

ผลกระทบของความสูญเสียด้านไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
แบบกระจายเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของ กฟผ.

THE EFFECTS OF ELECTRICAL LINE LOSS AND RELIABILITY WITH
THE INCLUSION OF THE DGs INTO PEA DISTRIBUTION SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2559

KMITL-2016-EN-M-020-164

ผลกระทบของความสูญเสียด้านไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
แบบกระจายเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของ กฟภ.

THE EFFECTS OF ELECTRICAL LINE LOSS AND RELIABILITY WITH
THE INCLUSION OF THE DGs INTO PEA DISTRIBUTION SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2559
KMUTL-2016-EN-M-020-164

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลกระทบของความสูญเสียด้านไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
แบบกระจายเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของ กฟภ.

THE EFFECTS OF ELECTRICAL LINE LOSS AND RELIABILITY WITH
THE INCLUSION OF THE DGs INTO PEA DISTRIBUTION SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2559
KMITL-2016-EN-M-020-164

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THE EFFECTS OF ELECTRICAL LINE LOSS AND RELIABILITY WITH
THE INCLUSION OF THE DGs INTO PEA DISTRIBUTION SYSTEM



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2016
KMITL-2016-EN-M-020-164

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2016

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ ผลกระทบของความสูญเสียด้านไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของ กฟภ.
Thesis Title The Effects of Electrical Line Loss and Reliability with the Inclusion of the DGs Into PEA Distribution System
นักศึกษา นายสามารถ เชื้อนแปด
รหัสประจำตัว 57601101
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2016-EN-M-020-164

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
ผศ.ดร.นิรุช	จิรสวรรณกุล	
ผศ.ดร.ชัยยันต์	เจตนาเสน	
ผศ.ดร.ปฐมทัศน์	จิระเดชะ	
ดร.วรุฒ	สุอำพัน	
รศ.ดร.อรรถพล	เก้าพิทักษ์กุล	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันอังคารที่ 5 กรกฎาคม พ.ศ. 2559 เวลา 10.00-12.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคารเฉลิมพระเกียรติ ห้อง HM-303

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่ควรเผยแพร่ไปโดยไม่ได้รับอนุญาต
คณะบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้
วันที่ 5 กรกฎาคม พ.ศ. 2559

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ผลกระทบของความสูญเสียด้านไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของ กฟภ.
นักศึกษา	นายสามารถ เชื้อนแปด
รหัสประจำตัว	57601101
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2559
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.อรรถพล เก่าพิทักษ์กุล

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed generator : DG) ที่มีต่อดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในรูปแบบของดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (Active power loss : P_{loss}) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power loss : Q_{loss}) ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) โดยทำการศึกษาและวิเคราะห์เพื่อระบุตำแหน่ง ขนาด และประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย และใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) ซึ่งเป็นเครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ในโปรแกรม MATLAB มาช่วยในการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ภายใต้การศึกษานี้เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าธัญบุรี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายในประเทศไทย ผลโดยรวมสามารถสรุปได้โดยมุ่งเน้นไปที่ตำแหน่ง ขนาด และประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ การสูญเสียกำลังไฟฟ้า และดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ นอกจากนี้ผลที่ได้ทางเทคนิคเป็นที่น่าพอใจมากในแง่มุมของการปรับปรุงความเชื่อถือได้และการลดความสูญเสียกำลังไฟฟาลง โดยดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ปรับปรุงดีขึ้น 83.90 % ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ปรับปรุงดีขึ้น 83.92 % มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับ (ECOST) ปรับปรุงดีขึ้น 78.54 % ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ปรับปรุงดีขึ้น 81.67 % และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ปรับปรุงดีขึ้น 80.79 %

Thesis Title	The Effects of Electrical Line Loss and Reliability with The Inclusion of The DGs into PEA Distribution System
Student	Mr.Samart Khuanpaed
Student ID.	57601101
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2016
Thesis Advisor	Assoc. Prof. Dr. Atthapol Ngaopitakkul

ABSTRACT

This thesis studies on the effects of distributed generators (DGs) on distribution system reliability indices and power losses, integrated into the distribution systems of the Provincial Electricity Authority (PEA). The thesis investigates the effects of distributed generators (DGs) in terms of the system average interruption frequency index (SAIFI), the system average interruption duration index (SAIDI), the expected interruption cost (ECOST or Outage Cost), the active power loss (P_{loss}), the reactive power loss (Q_{loss}), discount payback period (DPB) and internal rate of return (IRR). The study and analysis identify optimal locations, capacity and type of distributed generators (DGs). The reliability indices and power losses will be calculated using data obtained from a simulation and the analysis of a created distribution system model in the DiGSILENT PowerFactory. In addition, the differential evolution algorithm (DE) which is the artificial intelligence (AI) in the MATLAB program assists in identifying the optimal locations and capacity of distributed generators (DGs). The distributed generators (DGs) under this study is connected to a 22 kV distribution system of the Thanyaburi substation on PEA, which is a part of Thailand's distribution systems. The overall results can be summarized by focusing on the locations, capacity and type of distributed generators (DGs), which are important factors that have an influence on the reliability indices, power losses and economics. Moreover, the obtained results of the proposed technique are more satisfactory in terms of reliability improvement and loss reduction. In addition, the system average interruption frequency index (SAIFI) improved by 83.90 %, the system average interruption duration index (SAIDI) improved by 83.92 %, the expected interruption cost (ECOST) improved by 78.54 %, the active power loss (P_{loss}) improved by 81.67 % and the reactive power loss (Q_{loss}) improved by 80.79 %.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ เนื่องจากความกรุณาของ รศ.ดร.อรรถพล เก่าพิทักษ์กุล ที่กรุณาเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ให้คำปรึกษาแนวทางการวิจัย ให้ความช่วยเหลือ ให้คำชี้แนะช่วยแก้ปัญหาตลอดจนให้ความรู้และประสบการณ์ที่ดีแก่ข้าพเจ้า ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความกรุณา จึงขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงมา ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังทุกท่าน ที่ได้มอบความรู้ทางวิชาการให้กับข้าพเจ้าตั้งแต่เริ่มเข้าศึกษา และขอบคุณเพื่อนร่วมรุ่นในระดับปริญญาโท ที่ให้ความช่วยเหลือ ช่วยแก้ไขปัญหา ให้คำแนะนำ ให้สิ่งที่เป็นประโยชน์แก่ข้าพเจ้าด้วยดีตลอดมา

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และท่านผู้บริหารของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต1 ภาคกลาง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ที่มอบทุนการศึกษาและเปิดโอกาสให้ข้าพเจ้าได้ศึกษาค้นคว้าในระดับปริญญาโท

ขอขอบคุณ คุณวิโรจน์ หวังสมิ์ศรี หัวหน้าแผนกวิศวกรรมและการตลาด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอดงเจริญ สังกัดการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคกลาง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ที่สนับสนุนและส่งเสริมให้ข้าพเจ้าศึกษาในระดับปริญญาโท

ขอขอบคุณ คุณภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย หัวหน้าแผนกวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า 2 กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และเพื่อนพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ให้ความช่วยเหลือ ช่วยแก้ไขปัญหา ให้ความรู้ ให้ข้อมูล ให้คำแนะนำ ให้สิ่งที่เป็นประโยชน์แก่ข้าพเจ้าด้วยดีตลอดมา ส่งผลให้ข้าพเจ้าได้รับข้อมูลความรู้สำหรับงานวิจัย

ขอขอบคุณ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ที่มอบทุนอุดหนุนการวิจัยแก่นักศึกษาระดับอุดมศึกษา โครงการวิจัยเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ให้กับข้าพเจ้า

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อคำปิ่น และคุณแม่ตีบ เชื้อนแปด รวมถึงครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนอยู่เบื้องหลังความสำเร็จ ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณกับข้าพเจ้าทุก ๆ ท่าน

สามารถ เชื้อนแปด

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญตาราง	VIII
สารบัญรูป	IX
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา	10
1.3 สมมุติฐานของการศึกษา	10
1.4 ขอบเขตของการศึกษา	11
1.5 ขั้นตอนของการศึกษา	11
1.6 ข้อตกลงเบื้องต้น	12
1.7 ข้อจำกัดของการศึกษา	13
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	14
2.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (Power Flow Analysis)	14
2.1.1 การจำแนกชนิดของบัส	15
2.1.2 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Equation)	16
2.1.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีเกาส์-ไซด์เดล (Power Flow Calculation by using Gauss – Seidel Method)	17
2.1.4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Power Flow Calculation by using Newton – Raphson Method)	22
2.2 การประเมินการสูญเสียกำลังไฟฟ้า	29
2.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย (Reliability indices)	34
2.3.1 การสร้างแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สำหรับ การประเมินความเชื่อถือได้	36

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.3.2 การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายเครื่อง (DGs).....	38
2.4 วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm)	44
2.4.1 บทนำเรื่องวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง	44
2.4.2 ขั้นตอนวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง	45
2.4.3 สมการการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดทางเลือก	48
2.5 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function).....	49
2.6 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics Analysis).....	53
บทที่ 3 การจำลองผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า	57
3.1 การจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory.....	57
3.2 การศึกษาผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์.....	62
3.2.1 ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI).....	62
3.2.2 ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI)	64
3.2.3 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST).....	65
3.2.4 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}).....	68
3.2.5 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}).....	69
3.3 การศึกษาผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์	71
3.3.1 ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI).....	71
3.3.2 ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI)	72
3.3.3 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST).....	74
3.3.4 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}).....	75
3.3.5 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}).....	76

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 4 การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm).....	100
4.1 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ของดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า.....	100
4.2 วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) เพื่อหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)	101
4.2.1 ผลการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ภายใต้ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร	107
4.2.2 ผลการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ โดยไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร.....	111
4.2.3 ผลการปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่ที่มีผลต่อตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์.....	115
4.2.4 ผลของตัวแปรกับการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	118
4.3 ระยะเวลาคืนทุน-ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics)	119
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	123
5.1 ผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์	123
5.2 ผลกระทบด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์	124
5.3 การระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm)	124
5.4 ระยะเวลาคืนทุน-ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics)	124
5.5 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือแนวทางที่จะพัฒนา	125

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
เอกสารอ้างอิง	126
ภาคผนวก.....	131
ภาคผนวก ก.....	132
ประวัติผู้เขียน.....	139



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 แนวโน้มการผลิตและการใช้ไฟฟ้า ปี 2556-2559.....	1
2.1 พารามิเตอร์ของบัสแต่ละชนิด	15
3.1 ตำแหน่งโหลด ขนาดของโหลด ประเภทของผู้ใช้ไฟ และจำนวนผู้ใช้ไฟ	60
3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG).....	61
3.3 อัตราความล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์.....	62
3.4 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์.....	67
3.5 ความต้านทานและรีแอกแตนซ์ของสายเคเบิลอากาศ (SAC) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์	69
3.6 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	78
4.1 การปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่.....	115
4.2 ดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) 3 ประเภท.....	122

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 ระบบไฟฟ้าที่มีระบบสายส่งแบบไพ (π).....	16
2.2 ทิศทางการไหลของวงจรระบบไฟฟ้ากำลัง.....	21
2.3 ระบบไฟฟ้าสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)....	30
2.4 ระบบไฟฟ้าสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	32
2.5 กระบวนการกระจายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding).....	37
2.6 การจำลอง 3 สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG).....	37
2.7 ต้นทาง (upstream) และปลายทาง (downstream) ของระบบไฟฟ้าแยกโดด (island).....	39
2.8 ตัวอย่างระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) 2 เครื่อง.....	40
2.9 ตัวอย่างการหาค่าในฟังก์ชันของมิวแทนต์เวกเตอร์โดยการปรับเปลี่ยนในแต่ละรอบ.....	46
2.10 ตัวอย่างการแลกเปลี่ยนค่าในฟังก์ชันของเวกเตอร์ (Recombination/ Crossover).....	47
2.11 กระบวนการดำเนินงานของวิธีการการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง.....	48
2.12 วิธีผลรวมถ่วงน้ำหนัก.....	50
2.13 วิธีพื้นฐานพาเรโต.....	51
3.1 แผนภาพระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) เชื่อมต่อในระบบ จำหน่ายเพื่อใช้สำหรับศึกษาและจำลองระบบจำหน่าย.....	58
3.2 แผนภาพระบบจำหน่ายสร้างโดยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ที่มีเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย.....	59
3.3 ค่า SAIFI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG).....	62
3.4 ค่า SAIDI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG).....	64
3.5 ค่า ECOST ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG).....	67
3.6 ค่า P_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG).....	69
3.7 ค่า Q_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG).....	70
3.8 ค่า SAIFI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	71
3.9 ค่า SAIDI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	73
3.10 ค่า ECOST ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	75
3.11 ค่า P_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	76
3.12 ค่า Q_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG).....	77
4.1 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) กับจำนวนรอบ (Iterations) ของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ภายใต้ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร.....	111

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.2 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) กับจำนวนรอบ (Iterations) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เชื่อมต่อได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร	114
4.3 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) กับจำนวนรอบ (Iterations) ของการปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่.....	118



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันแนวโน้มความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั่วโลกมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ทั้งในภาคธุรกิจอุตสาหกรรม และภาคครัวเรือน สำหรับประเทศไทยการใช้ไฟฟ้าในปี 2558 ที่ผ่านมามีปริมาณการใช้ไฟฟ้า 174,016 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 และในปี 2559 คาดว่าจะมีการใช้ไฟฟ้าประมาณ 180,107 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 ดังแสดงในตารางที่ 1.1 ตามภาวะเศรษฐกิจที่คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้น การขยายตัวของภาคธุรกิจโดยเฉพาะอย่างยิ่งธุรกิจการท่องเที่ยว การบริการ และการก่อสร้าง โดยการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในเกือบทุกสาขา สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ซึ่งคาดว่าจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 เช่นกัน ทั้งนี้คาดการณ์ว่า ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) ปี 2559 จะอยู่ที่ 29,000 เมกะวัตต์ และมีระดับการเผื่อสำรองอยู่ที่ 28,500 เมกะวัตต์ โดยที่ภาคอุตสาหกรรมมีส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ต่อด้วยการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือน เนื่องจากการใช้จ่ายในภาคครัวเรือนที่เพิ่มสูงขึ้นประกอบกับสภาพอากาศที่ร้อนจัด จึงส่งผลให้มีการใช้พลังงานในภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้น รองลงมาเป็นการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและกิจการขนาดเล็ก ตามลำดับ และมีการใช้ไฟฟ้าในภาคอื่น ๆ

ตารางที่ 1.1 แนวโน้มการผลิตและการใช้ไฟฟ้า ปี 2556-2559

ปี(พ.ศ.)	การผลิต*	การใช้	ส่วนต่าง	ส่วนต่าง	การเปลี่ยนแปลง(%)	
	(1)	(2)	(1)-(2)	(%)	การผลิต	การใช้
2556	181,205	164,341	16,864	9.3	1.0	1.6
2557	186,024	168,620	17,404	9.4	2.7	2.6
2558p	192,289	174,016	18,273	9.5	3.4	3.2
2559f	198,697	180,107	18,590	9.4	3.3	3.5

หมายเหตุ * การผลิตไฟฟ้ารวมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)

p คือ ข้อมูลเบื้องต้น

f คือ ข้อมูลประมาณการ

การผลิตไฟฟ้าในปี 2558 มีการผลิตไฟฟ้า 192,289 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 และในปี 2559 คาดว่าจะมีการผลิตไฟฟ้าประมาณ 198,697 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 ดังแสดงในตารางที่ 1.1 เนื่องจากความต้องการพลังไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ทำให้ต้องมีการใช้ก๊าซธรรมชาติ พลังงานหมุนเวียน และไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้น เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า โดยที่ก๊าซธรรมชาติมีส่วนการผลิต

ไฟฟ้าสูงสุด รองลงมาเป็นการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ การนำเข้าไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามลำดับ และมีการผลิตไฟฟ้าในสาขาอื่น ๆ

สำหรับแนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2559 สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้คาดการณ์ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product : GDP) ในปี 2559 ว่าเศรษฐกิจไทยจะขยายตัวร้อยละ 3.0 -4.0 โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากการเร่งขึ้นของการใช้จ่ายและการลงทุนของภาครัฐ รวมทั้งจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจและการฟื้นตัวอย่างช้า ๆ ของเศรษฐกิจโลก สอดคล้องกับการที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้คาดการณ์การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2559 จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 -3.5 เนื่องจากปัจจัยการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ และราคาน้ำมันยังทรงตัวอยู่ในระดับต่ำ

พลังงานเป็นปัจจัยสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจ ในระยะเวลาหลายปีที่ผ่านมา เพื่อตอบสนองต่อความต้องการในการดำรงชีพ โดยการผลิตพลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นพลังงานประเภทใช้แล้วหมดสิ้นไปหรือเป็นทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด เช่น ถ่านหิน, น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น ซึ่งพลังงานเหล่านี้มีแนวโน้มไม่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องหาพลังงานรูปแบบอื่นมาทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้า เช่น พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานลม และพลังงานจากชีวมวล เป็นต้น ซึ่งกลุ่มพลังงานดังกล่าวจัดอยู่ในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เป็นแหล่งพลังงานที่ได้จากธรรมชาติสามารถนำมาใช้ได้ไม่มีวันหมด โดยปัจจุบันมีการขยายตัวของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมาก

รัฐบาลเดินทางจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ หรือแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2558-2579 (Power Development Plan: PDP 2015) ระยะเวลา 20 ปี เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง ทั้งการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน 2.4 ล้านล้านบาทตามนโยบายรัฐบาล และการเตรียมตัวเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (AEC) รวมถึงให้สอดคล้องกับแนวโน้มทิศทางพลังงานโลก (World Energy Outlook) ของทบวงพลังงานโลก (International Energy Agency: IEA) สร้างความมั่นคงทางพลังงานระยะยาว หนุนพลังงานทดแทน-พลังงานหมุนเวียน ลดใช้ก๊าซธรรมชาติ โดยได้ประมาณการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ณ ปี พ.ศ. 2579 อยู่ที่ 15-20 % และค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าสูงสุดรวมสุทธิจากผลการประหยัดพลังงาน อยู่ที่ 49,655 เมกะวัตต์ รัฐบาลมอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกฉบับใหม่ พ.ศ.2558-2579 หรือ (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2015) เพื่อกำหนดกรอบและทิศทางพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ และกระทรวงพลังงานได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าของแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ณ ปี พ.ศ. 2579 ไว้ที่ 19,635 เมกะวัตต์ โดยผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ 6,000 เมกะวัตต์ พลังงานชีวมวล 5,570 เมกะวัตต์ พลังงานลม 3,002 เมกะวัตต์ และพลังงานอื่น ๆ เห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนมีบทบาทสำคัญในการผลิตไฟฟ้าตามแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ซึ่งกำหนดเป้าหมายการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานชีวมวล และพลังงานลมไว้มากกว่าพลังงานทดแทนอื่น ๆ

หน่วยงานภาครัฐ กระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority : PEA) ได้มีการส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนต่างๆ มากยิ่งขึ้น โดยได้มีนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (Feed-in Tariff : FIT) จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer :

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

VSPP) ที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ส่งผลทำให้ภาคเอกชนมีการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนเพิ่มมากขึ้น อีกทั้งพื้นที่ชนบทมีราคาที่ดินไม่สูงมากนัก จากการขยายตัวอย่างรวดเร็วของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องทำการศึกษาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator : DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้ามีทั้งข้อดีและข้อเสีย เช่น

1. ผลกระทบด้านแรงดัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถช่วยยกระดับแรงดันของโหลดให้สูงขึ้น โดยเฉพาะเมื่อติดตั้งใกล้โหลดที่มีขนาดใหญ่และอยู่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า

2. ผลกระทบด้านอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายต้องปรับการตั้งค่าอุปกรณ์ชดเชยแรงดันใหม่ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) อาจทำให้เกิดระดับแรงดันสูงเกินไป โดยเฉพาะถ้าติดตั้งอยู่ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลง ที่มีโหลดขนาดใหญ่มากมักผู้ใช้ไฟที่รับไฟจากหม้อแปลงนี้ได้รับแรงดันเกิน

3. ผลกระทบด้านความสูญเสียทางไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถช่วยลดความสูญเสียทางไฟฟ้าในระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายได้หากมีขนาดและอยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่มีขนาดใหญ่เกินไป อาจทำให้ความสูญเสียทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

4. ผลกระทบที่มีต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีผลกระทบต่อพิกัด และความสัมพันธ์ในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทั้งระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟอื่น โดยกระแสลัดวงจร (fault) มีค่าสูงกว่าปกติ การตั้งค่าของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เป็นสวิตช์ตัด-ต่อวงจร (Relays) ยากขึ้น มีการตัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ออกจากระบบบ่อยเกินไป เกิดปัญหาจากการทำงานของอุปกรณ์ตัดตอนและป้องกันแบบ 3 เฟส (Recloser) เป็นต้น

หลายโครงการวิจัยได้ศึกษาและนำเสนอการจำลองและวิธีการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Indices) ของโครงข่ายระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generator : DG) เชื่อมต่ออยู่ในระบบ เช่น ประเมินค่าดัชนีค่าเฉลี่ยไม่พร้อมใช้งาน (ASUI), ดัชนีค่าเฉลี่ยพร้อมใช้งาน (ASAI), พลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ (EENS), ดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) และดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) เป็นต้น ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เชื่อมต่ออยู่ในโครงข่ายระบบไฟฟ้านี้ช่วยปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ให้ดีขึ้น ทำให้โครงข่ายระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นและมีความมั่นคงในการจ่ายพลังงานไฟฟ้า [1-5] มีงานวิจัยเสนอแนะวางแผนการรวมระบบจำหน่ายที่เหมาะสมที่สุดเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) และเชื่อมต่อ (Cross-Connections (CCs)) เข้ากับระบบจำหน่าย โดยที่ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability) ดีขึ้นและความสูญเสีย (Loss) ในสายไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุดภายใต้ภาวะโหลดมีการเจริญเติบโต โดยฟังก์ชันเป้าหมาย (objective function) ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment cost), ต้นทุนความสูญเสีย (loss cost) และ ต้นทุนความเชื่อถือได้ (reliability cost) โดยใช้ modified discrete particle swarm optimization (PSO) method มาช่วยแก้ปัญหาการวางแผนให้ดีที่สุด [6]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มีโครงการวิจัยที่เกี่ยวข้องกับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ได้แก่ งานวิจัยของ Yuqin Xu และ Yingchao Wu [7] ที่ได้นำเสนอการศึกษาแบบจำลอง 2 รูปแบบที่แตกต่างกันดังนี้ 1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายธรรมดาทั่วไป (Conventional DG) 2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม (Wind turbine generator : WTG) ถูกพิสูจน์การประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าบนพื้นฐานของความแตกต่างของแหล่งพลังงานและคุณสมบัติด้านการทำงาน งานวิจัยนี้รายงานเทคนิคการได้มาซึ่งผลลัพธ์ที่ออกมาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม (Wind turbine generator : WTG) โดยใช้ข้อมูลสถิติความเร็วลม ซึ่งพิจารณาคุณสมบัติความไม่ต่อเนื่องของพลังงานลม โดยเริ่มต้นได้นำเสนอชุดคำสั่งที่ปรับปรุงให้ดีขึ้น คือ ชุดคำสั่งตั้งค่าที่การตัดน้อยที่สุด (minimal cut set algorithm) เพื่อประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

งานวิจัยของ Dan Zhu และคณะ [8] ได้นำเสนอผลกระทบของตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อความน่าเชื่อถือได้และประสิทธิภาพเมื่อโหลดแปรเปลี่ยนตามเวลา โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถวางตำแหน่งการติดตั้งเพื่อให้ประสิทธิภาพดีที่สุดหรือความเชื่อถือได้ดีที่สุด แนวคิดของกลุ่ม (segment) ที่เคยประยุกต์ใช้มาก่อนหน้านี้ที่ศึกษาเรื่องความเชื่อถือได้ถูกใช้ในการหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ตำแหน่งที่ดีที่สุดถูกค้นหาสำหรับรูปแบบโหลดที่แปรเปลี่ยนตามเวลา ตำแหน่งถูกแสดงในวงจรความเชื่อถือได้ คือ ฟังก์ชันของโหลดแต่ละระดับ ความแตกต่างของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ระหว่างประสิทธิภาพที่ดีที่สุดและความเชื่อถือได้ดีที่สุดแปรเปลี่ยนไปภายใต้เงื่อนไขโหลดที่ต่างกัน งานวิจัย [9] นำเสนอรูปแบบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันด้านกรอบระยะเวลาเพื่อคำนวณหาความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่าของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ภายใต้การใช้งานของพลังงานทดแทนอย่างต่อเนื่อง รูปแบบนี้ใช้ปัจจัยของขนาดเฉลี่ยของพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในช่วงระยะเวลาที่กำหนด งานวิจัย [10] ได้ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบทั่วไป และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายในอนาคต แม้ว่าในขณะที่เชื่อมต่อกันจะไม่มีวงจรเบรคมีอย่างง่าย

งานวิจัย [11] กล่าวถึงผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระดับความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในรูปแบบสามสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ถูกสร้างขึ้น โดยให้การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding) ที่ต้นทางและปลายทางถูกแบ่ง ณ จุดโหลด และคำนวณความน่าจะเป็นของการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding) ซึ่งเป็นพื้นฐานของการวิเคราะห์แบบสั้น วิธีการประเมินความน่าเชื่อถือในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 เครื่องหรือมากกว่านั้น ได้รับการนำเสนอ และสุดท้ายวิธีที่นำเสนอจะใช้การวิเคราะห์ในระบบตัวอย่าง นอกจากนั้นยังแสดงให้เห็นว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าและของลูกค้านำได้ งานวิจัย [12] ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายถูกตรวจสอบในบทความนี้ ซึ่งใช้วิธีการทดสอบระบบจำหน่าย โดยนำเสนอรูปแบบความน่าเชื่อถือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ถูกพัฒนาและวิเคราะห์หาความน่าจะเป็นที่ใกล้เคียงมากที่สุดคือวัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้ ผลกระทบของตัวแปรที่ต่างกัน เช่น ส่วนประกอบของอัตราความล้มเหลว ตำแหน่งโหลด ตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายแต่ละรุ่นถูกรวมอยู่ในการวิเคราะห์นี้ด้วย

การศึกษาด้านต้นทุนไฟฟ้าดับ (outage costs) ได้มีงานวิจัยนำเสนอเทคนิคที่ช่วยแสดงผลกระทบของโครงข่ายระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อความเชื่อถือได้ของการจำกัดกำลังไฟฟ้ การวิเคราะห์ได้แสดงการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายแบบ (DG mix) ที่เหมาะสมที่สุดที่ ต้นทุนไฟฟ้าดับ (outage costs) ของแต่ละโรงงานที่แตกต่างกัน โดยมีและไม่มีการควบคุมการปล่อยพลังงาน ผลกระทบของการปรับความเชื่อถือได้โครงข่ายระบบไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบกระจาย ต่อการตัดสินใจลงทุนสำรองระบบไฟฟ้าคือสิ่งที่ต้องการอภิปราย และจุดคุ้มทุนของเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็กถูกประเมินค่าที่ต้นทุนไฟฟ้าดับ (outage costs) ของแต่ละโรงงานที่แตกต่างกันและระดับ ความรุนแรงของไฟฟ้าดับ [13] มีการนำเสนอวิธีวิจัยเพื่อประเมินผลของต้นทุนพลังงานที่สูญเสีย (cost of energy losses) และต้นทุนไฟฟ้าดับ (cost of interruption) ในระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจายเชื่อมต่ออยู่ในระบบ โดยคำนวณหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบ ไฟฟ้าดีขึ้น พลังงานสูญเสียลดลง และต้นทุนไฟฟ้าดับ (outage costs) ลดลง [14] งานวิจัย [15] นำเสนอ วิธีการในการประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในระบบจำหน่าย ผลประโยชน์พิจารณาที่ยืดเวลาของการปรับการลงทุน การลดลงของมูลค่าการสูญเสียพลังงาน และการ ปรับปรุงความเชื่อถือได้ ซึ่งแสดงให้เห็นโดยมูลค่าสูญเสียเนื่องจากไฟดับลดลง

หลายโครงการวิจัยได้วิเคราะห์และนำเสนอวิธีการดำเนินการที่เหมาะสมสำหรับลดพลังงานสูญเสีย (Loss Reduction) เพื่อให้ได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยได้จัดสรรพลังงานทดแทนที่เหมาะสมสำหรับการลดพลังงานสูญเสียให้มีค่าน้อยที่สุดเชื่อมต่อกับระบบ จำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งมีการพิจารณาทั้งกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) [16-19] มีงานวิจัยที่ได้พัฒนา 2 วิธีการใหม่บนพื้นฐานของการวิเคราะห์ทางเลือก แสดงการ คำนวณขนาดที่เหมาะสมและตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ที่ ปรับเปลี่ยนตำแหน่งเพื่อให้ได้การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Losses) น้อยที่สุด และวิธีระบุตำแหน่งที่ดีที่สุด วิธีการเหล่านี้สามารถทำได้ง่ายและเหมาะสม โดยเปลี่ยนชนิดของพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานชีวมวล พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผลที่ได้ถูกพิสูจน์และนำเสนอการคำนวณหาตำแหน่ง ขนาด ตัว ประกอบกำลัง เพื่อให้ได้พลังงานสูญเสียน้อยที่สุด [20] งานวิจัยของ O. Aliman และคณะ [21] ได้ศึกษา วิธีการหาค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ต่ำที่สุดในประเด็นของขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสม และ การลงทุนที่ต่ำในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย กับ การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ต่ำที่สุด งานวิจัยของ Y. M. Atwa และคณะ [22] ได้นำเสนอการคำนวณค่าที่เหมาะสมรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แบบกระจาย (DG) แต่ละชนิดที่เชื่อมต่อร่วมกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้ได้พลังงานสูญเสียน้อยที่สุด งานวิจัย [23] นำเสนอเป็นช่วงระยะเวลาหลายๆช่วงของไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) การไหลของกำลังไฟฟ้าที่ดีที่สุด (Optimal Power Flow : OPF) ใช้ในการคำนวณการปรับตำแหน่ง ติดตั้งที่ดีที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในแนวทางที่ช่วยลดการสูญเสียพลังงานของระบบ งานวิจัย [24] แสดงให้เห็นถึงวิธีการที่ขึ้นอยู่กับความไวการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ลำดับที่ 2 ซึ่งเหมาะสมกับ รูปแบบธรรมชาติที่ไม่เป็นเชิงเส้นของการสูญเสียกำลังไฟฟ้า ผลคือวิธีการนี้มีศักยภาพในการเพิ่มความเร็วใน การแก้ปัญหาของการลดลงของการสูญเสียกำลังไฟฟ้าให้เหมาะสมที่สุด งานวิจัย [25] นำเสนอการสูญเสีย

กำลังไฟฟ้าจริงของระบบที่มีสูตรเช่นเดียวกัน และแสดงให้เห็นถึงวิธีการรวมผลของแรงดันไฟฟ้าในการลดการสูญเสีย

สำหรับการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic) มีโครงการวิจัยได้ศึกษาและเสนอแนะวิธีการด้านประโยชน์และต้นทุนของตำแหน่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปในการคำนวณและพยายามหาความเหมาะสมที่สุดทั้งด้านของชนิด ตำแหน่ง และขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย กับอัตราส่วนประโยชน์/ต้นทุน (benefit/cost ratio) ที่มากที่สุดโดยใช้วิธีการเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm based method) ในการแก้ปัญหา [26] มีการศึกษาเทคนิคและมุมมองทางเศรษฐศาสตร์ของวิธีการควบคุมแรงดันที่ทำงานร่วมกันแบบเฉพาะที่ และแบบศูนย์กลาง ซึ่งเป็นพื้นฐานของข้อกำหนดกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายทำการวิเคราะห์ในบริบทของการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้นในระบบจำหน่ายแรงดันกลางของยุโรป การประเมินผลด้านเศรษฐศาสตร์ของต้นทุนการดำเนินงานและเงินลงทุน คือสิ่งสำคัญของการศึกษานี้ ผลการทดลองได้แนะนำวิธีการควบคุมแรงดัน ซึ่งเป็นพื้นฐานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่สามารถเพิ่มขนาดแม่ข่ายของระบบจำหน่าย ในขณะที่การนำไปปฏิบัติใช้ได้จริงในเชิงเศรษฐศาสตร์ถูกเปรียบเทียบกับกรณีเสริมกำลังโครงข่ายระบบไฟฟ้าเดิม [27] มีการนำเสนอวิธีการควบคุมที่เหมาะสมสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก (Micro-Grid) แบบอัตโนมัติ ในบทความนี้ได้เน้นสิ่งที่เป็นไปได้ เพื่อให้ได้ต้นทุนการดำเนินงานที่ต่ำที่สุดของโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก (Micro-Grid) ในเวลาเดียวกันก็ปล่อยมลพิษน้อยที่สุด และระบบการเก็บ (storage system) ถูกใส่เข้าไปในโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก การนำเสนอขั้นตอนคือสถาปัตยกรรมการควบคุมเชิงลำดับขั้น ขั้นตอนที่เหมาะสมที่สุดเคยมีการปฏิบัติบนการทดสอบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก และยืนยันความถูกต้องด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ผลลัพธ์เชิงตัวเลขแสดงคำตอบที่ค้นพบโดยวิธีการขั้นตอนที่เหมาะสมที่สุดแบบศูนย์กลาง สามารถปรับปรุงสมรรถนะโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กกับประเด็นหนึ่งที่ได้รับจากการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฉพาะที่ [28] และมีการนำเสนอการพัฒนาของราคาพลังงานไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ทั้งหมดจะมีส่วนร่วมในการประมวลพลังงานไฟฟ้า การเริ่มเดินเครื่องและปิดการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ต้องพิจารณาในฟังก์ชันเป้าหมายของการซื้อพลังงานไฟฟ้า บทความนี้ได้สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการซื้อพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ซึ่งต้นทุนทั้งหมดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ทุกที่ เป็นฟังก์ชันเป้าหมายและสังเคราะห์พิจารณาความต้องการขายและความต้องการซื้อ (supply and demand) [29]

สำหรับการศึกษาด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ได้มีการศึกษาความเหมาะสมของตำแหน่งที่ติดตั้งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่าย ที่พิจารณาจากความไม่แน่นอนต่างๆ เช่น ความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าขาออก (Output power) ของ plug-in electric vehicle (PEV) เนื่องจากกำหนดการชาร์จประจุและคายประจุแบบสุ่ม (stochastic) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม เนื่องจากความเร็วลมแบบสุ่ม เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากความเข้มแสงแบบสุ่ม ราคาเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว และการเจริญเติบโตของโพลิตที่ไม่แน่นอนในอนาคตนำมาซึ่งความเสี่ยงในการคำนวณความเหมาะสมของตำแหน่งที่ติดตั้งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ในการวางแผนระบบจำหน่าย ดังนั้นจึงใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ chance constrained programming (CCP) ซึ่งถูกพัฒนาให้ค่าต่างๆเหล่านี้มีค่าน้อยลง คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment cost), ต้นทุนการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดำเนินงาน (Operating cost), ต้นทุนการบำรุงรักษา (Maintenance cost), ต้นทุนความสูญเสียในระบบ (Network loss cost) และ ต้นทุนขนาดที่พอดี (Capacity adequacy cost) โดยใช้ Monte Carlo simulation-embedded genetic-algorithm-based approach ในการพัฒนาแบบจำลอง CCP model [30]

มีงานวิจัยที่ได้รายงานวิธีการใหม่สำหรับหาตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เหมาะสม ที่ทำให้ระบบไฟฟ้าดีขึ้นทั้งแรงดันคงที่ ความสูญเสียลดลง โดยสร้างวิธีการเลือกอย่างใดอย่างหนึ่งระหว่างความมั่นคงและความสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) เพื่อให้ได้สมรรถนะที่ดีที่สุดและเป็นที่ยอมรับ [31] มีงานวิจัยได้นำเสนอประเด็นเกี่ยวกับการจัดการแรงดันที่เหมาะสม (Optimal Voltage) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) เชื่อมต่ออยู่ในระบบ โดยเปรียบเทียบวิธีการคำนวณเชิงวิวัฒนาการโดยมีวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) ร่วมอยู่ด้วย [32] มีงานวิจัยที่ประเมินผลของผลกระทบทางเทคนิคการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในระบบจำหน่าย และนำเสนอชุดคำสั่งวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) สำหรับการจัดสรรให้เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายโดยพิจารณาด้านเทคนิคที่แตกต่างและแง่มุมทางเศรษฐศาสตร์ การพิจารณาความเหมาะสมในประเด็นด้านเทคนิคที่แตกต่าง เช่น เสถียรภาพค่าแรงดันของระบบ ขนาดที่ปลดออกของระบบจำหน่าย แรงดันของโหลด และรูปแบบการทำงานที่แตกต่างของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เช่น รูปแบบ PV หรือ รูปแบบ PQ การมีหลายฟังก์ชันเป้าหมายเพื่อให้ได้ค่าที่ดีที่สุด ประกอบไปด้วย ต้นทุนที่สัมพันธ์กับการซื้อพลังงานจากโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Grid) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) ตามอัตราารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (Feed-in Tariff : FIT) และต้นทุนการยกระดับปรับปรุงระบบไฟฟ้า [33] เพื่อให้ประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าดีขึ้นทั้งหมด สมรรถนะของระบบจำหน่ายต้องดีขึ้นด้วย ดังนั้นจึงมีงานวิจัยที่นำเสนอระเบียบวิธีใหม่โดยใช้วิธีวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) สำหรับหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในระบบจำหน่ายเพื่อลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) และทำให้แรงดันดีขึ้น แตกต่างจากวิธีวิวัฒนาการทั่วไปที่อาศัย ความน่าจะเป็นที่กำหนดไว้ล่วงหน้าในการทำงานของระบบจำหน่าย สำหรับกระบวนการเปลี่ยนแปลงวิธีวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution) ใช้ความแตกต่างของคู่ตัวอย่าง การสุ่มของเวกเตอร์วิฤตประสงค์สำหรับกระบวนการเปลี่ยนแปลง แหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียน (DGs)ถูกเพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้าหลักเพื่อลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) โดยจ่ายกำลังไฟฟ้าในปริมาณสุทธิ ในลำดับความสูญเสียในสายส่งของระบบจำหน่ายต่ำที่สุด ความสูญเสียในสายมีความสำคัญเท่ากันกับการระบุขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) วิธีการที่แนะนำคือโปรแกรมภายใต้ MATLAB และถูกทดสอบบนระบบ IEEE 33-bus test system และผลลัพธ์ได้ถูกนำเสนอ วิธีการนี้ได้ค้นหาประสิทธิภาพและประยุกต์สำหรับระบบที่ใช้ได้จริง [34] มีงานวิจัยที่ได้นำเสนอเทคนิควิธีวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution) ในการคำนวณหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multiple DG) ในรูปแบบ การลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า เพื่อให้ได้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่ำที่สุดในระบบ และปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าให้ดีขึ้น [35]

งานวิจัย [36] นี้จะขึ้นอยู่กับแหล่งที่มาของดัชนีหลายวัตถุประสงค์ (Multiobjective Index : IMO) ที่เป็นสูตรรวมกันของสามดัชนี คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง, การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน และค่าเบี่ยงเบนแรงดันไฟฟ้า และแสดงการปรับเพื่อจัดสรรหน่วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ขณะที่การพิจารณาในรูปแบบโพลที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา และความน่าจะเป็นของการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) งานวิจัย [37] ได้นำเสนอฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณหาตำแหน่งที่ดีที่สุดที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) ในระบบจำหน่ายเพื่อลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของระบบและเพิ่มความน่าเชื่อถือและการปรับปรุงแรงดันไฟฟ้า ซึ่งการแก้ปัญหาหลายวัตถุประสงค์นี้ใช้แนวทางใหม่บนพื้นฐานของการเขียนโปรแกรมแบบไดนามิก งานวิจัย [38] นำเสนอวิธีการวิเคราะห์ที่ปรับปรุงให้ดีขึ้น (Improved Analytical : IA) สำหรับการหาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) 4 ประเภท ที่แตกต่างกัน และวิธีการที่มีประสิทธิภาพเพื่อหาตำแหน่งติดตั้งที่ดีที่สุดสำหรับการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)

