

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATOR ON RELIABILITY EVALUATION  
OF DISTRIBUTION SYSTEM



ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2555

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย  
IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATOR ON RELIABILITY EVALUATION  
OF DISTRIBUTION SYSTEM



ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ปีการศึกษา 2555

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATOR ON RELIABILITY EVALUATION  
OF DISTRIBUTION SYSTEM



A PAPER SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF THE REQUIREMENT FOR  
THE DEGREE OF BACHELOR OF ELECTRICAL ENGINEERING  
DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING FACULTY OF ENGINEERING  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

2012

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปริญญาานิพนธ์ปีการศึกษา 2555

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เรื่อง ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย

ผู้จัดทำ

1. นาย วรานนท์ ทองถาวรวงษ์
2. นางสาว วิภาวัลย์ ไคร์กระโทก
3. นาย วิรัตน์ สหสุวรรณ



..... อาจารย์ที่ปรึกษา  
( ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ชายชาญ โพธิสาร )

..... อาจารย์ที่ปรึกษา  
( ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อรรถพล เเงาพิทักษ์กุล )

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปีการศึกษา 2555

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย  
IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATOR ON RELIABILITY EVALUATION  
OF DISTRIBUTION SYSTEM



อาจารย์ที่ปรึกษา

ผศ.ชายชาญ โปธิสาร  
ผศ.ดร.อรรถพล เเง้าพิทักษ์กุล

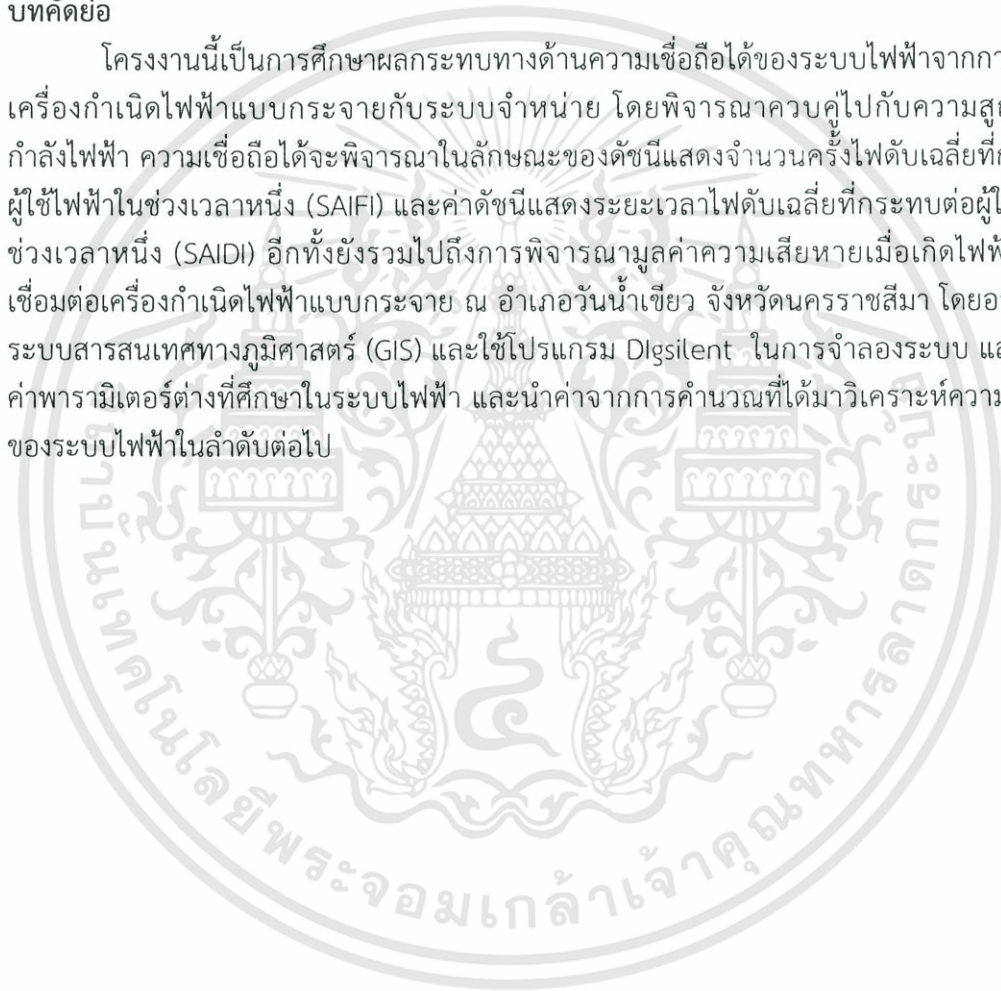
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย

นาย วรานนท์ ทองถาวรวงษ์  
นางสาว วิภาวัลย์ ไคร์กระโทก  
นาย วิรัตน์ สหสุวรรณ  
ผศ. ชายชาญ โปธิสาร อาจารย์ที่ปรึกษา  
ผศ.ดร. อรรถพล เเงพิทักษ์กุล อาจารย์ที่ปรึกษา  
ปีการศึกษา 2555

### บทคัดย่อ

โครงการนี้เป็นการศึกษาผลกระทบทางด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับระบบจำหน่าย โดยพิจารณาควบคู่ไปกับความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ความเชื่อถือได้จะพิจารณาในลักษณะของดัชนีแสดงจำนวนครั้งไฟดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง (SAIFI) และค่าดัชนีแสดงระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง (SAIDI) อีกทั้งยังรวมไปถึงการพิจารณามูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าขัดขณะเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ณ อำเภอวังน้ำเขียว จังหวัดนครราชสีมา โดยอาศัยข้อมูลระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ (GIS) และใช้โปรแกรม Digsilent ในการจำลองระบบ และคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่างที่ศึกษาในระบบไฟฟ้า และนำค่าจากการคำนวณที่ได้มาวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในลำดับต่อไป



# IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATOR ON RELIABILITY EVALUATION OF DISTRIBUTION SYSTEM

Waranon Tongtavonvong

Wipawan Khiraikratoke

Wirat Sahasuwat

Asst.Prof. Chaichan Pothisarn Supervisor

Asst.Prof.Dr. Atthapol Ngaopitakkul Supervisor

Year 2012

## ABSTRACT

This project is studied about the impact of power system reliability with connection distributed generation (DG) in power distribution system, and considered in conjunction with loss. Reliability is considered of System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), System Average Interruption Duration Index (SAIDI) and Interruption Cost while connecting distributed generation (DG) in power distribution system in Wang Nam Khiao District, Nakhon Ratchasima Province by applying data from geographic Information System (GIS) and digsilent program to analysis the power system. After that, the calculated values are used to analysis the power system reliability.

## กิตติกรรมประกาศ

ปริญญาโทฉบับนี้คงดำเนินการสำเร็จลุล่วงด้วยดีเช่นนี้มิได้ หากไม่ได้รับความกรุณาอย่างดี ยิ่งในการให้คำปรึกษาแนะนำ ช่วยเหลือในด้านวิชาการและการดำเนินงาน ผู้จัดทำขอขอบพระคุณ บุคคล กลุ่มบุคคลต่าง ๆ ซึ่งได้แก่ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ชายชาญ โภธิสาร และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อรรถพล เ่งพิทักษ์กุล อาจารย์ที่ปรึกษาปริญญาโท ที่ได้ให้คำปรึกษา เสนอแนะแนวทางอัน เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่องานโครงการ ผลักดันและเป็นกำลังใจตั้งแต่เริ่มดำเนินการ รวมถึงได้ช่วย ตรวจสอบ แก้ไขปริญญาโทเล่มนี้จนทำให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณ คุณ สุรเชษฐ์ นวมโคกสูง วิศวกรระดับ 4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จังหวัด นคร ราชศรีมา ที่ได้ให้คำปรึกษาเกี่ยวกับการดำเนินงาน ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูล วิชาการต่างๆ และ เสนอแนะแนวทางการทำโครงการ

ขอขอบคุณ สำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ที่มอบทุนการศึกษา ให้แก่ ผู้จัดทำเพื่อใช้ในการจัดซื้ออุปกรณ์ประกอบการทำโครงการ

สุดท้ายนี้ ผู้จัดทำขอขอบพระคุณคณาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทความรู้ ทางด้านต่าง ๆ ทั้งในอดีตจนถึงปัจจุบัน และขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา รวมถึงครอบครัวของ ผู้จัดทำทุกท่านที่ได้ให้การอบรมเลี้ยงดู ความรัก ความอบอุ่น ความห่วงใย และให้การสนับสนุน ทางด้านการศึกษาอย่างดียิ่งมาโดยตลอด เป็นกำลังใจอันยิ่งใหญ่ ช่วยให้มีพลังเข้มแข็งพร้อมเผชิญกับ ปัญหาอุปสรรคต่าง ๆ จนทำให้ผู้จัดทำประสบความสำเร็จในชีวิตเรื่อยมา จึงขออ้างถึงคุณพระศรีรัตนตรัย โปรดอำนวยการอำนวยพรให้ทุกท่านมีความสุขกาย สุขใจ คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้ เป็นผลจากความกรุณาของทุกท่าน ผู้จัดทำจึงขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

คณะผู้จัดทำ

# สารบัญ

|   | หน้า |
|---|------|
| บทคัดย่อ  | I    |
| ABSTRACT  | II   |
| กิตติกรรมประกาศ   | III  |
| สารบัญ  | IV   |
| สารบัญ (ต่อ)  | V    |
| สารบัญ (ต่อ)  | VI   |
| สารบัญรูปภาพ  | VII  |
| สารบัญรูปภาพ (ต่อ)  | VIII |
| สารบัญรูปภาพ (ต่อ)  | IX   |
| สารบัญตาราง   | X    |
| บทที่ 1 บทนำ  | 1    |
| 1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา                               | 1    |
| 1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ                                  | 10   |
| 1.3 ขอบเขตและข้อกำหนดของโครงการ                             | 10   |
| 1.4 วิธีที่ใช้ในโครงการ                                     | 10   |
| 1.5 แผนการดำเนินโครงการ                                     | 11   |
| 1.6 ประโยชน์ที่ได้จากการวิจัย                               | 14   |
| บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง                                  | 15   |
| 2.1 พื้นฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า                      | 15   |
| 2.1.1 การทำงานและการเสียหายของระบบและอุปกรณ์ไฟฟ้า           | 17   |
| 2.1.2 แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้า                                  | 19   |
| 2.2 การเก็บรวบรวมข้อมูล                                     | 20   |
| 2.2.1 อุปกรณ์หลัก   | 21   |
| 2.2.2 เหตุการณ์   | 21   |
| 2.2.3 สาเหตุหลัก  | 21   |
| 2.2.4 ตัวอย่างการเก็บข้อมูล                                 | 21   |
| 2.3 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า                    | 26   |
| 2.3.1 การประเมินสภาพปัจจุบันจากข้อมูลในอดีต                 | 26   |
| 2.3.2 การประเมินผลอนาคตจากการวิเคราะห์                      | 26   |
| การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า            | 27   |
| 2.4.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด                        | 27   |
| 2.4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า                    | 29   |
| 2.4.2.1 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) | 29   |
| 2.4.2.2 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)  | 30   |
| 2.4.2.3 CAIDI (Customer Average Interruption Duration)      | 30   |
| 2.4.2.4 ASAI (Average Service Availability Index)           | 30   |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ (ต่อ)

|  | หน้า      |
|--|-----------|
| 2.4.2.5 ASUI ดัชนีความไม่พร้อมในการจ่ายไฟฟ้า   | 31        |
| 2.4.3 ดัชนีโหลดและปริมาณการใช้พลังงาน  | 31        |
| 2.4.3.1 ดัชนีพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้  | 32        |
| 2.4.3.2 ดัชนีพลังงานที่ไม่สามารถจะจ่ายได้โดยเฉลี่ย   | 32        |
| 2.4 มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ  | 32        |
| 2.5 ค่าคาดหมายความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ   | 34        |
| 2.6 การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย  | 35        |
| 2.7.1 กรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก   | 36        |
| <b>บทที่ 3 การออกแบบและดำเนินงาน</b>   | <b>42</b> |
| 3.1 โปรแกรม DigSILENT และระบบจำหน่ายอำเภอวังน้ำเขียว   | 43        |
| 3.2 วิธีการดำเนินการ   | 47        |
| 3.3 จำลองระบบไฟฟ้าเพื่อหาตำแหน่งในการติดตั้ง<br>เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย  | 49        |
| 3.4 การตั้งค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในโปรแกรม DigSILENT  | 52        |
| 3.4.1 การตั้งค่าข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจำลอง  | 52        |
| 3.4.2 การตั้งค่าสวิตช์ตัดตอนของระบบไฟฟ้าจำลอง  | 57        |
| 3.4.3 การตั้งค่าความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้อง   | 59        |
| 3.4.4 การตั้งค่าการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจำลอง   | 65        |
| <b>บทที่ 4 ผลการทดลอง</b>  | <b>68</b> |
| 4.1 แบบจำลองกรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย<br>(distributed generation) โดยพิจารณาครั้งละ 1 บัส  | 68        |
| 4.2 แบบจำลองกรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย<br>(distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ<br>กระจายที่บัสอื่น  | 75        |
| 4.2.1 กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation)<br>ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA<br>ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น                   | 82        |
| 4.2.2 กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed<br>generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย<br>ขนาด 4 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ<br>กระจายที่บัสอื่น | 88        |
| 4.2.3 กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed<br>generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย<br>ขนาด 6 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ<br>กระจายที่บัสอื่น | 94        |

## สารบัญ (ต่อ)

|   | หน้า |
|---|------|
| 4.2.4 กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น | 99   |
| บทที่ 5 สรุปผลการทดลอง  | 105  |
| อ้างอิง   | 108  |



## สารบัญรูป

| รูปที่  | หน้า |
|---|------|
| 1.1 แสดงค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) ในปี 2553 , 2554 และ 2555  | 8    |
| 1.2 แสดงค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) ในปีพ.ศ.2553 , 2554 และ 2555 (7 เดือน) | 9    |
| 2.1 ประเภทของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง   | 15   |
| 2.2 อัตราการเสียหายของอุปกรณ์   | 17   |
| 2.3 สถานะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ   | 18   |
| 2.4 สถานะการทำงานของอุปกรณ์เมื่อคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย  | 18   |
| 2.5 แบบจำลองสถานะของอุปกรณ์   | 20   |
| 2.6 ระบบไฟฟ้าจำหน่ายแบบเรเดียลในกรณีมีสวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนและพิวส์ที่จุดโหลด  | 28   |
| 2.7 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลในกรณีจ่ายไฟฟ้าสำรองจากสายป้อนอื่น  | 28   |
| 2.8 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย   | 29   |
| 2.9 กราฟระยะเวลาการใช้โหลด  | 31   |
| 2.10 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้า กรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย   | 36   |
| 2.11 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย                 | 38   |
| 3.1 ลักษณะพร้อมใช้งานของโปรแกรม DigSILENT   | 44   |
| 3.2 สายส่งหมายเลข 10  | 45   |
| 3.3 ผังงานการดำเนินงาน  | 48   |
| 3.4 แบบจำลองระบบ กรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย  | 49   |
| 3.5 แบบจำลองระบบ กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 6  | 50   |
| 3.6 แบบจำลองระบบ กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายระหว่างจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 กับจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 6                                      | 51   |
| 3.7 ขั้นตอนการลบข้อมูลสวิตช์เดิม  | 52   |
| 3.8 ขั้นตอนการหา Grid ของระบบไฟฟ้าจำลอง   | 53   |
| 3.9 ขั้นตอนการสร้างสวิตช์หลัง Grid  | 53   |
| 3.10 ขั้นตอนการสร้างข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจำลอง   | 54   |
| 3.11 การตั้งค่าอัตราความขัดข้องของอุปกรณ์และระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย  | 54   |
| 3.12 ขั้นตอนการตั้งค่าสายไฟฟ้าทุกสายในระบบไฟฟ้าจำลอง  | 56   |
| 3.13 ข้อมูลสายไฟฟ้าภายในระบบไฟฟ้าจำลอง  | 56   |

## สารบัญรูป (ต่อ)

| รูปที่ | หน้า |
|--------|------|
| 3.14   | 57   |
| 3.15   | 57   |
| 3.16   | 58   |
| 3.17   | 59   |
| 3.18   | 59   |
| 3.19   | 60   |
| 3.20   | 60   |
| 3.21   | 62   |
| 3.22   | 62   |
| 3.23   | 63   |
| 3.24   | 64   |
| 3.25   | 64   |
| 3.26   | 65   |
| 3.27   | 66   |
| 3.28   | 67   |
| 4.1    | 71   |
| 4.2    | 72   |
| 4.3    | 73   |
| 4.4    | 74   |
| 4.5    | 82   |
| 4.6    | 83   |
| 4.7    | 85   |
| 4.8    | 86   |

## สารบัญรูป (ต่อ)

| รูปที่   | หน้า |
|--|------|
| 4.9 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง  | 88   |
| 4.10 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง  | 89   |
| 4.11 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด   | 90   |
| 4.12 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง  | 92   |
| 4.13 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง   | 94   |
| 4.14 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง  | 95   |
| 4.15 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง    | 96   |
| 4.16 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง | 98   |
| 4.17 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง   | 99   |
| 4.18 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง  | 100  |
| 4.19 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง    | 101  |
| 4.20 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง | 103  |

## สารบัญตาราง

| ตารางที่  | หน้า |
|---|------|
| 1.1 ผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่าย   | 2    |
| 1.2 ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) วันที่ 1 มกราคม 2553 ถึง วันที่ 31 ธันวาคม 2553          | 5    |
| 1.3 ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) วันที่ 1 มกราคม 2554 ถึง วันที่ 31 ธันวาคม 2554          | 6    |
| 1.4 ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) วันที่ 1 มกราคม 2554 ถึง วันที่ 31 กรกฎาคม 2555 ( 7 เดือน ) | 7    |
| 2.1 อุปกรณ์หลักชนิดของอุปกรณ์ที่ชำรุด   | 24   |
| 2.2 มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของ Standard Industrial Classification  | 33   |
| 2.3 เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  | 33   |
| 2.4 มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (บาท/kW) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  | 34   |
| 3.1 ความยาวสายส่งจำหน่ายและขนาดกลุ่มภาระไฟฟ้าในแต่ละช่วง<br>จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าจำลอง  | 46   |
| 3.2 อัตราความขัดข้องของอุปกรณ์  | 55   |
| 3.3 ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย  | 55   |
| 3.4 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง  | 61   |
| 4.1 ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) โดยพิจารณาครั้งละ 1 บัส   | 69   |
| 4.2 ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น   | 76   |

## บทที่ 1

### บทนำ

#### 1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา

ในปัจจุบันการใช้พลังงานไฟฟ้านับเป็นปัจจัยสำคัญในการดำรงชีวิตประจำวัน ปรับปรุงคุณภาพชีวิตและการขับเคลื่อนพัฒนาทางเศรษฐกิจของประเทศ จึงกล่าวได้ว่า พลังงานไฟฟ้าเปรียบเสมือนเส้นเลือดใหญ่ของสังคมในทุกวันนี้และในอนาคต ซึ่งความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นมีมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง นับวันยังมีปริมาณการใช้พลังงานเพิ่มสูงมากขึ้น แต่การก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่กลับประสบความลำบากมาก เพราะจำเป็นต้องใช้งบประมาณในการลงทุนสูงและยังต้องใช้ระยะเวลาในการวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้า อีกทั้งการจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านสายส่งเป็นระยะทางไกล ก่อให้เกิดความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า ดังนั้นทางเลือกหนึ่งของการจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าคือการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหรือเป็นที่รู้จักกันในนามของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distribution Generation) ซึ่งพลังงานที่ใช้มีหลายประเภท ได้แก่ พลังงานเชื้อเพลิง พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานกังหันก๊าซที่มาจากมูลสัตว์หรือกากวัสดุทางเกษตรกรรม เป็นต้นโดยที่มีชื่อเรียกว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

VSPP (Very Small Power Producer) หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 MW เมื่อปี พ.ศ. 2543 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นควรให้มีการออกระเบียบเพิ่มเติมเป็นกรณีพิเศษ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ SPP ขนาดเล็ก เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิง และปี 2545 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก โดยวัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ก็เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และช่วยแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเริ่มเป็นที่แพร่หลายมากขึ้นในหลายๆ ประเทศ รวมทั้งประเทศไทยด้วย โดยได้รับความสนใจจากผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ประกอบการมากขึ้น แต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบไฟฟ้านั้นส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในหลายๆ ด้าน จากหลายบทความ [1-4] ได้มีการอภิปรายถึงผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายทั้งด้านบวกและด้านลบที่น่าสนใจหลายประการตามตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 ผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

| ผลกระทบทางบวก  | ผลกระทบทางลบ  |
|--|---|
| 1. เป็นแหล่งไฟฟ้าสำรองในกรณีที่ระบบเกิดความล้มเหลว   | 1. ก่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อมขณะทำการเริ่มเดินเครื่อง   |
| 2. ช่วยจ่ายโหลดในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (on peak) เป็นการช่วยลดต้นทุนในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่หลายตัว | 2. ทำให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกส์จากอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์   |
| 3. ลดกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อน ทำให้เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบน้อยลง   | 3. เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายทำหน้าที่เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองขณะระบบล้มเหลว บริเวณรอบข้างที่ไม่ได้รับการจ่ายโหลดอาจเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก |
| 4. ช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ ลดการเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ  | 4. การแก้ไขซ่อมแซมความผิดพลาด จะไม่ปลอดภัยเนื่องจากมีกระแสไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายไหลอยู่ในระบบ  |
| 5. ยืดอายุเวลาในการลงทุนพัฒนาและเพิ่มจำนวนสายส่งของระบบ  | 5. ขณะเกิดจุดผิดปกติ กระแสที่เพิ่มขึ้นในสายป้อน ทำให้อุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถทำงานสอดประสานได้ดีเช่นเดิม   |

นอกจากนี้แล้วยังมีอีกประเด็นหนึ่งที่ได้มีการอภิปรายกันอย่างกว้างขวางคือ ประเด็นที่ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบได้หรือไม่ ซึ่งการรักษาความเชื่อถือได้ทางด้านไฟฟ้าเป็นส่วนที่สำคัญจำเป็นและต้องการจัดการให้มีกระแสไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอไม่เกิดไฟดับหรือไฟดับโดยเครื่องชั๊วดี ที่ใช้วัดความมั่นคงทางพลังงานคือ โอกาสที่จะเกิดไฟดับ จะต้องไม่เกินเท่าไรใน 1 ปี ในด้านการบริหารให้เกิดความมั่นคงทางพลังงาน คือ การมีไฟฟ้าสำรองเผื่อไว้ในกรณีที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดโดยปริมาณไฟฟ้าสำรองนั้นถ้ามีน้อยก็เสี่ยงต่อความไม่มั่นคงทางพลังงานถ้ามีมากไปก็ทำให้สิ้นเปลืองกรณีที่ไฟดับหรือไฟตกเกิดผลกระทบตามมาคือบางขั้นตอนการผลิต สำหรับโรงงาน

อุตสาหกรรม หากเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ากะพริบก็ส่งผลให้สายพานการผลิตหยุดชะงัก อุตสาหกรรมบางประเภทต้องทิ้งสินค้าช่วงสายพานนั้นทั้งหมดทำให้เกิดความเสียหายทั้งระบบได้ ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถปรับปรุงค่าความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายให้ดีขึ้นได้ เนื่องจากปัจจุบันการจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องนั้นมีระดับความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม ดังนั้นการเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นสิ่งหนึ่งที่สำคัญ ซึ่งโดยปกติแล้วขณะเกิดฟอลต์อุปกรณ์ป้องกันจะแยกส่วนที่เกิดฟอลต์ออกจากระบบไฟฟ้า ทำให้แหล่งจ่ายหลักไม่สามารถที่จ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ส่งผลให้ได้รับผลกระทบจากไฟฟาดับ แต่ถ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายได้อย่างเหมาะสมก็สามารถเป็นแหล่งจ่ายสำรองให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกแยกออกจากระบบได้ (Islanding) เพื่อที่ลดปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบและค่าความเสียหายทางเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากไฟฟาดับของผู้ใช้ไฟฟ้าให้น้อยที่สุด

จากการศึกษาบทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับเรื่องนี้ ในเอกสารอ้างอิงที่ [5] Mahmud Fotuhi-Firuzabad และคณะ,[6] Iman Khonakdar และคณะนำเสนอถึงวิธีในการวิเคราะห์พร้อมทั้งประเมินความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์สายส่งในระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบไฟฟ้าตามแต่ละกรณีศึกษา โดยคำนวณออกมาในค่าของอัตราความเสียหาย (Failure Rates) ในเอกสารอ้างอิงที่ [7] Hamid Falaghi และคณะ,[8] Pedram Jahangiri และคณะได้ใช้ระบบไฟฟ้าของเมือง Tehran ประเทศอิหร่านมาจำลองเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ประเมินผลความเชื่อถือได้โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตามกรณีศึกษา ซึ่งในเอกสารอ้างอิงที่ [7] ได้ใช้เทคนิค FMEA (Failure mode and Effect of DGs) ในการคำนวณผลความเชื่อถือได้ ในเอกสารอ้างอิงที่ [9] Yue Yuan และคณะได้นำเสนอวิธีวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยใช้ระบบทดสอบ RBTH bus6 ประเมินผลและเปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในตำแหน่งที่แตกต่างกัน ในเอกสารอ้างอิงที่ [10] S.X.Wang และคณะนำเสนอการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบโดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ตัวเปรียบเทียบกันตามกรณีศึกษา และยังวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จ่ายไฟฟ้าแบบอิสระ ในเอกสารอ้างอิงที่ [11] Nuntiya Chiyabut และคณะนำเสนอถึงการวิเคราะห์ประเมินผลความเชื่อถือได้เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดโดยทำการเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นระหว่างขณะไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและขณะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในเอกสารอ้างอิงที่ [12] A.C. Neto และคณะได้นำเสนอเทคนิค Analytical Simulation (AS) เพื่อใช้วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าโดยจำลองระบบไฟฟ้าของเมือง Maranhao ประเทศบราซิล ใช้สายส่งจำนวนสองสายในการทดสอบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า วิเคราะห์กรณีที่ต่อสายส่งเข้าด้วยกันขณะที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และไม่ต่อสายส่งขณะที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แล้วเปรียบเทียบประเมินผลทั้งสองกรณี ในเอกสารอ้างอิงที่ [13] A.A. Chowdhury และคณะได้นำเสนอกระบวนการวิเคราะห์วางแผนในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ที่ได้มาตรฐาน โดยใช้โปรแกรม DISREL ในการพิจารณาและประเมินผล ในเอกสารอ้างอิงที่ [14] Suchismita S. และคณะ,[15] Guoquan Wang และคณะ,[16] Lin Jikeng และคณะได้นำเสนอวิธีการในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยใช้กระบวนการ Monte Carlo Simulation ซึ่งใช้ตัวโปรแกรมจำลองแบบการสุ่มตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่แตกต่างกัน และประเมินผล

ประเมินผลค่าดัชนีความเชื่อถือได้มาเปรียบเทียบกัน ซึ่งในเอกสารอ้างอิงที่ [15] วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นโดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้วให้จ่ายไฟฟ้าแบบอิสระเพื่อประเมินผลและปรับปรุงความเชื่อถือได้ให้ดีขึ้นกว่าเดิม ในเอกสารอ้างอิงที่ [17] In-Su Bae และคณะ, [18 ] M.Hlatshwayo และคณะ , [19] A.M. Abdullah และคณะนำเสนอวิธีการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามาเปรียบเทียบผลกับการวิเคราะห์โดยวิธี Monte Carlo Simulation ซึ่งในเอกสารอ้างอิงที่ [17] ผู้เขียนวิเคราะห์โดยใช้แบบจำลองโหลด เปลี่ยนจากโหลดแบบสูงสุดมาเป็นโหลดรายชั่วโมง และแสดงถึงพฤติกรรมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอย่างชัดเจนและยังแสดงข้อผิดพลาดจากการใช้วิธี Monte Carlo Simulation ในการวิเคราะห์ประมวลผลความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า ในเอกสารอ้างอิงที่ [18] ผู้เขียนนำเสนอถึงผลการเปรียบเทียบในการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าระหว่างการใช้เทคนิคในการวิเคราะห์ กับเทคนิค Monte Carlo Simulation ในเอกสารอ้างอิงที่ [19] ผู้เขียนใช้วิธีในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าโดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเป็นแหล่งจ่ายสำรองและแหล่งจ่ายหลัก แล้วนำผลไปเปรียบเทียบกับวิธี Monte Carlo ซึ่งจากบทความข้างต้นทั้งหมดในการวิเคราะห์ประเมินผลความเชื่อถือได้ส่วนใหญ่จะเน้นไปในทางปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก แต่ยังไม่ได้วิเคราะห์ในเรื่องของมูลค่าความเสียหายตอนเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องขณะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ซึ่งโครงการนี้ได้จำลองระบบจำหน่ายจากระบบจำหน่ายจริงโดยวิเคราะห์ถึงผลกระทบในด้านความเชื่อถือได้ควบคู่ไปกับการพิจารณาผลกระทบด้านความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละกรณีศึกษาในระบบจำหน่าย อีกทั้งรวมไปถึงการวิเคราะห์เรื่องมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องขณะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายด้วย

โครงการนี้ได้ทำการศึกษาผลกระทบทางด้านความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้พื้นที่ อำเภอวังน้ำเขียว จังหวัดนครราชสีมา เป็นกรณีศึกษา เนื่องจากที่ผ่านมาเกิดไฟฟ้าดับบ่อยและอยู่ปลายสายส่ง จากข้อมูลที่ผ่านมาในอดีตตั้งแต่ปี พ.ศ.2553 - พ.ศ.2555 สามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าตามตารางที่ 1.2-1.4

ตารางที่ 1.2 ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) วันที่ 1 มกราคม 2553 ถึง วันที่ 31 ธันวาคม 2553

| เดือน | ระยะเวลาที่<br>ไฟดับทั้งหมด<br>(นาทีก) | จำนวนครั้งที่ไฟดับ<br>(ครั้ง) | จำนวนผู้ใช้ไฟที่<br>ได้รับผลกระทบ<br>(ราย) | จำนวนผู้ใช้<br>ไฟทั้งหมด<br>(ราย) | SAIFI<br>(ครั้ง/<br>ราย/ปี) | SAIDI<br>(นาทีก/<br>ราย/ปี) |
|-------|--|-------------------------------|--|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1     | 70                                     | 2                             | 6,482                                      | 202,288                           | 16.04833                    | 727.2358                    |
| 2     | 75                                     | 2                             | 6,537                                      |                                   |                             |                             |
| 3     | 197                                    | 5                             | 13,094                                     |                                   |                             |                             |
| 4     | 818                                    | 10                            | 36,528                                     |                                   |                             |                             |
| 5     | 99                                     | 2                             | 5,944                                      |                                   |                             |                             |
| 6     | 150                                    | 4                             | 11,767                                     |                                   |                             |                             |
| 7     | 372                                    | 12                            | 35,774                                     |                                   |                             |                             |
| 8     | 183                                    | 5                             | 15,719                                     |                                   |                             |                             |
| 9     | 29                                     | 1                             | 2,875                                      |                                   |                             |                             |
| 10    | 541                                    | 13                            | 43,686                                     |                                   |                             |                             |
| 11    | 380                                    | 6                             | 23,882                                     |                                   |                             |                             |
| 12    | 0                                      | 0                             | 0  |                                   |                             |                             |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 1.3 ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) วันที่ 1 มกราคม 2554 ถึง วันที่ 31 ธันวาคม 2554

| เดือน | ระยะเวลาที่<br>ไฟดับทั้งหมด<br>(นาทีก) | จำนวนครั้งที่<br>ไฟดับ<br>(ครั้ง) | จำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้<br>รับผลกระทบ<br>(ราย) | จำนวนผู้ใช้ไฟ<br>ทั้งหมด<br>(ราย) | SAIFI<br>(ครั้ง/ราย/<br>ปี) | SAIDI<br>(นาทีก/<br>ราย/ปี) |
|-------|--|-----------------------------------|--|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1     | 37                                     | 2                                 | 6,740                                      | 12,250                            | 15.976                      | 663.2602                    |
| 2     | 452                                    | 6                                 | 13,255                                     |                                   |                             |                             |
| 3     | 15                                     | 1                                 | 3,370                                      |                                   |                             |                             |
| 4     | 691                                    | 12                                | 40,781                                     |                                   |                             |                             |
| 5     | 289                                    | 11                                | 39,802                                     |                                   |                             |                             |
| 6     | 126                                    | 5                                 | 13,239                                     |                                   |                             |                             |
| 7     | 621                                    | 8                                 | 6,107                                      |                                   |                             |                             |
| 8     | 514                                    | 9                                 | 20,046                                     |                                   |                             |                             |
| 9     | 521                                    | 9                                 | 25,059                                     |                                   |                             |                             |
| 10    | 506                                    | 9                                 | 18,556                                     |                                   |                             |                             |
| 11    | 10                                     | 1                                 | 14,190                                     |                                   |                             |                             |
| 12    | 66                                     | 3                                 | 7,329                                      |                                   |                             |                             |

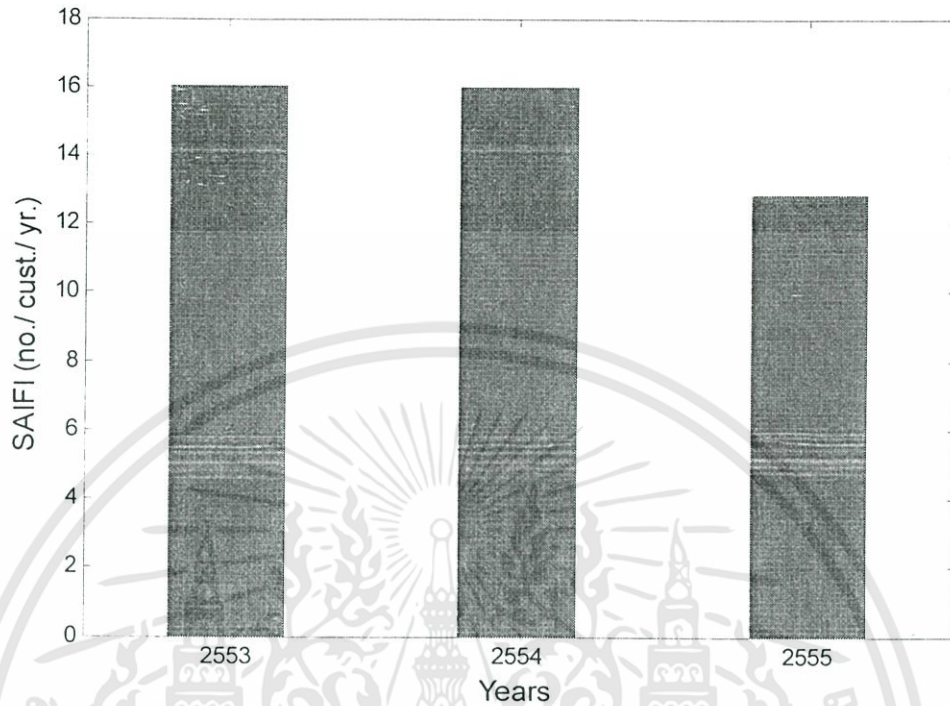
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 1.4 ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) วันที่ 1 มกราคม 2554 ถึง วันที่ 31 กรกฎาคม 2555 ( 7 เดือน )

| เดือน | ระยะเวลาที่<br>ไฟดับทั้งหมด<br>(นาทีก) | จำนวนครั้งที่<br>ไฟดับ<br>(ครั้ง) | จำนวนผู้ใช้ไฟที่<br>ได้รับผลกระทบ<br>(ราย) | จำนวนผู้ใช้ไฟ<br>ทั้งหมด<br>(ราย) | SAIFI<br>(ครั้ง/ราย/<br>ปี) | SAIDI<br>(นาทีก/<br>ราย/ปี) |
|-------|--|-----------------------------------|--|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1     | 38                                     | 2                                 | 5,910                                      | 12,250                            | 12.82                       | 1,055.087                   |
| 2     | 0                                      | 0                                 | 0  |                                   |                             |                             |
| 3     | 2122                                   | 7                                 | 20,566                                     |                                   |                             |                             |
| 4     | 705                                    | 12                                | 42,636                                     |                                   |                             |                             |
| 5     | 399                                    | 9                                 | 32,771                                     |                                   |                             |                             |
| 6     | 688                                    | 7                                 | 27,982                                     |                                   |                             |                             |
| 7     | 427                                    | 7                                 | 27,180                                     |                                   |                             |                             |

