ขึ้นอยู่กับวิธีในการปรับค่าแลมบ์ดา หรือสัมประสิทธิ์ตัวคูณในสมการลากรองเป็นสำคัญ

3.2.2 วิธีการใช้เกรเดียนต์ (Gradient method)

หลักการของวิธีการใช้เกรเดียนต์ คือ การใช้เกรเดียนต์ของสมการลากรอง $L(x, \lambda, \mu)$ เป็นเวกเตอร์กำหนดทิศทางในการลู่เข้าหาคำตอบ (Steepest descent direction) ดังสมการต่อไปนี้

$$x^{i+1} = x^i - \alpha \nabla L \quad (3.18)$$

โดยที่ค่า x^i เป็นเวกเตอร์ของตัวแปรการคำนวณทั้งหมดในรอบที่ i และ α เป็นปริมาณสเกลาร์เพื่อกำหนดขนาดของการปรับค่าเข้าหาจุดคำตอบ ส่วน ∇L เป็นเวกเตอร์เกรเดียนต์ของสมการลากรอง $L(x, \lambda, \mu)$ ดังแสดงใน (3.19)

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial x_1} \\ \frac{\partial L}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

โดยที่ n คือจำนวนตัวแปรในการคำนวณทั้งหมด

ข้อเสียของการใช้วิธีเกรเดียนต์ คือความล่าช้าในการหาค่าจุดคำตอบและความไม่เหมาะสมในการคำนวณการวิเคราะห์กำลังการไหลที่เหมาะสม (OPF) หากในการคำนวณนั้นมีข้อจำกัดแบบอสมการรวมอยู่ด้วย

3.2.3 วิธีของนิวตัน (Newton's method)

ในวิธีการของนิวตันนี้เป็นการนำการกระจายอนุกรมเทเลอร์อันดับที่หนึ่งมาใช้ในการแก้ปัญหาสมการเงื่อนไขจำเป็นของ Karush-Kuhn-Tucker ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้คือ

$$x^{i+1} = x^i - \left[\frac{\partial \nabla L}{\partial x} \right]^{-1} \nabla L \quad (3.20)$$

โดย x^i เป็นเวกเตอร์ของตัวแปรในการคำนวณทั้งหมดในรอบที่ i ส่วน ∇L และ $\left[\frac{\partial \nabla L}{\partial x} \right]$ มีค่าตาม (3.21) และ (3.22) ตามลำดับ

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial x_1} \\ \frac{\partial L}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$\left[\frac{\partial \nabla L}{\partial x} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_1 x_2} & \dots & \frac{\partial^2 L}{\partial x_1 x_n} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial x_2 x_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_2 x_2} & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 L}{\partial x_n x_1} & \dots & \dots & \frac{\partial^2 L}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

โดยที่ n คือจำนวนตัวแปรในการคำนวณทั้งหมด

ในวิธีการของนิวตันนี้มีข้อได้เปรียบกว่าวิธีการของเกรเดียนท์คือ สามารถหาคำตอบได้เร็วกว่า อย่างไรก็ตามในวิธีการของนิวตันนี้ยังคงมีปัญหาคำนวณกำลังการไหลที่เหมาะสมในกรณีที่มีข้อจำกัดแบบอสมการร่วมอยู่ด้วย

3.2.4 วิธีโปรแกรมเชิงเส้น (Linear programming method)

วิธีโปรแกรมเชิงเส้นนี้มีข้อได้เปรียบเหนือวิธีการทั้งสามข้างต้นคือ สามารถคำนวณการไหลที่เหมาะสมได้ง่าย แม้ในระบบจะมีข้อจำกัดแบบอสมการร่วมอยู่ด้วยอย่างไรก็ตามหากพิจารณาข้อจำกัดของระบบทั้งที่เป็นสมการและอสมการจะพบว่ามีลักษณะความไม่เป็นเชิงเส้นอยู่ เช่น สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า อสมการพิกัดการไหลของกำลังไฟฟ้าบนสายส่ง ซึ่งปัญหาดังกล่าวสามารถแก้ได้โดยวิธีการทำให้เป็นเชิงเส้น (Linearization method)

โดยความรวดเร็วในการหาคำตอบจะขึ้นอยู่กับจุดเริ่มต้นของระบบในการหาคำตอบและจำนวนข้อจำกัดของระบบ เนื่องจากจุดคำตอบของระบบสมการในการคำนวณกำลังการไหลที่เหมาะสม จะอยู่บนจุดยอด (Vertex) ของบริเวณเซตของจุดคำตอบที่เป็นไปได้ (Feasible region) โดยวิธีการหาคำตอบของวิธีโปรแกรมเชิงเส้น คือการเคลื่อนจุดคำตอบไปตามจุดยอดต่างๆ จนกว่าจะพบคำตอบที่เป็นค่าเหมาะสมที่สุด ดังนั้นหากมีข้อจำกัดของระบบอยู่มาก และจุดเริ่มต้นของการคำนวณห่างไกลจุดคำตอบสุดท้าย จะทำให้จำนวนรอบการหาจุดคำตอบมากตามไปด้วย ดังแสดงในรูปที่ 3.1

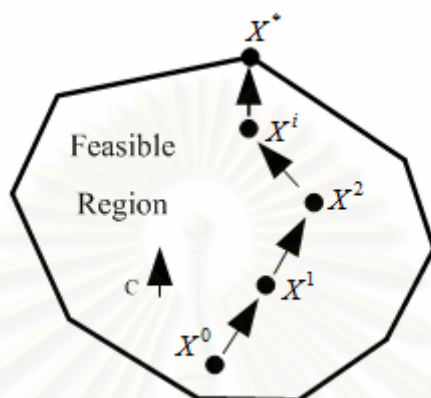


รูปที่ 3.1 การเคลื่อนจุดคำตอบไปตามจุดยอดต่างๆ จนถึงจุดคำตอบสุดท้าย

โดย x^0 คือ เวกเตอร์จุดคำตอบเริ่มต้นในการคำนวณ และค่า x^* คือ เวกเตอร์จุดคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการคำนวณ

3.2.5 วิธีการใช้จุดคำตอบภายใน (Interior point method)

ในวิธีการนี้จุดคำตอบหลายๆรอบในการคำนวณจะอยู่ภายในบริเวณคำตอบที่เป็นไปได้ดังแสดงในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 การเคลื่อนจุดคำตอบภายใน Feasible Region จนถึงจุดคำตอบสุดท้าย

โดย x^0 คือ เวกเตอร์จุดคำตอบเริ่มต้นในการคำนวณ และค่า x^* คือ เวกเตอร์จุดคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในการคำนวณ ส่วน C คือ ทิศทางในการหาคำตอบ

3.2.6 วิธี Sequential Quadratic Programming

วิธีการแก้ปัญหาด้วยวิธี Sequential Quadratic Programming เป็นวิธีที่ได้รับความนิยมและประสบความสำเร็จในเทคนิคในการแก้ปัญหาสำหรับข้อจำกัดที่ไม่เป็นเชิงเส้น โดยประเด็นสำคัญของหลักการจะอาศัย search direction ในการแก้ปัญหา Quadratic program ซึ่งปัญหาจะประกอบไปด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่อยู่ในรูปของพีชคณิตกำลังสองและข้อจำกัดจะอยู่ในรูปของสมการเชิงเส้น ในการนำเสนอเพื่อหาความเหมาะสมจะใช้กฎโดยทั่วไปของวิธี Newton ในกรณีที่ไม่มีข้อจำกัด เพื่อใช้ในการแก้ (3.23)

$$\begin{aligned} &\text{Minimize} && f(x) \\ &\text{Subject to} && g(x) = 0 \end{aligned} \tag{3.23}$$

(3.24) แสดงการประยุกต์ในวิธีนั้วตันเพื่อให้มีความสอดคล้องกับเงื่อนไขของความเหมาะสมโดยสามารถเขียนสมการ Lagrangian ของการแก้ปัญหานี้ใน (3.23)

$$L(x, \lambda) = f(x) - \lambda^T g(x) \quad (3.24)$$

และเงื่อนไข First-order optimality condition

$$\nabla L(x, \lambda) = 0 \quad (3.25)$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูปแบบของวิธีนั้วตันได้ดังนี้

$$\begin{pmatrix} x_{k+1} \\ \lambda_{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_k \\ \lambda_k \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} p_k \\ v_k \end{pmatrix} \quad (3.26)$$

ซึ่ง p_k และ v_k สามารถแก้สมการด้วยระบบเชิงเส้น

$$\nabla^2 L(x_k, \lambda_k) \begin{pmatrix} p_k \\ v_k \end{pmatrix} = -\nabla L(x_k, \lambda_k) \quad (3.27)$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูปแบบของระบบสมการเชิงเส้นดังนี้

$$\begin{pmatrix} \nabla_{xx}^2 L(x_k, \lambda_k) & -\nabla g(x_k) \\ -\nabla g(x_k)^T & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_k \\ v_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\nabla_x L(x_k, \lambda_k) \\ g(x_k) \end{pmatrix} \quad (3.28)$$

โดยเราจะใช้ประโยชน์จากรูปแบบที่ปรับปรุงเพื่อให้ประสบความสำเร็จสูงสุดสำหรับข้อจำกัดของความเหมาะสม

(3.29) คือระบบสมการที่นำเสนอใน First order optimality condition สำหรับปัญหาความเหมาะสม

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & \frac{1}{2} p^T [\nabla_{xx}^2 L(x_k, \lambda_k)] p + p^T [\nabla_x L(x_k, \lambda_k)] \\ \text{Subject to} \quad & [\nabla g(x_k)]^T p + g(x_k) = 0 \end{aligned} \quad (3.29)$$

โดยที่ v_k คือ เวกเตอร์ของ Lagrange multipliers

ในการแก้ปัญหาด้วยวิธี Quadratic program จะมีกระบวนการในการให้ได้ค่าที่เป็นฟังก์ชันกำลังสองในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ให้มีความเหมาะสมที่สุดภายใต้ข้อจำกัดที่เป็นเชิงเส้น โดยฟังก์ชันที่เป็นกำลังสองนี้จะมีการประมาณมาจาก Taylor series ที่ของ Lagrangian ที่จุด (x_k, λ_k) และข้อจำกัดจะประมาณความเป็นเชิงเส้นจาก $g(x_k, p) = 0$

ในการแก้ปัญหของ Sequential quadratic programming ในกระบวนการทวนรอบของโปรแกรมกำลังสองสามารถแก้โดยให้มีความสอดคล้อง (p_k, v_k) โดยกระบวนการของการทำในรอบต่อไปจะอาศัยการ Update (x_k, λ_k) และกระบวนการทำซ้ำที่จุดใหม่ [18]

โดยเทคนิคที่สามารถนำมาใช้งานในปัจจุบันมีมากมาย เช่น การใช้ฟังก์ชันลอการิทึม (Logarithm function) วิธีการพริมาล-ดูอัล (Primal-Dual method) เป็นต้น

วิธีการนี้สามารถคำนวณการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมได้ง่าย แม้ในระบบมีข้อจำกัดแบบอสมการ เช่นเดียวกับวิธีโปรแกรมเชิงเส้น ส่วนความรวดเร็วในการหาคำตอบโดยทั่วไปสามารถหาคำตอบได้เร็ว อย่างไรก็ตามขึ้นอยู่กับวิธีการหาทิศทาง การปรับปรุงค่าสู่จุดคำตอบด้วย

3.3 ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย (Loss Sensitivity Index)

การประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนเพื่อรองรับปริมาณของโหลดที่มีปริมาณเพิ่มขึ้นนั้น ปัญหาที่สำคัญอย่างหนึ่งคือตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเพื่อให้เกิดความเหมาะสมที่สุด โดยสนใจตำแหน่งที่ทำให้ค่าของกำลังสูญเสียรวมของระบบเหมาะสมที่สุด จากที่กล่าวมาจะใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นตัวพิจารณาในการเลือกตำแหน่งที่เหมาะสม

การคำนวณค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียในระบบโดยวิธีนี้จะใช้สมมติฐานว่ากำลังสูญเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นในระบบได้รับการชดเชยจากบัสต่างๆ ในระบบ ดังนั้นสามารถเขียนสมการแสดงการจ่ายกำลังไฟฟ้าของบัสต่างๆ ที่สัมพันธ์กับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบได้ดังนี้

$$PI = (P_1 - P_{1,load}) + (P_2 - P_{2,load}) + \dots + (P_i - P_{i,load}) + \dots + (P_N - P_{N,load}) \quad (3.30)$$

โดยที่

P_i คือ กำลังไฟฟ้าจริงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$P_{i,load}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่รวมจ่ายให้โหลดในระบบโดยบัส i

P_L คือ กำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมดที่สูญเสียในระบบ

(3.30) สามารถเขียนได้ในรูปของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและปริมาณโหลด ณ แต่ละบัสได้เป็น

$$\sum_{ig=1}^{Ng} P_{ig} + \sum_{it=1}^{Ni} P_{it} = P_L \quad (3.31)$$

โดยที่

P_{ig} คือ ปริมาณการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i_g

P_{it} คือ ปริมาณโหลดที่ it

N_g คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ

N_i คือ จำนวนโหลดทั้งหมดในระบบ

สมการดังกล่าวมีชื่อเรียกว่า สมการสมดุลกำลังไฟฟ้า (Power balance equation) และสามารถแทนผลรวมกำลังการผลิตและปริมาณโหลดด้านซ้ายของสมการด้วยสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow equation) ของทุกบัสในระบบ ดังนี้

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N |V_i| |V_j| Y_{ij} [\cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})] = P_L \quad (3.32)$$

เช่นเดียวกับการคำนวณโดยวิธีพิจารณาว่ากำลังสูญเสียในระบบได้รับการชดเชยจากบัสอ้างอิง โดยการใช้ทฤษฎีอนุพันธ์แยกส่วน (Partial differentiation) และกฎลูกโซ่ (Chain rule) จะได้

$$\frac{\partial P_L}{\partial \delta_m} = \sum_{i=1}^N \left[\frac{\partial P_L}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} \right] \quad (3.33)$$

และ

$$\frac{\partial P_L}{\partial |V_m|} = \sum_{i=1}^N \left[\frac{\partial P_L}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial |V_m|} + \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial |V_m|} \right] \quad (3.34)$$

ซึ่งสามารถเขียนในรูปเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_L}{\partial |V_m|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_m|} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V_m|} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

โดยที่ $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_m}, \frac{\partial P_i}{\partial |V_m|}, \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m}, \frac{\partial Q_i}{\partial |V_m|}$ คือ สมาชิกในเมตริกซ์จาโคเบียน ดังนั้น (3.36) สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_L}{\partial |V_m|} \end{bmatrix} = [J^T] \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

ดังนั้นค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียในระบบเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าสุทธิที่จ่ายเข้าบัสต่างๆ คือ

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_L}{\partial |V_m|} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

กำหนดให้ $[J^{-T}] = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$

เมื่อเราพิจารณาแต่กำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่จ่ายเข้าไปที่บัสต่างๆจะทำให้ได้ค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียดัง(3.39)

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = [A] \cdot \left[\frac{\partial P_L}{\partial \delta_m} \right] + [B] \cdot \left[\frac{\partial P_L}{\partial |V_m|} \right] \quad (3.39)$$

โดยที่

$$\frac{\partial P_L}{\partial \delta_m} = -2 \sum_{j=1}^N V_m V_j Y_{mj} \cos \theta_{mj} \cdot \sin(\delta_m - \delta_j) \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_m} = 2 \sum_{j=1}^N V_j Y_{mj} \cos \theta_{mj} \cdot \cos(\delta_m - \delta_j) \quad (3.41)$$

$[J] = \text{Jacobain matrix}$ ซึ่งได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow)



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เมื่อมีการพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องมีการวางแผนและพยายามพัฒนาวิธีการสำหรับระบบจำหน่ายเพื่อรองรับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและเพิ่มความน่าเชื่อถือได้สำหรับลูกค้า โดยในบทนี้จะกล่าวถึงการวางแผนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ในการช่วยจ่ายโหลดที่เพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

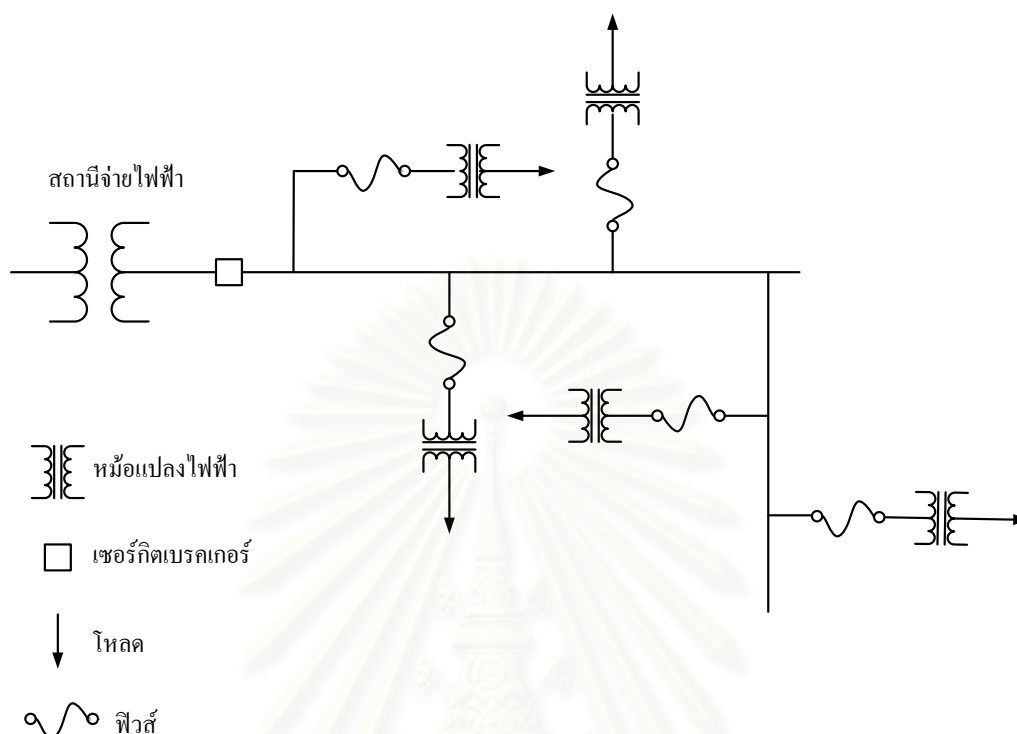
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า(Generating System) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้กำลังไฟฟ้าประเภทต่างๆต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบไปด้วยส่วนประกอบหลักต่างๆคือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Devices)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบคือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดสายตัวนำในอากาศ (Overhead Aerial System) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable System) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความประหยัดเป็นต้น แต่ที่พบเห็นกับบ่อยในประเทศไทยนั้นส่วนใหญ่เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดสายตัวนำในอากาศ เนื่องจากมีต้นทุนในการก่อสร้างต่ำกว่าและมีความยุ่งยากทางด้านเทคนิคน้อยกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน อย่างไรก็ตามบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีที่ต้องการเดินสายไฟฟ้าข้ามแม่น้ำ แหล่งอุตสาหกรรม นั้นมักเป็นระบบจำหน่ายใต้ดินเพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงที่สูง รวมถึงบริเวณที่ต้องการให้เกิดความสวยงามของสถานที่ เช่น บริเวณพระบรมหาราชวังเป็นต้น

สำหรับรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลักๆคือ

- 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล(Redial Network)
- 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน(Ring Network)
- 3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย(Mesh Network)

4.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

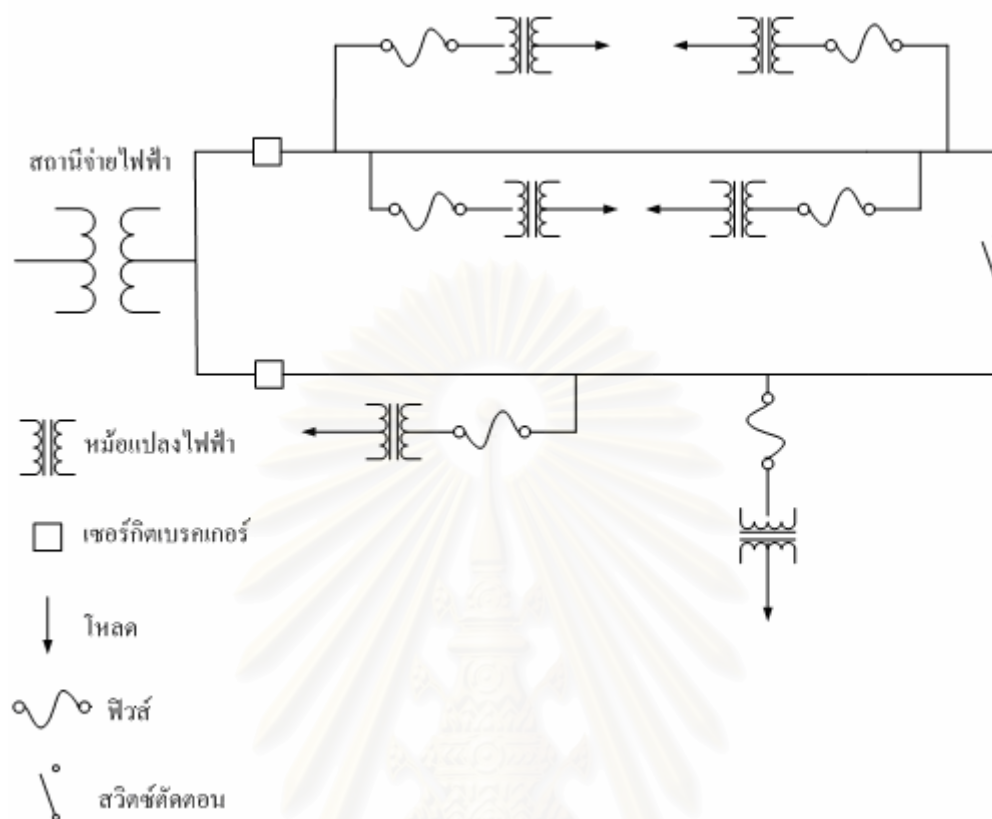


รูปที่ 4.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีการแยกออกไปดังแสดงในรูปที่ 4.1 การวางแผนในระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่ายต่อไปได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธีง่ายๆ และลักษณะการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ

4.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน



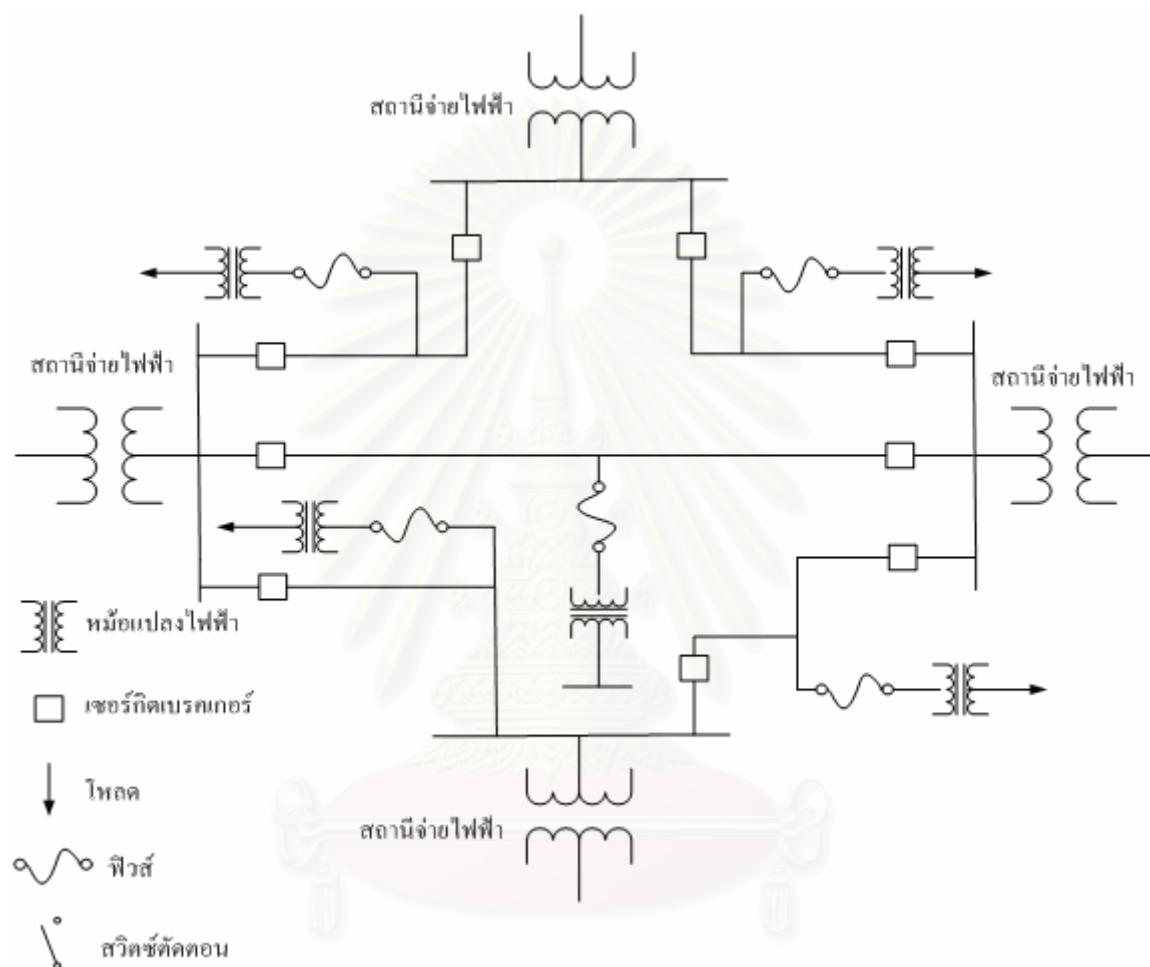
รูปที่ 4.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จะทำเป็นรูปวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวตามรูปที่ 4.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การป้องกันระบบนั้นทำได้ง่ายขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลือก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าอีกต่อไปได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังคงต้องมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเนื่องจากระบบ

ป้องกันต้องตรวจสอบให้ทราบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะได้ตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

4.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย



รูปที่ 4.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย

ตามรูปที่ 4.3 เป็นรูปของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบโครงข่าย สังเกตได้ว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแหที่กระจายออกไปครอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆและมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้หลายจุด

ข้อดีของระบบนี้คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าชนิดนี้มีความเชื่อถือได้สูงที่สุดในจำนวนที่กล่าวมา และสามารถสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อมีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการสร้างระบบสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกัน

จำนวนมาก และขณะทำการจ่ายพลังงานไฟฟ้าถ้าหากมีการลัดวงจรเกิดขึ้นจะทำให้กระแสลัดวงจรสูงมากได้

4.2 การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการการใช้ไฟฟ้า

เมื่อมีการพยากรณ์ค่าความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้า ผู้วางแผนจะต้องทำการเลือกวิธีในการดำเนินการวางแผน เพื่อสามารถรองรับปริมาณการใช้ไฟฟ้าได้เพียงพอ โดยทางเลือกในการดำเนินงานมีดังต่อไปนี้

ในการวางแผนระยะสั้น 1-2 ปี มีทางเลือกในการดำเนินงาน คือ

4.2.1 การย้ายโหนดไปปรับสถานีไฟฟ้าข้างเคียง

การย้ายโหนดไปปรับสถานีไฟฟ้าข้างเคียงเป็นการพิจารณาความสามารถในการรับโหลดของสถานีไฟฟ้าในปัจจุบัน และสถานีไฟฟ้าข้างเคียงว่าสามารถถ่ายเทโหลดระหว่างสถานีได้มากน้อยเพียงใด หากสามารถดำเนินการได้ให้พิจารณาเป็นอันดับแรก

ในการวางแผนระยะยาว 5 ปีขึ้นไป มีทางเลือกในการดำเนินงาน คือ

4.2.2 การเพิ่มขนาดหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า

การเพิ่มขนาดหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าเป็นการเพิ่มขนาดหม้อแปลงให้มีพิกัดใหญ่ขึ้น ทดแทนหม้อแปลงเก่าที่จ่ายโหลดเกิน โครงการประเภทนี้จะมีเงินลงทุนในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าเพิ่ม เนื่องจากต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่มีพิกัดสูงขึ้นกว่าเดิม

4.2.3 การติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในสถานีไฟฟ้าเดิม

การติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในสถานีไฟฟ้าเดิมเป็นการติดตั้งหม้อแปลงพิกัดเท่าเดิม หรือพิกัดใหญ่ขึ้นจำนวน 1 เครื่อง หรือมากกว่าเพิ่มเติมในสถานีไฟฟ้าเดิม เพื่อให้สถานีไฟฟ้ามีความสามารถจ่ายโหลดได้มากขึ้น โครงการประเภทนี้จะมีเงินลงทุนในส่วนของการขยายบัสเพิ่ม และอุปกรณ์ป้องกันในสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือบาง ครั้งจำเป็นต้องเพิ่มวงจรด้านสายส่งเพิ่มเติม ในการวิเคราะห์โครงการประเภทนี้ จะมีความละเอียดมากขึ้น เนื่องจากต้องมีการพยากรณ์แนวโน้มความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าเพิ่ม ในพื้นที่การจ่ายไฟเดิม

4.2.4 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเป็นการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ ซึ่งจำเป็นต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก เพราะจะใช้เงินลงทุนในการจัดซื้อที่ดิน สายส่ง สายจำหน่าย หม้อแปลง อุปกรณ์ป้องกัน และอาคารควบคุม รวมทั้งค่าใช้จ่ายดำเนินงานด้านอื่นๆ จำนวนมาก ในการวิเคราะห์โครงการประเภทนี้ จะมีความละเอียดและยุ่งยากขึ้นข้อมูลการพยากรณ์แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้า และการพยากรณ์ประโยชน์ที่จะได้รับจากโครงการต้องมีความแม่นยำค่อนข้างสูง

4.2.5 หลักเกณฑ์การวางแผนสถานีไฟฟ้า

4.2.5.1 นิยามของ N-1

ความหมายของ N-1 สำหรับงานวางแผนระบบไฟฟ้าคือการที่แหล่งพลังงานไฟฟ้ามีกำลังสำรองหรือมีเครือข่ายที่เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าและสามารถจ่ายไฟได้แม้ว่าอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งหรือส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบเกิดชำรุดเสียหายจนไม่สามารถใช้งานได้ระบบ N-1 สามารถแบ่งระดับความเชื่อถือได้เป็น 3 ระดับคือ

ก. ระดับ 1 เป็นระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟได้อย่างต่อเนื่องไม่เกิดเหตุขัดข้องที่กระทบผู้ใช้ไฟเลย ระบบไฟฟ้าในระดับ 1 นี้จึงต้องเป็นระบบขนาน (Parallel system) ที่สามารถจ่ายไฟทดแทนกันได้ตลอดเวลา

ข. ระดับ 2 เป็นระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟกลับคืนให้ผู้ใช้ไฟได้ภายในเวลา 1 นาทีหลังจากที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบซึ่งเรียกว่า ไฟดับในช่วงสั้นๆ (A short duration power failure)

ค. ระดับ 3 เป็นระบบไฟฟ้าที่ต้องใช้เวลาในการจ่ายไฟกลับคืนให้ผู้ใช้ไฟมากกว่า 1 นาทีหลังจากที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบซึ่งเรียกว่า ไฟดับเป็นเวลานาน (A long duration power failure)

เป้าหมายของการใช้หลักเกณฑ์การวางแผนแบบ N-1 ก็เพื่อลดการเกิดไฟดับในระบบไฟฟ้าให้น้อยลงทั้งจำนวนครั้งและระยะเวลา จากเดิมที่เกิดไฟดับเป็นเวลานานในระดับ 3 จะดับในช่วงสั้นๆ ในระดับ 2 หรือไม่เกิดไฟดับเลย (No power failure) ในระดับ 1

4.2.5.2 การแบ่งพื้นที่ในการวางแผนระบบไฟฟ้า

การแบ่งพื้นที่จะจำแนกตามความสำคัญของโหลด เพื่อกำหนดแนวทางการวางแผนและการลงทุนในแต่ละพื้นที่ที่มีความสำคัญแตกต่างกันดังนี้

1. เป็นพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมและพื้นที่อุตสาหกรรม
2. เป็นพื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เมืองธุรกิจ พื้นที่เมืองสำคัญและพื้นที่พิเศษ

- 3.เป็นพื้นที่เมืองทั่วไป พื้นที่เทศบาลเมือง
- 4.เป็นพื้นที่เทศบาลตำบล
- 5.เป็นพื้นที่ชนบท

4.2.5.3 ข้อกำหนดในการวางแผนระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่

เนื่องจากการวางแผนระบบไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงความหนาแน่นของโหลดและเงินลงทุนที่เหมาะสม ดังนั้นในการกำหนดหลักเกณฑ์สำหรับการวางแผนระบบสายส่ง สถานีไฟฟ้า และระบบจำหน่าย จึงต้องกำหนดแยกตามลำดับความสำคัญของพื้นที่ดังนี้

1 พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่อุตสาหกรรม, พื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เมืองธุรกิจ เมืองสำคัญ หรือพื้นที่พิเศษ (พื้นที่ 1, 2)

หม้อแปลงและบัสบาร์ (Bus bar) ในสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ 1 และ 2 มีรายละเอียดดังนี้

ก) หม้อแปลง

ในแต่ละสถานีจะประกอบด้วยหม้อแปลง 2 เครื่อง ในกรณีที่หม้อแปลงเครื่องใดเครื่องหนึ่งไม่สามารถใช้งานได้หม้อแปลงอีกเครื่องสามารถจ่ายโหลดทดแทนได้อย่างไม่มีปัญหาใดๆ โดยขนาดหม้อแปลงแต่ละเครื่องขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในพื้นที่นั้นๆ

ข) บัสบาร์

แรงดัน 115 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์นอกอาคารจะเป็นแบบ Main and transfer scheme type ในอาคาร อาจเป็นแบบ GIS, double bus scheme type หรือ Single bus H-type, ขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของโหลดและจำนวนจุดเชื่อมต่อ แรงดัน 22 เควี หรือ 33 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์เป็นแบบ ในอาคาร(Indoor), Single bus scheme

2 พื้นที่เมืองทั่วไป เทศบาลเมือง พื้นที่เทศบาลตำบล และพื้นที่ชนบท (พื้นที่ 3, 4 และ 5)

ก) หม้อแปลง

ติดตั้งหม้อแปลง 1 หรือ 2 เครื่องขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในพื้นที่ และต้องจัดเตรียมหม้อแปลงสำรองหรือหม้อแปลงโมบายล์ (Mobile) ไว้สำหรับกรณีฉุกเฉิน หรืองานพิธีสำคัญต่างๆ

ข) บัสบาร์

แรงดัน 115 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์มีดังนี้

1. Main and transfer bus scheme สำหรับพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงและต้องการความเชื่อถือได้สูง
2. Tail end (No bus) สำหรับพื้นที่มีโหลดน้อยและเป็นสถานีสุดท้ายไม่มีโอกาสเชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าใดๆ อีก

3. Single bus scheme สำหรับพื้นที่มีโหลดไม่มากนัก แต่มีโอกาสเชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าอื่นๆในระยะยาว

แรงดัน 22 หรือ 33 เควี การจัดโครงสร้างสวิตช์เกียร์เป็นแบบ ในอาคาร, Single bus scheme

4.2.5.4 ขนาดของสถานีไฟฟ้า

โดยปกติสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะมีขนาดดังนี้

- 1 x 25 MVA (One 15/20/25 OA/FA/FA Transformer)
- 2 x 25 MVA (Two 15/20/25 OA/FA/FA Transformer)
- 1 x 50 MVA (One 30/40/50 OA/FA/FA Transformer)
- 2 x 50 MVA (Two 30/40/50 OA/FA/FA Transformer)