งานวิจัย [39] นำเสนอวิธีการฮิวริสติกใหม่ (New Heuristic) สำหรับการหาค่าที่น้อยที่สุดที่เป็นไปได้โดยฟังก์ชันพื้นที่อาจจะไม่เป็นเชิงเส้นและไม่เป็นอนุพันธ์อย่างต่อเนื่อง โดยวิธีการคำนวณและจำลองโดยเทคโนโลยีใหม่จะแสดงให้เห็นว่าวิธีการใหม่นั้นลู่เข้าเร็วขึ้นและมีความแน่นอนมากขึ้นกว่าวิธีการอื่นๆ ที่ได้รับรางวัลระดับโลก วิธีการใหม่ต้องการตัวแปรควบคุมไม่กี่ตัว ทั้งยังมีประสิทธิภาพ ใช้งานง่ายและดึงจุดเด่นออกมาได้เป็นอย่างดีเพื่อการคำนวณแบบขนาน งานวิจัย [40] นำเสนอสมการที่ใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดจำนวน 5 สมการ ได้แก่ DE/rand/1, DE/best/1, DE/rand-to-best/1, DE/best/2, DE/rand/2 ของวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างแบบปรับตัว (SaDE) ซึ่งจะช่วยลดระยะเวลาในการค้นหาอย่างครบถ้วน สมบูรณ์สำหรับการหาโพรอัลเวกเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดและที่สัมพันธ์กับการควบคุม พารามิเตอร์ F และ CR ซึ่งในวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างแบบปรับตัว (SaDE) นั้น จะเป็นวิธีการสร้างโพรอัลเวกเตอร์ร่วมกับสองตัวแปรควบคุมนั้น จะกำหนดให้แต่ละความน่าจะเป็นเวกเตอร์เป้าหมายในประชากรรุ่นปัจจุบันตามความน่าจะเป็นและค่อย ๆ เรียนรู้จากประสบการณ์ในการแก้ปัญหาให้ดีขึ้น นอกจากนี้ 5 วิธีการกลายพันธุ์ (mutation) ที่ใช้อยู่เป็นประจำได้รับการดำเนินการในรหัส DE มีดังนี้ 1) “DE/rand/1”, 2) “DE/best/1”, 3) “DE/rand-to-best/1”, 4) “DE/best/2” และ 5) “DE/rand/2” งานวิจัย [41] นำเสนอเทคนิควิธีการแก้ปัญหาการวางแผนการขยายตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ในบทความนี้มีสามปัจจัยหลักที่เกี่ยวข้องกับขั้นตอนการหาขนาดและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายเครื่อง (multi-DG) ดำเนินการโดยวิธีหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบหลายวัตถุประสงค์ ปัจจัยเหล่านี้รวมถึงเสถียรภาพแรงดัน การสูญเสียกำลังไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงแรงดันของระบบจำหน่าย ในขั้นตอนที่จะแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบหลายวัตถุประสงค์นั้น ใช้อัลกอริทึม the Pareto Frontier Differential Evolution (PFDE) โดยวิธีการที่นำเสนอการใช้งานและการทดสอบนั้น ใช้ระบบทดสอบ 69 บัส และ 33 บัส IEEE ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่าวิธีที่นำเสนอมีความสามารถสูงและมีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาที่ดีที่สุด งานวิจัย [42] นำเสนอการวางแผนติดตั้งแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power Planning : RPP) ในรูปแบบที่เหมาะสมที่สุด โดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์อาจจะเป็นการหาค่าที่น้อยที่สุด ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายในการติดตั้งวาร์ (Var) มูลค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้า และ / หรือค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน งานวิจัย [43] นำเสนอวิธีการแบบง่ายในการจัดสรรเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายเครื่อง (Multi-DG) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แบบเรเดียลหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห แนวคิดโพลดเทียบเท่าถูกนำเสนอและขยายไปยังการระบุจุดเซนทรอยด์ของโพลดได้อย่างแม่นยำด้วย 2 วิธี และแสดงดัชนีประสิทธิภาพการทำงานที่รวมการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงและค่าเฉลี่ยแรงดันไฟฟ้าที่โหนดไว้ด้วยกัน

โดยงานวิจัยเหล่านี้ได้นำเสนอการหาค่าความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบจำหน่าย ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) และประเภทพลังงานหมุนเวียน หรืออย่างใดอย่างหนึ่ง ในการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) โดยยังไม่มีกรรวบรวมข้อมูลทางด้านความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบจำหน่าย ด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ด้านประเภทพลังงานหมุนเวียน และด้านเศรษฐศาสตร์นำมาพิจารณาพร้อมกันอย่างชัดเจน ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเป็นการพิจารณาภาพรวมทั้งด้านความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบจำหน่าย ด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ด้านประเภทพลังงานหมุนเวียน และด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อให้ได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้เครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ในโปรแกรม MATLAB ซึ่งวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) ถูกนำมาใช้ร่วมกับโปรแกรม DigSILENT PowerFactory เพื่อสร้างแบบจำลองและวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี ในสังกัดการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสถานีไฟฟ้าธัญบุรีเป็นสถานีไฟฟ้าที่เหมาะสมในการพิจารณากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในเขตเมือง มีผู้ใช้ไฟจำนวนมาก มีความหลากหลายของประเภทผู้ใช้ไฟทั้งโรงงานอุตสาหกรรม บ้านอยู่อาศัย และหน่วยงานราชการ

โดยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) นี้มีจุดเด่นอยู่ที่การหาค่าที่ดีที่สุดโดยใช้ประชากรในแต่ละรุ่นในการหาค่าตอบและมีการพัฒนาค่าตอบจากรุ่นสู่รุ่นหรือมีวิวัฒนาการของคำตอบด้วยกระบวนการกลายพันธุ์และแลกเปลี่ยนองค์ประกอบ (mutation and recombination process) เพื่อให้ได้คำตอบที่ดีที่สุด สำหรับแก้ปัญหาที่ต้องการหาค่าที่ดีที่สุดที่มีความยุ่งยากซับซ้อนในการแก้ปัญหา ภายใต้การหาค่าตอบด้วยวิธีการสุ่มตัวเลขเพื่อให้เกิดการค้นหาพื้นที่ของคำตอบที่เป็นไปได้ให้กว้างที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ ในกระบวนการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างนี้มีจุดเด่นอีกข้อหนึ่ง คือ การใช้เลขจำนวนจริงหรือค่าจริงในการแทนคำตอบในแต่ละรุ่นของสมาชิกของประชากรในแต่ละรุ่น และวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) นี้มีนักวิจัยจำนวนไม่มากนักที่ใช้วิธีการนี้ในการหาค่าตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) มาใช้ในการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ความสำคัญของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในการเลือกตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีความเหมาะสมทั้งด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ความสูญเสียกำลังไฟฟ้า และเศรษฐศาสตร์

ความพิเศษของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ 1. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน สามารถนำงานวิจัยนี้ไปใช้สำหรับเป็นแนวทางในการพิจารณาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน 2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถนำงานวิจัยนี้ไปใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แบบกระจาย (DG) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเอง และสำหรับพิจารณาออกกฎระเบียบหรือข้อกำหนดสำหรับการประเมินผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทน

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (Active power loss : P_{loss}) และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power loss : Q_{loss})

2. เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) 3 ประเภท เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaics : PV) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power) และระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) โดยทำการศึกษาค่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) แต่ละประเภทในด้านเศรษฐศาสตร์ ทั้งระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)

3. เพื่อศึกษาและวิเคราะห์การระบุตำแหน่ง และขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เหมาะสมที่สุด

1.3 สมมุติฐานของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งเน้นไปที่ตำแหน่ง ขนาด และประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ซึ่งคาดว่าเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Indices) การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power loss) และด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics) ทั้งดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (Active power loss : P_{loss}) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power loss : Q_{loss}) ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) โดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย และใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) ร่วมกับการใช้ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) เพื่อหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด นอกจากนี้ผลที่ได้ทางเทคนิคคาดว่าจะเป็นที่น่าพอใจและเป็นประโยชน์อย่างมากในแง่มุมมองการปรับปรุงความเชื่อถือได้ การลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้าลง และความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ตามทฤษฎีดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย การสูญเสียกำลังไฟฟ้า และดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์

1.4 ขอบเขตของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณาภาพรวมทั้งด้านความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบจำหน่าย ด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) และด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics) ทั้งดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (Active power loss : P_{loss}) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power loss : Q_{loss}) ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) เพื่อให้ได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ซึ่งดำเนินการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) แบบ 1 เครื่อง (Single-DG) และแบบ 2 เครื่อง (Multi-DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV โดยพิจารณาทั้งที่อยู่ภายใต้ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร และไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร โดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory สร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย และใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) ในโปรแกรม MATLAB เพื่อช่วยในการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ใช้ในการศึกษามี 3 ประเภท คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaics : PV) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power) และระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass)

1.5 ขั้นตอนของการศึกษา

1. ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ทางด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ความสูญเสียกำลังไฟฟ้า และด้านเศรษฐศาสตร์
2. ศึกษาการใช้งานโปรแกรม DigSILENT PowerFactory เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย
3. ศึกษาการใช้เครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ในโปรแกรม MATLAB โดยเลือกวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) เพื่อช่วยในการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)
4. ศึกษาการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ โดยใช้ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ในการหาค่าตอบที่ดีที่สุด
5. วิเคราะห์ค่าที่ได้จากการจำลอง จากการใช้เครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์และจากกรณีศึกษา
6. ปรับปรุงข้อบกพร่องที่เกิดขึ้นในระบบจำลองและในเครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์
7. สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

1.6 ข้อตกลงเบื้องต้น

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณาถึงความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบจำหน่าย ด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) และด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV วงจรที่ 2 ของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี ในสังกัดการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายใต้ภาวะการจ่ายระบบไฟฟ้าในรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanded mode)

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ใช้ในการศึกษามี 3 ประเภท คือ

1. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaics : PV)
2. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power)
3. ระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass)

เงื่อนไขภายใต้การศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีดังนี้

1. การศึกษาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ทำการจำลองระบบจำหน่ายโดยใช้โปรแกรม DlgSILENT PowerFactory มีเงื่อนไขที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

1.1 จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อในแต่ละบัสของระบบจำหน่าย ทำการปรับเปลี่ยนระหว่างไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG), มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหนึ่งเครื่อง (Single-DG) และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสองเครื่อง (Multi-DG)

1.2 ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ติดตั้งในแต่ละบัส มีการปรับเปลี่ยนตั้งแต่ 1 เมกะวัตต์ - 8 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นครั้งละ 1 เมกะวัตต์

1.3 ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ถูกปรับเปลี่ยนระหว่างบัส 10 ถึงบัส 13 ดังนี้

- บัส 10 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) เชื่อมต่อ
- บัส 11 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2) เชื่อมต่อ
- บัส 12 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) เชื่อมต่อ
- บัส 13 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) เชื่อมต่อ

2. การศึกษาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ทำการวิเคราะห์ด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) มีเงื่อนไขที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

2.1 จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ถูกติดตั้งในระบบจำหน่าย ครั้งละ 2 เครื่อง

2.2 ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งในแต่ละบัส มีขนาดมากกว่า 0 เมกะวัตต์ จนถึง 8 เมกะวัตต์

2.3 ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ถูกปรับเปลี่ยนระหว่างบัส 10 ถึง บัส 13 ดังนี้

- บัส 10 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) เชื่อมต่อ
- บัส 11 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2) เชื่อมต่อ
- บัส 12 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) เชื่อมต่อ
- บัส 13 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) เชื่อมต่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ โดยอ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า” พ.ศ.2551 หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จะจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

2.5 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

1.7 ข้อจำกัดของการศึกษา

1. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณากำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ตามกำลังการผลิตติดตั้ง ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน (Standard Test Condition) ซึ่งไม่ได้พิจารณากำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่มีการผลิตไฟฟ้าแปรเปลี่ยนตามช่วงเวลาในแต่ละวัน

2. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพิจารณาขนาดของโหลดแบบคงที่ (Fixed Loads) โดยพิจารณาในช่วงเวลาที่โหลดสูงสุด (Peak Load) ซึ่งไม่ได้พิจารณาขนาดของโหลดที่แปรเปลี่ยนตามเวลา

3. การศึกษาและวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ ไม่นำราคาที่ดินสำหรับติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มาพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

4. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำศึกษาและวิเคราะห์ภายใต้ภาวะการจ่ายระบบไฟฟ้าในรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanded mode) และจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV วงจรที่ 2 ของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี สังกัดการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทที่ 2

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้เป็นกรกล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย ได้แก่ การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (Power Flow Analysis) เพื่อนำไปสู่การหาความสูญเสียกำลังไฟฟ้า ทั้งความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (Active power loss : P_{loss}) ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power loss : Q_{loss}) การหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ทั้งดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi-Objective Function) และการประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ ทั้งระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ซึ่งมีทฤษฎีที่เกี่ยวข้องดังนี้

2.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (Power Flow Analysis)

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Study) มีความสำคัญมากเมื่อมีการสร้างระบบไฟฟ้าใหม่หรือเพิ่มเติมระบบไฟฟ้าใหม่เข้าไปร่วมกับระบบไฟฟ้าเก่า โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างถูกต้อง

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Study) คือ การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ศึกษาการส่งและรับกำลังไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ในระบบ คำนวณหาค่าแรงดันไฟฟ้า มุมของแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน ที่บัสต่าง ๆ ในระบบ ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าปรากฏที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และไหลในสายแต่ละเส้นมีขนาดเท่าใด กำลังไฟฟ้าดังกล่าวมีขนาดมากเกินกว่าพิกัดที่อุปกรณ์ในระบบสามารถรับได้หรือไม่ แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่าง ๆ ของระบบมีค่าสูงเกินกว่าพิกัดที่อุปกรณ์รับได้หรือไม่ หรือต่ำเกินไปจนอาจทำให้อุปกรณ์ที่ต่ออยู่เสียหายได้ และนอกจากนี้ยังใช้ศึกษาทั้งภาวะปกติ (Steady State) ในภาวะผิดปกติ (Fault) เช่น เกิดการลัดวงจรในระบบ และในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มโหลด เพื่อสามารถวิเคราะห์และแก้ไขระบบได้ สามารถนำข้อมูลที่ได้จากการศึกษาไปช่วยตัดสินใจในเรื่องเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Power System Stability)

ปัญหาการไหลกำลังไฟฟ้า (Power Flow Problem) คือ การคำนวณหาค่าของกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ที่ไหลในแต่ละสายส่งไฟฟ้า รวมทั้งเป็นการคำนวณหาค่าขนาด (Magnitude) และค่าของมุม (Phase angle) ของค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสของระบบสายส่งที่กำหนดไว้ สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดในสถานะของการทำงานลักษณะต่าง ๆ นั้น ค่ารายละเอียดที่คำนวณหาได้จากการไหลของโหลด (Load-flow) ยังสามารถใช้ทดสอบความสามารถในการทำงานของระบบไฟฟ้า ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าโดย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไม่ทำให้ระบบสายส่งเกิดโหลดเกิน (Overload) รวมทั้งมีค่าระดับของแรงดัน (Voltage regulation) ที่ดีโดยมีวิธีการควบคุมระดับของแรงดันไฟฟ้าโดยการใช้ คาปาซิเตอร์ชานาน (Shunt capacitor), รีแอคเตอร์ชานาน (Shunt reactor) และ อุปกรณ์ปรับแท็ปหม้อแปลง (Tap-changing transformer) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตค่าของกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) แต่เพียงอย่างเดียว โดยไม่มีการผลิตค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) เลย สามารถกำหนดค่าของกำลังไฟฟ้าบัส (Bus power) โดยให้อยู่ในรูปแบบของ

- (1) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมา (Generator power)
- (2) กำลังไฟฟ้าที่โหลดได้ใช้ไป (Load power)
- (3) กำลังไฟฟ้าที่ส่งไปในบัสที่กำหนดให้ (Transmitted power at a given bus)

ปัญหาของการไหลของกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดนี้ สามารถทำการแก้ไขปัญหาได้โดยการใช้วิธีแบบ

- (1) การใช้ค่าของบัสแอดมิตแตนซ์เมทริกซ์ (Bus admittance matrix : Y_{bus})
- (2) การใช้ค่าของบัสอิมพีแดนซ์เมทริกซ์ (Bus impedance matrix : Z_{bus}) ของวงจรไฟฟ้าใด ๆ

2.1.1 การจำแนกชนิดของบัส

ก่อนการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องทราบการจำแนกชนิดของบัสก่อน เพื่อทราบว่าบัสแต่ละชนิดมีข้อกำหนดหรือมีค่าพารามิเตอร์ใดที่ทราบค่าบ้าง พารามิเตอร์ใดที่ไม่ทราบค่าบ้าง และต้องผ่านการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่าอะไรออกมาบ้าง ตารางที่ 2.1 แสดงพารามิเตอร์ของบัส แต่ละชนิด เพื่อให้เข้าใจบัสแต่ละชนิดและพารามิเตอร์ของบัส

โดยทั่วไปการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นมีการแบ่งบัส (Bus) ทางไฟฟ้าออกได้เป็น 3 ชนิด ด้วยกันสรุปดังในตารางที่ 2.1 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ตารางที่ 2.1 พารามิเตอร์ของบัสแต่ละชนิด

บัส	พารามิเตอร์ที่ทราบค่า		พารามิเตอร์ที่ไม่ทราบค่า	
สแล็คบัส	V	δ	P	Q
บัสโหลด	P	Q	V	δ
บัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า	P	V	Q	δ

1.) สแล็คบัส (Slack bus) หรือ บัสแกว่ง (Swing bus) หรือ บัสอ้างอิง (Reference Bus)

คือ บัสอ้างอิงของระบบ (Reference Bus) ที่บัสนี้กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้า และมุมของแรงดันไฟฟ้าไว้ (V, δ) ค่าขนาดของแรงดันไฟฟ้า |V| และค่ามุมโหลด (δ) สำหรับบัสเหล่านี้ถูกกำหนดให้เป็นบัสอันดับแรกที่มีการตอบสนองเพื่อความเสถวมักกำหนดให้เป็นบัส 1 โดยปกติกำหนดให้ $\delta = 0^\circ$ ดังนั้น กำหนดให้บัสสแล็คเป็น บัสอ้างอิง โดยปกติในระบบไฟฟ้าที่ให้มานั้น ค่ากำลังไฟฟ้าที่สูญเสียในสายส่งมีความสัมพันธ์กันกับระดับของแรงดันไฟฟ้าบัส ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมานั้นไม่สามารถกำหนดตามความต้องการได้ เพราะฉะนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัสสแล็คถูกใช้ในการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริง และเพิ่มขึ้นเนื่องจากเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

ในสายส่ง ดังนั้น ที่บัสแต่ละคมีค่าแรงดันไฟฟ้าที่ทราบทั้งค่าขนาด และค่ามุมต่างเฟส ส่วนค่าที่ต้องการคำนวณหา ก็คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q)

2.) บัสโหลด (Load bus)

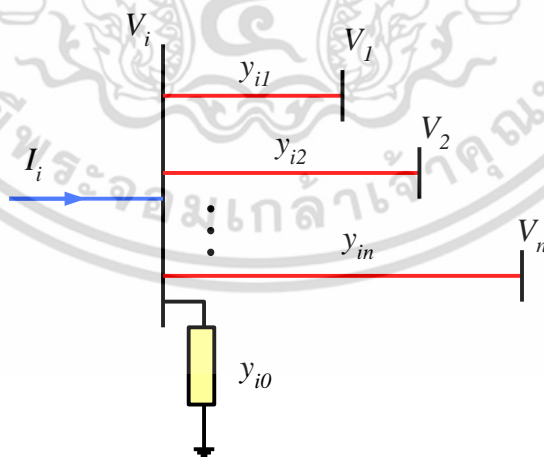
คือ บัสที่มีภาระไฟฟ้าต่ออยู่ ที่บัสนี้กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) เป็นบัสที่มีโหลดต่ออยู่และไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งอยู่ ที่บัสนี้ทราบค่าของ กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ที่บัสนี้ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใด ๆ ต่ออยู่ด้วย ดังนั้น กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) มีค่าเท่ากับศูนย์ สำหรับบัสโหลดมีชื่ออีกอย่างหนึ่งว่า บัสกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน (PQ) เหตุที่เรียกเช่นนี้เพราะว่า ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนถูกกำหนดโดยบัสโหลด

3.) บัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage - controlled bus) หรือ บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Bus)

คือ บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่กำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และขนาดของแรงดันไฟฟ้า (V) บัสทุกบัสในระบบที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นบัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า ยกเว้นบัสอ้างอิง โดยบัสควบคุมแรงดันไฟฟ้าเป็นบัสที่สามารถกำหนดการผลิตกำลังไฟฟ้าจริง (P) และค่าขนาดแรงดันไฟฟ้า (V) ได้ โดยขนาดแรงดันไฟฟ้ากำหนดให้มีความคงที่ได้ ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) เป็นตัวแปรอิสระและมุมของแรงดันไฟฟ้า (δ) เป็นตัวแปรสถานะ (State variable) ของบัสที่ต้องการคำนวณหา ถ้าบัสที่ต่อกับโหลดบัสไม่ได้ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าในบัสนั้นมีค่าตรงกันข้ามกับค่ากำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียทั้งหมดในระบบ ค่าที่ได้เป็นลบกับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าไปสู่บัสในการเหนี่ยวนำของโหลด (load Inductive) ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนในบัสนั้นมีค่าตรงกันข้ามกับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสียทั้งหมดในระบบค่าเป็นลบ

2.1.2 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Equation)

จากระบบไฟฟ้าที่มีระบบสายส่งแบบไพ (π) ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ระบบไฟฟ้าที่มีระบบสายส่งแบบไพ (π)

จะได้สมการ

$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (2.1)$$

$$I_i = (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n \quad (2.2)$$

สามารถเขียนสมการกระแสไฟฟ้าใหม่ได้เป็น

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.3)$$

กำลังไฟฟ้าจริง (P) และ กำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ที่บัส i เป็น

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (2.4)$$

หรือ

$$I_i = \frac{P_i + jQ_i}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.5)$$

เขียนสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า ได้เป็น

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad (2.6)$$

จากสมการที่ได้ พบว่า

- เป็นสมการที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non Linear Equation)
- สามารถหาคำตอบของสมการ (P , Q และ V) ได้ด้วยการคำนวณแบบ (iterative) (การหาคำตอบซ้ำ หลาย ๆ ครั้ง)

2.1.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีเกาส์-ไซเดล (Power Flow Calculation by using Gauss – Seidel Method) [44]

เป็นการคำนวณแบบซ้ำ ๆ หลาย ๆ ครั้ง (Iterations) โดยมีขั้นตอนดังนี้

- 1.) สมมติค่าเริ่มต้นของตัวแปรที่ต้องการหา
- 2.) แทนค่าเข้าไปในสมการเพื่อหาค่าตัวแปร
- 3.) เปรียบเทียบระหว่างค่าตัวแปรที่สมมติกับที่คำนวณออกมาได้ ถ้าไม่เท่ากันหรือไม่ใกล้เคียงกัน ให้นำตัวแปรใหม่ที่หาได้แทนเข้าสมการอีก
- 4.) ทำซ้ำ ๆ หลาย ๆ ครั้ง จะได้ค่าตัวแปรที่หาได้จากสมการแต่ละครั้งมีค่าไม่เปลี่ยนแปลง หรือมีค่าเปลี่ยนแปลงน้อยมาก จะได้คำตอบของตัวแปรนั้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีเกาส์-ไซเดล

สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า
$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j$$

และแต่ละบัส ไม่ทราบค่าตัวแปร 2 ตัว ดังตาราง

บัส	พารามิเตอร์ที่ทราบค่า		พารามิเตอร์ที่ไม่ทราบค่า	
สแล็คบัส	V	δ	P	Q
บัสโหลด	P	Q	V	δ
บัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า	P	V	Q	δ

หาแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ด้วยวิธีเกาส์-ไซเดล (Gauss – Seidel Method) จากสมการ

$$V_i^{k+1} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} + \sum_{j \neq i} y_{ij} V_j^k}{\sum y_{ij}} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.7)$$

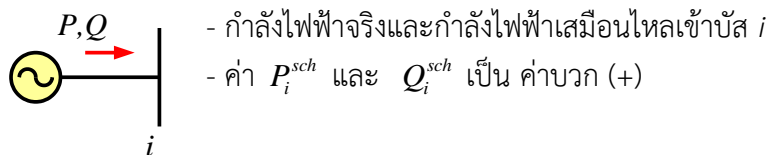
เมื่อ y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ระหว่างบัส i กับ j (p.u.)

P_i^{sch} คือ กำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่บัส i (p.u.)

Q_i^{sch} คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่บัส i (p.u.)

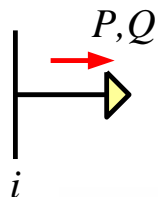
ถ้ากำหนดทิศกระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส i ให้มีค่าเป็น “ค่าบวก (positive)”

กรณีบัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage – controlled bus) หรือ บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Bus)
Generator Bus



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กรณีบัสโหลด(Load Bus)



- กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนไหลออกจากบัส i
- ค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch} เป็น ค่าลบ (-)

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i หาได้จาก

จากสมการ (2.6)

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j$$

จะได้

$$P_i - jQ_i = V_i^* \left[V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \right] \tag{2.8}$$

เมื่อใช้วิธี Gauss – Seidel จะได้

$$P_i^{k+1} = \text{Re} \left\{ V_i^{*k} \left[V_i^k \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^k \right] \right\} \quad j \neq i \tag{2.9}$$

$$Q_i^{k+1} = -\text{Im} \left\{ V_i^{*k} \left[V_i^k \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^k \right] \right\} \quad j \neq i \tag{2.10}$$

จากเมทริกซ์แอดมิตแตนซ์ [Y] ของระบบไฟฟ้ากำลัง พบว่า

- สมาชิกส่วน *Off – Diagonal* ; $Y_{ij} = -y_{ij}$
- สมาชิกส่วน *Diagonal* ; $Y_{ii} = \sum y_{ij}$

จากสมการแรงดันไฟฟ้าบัส i (2.7)

$$V_i^{k+1} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} + \sum y_{ij} V_j^k}{\sum y_{ij}}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$V_i^{k+1} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} V_j^k}{Y_{ii}} \quad (2.11)$$

เขียนสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ได้ใหม่ดังนี้

$$P_i^{k+1} = \text{Re} \left\{ V_i^{*k} \left[V_i^k Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j^k \right] \right\} \quad j \neq i \quad (2.12)$$

$$Q_i^{k+1} = -\text{Im} \left\{ V_i^{*k} \left[V_i^k Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j^k \right] \right\} \quad j \neq i \quad (2.13)$$

2. การกำหนดค่าเริ่มต้น (Initial Condition) เพื่อการหาคำตอบด้วยวิธี Gauss-Seidel ค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage)

- สแล็คบัส (Slack bus) และบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Bus) รู้ค่าแรงดันไฟฟ้า (กำหนดมา)
- โดยปกติที่บัสโหลด (Load Bus) แรงดันไฟฟ้ามักมีค่าน้อยกว่า สแล็คบัส (Slack bus) และบัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage – controlled bus) โดยทั่วไปมักกำหนดค่าเริ่มต้นเป็น $1.0+j0.0$

P-Q Bus (Load Bus)

- ทราบค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch}
- หาค่าแรงดันไฟฟ้า V_i^{k+1} จาก P_i^{sch} และ Q_i^{sch} ที่ทราบค่า

P-V Bus (Gen Bus)

- ทราบค่า P_i^{sch} และ $|V_i|$
- 1.) หาค่า Q_i^{k+1} โดยใช้ P_i^{sch} และ $|V_i|$ ที่ทราบค่า
- 2.) ใช้ค่า Q_i^{k+1} ที่ได้ มาหาค่า V_i^{k+1} ต่อไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.) แต่ค่า $|V_i|$ คงที่ และค่า V_i^{k+1} เปลี่ยนเฉพาะ “ส่วนจินตภาพ”

$$\left(e_i^{(k+1)}\right)^2 + \left(f_i^{(k+1)}\right)^2 = |V_i|^2 \quad (2.14)$$

ค่าแรงดันไฟฟ้าส่วนจริง
$$\left(e_i^{(k+1)}\right)^2 = \sqrt{|V_i|^2 - \left(f_i^{(k+1)}\right)^2} \quad (2.15)$$

สามารถใช้ตัวเร่ง (acceleration factor : α) เพื่อให้การ iteration ลู่เข้าหาคำตอบได้ไวขึ้น

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \alpha \left(V_{i,cal}^{(k)} - V_i^{(k)} \right) \quad (2.16)$$

โดยทั่วไปจะกำหนดค่า α ระหว่าง 1.3 ถึง 1.7

คำตอบจะถูกต้องและยอมรับได้ เมื่อ

-กรณี แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส (V)

$$\left| e_i^{(k+1)} - e_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon \quad \text{และ} \quad \left| f_i^{(k+1)} - f_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon$$

เมื่อ

$$V_i^{(k+1)} = e_i^{(k+1)} + j \left(f_i^{(k+1)} \right)$$

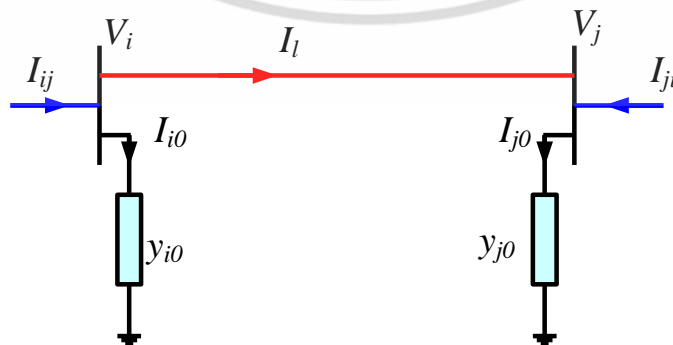
ค่า ε มีค่าระหว่าง 0.00001 ถึง 0.00005 p.u.

-กรณี กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q)

ค่า ε ของ ΔP และ ΔQ เท่ากับ 0.001 p.u.

3. ทิศทางการไหลและการสูญเสียในสาย (Line Flow and Line Loss) [44]

จากวงจรระบบไฟฟ้ากำลัง มีทิศทางต่าง ๆ ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ทิศทางการไหลของวงจรระบบไฟฟ้ากำลัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จาก บัส i ไป บัส j พบว่า $I_{ij} = I_l + I_{i0}$ (2.17)

$$I_{ij} = y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i \quad (2.18)$$

และ $S_{ij} = V_i I_{ij}^*$ (2.19)

จาก บัส j ไป บัส i พบว่า $I_{ji} = -I_l + I_{j0}$ (2.20)

$$I_{ji} = y_{ij}(V_j - V_i) + y_{j0}V_j \quad (2.21)$$

และ $S_{ji} = V_j I_{ji}^*$ (2.22)

การสูญเสียในสาย (Line Loss) [44]

การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ระหว่าง บัส i กับ บัส j มีค่าเท่ากับ

$$S_{loss,ij} = P_{loss,ij} + jQ_{loss,ij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (2.23)$$

เมื่อ S_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าปรากฏ

P_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง

Q_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน

2.1.4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Power Flow Calculation by using Newton – Raphson Method) [44]

- วิธีคำนวณยุ่งยากกว่าวิธี Gauss - Seidel
- อาศัยทฤษฎีอนุกรมเทย์เลอร์ (Taylor's series)
- มีประสิทธิภาพมากกว่าวิธี Gauss – Seidel คือ ได้ผลลัพธ์โดยใช้จำนวนรอบการคำนวณน้อยกว่า
- เหมาะสำหรับการวิเคราะห์ระบบที่มีขนาดใหญ่ ๆ และซับซ้อน
- เหมาะสำหรับใช้เครื่องคอมพิวเตอร์ในการคำนวณ

1. การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton – Raphson Method)

จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_i - jQ_i = V_i^* (V_i Y_{ii} + \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j) \quad (j \neq i) \quad (2.24)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ถ้ากำหนดให้ j เท่ากับ i ได้ จะได้สมการเป็น

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j \quad (j=i) \quad (2.25)$$

สมมติค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ในรูปเชิงขั้ว (Polar form)

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i, \quad V_j = |V_j| \angle \delta_j, \quad Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$$

จะได้

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \angle (\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2.26)$$

กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) หาได้ดังนี้

$$P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = f_1(\delta_i, |V_i|) \quad (2.27)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = f_2(\delta_i, |V_i|) \quad (2.28)$$

รูปเมทริกซ์เพื่อการวิเคราะห์นิวตัน-ราฟสัน (Newton – Raphson) เขียนได้เป็น

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix}$$

$[J]$ คือ จาโคเบียนเมทริกซ์ (Jacobian Matrix)

สำหรับ สแลคบัส (Slack bus) หรือ บัสอ้างอิง (Swing Bus) ไม่นำมาใช้ในการคำนวณ เนื่องจากทราบค่า $|V|$ และ δ แล้ว

กรณีกำหนด บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง จะได้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \mathbf{J_1} & \vdots & \vdots & \mathbf{J_2} & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix}$$

การหา J_1 ได้จาก

$$P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j=i) \quad (2.29)$$

สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$P_i = |V_i V_{ii} Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.30)$$

จะได้

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = \frac{\partial}{\partial \delta_j} \left[|V_i V_{ii} Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.32)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากสมการ (2.30) จะได้

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \frac{\partial}{\partial \delta_i} \left[|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \frac{\partial(-\delta_i)}{\partial \delta_i} \quad (j \neq i) \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.35)$$

การหา J_2 ได้จาก

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial}{\partial |V_i|} \left[|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j=1}^N |V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = \frac{\partial}{\partial |V_j|} \left[|V_i V_i Y_{ii}| \cos(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) + \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.38)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.39)$$

การหา J_3 ได้จาก

$$Q_i = - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j = i) \quad (2.40)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$Q_i = -|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.41)$$

จะได้

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = \frac{\partial}{\partial \delta_j} \left[-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.42)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.43)$$

จากสมการ (2.41) จะได้

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \frac{\partial}{\partial \delta_i} \left[-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.44)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \frac{\partial(-\delta_i)}{\partial \delta_i} \quad (j \neq i) \quad (2.45)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.46)$$

การหา J_4 ได้จาก

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial}{\partial |V_i|} \left[-|V_i V_i Y_{ii}| \sin(\theta_{ii} + \delta_i - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.47)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j=1}^N |V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.48)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = \frac{\partial}{\partial V_j} \left[-|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \quad (j \neq i) \quad (2.49)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (j \neq i) \quad (2.50)$$

กรณีระบบมีทั้งหมด n บัส และประกอบด้วย สแลคบัส (Slack bus) หรือ 1 บัส และประกอบด้วย บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Bus) m บัส

ในการวิเคราะห์นิวตัน-ราฟสัน (Newton – Raphson) พบว่า

1. ต้องวิเคราะห์หาค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) จำนวน $n - 1$ ตัว
2. ต้องวิเคราะห์หาค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) จำนวน $n - 1 - m$ ตัว
3. เมทริกซ์จาโคเบียน [J] มีขนาด $(2n-2-m) \times (2n-2-m)$ โดยแบ่งเป็น
 - J_1 มีขนาด $(n-1) \times (n-1)$
 - J_2 มีขนาด $(n-1) \times (n-1-m)$
 - J_3 มีขนาด $(n-1-m) \times (n-1)$
 - J_4 มีขนาด $(n-1-m) \times (n-1-m)$

สรุปขั้นตอนการวิเคราะห์การไหลของโหลดด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton – Raphson)

1. ที่บัสโหลด (Load Bus)

1.1 ทราบค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch}

1.2 กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าบัสเริ่มต้น

- กำหนดให้เท่ากับบัสแกว่ง (Swing Bus)

หรือ - กำหนด $|V_i^{(0)}| = 1$ และ $\delta_i^{(0)} = 0$

1.3 หาค่า $P_i^{(k)}$, $Q_i^{(k)}$ จาก $P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

1.4 หาค่า $\Delta P_i^{(k)}$, $\Delta Q_i^{(k)}$ จาก $\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)}$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ที่บัสควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage – controlled bus) หรือ บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Bus)

2.1 ทราบค่า P_i^{sch}

2.2 กำหนดค่ามุมเฟสแรงดันไฟฟ้าบัสเริ่มต้น

- กำหนดให้เท่ากับของบัสแกว่ง (Swing Bus)

หรือ - กำหนด $\delta_i^{(0)} = 0$

2.3 หาค่า $P_i^{(k)}$ จาก $P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$

2.4 หาค่า $\Delta P_i^{(k)}$ จาก $\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)}$

3. หาสมาชิกแต่ละตัวในเมทริกซ์จาโคเบียน J

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

โดยแทนค่า $V_i^{(k)} \angle \delta_i^{(k)}$, $V_j^{(k)} \angle \delta_j^{(k)}$, $Y_{ij}^{(k)} \angle \theta_{ij}^{(k)}$

4. หาค่า $\Delta \delta_i^{(k)}$, $\Delta |V_i^{(k)}|$ จาก $\begin{bmatrix} \Delta \delta_i^{(k)} \\ \Delta |V_i^{(k)}| \end{bmatrix} = [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^{(k)} \\ \Delta Q_i^{(k)} \end{bmatrix}$

5. หา $\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}|$$

6. กลับไปทำขั้นตอนที่ 1 ใหม่ โดยใช้ $\delta_i^{(k+1)}$, $|V_i^{(k+1)}|$

7. ทำไปเรื่อย ๆ จนกระทั่ง $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \epsilon$ และ $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \epsilon$

เมื่อ ϵ เท่ากับ 2.5×10^{-4} p.u.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2 การประเมินการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

การนำพลังงานไฟฟ้าไปใช้ประโยชน์ได้ จำเป็นที่ต้องมีองค์ประกอบอย่างน้อย 3 ประการ คือ แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Source) ตัวนำไฟฟ้า (Conductor) และโหลด (Load) โดยการจ่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าไปยังโหลด เมื่อมีทั้งกระแสไฟฟ้าและความต้านทานในสายตัวนำไฟฟ้าเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าขึ้นในตัวนำไฟฟ้านั้น ปริมาณการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นมีปริมาณมากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าและค่าความต้านทานในตัวนำไฟฟ้านั้น สามารถคำนวณได้จากสูตร [48]

$$P_{Loss} = I^2 rL \quad (2.51)$$

โดยที่

P_{Loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีหน่วยเป็นวัตต์ (W)

I คือ ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้ามีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A)

r คือ ค่าความต้านทานของตัวนำต่อหนึ่งหน่วยความยาวมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)

L คือ ความยาวของตัวนำมีหน่วยเป็นกิโลเมตร (km)

ในส่วนของ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ในระบบจำหน่าย 3 เฟส ที่มีวงจรสาขา n สาขา สามารถคำนวณได้ดังนี้ [20]

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^n 3I_i^2 R_i \quad (2.52)$$

$$Q_{loss} = \sum_{i=1}^n 3I_i^2 X_i \quad (2.53)$$

โดยที่

P_{loss} คือ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (เมกะวัตต์)

Q_{loss} คือ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (เมกะวาร์)

I_i คือ ขนาดกระแสไฟฟ้าของวงจรสาขา i (กิโลแอมแปร์)

R_i คือ ค่าความต้านทานของวงจรสาขา i (โอห์ม)

X_i คือ ค่ารีแอกแตนซ์ของวงจรสาขา i (โอห์ม)

ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้า แปรผันตามความต้องการของโหลด เมื่อโหลดมีความต้องการกำลังไฟฟ้ามาก ดังนั้นกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าจึงมีปริมาณมาก ส่งผลให้ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างเป็นทวีคูณ ส่วนค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้ามากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลัก 3 ประการ คือ ชนิดของวัสดุที่นำมาใช้ซึ่งมีคุณสมบัติเฉพาะของวัสดุนั้น ๆ ขนาดพื้นที่หน้าตัดของตัวนำไฟฟ้า

โดยพื้นที่หน้าตัดของตัวนำที่มากขึ้นนั้นทำให้ค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้าลดลง และความต้านทานมากขึ้นตามความยาวของตัวนำ ซึ่งมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km) นอกจากนี้แล้วค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้ายังแปรผันตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป กล่าวคือ อุณหภูมิที่เพิ่มสูงขึ้นทำให้ค่าความต้านทานเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย เมื่อพิจารณาผลกระทบของอุณหภูมิต่อค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าพบว่าในแถบประเทศเขตร้อนช่วงฤดูร้อนเป็นช่วงที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งเป็นปัจจัยเสริมที่ส่งผลให้ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในช่วงฤดูร้อนเพิ่มสูงขึ้นไปอีก ดังนั้นผลของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิที่มีต่อค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้า จึงเป็นปัจจัยอีกประการหนึ่งที่ต้องนำมาพิจารณาในการวิเคราะห์เรื่องการสูญเสียกำลังไฟฟ้าด้วย