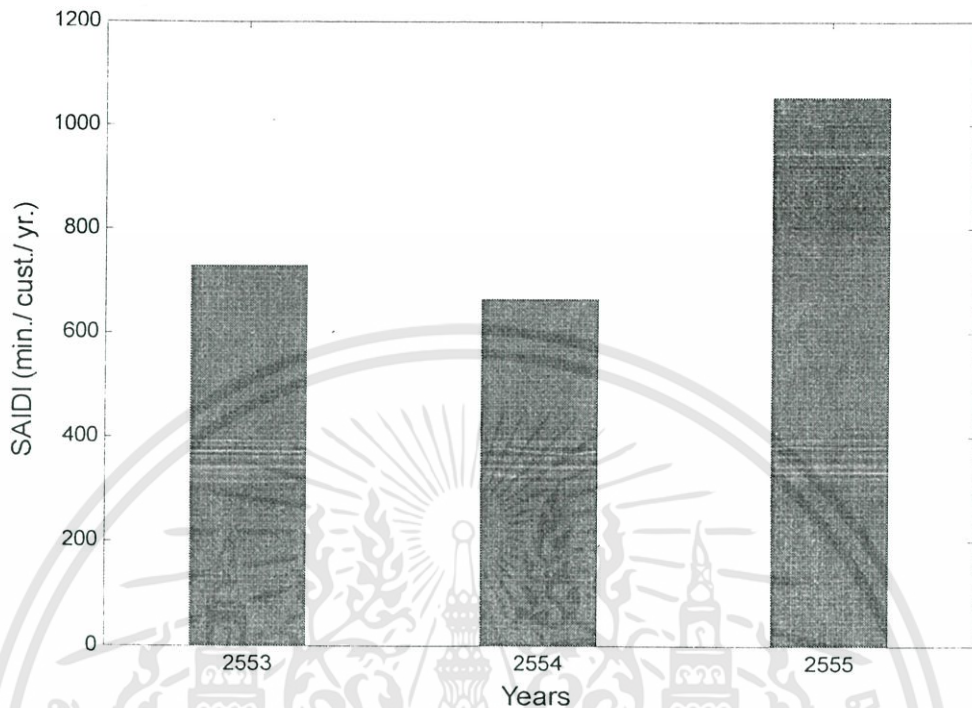
จากตารางที่ 1.2 ตารางที่ 1.3 และตารางที่ 1.4 ที่แสดงค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) ของปี พศ. 2553-2555(7 เดือน) นำมาเปรียบเทียบกับค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) ที่เกิดขึ้นในแต่ละปี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 1.1 แสดงค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) ในปี 2553 , 2554 และ 2555

สามารถนำมาเปรียบเทียบได้ดังนี้ รูปที่ 1.1 กราฟแสดงค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) ในปีพ.ศ. 2553 , 2554 และ 2555 (7 เดือน) พบว่าค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) ปี 2553 , 2554 มีค่าใกล้เคียงกันประมาณ 16 ครั้ง/ราย/ปี หากพิจารณาเฉพาะปี 2555 เป็นเวลาเพียง 7 เดือน ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) สูงขึ้นมาถึงประมาณ 12 ครั้ง/ราย/ปี สามารถกล่าวได้ว่าปีพ.ศ. 2555 เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องสูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับปีพ.ศ.2553 และ พ.ศ. 2554



รูปที่ 1.2 แสดงค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) ในปีพ.ศ.2553 , 2554 และ 2555 (7 เดือน)

รูปที่ 1.2 กราฟแสดงค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) ในปี 2553 , 2554 และ 2555 (7 เดือน) พบว่าค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI) ปีพ.ศ.2553 มีค่าเท่ากับ 727 นาที/ราย/ปี, พ.ศ. 2554 มีค่าเท่ากับ 663 นาที/ราย/ปี ซึ่งอยู่ในช่วงใกล้เคียงกัน หากพิจารณาเฉพาะปีพ.ศ.2555 เป็นเวลาเพียง 7 เดือน ค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI) สูงขึ้นมากถึง 1055 นาที/ราย/ปี สามารถกล่าวได้ว่าปีพ.ศ. 2555 เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องเป็นเวลานานมากเมื่อเทียบกับปีพ.ศ. 2553 , 2554

ซึ่งจากข้อมูลในอดีตที่ผ่านมาพบว่าแนวโน้มของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index) และดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้น ผู้จัดทำโครงการจึงเลือก อำเภอวังน้ำเขียว เป็นกรณีศึกษา ในการพิจารณาถึงผลกระทบทางด้านความน่าเชื่อถือควบคู่ไปกับผลทางด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าระบบจำลอง ซึ่งใช้ระบบจำหน่ายของอำเภอวังน้ำเขียวสายส่งที่ 10 จากระบบจริง จากนั้นวิเคราะห์และคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ว่ามีแนวโน้มเป็นอย่างไร รวมทั้งวิเคราะห์มูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นด้วย และศึกษาหาแนวทางแก้ไขต่อไป

## 1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- 1.2.1 ศึกษาถึงผลกระทบทางด้านความเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายให้กับระบบไฟฟ้าในการจ่ายโหลดภายในประเทศ
- 1.2.2 ศึกษามูลค่าความเสียหายจากเหตุไฟฟ้าขัดข้องที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายให้กับระบบไฟฟ้า
- 1.2.3 เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้เกิดสมรรถนะของการให้บริการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและมีคุณภาพ ซึ่งส่งผลต่อความมั่นคงทางด้านเศรษฐกิจให้กับประเทศ

## 1.3 ขอบเขตและข้อกำหนดของโครงการ

- 1.3.1 ศึกษาข้อมูลในช่วงปี พ.ศ. 2553 - 2555 โดยกำหนดขอบเขตพื้นที่พิจารณาระบบจำหน่ายในเขต อำเภอ วังน้ำเขียว จังหวัดนครราชสีมา โดยรวบรวมวันและเวลาของระบบไฟฟ้าที่ขัดข้องทั้งหมด และสาเหตุต่างๆ ที่ทำให้ระบบไฟฟ้าขัดข้อง
- 1.3.2 พิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าควบคู่กับการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยไม่คำนึงถึงผลกระทบของลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานไม่ได้ตามเงื่อนไขเดิม เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
- 1.3.3 พิจารณามูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุไฟฟ้าขัดข้องหลังจากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เพื่อนำมาปรับปรุงแก้ไขปัญหาต่างๆ และพัฒนาระบบไฟฟ้าในลำดับต่อไป

## 1.4 วิธีที่ใช้ในโครงการ

- 1.4.1 สํารวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้องโดยค้นคว้าจากตำราและบทความวิชาการต่างๆ
- 1.4.2 รวบรวมข้อมูล รายการกระแสไฟฟ้าขัดข้องแรงสูงในเขต ฉ.3 อ.วังน้ำเขียว ช่วงปี พ.ศ. 2553-2555
- 1.4.3 ศึกษาข้อมูล ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) และดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI)
- 1.4.4 รวบรวมโหลดและจำลองระบบโดยอ้างอิงจากของจริง
- 1.4.5 กำหนดกรณีศึกษาในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าระบบที่จำลองไว้
- 1.4.6 ใช้โปรแกรม Digsilent มาวิเคราะห์ คำนวณค่าความสูญเสีย ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) ค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายจากเหตุไฟฟ้าขัดข้อง
- 1.4.7 วิเคราะห์ผลที่ได้ เปรียบเทียบหาสาเหตุและแนวโน้มของความเชื่อถือได้ และมูลค่าความเสียหายจากเหตุไฟฟ้าขัดข้องที่เกิดขึ้น
- 1.4.8 สรุปผลจัดทำรูปเล่มปริญญานิพนธ์







## 1.6 ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

### 1.6.1 ประโยชน์ทางด้านพลังงาน

1.6.1.1 สามารถเข้าใจผลกระทบแต่ละด้าน บทหน้า ข้อดี ข้อเสียของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.6.1.2 เพื่อให้ทราบถึงผลกระทบทางด้านความน่าเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า (Reliability) และกำลังฟ้าสูญเสียน (Loss) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและจ่ายไฟฟ้าขนานเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.6.1.3 เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ให้เกิดสมรรถนะของการให้บริการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและมีคุณภาพ ซึ่งส่งผลต่อความมั่นคงทางด้านเศรษฐกิจให้กับประเทศ

### 1.6.2 ประโยชน์ทางด้านงานวิจัย

1.6.2.1 สามารถนำโครงงานนี้ไปศึกษาหาความรู้เกี่ยวกับผลกระทบทางด้านความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายเมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายได้

1.6.2.2 ใช้เป็นแนวทางเพื่อไปประยุกต์ในการศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในด้านอื่นๆ

1.6.2.3 สามารถนำโครงงานนี้ไปศึกษาเพิ่มในเรื่องของจุดติดตั้งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อไป

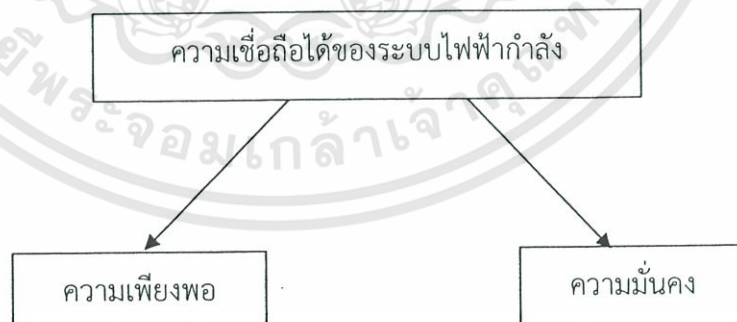
## บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะเป็นการกล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวกับความเชื่อถือได้ของระบบฟ้า ข้อมูลจำเป็นที่ใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้อง และการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และเนื้อหาที่เกี่ยวข้องกับโครงงาน เพื่อเป็นหลักดำเนินการ ใช้ในการศึกษาปรับปรุง พัฒนาการดำเนินงานให้เกิดประสิทธิภาพ และประสิทธิผล ก่อประโยชน์ต่อสาธารณะชนต่อไป

### 2.1 พื้นฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ (Reliability) เป็นเรื่องของการคาดการณ์ล่วงหน้าถึงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในอนาคตโดยอาศัยวิธีทางสถิติมาใช้ในการประเมินถึงโอกาสของการเกิดเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น กระแสไฟฟ้าขัดข้องบ่อยมากน้อยเพียงใด ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเป็นตัวบ่งชี้ถึงคุณภาพของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบและคุณภาพของระบบเอง ซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นส่วนประกอบในการวางแผน ออกแบบระบบไฟฟ้า โดยการกำหนดคุณภาพตัวอุปกรณ์ที่ต้องใช้งานในระบบไฟฟ้า โดยทั่วไประดับของความเชื่อถือได้ดังกล่าวประเมินได้โดยอาศัยกฎเกณฑ์ออกมาเป็นค่าดัชนีต่างๆ โดยระบบจำหน่ายประกอบด้วยค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI : System Average Interruption Frequency Index), ค่าดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI : System Average Interruption Duration Index) เป็นต้น

ความเชื่อถือได้ในระบบกำลังไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 2 ด้าน คือ ด้านความเพียงพอ (Adequacy) และด้านความมั่นคง (Security)



รูปที่ 2.1 ประเภทของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเพียงพอ (Adequacy) หมายถึงความสามารถในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดอย่างเพียงพอ ในที่นี้ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าที่จำเป็นต้องมีเพื่อผลิตพลังงานได้อย่างเพียงพอ ระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง เพื่อนำพลังงานไปยังความต้องการทุกจุดใน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบ ความเพียงพอนี้จะเกี่ยวกับเงื่อนไขแบบสถิตย์(Static Condition) ซึ่งไม่ได้ครอบคลุมถึงเหตุรบกวน (Disturbance) และผลที่จะเกิดขึ้นตามในระบบ

ความมั่นคง (Security) หมายถึง ความสามารถของระบบที่จะตอบสนองหรือทนทานต่อเหตุรบกวนที่เกิดขึ้นซึ่งอาจเป็นประเภทที่เกิดอยู่เฉพาะในเขตพื้นที่ หรือที่เกิดขึ้นเป็นบริเวณกว้าง โดยมักมีสาเหตุจากการเกิดเหตุขัดข้องขึ้นกับอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง

เทคนิคความน่าจะเป็นส่วนใหญ่ที่มีใช้อยู่ในระบบปัจจุบันจะเป็นส่วนที่เกี่ยวข้องกับความพอเพียง เช่น การเตรียมกำลังผลิตให้เหมาะสม เป็นต้น ส่วนที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงมักจำกัดอยู่กับการหาปริมาณความต้องการของกำลังผลิตสำรองที่หมุนตัวเปล่า (Spinning Reserve), กำลังผลิตสำรองสำหรับการปฏิบัติงาน (Operating Reserve) เป็นต้น ระดับความเชื่อถือได้ (Hierarchical Level) แบ่งได้ 3 ระดับชั้นดังต่อไปนี้คือ

ระดับชั้นที่ 1 พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียวโดยจะเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

ระดับชั้นที่ 2 พิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยเรียกว่า ระบบไฟฟ้าผสม (Composite system) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk Power System)

ระดับชั้นที่ 3 พิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกัน

ค่าดัชนีความพอเพียงที่คำนวณได้จากแต่ละระดับของการพิจารณา ต่างให้ความหมายที่แตกต่างกัน ค่าที่คำนวณได้จากระดับที่ 1 ใช้อัดถึงความสามารถของระบบผลิตที่จะจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับความต้องการให้เพียงพอ ค่าที่คำนวณได้จากระดับที่ 2 เป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถของระบบที่จะจ่ายไฟฟ้าให้แก่ความต้องการไฟฟ้าที่จุดโหลดหลักๆ (Major load point) ในระบบได้อย่างพอเพียง ซึ่งเป็นการขยายการพิจารณาจากระดับที่ 1 โดยเพิ่มการพิจารณาความสามารถในการส่งพลังงานของระบบผลิต และส่งพลังงานไฟฟ้าของระดับที่ 3 สำหรับในระดับที่ 3 นั้น จะให้ค่าดัชนีที่แสดงถึงผลที่จะเกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายที่อยู่ในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นจุดที่สนใจ อีกทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายยังเป็นอุปกรณ์ที่ต่อพ่วงเข้าไปในระบบจำหน่าย ซึ่งโครงการนี้ทำการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้เฉพาะในระดับชั้นที่ 3 เท่านั้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังเป็นระบบที่ใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง การเกิดเหตุขัดข้องภายในระบบไฟฟ้าของอุปกรณ์แต่ละตัวย่อมส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลด ซึ่งภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบประกอบด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าหลายชนิด ดังนั้นการคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องนำมาพิจารณาควบคู่ประกอบไปกับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

ดัชนีที่ใช้ในการบอกความเชื่อถือได้ของระบบ สามารถบอกได้หลายอย่าง เช่น

1. ความพร้อมใช้งาน ( Availability )
2. ความถี่ของไฟดับ ( หน่วย – ครั้งต่อผู้ใช้ไฟต่อปี )
3. ระยะเวลาเฉลี่ยของไฟดับ ( หน่วย – นาทีต่อผู้ใช้ไฟต่อปี )

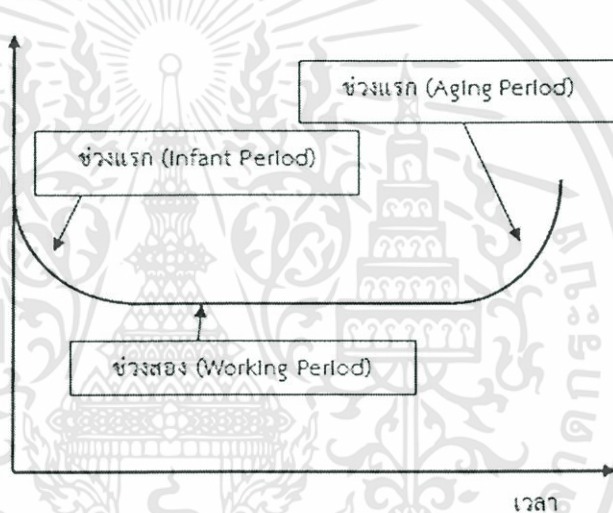
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบกำเนิด สายส่งและระบบจำหน่าย อาจใช้ไม่เหมือนกัน ขึ้นกับความเหมาะสมในการวัดความเชื่อถือได้ของแต่ละระบบ

### 2.1.1 การทำงานและการเสียหายของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ (Reliability) เป็นตัวแปรที่สำคัญในระบบจำหน่าย เนื่องจากในทางอุดมคติแล้วระบบจำหน่าย จะต้องทำงานอยู่ตลอดเวลาโดยไม่มีความผิดพลาด (Failure) ความเชื่อถือได้ในการใช้งานอุปกรณ์แต่ละประเภทจะเป็นที่ยอมรับได้ หากจำนวนความผิดพลาดมีน้อยที่สุดและมีเทคนิคในการคาดคะเนหรือทำให้ความผิดพลาดลดลงในส่วนสำคัญในการทำงานของอุปกรณ์นั้นๆ โดยธรรมชาติของอุปกรณ์จะทำงานอยู่ได้ในเวลาที่กำหนดซึ่งลักษณะการเสียของอุปกรณ์จะมีลักษณะเป็นรูปโค้งอ่างน้ำ (Bath tub curve) ดังรูปที่ 2.2

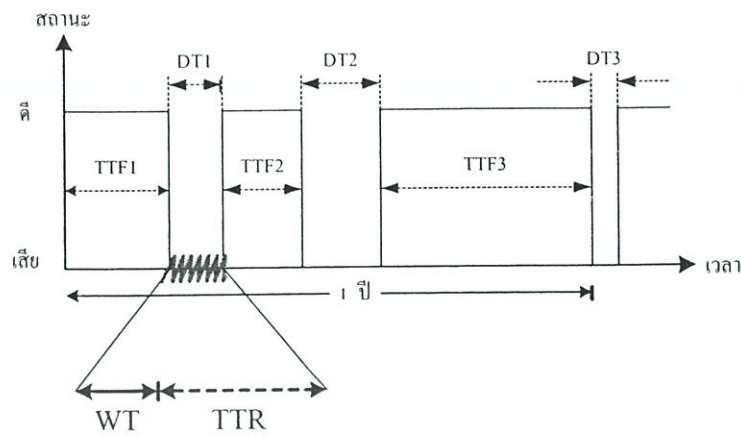
อัตราความเสียหาย ( $\lambda$ )



รูปที่ 2.2 อัตราการเสียหายของอุปกรณ์

- ช่วงแรก (Infant Period) อุปกรณ์ติดตั้งใหม่ อาจติดตั้งไม่ถูก ทำให้อัตราความเสียหายสูง
- ช่วงสอง (Working Period) อุปกรณ์ติดตั้ง ตรวจสอบเช็คเรียบร้อย เข้าใจวิธีการใช้ ทำให้อัตราความเสียหายมีค่าคงที่ ช่วงนี้เป็นช่วงที่ใช้งานนาน
- ช่วงสาม (Aging Period) อุปกรณ์ใช้งานนานทำให้อัตราการเสียหายสูงอัตราความเสียหายสำหรับอุปกรณ์ทั่วไป มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปีถ้าเป็นสายส่งหรือจำหน่ายมักกำหนดหน่วยเป็น ครั้ง/100 กม./ปี

ระดับอัตราความเสียหายในช่วงสองในรูปลดลงถ้าใช้อุปกรณ์ที่มีคุณภาพ หรือถ้ามีการบำรุงรักษาที่ดี (Bath Tub Curve ช่วงสองมีระดับลดลง)



รูปที่ 2.3 สถานะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

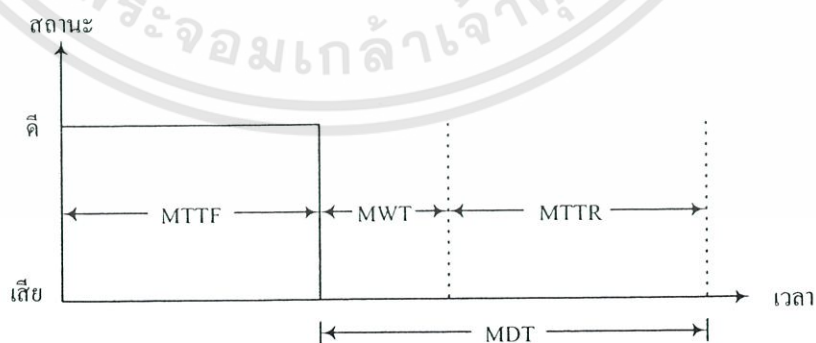
โดยที่ TTF - ช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงาน (Time to Failure )

DT - ช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสีย ( Down Time )

$DT = WT$  (Waiting Time) +  $TTR$  (Time To Repair)

- TTF1 คือ ช่วงเวลาที่อุปกรณ์ใช้งานในระบบได้นับแต่เวลาที่ติดตั้ง ถึงเวลาที่อุปกรณ์เสียครั้งแรก
- DT1 คือ ช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสียครั้งแรก
- TTF2 และ TTF3 คือ ช่วงเวลาที่อุปกรณ์เริ่มใช้งานอีกครั้งหลังจากซ่อมเสร็จ จนถึงเวลาที่อุปกรณ์เสียอีกครั้ง
- DT2 และ DT3 คือ ช่วงเวลาที่อุปกรณ์เสียครั้งที่ 2 และครั้งที่ 3
- WT คือ ระยะเวลารอ
- TTR คือ ระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ 1 ครั้ง

จากรูปที่ 2.3 เมื่อนำช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงานได้ และช่วงเวลาที่อุปกรณ์ไม่สามารถทำงานได้ มาคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย ซึ่งจะได้รูปที่ 2.4 ดังนี้



รูปที่ 2.4 สถานะการทำงานของอุปกรณ์เมื่อคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

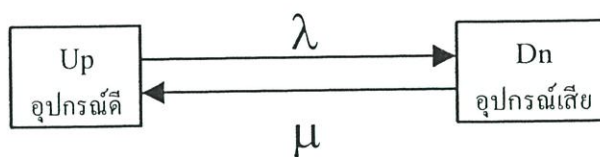
จากรูปที่ 2.4 จะได้

- $MTTF = \frac{\sum TTF}{\text{จำนวนครั้งที่อุปกรณ์มีสถานะดี}}$
- $MDT = \frac{\sum DT}{\text{จำนวนครั้งที่อุปกรณ์เสีย}}$
- $MTTF = \text{Mean Time To Failure} = m$   
= ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ย
- $MTTR = \text{Mean Time To Repair} = r$   
= ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมต่อ 1 ครั้ง
- $MDT = \text{Mean Down Time}$   
= ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์ไม่สามารถใช้งานได้
- $MWT = \text{Mean Waiting Time}$   
= ช่วงเวลาโดยเฉลี่ยที่ใช้เตรียมความพร้อมเพื่อการซ่อมแซมอุปกรณ์
- $MDT = MWT + MTTR$
- ความพร้อมใช้งาน (Availability) =  $A = \frac{MTTF}{MTTF + MDT}$
- ความไม่พร้อมใช้งาน (Unavailability) =  $U = 1 - A$

### 2.1.2 แบบจำลองอุปกรณ์ไฟฟ้า

ในทางปฏิบัติอุปกรณ์แต่ละชนิดทำหน้าที่แตกต่างกันแต่เมื่อต้องการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องสร้างแบบจำลองสถานะ (State Model) เพื่อจำลองพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิด สำหรับใช้พิจารณาถึงโอกาสที่จะเกิดการขัดข้องของอุปกรณ์ชนิดนั้นๆขึ้นในระหว่างปฏิบัติงาน

โดยทั่วไปแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์จะเป็นแบบ 2 สถานะ คือ สถานะใช้งานได้ตามปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์ใช้งานไม่ได้ (Down) ดังนั้นอุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถจำลองสถานะได้ดังแสดงในรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แบบจำลองสถานะของอุปกรณ์

โดยที่

- $\lambda$  คือ อัตราการเสีย หน่วยเป็น ครั้ง/ปี  $= \frac{1}{\text{MTTF}}$
- $\mu$  คือ อัตราการซ่อมแซม หน่วยเป็น ครั้ง/ปี  $= \frac{1}{\text{MTTR}}$
- ความพร้อมใช้งาน (Availability)  $= \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r}$
- ความไม่พร้อมใช้งาน (Unavailability)
  - $= \text{Forced Outage Rate (FOR)}$
  - $= \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$
  - $= \frac{r}{m + r}$

ในทางปฏิบัติ เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้น จะมีการจดบันทึกเหตุการณ์เหล่านั้น เพื่อนำมาหาดัชนีความเชื่อถือได้

การบันทึกเหตุการณ์เหล่านี้เป็นการบันทึกทางสถิติการเกิดไฟฟ้าดับโดยแยกเป็นสาเหตุต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นสาเหตุจากต้นไม้ สาเหตุจากภัยธรรมชาติ สาเหตุอื่นๆ ซึ่งรวมทั้งสาเหตุมาจากอุปกรณ์เอง ทุกเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ จะนำมาหาค่าอัตราการเสีย และ อัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละประเภทที่อยู่ในระบบ โดยอัตราการเสียและอัตราการซ่อมแซมจะแบ่งเป็นประเภทของสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ เพื่อนำมาใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบทำนายล่วงหน้า (Prediction)

## 2.2 การเก็บรวบรวมข้อมูล

การวางแผนระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการเก็บข้อมูลในอดีตของระบบละอุปกรณ์ ซึ่งถ้าไม่มีการบันทึกข้อมูลก็ไม่สามารถทำการวางแผนได้ ในทำนองเดียวกันถ้าต้องการวางแผนเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ก็จำเป็นต้องมีการบันทึกข้อมูลของอุปกรณ์หรือระบบไฟฟ้าเดิม เพื่อให้ทราบว่ารบบในปัจจุบันเป็นอย่างไรและปัญหาอะไรเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟฟ้าขัดข้องซึ่งมีอะไรบ้างเป็นต้น

### 2.2.1 อุปกรณ์หลัก (Major Components)

อุปกรณ์ในระบบจำหน่าย แบ่งออกเป็นอุปกรณ์หลัก โดยทุกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจะถือว่าเป็นเกิดกับอุปกรณ์หลักเพียงหนึ่งอุปกรณ์ ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ส่งผลทำให้ระบบเกิดไฟฟ้าขัดข้อง แม้ว่าสาเหตุอาจเกิดกับตัวอุปกรณ์เองหรือสภาพแวดล้อมมากระทำ

โดยทั่วไป อุปกรณ์ที่กำหนดให้เป็นอุปกรณ์หลัก แบ่งออกได้เป็นดังนี้

1. สายจำหน่าย (Distribution Line)
2. สายจำหน่ายใต้ดิน (Distribution Cable)
3. หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer)
4. หม้อแปลงกำลัง (Power Transformer)
5. อุปกรณ์ตัดตอน (Switching Devices)
6. เรกกูเลเตอร์ (Regulator)
7. คาปาซิเตอร์ (Capacitor)
8. อื่นๆ (other)

### 2.2.2 เหตุการณ์ (Event)

การเก็บข้อมูลกระแสไฟฟ้าขัดข้องแบ่งเหตุการณ์เพื่อการจัดเก็บได้เป็น 2 แบบ

1. เหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Forced Outage) เป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเนื่องจากอุปกรณ์ในระบบเสียและเกิดไฟฟ้าดับโดยไม่ทราบล่วงหน้าหรือเรียกว่าไม่มีแผนงานล่วงหน้า เช่น หม้อแปลงใช้งานในระบบเกิดระเบิดทำให้เกิดไฟฟ้าดับ เป็นต้น
2. เหตุการณ์ขอดับไฟฟ้า (Scheduled Outage) เป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่เกิดเนื่องจากการวางแผนล่วงหน้าเพื่อดับไฟฟ้า เพื่อก่อสร้าง หรือเพื่อการบำรุงรักษา แต่ทั้งนี้เหตุการณ์ดังกล่าวเป็นเหตุการณ์ที่ทราบล่วงหน้าเพราะได้มีการวางแผนไว้แล้ว

### 2.2.3 สาเหตุหลัก (Primary Cause)

1. สาเหตุหลักของกระแสไฟฟ้าขัดข้องเนื่องจากอุปกรณ์ อาจแยกออกได้ดังนี้
2. ข้อบกพร่องของอุปกรณ์ (Defective Equipment)
3. สภาพอากาศ (Adverse Weather)
4. มลภาวะ (Adverse Environment)
5. มนุษย์ (Human Element)
6. การรบกวนจากภาวะรอบข้าง (Foreign Interference)
7. ไม่ทราบสาเหตุ (Unknown)

### 2.2.4 ตัวอย่างของการเก็บข้อมูล

ข้อมูลที่จะเก็บในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามที่ได้กล่าวมา

1. ข้อมูลเรื่องสาระจากระบบหรือหน่วยงานต้นเหตุของไฟฟ้าดับ ประกอบด้วย
  - สาเหตุจากระบบของ กฟผ. (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)
  - สาเหตุจากระบบของ กฟภ. (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- สาเหตุจากระบบของ พพ.(กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)
- สาเหตุจากระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า

2. ข้อมูลชนิดของข้อขัดข้องหรือลักษณะการเกิดไฟฟ้าดับ ประกอบด้วย

- การขอดับไฟฟ้า
- ระบบขัดข้อง
- ไฟกระพริบ

3. ข้อมูลสถานที่เกิดเหตุ ประกอบด้วย

- โรงไฟฟ้า
- สายส่ง
- สถานีไฟฟ้า กพผ.
- สถานีไฟฟ้า กพน. ด้านแรงสูง
- สถานีไฟฟ้า กพน.หม้อแปลงกำลัง
- สถานีไฟฟ้า กพน. ด้านแรงต่ำ
- ระบบจำหน่าย

4. ข้อมูลสาเหตุหลักของการเกิดไฟฟ้าดับ ประกอบด้วย

- ต้นไม้
- คนหรือสัตว์หรือวัสดุ
- อุปกรณ์
- ภัยธรรมชาติ
- ขอลดโหลด
- ไม่ทราบสาเหตุ
- อื่นๆ

5. ข้อมูลสาเหตุย่อยของการเกิดไฟฟ้าดับ ประกอบด้วย

- กรณีที่สาเหตุหลักเป็นต้นไม้ สาเหตุย่อยประกอบด้วย
  - กิ่งไม้แกว่งมาสัมผัส
  - กิ่งไม้หักพาด
  - ต้นไม้ล้มทับ
  - กิ่งไม้หรือใบไม้ ปลิวมาพาดสายไฟ
- กรณีที่สาเหตุหลักเป็น คนหรือสัตว์หรือวัสดุ สาเหตุย่อยก็จะประกอบด้วย
  - คนนำ วัสดุหรืออุปกรณ์ ทำให้เกิดการลัดวงจร
  - คนนำ วัสดุหรืออุปกรณ์ ทำให้อุปกรณ์ชำรุด
  - คนขั้ยานพาหนะ ชนหรือเกี่ยว เสาไฟฟ้าหรือสายไฟฟ้า
  - คนขั้ยานพาหนะ ชนหรือเกี่ยว สายโทรทัศน
  - วัสดุหรืออุปกรณ์ เกี่ยวหรือพันหรือปลิวหรือล้มพาด ทำให้เกิดลัดวงจร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- สัตว์ทำให้เกิดการลัดวงจร
- เกิดอุบัติเหตุในการปฏิบัติงานของพนักงานการไฟฟ้าและทำให้เกิดการลัดวงจร
- สัตว์ทำให้เกิดการลัดวงจร
- เกิดอุบัติเหตุในการปฏิบัติงานของพนักงานการไฟฟ้าและทำให้เกิดการลัดวงจร
- กรณีที่สาเหตุหลักเป็นอุปกรณ์ สาเหตุย่อยประกอบด้วย
  - อุปกรณ์ทำงานผิดพลาด
  - อุปกรณ์ชำรุด
  - จ่ายโหลดเกินพิกัด
- กรณีที่สาเหตุหลักเป็นภัยธรรมชาติ สาเหตุย่อยประกอบด้วย
  - ฝุ่นละออง
  - ฟ้าผ่า
  - ลมพายุหรือดีเปรสชัน
  - ใต้ฝุ่น
  - น้ำท่วม
  - น้ำเซาะ
  - ไฟไหม้
  - แผ่นดินไหว
- กรณีที่ไม่ทราบสาเหตุ จะมีตัวเลือกในการบันทึกข้อมูลดังนี้
  - สันนิษฐานเนื่องจากต้นไม้
  - สันนิษฐานเนื่องจากคน/ สัตว์/วัสดุ
  - สันนิษฐานเนื่องจากอุปกรณ์
  - สันนิษฐานเนื่องจากภัยธรรมชาติ

6. ข้อมูลที่เป็นต้นเหตุของไฟฟ้าดับ การบันทึกอุปกรณ์หลักที่เป็นต้นเหตุของไฟฟ้าดับในตัวอย่างนี้อาจแบ่งออกได้ทั้งหมด 18 ประเภท โดยมีข้อมูลอื่นๆให้บันทึกประกอบอีก 2 ส่วน คือ ลักษณะของระบบและระดับแรงดันไฟฟ้าที่อุปกรณ์ตั้งติดตั้งอยู่ และชนิดของอุปกรณ์ ซึ่งในตัวอย่างของการไฟฟ้า ได้มีการบันทึกดังนี้

- ลักษณะของระบบและระดับแรงดันที่อุปกรณ์ติดตั้งอยู่ ประกอบด้วย
  - 22 kV ระบบสายส่งเหนือศีรษะ (overhead line system)
  - 22 kV ระบบสายส่งใต้ดิน (underground system)
  - 22kV ระบบใต้น้ำ (submarine system)
  - 33kV ระบบสายส่งเหนือศีรษะ (overhead line system)
  - 33kV ระบบสายส่งใต้ดิน (underground system)
  - 33kV ระบบใต้น้ำ (submarine system)
  - 69kV ระบบสายส่งเหนือศีรษะ (overhead line system)
  - 69kV ระบบสายส่งใต้ดิน (underground system)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 69kV ระบบใต้น้ำ (submarine system)
- 115kV ระบบสายส่งเหนือศีรษะ (overhead line system)
- 115kV ระบบสายส่งใต้ดิน (underground system)
- 115kV ระบบใต้น้ำ (submarine system)