ยกเว้นกรณีพิเศษเช่นในนิคมอุตสาหกรรม สถานีไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมอาจมีขนาดที่แตกต่างจากที่กล่าวมาข้างต้น ทั้งนี้เพื่อให้สามารถจ่ายโหลดในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมได้เพียงพอ

4.2.5.5 ขนาดโหลด ชัดความสามารถของหม้อแปลงกำลัง

ขนาดโหลดและขีดความสามารถ (Capacity) ของหม้อแปลงกำลัง (Power Transformer) ชัดความสามารถตามหลักเกณฑ์ N-1, ภาระโหลดสูงสุดของหม้อแปลงกำลัง และโหลดสูงสุดที่สามารถรับจากสถานีไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง แสดงในตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 5.1 ภาระโหลดสูงสุดของหม้อแปลงกำลัง และโหลดสูงสุดที่สามารถรับจากสถานีไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง

ขนาดพิกัดหม้อแปลง (MVA)	ขีดความสามารถตาม N-1 (MVA)	โหลดสูงสุด (MVA)	โหลดที่สามารถรับจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียง (MVA)	จำนวนวงจรสูงสุด (วงจร)
1 x 25*	0	19	19	5
2 x 25	28	38	10	10
1 x 50*	0	38	38	5
2 x 50	56	75	19	10

หมายเหตุ * ในกรณีที่เป็นสถานีที่ติดตั้งหม้อแปลงเพียง 1 เครื่อง หากหม้อแปลงเครื่องนั้นไม่สามารถจ่ายไฟได้ก็จะเกิดไฟดับทุกวงจรยกเว้นสามารถ ถ่ายเทโหลดจากสถานีไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง

เพื่อลดผลกระทบเนื่องจากหม้อแปลงตัวหนึ่งชำรุดไม่สามารถจ่ายไฟได้ ควรวางแผนเพิ่มขีดความสามารถรองรับโหลดในแนวทางต่อไปนี้

1. ติดตั้งหม้อแปลง 2 เครื่อง
2. สร้างฟีดเดอร์ใหม่ที่มีขีดความสามารถสามารถรองรับการถ่ายเทโหลดในกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน โดยระหว่างถ่ายเทในช่วงจ่ายไฟฉุกเฉินนั้นยอมให้แรงดันตกไม่เกิน 10%
3. ในกรณีติดตั้งหม้อแปลงเครื่องเดียว โหลดของหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าไม่เกิน 75% ของพิกัด เพื่อให้สามารถรองรับโหลดของสถานีข้างเคียงได้ 25%

ใน[14] เมื่อมีการพยากรณ์จำนวนโหลดล่วงหน้าในแต่ละปีออกมา ฝ่ายวางแผนจะทำการวางแผนเพื่อจ่ายโหลดตามความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยสิ่งที่พิจารณาเป็นอันดับแรกในการวางแผนคือการย้ายโหลดในพื้นที่ที่มีปัญหาไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงที่มีกำลังไฟฟ้าพอที่จะช่วยจ่ายได้ แต่เมื่อเวลาผ่านไปจำนวนโหลดมากขึ้นการย้ายโหลดในพื้นที่ที่มีปัญหาไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงอาจทำไม่ได้เนื่องจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงไม่สามารถช่วยจ่ายไฟได้ จะแก้ปัญหาโดยการเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าโดยการติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพิ่มในสถานีไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่ที่มีปัญหา การเพิ่มขึ้นของโหลด และเมื่อมีโหลดมากขึ้นจนไม่สามารถแก้ปัญหาด้วยการย้ายโหลดไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียงหรือการเพิ่มหม้อแปลงกำลังในสถานีไฟฟ้าได้ ผู้วางแผนจะทำการพิจารณาการสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เพื่อรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้น

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อช่วยรองรับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นร่วมกับวิธีต่างดังที่กล่าวมา

4.3 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์

เหตุผลหลักของการวางแผนเกือบจะทั้งหมดคือการลดต้นทุนค่าใช้จ่าย มาตรฐานคุณภาพบริการภายใต้ข้อจำกัดของผู้วางแผนคือต้องใช้ต้นทุนน้อยที่สุด ซึ่งต้นทุนค่าใช้จ่ายได้แก่ ค่าอุปกรณ์ ค่าแรงติดตั้ง ค่าดำเนินงาน การบำรุงรักษา ค่าสูญเสีย และอื่นๆ อีกมากมาย การเลือกโครงการไม่จำกัดเฉพาะเงินลงทุนครั้งแรกเท่านั้น แต่ต้องพิจารณาถึงค่าเงินลงทุนเริ่มต้นและเงินที่จะใช้ลงทุนต่อไปในอนาคตด้วย ซึ่งหน่วยงานจำหน่ายกระแสไฟฟ้าคาดหวังว่าผลตอบแทนจากการลงทุนต้องเหมาะสมและคุ้มค่าที่สุด

ด้วยเหตุนี้เป้าหมายการวางแผนขององค์กรจึงถูกกำหนดด้วยต้นทุนบนพื้นฐานของราคาตามสภาพแวดล้อม การให้บริการลูกค้าต้องเลือกวิธีที่ใช้เงินลงทุนต่ำ นอกจากนี้ต้องจัดหาแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงสำหรับลูกค้าภายใต้ต้นทุนที่ต่ำที่สุด

ต้นทุน คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ถูกใช้ไป เพื่อให้ได้มาซึ่งผลิตภัณฑ์หรือสินค้าที่ต้องการ ซึ่งต้นทุนจะประกอบด้วยเงิน ค่าแรงงาน วัสดุ ทรัพยากร หลักทรัพย์ที่ดิน ค่าเสียโอกาส หรือสิ่งอื่นใดที่ใช้ไปเพื่อให้ได้มาซึ่งผลตอบแทน

4.3.1 ต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนต่อเนื่อง

ต้นทุนเริ่มต้นประกอบด้วยทุกสิ่งทุกอย่างที่จำเป็นต้องใช้ในการก่อสร้างสถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตอนเริ่มโครงการ เช่น ค่าศึกษาความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม ค่าขออนุญาตโครงการ ค่าสำรวจ ค่าที่ดิน ค่าธรรมเนียม ค่าจัดเตรียมพื้นที่ ค่าอุปกรณ์ ค่าโครงสร้าง ค่าทดสอบ ค่ารับรองคุณภาพ ค่าแรงและค่าใช้จ่ายประจำ และค่าประกันภัย

ต้นทุนต่อเนื่องประกอบด้วย ค่าตรวจสอบการปฏิบัติงานและค่าบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายประจำ ค่าอะไหล่ อุปกรณ์ ภาษี ค่าประกันภัย หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าเสียอื่นๆ ต้นทุนเริ่มต้นจะเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวในรอบเดือนหรือรอบปี คือช่วงที่มีการก่อสร้างสถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ปกติจะพิจารณาจัดสรรตามแผนงาน/โครงการ ขององค์กร

4.3.2 ต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร (Fixed versus Variable Costs)

ต้นทุนของสถานีไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก วงจรจำหน่าย หรือส่วนประกอบอื่นๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะประกอบด้วยต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร

- 1) ต้นทุนคงที่ คือเงินทุนที่ใช้จ่ายในระหว่างก่อสร้างและติดตั้งเครื่องจักรโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงไม่ว่าจะมีการจ่ายโหลดหรือไม่ก็ตามซึ่งเรียกว่า “งบประมาณค่าใช้จ่ายครั้งเดียว (Single Budget Expense)” ซึ่งประกอบด้วยราคารากก่อสร้าง, ราคารากติดตั้ง, ราคารากอุปกรณ์, ราคาที่ดิน, ราคาในการขออนุญาต, ราคารากพัฒนาและการเตรียมสถานที่ตั้ง, ภาษี, ราคาประกันภัย, ราคาแรงงานและราคารากทดสอบระบบ
- 2) ต้นทุนแปรผัน คือต้นทุนที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาในการดำเนินงานโดยจะขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการของลูกค้า เช่น ราคาเชื้อเพลิง, ราคาพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า, ราคาของการตรวจสอบและบำรุงรักษา, และราคารากแก้ไขและการเปลี่ยนอุปกรณ์ ตัวอย่างง่ายๆ ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับหน่วยสูญเสียในภาวะไม่มีโหลดของหม้อแปลง เป็นหน่วยสูญเสียในแกนเหล็กซึ่งถือว่าเป็นค่าที่คงที่ แต่เมื่อหม้อแปลงของสถานีฯ ยิ่งรับโหลดมากค่าต้นทุนหน่วยสูญเสียจากขดลวดก็จะยิ่งสูงขึ้นตามไปด้วย กรณีเดียวกันต้นทุนการบริการ

และต้นทุนค่าบำรุงรักษาบางที่อาจแปรผันได้ หากหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้ารับโหลดสูงๆ การตรวจสอบและซ่อมแซมต้องใช้ความถี่สูงกว่ากรณีหม้อแปลงจ่ายโหลดเบาๆ

4.3.3 ต้นทุนจม (Sunk Cost)

ต้นทุนจม คือ ค่าใช้จ่ายครั้งแรกที่ใช้ไปแล้ว เช่น ค่าใช้จ่ายการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ขนาด 100MVA. เมื่อเวลาผ่านไปแต่ละปี ต้นทุนทางบัญชีของสถานีไฟฟ้าจะเป็นต้นทุนที่ได้จากการคำนวณค่าเสื่อมราคา

4.3.4 ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost)

ต้นทุนค่าเสียโอกาส คือ ผลตอบแทนสูงสุดที่เสียไป เนื่องจากการตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการหนึ่ง ทำให้ต้องปฏิเสธอีกโครงการ และการประมาณกระแสเงินสดจะใช้ตัวเลขต้นทุนค่าเสียโอกาส เช่น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซื้อที่ดินในราคา 5 ล้านบาท เมื่อปีที่ผ่านมา แต่ราคาตลาดในปัจจุบัน 15 ล้านบาท สมมติว่าทางเลือกในการใช้ประโยชน์จากที่ดินนี้ ให้ผลตอบแทนสูงสุด คือขายในราคาตลาด เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตัดสินใจลงทุนในที่ดินดังกล่าว เงินจ่ายลงทุนจะคิดจาก 15 ล้านบาท ซึ่งเป็นต้นทุนค่าเสียโอกาส โดยจะไม่คำนึงถึงราคาซื้อที่ดิน

4.3.5 การตัดสินใจเลือกโครงการในการลงทุน[20]

การตัดสินใจในปัญหาวิศวกรรมบางชนิด ต้องอาศัยการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ การเปรียบเทียบที่มีขั้นตอนปฏิบัติแตกต่างกัน หรือเครื่องจักรหลายชนิดที่มีคุณสมบัติแตกต่างกัน การตัดสินใจเลือกโครงการหรือเครื่องจักรที่เหมาะสมที่สุด นับเป็นพื้นฐานที่ดีในการจะดำเนินการนั้นๆ ต่อไปอย่างราบรื่น วิธีหนึ่งในการเปรียบเทียบคือ การเทียบเท่าเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายที่ประเมินไว้ในแต่ละโครงการ หรือเครื่องจักร หรือวิธีการ หรือแนวปฏิบัติ เป็นค่าเงินต้นปัจจุบัน(Present Worth) แล้วนำค่าเงินต้นเหล่านี้มาเปรียบเทียบกัน ค่าที่น้อยที่สุดถือว่าโครงการนั้น เครื่องจักรนั้น หรือวิธีการนั้นเหมาะสมที่สุดที่ควรจะต้องตัดสินใจเลือก

การคำนวณเงินต้นเทียบเท่านี้เรียกอีกอย่างหนึ่งว่า “discounting” และอัตราดอกเบี้ยเรียกว่า “discount rate” ในแง่ของการลงทุนดอกเบี้ยก็คืออัตราผลตอบแทน(rate of return) นั้นเอง โดยปกติแผนการลงทุนในกิจการใดก็ตามจะไม่ได้ได้รับความสนใจ ถ้าหากอัตราผลตอบแทนที่คำนวณได้มีค่าน้อยกว่าค่าใดค่าหนึ่ง เช่น แต่เดิมเคยฝากเงินไว้กับธนาคารได้ดอกเบี้ย 8% ถ้าหากจะนำเงินนั้นมาลงทุนอย่างอื่น อย่างน้อยค่าอัตราผลตอบแทนของการลงทุนจะต้องเท่ากับ 8% ถึงจะนำลงทุน หรือผู้ลงทุนกู้เงินจาก

ธนาคารในอัตราดอกเบี้ย 15% ผลตอบแทนของการลงทุนก็ควรจะเกิน 15% จึงสมควรที่จะลงทุน ดังนี้ เป็นต้น อัตราผลตอบแทน 8% หรือ 15% นี้เรียกว่า อัตราผลตอบแทนที่น้อยที่สุดที่น่าสนใจ(minimum attractive rate of return)

จากที่กล่าวมาเราจะนำวิธีการคิดค่าเงินต้นปัจจุบันมาใช้ในการพิจารณาเลือกตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นตัวช่วยพิจารณาคำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะทำให้ได้คำตอบที่เป็นตำแหน่งที่เหมาะสมออกมาหลายกลุ่มคำตอบ อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่พยากรณ์ได้ในแต่ละช่วงซึ่งมีผลให้ค่าของดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นเรามองว่าในแต่ละกลุ่มของคำตอบที่ได้การหาค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็น โครงการการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหลายๆโครงการ ตามจำนวนกลุ่มคำตอบที่ได้จากการหาค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย โดยเราจะพิจารณาถึงเงินลงทุนเริ่มต้นและค่าใช้จ่ายรายปีต่างๆที่เกิดขึ้นกับโครงการการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโครงการต่าง แล้วพิจารณาเลือกโครงการที่มีค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดเป็นคำตอบ

การคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันมีดังนี้

$$PV = C_{F0} + \frac{C_{F1}}{(1+d)^1} + \frac{C_{F2}}{(1+d)^2} + \dots + \frac{C_{FN}}{(1+d)^N} \quad (4.1)$$

$$= C_{F0} + \sum_{t=1}^N \frac{C_{Ft}}{(1+d)^t}$$

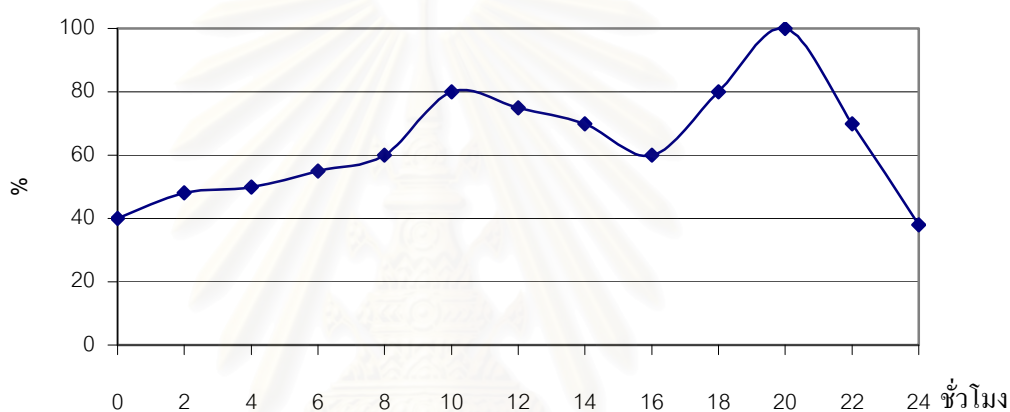
เมื่อ C_{F0} เงินลงทุนครั้งแรก
 C_{Ft} ค่าใช้จ่ายสุทธิปีที่ t
 d อัตราดอกเบี้ย

4.4 แบบจำลองโหลด(Load Model)

แบบจำลองของโหลดมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งในการคำนวณ เนื่องจากแบบจำลองของโหลดจะต้องนำไปใช้ในการวิเคราะห์ค่าต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น กำลังสูญเสียในระบบ, ระดับแรงดัน, การไหลของกำลังในระบบ และโหลดยังมีผลต่อกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยต้องจ่ายรวมทั้งกำลังไฟฟ้าที่ต้องผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเกิดขึ้น

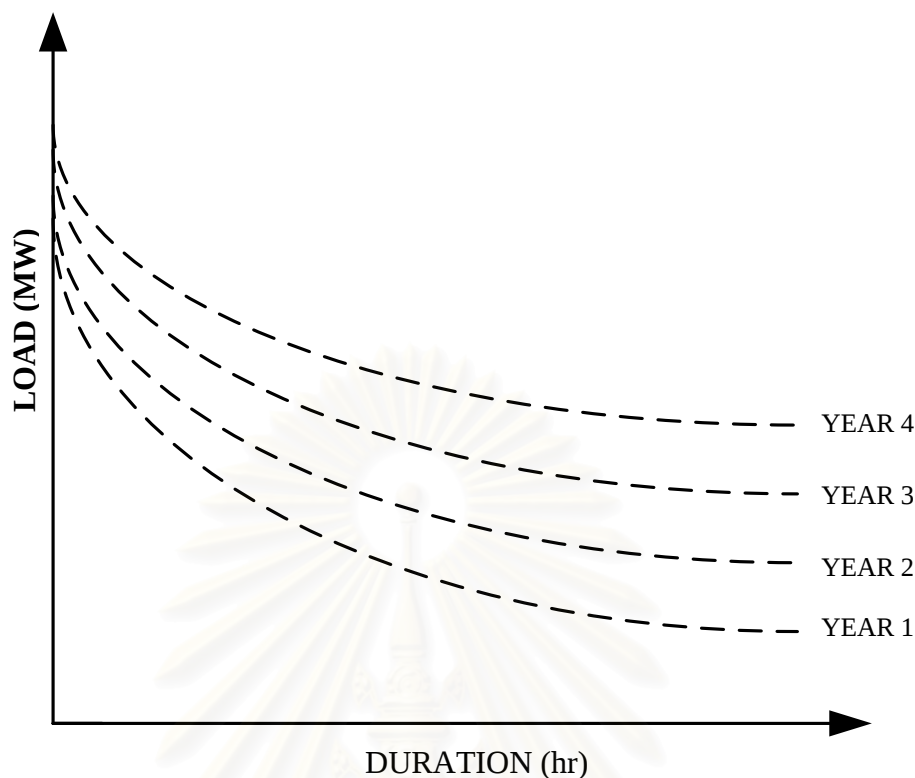
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณาในระบบจำหน่ายโดยแบบจำลองโหลดนั้นจะได้จากการพยากรณ์เพื่อใช้ในการวางแผนต่อไป โดยปกติแล้วเราไม่ทราบค่าโหลดที่แน่นอน ณ จุดจ่ายโหลดของ