โดยค่าความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิใด ๆ สามารถคำนวณได้จาก [48]

$$r(T) = r(20) \times \left(\frac{234.5 + T}{254.5} \right) \quad (2.54)$$

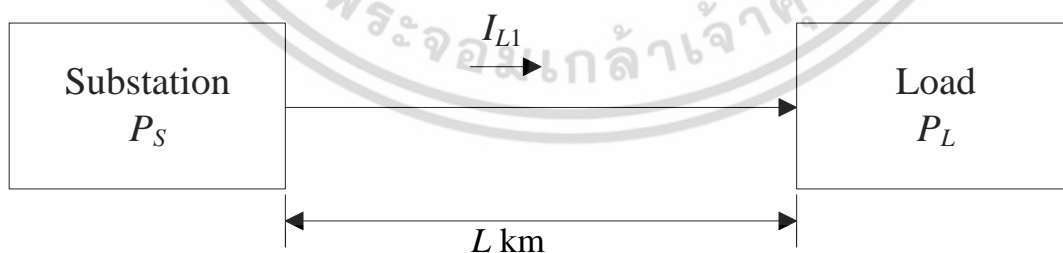
โดยที่

$r(T)$ คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิใด ๆ มีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)

$r(20)$ คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่มีอุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียสมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)

T คือ อุณหภูมิมีหน่วยเป็นองศาเซลเซียส ($^{\circ}\text{C}$)

เนื่องจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยส่วนใหญ่เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (Radial Distribution System) ดังนั้นในการวิเคราะห์การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่าย (Radial System) ดังแสดงในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ระบบไฟฟ้าสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)

หากพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระบบ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายป้อนเพื่อจ่ายให้กับโหลด สามารถคำนวณได้จาก [48]

$$|I_{L1}| = \frac{\sqrt{P_{Load}^2 + Q_{Load}^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (2.55)$$

โดยที่

- I_{L1} คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายป้อนมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A)
 P_{Load} คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดมีหน่วยเป็นวัตต์ (W)
 Q_{Load} คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดมีหน่วยเป็นวาร์ (var)
 V_L คือ แรงดันไฟฟ้าที่โหลด (Line Voltage) มีหน่วยเป็นโวลต์ (V)

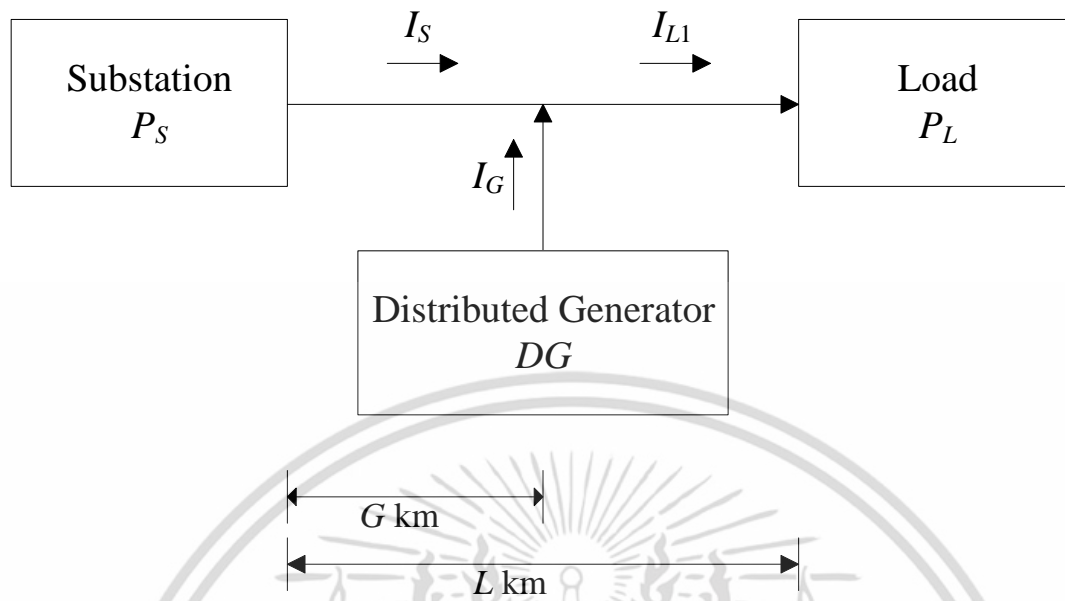
ดังนั้น ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายป้อนที่เกิดขึ้นสามารถคำนวณได้จาก [48]

$$P_{Loss1} = 3 \times I_{L1}^2 \times r(T) \times L \quad (2.56)$$

โดยที่

- P_{Loss1} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้ามีหน่วยเป็นวัตต์ (W)
 $r(T)$ คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิใด ๆ มีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร (Ω/km)
 I_{L1} คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายป้อนมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A)
 L คือ ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงตำแหน่งของโหลดมีหน่วยเป็นกิโลเมตร (km)

เมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลอยู่ในสายป้อนเปลี่ยนไปซึ่งส่งผลกระทบต่อ การสูญเสียกำลังไฟฟ้า หากขนาดและที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เหมาะสมกับขนาดและที่ตั้งของกลุ่มโหลด ทำให้ช่วยปรับปรุงการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายป้อนให้ลดลง ในทางตรงกันข้ามบางกรณีที่มีขนาดและที่ตั้งของทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) และของกลุ่มโหลดไม่เหมาะสม อาจทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายป้อนเพิ่มขึ้นได้เช่นกัน โดยการวิเคราะห์ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ต่อการสูญเสียกำลังไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่ายในกรณีที่มีการเชื่อมโยงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 ระบบไฟฟ้าสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของกำลังไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หากไม่พิจารณาผลของแรงดันไฟฟ้าตกในสายป้อนกระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถคำนวณได้จาก [48]

$$|I_G| = \frac{\sqrt{P_G^2 + Q_G^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (2.57)$$

โดยที่

- I_G คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)
- P_G คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ผลิตออกมา
- Q_G คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ผลิตออกมา

ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีการเชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่าย การคำนวณหาค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายป้อนต้องแบ่งพิจารณาการสูญเสียกำลังไฟฟ้าออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)
- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) จนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

ดังนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้ารวมในสายป้อน ได้แก่ [48]

$$P_{LT} = P_{LSG} + P_{LGL} \quad (2.58)$$

โดยที่

P_{LT} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้ารวมในสายป้อน

P_{LSG} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)

P_{LGL} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) จนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

เมื่อพิจารณาการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในช่วงของสถานีไฟฟ้าและตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) พบว่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลช่วงนี้มีค่าเท่ากับ [48]

$$I_s = I_{L1} - I_G \quad (2.59)$$

โดยที่

I_s คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของสถานีไฟฟ้าถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)

I_{L1} คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ถึงที่ตั้งของโหลด

ดังนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในช่วงจากสถานีไฟฟ้าถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถคำนวณได้จาก [48]

$$P_{LSG} = I_s^2 \times r(T) \times G \quad (2.60)$$

เมื่อ G คือ ระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้าถึงสถานที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)

หากพิจารณาในแง่มุมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายป้อนระหว่างสถานีไฟฟ้าถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถคำนวณได้จาก [48]

$$P_{LSG} = \frac{r(T) \times G}{3V_L^2} (P_L^2 + Q_L^2 + P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \quad (2.61)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในช่วงระหว่างที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลดสามารถคำนวณได้จาก [48]

$$P_{LGL} = I_{L1}^2 \times r(T) \times (L - G) \quad (2.62)$$

หากพิจารณาในแง่ของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในช่วงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) จนถึงตำแหน่งของโหลดสามารถคำนวณได้จาก [48]

$$P_{LGL} = \frac{r(T) \times (P_L^2 + Q_L^2)}{3V_L^2} (L - G) \quad (2.63)$$

ดังนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้ารวมที่เกิดขึ้นในสายป้อน ในกรณีที่ระบบจำหน่ายมีการต่อเชื่อมโยงอยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถหาได้จาก [48]

$$P_{LT} = \frac{r(T) \times L}{3V_L^2} \left[(P_L^2 + Q_L^2) + (P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \left(\frac{G}{L} \right) \right] \quad (2.64)$$

เมื่อ $\frac{G}{L}$ คือ อัตราส่วนระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ต่อระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งโหลด

2.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย (Reliability indices)

เพื่อให้ลูกค้าสาธารณูปโภคเกิดความพึงพอใจมากที่สุด งานบริการที่ดีและกระแสไฟฟ้าขัดข้องจำนวนน้อยครั้งคือสิ่งที่สำคัญ ดัชนีที่มุ่งเน้นด้านลูกค้าเป็นหลักที่ได้รับความนิยมในการประเมินคือดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ดังนั้นดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ถูกใช้เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ดัชนีเหล่านี้ถูกเปรียบเทียบระหว่างระบบจำหน่ายและข้อกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ที่ปรับปรุงความน่าเชื่อถือ นอกจากนี้ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ถูกนำมาใช้ในระบบการประเมินระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายในประเทศไทย การประเมินระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันโดยทั่วไปใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ แบ่งเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของโหลดและดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ใช้กันทั่วไปดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) [45, 46]

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (2.65)$$

เมื่อ λ_i คือ อัตราความล้มเหลว

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดลำดับที่ i

R คือ จำนวนรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราการดับที่จุดโหลด

ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) [45, 46]

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad (2.66)$$

เมื่อ U_i คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลดลำดับที่ i ในหนึ่งปี

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดลำดับที่ i

R คือ จำนวนรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด

มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) [46, 47]

$$ECOST = \sum_{k=1}^{NLP} \sum_{j=1}^{NC} L_{kj} f_j c(d_j) \quad (2.67)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ

L_k คือ ขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง ณ จุดโหลด k ของเหตุการณ์ j (กิโลวัตต์)

f_j คือ ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ของเหตุการณ์ j

$c(d_j)$ คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงระยะเวลา d_j ณ จุดโหลด k

NC คือ จำนวนรวมของการขัดข้องที่นำไปสู่เหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลด k

NLP คือ จำนวนรวมของจุดโหลดในพื้นที่ที่ศึกษา

โดยการคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบจำหน่าย สามารถคำนวณได้ตามสมการดังต่อไปนี้ [7]

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \quad (2.68)$$

$$U_s = \sum \lambda_i r_i \quad (2.69)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} \quad (2.70)$$

เมื่อ

i คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

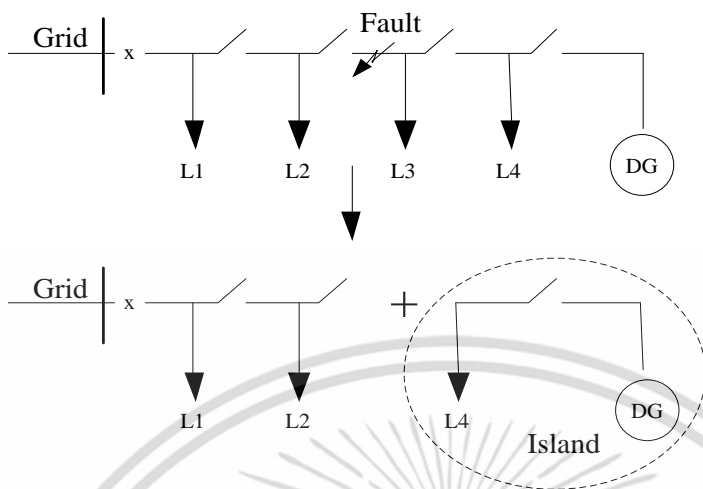
λ คือ อัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

U คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์

2.3.1 การสร้างแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้

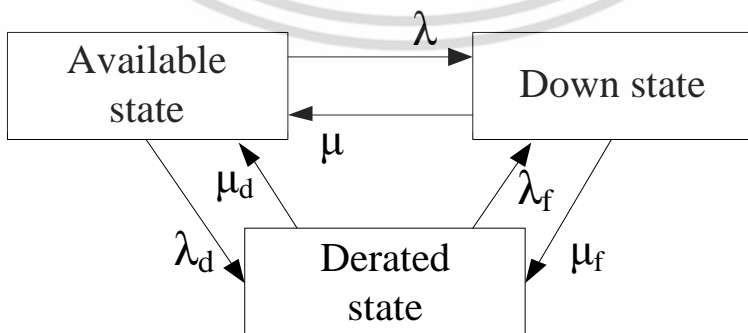
การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อเพิ่มเข้าไปในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น สามารถช่วยปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายเป็นอย่างมากด้วยการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้โหลดในระบบไฟฟ้าแยกโดด (island) ซึ่งโหลดดังกล่าวไม่ได้เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าในช่วงภาวะฉุกเฉินหรือกระแสไฟฟ้าขัดข้อง จนกว่าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้ากลับคืนสู่ภาวะปกติได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.5 หลังจากเกิดการลัดวงจรระหว่าง L2 และ L3 รูปแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (island) ประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG และโหลด L4



รูปที่ 2.5 กระบวนการการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) นั้นแตกต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบทั่วไป (Conventional Generator) บ่อยครั้งที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ไม่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลดตามความต้องการของผู้ใช้ไฟได้อย่างสมบูรณ์ในกรณีเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีการตอบสนองต่อโหลดในภาวะของระบบไฟฟ้าแยกโดด (island) ดังนั้นจึงไม่ถือว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบธรรมดาทั่วไปหรือสถานีไฟฟ้า สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย เทคโนโลยีพลังงานทดแทนมีส่วนสำคัญในเทคโนโลยีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) กำลังไฟฟ้าขาออกขึ้นอยู่กับปริมาณของทรัพยากรหรือแหล่งพลังงานที่มีอยู่ในแต่ละช่วงเวลา ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตโดยพลังงานทดแทนอาจพบความผันผวนมากกว่า

เนื่องจากความไม่แน่นอนของการส่งออกกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) รูปแบบ 3 สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังแสดงในรูปที่ 2.6 ถูกนำมาใช้ในการประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย 3 สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ประกอบด้วย สถานะเริ่มใช้งาน (Available state) สถานะหยุดการใช้งาน (Down state) และสถานะการปรับลดกำลัง (Derated state)



รูปที่ 2.6 การจำลอง 3 สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.2 การคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายเครื่อง (DGs)

แนวคิดของต้นทาง (upstream) และปลายทาง (downstream) ของกระบวนการการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding) ถูกอธิบายในส่วนนี้ก่อน สำหรับจุดโหลดแล้วต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) คือ ระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding) ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) บางเครื่องในด้านต้นทาง (upstream side) ของจุดโหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายทั้งหมด (DGs) ในด้านปลายทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) ซึ่งปลายทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) คือ ระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding) ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายทั้งหมด (DGs) ในด้านปลายทาง (downstream side) ของจุดโหลด

โดยที่

A_i คือ โหลดด้านปลายทาง (downstream side) ของจุดโหลด LP_i

A_{DG1}, A_{DG2} คือ โหลดด้านปลายทาง (downstream side) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG1 และ DG2 ตามลำดับ

B คือ วงจรระหว่างโหลด LP_i และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG_1

C_j คือ วงจรระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG_1 และโหลด LP_j

C_m คือ วงจรระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG_1 และโหลด LP_m

D_m คือ วงจรระหว่างโหลด LP_m และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG_2

D_j คือ วงจรระหว่างโหลด LP_j และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG_2

$IPLP_i$ คือ ความน่าจะเป็นของระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding probability) ของจุดโหลด LP_i

P_{IP_u}, P_{IP_d} คือ ความน่าจะเป็นของต้นทางระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) และปลายทางระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) ตามลำดับ

$P_{IPLP_{i,k}}$ คือ ความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) สองเครื่อง มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากับหรือมากกว่าขนาดของโหลดในภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (island)

$P(S_{DG} \geq G_k)$ คือ ความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากับหรือมากกว่ากำลังไฟฟ้าขาออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (G_k)

$P_{IP_{u1}}$ คือ ความน่าจะเป็นของต้นทางระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) รวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย DG1 และ DG2

$P_{IP_{u2}}$ คือ ความน่าจะเป็นของต้นทางระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) รวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ

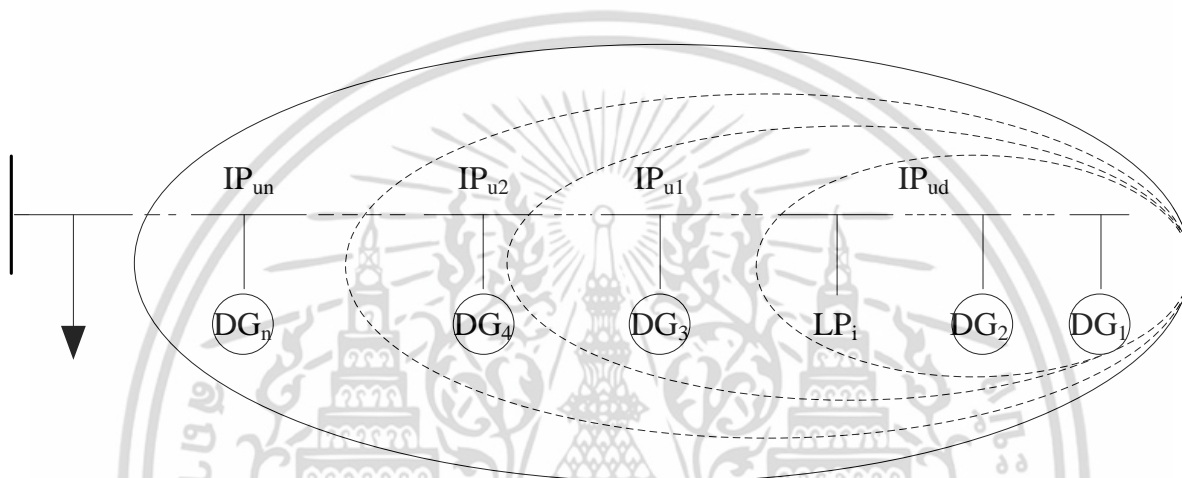
กระจาย DG2 เพียงอย่างเดียว

$W_{LP_{j,k}}$ คือ ความต้องการของโหลด LP_j ในช่วงเวลา T_k

λ และ r คือ อัตราความล้มเหลว และระยะเวลาซ่อมแซม

$\overline{\lambda_{DG}}$ คือ อัตราความล้มเหลวที่แปรเปลี่ยนไปยังระดับที่ต่ำกว่า

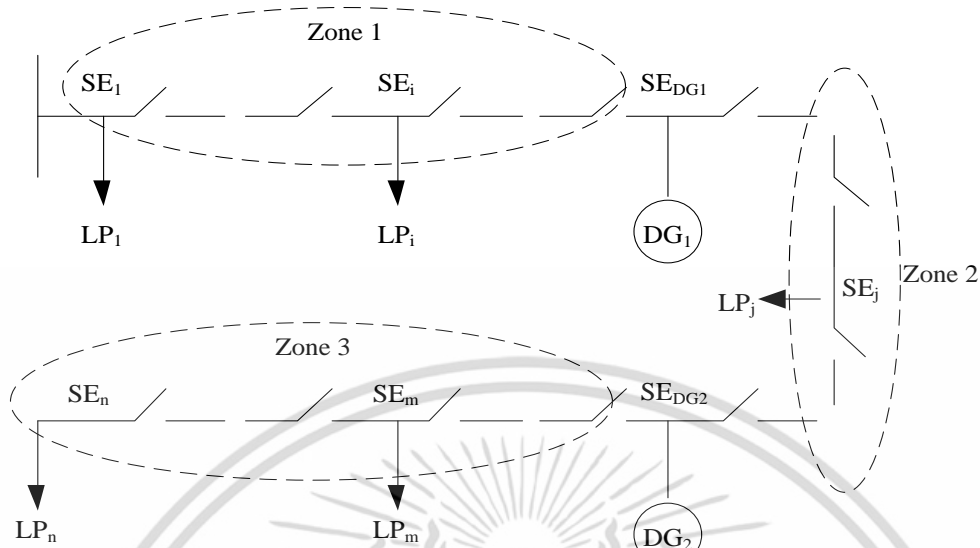
λ_{LP_i} คือ อัตราความล้มเหลวของระบบไฟฟ้าเมื่อไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) เชื่อมต่อ



รูปที่ 2.7 ต้นทาง (upstream) และปลายทาง (downstream) ของระบบไฟฟ้าแยกโดด (island)

ในรูปที่ 2.7 IP_{u1} , IP_{u2} , ..., IP_{un} คือ ต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) และ IP_{ud} คือ ปลายทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) ในมุมมองของจุดโหลด LP_i โดยที่จำนวนต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) เท่ากับจำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) ในด้านต้นทาง (upstream side) ของจุดโหลด

ตัวอย่างระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) 2 เครื่องเชื่อมต่อในระบบจำหน่าย แสดงในรูปที่ 2.8 ถูกนำมาวิเคราะห์ โดย SE_1 , SE_2 และ SE_{DG1} คือ ส่วนของวงจร (Feeder section) ระบบจำหน่ายกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) ที่เพิ่มมากขึ้นสามารถประเมินได้ในแนวทางเดียวกัน



รูปที่ 2.8 ตัวอย่างระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) 2 เครื่อง

1) ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหนดระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) และสถานีไฟฟ้า ใช้การวิเคราะห์ในรูปแบบระยะสั้น (Short-term analysis) ช่วงระยะเวลาถูกแบ่งออกเป็นหลายช่วงเวลาระยะสั้น (Short-term) และดำเนินการวิเคราะห์ในแต่ละช่วงเวลา โดยให้ T_k เป็นช่วงระยะเวลา และสำหรับโหนดในเขตพื้นที่ที่ 1 (Zone 1) นั้นรวมอยู่ในปลายทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) เพียงอย่างเดียว ในช่วงเวลา T_k ความน่าจะเป็นของระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding) ของจุดโหนด LP_i สามารถคำนวณได้ดังนี้ [11]

$$P_{IPLP_{i,k}} = P \left(\left(W_{LP_{i,k}} + \sum_{j \in A} W_{LP_{j,k}} \right) \leq (G_{1,k} + G_{2,k}) \right) \quad (2.71)$$

เมื่อเกิดเหตุการณ์ภาวะฉุกเฉินหรือกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ส่วนของวงจร SE_i ณ จุดโหนด LP_i นั้น กำลังไฟฟ้าที่จ่ายสูญเสียเป็นอย่างยิ่ง ดังนั้นผลกระทบของ SE_i ได้รับการพิจารณาในสมการที่ 2.72 และ 2.73 [11]

$$\lambda_{LP_{i,k}}^* = \sum_{a=1}^{i-1} \sum_{b \in B_i} \lambda_a \lambda_b (r_a + r_b) + \lambda_i \quad (2.72)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$U_{LPi,k}^* = \sum_{a=1} \sum_{b \in B_i} \lambda_a \lambda_b r_a r_b + U_i \quad (2.73)$$

การพิจารณาที่จุดโหลด LP_i สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanded) ได้ กับความน่าจะเป็นของ $P_{IPLP_{i,k}}$, อัตราความล้มเหลว $\lambda_{LPx,k}$ ของจุดโหลด LP_i ถูกคำนวณโดยใช้สมการที่ 2.74

($\lambda_{LPx,k}$ และ $U_{LPx,k}$ มีโครงสร้างที่เหมือนกันในการคำนวณ) อัตราความล้มเหลวของดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าดังนี้ [11]

$$\begin{aligned} \lambda_{LPi,k} &= P_{IPLP_{i,k}} \times \lambda_{LPi,k}^* + (1 - P_{IPLP_{i,k}}) \times \lambda_{LPi} \\ &= \lambda_{LPi} - (\lambda_{LPi} - \lambda_{LPi,k}^*) P_{IPLP_{i,k}} \end{aligned} \quad (2.74)$$

เปรียบเทียบ $\lambda_{LPi,k}$ และ λ_{LPi} พบว่าความเชื่อถือได้ของโหลดได้รับการปรับปรุงที่ดีขึ้น ค่าการปรับปรุงความเชื่อถือได้ดีขึ้นอย่างมากจากความน่าจะเป็นของระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanding probability)

2) ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) สองเครื่อง สำหรับโหลดในเขตพื้นที่ที่ 2 (Zone 2) ต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) และปลายทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) ซึ่งเป็นเหตุการณ์ที่เป็นอิสระ การรวมกันของทั้งสองเหตุการณ์แสดงเป็น (x, y) โดยที่ x, y แทนต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) และปลายทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (downstream island) ตามลำดับ โดย 1 หมายถึง ระบบไฟฟ้าแยกโดด (island) ที่เป็นไปได้ และ 0 หมายถึง ระบบไฟฟ้าแยกโดด (island) ที่เป็นไปได้ ดัชนีทั้ง 4 ชนิดของสถานะแสดงในสมการที่ 2.75 - 2.78 [11]

$$\begin{cases} P_{IPLP_{j,k}}^{(1,0)} = P_{IP_u} \times (1 - P_{IP_d}) \\ \lambda_{LP_{j,k}}^{*(1,0)} = \sum_{x \in C_j} \lambda_x \end{cases} \quad (2.75)$$

$$\begin{cases} P_{IPLP_{j,k}}^{(0,1)} = (1 - P_{IP_u}) \times P_{IP_d} \\ \lambda_{LP_{j,k}}^{*(0,1)} = \sum_{x \in D_j} \lambda_x \end{cases} \quad (2.76)$$

$$\begin{cases} P_{IPLP_{j,k}}^{(1,1)} = P_{IP_u} \times P_{IP_d} \\ \lambda_{LP_{j,k}}^{*(1,1)} = \sum_{a \in C_j} \sum_{b \in D_j} \lambda_a \lambda_b (r_a + r_b) + \lambda_j \end{cases} \quad (2.77)$$

$$\begin{cases} P_{IPLP_{j,k}}^{(0,0)} = (1 - P_{IP_u})(1 - P_{IP_d}) \\ \lambda_{LP_{j,k}}^{*(0,0)} = \lambda_{LP_j} = \sum_{x=1}^j \lambda_x \end{cases} \quad (2.78)$$

$$P_{IP_u} = P \left(\sum_{x \in A_{DG_1}} W_{LP_{x,k}} \leq (G_{1,k} + G_{2,k}) \right) \quad (2.79)$$

$$P_{IP_d} = P \left(\sum_{x=j}^n W_{LP_{x,k}} \leq G_{2,k} \right) P \left(S_{DG_2} \geq G_{2,k} \right) \left(1 - \bar{\lambda}_{DG_2} T_k \right) \quad (2.80)$$

โดยที่ $\left(1 - \bar{\lambda}_{DG_2} T_k \right)$ คือ ความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ไม่ส่งสถานะไปยังเครื่องกำเนิดสถานะที่ต่ำกว่า (lower generation state) ในช่วงเวลา T_k โดยใช้สูตรของความน่าจะเป็นรวม อัตราความล้มเหลวของจุดโหลด j ได้รับการคำนวณ [11]

$$\begin{aligned} \lambda_{LPi,k} = & P_{IPLP_{j,k}}^{(1,0)} \times \lambda_{LP_{j,k}}^{*(1,0)} + P_{IPLP_{j,k}}^{(0,1)} \times \lambda_{LP_{j,k}}^{*(0,1)} \\ & + P_{IPLP_{j,k}}^{(1,1)} \times \lambda_{LP_{j,k}}^{*(1,1)} + P_{IPLP_{j,k}}^{(0,0)} \times \lambda_{LP_j} \end{aligned} \quad (2.81)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3) ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดด้านปลายทาง (downstream side) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2)

สำหรับโหลดในเขตพื้นที่ที่ 3 (Zone 3) ประกอบด้วยด้านต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) เพียงอย่างเดียว แต่ต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) อาจจะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) 2 เครื่อง หรือเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2) เท่านั้น การพิจารณาความน่าจะเป็นของทั้งสองต้นทางของระบบไฟฟ้าแยกโดด (upstream island) ตามลำดับ มีสถานะ 4 ชนิด ดัชนี 4 ชนิดของสถานะแสดงในสมการที่ 2.82 - 2.84 [11]

$$\begin{cases} P_{IPLP_{m,k}}^{(1,0)} = P_{IP_{u1}} \times (1 - P_{IP_{u2}}) \\ \lambda_{LP_{m,k}}^{*(1,0)} = \sum_{x \in C_m} \lambda_x \end{cases} \quad (2.82)$$

$$\begin{cases} P_{IPLP_{m,k}}^{(0,1)} = (1 - P_{IP_{u1}}) \times P_{IP_{u2}} \\ \lambda_{LP_{m,k}}^{*(0,1)} = \lambda_{LP_{m,k}}^{*(1,1)} = \sum_{x \in D_m} \lambda_x \end{cases} \quad (2.83)$$

$$\begin{cases} P_{IPLP_{m,k}}^{(1,1)} = P_{IP_{u1}} \times P_{IP_{u2}} \\ P_{IPLP_{m,k}}^{(0,0)} = (1 - P_{IP_{u1}}) \times (1 - P_{IP_{u2}}) \\ \lambda_{LP_{m,k}}^{*(0,0)} = \lambda_{LP_m} = \sum_{x=1}^m \lambda_x \end{cases} \quad (2.84)$$

$$P_{IP_{u1}} = P \left(\sum_{x \in A_{DG_1}} W_{LP_{x,k}} \leq (G_{1,k} + G_{2,k}) \right) \quad (2.85)$$

$$P_{IP_{u2}} = P \left(\sum_{x \in A_{DG_2}} W_{LP_{x,k}} \leq G_{2,k} \right) \times P \left(S_{DG_2} \geq G_{2,k} \right) \times \left(1 - \overline{\lambda_{DG_2} T_k} \right) \quad (2.86)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ใช้สูตรของความน่าจะเป็นรวม ดังนั้นอัตราความล้มเหลวของจุดโหนดในพื้นที่ที่ 3 (Zone 3) สามารถคำนวณได้เช่นกัน บนพื้นฐานของดัชนีความเชื่อถือได้ของทุก ๆ จุดโหนด ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถคำนวณได้โดยง่าย

2.4 วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm)

2.4.1 บทนำเรื่องวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง

วิธีการเมตาฮิวริสติก (Metaheuristic) คือ วิธีการที่ออกแบบมาเพื่อหาคำตอบที่ดี (a good solution) สำหรับปัญหาที่ต้องการหาค่าที่ดีที่สุดที่มีความยุ่งยากซับซ้อนในการแก้ปัญหา วิธีการเมตาฮิวริสติกมักถูกใช้ในการหาคำตอบภายใต้การหาคำตอบด้วยวิธีการสุ่มตัวเลขเพื่อให้เกิดการค้นหาพื้นที่ของคำตอบที่เป็นไปได้ (Feasible solution) ให้กว้างที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ คำตอบที่ได้มาจากวิธีการเมตาฮิวริสติกไม่สามารถรับประกันได้ว่าจะเป็นคำตอบที่ดีที่สุดเหมือนคำตอบที่ได้จากปัญหาที่ได้จากวิธีแมนตรง (Exact method) วิธีแมนตรงที่เป็นที่รู้จักที่สามารถหาคำตอบที่ดีที่สุดได้ เช่น วิธีการซิมเพล็กซ์ (Simplex method) , วิธีการรีวิไซด์ซิมเพล็กซ์ (Revised simplex) , วิธีการบรานซ์แอนด์บาว (Branch and bound) วิธีการคอลัมน์เจเนอเรชัน (Column generation)

วิธีการเมตาฮิวริสติก เป็นวิธีการที่พัฒนามาเพื่อแก้ปัญหาที่มีความยาก ซับซ้อน ซึ่งไม่สามารถแก้ปัญหาด้วยวิธีการแมนตรงได้หรือถ้าแก้ได้ก็อาจต้องใช้เวลาในการแก้ปัญหา ดังนั้นวิธีการเมตาฮิวริสติกจึงได้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อลดเวลาในการคำนวณ แต่อย่างไรก็ตามจุดประสงค์ของการพัฒนาวิธีการเมตาฮิวริสติกคือการหาคำตอบที่ดีที่สุด ดังนั้นคุณภาพของคำตอบที่ดีย่อมเป็นที่คาดหวังของผู้พัฒนาวิธีการ ในการเปรียบเทียบวิธีการเมตาฮิวริสติกที่พัฒนาเพื่อแก้ปัญหาเดียวกัน การที่บอกได้ว่าวิธีการใด มีประสิทธิภาพมากกว่าวิธีการใดมักเปรียบเทียบคุณภาพของคำตอบเมื่อทำการประมวลผล หรือดำเนินการวิธีการในเวลาเท่า ๆ กัน

มีผู้คิดค้นวิธีการเมตาฮิวริสติกต่าง ๆ มากมาย เช่น วิธีอาณานิคม (Ant colony optimization) วิธีผึ้งผึ้ง (Bee colony optimization) วิธีไฟฟ้ายิ่งยวด (Firefly algorithm) วิธีการค้นหา (Tabu search) วิธีการค้นหาค่าที่ดีที่สุดด้วยฝูงอนุภาค (Particle swarm optimization) นอกจากวิธีการต่าง ๆ ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ยังมีวิธีการที่เป็นที่นิยมของนักวิจัยในการพัฒนาวิธีการเมตาฮิวริสติก ได้แก่ วิธีการวิวัฒนาการ (Evolutionary algorithm) ซึ่งวิธีการวิวัฒนาการนี้มีหลักการเบื้องต้นคืออนุญาตให้คำตอบที่ได้จากการพัฒนาคำตอบเบื้องต้นมีการวิวัฒนาการตนเองสู่คำตอบในแต่ละรุ่นด้วยกระบวนการกลายพันธุ์และแลกเปลี่ยนองค์ประกอบ (Mutation and recombination process) ซึ่งมีวิธีการหลัก ๆ ดังนี้

(1) สร้างประชากรเริ่มต้น (Initial population) เรียกว่า เวกเตอร์เริ่มต้นหรือโครโมโซมเริ่มต้น

(2) ประเมินค่าฟิตเนส (Fitness) หรือค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) ของแต่ละเวกเตอร์หรือโครโมโซมในประชากร

(3) ดำเนินการวิวัฒนาการด้วยกระบวนการต่อไปนี้ตามจำนวนรอบที่ตั้งไว้

ก. เลือกโครโมโซมหรือเวกเตอร์ต้นแบบ

ข. สร้างประชากรรุ่นใหม่ด้วยกระบวนการกลายพันธุ์ (Mutation) หรือการปรับเปลี่ยนค่าองค์ประกอบของโครโมโซมหรือค่าในฟังก์ชันในเวกเตอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ค. การแลกเปลี่ยนองค์ประกอบของโครโมโซมหรือค่าในพิกัดของเวกเตอร์ (Recombination) กับเวกเตอร์อื่น
- ง. ประเมินค่าฟิตเนสหรือค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์
- จ. ทำการแทนที่โครโมโซมหรือเวกเตอร์เก่าด้วยเวกเตอร์ใหม่ที่มีค่าฟิตเนสหรือฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ดีกว่า

วิธีการวิวัฒนาการนี้ ต่อมาได้มีผู้พัฒนาวิธีการที่ใช้กระบวนการและหลักการเดียวกันนี้ในการพัฒนาเป็นวิธีการในการแก้ปัญหาต่าง ๆ มากมาย เช่น วิธีการกลยุทธ์การวิวัฒนาการ (Evolution strategy) , วิธีการโปรแกรมการวิวัฒนาการ (Evolution programming) , วิธีการเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm) และวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential evolution algorithm) เป็นต้น

วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution : DE) ถูกนำเสนอโดย Storn และ Price [39] วิธีการนี้มีกระบวนการทำงานคล้าย ๆ กับวิธีการวิวัฒนาการแบบอื่น ๆ โดยวิธีการนี้เป็นวิธีการที่ใช้ในการหาค่าที่ดีที่สุดโดยใช้ประชากรในแต่ละรุ่นในการหาค่าตอบและมีการพัฒนาค่าตอบจากรุ่นสู่รุ่น ในกระบวนการการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างนี้ใช้เลขจำนวนจริงในการแทนค่าตอบในแต่ละรุ่นของสมาชิกของประชากรในแต่ละรุ่น ในวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างเรียกสมาชิกของประชากรในแต่ละรุ่นว่าเวกเตอร์ และเรียกส่วนประกอบในเวกเตอร์ว่าพิกัด และจำนวนพิกัดในแต่ละเวกเตอร์เรียกว่าขนาดของเวกเตอร์ (Dimension : D) คำว่าพิกัดใช้แทนค่าว่ายีนส์ในกระบวนการเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithms : GA)

การกลายพันธุ์ในกระบวนการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างถูกเรียกว่าการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัด สามารถดำเนินการได้ด้วยการหาผลต่างของเวกเตอร์ที่สุ่มมาสองเวกเตอร์ของประชากรรุ่นหนึ่ง ๆ โดยนำผลต่างนี้อาจนำไปคูณกับปัจจัยขยายผลต่าง (Scaling Factor : F) แล้วจึงนำไปบวกกับเวกเตอร์ที่สุ่มมาอีกเวกเตอร์หนึ่ง ประชากรรุ่นที่กำลังถูกปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดเรียกว่า เวกเตอร์เป้าหมาย (Target vector) และประชากรที่ถูกปรับเปลี่ยนแล้วเรียกว่า มิวแทนต์เวกเตอร์ (Mutant vector) เมื่อประชากรถูกปรับเปลี่ยนจนครบจำนวนประชากรที่ตั้งไว้ล่วงหน้า (Number of Population : NP) ทำการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดระหว่างเวกเตอร์เป้าหมายและมิวแทนต์เวกเตอร์โดยใช้ความน่าจะเป็นในการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดซึ่งเป็นพารามิเตอร์ที่ควบคุมเรียกว่าอัตราการปรับเปลี่ยน (Crossover Rate : CR) เวกเตอร์ที่ผ่านการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดแล้วถูกเรียกว่าไทรอัลเวกเตอร์ (Trial vector) จากนั้นนำไทรอัลเวกเตอร์ไปหาค่าฟิตเนสฟังก์ชันหรือฟังก์ชันวัตถุประสงค์ จากนั้นทำการเปรียบเทียบค่าฟิตเนสฟังก์ชันของไทรอัลเวกเตอร์กับเวกเตอร์เป้าหมาย เวกเตอร์ใดดีกว่าใช้เป็นเวกเตอร์เป้าหมายในรอบถัดไป

Storn และ Price [39] ใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างในการแก้ปัญหา “Chebychev polynomial fitting problem” ซึ่งเป็นปัญหาที่ใช้ในการหาค่าที่ดีที่สุดของเลขจำนวนจริง จากนั้นเป็นต้นมาได้มีผู้นำเอาวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างไปใช้ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ มากมาย

2.4.2 ขั้นตอนวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง

กระบวนการของวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างมีขั้นตอนโดยทั่วไปคล้ายกับวิธีการการวิวัฒนาการตามปกติคือมีลำดับขั้นดังนี้

- (1) สร้างประชากรของคำตอบเริ่มต้น (Initial population)
- (2) ประเมินค่าฟิตเนส (Fitness) ฟังก์ชันหรือค่าสมการเป้าหมายของเวกเตอร์เป้าหมาย (Target vector)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

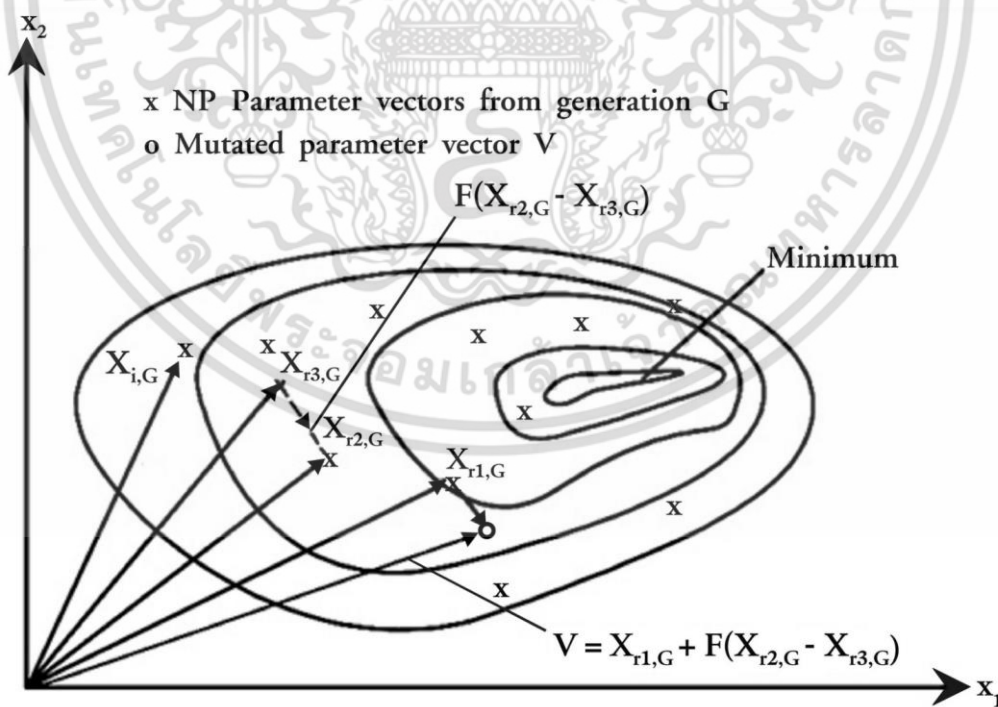
(3) ผลิตประชากรรุ่นใหม่ด้วยวิธีการดังต่อไปนี้วนซ้ำจนครบกำหนดเงื่อนไขการหยุด