ชนิดของอุปกรณ์ที่ชำรุด สามารถแสดงดัง ตารางที่ 3.1

ตารางที่ 2.1 อุปกรณ์หลักชนิดของอุปกรณ์ที่ชำรุด

| อุปกรณ์หลัก  | ชนิดของอุปกรณ์  |
|--|---|
| 1.เสา  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- เสาไม้</li> <li>- เสาคอนกรีต</li> <li>- เสาตอม่อคอนกรีตอัดแรง (คอร.)</li> <li>- เสาแบบอื่นๆ</li> </ul>   |
| 2.คอน  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- คอนไม้</li> <li>- คอน คอนกรีตอัดแรง</li> <li>- คอนคอร.สเปน</li> <li>- คอนเหล็ก</li> <li>- คอน คอร.</li> <li>- คอน หรือคานแบบอื่นๆ</li> </ul>   |
| 3.ลูกถ้วย  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- ลูกถ้วยก้านตรง</li> <li>- ลูกถ้วยโพล</li> <li>- ลูกถ้วยไลน์โพล</li> <li>- ลูกถ้วยพิน</li> <li>- ลูกถ้วยแขวน</li> <li>- ลูกถ้วยแบบอื่นๆ</li> </ul>  |
| 4.ล่อฟ้า   | -   |
| 5.ดรอปปะฮาช์ฟิวส์                                  | -   |
| 6.สวิตช์ตัดตอน                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- สวิตช์ใบมีด</li> <li>- แอร์เบรกสวิตช์</li> <li>- โพลดเบรกสวิตช์</li> <li>- ออยส์สวิตช์</li> <li>- สวิตช์ SF6</li> <li>- สวิตช์สูญญากาศ</li> <li>- สวิตช์ในระบบ 69kV และ 115kV</li> <li>- สวิตช์แบบอื่นๆ</li> </ul> |
| 7.หม้อแปลงกระแสไฟฟ้า<br>(CT : current transformer) | -   |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.1(ต่อ) อุปกรณ์หลักชนิดของอุปกรณ์ที่ชำรุด

| อุปกรณ์หลัก  | ชนิดของอุปกรณ์  |
|--|---|
| 8.หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า<br>(PT : potential transformer ) | -   |
| 9.หม้อแปลงไฟฟ้าในสายป้อน                               | -   |
| 10.หม้อแปลงไฟฟ้าแรงดันสูงที่สถานี                      | -   |
| 11. AVR ( automatic voltage regulator)                 | -   |
| 12. คาปาซิเตอร์  | -   |
| 13.รีโกลสเซอร์   | - ไฮโดรสลิกรีโกลสเซอร์<br>- ออยล์อิเล็กทรอนิกส์รีโกลสเซอร์<br>- อิเล็กทรอนิกส์รีโกลสเซอร์แบบสูญญากาศ<br>- รีโกลสเซอร์แบบอื่นๆ                     |
| 14. เบรกเกอร์  | - เบรกเกอร์ minimum oil<br>- เบรกเกอร์ bulk oil<br>- เบรกเกอร์ SF6<br>- สวิตช์สูญญากาศ<br>- เบรกเกอร์ระบบ 69 kV และ 115 kV<br>- เบรกเกอร์แบบอื่นๆ |
| 15.สาย   | - สายอลูมิเนียมเปลือย<br>- สายหุ้มฉนวนบางส่วน (PIC)<br>- สายอากาศ<br>- สาย spiral<br>- สายใต้ดิน<br>- สายใต้น้ำ<br>- สายแบบอื่นๆ                  |
| 16. ข้อต่อสาย  | -   |
| 17.หัว pot head  | -   |
| 18. SCADA (System Control And Data Acquisition)        | - DAS (Distributed Automatic System)<br>- CSCS (Computerized Substation Control System)   |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

7. สภาพอากาศ คือ สภาพอากาศในขณะที่เกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้อง ประกอบด้วย

- อากาศปกติ
- อากาศขึ้น หมอก
- ลมแรง
- ฝนตก
- ฝนตกลมแรง
- ฝนตกฟ้าคะนอง

8. การบันทึกเวลาไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในแต่ละครั้ง ในแต่ละครั้งที่เกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องหรือไฟดับ จะมีการบันทึกเวลาเกี่ยวกับเหตุการณ์ไฟดับดังนี้คือ

- เวลาที่เริ่มเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
- เวลาที่สามารถเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้บางส่วน
- เวลาที่สามารถเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้ทั้งหมด

### 2.3 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า

แบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ

1. การประเมินสภาพปัจจุบันจากข้อมูลในอดีต (Past Performance Assessment)
2. การประเมินผลอนาคตจากการวิเคราะห์ (Future Prediction)

#### 2.3.1 การประเมินสภาพปัจจุบันจากข้อมูลในอดีต

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบสภาพปัจจุบันโดยรวบรวมข้อมูลของจำนวนครั้งไฟดับ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกกระทบ และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบ รวมทั้งระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ และนำมาคำนวณดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) ดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้ดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI) เป็นต้น ดัชนีต่างๆที่คำนวณมักคำนวณในหน่วยต่อปี

#### 2.3.2 การประเมินผลอนาคตจากการวิเคราะห์

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบในอนาคตใช้สำหรับการคาดการณ์ล่วงหน้าว่าถ้ามีการปรับปรุงระบบโดยเปลี่ยนแปลง การเพิ่มอุปกรณ์ หรืออื่นๆ ระบบจะมีความเชื่อถือได้มากน้อยเท่าใด การวิเคราะห์เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบสามารถทำได้ ดังนี้

1. หาค่าอัตราความเสียหาย ( $\lambda$ ) และอัตราซ่อมแซม ( $\mu$ ) ของอุปกรณ์ต่างๆ
2. เลือกใช้วิธีคำนวณดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) ,ดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้ดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI) หรืออื่นๆ จากค่า  $\lambda$  ,  $\mu$  ของอุปกรณ์

3. ลองพิจารณาเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มอุปกรณ์ เช่น รีโกลสเซอร์ หรือ สวิตซ์ตัดตอนเป็นต้น เพื่อพิจารณาว่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI), ดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ (SAIDI) ดีขึ้นมากน้อยเพียงใด

## 2.4 การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หมายถึง คุณภาพของการจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง โดยมีไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บอกถึงคุณภาพของระบบไฟฟ้าจะมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องในระบบมากหรือน้อยเพียงใด ค่าดัชนีความเชื่อถือได้จะสะท้อนให้เห็นถึงความพอเพียงและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่างๆ

การหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานหรือการคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่างๆที่ประกอบกันขึ้นในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดแล้วต้องใช้เวลาร่อมแซมนานเท่าใด ทั้งนี้เพื่อที่จะสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามปกติอีกครั้ง

### 2.4.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด

ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใดๆ ขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ระหว่างจุดจ่ายไฟฟ้ากับจุดโหลดนั้นๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดการขัดข้องกลับคืนสภาวะการทำงานได้ตามปกติและต่อเข้ากับระบบได้อีกด้วย

ดัชนีพื้นฐานของระบบจำหน่ายคือดัชนีของจุดโหลด 3 ดัชนี คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ( $\lambda_s$ ) ระยะเวลาเฉลี่ยที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ( $r_s$ ) และระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับในหนึ่งปี ( $U_s$ )

อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ( $\lambda_s$ ) คำนวณจาก

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \quad (2-1)$$

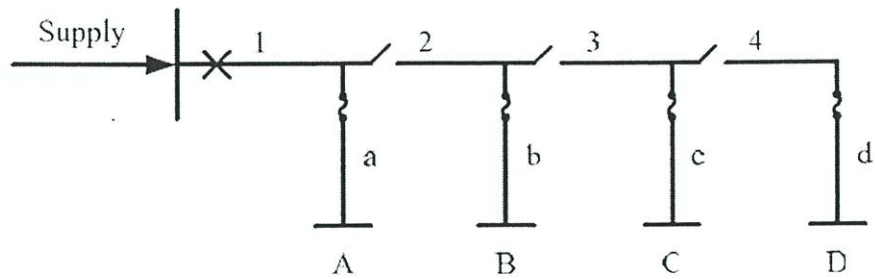
ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับในหนึ่งปี คำนวณจาก

$$U_s = \sum \lambda_i r_i \quad (2-2)$$

ระยะเวลาที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ คำนวณจาก

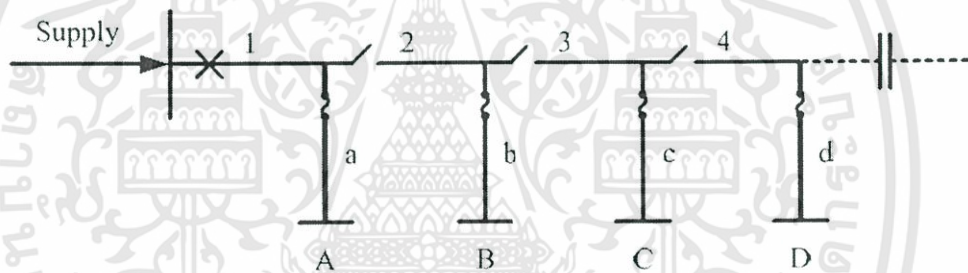
$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} \quad (2-3)$$

โดยที่  $i$  คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออยู่



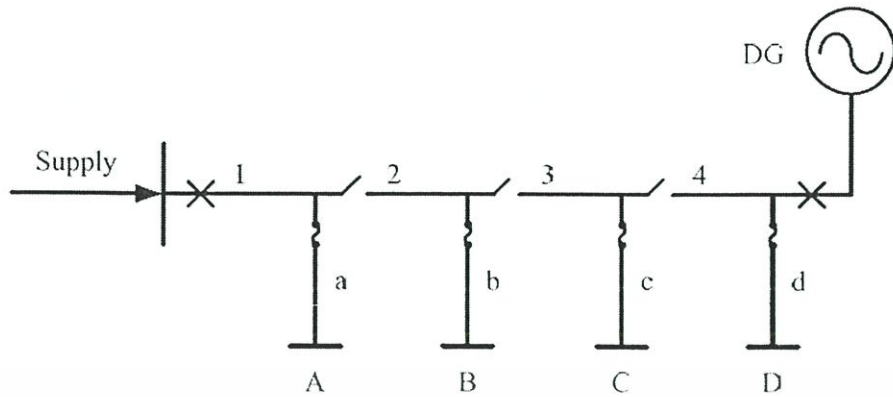
รูปที่ 2.6 ระบบไฟฟ้าจำหน่ายแบบเบรเคิลในกรณีมีสวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนและฟิวส์ที่จุดโหลด

รูปที่ 2.6 เป็นกรณีติดตั้งอุปกรณ์ที่จุดโหลดและสวิตช์ตัดตอน เมื่อเกิดฟอลต์ที่ส่วนใดส่วนหนึ่งของวงจร อุปกรณ์ป้องกันจะทำงานเปิดวงจรของระบบก่อน แล้วสับสวิตช์ตัดตอนแยกส่วนที่เกิดฟอลต์ออกแล้วจึงจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตามเดิม จุดโหลดที่อยู่ก่อนจุดที่เกิดฟอลต์ก็จะได้รับการจ่ายไฟฟ้าตามเดิม ส่วนจุดโหลดที่อยู่หลังจุดเกิดฟอลต์จะเกิดไฟฟ้าดับจนกว่าจะแก้ไขส่วนที่เกิดฟอลต์เสร็จ โดยที่ความเชื่อถือได้ของเบรกเกอร์และฟิวส์เป็น 100%



รูปที่ 2.7 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเบรเคิลในกรณีจ่ายไฟฟ้ารองจากสายป้อนอื่น

รูปที่ 2.7 เป็นกรณีติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันโหลดและสวิตช์ตัดตอนเมื่อมีการจ่ายไฟฟ้าจากสายป้อนอื่น เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่ส่วนหนึ่งส่วนใดของวงจร อุปกรณ์ป้องกันจะทำงานเปิดวงจรของระบบก่อน แล้วสับสวิตช์ตัดตอนแยกส่วนที่เกิดฟอลต์ออกแล้วจึงจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตามเดิม จุดโหลดที่อยู่ก่อนจุดที่เกิดฟอลต์ก็จะได้รับการจ่ายไฟฟ้าตามเดิม แต่จุดโหลดที่อยู่หลังจุดเกิดฟอลต์จะเกิดไฟฟ้าดับจะเป็นการสับสวิตช์ตัดตอนและเวลาในการจ่ายไฟฟ้าจากสายป้อนอื่นมาทดแทนเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ระยะเวลาไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งของการเกิดฟอลต์ ตำแหน่งของสวิตช์ตัดตอน และเวลาการจ่ายไฟฟ้าสายป้อนอื่น ดังนั้นตำแหน่งของสวิตช์ตัดตอนจึงมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบ โดยที่ความเชื่อถือได้ของเบรกเกอร์และฟิวส์เป็น 100%



รูปที่ 2.8 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

รูปที่ 2.8 เป็นกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เมื่อเกิดฟอลต์ขึ้นที่ส่วนหนึ่งส่วนใดของวงจร อุปกรณ์ป้องกันจะทำงานเปิดวงจรแยกแหล่งจ่ายไฟฟ้าทุกส่วนออกไปจากระบบ แล้วสับสวิตช์ตัดตอนแยกส่วนที่เกิดที่ฟอลต์ออกแล้วจึงจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตามเดิม จุดโหลดที่อยู่ก่อนจุดที่เกิดฟอลต์ก็จะได้รับการจ่ายไฟฟ้าตามเดิม แต่จุดโหลดที่อยู่หลังจุดเกิดฟอลต์จะเกิดไฟฟ้าดับจะเป็นการสับสวิตช์ตัดตอนและเวลาในการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมาทดแทนเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ แต่ต้องมาพิจารณาความสำคัญของจุดโหลดที่จ่ายไฟฟ้า โดยจะต้องคำนึงถึงกำลังผลิตพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่นำมาติดตั้ง ส่วนจุดโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าจะเกิดไฟฟ้าดับจนกว่าจะแก้ไขส่วนที่ขัดข้องเสร็จและระยะเวลาไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าขึ้นอยู่กับตำแหน่งการเกิดฟอลต์ตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ดังนั้นตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจึงมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบโดยที่ความเชื่อถือได้ของเบรกเกอร์และฟิวส์เป็น 100%

#### 2.4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า

เนื่องจากความพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นลูกค้าของการไฟฟ้าแต่ละรายที่จะได้รับการบริการที่ดี มีจำนวนของการเกิดไฟฟ้าดับน้อยที่สุดเป็นเรื่องสำคัญ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้จึงนิยมอ้างอิงผู้ใช้ โดยการชี้ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่เกิดไฟดับและจำนวนที่ไฟฟ้าดับต่อปีต่อผู้ใช้หนึ่งราย ซึ่งทำให้สามารถเปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่างๆได้และยังสามารถตั้งเป้าหมายได้ ดัชนีดังกล่าว ได้แก่

2.4.2.1 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) คือ ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย แสดงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปีต่อราย

$$\begin{aligned} \text{SAIFI} &= \text{ค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งไฟดับต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย} \\ &= \frac{\text{total number of customer interruptions}}{\text{total number of customer served}} \end{aligned}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad \text{ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \quad (2-4)$$

โดยที่  $N_i$  คือจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของจุดโหลด  $i$

2.4.2.2 SAIDI (System Average Interruption Duration Index) คือ ดัชนีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของระบบ แสดงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} &= \text{ค่าเฉลี่ยระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย} \\ &= \frac{\text{sum of customer interruptions durations}}{\text{total number of customer served}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad \text{ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \end{aligned} \quad (2-5)$$

2.4.2.3 CAIDI (Customer Average Interruption Duration) คือ ดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟ แสดงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{CAIDI} &= \frac{\text{sum of customer interruptions durations}}{\text{total number of customer interrupted}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad \text{ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \end{aligned} \quad (2-6)$$

2.4.2.4 ASAI (Average Service Availability Index) คือ ดัชนีความพร้อมในการจ่ายไฟฟ้า แสดงค่าเฉลี่ยของการมีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= \frac{\text{customer hours of available service}}{\text{customer hours demanded}} \\ &= \frac{\sum N_i * 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i * 8760} \end{aligned} \quad (2-7)$$

โดยที่ 8760 คือ จำนวนชั่วโมงในหนึ่งปี

2.4.2.5 ASUIดัชนีความไม่พร้อมในการจ่ายไฟฟ้า แสดงค่าเฉลี่ยของการไม่มีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ

$$\begin{aligned} \text{ASUI} &= \frac{\text{customer hours of unavailable service}}{\text{customer hours demanded}} \\ &= 1 - \text{ASAI} \end{aligned} \quad (2-8)$$

### 2.4.3 ดัชนีโหลดและปริมาณการใช้พลังงาน

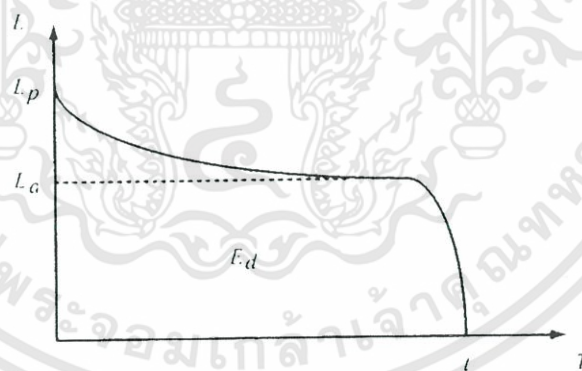
เป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญตัวหนึ่งที่ใช้ในการคำนวณหาดัชนีโหลดและปริมาณการใช้พลังงาน คือ โหลดเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลด ( $L_a$ )

$$L_a = L_p f \quad \text{กิโลวัตต์} \quad (2-9)$$

$$L_a = \frac{\text{total energy demanded in period of interest}}{\text{period of interest}}$$

$$= \frac{E_d}{t} \quad \text{กิโลวัตต์}$$

(2-10)



รูปที่ 2.9 กราฟระยะเวลาการใช้โหลด

โดยที่

$L_p$  คือ ความต้องการโหลดสูงสุด

$L_a$  คือ ความต้องการโหลดโดยเฉลี่ย

$f$  คือ โหลดแฟคเตอร์

$t$  คือ ช่วงเวลาในหนึ่งปี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.4.3.1 ดัชนีพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ แสดงค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{ENS} &= \text{total energy not supplied by the system} \\ &= \sum L_{a(i)} U_i \text{ kWh/ปี} \end{aligned} \quad (2-11)$$

โดยที่  $L_{a(i)}$  คือ โหลดเฉลี่ยที่จุดโหลด

2.4.3.2 ดัชนีพลังงานที่ไม่สามารถจะจ่ายได้โดยเฉลี่ย แสดงค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{AENS} &= \frac{\text{total energy not supplied}}{\text{total number of customer served}} \\ &= \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \text{ kWh/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี} \end{aligned} \quad (2-12)$$

## 2.5 มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

ตารางที่ 2.2 แสดง Standard Industrial Classification (SIC) จะแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ อุตสาหกรรม พาณิชยกรรม กสิกรรม บ้านพักอาศัย หน่วยงานราชการ สำนักงานเอกชน ซึ่งเป็นข้อมูลประมาณมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า 7 ประเภท ซึ่งมีอยู่ 5 ช่วงเวลา เป็นพื้นฐานจากการหามูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าเป็นแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับสำหรับความแตกต่างของผู้ใช้ไฟฟ้า การคำนวณหาโดยใช้แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ตามสมการ

$$\text{SCDF}(t) = \frac{\text{Total damage Cost}}{\text{Total Peak Load}} \quad \$/\text{kW peak} \quad (2-13)$$

โดยที่ Total damage Cost คือ ผลรวมค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในช่วงเวลาที่ช่วงเวลา (t) ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (\$) ส่วน Total Peak Load คือ ผลรวมค่าความต้องการโหลดสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (kW peak) และ t คือ ระยะเวลาเนื่องจากไฟฟ้าดับ

จากตาราง 2.2 พบว่ามูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับจะขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับและชนิดของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสำนักงานเอกชนมีมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับสูงสุด และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีมูลค่าความเสียหายต่ำสุดเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าคือผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัย แต่ถ้าพิจารณาระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลานานแล้ว ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มูลค่าความเสียหายต่ำที่สุดจะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการ ในกรณีที่ระยะไฟฟ้าดับมีเวลาอยู่ในช่วงของเวลาในตาราง ให้ทำการคำนวณหามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยใช้วิธีการประมาณแบบภายใน (Interpolation) ในลักษณะเชิงเส้น แต่ถ้ามากกว่า 8 ชั่วโมง ให้ใช้การประมาณแบบภายนอก (Extrapolation) ในเชิงเส้น ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของ Standard Industrial Classification [20]

| ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า   | ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาทีก) และ มูลค่าความเสียหาย (\$/kW) |          |          |           |           |
|---------------------|---|----------|----------|-----------|-----------|
|                     | 1 นาทีก   | 20 นาทีก | 60 นาทีก | 240 นาทีก | 480 นาทีก |
| ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ | 1.005   | 1.508    | 2.225    | 3.968     | 8.240     |
| อุตสาหกรรม          | 1.625   | 3.868    | 9.085    | 25.16     | 55.81     |
| พาณิชย์             | 0.381   | 2.969    | 8.552    | 31.32     | 83.01     |
| กิจการ              | 0.060   | 0.343    | 0.649    | 2.064     | 4.120     |
| บ้านพักอาศัย        | 0.001   | 0.093    | 0.482    | 4.914     | 15.69     |
| หน่วยงานราชการ      | 0.044   | 0.369    | 1.492    | 6.558     | 26.04     |
| สำนักงานเอกชน       | 4.778   | 9.878    | 21.06    | 68.83     | 119.2     |

ข้อมูลความเสียหายจากการเกิดไฟฟ้าดับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าดับจำเป็นต้องทราบประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากต้องนำไปทำการคำนวณความเสียหายจาก SCDF ที่แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเราสามารถแบ่งประเภทการพิจารณาของผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น กิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลางและกิจการขนาดใหญ่ ตามการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ตามตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 เกณฑ์การแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

| ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า | ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (kW)       |
|-------------------|-----------------------------------|
| กิจการขนาดเล็ก    | น้อยกว่า 30                       |
| กิจการขนาดกลาง    | ตั้งแต่ 30 ขึ้นไป แต่ไม่เกิน 1000 |
| กิจการขนาดใหญ่    | ตั้งแต่ 1000 ขึ้นไป               |

จากรายงานผลของการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพท.) ที่จัดทำโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สำนักบริการวิชาการ [20] ได้สรุปแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าดับในรูปของ SCDF ในพื้นที่บริการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ไว้ในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (บาท/kW) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

| ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า | ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ (ชั่วโมง) และ มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW) |           |           |           |
|-------------------|--|-----------|-----------|-----------|
|                   | 1 ชั่วโมง  | 2 ชั่วโมง | 4 ชั่วโมง | 8 ชั่วโมง |
| บ้านพักอาศัย      | 8.694  | 19.050    | 39.716    | 80.716    |
| ธุรกิจขนาดเล็ก    | 166.172  | 288.467   | 591.748   | 1054.216  |
| ธุรกิจขนาดกลาง    | 55.006   | 92.647    | 193.661   | 363.221   |
| ธุรกิจขนาดใหญ่    | 50.877   | 79.913    | 145.614   | 251.938   |
| ธุรกิจพิเศษ       | 1.890  | 4.044     | 8.243     | 15.904    |
| หน่วยงานราชการ    | 20.025   | 28.827    | 40.175    | 50.941    |

## 2.6 ค่าาคาดหมายความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ

มูลค่าความเสียหายทางเศรษฐกิจจะขึ้นอยู่กับปริมาณของโหลด, เวลาที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ และอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ ตามสมการ

$$ECOST = \sum_{h=1}^{n_h} \sum_{k=1}^{n_k} L_k C_{lk} (r_h) \lambda_h \quad (2-14)$$

โดยที่

$n_k$  คือ จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดฟอลต์จากอุปกรณ์ส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับ

$n_h$  คือ จำนวนของจุดโหลดที่ถูกแยกเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟได้

$L_k$  คือ ระดับการใช้พลังงานที่จุดโหลด  $k$  ขณะที่ระดับของกำลังไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟใช้

$r_h$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยของเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้าดับ

$C_{hk}$  คือ ค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา

$\lambda_h$  คือ อัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์

## 2.7 การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

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

$$P_{\text{Loss}} = I^2 rL \quad (2-15)$$

โดยที่

$P_{\text{Loss}}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีหน่วยเป็นวัตต์ (W)

$I$  คือ ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำมีหน่วยเป็นแอมแปร์ (A)

$r$  คือ ค่าความต้านของตัวนำต่อหนึ่งหน่วยความยาวมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร ( $\Omega/\text{km}$ )

$L$  คือ ความยาวของตัวนำมีหน่วยเป็นกิโลเมตร

ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้า จะแปรผันตามความต้องการของเครื่องใช้ไฟฟ้า คือเมื่อเครื่องใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้ามก กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านตัวนำไฟฟ้าก็จะมีปริมาณมากและส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียสูงขึ้นอย่างเป็นทวีคูณ ส่วนค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้าจะมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลัก 3 ประการด้วยกัน คือ ชนิดของวัสดุที่นำมาใช้ซึ่งมีคุณสมบัติเฉพาะของวัตถุนั้นๆ ขนาดพื้นที่หน้าตัดของตัวนำไฟฟ้าโดยพื้นที่หน้าตัดของตัวนำที่มากขึ้นจะทำให้ค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้าลดลง แต่จะมีความต้านทานมากขึ้นถ้าตัวนำไฟฟ้ามีความยาวเพิ่มมากขึ้น นอกจากนี้แล้วค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้ายังแปรผันตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป กล่าวคืออุณหภูมิที่เพิ่มสูงขึ้นจะทำให้ค่าความต้านทานเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย เมื่อพิจารณาผลกระทบของอุณหภูมิต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย จะพบว่าในแถบประเทศเขตร้อน ช่วงฤดูร้อนเป็นช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง ซึ่งจะเป็นปัจจัยเสริมที่ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงฤดูร้อนเพิ่มสูงขึ้นไปอีก ดังนั้นผลของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิที่มีต่อค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้า จึงเป็นปัจจัยอีกประการหนึ่งที่ต้องนำมาพิจารณาในการวิเคราะห์เรื่องกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้วย

โดยค่าความความต้านไฟฟ้าที่อุณหภูมิใดๆ สามารถคำนวณได้จาก

$$r(T) = r(20) \times \left( \frac{234.5 + T}{254.5} \right) \quad (2-16)$$

โดยที่

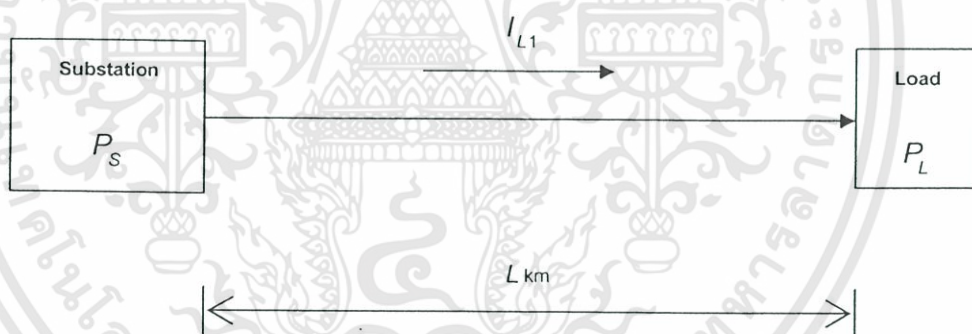
$r(T)$  คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิใดๆ มีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร

$r(20)$  คือ ความต้านทานไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียสมีหน่วยเป็นโอห์มต่อกิโลเมตร

$T$  คือ อุณหภูมิมีหน่วยเป็นองศาเซลเซียส

### 2.7.1 กรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

เนื่องจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยส่วนมากจะเป็นแบบ Radial Distribution System ดังนั้นในการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะสามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่าย (Radial System) ดังแสดงในภาพประกอบ 2.10



รูปที่ 2.10 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้า  
กรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

หากพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงในระบบ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายป้อน เพื่อไปจ่ายให้กับโหลดสามารถคำนวณได้จาก

$$|I_{L1}| = \frac{\sqrt{P_L^2 + Q_L^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (2-17)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- $I_{L1}$  คือกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายป้อน  
 $P_L$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลด  
 $Q_L$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของโหลด  
 $V_L$  คือ แรงดันที่โหลด (Line Voltage)

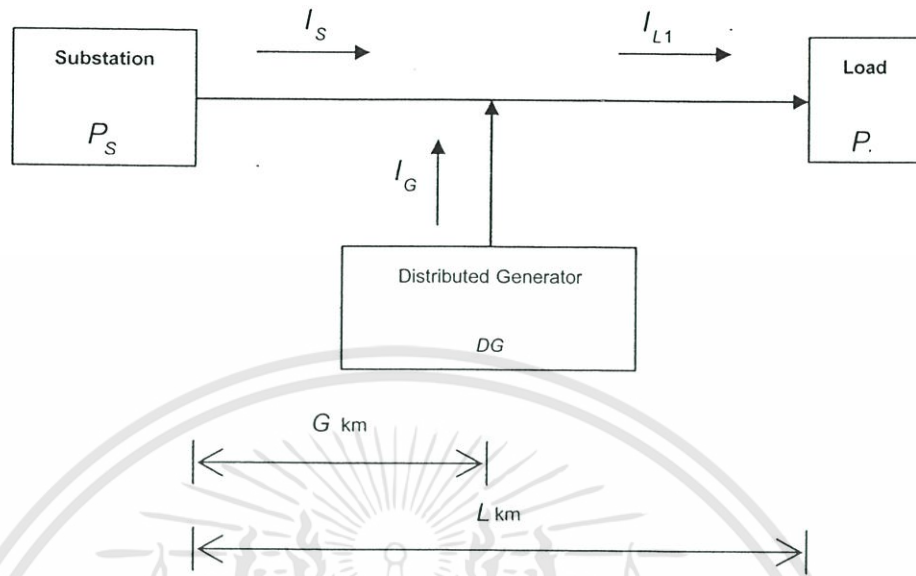
ดังนั้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนที่เกิดขึ้นสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{Loss1} = 3 \times I_{L1}^2 \times r(T) \times L \quad (2-18)$$

โดยที่

- $P_{Loss1}$  คือกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่จ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย  
 $L$  คือ ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งของโหลด

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลอยู่ในสายป้อนเปลี่ยนไปซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกำลังสูญเสียไฟฟ้า หากขนาดและที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเหมาะสมกับขนาดและที่ตั้งของกลุ่มโหลด ก็จะช่วยทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนลดลง แต่ในบางกรณีที่ขนาดและที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและของกลุ่มโหลดไม่เหมาะสม อาจจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนเพิ่มขึ้นได้เช่นกัน โดยการวิเคราะห์ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายทางด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย สามารถพิจารณาได้จากระบบไฟฟ้าอย่างง่ายในกรณีที่มีการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายดังแสดงในภาพประกอบ 2.1



รูปที่ 2.11 ระบบไฟฟ้าอย่างง่ายสำหรับการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากไม่พิจารณาผลของแรงดันตกในสายป้อน กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย คำนวณได้จาก

$$|I_G| = \frac{\sqrt{P_G^2 + Q_G^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (2-19)$$

โดยที่

- $I_G$  คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
- $P_G$  คือ กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายผลิตออกมา
- $Q_G$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกตีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายผลิตออกมา

ในกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมีการเชื่อมต่ออยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าการคำนวณหาค่ากำลังสูญเสียในสายป้อนจะต้องแบ่งการพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียออกเป็น 2 ช่วงซึ่งได้แก่

- กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
- กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อนได้แก่

$$P_{LT} = P_{LSG} + P_{LGL} \quad (2-20)$$

โดยที่

$P_{LT}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายป้อน

$P_{LSG}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

$P_{LGL}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจนถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลด

เมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงของสถานีไฟฟ้าย่อยและตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะพบว่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในช่วงนี้มีค่าเท่ากับ

$$I_S = I_{LI} - I_G \quad (2-21)$$

$I_S$  คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

$I_{LI}$  คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายป้อนในช่วงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายถึงที่ตั้งของโหลด

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงจากสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LSG} = I_S^2 \times r(T) \times G \quad (2-22)$$

$G$  คือ ระยะเวลาระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยถึงสถานที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยถึงตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LSG} = \frac{r(T) \times G}{3V_L^2} (P_L^2 + Q_L^2 + P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \quad (2-23)$$

สำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงระหว่างที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ถึงตำแหน่งที่ตั้งของโหลดสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LGL} = I_{L1}^2 \times r(T) \times (L - G) \quad (2-24)$$

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำลังไฟฟ้าสูญเสียในช่วงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจนถึงตำแหน่งของโหลดสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{LGL} = \frac{r(T) \times (P_L^2 + Q_L^2)}{3V_L^2} (L - G) \quad (2-25)$$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในสายป้อน ในกรณีที่ระบบจำหน่ายมีการต่อเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถหาได้จาก

$$P_{LT} = \frac{r(T) \times L}{3V_L^2} \left[ (P_L^2 + Q_L^2) + (P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \left( \frac{G}{L} \right) \right] \quad (2-26)$$

โดยที่

$$\frac{G}{L}$$

คือ อัตราส่วนระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระยะทางของตำแหน่งที่ตั้งโหลด

การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สามารถวิเคราะห์ได้โดยการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้น ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยสามารถคำนวณได้จาก

$$\Delta P_{Loss} = P_{Loss1} - P_{LT} \quad (2-27)$$

โดยที่

$\Delta P_{Loss}$  คือ การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

$P_{Loss1}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะยังไม่มีมีการเชื่อมต่อระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$P_{LT}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีการเชื่อมต่อระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

หากพิจารณาในเทอมของกำลังไฟฟ้าจริงของโหลด และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้รับผลกระทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถวิเคราะห์ได้จาก

$$\Delta P_{Loss} = \frac{r(T)G}{3V_L^2 L} (2P_L P_G + 2Q_L Q_G - P_G^2 - Q_G^2) \quad (2-28)$$

ค่าของ  $\Delta P_{Loss}$  ที่มีค่าเป็นบวกจะหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังจากที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนที่จะทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ดังนั้นในกรณีนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง

ค่าของ  $\Delta P_{Loss}$  ที่มีค่าเป็นลบจะหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังจากที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนที่จะทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ดังนั้นในกรณีนี้จะเป็นการเพิ่มภาระต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้น

หากต้องการหาเปอร์เซ็นต์ของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีการเปลี่ยนแปลงจะสามารถหาได้จาก

$$\% \Delta \Delta_{Loss} = \left( \frac{\Delta P_{Loss}}{P_{Loss1}} \right) \times 100 \quad (2-29)$$

### บทที่ 3

#### การออกแบบและการดำเนินงาน

จากข้อมูลบันทึกเหตุการณ์การเกิดไฟฟ้าขัดข้องพื้นที่อำเภอวังน้ำเขียว ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 3 เมื่อวิเคราะห์ข้อมูลเฉพาะสายส่งระบบจำหน่ายหมายเลข10 จะพบว่าค่าความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าระหว่างปี พ.ศ. 2553-2555 ตามตารางที่ 1.2-1.4 มีค่าสูงกว่ามาตรฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งได้กำหนดค่าดัชนีจำนวนไฟฟ้าดับต่อรายต่อปี ในเขตเทศบาลไว้ที่ 10.95 ครั้ง/ราย/ปี และค่าดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อรายต่อปี ในเขตเทศบาลไว้ที่ 620.19 นาที/ราย/ปี ทั้งนี้เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องการแก้ไขทำได้ยากและใช้เวลาแก้ไขเป็นเวลานาน ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้กำหนดวิธีการดำเนินงานเพื่อช่วยลดค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ และนำเอาข้อมูลที่ได้มาเข้าสู่กระบวนการวิจัยต่อไป