สายป้อนหลักได้แต่เราสามารถทราบค่าของโหลดรวมที่ถูกบันทึกไว้ที่สถานีไฟฟ้าย่อยได้ซึ่งเป็นแบบเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ของในแต่ละวัน แล้วนำมากำหนดค่าโหลดในแต่ละตำแหน่งของระบบจำหน่ายโดยต้องทราบข้อมูลบางอย่างที่จุดจ่ายโหลดนั้นด้วยเช่น กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่าย หรือความหนาแน่นของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในจุดนั้น โดยเราจะให้โหลดสูงสุดที่ได้จากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดที่สถานีไฟฟ้าย่อยเป็น 100% ของการจ่ายโหลดของแต่ละจุดจ่ายโหลด หรืออาจบอกได้ว่าเราให้โหลดแต่ละจุดเปลี่ยนแปลงเป็นเปอร์เซ็นต์ตามเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด



รูปที่ 4.4 โหลดรายชั่วโมง

จากรูปที่ 4.4 เป็นค่าของโหลดเฉลี่ยของแต่ละวันแสดงเป็นรายชั่วโมง โดยให้ค่าสูงสุดของโหลดที่เกิดขึ้นเป็น 100% หลังจากนั้นเราจะนำโหลดรายชั่วโมงมาจัดเรียงลำดับจากมากไปหาน้อยจะได้เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ดังแสดงในรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve)

รูปที่ 4.5 เป็นการแสดงเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดเฉลี่ยในแต่ละวันของในปีต่างๆ ซึ่งขึ้นอยู่กับการพยากรณ์ของผู้วางแผนว่าต้องการวางแผนกี่ปี เมื่อได้แบบจำลองโหลดดังรูปที่ 4.5 แล้ว จะนำไปใช้ในการคำนวณต่อไป

4.5 แบบจำลองคณิตศาสตร์(Mathematical Model)

ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดขนาดเล็ก เพื่อช่วยในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการพยากรณ์ของผู้วางแผน สิ่งที่ผู้วางแผนต้องดำเนินการคือ หาขนาดกำลังผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายนั้นๆ โดยที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเทคนิคต่างๆ และมีการลงทุนต่ำที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ต้นทุนที่เกิดขึ้นในโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 อย่างคือ

1. ต้นทุนที่ใช้ในการลงทุนเริ่มต้น (Investment Cost) หรือต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) ซึ่งประกอบด้วยราคาก่อสร้าง, ราคาคิดตั้ง, ราคอปกรณ์, ราคาที่ดิน, ราคาในการขออนุญาต, ราคการพัฒนาและการเตรียมสถานที่ตั้ง, ภาษี, ราคาประกันภัย, ราคาแรงงาน และราคาค่าทดสอบระบบ
2. ต้นทุนแปรผัน (Variable Cost) ซึ่งก็คือ ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา (Operation and Maintenance: O&M)

โดยจุดประสงค์หลักของการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก คือต้องการทำให้ราคาต้นทุนขององค์กรต่ำที่สุด โดยต้นทุนนั้นเกิดจากราคาการลงทุนสร้างและดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้า, ราคาไฟฟ้าที่ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า, ราคาพลังงานสูญเสีย โดยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนดำเนินการในการจ่ายไฟของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก แสดงใน (4.2) และ (4.3) [3]

$$J_1 = \sum_{i=1}^M C_{fi} \cdot P_{DGi}^{CAP} \quad (4.2)$$

$$J_2 = \sum_{i=1}^M C_{ri} \cdot P_{DGi} + \rho \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (4.3)$$

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งหม้อแปลง และต้นทุนดำเนินการในการจ่ายไฟของการติดตั้งหม้อแปลง และมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการติดตั้งหม้อแปลงเพื่อจ่ายไฟตลอดช่วงเวลาวางแผน แสดงใน (1), (2) และ (3) ตามลำดับ

$$J_1 = \sum_{i=1}^{SS} C_T \cdot NT_i \quad (1)$$

$$J_2 = \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot P_{SS}^{new} + \rho \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot P_{cu_{SS}}^{new} + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot P_{core_{SS}}^{new} \quad (2)$$

$$J_3 = J_1 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \left(365 \sum_{k=1}^L h_k \cdot (J_2) \right) \quad (3)$$

โดยที่

- J_1 คือ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(บาท)
- J_2 คือ ต้นทุนดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและราคาพลังงานสูญเสียต่อชั่วโมง(บาท/ชั่วโมง)
- C_f คือ สัมประสิทธิ์ของราคาค่าต้นทุนคงที่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(บาท/เมกะวัตต์)
- C_r คือ สัมประสิทธิ์ของราคาค่าต้นทุนดำเนินการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นรายชั่วโมง(บาท/เมกะวัตต์ชั่วโมง)
- ρ คือ สัมประสิทธิ์ของราคาค่าต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า(บาท/เมกะวัตต์ชั่วโมง)
- P_{DG}^{CAP} คือ กำลังผลิตติดตั้งหรือกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(เมกะวัตต์)
- P_{DG} คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(เมกะวัตต์)
- M, N คือ จำนวนโหลดบัสและจำนวนบัสทั้งหมด
- V คือ แรงดันไฟฟ้าประจำบัส
- L คือ จำนวนระดับของโหลดทั้งหมดที่ได้จากแบบจำลองโหลดในหนึ่งวัน
- h_L คือ ช่วงเวลาของระดับโหลด L (ชั่วโมง)

เนื่องจากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นตัวช่วยพิจารณาตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะทำให้ได้คำตอบที่เป็นตำแหน่งที่เหมาะสมออกมาหลายกลุ่มคำตอบ โดยจำนวนตำแหน่งที่ต้องการนั้นจะถูกระบุจากผู้วางแผนเอง ดังนั้นเราจะใช้การคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่าย ในการตัดสินใจเลือกโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่สุด

เราสามารถคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละโครงการตลอดช่วงเวลาที่ใช้ในการวางแผนดัง(4.4)

$$J_3 = J_1 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \left(365 \sum_{k=1}^L h_k \cdot J_2 \right) \quad (4.4)$$

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งหม้อแปลง และต้นทุนดำเนินการในการจ่ายไฟของการติดตั้งหม้อแปลง และมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการติดตั้งหม้อแปลงเพื่อจ่ายไฟตลอดช่วงเวลาวางแผน แสดงใน (4.5), (4.6) และ (4.7) ตามลำดับ

$$J_4 = \sum_{i=1}^{SS} C_T \cdot NT_i \quad (4.5)$$

$$J_5 = \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot P_{SS}^{new} + \rho \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

$$+ \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot Pcu_{SS}^{new} + \sum_{i=1}^{SS} \rho \cdot Pcore_{SS}^{new}$$
(4.6)

$$J_6 = J_4 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \left(365 \sum_{k=1}^L h_k \cdot (J_5) \right)$$
(4.7)

โดยที่

- J_3 คือ ค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
- J_4 คือ เงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งหม้อแปลงใหม่ในสถานีไฟฟ้า
- J_5 คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า, ค่าพลังงานสูญเสียที่ผ่านหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่และค่าพลังงานสูญเสียของระบบ
- J_6 คือ มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งหม้อแปลงใหม่ในสถานีไฟฟ้า, ค่าพลังงานไฟฟ้า, ค่าพลังงานสูญเสียที่ผ่านหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่และค่าพลังงานสูญเสียของระบบ
- C_T คือ สัมประสิทธิ์ของราคาต้นทุนคงที่ของหม้อแปลง(บาท/MVA)
- NT_i คือ ขนาดของหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่ในสถานีไฟฟ้า(MVA)
- P_{SS}^{new} คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านหม้อแปลงที่ติดตั้งใหม่ในสถานีไฟฟ้า(เมกะวัตต์)
- Pcu_{SS}^{new} คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวดหม้อแปลง
- $Pcore_{SS}^{new}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็กหม้อแปลง

จุดประสงค์ของเรานั้นต้องการจะทำให้ต้นทุนติดตั้งและดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (4.2) และ (4.3) น้อยที่สุดแต่จะต้องเป็นไปตามข้อจำกัดต่างๆ ดังต่อไปนี้เพื่อให้ระบบมีความมั่นคงและมีความน่าเชื่อถือได้

1. สมการกำลังไฟฟ้าสมดุล(Power balance equation)

$$P(\theta_i, V_i) - P_{gi} + P_{Di} = 0$$

$$Q(\theta_i, V_i) - Q_{gi} + Q_{Di} = 0$$

P_{gi}, Q_{gi} คือกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายให้กับบัส i อาจเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหรือกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยก็ได้

2. ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายตัวนำ(Apparent Power Flow Limit of Lines)

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{Max}$$

3. ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าจริงที่สถานีไฟฟ้าย่อยสามารถจ่ายได้(Distribution Substation Capacity Constraints)

$$\sum_{j=1}^M P_{SSij} \leq P_{SSi}^{Max} \quad i \quad \forall \quad SS$$

4. ข้อจำกัดของกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (DG Power Constraints)

$$P_{DGi}^{Min} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi}^{Max}$$

$$Q_{DGi}^{Min} \leq Q_{DGi} \leq Q_{DGi}^{Max}$$

5. ข้อจำกัดของแรงดันไฟฟ้า(Bus Voltage Constraints)

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

4.6 ขั้นตอนการคำนวณ

ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จุดประสงค์คือต้องการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการที่เกิดขึ้นภายใต้การพยากรณ์โหลดของผู้วางแผน โดยที่ระบบยังมีความมั่นคงและมีความน่าเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายต่างๆในโครงการที่เกิดขึ้นจะต้องต่ำที่สุด เพื่อให้เกิดความเหมาะสมทางการเงิน ในการคำนวณนั้นเราจะทำการหาตำแหน่งที่เป็นไปได้ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย โดยจำนวนตำแหน่งที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นจะถูกระบุโดยผู้วางแผน เนื่องจากโหลดมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาในช่วงเวลาที่ใช้ในการวางแผน ดังนั้นตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เกิดจากการคำนวณค่าดัชนีความไวของกำลังสูญเสียที่ระดับโหลดต่างๆกัน จึงมีหลายคำตอบ จึงยังไม่สามารถสรุปได้ว่าคำตอบใดเป็นคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นเราจึงให้คำตอบแต่ละคำตอบเป็นโครงการในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีตำแหน่งในการติดตั้งที่แตกต่างกัน

หลังจากนั้นจะทำการคำนวณค่าเงินต้นปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละโครงการมาเปรียบเทียบกัน

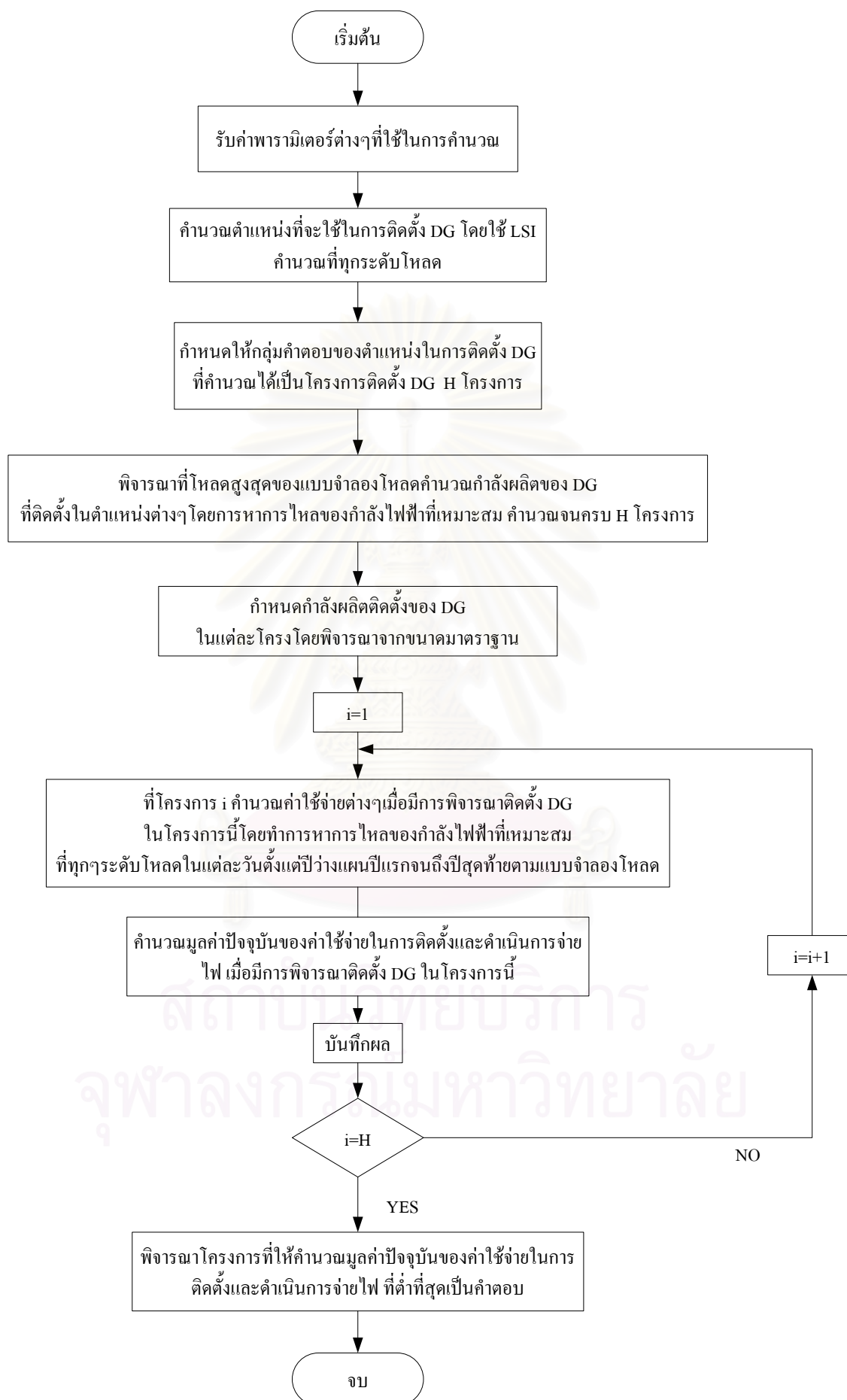
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ถูกติดตั้งเข้าไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอเมื่อโหลดมีค่าสูงสุด ดังนั้นเมื่อเราทราบตำแหน่งที่จะติดตั้งเราสามารถคำนวณกำลังผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแต่ละตำแหน่งจะต้องจ่ายเมื่อโหลดมีค่าสูงสุด โดยการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของ(4.3) รายละเอียดในการคำนวณจะแสดงเป็นขั้นตอนและ Flowchart ดังต่อไปนี้

- 1) กำหนดแบบจำลองโหลดที่จะใช้พิจารณา, จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต้องการติดตั้งในระบบ, จำนวนปีที่ใช้ในการวางแผน และค่าต่างๆ
- 2) คำนวณกลุ่มคำตอบของตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย โดยคำนวณที่ทุกระดับโหลดในแบบจำลองโหลด
- 3) กำหนดให้ตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้จากดัชนีความไวของกำลังสูญเสียในแต่ละระดับของโหลดเป็นโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่แตกต่างกันไป
- 4) พิจารณาที่โหลดสูงสุดของแบบจำลองโหลดคำนวณกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งในตำแหน่งต่างๆโดยการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของ(4.3) คำนวณจนครบทุกโครงการในข้อ 3
- 5) กำหนดขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในตำแหน่งต่างๆที่คำนวณได้ในข้อ 4 โดยพิจารณาจากขนาดมาตรฐาน ทำจนครบทุกโครงการ
- 6) กำหนดให้กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้ในข้อ 4 ในทุกๆตำแหน่งของในแต่ละโครงการ จ่ายโหลดคงที่ตลอดเวลา
- 7) ให้ H แทนจำนวนโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมดที่คำนวณได้จากข้อ 3
- 8) กำหนดโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขึ้นมาหนึ่งโครงการคำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆโดยทำการหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของ(4.3)ที่ทุกระดับโหลดในแต่ละวันตั้งแต่ปีวางแผนปีแรกจนถึงปีสุดท้ายตามแบบจำลองโหลด
- 9) คำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจาก(4.4) แล้วบันทึกค่า
- 10) กลับไปทำข้อ 8 อีกครั้ง โดยเปลี่ยนเป็นโครงการอื่นบ้าง
- 11) เมื่อคำนวณข้อ 8 และข้อ 9 จนครบโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมด H โครงการแล้ว นำมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละโครงการมาเปรียบเทียบกัน

- 12) กำหนดตำแหน่งในการติดตั้ง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งและขนาดกำลังผลิตขงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ให้ค่ามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดำเนินการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่ำที่สุดเป็นคำตอบ