ก. สร้างมิวแทนต์เวกเตอร์ (Mutant vector) ด้วยการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดของเวกเตอร์ (Mutation)

สมการที่ใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดแสดงได้ดังสมการที่ 2.87 [39]

$$V_{m,n,g} = X_{r1,n,G} + F(X_{r2,n,G} - X_{r3,n,G}) \tag{2.87}$$

เมื่อ m คือ จำนวนเวกเตอร์ในแต่ละรุ่น n คือ พิกัดของเวกเตอร์ (vector dimension) G คือ รอบในการวนซ้ำเช่นรอบที่ 1, 2 หรือ 3 เป็นต้นและ $r1, r2$ และ $r3$ คือ เวกเตอร์ที่ทำการสุ่มเลือกมา 3 เวกเตอร์ F คือ แฟกเตอร์ในการขยายผลต่าง (scaling factor) $V_{m,n,g}$ คือ มิวแทนต์เวกเตอร์สำหรับเวกเตอร์ที่ m พิกัดของเวกเตอร์ n ในรอบการวนซ้ำที่ G และ $X_{r1,n,G}$ คือ เวกเตอร์เป้าหมายที่ $r1$ ซึ่งเป็นเวกเตอร์ที่สุ่มเป็นลำดับแรก ในพิกัดที่ n ในรอบที่ G ส่วน $X_{r2,n,G}$ และ $X_{r3,n,G}$ เป็นเวกเตอร์เป้าหมายที่สุ่มเป็นลำดับที่ 2 และ 3 ตามลำดับ ดังนั้นค่ามิวแทนต์เวกเตอร์ของเวกเตอร์ที่ m พิกัด n ในรอบที่ G มีค่าเท่ากับ ค่าในพิกัดของเวกเตอร์เป้าหมายที่ $r1$ พิกัด n ในรอบที่ G รวมกับ ผลต่างของค่าในพิกัดของเวกเตอร์เป้าหมายที่ $r2$ และ $r3$ ที่คูณกับค่าแฟกเตอร์การขยายผลต่าง F เรียบร้อยแล้ว ดังตัวอย่างในรูปที่ 2.9 แสดงการหาค่าในพิกัดของมิวแทนต์เวกเตอร์โดยการปรับเปลี่ยนในแต่ละรอบ (V)



รูปที่ 2.9 ตัวอย่างการหาค่าในพิกัดของมิวแทนต์เวกเตอร์โดยการปรับเปลี่ยนในแต่ละรอบ

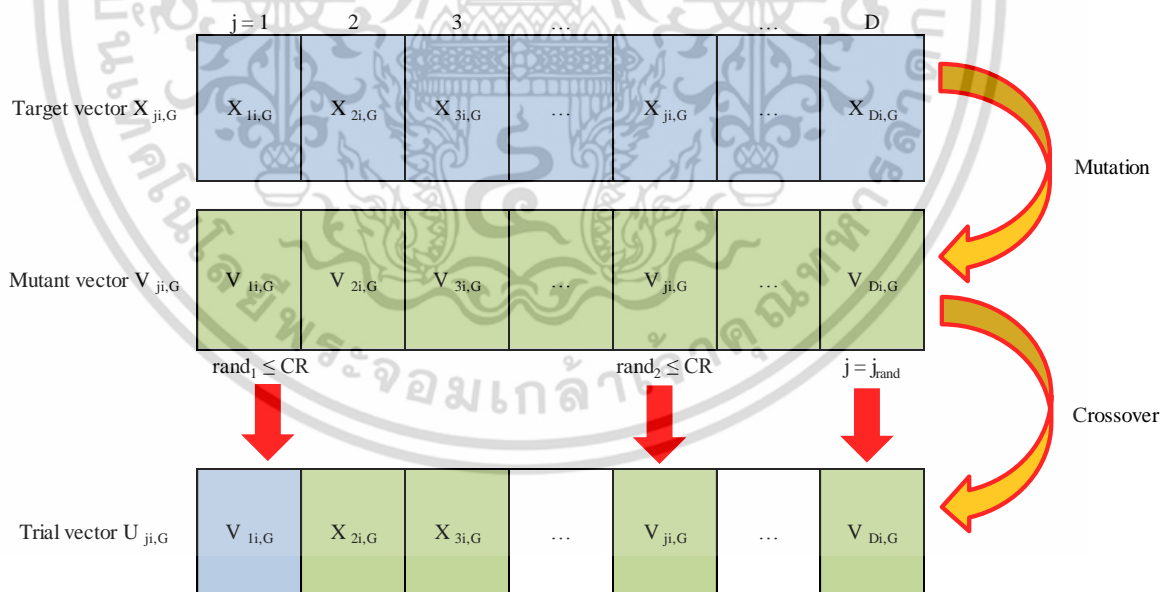
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข. สร้างไทรอัลเวกเตอร์ (Trial vector) ด้วยวิธีการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดของเวกเตอร์ (Recombination/ Crossover)

สมการที่ใช้ในการสร้างไทรอัลเวกเตอร์สามารถแสดงได้ในสมการที่ 2.88 [39]

$$U_{m,n,G} = \begin{cases} V_{m,n,G} & \text{if } rand_{mn} \leq CR \text{ or } D_m = D_{m_{rand}} \\ X_{m,n,G} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2.88)$$

เมื่อ $U_{m,n,G}$ คือ ไทรอัลเวกเตอร์ของเวกเตอร์ที่ m พิกัด n ในรอบที่ G , $rand_{mn}$ คือเลขสุ่มจำนวนจริงที่อยู่ในช่วง $[0,1]$ ของเวกเตอร์ที่ m พิกัด n ค่า CR คืออัตราการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัด (crossover rate) คือตำแหน่งพิกัดของเวกเตอร์ m และ $D_{m_{rand}}$ คือ เลขจำนวนเต็มสุ่มของเวกเตอร์ที่ m ที่มีค่าตั้งแต่ $[1,N]$ เมื่อ N คือขนาดของเวกเตอร์ และ ดังนั้นค่าไทรอัลเวกเตอร์ที่ m ตำแหน่งที่ n ในรอบที่ G ของการวนซ้ำจะมีเท่ากับมิวแทนต์เวกเตอร์หากเลขสุ่มของเวกเตอร์ที่ m พิกัดที่ n มีค่าน้อยกว่าค่า CR หรือเมื่อเลขสุ่ม $D_{m_{rand}}$ เท่ากับตำแหน่งพิกัด D_m ดังรูปที่ 2.10 แสดงตัวอย่างการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดของเวกเตอร์ (Recombination/ Crossover) ของเวกเตอร์เป้าหมาย (Target vector) และมิวแทนต์เวกเตอร์ (Mutant vector)



รูปที่ 2.10 ตัวอย่างการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดของเวกเตอร์ (Recombination/ Crossover)

ค. เลือกเวกเตอร์เป้าหมายในรอบถัดไปด้วยการคัดเลือกเวกเตอร์ (Selection)

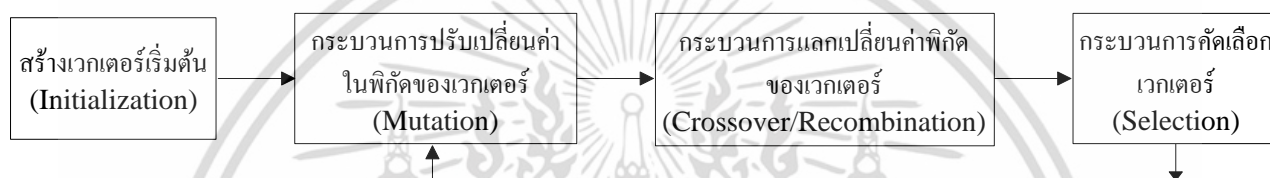
สมการที่ใช้ในการเลือกเวกเตอร์เป้าหมายในรอบถัดไปสามารถแสดงได้ในสมการที่ 2.89 [39]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$X_{m,n,G+1} = \begin{cases} U_{m,n,G} & \text{if } f(U_{m,n,G}) \leq f(X_{m,n,G}) \\ X_{m,n,G} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2.89)$$

เมื่อ $X_{m,n,G+1}$ คือ เวกเตอร์เป้าหมายที่ m พิกัดที่ n ในรอบที่ $G+1$ มีค่าเท่ากับเวกเตอร์ที่มีค่าฟิตเนสฟังก์ชันดีกว่าระหว่างค่าเวกเตอร์เป้าหมายและไทรอัลเวกเตอร์รอบที่ G

โดยสรุปแล้ววิธีการการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างมีกระบวนการการทำงานดังแสดงในรูปที่ 2.11 คือ เริ่มต้นจากการสุ่มสร้างคำตอบเริ่มต้น จากนั้นดำเนินการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัด แลกเปลี่ยนค่าในพิกัด และคัดเลือกเวกเตอร์



รูปที่ 2.11 กระบวนการดำเนินงานของวิธีการการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง

จากกระบวนการดังแสดงในรูปที่ 2.11 วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างจะทำการวนซ้ำ ซึ่งจำนวนรอบในการวนซ้ำเป็นพารามิเตอร์ควบคุมต้องมีการกำหนดล่วงหน้า เหมือนกับค่า F และ CR

2.4.3 สมการการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดทางเลือก

จากการดำเนินการวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างนั้น นอกจากสมการที่ 2.87 ที่ใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัด (Mutation) นั้น Qin และคณะ [40] นำเสนอสมการที่ใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัดจำนวน 5 สมการ หนึ่งใน 5 สมการนั้นคือสมการที่ 2.87 ซึ่ง Qin และคณะ เรียกว่า DE/rand/1 นอกจากนี้ยังนำเสนออีก 4 สมการได้แก่ DE/best/1, DE/rand-to-best/1, DE/best/2 และ DE/rand/2 ที่แสดงในสมการที่ 2.90, 2.91, 2.92 และ 2.93 ตามลำดับ

DE/rand/1 คือสมการที่ 2.87

$$V_{m,n,g} = X_{r1,n,G} + F(X_{r2,n,G} - X_{r3,n,G})$$

DE/best/1

$$V_{m,n,G} = X_{best,n,G} + F(X_{r1,n,G} - X_{r2,n,G}) \quad (2.90)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

DE/rand-to-best/1

$$V_{m,n,G} = X_{m,n,G} + F(X_{best,n,G} - X_{m,n,G}) + F(X_{r1,n,G} - X_{r2,n,G}) \quad (2.91)$$

DE/best/2

$$V_{m,n,G} = X_{best,n,G} + F(X_{r1,n,G} - X_{r2,n,G}) + F(X_{r3,n,G} - X_{r4,n,G}) \quad (2.92)$$

DE/rand/2

$$V_{m,n,G} = X_{r1,n,G} + F(X_{r2,n,G} - X_{r3,n,G}) + F(X_{r4,n,G} - X_{r5,n,G}) \quad (2.93)$$

เมื่อเวกเตอร์เป้าหมายที่ให้ค่าฟิตเนสที่ดีที่สุดในการประมวลวิธการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่างที่ผ่าน มา ส่วนความหมายของตัวแปรอื่น ๆ ยังเหมือนเดิม โดยที่ในสมการที่ 2.90 นั้นมีการสุ่มเวกเตอร์มาเพื่อหา ผลต่างเพียง 2 เวกเตอร์ แตกต่างจากสมการที่ 2.87 ซึ่งมีการสุ่มทั้งหมด 3 เวกเตอร์ โดยเวกเตอร์ที่มาแทนที่ เวกเตอร์ที่สุ่มมา 1 เวกเตอร์คือเวกเตอร์ที่ให้ค่าฟิตเนสที่ดีที่สุดของเวกเตอร์รุ่น G หากใช้สมการที่ 2.90 จะทำ ให้ค่าฟิตเนสฟังก์ชันมุ่งเข้าสู่ค่าที่ดีในรอบนั้น ๆ เร็วกว่าใช้สมการที่ 2.87 ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเลือกใช้ สมการที่ 2.90 (DE/best/1) มาใช้ในการปรับเปลี่ยนค่าในพิกัด (Mutation)

2.5 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function)

หลายปัญหาในโลกแห่งความจริงไม่ว่าจะเป็นทางด้านอุตสาหกรรมหรือแวดวงวิชาการนั้น เป็น ปัญหาแบบหลายวัตถุประสงค์ และแต่ละวัตถุประสงค์ก็มีความขัดแย้งกันอยู่ภายใต้เงื่อนไขเฉพาะที่ต้องการ คำตอบหลายคำตอบแต่ละคำตอบอาจเป็นคำตอบที่เป็นคู่แข่งกัน ซึ่งรูปแบบคำตอบที่ดีที่สุดของปัญหานั้น มี ลักษณะพิเศษ คือ เป็นกลุ่มคำตอบที่ดีที่สุด โดยที่คำตอบแต่ละคำตอบนั้นเป็นคำตอบที่ดีที่สุดของปัญหา และ ไม่มีคำตอบอื่นครอบงำ (Dominate) เลย หรือที่เรียกว่า พาเรโตฟรอนต์ (Pareto front)

ขั้นตอนวิธีด้านวิวัฒนาการ (Evolutionary Algorithms) ได้รับความนิยมรับว่าเหมาะสมสำหรับการ แก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสม ที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ เป็นที่สนใจเพิ่มมากขึ้น ไม่ว่าจะเป็นการพัฒนาและปรับปรุงอัลกอริธึมด้าน วิวัฒนาการ จนกลายเป็นเทคโนโลยีที่สำคัญของการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์

ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์

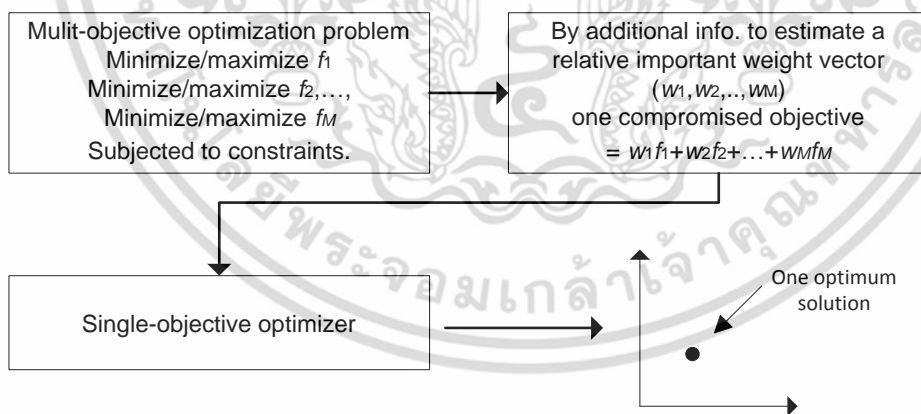
ในการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ ควรต้องมีการศึกษาทฤษฎีของการ หาค่าที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ ในส่วนนี้สามารถสรุปหัวข้อหลัก ๆ ที่ต้องทำการศึกษาดังนี้

1. หลักการพื้นฐานของการหาค่าเหมาะสมที่สุด

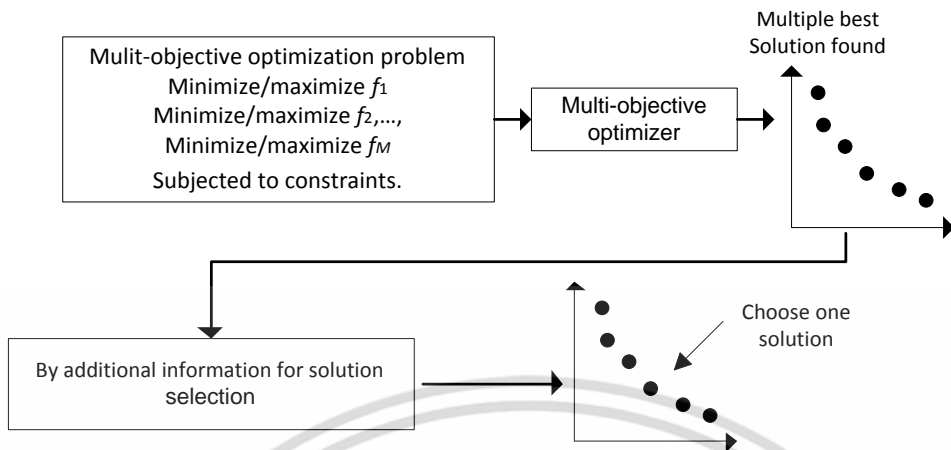
การหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization) เป็นวิธีการที่ใช้ในการหาค่าตอบที่ดีที่สุดของปัญหาภายใต้เงื่อนไขหรือข้อจำกัดที่กำหนดขึ้น การหาค่าเหมาะสมที่สุดถือว่าเป็นสิ่งที่ช่วยในการแก้ปัญหาในด้านวิทยาการคอมพิวเตอร์ ปัญญาประดิษฐ์ การวิจัยการดำเนินงาน และสาขาอื่นที่เกี่ยวข้องได้เป็นอย่างดี ปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุด แบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ ตามการพิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์หรือฟังก์ชันเป้าหมาย คือ การหาค่าเหมาะสมที่สุดที่พิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์เพียงวัตถุประสงค์เดียว (Single Objective Optimization Problem) ส่วนปัญหาที่พิจารณาฟังก์ชันวัตถุประสงค์มากกว่า 1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์พร้อม ๆ กัน ในรูปแบบปัญหาหลักขณนี้อาจมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่มีความขัดแย้งกันหรือเป็นไปในแนวทางเดียวกัน และเรียกว่าเป็นปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ (Multi-Objective Optimization Problem) หรือปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่พิจารณาหลายเกณฑ์ (Multi-Criteria Optimization Problem) หรือปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบเวกเตอร์ (Vector Optimization Problem) ซึ่งการหาค่าเหมาะสมที่สุดนี้ประกอบด้วย เวกเตอร์ตัวแปรตัดสินใจ (Vector of Decision Variable) ข้อจำกัด (Constraints) และเวกเตอร์ฟังก์ชัน (Vector Function) ที่สามารถเรียกว่าเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) โดยมากฟังก์ชันวัตถุประสงค์นั้นเกี่ยวข้องกับการหาค่ามากที่สุด (Maximization) หรือน้อยที่สุด (Minimization) ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์นั้น

2. วิธีสำหรับการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์

สำหรับการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์มี 2 วิธีหลัก ๆ ที่ใช้ คือ วิธีผลรวมถ่วงน้ำหนัก (Weighted-sum Approach) และวิธีพื้นฐานพาเรโต (Pareto-based Approach) โดยกระบวนการของวิธีทั้งสองนั้นอธิบายดังรูปที่ 2.12 และรูปที่ 2.13 ตามลำดับ



รูปที่ 2.12 วิธีผลรวมถ่วงน้ำหนัก



รูปที่ 2.13 วิธีพื้นฐานพาเรโต

สำหรับวิธีผลรวมถ่วงน้ำหนักซึ่งเป็นวิธีหาค่าเหมาะที่สุดวัตถุประสงค์หลายอย่างแบบดั้งเดิม ทุกวัตถุประสงค์ถูกจับมารวมกันโดยถ่วงน้ำหนักจนเหลือเพียงวัตถุประสงค์เดียว หลังจากนั้นใช้ตัวหาค่าเหมาะที่สุดวัตถุประสงค์เดียวในการหาคำตอบ ซึ่งโดยส่วนใหญ่ได้คำตอบเหมาะที่สุดเพียงคำตอบเดียว แต่เป็นคำตอบที่ขึ้นอยู่กับความคิดเห็นส่วนตัวของผู้ใช้เนื่องจากกำหนดค่าถ่วงน้ำหนัก แม้ว่าคำตอบแบบกลาง ๆ (Compromised Solution) ดีที่สุดเพียงคำตอบเดียว เทคนิคนี้ค่อนข้างเป็นที่นิยมเนื่องจากง่ายในการใช้

เนื่องจากเป็นไปได้ที่มีเพียงคำตอบเดียวที่ให้วัตถุประสงค์ดีที่สุดพร้อมกันทุกวัตถุประสงค์สำหรับปัญหาวัตถุประสงค์หลายอย่าง กลุ่มคำตอบที่เหมาะสมที่สุดของปัญหานี้คือคำตอบที่ไม่ถูกครอบงำเมื่อเปรียบเทียบคำตอบทั้งหมดในปริภูมิค้นหาหรือผลเฉลยพาเรโตเหมาะที่สุดที่แท้จริง (True Pareto Optimal Solutions) คำตอบนี้สามารถหาได้โดยวิธีแบบพาเรโต เป็นวิธีแบบที่ 2 ซึ่งใช้หลักการของการครอบงำแบบพาเรโต (Pareto Domination) ดังนิยามที่ 1

นิยามที่ 1 การครอบงำแบบพาเรโต

คำตอบ x ใด ๆ จะครอบงำหรือดีกว่าคำตอบ y ซึ่งแทนด้วยสัญลักษณ์ $x \prec y$ ถ้าเงื่อนไขทั้งสองข้อต่อไปนี้เป็นความจริง

- ก) ไม่มีวัตถุประสงค์ใด ที่คำตอบ x แยกว่าคำตอบ y
- ข) มีอย่างน้อย 1 วัตถุประสงค์ ที่คำตอบ x ดีกว่าคำตอบ y

ในการเปรียบเทียบคำตอบของปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ (Multi-Objective Optimization Problem, MOOP) สำหรับวิธีนี้สุดท้ายแล้วได้คำตอบดีที่สุดหลายคำตอบ หลังจากนั้นด้วยการพิจารณาเพิ่มเติม คำตอบที่เหมาะสมหนึ่งตัวถูกเลือกมาสำหรับปัญหาดังกล่าว ดังรูปที่ 2.13

3. ลักษณะของปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์

การแก้ปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์เป็นการค้นหาเซตคำตอบภายในพื้นที่ของคำตอบที่เป็นไปได้ เพื่อต้องการหาค่าที่ต่ำที่สุด หรือค่าสูงสุดของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในแต่ละฟังก์ชันพร้อม ๆ กัน โดยผลลัพธ์ที่ได้จากการแก้ปัญหา เรียกว่า เซตกลุ่มคำตอบที่ดีที่สุด ปัญหาแบบหลาย

วัตถุประสงค์ เป็นปัญหาการออกแบบที่มีหลายวัตถุประสงค์ ประกอบด้วย m วัตถุประสงค์ และตัวแปรตัดสินใจ เขียนอยู่ในรูปทั่วไปดังสมการที่ 2.94

$$\text{Minimize (or maximize): } \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)\} \quad (2.94)$$

เมื่อ x คือ เวกเตอร์ของตัวแปรตัดสินใจ
 $f_i(x)$ คือ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ i เมื่อ $i = 1, 2, \dots, m$

ดังนั้นรูปแบบปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ เป็นการค้นหาเวกเตอร์คำตอบ x ภายใต้ m ข้อจำกัดแบบสมการดังสมการที่ 2.95 หรือภายใต้ n ข้อจำกัดแบบสมการดังสมการที่ 2.96 ซึ่งเป็นการกำหนดขอบเขตพื้นที่คำตอบที่เป็นไปได้

$$g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.95)$$

$$h_i(x) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.96)$$

ปกติโดยทั่วไปรูปแบบปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ มี 3 รูปแบบ ที่เป็นไปได้ ดังนี้

- 1) ทุกฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต้องการหาค่าตอบที่น้อยที่สุด
- 2) ทุกฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต้องการหาค่าตอบที่มากที่สุด
- 3) แบบขัดแย้งกัน คือบางฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต้องการหาค่าตอบที่น้อยที่สุด บางฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต้องการหาค่าตอบที่มากที่สุด

ในการหาค่าเหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์สามารถแปลงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ให้มีรูปแบบเป็นการหาค่าตอบที่น้อยที่สุดหรือมากที่สุดได้ ตัวอย่างเช่น การแปลงทุกฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่มีการหาค่าตอบที่น้อยที่สุดให้เป็นรูปแบบการหาค่าตอบที่มากที่สุด เป็นต้น

สำหรับตัวอย่างคำตอบจากปัญหาการหาค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในที่นี่เป็นการหาค่าตอบที่น้อยที่สุดจากสมการที่ 2.97 ซึ่งการค้นหาคำตอบถูกกำหนดจากเวกเตอร์ของตัวแปรตัดสินใจ ภายใต้ข้อจำกัดที่เป็นสิ่งที่ใช้ในการกำหนดขอบเขตที่น้อยที่สุด

$$\text{Minimize: } \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)\} \quad (2.97)$$

ข้อจำกัด $g_i(x) \leq 0$

โดยที่ x คือ เวกเตอร์ของตัวแปรตัดสินใจ
 $f_i(x)$ คือ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ i
 $g_i(x)$ คือ เวกเตอร์ข้อจำกัดที่ i

ซึ่งคำตอบในพื้นที่คำตอบที่เป็นไปได้ เป็นคำตอบที่ไม่มีคำตอบใดดีกว่า หรือไม่มีคำตอบใดที่สามารถครอบงำชุดคำตอบนี้ได้ เรียกว่าคำตอบนี้เป็น กลุ่มคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (Pareto Optimal) และเรียกสมาชิกคำตอบทุกคำตอบที่อยู่ในกลุ่มคำตอบที่เหมาะสมที่สุดว่า เซตกลุ่มคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (Pareto Optimal Set) หรือเซตคำตอบที่ไม่ถูกรวมจากทุกคำตอบ (Non-dominated Set)

2.6 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics Analysis)

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ใช้ดำเนินการร่วมกับการประเมินตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในระบบจำหน่าย ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ค่าต้นทุน อัตรารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in Tariff : FIT) การผลิตพลังงานประจำปี (AEP) อัตราส่วนร้อยละของปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จริง (CF) ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ถูกนำมาวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ [49]

$$AEP = CF \times Plant\ capacity \times hour\ in\ the\ year \quad (2.98)$$

โดยที่

AEP คือ การผลิตพลังงานประจำปี (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)

CF คือ อัตราส่วนร้อยละของปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จริง (%)

Plant capacity คือ อัตรากำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (เมกะวัตต์)

hour in the year คือ จำนวนชั่วโมงใน 1 ปี (ชั่วโมง)

หลักพื้นฐานในการวิเคราะห์ทางการเงินเพื่อใช้ในการประเมินโครงการลงทุน เป้าหมายในการวิเคราะห์โครงการลงทุน คือ การวิเคราะห์เพื่อนำไปสู่ข้อสรุปในการเลือกลงทุนโครงการต่าง ๆ ว่า องค์กรนั้นควรลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่ โดยอาศัยเทคนิคในการวิเคราะห์การลงทุน เพื่อช่วยให้ผู้บริหารมั่นใจได้ว่าการลงทุนโครงการลงทุนนั้น ช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับองค์กร ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) นั้นเป็นหลักพื้นฐานในการวิเคราะห์ทางการเงินเพื่อใช้ในการประเมินโครงการลงทุนเช่นกัน

1. ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period : DPB) เป็นการคำนวณหาจุดคุ้มทุนของโครงการที่ทำ โดยมีหน่วยวัดเป็นระยะเวลาว่า เมื่อมีการลงทุนในโครงการนั้นแล้ว ใช้ระยะเวลาถึงเวลาในการคืนทุน โดยใช้วิธีคิดจากกระแสเงินสดสะสมที่จะได้รับในอนาคต ให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value of Cash Flows) เสียก่อน การคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนคิดลด แสดงได้ดังสมการดังนี้

ระยะเวลาคืนทุนคิดลด = จำนวนงวดก่อนคืนทุน + (มูลค่าปัจจุบันของเงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน / มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในปีที่คืนทุน)

$$PSV = FV_m / (1 + j)^y \quad (2.99)$$

$$DPB = PB_{(pre)} + (PVNPB / PVPB) \quad (2.100)$$

โดยที่

PSV คือ มูลค่าปัจจุบันของเงิน (ดอลลาร์สหรัฐ (US\$))

FV_m คือ มูลค่าในอนาคตของเงินในช่วงเวลา m งวด (ดอลลาร์สหรัฐ (US\$))

j คือ อัตราดอกเบี้ย (%)

y คือ ช่วงระยะเวลา (ปี)

DPB คือ ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (ปี)

$PB_{(pre)}$ คือ จำนวนงวดก่อนคืนทุน (ปี)

PVNPB คือ มูลค่าปัจจุบันของเงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน (ดอลลาร์สหรัฐ (US\$))

PVPB คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในปีที่คืนทุน (ดอลลาร์สหรัฐ (US\$))

ข้อดีของระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period : DPB) มีดังนี้

1. พิจารณาเรื่องค่าของเงินในเวลาที่แตกต่างกัน
2. ทำให้ทราบสภาพคล่องของโครงการ โดยโครงการที่คืนทุนเร็ว ย่อมมีสภาพคล่องสูงกว่า
3. เป็นตัววัดความเสี่ยงของโครงการได้ โดยโครงการที่คืนทุนเร็ว ย่อมมีความเสี่ยงน้อยกว่า

2. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) หมายถึง อัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) ของโครงการลงทุนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ของการลงทุน คือ อัตราผลตอบแทนที่ทำให้เงินที่ลงทุนไปมีค่าเท่ากับเงินที่ได้รับกลับคืน เมื่อพิจารณาด้วยมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) ซึ่งอัตราผลตอบแทนภายในนี้ถือว่าเป็น อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้คำนวณมูลค่าของเงินตราเวลา เช่นเดียวกับ อัตราดอกเบี้ย และต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุน (Weighted Average Cost of Capital : WACC) ดังนั้น ในบางครั้งอาจเรียก อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ว่า ผลตอบแทนจากการคิดลดกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Return)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) คำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (2.101)$$

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad (2.102)$$

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) สามารถคำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 = NPV \quad (2.103)$$

$$CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} = 0 \quad (2.104)$$

โดยที่

- IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน
- NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
- CF_t คือ กระแสเงินสดที่คาดหวัง ณ ช่วงเวลา t
- n คือ ช่วงอายุของโครงการลงทุน
- r คือ อัตราคิดลด หรือ ต้นทุนของเงินทุน

การคำนวณหาอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ต้องทราบข้อมูลต่าง ๆ ดังนี้

1. กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ
2. กระแสเงินสดรับสุทธิต่อปีตลอดอายุโครงการ
3. ระยะเวลาของโครงการ

เกณฑ์การประเมินอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) สรุปได้ดังนี้

- อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) มากกว่า อัตราคิดลด หรือ ต้นทุนของเงินทุน แสดงว่า การลงทุนให้ผลกำไร ควรทำการลงทุน
- อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) น้อยกว่า อัตราคิดลด หรือ ต้นทุนของเงินทุน แสดงว่า การลงทุนให้ผลขาดทุน ควรปฏิเสธการลงทุน
- อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ อัตราคิดลด หรือ ต้นทุนของเงินทุน แสดงว่า การลงทุนให้ผลเท่าทุน อาจยอมรับหรือปฏิเสธการลงทุนก็ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้น อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ควรค่ามากกว่าอัตราคิดลดหรือต้นทุนของเงินทุน และยังมีค่ามาก ยิ่งดี ควรทำการลงทุนโครงการเป็นอย่างมาก

ข้อดีของอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) มีดังนี้

1. คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามระยะเวลา
2. คำนึงถึงกระแสเงินสดตลอดโครงการ
3. เป็นวิธีที่บ่งบอกถึงอัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นเปอร์เซ็นต์ (%) เข้าใจได้ง่ายและสะดวกในการอ้างอิง
4. หากมีโครงการเป็นโครงการประเภทที่เป็นอิสระต่อกัน (Independent Project) วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมาก เนื่องจากเกณฑ์การพิจารณาโครงการบ่งบอกถึงว่าโครงการมีความปลอดภัยมากน้อยเพียงใด (Safety margin) เพราะค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ยิ่งมาก โอกาสของการขาดทุนจากโครงการยิ่งน้อยลง



บทที่ 3

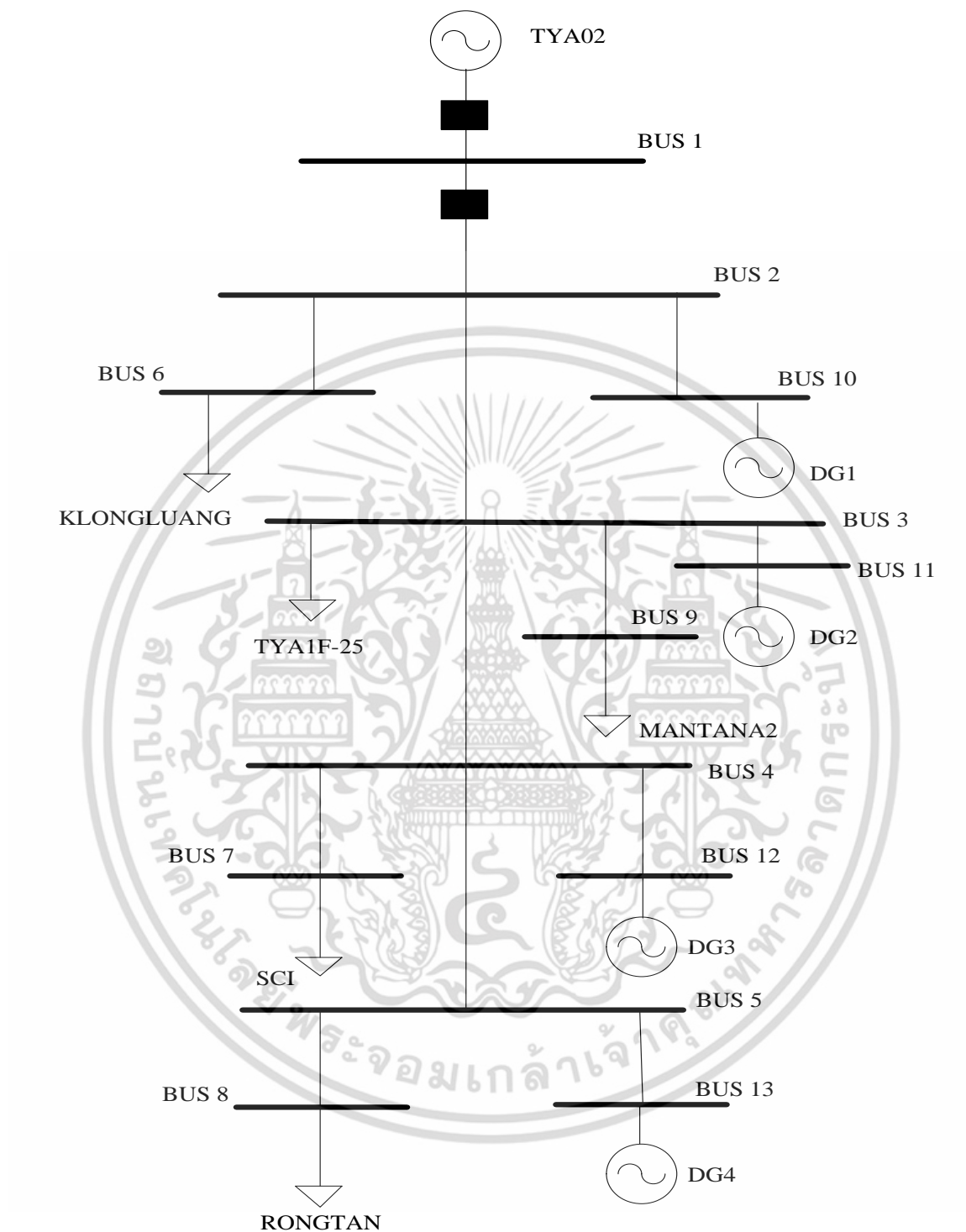
การจำลองผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

ในบทนี้เป็นการกล่าวถึง วิธีการจำลองผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า โดยแบ่งรูปแบบการศึกษาวิเคราะห์ดังนี้ 1. การใช้งานโปรแกรม DigSILENT PowerFactory เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 2. ใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) ซึ่งเป็นเครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ในโปรแกรม MATLAB มาช่วยในการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีหลายเครื่อง (Multi-DG)

3.1 การจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory

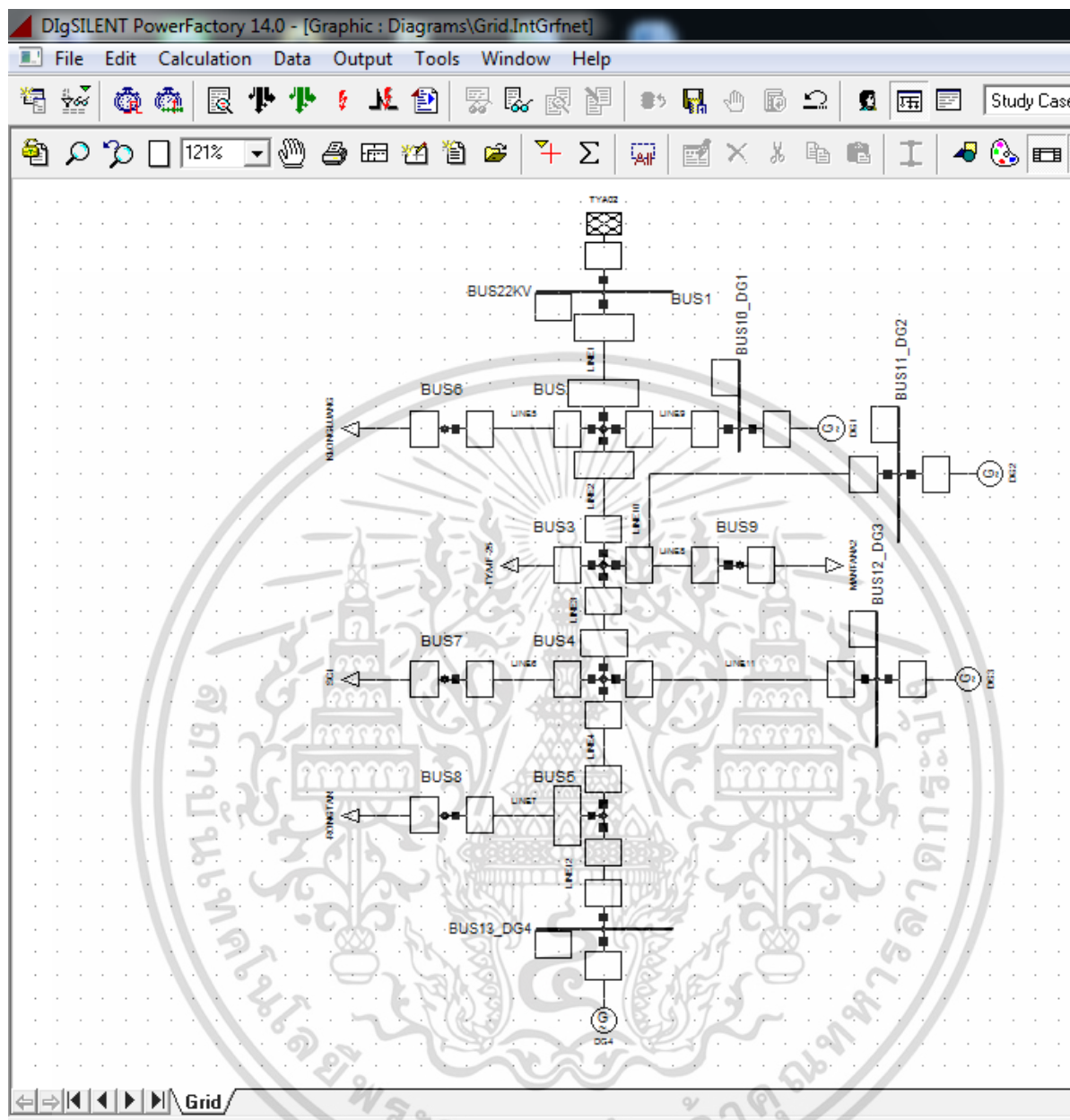
ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority : PEA) เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทยที่จำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กับ 74 จังหวัดทั่วประเทศ (ยกเว้น กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และ นนทบุรี) ซึ่งใช้เป็นต้นแบบของระบบจำหน่ายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ การปรับปรุงความเชื่อถือได้และการลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าถูกตรวจสอบในส่วนของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โปรแกรม DigSILENT PowerFactory ถูกใช้ในการจำลองและวิเคราะห์ผลกระทบของความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ดังแสดงในรูปที่ 3.1 และ รูปที่ 3.2