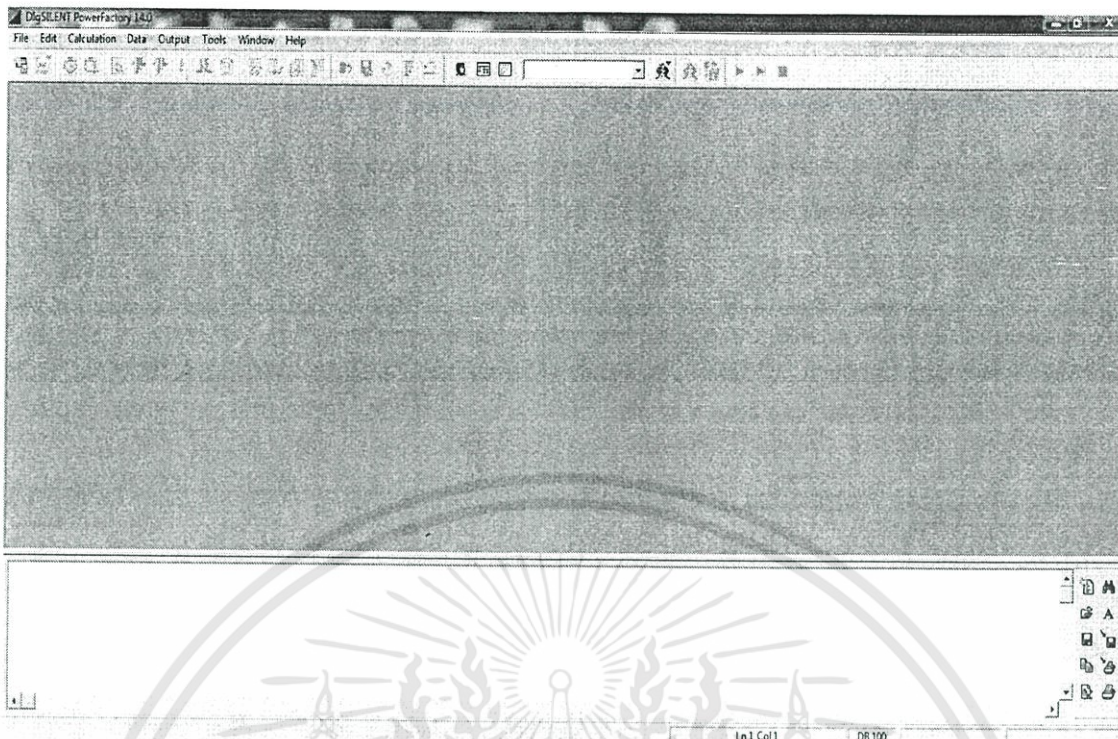


### 3.1 โปรแกรม DigSILENTและระบบจำหน่ายอำเภอวังน้ำเขียว

3.1.1 DigSILENT PowerFactory เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วย Text file ซึ่งสามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิตระบบสายส่งระบบจำหน่าย และภาคอุตสาหกรรม โดยความสามารถของโปรแกรมนี้นี้

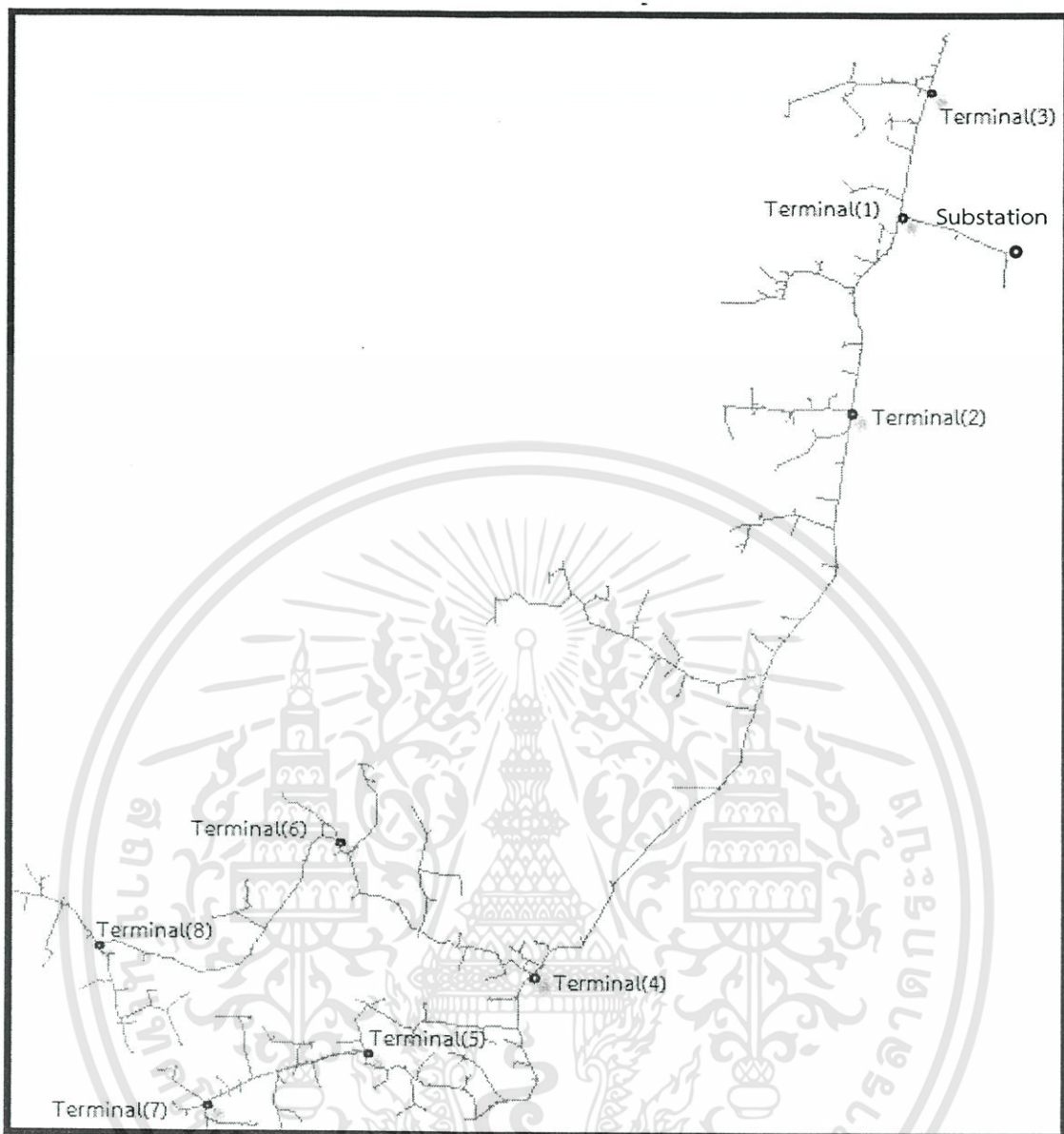
- Load Flow and Fault Analysis of complete AC/DC network representation, meshed&mixed1-,2-and 3-phase AC and/or DC networks
- Low Voltage Network Analysis
- Distribution Network Optimization
- IEC Cable Sizing
- Dynamic Simulation
- EMT Simulation
- Eigenvalue Analysis
- System Identification
- Protection Analysis
- Harmonic Analysis
- Reliability
- Production Planning
- Voltage Stability Analysis
- Contingency analysis
- Power Electronic Device Modeling
- DPL User Script
- A/D Interfacing
- DOLE Interface for SCADA/GIS
- PSS/E & PSS/U Compatibility
- Multi-User Database
- Virtual Instruments

ซึ่งเห็นได้ว่าโปรแกรมนี้นี้ มีความสามารถในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ทั้งในสถานะคงตัว (Steady state) และสถานะทรานเซียน (Transient state) โดยมีลักษณะพร้อมใช้งานของโปรแกรมหดรูปที่ 3.1 ด้วยความสามารถอันครบถ้วนของโปรแกรม DigSILENT จึงทำให้ผู้วิจัยเลือกใช้โปรแกรมดังกล่าว เพื่อวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในพื้นที่วิจัยต่อไป



### รูปที่ 3.1 ลักษณะพร้อมใช้งานของโปรแกรม DigSILENT

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อำเภอวังน้ำเขียว รับไฟฟ้ามาจากสถานีไฟฟ้าโซคชัย อำเภอโซคชัย จากแผนภาพเส้นเดียวสวิตช์แรงสูงในเขตรบบจำหน่ายสถานีไฟฟ้าโซคชัยแสดงให้เห็นว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าโซคชัย จำหน่ายไฟฟ้าไปยังอำเภอวังน้ำเขียว โดยได้รับไฟฟ้าจากสายส่งหลัก 2 หมายเลขคือสายส่งหมายเลข 4 และสายส่งหมายเลข 10 ในการวิจัยนี้ผู้วิจัยพิจารณาสายส่งหมายเลข 10 เป็นหลักซึ่งมีลักษณะทางกายภาพเป็นดังรูปที่ 3.2 โดยสามารถอธิบายระบบจำหน่ายอำเภอวังน้ำเขียวอย่างละเอียดได้ต่อไปนี้

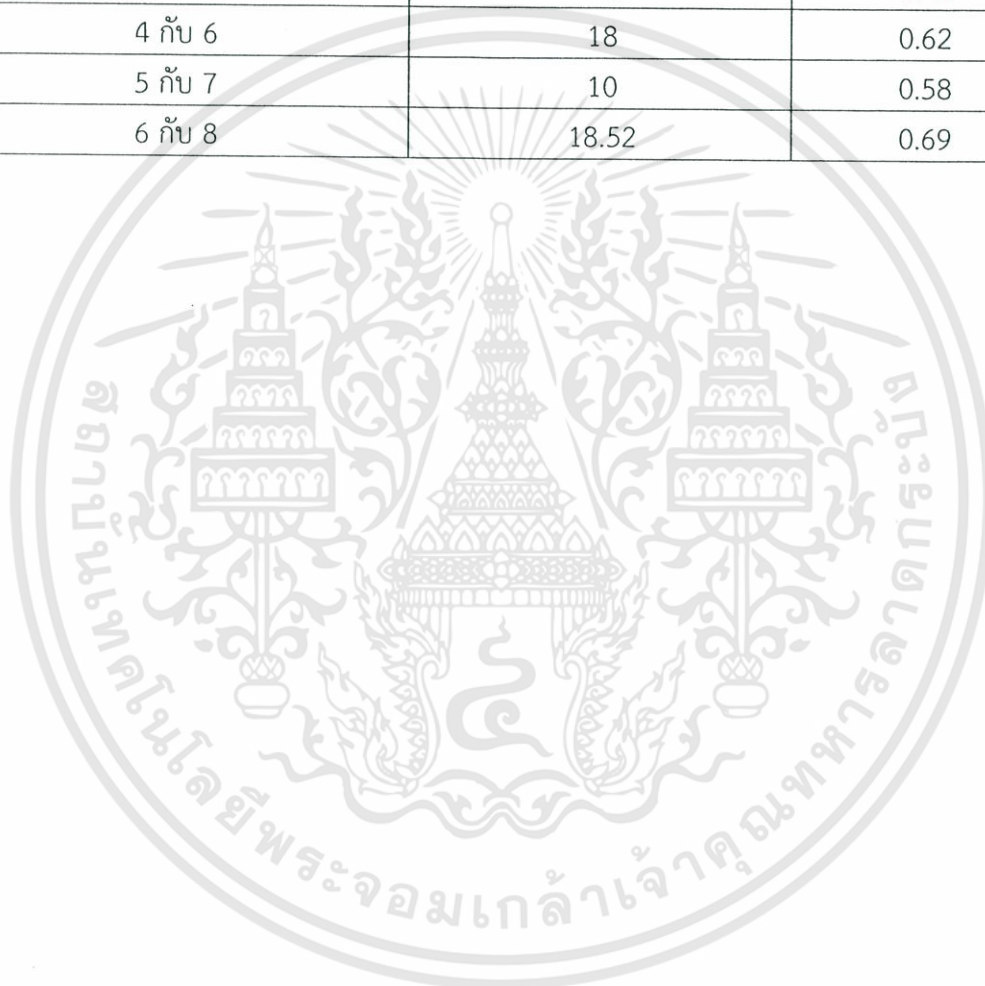


รูปที่ 3.2 สายส่งหมายเลข 10

รูปที่ 3.2 เป็นรูปสายส่งของระบบจำหน่ายหมายเลข 10 ซึ่งเป็นข้อมูลจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง มีระยะทางของระบบจำหน่ายโดยประมาณ 125 กิโลเมตร และมีภาระไฟฟ้ารวมทั้งหมดในระบบจำหน่ายขนาด 8.38 MW ดังนั้นผู้วิจัยจำแนกช่วงจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ใช้ในการประเมินผลออกเป็น 8 จุดเชื่อมต่อ ตามตารางที่ 3.1 เพื่อให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจ และสามารถจำแนกกรณีในการดำเนินการวิจัยได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ตารางที่ 3.1 ความยาวสายส่งจำหน่ายและขนาดกลุ่มภาระไฟฟ้าในแต่ละช่วงจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าจำลอง

| จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า | ระยะทาง<br>(km) | ภาระไฟฟ้า<br>(MW) |
|-------------------|-----------------|-------------------|
| 1 กับ สถานีไฟฟ้า  | 4.4             | 0.14              |
| 1 กับ 2           | 16.6            | 2.47              |
| 1 กับ 3           | 13              | 1.11              |
| 2 กับ 4           | 28.5            | 1.35              |
| 4 กับ 5           | 16.87           | 1.42              |
| 4 กับ 6           | 18              | 0.62              |
| 5 กับ 7           | 10              | 0.58              |
| 6 กับ 8           | 18.52           | 0.69              |



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.2 วิธีการดำเนินการ

ในงานวิจัยนี้ทำการศึกษามลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าระบบจำหน่ายพื้นที่ของ กฟภ. โดยกำหนดขั้นตอนการดำเนินงาน ดังนี้

3.2.1 ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า รวมถึงภาระไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.

3.2.2 กำหนดปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความสูญเสีย (loss) ความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า (reliability) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption cost) โดยมีปัจจัยต่างๆ ที่ผู้วิจัยได้กำหนดไว้ดังต่อไปนี้

3.2.2.1 ไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

3.2.2.2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าโดยขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 4 ขนาด คือ 2, 4, 6 และ 8 MVA

3.2.2.3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายโดยยึดจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 เป็นหลัก และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าอื่นๆ โดยขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 4 ขนาด คือ 2, 4, 6 และ 8 MVA

3.2.3 ใช้โปรแกรม DigSILENT ทำการประมวลผลหาความสูญเสีย (loss) ความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า (reliability) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption cost) จากกรณีศึกษาที่กำหนดไว้

3.2.3.1 ตั้งค่าข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบจำลอง โดยกำหนดค่าระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย และอัตราการซ่อม

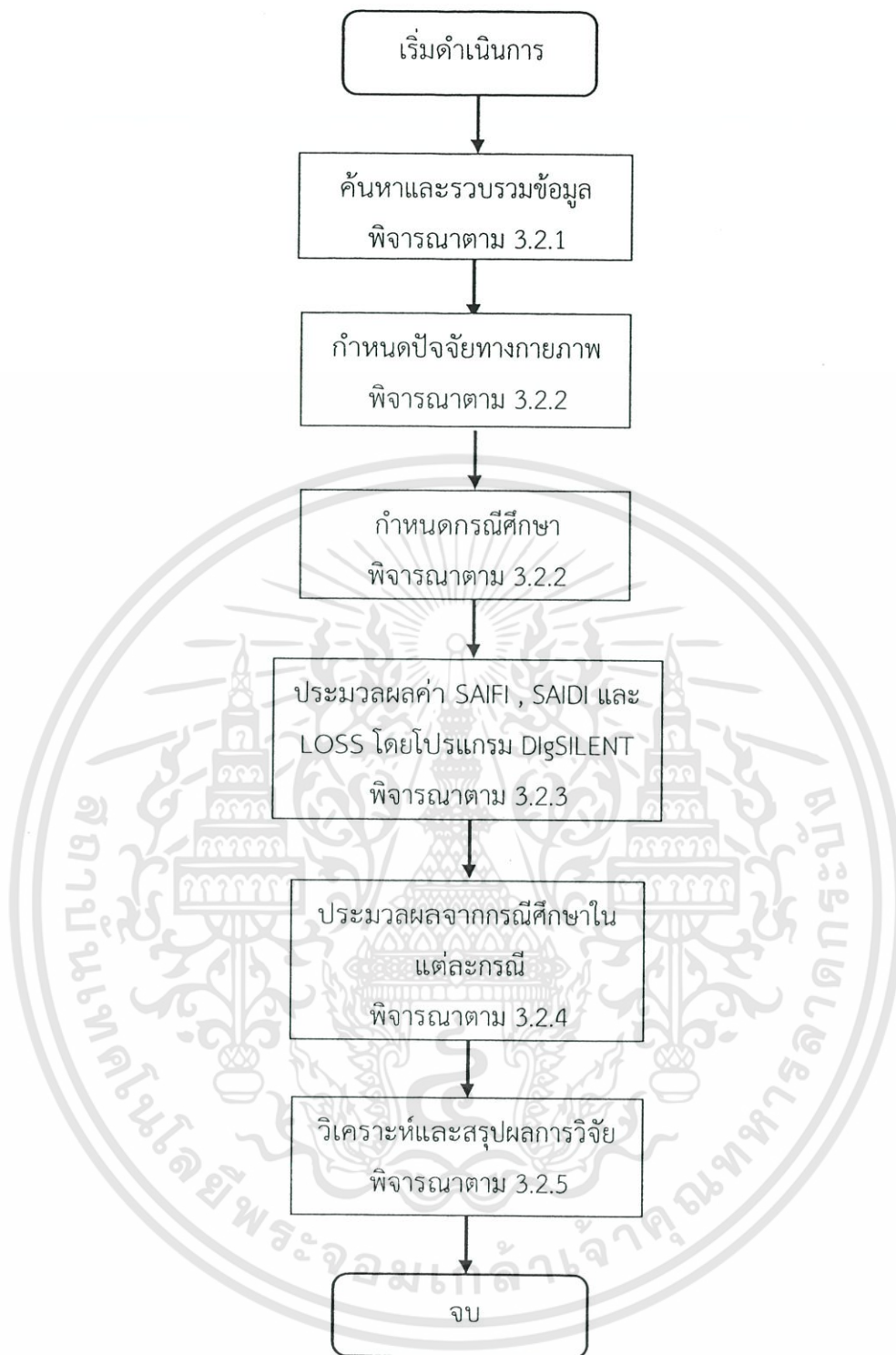
3.2.3.2 ตั้งค่าสวิตช์โดยกำหนดค่า ฟิวส์ ,เบรกเกอร์และเบรกเกอร์อากาศ จากนั้นตั้งค่าลำดับการดำเนินการ ซึ่งมีผลต่อความเชื่อถือได้ของสวิตช์

3.2.3.3 ตั้งค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง โดยตั้งค่าที่ภาระไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจำลอง

3.2.3.4 ตั้งค่าความเชื่อถือได้โดยกำหนดข้อมูลต่างๆ ตามที่ผู้วิจัยต้องการศึกษา

3.2.4 เปรียบเทียบผลต่างกรณีศึกษาที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในลักษณะต่างๆ เข้ากับระบบ

3.2.5 วิเคราะห์ผลการดำเนินงาน



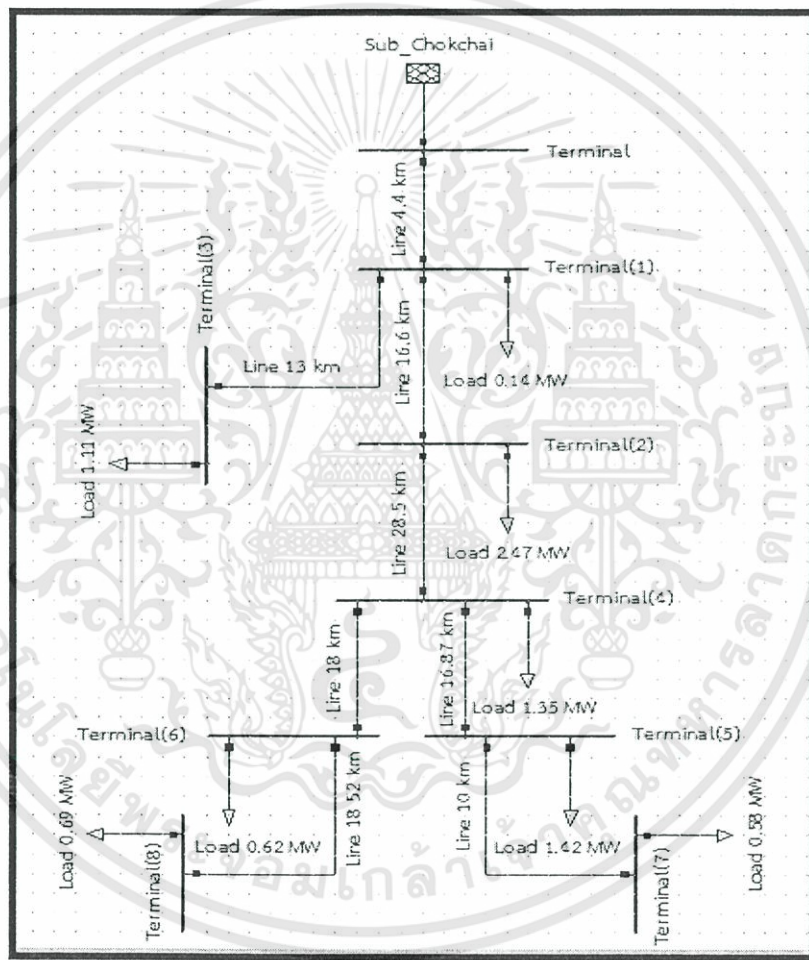
รูปที่ 3.3 ผังงานการดำเนินงาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.3 จำลองระบบไฟฟ้าเพื่อหาตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

ในการกำหนดจุดติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของอำเภอวังน้ำเขียว เพื่อนำมาใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้โดยโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณีคือ

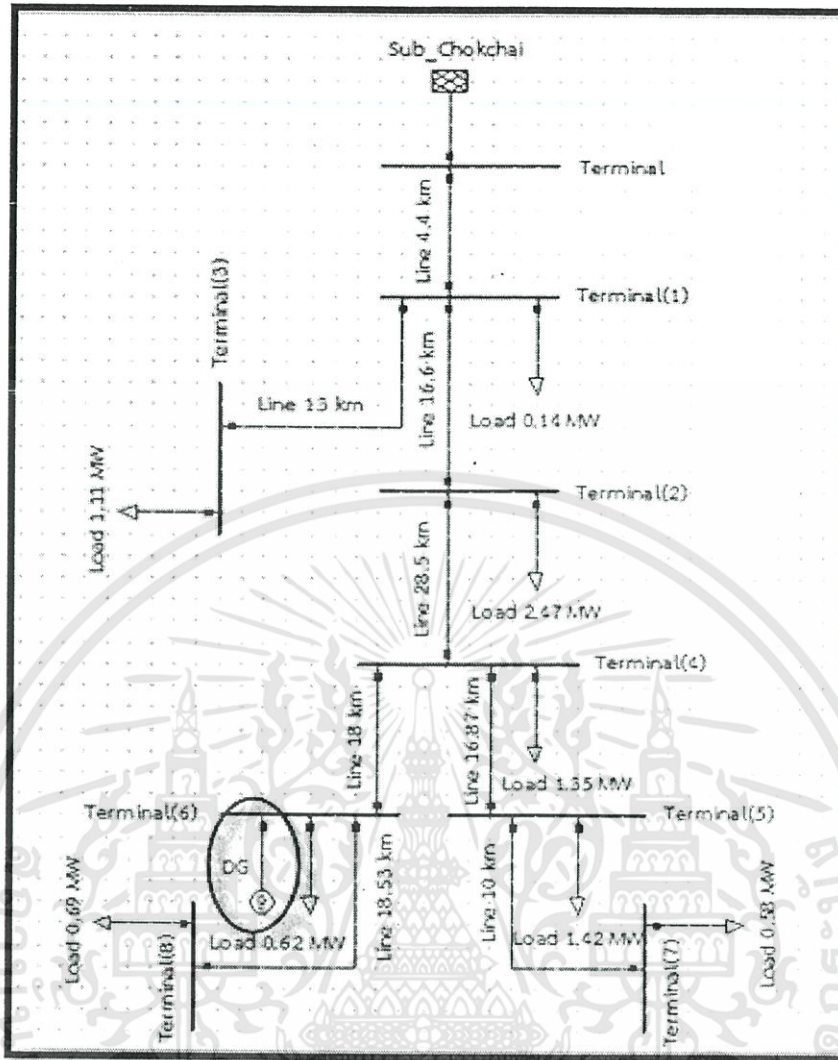
1. ไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
2. ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า
3. ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 กับจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าอื่น



รูปที่ 3.4 แบบจำลองระบบ กรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

รูปที่ 3.4 แบบจำลองกรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายผู้วิจัยทำการทดลองโดยให้โปรแกรมวิเคราะห์ผลความเชื่อถือได้และความสูญเสียของระบบจำลอง เพื่อเป็นข้อมูลที่ใช้เปรียบเทียบกับกรณีที่ได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบจำลองต่อไป

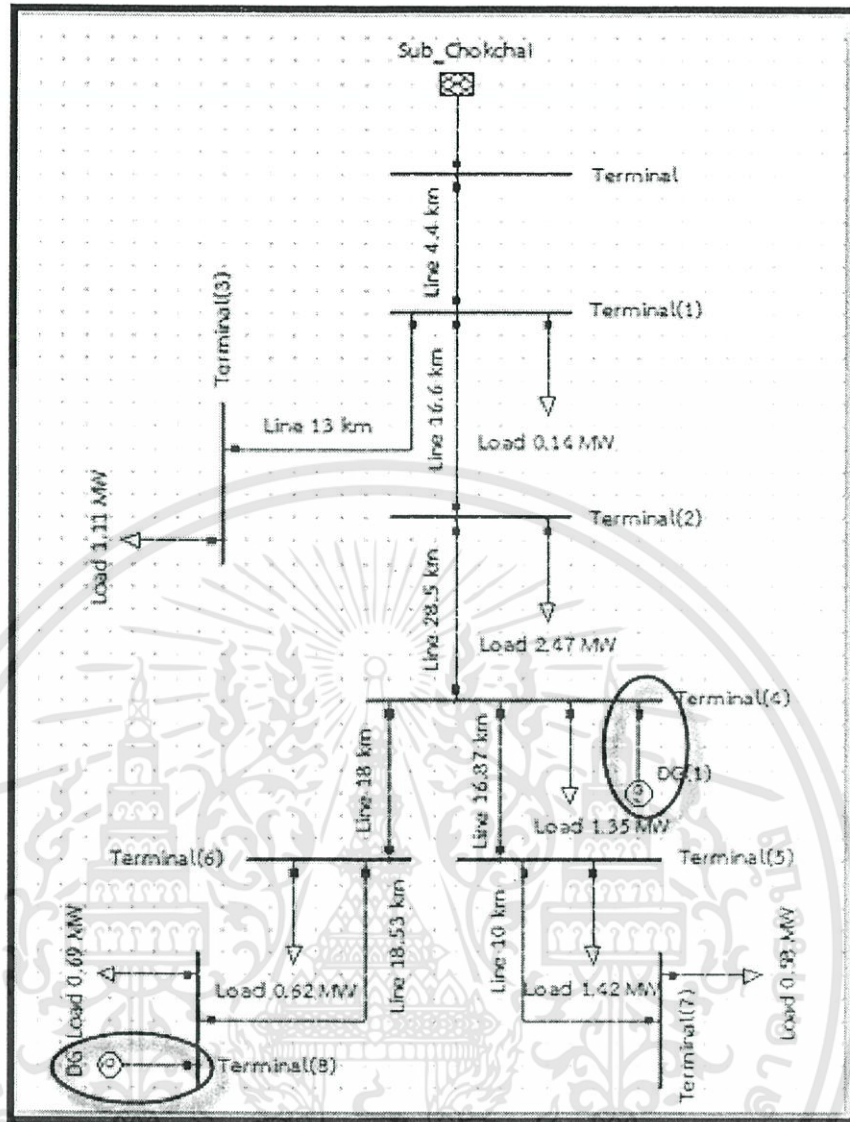
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.5 แบบจำลองระบบ กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 6

รูปที่ 3.5 แบบจำลองระบบกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 6 โดยกรณีนี้ผู้วิจัยใช้โปรแกรมพิจารณาความเชื่อถือได้และความสูญเสียของระบบจำลอง กรณีที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อไฟฟ้า โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA เพื่อเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์แต่ละกรณีกับกรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และเปรียบเทียบผลแต่ละกรณีซึ่งกันและกันต่อไป

- เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.6 แบบจำลองระบบ กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายระหว่างจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 กับจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 6

รูปที่ 3.6 แบบจำลองระบบกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายระหว่างจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 กับจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 6 ซึ่งในงานวิจัยผู้วิจัยทำการทดลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายระหว่างจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 กับทุกๆจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าคือจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 1, 2, 3, 5, 7 และ 8 โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA สาเหตุที่ผู้วิจัยยึดจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 เป็นจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าหลักเนื่องจากจุดเชื่อมต่อไฟฟ้าที่ 4 เป็นจุดเริ่มต้นของการส่งจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่พื้นที่ศึกษา ซึ่งผู้วิจัยต้องการพิจารณาค่าความเชื่อถือได้และความสูญเสียภายในพื้นที่วิจัยเป็นหลัก ดังนั้นในกรณีนี้จึงติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่แบบจำลอง 2 จุด เพื่อรวบรวมผลการวิเคราะห์จากโปรแกรมในการเปรียบเทียบผลแต่ละกรณีต่อไป

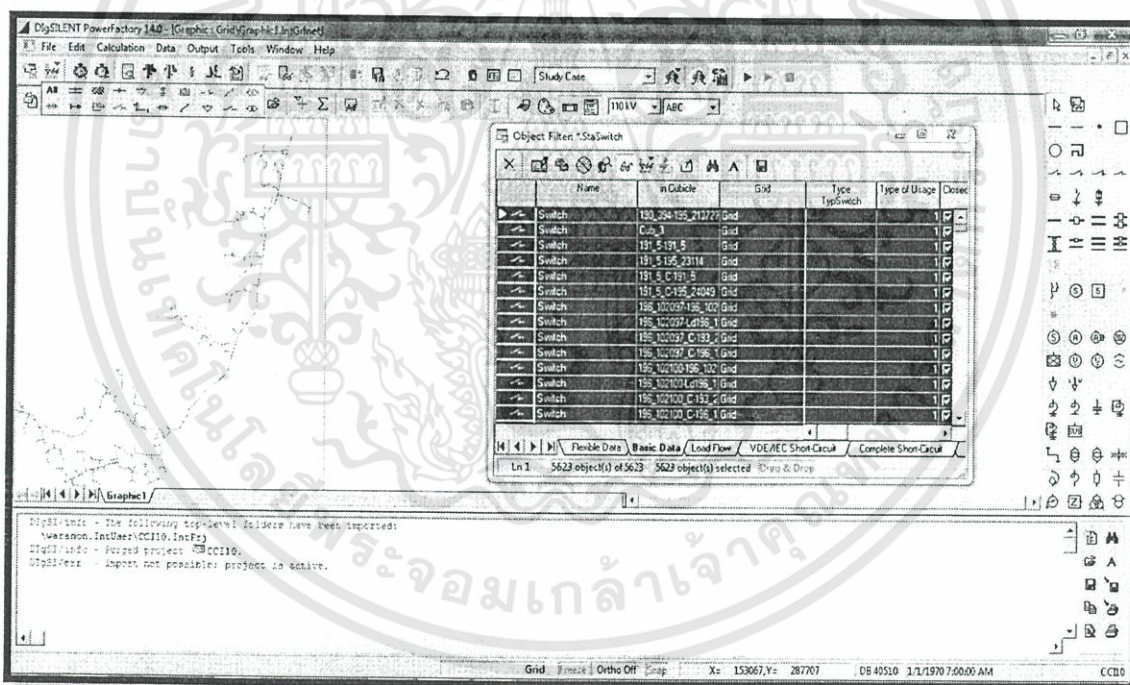
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.4 การตั้งค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในโปรแกรม DigSILENT



ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DigSILENT ต้องทำการตั้งค่าเริ่มต้น ซึ่งการตั้งค่าอย่างถูกวิธีมีความสำคัญเป็นอย่างมาก เพื่อให้ผลจากการวิเคราะห์ที่ได้มีความถูกต้อง และความสอดคล้องกับความเป็นจริงในพื้นที่วิจัย ทั้งนี้ผู้วิจัยได้ทำการตั้งค่าโปรแกรมให้สามารถวิเคราะห์ผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และความสูญเสียของระบบไฟฟ้า ในพื้นที่อำเภอวังน้ำเขียว ซึ่งสามารถแบ่งเป็น 4 ขั้นตอนคือ

1. การตั้งค่าข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบจำลอง
2. การตั้งค่าสวิตช์ตัดตอนของระบบจำลอง
3. การตั้งค่าความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้อง
4. การตั้งค่าการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจำลอง

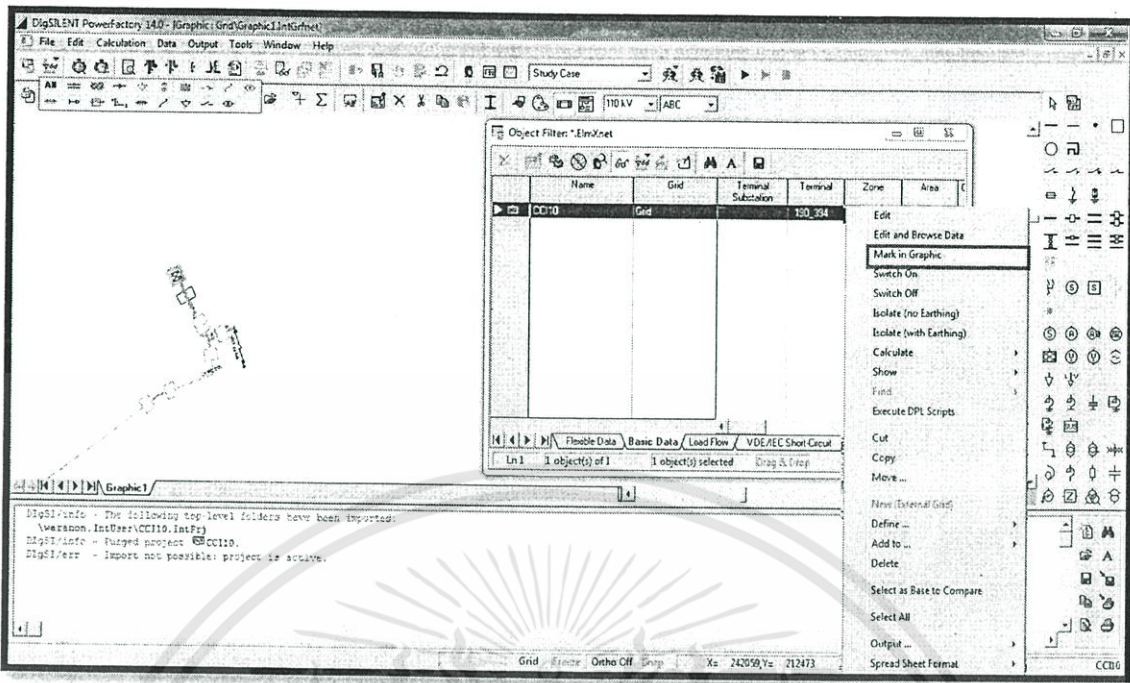
3.4.1 การตั้งค่าข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจำลอง มีขั้นตอนก่อนการตั้งค่าและการตั้งค่าดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.7 ขั้นตอนการลบข้อมูลสวิตช์เดิม