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.6 Flowchart การคำนวณ

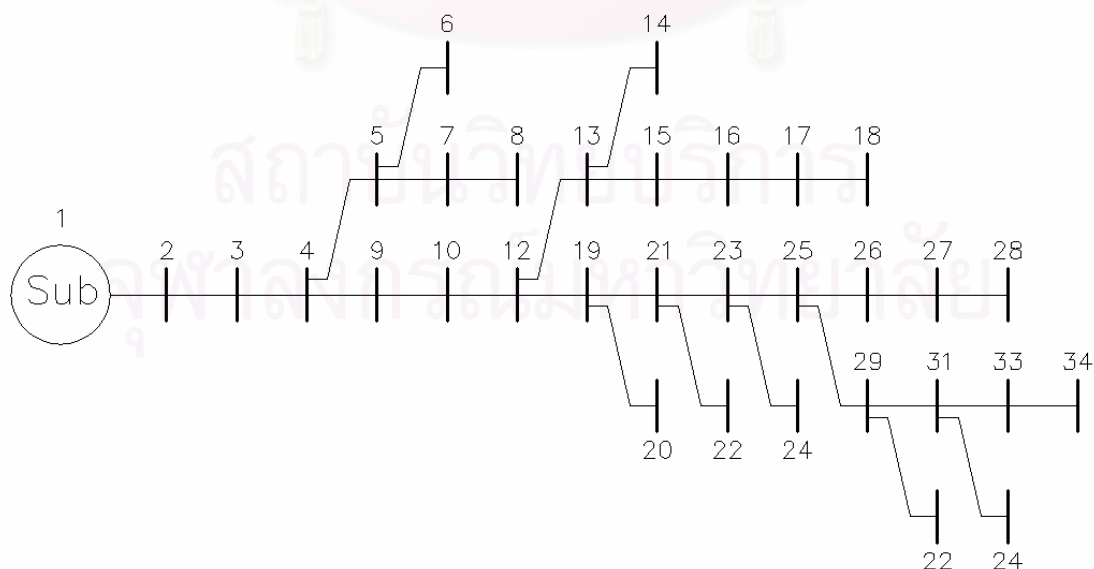
บทที่ 5

การทดสอบและผลการทดสอบ

ในบทนี้จะเป็นการแสดงผลการทดสอบผลการคำนวณการวางแผนระบบจำหน่ายโดยประยุกต์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยจะใช้ระบบจำหน่าย 34 bus ในการทดสอบ และมีการเปรียบเทียบผลที่ได้จากการทดสอบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายกับการติดตั้งหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าเดิม และมีการเปรียบเทียบผลที่ได้จากการหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย กับการกำหนดตำแหน่งขึ้นเองโดยผู้วางแผน

ในการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนระบบจำหน่ายนั้น เราจะกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจ่ายโหลดในช่วง On Peak (9:00 น. - 22:00 น.) เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นมีค่าต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า และในช่วง Off Peak (22:00 น. - 9:00 น.) นั้นจะรับไฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเนื่องจากราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยมีค่าสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

5.1 ระบบจำหน่ายขนาด 34 บัส



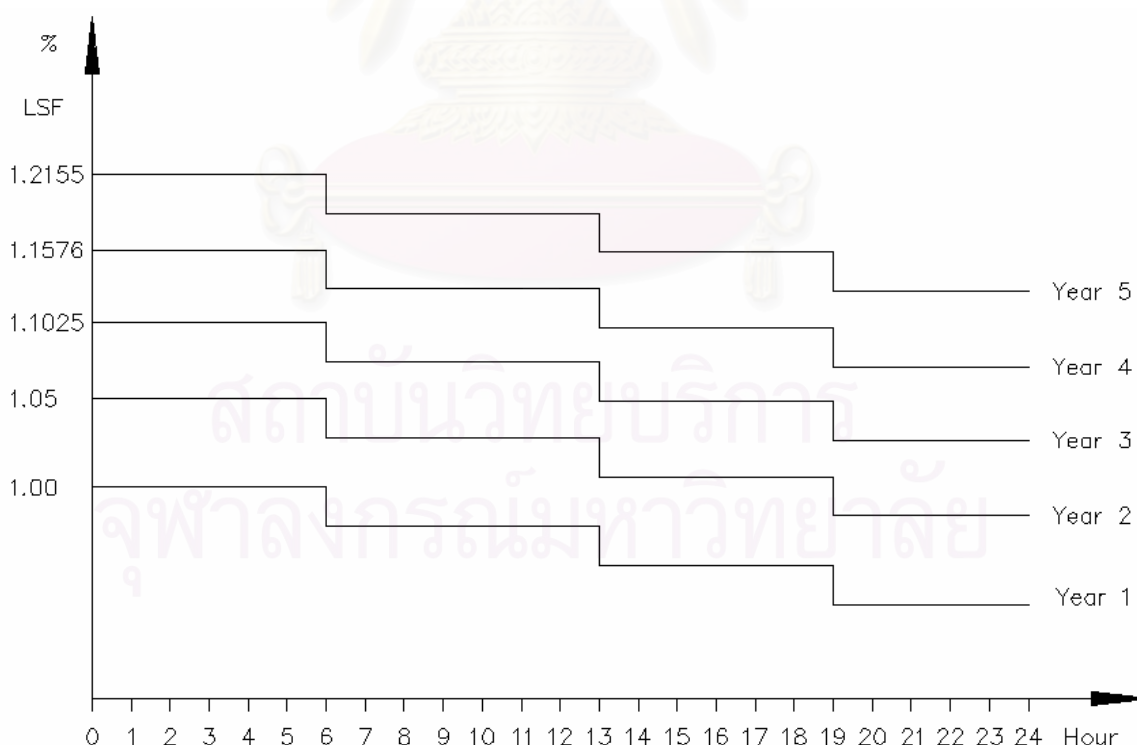
รูปที่ 5.1 แผนผังภาพเส้นเดียวของระบบจำหน่าย 34 บัส [22]

ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบนี้จำลองมาจากระบบจำหน่ายที่มีขนาดใหญ่โดยนำมาเพียงสายป้อนหลักเพียงหนึ่งวงจรซึ่งมีขนาด 34 บัส โดยระบบจำหน่ายนี้จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ปลายสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV. และทำการลดระดับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยขนาด 22 kV. เพื่อป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายต่อไป รายละเอียดข้อมูลของระบบจำหน่ายแสดงในภาคผนวก ก

ในการทดสอบนั้นจะทำการทดสอบโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงเพื่อให้เห็นความแตกต่างของเชื้อเพลิงที่เป็นเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานหมุนเวียนในเรื่องของการลงทุน

5.2 แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการทดสอบ

แบบจำลองโหลดนั้นเป็นโหลดรายวันโดยการทำการทดลองนั้นมีสมมติฐานว่าในแต่ละปีโหลดจะมีลักษณะการเปลี่ยนแปลงเหมือนกันตลอดทุกวัน รูปที่ 5.2 แสดงเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดรายวันที่ใช้ในการทดสอบโดยสมมติว่าได้จากการพยากรณ์โหลด โดยโหลดในแต่ละวันจะมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ 4 ช่วงเวลาและมีการเพิ่มขึ้นทุกๆปี ปีละ 5 % ใช้เวลาในการทดสอบ 5 ปี โดยค่าในแกนตั้งนั้นแสดงเป็นเปอร์เซ็นต์ (Load Scaling Factor) ของโหลดในแต่ละบัส



รูปที่ 5.2 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลดรายวันที่ใช้ในการทดสอบ

5.3 การทดสอบและผลการทดสอบ

ในการทดสอบได้พัฒนาโปรแกรมในการทดสอบคือ โปรแกรม MATLAB 6.5 ขึ้นมาใช้ในการทดสอบ โดยมีการประยุกต์ใช้โปรแกรม MATPOWER 3.0[13] ร่วมกับการพัฒนาโปรแกรมด้วย

ในการทดสอบนั้นเราจะสมมติให้พื้นที่จำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นระบบจำหน่าย 34 บัส โดยสมมติให้สถานีไฟฟ้าย่อยมีความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 9 เมกะวัตต์ ซึ่งจากข้อมูลโหลดที่พยากรณ์นั้นในปีวางแผนที่ 1 มีค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 8.879 เมกะวัตต์ และปีที่ 2 ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 9.323 เมกะวัตต์ ซึ่งจำเป็นจะต้องมีการวางแผนในการเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายเพื่อที่จะสามารถจ่ายโหลดได้ ในการวางแผนจะใช้ระยะเวลา 5 ปี โดยการเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าและการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ามาช่วยเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่าย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งเข้าไปนั้นจะช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าตอนช่วง On Peak ซึ่งมีระยะเวลาทั้งสิ้น 13 ชั่วโมงต่อวัน ดังแสดงในรูปที่ 5.3 ส่วนในช่วง Off Peak นั้น กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมาจากสถานีไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเท่านั้น ซึ่งอาจเพิ่มกำลังไฟฟ้าโดยการติดตั้งหม้อแปลงเข้าไปใหม่ตามที่เคยกล่าวไว้ในบทที่ 4 โดยการทดสอบนี้จะกล่าวถึงในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเท่านั้น โดยจะแสดงการตั้งสมมติฐานและการทดสอบดังต่อไปนี้

สมมติกำลังให้สูงสุดที่ 9 เมกะวัตต์ที่สถานีไฟฟ้าสามารถจ่ายได้ โหลดเป็นไปตามรูปที่ 5.3 ทุกวัน ผู้วางแผนกำหนดตำแหน่งติดตั้งในการคำนวณ 2 ตำแหน่ง กำหนดจำนวนปีในการวางแผน 5 ปี

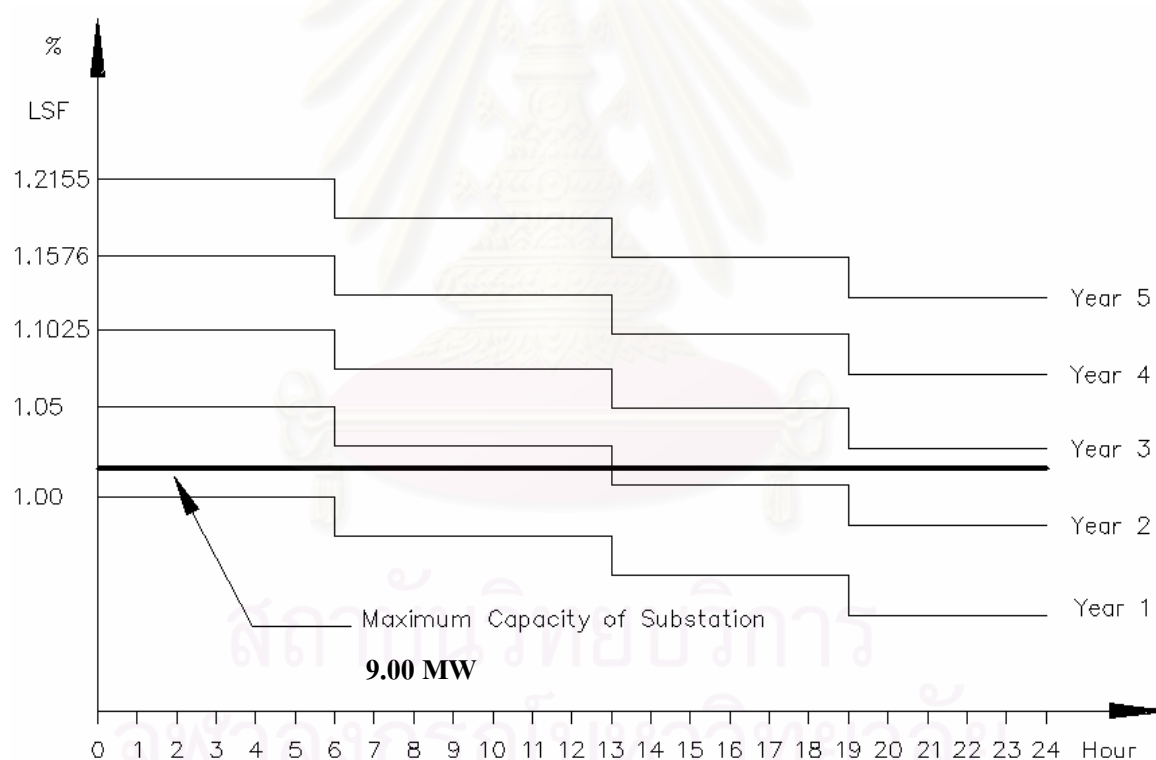
ในการทดสอบนั้นจะทำการทดสอบโปรแกรมโดยมีการเลือกประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ในการทดสอบ 2 ประเภทด้วยกันคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงโดยใช้เครื่องยนต์แก๊สเป็นตัวดันกำลัง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้พลังงานชีวมวลโดยใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงให้กับระบบกังหันไอน้ำ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เห็นถึงความแตกต่างในด้านการลงทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งสองประเภท โดยทั่วไปแล้วโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบนั้นสามารถใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดใดก็ได้ขึ้นอยู่กับผู้วางแผนเองว่าจะเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กชนิดใดในการทดสอบ

5.3.1 การทดสอบโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเครื่องยนต์แก๊ส

ในการคำนวณเมื่อกำหนดค่าต่างๆเรียบร้อยแล้วก็จะคำนวณตำแหน่งที่จะใช้ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย ซึ่งให้ผลออกมาดังนี้

ตารางที่ 5.1 ตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ได้จากการคำนวณโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย

โครงการที่	ตำแหน่ง(บัส)	
1	12	18
2	17	18



รูปที่ 5.3 แบบจำลองโหลดที่ใช้ในการทดสอบและกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สถานีไฟฟ้าจ่ายได้

โดยเราจะกำหนดกลุ่มของตำแหน่งต่างๆที่คำนวณได้เป็นโครงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไปตามตำแหน่งนั้น ซึ่งจากการคำนวณจะได้คำตอบออกมา 2 โครงการ โดยโครงการที่ 1 จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่บัส 12 และบัส 18 และโครงการที่ 2 จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขนาดเล็กที่บัส 17 และบัส 18 เมื่อพิจารณาที่โหลดสูงสุดในปีที่ 5 ในช่วงเวลา On Peak นั้นขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆในแต่ละโครงการจะต้องสามารถจ่ายโหลดในช่วงนี้ได้ ดังนั้นขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะพิจารณาจากโหลดในช่วงนี้นั่นเอง ซึ่งผลจากการคำนวณแสดงดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.2 กำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในแต่ละโครงการ

โครงการที่	กำลังผลิต(เมกะวัตต์)	
1	0.000(บัส12)	1.958(บัส18)
2	1.155(บัส17)	0.802(บัส18)

เมื่อพิจารณาขนาดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้ในตำแหน่งต่างๆสามารถกำหนดขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้ในตำแหน่งต่างๆได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 กำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในแต่ละโครงการ

โครงการที่	กำลังผลิตติดตั้ง(เมกะวัตต์)	
1	0.000(บัส12)	2.000(บัส18)
2	1.200(บัส17)	0.900 (บัส18)

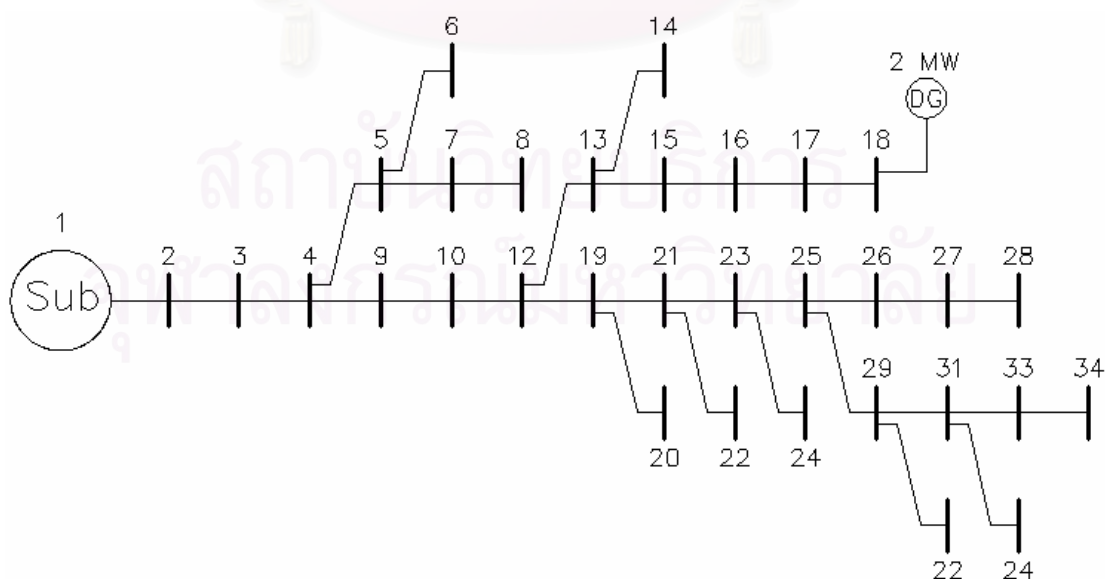
จากผลการคำนวณที่ได้ในโครงการที่ 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในบัสที่ 18 เพียงตำแหน่งเดียวเท่านั้น เนื่องจากการคำนวณอุปสงค์เพาเวอร์โพล์ให้คำตอบที่เหมาะสมที่บัสที่ 18 เพียงบัสเดียวเท่านั้น หลังจากนั้นเราจะเลือกจำนวนการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ละโครงการโดยเลือกโครงการที่ 1 ก่อน และโครงการที่ 2 ตามลำดับ จากการคำนวณจะได้ค่าของมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนของแต่ละโครงการดังนี้

จากตารางที่ 5.4 แสดงคำตอบของมูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสีย, มูลค่าปัจจุบันของค่าเชื้อเพลิงและค่าดำเนินการ, เงินลงทุนเริ่มต้นและมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนซึ่งอยู่ในช่วงเวลาดำเนินการทั้งหมด 5 ปี เมื่อพิจารณาจากโครงการที่ 2 จะเห็นได้ว่ามูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสียมีค่าน้อยกว่าโครงการที่ 1 แสดงว่าค่าพลังงานสูญเสียรวมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดขนาดเล็กตามโครงการที่ 2 นั้นให้ค่าน้อยกว่าโครงการที่ 1 รวมถึงค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงและค่าดำเนินการในโครงการที่ 2 ก็ให้