พิจารณารูปที่ 3.1 และ รูปที่ 3.2 แผนภาพแสดงระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี วงจรที่ 2 ในเขตพื้นที่อำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี ระยะทางสายจำหน่าย 8.18 วงจร-กิโลเมตร เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) โดยมี 4 บัสเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าธัญบุรี ซึ่งข้อมูลและพารามิเตอร์ต่าง ๆ เหล่านี้ได้มาจากระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ (GIS) เฟส 2 ใช้เป็นค่าพารามิเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เช่น ระยะความยาวของสายไฟฟ้าระหว่างบัส กับตำแหน่งของโหลด โดยที่ตำแหน่งของโหลด ขนาดของโหลด กลุ่มของผู้ใช้ไฟ และจำนวนผู้ใช้ไฟของสถานีไฟฟ้าธัญบุรี วงจรที่ 2 แสดงในตารางที่ 3.1 โหลดที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายทั้งหมดมีค่าเป็น 11.59 เมกะวัตต์ และ 8.41 เมกะวาร์



รูปที่ 3.1 แผนภาพระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย เพื่อใช้สำหรับศึกษาและจำลองระบบจำหน่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 แผนภาพระบบจำหน่ายสร้างโดยโปรแกรม DlgSILENT PowerFactory ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ทำการจำลองระบบจำหน่ายที่มีเงื่อนไขที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

- 1.) จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อในแต่ละบัสของระบบจำหน่าย ทำการปรับเปลี่ยนระหว่างไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG), มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหนึ่งเครื่อง (Single-DG) และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสองเครื่อง (Multi-DG)
- 2.) ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ติดตั้งในแต่ละบัส มีการปรับเปลี่ยนตั้งแต่ 1 - 8 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นครั้งละ 1 เมกะวัตต์
- 3.) ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ถูกปรับเปลี่ยนระหว่างบัส 10 ถึงบัส 13 ดังนี้
 - บัส 10 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) เชื่อมต่อ
 - บัส 11 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2) เชื่อมต่อ
 - บัส 12 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) เชื่อมต่อ
 - บัส 13 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) เชื่อมต่อ

ตารางที่ 3.1 ตำแหน่งโหลด ขนาดของโหลด ประเภทของผู้ใช้ไฟ และจำนวนผู้ใช้ไฟ

สถานที่	โหลด		ประเภท	ผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)
	เมกะวัตต์	เมกะวาร์		
สถานีไฟฟ้ารัฐบุรี วังจระที่ 2	11.59	8.41	สถานีไฟฟ้า	2,223
คลองหลวง	3.25	2.43	บ้านอยู่อาศัย	435
วงจร TYA1F-25	1.57	1.18	บ้านอยู่อาศัย	326
มณฑนา 2	4.85	3.63	บ้านอยู่อาศัย	1,136
บริษัทสยามเส้นใยฯ	1.00	0.48	อุตสาหกรรม	2
โรงถ่าน	0.92	0.69	บ้านอยู่อาศัย	324

ตารางที่ 3.2 เป็นการแสดงผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในรูปแบบของค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) เพื่อนำไปวิเคราะห์ผลกระทบดังกล่าวต่อไป

ตารางที่ 3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG)

ตำแหน่ง DG	ขนาด DG (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
		SAIFI (ครั้ง/รายปี)	SAIDI (ชั่วโมง/รายปี)	ECOST (ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (Mvar)
Without DG		0.288781	0.306	5,216	0.15	0.28
DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.12	0.21
	2	0.288781	0.306	5,216	0.11	0.19
	3	0.288781	0.306	5,216	0.10	0.17
	4	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.15
	5	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.14
	6	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.12
	7	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.11
	8	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.11
DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.11	0.19
	2	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
	3	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.13
	4	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
	5	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
	6	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
	7	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05
	8	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.11	0.20
	2	0.252647	0.268	4,480	0.09	0.17
	3	0.252647	0.268	4,480	0.08	0.14
	4	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.12
	5	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
	6	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
	7	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.12
	8	0.252647	0.268	4,480	0.08	0.13
DG4	1	0.274781	0.291	5,063	0.11	0.20
	2	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.17
	3	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14
	4	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13
	5	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13
	6	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.13
	7	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.15
	8	0.238594	0.253	4,357	0.10	0.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

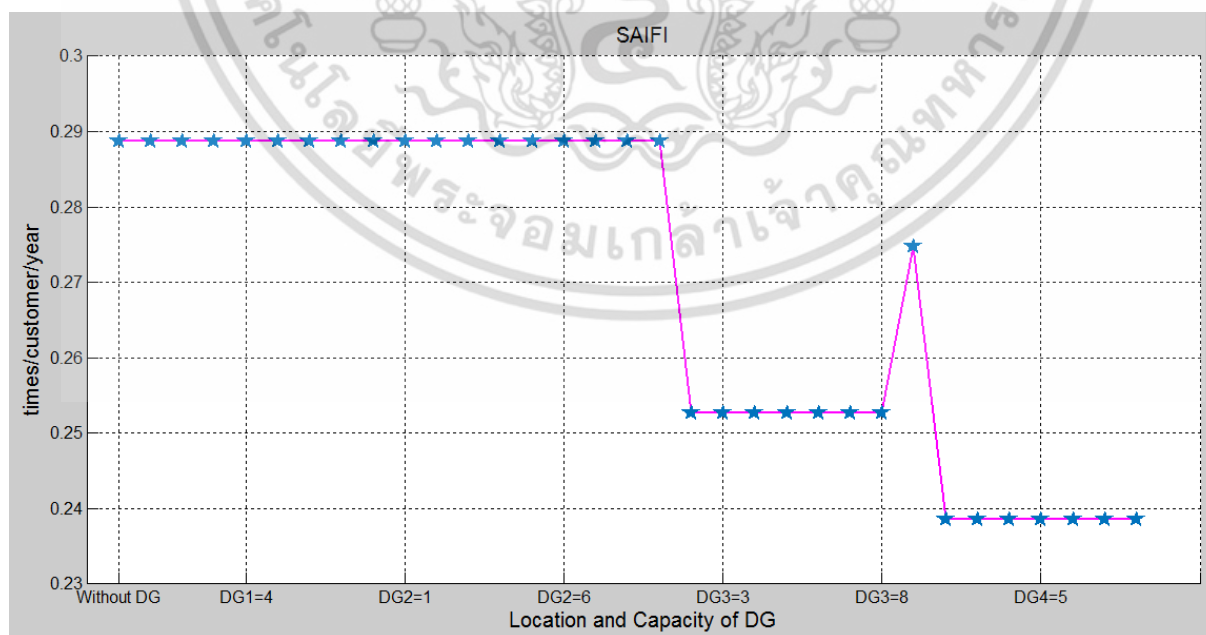
3.2 การศึกษาผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

3.2.1 ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI)

ตามคำเป้าหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority : PEA) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอธัญบุรี ต้องควบคุมให้ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีค่าต่ำกว่า 7.0 ครั้ง/ราย/ปี ในขณะที่ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ของกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) มีค่าเป็น 0.288781 ครั้ง/ราย/ปี ดังตารางที่ 3.2 ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) จากกรณีพื้นฐานเปรียบเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (single-DG) ที่แต่ละบัส โดยแบ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ออกเป็น 4 ตำแหน่ง ดังนี้ ตำแหน่ง DG1, DG2, DG3, และ DG4 สำหรับศึกษาในแต่ละกรณี นอกจากนั้นแล้วในแต่ละตำแหน่งได้มีการแบ่งขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ไว้ดังนี้คือ ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งระหว่างบัส 10 ถึงบัส 13 ในระบบจำหน่ายที่ได้จำลองไว้

ตารางที่ 3.3 อัตราความล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

Component Type	Failure Rate (Failures/km/year)	Repair Time (Hour)
Line	0.1071308	1.059109



รูปที่ 3.3 ค่า SAIFI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

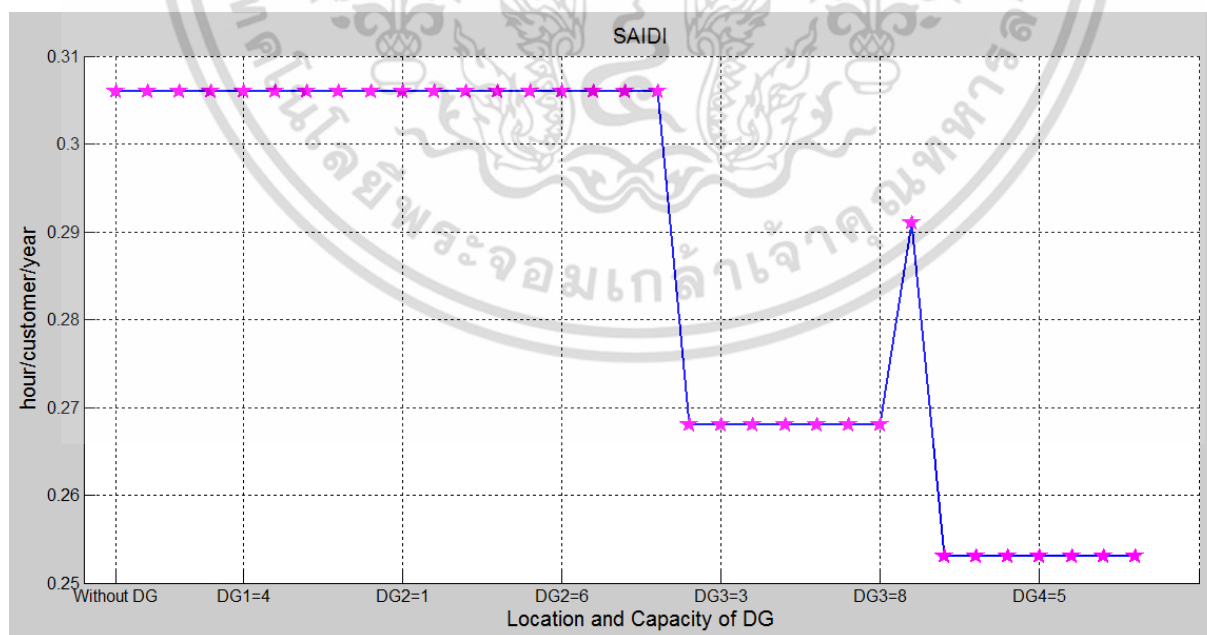
สำหรับการพิจารณาคำนวณค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) นั้น ใช้ข้อมูลอัตราความล้มเหลวของสายไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง (ก.1) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในตารางที่ 3.3 ได้ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ดังตารางที่ 3.2 และ รูปที่ 3.3 ใช้ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ที่ได้จากกรณีพื้นฐานเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (single-DG) ที่ติดตั้งในบัส 10 หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) เห็นได้ว่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) ทุกขนาดมีค่าเท่ากันหมด ซึ่งเท่ากับค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) จากกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) ที่ 0.288781 ครั้ง/ราย/ปี เนื่องจากอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าทำให้จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน อัตราความล้มเหลว (λ_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.65 เช่นเดียวกับกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2) ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ยังคงเท่ากับค่าจากกรณีพื้นฐาน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) ติดตั้งในบัส 12 ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) ขนาด 1 เมกะวัตต์ มีค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) เท่ากันกับค่าจากกรณีพื้นฐานที่ 0.288781 ครั้ง/ราย/ปี เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน อัตราความล้มเหลว (λ_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.65 เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ขนาด 1 เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอบัส 8 ที่จ่ายโหลดให้กับกลุ่มโหลด RONGTAN ขนาด 0.92 เมกะวัตต์ และกำลังไฟฟ้าที่เหลือจ่ายให้กับกลุ่มโหลด SCI ที่ บัส 7 แต่ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) มีขนาด 2-8 เมกะวัตต์ ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีแนวโน้มลดลงอยู่ที่ 0.252647 ครั้ง/ราย/ปี ยกตัวอย่างสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) ขนาด 2 เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังบัส 8 ที่จ่ายโหลดให้กับกลุ่มโหลด RONGTAN ขนาด 0.92 เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังบัส 7 ที่จ่ายโหลดให้กับกลุ่มโหลด SCI ขนาด 1 เมกะวัตต์ นอกจากนั้นกำลังไฟฟ้าที่เหลือได้จ่ายให้กับกลุ่มโหลดที่เชื่อมต่อกับบัส 3 จากลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับกลุ่มโหลดหรือผู้ใช้ไฟดังกล่าว เป็นผลทำให้จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลง อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลง ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลงไปด้วย ตามสมการที่ 2.65

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) ติดตั้งในบัส 13 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ลดลงทุกกรณีตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน โดยกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) มีขนาด 1 เมกะวัตต์ มีค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) เท่ากับ 0.274781 ครั้ง/ราย/ปี เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลง อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลง ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่

ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) ลดลง ตามสมการที่ 2.65 เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) ขนาด 1 เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยัง บัส 8 ที่จ่ายโหลดให้กับกลุ่มโหลด RONGTAN ขนาด 0.92 เมกะวัตต์ และกำลังไฟฟ้าที่เหลือจ่ายให้กับกลุ่มโหลดในบัส 7 ยิ่งไปกว่านั้นในกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) มีขนาด 2-8 เมกะวัตต์ ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ายดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีแนวโน้มลดลงมากที่สุดโดยมีค่าเท่ากับ 0.238594 ครั้ง/ราย/ปี ยกตัวอย่างสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) ขนาด 2 เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังบัส 8 ที่จ่ายโหลดให้กับกลุ่มโหลด RONGTAN ขนาด 0.92 เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังบัส 7 ที่จ่ายโหลดให้กับกลุ่มโหลด SCI ขนาด 1 เมกะวัตต์ นอกจากนั้นกำลังไฟฟ้าที่เหลือได้จ่ายให้กับกลุ่มโหลดที่เชื่อมต่อกับบัส 3 จากลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับกลุ่มโหลดหรือผู้ใช้ไฟดังกล่าว เป็นผลทำให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) ลดลงมาก ตามสมการที่ 2.65

3.2.2 ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI)

ตามคำเป้าหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority : PEA) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอธัญบุรี ต้องควบคุมให้ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) มีค่าต่ำกว่า 2.876 ชั่วโมง/ราย/ปี ในขณะที่ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) จากกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) มีค่าเป็น 0.306 ชั่วโมง/ราย/ปี ดังตารางที่ 3.2 ในทำนองเดียวกันกับการวิเคราะห์ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ายดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ก่อนหน้านี้ ขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ถูกพิจารณาเช่นเดียวกัน ซึ่งค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) แสดงในตารางที่ 3.2 และ รูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ค่า SAIDI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับการพิจารณาคำนวณค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) นั้น ใช้ข้อมูลระยะเวลาซ่อมแซมสายไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต1 ภาคกลาง (ก.1) ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในตารางที่ 3.3 โดยพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1 และ DG2) ติดตั้งในบัส 10 และบัส 11 ตามลำดับ ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ที่ได้เท่ากับกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) ที่ 0.306 ชั่วโมง/ราย/ปี เนื่องจากอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าทำให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.66 และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) ติดตั้งในบัส 12 ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) มีขนาด 1 เมกะวัตต์ มีค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) เท่ากันกับค่าจากกรณีพื้นฐานที่ 0.306 ชั่วโมง/ราย/ปี เช่นกัน เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.66 แต่ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) มีขนาด 2-8 เมกะวัตต์ ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) มีแนวโน้มลดลงอยู่ที่ 0.268 ชั่วโมง/ราย/ปี เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลง ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลง ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลงไปด้วย ตามสมการที่ 2.66

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) ติดตั้งในบัส 13 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ลดลงทุกกรณีตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน โดยกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) มีขนาด 1 เมกะวัตต์ มีค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) เท่ากับ 0.291 ชั่วโมง/ราย/ปี ยิ่งไปกว่านั้นในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) มีขนาด 2-8 เมกะวัตต์ ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) มีแนวโน้มลดลงมากที่สุดโดยมีค่าเท่ากับ 0.253 ชั่วโมง/ราย/ปี เหตุผลเช่นเดียวกันกับค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) ลดลงมาก ตามสมการที่ 2.66

3.2.3 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST)

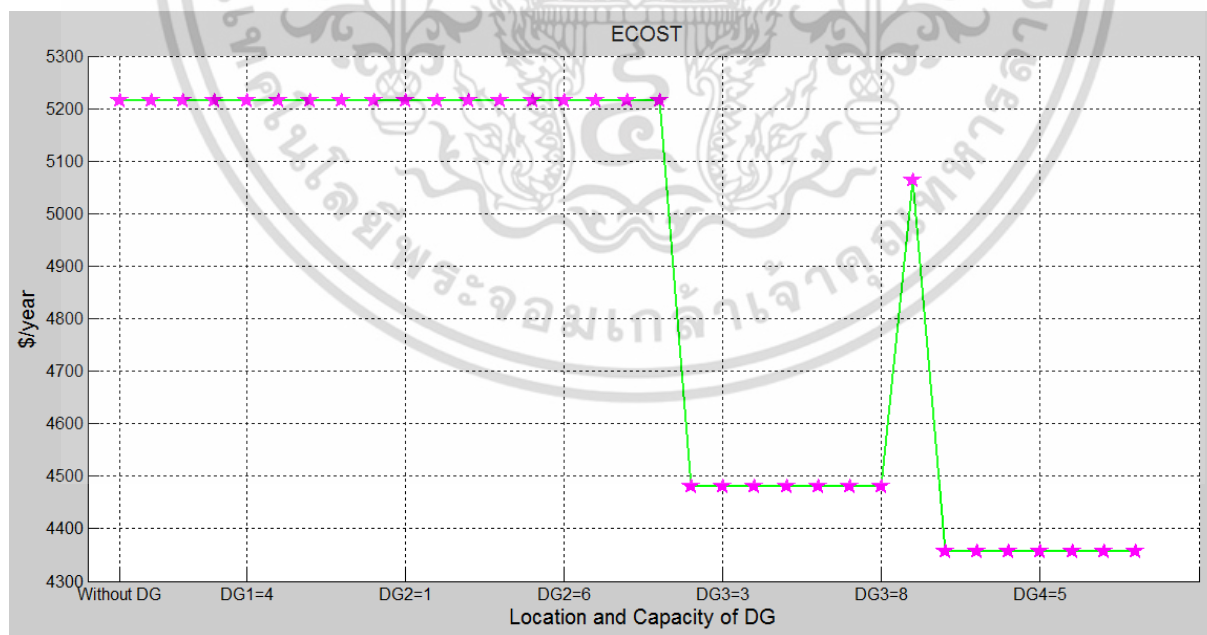
สำหรับการพิจารณาคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) นั้น ใช้ข้อมูลมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Interruption Cost) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต1 ภาคกลาง (ก.1) ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในตารางที่ 3.4 ซึ่งแสดงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้เนื่องจากไฟฟ้าดับในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในช่วงระยะเวลาไฟฟ้าดับตั้งแต่เวลา 0.1-120 นาที และได้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ดังตารางที่ 3.2 และ รูปที่ 3.5

มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) จากกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) มีค่าเป็น 5,216 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี ในทำนองเดียวกันกับผลกระทบของตำแหน่งและขนาดติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ถูกพิจารณาถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ดังแสดงในตารางที่ 3.2 ในส่วนของกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1 และ DG2) สำหรับทุกขนาด (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, และ 8 เมกะวัตต์) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ในกรณีนี้มีค่าเท่ากับค่าจากกรณีพื้นฐานที่ 5,216 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี เนื่องจากอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าทำให้ขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.67 และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) ติดตั้งในบัส 12 ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) มีขนาด 1 เมกะวัตต์ มีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากันกับค่าจากกรณีพื้นฐานที่ 5,216 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.67 แต่ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) มีขนาด 2-8 เมกะวัตต์ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีแนวโน้มลดลงอยู่ที่ 4,480 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลง ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลง ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลงไปด้วย ตามสมการที่ 2.67

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) ติดตั้งในบัส 13 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงทุกกรณีตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน โดยกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) มีขนาด 1 เมกะวัตต์ มีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากับ 5,063 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี ยิ่งไปกว่านั้นในกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) มีขนาด 2-8 เมกะวัตต์ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีแนวโน้มลดลงมากที่สุดโดยมีมูลค่าเท่ากับ 4,357 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) ลดลงเป็นอย่างมาก ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงมาก ตามสมการที่ 2.67

ตารางที่ 3.4 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

Duration(minute)	Interruption Cost (\$/kW)
0.1	0.200367
1	0.320253
2	0.342738
3	0.365224
4	0.387709
5	0.410195
6	0.43268
7	0.455165
8	0.47765
9	0.500136
10	0.522621
15	0.635048
30	0.972328
60	1.539474
120	2.505529



รูปที่ 3.5 ค่า ECOST ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สิ่งนี้ชี้ให้เห็นถึงประโยชน์ที่ได้รับจากการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG) และสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) ที่ตำแหน่งติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด เป็นเหตุผลที่ทำให้ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI), ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ (ดัชนีความถี่เฉลี่ยได้มีค่าน้อยที่สุดเป็นผลให้ความถี่เฉลี่ยได้มากที่สุด) บนพื้นฐานการวิเคราะห์เพิ่มเติมจากตารางที่ 3.2 โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG) ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งในแต่ละบัส ค่าดัชนีความถี่เฉลี่ยได้มีค่าน้อยกว่าในกรณีพื้นฐาน และค่าดัชนีความถี่เฉลี่ยได้มีค่าน้อยลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG) ที่เพิ่มขึ้น ที่ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง DG3 และ DG4 ยกเว้นกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง DG1 และ DG2 ตามผลของการจำลองตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีบทบาทสำคัญในการกำหนดความถี่เฉลี่ยได้ในระบบไฟฟ้างกล่าว นอกจากนี้ยังมีปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการจ่ายระบบไฟฟ้าในรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanded mode) ที่เป็นเหตุให้ค่าดัชนีความถี่เฉลี่ยได้ลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน

3.2.4 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss})

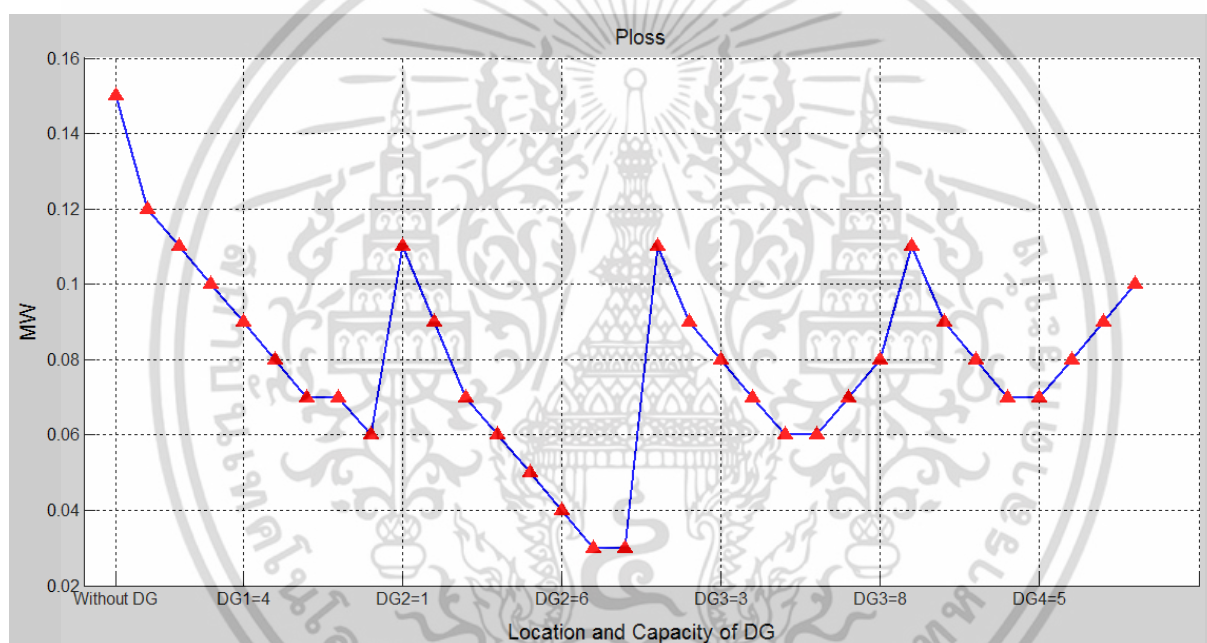
มุมมองด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ได้รับการพิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) โดยการปรับเปลี่ยนตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังแสดงในตารางที่ 3.2 และ รูปที่ 3.6 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ตามค่าเป้าหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง (ก.1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอธัญบุรี ต้องควบคุมการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ให้มีค่าไม่เกิน 4.32 % (0.50 เมกะวัตต์ ของโหลดรวมทั้งหมด 11.59 เมกะวัตต์) ในขณะที่การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ของกรณีทำการจำลองนี้มีค่าอยู่ในเกณฑ์ค่าเป้าหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกกรณีตามข้อมูลที่น่าเสนอในตารางที่ 3.2

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นเหตุผลที่ทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ บนพื้นฐานการวิเคราะห์เพิ่มเติมจากตารางที่ 3.2 โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งในแต่ละบัส การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อยกว่าในกรณีพื้นฐาน และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่มีขนาดที่เท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวมและตำแหน่งติดตั้งที่ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดทำให้ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้า (R) ในตารางที่ 3.5 เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อยที่สุด อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นความต้านทานรวมของสายไฟจึงลด

ต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.52 และ 2.64 กล่าวโดยสรุปที่ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง DG2 ขนาด 8 เมกะวัตต์ มีการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) น้อยที่สุดเนื่องจากตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้เคียงกับโหลดรวมมากที่สุด (โหลดรวมทั้งหมด 11.59 เมกะวัตต์)

ตารางที่ 3.5 ความต้านทานและรีแอกแตนซ์ของสายเคเบิลอากาศ (SAC) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

Component Type	Resistance (R) (Ohm/km)	Reactance (X) (Ohm/km)
SAC 185 sq.mm.	0.2106553	0.4144064



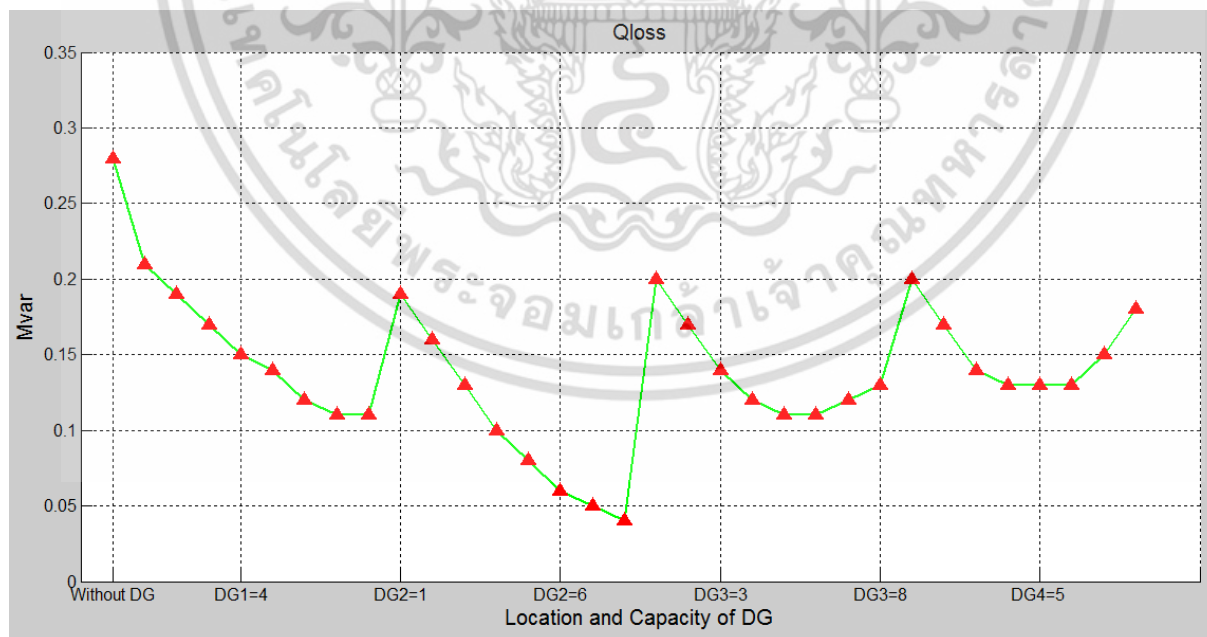
รูปที่ 3.6 ค่า P_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG)

3.2.5 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss})

มุมมองด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ได้รับการพิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) โดยการปรับเปลี่ยนตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังแสดงในตารางที่ 3.2 และ รูปที่ 3.7 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ตามค่าเป้าหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต1 ภาคกลาง (ก.1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอธัญบุรี ต้องควบคุมการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ให้มีค่าไม่เกิน 4.32 % (0.36 เมกะวาร์) ของโหลดรวมทั้งหมด 8.41 เมกะวาร์) ในขณะที่การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ของกรณีที่ทำกรจำลองนี้มีค่าอยู่ในเกณฑ์ค่าเป้าหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกกรณีตามข้อมูลที่น่าเสนอในตารางที่ 3.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นเหตุผลที่ทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ บนพื้นฐานการวิเคราะห์เพิ่มเติมจากตารางที่ 3.2 โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งในแต่ละบัส การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อยกว่าในกรณีพื้นฐาน และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่มีขนาดที่เท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวมและตำแหน่งติดตั้งที่ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด ทำให้ค่ารีแอกแตนซ์ของสายไฟฟ้า (X) ในตารางที่ 3.5 เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อยที่สุด อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นค่ารีแอกแตนซ์รวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.53 กล่าวโดยสรุปที่ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ตำแหน่ง DG2 ขนาด 8 เมกะวัตต์ มีการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) น้อยที่สุดเนื่องจากตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้เคียงกับโหลดรวมมากที่สุด (โหลดรวมทั้งหมด 11.59 เมกะวัตต์ 8.41 เมกะวัตร์)



รูปที่ 3.7 ค่า Q_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Single-DG)

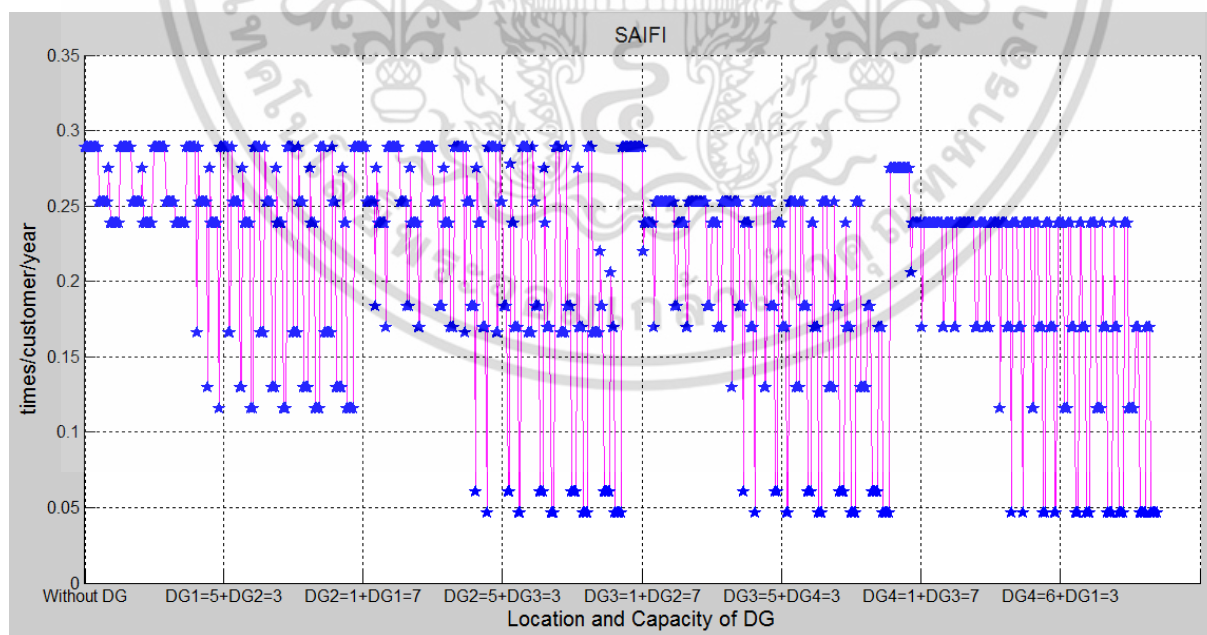
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3 การศึกษาผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

สำหรับการศึกษาผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายแบบ (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ โดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 เครื่องเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายพร้อมกันนั้น กล่าวถึงผลกระทบด้านดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (Expected Interruption Cost : ECOST หรือ Outage Cost) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (Active power loss : P_{loss}) และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power loss : Q_{loss})

3.3.1 ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ายดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI)

ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ายดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) จากกรณีพื้นฐานเปรียบเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่แต่ละบัส โดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 เครื่องเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายพร้อมกัน และแบ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายออกเป็น 4 ตำแหน่ง ดังนี้ ตำแหน่ง DG1, DG2, DG3, และ DG4 ซึ่งติดตั้งที่บัส 10, 11, 12 และบัส 13 ในระบบจำหน่ายที่ได้จำลองไว้ ตามลำดับ ไว้สำหรับศึกษาในแต่ละกรณี นอกจากนั้นแล้วในแต่ละตำแหน่งได้มีการแบ่งขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ไว้ดังนี้คือ ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, และ 8 เมกะวัตต์



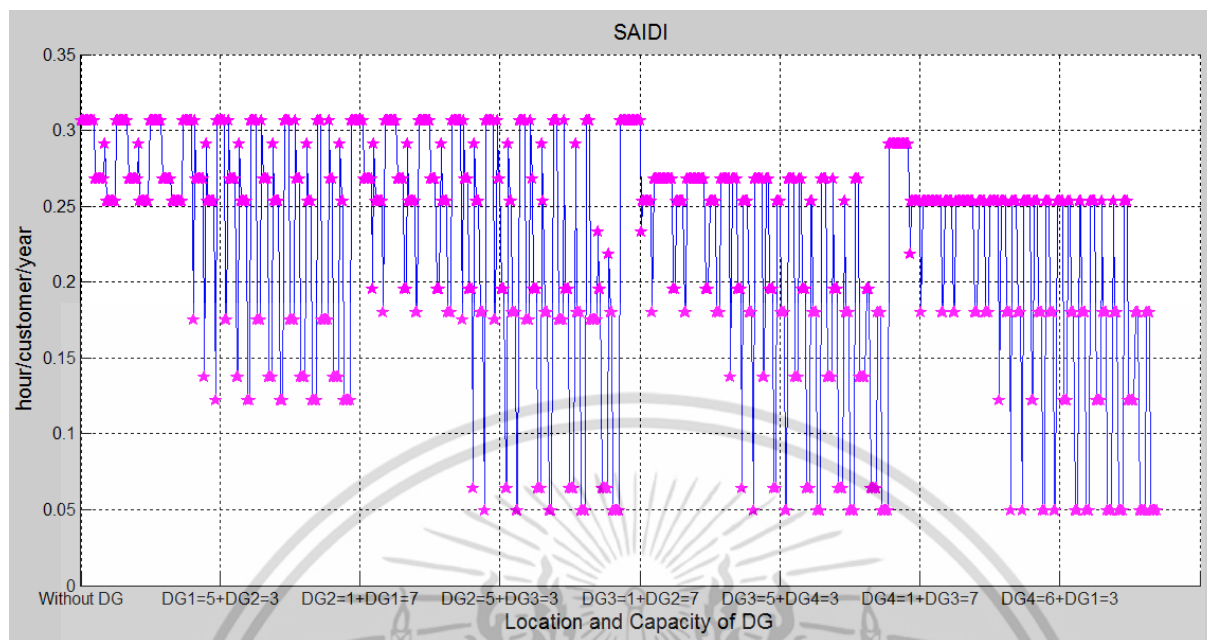
รูปที่ 3.8 ค่า SAIFI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับการพิจารณาคำนวณค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) นั้น ใช้ข้อมูลอัตราความล้มเหลวของสายไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง (ก.1) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในตารางที่ 3.3 ได้ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ดังตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.8 ใช้ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ที่ได้จากกรณีพื้นฐานเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) เห็นได้ว่าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้า มีค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) เท่ากับและมีค่าใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน อาจมีค่าลดลงบ้างเล็กน้อยตามขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน อัตราความล้มเหลว (λ_i) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.65 สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้า ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ลดลงเป็นอย่างมากทุกกรณีตามขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลง อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลง ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลงไปด้วย ตามสมการที่ 2.65 และค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีค่าน้อยที่สุดที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด คือ ที่ตำแหน่ง DG4 มีขนาด 8 MW เชื่อมต่อร่วมกับตำแหน่ง DG3 ที่มีขนาด 4, 5, 6, 7 และ 8 MW มีค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) เท่ากับ 0.046459 ครั้ง/ราย/ปี เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) ลดลงมาก ตามสมการที่ 2.65

3.3.2 ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI)

ในทำนองเดียวกันกับการวิเคราะห์ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) ก่อนหน้านี้ ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) จากกรณีพื้นฐานเปรียบเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่แต่ละบัส ขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ถูกพิจารณาเช่นเดียวกัน ซึ่งค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) แสดงในตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ค่า SAIDI ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

สำหรับการพิจารณาคำนวณค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) นั้น ใช้ข้อมูลระยะเวลาซ่อมแซมสายไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง (ก.1) ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในตารางที่ 3.3 ได้ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ดังตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.9 ใช้ดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ที่ได้จากกรณีพื้นฐาน เทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) เห็นได้ว่าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้า มีค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) เท่ากับและมีค่าใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน อาจลดลงบ้างเล็กน้อยตามขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.66 สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้า ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) ลดลงเป็นอย่างมากทุกกรณีตามขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลง ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลง ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลงไปด้วย ตามสมการที่ 2.66 และค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) มีค่าน้อยที่สุดที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด คือ ที่ตำแหน่ง DG4 มีขนาด 8 MW เชื่อมต่อร่วมกับตำแหน่ง DG3 ที่มีขนาด 4, 5, 6, 7 และ 8 MW มีค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) เท่ากับ 0.049 ชั่วโมง/ราย/ปี เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ลดลงเป็นอย่างมาก ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) ลดลงมาก ตามสมการที่ 2.66

3.3.3 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST)

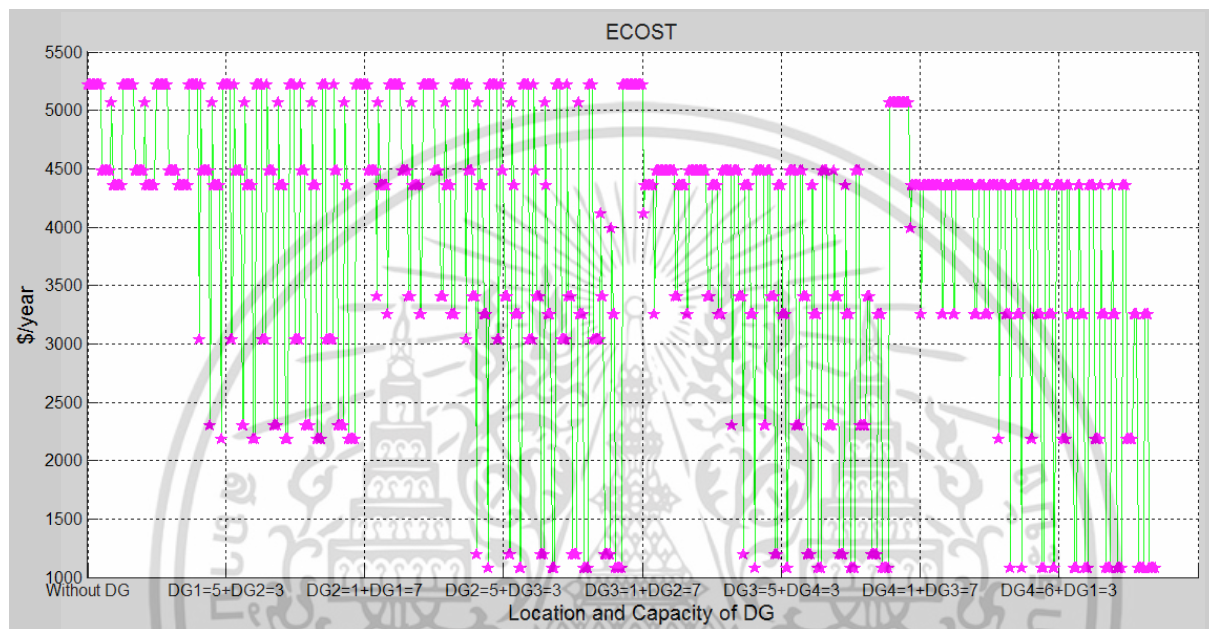
มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) จากกรณีพื้นฐานเปรียบเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่แต่ละบัส ขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ถูกพิจารณาเช่นเดียวกัน ซึ่งมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) แสดงในตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.10

สำหรับการพิจารณาคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) นั้น ใช้ข้อมูลมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Interruption Cost) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต1 ภาคกลาง (ก.1) ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในตารางที่ 3.4 ซึ่งแสดงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟเนื่องจากไฟฟ้าดับในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในช่วงระยะเวลาไฟฟ้าดับตั้งแต่เวลา 0.1-120 นาที และได้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ดังตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.10 ใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ที่ได้จากกรณีพื้นฐานเทียบกับกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) เห็นได้ว่าเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้า มีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน อาจลดลงบ้างเล็กน้อยตามขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากับและใกล้เคียงกับกรณีพื้นฐาน ตามสมการที่ 2.67 สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้า มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงเป็นอย่างมากทุกกรณีตามขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลง ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลง ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ลดลงไปด้วย ตามสมการที่ 2.67 และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีค่าน้อยที่สุดที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด คือ ที่ตำแหน่ง DG4 มีขนาด 8 MW เชื่อมต่อร่วมกับตำแหน่ง DG3 ที่มีขนาด 4, 5, 6, 7 และ 8 MW มีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) เท่ากับ 1,074 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) ลดลงเป็นอย่างมาก ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงมาก ตามสมการที่ 2.67

สิ่งนี้ชี้ให้เห็นถึงประโยชน์ที่ได้รับจากการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) และสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด เป็นเหตุผลที่ทำให้ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI), ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ (ดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าน้อยที่สุดเป็นผลให้ความเชื่อถือได้มากที่สุด) บนพื้นฐานการวิเคราะห์เพิ่มเติมจากตารางที่ 3.6 โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ขนาด 1, 2, 3,

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งในแต่ละบัส ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าน้อยลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เพิ่มขึ้น ตามผลของการจำลองตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) มีบทบาทสำคัญในการกำหนดความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าดังกล่าว นอกจากนี้ยังมีปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการจ่ายระบบไฟฟ้าในรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (islanded mode) ที่เป็นเหตุให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีพื้นฐาน



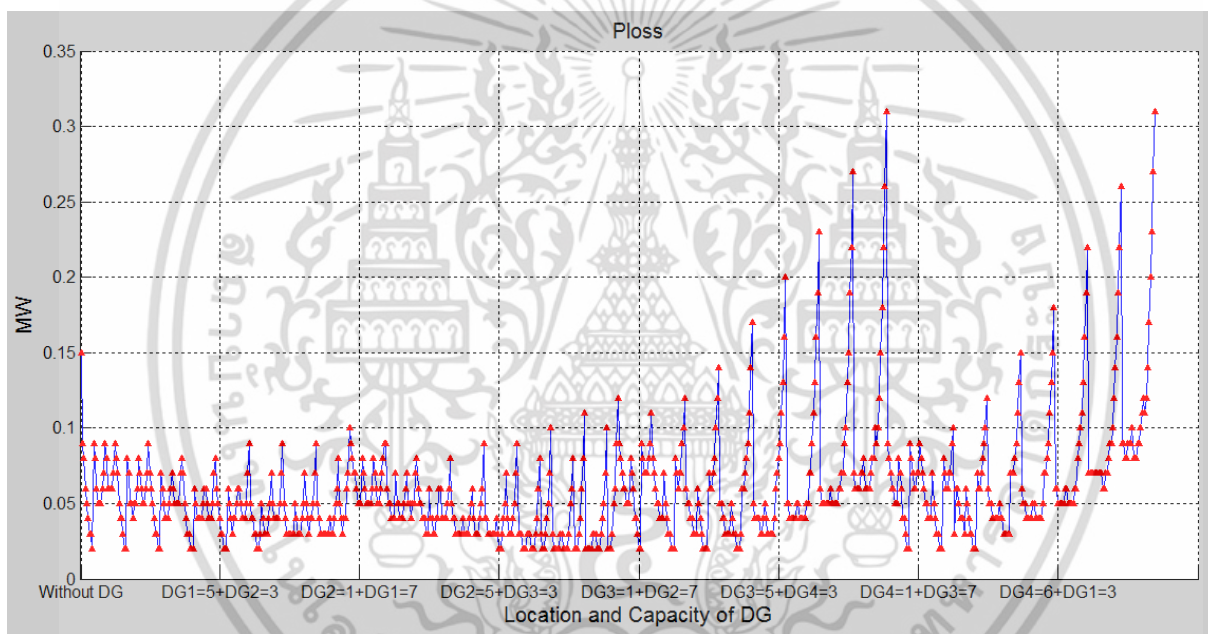
รูปที่ 3.10 ค่า ECOST ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

3.3.4 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss})

มุมมองด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ได้รับการพิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) โดยการปรับเปลี่ยนตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ดังแสดงในตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.11

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นเหตุผลที่ทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ บนพื้นฐานการวิเคราะห์เพิ่มเติมจากตารางที่ 3.6 และ รูปที่ 3.11 โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งในแต่ละบัส การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่มีขนาดที่เท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวมและตำแหน่งติดตั้งที่ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดทำให้ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้า (R) ในตารางที่ 3.5 เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อยที่สุด อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริงที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจาก

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นความต้านทานรวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.52 และ 2.64 กล่าวโดยสรุปในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ตำแหน่งโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดอยู่ที่บัส 9 และตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ใกล้กับโหลดขนาดใหญ่ คือ ตำแหน่ง DG2 ที่บัส 11 เมื่อรวมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เครื่องอื่นแล้ว ทำให้ผลรวมของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมีขนาดที่เท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวม (โหลดรวมทั้งหมด 11.59 เมกะวัตต์) เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) น้อยที่สุด



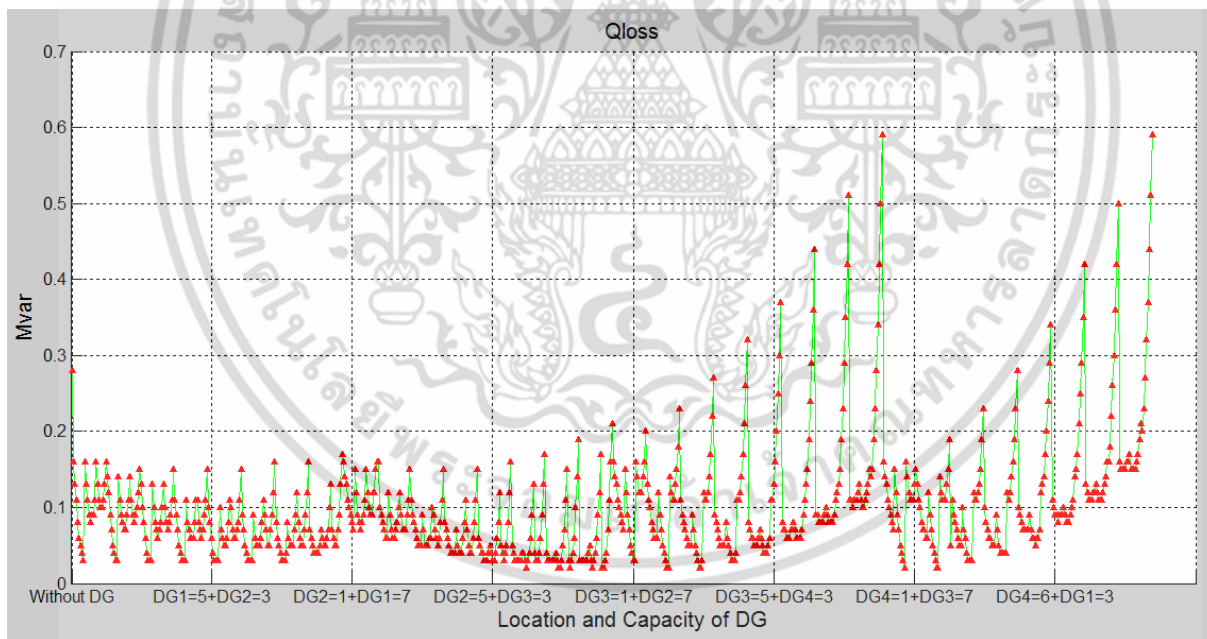
รูปที่ 3.11 ค่า P_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

3.3.5 การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss})

มุมมองด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ได้รับการพิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) โดยการปรับเปลี่ยนตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังแสดงในตารางที่ 3.6 และรูปที่ 3.12

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดเป็นเหตุผลที่ทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ บนพื้นฐานการวิเคราะห์เพิ่มเติมจากตารางที่ 3.6 และรูปที่ 3.12 โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ขนาด 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งติดตั้งในแต่ละบัส การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่มีขนาดที่เท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาด

ของโหลดรวมและตำแหน่งติดตั้งที่ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดทำให้ค่ารีแอกแตนซ์ของสายไฟฟ้า (X) ในตารางที่ 3.5 เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อยที่สุด อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นค่ารีแอกแตนซ์รวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.53 กล่าวโดยสรุปในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ตำแหน่งโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุดอยู่ที่บัส 9 และตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ใกล้กับโหลดขนาดใหญ่ คือ ตำแหน่ง DG2 ที่บัส 11 เมื่อรวมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เครื่องอื่นแล้ว ทำให้ผลรวมของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมีขนาดที่เท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวม (โหลดรวมทั้งหมด 11.59 เมกะวัตต์ 8.41 เมกะวาร์) เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) น้อยที่สุด



รูปที่ 3.12 ค่า Q_{loss} ตามตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI (ครั้ง/รายปี)	SAIDI (ชั่วโมง/รายปี)	ECOST (ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (Mvar)
Without DG				0.288781	0.306	5,216	0.15	0.28
DG1	1	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
			2	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.13
			3	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.11
			4	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
			5	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
			6	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05
			7	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			8	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
			2	0.252647	0.268	4,480	0.08	0.13
			3	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
			4	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
			5	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			6	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
			7	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.09
			8	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.11
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.09	0.16
			2	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.13
			3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			4	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10
			5	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10
			6	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			7	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13
			8	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.16
DG1	2	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.14
			2	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.12
			3	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
			4	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07
			5	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.05
			6	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			7	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			8	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.14
			2	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.11
			3	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
			4	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			5	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07
			6	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG1	2	DG3	7	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09		
			8	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11		
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.08	0.14		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.09		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08		
			5	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
			6	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10		
			7	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
			8	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.15		
		DG1	3	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.13
					2	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
					3	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
					4	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
					5	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
6	0.288781				0.306	5,216	0.03	0.03		
7	0.288781				0.306	5,216	0.02	0.03		
8	0.288781				0.306	5,216	0.02	0.03		
DG3	1			0.288781	0.306	5,216	0.07	0.13		
	2			0.252647	0.268	4,480	0.06	0.10		
	3			0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08		
	4			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07		
	5			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06		
	6			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07		
	7			0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08		
	8			0.252647	0.268	4,480	0.06	0.10		
DG4	1			0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10		
	3			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08		
	4			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07		
	5			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08		
	6			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
	7			0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
	8			0.238594	0.253	4,357	0.08	0.15		
DG1	4	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.11		
			2	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09		
			3	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07		
			4	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG1	4	DG2	5	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04		
			6	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03		
			7	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03		
			8	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03		
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.11		
			2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08		
			3	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07		
			4	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06		
			5	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06		
			6	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06		
			7	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08		
			8	0.129446	0.137	2,301	0.06	0.11		
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.06	0.11		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06		
			5	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07		
			6	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
			7	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			8	0.115393	0.122	2,178	0.08	0.15		
		DG1	5	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
					2	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
					3	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
					4	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
					5	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.03
					6	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
					7	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
					8	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
DG3	1			0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10		
	2			0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07		
	3			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06		
	4			0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05		
	5			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.05		
	6			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06		
	7			0.129446	0.137	2,301	0.05	0.08		
	8			0.129446	0.137	2,301	0.06	0.11		
DG4	1			0.274728	0.291	5,063	0.06	0.10		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG1	5	DG4	3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06
			4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06
			5	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
			6	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08
			7	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.11
			8	0.115393	0.122	2,178	0.09	0.15
DG1	6	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
			2	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07
			3	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.05
			4	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			5	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.03
			6	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
			7	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
			8	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			3	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			4	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			5	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			6	0.129446	0.137	2,301	0.04	0.06
			7	0.129446	0.137	2,301	0.05	0.08
			8	0.129446	0.137	2,301	0.07	0.11
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.05	0.09
			2	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
			3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05
			4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05
			5	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
			6	0.115393	0.122	2,178	0.05	0.09
			7	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.12
			8	0.115393	0.122	2,178	0.09	0.16
DG1	7	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
			2	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
			3	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05
			4	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			5	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03
			6	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03
			7	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03
			8	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG1	7	DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			3	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			4	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			5	0.129446	0.137	2,301	0.03	0.05
			6	0.129446	0.137	2,301	0.04	0.07
			7	0.129446	0.137	2,301	0.05	0.09
			8	0.129446	0.137	2,301	0.07	0.12
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.05	0.08
			2	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06
			3	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.05
			4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05
			5	0.115393	0.122	2,178	0.04	0.07
			6	0.115393	0.122	2,178	0.05	0.09
			7	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.12
			8	0.115393	0.122	2,178	0.09	0.16
DG1	8	DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.07
			2	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
			3	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05
			4	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04
			5	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04
			6	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04
			7	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04
			8	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.05
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.07
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			3	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			4	0.129446	0.137	2,301	0.03	0.05
			5	0.129446	0.137	2,301	0.04	0.06
			6	0.129446	0.137	2,301	0.05	0.07
			7	0.129446	0.137	2,301	0.06	0.10
			8	0.129446	0.137	2,301	0.08	0.13
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.05	0.07
			2	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06
			3	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.05
			4	0.115393	0.122	2,178	0.04	0.05
			5	0.115393	0.122	2,178	0.04	0.07
			6	0.115393	0.122	2,178	0.06	0.09

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG1	8	DG4	7	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.13
			8	0.115393	0.122	2,178	0.10	0.17
DG2	1	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
			2	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.14
			3	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.13
			4	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.11
			5	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
			6	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
			7	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
			8	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.07
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.15
			2	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.12
			3	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.09
			4	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			5	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07
			6	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			7	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
			8	0.183713	0.195	3,406	0.06	0.11
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.08	0.15
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10
			4	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09
			5	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09
			6	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.12
			7	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			8	0.169660	0.180	3,252	0.08	0.15
DG2	2	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
			2	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
			3	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
			4	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
			5	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
			6	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07
			7	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
			8	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.12
			2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
			3	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07
			4	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า		
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)	
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)			
DG2	2	DG3	5	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06	
			6	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07	
			7	0.183713	0.195	3,406	0.05	0.08	
			8	0.183713	0.195	3,406	0.06	0.10	
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.07	0.12	
			2	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09	
			3	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07	
			4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07	
	5		0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07		
	6		0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
	7		0.169660	0.180	3,252	0.07	0.11		
	8		0.169660	0.180	3,252	0.08	0.15		
	DG2	3	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.11
				2	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
				3	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
				4	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07
5				0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06	
6				0.288781	0.306	5,216	0.04	0.05	
7				0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05	
8				0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05	
DG3			1	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.09	
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07	
			3	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.05	
			4	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05	
			5	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05	
			6	0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06	
			7	0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06	
			8	0.183713	0.195	3,406	0.06	0.10	
DG4		1	0.274728	0.291	5,063	0.06	0.09		
		2	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07		
		3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06		
		4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05		
		5	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06		
		6	0.169660	0.180	3,252	0.05	0.08		
		7	0.169660	0.180	3,252	0.06	0.11		
		8	0.169660	0.180	3,252	0.08	0.15		
DG2	4	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08	
			2	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG2	4	DG1	3	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06		
			4	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05		
			5	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04		
			6	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04		
			7	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04		
			8	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04		
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07		
			2	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05		
			3	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.04		
			4	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.04		
			5	0.183713	0.195	3,406	0.03	0.04		
			6	0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06		
			7	0.183713	0.195	3,406	0.05	0.08		
			8	0.060512	0.064	1,197	0.06	0.11		
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.04	0.07		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.05		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.04		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.04		
			5	0.169660	0.180	3,252	0.04	0.06		
			6	0.169660	0.180	3,252	0.05	0.08		
			7	0.169660	0.180	3,252	0.06	0.11		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.09	0.15		
		DG2	5	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
					2	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.05
3	0.288781				0.306	5,216	0.03	0.04		
4	0.288781				0.306	5,216	0.03	0.04		
5	0.288781				0.306	5,216	0.03	0.03		
6	0.288781				0.306	5,216	0.03	0.03		
7	0.165580				0.175	3,038	0.03	0.03		
8	0.165580				0.175	3,038	0.03	0.04		
DG3	1			0.288781	0.306	5,216	0.04	0.05		
	2			0.252647	0.268	4,480	0.03	0.04		
	3			0.252647	0.268	4,480	0.02	0.03		
	4			0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03		
	5			0.183713	0.195	3,406	0.03	0.04		
	6			0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06		
	7			0.060512	0.064	1,197	0.05	0.08		
	8			0.060512	0.064	1,197	0.07	0.12		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG2	5	DG4	1	0.277473	0.291	5,063	0.04	0.05
			2	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.04
			3	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.03
			4	0.169660	0.180	3,252	0.03	0.04
			5	0.169660	0.180	3,252	0.04	0.05
			6	0.169660	0.180	3,252	0.05	0.08
			7	0.046459	0.049	1,074	0.07	0.12
			8	0.046459	0.049	1,074	0.09	0.16
DG2	6	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05
			2	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			3	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.03
			4	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			5	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			6	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
			7	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03
			8	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			2	0.252647	0.268	4,480	0.02	0.03
			3	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02
			4	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03
			5	0.183713	0.195	3,406	0.03	0.04
			6	0.060512	0.064	1,197	0.04	0.06
			7	0.060512	0.064	1,197	0.06	0.09
			8	0.060512	0.064	1,197	0.08	0.13
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.03	0.04
			2	0.238594	0.253	4,357	0.02	0.03
			3	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.03
			4	0.169660	0.180	3,252	0.03	0.04
			5	0.169660	0.180	3,252	0.04	0.06
			6	0.046459	0.049	1,074	0.05	0.09
			7	0.046459	0.049	1,074	0.07	0.13
			8	0.046459	0.049	1,074	0.10	0.17
DG2	7	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			2	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			3	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			4	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			5	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
			6	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG2	7	DG1	7	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03		
			8	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.04		
		DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03		
			2	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
			3	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
			4	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03		
			5	0.060512	0.064	1,197	0.03	0.05		
			6	0.060512	0.064	1,197	0.05	0.07		
			7	0.060512	0.064	1,197	0.06	0.11		
			8	0.060512	0.064	1,197	0.08	0.15		
		DG4	1	0.274728	0.291	5,063	0.02	0.03		
			2	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.02		
			3	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.03		
			4	0.169660	0.180	3,252	0.03	0.04		
			5	0.046459	0.049	1,074	0.04	0.06		
			6	0.046459	0.049	1,074	0.06	0.10		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.08	0.14		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.11	0.19		
		DG2	8	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
					2	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
					3	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
					4	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
					5	0.165580	0.175	3,038	0.02	0.03
					6	0.165580	0.175	3,038	0.03	0.03
7	0.165580				0.175	3,038	0.03	0.04		
8	0.165580				0.175	3,038	0.03	0.05		
DG3	1			0.219847	0.233	4,111	0.02	0.03		
	2			0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
	3			0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03		
	4			0.060512	0.064	1,197	0.03	0.04		
	5			0.060512	0.064	1,197	0.04	0.06		
	6			0.060512	0.064	1,197	0.05	0.09		
	7			0.060512	0.064	1,197	0.07	0.12		
	8			0.060512	0.064	1,197	0.10	0.17		
DG4	1			0.205794	0.218	3,989	0.02	0.02		
	2			0.169660	0.180	3,252	0.02	0.02		
	3			0.169660	0.180	3,252	0.02	0.03		
	4			0.046459	0.049	1,074	0.03	0.04		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG2	8	DG4	5	0.046459	0.049	1,074	0.05	0.07
			6	0.046459	0.049	1,074	0.06	0.11
			7	0.046459	0.049	1,074	0.09	0.16
			8	0.046459	0.049	1,074	0.12	0.21
DG3	1	DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
			2	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.14
			3	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.13
			4	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.11
			5	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
			6	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.09
			7	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
			8	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.07
		DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.15
			2	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.12
			3	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.09
			4	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.07
			5	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.05
			6	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
			7	0.288781	0.306	5,216	0.02	0.03
			8	0.219847	0.233	4,111	0.02	0.03
		DG4	1	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.16
			2	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14
			3	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			4	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			5	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			6	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14
			7	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.16
			8	0.169660	0.180	3,252	0.11	0.20
DG3	2	DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.08	0.13
			2	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.11
			3	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.10
			4	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			5	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07
			6	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			7	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			8	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
		DG2	1	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.12
			2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG3	2	DG2	3	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07		
			4	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05		
			5	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.04		
			6	0.252647	0.268	4,480	0.02	0.03		
			7	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
			8	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
		DG4	1	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			5	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13		
			6	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.15		
			7	0.169660	0.180	3,252	0.10	0.18		
			8	0.169660	0.180	3,252	0.12	0.23		
		DG3	3	DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
					2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
3	0.252647				0.268	4,480	0.05	0.08		
4	0.252647				0.268	4,480	0.04	0.07		
5	0.252647				0.268	4,480	0.04	0.06		
6	0.252647				0.268	4,480	0.03	0.05		
7	0.252647				0.268	4,480	0.03	0.05		
8	0.252647				0.268	4,480	0.03	0.05		
DG2	1			0.252647	0.268	4,480	0.06	0.09		
	2			0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07		
	3			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.05		
	4			0.252647	0.268	4,480	0.03	0.04		
	5			0.252647	0.268	4,480	0.02	0.03		
	6			0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
	7			0.183713	0.195	3,406	0.02	0.02		
	8			0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03		
DG4	1			0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11		
	3			0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11		
	4			0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
	5			0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14		
	6			0.169660	0.180	3,252	0.10	0.17		
	7			0.169660	0.180	3,252	0.12	0.22		
	8			0.169660	0.180	3,252	0.14	0.27		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG3	4	DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
			2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			3	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07
			4	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			5	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			6	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			7	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			8	0.129446	0.137	2,301	0.03	0.05
		DG2	1	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			3	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			4	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.04
			5	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03
			6	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03
			7	0.183713	0.195	3,406	0.02	0.03
			8	0.060512	0.064	1,197	0.03	0.04
		DG4	1	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			2	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			3	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			4	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14
			5	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.17
			6	0.169660	0.180	3,252	0.11	0.21
			7	0.169660	0.180	3,252	0.14	0.26
			8	0.046459	0.049	1,074	0.17	0.32
DG3	5	DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07
			3	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			4	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			5	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.05
			6	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			7	0.129446	0.137	2,301	0.03	0.05
			8	0.129446	0.137	2,301	0.04	0.06
		DG2	1	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07
			2	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
			3	0.252647	0.268	4,480	0.03	0.05
			4	0.183713	0.195	3,406	0.03	0.04
			5	0.183713	0.195	3,406	0.03	0.04
			6	0.183713	0.195	3,406	0.03	0.04

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG3	5	DG2	7	0.060512	0.064	1,197	0.03	0.05		
			8	0.060512	0.064	1,197	0.04	0.06		
		DG4	1	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.13		
			4	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.16		
			5	0.169660	0.180	3,252	0.11	0.20		
			6	0.169660	0.180	3,252	0.13	0.25		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.16	0.30		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.20	0.37		
		DG3	6	DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
					2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.07
					3	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07
					4	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
					5	0.252647	0.268	4,480	0.04	0.06
					6	0.129446	0.137	2,301	0.04	0.06
7	0.129446				0.137	2,301	0.04	0.07		
8	0.129446				0.137	2,301	0.05	0.07		
DG2	1			0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08		
	2			0.252647	0.268	4,480	0.04	0.07		
	3			0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06		
	4			0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06		
	5			0.183713	0.195	3,406	0.04	0.06		
	6			0.060512	0.064	1,197	0.04	0.06		
	7			0.060512	0.064	1,197	0.05	0.07		
	8			0.060512	0.064	1,197	0.05	0.09		
DG4	1			0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13		
	3			0.169660	0.180	3,252	0.09	0.15		
	4			0.169660	0.180	3,252	0.11	0.19		
	5			0.169660	0.180	3,252	0.13	0.24		
	6			0.046459	0.049	1,074	0.16	0.29		
	7			0.046459	0.049	1,074	0.19	0.36		
	8			0.046459	0.049	1,074	0.23	0.44		
DG3	7			DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.09
					2	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09
					3	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08
					4	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.08

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG3	7	DG1	5	0.129446	0.137	2,301	0.05	0.08		
			6	0.129446	0.137	2,301	0.05	0.08		
			7	0.129446	0.137	2,301	0.05	0.09		
			8	0.129446	0.137	2,301	0.06	0.10		
		DG2	1	0.252647	0.268	4,480	0.05	0.09		
			2	0.183713	0.195	3,406	0.05	0.08		
			3	0.183713	0.195	3,406	0.05	0.08		
			4	0.183713	0.195	3,406	0.05	0.08		
			5	0.060512	0.064	1,197	0.05	0.08		
			6	0.060512	0.064	1,197	0.06	0.09		
			7	0.060512	0.064	1,197	0.06	0.11		
			8	0.060512	0.064	1,197	0.07	0.12		
		DG4	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13		
			2	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.15		
			3	0.169660	0.180	3,252	0.10	0.19		
			4	0.169660	0.180	3,252	0.13	0.23		
			5	0.046459	0.049	1,074	0.15	0.29		
			6	0.046459	0.049	1,074	0.19	0.35		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.22	0.42		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.27	0.51		
		DG3	8	DG1	1	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.11
					2	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
					3	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.10
					4	0.129446	0.137	2,301	0.06	0.11
					5	0.129446	0.137	2,301	0.06	0.11
					6	0.129446	0.137	2,301	0.07	0.11
					7	0.129446	0.137	2,301	0.07	0.12
					8	0.129446	0.137	2,301	0.08	0.13
DG2	1			0.183713	0.195	3,406	0.06	0.11		
	2			0.183713	0.195	3,406	0.06	0.10		
	3			0.183713	0.195	3,406	0.06	0.10		
	4			0.060512	0.064	1,197	0.06	0.11		
	5			0.060512	0.064	1,197	0.07	0.12		
	6			0.060512	0.064	1,197	0.08	0.13		
	7			0.060512	0.064	1,197	0.08	0.15		
	8			0.060512	0.064	1,197	0.10	0.14		
DG4	1			0.169660	0.180	3,252	0.09	0.15		
	2			0.169660	0.180	3,252	0.10	0.19		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG3	8	DG4	3	0.169660	0.180	3,252	0.12	0.23
			4	0.046459	0.049	1,074	0.15	0.28
			5	0.046459	0.049	1,074	0.18	0.34
			6	0.046459	0.049	1,074	0.22	0.42
			7	0.046459	0.049	1,074	0.26	0.50
			8	0.046459	0.049	1,074	0.31	0.59
DG4	1	DG1	1	0.274728	0.291	5,063	0.09	0.16
			2	0.274728	0.291	5,063	0.08	0.14
			3	0.274728	0.291	5,063	0.07	0.13
			4	0.274728	0.291	5,063	0.06	0.11
			5	0.274728	0.291	5,063	0.06	0.10
			6	0.274728	0.291	5,063	0.05	0.09
			7	0.274728	0.291	5,063	0.05	0.08
			8	0.274728	0.291	5,063	0.05	0.07
		DG2	1	0.274728	0.291	5,063	0.08	0.15
			2	0.274728	0.291	5,063	0.07	0.12
			3	0.274728	0.291	5,063	0.06	0.09
			4	0.274728	0.291	5,063	0.04	0.07
			5	0.274728	0.291	5,063	0.04	0.05
			6	0.274728	0.291	5,063	0.03	0.04
			7	0.274728	0.291	5,063	0.02	0.03
			8	0.205794	0.218	3,989	0.02	0.02
		DG3	1	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.16
			2	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14
			3	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			4	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			5	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			6	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11
			7	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13
			8	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.15
DG4	2	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.13
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11
			3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10
			4	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08
			5	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07
			6	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
			7	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06
			8	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG4	2	DG2	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12
			2	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09
			3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
			4	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.05
			5	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.04
			6	0.238594	0.253	4,357	0.02	0.03
			7	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.02
			8	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.02
	DG3	1	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14	
		2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12	
		3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11	
		4	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11	
		5	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11	
		6	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13	
		7	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.15	
		8	0.169660	0.180	3,252	0.10	0.19	
DG4	3	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.05
			2	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
			3	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.09
			4	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08
			5	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
			6	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06
			7	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05
			8	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.05
	DG2	1	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10	
		2	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07	
		3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06	
		4	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.04	
		5	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.03	
		6	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.03	
		7	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.03	
		8	0.169660	0.180	3,252	0.02	0.03	
	DG3	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12	
		2	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11	
3		0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11		
4		0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
5		0.238594	0.253	4,357	0.08	0.13		
6		0.169660	0.180	3,252	0.09	0.15		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG4	3	DG3	7	0.169660	0.180	3,252	0.10	0.19		
			8	0.169660	0.180	3,252	0.12	0.23		
DG4	4	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06		
			5	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06		
			6	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05		
			7	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05		
			8	0.115393	0.122	2,178	0.04	0.05		
		DG2	1	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.05		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.03	0.04		
			5	0.169660	0.180	3,252	0.03	0.04		
			6	0.169660	0.180	3,252	0.03	0.04		
			7	0.169660	0.180	3,252	0.03	0.04		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.03	0.04		
		DG3	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14		
			5	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.16		
			6	0.169660	0.180	3,252	0.11	0.19		
			7	0.169660	0.180	3,252	0.13	0.23		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.15	0.28		
		DG4	5	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10
					2	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09
					3	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.08
					4	0.238594	0.253	4,357	0.04	0.07
5	0.238594				0.253	4,357	0.04	0.07		
6	0.238594				0.253	4,357	0.04	0.07		
7	0.115393				0.122	2,178	0.04	0.07		
8	0.115393				0.122	2,178	0.04	0.07		
DG2	1			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.07		
	3			0.238594	0.253	4,357	0.04	0.06		
	4			0.169660	0.180	3,252	0.04	0.06		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG4	5	DG2	5	0.169660	0.180	3,252	0.04	0.05		
			6	0.169660	0.180	3,252	0.04	0.06		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.04	0.06		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.05	0.07		
		DG3	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13		
			3	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14		
			4	0.169660	0.180	3,252	0.09	0.17		
			5	0.169660	0.180	3,252	0.11	0.20		
			6	0.169660	0.180	3,252	0.13	0.24		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.15	0.29		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.18	0.34		
		DG4	6	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.11
					2	0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10
					3	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09
					4	0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09
5	0.238594				0.253	4,357	0.05	0.08		
6	0.115393				0.122	2,178	0.05	0.09		
7	0.115393				0.122	2,178	0.05	0.09		
8	0.115393				0.122	2,178	0.06	0.09		
DG2	1			0.238594	0.253	4,357	0.06	0.10		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.05	0.09		
	3			0.169660	0.180	3,252	0.05	0.08		
	4			0.169660	0.180	3,252	0.05	0.08		
	5			0.169660	0.180	3,252	0.05	0.08		
	6			0.046459	0.049	1,074	0.05	0.09		
	7			0.046459	0.049	1,074	0.06	0.10		
	8			0.046459	0.049	1,074	0.06	0.11		
DG3	1			0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14		
	2			0.238594	0.253	4,357	0.09	0.15		
	3			0.169660	0.180	3,252	0.10	0.17		
	4			0.169660	0.180	3,252	0.11	0.21		
	5			0.169660	0.180	3,252	0.13	0.25		
	6			0.046459	0.049	1,074	0.16	0.29		
	7			0.046459	0.049	1,074	0.19	0.35		
	8			0.046459	0.049	1,074	0.22	0.42		
DG4	7	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13		
			2	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า			
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)		
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)				
DG4	7	DG1	3	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			4	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.11		
			5	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.11		
			6	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.12		
			7	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.12		
			8	0.115393	0.122	2,178	0.07	0.13		
		DG2	1	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.12		
			2	0.169660	0.180	3,252	0.07	0.11		
			3	0.169660	0.180	3,252	0.06	0.11		
			4	0.169660	0.180	3,252	0.06	0.11		
			5	0.046459	0.049	1,074	0.07	0.12		
			6	0.046459	0.049	1,074	0.07	0.13		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.08	0.14		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.09	0.16		
		DG3	1	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.16		
			2	0.169660	0.180	3,252	0.10	0.18		
			3	0.169660	0.180	3,252	0.12	0.22		
			4	0.169660	0.180	3,252	0.14	0.26		
			5	0.046459	0.049	1,074	0.16	0.30		
			6	0.046459	0.049	1,074	0.19	0.36		
			7	0.046459	0.049	1,074	0.22	0.42		
			8	0.046459	0.049	1,074	0.26	0.50		
		DG4	8	DG1	1	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.16
					2	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.15
3	0.238594				0.253	4,357	0.08	0.15		
4	0.115393				0.122	2,178	0.08	0.15		
5	0.115393				0.122	2,178	0.09	0.15		
6	0.115393				0.122	2,178	0.09	0.16		
7	0.115393				0.122	2,178	0.09	0.16		
8	0.115393				0.122	2,178	0.10	0.17		
DG2	1			0.169660	0.180	3,252	0.08	0.15		
	2			0.169660	0.180	3,252	0.08	0.15		
	3			0.169660	0.180	3,252	0.08	0.15		
	4			0.046459	0.049	1,074	0.09	0.15		
	5			0.046459	0.049	1,074	0.09	0.16		
	6			0.046459	0.049	1,074	0.10	0.17		
	7			0.046459	0.049	1,074	0.11	0.19		
	8			0.046459	0.049	1,074	0.12	0.21		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 (ต่อ)

DG No.1		DG No.2		ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	ตำแหน่ง	ขนาด (MW)	SAIFI	SAIDI	ECOST	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (Mvar)
				(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
DG4	8	DG3	1	0.169660	0.180	3,252	0.11	0.20
			2	0.169660	0.180	3,252	0.12	0.23
			3	0.169660	0.180	3,252	0.14	0.27
			4	0.046459	0.049	1,074	0.17	0.32
			5	0.046459	0.049	1,074	0.20	0.37
			6	0.046459	0.049	1,074	0.23	0.44
			7	0.046459	0.049	1,074	0.27	0.51
			8	0.046459	0.049	1,074	0.31	0.59

สรุปผลการศึกษาและวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ในรูปแบบของดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) โดยทำการศึกษาและวิเคราะห์เพื่อระบุตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งแบ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เป็น 8 ขนาด (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์) และติดตั้งไว้ 4 ตำแหน่ง (DG1, DG2, DG3 และ DG4) ผลที่ได้สามารถสรุปได้ดังนี้

1. ผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ประกอบไปด้วย ดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost)

- ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ห่างไกลออกไปจากสถานีไฟฟ้าเป็นเหตุให้ดัชนีความเชื่อถือได้นั้นได้รับการปรับปรุงและลดลงอย่างมีนัยสำคัญ (ความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น) และดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าน้อยที่สุดที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด

- ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เพิ่มขึ้นมีผลทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลง โดยดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงตามขนาดที่เพิ่มขึ้น และในกรณีที่มิขนาดใกล้เคียงหรือมากกว่าโหลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงไปอีก โดยเฉพาะในกรณีที่มิขนาดมากกว่าโหลด ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงเป็นอย่างมาก

- จำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายเครื่อง (Multi-DG) (ในงานวิจัยนี้คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 เครื่อง) มีผลทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลง (ความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น) มากกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเครื่องเดียว (Single-DG)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ผลกระทบด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) ในงานวิจัยนี้ประกอบไปด้วย การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss})

- ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นเหตุผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ (การสูญเสียกำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด)

- ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่มีขนาดที่เท่ากับกับขนาดของโหลดรวม หรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวม

- จำนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายหลายเครื่อง (Multi-DG) (ในงานวิจัยนี้คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 เครื่อง) มีผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงมากกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเครื่องเดียว (Single-DG)

สำหรับในส่วนของการใช้เครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ในโปรแกรม MATLAB ซึ่งใช้วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) เพื่อระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีหลายเครื่อง (Multi-DG) นั้น จะกล่าวถึงในบทต่อไป

บทที่ 4

การหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm)

4.1 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ของดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

ก่อนทำการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) นั้น ต้องมีการกำหนดรูปแบบการวิเคราะห์ร่วมกันระหว่างดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยวิธีการวิเคราะห์แบบฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) เพื่อแก้ปัญหาการหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์

สำหรับการหาตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดที่มีหลายวัตถุประสงค์ของดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้านั้น ซึ่งทุกฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต้องการหาค่าตอบที่น้อยที่สุด ดำเนินการโดยใช้ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ให้มีรูปแบบการหาค่าตอบที่น้อยที่สุด (minimize)

จากสมการที่ 2.97

$$\text{Minimize: } \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)\}$$

สามารถเขียนใหม่ในรูปดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

$$\text{Minimize } F = [F1, F2, F3, F4, F5] \quad (4.1)$$

$$\text{Minimize } F = \text{SAIFI} + \text{SAIDI} + \text{ECOST} + P_{\text{loss}} + Q_{\text{loss}} \quad (4.2)$$

ทำการแปลงค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ให้อยู่ในรูป ต่อหน่วย (per-unit : p.u.)