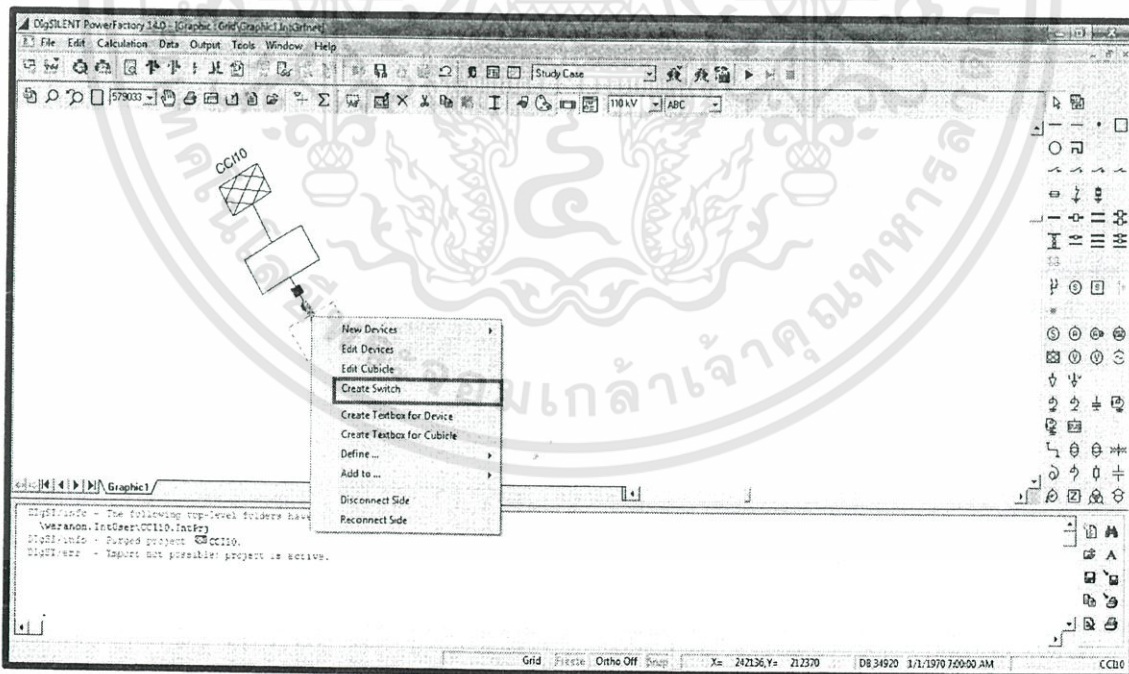
- 3.4.1.1 คลิกเครื่องมือ Edit Relevant Objects for calculation (  )
- 3.4.1.2 เลือก Switch (\*.StaSwitch) (  )
- 3.4.1.3 เลือกข้อมูลของสวิตช์ในระบบจำลองทั้งหมดและกด Delete

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.8 ขั้นตอนการหา Grid ของระบบไฟฟ้าจำลอง

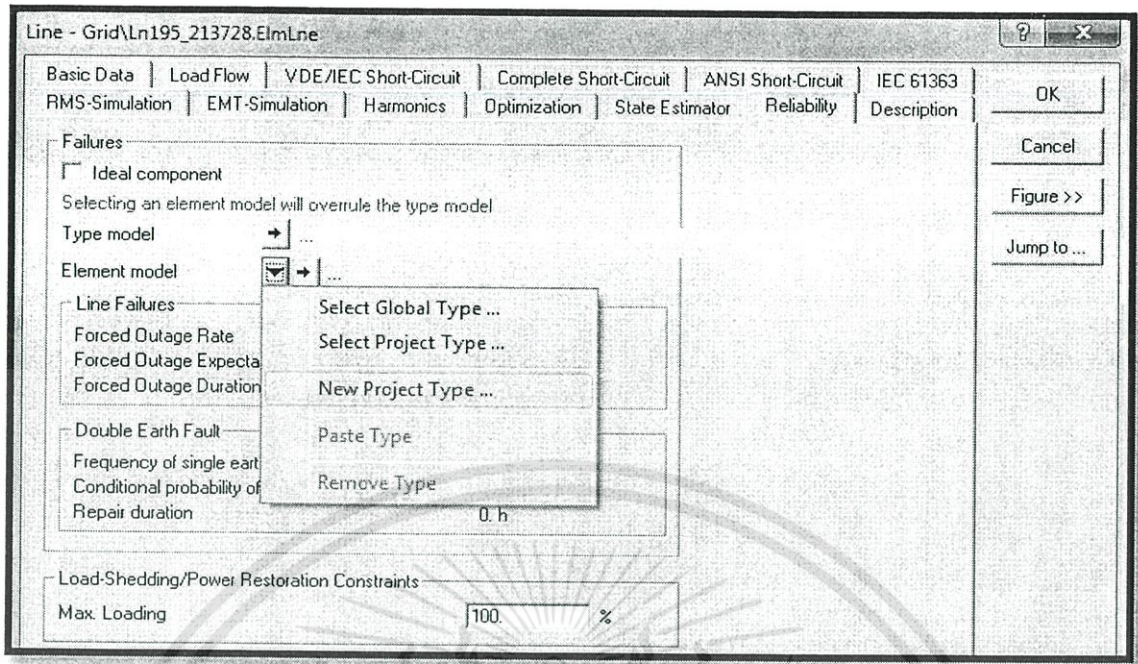
- 3.4.1.4 คลิกเครื่องมือ Edit Relevant Objects for calculation (  )
- 3.4.1.5 เลือก External (\*.ElmXnet) (  )
- 3.4.1.6 คลิกขวาที่ CCL10 เลือก Mark in Graphic



รูปที่ 3.9 ขั้นตอนการสร้างสวิตช์หลัง Grid

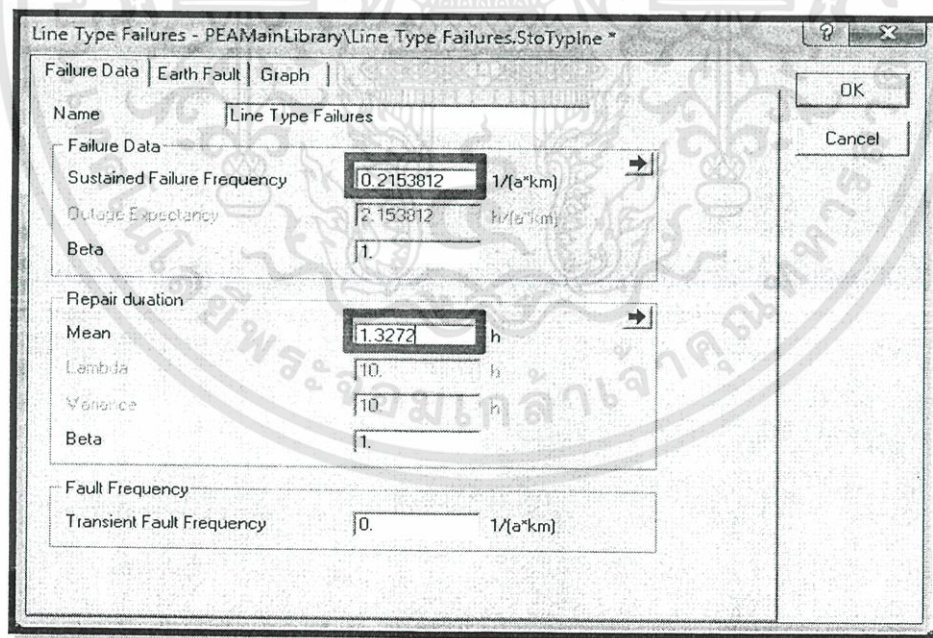
- 3.4.1.7 เลือกสายไฟฟ้าหลัง Grid ดังรูปที่ 3.9
- 3.4.1.8 คลิกขวาที่สายไฟฟ้าที่เลือกไว้ เลือก Create Switch

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.10 ขั้นตอนการสร้างข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจำลอง

- 3.4.1.9 ดับเบิลคลิกที่สายไฟฟ้าในระบบจำลอง เพื่อให้ได้หน้าต่างดังรูปที่ 3.10
- 3.4.1.10 เลือกแถบ Reliability
- 3.4.1.11 คลิก Element model และเลือก New Project Type



รูปที่ 3.11 การตั้งค่าอัตราความขัดข้องของอุปกรณ์และระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย

- 3.4.1.12 เลือกแถบ Failure Data เพื่อให้ได้หน้าต่างดังรูปที่ 3.11
- 3.4.1.13 กำหนดค่าอัตราความขัดข้องของอุปกรณ์ตามตารางที่ 3.2
- 3.4.1.14 กำหนดค่าระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย ตามตารางที่ 3.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### ตารางที่ 3.2 อัตราความขัดข้องของอุปกรณ์

| สาเหตุ |                 | ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ |           |           |
|--------|-----------------|-----------------------|-----------|-----------|
|        |                 | ทราบสาเหตุ            | สันนิษฐาน | รวม       |
| 1      | ต้นไม้          | 2.829132              | 1.676394  | 4.505526  |
| 2      | อุปกรณ์         | 2.106779              | 0.603284  | 2.710063  |
| 3      | พนักงานการไฟฟ้า | 0.035225              | 0.003721  | 0.038964  |
| 4      | บุคคลภายนอก     | 0.175131              | 0.006450  | 0.181580  |
| 5      | สัตว์           | 2.229073              | 3.536353  | 5.765427  |
| 6      | ยานพาหนะ        | 0.162976              | 0.004961  | 0.167937  |
| 7      | วัสดุแปลกปลอม   | 0.490664              | 0.171162  | 0.661826  |
| 8      | สภาพแวดล้อม     | 0.857050              | 2.757691  | 3.614740  |
| 9      | ภัยธรรมชาติ     | 0.850600              | 2.179461  | 3.030061  |
| 10     | สงคราม          | 0.000000              | 0.000000  | 0.000000  |
| 11     | โหลดเกิน        | 0.005953              | 0.004713  | 0.010667  |
| 12     | อื่น ๆ          | 0.196216              | 0.655128  | 0.851344  |
| รวม    |                 | 9.938800              | 11.599318 | 21.538117 |

ตารางที่ 3.2 อัตราความขัดข้องของอุปกรณ์ ซึ่งมีที่มาจากโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3 สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย มีหน่วยเป็น ครั้ง/100 วงจร-กม. /ปี โดยผู้วิจัยได้ใช้ค่าอัตราความขัดข้องของอุปกรณ์ในหน่วย ครั้ง/วงจร-กม. /ปี จึงทำให้ค่าที่ผู้วิจัยได้กำหนดให้กับโปรแกรมคือ 0.215382 ดังรูปที่ 3.11 ซึ่งเป็นหน่วยที่โปรแกรมได้กำหนดไว้เช่นเดียวกัน

### ตารางที่ 3.3 ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย

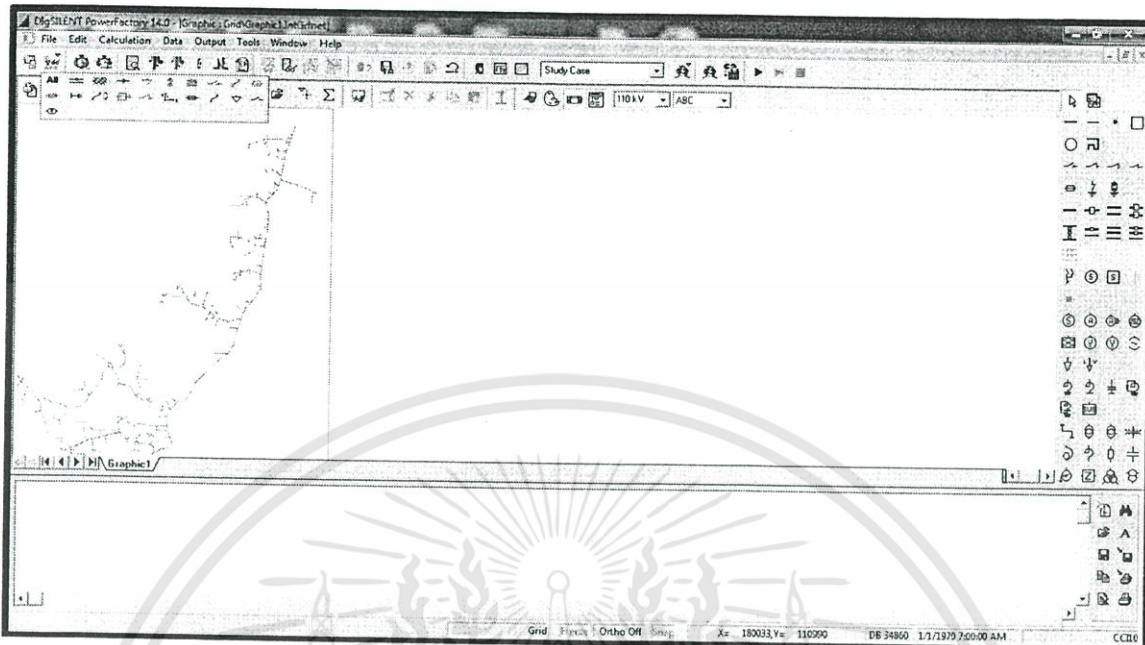
| กลุ่มอุปกรณ์ |                            | ภาค      | ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย (นาท) |        |       |       |       | เฉลี่ย 5 ปี |
|--------------|----------------------------|----------|--------------------------|--------|-------|-------|-------|-------------|
|              |                            |          | 2544                     | 2545   | 2546  | 2547  | 2548  |             |
| 1            | สายเหนือดิน<br>ระบบจำหน่าย | ภาคอีสาน | 97.24                    | 120.36 | 83.20 | 82.55 | 81.61 | 92.72       |

ตารางที่ 3.3 ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย มีที่มาจากโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3 สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เช่นเดียวกับตารางที่ 3.2 โดยผู้วิจัยได้กำหนดให้ใช้ค่าระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย 5 ปี ซึ่งมีหน่วยเป็นชั่วโมงเพื่อให้หน่วยตรงกับที่โปรแกรมได้กำหนดเอาไว้ ดังนั้นค่าที่ผู้วิจัยได้กำหนดจึงมีค่า 1.3272 ชั่วโมง ซึ่งมีค่าเท่ากับ 92.72 นาที ตามตารางที่ 3.3 ได้กำหนด



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

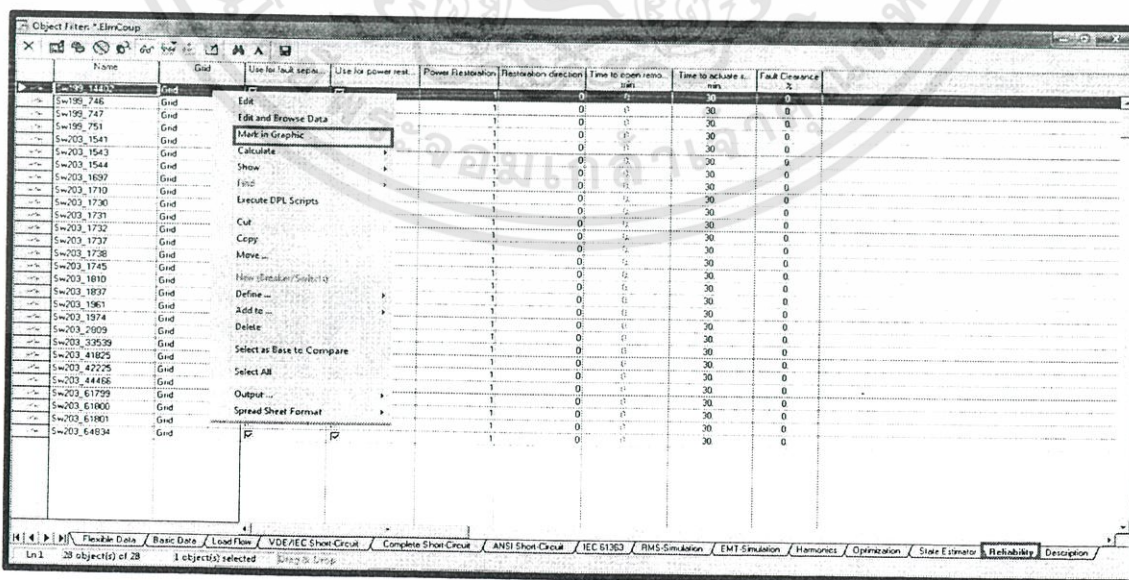


### 3.4.2 การตั้งค่าสวิตช์ตัดตอนของระบบไฟฟ้าจำลอง มีขั้นตอนการตั้งค่าดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.14 ขั้นตอนการตั้งค่าสวิตช์ตัดตอนของระบบไฟฟ้าจำลอง

- 3.4.2.1 คลิกเครื่องมือ Edit Relevant Objects for calculation (  )
- 3.4.2.2 เลือก Breaker /Switch (\*.ElmCoup) (  ) เพื่อให้ได้หน้าต่างดังรูปที่ 3.15
- 3.4.2.3 เลือกแถบ Reliability
- 3.4.2.4 คลิกขวาที่สวิตช์ตัวใดตัวหนึ่ง และเลือก Make in Graphic
- 3.4.2.5 ปิดหน้าต่างดังกล่าวหน้าต่างพร้อมใช้งานจะปรากฏสวิตช์ที่ได้เลือกเอาไว้



รูปที่ 3.15 ขั้นตอนการหาสวิตช์ของระบบไฟฟ้าจำลอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Breaker/Switch - Grid\Sw199\_14402.ElmCoup

Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation  
 Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit

Name: Sw199\_14402

Type: ...

Terminal i: Grid\199\_14402\_C\199\_14402\_C-199\_14402 199\_14402\_C

Terminal j: Grid\199\_14402\199\_14402-199\_14402 199\_14402

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Bay: ...

Closed Actual State closed

Detailed for calculation

Thermal Rating: ...

No. of Phases: 3 No. of Neutrals: 0

Switch Type: Circuit-Breaker

Dp. Scenario Subset: Local Switch Statuses

Buttons: OK, Cancel, Figure >>, Jump to ...

รูปที่ 3.16 การตั้งค่าข้อมูลพื้นฐานสวิตช์ตัดตอนของระบบไฟฟ้าจำลอง

3.4.2.6 ดับเบิลคลิกสวิตช์ที่ได้เลือกเอาไว้ เพื่อให้ได้หน้าต่างดังรูปที่ 3.16

3.4.2.7 เลือกแถบ Basic Data ทำเครื่องหมายถูกในช่อง

Detailed for Calculation

3.4.2.8 เลือกแถบ Reliability ทำเครื่องหมายถูกในช่อง

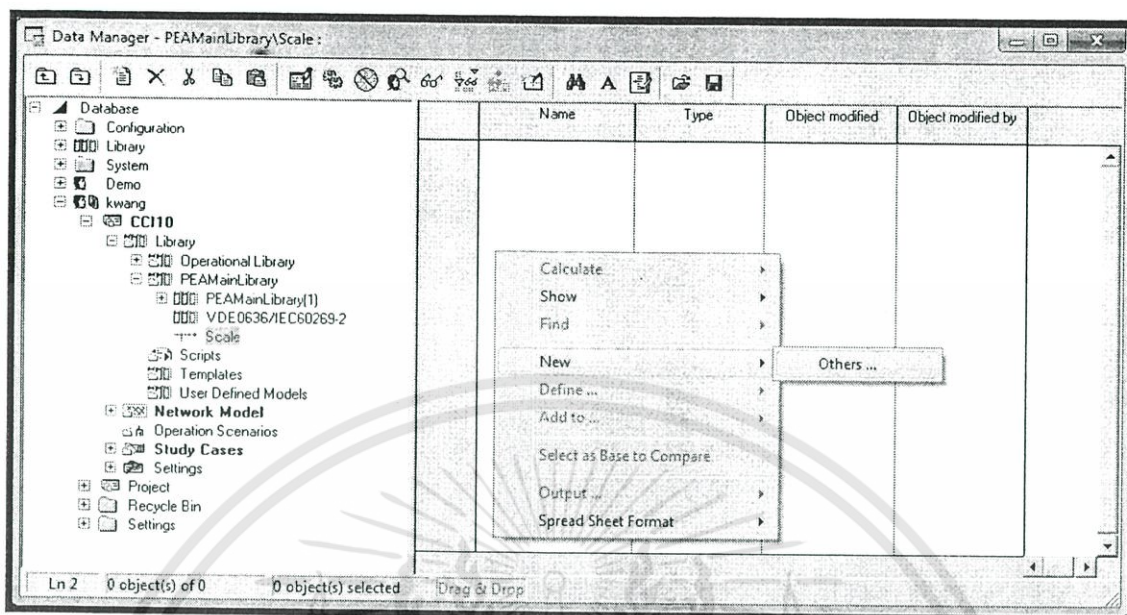
Use for fault separation และ Use for power restoration

3.4.2.9 กดตกลง

3.4.2.10 ทำขั้นตอนดังกล่าวกับสวิตช์ตัดตอนทุกตัวในระบบไฟฟ้าจำลอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.4.3 การตั้งค่าความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้องมีขั้นตอนการตั้งค่าดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.17 ขั้นตอนการตั้งค่าความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

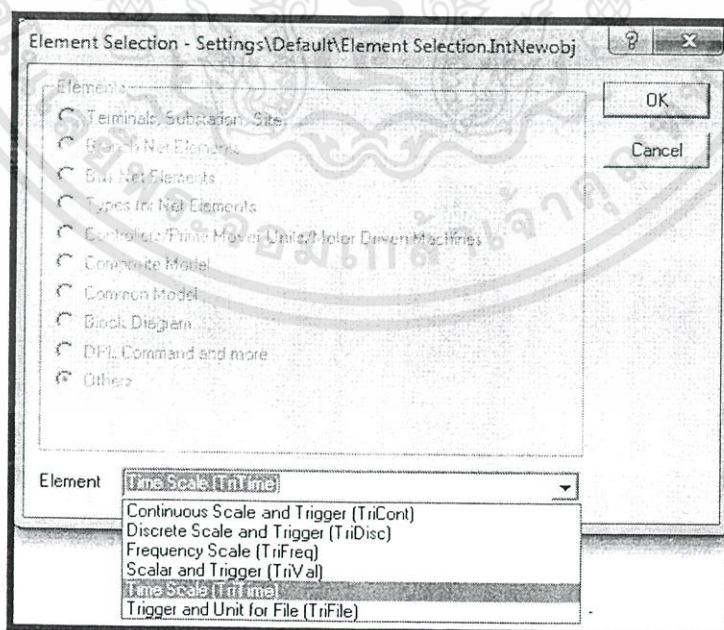
3.4.3.1 คลิกเครื่องมือ New Data Manager (  ) เพื่อให้ได้หน้าต่างตามรูปที่ 3.17

3.4.3.2 เลือก CCL10, Library, PEAMainLibrary และ Scale ตามลำดับ

3.4.3.3 คลิกขวาบริเวณพื้นที่ว่างด้านขวา เลือก New และ Others ตามลำดับ

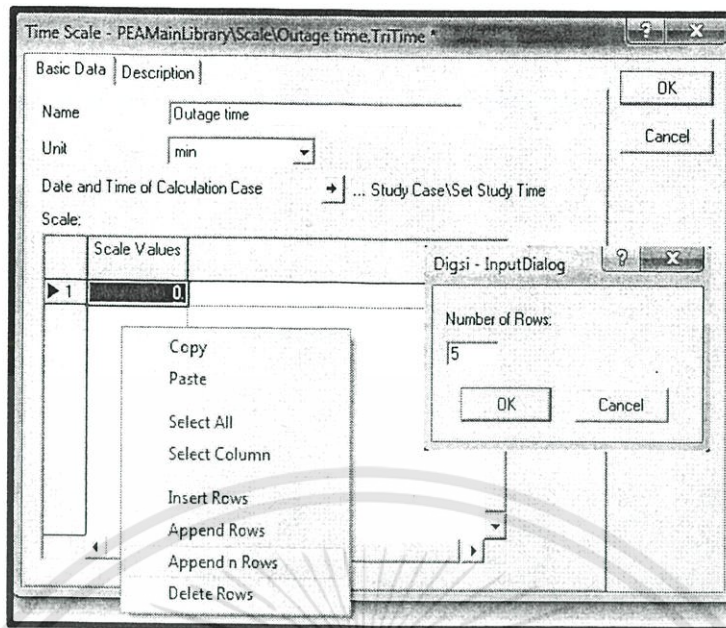
3.4.3.4 หน้าต่างตามรูปที่ 3.18 จะปรากฏ เลือก Time Scale (TriTime)

3.4.3.5 กดตกลง



รูปที่ 3.18 ขั้นตอนการสร้างข้อมูลความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้องแกนเวลา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



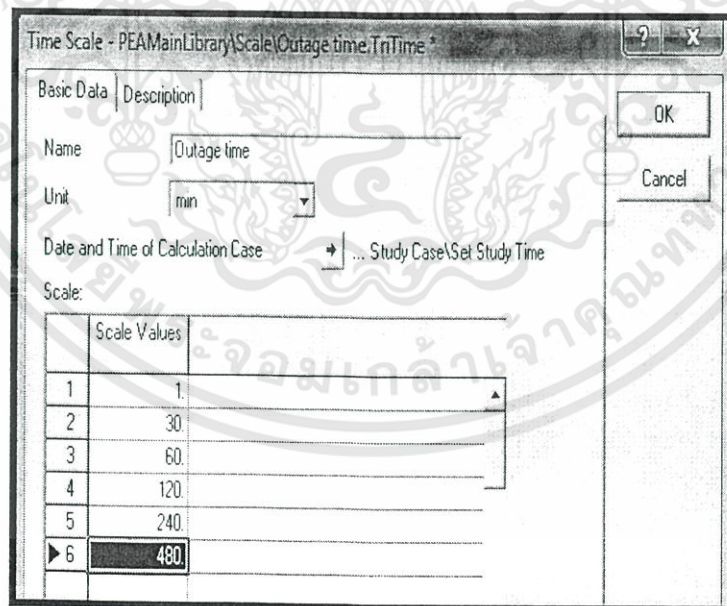
รูปที่ 3.19 ขั้นตอนการกำหนดจำนวนเวลาความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

3.4.3.6 คลิกขวาวบริเวณพื้นที่ว่าง เลือก Append n Row

3.4.3.7 กำหนดจำนวนแถวตามข้อมูลในตารางที่ 3.4

3.4.3.8 ใส่ค่าเวลาตามในหน่วยนาที่ตามข้อมูลในตารางที่ 3.4

3.4.3.9 กดตกลง



รูปที่ 3.20 ขั้นตอนการกำหนดค่าเวลาความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

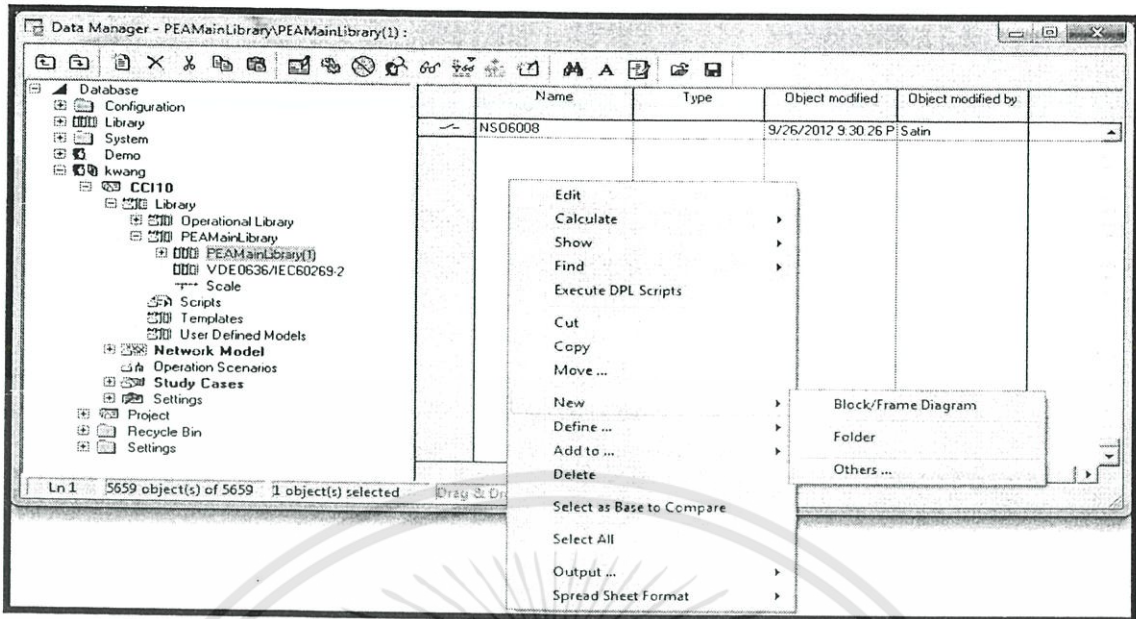
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.4 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง

| การไฟฟ้าเขต | 1 นาที | 30 นาที | 1 ชั่วโมง | 2 ชั่วโมง | 4 ชั่วโมง | 8 ชั่วโมง |
|-------------|--------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| กฟฉ. 3      | 10.916 | 32.360  | 53.026    | 87.563    | 171.111   | 306.736   |

ตารางที่ 3.4 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง มีที่มาจากโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3 สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย มีหน่วยเป็น บาท/kW<sub>เฉลี่ย</sub> โดยผู้วิจัยได้ใช้ข้อมูลแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของพื้นที่การไฟฟ้าตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 3 ซึ่งเป็นพื้นที่เดียวกับพื้นที่วิจัย จากรูปที่ 3.20 จึงกำหนดค่าเวลาทั้งหมดในหน่วยนาที เพื่อให้ตรงกับหน่วยที่โปรแกรมกำหนดจึงได้ค่าเวลาทั้งหมดดังกล่าว





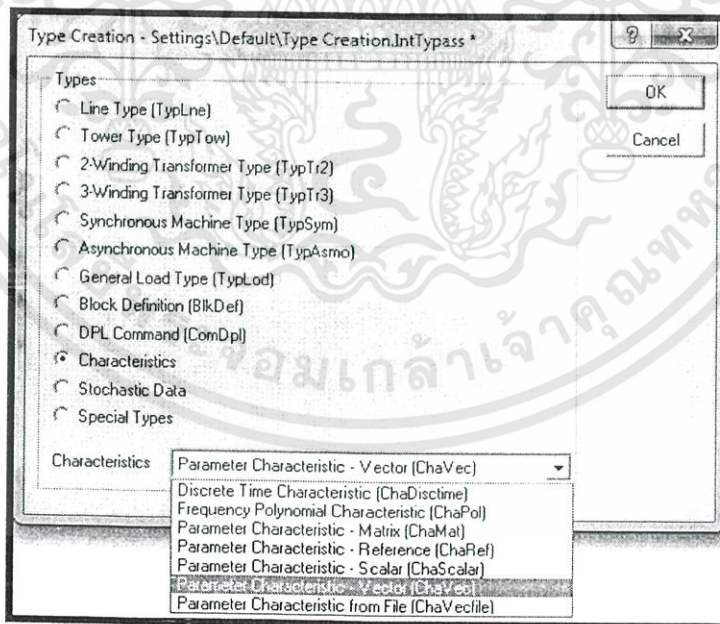
รูปที่ 3.21 ขั้นตอนการตั้งค่าความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้องแกนราคา

3.4.3.10 เลือก PEAM ainLibrary(1)

3.4.3.11 คลิกขวาบริเวณพื้นที่ว่าง เลือก New และ Others ตามลำดับ

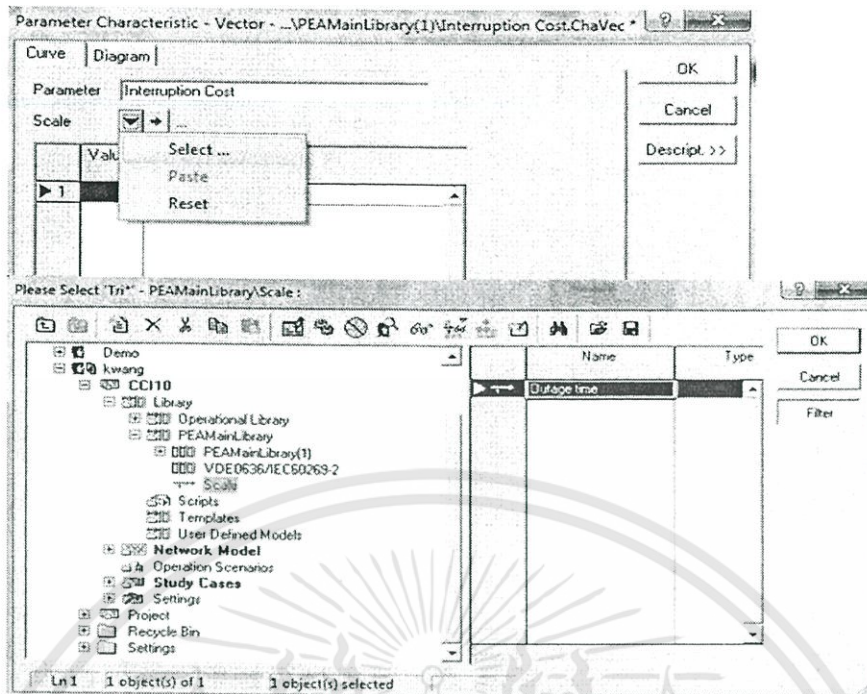
3.4.3.12 เลือก Characteristics และ Parameter Characteristic - Vector(ChaVec)ตามลำดับดังรูปที่ 3.22

3.4.3.13 กดตกลง



รูปที่ 3.22 ขั้นตอนการสร้างข้อมูลความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้องแกนราคา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.23 ขั้นตอนการนำเข้าตารางใส่ราคาความเสียหายตามเวลาที่ระบบไฟฟ้าขัดข้อง

3.4.3.14 เลือกแถบ Curve

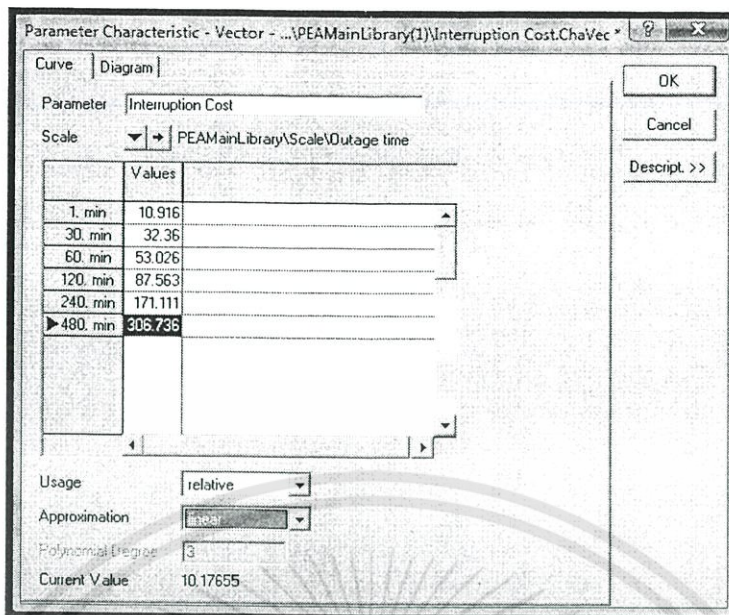
3.4.3.15 เลือก Scale, Select และเลือกข้อมูล Scale ที่ได้ตั้งค่าเวลาความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง ดังรูปที่ 2.23 Scale ดังกล่าวมีชื่อว่า Outage Time

3.4.3.16 กดตกลง เพื่อให้ได้หน้าต่างดังรูปที่ 3.24

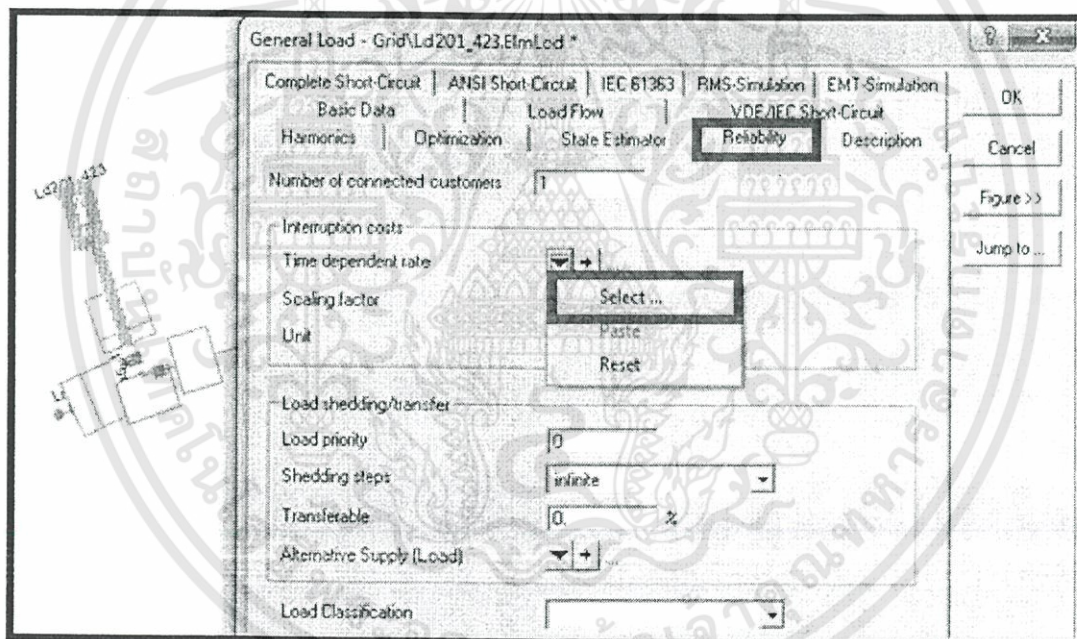
3.4.3.17 ใส่ค่า Values ตามตารางที่ 3.4

3.4.3.18 เลือก Linear และ relative ในช่อง Approximation และ Usage

3.4.3.19 กดตกลง



รูปที่ 3.24 ขั้นตอนการกำหนดค่าราคาความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