ค่าที่น้อยกว่าโครงการที่ 1 ด้วย แต่ถ้าพิจารณาเงินลงทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของทั้งสองโครงการแล้วจะเห็นได้ว่าโครงการที่ 2 ใช้เงินลงทุนต่ำกว่าโครงการที่ 1 เนื่องจากมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ แต่ในโครงการที่ 2 ต้องใช้เงินลงทุนที่มากกว่าในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1.2 และ 0.9 เมกกะวัตต์ และเมื่อรวมมูลค่าต่างๆเข้าด้วยกันแล้วจะทำให้ทราบว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการดำเนินการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงเวลาวางแผน 5 ปี นั้น โครงการที่ 1 ให้มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับโครงการที่ 2 ดังนั้นจึงตัดสินใจเลือกโครงการที่ 1 เป็นคำตอบในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ ในบัสที่ 18 เพียงบัสเดียว

ตารางที่ 5.4 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

	โครงการที่ 1	โครงการที่ 2	หน่วย
มูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสีย	6,624,300.82	6,600,525.89	บาท
มูลค่าปัจจุบันของค่าเชื้อเพลิงและค่าดำเนินการ	77,150,165.16	77,136,442.62	บาท
เงินลงทุนเริ่มต้น	82,241,154.00	86,353,211.70	บาท
มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน	166,015,619.98	170,090,180.21	บาท



รูปที่ 5.4 ตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมานั้นจะใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียในการพิจารณาคำแห่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เพื่อพิจารณาถึงตำแหน่งในการติดตั้งที่ให้ค่ากำลังสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายให้มีค่าน้อยที่สุด ซึ่งมีข้อดีคือมีความเร็วในการคำนวณแต่มีข้อเสียว่าการคำนวณตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยวิธีอื่นๆ[3], [10], [11], [12] ที่ให้คำตอบที่เหมาะสมยิ่งกว่าการพิจารณาคำแห่งด้วยการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย แต่วิธีเหล่านั้นค่อนข้างยุ่งยากในการคำนวณและการพัฒนาโปรแกรมในการหาคำตอบ ซึ่งคำตอบที่มาจากการหาคำแห่งที่เหมาะสมด้วยดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย นั้นก็เป็นคำตอบที่เพียงพอแล้วในการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเมื่อเปรียบเทียบกับการพิจารณาคำแห่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากการพิจารณาคำแห่งที่มีปริมาณโหลดมากๆและอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้า การพิจารณาด้วยดัชนีความไวของกำลังสูญเสียจะให้คำตอบที่ดีกว่า ดังผลการทดสอบต่อไปนี้

เมื่อพิจารณาจากข้อมูลระบบแล้วบัสที่ 34 เป็นตำแหน่งที่อยู่ไกลที่สุดจากสถานีจ่ายไฟฟ้าและมีโหลดในปริมาณที่มากที่สุด ซึ่งน่าจะเป็นตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปแล้วน่าจะให้ค่ากำลังสูญเสียรวมของระบบต่ำลงได้ดี โดยการพิจารณาการติดตั้งเพียงตำแหน่งเดียวและเมื่อทำการคำนวณแล้วผลออกมาเป็นดังนี้

ตารางที่ 5.5 กำลังผลิตและกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่บัส 34

กำลังผลิต(เมกกะวัตต์)	กำลังผลิตติดตั้ง(เมกกะวัตต์)
1.960	2.000

ตารางที่ 5.6 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่บัส 34

	ติดตั้งที่บัส 34	หน่วย
มูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสีย	6,740,904.87	บาท
มูลค่าปัจจุบันของค่าเชื้อเพลิงและค่าดำเนินการ	77,195,261.29	บาท
เงินลงทุนเริ่มต้น	82,241,154.00	บาท
มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน	166,177,320.16	บาท

เมื่อเปรียบเทียบคำตอบที่ได้จากการพิจารณาดำเนินการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยพิจารณาถึงระยะทางและขนาดของโหลดที่บัสต่างๆ โดยผู้วางแผนจะดูที่ระยะทางของโหลดที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าและมีปริมาณโหลดสูง กับการพิจารณาโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียแล้ว ผลที่ได้ออกมาคือ การพิจารณาโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียให้คำตอบที่เหมาะสมกว่า คือมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนมีค่าน้อยกว่า ซึ่งการพิจารณาดำเนินการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยพิจารณาถึงระยะทางและขนาดของโหลดที่บัสต่างๆนั้นจะมีความยากในการคาดเดาว่าตำแหน่งใดให้ค่าที่เหมาะสม ดังนั้นในการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียในการพิจารณาดำเนินการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจึงเป็นวิธีที่ดีในการคำนวณและเขียนโปรแกรม ของการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าสิ่งที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องคำนึงถึงคือ เมื่อมีการลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบแล้ว ผลตอบแทนทางการเงินจะเป็นอย่างไร จะสามารถคืนทุนในระยะเวลาที่ปี โดยคำตอบที่ได้จากการคำนวณขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายที่ได้คือ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ ขนาดกำลังผลิต 1.958 เมกกะวัตต์ จะนำมาคำนวณทางการเงิน เพื่อหาระยะเวลาคืนทุนและอัตราผลตอบแทน โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 5.7

ในการคำนวณทางการเงินจะสมมติให้ราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อคือ 3 % ต่อปี และอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5 % ทุกๆ 5 ปี ในส่วนของรายได้ที่มาจากค่าไฟฟ้านั้นจะใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ประเภทกิจการขนาดเล็ก ผลที่ได้จากการวิเคราะห์การลงทุนในตารางที่ ข.3 ในภาคผนวก ข เมื่อนำมาคำนวณ จะได้ระยะเวลาคืนทุนที่ 7 ปี ผลตอบแทนการลงทุน (IRR) 17.22% และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 198,303,093.92 บาท ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าหลังจากการคำนวณขนาดและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อช่วยจ่ายโหลดในช่วง On Peak ในการวางแผนระบบจำหน่ายโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นคุ้มค่าต่อการลงทุน

ตารางที่ 5.7 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

เงินลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 1x2 เมกกะวัตต์	82,241,154.00	บาท
ค่าท่อก๊าซเข้าสู่โครงการ(2 km.)	20,000,000.00	บาท
เงินลงทุนเริ่มต้นสุทธิ	102,241,154.00	บาท
อายุโครงการ	25	ปี
ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	1 x 2	เมกกะวัตต์
ขนาดกำลังผลิตสุทธิ	1.96	เมกกะวัตต์
Heat Rate	9,553.60	BTU/kWh
ชั่วโมงเดินเครื่อง	4,745.00	ชั่วโมง/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้า	88,850.00	ล้านBTU/ปี
ค่าไฟฟ้าขายปลีก(TOU 12-24 kV)กิจการขนาดเล็ก		
ค่าพลังงานไฟฟ้า(On Peak)	3.6246	บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่า Ft	0.5683	บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าบริการรายเดือน	228.17	บาท
อัตราเงินเฟ้อต่อปี	3.00	%
อัตราดอกเบี้ย	7.25	%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย(พ.ศ./2548)	161.09	บาท/ล้านBTU

ในการทดสอบที่ผ่านมาเป็นการทดสอบโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงแต่มีข้อเสียที่ในบางบริเวณไม่มีท่อก๊าซผ่าน เช่นบริเวณที่ห่างไกลจากแหล่งอุตสาหกรรมที่ไม่มีท่อก๊าซผ่านทำให้ไม่สามารถใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงได้ ซึ่งเป็นปัญหาอย่างหนึ่งของการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

5.3.2 การทดสอบโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง

ปัจจุบันทั่วโลกกำลังมีความสนใจในเรื่อง การพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable development) พลังงานหมุนเวียน ก็ถือเป็นหัวใจหลักของการพัฒนาดังกล่าวควบคู่กับการรีไซเคิลวัตถุ เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนจะไม่มีวันหมดไป แต่จะเกิดเวียนซ้ำ ดังนั้นความสำคัญของ พลังงานหมุนเวียนจึงมีความสำคัญเพิ่มขึ้นอย่างมาก สำหรับในประเทศไทยนั้น พลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพในการนำมาผลิตไฟฟ้ามีหลายประเภท ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานจากชีวมวล พลังงานน้ำ เชื้อเพลิงชีวภาพ

หรือชีวก๊าซ เป็นต้น โดยพลังงานที่ใช้ประโยชน์ในปัจจุบันและมีแนวโน้มที่จะถูกพัฒนามากขึ้นในอนาคตหลัก ๆ ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานจากชีวมวล และพลังงานน้ำจากกังหันน้ำขนาดเล็ก

จากที่กล่าวมาข้างต้นเราจะทำการทดลองโดยการใช้พลังงานหมุนเวียนมาเป็นเชื้อเพลิงในการทดสอบแต่ข้อเสียของพลังงานเหล่านี้คือ การที่พลังงานหมุนเวียนนี้ ไม่สามารถทำการกำหนดการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการได้เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้โดยปราศจากแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นปัจจัยที่อ้างอิงกับธรรมชาติ เป็นต้น จากการศึกษาใน[19] การใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นมีศักยภาพเพียงพอที่จะทำได้ จากรายงานการศึกษาของบริษัทแบล็คแอนด์ไวทซ์ (ประเทศไทย) จำกัด [Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries: Black & Veatch (Thailand): 2000] ได้ทำการศึกษาและประเมินแหล่งชีวมวลในประเทศไทย พบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการนำชีวมวลซึ่งเป็นวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมเกษตรกรรม อันได้แก่ แกลบ กากปาล์ม กากอ้อย และเศษไม้ มาผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยพบว่าแกลบมีศักยภาพในการนำมาผลิตเป็นกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด โดยแกลบมีปริมาณค่าความร้อนของการเผาไหม้เป็นเชื้อเพลิงได้สูงที่สุด และมีความสามารถในการนำมาเป็นแหล่งเชื้อเพลิงได้ โดยมีวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรชีวมวลจากกากอ้อย เศษไม้ และกากปาล์ม ที่มีศักยภาพในการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงรองลงมาตามลำดับ

ในการทดสอบการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงนั้นคำตอบของตำแหน่งที่ได้จากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียยังเป็นคำตอบเดิมดังตารางที่ 5.1 รวมทั้งขนาดกำลังผลิตและกำลังผลิตติดตั้งด้วย ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงสามารถดูได้จากตารางที่ ก.4 ในภาคผนวก ก. เมื่อทำการคำนวณแล้วจะให้มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง

	โครงการที่ 1	โครงการที่ 2	หน่วย
มูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสีย	6,624,300.44	6,600,525.87	บาท
มูลค่าปัจจุบันของค่าเชื้อเพลิงและค่าดำเนินการ	77,100,976.72	77,087,262.95	บาท
เงินลงทุนเริ่มต้น	105,829,396.00	111,120,865.80	บาท
มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน	189,554,673.16	194,808,654.62	บาท

เมื่อพิจารณามูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนจากตารางที่ 5.8 โครงการที่จะเลือกเป็นคำตอบนั้นคือ โครงการที่ 1 โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงที่บัส 18 ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ ผลที่ได้จากการวิเคราะห์การลงทุนในตารางที่ ข.4 ในภาคผนวก ข เมื่อนำมาคำนวณจะได้ระยะเวลาคืนทุนที่ 8 ปี ผลตอบแทนการลงทุน (IRR) 15.73% และมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนสุทธิ 170,050,285.6 บาท

ตารางที่ 5.9 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง

เงินลงทุนเริ่มต้น	105,829,396.00	บาท
ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	2x1	เมกกะวัตต์
ขนาดกำลังผลิตสุทธิ	1.96	เมกกะวัตต์
ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงาน	15.00	%
ชั่วโมงเดินเครื่อง	4,745.00	ชั่วโมง/ต่อปี
ปริมาณเกลบ	16,996.88	ตัน/ปี
ปริมาณขี้เถ้าเกลบ	3,399.38	ตัน/ปี
ราคาเกลบรวมค่าขนส่ง	1,000.00	บาท/ตัน
ราคาขายขี้เถ้าเกลบ	400.00	บาท/ตัน
ค่าไฟฟ้าขายปลีก(TOU 12-24 kV)กิจการขนาดเล็ก		
ค่าพลังงานไฟฟ้า(On Peak)	3.6246	บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่า Ft	0.5683	บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าบริการรายเดือน	228.17	บาท
อัตราเงินเฟ้อต่อปี	3.00	%
อัตราดอกเบี้ย	7.25	%

ถ้าเราพิจารณามูลค่าการลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง โดยเครื่องกำเนิดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจะเป็นประเภทเครื่องยนต์แก๊ส และที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงจะใช้ระบบกังหันไอน้ำ จะเห็นได้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงจะมีราคาที่แพงกว่าประเภทใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงนั้นใช้ระบบกังหันไอน้ำในการผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งเมื่อเทียบกับเครื่องยนต์แก๊สที่ขนาดกำลังผลิตที่เท่ากันแล้ว เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ระบบกังหันไอน้ำจะมีราคาแพง

กว่า จากผลการคำนวณมูลค่าการลงทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทใช้เครื่องยนต์แก๊สและประเภทที่ใช้ระบบกังหันไอน้ำโดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง จากการทดสอบมูลค่าการลงทุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์แก๊สจะมีมูลค่าการลงทุนที่ต่ำกว่าประเภทที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งการเลือกเครื่องกำเนิดชนิดใดนั้นขึ้นอยู่กับว่าบริเวณที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นเหมาะสมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดใดในเรื่องของการนำเชื้อเพลิงเข้ามาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากการทดสอบจะเห็นได้ว่าการใช้เครื่องกำเนิดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงนั้นจะต้องมีการก่อสร้างท่อนำก๊าซซึ่งในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ห่างแนวท่อก๊าซหลักมากเท่าไรก็ยิ่งต้องก่อสร้างท่อนำก๊าซไกลมากเท่านั้น และมูลค่าการก่อสร้างท่อนำก๊าซก็จะสูงตามจนอาจไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนตัวอย่าง เช่น ในบริเวณชนบทที่ไม่มีแนวท่อก๊าซหลักผ่านก็ไม่สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงได้หรือถ้าหากมีแนวท่อก๊าซหลักผ่านก็อาจอยู่ไกลจนไม่สามารถก่อสร้างแนวท่อนำก๊าซได้เนื่องจากไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน แต่เมื่อพิจารณาถึงเชื้อเพลิงแกลบนั้นในชนบทมีความสามารถในการป้อนเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงได้เพียงพอซึ่งจากการศึกษาใน[19] ในประเทศไทยมีศักยภาพเพียงพอในการที่จะนำแกลบมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งจากการทดสอบในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ จะต้องมีแกลบป้อนให้กับโรงไฟฟ้าประมาณ 47 ตันแกลบ/วัน ดังนั้นจะต้องคำนึงถึงความสามารถในการหาแกลบป้อนให้กับโรงไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องอยู่ใกล้กับโรงสีข้าวให้มากที่สุดเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการขนส่ง และโรงสีข้าวภายในบริเวณดังกล่าวต้องมีปริมาณแกลบเพียงพอต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วย

5.3.3 เหตุผลในการเลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทใช้แกลบและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการทดสอบ

ในการทดสอบนั้นเราจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กชนิดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติและใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงในการทดสอบระบบทดสอบเดียวกัน โดยเหตุผลที่เลือกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงทั้งสองชนิดดังที่กล่าวมานั้น คือก๊าซธรรมชาติเมื่อเรานำมาใช้กับเครื่องยนต์แก๊สจะทำให้เกิดมลภาวะกับสิ่งแวดล้อมน้อยมากเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียนชนิดอื่นๆ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เป็นประเภทเครื่องยนต์แก๊สนั้นจะมีประสิทธิภาพสูงและมีขนาดเล็กง่ายต่อการติดตั้ง ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงนั้นเหมาะกับพื้นที่จำหน่ายไฟฟ้าที่มีโรงสีข้าวอยู่บริเวณนั้นมากๆ โดยเป็นการใช้เศษวัสดุเหลือทางการเกษตรให้เป็นประโยชน์และยังให้ค่าความร้อนมากกว่าเชื้อเพลิงที่เป็นเศษวัสดุเหลือทางการเกษตรชนิดอื่น และยังสามารถแก้ปัญหาในเรื่องของเชื้อเพลิงที่จะใช้ในการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือในพื้นที่จำหน่ายไฟฟ้าที่อยู่ตามชนบทนั้นไม่สามารถนำก๊าซ

ธรรมชาติหรือเชื้อเพลิงชนิดอื่นเข้าไปจ่ายให้ระบบผลิตไฟฟ้าได้ แต่ตามชนบทนั้นมีโรงสีอยู่มากเราสามารถนำกลับมาใช้แก้ปัญหาเรื่องเชื้อเพลิงได้ และยังเป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย

5.3.4 การทดสอบโดยการติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในสถานีไฟฟ้า

ในการทดสอบนี้จะเป็นการทดสอบโดยการติดตั้งหม้อแปลงใหม่เพิ่มเข้าไปที่สถานีไฟฟ้าเพื่อจ่ายโหลดให้เพียงพอ โดยไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อเปรียบเทียบผลระหว่างการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับการติดตั้งหม้อแปลงใหม่เข้าไปในสถานีไฟฟ้าเดิมในการวางแผนระบบจำหน่าย

จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในปีสุดท้ายซึ่งเป็นปีที่มีโหลดสูงสุดจะต้องมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติม โดยกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากสถานีไฟฟ้าในช่วงที่โหลดสูงสุดมีขนาด 11.023 เมกะวัตต์ แต่กำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้ามีความสามารถจ่ายได้สูงสุด 9 เมกะวัตต์ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ต้องการเพิ่มคือ 2.023 เมกะวัตต์ เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าวจะทำการติดตั้งหม้อแปลงขนาด 5 MVA 115/22 kV ซึ่งมีราคาอุปกรณ์และค่าติดตั้งต่างๆรวม 30 ล้านบาท เข้าไปที่สถานีไฟฟ้า โดยได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 1 เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบกันได้ ในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อจ่ายไฟในช่วง on peak เราจะสมมติให้หม้อแปลงลูกนี้จ่ายโหลดในช่วง on peak เช่นเดียวกัน