โดยนำค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ที่คำนวณได้หารกับค่าในกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG))

ในกรณีพื้นฐานมีค่า SAIFI, SAIDI, ECOST, P_{loss} และ Q_{loss} ดังนี้

SAIFI= 0.288781 ครั้ง/ราย/ปี

SAIDI= 0.306 ชั่วโมง/ราย/ปี

ECOST= 5,216 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี

$P_{\text{loss}} = 0.15$ MW

$Q_{\text{loss}} = 0.28$ Mvar

4.2 วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) เพื่อหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority : PEA) ที่นำมาศึกษาเป็นระบบจำหน่ายในพื้นที่อำเภอธัญบุรีเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) การปรับปรุงความเชื่อถือได้และการลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าถูกตรวจสอบในส่วนของระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm : DE) ในโปรแกรม MATLAB ถูกใช้ในการคำนวณเพื่อหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีหลายเครื่อง (Multi-DG) โดยพิจารณาที่ผลกระทบของความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

การศึกษาผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ทำการวิเคราะห์นี้มีเงื่อนไขที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

- 1.) จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ถูกติดตั้งในระบบจำหน่าย ครั้งละ 2 เครื่อง
- 2.) ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ติดตั้งในแต่ละบัส มีขนาดมากกว่า 0 เมกะวัตต์ จนถึง 8 เมกะวัตต์
- 3.) ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ถูกปรับเปลี่ยนระหว่างบัส 10 ถึง บัส 13 ดังนี้
 - บัส 10 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG1) เชื่อมต่อ
 - บัส 11 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG2) เชื่อมต่อ
 - บัส 12 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG3) เชื่อมต่อ
 - บัส 13 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG4) เชื่อมต่อ
- 4.) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ โดยอ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า” พ.ศ.2551 หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้บริการที่จะจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร
- 5.) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รายละเอียดขั้นตอนการทำงานมีดังนี้

1. กำหนดค่าเริ่มต้นต่าง ๆ ดังนี้

D= ขนาดของเวกเตอร์ (Dimension : D)

N= จำนวนประชากรที่ตั้งไว้ล่วงหน้า (Number of Population : NP)

F= ปัจจัยขยายผลต่าง (Scaling Factor : F)

CR= อัตราการปรับเปลี่ยน (Crossover Rate : CR)

itmax= การวนซ้ำ (iterations)

2. สร้างฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function)

จากสมการที่ 4.1 และ 4.2 Minimize $F = [F1, F2, F3, F4, F5]$

Minimize $F = SAIFI+SAIDI+ECOST+P_{loss}+Q_{loss}$

objf= $f1+f2+f3+f4+f5= SAIFI+SAIDI+ECOST+P_{loss}+Q_{loss}$ (4.3)

3. สร้างเวกเตอร์ประชากรเริ่มต้นจากการสุ่ม (Initialization)

ตำแหน่ง DG เครื่องที่ 1 : $x1=round(1+(4-1).*rand(N,1))$ (4.4)

ขนาด DG เครื่องที่ 1 : $x2=(round(1+(80-1).*rand(N,1)))/10$ (4.5)

ตำแหน่ง DG เครื่องที่ 2 : $x3=round(1+(4-1).*rand(N,1))$ (4.6)

ขนาด DG เครื่องที่ 2 : $x4=(round(1+(80-1).*rand(N,1)))/10$ (4.7)

4. คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) [50]

5. คำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

	Line	Bus	Bus	Failure Rate	Repair Time
	nl	nr		FOR1 ($\lambda \times L$)	FOE (U)
datarelia =	[1	1	2	0.1232004	0.1304827
		2	3	0.0857047	0.0907706
		3	4	0.2464008	0.2609653
		4	5	0.0964177	0.1021169
		5	6	0.1531971	0.1622524
		6	7	0.0857047	0.0907706
		7	8	0.0749916	0.0794242
		8	9	0.0107131	0.0113463
		9	10	0.0107131	0.0113463
		10	11	0.0107131	0.0113463
		11	12	0.0107131	0.0113463
		12	13	0.0107131	0.0113463

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

	LOAD 1	LOAD 2	LOAD 3	LOAD 4	LOAD 5	TOTAL
	KLONGLUANG	TYA1F-25	SCI	RONGTAN	MANTANA2	
dataload = [3.25	1.57	1.00	0.92	4.85	11.59 % Load (MW)
	435	326	2	324	1136	2223] ; % Customers

Cr=51.74884 ; % \$/kW

จากข้อมูลความเชื่อถือได้ (datarelia), ข้อมูลโหลด (dataload) และค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Cr) สามารถนำมาคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า ดังนี้

5.1 ค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI)

สำหรับดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.65

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i}$$

เมื่อ λ_i คือ อัตราความล้มเหลว

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดลำดับที่ i

R คือ จำนวนรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราการดับที่จุดโหลด

โดยเริ่มต้นจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Power Flow Calculation by using Newton – Raphson Method) ดังข้อ 4. เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ที่ไหลระหว่างบัสต่าง ๆ

นำกำลังไฟฟ้าจริง (P) ระหว่างบัสต่าง ๆ (จากบัส nl ไปยังบัส nr) มาพิจารณาการถ่ายเทโหลดและปลดโหลดที่ละวงจร (Line) ซึ่งมีทั้งสิ้น 12 วงจร (Line) ดังข้อมูลความเชื่อถือได้ (datarelia) หากวงจร (Line) ใดมีค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) มากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ แสดงว่ามีผู้ใช้ไฟฟ้ารับกระแสไฟฟ้าจากวงจร (Line) ดังกล่าว ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่วงจร (Line) นั้น ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้า (N_i) ที่รับกำลังไฟฟ้าข้างต้นนั้นได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว เนื่องจากกำลังไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับกระแสไฟฟ้าจากวงจร (Line) นี้ได้ จากนั้นนำจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด (N_i) คูณกับค่าอัตราความล้มเหลว (λ_i) ของวงจร (Line) ดังกล่าว ซึ่งมีค่าตามข้อมูลความเชื่อถือได้ (datarelia) ในช่อง (FOR1 ($\lambda \times L$)) เช่น ในวงจร 1 (Line 1) คือ ระหว่างบัส 1 และ บัส 2 ค่าอัตราความล้มเหลวเท่ากับ 0.1232004 ครั้ง/ปี ในทางตรงกันข้าม หากวงจร (Line) ใดมีค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) น้อยกว่าศูนย์ คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าย้อนขึ้นมาทำให้กำลังไฟฟ้าจริง (P) มีค่าน้อยกว่าศูนย์ หรือมีค่าเป็นลบ แสดงว่าเมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่วงจร (Line) นั้น สามารถตัดวงจร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(Line) นั้นออกได้โดยผู้ใช้ไฟฟ้า (N_i) ไม่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้น เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้างกลุ่มหนึ่งสามารถรับกระแสไฟฟ้าได้จากสถานีไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าอีกกลุ่มหนึ่งสามารถรับกระแสไฟฟ้าได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังนั้นจึงไม่นำค่าอัตราความล้มเหลว (λ_i) มาพิจารณาและให้มีค่าเท่ากับศูนย์ เมื่อนำจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด (N_i) คูณกับค่าอัตราความล้มเหลว (λ_i) ทำให้มีค่าเท่ากับศูนย์ เมื่อพิจารณาจนครบทั้ง 12 วงจร (Line) แล้ว

ขั้นตอนต่อไปเป็นการคำนวณอัตราความล้มเหลวของโหลดแต่ละกลุ่ม เช่น อัตราความล้มเหลวกลุ่มบริษัทสยามเสไฟฟ้า (SCI) = อัตราความล้มเหลววงจร 1+อัตราความล้มเหลววงจร 2+อัตราความล้มเหลววงจร 3+อัตราความล้มเหลววงจร 6 แล้วนำไปคูณกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดนั้น ($\lambda_i N_i$) ซึ่งจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าหาได้จากข้อมูลโหลด (dataload) ที่แยกเป็นแต่ละกลุ่มโหลด ดังนี้ 1. คลองหลวง (KLONGLUANG) 2. วงจร TYA1F-25 (TYA1F-25) 3. บริษัทสยามเสไฟฟ้า (SCI) 4. โรงถ่าน (RONGTAN) และ 5. มั่นทนา 2 (MANTANA2)

ขั้นตอนสุดท้ายเป็นการคำนวณค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) โดยนำผลรวมของอัตราความล้มเหลวของโหลดแต่ละกลุ่มคูณกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดนั้น ($\sum_{i \in R} \lambda_i N_i$) ทหารด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ($\sum_{i \in R} N_i$)

5.2 ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI)

สำหรับดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.66

$$SAIDI = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i}$$

เมื่อ U_i คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลดลำดับที่ i ในหนึ่งปี

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดลำดับที่ i

R คือ จำนวนรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลด

เช่นเดียวกับการคำนวณหาดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) โดยเริ่มต้นจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Power Flow Calculation by using Newton – Raphson Method) เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ที่ไหลระหว่างบัสต่าง ๆ

นำกำลังไฟฟ้าจริง (P) ระหว่างบัสต่าง ๆ (จากบัส n1 ไปยังบัส nr) มาพิจารณาการถ่ายเทโหลดและปลดโหลดที่ละวงจร (Line) ซึ่งมีทั้งสิ้น 12 วงจร (Line) ดังข้อมูลความเชื่อถือได้ (datarelia) หากวงจร (Line) ใดมีค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) มากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ แสดงว่ามีผู้ใช้ไฟฟ้ารับกระแสไฟฟ้าจากวงจร (Line) ดังกล่าว ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่วงจร (Line) นั้น ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้า (N_i) ที่รับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำลังไฟฟ้าข้างต้นนั้นได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว เนื่องจากกำลังไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่รับกระแสไฟฟ้าจากวงจร (Line) นี้ได้ จากนั้นนำจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด (N_i) คูณกับระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (U_i) ของวงจร (Line) ดังกล่าว ซึ่งมีค่าตามข้อมูลความเชื่อถือได้ (datarelia) ในช่อง (FOE (U)) เช่น ในวงจร 1 (Line 1) คือ ระหว่างบัส 1 และ บัส 2 ค่าระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องเท่ากับ 0.1304827 ชั่วโมง/ปี ในทางตรงกันข้าม หากวงจร (Line) ใดมีค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) น้อยกว่าศูนย์ คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าย้อนขึ้นมาทำให้กำลังไฟฟ้าจริง (P) มีค่าน้อยกว่าศูนย์ หรือมีค่าเป็นลบ แสดงว่าเมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่วงจร (Line) นั้น สามารถตัดวงจร (Line) นั้นออกได้โดยผู้ใช้ไฟฟ้า (N_i) ไม่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้น เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มหนึ่งสามารถรับกระแสไฟฟ้าได้จากสถานีไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าอีกกลุ่มหนึ่งสามารถรับกระแสไฟฟ้าได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังนั้นจึงไม่นำระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (U_i) มาพิจารณาและให้มีค่าเท่ากับศูนย์ เมื่อนำจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด (N_i) คูณกับระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (U_i) ทำให้มีค่าเท่ากับศูนย์ เมื่อพิจารณาจนครบทั้ง 12 วงจร (Line) แล้ว

ขั้นตอนต่อไปเป็นการคำนวณระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของโหลดแต่ละกลุ่ม เช่น ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของกลุ่มบริษัทสยามเสนาโยฯ (SCI) = ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องวงจร 1+ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องวงจร 2+ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องวงจร 3+ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องวงจร 6 แล้วนำไปคูณกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดนั้น ($U_i N_i$)

ขั้นตอนสุดท้ายเป็นการคำนวณค่าดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) โดยนำผลรวมของระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของโหลดแต่ละกลุ่มคูณกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดนั้น ($\sum_{i \in R} U_i N_i$) หารด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ($\sum_{i \in R} N_i$)

5.3 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST)

สำหรับมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.67

$$ECOST = \sum_{k=1}^{NLP} \sum_{j=1}^{NC} L_{kj} f_j c(d_j)$$

เมื่อ

L_k คือ ขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง ณ จุดโหลด k ของเหตุการณ์ j (กิโลวัตต์)

f_j คือ ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ของเหตุการณ์ j

$c(d_j)$ คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงระยะเวลา d_j ณ จุดโหลด k

NC คือ จำนวนรวมของการขัดข้องที่นำไปสู่เหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลด k

NLP คือ จำนวนรวมของจุดโหลดในพื้นที่ที่ศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยเริ่มต้นจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Power Flow Calculation by using Newton – Raphson Method) เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ที่ไหลระหว่างบัสต่าง ๆ

นำกำลังไฟฟ้าจริง (P) ระหว่างบัสต่าง ๆ (จากบัส n_l ไปยังบัส n_r) มาพิจารณาการถ่ายเทโหลดและปลดโหลดที่ละวงจร (Line) มีทั้งสิ้น 12 วงจร (Line) เช่นเดียวกับการคำนวณหาดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) โดยการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ใช้ข้อมูลความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ซึ่งเป็นค่าเดียวกันกับอัตราความล้มเหลว (λ_j) ของการคำนวณหาดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) คูณกับขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง ณ จุดโหลด k (L_k) (จากข้อมูลโหลด (dataload)) คูณกับค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงระยะเวลา d_j ($c(d_j)$) (จากข้อมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Cr=51.74884 บาท/กิโลวัตต์))

5.4 ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss})

เริ่มต้นจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Power Flow Calculation by using Newton – Raphson Method) ดังข้อ 4. เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) กำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ที่ไหลระหว่างบัสต่าง ๆ

จากนั้นคำนวณค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) จากสมการที่ 2.23

$$S_{loss,ij} = P_{loss,ij} + jQ_{loss,ij} = S_{ij} + S_{ji}$$

เมื่อ S_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าปรากฏ
 P_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง
 Q_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน

5.5 ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss})

เช่นเดียวกันกับการคำนวณค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) โดยค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.23

$$S_{loss,ij} = P_{loss,ij} + jQ_{loss,ij} = S_{ij} + S_{ji}$$

เมื่อ S_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าปรากฏ
 P_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง
 Q_{loss} คือ การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน

5.6 เวกเตอร์เป้าหมาย ($X_{best,n,G}$) เริ่มต้น

จากข้อมูลข้อ 5.1-5.5 ทำให้ได้ค่า เวกเตอร์เป้าหมาย ($X_{best,n,G}$) ดังนี้

$$[fx_{best},ix_{best}] = \min(fx)$$

$$X_{best} = x(ix_{best},1:D)$$

6. ทำการคำนวณหาวิวัฒนาการเวกเตอร์ (Mutation)

$$V_{m,n,G} = X_{best,n,G} + F(X_{r1,n,G} - X_{r2,n,G}) \quad (4.8)$$

7. ทำการแลกเปลี่ยนค่าในพิกัดของเวกเตอร์ (Crossover/ Recombination)

$$U_{m,n,G} = \begin{cases} V_{m,n,G} & \text{if } rand_{mn} \leq CR \text{ or } D_m = D_{m,rand} \\ X_{m,n,G} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4.9)$$

8. ทำการคัดเลือกประชากรในรอบต่อไป (Selection) เพื่อนำไปหาฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) $objf = SAIFI+SAIDI+ECOST+P_{loss}+ Q_{loss}$ ในรอบต่อไป

$$X_{m,n,G+1} = \begin{cases} U_{m,n,G} & \text{if } f(U_{m,n,G}) \leq f(X_{m,n,G}) \\ X_{m,n,G} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4.10)$$

9. จบการทำงานเมื่อครบจำนวนรอบ (Iterations) ตามเกณฑ์การสิ้นสุด (Termination Criteria)

- ได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)
- ได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (SAIFI, SAIDI, ECOST, P_{loss} และ Q_{loss})

4.2.1 ผลการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ภายใต้ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 6 MW และ ที่ตำแหน่ง DG4 ขนาด 2 MW ซึ่ง ตำแหน่ง DG2 ขนาด 6 MW คือ ตำแหน่งและขนาดที่เป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าเหมาะสมที่สุด น้อยที่สุด และ ตำแหน่ง DG4 ขนาด 2 MW คือ ตำแหน่งและขนาดที่เป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าเหมาะสมที่สุด น้อยที่สุด

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่มีค่าน้อยที่สุด ดังนี้

- ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีค่าน้อย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลงมาก ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.65

- ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) มีค่าน้อย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลงมาก ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.66

- มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีค่าน้อย เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) ลดลงเป็นอย่างมาก ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลงมาก ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.67

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อย เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ทำให้ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้า (R) เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อย อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นความต้านทานรวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.52 และ 2.64

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อย เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ทำให้ค่ารีแอกแตนซ์ของสายไฟฟ้า (X) เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อย อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นค่ารีแอกแตนซ์รวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.53

โดยกำหนดตัวแปร ดังนี้

$N = 20$; จำนวนประชากรที่ตั้งไว้ล่วงหน้า (Number of Population : NP)

$F = 1$; ปัจจัยขยายผลต่าง (Scaling Factor : F)

$CR = 0.6$; อัตราการปรับเปลี่ยน (Crossover Rate : CR)

$itmax = 60$; การวนซ้ำ (iterations)

จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด ดังนี้

$SAIFI = 0.2386$ ครั้ง/ราย/ปี = 0.8262 p.u.

$SAIDI = 0.2527$ ชั่วโมง/ราย/ปี = 0.8258 p.u.

$ECOST = 4,521.9$ ดอลลาร์สหรัฐ/ปี หรือ 147,380 บาท/ปี หรือ 0.1474 ล้านบาท/ปี = 0.8669 p.u.

$P_{loss} = 0.0222$ MW = 0.1481 p.u.

$Q_{loss} = 0.0434$ Mvar = 0.1549 p.u.

จะได้ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่มีค่าน้อยที่สุด ดังนี้

$objf = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 = SAIFI + SAIDI + ECOST + P_{loss} + Q_{loss}$ p.u.

$objf = 0.8262 + 0.8258 + 0.8669 + 0.1481 + 0.1549$ p.u.

$objf = 2.8219$ p.u. ; เป็นค่าที่น้อยที่สุด

เมื่อนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด คือ ค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ที่คำนวณได้เทียบกับค่าในกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) ทำให้ได้ค่าการปรับปรุงที่ดีขึ้น ดังนี้ ค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ปรับปรุงดีขึ้น 17.38 % ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ปรับปรุงดีขึ้น 17.42 % มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ายดับ (ECOST) ปรับปรุงดีขึ้น 13.31 % ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ปรับปรุงดีขึ้น 85.20 % ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ปรับปรุงดีขึ้น 84.50 %

จากรูปที่ 4.1 เป็นการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ภายใต้ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร โดยวิธีการหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function หรือ objf) ที่น้อยที่สุด (minimize) ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) ภายใต้การหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) นั้น ขึ้นอยู่กับเลขสุ่มเพื่อให้เกิดการค้นหาพื้นที่ของคำตอบ ($objf = SAIFI + SAIDI + ECOST + P_{loss} + Q_{loss}$) ที่เป็นไปได้และการหาค่าตอบค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) นั้นจะเข้าสู่ค่าที่น้อยที่สุด ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) โดยเริ่มต้นจากรอบที่ 1 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) หลากหลายค่าและเป็นค่าที่สูงมีค่ามาก ต่อจากนั้นเมื่อจำนวนรอบเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ทำ

ให้ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อย ๆ ในที่สุดเมื่อครบตามจำนวนรอบที่กำหนด คือ รอบที่ 60 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ดีที่สุด เท่ากับ 2.8219 p.u. ซึ่งเป็นค่าที่น้อยที่สุด ดังนั้นจึงได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) 2 เครื่อง ดังนี้คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 6 MW และที่ตำแหน่ง DG4 ขนาด 2 MW

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการหาค่าตอบค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) นั้น จากรูปที่ 4.1 เริ่มต้นจากรอบที่ 1 ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่คำนวณได้มีหลายค่าซึ่งแบ่งตามสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉก จากนั้นในแต่ละรอบที่เพิ่มขึ้นค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อย ๆ จำนวนจุดตามรูปดาวห้าแฉกจึงลดลงเรื่อย ๆ เช่นกัน ซึ่งสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉกในแต่ละรอบนั้น มีการแบ่งสีที่แตกต่างกันในรอบนั้น ๆ ของการคำนวณ และสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉกในแต่ละรอบอาจมีการสุ่มสีซ้ำกับรอบอื่น ๆ ได้ แต่เป็นค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่มีค่าเท่ากันหรือไม่เท่ากันก็ได้ สุดท้ายเมื่อครบตามจำนวนรอบที่กำหนด คือ รอบที่ 60 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่น้อยที่สุดเพียงค่าเดียว และได้จุดของรูปดาวห้าแฉกเพียงจุดเดียว สีเดียว

โดยวิธีการนี้เป็นวิธีการที่ใช้ในการหาค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ดีที่สุดโดยใช้ประชากรในแต่ละรุ่นในการหาค่าตอบและมีการพัฒนาค่าตอบจากรุ่นสู่รุ่น ในกระบวนการการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) นี้ใช้เลขจำนวนจริงหรือค่าจริงในการแทนค่าตอบในแต่ละรุ่นของสมาชิกของประชากรในแต่ละรุ่น

เมื่อนำตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ได้จากวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 6 MW และที่ตำแหน่ง DG4 ขนาด 2 MW ไปทดสอบกับโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ผลลัพธ์ที่ได้มีค่าใกล้เคียงกัน คือ

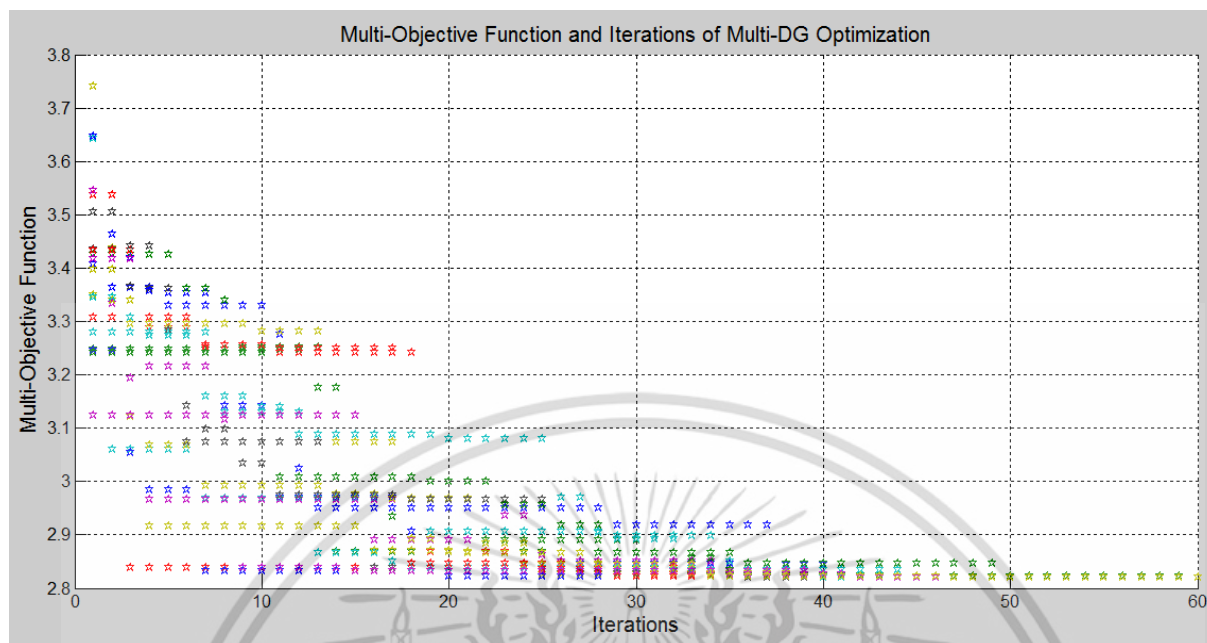
$$SAIFI = 0.238594 \text{ ครั้ง/ราย/ปี}$$

$$SAIDI = 0.253 \text{ ชั่วโมง/ราย/ปี}$$

$$ECOST = 0.142 \text{ ล้านบาท /ปี}$$

$$P_{\text{loss}} = 0.02 \text{ MW}$$

$$Q_{\text{loss}} = 0.03 \text{ Mvar}$$



รูปที่ 4.1 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) กับจำนวนรอบ (Iterations) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ภายใต้ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

4.2.2 ผลการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ โดยไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 8 MW และ ตำแหน่ง DG4 ขนาด 3.7 MW ซึ่ง ตำแหน่ง DG2 ขนาด 8 MW คือ ตำแหน่งและขนาดที่เป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าเหมาะสมที่สุด น้อยที่สุด และ ตำแหน่ง DG4 ขนาด 3.7 MW คือ ตำแหน่งและขนาดที่เป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าเหมาะสมที่สุด น้อยที่สุด

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่มีค่าน้อยที่สุด ดังนี้

- ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีค่าน้อย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลงมาก ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.65

- ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้ายดับของทั้งระบบ (SAIDI) มีค่าน้อย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลงมาก ทำให้ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.66

- มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีค่าน้อย เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) ลดลงเป็นอย่างมาก ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลงมาก ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.67

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อย เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ทำให้ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้า (R) เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อย อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นความต้านทานรวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.52 และ 2.64

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อย เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ทำให้ค่ารีแอกแตนซ์ของสายไฟฟ้า (X) เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อย อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นค่ารีแอกแตนซ์รวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.53

โดยกำหนดตัวแปร ดังนี้

$N = 20$; จำนวนประชากรที่ตั้งไว้ล่วงหน้า (Number of Population : NP)

$F = 1$; ปัจจัยขยายผลต่าง (Scaling Factor : F)

$CR = 0.6$; อัตราการปรับเปลี่ยน (Crossover Rate : CR)

itmax= 60 ; การวนซ้ำ (iterations)

จะได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด ดังนี้

SAIFI= 0.0465 ครั้ง/ราย/ปี = 0.1609 p.u.

SAIDI= 0.0492 ชั่วโมง/ราย/ปี = 0.1608 p.u.

ECOST= 1,119.1 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี หรือ 36,475 บาท/ปี หรือ 0.0365 ล้านบาท /ปี = 0.2146 p.u.

$P_{\text{loss}} = 0.0275 \text{ MW} = 0.1836 \text{ p.u.}$

$Q_{\text{loss}} = 0.0538 \text{ Mvar} = 0.1923 \text{ p.u.}$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะได้ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่น้อยที่สุด ดังนี้

$$\text{objf} = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 = \text{SAIFI} + \text{SAIDI} + \text{ECOST} + P_{\text{loss}} + Q_{\text{loss}} \text{ p.u.}$$

$$\text{objf} = 0.1609 + 0.1608 + 0.2146 + 0.1836 + 0.1923 \text{ p.u.}$$

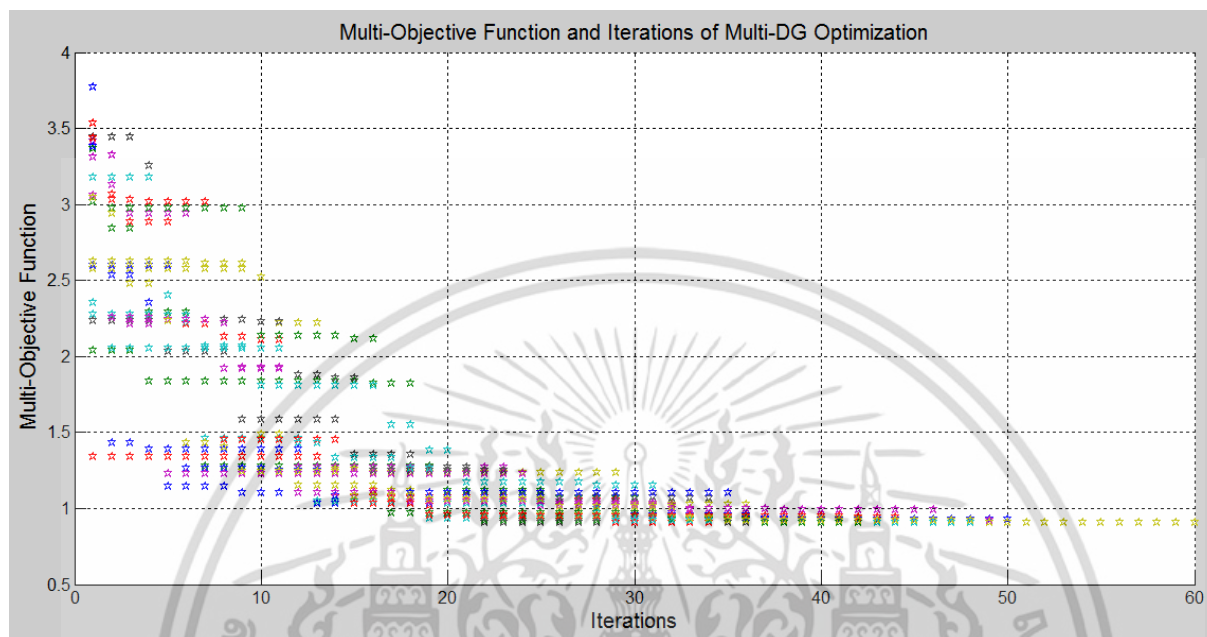
$\text{objf} = 0.9121 \text{ p.u.}$; เป็นค่าที่น้อยที่สุด

เมื่อนำค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด คือ ค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ที่คำนวณได้เทียบกับค่าในกรณีพื้นฐาน (ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Without DG)) ทำให้ได้ค่าการปรับปรุงที่ดีขึ้น ดังนี้ ค่าดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ปรับปรุงดีขึ้น 83.90 % ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ปรับปรุงดีขึ้น 83.92 % มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ปรับปรุงดีขึ้น 78.54 % ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ปรับปรุงดีขึ้น 81.67 % ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ปรับปรุงดีขึ้น 80.79 %

จากรูปที่ 4.2 เป็นการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร โดยวิธีการหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function หรือ objf) ที่น้อยที่สุด (minimize) ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) ภายใต้การหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) นั้นขึ้นอยู่กับเลขสุ่มเพื่อให้เกิดการค้นหาพื้นที่ของคำตอบ ($\text{objf} = \text{SAIFI} + \text{SAIDI} + \text{ECOST} + P_{\text{loss}} + Q_{\text{loss}}$) ที่เป็นไปได้และการหาค่าตอบค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) นั้นจะลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยที่สุด ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) โดยเริ่มต้นจากรอบที่ 1 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) หลากหลายค่า และเป็นค่าที่สูงมีค่ามาก ต่อจากนั้นเมื่อจำนวนรอบเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ทำให้ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อย ๆ ในที่สุดเมื่อครบตามจำนวนรอบที่กำหนด คือ รอบที่ 60 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ดีที่สุด เท่ากับ 0.9121 p.u. ซึ่งเป็นค่าที่น้อยที่สุด ดังนั้นจึงได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) 2 เครื่อง ดังนี้คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 8 MW และ ตำแหน่ง DG4 ขนาด 3.7 MW

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการหาค่าตอบค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) นั้น จากรูปที่ 4.2 เริ่มต้นจากรอบที่ 1 ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่คำนวณได้มีหลายค่าซึ่งแบ่งตามสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉก จากนั้นในแต่ละรอบที่เพิ่มขึ้นค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อย ๆ จำนวนจุดตามรูปดาวห้าแฉกจึงลดลงเรื่อย ๆ เช่นกัน ซึ่งสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉกในแต่ละรอบนั้น มีการแบ่งสีที่แตกต่างกันในรอบนั้น ๆ ของการคำนวณและสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉกในแต่ละรอบอาจมีการสุ่มสีซ้ำกับรอบอื่น ๆ ได้ แต่เป็นค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่มีค่าเท่ากันหรือไม่เท่ากันก็ได้ สุดท้ายเมื่อครบตามจำนวนรอบ

ที่กำหนด คือ รอบที่ 60 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่น้อยที่สุดเพียงค่าเดียว และได้จุดของรูปดาวห้าแฉกเพียงจุดเดียว สีเดียว



รูปที่ 4.2 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) กับจำนวนรอบ (Iterations) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ไม่ได้อ้างอิงระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เชื่อมต่อได้เกินกว่า 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

โดยวิธีการนี้เป็นวิธีการที่ใช้ในการหาค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ดีที่สุดโดยใช้ประชากรในแต่ละรุ่นในการหาค่าตอบและมีการพัฒนาค่าตอบจากรุ่นสู่รุ่น ในกระบวนการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) นี้ใช้เลขจำนวนจริงหรือค่าจริงในการแทนค่าตอบในแต่ละรุ่นของสมาชิกของประชากรในแต่ละรุ่น

เมื่อนำตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ได้จากวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 8 MW และที่ตำแหน่ง DG4 ขนาด 3.7 MW ไปทดสอบกับโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ผลลัพธ์ที่ได้มีค่าใกล้เคียงกัน คือ

SAIFI= 0.046459 ครั้ง/ราย/ปี

SAIDI= 0.049 ชั่วโมง/ราย/ปี

ECOST= 0.035 ล้านบาท /ปี

$P_{\text{loss}} = 0.03$ MW

$Q_{\text{loss}} = 0.04$ Mvar

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.3 ผลการปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่ที่มีผลต่อตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

การปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่ที่มีผลต่อตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ นั้น เป็นการเพิ่มการพิจารณาเพื่อวิเคราะห์ผลที่ได้ในมุมมองด้านดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เมื่อทำการปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่ ตามตารางที่ 4.1 ได้ทำการปรับเปลี่ยนโหลดกลุ่มมันทนา 2 จาก 4.85 MW เป็น 1 MW และทำการปรับเปลี่ยนโหลดกลุ่มบริษัทสยามเส้นใยฯ จาก 1 MW เป็น 5 MW

ตารางที่ 4.1 การปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่

สถานที่	โหลดเดิม เมกะวัตต์	โหลดใหม่ เมกะวัตต์	PF
สถานีไฟฟ้าธัญบุรี วงจรที่ 2	11.59	11.74	0.80
คลองหลวง	3.25	3.25	0.80
วงจร TYA1F-25	1.57	1.57	0.80
มันทนา 2	4.85	1	0.80
บริษัทสยามเส้นใยฯ	1	5	0.90
โรงถ่าน	0.92	0.92	0.80

ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) เมื่อทำการปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่แล้ว คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 5.8 MW และ ที่ตำแหน่ง DG3 ขนาด 6.0 MW เนื่องจาก ตำแหน่ง DG2 ขนาด 5.8 MW คือ ตำแหน่งและขนาดที่ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับกลุ่มโหลดคลองหลวง, วงจร TYA1F-25 และ มันทนา 2 เป็นปัจจัยช่วยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุด และตำแหน่ง DG3 ขนาด 6.0 MW คือ ตำแหน่งและขนาดที่ช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับกลุ่มโหลดบริษัทสยามเส้นใยฯ และโรงถ่าน ซึ่งเป็นตำแหน่งที่อยู่ใกล้โหลดขนาดใหญ่ 5 MW ดังนั้น ตำแหน่งและขนาดดังกล่าวจึงเป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าน้อยที่สุด และเป็นตำแหน่งที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าน้อยที่สุด

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับค่าดัชนีความเชื่อถือได้และค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่มีค่าน้อยที่สุด ดังนี้

- ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ย (SAIFI) มีค่าน้อย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก อัตราความล้มเหลว (λ_i) ลดลงมาก ทำให้ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum \lambda_i N_i$) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.65

- ค่าดัชนีบ่งบอกจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของทั้งระบบ (SAIDI) มีค่าน้อย เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากไฟดับ (N_i) ลดลงเป็นอย่างมาก ระยะเวลาซ่อมแซม (U_i) ลดลงมาก ทำให้ผล

รวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี ($\sum U_i N_i$) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.66

- มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) มีค่าน้อย เนื่องจากขนาดของโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง (L_k) ลดลงเป็นอย่างมาก ความถี่ของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (f_j) ลดลงมาก ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ลดลงมากด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.67

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อย เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ทำให้ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้า (R) เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) มีค่าน้อย อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นความต้านทานรวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.52 และ 2.64

- การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อย เนื่องจากเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ทำให้ค่ารีแอกแตนซ์ของสายไฟฟ้า (X) เมื่อคูณกับระยะสายไฟแล้วมีค่าน้อยเนื่องจากความยาวของตัวนำมีระยะทางที่สั้น และกระแสในสายไฟ (I) มีค่าน้อยเช่นกัน เป็นผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) มีค่าน้อย อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ที่ลดลงในกรณีนี้ เนื่องจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าทั้งจากสถานีไฟฟ้าและจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ได้ช่วยกันแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดตามระยะทางใกล้หรือไกล และตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกแบ่งออกเพื่อช่วยกันจ่ายโหลดตามแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโหลดที่เชื่อมต่อจึงลดน้อยลง กระแสในสายไฟ (I) ลดต่ำลงในรูปแบบสมการกำลังสอง และระยะทางของสายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้นสั้นลง ดังนั้นค่ารีแอกแตนซ์รวมของสายไฟจึงลดต่ำลงตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) จึงลดลงด้วยเช่นกัน ตามสมการที่ 2.53

ซึ่งได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด ดังนี้

$$SAIFI = 0.0605 \text{ ครั้ง/ราย/ปี} = 0.2095 \text{ p.u.}$$

$$SAIDI = 0.0641 \text{ ชั่วโมง/ราย/ปี} = 0.2094 \text{ p.u.}$$

$$ECOST = 1,739.41 \text{ ดอลลาร์สหรัฐ/ปี หรือ } 56,691 \text{ บาท/ปี หรือ } 0.056691 \text{ ล้านบาท/ปี} = 0.2413 \text{ p.u.}$$

$$P_{loss} = 0.0280 \text{ MW} = 0.1473 \text{ p.u.}$$

$$Q_{loss} = 0.0547 \text{ Mvar} = 0.1521 \text{ p.u.}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะได้ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่น้อยที่สุด ดังนี้

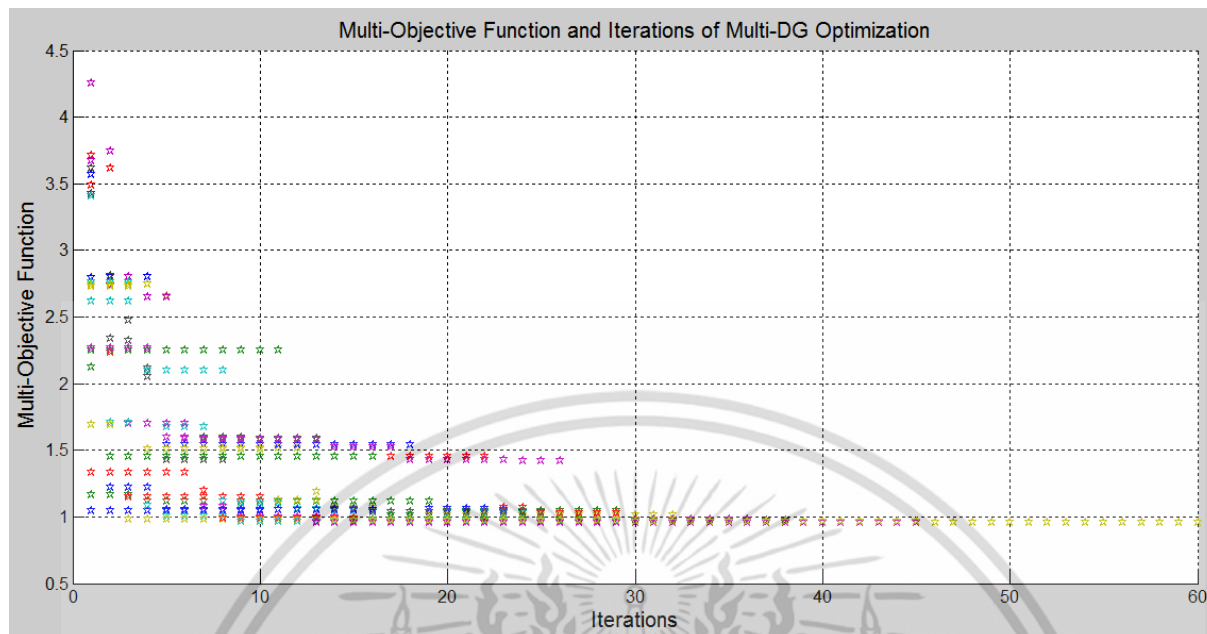
$$\text{objf} = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 = \text{SAIFI} + \text{SAIDI} + \text{ECOST} + P_{\text{loss}} + Q_{\text{loss}} \text{ p.u.}$$

$$\text{objf} = 0.2095 + 0.2094 + 0.2413 + 0.1473 + 0.1521 \text{ p.u.}$$

$$\text{objf} = 0.9596 \text{ p.u. ; เป็นค่าที่น้อยที่สุด}$$

จากรูปที่ 4.3 เป็นการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) โดยวิธีการหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function หรือ objf) ที่น้อยที่สุด (minimize) ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) ภายใต้การหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) นั้นขึ้นอยู่กับเลขสุ่มเพื่อให้เกิดการค้นหาพื้นที่ของคำตอบ (objf= SAIFI+SAIDI+ECOST+P_{loss}+Q_{loss}) ที่เป็นไปได้และการหาค่าตอบค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) นั้นจะลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยที่สุด ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) โดยเริ่มต้นจากรอบที่ 1 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) หลากหลายค่าและเป็นค่าที่สูงมีค่ามาก ต่อจากนั้นเมื่อจำนวนรอบเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ทำให้ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อย ๆ ในที่สุดเมื่อครบตามจำนวนรอบที่กำหนด คือ รอบที่ 60 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่ดีที่สุด เท่ากับ 0.9596 p.u. ซึ่งเป็นค่าที่น้อยที่สุด ดังนั้นจึงได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) 2 เครื่อง ดังนี้คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 5.8 MW และ ที่ตำแหน่ง DG3 ขนาด 6.0 MW

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับการหาค่าตอบค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) นั้น จากรูปที่ 4.3 เริ่มต้นจากรอบที่ 1 ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่คำนวณได้มีหลายค่าซึ่งแบ่งตามสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉก จากนั้นในแต่ละรอบที่เพิ่มขึ้นค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อย ๆ จำนวนจุดตามรูปดาวห้าแฉกจึงลดลงเรื่อย ๆ เช่นกัน ซึ่งสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉกในแต่ละรอบนั้น มีการแบ่งสีที่แตกต่างกันในรอบนั้น ๆ ของการคำนวณและสีที่สุ่มมาของรูปดาวห้าแฉกในแต่ละรอบอาจมีการสุ่มสีซ้ำกับรอบอื่น ๆ ได้ แต่เป็นค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่มีค่าเท่ากันหรือไม่เท่ากันก็ได้ สุดท้ายเมื่อครบตามจำนวนรอบที่กำหนด คือ รอบที่ 60 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่น้อยที่สุดเพียงค่าเดียว และได้จุดของรูปดาวห้าแฉกเพียงจุดเดียว สีเดียว



รูปที่ 4.3 ฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) กับจำนวนรอบ (Iterations) ของการปรับเปลี่ยนโหลดขนาดใหญ่

เมื่อนำตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ที่ได้จากวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm) คือ ตำแหน่ง DG2 ขนาด 5.8 MW และที่ตำแหน่ง DG3 ขนาด 6.0 MW ไปทดสอบกับโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ผลลัพธ์ที่ได้มีค่าใกล้เคียงกัน คือ

SAIFI= 0.060512 ครั้ง/ราย/ปี

SAIDI= 0.064 ชั่วโมง/ราย/ปี

ECOST= 0.054 ล้านบาท/ปี

$P_{\text{loss}} = 0.03 \text{ MW}$

$Q_{\text{loss}} = 0.04 \text{ Mvar}$

4.2.4 ผลของตัวแปรกับการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

สำหรับตัวแปรที่ปรับเปลี่ยนค่าเพื่อให้ได้คำตอบที่เหมาะสมที่สุด มีตัวแปรที่มีผลกับตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ดังนี้

1. N= จำนวนประชากรที่ตั้งไว้ล่วงหน้า (Number of Population : NP)

- น้อยไป ทำให้ไม่สามารถพบคำตอบที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุด
- มากไป ทำให้การหาจำนวนประชากรใช้ระยะเวลาที่นานจนเกินไป

2. F= ปัจจัยขยายผลต่าง (Scaling Factor : F)
 - น้อยไป ทำให้ไม่ได้คำตอบที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุด
 - มากไป ทำให้ไม่ได้คำตอบที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุด
3. CR= อัตราการปรับเปลี่ยน (Crossover Rate : CR)
 - น้อยไป ทำให้ไม่ได้คำตอบที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุด และต้องใช้จำนวนรอบการวนซ้ำมากขึ้น (iterations)
 - มากไป ทำให้ไม่ได้คำตอบที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุด
4. itmax= การวนซ้ำ (iterations)
 - น้อยไป คำตอบที่ได้นั้นยังมีหลายค่า และยังไม่ใช่ค่าที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุด
 - มากไป ทำให้เสียเวลาในการวนซ้ำ ทั้งที่ได้คำตอบที่ดีที่สุด เหมาะสมที่สุดตั้งแต่ต้นแล้ว

โดยค่าตัวแปรที่ปรับเปลี่ยนและให้คำตอบที่เหมาะสมที่สุด คือ

ตัวแปร N= 20 ; จำนวนประชากรที่ตั้งไว้ล่วงหน้า (Number of Population : NP)

F= 1 ; ปัจจัยขยายผลต่าง (Scaling Factor : F)

CR= 0.6 ; อัตราการปรับเปลี่ยน (Crossover Rate : CR)

itmax= 60 ; การวนซ้ำ (iterations)

4.3 ระยะเวลาคืนทุน-ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics)

มุมมองด้านเศรษฐศาสตร์ได้รับการประเมินผลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) โดยการปรับเปลี่ยนชนิดและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) แต่ไม่เปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ดังแสดงในตารางที่ 4.2 ซึ่งได้ค่าดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ คือ ค่าระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) ที่น้อยที่สุด คืนทุนได้เร็วที่สุด และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) ที่มากกว่าอัตราคิดลด แสดงถึงการลงทุนที่ให้ผลกำไร

อธิบายเพิ่มเติมสำหรับค่าดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ ในตารางที่ 4.2 การคำนวณค่าระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period : DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR) นั้น ใช้ข้อมูลเงินลงทุน (Investment Cost) และรายได้รวม (Total Income) นำไปคำนวณค่าดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ ดังกล่าวโดยใช้ในสมการที่ 2.100 และ สมการที่ 2.104 ทำการคำนวณ ซึ่งข้อมูลประกอบการคำนวณต่าง ๆ หาได้ ดังนี้

- เงินลงทุน (Investment Cost) สำหรับพลังงานทดแทนทั้ง 3 ประเภท ได้แก่ 1. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaics : PV) 2. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power) 3. ระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) ได้รับข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (สนพ.)