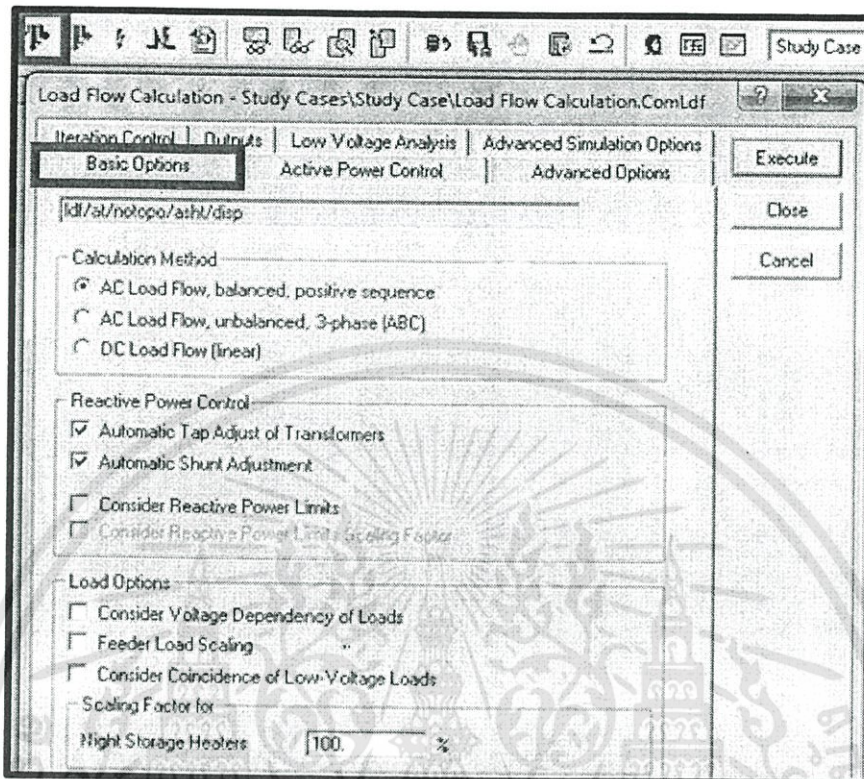


รูปที่ 3.25 การใส่ข้อมูลความเสียหายเนื่องจากเกิดไฟฟ้าขัดข้องที่ภาระไฟฟ้า

- 3.4.3.20 ดับเบิลคลิกที่ภาระไฟฟ้าในระบบจำลองไฟฟ้า
- 3.4.3.21 เลือกแถบ Reliability
- 3.4.3.22 ที่ Time dependent rate เลือก Select
- 3.4.3.23 เลือก CCL10, Library, PEAM ainLibrary, PEAM ainLibrary(1) และ Parameter Characteristic – Vector ตามลำดับ
- 3.4.3.23 กดตกลง
- 3.4.3.24 ตั้งค่า Scaling factor ที่ 1000
- 3.4.3.25 กดตกลง ทำขั้นตอนดังกล่าวกับภาระไฟฟ้าทุกตัวใน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4.4 การตั้งค่าการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจำลอง มีขั้นตอนการตั้งค่าดังต่อไปนี้

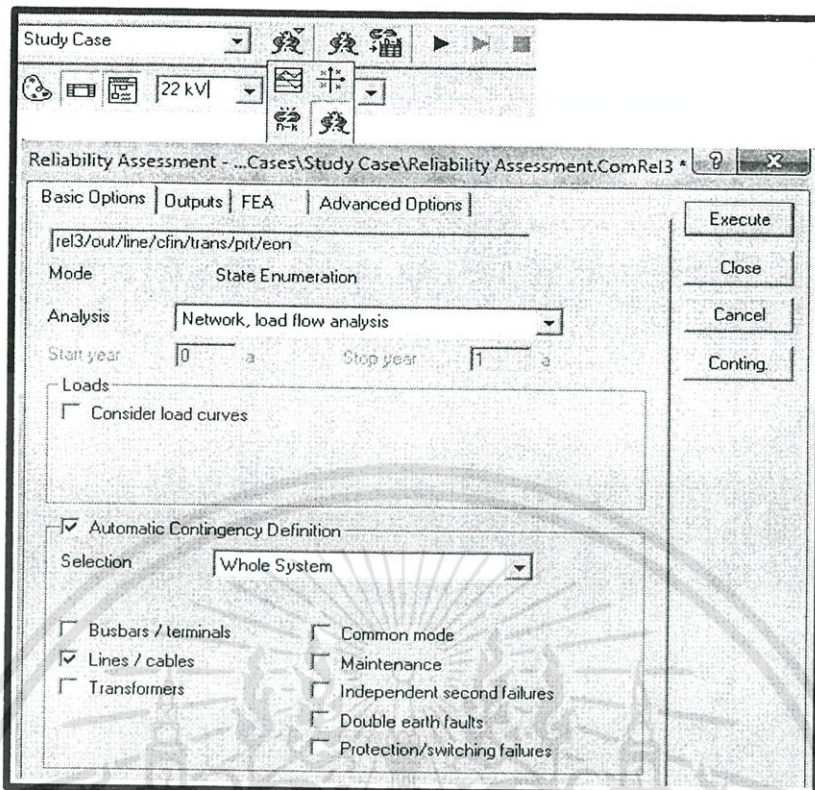


รูปที่ 3.26 การตั้งค่าส่วนของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าจำลอง

3.4.4.1 คลิกเครื่องมือ Calculate Load Flow (  ) เลือกแถบ Basic Options

3.4.4.2 ทำเครื่องหมายหน้า AC Load Flow, balanced, positive sequence  
ช่อง Calculation Method

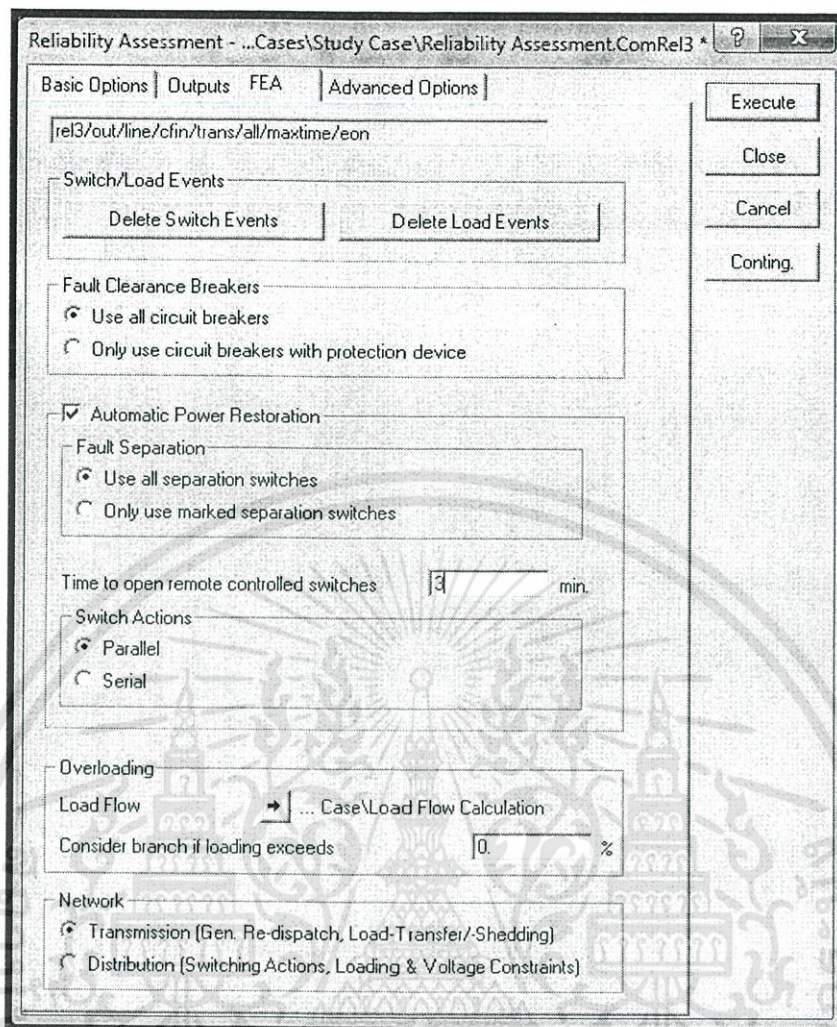
3.4.4.3 กด Execute



รูปที่ 3.27 การตั้งค่าการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจำลอง

- 3.4.4.4 คลิกเครื่องมือ Select ToolBer (🔧) เลือก Reliability Analysis (⚡)
- 3.4.4.5 เลือกแถบ Basic Options
- 3.4.4.6 เลือก Network, Load Flow analysis ในช่อง Analysis
- 3.4.4.7 นำเครื่องหมายถูกหน้า Consider load curves ออก
- 3.4.4.8 ทำเครื่องหมายถูกหน้า Automatic Contingency Definition
- 3.4.4.9 เลือก Whole System ในช่อง Selection
- 3.4.4.10 ทำเครื่องหมายถูกหน้า line / cable เท่านั้น ดังรูปที่ 3.27
- 3.4.4.11 เลือกแถบ FEA
- 3.4.4.12 ทำเครื่องหมายหน้า Use all circuit breakers
- 3.4.4.13 ทำเครื่องหมายถูกหน้า Automatic Power Restoration เลือก Use all separation Switches
- 3.4.4.14 เลือก Parallel ในช่อง Switch Actions
- 3.4.4.15 กด Execute

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.28 การตั้งค่าการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจำลอง

ผู้วิจัยได้อธิบายลำดับขั้นตอนของการดำเนินงานวิจัยไว้แล้วในบทการออกแบบขั้นตอนการดำเนินงานนี้ ซึ่งขั้นตอนที่ผู้วิจัยได้ออกแบบไว้ นั้น นำไปสู่ผลการดำเนินงานในบทต่อไป

## บทที่ 4

### ผลการทดลอง

ในบทนี้จะเป็นการดำเนินงานตามขั้นตอนที่ได้วางไว้ในบทที่ 3 เริ่มจากการทำการประมวลผลโดยใช้โปรแกรม DigSILENT ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จะได้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss), ความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า (Reliability), และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จากกรณีศึกษาที่ได้กำหนดไว้ แล้วทำการเปรียบเทียบกรณีศึกษาที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในลักษณะต่างๆ เข้าระบบ โดยมีผลการดำเนินการดังหัวข้อต่อไปนี้

#### 4.1 แบบจำลองกรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) โดยพิจารณาครั้งละ 1 บัส

ในกรณีนี้ผู้วิจัยทำการทดลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 1 บัส ขนาด 2 MVA โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ในแต่ละครั้งของการติดตั้งเพื่อนำมาเปรียบเทียบผลการทดลอง เมื่อทำการประมวลผลเสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงเปลี่ยนขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) เป็น 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ โดยในแต่ละบัสก็ทำการจำลองการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ในลักษณะเดียวกับการติดตั้งที่บัส 1 จากนั้นจึงนำผลที่ได้จากการประเมินผลด้วยโปรแกรม DigSILENT มาเปรียบเทียบกันดังตาราง 4.1 และรูปที่ 4.1 ถึง รูปที่ 4.4

ตารางที่ 4.1 ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) โดยพิจารณาครั้งละ 1 บัส

| กรณี       | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| ไม่ติดตั้ง | 0.359     | 16.74638             | 21.064                 | 4.420553                     | 0               | 37.09           |
| บัส 1      |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA      | 0.312     | 16.74638             | 21.055                 | 4.527111                     | 1.7             | 97.6            |
| 4 MVA      | 0.283     | 16.74638             | 21.05                  | 4.459246                     | 3.2             | 80.1            |
| 6 MVA      | 0.268     | 16.74668             | 21.044                 | 4.525901                     | 5.1             | 86.09           |
| 8 MVA      | 0.27      | 16.7462              | 21.039                 | 4.458242                     | 6.4             | 82.1            |
| บัส 2      |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA      | 0.271     | 16.74638             | 20.104                 | 4.852952                     | 1.6             | 88.54           |
| 4 MVA      | 0.206     | 16.74638             | 19.316                 | 4.470929                     | 3.2             | 80.02           |
| 6 MVA      | 0.183     | 16.74638             | 18.52                  | 4.687839                     | 4.8             | 81.23           |
| 8 MVA      | 0.2       | 16.7462              | 18.233                 | 4.136601                     | 6.4             | 82.31           |
| บัส 3      |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA      | 0.318     | 16.74638             | 21.055                 | 4.438734                     | 1.6             | 81.69           |
| 4 MVA      | 0.304     | 16.764               | 21.05                  | 4.434583                     | 3.2             | 80.65           |
| 6 MVA      | 0.32      | 16.7464              | 21.044                 | 4.442844                     | 4.8             | 82.1            |
| 8 MVA      | 0.364     | 16.7462              | 21.039                 | 4.427868                     | 6.4             | 83              |
| บัส 4      |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA      | 0.163     | 16.74638             | 19.629                 | 4.7392                       | 1.6             | 81.24           |
| 4 MVA      | 0.113     | 12.15112             | 12.412                 | 3.177562                     | 3.2             | 87.55           |
| 6 MVA      | 0.196     | 12.15112             | 11.776                 | 3.098355                     | 4.8             | 80.51           |
| 8 MVA      | 0.433     | 12.15094             | 11.582                 | 2.847269                     | 6.4             | 81.72           |

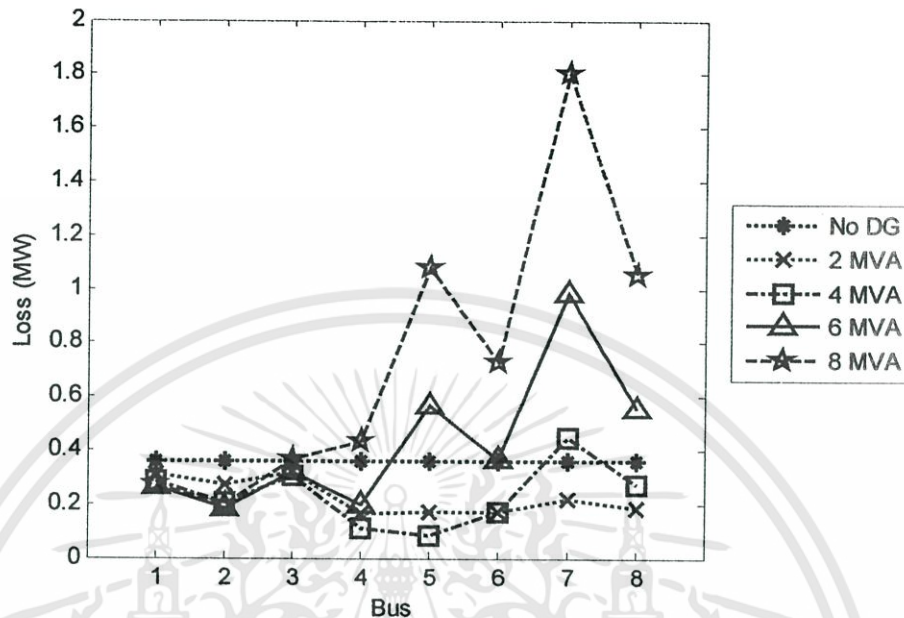
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.1(ต่อ) ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) โดยพิจารณาครั้งละ 1 บัส

| กรณี         | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|--------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>บัส 5</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA        | 0.174     | 15.137               | 18.29                  | 4.29264                      | 1.6             | 84.66           |
| 4 MVA        | 0.085     | 10.2316              | 10.763                 | 2.721813                     | 3.2             | 89.48           |
| 6 MVA        | 0.565     | 10.1089              | 10.217                 | 2.619665                     | 4.8             | 89.39           |
| 8 MVA        | 1.072     | 29.6436              | 35.897                 | 8.618837                     | 6.4             | 102.86          |
| <b>บัส 6</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA        | 0.171     | 15.5458              | 18.69                  | 4.448503                     | 1.6             | 84.14           |
| 4 MVA        | 0.172     | 10.9371              | 11.529                 | 2.953014                     | 3.2             | 86.33           |
| 6 MVA        | 0.366     | 10.9371              | 10.494                 | 2.871677                     | 4.8             | 87.21           |
| 8 MVA        | 0.725     | 10.9369              | 10.722                 | 2.620369                     | 6.4             | 86.69           |
| <b>บัส 7</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA        | 0.221     | 15.136829            | 18.315                 | 4.295465                     | 1.6             | 90.53           |
| 4 MVA        | 0.444     | 9.6705               | 10.03                  | 2.513131                     | 3.2             | 92.43           |
| 6 MVA        | 0.984     | 9.5021               | 9.695                  | 2.421332                     | 4.8             | 90.64           |
| 8 MVA        | 1.802     | 29.1259              | 35.202                 | 8.817107                     | 6.4             | 108.79          |
| <b>บัส 8</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA        | 0.186     | 15.5457              | 18.699                 | 4.451367                     | 1.6             | 83.84           |
| 4 MVA        | 0.271     | 10.3671              | 10.831                 | 2.710512                     | 3.2             | 87.01           |
| 6 MVA        | 0.553     | 10.3677              | 10.505                 | 2.664825                     | 4.8             | 85.48           |
| 8 MVA        | 1.047     | 10.3677              | 10.303                 | 2.493441                     | 6.4             | 84.55           |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ดังรูปที่ 4.1



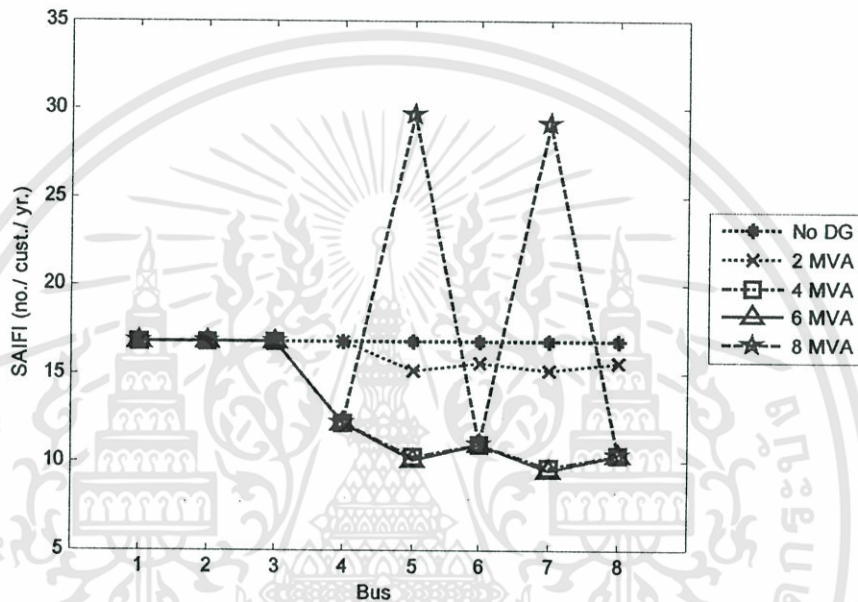
รูปที่ 4.1 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss)

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.1 ซึ่งพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ที่บัส 1, บัส 2 และบัส 3 จะพบว่ามีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีขนาดใกล้เคียงกับภาระทางไฟฟ้าและระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบได้มากกว่าบริเวณที่ติดตั้งไกลออกไป ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามากๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากตามไปด้วย เห็นได้จากสมการที่ (2-26)

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 8 MVA จะเห็นได้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) มีค่ามากกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้เนื่องจากภาระทางไฟฟ้าที่บัส 4 ต่ำกว่าขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ติดตั้งมาก จึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) สูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4 และ 6 MVA ในทำนองเดียวกันเมื่อพิจารณาเปลี่ยนตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจากบัส 4 ไปที่บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 ซึ่งมีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้ามากกว่าบัส 4 จะเห็นได้ว่าค่า

กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ที่เกิดขึ้น สูงขึ้นตามขนาดและระยะทางของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ติดตั้งเข้ากับระบบ กล่าวคือกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 7 ขนาด 8 MVA มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) สูงที่สุด เนื่องจากเป็นระยะทางที่ไกลและมีผลต่างระหว่างภาระทางไฟฟ้ากับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสูงมาก

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ดังรูปที่ 4.2



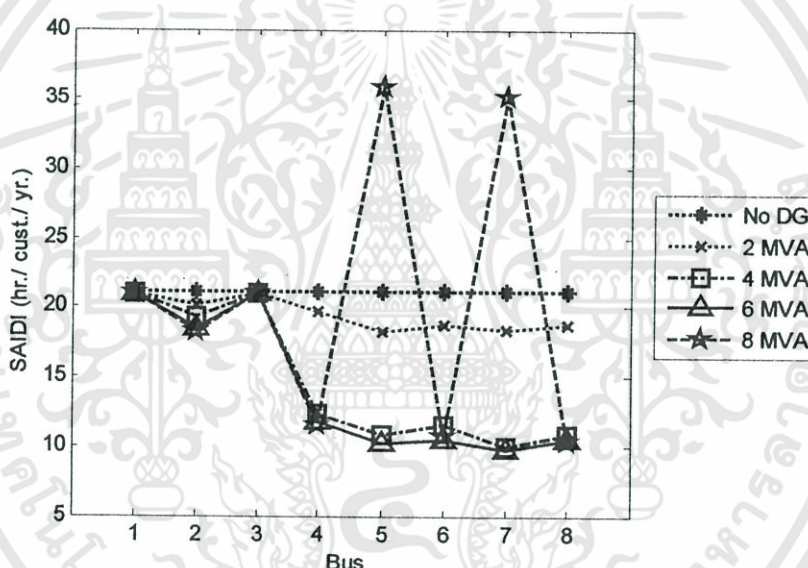
รูปที่ 4.2 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI)

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.2 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ที่บัส 1, บัส 2 และบัส 3 จะพบว่ามีค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) เท่ากับกรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้เนื่องจากระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าและการติดตั้งที่บัส 1, บัส 2 และบัส 3 ไม่ได้ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับ เห็นได้จากสมการที่ (2-4) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4, 6 และ 8 MVA พบว่าค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) มีค่าต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แต่หากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ยังคงเท่ากับกรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA มีขนาดใกล้เคียงกับภาระทางไฟฟ้าที่บัส 4 ซึ่งเท่ากับ 1.35 MW ในทำนองเดียวกันเมื่อพิจารณาเปลี่ยนตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4 และ 6 MVA จากบัส 4 ไปที่บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 ซึ่งมีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้ามากกว่าบัส 4 จะเห็นได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ว่าค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ที่เกิดขึ้นต่ำลงตามระยะทางที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและขนาดของภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ จากผลการทดลองพบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายช่วงปลายสายส่งของระบบจำหน่ายจะส่งผลให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) มีค่าต่ำลง หากพิจารณากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 5 และ บัส 7 ขนาด 8 MVA มีค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 5 และบัส 7 มีผลต่างระหว่างภาระทางไฟฟ้าและขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมาก โดยบัส 5 มีภาระทางไฟฟ้า 1.42 MW และบัส 7 มีภาระทางไฟฟ้า 0.58 MW

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ดังรูปที่ 4.3



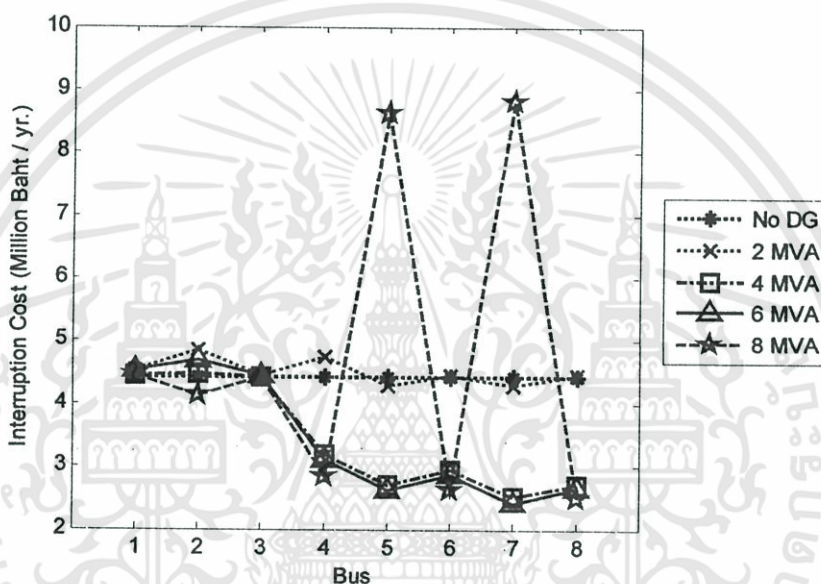
รูปที่ 4.3 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI)

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.3 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ขนาด 2, 4 และ 6 MVA ที่บัส 1 ถึงบัส 8 จะมีค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถช่วยลดระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้ เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระหว่างการซ่อมแซมระบบจำหน่ายที่มีปัญหา ดังจะเห็นได้จากสมการที่ (2-5) และยังพบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้ายิ่งไกลออกไปก็จะยิ่งช่วยให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำลง โดยจะต้องคำนึงถึงภาระไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ ร่วมด้วยคือ ถ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีขนาดใกล้เคียงกับภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

นั้นๆจะช่วยลดค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ได้ แต่ถ้าผลต่างระหว่างขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ มากเกินไปจะส่งผลให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) มีค่าสูงขึ้น เห็นได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 5 และบัส 7 พบว่าค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) มีค่าสูงสุด

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost)

จากผลการทดลองตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.4 ซึ่งพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ขนาด 2, 4 และ 6 MVA ที่บัส 1, บัส 2, และบัส 3 จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) สูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 2 พบว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากระยะทางระหว่างบัส 2 กับสถานีไฟฟ้าใกล้เคียงกันมากและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาดใหญ่จึงสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายได้มาก เป็นบริเวณกว้าง ส่งผลให้ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายขณะทำการซ่อมแซมเป็นเวลานาน จึงทำให้บริเวณที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องไฟฟ้าดับไม่นาน มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จึงต่ำสอดคล้องกับเวลาที่ไฟฟ้า

ดับ โดยสามารถพิจารณาได้จากสมการที่ (2-14) จากสมการจะเห็นว่าถ้าระบบจำหน่ายมีช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจะทำให้อัตราความเสียหาย ( $\lambda$ ) ต่ำ ส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลงตามไปด้วย ในทำนองเดียวกันผลต่างระหว่างภาระทางไฟฟ้าที่บัสกับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และระยะทางการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายก็มีอิทธิพลต่อมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 7 พบว่ามีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 7 มีภาระทางไฟฟ้าน้อย คือ 0.58 MVA และต่างจากขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการติดตั้งมาก ทำให้ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยตามไปด้วย จึงส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) มีค่าสูง เช่นเดียวกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 5

#### 4.2 แบบจำลองกรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

ในกรณีนี้ผู้วิจัยทำการทดลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยยึดที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง คือติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับบัส 1 ขนาด 2 MVA เมื่อทำการประมวลผลเสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงเปลี่ยนขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 1 เป็น 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ จากนั้นเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ติดตั้งคู่กับบัส 4 จากบัส 1 เป็นบัส 2 ทำการติดตั้งขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ จากนั้นเปลี่ยนไปติดตั้งที่บัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 โดยในแต่ละครั้งก็จะจำลองการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในลักษณะเดียวกับการติดตั้งที่บัส 4 คู่กับบัส 1 เมื่อทดลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับบัสที่เหลือจนครบแล้ว จึงเปลี่ยนขนาดของบัส 4 เป็น 4, 6 และ 8 MVA โดยในแต่ละครั้งก็จะทำการจำลองการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในลักษณะเดียวกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับบัสอื่นๆ ดังเช่นได้กล่าวมาข้างต้น จากนั้นจึงนำผลที่ได้จากการประเมินผลด้วยโปรแกรม DIGSILENT มาเปรียบเทียบกันดังตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.5 ถึง รูปที่ 4.20

ตารางที่ 4.2 ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

| กรณี          | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|---------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| ไม่ติดตั้ง    | 0.359     | 16.74638             | 21.064                 | 4.420553                     | 0               | 37.09           |
| บัส 4 - บัส 1 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA | 0.133     | 16.7464              | 19.643                 | 4.779493                     | 3.2             | 82.64           |
| 2 MVA - 4 MVA | 0.12      | 16.7464              | 19.605                 | 4.766764                     | 4.8             | 82.64           |
| 2 MVA - 6 MVA | 0.123     | 16.7462              | 19.604                 | 4.742167                     | 6.4             | 83.74           |
| 2 MVA - 8 MVA | 0.143     | 16.7462              | 19.604                 | 4.7721                       | 8               | 84.89           |
| บัส 4 - บัส 2 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA | 0.109     | 16.7464              | 16.828                 | 4.475055                     | 3.2             | 87.16           |
| 2 MVA - 4 MVA | 0.088     | 16.7464              | 16.833                 | 4.54909                      | 4.8             | 87.16           |
| 2 MVA - 6 MVA | 0.107     | 16.7462              | 16.798                 | 4.479244                     | 6.4             | 87.16           |
| 2 MVA - 8 MVA | 0.163     | 16.7462              | 16.798                 | 4.990497                     | 8               | 87.16           |
| บัส 4 - บัส 3 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA | 0.137     | 16.7464              | 19.616                 | 4.74932                      | 3.2             | 82.18           |
| 2 MVA - 4 MVA | 0.209     | 16.4348              | 19.334                 | 4.642803                     | 4.8             | 88.62           |
| 2 MVA - 6 MVA | 0.334     | 16.4347              | 19.334                 | 4.65519                      | 6.4             | 90.37           |
| 2 MVA - 8 MVA | 0.235     | 16.7462              | 19.604                 | 4.758422                     | 8               | 84.51           |
| บัส 4 - บัส 5 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA | 0.112     | 10.5417              | 11.185                 | 2.875647                     | 3.2             | 92.02           |
| 2 MVA - 4 MVA | 0.32      | 10.5418              | 10.319                 | 2.523498                     | 4.8             | 106.92          |
| 2 MVA - 6 MVA | 0.751     | 10.5416              | 10.319                 | 2.523296                     | 6.401           | 136.08          |
| 2 MVA - 8 MVA | 1.361     | 10.5418              | 10.319                 | 2.52348                      | 8               | 175.85          |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

| กรณี                 | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|----------------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>บัส 4 - บัส 6</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA        | 0.118     | 10.9506              | 11.528                 | 3.226879                     | 3.2             | 96.15           |
| 2 MVA - 4 MVA        | 0.251     | 10.9506              | 10.729                 | 2.729935                     | 4.8             | 90.96           |
| 2 MVA - 6 MVA        | 0.567     | 10.9504              | 10.729                 | 2.729821                     | 6.4             | 98.65           |
| 2 MVA - 8 MVA        | 1.036     | 10.9504              | 10.729                 | 2.945975                     | 8               | 113.67          |
| <b>บัส 4 - บัส 7</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA        | 0.166     | 10.5418              | 11.229                 | 2.892242                     | 3.2             | 92.76           |
| 2 MVA - 4 MVA        | 0.51      | 10.5418              | 10.332                 | 2.536058                     | 4.8             | 137.21          |
| 2 MVA - 6 MVA        | 1.14      | 10.5416              | 10.319                 | 2.72948                      | 6.401           | 182.05          |
| 2 MVA - 8 MVA        | 1.978     | 12.3952              | 12.779                 | 3.151315                     | 8               | 235.27          |
| <b>บัส 4 - บัส 8</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 2 MVA - 2 MVA        | 0.133     | 10.9506              | 11.565                 | 3.234932                     | 3.2             | 92.72           |
| 2 MVA - 4 MVA        | 0.329     | 10.9503              | 10.729                 | 2.628973                     | 4.8             | 95.76           |
| 2 MVA - 6 MVA        | 0.741     | 10.9504              | 10.729                 | 2.72948                      | 6.4             | 107.17          |
| 2 MVA - 8 MVA        | 1.325     | 10.9504              | 10.729                 | 2.946                        | 8               | 127.42          |
| <b>บัส 4 - บัส 1</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.09      | 12.1511              | 12.412                 | 3.250112                     | 4.8             | 85.95           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.094     | 12.1509              | 12.411                 | 3.207779                     | 6.4             | 85.95           |
| 4 MVA - 6 MVA        | 0.113     | 12.1509              | 12.411                 | 3.558254                     | 8               | 85.95           |
| 4 MVA - 8 MVA        | 0.149     | 12.1509              | 12.411                 | 3.249977                     | 9.6             | 85.95           |
| <b>บัส 4 - บัส 2</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.092     | 12.1511              | 12.412                 | 3.577656                     | 4.8             | 88.91           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.111     | 12.1509              | 12.411                 | 3.246793                     | 6.4             | 88.92           |
| 4 MVA - 6 MVA        | 0.168     | 12.1509              | 12.411                 | 3.594986                     | 8               | 88.92           |
| 4 MVA - 8 MVA        | 0.261     | 12.1509              | 12.411                 | 3.62062                      | 9.6             | 88.92           |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

| กรณี                 | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|----------------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>บัส 4 – บัส 3</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.094     | 12.1511              | 12.412                 | 3.217398                     | 4.8             | 85.66           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.114     | 12.1509              | 12.412                 | 3.181277                     | 6.4             | 85.72           |
| 4 MVA - 6 MVA        | 0.163     | 12.1509              | 12.412                 | 3.548648                     | 8               | 85.75           |
| 4 MVA - 8 MVA        | 0.24      | 12.1509              | 12.412                 | 3.194326                     | 9.6             | 85.76           |
| <b>บัส 4 – บัส 5</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.203     | 10.5418              | 11.272                 | 3.092666                     | 4.8             | 82.49           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.546     | 10.5418              | 10.319                 | 2.523409                     | 6.4             | 91.5            |
| 4 MVA - 6 MVA        | 1.09      | 10.5418              | 10.319                 | 2.52345                      | 8               | 94.66           |
| 4 MVA - 8 MVA        | 1.801     | 10.5418              | 10.319                 | 2.523333                     | 9.6             | 112.52          |
| <b>บัส 4 – บัส 6</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.201     | 10.9506              | 11.472                 | 3.103361                     | 4.8             | 81.84           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.483     | 10.9504              | 10.729                 | 2.622905                     | 6.4             | 86.28           |
| 4 MVA - 6 MVA        | 0.923     | 10.9504              | 10.729                 | 2.729868                     | 8               | 87.92           |
| 4 MVA - 8 MVA        | 1.512     | 10.9206              | 10.696                 | 2.952471                     | 9.6             | 88.53           |
| <b>บัส 4 – บัส 7</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.244     | 12.5588              | 13.089                 | 3.974554                     | 4.8             | 91.14           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.72      | 12.5488              | 11.323                 | 2.906591                     | 6.4             | 99.17           |
| 4 MVA - 6 MVA        | 1.446     | 12.5488              | 11.323                 | 2.906761                     | 8               | 102.49          |
| 4 MVA - 8 MVA        | 2.321     | 12.5488              | 11.323                 | 2.906616                     | 9.6             | 120.61          |
| <b>บัส 4 – บัส 8</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 4 MVA - 2 MVA        | 0.215     | 10.9506              | 11.48                  | 3.106435                     | 4.8             | 83.08           |
| 4 MVA - 4 MVA        | 0.554     | 10.9506              | 10.729                 | 2.729803                     | 6.4             | 86.46           |
| 4 MVA - 6 MVA        | 1.081     | 10.9504              | 10.729                 | 2.729902                     | 8               | 87.13           |
| 4 MVA - 8 MVA        | 1.768     | 10.9504              | 10.729                 | 2.953685                     | 9.6             | 87.74           |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปเผยแพร่บนสื่อออนไลน์  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

| กรณี                 | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|----------------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>บัส 4 – บัส 1</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA        | 0.133     | 13.5819              | 14.955                 | 4.114619                     | 6.4             | 80.35           |
| 6 MVA - 4 MVA        | 0.22      | 12.1509              | 11.775                 | 3.13266                      | 8               | 88.5            |
| 6 MVA - 6 MVA        | 0.254     | 12.1509              | 11.775                 | 3.479039                     | 9.6             | 88.5            |
| 6 MVA - 8 MVA        | 0.304     | 12.1509              | 11.775                 | 3.166133                     | 11.3            | 88.5            |
| <b>บัส 4 – บัส 2</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA        | 0.207     | 12.1509              | 11.775                 | 3.134551                     | 6.4             | 88.73           |
| 6 MVA - 4 MVA        | 0.261     | 12.1509              | 11.775                 | 3.167402                     | 8.01            | 88.73           |
| 6 MVA - 6 MVA        | 0.353     | 12.1509              | 11.775                 | 3.515488                     | 9.601           | 88.73           |
| 6 MVA - 8 MVA        | 0.48      | 12.1509              | 11.775                 | 3.100978                     | 11.2            | 88.73           |
| <b>บัส 4 – บัส 3</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA        | 0.204     | 12.1509              | 11.775                 | 3.134551                     | 6.4             | 88.07           |
| 6 MVA - 4 MVA        | 0.24      | 12.1509              | 11.775                 | 3.09845                      | 8               | 88.1            |
| 6 MVA - 6 MVA        | 0.304     | 12.1509              | 11.775                 | 3.468502                     | 9.6             | 88.12           |
| 6 MVA - 8 MVA        | 0.396     | 12.1509              | 11.775                 | 3.100978                     | 11.2            | 88.12           |
| <b>บัส 4 – บัส 5</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA        | 0.439     | 10.5416              | 11.071                 | 2.947485                     | 6.4             | 82.49           |
| 6 MVA - 4 MVA        | 0.903     | 10.5416              | 10.319                 | 2.630348                     | 8               | 91.5            |
| 6 MVA - 6 MVA        | 1.554     | 10.5416              | 10.319                 | 2.630262                     | 9.6             | 94.66           |
| 6 MVA - 8 MVA        | 2.497     | 10.5416              | 10.319                 | 2.630239                     | 11.2            | 112.52          |
| <b>บัส 4 – บัส 6</b> |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA        | 0.438     | 10.9504              | 11.472                 | 3.130247                     | 6.4             | 81.84           |
| 6 MVA - 4 MVA        | 0.846     | 10.9504              | 10.729                 | 2.729725                     | 7.99            | 86.28           |
| 6 MVA - 6 MVA        | 1.521     | 10.9504              | 10.729                 | 2.729762                     | 9.6             | 87.92           |
| 6 MVA - 8 MVA        | 2.232     | 10.9504              | 10.729                 | 2.72974                      | 11.2            | 89.49           |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

| กรณี          | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/ราย/ปี) | SAIDI (ชั่วโมง/ราย/ปี) | Interruption Cost (M.Baht/a) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|---------------|-----------|----------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|
| บัส 4 - บัส 7 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA | 0.476     | 10.5416              | 11.097                 | 2.843468                     | 6.4             | 91.14           |
| 6 MVA - 4 MVA | 1.062     | 10.5416              | 10.319                 | 2.52345                      | 8               | 99.17           |
| 6 MVA - 6 MVA | 1.879     | 10.5416              | 10.319                 | 2.630249                     | 9.6             | 100.14          |
| 6 MVA - 8 MVA | 2.936     | 10.5416              | 10.319                 | 2.630254                     | 11.2            | 120.1           |
| บัส 4 - บัส 8 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 6 MVA - 2 MVA | 0.45      | 10.9504              | 11.48                  | 3.106321                     | 6.4             | 83.03           |
| 6 MVA - 4 MVA | 1.234     | 10.9504              | 10.729                 | 2.956428                     | 8.8             | 108.7           |
| 6 MVA - 6 MVA | 2.272     | 10.9504              | 10.729                 | 2.956413                     | 10.8            | 108.83          |
| 6 MVA - 8 MVA | 2.468     | 10.9504              | 10.729                 | 2.953663                     | 11.2            | 128.8           |
| บัส 4 - บัส 1 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.451     | 12.1509              | 11.582                 | 2.940143                     | 8               | 100.4           |
| 8 MVA - 4 MVA | 0.483     | 12.1509              | 11.582                 | 2.86849                      | 9.6             | 82.38           |
| 8 MVA - 6 MVA | 0.531     | 12.1509              | 11.582                 | 3.239016                     | 11.2            | 82.38           |
| 8 MVA - 8 MVA | 0.594     | 12.1509              | 11.582                 | 2.944058                     | 12.8            | 82.38           |
| บัส 4 - บัส 2 |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.437     | 12.1509              | 11.582                 | 3.250651                     | 8               | 96.91           |
| 8 MVA - 4 MVA | 0.525     | 12.1509              | 11.582                 | 2.919852                     | 9.6             | 88.08           |
| 8 MVA - 6 MVA | 0.648     | 12.1509              | 11.582                 | 3.264474                     | 11.2            | 88.08           |
| 8 MVA - 8 MVA | 0.807     | 12.1509              | 11.582                 | 3.293312                     | 12.8            | 88.08           |
| บัส 4-3       |           |                      |                        |                              |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.454     | 12.1509              | 11.582                 | 2.88368                      | 8               | 82.09           |
| 8 MVA - 4 MVA | 0.504     | 12.1509              | 11.582                 | 2.847489                     | 9.6             | 82.1            |
| 8 MVA - 6 MVA | 0.581     | 12.1509              | 11.582                 | 3231.864                     | 11.2            | 82.1            |
| 8 MVA - 8 MVA | 0.687     | 12.1509              | 11.582                 | 2.850014                     | 12.8            | 82.5            |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

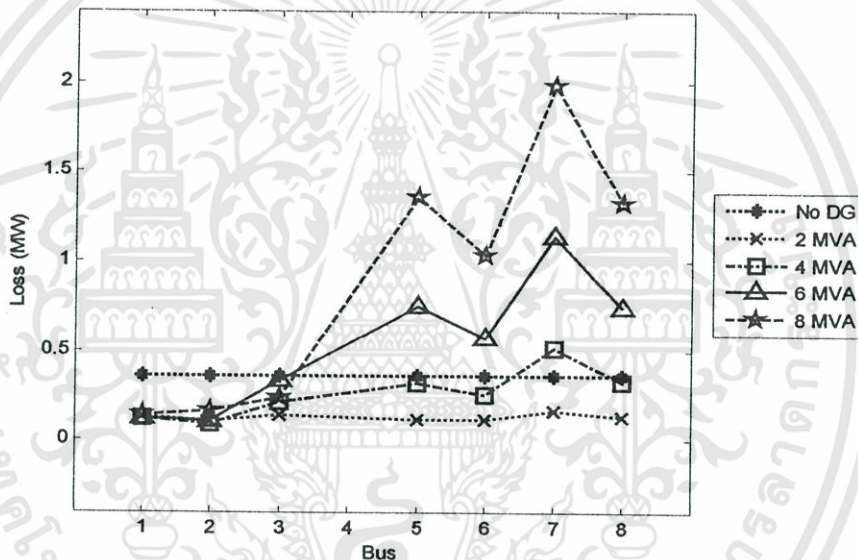
ตารางที่ 4.2 (ต่อ) ผลการทดลองจากการใช้โปรแกรม DigSILENT กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ กระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

| กรณี          | Loss (MW) | SAIFI (ครั้ง/รายปี) | SAIDI (ชั่วโมง/รายปี) | Interruption Cost (M.Baht/) | Generation (MW) | Max.Loading (%) |
|---------------|-----------|---------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|
| บัส 4 - บัส 5 |           |                     |                       |                             |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.806     | 10.5416             | 11.071                | 3.173998                    | 7.999           | 82.49           |
| 8 MVA - 4 MVA | 1.503     | 10.5416             | 10.319                | 2.850894                    | 9.6             | 91.5            |
| 8 MVA - 6 MVA | 2.277     | 10.5416             | 10.319                | 2.856907                    | 11.2            | 94.66           |
| 8 MVA - 8 MVA | 3.283     | 10.5416             | 10.319                | 2.630261                    | 12.8            | 112.52          |
| บัส 4 - บัส 6 |           |                     |                       |                             |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.804     | 10.9504             | 11.472                | 3.329789                    | 7.999           | 82.5            |
| 8 MVA - 4 MVA | 1.451     | 10.9504             | 10.729                | 2.953654                    | 9.6             | 86.28           |
| 8 MVA - 6 MVA | 2.218     | 10.9504             | 10.729                | 2.95369                     | 11.2            | 93.07           |
| 8 MVA - 8 MVA | 3.141     | 10.9504             | 10.729                | 2.953708                    | 12.8            | 110.37          |
| บัส 4 - บัส 7 |           |                     |                       |                             |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.84      | 10.5416             | 11.097                | 2.843309                    | 7.999           | 91.13           |
| 8 MVA - 4 MVA | 1.528     | 10.5416             | 10.319                | 2.533176                    | 9.6             | 99.17           |
| 8 MVA - 6 MVA | 2.567     | 10.5416             | 10.319                | 2.856903                    | 11.2            | 100.14          |
| 8 MVA - 8 MVA | 3.652     | 10.5416             | 10.319                | 2.532152                    | 12.8            | 120.1           |
| บัส 4 - บัส 8 |           |                     |                       |                             |                 |                 |
| 8 MVA - 2 MVA | 0.815     | 10.9504             | 11.48                 | 3.332487                    | 7.999           | 83.03           |
| 8 MVA - 4 MVA | 1.51      | 10.9504             | 10.729                | 2.956388                    | 9.6             | 86.46           |
| 8 MVA - 6 MVA | 2.269     | 10.9504             | 10.729                | 2.956399                    | 11.2            | 88.98           |
| 8 MVA - 8 MVA | 3.257     | 10.9504             | 10.729                | 2.956436                    | 12.8            | 104.71          |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.1 กราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss), ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI), ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.5

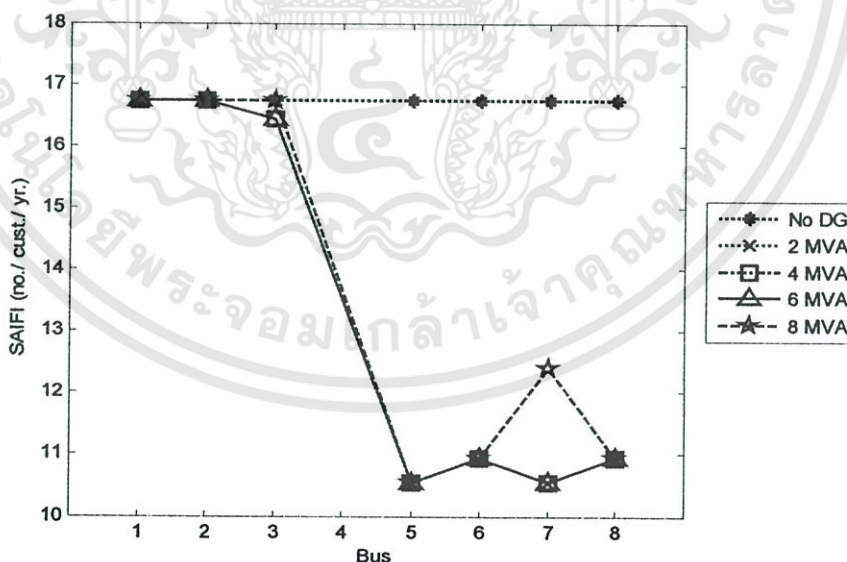


รูปที่ 4.5 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.5 ซึ่งพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับ บัส 2 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับ บัส 3 จะพบว่ามีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบได้มากกว่าบริเวณที่ติดตั้งไกลออกไป ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามาก ๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แบบกระจาย จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากตามไปด้วย เห็นได้จากสมการที่ (2-26) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ ขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับบัส 5, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับบัส 6, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับบัส 7 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับบัส 8 ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA และ 8 MVA ติดตั้งที่บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 คู่กับบัส 4 จะเห็นได้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) มีค่ามากกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้เนื่องจากผลรวมระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งทั้ง 2 จุด มีขนาดมากกว่าภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ มากจนเกินไป จึงทำให้เกิดกำลังสูญเสียสูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เช่นเดียวกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 7 เนื่องจากภาระทางไฟฟ้าที่บัส 7 มีขนาดน้อยมากจึงทำให้เกิดผลต่างระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและภาระทางไฟฟ้ามาก จึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียมากตามไปด้วย

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.6

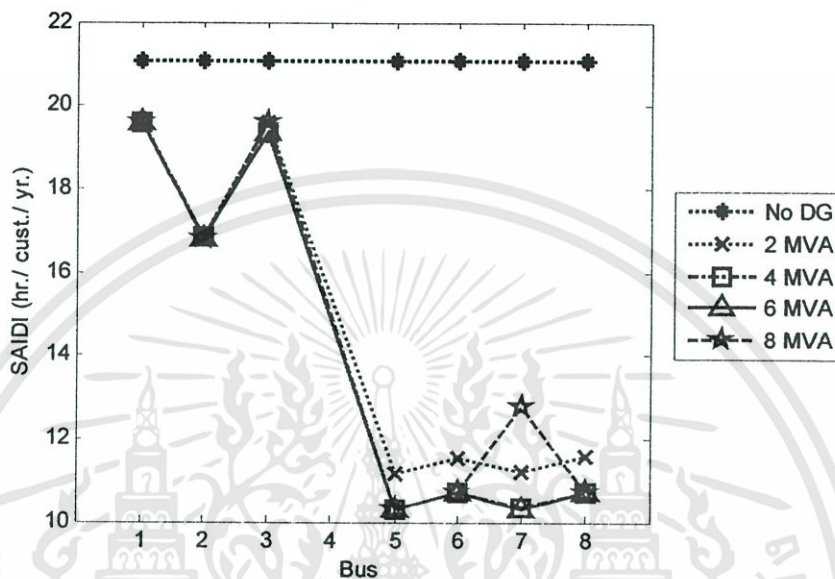


รูปที่ 4.6 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.6 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

generation) ที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2 MVA, 4 MVA, 6 MVA และ 8 MVA ที่บัส 2 จะพบว่าค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) เท่ากับกรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้เนื่องจากระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าและการติดตั้งที่บัส 1 และบัส 2 ไม่ได้ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับ เห็นได้จากสมการการที่ (2-4) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 และ 6 MVA ที่บัส 3 พบว่าค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) มีค่าต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ในทำนองเดียวกันเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ที่บัส 5 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และยังมีค่าต่ำที่สุดเพราะการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 5 สามารถช่วยให้ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับมีจำนวนน้อยกว่าบัสอื่น อาจเนื่องมาจากภาวะไฟฟ้าที่บัส 5 มีขนาดน้อยเมื่อเทียบกับบัสอื่นๆ เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปแล้วจึงทำให้เกิดค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำที่สุด ส่งผลเช่นเดียวกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA คู่กับบัส 6, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 คู่กับบัส 7 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 คู่กับบัส 8

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.7

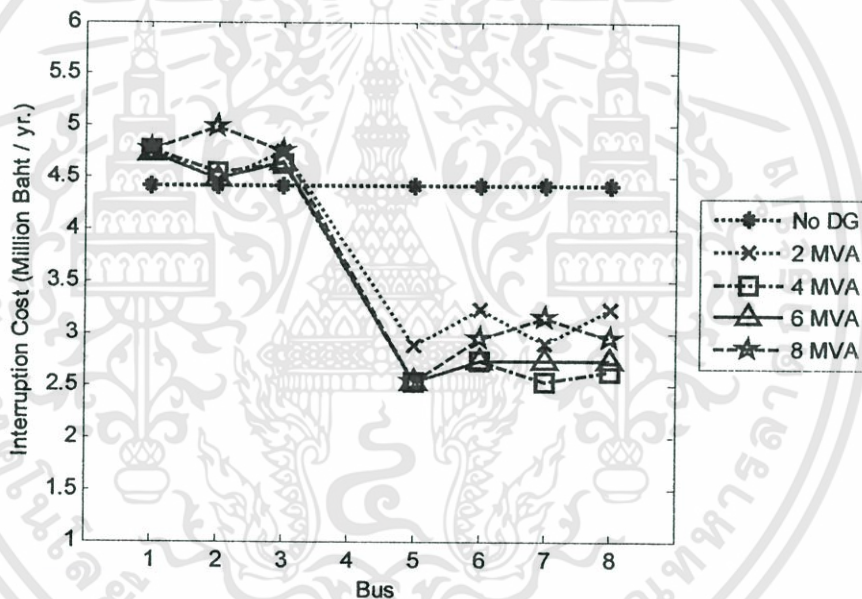


รูปที่ 4.7 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.7 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 3, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 6, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA

ตามลำดับ ที่บัส 8 จะมีค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ สามารถช่วยลดระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้ เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระหว่างการซ่อมแซมระบบจำหน่ายที่มีปัญหา ดังจะเห็นได้จากสมการที่ (2-5) ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 พบว่าค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) มีค่าต่ำที่สุด

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 และ



เปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.8

รูปที่ 4.8 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

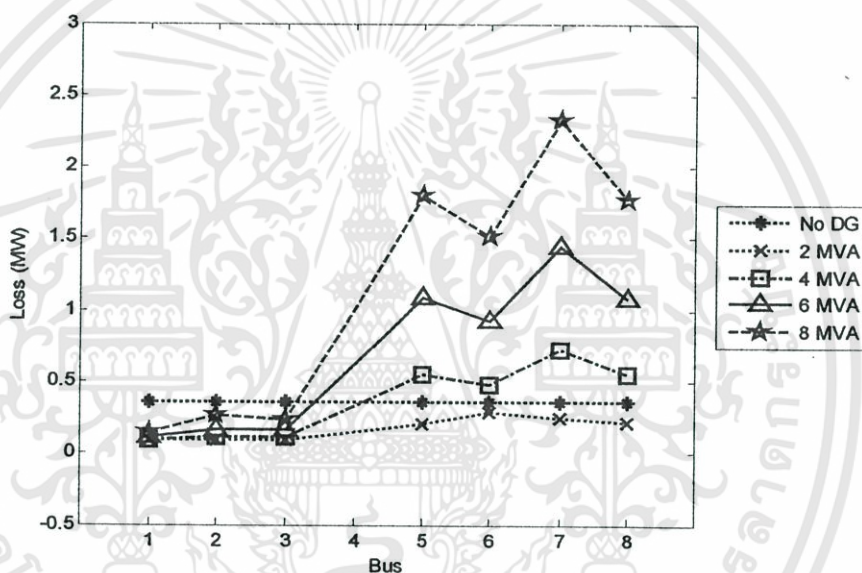
จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.8 ซึ่งพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับ บัส 2 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 2 MVA คู่กับ บัส 3 จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) สูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 6, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 8 พบว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากระยะทางระหว่างบัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 กับสถานีไฟฟ้าใกล้เคียงกันมากและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ทำให้ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายรวมทั้ง 2 บัสมีขนาดใหญ่จึงสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายได้มาก เป็นบริเวณกว้าง ส่งผลให้ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายขณะทำการซ่อมแซมเป็นเวลานาน จึงทำให้บริเวณที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องไฟฟ้าดับไม่นาน มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จึงต่ำสอดคล้องกับเวลาที่ไฟฟ้าดับ โดยสามารถพิจารณาได้จากสมการที่ (2-14) จากสมการจะเห็นว่าถ้าระบบจำหน่ายมีช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจะทำให้อัตราความเสียหาย ( $\lambda$ ) ต่ำ ส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลงตามไปด้วย ในทำนองเดียวกันขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และระยะทางการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายก็มีอิทธิพลต่อมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 พบว่ามีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำที่สุด

4.2.2 กราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss), ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI), ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.9



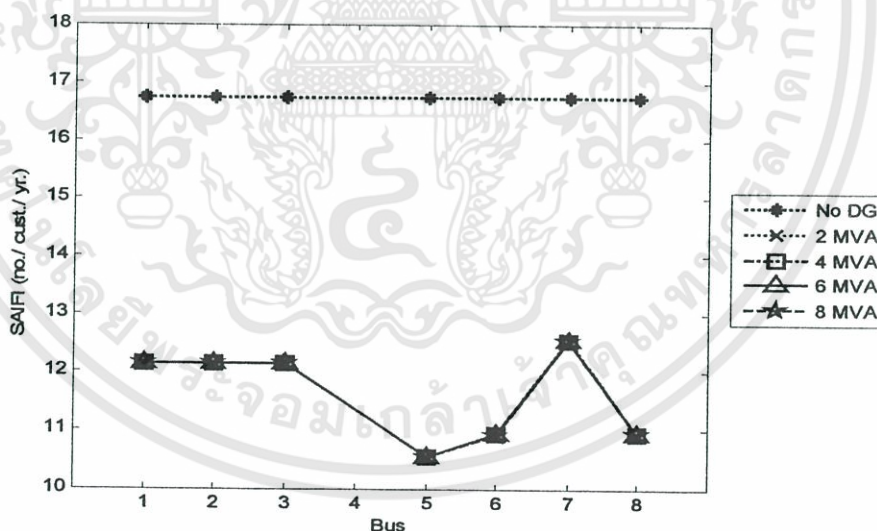
รูปที่ 4.9 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.9 ซึ่งพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 3 จะพบว่ามีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบได้มากกว่าบริเวณที่ติดตั้งไกลออกไป ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ห่างจากสถานี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้ามากๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากตามไปด้วย เห็นได้จากสมการที่ (2-26) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ ขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 6, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 8 จะเห็นได้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) มีค่ามากกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้เนื่องจากระยะทางที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามากและผลรวมระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งทั้ง 2 จุด มีขนาดมากกว่าภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ มากจนเกินไป จึงเกิดกำลังสูญเสียสูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

จากผลการทดลองตาราง 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.10

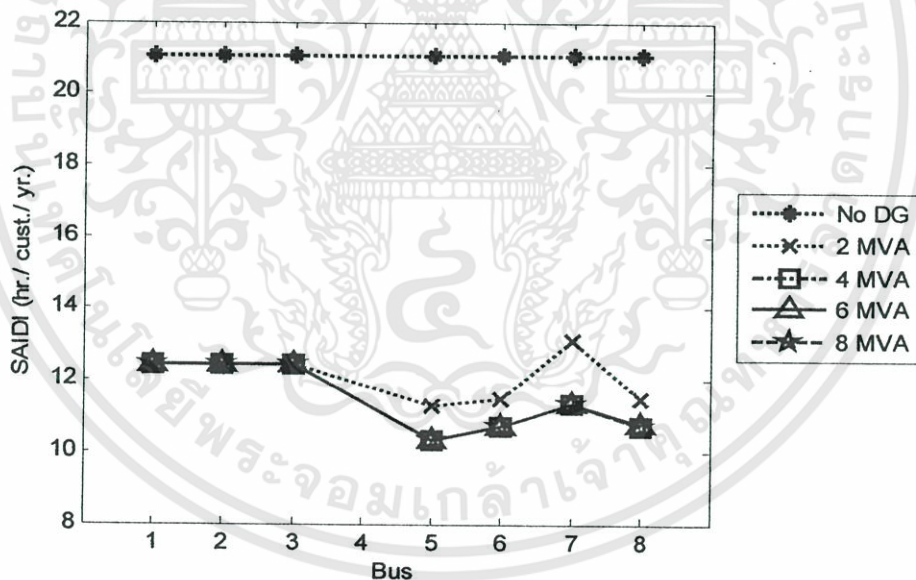


รูปที่ 4.10 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.10 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่าค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับได้เป็นอย่างดี เห็นได้จากสมการที่ (2-4) โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 5 เป็นบัสที่รับภาระทางไฟฟ้ามากกว่าบัสอื่น ๆ ที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยลดผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟที่เกิดไฟดับในแต่ละครั้ง ได้เป็นอย่างดีจึงทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำลงตามไปด้วย

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.11



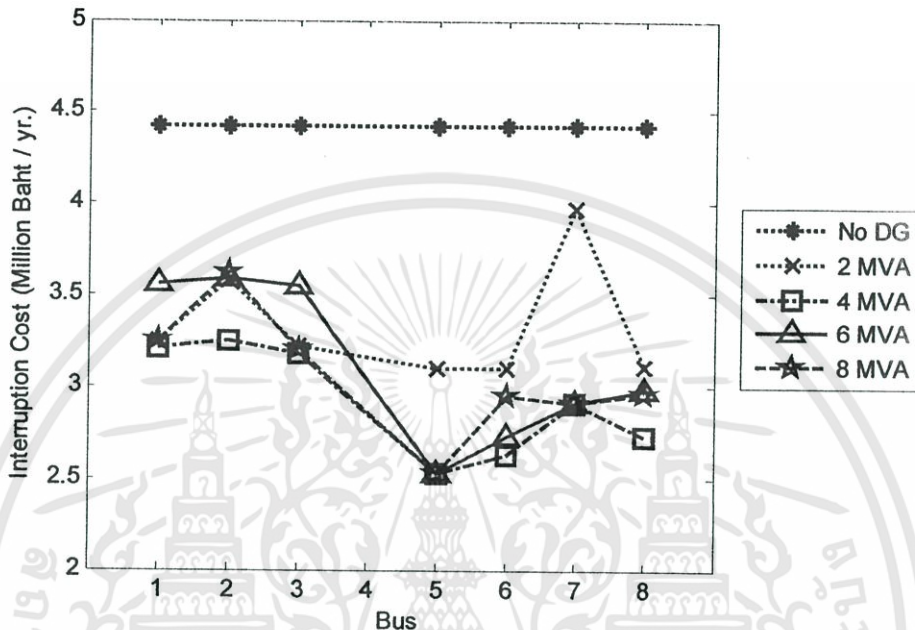
รูปที่ 4.11 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.11 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พบว่ามีความเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ช่วยลดระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้เป็นอย่างดี เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระหว่างการซ่อมแซมระบบจำหน่ายที่มีปัญหาดังจะเห็นได้จากสมการที่ (2-5) ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) มีค่าต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 5 เป็นบัสที่รับภาระทางไฟฟ้ามากกว่าบัสอื่น ๆ ที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยลดช่วงเวลาทั้งหมดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้เป็นอย่างดี ทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำลงตามไปด้วย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 7 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 7 อยู่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้ามากและรับภาระทางไฟฟ้าน้อยที่สุดคือ 0.58 MW เมื่อเทียบกับบัสอื่น ๆ ที่อยู่ปลายสายส่ง เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงไม่ช่วยลดช่วงเวลาทั้งหมดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบเท่าที่ควร ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จึงสูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ๆ

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.12



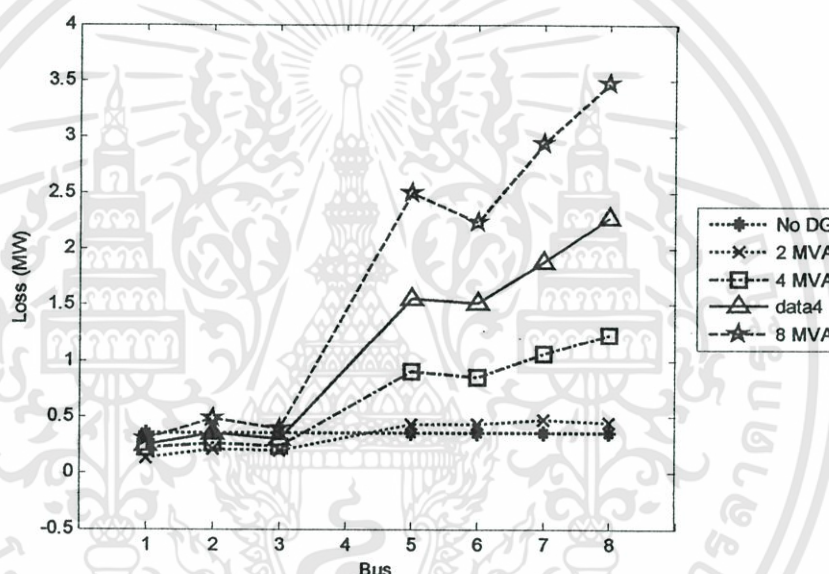
รูปที่ 4.12 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.12 ซึ่งพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่าย ขณะทำการซ่อมแซมได้มากและเป็นเวลานาน จึงทำให้บริเวณที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง ไฟฟ้าดับไม่นาน ส่งผลให้ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจึงทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำ โดยสามารถพิจารณาได้จาก สมการที่ (2-14) จากสมการจะเห็นว่าถ้าระบบจำหน่ายมีช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจะทำให้อัตราความเสียหาย ( $\lambda$ ) ต่ำ ส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลงตามไปด้วย เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 4 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 จะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost)



4.2.3 กราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss), ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI), ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.13

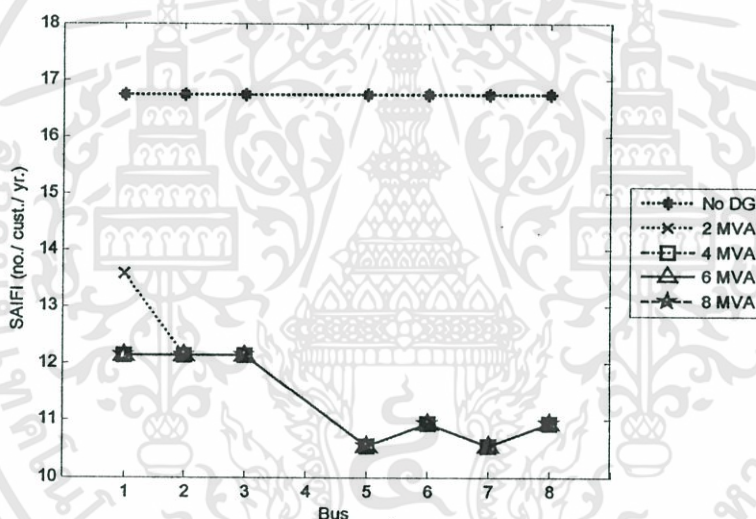


รูปที่ 4.13 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.13 ซึ่งพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (distributed generation) ขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4 และ 6 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4 และ 6 MVA ตามลำดับ ที่บัส 3 จะพบว่ามีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แบบกระจายเข้ากับระบบได้มากกว่าบริเวณที่ติดตั้งไกลออกไป ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามากๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากตามไปด้วย เห็นได้จากสมการที่ (2-26) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 8 MVA ที่บัส 8 จะเห็นว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) มีค่าสูงที่สุด ทั้งนี้เนื่องจากระยะทางที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามากและผลรวมระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งทั้ง 2 จุด มีขนาดมากกว่าภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ มากจนเกินไป

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.14

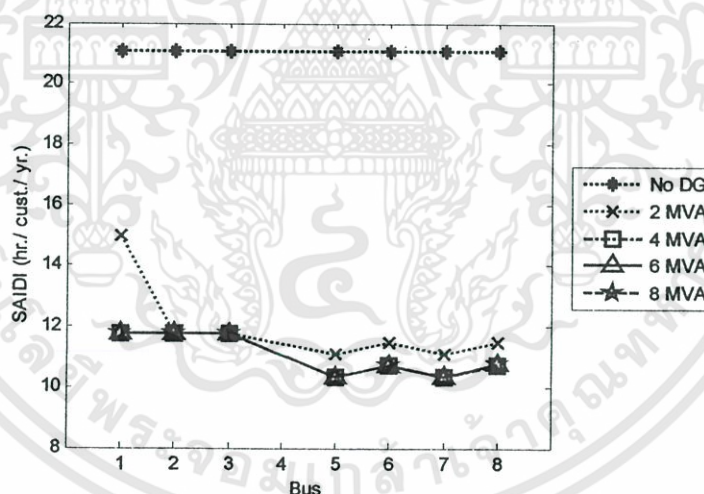


รูปที่ 4.14 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.14 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามีค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับได้เป็นอย่างดี เห็นได้จากสมการที่ (2-4) โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 5 และบัส 7 เป็นบัสที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้ามาก เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยลดผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับในแต่ละครั้ง ได้เป็นอย่างดี จึงทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำลงตามไปด้วย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 1 จะส่งผลให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 1 อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าและมีภาระทางไฟฟ้าต่ำเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงไม่ได้ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟดับในแต่ละครั้งมากเท่าที่ควรจึงทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ยังคงมีค่าสูง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.15

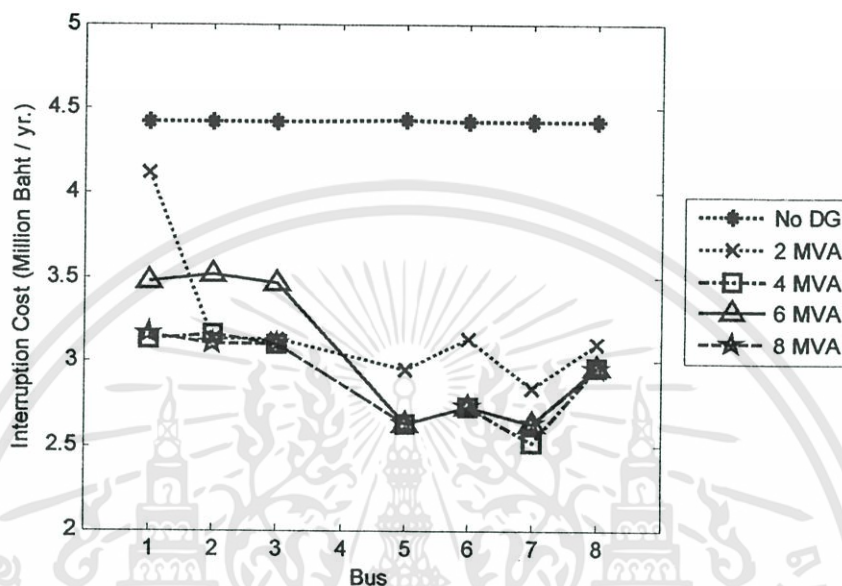


รูปที่ 4.15 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.15 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามีค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการเอกสารนี้เป็นเอกสารที่ส่งมอบไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ช่วยลดระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้เป็นอย่างดี เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระหว่างการซ่อมแซมระบบจำหน่ายที่มีปัญหาดังจะเห็นได้จากสมการที่ (2-5) ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) มีค่าต่ำที่สุดเนื่องจากบัส 5 และบัส 7 เป็นบัสที่รับภาระทางไฟฟ้ามากกว่าบัสอื่น ๆ ที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยลดช่วงเวลาทั้งหมดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้เป็นอย่างดี ทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำลงตามไปด้วย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 1 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 1 อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้ามากและรับภาระทางไฟฟ้าน้อยที่สุดคือ 0.14 MW เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงไม่ช่วยลดช่วงเวลาทั้งหมดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบเท่าที่ควรค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จึงสูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่นๆ