ผลที่ได้มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนจะมีค่ามากกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ถึงแม้ว่าเงินลงทุนเริ่มต้นของการติดตั้งหม้อแปลงจะน้อยกว่าเงินลงทุนเริ่มต้นของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากก็ตาม แต่เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสียและมูลค่าปัจจุบันของค่าพลังงานไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าจึงทำให้มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการติดตั้งหม้อแปลงมีค่าสูงกว่า

ตารางที่ 5.10 มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งหม้อแปลงขนาด 5 MVA

	บาท
มูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสียของระบบและหม้อแปลง	10,373,760.00
มูลค่าปัจจุบันของค่าพลังงานไฟฟ้า	131,290,000.00
เงินลงทุนเริ่มต้น	30,000,000.00
มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน	171,663,760.00

ตารางที่ 5.11มูลค่าทางการเงินที่ได้จากการคำนวณการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดกำลัง
ผลิตติดตั้ง 2 เมกะวัตต์

	บาท
มูลค่าปัจจุบันของพลังงานสูญเสีย	6,624,300.82
มูลค่าปัจจุบันของค่าเชื้อเพลิงและค่าดำเนินการ	77,150,165.16
เงินลงทุนเริ่มต้น	82,241,154.00
มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน	166,015,619.98



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

สรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการทดลองงานวิจัยนี้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยมีจุดประสงค์เพื่อนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อช่วยในการจ่ายโหลดที่เพิ่มขึ้นบางส่วนแทนการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยในการคำนวณจะทำการหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่าย โดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียช่วยในการพิจารณาตำแหน่งที่เหมาะสม ซึ่งเป็นวิธีที่ง่ายและรวดเร็วในการคำนวณ และคำตอบที่ได้ก็มีความเหมาะสมเพียงพอในการนำไปพิจารณาเพื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กลงไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในการหาคำตอบนั้นจะนำกลุ่มคำตอบของตำแหน่งที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณจากดัชนีความไวของกำลังสูญเสียมาคำนวณออปติมัลเพาเวอร์โฟลว์โดยมีค่าของมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยคำตอบที่เหมาะสมนั้นจะเป็นตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแล้วมีค่าของมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนตลอดช่วงเวลาวางแผนต่ำกว่าคำตอบอื่นๆ

ในการทดสอบนั้นที่ระบบทดสอบเดียวกันมีการทดสอบเพื่อหาคำตอบคือตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อวางแผนในการจ่ายโหลดที่เพิ่มขึ้นโดยวิธีที่นำเสนอ และมีการเปรียบเทียบคำตอบที่ได้กับวิธีการหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่กำหนดจากผู้วางแผนซึ่งเป็นการพิจารณาตำแหน่งจากบริเวณที่มีโหลดมากๆและอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าแทนการพิจารณาตำแหน่งจากการใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสีย อีกทั้งยังมีการทดสอบโดยกำหนดชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกันในการทดสอบระบบทดสอบเดียวกันเพื่อให้เห็นความแตกต่างทางด้านการลงทุนและความเหมาะสมของชนิดของเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในพื้นที่จำหน่ายไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ดังนี้

1. การกำหนดตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีความไวของกำลังสูญเสียเป็นวิธีที่ง่ายและรวดเร็วในการคำนวณและคำตอบเป็นคำตอบที่เหมาะสมกว่าการกำหนดตำแหน่งโดยวิธีพิจารณาตำแหน่งจากบริเวณที่มีโหลดมากๆและอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้า
2. การกำหนดชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่แตกต่างกันในการทดสอบระบบทดสอบเดียวกันนั้นให้มูลค่าการลงทุนที่แตกต่างกัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้

และประเภทของตัวต้นกำลังที่ใช้ในการขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการผลิตกระแสไฟฟ้า

3. การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ามาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นผู้วางแผนต้องคำนึงถึงชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าว่าควรใช้เชื้อเพลิงชนิดใดให้เหมาะสมกับพื้นที่จำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้เกิดความเหมาะสมทางด้านการลงทุนมากที่สุด

6.2 ข้อเสนอแนะ

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ได้นำเสนอและผลการทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถสรุปข้อเสนอแนะได้ดังนี้

1. ควรมีการนำผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีผลต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้ามาคิดเป็นต้นทุนในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น ต้นทุนที่เกิดจากการปรับตั้งหรือติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งเป็นผลอันเนื่องมาจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
2. ควรมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เป็นชนิด CHP (Combined Heat and Power) เข้ามาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบจำหน่าย เนื่องจากระบบ CHP มีประสิทธิภาพสูงกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั่วไป ซึ่งสามารถนำความร้อนที่ได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าไปใช้งานอย่างอื่นได้ ซึ่งจะทำให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนมากขึ้น
3. อาจเกิดปัญหาในเรื่องของความเป็นไปได้ในการใช้งานจริงในบางพื้นที่จำหน่ายไฟฟ้า ในเรื่องของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้นได้ เมื่อนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ามาติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้วไม่สามารถหาเชื้อเพลิงที่เหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าได้ทำให้ไม่สามารถนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

รายการอ้างอิง

- [1] Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy, and M. M. A. Salama. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market. IEEE Transactions on Power Systems 19 (August 2004):1674 – 1684.
- [2] L. M. A. S. Masoum, M. Ladjevardi, E. F. Fuchs, and W. M. Grady. Optimal Placement and Sizing of Fixed and Switched Capacitor Banks Under Nonsinusoidal Operating Conditions. IEEE Transactions on Power Systems 2002:807 – 813.
- [3] Walid El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama. An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning. IEEE Trans. Power Syst. 20, 2 (May 2005):1158-1165.
- [4] Roger C. Dugan, Thomas E. McDermott, and Greg J. Ball. Planning for Distributed Generation. IEEE Industry Applications Magazine (March/April. 2001): 80 – 88.
- [5] D.H. Popovic, J.A. Greatbanks, M. Begovic, and A.Pregelj. Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability. Electrical Power and Energy System (2005):398-408.
- [6] G.P. Harrison and A.R. Wallace. OPF evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation. Institute for Energy Systems School of Engineering and Electronics University of Edinburgh
- [7] A.S. Mohammad, Marjan Ladjevardi, Akbar Jafarian, and Ewald F. Fuchs. Optimal Placement, Replacement and sizing of Capacitor Banks in Distored Distribution Network by Genetic Algorithms. IEEE Transactions on Power Delivery 19 (Oct. 2004).
- [8] Edmarcio A. Belati, Edmea C. Baptista, and Geraldo R.M. da Costa. Optimal operation studieds of the power system via sensitivity analysis. Electrical Power System Research 75 (2005).
- [9] Caisheng Wang and M. Hashem Nehrir. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems 19,4 (Nov 2004):2068 – 2075.
- [10]Hiroyuki Mori and Yoshinori Limura. Application of Parallel Tabu Search to Distribution Network Expansion Planning with Distributed Generation. IEEE Bologna PowerTech Conference (June 23-26 2003) Bologna, Italy.

- [11]Koichi Nara, Yasuhiro Hayashi, Kazushige Ikeda, and Tomoo Ashizawa. Application of Tabu Search to Optimal Placement of Distributed Generator. IEEE Transactions on Power Systems 2001:918 – 923
- [12]Kyu-Ho, Yu-Jeong Lee, and Sang-Bong Rhee. Dispersed Generator Placement using Fuzzy-GA in Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems (2002):1148 – 1153.
- [13]R. D. Zimmerman and D. Gan. Matpower User's Manual: Version 3.0. Cornell University 2005.
- [14] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. คู่มือการวางแผนระบบไฟฟ้า. (28 พฤษภาคม 2547).
- [15] ขรินรัตน์ พานิชชาติ. กำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยแนวทางเชิงกำหนด. วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.
- [16]บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีและสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.การประเมินคุณค่าและผลกระทบของหน่วยผลิตไฟฟ้ารายย่อยต่อระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า. (กันยายน 2547)
- [17]การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ามติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ17 ตุลาคม 2548.
- [18]Stephen G. Nash and Ariela Sofer. LINEAR AND NONLINEAR PROGRAMMING. Singapore : McGraw-Hill,1996.
- [19]ฝ่ายวิจัย สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.การศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าโดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง. แก้ไขเพิ่มเติม มีนาคม 2547.
- [20]วันชัย วิจิรวนิช, ชอุ่ม พลอยมีคำ. เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม.จำนวน 5,000 เล่ม.พิมพ์ครั้งที่ 7. กรุงเทพมหานคร. โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.
- [21]IEEE std 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems(n.d.)
- [22]ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าไทย. พฤษภาคม 2542.



ภาคผนวก

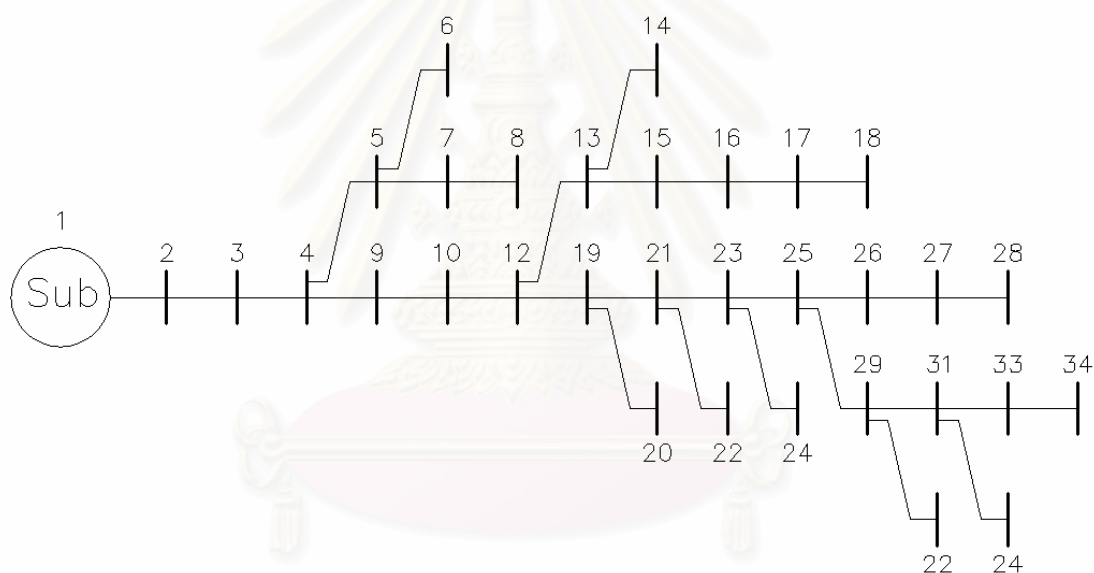
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก

ระบบทดสอบ

ภาคผนวก ก นี้แสดงข้อมูลของระบบจำหน่าย 34 บัส โดยที่ข้อมูลบางส่วนถูกดัดแปลงให้อยู่ในรูปแบบของข้อมูลที่ใช้ในโปรแกรมวิเคราะห์โหลดโฟลว์ MATPOWER ซึ่งพัฒนาโดย Power System Engineering Research Center (PSERC), Cornell University และแสดงข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ในการทดสอบ

ก.1 ระบบจำหน่ายขนาด 34 บัส



รูปที่ ก.1 ระบบจำหน่าย 34 บัส

โดยระบบจำหน่ายนี้จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ปลายสายส่งของผู้ผลิตไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV. และทำการลดระดับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยขนาด 22 kV. เพื่อป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายต่อไป

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบจำหน่าย 34 บัส

Bus No.	Bus type	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Gs (MW)	Bs (Mvar)	Vm (pu)	Va (deg)	Vmax (pu)	Vmin (pu)
1	3	0.000	0.000	0	0	1	0	1	0.95
2	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
3	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
4	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
5	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
6	1	0.528	0.327	0	0	1	0	1.05	0.95
7	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
8	1	0.660	0.409	0	0	1	0	1.05	0.95
9	1	0.066	0.041	0	0	1	0	1.05	0.95
8	1	0.330	0.204	0	0	1	0	1.05	0.95
11	1	0.528	0.327	0	0	1	0	1.05	0.95
12	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
13	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
14	1	0.660	0.409	0	0	1	0	1.05	0.95
15	1	0.165	0.102	0	0	1	0	1.05	0.95
16	1	0.623	0.386	0	0	1	0	1.05	0.95
17	1	0.990	0.613	0	0	1	0	1.05	0.95
18	1	0.660	0.409	0	0	1	0	1.05	0.95
19	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
20	1	0.066	0.041	0	0	1	0	1.05	0.95
21	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
22	1	0.330	0.204	0	0	1	0	1.05	0.95
23	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
24	1	1.650	1.022	0	0	1	0	1.05	0.95
25	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95

Bus No.	Bus type	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Gs (MW)	Bs (Mvar)	Vm (pu)	Va (deg)	Vmax (pu)	Vmin (pu)
26	1	0.105	0.065	0	0	1	0	1.05	0.95
27	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
29	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
30	1	0.990	0.613	0	0	1	0	1.05	0.95
31	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
32	1	0.330	0.204	0	0	1	0	1.05	0.95
33	1	0.000	0.000	0	0	1	0	1.05	0.95
34	1	0.165	0.102	0	0	1	0	1.05	0.95

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายของระบบจำหน่าย 34 บัส

Line No.	From Bus	To Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating A (MVA)	Rating B (MVA)	Rating C (MVA)
1	1	2	0.00498	0.00948	0	12	12	12
2	2	3	0.01993	0.03793	0	12	12	12
3	3	4	0.02657	0.05058	0	12	12	12
4	4	5	0.02989	0.0569	0	12	12	12
5	5	6	0.00504	0.00294	0	12	12	12
6	5	7	0.03122	0.05943	0	12	12	12
7	7	8	0.01008	0.00588	0	12	12	12
8	4	9	0.00133	0.00253	0	12	12	12
9	9	10	0.00266	0.00506	0	12	12	12
10	10	11	0.00531	0.01012	0	12	12	12
11	11	12	0.10961	0.20863	0	12	12	12
12	12	13	0.01461	0.02782	0	12	12	12
13	13	14	0.00133	0.00253	0	12	12	12
14	13	15	0.01993	0.03793	0	12	12	12

Line No.	From Bus	To Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating A (MVA)	Rating B (MVA)	Rating C (MVA)
15	15	16	0.02059	0.0392	0	12	12	12
16	16	17	0.02192	0.04173	0	12	12	12
17	17	18	0.02325	0.04425	0	12	12	12
18	12	19	0.00133	0.00253	0	12	12	12
19	19	20	0.00252	0.00147	0	12	12	12
20	19	21	0.01129	0.0215	0	12	12	12
21	21	22	0.00504	0.00294	0	12	12	12
22	21	23	0.01129	0.0215	0	12	12	12
23	23	24	0.00531	0.01012	0	12	12	12
24	23	25	0.01661	0.03161	0	12	12	12
25	25	26	0.01063	0.02023	0	12	12	12
26	26	27	0.10363	0.19725	0	12	12	12
27	27	28	0.04033	0.02353	0	12	12	12
28	25	29	0.01794	0.03414	0	12	12	12
29	29	30	0.00133	0.00253	0	12	12	12
30	29	31	0.01926	0.03667	0	12	12	12
31	31	32	0.01008	0.00588	0	12	12	12
32	31	33	0.02059	0.0392	0	12	12	12
33	33	34	0.00504	0.00294	0	12	12	12

ก.2 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ในการทดสอบ

ในการทดสอบนั้นจะใช้ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากบริษัทเมโทรแมชีนเนอรีจำกัด โดยเลือกเอาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า มาเป็นข้อมูลในการทดสอบ ซึ่งมีข้อมูลดังตารางที่ ก.3 และข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้กลายเป็นเชื้อเพลิงได้ข้อมูลมาจาก [16] ซึ่งมีข้อมูลดังตารางที่ ก.4

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในการทดสอบ

1.ข้อมูลทั่วไป	หน่วย	
อายุโครงการ	ปี	25.00
ชั่วโมงเดินเครื่อง	ชั่วโมง/ต่อปี	4,745.00
ราคาก๊าซธรรมชาติ[17]	บาท/ล้านบีทียู	161.09
กำลังผลิตสูงสุด	kW.	1,000.00
อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง	บีทียู/kW-hr	9,553.60
ปริมาณการผลิตสุทธิต่อปี	kW-hr	4,745,000.00
2.เงินลงทุน		
ราคาเครื่องจักร	บาท	17,600,000.00
อาคาร	บาท	8,914,698.00
ราคาค่าติดตั้ง	บาท	10,605,879.00
ค่าหม้อแปลงและสายตัวนำ	บาท	4,000,000.00
เงินลงทุนสุทธิ	บาท	41,120,577.00
3.ค่าใช้จ่ายการดำเนินการ		
ค่าใช้จ่ายดำเนินการ&ซ่อมบำรุง	บาท/kW-hr	0.50
4.ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง		
ค่าความร้อนที่ใช้ต่อปี	ล้านบีทียู	45,331.83
ราคาก๊าซธรรมชาติ	บาท/ล้านบีทียู	161.09
ราคาเชื้อเพลิงต่อปี	บาท	7,302,504.82
ราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท/kW-hr	1.5389

ข้อมูลต่างๆที่ใช้เป็นข้อมูลที่อ้างอิงในปี พ.ศ. 2548

จากข้อมูลในตารางที่ ก.3 ทำให้เราทราบค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อหน่วยว่ามีค่าเท่ากับ 2.0389 บาท/kW-hr หรือ 2,038.9 บาท/MW-hr และค่าเงินลงทุนต่อหน่วยคือ 41,120,577 บาท/MW ซึ่งจะนำไปใช้ในการคำนวณต่อไป ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายต่างๆที่เกิดขึ้นนั้นจะมีความแตกต่างกันแม้จะมีกำลังผลิตเท่ากันก็ตาม ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าว่าใช้เชื้อเพลิงชนิดใดในการผลิตกระแสไฟฟ้าและรวมถึงราคาที่แตกต่างกันในแต่ละบริษัทผู้ผลิตอีกด้วย

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้เกลบเชื้อเพลิงที่ใช้ในการทดสอบ