- รายได้รวม (Total Income) หาได้จากรายได้ (Revenue) ลบด้วยค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) หรือ (Total Income = Revenue - Opportunity cost)

- รายได้ (Revenue) หาได้จาก การผลิตพลังงานประจำปี (AEP) คูณด้วยอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (FiT) หรือ (Revenue = AEP x FiT) และ AEP หาได้จากสมการที่ 2.98 ดังนี้

$$AEP = CF \times \text{Plant capacity} \times \text{hour in the year}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) หาได้จาก จำนวนครั้งไฟดับ (6 ครั้ง/ปี) คูณด้วยระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time=1.059109 ชั่วโมง) เท่ากับ 6.35 ชั่วโมง แล้วคิดเป็นอัตราส่วนร้อยละเทียบกับจำนวนชั่วโมงตลอดทั้งปี คือ 8,760 ชั่วโมง นำอัตราส่วนดังกล่าวคูณกับเงินรายได้ (Revenue) จะได้ค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) เนื่องจากเหตุการณ์ไฟดับ

แบ่งประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) 3 ประเภท ดังนี้

1. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaics : PV) ที่มีกำลังการผลิต 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ได้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 11.51 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 12.22 % มากกว่าอัตราคิดลด (อัตราคิดลด = 7%) เนื่องมาจากค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost) ต่อเมกะวัตต์ ที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนอยู่ที่ 1,878,497.79 ดอลลาร์สหรัฐ/เมกะวัตต์ น้อยกว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ที่มีกำลังการผลิต 1, 2, 3 และ 4 เมกะวัตต์

ยกตัวอย่าง กรณีของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) กำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ ซึ่งแบบจำลองนี้ใช้อัตราส่วนร้อยละของปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จริง (CF) ของระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ 16 % และชั่วโมงรวมของการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ 8,760 ชั่วโมงต่อปี ดังนั้นจึงได้ค่าการผลิตพลังงานประจำปี (AEP) 7,008,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี ซึ่งคำนวณโดยใช้สมการที่ 2.98 หลังจากหาค่าการผลิตพลังงานประจำปี (AEP) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ขนาด 5 เมกะวัตต์ ได้แล้ว จากนั้นในส่วนของรายได้ (Revenue) สามารถคำนวณได้โดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (Feed-in Tariff : FIT) ของการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.174 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลวัตต์-ชั่วโมง แล้วคูณด้วยค่าการผลิตพลังงานประจำปี (AEP) จึงได้รายได้ (Revenue) เป็นเงิน 1,219,392.00 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี

นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost) เป็นเงินทั้งสิ้น 9,392,488.95 ดอลลาร์สหรัฐ (ไม่คิดราคาที่ดิน) ในการพิจารณาค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) ในการขายไฟให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เนื่องจากกรณีไฟดับเฉลี่ยอยู่ที่ 6.35 ชั่วโมง/ปี คิดเป็นเงินค่าเสียโอกาสเท่ากับ 882.85 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี ดังนั้นรายได้รวม (Total Income) (ผลต่างระหว่างรายได้ (Revenue) และค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) เป็นเงินทั้งสิ้น 1,218,509.15 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี จากค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้น สามารถนำมาคำนวณระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) กำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ โดยคำนวณจากสมการที่ 2.99, 2.100 และ 2.104 ได้ค่าระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เท่ากับ 11.51 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ 12.22 %

2. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power) ที่มีกำลังการผลิต 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ได้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 14.92 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 10.00 % มากกว่าอัตราคิดลด (อัตราคิดลด = 7%) เนื่องมาจากค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost) ต่อเมกะวัตต์ ที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนอยู่ที่ 2,660,162 ดอลลาร์สหรัฐ/เมกะวัตต์ น้อยกว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power) ที่มีกำลังการผลิต 1, 2, 3, 4 และ 5 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.ระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) ที่มีกำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์ ได้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 4.78 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 25.27 % มากกว่าอัตราคิดลด (อัตราคิดลด = 7%) เนื่องจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (Feed-in Tariff : FIT) มีราคาซื้อไฟฟ้าที่สูงที่สุดอยู่ที่ 0.164 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลวัตต์-ชั่วโมง สูงกว่าระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) ที่มีกำลังการผลิต 2-8 เมกะวัตต์

สำหรับมุมมองด้านเศรษฐศาสตร์ ระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) ที่มีกำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์ ให้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 4.78 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 25.27 % มากกว่าอัตราคิดลด (อัตราคิดลด = 7%) มากที่สุด เนื่องจากอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (Feed-in Tariff : FIT) มีราคาซื้อไฟฟ้าที่สูงอยู่ที่ 0.164 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ อัตราส่วนร้อยละของปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จริง (CF) มากสุดที่ 70 % จึงทำให้ได้ระยะเวลาคืนทุนเร็วที่สุด และจาก ชั่วโมงรวมของการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ 8,760 ชั่วโมงต่อปี ดังนั้นจึงได้ค่าการผลิตพลังงานประจำปี (AEP) 6,132,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost) เป็นเงินทั้งสิ้น 3,958,026.51 ดอลลาร์สหรัฐ (ไม่คิดราคาที่ดิน) หลังจากหาค่าการผลิตพลังงานประจำปี (AEP) ได้แล้ว จากนั้นในส่วนของรายได้ (Revenue) สามารถคำนวณได้โดยใช้อัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (Feed-in Tariff : FIT) ของการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.174 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลวัตต์-ชั่วโมง แล้วคูณด้วยค่าการผลิตพลังงานประจำปี (AEP) จึงได้รายได้ (Revenue) เป็นเงิน 1,005,648 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี ในการพิจารณาโอกาส (Opportunity cost) ในการขายไฟให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เนื่องจากกรณีไฟฟ้าดับเฉลี่ยอยู่ที่ 6.35 ชั่วโมง/ปี คิดเป็นเงินค่าเสียโอกาสเท่ากับ 728.82 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี ดังนั้นรายได้รวม (Total Income) (ผลต่างระหว่างรายได้ (Revenue) และค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) เป็นเงินทั้งสิ้น 1,004,919.18 ดอลลาร์สหรัฐ/ปี จากค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้น สามารถนำมาคำนวณระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) กำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์ โดยคำนวณจากสมการที่ 2.99, 2.100 และ 2.104 ตามลำดับ ได้ค่าระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เท่ากับ 4.78 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ 25.27 %

ตารางที่ 4.2 ดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) 3 ประเภท

DG Type	Size (MW)	AEP (kWh/year)	CF (%)	Investment Cost (\$)	FIT (\$/kWh)	Revenue (\$/year)	Opportunity Cost (\$/year)	Total Income (\$/year)	DPB (year)	IRR (%)
PV	1	1,401,600	16	2,254,197.35	0.174	243,878.40	176.57	243,701.83	15.47	9.73
	2	2,803,200	16	4,257,928.33	0.174	487,756.80	353.14	487,403.66	14.02	10.48
	3	4,204,800	16	6,105,117.82	0.174	731,635.20	529.71	731,105.49	13.02	11.09
	4	5,606,400	16	7,764,457.54	0.174	975,513.60	706.28	974,807.32	12.09	11.75
	5	7,008,000	16	9,392,488.95	0.174	1,219,392.00	882.85	1,218,509.15	11.51	12.22
	6	8,409,600	16	11,270,986.75	0.174	1,463,270.40	1,059.42	1,462,210.98	11.51	12.22
	7	9,811,200	16	13,149,484.54	0.174	1,707,148.80	1,235.99	1,705,912.81	11.51	12.22
	8	1,212,800	16	15,027,982.33	0.174	1,951,027.20	1,412.56	1,949,614.64	11.51	12.22
Wind Power	1	1,576,800	18	3,004,418.26	0.186	293,284.80	212.68	293,072.12	18.71	8.48
	2	3,153,600	18	6,008,836.52	0.186	586,569.60	425.36	586,144.24	18.71	8.48
	3	4,730,400	18	9,013,254.79	0.186	879,854.40	425.36	879,429.04	18.71	8.48
	4	6,307,200	18	12,017,673.05	0.186	1,173,139.20	425.36	1,172,713.84	18.71	8.48
	5	7,884,000	18	15,022,091.31	0.186	1,466,424.00	425.36	1,465,998.64	18.71	8.48
	6	9,460,800	18	15,960,972.02	0.186	1,759,708.80	425.36	1,759,283.44	14.92	10.00
	7	11,037,600	18	18,621,134.02	0.186	2,052,993.60	425.36	2,052,568.24	14.92	10.00
	8	12,614,400	18	21,281,296.02	0.186	2,346,278.40	425.36	2,345,853.04	14.92	10.00
Biomass	1	6,132,000	70	3,958,026.51	0.164	1,005,648.00	728.82	1,004,919.18	4.78	25.27
	2	12,264,000	70	7,916,053.02	0.148	1,815,072.00	1,315.70	1,813,756.30	5.40	22.76
	3	18,396,000	70	11,874,079.53	0.148	2,722,608.00	1,973.55	2,720,634.45	5.40	22.76
	4	24,528,000	70	14,310,260.19	0.130	3,188,640.00	2,314.75	3,186,325.25	5.58	22.13
	5	30,660,000	70	17,887,825.23	0.130	3,985,800.00	2,893.44	3,982,906.56	5.58	22.13
	6	36,792,000	70	19,513,991.16	0.130	4,782,960.00	3,472.13	4,779,487.87	4.97	24.41
	7	42,924,000	70	22,766,323.02	0.130	5,580,120.00	4,050.82	5,576,069.18	4.97	24.41
	8	49,056,000	70	26,018,654.88	0.130	6,377,280.00	4,629.51	6,372,650.49	4.97	24.41

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีต่อดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าธัญบุรี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในรูปแบบของดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss}) ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ทำการศึกษาและวิเคราะห์เพื่อระบุตำแหน่ง ขนาด และประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เชื่อมต่อในระบบจำหน่าย และใช้เครื่องมือด้านปัญญาประดิษฐ์ คือ วิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) ในโปรแกรม MATLAB ช่วยในการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DGs) ด้วยวิธีการกำหนดรูปแบบการวิเคราะห์ร่วมกันระหว่างดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า โดยอาศัยวิธีการวิเคราะห์แบบฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ผลโดยรวมสามารถสรุปได้ดังนี้

5.1 ผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ประกอบด้วย ดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost)

- ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เป็นเหตุให้ดัชนีความเชื่อถือได้นั้นได้รับการปรับปรุงและลดลงมากอย่างมีนัยสำคัญ (ความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น) และดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าน้อยที่สุดที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด

- ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ขนาดที่เพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) มีผลทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลง โดยดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงตามขนาดที่เพิ่มขึ้น และในกรณีที่มีขนาดใกล้เคียงหรือมากกว่าโหลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงไปอีก โดยเฉพาะในกรณีที่มีขนาดมากกว่าโหลด ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงเป็นอย่างมาก

5.2 ผลกระทบด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์

การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power loss) ในงานวิจัยนี้ประกอบไปด้วย การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss})

- ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นเหตุผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ (การสูญเสียกำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด)

- ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่มีขนาดเท่ากันหรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวม

5.3 การระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (Differential Evolution Algorithm)

เป็นการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) โดยวิธีการหาค่าของฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ (Multi Objective Function) ที่น้อยที่สุด (minimize) ในรูปแบบดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Minimize $F = \text{SAIFI} + \text{SAIDI} + \text{ECOST} + P_{\text{loss}} + Q_{\text{loss}}$) ซึ่งดำเนินการหาค่าตอบด้วยวิธีการวิวัฒนาการโดยใช้ผลต่าง (DE) ในโปรแกรม MATLAB ภายใต้การหาค่าที่ขึ้นอยู่กับเลขสุ่มเพื่อให้เกิดการค้นหาพื้นที่ของคำตอบที่เป็นไปได้และการหาค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์นั้นจะลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยที่สุด ตามจำนวนรอบ (Iterations) ของการคำนวณ โดยเริ่มต้นจากรอบที่ 1 ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์หลากหลายค่าและเป็นค่าที่สูงมีค่ามาก จากนั้นเมื่อจำนวนรอบเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทำให้ได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ที่ลู่เข้าสู่ค่าที่น้อยลงเรื่อยๆ ในที่สุดเมื่อครบตามจำนวนรอบที่กำหนด จึงได้ค่าฟังก์ชันหลายวัตถุประสงค์ที่ดีที่สุดซึ่งเป็นค่าที่น้อยที่สุด สุดท้ายได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG)

ผลการระบุตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Multi-DG) ในระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ นั้น ได้ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสม 2 รูปแบบรวมกัน ดังนี้

1. ตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เครื่องที่ 1 ที่เป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าการสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าเหมาะสมที่สุด น้อยที่สุด
2. ตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เครื่องที่ 2 ที่เป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าเหมาะสมที่สุด น้อยที่สุด

5.4 ระยะเวลาคืนทุน-ด้านเศรษฐศาสตร์ (Economics)

- ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ที่มีกำลังการผลิต 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ได้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 11.51 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 12.22 %

- ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power) ที่มีกำลังการผลิต 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์ ได้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 14.92 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 10.00 %

- ระบบผลิตไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) ที่มีกำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์ ได้ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (DPB) เร็วที่สุดอยู่ที่ 4.78 ปี และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อยู่ที่ 25.27 %

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.5 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือแนวทางที่จะพัฒนา

1. แนวทางการศึกษาเพิ่มเติมต่อจากงานวิจัยนี้ คือ ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในรูปแบบของดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยที่โหลดของผู้ใช้ไฟมีค่าแปรเปลี่ยนตามเวลา

2. แนวทางการศึกษาเพิ่มเติมต่อจากงานวิจัยนี้ คือ ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ในรูปแบบของดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีการจัดสรรปรับเปลี่ยนตำแหน่งและขนาดของกลุ่มโหลดของผู้ใช้ไฟ



เอกสารอ้างอิง

- [1] Bie Z., Zhang P., Li G., Hua B., Meehan M. and Wang X. “Reliability Evaluation of Active Distribution Systems Including Microgrids” **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS.**, vol. 27, no. 4, Nov. 2012. pp. 2342-2350
- [2] Narimani M., Vahed A., Azizipannah-Abarghooee R. and Javidsharifi M. “Enhanced gravitational search algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration considering reliability, loss and operational cost” in **IET Generation, Transmission & Distribution.**, vol. 8, no.1, Jan. 2014. pp. 55-69
- [3] Mozina, C.J., “Impact of Green Power Distributed Generation” in **IEEE Industry Applications Magazine.**, vol. 16, no. 4, July-Aug. 2010. pp. 55-62
- [4] Trebolle D., Gómez T., “Reliability Options in Distribution Planning Using Distributed Generation” **Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina).**, vol.8, no.5, Sep. 2010. pp. 557-564
- [5] Arefifar S.A., Mohamed Y.A.-R.I., “DG Mix, Reactive Sources and Energy Storage Units for Optimizing Microgrid Reliability and Supply Security” in **IEEE Transactions on Smart Grid.**, vol.5, no.4, July. 2014. pp. 1835-1844
- [6] Ziari I., Ledwich G., Ghosh A. and Platt G., “Integrated Distribution Systems Planning to Improve Reliability Under Load Growth” in **IEEE Transactions on Power Delivery.**, vol. 27, no. 2, April 2012. pp. 757-765
- [7] Xu Y., Wu Y. “Reliability Evaluation for Distribution System with Distributed Generators” **Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on.**, vol., no., Sep. 2010. pp. 1-5
- [8] Zhu D., Broadwater R.P., Tam K.S., Seguin R. and Asgeirsson H., “Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads” in **IEEE Transactions on Power Systems.**, vol. 21, no.1, Feb. 2006. pp. 419-427
- [9] Falahati B., Kargarian A. and Fu Y. “Timeframe capacity factor reliability model for isolated microgrids with renewable energy resources” **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting.**, vol., no., 2012. pp. 1-8
- [10] Al-Muhaini M., Heydt G.T. “Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation” in **Power Delivery, IEEE Transactions on.**, vol.28, no.4, Oct. 2013. pp. 2264-2272

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [11] Wang S. X., Zhao W. and Chen Y. Y. “Distribution system reliability evaluation considering DG impacts” **Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on., Nanjuing, April. 2008. pp. 2603-2607**
- [12] Fotuhi-Firuzabad M., Rajabi-Ghahnavie A. “An Analytical Method to Consider DG Impacts on Distribution System Reliability” **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES., Dalian, 2005, pp. 1-6.**
- [13] Pipattanasomporn M., Willingham M. and Rahman S. “Implications of on-site distributed generation for commercial/industrial facilities” **Power Systems, IEEE Transactions on., vol.20, no.1, Feb. 2005. pp. 206-212**
- [14] Shaaban M.F., El-Saadany E.F. “Optimal allocation of renewable DG for reliability improvement and losses reduction” **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE., vol., no., July. 2012. pp. 1-8**
- [15] Shaaban M.F., Atwa Y.M. and El-Saadany E.F. “DG allocation for benefit maximization in distribution networks” in **Power Systems, IEEE Transactions on., vol.28, no.2, May. 2013. pp. 639-649.**
- [16] Sulaima M.F., Napis N.F., Nor M.K.M., Dahalan W.M. and Mokhlis H., “DG sizing and DNR based on REPSO for power losses reduction” **Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2014 IEEE 8th International., vol., no., March. 2014. pp.99-104**
- [17] Thakur D., Jiang J. “Optimal location and size of DG for enhancing loading margin and reducing system loss” **Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE., vol., no., July.2013. pp. 1-5**
- [18] Hung D. Q., Mithulanathan N. “An optimal operating strategy of DG unit for power loss reduction in distribution systems” **Industrial and Information Systems (ICIIS), 2012 7th IEEE International Conference on., Chennai, Aug .2012. pp. 1-6.**
- [19] Atanasovski M., Taleski R. “Power Summation Method for Loss Allocation in Radial Distribution Networks With DG” **Power Systems, IEEE Transactions on , vol.26, no.4, Nov. 2011. pp. 2491-2499**
- [20] Hung D. Q., Mithulanathan N. “Alternative analytical approaches for renewable DG allocation for energy loss minimization” **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE., vol., no., July 2012. pp. 1-10**

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [21] Aliman O., Musirin I. and Sulaiman M.H. “DG sizing impact for loss minimization considering cost factor” **Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) Melaka, Malaysia, 2012 IEEE International.**, vol., no., June. 2012. pp. 389-394
- [22] Atwa Y.M., El-Saadany E.F., Salama M. and Seethapathy R. “Distribution system loss minimization using optimal DG mix” **Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE.**, vol., no., July. 2009. pp. 1-6
- [23] Ochoa L.F., Harrison G.P. “Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation” in **Power Systems, IEEE Transactions on.** , vol.26, no.1, Feb. 2011. pp. 198-205
- [24] Ayres H.M., Salles D. and Freitas W. “A Practical Second-Order Based Method for Power Losses Estimation in Distribution Systems With Distributed Generation” **Power Systems, IEEE Transactions on.**, vol.29, no.2, March. 2014. pp. 666-674
- [25] Maknouninejad A., Zhihua Qu. “Realizing Unified Microgrid Voltage Profile and Loss Minimization: A Cooperative Distributed Optimization and Control Approach” **Smart Grid, IEEE Transactions on.**, vol.5, no.4, July. 2014. pp. 1621-1630
- [26] Teng J.H., Luor T.S. and Liu Y.H. “Strategic Distributed Generator Placements For Service Reliability Improvements” in **Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.**, vol. 2, Jul. 2002. pp. 719-724
- [27] Idlbi B., Diwold K., Stetz T., Wang H. and Braun M. “Cost-benefit analysis of central and local voltage control provided by distributed generators in MV networks” **PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble.** , vol., no., , June. 2013. pp. 1-6
- [28] Conti S., Nicolosi R., and Rizzo S.A., “Optimal dispatching of distributed generators in an MV autonomous micro-grid to minimize operating costs and emissions” **Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on.**, vol., no., July. 2010. pp. 2542-2547
- [29] Zhang T., Ran H.J. and Wang L.Y. “Purchase cost model and optimization of distributed generators” **Electric Information and Control Engineering (ICEICE), 2011 International Conference on.** , vol., no., April. 2011. pp. 622-625
- [30] Liu Z., Wen F. and Ledwich G. “Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators in Distribution Systems Considering Uncertainties” in **IEEE Transactions on Power Delivery.**, vol. 26, no. 4, Oct. 2011. pp. 2541-2551

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [31] Estabragh M.R., Mohammadian M. “Optimal allocation of DG regarding to power system security via DE technique” **Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT), 2011 IEEE Jordan Conference on.**, vol., no., Dec. 2011. pp. 1-6
- [32] Olamaie J., Niknam T. “Daily Volt/Var control in distribution networks with regard to DGs: a comparison of evolutionary methods” **Power India Conference, 2006 IEEE.**, vol., no., 2006. pp. 6
- [33] Hejazi H.A., Hejazi M.A., Gharehpetian G.B. and Abedi M. “Distributed generation site and size allocation through a techno economical multi-objective Differential Evolution Algorithm” **Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on.**, vol., no., Nov - Dec. 2010. pp. 874-879
- [34] Hussain I., Roy A.K., “Optimal size and location of distributed generations using Differential Evolution (DE)” **Computational Intelligence and Signal Processing (CISP), 2012 2nd National Conference on.**, vol., no., March. 2012. pp. 57-61
- [35] Kumar S., Mandal D.P.K.K. and Chakraborty N., “Optimal allocation of multiple DG units in radial distribution system using modified differential evolution technique” **Control, Instrumentation, Energy and Communication (CIEC), 2014 International Conference on.**, vol., no., Jan-Feb. 2014. pp. 379-383
- [36] Hung D.Q., Mithulananthan N. and Lee K.Y. “Determining PV Penetration for Distribution Systems With Time-Varying Load Models” **Power Systems, IEEE Transactions on.**, vol.29, no.6, Nov. 2014. pp. 3048-3057
- [37] Khalesi N., Rezaei N. and Haghifam M.-R. “DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement” **International Journal of Electrical Power & Energy Systems.**, vol.33, issue 2, Feb. 2011. pp. 288-295.
- [38] Hung D.Q., Mithulananthan N. “Multiple Distributed Generator Placement in Primary Distribution Networks for Loss Reduction” **Industrial Electronics, IEEE Transactions on.**, vol.60, no.4, April. 2013. pp. 1700-1708.
- [39] Storn R., Price K. “Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for global Optimization over Continuous Spaces” **Journal of Global Optimization.**, vol.11, no.4, 1997. pp. 341-359
- [40] A. K. Qin., V. L. Huang and P. N. Suganthan, “Differential Evolution Algorithm With Strategy Adaptation for Global Numerical Optimization” **in IEEE Transactions on Evolutionary Computation.**, vol. 13, no. 2, April. 2009. pp. 398-417

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [41] Mohammad H. Moradi S.M., Reza T. and Mohammad A. “Multi-objective PFDE algorithm for solving the optimal siting and sizing problem of multiple DG sources” **International Journal of Electrical Power & Energy Systems.**, vol. 56, March. 2014. pp. 117-126
- [42] Zhang W., Li F. and Tolbert L. M. “Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms” in **IEEE Transactions on Power Systems.**, vol. 22, no. 4, Nov. 2007. pp. 2177-2186
- [43] Elmitwally A. “A new algorithm for allocating multiple distributed generation units based on load centroid concept” **Alexandria Engineering Journal.**, vol. 52, Issue 4, Dec. 2013. pp. 655-663
- [44] Hadi Saadat. **Power System Analysis.** New York : The McGraw-Hill Companies, Inc. 1999.
- [45] James A. Momoh. **Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control.** Boca Raton : Taylor & Francis Group, LLC. 2008.
- [46] Billinton R., Allan R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems.** 2nd ED. London : Pitman Books Limited. 1984.
- [47] Chowdhury A. A. and Koval D. O. “Application of customer interruption costs in transmission network reliability planning” in **IEEE Transactions on Industry Applications.**, vol. 37, no. 6, Nov/Dec. 2001. pp. 1590-1596
- [48] Thongsuk S. and Ngaopitakkul A. “Impacts of Electrical Line Losses Comprising Multi-Distributed Generation in Distribution System” **Energy and Power Engineering.**, vol. 5, no.4B, July. 2013. pp. 1037-1042
- [49] สุกัญญา มุตตะ. “การศึกษาความเป็นไปได้ในการวางตำแหน่งโรงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ในประเทศไทยโดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์.” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีการจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม ภาควิชาวิศวกรรมเคมี, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. 2556.
- [50] Lei C. “Introduction to Power Flow Analysis Toolbox.” [Online]. Available : <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/30272-power-flow-analysis-toolbox-pfatb->. 2011.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อมูลระบบจำหน่าย

ตารางที่ 1 ตำแหน่งโหลด และขนาดของโหลดในสภาวะการจ่ายโหลด 100%, 75%, 50% และ 25%

สถานที่	โหลด 100%	โหลด 75%	โหลด 50%	โหลด 25%	PF
	MW	MW	MW	MW	
สถานีไฟฟ้าธัญบุรี วงจรที่ 2	11.59	8.69	5.80	2.90	0.80
คลองหลวง	3.25	2.44	1.63	0.81	0.80
วงจร TYA1F-25	1.57	1.18	0.79	0.39	0.80
มณฑล 2	4.85	3.64	2.43	1.21	0.80
บริษัทสยามเส้นใยฯ	1	0.75	0.50	0.25	0.90
โรงถ่าน	0.92	0.69	0.46	0.23	0.80

ตารางที่ 1 แสดงตำแหน่งโหลด และขนาดของโหลดในสภาวะต่าง ๆ โดยจ่ายโหลดที่ 100%, 75%, 50% และ 25% ของขนาดโหลดรวมทั้งระบบของระบบจำหน่ายสถานีไฟฟ้าธัญบุรี วงจรที่ 2

ตารางที่ 2 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่โหลด 100 %

ตำแหน่ง DG	ขนาด DG (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
		SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
		(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
Without DG		0.288781	0.306	5,216	0.15	0.28
DG1	1	0.288781	0.306	5,216	0.12	0.21
	2	0.288781	0.306	5,216	0.11	0.19
	3	0.288781	0.306	5,216	0.10	0.17
	4	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.15
	5	0.288781	0.306	5,216	0.08	0.14
	6	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.12
	7	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.11
	8	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.11
DG2	1	0.288781	0.306	5,216	0.11	0.19
	2	0.288781	0.306	5,216	0.09	0.16
	3	0.288781	0.306	5,216	0.07	0.13
	4	0.288781	0.306	5,216	0.06	0.10
	5	0.288781	0.306	5,216	0.05	0.08
	6	0.288781	0.306	5,216	0.04	0.06
	7	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.05
	8	0.288781	0.306	5,216	0.03	0.04
DG3	1	0.288781	0.306	5,216	0.11	0.20
	2	0.252647	0.268	4,480	0.09	0.17
	3	0.252647	0.268	4,480	0.08	0.14
	4	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.12
	5	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
	6	0.252647	0.268	4,480	0.06	0.11
	7	0.252647	0.268	4,480	0.07	0.12
	8	0.252647	0.268	4,480	0.08	0.13
DG4	1	0.274781	0.291	5,063	0.11	0.20
	2	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.17
	3	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.14
	4	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13
	5	0.238594	0.253	4,357	0.07	0.13
	6	0.238594	0.253	4,357	0.08	0.13
	7	0.238594	0.253	4,357	0.09	0.15
	8	0.238594	0.253	4,357	0.10	0.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่โหลด 75 %

ตำแหน่ง DG	ขนาด DG (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
		SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
		(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
Without DG		0.288781	0.306	3,897	0.08	0.15
DG1	1	0.288781	0.306	3,897	0.06	0.11
	2	0.288781	0.306	3,897	0.06	0.09
	3	0.288781	0.306	3,897	0.05	0.08
	4	0.288781	0.306	3,897	0.04	0.07
	5	0.288781	0.306	3,897	0.04	0.06
	6	0.288781	0.306	3,897	0.04	0.05
	7	0.288781	0.306	3,897	0.03	0.05
	8	0.288781	0.306	3,897	0.03	0.05
DG2	1	0.288781	0.306	3,897	0.06	0.09
	2	0.288781	0.306	3,897	0.04	0.07
	3	0.288781	0.306	3,897	0.03	0.05
	4	0.288781	0.306	3,897	0.03	0.03
	5	0.288781	0.306	3,897	0.02	0.02
	6	0.288781	0.306	3,897	0.02	0.02
	7	0.219847	0.233	3,099	0.01	0.01
	8	0.219847	0.233	3,099	0.02	0.01
DG3	1	0.288781	0.306	3,897	0.06	0.10
	2	0.252647	0.268	3,375	0.05	0.07
	3	0.252647	0.268	3,375	0.04	0.06
	4	0.252647	0.268	3,375	0.04	0.05
	5	0.252647	0.268	3,375	0.04	0.06
	6	0.252647	0.268	3,375	0.04	0.07
	7	0.183728	0.195	2,547	0.05	0.09
	8	0.183728	0.195	2,547	0.07	0.11
DG4	1	0.274728	0.291	3,805	0.06	0.10
	2	0.238594	0.253	3,252	0.05	0.08
	3	0.238594	0.253	3,252	0.04	0.07
	4	0.238594	0.253	3,252	0.04	0.06
	5	0.238594	0.253	3,252	0.05	0.07
	6	0.238594	0.253	3,252	0.06	0.09
	7	0.169660	0.180	2,455	0.07	0.12
	8	0.169660	0.180	2,455	0.09	0.16

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่โหลด 50 %

ตำแหน่ง DG	ขนาด DG (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
		SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
		(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
Without DG		0.288781	0.306	2,608	0.04	0.06
DG1	1	0.288781	0.306	2,608	0.03	0.03
	2	0.288781	0.306	2,608	0.02	0.03
	3	0.288781	0.306	2,608	0.02	0.02
	4	0.288781	0.306	2,608	0.02	0.01
	5	0.288781	0.306	2,608	0.01	0.01
	6	0.165580	0.175	1,503	0.01	0.01
	7	0.165580	0.175	1,503	0.02	0.01
	8	0.165580	0.175	1,503	0.02	0.02
DG2	1	0.288781	0.306	2,608	0.02	0.03
	2	0.288781	0.306	2,608	0.02	0.01
	3	0.288781	0.306	2,608	0.01	0.00
	4	0.288781	0.306	2,608	0.01	0.00
	5	0.219847	0.233	2,056	0.01	0.00
	6	0.096647	0.102	982	0.01	0.00
	7	0.096647	0.102	982	0.01	0.00
	8	0.096647	0.102	982	0.02	0.01
DG3	1	0.252647	0.268	2,240	0.02	0.03
	2	0.252647	0.268	2,240	0.02	0.02
	3	0.252647	0.268	2,240	0.02	0.01
	4	0.252647	0.268	2,240	0.02	0.02
	5	0.183713	0.195	1,688	0.03	0.03
	6	0.060512	0.064	614	0.04	0.06
	7	0.060512	0.064	614	0.05	0.09
	8	0.060512	0.064	614	0.07	0.13
DG4	1	0.238594	0.253	2,178	0.02	0.03
	2	0.238594	0.253	2,178	0.02	0.02
	3	0.238594	0.253	2,178	0.02	0.02
	4	0.238594	0.253	2,178	0.02	0.03
	5	0.169660	0.180	1,626	0.04	0.05
	6	0.046459	0.049	552	0.05	0.08
	7	0.046459	0.049	552	0.07	0.13
	8	0.046459	0.049	552	0.10	0.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5 ดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่โหลด 25 %

ตำแหน่ง DG	ขนาด DG (MW)	ดัชนีความเชื่อถือได้			การสูญเสียกำลังไฟฟ้า	
		SAIFI	SAIDI	ECOST	P _{loss} (MW)	Q _{loss} (Mvar)
		(ครั้ง/รายปี)	(ชั่วโมง/รายปี)	(ดอลลาร์สหรัฐ/ปี)		
Without DG		0.288781	0.306	1,289	0.01	0.00
DG1	1	0.288781	0.306	1,289	0.01	-0.01
	2	0.288781	0.306	1,289	0.00	-0.01
	3	0.165580	0.175	767	0.00	-0.01
	4	0.165580	0.175	767	0.00	-0.01
	5	0.165580	0.175	767	0.01	0.00
	6	0.165580	0.175	767	0.01	0.00
	7	0.165580	0.175	767	0.02	0.01
	8	0.165580	0.175	767	0.02	0.02
DG2	1	0.288781	0.036	1,289	0.00	-0.01
	2	0.288781	0.036	1,289	0.00	-0.01
	3	0.096647	0.102	491	0.00	-0.01
	4	0.096647	0.102	491	0.00	-0.01
	5	0.096647	0.102	491	0.01	0.00
	6	0.096647	0.102	491	0.01	0.01
	7	0.096647	0.102	491	0.02	0.03
	8	0.096647	0.102	491	0.03	0.05
DG3	1	0.252647	0.268	1,105	0.00	-0.01
	2	0.252647	0.268	1,105	0.00	-0.01
	3	0.060512	0.064	307	0.01	0.00
	4	0.060512	0.064	307	0.02	0.02
	5	0.060512	0.064	307	0.03	0.05
	6	0.060512	0.064	307	0.05	0.08
	7	0.060512	0.064	307	0.07	0.12
	8	0.060512	0.064	307	0.10	0.17
DG4	1	0.238594	0.253	1,074	0.00	-0.01
	2	0.238594	0.253	1,074	0.01	-0.01
	3	0.046459	0.049	276	0.01	0.01
	4	0.046459	0.049	276	0.02	0.03
	5	0.046459	0.049	276	0.04	0.07
	6	0.046459	0.049	276	0.06	0.11
	7	0.046459	0.049	276	0.09	0.16
	8	0.046459	0.049	276	0.12	0.23

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สรุปผลการศึกษาและวิเคราะห์เพิ่มเติมของดัชนีความเชื่อถือได้และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ โดยทำการศึกษาและวิเคราะห์เพื่อระบุตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งแบ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เป็น 8 ขนาด (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 และ 8 เมกะวัตต์) และติดตั้งไว้ 4 ตำแหน่ง (DG1, DG2, DG3 และ DG4) ผลที่ได้สามารถสรุปได้ดังนี้

1. ผลกระทบด้านดัชนีความเชื่อถือได้

ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Indices) ของระบบจำหน่าย ประกอบไปด้วย ดัชนีค่าเฉลี่ยความถี่ที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ดัชนีค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST หรือ Outage Cost)

- ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ห่างไกลออกไปจากสถานีไฟฟ้าเป็นเหตุให้ดัชนีความเชื่อถือได้นั้นได้รับการปรับปรุงและลดลงอย่างมีนัยสำคัญ (ความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น) และดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าน้อยที่สุดที่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด

- ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่เพิ่มขึ้นมีผลทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลง โดยดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงตามขนาดที่เพิ่มขึ้น และในกรณีที่มิชขนาดใกล้เคียงหรือมากกว่า โหลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงไปอีก โดยเฉพาะในกรณีที่มิชขนาดมากกว่าโหลด ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีแนวโน้มลดลงเป็นอย่างมาก

2. ผลกระทบด้านการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power loss) ในงานวิจัยนี้ประกอบไปด้วย การสูญเสียกำลังไฟฟ้าจริง (P_{loss}) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_{loss})

- ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่ตำแหน่งติดตั้งใกล้กับโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่สุด เป็นเหตุผลทำให้การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงมากที่สุดอย่างมีนัยสำคัญ (การสูญเสียกำลังไฟฟ้าน้อยที่สุด)

- ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) การสูญเสียกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ที่มีขนาดที่เท่ากันกับขนาดของโหลดรวม หรือใกล้เคียงกับขนาดของโหลดรวม

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายสามารถ เชื้อนแปด
วัน เดือน ปีเกิด	11 เมษายน 2526 ที่จังหวัดเชียงราย
ที่อยู่	37/140 หมู่บ้านพฤษภาวิไลเลข 35 ถนนรังสิต-นครนายก ตำบลคลองสาม อำเภอลองหลวง จังหวัดปทุมธานี 12120
ประวัติการศึกษา	2545 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาไฟฟ้ากำลัง มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
ความชำนาญเฉพาะด้าน	1.) การออกแบบระบบไฟฟ้า 2.) คุณภาพไฟฟ้า 3.) การอนุรักษ์พลังงานในโรงงานอุตสาหกรรม
ประสบการณ์การทำงานและผลงานวิจัย	
พ.ศ.2549-2550	ตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้า บริษัท ชิโน-ไทย เอ็นจีเนียริ่ง แอนด์ คอนสตรัคชั่น จำกัด (มหาชน) - ผลงานควบคุมงานระบบไฟฟ้าโครงการรถไฟฟ้าเชื่อมท่าอากาศยานสุวรรณภูมิ (Airport Rail Link)
พ.ศ.2550-ปัจจุบัน	ตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอธัญบุรี สังกัดการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค - ผลงานควบคุมงานก่อสร้างและติดตั้งระบบไฟฟ้าแรงสูงและแรงต่ำ - ผลงานการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าให้ลูกค้ากลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม - ผลงานการตรวจประเมินศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานในโรงงานอุตสาหกรรม
พ.ศ.2558	โลรางวัลระดับเหรียญทอง การแข่งขันการวิเคราะห์ปัญหาคุณภาพไฟฟ้างานมหกรรมคุณภาพ PEA ครั้งที่ 27 ประจำปี 2558
พ.ศ.2559	โลประกาศเกียรติคุณศูนย์ข้อมูลข่าวสารของราชการต้นแบบโดดเด่น ณ ตึกสันติไมตรี ทำเนียบรัฐบาล วันพฤหัสบดี ที่ 17 มีนาคม 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้