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.16



รูปที่ 4.16 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง

(Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

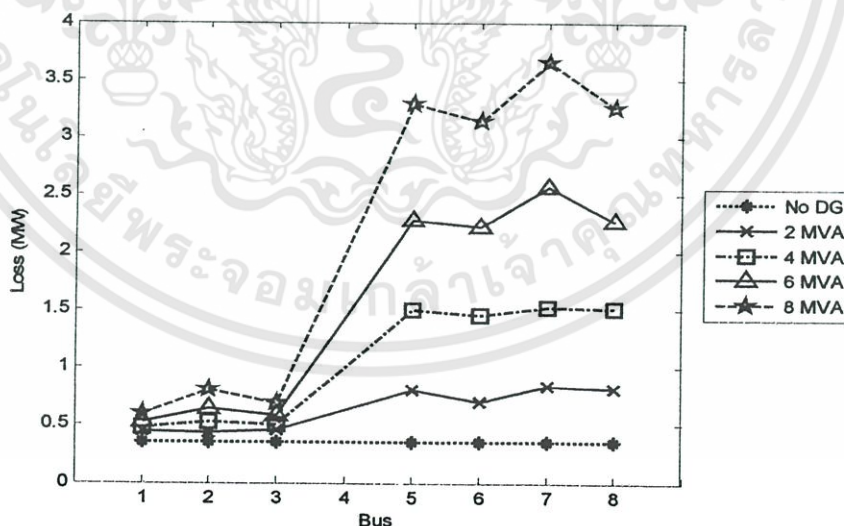
จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.16 ซึ่งพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่าย ขณะทำการซ่อมแซมได้มากและเป็นเวลานาน จึงทำให้บริเวณที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง ไฟฟ้าดับไม่นาน ส่งผลให้ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจึงทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำ โดยสามารถพิจารณาได้จาก สมการที่ (2-14) จากสมการจะเห็นว่าถ้าระบบจำหน่ายมีช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจะทำให้อัตราความเสียหาย ( $\lambda$ ) ต่ำ ส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลงตามไปด้วย เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4 MVA ที่บัส 7 จะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) มีค่าต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 7 เป็นบัสที่รับภาระทางไฟฟ้ามากกว่าบัสอื่น ๆ ที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ทำให้ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยสูง ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลง แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 6 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2 MVA ที่บัส 1 จะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 1 อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้ามากและรับภาระทางไฟฟ้าน้อยที่สุดคือ 0.14 MW เมื่อเทียบกับบัสอื่นๆ ที่ใกล้กับสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าระบบจำหน่ายจึงไม่ช่วยเพิ่มช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยเท่าที่ควร มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จึงสูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่นๆ

4.2.4 กราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss), ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI), ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) กรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น

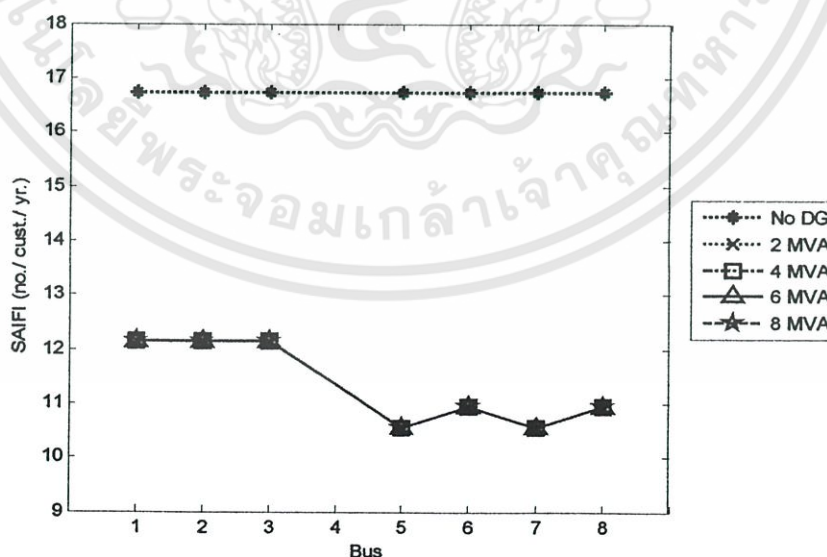
จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.17



รูปที่ 4.17 กราฟเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.17 ซึ่งพิจารณากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 8 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 8 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) สูงกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากผลรวมระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งทั้ง 2 จุด มีขนาดมากกว่าภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ มากจนเกินไป เห็นได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 8 MVA ที่บัส 7 จะเห็นว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) มีค่าสูงที่สุด โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีระยะทางที่ติดตั้งใกล้กับสถานีไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ต่ำกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามากๆ ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบได้มากกว่าบริเวณที่ติดตั้งไกลออกไป ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายห่างจากสถานีไฟฟ้ามากๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมากจึงทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมากตามไปด้วย เห็นได้จากสมการที่ (2-26)

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.18

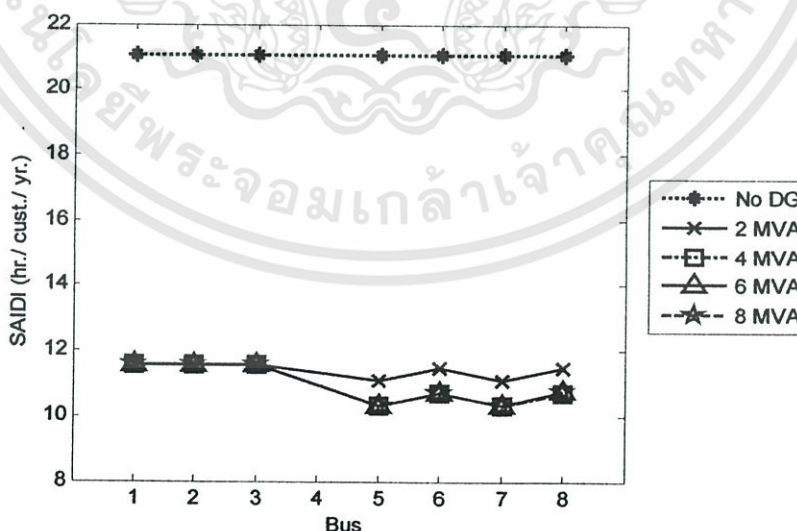


รูปที่ 4.18 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.18 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 8 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 8 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามีค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ช่วยลดจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับได้เป็นอย่างดี เห็นได้จากสมการที่ (2-4) โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 5 และบัส 7 เป็นบัสที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้ามาก เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยลดผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับในแต่ละครั้ง ได้เป็นอย่างดีจึงทำให้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ต่ำลงตามไปด้วย

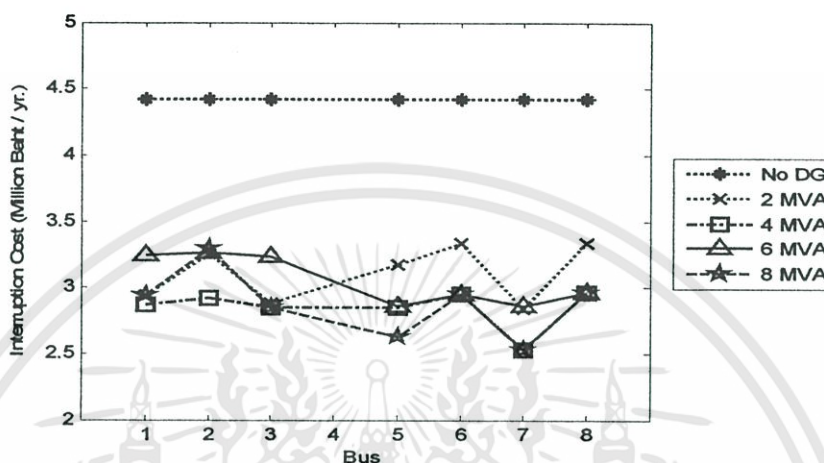
จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.19



รูปที่ 4.19 กราฟเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.15 ซึ่งพิจารณาค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 6 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามีค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำกว่ากรณีไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส ช่วยลดระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้เป็นอย่างดี เพราะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระหว่างการซ่อมแซมระบบจำหน่ายที่มีปัญหา ดังจะเห็นได้จากสมการที่ (2-5) ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 5 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) มีค่าต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 5 และบัส 7 เป็นบัสที่รับภาระทางไฟฟ้ามากกว่าบัสอื่น ๆ ที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยลดช่วงเวลาทั้งหมดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบได้เป็นอย่างดี ทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำลงตามไปด้วย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 และติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 3 จะทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) สูงที่สุด เนื่องจากบัส 1, บัส 2 และบัส 3 อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้ามาก เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงไม่ช่วยลดช่วงเวลาทั้งหมดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบเท่าที่ควร ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จึงสูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่นๆ

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 ผู้วิจัยนำมาเขียนกราฟพิจารณาเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น ดังรูปที่ 4.20



รูปที่ 4.20 กราฟเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง

(Interruption Cost) กรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 เป็นบัสอ้างอิง

จากผลการทดลองตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.20 ซึ่งพิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) พบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่บัส 4 ขนาด 8 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 1, ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 8 MVA คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2, 4, 6 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 2 ติดตั้งเช่นเดียวกันนี้กับบัส 3, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 จะพบว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 บัส จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่าย ขณะทำการซ่อมแซมได้มากและเป็นเวลานาน จึงทำให้บริเวณที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง ไฟฟ้าดับไม่นาน ส่งผลให้ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจึงทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำ โดยสามารถพิจารณาได้จากสมการที่ (2-14) จากสมการจะเห็นว่าถ้าระบบจำหน่ายมีช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยมากจะทำให้อัตราความเสียหาย ( $\lambda$ ) ต่ำ ส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลงตามไปด้วย เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 4 คู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 4 และ 8 MVA ตามลำดับ ที่บัส 7 จะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) มีค่าต่ำที่สุด เนื่องจากบัส 7 เป็นบัสที่รับภาระทางไฟฟ้าน้อยกว่าบัสอื่น ๆ ที่อยู่ช่วงปลายสายส่ง ซึ่งมีระยะทางการติดตั้งห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่ายจึงช่วยทำให้ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ยสูง ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลง

จากการทดลองทั้งหมดในแต่ละกรณีศึกษา จะพบว่าตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และระยะทางในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจากสถานีจ่ายไฟฟ้าจนถึงตำแหน่งติดตั้ง จะส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss), ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI), ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) มีค่าแตกต่างไปจากเดิม ซึ่งจะมากหรือน้อยย่อมขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของปัจจัยดังกล่าวทั้งหมด อีกทั้งยังรวมไปถึงขนาดของภาระไฟฟ้า ณ จุดโหลดนั้นๆด้วยเช่นกัน



## บทที่ 5 สรุปผลการทดลอง

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

จากการประมวลผลกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) โดยโปรแกรม DigSILENT ตามกรณีศึกษาที่ได้กำหนดไว้ เปรียบเทียบกับกรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) เข้าระบบจำหน่าย พบว่าการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ติดตั้งอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าบริเวณบัส 1, บัส 2 และบัส 3 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้นกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 2 บัส โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 และเปลี่ยนแปลงหาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัสอื่น พิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4 MVA และ 8 MVA หากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4, บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) มีค่าสูงขึ้นตามระยะทางการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและขนาดภาระไฟฟ้า และยังพบว่าหากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) มีขนาดเล็กถึงปานกลาง (ไม่เกิน 5 MW) และระยะทางจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ถึงกลุ่มโหลดไม่มากนัก (ไม่เกิน 15 km) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ส่วนใหญ่จะลดลง ยกเว้น ระบบจำหน่ายที่มีปริมาณโหลดน้อย จะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) เพิ่มขึ้น และหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) มีขนาดใหญ่ขึ้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) จะยิ่งเพิ่มขึ้น ยกเว้น กรณีที่มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงกลุ่มโหลดมากและมีปริมาณโหลดมาก ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) จะลดลง

จากการประมวลผลค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ทางด้านเทคนิคโดยโปรแกรม DigSILENT ตามกรณีศึกษาที่ได้กำหนดไว้ เปรียบเทียบกับกรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) เข้าระบบจำหน่าย พบว่าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 1 บัส ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) เท่ากับกรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายใกล้กับสถานีไฟฟ้าไม่ช่วยลดจำนวนครั้งของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง พิจารณาได้จากสมการที่ 2-4 แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4, บัส 5, บัส 6 และบัส 7 ในทุกกรณีศึกษาค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) จะมีค่าลดลง ซึ่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเพื่อปรับปรุงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ให้ดีขึ้นจะต้องพิจารณาภาระไฟฟ้า และขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย การลดลงของค่าเฉลี่ยของ

จำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) แปรผันตามระยะทางและขนาดภาระไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ ด้วยเหตุที่กล่าวมาข้างต้นพบว่า ระยะทางการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย, ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย, ภาระทางไฟฟ้า และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ติดตั้งเข้ากับระบบจำหน่าย มีส่วนช่วยปรับปรุงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ให้ดีขึ้นได้หากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้า มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมกับภาระไฟฟ้าที่จุดติดตั้ง

จากการทดลองพบว่าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 2, 4 และ 6 MVA เข้ากับระบบจำหน่ายในทุกกรณีที่กำหนดไว้ทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ลดลงต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายช่วยทำให้ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับลดลงจึงทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ลดลงดังสมการที่ 2-5 โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจะเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระหว่างการซ่อมแซมระบบจำหน่าย โดยระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับจะลดลงตามขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ติดตั้งเข้ากับระบบ ยกเว้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่ติดตั้งในจุดที่มีภาระทางไฟฟ้าต่ำจึงทำให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) สูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ จากการทดลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งละ 2 บัส จะส่งผลให้ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) ต่ำกว่ากรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ละบัส ในทุกๆ ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและบริเวณที่ติดตั้ง ด้วยเหตุนี้เองจึงสรุปได้ว่า การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเพื่อปรับปรุงค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) จะต้องพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ติดตั้ง ภาระทางไฟฟ้าที่จุดติดตั้ง ระยะทางระหว่างการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับสถานีไฟฟ้า และจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ทำการติดตั้งเข้ากับระบบจำหน่าย

จากการทดลองพบว่าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) โดยพิจารณาครั้งละ 1 บัส ในที่นี้พิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ช่วงต้นทางของสายส่ง ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เนื่องจากบัสที่อยู่ต้นทางของสายส่งมีระยะทางระหว่างบัสมาก เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาดใหญ่จึงช่วยกระจายไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบได้เป็นอย่างดีและพร้อมที่จะช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายได้เป็นปริมาณมากและเป็นบริเวณกว้าง ส่งผลให้มีระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายขณะทำการซ่อมแซมเป็นเวลานาน จึงทำให้บริเวณที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องไฟฟ้าดับไม่นาน มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) จึงต่ำสอดคล้องกับเวลาที่ไฟดับ พิจารณาได้จากสมการที่ 3 นอกจากนั้นปริมาณภาระทางไฟฟ้าก็เป็นส่วนสำคัญในการพิจารณาปรับปรุงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) เช่นกัน โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีขนาดเหมาะสมกับภาระไฟฟ้าในบริเวณที่ติดตั้ง จะส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำ หากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีขนาดใหญ่แต่ภาระไฟฟ้าที่จุด

ติดตั้งน้อยมาก ก็สามารถทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) เพิ่มขึ้น เห็นได้จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายขนาด 8 MVA ที่บัส 7 ด้วยเหตุผลทั้งหมดที่กล่าวมาข้างต้นจึงสามารถสรุปได้ว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีขนาดเหมาะสมกับปริมาณภาระไฟฟ้า เวลาที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ และอัตราความเสียหายหรืออัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ จะทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ต่ำลงได้

จากผลการทดลองทั้งหมดสามารถสรุปได้ว่า ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) แปรผันตามตำแหน่งติดตั้ง จำนวนและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ดังนั้นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายสามารถช่วยปรับปรุงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss) ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) ให้ดีขึ้นได้ โดยพิจารณาเลือกตำแหน่งติดตั้ง จำนวนและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) ที่มีค่าเหมาะสมรวมทั้งพิจารณาภาระไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลดให้เหมาะสมอีกด้วย

### ข้อเสนอแนะ

จากการที่มีการสนับสนุนให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เพิ่มขึ้นส่งผลดีในหลายด้าน อาทิ การใช้พลังงานจากสิ่งเหลือใช้ หรือพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ ของประเทศให้มากขึ้น ลดการพึ่งพาพลังงานอย่างใดอย่างหนึ่งมากเกินไป เพิ่มความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า ลดภาวะโลกร้อน ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ควรมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง อยู่ได้อย่างมั่นคงยั่งยืน และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่ต้องรับภาระมากนัก จึงควรมีการพิจารณาปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ในการป้องกันฟ้าผ่าขัดข้อง เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบจำหน่าย เพื่อช่วยเพิ่มความน่าเชื่อถือได้อีกทางหนึ่ง

โครงการนี้พิจารณาผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่าย 22 kV เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่ายเป็นหลัก ว่าสามารถช่วยปรับปรุงความเชื่อถือได้อย่างไร โดยให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าร่วมกับสถานีจ่ายไฟฟ้าหลัก โดยมิได้คำนึงถึงอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ เนื่องจากการที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายนั้นส่งผลให้กำลังไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า มีค่าเปลี่ยนแปลงความสามารถของอุปกรณ์ในการป้องกันย่อมลดลง ทำให้ค่าความเชื่อถือได้สูงกว่ามาตรฐานได้ โดยโครงการนี้สามารถนำไปศึกษา ปรับปรุงพัฒนา ในเรื่องของอุปกรณ์ป้องกัน เมื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับระบบจำหน่าย เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าให้ดีขึ้น หรือการศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจ่ายไฟฟ้าแบบอิสระ (Islanding) แก่ภาระไฟฟ้าต่อไปได้ เพื่อพัฒนาระบบจำหน่ายให้มีประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้าไปสู่ประชาชนอย่างยั่งยืน

## เอกสารอ้างอิง

- [1] P.P. Barker and R.W. de Mello, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems" , Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE, Volume 3, 16-20 July 2000, Page(s): 1645-1656.
- [2] Richard E. Brown and Lavelle A. Freeman, "Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation" Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE, Volume 2, 15-19 July 2001, Page: 1013-1018.
- [3] Mc Dermott, T.E.; Dugan, R.C., "Distributed generation impact on reliability and power quality indices", Rural Electric Power Conference, 2002. 2002 IEEE, 5-7 May 2002, Page: D3-D3\_7.
- [4] Dugan, R.C. "Distributed resources and reliability of distribution system", Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, 21-25 July 2002, Pages: 106-108.
- [5] Mahmud Fotuhi-Firuzabad, "An Analytical Method to Consider DG Impacts on Distribution System Reliability", Transmission, 2005 IEEE, Pages: 1-6.
- [6] ImanKhonakdar Tarsi, AbdolrezaSheikholeslami, TaghiBarforoushi, Seyed Mohammad BagherSadati, "Investigating Impacts of Distributed Generation on Distribution Networks Reliability: A Mathematical Model", 2010 IEEE.
- [7] Hamid Falaghi and Mahmood-Reza Haghifam, "Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis", Serbia & Montenegro, Belgrade, November 22-24, 2005, Pages: 1465-1468.
- [8] PedramJahangiri and Mahmud Fotuhi-Firuzabad, "Reliability Assessment of Distribution System With Distributed Generation", 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), December 1-3, 2008, Johor Baharu, Malaysia, Pages: 1551-1556.
- [9] Yue Yuan, KejunQian and Chengke Zhou, "The Effect of Distributed Generation on Distribution System Reliability", 2007, Pages: 911-916.
- [10] S. X. Wang, Wei Zhao and Y. Y. Chen, "Distribution System Reliability Evaluation Considering DG Impacts", 6-9 April 2008 Nanjing China, Pages: 2603-2607.
- [11] NuntiyaChaiyabut, "Impact of Customer Scattering on Distribution System Reliability with Distributed Generation", 2010 IEEE, Pages: 568-573.

- [12] A. C. Neto, M. G. da Silva, "Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden - June 11- 15, 2006, Pages: 1-6.
- [13] A. A. Chowdhury, "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis", IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 39, NO. 5, SEPTEMBER/OCTOBER 2003, Pages: 1493-1498.
- [14] Suchismita S. Duttagupta, "A Reliability Assessment Methodology for Distribution Systems with Distributed Generation", 2006 IEEE, Pages: 1-7.
- [15] Guoquan Wang, Zongqi Liu, Nian Liu and Jianhua Zhang, "Reliability Evaluation of Distribution System With Distributed Generation Based On Islanding Algorithm", 6-9 April 2008 Nanjing China, Pages: 2697-2701.
- [16] Lin Jikeng Wang Xudong, "Reliability Evaluation for Distribution System with Distributed Generation", 2010 IEEE.
- [17] In-Su Bae and Jin-O Kim, "Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 2, MAY 2007, Pages: 785-790.
- [18] M.Hlatshwayo, S.Chowdhury, S.P.Chowdhury and K.O.Awodele, "Reliability Enhancement of Radial Distribution Systems with DG Penetration", UPEC2010 31st Aug - 3rd Sept 2010.
- [19] A.M. Abdullah, "New Method for Assessment of Distributed Generation Impact on Distribution System Reliability: Islanded Operation", 2012 IEEE, Pages: 1-5.
- [20] Billinton R. and Wang P, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical Sequential Simulation Techniques," IEEE Transaction on Power Systems., Vol. 13 (November 1998), pp. 1245-1250.
- [21] ภรต อินทรเทศ, "ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง". วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546
- [22] พงศกร นาควิเชียร, เอกไท ประทุมพันธ์ และ จุฑามาศ พุดสีเสน "ดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI SAIDI ใน อ. วังน้ำเขียว" โครงการงานวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ 2554
- [23] ประทีป พุผล "การศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย" วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

# ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการประเมินความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย

## IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATOR ON RELIABILITY EVALUATION OF DISTRIBUTION SYSTEM

วรานนท์ ทองถาวรพงษ์ วิลาวัลย์ ไคร้กระโทก และ วิวิศน์ สหสุวรรณ  
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
1 ซอย ฉลองกรุง 1 ลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520 E-Mail: oomnking@hotmail.com

### บทคัดย่อ

โครงการนี้เป็นการศึกษาผลกระทบทางด้านความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายกับระบบจำหน่าย ความน่าเชื่อถือได้จะพิจารณาในลักษณะของดัชนีแสดงจำนวนครั้งไฟดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง (SAIFI) และค่าดัชนีแสดงระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง (SAIDI) อีกทั้งยังรวมไปถึงการพิจารณามูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้องเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ณ อำเภอวังน้ำเขียว จังหวัดนครราชสีมา โดยอาศัยข้อมูลระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ (GIS) และใช้โปรแกรม DIGSILENT ในการจำลองระบบ และคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่างที่ศึกษาในระบบไฟฟ้า และนำค่าจากการคำนวณที่ได้มาวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในลำดับต่อไป

**คำสำคัญ :** เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย, ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า, โปรแกรม DIGSILENT, มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้อง

### Abstract

This project is studied about the impact of power system reliability with connection distributed generation (DG) in power distribution system. Reliability is considered of System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), System Average Interruption Duration Index (SAIDI) and Interruption Cost while connecting distributed generation (DG) in power distribution system in Wang Nam Khiao District, Nakhon Ratchasima Province by applying data from geographic Information System (GIS) and digsilent program to analysis the power system. After that, the calculated values are used to analysis the power system reliability.

**Keyword :** DG, Reliability, DIGSILENT, Interruption Cost

### 1. บทนำ

การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเริ่มเป็นที่แพร่หลายมากขึ้นในหลายๆประเทศ รวมทั้งประเทศไทยด้วย โดยได้รับความสนใจจากผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ประกอบการมากขึ้น แต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบไฟฟ้านั้นส่งผลกระทบต่อเทคนิคต่อระบบไฟฟ้าในหลายๆด้าน ซึ่งประเด็นหนึ่งที่ได้มีการอภิปรายกันอย่างกว้างขวางคือ ประเด็นที่ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ในระบบได้หรือไม่

จากการศึกษาบทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับเรื่องนี้ ในเอกสารอ้างอิงที่ [1-2] ผู้เขียนนำเสนอถึงวิธีในการวิเคราะห์พร้อมทั้งประเมินความน่าเชื่อถือได้ของอุปกรณ์สายส่งในระบบไฟฟ้าเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ากับระบบไฟฟ้าตามแต่ละกรณีศึกษา โดยคำนวณออกมาในค่าของอัตราความเสียหาย (Failure Rates) ในเอกสารอ้างอิงที่ [3-8] ผู้เขียนใช้โปรแกรมวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อเปรียบเทียบความน่าเชื่อถือได้ของระบบจำลองจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในแต่ละตำแหน่งที่ต่างกันตามกรณีศึกษา ในเอกสารอ้างอิงที่ [9-10] ผู้เขียนใช้วิธี Monte Carlo Simulation ในการสุ่มติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบ เพื่อพิจารณาความน่าเชื่อถือได้ทางระบบไฟฟ้า

จากบทความข้างต้นทั้งหมดในการวิเคราะห์และประเมินผลความน่าเชื่อถือได้ส่วนใหญ่จะเน้นทางด้าน การปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก แต่ไม่ได้วิเคราะห์ในเรื่องของมูลค่าความเสียหายตอนเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องขณะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ซึ่งโครงการนี้ได้ใช้โปรแกรม DIGSILENT จำลองระบบจากระบบจำหน่ายจริง โดยวิเคราะห์ถึงผลกระทบทางด้านความน่าเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นในระบบเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละกรณีศึกษา อีกทั้งยังรวมไปถึงการวิเคราะห์มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องขณะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2. ทฤษฎีและหลักการ

### 2.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า

เนื่องจากความพอใจของผู้ใช้ไฟซึ่งเป็นลูกค้าของการไฟฟ้าแต่ละรายที่จะได้รับการบริการที่ดี มีจำนวนของการเกิดไฟฟ้าดับน้อยที่สุดเป็นเรื่องสำคัญ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้จึงนิยมอ้างอิงผู้ใช้ โดยการใช้ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับและจำนวนที่ไฟดับต่อปีต่อผู้ใช้นั้นราย ซึ่งทำให้สามารถเปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่าง ๆ ได้และยังสามารถตั้งเป้าหมายได้ดัชนีดังกล่าว ได้แก่

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (1)$$

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

$$SAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (2)$$

โดยที่  $N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของจุดโหลด  $i$

$\lambda_i$  คือ เหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

$U_i$  คือ ระยะเวลาไฟฟ้ดับ

### 2.2 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ

มูลค่าความเสียหายทางเศรษฐกิจจะขึ้นอยู่กับปริมาณของโหลด, เวลาที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ และอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ ตามสมการ

$$ECOST = \sum_{h=1}^{nh} \sum_{k=1}^{nk} L_k C_{hk} (r_h) \lambda_h \quad (3)$$

โดยที่

$n_k$  คือ จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดปลดจากอุปกรณ์ส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับ

$n_h$  คือ จำนวนของจุดโหลดที่ถูกแยกเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟได้

$L_k$  คือ ระดับการใช้พลังงานที่จุดโหลด  $k$  ขณะที่ระดับของกำลังไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟใช้

$r_h$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยของเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้าดับ

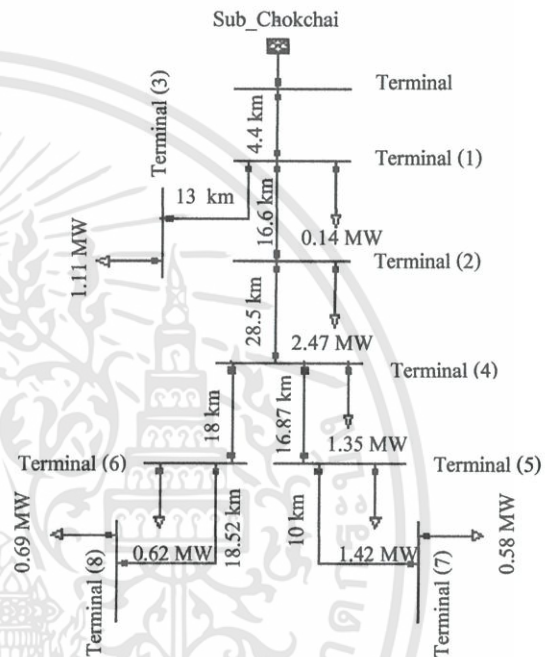
$C_{hk}$  คือ ค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลา

$\lambda_h$  คือ อัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์

## 3. การออกแบบและดำเนินการ

ในการกำหนดจุดติดตั้ง DG (Distributed Generation) เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของ อำเภอวังน้ำเขียว เพื่อนำมาใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้โดยโปรแกรมทางคอมพิวเตอร์ สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กรณีคือ

1. ไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
2. ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า



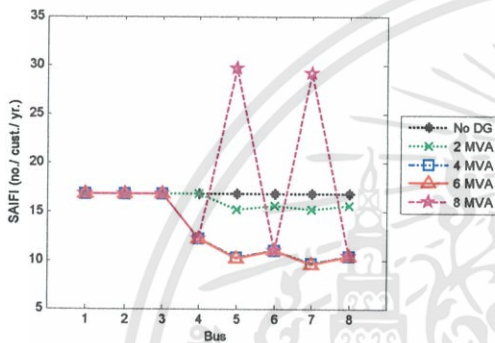
รูปที่ 1 แบบจำลองระบบจำหน่าย

ผู้วิจัยทำการทดลองติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายครั้งละ 1 บัส ขนาด 2 MVA โดยพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในแต่ละครั้งของการติดตั้งเพื่อนำมาเปรียบเทียบผลการทดลอง เมื่อทำการประมวลผลเสร็จเรียบร้อยแล้วจึงเปลี่ยนขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเป็น 4MVA, 6 MVA และ 8 MVA ตามลำดับ โดยในแต่ละบัสก็ทำการจำลองการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในลักษณะเดียวกับการติดตั้งที่บัส 1 จากนั้นจึงนำผลที่ได้จากการประเมินผลด้วยโปรแกรม DIGSILENT มาเปรียบเทียบกับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

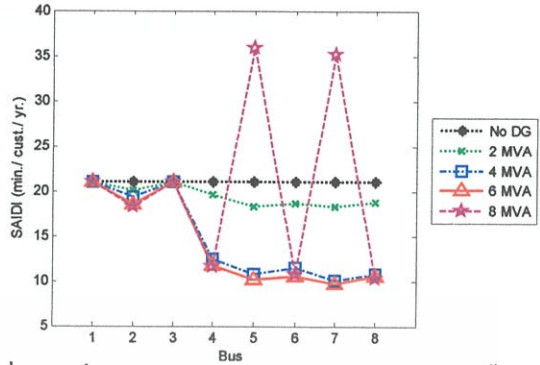
#### 4. ผลการทดลอง

หัวข้อนี้เป็นการดำเนินงานตามขั้นตอนที่ได้วางไว้ในหัวข้อที่ 3 เริ่มจากทำการประมวลผลโดยใช้โปรแกรม DigSILENT ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จะ ได้ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI), ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) แล้วทำการเปรียบเทียบกรณีศึกษาที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (distributed generation) กับกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าระบบจำหน่าย ดังกราฟแสดงผลการทดลองต่อไปนี้



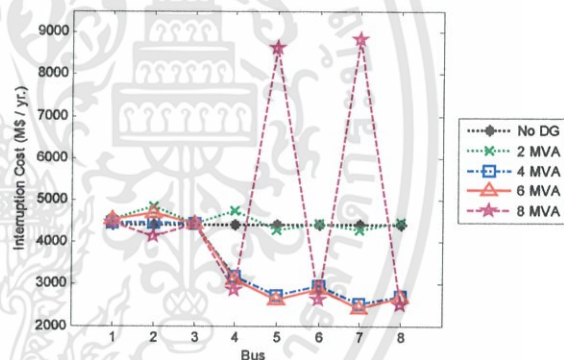
รูปที่ 2 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 2 MVA, 4 MVA, 6 MVA และ 8 MVA ที่บัส 1, บัส 2 และบัส 3 พบว่ามีค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด เท่ากับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่บัส 4 ขนาด 4, 6 และ 8 MVA พบว่าค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด มีค่าต่ำกว่ากรณีที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แต่หากติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 2 MVA ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ยังคงเท่ากับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ในทำนองเดียวกันเมื่อพิจารณาเปลี่ยนตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 2, 4 และ 6 MVA จากบัส 4 ไปที่บัส 5, บัส 6, บัส 7 และบัส 8 ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ที่เกิดขึ้นต่ำลงตามระยะทางที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และขนาดของภาระทางไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ



รูปที่ 3 ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 2, 4 และ 6 MVA ที่บัส 1 ถึงบัส 3 จะมีค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ต่ำกว่ากรณีที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 8 MVA ที่บัส 5 และบัส 7 พบว่าค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดมีค่าสูงที่สุด



รูปที่ 4 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 2, 4 และ 6 MVA ที่บัส 1, บัส 2, และบัส 3 จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องสูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 8 MVA ที่บัส 2 พบว่ามูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ต่ำกว่ากรณีไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย หากพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ขนาด 8 MVA ที่บัส 5 และบัส 7 พบว่ามีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องสูงที่สุด

## 5. สรุปผลการทดลอง

จากผลการทดลองทั้งหมดสามารถสรุปได้ว่า ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIFI) ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (SAIDI) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (Interruption Cost) แปรผันตามตำแหน่งติดตั้ง จำนวนและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ดังนั้นการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายสามารถช่วยปรับปรุง ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องให้ดีขึ้นได้ โดยพิจารณาเลือกตำแหน่งติดตั้ง จำนวนและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีค่าเหมาะสมรวมทั้งพิจารณากระแสไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลดให้เหมาะสมอีกด้วย

## 6. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ที่มอบทุนการศึกษา ให้แก่ผู้จัดทำเพื่อใช้ในการจัดซื้ออุปกรณ์ประกอบการทำโครงการงาน

## เอกสารอ้างอิง

- [1] Mahmud Fotuhi-Firuzabad, "An Analytical Method to Consider DG Impacts on Distribution System Reliability", Transmission and distribution conference, 2005 IEEE, Page : 1-6.
- [2] Iman Khonakdar Tarsi, Abdolreza Sheikholeslami, Taghi Barforoushi, Seyed Mohammad Bagher Sadati, "Investigating Impacts of Distributed Generation on Distribution Networks Reliability: A Mathematical Model", 2010 IEEE.
- [3] Hamid Falaghi and Mahmood-Reza Haghifam, "Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis", EUROCON 2005, November 22-24, Pages: 1465-1468.
- [4] Yue Yuan, Kejun Qian and Chengke Zhou, "The Effect of Distributed Generation on Distribution System Reliability", UPEC 2007, Pages: 911-916.
- [5] S. X. Wang, Wei Zhao and Y. Y. Chen, "Distribution System Reliability Evaluation Considering DG Impacts", 6-9 April 2008 Nanjing China, Pages: 2603-2607.

- [6] Iman Khonakdar Tarsi, "Impact of Customer Scattering on Distribution System Reliability with Distributed Generation", 2010 IEEE, Pages: 568-573.
- [7] A. C. Neto, M. G. da Silva, "Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden - June 11-15, 2006, Pages: 1-6.
- [8] A. A. Chowdhury, "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis", IEEE transactions on industry application ,vol. 39, no. 5, September/October 2003, Pages: 1493-1498.
- [9] In-Su Bae and Jin-O Kim, "Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode", IEEE transactions on power systems, vol. 22, no. 2, MAY 2007, Pages: 785-790.
- [10] A.M. Abdullah, "New Method for Assessment of Distributed Generation Impact on Distribution System Reliability: Islanded Operation", IEEE PES ISGT ASIA 2012 IEEE, Pages:1-5.

## ประวัติผู้เขียนบทความ



นาย วรานนท์ ทองถาวรพงษ์ เกิดวันที่ 29 มิถุนายน 2534 ที่อยู่ 31/2 หมู่ 1 ซ.พัฒนาชนบท 3 ถ.ร่มเกล้า 1 แขวงคลองสองต้นนุ่น เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ 10520 โทรศัพท์ 089-148-8944 E-mail: oomnking@hotmail.com



นางสาววิภาวัลย์ ไคร้กระโทก เกิดวันที่ 21 กรกฎาคม 2533 ที่อยู่ 29/1 หมู่ 11 ต.พลับพลา อ.โชคชัย จ.นครราชสีมา 30190 โทรศัพท์ 08-6260-0448 E-mail: kwang\_baba\_@hotmail.com



นาย วิรัตน์ สหสุวรรณ เกิดวันที่ 16 พฤศจิกายน 2533 ที่อยู่ 7 ม.1 ต.สะพานไม้แก่น อ.จะนะ จ.สงขลา 90130 โทรศัพท์ 08-2434-7534 E-mail: rooky\_zung@gmail.com

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้