1.ข้อมูลทั่วไป	หน่วย	
อายุโครงการ	ปี	25.00
ชั่วโมงเดินเครื่อง	ชั่วโมง	4,745.00
ราคาเกลบ	บาท/ตัน	1,000.00
กำลังผลิตสูงสุด	kW.	1,000.00
ค่าความร้อนต่ำสุดของเกลบ	กิโลจูลต่อกิโลกรัม	13,400.00
ปริมาณการผลิตสุทธิต่อปี	kW-hr	4,745,000.00
ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงาน	%	15.00
2.เงินลงทุน		
ราคาเครื่องจักรและติดตั้ง	บาท	40,000,000.00
หม้อแปลง,สายตัวนำและอุปกรณ์ต่างๆ	บาท	4,000,000.00
อาคาร	บาท	8,914,698.00
เงินลงทุนสุทธิ	บาท	52,914,698.00
เงินลงทุนต่อกำลังผลิต	บาท/kW	5,291.47
3.ค่าใช้จ่ายการดำเนินการ		
ค่าใช้จ่ายดำเนินการ&ซ่อมบำรุงต่อปี	บาท	1,852,014.43
ค่าใช้จ่ายดำเนินการ&ซ่อมบำรุงต่อ	บาท/kW-hr	0.39
4.ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง		
ปริมาณเกลบที่ใช้ต่อปี	ตัน	8,498.44
ราคาเกลบ	บาท/ตัน	1,000.00
ราคาเชื้อเพลิงต่อปี	บาท	8,498,439.48
ราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท/kW-hr	1.7910
5.ชี้เถ้า		
สัดส่วนชี้เถ้า/เกลบ	%	20.00
ปริมาณการผลิตชี้เถ้า	ตัน / ปี	1,699.69
ราคาชี้เถ้า	บาท / ตัน	400.00
มูลค่าชี้เถ้าต่อปี	บาท / ปี	679,875.16
มูลค่าชี้เถ้าต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / kW-hr	0.14

จากข้อมูลในตารางที่ ก.4 ทำให้เราทราบค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อหน่วยว่ามีค่าเท่ากับ 2.0377 บาท/kW-hr หรือ 2,037.7บาท/MW-hr และค่าเงินลงทุนต่อหน่วยคือ 52,914,698 บาท/MW ซึ่งจะนำไปใช้ในการคำนวณต่อไป



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทเครื่องยนต์แก๊สชนิดต่างๆ

ยี่ห้อ CAT รุ่น		ราคา เครื่องจักร (บาท)	อาคาร		ค่าติดตั้ง (บาท)	รวม (บาท)	กำลัง (kVA)	เพาเวอร์ แฟค เตอร์	กำลังการ ผลิต (kW)	อัตราความสิ้นเปลือง		ประสิทธิภาพ เชิงไฟฟ้า (%)
			(บาท/kW)	(บาท)						เชื้อเพลิง		
										(MJ/kWh)	(m3/h)	
AS	3203	198,000	18,981	308,256	202,503	708,759	20	0.8	16.24	13.25	9.167	27.170
AS	3204	484,000	18,780	450,721	373,889	1,308,610	30	0.8	24	13.01	13.302	27.671
AS	3205	781,000	18,573	594,323	550,129	1,925,452	40	0.8	32	12.77	17.408	28.191
AS	3206	924,000	18,469	664,878	635,551	2,224,430	45	0.8	36	12.65	19.400	28.458
AS	3207	1,375,000	18,158	871,566	898,626	3,145,192	60	0.8	48	12.28	25.110	29.316
AS	3208	1,540,000	18,054	938,802	991,521	3,470,322	65	0.8	52	12.16	26.937	29.605
AS	3209	1,980,000	17,743	1,135,530	1,246,212	4,361,742	80	0.8	64	11.79	32.145	30.534
G3306	-	2,200,000	17,577	1,237,442	1,374,977	4,812,419	88	0.8	70.4	11.6	34.789	31.034
G3406	-	3,300,000	16,809	1,680,900	1,992,360	6,973,260	125	0.8	100	10.7	45.582	33.645
G3412	-	5,500,000	13,592	3,044,496	3,417,798	11,962,294	280	0.8	224	10.88	103.822	33.088
G3508 LE	54SCAC	11,550,000	10,624	5,048,705	6,639,482	23,238,188	594	0.8	475.2	10.35	209.522	34.782
G3512 LE(LP)	32SCAC	15,400,000	9,003	6,842,098	8,896,839	31,138,937	950	0.8	760	10.33	334.447	34.850
G3516 LE(LP)	32SCAC	17,600,000	8,740	8,914,698	10,605,879	37,120,577	1275	0.8	1020	10.08	438.000	35.714

ภาคผนวก ข

ระบบทดสอบ

ภาคผนวก ข เป็นแสดงจุดทำงานของระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปแล้วในปิวางแผนปีสุดท้ายที่ระดับโหลดสูงสุดและแสดงผลการคำนวณทางด้านการเงินของการลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่คำนวณได้

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลที่ได้จากการคำนวณ OPF ของระบบจำหน่าย 34 บัส เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก กำลังผลิต 1.958 MW

Bus	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1	0	9	6.997	-	-
2	0.999	-0.029	-	-	-	-
3	0.994	-0.145	-	-	-	-
4	0.989	-0.302	-	-	-	-
5	0.988	-0.335	-	-	-	-
6	0.988	-0.335	-	-	0.642	0.397
7	0.987	-0.354	-	-	-	-
8	0.987	-0.354	-	-	0.802	0.497
9	0.988	-0.309	-	-	0.08	0.05
10	0.988	-0.322	-	-	0.401	0.248
11	0.987	-0.346	-	-	0.642	0.397
12	0.969	-0.795	0	0	-	-
13	0.968	-0.805	-	-	-	-
14	0.968	-0.805	-	-	0.802	0.497
15	0.967	-0.806	-	-	0.201	0.124
16	0.966	-0.803	-	-	0.757	0.469
17	0.965	-0.788	-	-	1.203	0.745

Bus	Voltage		Generation		Load	
#	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
18	0.965	-0.749	1.958	0	0.802	0.497
19	0.969	-0.799	-	-	-	-
20	0.969	-0.799	-	-	0.08	0.05
21	0.967	-0.838	-	-	-	-
22	0.967	-0.838	-	-	0.401	0.248
23	0.966	-0.874	-	-	-	-
24	0.966	-0.882	-	-	2.006	1.242
25	0.966	-0.899	-	-	-	-
26	0.966	-0.901	-	-	0.128	0.079
27	0.966	-0.904	-	-	-	-
28	0.965	-0.904	-	-	0.04	0.024
29	0.965	-0.925	-	-	-	-
30	0.965	-0.926	-	-	1.203	0.745
31	0.965	-0.934	-	-	-	-
32	0.965	-0.934	-	-	0.401	0.248
33	0.965	-0.937	-	-	-	-
34	0.965	-0.937	-	-	0.201	0.124
TOTAL			10.958	6.997	10.792	6.683

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งที่ได้จากการคำนวณ OPF ของระบบจำหน่าย 34 บัส เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก กำลังผลิต 1.958 MW

Branch Data						
Brnch	From	To	From Bus Injection		To Bus Injection	
#	Bus	Bus	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1	2	9	6.997	-8.994	-6.985
2	2	3	8.994	6.985	-8.968	-6.936

Branch Data						
Brnch	From	To	From Bus Injection		To Bus Injection	
#	Bus	Bus	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
3	3	4	8.968	6.936	-8.933	-6.87
4	4	5	1.445	0.897	-1.444	-0.895
5	5	6	0.642	0.397	-0.642	-0.397
6	5	7	0.803	0.498	-0.802	-0.497
7	7	8	0.802	0.497	-0.802	-0.497
8	4	9	7.488	5.973	-7.487	-5.971
9	9	10	7.406	5.921	-7.404	-5.916
10	10	11	7.003	5.668	-6.998	-5.66
11	11	12	6.357	5.263	-6.28	-5.117
12	12	13	1.812	2.34	-1.81	-2.337
13	13	14	0.802	0.497	-0.802	-0.497
14	13	15	1.008	1.84	-1.007	-1.838
15	15	16	0.807	1.714	-0.806	-1.713
16	16	17	0.048	1.244	-0.048	-1.243
17	17	18	-1.155	0.498	1.156	-0.497
18	12	19	4.468	2.777	-4.468	-2.776
19	19	20	0.08	0.05	-0.08	-0.05
20	19	21	4.388	2.726	-4.384	-2.72
21	21	22	0.401	0.248	-0.401	-0.248
22	21	23	3.983	2.472	-3.981	-2.467
23	23	24	2.006	1.243	-2.006	-1.242
24	23	25	1.975	1.224	-1.974	-1.222
25	25	26	0.168	0.103	-0.168	-0.103
26	26	27	0.04	0.024	-0.04	-0.024
27	27	28	0.04	0.024	-0.04	-0.024
28	25	29	1.806	1.119	-1.805	-1.117
29	29	30	1.203	0.745	-1.203	-0.745
30	29	31	0.602	0.372	-0.602	-0.372

Branch Data						
Brnch	From	To	From Bus Injection		To Bus Injection	
#	Bus	Bus	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
31	31	32	0.401	0.248	-0.401	-0.248
32	31	33	0.201	0.124	-0.201	-0.124
33	33	34	0.201	0.124	-0.201	-0.124



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ข.3 ผลการวิเคราะห์การลงทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

ปีที่	เงินลงทุนเริ่มต้น	รายจ่าย		Total Cash Outflow	รายรับ		Total Cash Inflow	Net Cash flow
		ค่าเชื้อเพลิง/ปี	O&M		ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าบริการ		
0	102,241,154.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-102,241,154.00
1		14,312,846.50	4,650,100.00	18,962,946.50	38,955,017.96	2,738.04	38,957,756.00	19,994,809.50
2		14,742,231.90	4,789,603.00	19,531,834.90	38,955,017.96	2,738.04	38,957,756.00	19,425,921.10
3		15,184,498.85	4,933,291.09	20,117,789.94	38,955,017.96	2,738.04	38,957,756.00	18,839,966.06
4		15,640,033.82	5,081,289.82	20,721,323.64	38,955,017.96	2,738.04	38,957,756.00	18,236,432.36
5		16,109,234.83	5,233,728.52	21,342,963.35	38,955,017.96	2,738.04	38,957,756.00	17,614,792.65
6		16,592,511.88	5,390,740.37	21,983,252.25	40,944,549.01	2,738.04	40,947,287.05	18,964,034.80
7		17,090,287.23	5,552,462.58	22,642,749.82	40,944,549.01	2,738.04	40,947,287.05	18,304,537.23
8		17,602,995.85	5,719,036.46	23,322,032.31	40,944,549.01	2,738.04	40,947,287.05	17,625,254.74
9		18,131,085.73	5,890,607.56	24,021,693.28	40,944,549.01	2,738.04	40,947,287.05	16,925,593.77
10		18,675,018.30	6,067,325.78	24,742,344.08	40,944,549.01	2,738.04	40,947,287.05	16,204,942.97
11		19,235,268.85	6,249,345.56	25,484,614.40	42,947,907.30	2,738.04	42,950,645.34	17,466,030.94
12		19,812,326.91	6,436,825.92	26,249,152.83	42,947,907.30	2,738.04	42,950,645.34	16,701,492.51
13		20,406,696.72	6,629,930.70	27,036,627.42	42,947,907.30	2,738.04	42,950,645.34	15,914,017.92

ปีที่	เงินลงทุนเริ่มต้น	รายจ่าย		Total Cash Outflow	รายรับ		Total Cash Inflow	Net Cash flow
		ค่าเช่าเพลิง/ปี	O&M		ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าบริการ		
14		21,018,897.62	6,828,828.62	27,847,726.24	42,947,907.30	2,738.04	42,950,645.34	15,102,919.10
15		21,649,464.55	7,033,693.48	28,683,158.03	42,947,907.30	2,738.04	42,950,645.34	14,267,487.31
16		22,298,948.49	7,244,704.28	29,543,652.77	45,095,302.66	2,738.04	45,098,040.70	15,554,387.94
17		22,967,916.94	7,462,045.41	30,429,962.35	45,095,302.66	2,738.04	45,098,040.70	14,668,078.35
18		23,656,954.45	7,685,906.77	31,342,861.22	45,095,302.66	2,738.04	45,098,040.70	13,755,179.48
19		24,366,663.08	7,916,483.98	32,283,147.06	45,095,302.66	2,738.04	45,098,040.70	12,814,893.64
20		25,097,662.97	8,153,978.50	33,251,641.47	45,095,302.66	2,738.04	45,098,040.70	11,846,399.23
21		25,850,592.86	8,398,597.85	34,249,190.72	47,350,067.80	2,738.04	47,352,805.84	13,103,615.12
22		26,626,110.65	8,650,555.79	35,276,666.44	47,350,067.80	2,738.04	47,352,805.84	12,076,139.40
23		27,424,893.97	8,910,072.46	36,334,966.43	47,350,067.80	2,738.04	47,352,805.84	11,017,839.41
24		28,247,640.79	9,177,374.64	37,425,015.42	47,350,067.80	2,738.04	47,352,805.84	9,927,790.41
25		29,095,070.01	9,452,695.87	38,547,765.89	47,350,067.80	2,738.04	47,352,805.84	8,805,039.95

หน่วยเป็นบาท

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ข.4 ผลการวิเคราะห์การลงทุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กลายเป็นเชื้อเพลิง

ปีที่	เงินลงทุนเริ่มต้น	รายจ่าย		Total Cash Outflow	รายรับ			Total Cash Inflow	Net Cash flow
		ค่าเชื้อเพลิง/ปี	O&M		ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าเชื้อเพลิง	ค่าบริการ		
0	105,829,396.00								-105,829,396.00
1		16,996,878.95	3,704,028.86	20,700,907.81	38,955,017.96	1,359,750.32	2,738.04	40,317,506.32	19,616,598.50
2		17,506,785.32	3,815,149.73	21,321,935.04	38,955,017.96	1,359,750.32	2,738.04	40,317,506.32	18,995,571.27
3		18,031,988.88	3,929,604.22	21,961,593.10	38,955,017.96	1,359,750.32	2,738.04	40,317,506.32	18,355,913.22
4		18,572,948.54	4,047,492.34	22,620,440.89	38,955,017.96	1,359,750.32	2,738.04	40,317,506.32	17,697,065.43
5		19,130,137.00	4,168,917.11	23,299,054.12	38,955,017.96	1,359,750.32	2,738.04	40,317,506.32	17,018,452.20
6		19,704,041.11	4,293,984.63	23,998,025.74	40,944,549.01	1,359,750.32	2,738.04	42,307,037.37	18,309,011.63
7		20,295,162.34	4,422,804.17	24,717,966.51	40,944,549.01	1,359,750.32	2,738.04	42,307,037.37	17,589,070.85
8		20,904,017.21	4,555,488.29	25,459,505.51	40,944,549.01	1,359,750.32	2,738.04	42,307,037.37	16,847,531.86
9		21,531,137.73	4,692,152.94	26,223,290.67	40,944,549.01	1,359,750.32	2,738.04	42,307,037.37	16,083,746.69
10		22,177,071.86	4,832,917.53	27,009,989.39	40,944,549.01	1,359,750.32	2,738.04	42,307,037.37	15,297,047.97
11		22,842,384.02	4,977,905.05	27,820,289.07	42,947,907.30	1,359,750.32	2,738.04	44,310,395.66	16,490,106.58
12		23,527,655.54	5,127,242.21	28,654,897.75	42,947,907.30	1,359,750.32	2,738.04	44,310,395.66	15,655,497.91
13		24,233,485.21	5,281,059.47	29,514,544.68	42,947,907.30	1,359,750.32	2,738.04	44,310,395.66	14,795,850.98
14		24,960,489.76	5,439,491.26	30,399,981.02	42,947,907.30	1,359,750.32	2,738.04	44,310,395.66	13,910,414.64

ปีที่	เงินลงทุนเริ่มต้น	รายจ่าย		Total Cash Outflow	รายรับ			Total Cash Inflow	Net Cash flow
		ค่าเช่าเพลิง/ปี	O&M		ค่าพลังงานไฟฟ้า	ค่าซื้อถ่านเกลบ	ค่าบริการ		
15		25,709,304.45	5,602,675.99	31,311,980.45	42,947,907.30	1,359,750.32	2,738.04	44,310,395.66	12,998,415.21
16		26,480,583.59	5,770,756.27	32,251,339.86	45,095,302.66	1,359,750.32	2,738.04	46,457,791.02	14,206,451.16
17		27,275,001.10	5,943,878.96	33,218,880.06	45,095,302.66	1,359,750.32	2,738.04	46,457,791.02	13,238,910.96
18		28,093,251.13	6,122,195.33	34,215,446.46	45,095,302.66	1,359,750.32	2,738.04	46,457,791.02	12,242,344.56
19		28,936,048.66	6,305,861.19	35,241,909.85	45,095,302.66	1,359,750.32	2,738.04	46,457,791.02	11,215,881.17
20		29,804,130.12	6,495,037.03	36,299,167.15	45,095,302.66	1,359,750.32	2,738.04	46,457,791.02	10,158,623.87
21		30,698,254.03	6,689,888.14	37,388,142.16	47,350,067.80	1,359,750.32	2,738.04	48,712,556.15	11,324,413.99
22		31,619,201.65	6,890,584.78	38,509,786.43	47,350,067.80	1,359,750.32	2,738.04	48,712,556.15	10,202,769.73
23		32,567,777.70	7,097,302.33	39,665,080.02	47,350,067.80	1,359,750.32	2,738.04	48,712,556.15	9,047,476.13
24		33,544,811.03	7,310,221.39	40,855,032.42	47,350,067.80	1,359,750.32	2,738.04	48,712,556.15	7,857,523.73
25		34,551,155.36	7,529,528.04	42,080,683.40	47,350,067.80	1,359,750.32	2,738.04	48,712,556.15	6,631,872.76

หน่วยเป็นบาท

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายนิรุทธิ์ นาคนาเกร็ด เกิดเมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2523 ที่จังหวัดราชบุรี สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้า ธนบุรี ในปีการศึกษา 2547 เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2547



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย