

รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ ประจำปีงบประมาณ 2546

โครงการวิจัยย่อยลำดับที่ 20 เรื่อง

การประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(Application of Distributed Generation on Distribution Systems)

1. ผู้รับผิดชอบโครงการ
อ.ดร.เนบบุญ หุนเจริญ
2. วัตถุประสงค์ของโครงการ
 - 2.1 กำหนดวิธีการตามแนวทางเชิงกำหนดที่เหมาะสมสำหรับการคำนวณขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย ในกรณีที่มีการระบุจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะนำมาติดตั้งในระบบจำหน่าย
 - 2.2 พัฒนาโปรแกรมการคำนวณขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตามวิธีการที่ได้กำหนดไว้ เพื่อให้สะดวกต่อการนำไปใช้งานในการวิเคราะห์และวางแผนการทำงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง
3. ขอบเขตหรือเป้าหมายของโครงการ
 - 3.1 พิจารณาระบบจำหน่ายที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล(Radial) และแบบลูป(Loop)เท่านั้น
 - 3.2 วิเคราะห์หาขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ณ สภาวะอยู่ตัวโดยสมมุติให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละบัสมีค่าคงที่
 - 3.3 ให้มีการกำหนดจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะนำมาติดตั้งในระบบจำหน่ายและละเลยข้อจำกัดอื่นๆในการระบุตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
4. ส่วนงานที่ได้ดำเนินการไปแล้ว
 - 4.1 ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยต่างๆที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ได้แก่
 - 4.1.1 ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ข้อดี ข้อเสีย และ ผลกระทบของการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่าย
 - 4.1.2 การประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย
 - 4.1.3 วิธีการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมเพื่อให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด
 - 4.1.4 ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์ที่สามารถนำมาใช้การแก้ปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบ Nonlinear Programming และ Mixed-Integer Nonlinear Programming
 - 4.2 แปลงปัญหาการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งเป็นปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบ Mixed-

Integer Nonlinear Programming ให้อยู่ในรูปของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ และทำการแบ่งขั้นตอนการแก้ปัญหาออกเป็น 2 ขั้นตอน คือ การหาขนาดกำลังการผลิตในกรณีที่อยู่ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่าย และการหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

4.3 ศึกษาเปรียบเทียบวิธีการแบบต่างๆที่สามารถนำมาใช้แก้ปัญหาที่กำหนดขึ้น และเลือกวิธีการที่เหมาะสมสำหรับการแก้ปัญหาทั้ง 2 ขั้นตอน ได้แก่ วิธี Sequential Quadratic Programming และ วิธี Branch and Bound

4.4 พัฒนาโปรแกรมในส่วนของการคำนวณขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ในกรณีที่อยู่ตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้

อัลกอริทึมที่ประยุกต์เอาหลักการของ Sequential Quadratic Programming มาใช้ในการแก้ปัญหา Nonlinear Programming

4.5 พัฒนาอัลกอริทึมโดยอาศัยหลักการของวิธี Branch and Bound ร่วมกับ Sequential Quadratic Programming เพื่อใช้ในการแก้ปัญหาการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด

4.6 พัฒนาโปรแกรมการคำนวณขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด โดยใช้ระบบทดสอบจำลองของโปรแกรม MATPOWER 2.0

5. ผลผลิตและความสัมฤทธิ์ผลของงานที่ได้ดำเนินการไปแล้ว

โปรแกรมการคำนวณขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ในกรณีที่มีการกำหนดตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายไว้แล้ว

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายโดยแนวทางเชิงกำหนด

1. บทนำ

ปัจจุบันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation : DG) ถูกนำมาประยุกต์ใช้ในระบบจำหน่ายเพื่อประโยชน์ในหลายๆด้าน อาทิเช่น เป็นแหล่งพลังงานสำรองในกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับ ช่วยควบคุมระดับแรงดันที่ปลายสายส่ง ช่วยยกระดับคุณภาพแรงดัน ช่วยลดค่าใช้จ่ายเนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และประโยชน์ที่สำคัญมากอีกอันหนึ่ง คือ การช่วยลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย และจากการศึกษาพบว่า หากเราทำการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสม จะสามารถทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุดได้ ซึ่งจะเป็นการช่วยประหยัดงบประมาณในส่วนของ การบำรุงรักษาสายส่งและสายจำหน่ายได้เป็นจำนวนมาก

จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องจะพบว่า มีผู้ที่นำเสนอวิธีการในการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไว้หลายวิธี ซึ่งงานวิจัยส่วนใหญ่จะมุ่งเน้นไปที่การกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยใช้แนวทางการศึกษาสำนึก (Heuristic Approach) เช่น วิธีเจเนติกอัลกอริทึม (Genetic Algorithm) การค้นหาแบบตาบอด (Tabu Search Method) เฮียร์ฟอร์ดแรนช์อัลกอริทึม (Hereford Ranch Algorithm) เป็นต้น ซึ่งข้อดีของวิธีการแบบศึกษาสำนึกก็คือ เราไม่สามารถหาทฤษฎีทางคณิตศาสตร์มาสนับสนุนผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณว่าเป็นคำตอบที่ถูกต้องจริง ซึ่งตรงข้ามกับแนวทางเชิงกำหนด (Deterministic Approach) ที่เราสามารถตรวจสอบความถูกต้องของผลลัพธ์ได้ ดังนั้นในงานวิจัยนี้เราจะมุ่งเน้นไปที่การใช้แนวทางเชิงกำหนด ในการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เหมาะสมที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด

2. การกำหนดรูปแบบของปัญหาและข้อจำกัด

ก่อนที่เราจะไปศึกษาถึงวิธีการกำหนดขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่ตั้งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายนั้น เราจำเป็นต้องแปลงปัญหาให้อยู่ในรูปของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งเป็นปัญหาการหาค่าเหมาะสม (Optimization Problem) ที่มีฟังก์ชันจุดประสงค์ (Objective Function) คือการทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด โดยมีเงื่อนไขทางด้านเสถียรภาพของระบบเป็นข้อจำกัด (Constraints) ซึ่งจะสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของสมการทางคณิตศาสตร์ได้ ดังนี้

นิยามตัวแปร

P_L : กำลังสูญเสียค่าจริงของระบบจำหน่ายที่ทำการศึกษา

P_i : ค่ากำลังไฟฟ้ารวมที่บัส i

Pg_i, Qg_i : ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจ่ายเข้าสู่บัส i

Pd_i : ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่บัส i

Pg_{max}, Qg_{max} : ค่าพิกัดกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

Pg_{min}, Qg_{min} : ค่าพิกัดกำลังการผลิตต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

V_i : ค่าของแรงดันที่บัส i

$V_{i,max}, V_{i,min}$: ค่าพิกัดแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของบัส i

S_{ij}, S_{ji} : ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลผ่านสายส่ง เมื่อ i และ j คือ บัสที่เป็นจุดปลายของสายส่ง

$S_{ij,max}, S_{ji,max}$: ค่าพิสัยการไหลของกำลังไฟฟ้าปรากฏของสายส่งแต่ละเส้น

e_i : ตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็มซึ่งเป็นค่าที่บอกถึงการมีอยู่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$e_i = 0$ หมายถึงที่บัส i ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่

$e_i = 1$ หมายถึงที่บัส i มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่

nbus : จำนวนบัสในระบบที่ทำการศึกษา

nDG : จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ถูกกำหนดให้ทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่าย

$$\text{minimize } P_{loss} = \sum_{i=1}^{nbus} (Pg_i \cdot e_i - Pd_i) \quad (1)$$

โดยมีข้อจำกัด คือ

1. ค่าของกำลังไฟฟ้ารวมที่บัสใด ๆ จะต้องเป็นจริงตามเงื่อนไขของสมการโพลดิโพลว์

$$P_i - \sum_{j=1}^{nbus} |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (2)$$

$$Q_i - \sum_{j=1}^{nbus} |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0$$

เมื่อ $P_i = Pg_i \cdot e_i - Pd_i$ และ $Q_i = Qg_i \cdot e_i - Qd_i$

2. ค่าของกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่บัสจะต้องอยู่ในช่วงพิสัยกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว

$$Pg_{min} \leq Pg \leq Pg_{max} \quad (3)$$

$$Qg_{min} \leq Qg \leq Qg_{max}$$

3. หลังจากทำการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ามาในระบบจำหน่ายแล้ว แรงดันที่แต่ละบัสจะต้องมีค่าอยู่ในช่วงพิสัย

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (4)$$

4. จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะนำมาติดตั้งในระบบจำหน่ายจะต้องเท่ากับจำนวนที่ได้ทำการกำหนดไว้ล่วงหน้า

$$\sum_{i=1}^{nbus} e_i = nDG \quad (5)$$

5. กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลผ่านสายส่งจะต้องมีค่าไม่เกินพิสัยของสายส่งแต่ละเส้น

$$S_{ij} \leq S_{ij,max} \quad (6)$$

$$S_{ji} \leq S_{ji,max}$$

สำหรับการแก้ปัญหาจะแบ่งเป็น 2 ขั้นตอน โดยเราจะทำการแยกปัญหาออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกคือการหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ในขณะที่เรารู้ตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแล้ว และส่วนที่สองคือการหาทั้งขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด และจะทำการอธิบายหลักการของวิธีที่เราเลือกมาใช้ในการแก้ปัญหาในหัวข้อถัดไป

3. การแก้ปัญหา

สำหรับปัญหาในส่วนแรกนั้น เมื่อเรารู้ตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายแล้ว เราจะทำการหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเล็กที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดของระบบซึ่งไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นปัญหาในส่วนแรกนี้สามารถจัดอยู่ในประเภทของปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบการโปรแกรมไม่เชิงเส้น (Nonlinear Programming) และสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของสมการทั่วไปได้ ดังนี้

$$\begin{aligned} & \text{minimize } f(x) \\ & \text{subject to } g(x) = 0 \end{aligned} \quad (7)$$

ซึ่งวิธีการที่เราเลือกมาใช้แก้ปัญหาในส่วนนี้ เป็นวิธีการหนึ่งที่ดีว่ามีประสิทธิภาพสูงสุดในการแก้ปัญหาการโปรแกรมไม่เชิงเส้น ซึ่งก็คือวิธี Sequential Quadratic Programming

หลักการของวิธี Sequential Quadratic Programming คือ ในการคำนวณแต่ละรอบ เราจะทำการแก้ปัญหา Quadratic Programming Subproblem ที่ได้จากการประมาณฟังก์ชันจุดประสงค์ของปัญหา (7) แบบกำลังสอง และประมาณข้อจำกัดแบบเชิงเส้น ซึ่งจะทำให้ได้สมการทั่วไปที่อยู่ในรูปดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} & \text{minimize } \frac{1}{2} p^T [\nabla_{xx}^2 L(x_k, \lambda_k)] p + p^T [\nabla_x L(x_k, \lambda_k)] \\ & \text{subject to } [\nabla g(x_k)]^T p + g(x_k) = 0 \end{aligned} \quad (8)$$

เมื่อ $L(x, \lambda) = f(x) - \lambda^T g(x)$ เป็นลากรางเจียนฟังก์ชัน (Lagrangian Function) ของปัญหา (7) ซึ่งผลเฉลยที่ได้จากการแก้ปัญหา Quadratic Programming Subproblem จะเป็น Search Direction p_k ซึ่งจะนำไปใช้ในการ Update คำตอบโดยใช้สูตรของนิวตัน $x_{k+1} = x_k + p_k$

สำหรับปัญหาในส่วนที่สองนั้นจะค่อนข้างซับซ้อนมากกว่าปัญหาในส่วนแรก เนื่องจากเราต้องการหาทั้งขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่าย ซึ่งจะมีตัวแปรจำนวนเต็ม (Integer Variables) เข้ามาเกี่ยวข้อง ดังนั้น วิธีการที่เราเลือกมาใช้แก้ปัญหาในส่วนที่สองนั้น จะต้องสามารถจัดการกับทั้งตัวแปรจำนวนเต็ม และตัวแปรต่อเนื่อง (Continuous Variables) ได้ในเวลาเดียวกัน ซึ่งก็คือ วิธี Branch and Bound ซึ่งเป็นวิธีที่สามารถแก้ปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบ Mixed-Integer Nonlinear Programming ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ปัญหา Mixed-Integer Nonlinear Programming สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของสมการทางคณิตศาสตร์ได้ ดังนี้

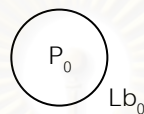
$$\begin{aligned} & \text{minimize } f(x, y) \\ & \text{subject to } g(x, y) \leq 0 \\ & \quad x \in \{0, 1\}^m \\ & \quad u \leq y \leq l \end{aligned} \quad (9)$$

เมื่อ x เป็นตัวแปรที่ถูกบังคับให้หามีค่าเป็น 0 หรือ 1 เท่านั้น และ y เป็นตัวแปรต่อเนื่องที่มีค่าอยู่ภายในขอบเขตล่าง l และขอบเขตบน u หลักการทำงานที่สำคัญของวิธี Branch and Bound คือ การ Relax ตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็มออกไป เหลือแต่ปัญหาที่เป็นกำหนดการไม่เชิงเส้น แล้วแก้ปัญหานั้นจนกว่าตัวแปรไม่ต่อเนื่องทุกตัวจะมีค่าเป็น 0 หรือ 1

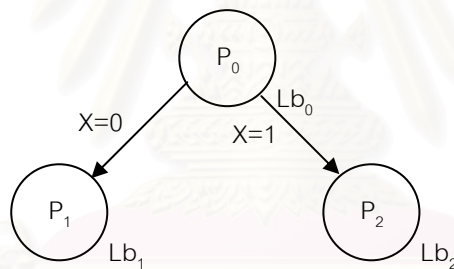
เริ่มต้นเราจะทำการ Relax ข้อจำกัดที่เป็นจำนวนเต็มของปัญหาตั้งต้นให้อยู่ในรูปของ $0 \leq x \leq 1$ ดังนั้นปัญหาที่เราจะทำการหาคำตอบในแต่ละ Stage ของ Branch and Bound อัลกอริทึม จะกลายเป็นปัญหาการโปรแกรมไม่เชิงเส้นที่อยู่ในรูปของระบบสมการดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} & \text{minimize } f(x, y) \\ & \text{subject to } g(x, y) \leq 0 \\ & 0 \leq x \leq 1 \\ & u \leq y \leq 1 \end{aligned} \tag{10}$$

ในขั้นตอนนี้เราประยุกต์เอาหลักการของวิธี Sequential Quadratic Programming มาใช้ในการหาผลเฉลย ซึ่งค่าของฟังก์ชันจุดประสงค์ (Objective Value) ที่ได้จะเป็นค่าขอบเขตล่างของปัญหาตั้งต้น Lb_0



แล้วทำการพิจารณาคำตอบ ถ้า x ทุกตัวมีค่าเป็น 0 หรือ 1 จะสิ้นสุดกระบวนการทำงาน แต่ถ้า x ยังคงมีค่าอยู่ระหว่าง 0 กับ 1 เราจะทำการแยกปัญหาตั้งต้นออกเป็น 2 ปัญหาย่อย โดยการเพิ่มข้อจำกัดเข้าไปในปัญหาย่อยให้ $x = 0$ และ $x = 1$



แล้วทำการหาคำตอบของปัญหาย่อยทั้งสองปัญหา ทำเช่นนี้ไปจนกว่าค่า x ทุกตัวจะมีค่าเป็น 0 หรือ 1

4. ผลลัพธ์จากการทดสอบโปรแกรมคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด

การทดสอบโปรแกรมในส่วนนี้จะสมมุติว่าเรารู้ตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายแล้ว และจะทำการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งข้อมูลป้อนเข้าที่ใช้สำหรับโปรแกรมนี้จะเป็นข้อมูลชุดเดียวกับที่ใช้สำหรับการคำนวณพาวเวอร์โฟลว์ โดยจะทำการทดสอบกับระบบจำลอง 4 ระบบ ซึ่งข้อมูลของระบบทดสอบจะใช้ข้อมูลจากโปรแกรม MATPOWER 2.0 กรณี 9 บัส 14 บัส 30 บัส และ 57 บัส

ผลการทดสอบกับระบบ 9 บัส จะเป็นดังนี้

ตารางที่ 1 ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด

Bus	Generation		Load	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1*	157.65	12.10	-	-
2	88.10	-2.35	-	-
3	71.57	-21.81	-	-
4	-	-	-	-
5	-	-	90.00	30.00
6	-	-	-	-
7	-	-	100.00	35.00
8	-	-	-	-
9	-	-	125.00	50.00
Total	317.32	-12.07	315.00	115.00

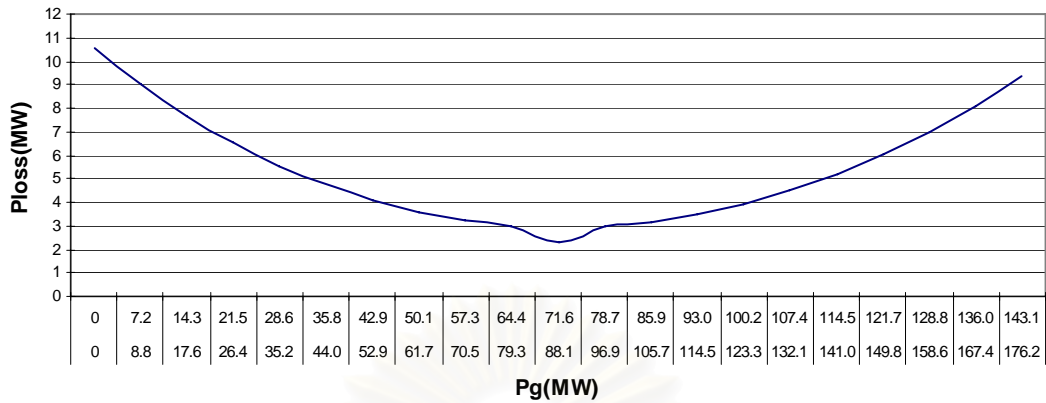
หมายเหตุ : บัส 1 เป็นบัสอ้างอิง

ตารางที่ 2 ขนาดกำลังสูญเสียในสายส่งเมื่อกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นดังตารางที่ 1

From bus	To bus	From bus injection		To bus injection		Loss	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	4	157.65	12.1	-157.65	-0.19	0	11.9
4	5	65.45	-8.65	-64.85	-6.92	0.606	3.28
5	6	-25.15	-23.08	25.36	-18.82	0.21	0.92
8	2	-88.1	6.38	88.1	-2.35	0	4.03
6	7	46.2	-5.76	-45.99	-17.47	0.215	1.82
7	8	-54.01	-17.53	54.23	1.49	0.214	1.82
8	9	33.87	-7.87	-33.54	-26.67	0.333	1.68
9	4	-91.46	-23.33	92.2	8.84	0.738	6.27
Total						2.316	34.48

ระบบทดสอบ 9 บัสจะมีบัสที่ 1 เป็นบัสอ้างอิงและบัสที่ 2 กับ 3 เป็นบัสที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ส่วนบัสที่เหลือจะเป็นโหลดบัส ซึ่งผลจากการใช้โปรแกรมคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสม จะได้ว่าขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่บัส 2 และบัส 3 เท่ากับ 88.10 MW และ 71.57 MW ตามลำดับ จะเป็นค่าที่ทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายเท่ากับ 2.316 MW ซึ่งเป็นค่าที่ต่ำที่สุด ซึ่งผลการทดสอบความถูกต้องของโปรแกรมจะเป็นดังแผนภาพรูปที่ 1

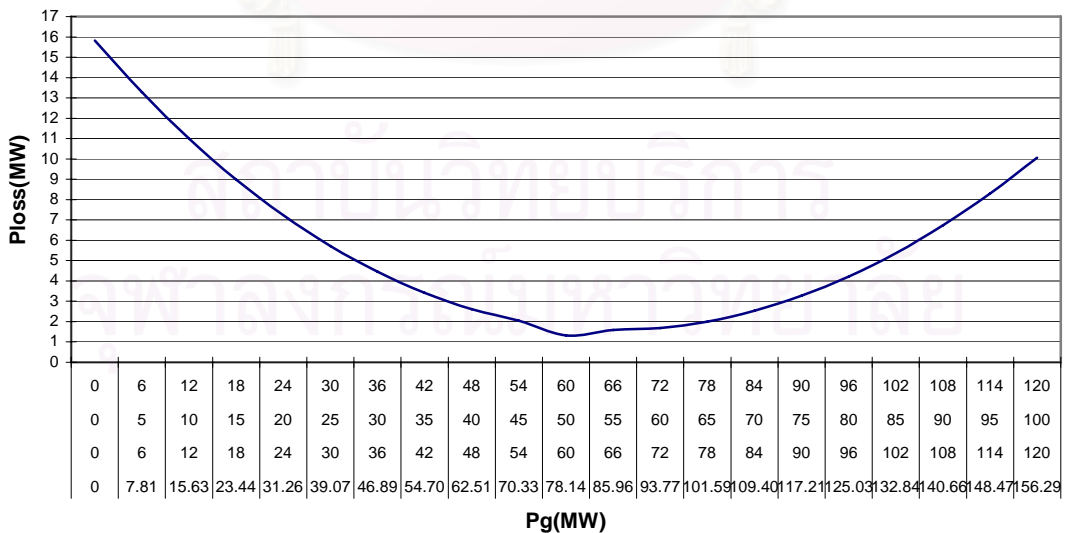
CASE 9 BUS



รูปที่ 1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย กรณีระบบทดสอบ 9 บัส

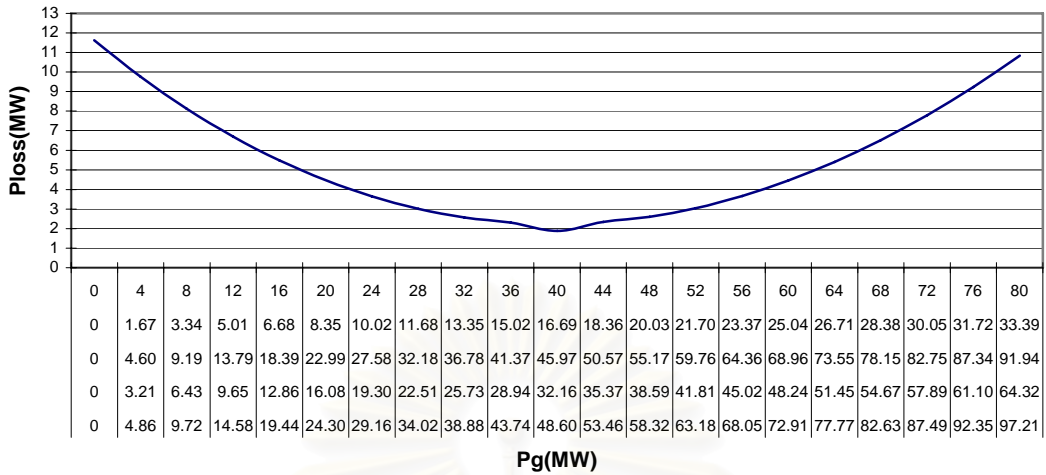
การตรวจสอบความถูกต้องของโปรแกรมจะทำได้โดยการแปรค่าขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากจุดที่ทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด แล้วสังเกตดูผลการเปลี่ยนแปลงกำลังสูญเสีย จะพบว่าเมื่อทำการแปรค่ากำลังการผลิตเพิ่มขึ้นและลดลงครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ของขนาดที่ทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ผลลัพธ์ที่ได้ คือ กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายที่กำลังการผลิตอื่นๆจะสูงกว่ากำลังสูญเสีย ณ จุดที่ขนาดกำลังการผลิตเป็นค่าที่คำนวณได้จากโปรแกรม จึงสามารถสรุปได้ว่าโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถคำนวณได้ถูกต้อง และเพื่อความแน่ใจจึงได้ทำการทดสอบเพิ่มเติมกับระบบทดสอบ 14 บัส 30 บัส และ 57 บัส ซึ่งผลที่ได้จะเป็นดังรูปที่ 2 3 และ 4 ตามลำดับ

CASE 14 BUS



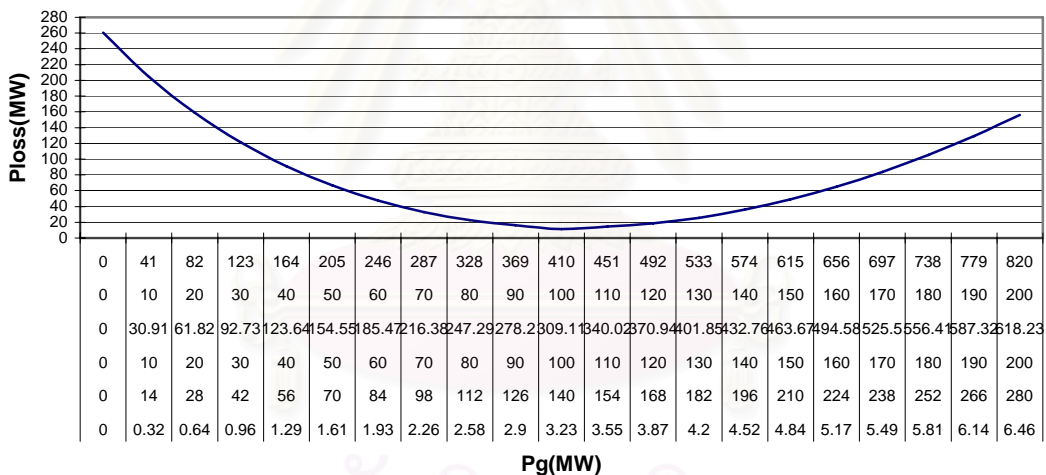
รูปที่ 2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย กรณีระบบทดสอบ 14 บัส

CASE 30 BUS



รูปที่ 3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย กรณีระบบทดสอบ 30 บัส

CASE 57 BUS



รูปที่ 4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย กรณีระบบทดสอบ 57 บัส

จากผลการทดสอบโปรแกรมเบื้องต้นกับระบบจำลองต่างๆข้างต้น จะพบว่า โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุดได้ถูกต้อง ทั้งนี้เราสมมติให้รู้ตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแล้ว

โปรแกรมนี้เป็นเพียงส่วนประกอบของโปรแกรมคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสมที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งโปรแกรมในส่วนของการคำนวณหาตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นจะทำการพัฒนาต่อไป โดยใช้อัลกอริทึมที่ประยุกต์มาจากหลักการของวิธี Branch and Bound ร่วมกับ วิธี Sequential Quadratic Programming

5. สรุป

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดวิธีการตามแนวทางซึ่งกำหนดที่เหมาะสมสำหรับการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยรูปแบบของปัญหาและข้อจำกัดที่กำหนดขึ้นจะเป็นลักษณะของปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบ Mixed-Integer Nonlinear Programming ซึ่งในการแก้ปัญหาเราจะทำการแบ่งปัญหาออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรก คือ การหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุดในกรณีที่มีการกำหนดตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไว้แล้ว ซึ่งเป็นปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบการโปรแกรมไม่เชิงเชิงเส้น โดยการแก้ปัญหาในส่วนนี้จะใช้อัลกอริทึมที่ประยุกต์มาจากหลักการของวิธี Sequential Quadratic Programming ซึ่งเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพในการแก้ปัญหาการโปรแกรมไม่เชิงเส้น และปัญหาในส่วนที่สองคือ การหาทั้งขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เหมาะสม ที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งการแก้ปัญหาในส่วนนี้จะใช้อัลกอริทึมที่ประยุกต์เอาหลักการของวิธี Branch and Bound ร่วมกับ Sequential Quadratic Programming มาใช้ในการหาคำตอบ

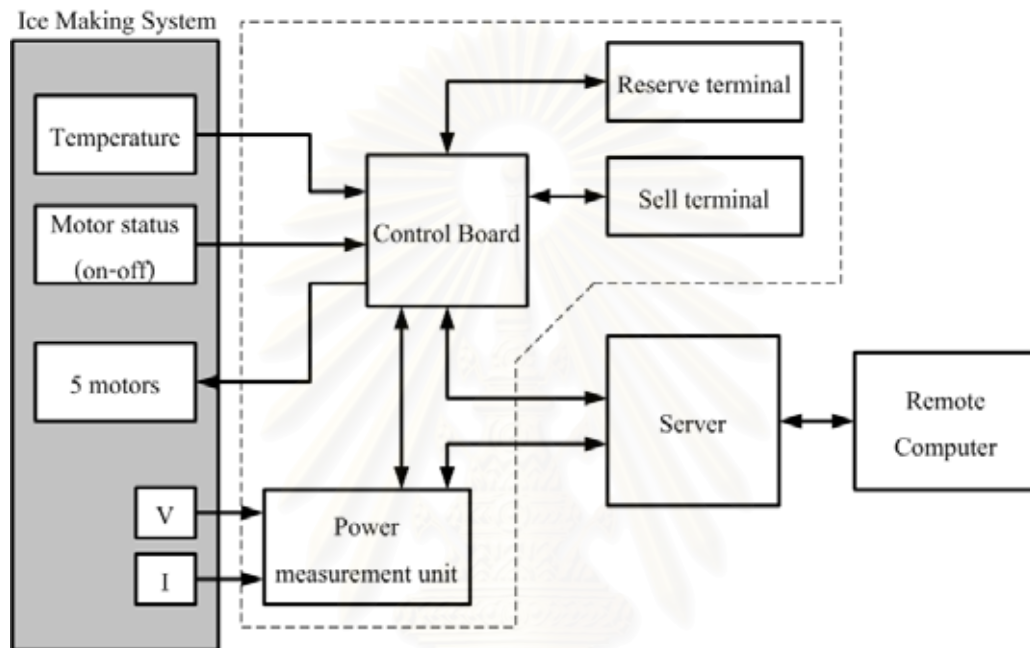
ส่วนของงานที่ได้ดำเนินการมาจนถึงขณะนี้ จะเป็นขั้นตอนของการพัฒนาโปรแกรมการคำนวณทั้งขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่จะทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งหลังจากที่โปรแกรมในส่วนนี้เสร็จสมบูรณ์แล้ว จะทำการทดสอบการทำงานของโปรแกรมกับระบบจำหน่ายที่มีการใช้งานจริงจำนวน 3 ระบบ คือ ระบบที่มีโครงสร้างแบบลูปรจำนวน 1 ระบบ ระบบที่มีโครงสร้างแบบเรเดียลจำนวน 2 ระบบ แล้วทำการวิเคราะห์ผล และเขียนสรุปลงในรายงานวิทยานิพนธ์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กรณีศึกษาที่ 1 การใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อการจัดการพลังงานไฟฟ้าภายในโรงงาน

กรณีนี้เป็นการออกแบบและสร้าง อุปกรณ์และระบบสำหรับเก็บข้อมูลสำคัญที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในโรงงานอุตสาหกรรมผลิตน้ำแข็งของเพื่อนำมาใช้วิเคราะห์และออกแบบการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อการจัดการพลังงานไฟฟ้าภายในโรงงาน

ระบบที่ออกแบบมีลักษณะดังรูปข้างล่างนี้



จากรูป ระบบจะประกอบไปด้วย สามส่วนใหญ่ ๆ คือ ส่วนที่เป็นโรงงานน้ำแข็งที่จะไปควบคุม(ส่วนที่แรงๆ) ส่วนควบคุม (ส่วนที่ล้อมด้วยเส้นประ และ Server) และ ส่วนผู้ใช้ที่จะสามารถเข้ามาดูข้อมูล (Remote computer)

ส่วนที่เป็นโรงงานน้ำแข็งจะมีทั้งส่วนที่เป็นข้อมูลที่ต้องการคือ อุณหภูมิน้ำเกลือ สถานะมอเตอร์ และพลังงานที่มอเตอร์ใช้ (ในรูปของ แรงดันและกระแส) และส่วนที่จะถูกควบคุมคือ motor ทั้ง 5 ตัว

ส่วนควบคุมประกอบด้วยสองส่วนหลักคือ Server และ วงจรควบคุม โดย Server ทำหน้าที่รับค่าข้อมูลเข้ามาคำนวณและสั่งเปิดเปิดมอเตอร์เพื่อให้ได้น้ำแข็งทันตามกำหนด วงจรควบคุมทำหน้าที่เก็บค่าข้อมูลตั้งต้นที่ต้องการให้ Server คำนวณและนำค่าสัญญาณควบคุมจาก Server ไปสั่งงานมอเตอร์ วงจรควบคุมนี้ยังแบ่งย่อยได้อีกเป็น 3 ส่วนคือ Control board ทำหน้าที่ติดต่อกับ Server และเก็บค่าข้อมูลบางตัว, Reserve and Sell terminal ทำหน้าที่เก็บข้อมูลการขายออกและการจองน้ำแข็ง และ Power measuring unit ทำหน้าที่วัดพลังงานไฟฟ้าที่มอเตอร์ใช้ไปเพื่อเป็นข้อมูลตั้งต้นของการควบคุม

งานที่ได้ดำเนินการไปแล้วคือ เขียนโปรแกรมควบคุมการทำงานของคอมพิวเตอร์ (Server) ให้สามารถคำนวณฟังก์ชันควบคุมการทำงานของโรงน้ำแข็งโดยระบบจะทำงานบนตัวปฏิบัติการ Linux และสร้างวงจรควบคุม (Control board) เพื่อนำค่าที่คำนวณได้ไปสั่งงานอุปกรณ์ภายนอก ร่วมกับวงจรสำหรับรับค่าข้อมูล (Reserve and Sell terminal) และวงจรวัดพลังงานไฟฟ้า (Power measuring unit) เพื่อนำมาเป็นข้อมูลตั้งต้นในการควบคุมการใช้พลังงาน

ผลิตผลและหรือความสัมฤทธิ์ผลของงานที่ได้ดำเนินการไปแล้ว

สิ่งประดิษฐ์จำนวน 4 ชิ้น ได้แก่

1. วงจรควบคุม (Control board)
2. วงจรปลายทางสำหรับรับค่าการขาย (Sell terminal)
3. วงจรปลายทางสำหรับรับค่าการจอง (Reserve terminal)
4. วงจรวัดพลังงานไฟฟ้า (Power measuring unit)



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กรณีศึกษาที่ 2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการดำเนินกิจการระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลายแห่งในโลกกำลังเปลี่ยนแปลงอันเป็นผลมาจากแรงขับเคลื่อนที่สำคัญ 2 ประเด็น คือ การทำให้ระบบมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากขึ้น โดยอาศัยกลไกการแข่งขันในตลาดแบบเสรี (Market mechanism) และการรักษาสภาพแวดล้อมของโลกเพื่อมิให้ส่งผลกระทบต่อความเป็นอยู่ของมนุษย์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งสภาวะโลกร้อนขึ้นอย่างต่อเนื่อง

แรงขับเคลื่อนดังกล่าวส่งผลกระทบต่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมไปถึงการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation : DG) ด้วยเทคโนโลยีที่แตกต่างกันออกไป ที่เริ่มมีแพร่หลายมากขึ้น แทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาดใหญ่ อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสำหรับบางเทคโนโลยียังคงสูงกว่าต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่อยู่มาก และในทางปฏิบัติการนำ DG เข้ามาติดตั้งใช้งานเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าหลัก ส่งผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบและ การทำงานของระบบป้องกันที่ใช้งานอยู่เดิม ดังนั้น การประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอย่างเหมาะสมและคุ้มค่าจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาอย่างละเอียดรอบคอบในประเด็นสำคัญต่างๆ ก่อนลงทุนดำเนินการติดตั้ง เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์หลักของการปรับโครงสร้างระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามที่ได้กล่าวถึงข้างต้น

เนื่องจาก DG ที่ต่ออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้รับความสนใจจากผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ประกอบการมากขึ้น และมีการอภิปรายกันอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะในประเด็นที่ DG สามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือและคุณภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้หรือไม่ DG ที่ต่อเชื่อมอยู่กับการไฟฟ้านั้นก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลายประการ ได้แก่ การไหลของกำลังไฟฟ้า แรงดันและกระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่สูงเกินไป ปัญหาทางด้านฮาร์โมนิกส์ ปัญหาเกี่ยวกับระดับกระแสลัดวงจรของสายป้อน การต่อหม้อแปลง การเกิดความผิดปกติลงดิน ปัญหาเกิดการแยกระบบเป็นอิสระจ่ายไฟฟ้าเพียงบางส่วน (Islanding) เมื่อเกิดความผิดปกติ และอื่นๆ เป็นต้น จากหลายบทความ[4-17]ได้กล่าวถึงผลกระทบจากการติดตั้ง DG ทั้งทางด้านบวกและด้านลบที่น่าสนใจอยู่หลายประการซึ่งพอจะสรุปได้ดังนี้

ผลกระทบทางบวก

- 1.) เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองในขณะที่ระบบเกิดความล้มเหลว[12-16]
- 2.) ช่วยจ่ายโหลดในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (on peak) เป็นการช่วยลดต้นทุนในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่หลายตัว [12]
- 3.) ลดกระแสที่ไหลในสายป้อน ทำให้เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบน้อยลง [12,16,17]
- 4.) ช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ ลดการเกิดแรงดันปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ ทำให้คุณภาพไฟฟ้าดีขึ้น[10,16,17]
- 5.) ยืดอายุเวลาในการลงทุนพัฒนาและเพิ่มจำนวนสายส่งของระบบ[14]

ผลกระทบทางลบ

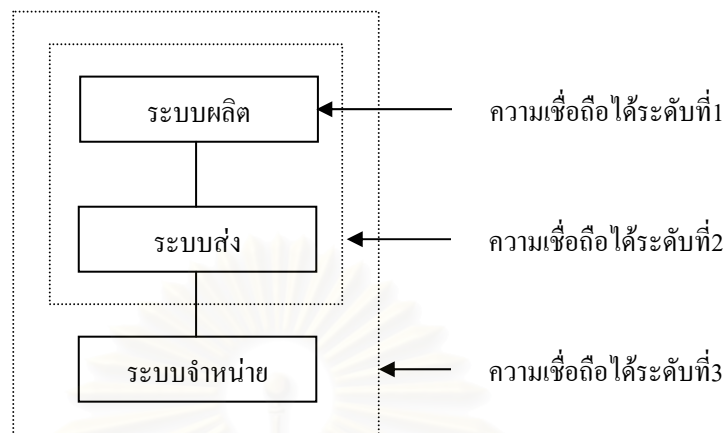
- 1.) ก่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อมขณะทำการเริ่มเดินเครื่อง DG [10,15,16]
- 2.) ทำให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกจากอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ [10]

- 3.) เมื่อ DG ทำหน้าที่เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองขณะระบบล้มเหลว บริเวณรอบข้างที่ไม่ได้รับการจ่ายโหลดอาจเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก [10]
- 4.) การจ่ายโหลดของ DG ให้บริเวณใดบริเวณหนึ่งในลักษณะแยกตัวอิสระขณะเกิดความผิดปกติ เมื่ออุปกรณ์ป้องกันทำการต่อเชื่อมวงจรเข้ามาอีกครั้งอาจเกิดการไม่ตรงเฟส ก่อให้เกิดความเสียหายกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์ในระบบ [10,14]
- 5.) ในการซ่อมแซมหรือแก้ไขความผิดปกติ จะไม่ปลอดภัยเนื่องจากมีกระแสจาก DG ไหลอยู่ในระบบ
- 6.) ขณะเกิด จุดผิดปกติ กระแสที่เพิ่มขึ้นในสายป้อนเนื่องมาจาก DG ทำให้อุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถทำงานสอดคล้องกันได้ดีเช่นเดิม [4,5,6,8,9,13,14,16,17] ซึ่งเป็นประเด็นที่จะศึกษาสำหรับรายงานนี้

อนึ่ง ในทางปฏิบัติพบว่า การติดตั้งใช้งาน DG ส่งผลกระทบต่อขนาดและการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ต่างๆในระบบจำหน่าย โดยเฉพาะในส่วนของระบบป้องกันเดิมที่ติดตั้งใช้งานอยู่ ทั้งนี้ เนื่องจากการเชื่อมโยง DG ผู้ระบบจำหน่ายหลัก มีผลทำให้ระดับแรงดัน ระดับกระแสลัดวงจร รวมทั้งทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้าในระบบ เปลี่ยนแปลงไป นอกจากนี้ ในสภาวะที่เกิดการผิดปกติของระบบ ตามกฎปัจจุบันของการเชื่อมโยง DG เข้ากับระบบส่งจ่ายหลัก [22] นั้นผู้ประกอบการจำเป็นต้องแยกการทำงานของ DG ออกจากระบบโดยสิ้นเชิงเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดสภาพการมีไฟฟ้าใช้เพียงบางส่วนของระบบ (Islanding) ทั้งนี้ เพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานซ่อมบำรุง และเพื่อป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบ เช่น ในกรณีที่อุปกรณ์รีโกลสเซอร์ทำงาน โดยไม่มีการ Re-synchronizing ของระบบย่อยที่มีไฟฟ้าจ่ายอยู่ทั้งสองส่วน และเนื่องจากความซับซ้อนที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะในระบบจำหน่าย มักเป็นสิ่งที่เกิดขึ้นอย่างไม่คาดฝันและอยู่นอกเหนือการควบคุม เช่น การลัดวงจรเนื่องจากมีกิ่งไม้หักพาดอยู่บนสายไฟ ปรากฏการณ์ธรรมชาติ เช่น ไฟฟ้า ลมพายุ อุบัติเหตุจากรถยนต์ชนเสาไฟฟ้า เป็นต้น การอนุญาตให้ผู้ประกอบการลงทุนติดตั้ง DG อาจก่อให้เกิดผลกระทบอีกมากมายตามที่ได้กล่าวมา โดยเฉพาะปัญหาที่เกี่ยวกับความผิดปกติในระบบที่ไม่อาจหลีกเลี่ยงได้ อันส่งผลกระทบต่อเหตุการณ์ไฟดับ ในทางทฤษฎีการมีแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระจายอยู่ในระบบจำนวนมาก ควรจะทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบสูงขึ้น แต่ในทางปฏิบัติด้วยเหตุผลที่กล่าวในข้างต้น จึงยังไม่อาจสรุปได้ว่าการนำ DG มาติดตั้งใช้งาน จะส่งผลกระทบในทางบวกหรือลบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายแต่ละระบบอย่างไร และเพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือได้สูงขึ้น รวมทั้งสามารถทำงานได้โดยมีความมั่นคงและปลอดภัยสูง จำเป็นจะต้องมีวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันที่ติดตั้งใช้งานอยู่เดิมอย่างไร จึงเป็นเหตุผลที่สมควรทำการศึกษาในประเด็นสำคัญเหล่านี้โดยละเอียด ต่อไป

โดยปกติระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นแบบเรเดียล เมื่อทำการต่อ DG เข้าไปจะทำให้ค่าสัมประสิทธิ์แอมตริกซ์ของระบบเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลให้ค่ากระแสและแรงดันที่จุดต่างๆเปลี่ยนแปลงไป เมื่อเกิดความผิดปกติจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ทำให้ความน่าเชื่อถือได้ในระบบเปลี่ยนแปลง ซึ่งขึ้นอยู่กับหลายๆปัจจัย รวมทั้งการตั้งข้อกำหนดและเงื่อนไขข้อบังคับสำหรับผู้ประกอบการที่ต้องการใช้ DG ความเชื่อถือได้ (Reliability) เป็นเรื่องของการคาดการณ์ล่วงหน้าถึงเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตโดยอาศัยวิธีทางสถิติมาใช้ในการประเมินถึงโอกาสของการเกิดเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น กระแสไฟฟ้าขัดข้องบ่อยมากน้อยเพียงใด ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเป็นตัวบ่งชี้ถึงคุณภาพของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบและคุณภาพของระบบเอง ซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นส่วนประกอบในการวางแผน ออกแบบระบบไฟฟ้า โดยการกำหนดคุณภาพตัวอุปกรณ์ที่ต้องใช้ในระบบไฟฟ้า โดยทั่วไประดับของความเชื่อถือได้ดังกล่าวสามารถประเมิน

ได้โดยอาศัยกฎเกณฑ์ออกมาเป็นค่าดัชนีต่าง ๆ โดยระบบจำหน่ายประกอบด้วยค่าดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index) เป็นต้น



รูปที่ 1.2 การแบ่งระดับชั้นความเชื่อถือได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังเป็นระบบที่ใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง การเกิดเหตุขัดข้องภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของอุปกรณ์แต่ละตัวย่อมส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลด ซึ่งภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าหลายชนิด ดังนั้นการคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องนำมาพิจารณาควบคู่ไปกับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบ่งได้ 2 ประเภทใหญ่ ๆ คือ การวิเคราะห์ (Analytical) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation) วิธีการวิเคราะห์จะอาศัยการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์แล้วคำนวณด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ให้สอดคล้องกับแบบจำลองซึ่งมีความแม่นยำสูงในระบบจำหน่ายซึ่งได้ผลเป็นที่น่าพอใจแห่งของความเพียงพอ

รายงานฉบับนี้จะใช้วิธีการวิเคราะห์ในการวิเคราะห์และทดสอบผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบทดสอบ RBTSBUS2[21] และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า[20] ภายใต้เงื่อนไขและข้อกำหนดที่การไฟฟ้าได้ระบุไว้[22] เช่น ขนาดพิกัดของ DG ข้อบังคับที่ผู้ประกอบการต้องต่อ DG ผ่านหม้อแปลงและอื่นๆ เพื่อพิจารณาผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน และนำผลกระทบที่เกิดขึ้นมาวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบ เมื่อมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับวงจรระบบจำหน่าย โดยมุ่งเน้นพิจารณาผลกระทบในสองกรณีหลัก คือ กรณีแรกทำการตั้งค่าพารามิเตอร์ต่างๆของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น ขนาดของฟิวส์ เวลาในการทำงานของรีเลย์ เวลาในการทำงานของรีโอสเซอร์และอื่นๆเพื่อให้มีการทำงานที่สอดคล้องกัน ในขณะที่ยังไม่มีการต่อเชื่อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ามา จากนั้นจึงคำนวณผลกระทบและความน่าเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นเมื่อทำการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปและกรณีที่สอง ทำการปรับค่าพารามิเตอร์ของฟิวส์ รีโอสเซอร์และเบรกเกอร์ ให้รองรับระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอยู่แล้ว พิจารณาผลกระทบและความน่าเชื่อถือเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ เปรียบเทียบและทำการวิเคราะห์ผลจากระบบทดสอบที่เลือกใช้

2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.) ศึกษาผลกระทบของการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบ

จำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

- 2.) ศึกษาผลกระทบของการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อระบบป้องกันที่มีใช้งานอยู่เดิม
- 3.) กำหนดแนวทางในการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ให้แก่ระบบ

3 ขอบเขตในการวิจัย

การศึกษผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบและระบบป้องกัน โดยจะใช้ข้อมูลที่เป็นปัจจุบันสำหรับระบบจำหน่ายในประเทศไทย เป็นกรณีฐาน เพื่อการเปรียบเทียบ ทั้งนี้ เพื่อให้ผลจากการศึกษาสามารถนำไปประยุกต์ใช้จริงได้สะดวกยิ่งขึ้น

4 การทดสอบและการวิเคราะห์ผล

ในบทนี้จะนำเสนอผลกระทบของ DG ในลักษณะต่างๆที่อาจเกิดขึ้นกับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันการทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะอาศัยระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และระบบทดสอบ (Roy Billinton Test System : RBTS) ซึ่งเป็นระบบทดสอบบัส 2 (RBTS BUS2) [12,13] เพื่อนำมาใช้ทดสอบผลกระทบจากการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆที่ทำให้ค่ากระแสและแรงดันผิดปกติเปลี่ยนแปลงไป อันส่งผลให้เกิดผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ในการคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดต่างๆ

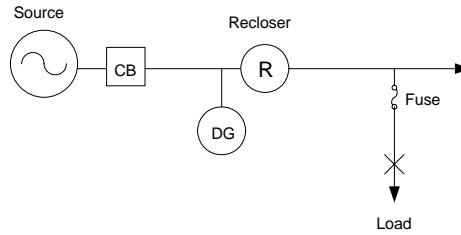
ผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันที่เกิดจากการติดตั้ง DG [6,12,16]

ผลกระทบของการติดตั้ง DG ที่มีต่ออุปกรณ์ป้องกันมีอยู่ด้วยกันหลายประการ ขึ้นอยู่กับลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สัมพันธ์กับตำแหน่งการติดตั้ง DG ที่มีผลต่อขนาดกระแสผิดพลาดที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวจะเห็นขนาดที่ต่างกัน ผลกระทบต่างๆที่อาจเกิดขึ้นสามารถสรุปได้ 5 รูปแบบ คือ

- 1) รูปแบบที่ 1 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังเบรกเกอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์
- 2) รูปแบบที่ 2 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์
- 3) รูปแบบที่ 3 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่ปลายสายป้อน
- 4) รูปแบบที่ 4 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังเบรกเกอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์
- 5) รูปแบบที่ 5 คือ การเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนคนละเส้นกับสายป้อนที่มี DG

รายละเอียดของแต่ละรูปแบบมีดังนี้

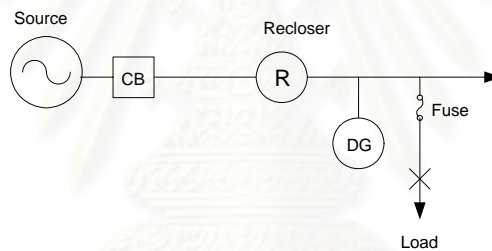
4.1.1 รูปแบบที่ 1[6,12]



รูปที่ 4.1 ติดตั้ง DG ที่ต้นทางหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่โหลด

จากรูปที่ 4.1 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ต้นทางติดกับเบรกเกอร์แต่อยู่หน้ารีโคลสเซอร์ ในกรณีเกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายทาง ขนาดกระแสที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์และฟิวส์เป็นค่าเดียวกัน แต่มีขนาดที่มากขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับระบบก่อนที่จะมีการติดตั้ง DG ทั้งนี้ทำให้อุปกรณ์ป้องกันทั้งคู่มีความไวมากขึ้น อย่างไรก็ตามทำให้ช่วงเวลาในการทำงานร่วมกัน (Coordination Time interval : CTI) ระหว่างอุปกรณ์คู่นี้แคบลง หากผลดังกล่าวรุนแรงก็อาจเกิดกรณีที่ฟิวส์ทำหน้าที่กำจัดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นก่อนที่รีโคลสเซอร์ทำงานในจังหวะแรก ซึ่งถือว่าเป็นลำดับการทำงานที่ผิดพลาด

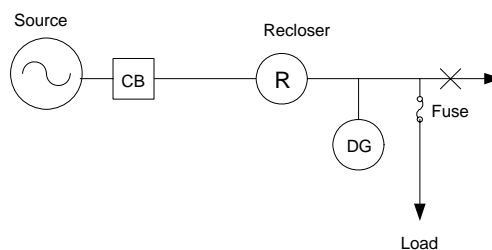
4.1.2 รูปแบบที่ 2[16]



รูปที่ 4.2 ติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่โหลด

จากรูปที่ 4.2 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายทาง กรณีเช่นนี้รีโคลสเซอร์และฟิวส์จะมองเห็นขนาดของกระแสผิดพลาดคนละค่า โดยที่ฟิวส์จะมองเห็นขนาดกระแสมากกว่ารีโคลสเซอร์ ทำให้โอกาสในการที่ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ในจังหวะแรกสูงขึ้นกว่าในรูปแบบที่ 1 ซึ่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจะมีผลในกรณีที่ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราว ทำให้โหลดบริเวณนั้นถูกตัดออกจากระบบ

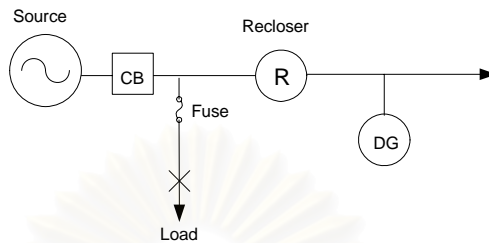
4.1.3 รูปแบบที่ 3[16]



รูปที่ 4.3 ติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่ปลายสาย

จากรูปที่ 4.3 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่ปลายสายกรณีเช่นนี้รีโกลสเซอร์จะมองเห็นขนาดกระแสผิดปกติต่ำลงเมื่อเปรียบเทียบกับระบบก่อนที่มีการติดตั้ง DG ทำให้เวลาในการกำจัดความผิดปกติของระบบมากขึ้น ความไวของอุปกรณ์ลดลง

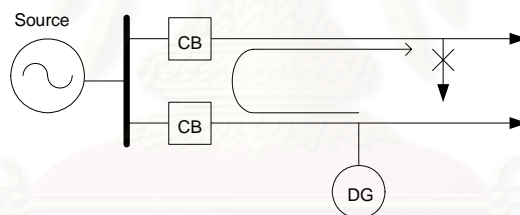
4.1.4 รูปแบบที่ 4[16]



รูปที่ 4.4 ติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่โหลดต้นทาง

จากรูปที่ 4.4 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่บริเวณต้นทางกรณีเช่นนี้จะทำให้กระแสผิดปกติไหลย้อนผ่านรีโกลสเซอร์ไปยังจุดผิดปกติ ถ้ากระแสที่มาจาก DG มีค่ามากพอจะทำให้รีโกลสเซอร์ทำงาน บริเวณที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์จะถูกตัดวงจร ทำให้อาจเกิดเหตุไฟฟ้าดับในบริเวณที่ไม่เหมาะสม ส่งผลให้เกิดการทำงานที่ผิดพลาดของระบบป้องกัน

4.1.5 รูปแบบที่ 5[12]



รูปที่ 4.5 การเกิดความผิดปกติที่สายส่งคนละเส้นกับสายส่งที่มี DG

จากรูปที่ 4.5 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่สายส่งด้านล่าง และเกิดความผิดพลาดที่สายส่งด้านบน การเกิดความผิดปกติที่สายส่งคนละเส้นเช่นนี้จะทำให้มีกระแสไหลย้อนจาก DG ผ่านอุปกรณ์ป้องกันในสายส่งด้านล่างที่มี DG ถ้าขนาดของกระแสค่านี้อาจมีค่ามากพอ อุปกรณ์ป้องกันในสายส่งด้านล่างจะทำงาน ทำให้โหลดที่ต่ออยู่ในสายส่งด้านล่างถูกตัดวงจร ซึ่งเป็นการทำงานที่ผิดพลาด อาจส่งผลให้โหลดปริมาณมากถูกตัดวงจรอย่างไม่จำเป็น

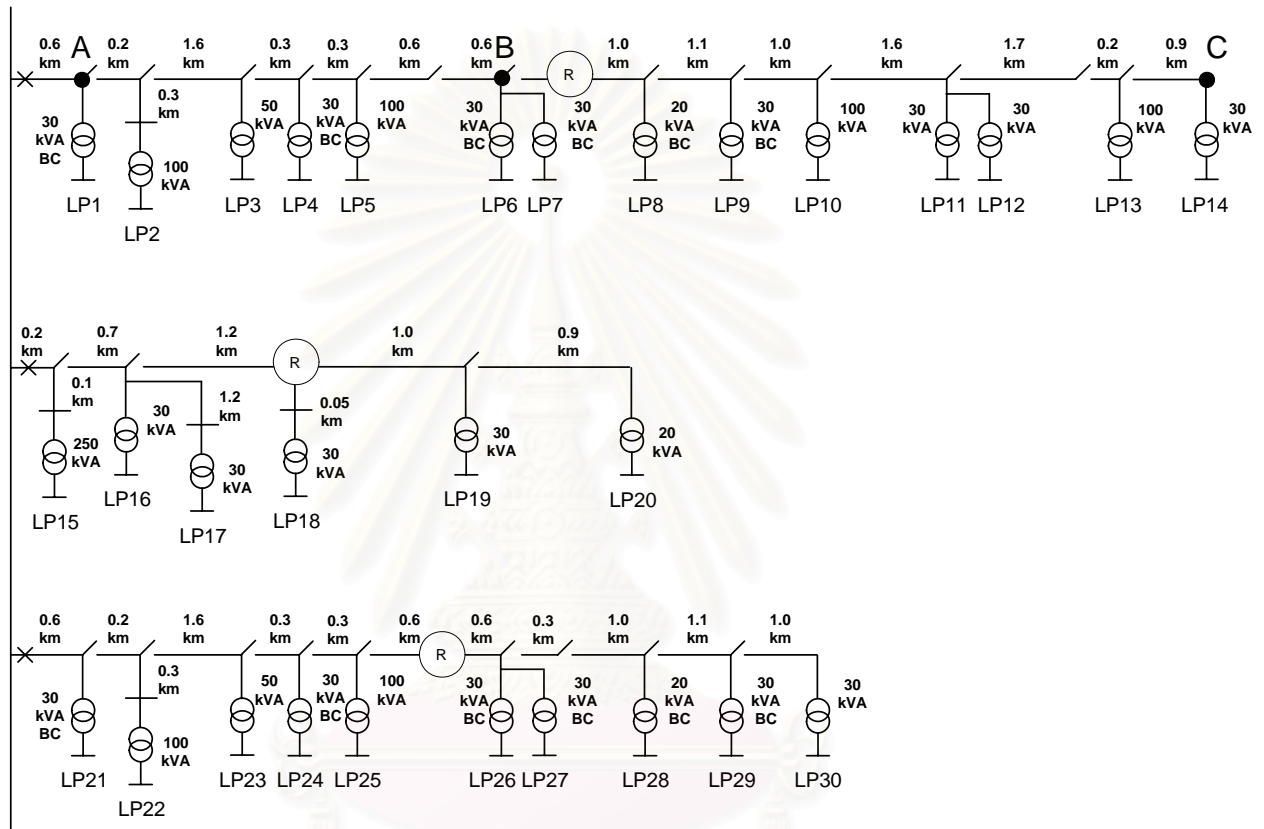
จากรูปแบบต่างๆที่แสดงถึงแนวโน้มที่อาจเกิดขึ้นได้กับระบบที่มีการติดตั้ง DG ทั้ง 5 รูปแบบนี้ จะถูกนำไปใช้พิจารณาในการทดสอบกับระบบทดสอบ เพื่อพิจารณาว่าการติดตั้ง DG ในตำแหน่งต่างๆ คือ ต้นสาย ป้อน กลางสายป้อน และปลายสายป้อน จะก่อให้เกิดผลกระทบขึ้นมากน้อยเพียงใด

4.2 ระบบทดสอบ

4.2.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายละเอียดของระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[21] แสดงไว้ดังรูปที่ 4.6 ซึ่งเป็นระบบที่มีเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อน รีโกลสเซอร์ที่กลางสาย สวิตซ์ตัดตอนเชื่อมระหว่างบัส และฟิวส์ที่ทุกกิ่งย่อย สำหรับข้อมูลเกี่ยวกับสถิติการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิดซึ่งสมมติขึ้นนั้นได้นำมาแสดงไว้ในตารางที่ 4.1

- 4.2



รูปที่ 4.6 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 4.1 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ชนิดของอุปกรณ์	λ (ครั้งต่อปี)	r (ชั่วโมง)	Repl (ชั่วโมง)	s (ชั่วโมง)
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	-	1
สายเคเบิล	0.04/km	30	-	3
เบรกเกอร์	0.006	4	-	1
บัสบาร์	0.001	2	-	1

โดยที่ Repl คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement time)

λ คือ อัตราการล้มเหลว (Failure rate)

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time)

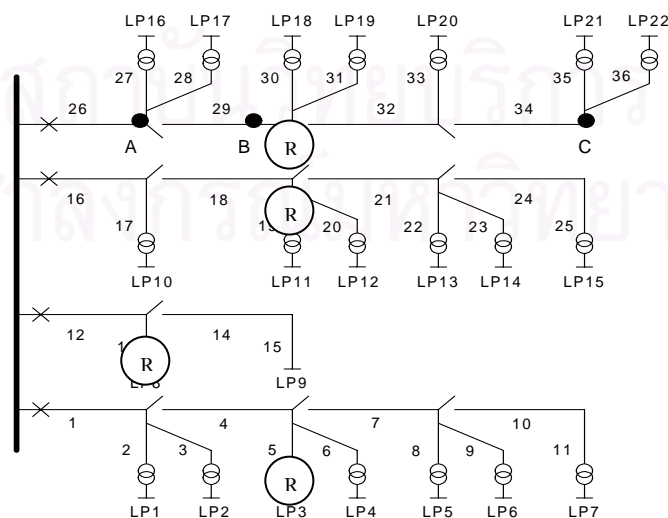
s คือ ระยะเวลาในการตัดต่อวงจร (Swithing time)

ตารางที่ 4.2 ประเภท จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลด

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	จำนวนผู้ใช้ไฟ(ราย)
1-3,10,11	บ้านที่อยู่อาศัย	210
12,17-19	บ้านที่อยู่อาศัย	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1
4,5,13,14	หน่วยงานราชการ	1
20,21	หน่วยงานราชการ	1
6,7,15	ธุรกิจบริการ	10
16,22	ธุรกิจบริการ	10
23-30	ธุรกิจบริการ	100
	รวม	2708

4.2.2 ระบบทดสอบ RBTS BUS2 [6,19]

รายละเอียดของระบบทดสอบ RBTS BUS2 แสดงไว้ดังรูปที่ 4.7 เป็นระบบที่มีเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อน รีโกลสเซอร์ที่กลางสาย สวิตซ์ตัดตอนเชื่อมระหว่างบัส และฟิวส์ที่ทุกกิ่งย่อย สำหรับข้อมูลเกี่ยวกับสถิติการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิดแสดงไว้ในตารางที่ 4.3-4.5



รูปที่ 4.7 ระบบทดสอบ RBTS BUS2

ตาราง 4.3 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์

ชนิดของอุปกรณ์	λ (ครั้งต่อปี)	r (ชั่วโมง)	Repl(ชั่วโมง)	s (ชั่วโมง)
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	-	1
สายเคเบิล	0.04/km	30	-	3
เบรกเกอร์	0.006	4	-	1
บัสบาร์	0.001	2	-	1

โดยที่ Repl คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement time)

λ คือ อัตราการล้มเหลว (Failure rate)

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time)

s คือ ระยะเวลาในการตัดวงจร (Swithing time)

ตารางที่ 4.4 ประเภท จำนวน และขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลด

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	โหลดเฉลี่ย(MW)	จำนวนผู้ใช้ไฟ
1-3,10,11	บ้านที่อยู่อาศัย	1	210
12,17-19	บ้านที่อยู่อาศัย	1	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.2	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.2	1
4,5,13,14	หน่วยงานราชการ	1	1
20,21	หน่วยงานราชการ	1	1
6,7,15	ธุรกิจบริการ	1	10
16,22	ธุรกิจบริการ	1	10
รวม		8.4	1908

ตารางที่ 4.5 ข้อมูลความยาวฟีดเคอร์รี่ของระบบทดสอบปี 2

กลุ่มที่	ความยาว (กิโลเมตร)	เลขที่สายป้อน
1	0.6	2,6,10,14,17,21,25,28,30,34
2	0.75	1,4,7,9,12,16,19,22,24,27,29,32,35
3	0.8	3,5,8,11,13,15,18,20,23,26,31,33,36

ตารางที่ 4.6 แสดงตัวอย่างค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ[21]

ชนิดอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์ (Ω)
DG ขนาด 1 MW	5.3+53j
DG ขนาด 5 MW	1.06+2.0j
หม้อแปลงขนาด 30 kVA	268.89+582.64j
หม้อแปลงขนาด 50 kVA	203.28+329.54j
หม้อแปลงขนาด 100 kVA	84.71+174.08j
หม้อแปลงขนาด 250 kVA	25.16+73.23j
หม้อแปลงขนาด 1500 kVA	22.1j
สายเปลือย/ความยาว 1 กม.	0.215+0.335j
สายป้อน/ความยาว 1กม.	0.472+0.366j

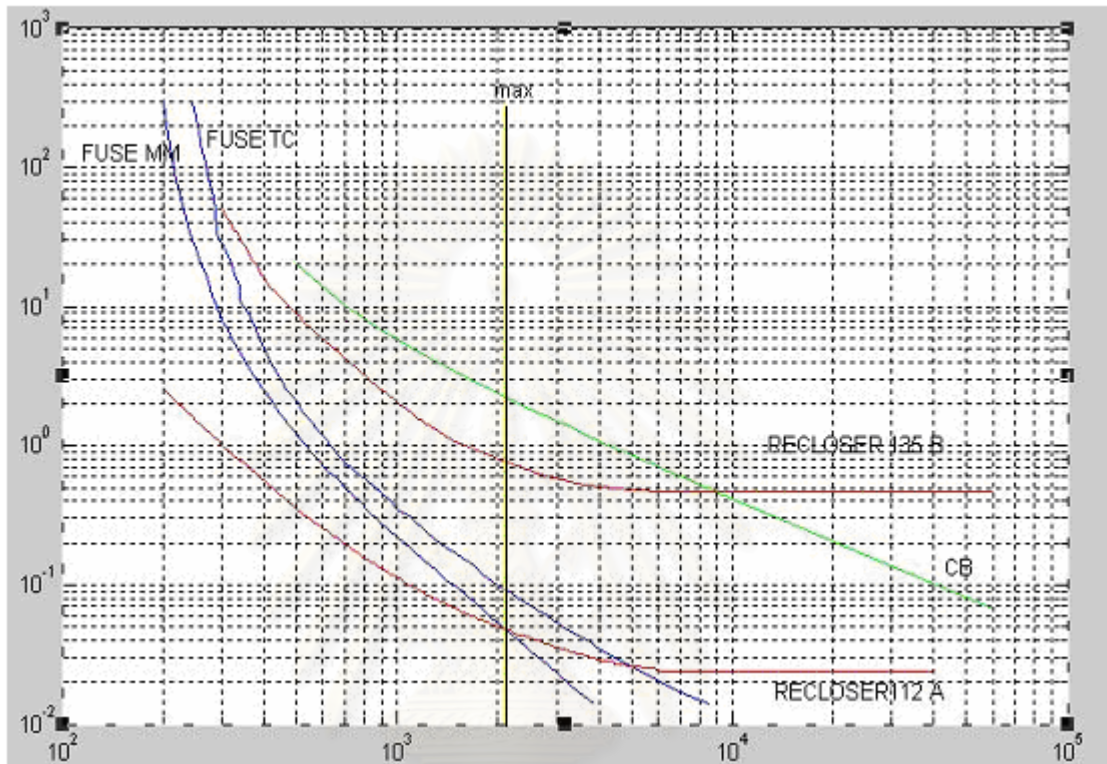
4.3 ผลการทดสอบกับระบบ RBTS BUS2

เราจะทำการวิเคราะห์ผลของ DG ที่มีต่อการป้องกันระบบไฟฟ้า โดยเริ่มพิจารณาระบบ RBTS BUS2 ซึ่งกำหนดให้ DG ที่ติดตั้งมีขนาด 5 เมกกะวัตต์ หรือคิดเป็น 59 เปอร์เซ็นต์ของโหลดรวมทั้งหมด เนื่องจากผลการทดสอบเบื้องต้นกับ DG ที่มีขนาดพิกัดในช่วง 1-3เมกกะวัตต์ ให้ผลกระทบที่เกิดขึ้นไม่ชัดเจนนัก กระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงเมื่อเทียบกับกรณีฐานไม่มากพอที่จะก่อให้เกิดปัญหาการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ โดยกำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์ของ DG เป็น 10 เปอร์เซ็นต์เทียบกับขนาดพิกัดของ DG ซึ่งข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของ DG และสายป้อนเป็นไปตามตารางที่ 2.6 ข้อมูลประเภทจำนวนและขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุด โหลดแสดงในตารางที่ 4.4 ข้อมูลความยาวพีดเคอร์ของระบบทดสอบ แสดงไว้ในตารางที่ 4.5 และกราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 4.8 ซึ่งได้มาจากคำนวณหาค่ากระแสลัดรวมของโหลดในแต่ละสายจากข้อมูลของโหลดในตารางที่ 4.4 แล้วเลือกขนาดของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวให้เหมาะสมกับกระแสลัดรวมที่ไหลผ่าน โดยให้มีลำดับการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์ ฟิวส์และเบรกเกอร์เป็นดังนี้คือ รีโกลสเซอร์จะมีหน้าที่แยกชนิดความผิดปกติของแบบชั่วคราวและถาวรบริเวณตั้งแต่กลางสายป้อนไปถึงปลายสายป้อนเป็นลำดับแรก ฟิวส์มีหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยในกรณีที่ความผิดปกติเป็นแบบถาวรซึ่งจะต้องทำงานหลังจากรีโกลสเซอร์ทำงานจังหวะแรก ในกรณีที่ฟิวส์ไม่ทำงานก็จะให้รีโกลสเซอร์ที่ทำงานในจังหวะที่สองทำหน้าที่สำรอง และเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อนทำหน้าที่ตัดวงจรในส่วนสายป้อนหลักและทำหน้าที่สำรองในกรณีที่รีโกลสเซอร์ไม่ทำงาน จากกราฟคุณลักษณะจะเห็นว่าในสภาวะปกติการทำงานร่วมกันที่ถูกต้องของอุปกรณ์เหล่านี้จะอยู่ในค่ากระแสลัดวงจรช่วงหนึ่ง จากรูปที่ 4.8 คือ ประมาณ 200-2200 แอมแปร์ ถ้ามีการติดตั้ง DG ในระบบอาจทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงขึ้นจนอาจอยู่นอกเหนือจากช่วงการทำงาน เช่น เมื่อมีกระแสลัดวงจรเพิ่มเป็น 4000 แอมแปร์ จะทำให้ฟิวส์ตัดวงจรก่อนรีโกลสเซอร์ทำงานในจังหวะแรก ซึ่งทำให้โหลดบางจุดอาจเกิดเหตุไฟฟ้าดับในกรณีที่ความผิดปกติเป็นแบบชั่วคราวซึ่งไม่ควรเกิดขึ้น เป็นต้น สำหรับระบบ RBTS BUS2 จะใช้กรณีที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG เป็นกรณีฐาน และแยกพิจารณาผลกระทบจากการติดตั้ง DG 3 กรณีอันได้แก่

- 1.) กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งต้นสายป้อนของระบบจำหน่าย คือ จุด A ในรูปที่ 4.8
- 2.) กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งกลางสายป้อนหน้ารีโกลสเซอร์ คือจุด B ในรูปที่ 4.8

3.) กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งปลายสายป้อนของระบบจำหน่าย คือจุด C ในรูปที่ 4.8

ในการวิเคราะห์ผลจะนำข้อมูลส่วนประกอบต่างๆของระบบที่นำแสดงข้างต้นมาใช้คำนวณค่ากระแสผิดพลาดและนำไปคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI โดยวิธีการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้นแต่ละจุดโหลดได้ผลดังแสดงในตารางที่ 4.7, 4.8, 4.9 และตารางที่ 4.10 ตามลำดับ



รูปที่ 4.8 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันในกรณีที่ไม่มีกรติดตั้ง DG

ตารางที่ 4.7 กรณีที่ระบบยังไม่มีกรติดตั้ง DG

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ ครั้งต่อปี	U ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040

8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.236	1.880
21	0.281	3.105
22	0.281	3.105
SAIFI	0.203 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.38 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 4.8 กรณิที่ระบบติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550

10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.236	1.880
21	0.281	3.105
22	0.281	3.105
SAIFI	0.203 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.38 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 4.9 กรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665

12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.236	1.880
21	0.281	3.105
22	0.281	3.105
SAIFI	0.203 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.38 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

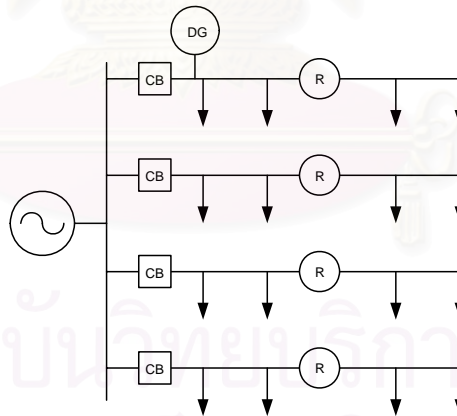
ตารางที่ 4.10 กรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885

14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.530	3.350
21	0.575	4.575
22	0.575	4.575
SAIFI	0.274 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.64 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

จากผลการคำนวณหาค่ากระแสผิดพลาดที่ทุกๆจุดในระบบ RBTSBUS2 แล้วนำค่าที่ได้มาคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ดังตารางที่ 4.6-4.9 ผลที่ได้ในแต่ละกรณีสำหรับระบบที่ยังไม่ได้มีการปรับปรุงอุปกรณ์ป้องกันสามารถสรุปได้ดังนี้

4.3.1 การวิเคราะห์ผลการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน



รูปที่ 4.9 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน

ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG บริเวณต้นสายป้อนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณีหลัก ดังนี้คือ

- 1) เมื่อความผิดพลาดเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG
- 2) เมื่อความผิดพลาดเกิดบนสายป้อนที่ไม่มี DG

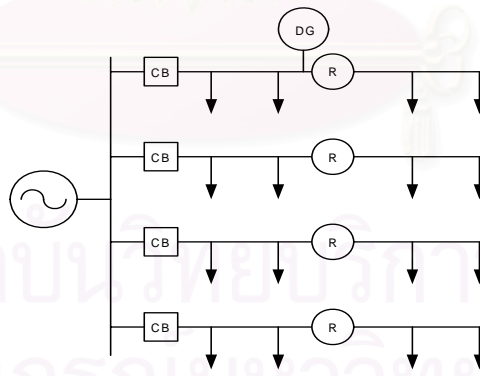
1) กรณีที่ความผิดพลาดเกิดขึ้นบนสายป้อนที่มี DG ติดตั้งอยู่บริเวณต้นสายป้อน (Upstream) ดังรูปที่ 4.9 ถ้าเกิดความผิดพลาดขึ้นไม่ว่าจุดใดก็ตามในระบบ จะทำให้กระแสรวมที่จุดที่เกิดความผิดพลาดมีค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มี DG หากพิจารณาการเกิดความผิดพลาดในสายที่มี การติดตั้ง DG อยู่ อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่หลัง DG จะมีกระแสไหลผ่านค่าเดียวกัน ยกเว้นเบรกเกอร์ต้นทางที่อยู่ระหว่างแหล่งจ่ายไฟฟ้าของระบบและ

DG เราจะพบว่ากระแสที่ไหลผ่านเบรกเกอร์มีค่าต่ำกว่าอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่น ทำให้ทำงานช้าลงกว่าปกติแต่ไม่ทำให้เกิดปัญหาเพราะโดยปกติเบรกเกอร์จะมีลำดับการทำงานเป็นลำดับสุดท้าย เพราะฉะนั้นการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ยังคงอยู่ในสภาวะที่ไม่ผิดปกติจากที่ได้ออกแบบไว้ แต่อาจก่อให้เกิดผลเสียได้ในกรณีที่เกิดความผิดปกติเฉพาะบริเวณสายส่งหลักที่อยู่หน้ารีโกลสเซอร์ไม่รวมบริเวณกิ่งย่อย เนื่องมาจากความผิดปกติในส่วนนี้จะมีเพียงเบรกเกอร์ที่ทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติ ซึ่งกระแสที่มีค่าลดลงเนื่องจากเป็นกระแสที่มาจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ จะทำให้การทำงานของเบรกเกอร์ช้าลง ความผิดปกติจะอยู่ในระบบนานกว่ากรณีปกติ อาจทำให้อุปกรณ์อื่นๆในระบบเสียหายมากขึ้น ส่วนบริเวณหลังรีโกลสเซอร์จะไม่เกิดปัญหาเพราะกระแสที่มากขึ้นทำให้ การทำงานของอุปกรณ์ไวขึ้นและยังอยู่ในช่วงของขอบเขตการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ ที่ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายใดๆขึ้นในระบบ

2) กรณีความผิดปกติที่เกิดขึ้นในสายป้อนอื่นที่ไม่มี DG ติดตั้งอยู่ จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกๆตัวในสายอื่นจะมีค่ากระแสไหลผ่านค่าเดียวกันและเป็นค่าที่มากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG แต่จะมีกระแสจาก DG ไหลย้อนผ่านเบรกเกอร์ในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ กระแสที่ผ่านเบรกเกอร์จะมีค่าต่ำกว่ากระแสที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นในสายที่เกิดความผิดปกติ เวลาในการทำงานจะช้ากว่าตามไปด้วย จึงไม่ก่อให้เกิดปัญหาใดๆขึ้น ระบบป้องกันยังคงทำงานได้อย่างถูกต้อง และมีความไวในการทำงานสูงขึ้นซึ่งก่อให้เกิดผลดีกับระบบ

จากตารางที่ 4.8 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนสำหรับระบบ RBTSBUS2 ไม่ได้ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันยังคงสามารถทำงานร่วมกันได้เป็นปกติ ไม่เกิดความผิดพลาด หากแต่เพียงเวลาในการทำงานอาจเปลี่ยนแปลงไปขึ้นอยู่กับบริเวณที่เกิดความผิดปกติ จึงไม่มีจุดโหลดใดในระบบที่ได้รับผลกระทบหรือพบกับเหตุไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้น ค่า λ และ U ของแต่ละจุดโหลดยังคงเท่าเดิม

4.3.2 การวิเคราะห์ผล การติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน



รูปที่ 4.10 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน

ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG บริเวณกลางสายป้อนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณีหลัก ดังนี้คือ

- 1) เมื่อความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG
- 2) เมื่อความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ไม่มี DG

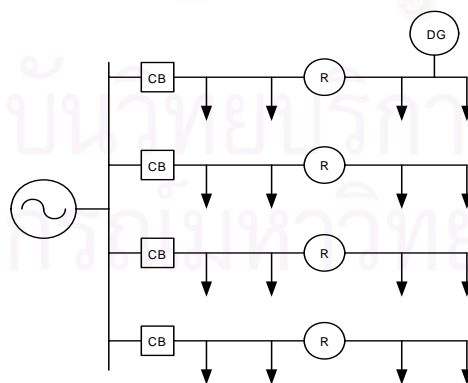
1) กรณีที่ความผิดปกติเกิดขึ้นบนสายป้อนที่มี DG ติดตั้งอยู่ในส่วนกลางของสายป้อนหน้ารีโกลสเซอร์ ดังรูปที่ 4.10 ถ้าเกิดความผิดปกติ ขึ้นไม่ว่าจุดใดก็ตามในระบบ จะทำให้กระแสรวมที่จุดที่เกิดความผิดปกติมี

ค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มี DG หากพิจารณาการเกิดความผิดปกติในสายที่มีการติดตั้ง DG อยู่ อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่หลัง DG จะมีกระแสไหลผ่านค่าเดียวกัน ยกเว้นเบรกเกอร์ต้นทางที่อยู่ระหว่างแหล่งจ่ายไฟฟ้าของระบบและ DG เราจะพบว่า กระแสที่ไหลผ่านเบรกเกอร์มีค่าต่ำกว่าอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่น ทำให้ทำงานช้าลงกว่าปกติแต่ไม่ทำให้เกิดปัญหาเพราะโดยปกติเบรกเกอร์จะมีลำดับการทำงานเป็นลำดับสุดท้าย เพราะฉะนั้นการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ยังคงอยู่ในสภาวะที่ไม่ผิดปกติจากที่ได้ออกแบบไว้ เช่นเดียวกับการติดตั้ง DG บริเวณต้นสายป้อน ในการเกิดความผิดปกติที่บริเวณ สายส่งหลักหน้ารีโกลสเซอร์ไม่รวมบริเวณกิ่งย่อยเนื่องมาจาก ความผิดปกติในส่วนนี้จะมีเพียงเบรกเกอร์ที่ทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติ ซึ่งกระแสที่มีค่าลดลงเนื่องจากเป็นกระแสที่มาแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ กระแสที่ลดลงจะทำให้การทำงานของเบรกเกอร์ช้าลง ความผิดปกติจะอยู่ในระบบนานกว่ากรณีปกติ อาจทำให้อุปกรณ์อื่นๆในระบบเสียหายมากขึ้น ส่วนบริเวณหลังรีโกลสเซอร์จะไม่เกิดปัญหาเพราะกระแสที่มากขึ้นทำให้ การทำงานของอุปกรณ์ไวขึ้นและยังอยู่ในช่วงของขอบเขตการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ ที่ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายใดๆขึ้นในระบบ

2) กรณีความผิดปกติเกิดขึ้นในสายป้อนอื่นที่ไม่มี DG ติดตั้งอยู่ ผลที่เกิดขึ้นมีความคล้ายคลึงกับกรณีติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน แต่มีความแตกต่างแค่เพียงกระแสรวมที่ไหลมีค่าต่ำกว่ากรณีที่มี DG ต้นสายป้อนเนื่องมาจาก DG ที่ติดตั้งกลางสายส่ง จะอยู่ห่างกับจุดที่เกิดความผิดปกติที่สายอื่นมากกว่า ค่าอิมพีแดนซ์รวมของระบบจึงมากกว่า กระแสที่ไหลผ่านจึงลดลงเมื่อเทียบกับกรณีติดตั้งไว้ต้นสายป้อน แต่อุปกรณ์ป้องกันทุกๆตัวในสายอื่นจะยังคงมีค่ากระแสไหลผ่านค่าเดียวกันและเป็นค่าที่มากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG แต่จะมีกระแสจาก DG ไหลย้อนผ่านเบรกเกอร์ในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ กระแสที่ผ่านเบรกเกอร์จะมีค่าน้อยกว่ากระแสที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นในสายที่เกิดความผิดปกติ เวลาในการทำงานจะช้ากว่าตามไปด้วย จึงไม่ก่อให้เกิดปัญหาใดๆขึ้น ระบบป้องกันยังคงทำงานได้อย่างถูกต้อง และมีความไวในการทำงานสูงขึ้นซึ่งก่อให้เกิดผลดีกับระบบเช่นเดียวกับกับกรณีต้นสายป้อน

จากตารางที่ 4.9 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนสำหรับระบบ RBTSBUS2 ไม่ได้ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ด้วยเหตุผลเช่นเดียวกับที่กล่าวไว้ในกรณีที่มีการติดตั้งไว้ที่ต้นสายป้อน

4.3.3 การวิเคราะห์ผลการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน



รูปที่ 4.11 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน

ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG บริเวณปลายสายป้อนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณีหลัก ดังนี้คือ

- 1) เมื่อความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG

2) เมื่อความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ไม่มี DG

1) กรณีความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG อยู่ในส่วนปลายทาง (Downstream) ของระบบ RBTSBUS2 ดังรูปที่ 4.11 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติจะมีผลกับทิศทางการไหลของกระแส และลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน หากพิจารณาถึงการเกิดความผิดปกติในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ในส่วนที่เป็นกิ่งย่อย ทุกกิ่ง กระแสที่ไหลผ่านจะมีค่ามากขึ้น ฟิวส์จะทำงานเร็วขึ้น แต่ถ้าเกิดความผิดปกติบริเวณสายส่งหลังรีโกลสเซอร์ ที่บริเวณนี้เบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์จะมองเห็นขนาดกระแสเท่ากัน และรีโกลสเซอร์สามารถทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติก่อนเบรกเกอร์ได้ตามปกติ แต่เวลาในการทำงานจะช้าลงกว่ากรณีที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG เนื่องจากกระแสที่ไหลผ่านเป็นกระแสที่มาจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ และถ้าเกิดความผิดปกติขึ้นที่หน้ารีโกลสเซอร์ เบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์จะมองเห็นขนาดกระแสคนละค่า โดยที่รีโกลสเซอร์จะมองเห็นกระแสที่ไหลย้อนมาจาก DG ส่วนเบรกเกอร์จะมองเห็นกระแสที่มาจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ ซึ่งความแตกต่างของกระแสที่อุปกรณ์ทั้งคู่มองเห็นขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติเทียบกับตำแหน่งของแหล่งจ่ายไฟฟ้าและ DG แต่อย่างไรก็ตาม ไม่ว่าจะลำดับการทำงานของอุปกรณ์สองตัวนี้จะผิดพลาดหรือไม่ ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ในส่วนของ SAIFI และ SAIDI ไม่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเกิดความผิดปกติในบริเวณนี้ โดยปกติเบรกเกอร์จะทำหน้าที่ตัดวงจรซึ่งทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสายได้รับผลกระทบ และถ้ามีการติดตั้ง DG เพิ่มเข้ามา ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในบริเวณนี้ต้องอาศัยการทำงานของอุปกรณ์ทั้งสองตัว เพราะฉะนั้นไม่ว่าอุปกรณ์ตัวใดทำงานก่อน จะไม่ก่อให้เกิดผลกระทบทางด้านความน่าเชื่อถือได้

2) กรณีความผิดปกติเกิดขึ้นในสายที่ไม่มี DG ติดตั้งอยู่ จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในสายอื่นจะมีค่ากระแสไหลผ่านค่าเดียวกันและเป็นค่าที่มากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG แต่จะมีกระแสจาก DG ไหลย้อนผ่านรีโกลสเซอร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นในสายอื่นอยู่ในส่วนของกิ่งย่อยหรือบริเวณหลังรีโกลสเซอร์จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาใดๆ แต่ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นเกิดบริเวณหน้ารีโกลสเซอร์ จะมีอุปกรณ์ 3 ตัวที่มองเห็นกระแสต่างกันคือ เซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์ในสายที่มี DG จะเห็นกระแสที่มาจาก DG ส่วนเบรกเกอร์ในสายที่เกิดความผิดปกติจะมองเห็นกระแสรวมที่มีค่ามากกว่า ถ้ากระแสที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์ซึ่งมาจาก DG มีค่ามากพอจะทำให้เวลาในการทำงานของรีโกลสเซอร์ในสายที่มี DG เร็วกว่าการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนหลังรีโกลสเซอร์จะประสบกับปัญหาไฟฟ้าดับบ่อยขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นนั้นหมายความว่า ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง

จากตารางที่ 4.10 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนสำหรับระบบ RBTSBUS2 ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI อย่างเห็นได้ชัดเนื่องจากในบางกรณีค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มสูงขึ้นทำให้อุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถทำงานร่วมกันได้เป็นปกติ เกิดความผิดพลาด มีจุดโหลดบางจุดพบกับเหตุไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้น ค่า I และ U ของแต่ละจุดโหลดเปลี่ยนแปลงไป ดังจะสังเกตได้จากค่า I ของจุดโหลดที่ 20, 21 และ 22 จะเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด เนื่องมาจากการตัดวงจรของรีโกลสเซอร์จากกระแสที่ไหลย้อนตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ถ้าจุดโหลดบริเวณนั้นเป็นส่วนที่สำคัญ อาจก่อให้เกิดผลเสียทางเศรษฐกิจอย่างมาก

จากผลการทดสอบการติดตั้ง DG ทั้ง 3 กรณีข้างต้น เราสามารถสรุปผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีเป็นดังแสดงในตารางที่ 4.11

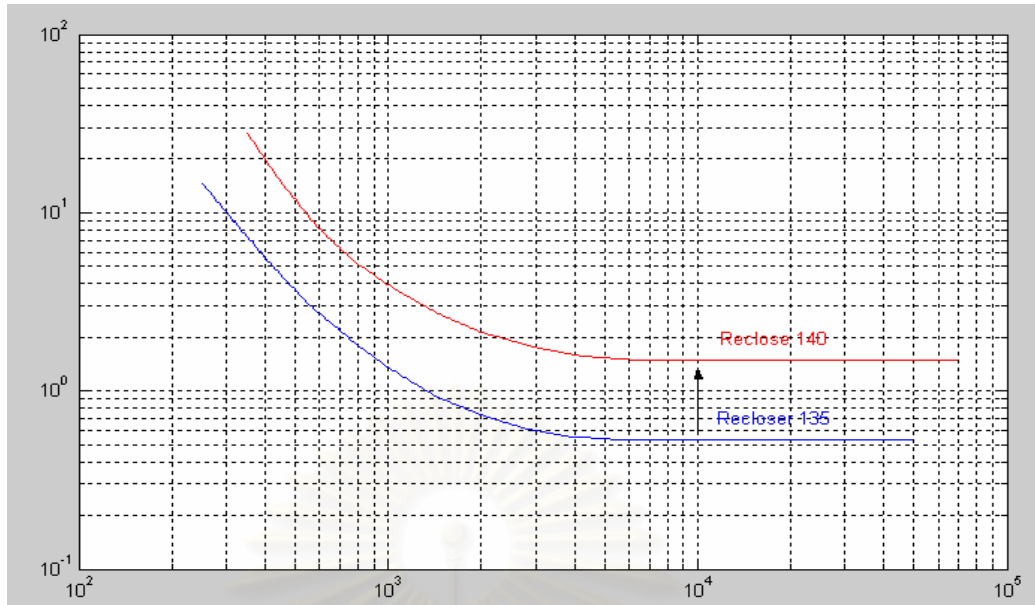
ตารางที่ 4.11 สรุปผลกระทบการติดตั้ง DG ที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้

กรณี	ดัชนีความน่าเชื่อถือได้		อุปกรณ์ป้องกันในสาย ป้อนที่มี DG	อุปกรณ์ป้องกันในสาย ป้อนที่ไม่มี DG
	SAIFI	SAIDI		
ติดตั้งที่ต้นสายป้อน	ไม่เปลี่ยน	ไม่เปลี่ยน	เบรกเกอร์ทำงานช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่กลางสายป้อน	ไม่เปลี่ยน	ไม่เปลี่ยน	เบรกเกอร์ทำงานช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่ปลายสายป้อน	แย่ลง	แย่ลง	เบรกเกอร์และรีโคลส- เซอร์ทำงานช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น

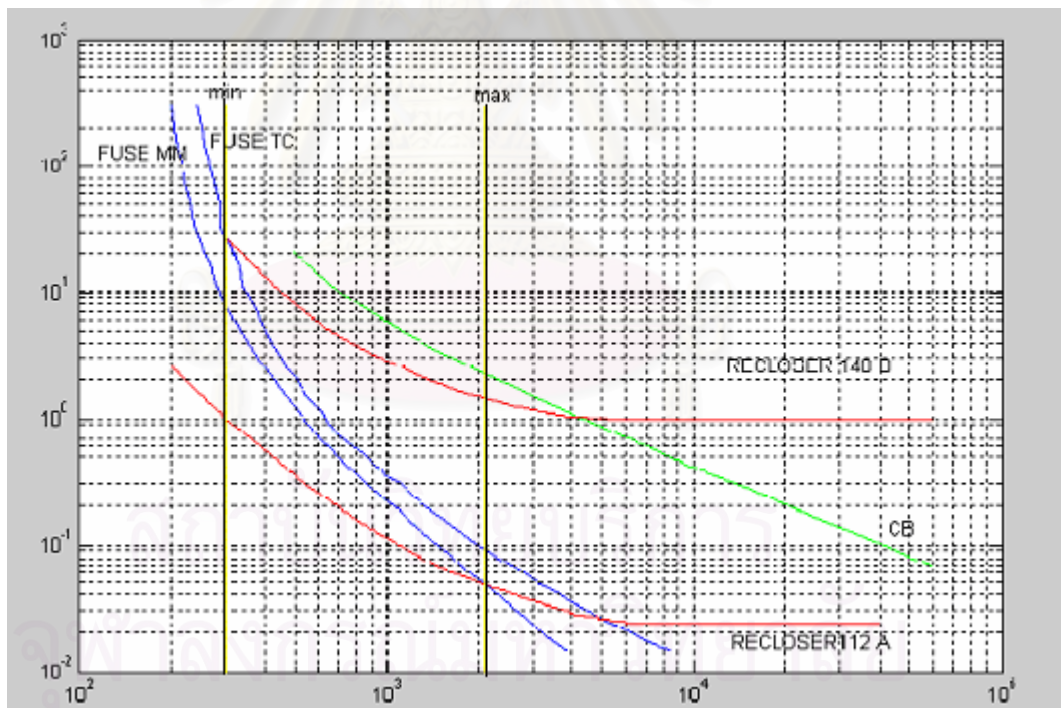
4.3.4 การปรับปรุงอุปกรณ์ป้องกันเพื่อรองรับระบบ RBTSBUS2 ที่มี DG

จากการทดสอบกับระบบ RBTSBUS 2 ทั้ง 3 กรณี จะพบว่ากรณีที่ติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนหลังรีโคลสเซอร์จะก่อให้เกิดผลกระทบกับระบบมากที่สุด โดยเฉพาะโหลดที่อยู่หลังรีโคลสเซอร์ (จุดโหลดที่ 20 , 21 และ 22) จะเกิดปัญหาไฟดับบ่อยครั้งขึ้นเนื่องมาจากการทำงานที่ผิดพลาดของเบรกเกอร์กับรีโคลสเซอร์ คือรีโคลสเซอร์ในสายป้อนที่มี DG อาจทำงานก่อนเบรกเกอร์ที่ติดตั้งอยู่บนสายป้อนที่เกิดความผิดพลาด อย่างไรก็ตามถ้าเราสามารถปรับตั้งค่าให้การทำงานของ รีโคลสเซอร์สามารถมองเห็นทิศทางของกระแส หรือปรับให้รีโคลสเซอร์มีการทำงานที่ช้าลง คือมีความไวต่ำลง จะสามารถช่วยรักษาลำดับการทำงานร่วมกันได้ดังเดิมโดยที่รีโคลสเซอร์จะไม่ทำงานก่อนเบรกเกอร์ จากระบบทดสอบก่อนการปรับปรุง ได้เลือกใช้รีโคลสเซอร์ที่ทำงานจังหวะที่สองคือ รหัส 135 เมื่อทำการปรับปรุงระบบโดยเปลี่ยนไปใช้รีโคลสเซอร์รหัส 140 ซึ่งเป็นการปรับให้รีโคลสเซอร์ทำงานช้าลงดังรูปที่ 4.12 จะได้กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของระบบใหม่หลังการปรับปรุงเป็นดังรูปที่ 4.13 ซึ่งระบบใหม่ที่มีการปรับปรุงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแล้ว จะช่วยแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นได้ ทำให้ระบบคงความน่าเชื่อถือได้ ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของกรณีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนซึ่งเกิดปัญหาจะกลับมาสู่ค่าเดิมก่อนที่ระบบจะมีการติดตั้ง DG โดยได้ผลเช่นเดียวกันกับที่แสดงในตารางที่ 4.7

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.12 กราฟคุณลักษณะการทำงานของรีโคลสเซอร์รหัส 135 และ รหัส 140



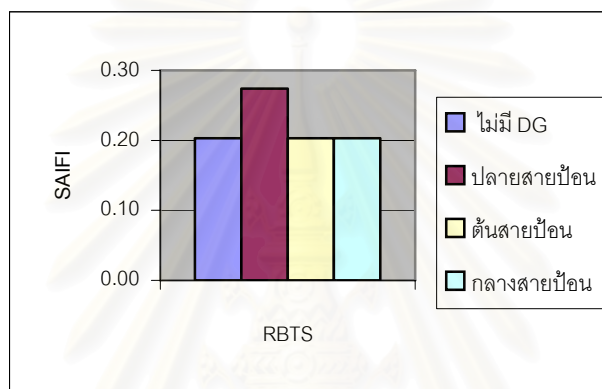
รูปที่ 4.13 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันหลังการ
ปรับปรุงรีโคลสเซอร์

จากผลการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ทุกๆกรณีศึกษา จะเห็นว่ามียกกรณีที่ดีติดตั้ง DG ไว้ที่
ปลายสายป้อนเท่านั้นที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อค่า SAIFI , SAIDI อย่างชัดเจนตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น และยัง
สามารถคำนวณให้เห็นในรูปของกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายในหน่วย kWh ซึ่งมีค่าดังแสดงใน

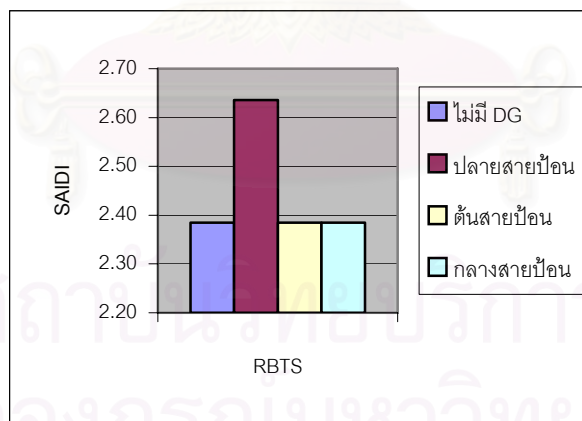
ตารางที่ 4.12 และแสดงเป็นแผนภูมิแท่งเพื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งต่างๆ ได้ดังรูปที่ 4.14-4.16

ตารางที่ 4.12 แสดงผลการเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG

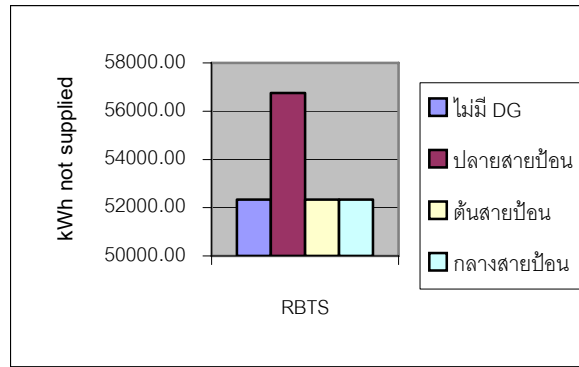
ค่าดัชนี	ระบบที่ไม่มี DG	ระบบที่ติดตั้ง DG ปลายสายป้อน	ความแตกต่าง(%)
SAIFI	0.203	0.274	34.79
SAIDI	2.38	2.64	10.92
kWh	52341	56751	8.43



รูปที่ 4.14 ค่า SAIFI ของระบบ ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 4.15 ค่า SAIDI ของระบบ ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 4.16 ค่า kWh not supplied ในกรณีต่างๆ

จากผลของการปรับปรุงรีโกลสเซอร์ให้มีความไวต่ำลง สามารถช่วยให้ระบบรักษาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันได้ ทำให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบไม่เปลี่ยนแปลง และหากให้ระบบเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันที่ออกแบบปรับปรุงไว้สำหรับระบบที่มี DG นำมาใช้กับระบบที่ไม่มี DG ผลการทดสอบกับระบบปรากฏว่า สามารถนำการปรับแต่งค่าเวลาการทำงานอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบที่มี DG มาใช้กับระบบที่ไม่มี DG ได้โดยไม่ก่อให้เกิดผลการเปลี่ยนแปลงอย่างมากมายขึ้นกับระบบ อุปกรณ์ป้องกันไม่สูญเสียลำดับการทำงานร่วมกัน ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบยังคงเท่าเดิมเหมือนดังตารางที่ 2.7 หากแต่เพียงการทำงานของรีโกลสเซอร์ในจังหวะการทำงานแบบช้าจะมีความไวต่ำลง เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่บริเวณสายส่งที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ อุปกรณ์ป้องกันจะตัดความผิดปกติออกจากรวมในเวลาที่ยาวกว่าเดิมเล็กน้อย ซึ่งอาจทำให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบสั้นลงได้ อย่างไรก็ตามสำหรับระบบตัวอย่างนี้ การปรับตั้งค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์ดังกล่าวไม่มีผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของที่ทุกจุดโหลดแต่อย่างใด

4.4 ผลการทดสอบกับระบบทดสอบที่ตัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากข้อมูลประเภทจำนวนและขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดแสดงในตารางที่ 4.2 ข้อมูลความยาวฟีดเดอร์ของระบบทดสอบ แสดงไว้ในตารางที่ 4.1 ข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ในระบบแสดงในตารางที่ 4.6 และกราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับสายส่งเส้นบน เส้นกลาง และเส้นล่างในรูปที่ 4.17 4.18 และ 4.19 ตามลำดับ ซึ่งขนาดติดตั้งของอุปกรณ์แต่ละตัวบนสายส่งแต่ละสายเป็นดังนี้คือ

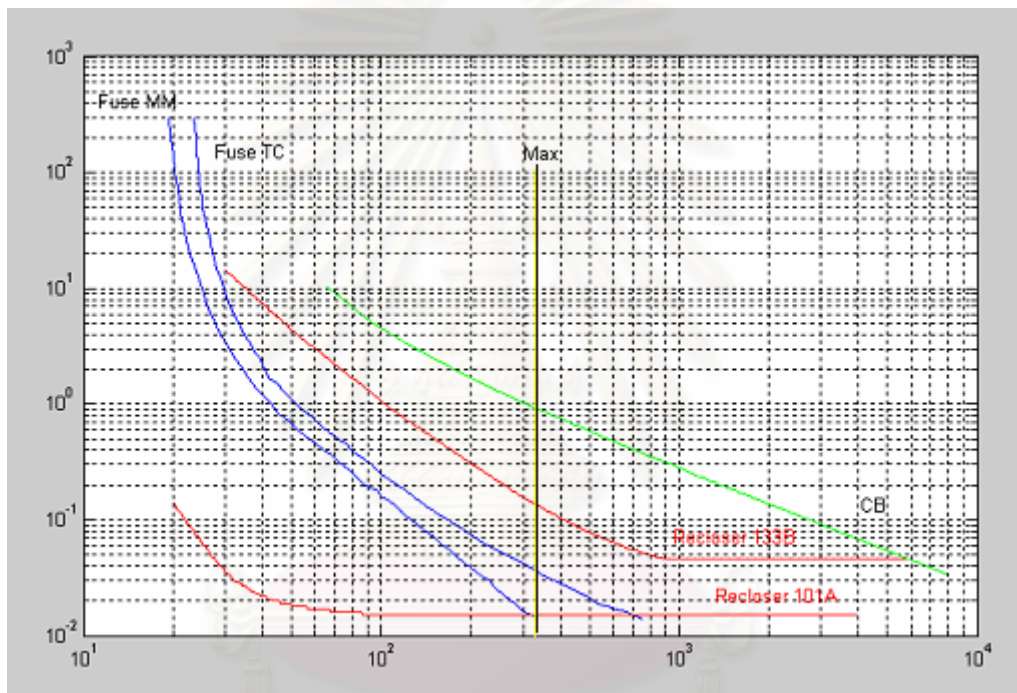
สายส่งเส้นบน - ฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์ , รีโกลสเซอร์รหัส 101 และ 133 ทำงานที่ 20 แอมแปร์และ 30 แอมแปร์ ตามลำดับ , เบรกเกอร์ทำงานที่ 60 แอมแปร์

สายส่งเส้นกลาง - ฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์ , รีโกลสเซอร์รหัส 101 และ 133 ทำงานที่ 10 แอมแปร์และ 30 แอมแปร์ ตามลำดับ , เบรกเกอร์ทำงานที่ 40 แอมแปร์

สายส่งเส้นล่าง - ฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์ , รีโกลสเซอร์รหัส 101 และ 133 ทำงานที่ 20 แอมแปร์และ 30 แอมแปร์ ตามลำดับ , เบรกเกอร์ทำงานที่ 40 แอมแปร์

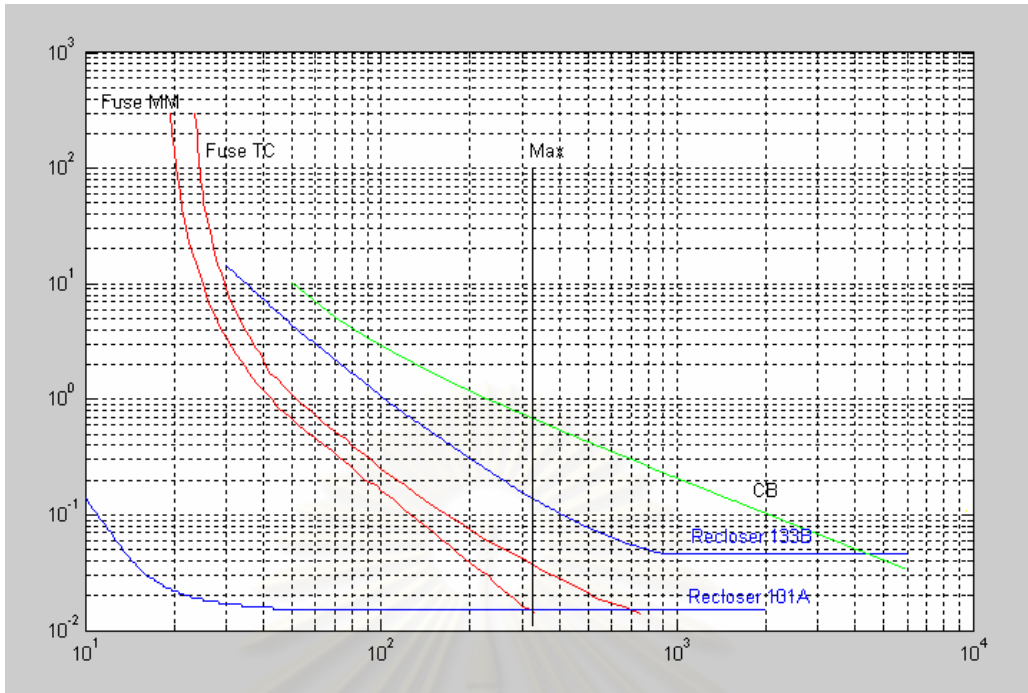
ค่ากระแสติดตั้ง (Setting currents) ได้จากการคำนวณหากระแสพิคโตรวมของโหลดในแต่ละสายจากข้อมูลของโหลดตามขนาดหม้อแปลง แล้วเลือกขนาดของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวให้เหมาะสมกับกระแสพิคโตรวมที่ไหลผ่านโดยให้มีลำดับการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์ ฟิวส์และเบรกเกอร์เป็นดังนี้คือ รีโกลสเซอร์จะมีหน้าที่แยกชนิดความผิดปกติแบบชั่วคราวและถาวรบริเวณตั้งแต่กลางสายป้อนไปถึงปลายสายป้อนเป็นลำดับแรก ฟิวส์มีหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยในกรณีที่ความผิดปกตินั้นเป็นแบบถาวรซึ่งจะต้องทำงานหลังจากรี

โคลสเซอร์ทำงานจังหวะแรก ในกรณีที่ฟิวส์ไม่ทำงานก็จะให้รีโคลสเซอร์ที่ทำงานในจังหวะที่สองทำหน้าที่
 ส้ารอง และเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อนทำหน้าที่ตัดวงจรในส่วนสายป้อนหลักและทำหน้าที่ส้ารองในกรณีที่รีโคลส
 เซอร์ไม่ทำงาน ซึ่งมีลักษณะเดียวกับที่ใช้ในระบบ RBTSBUS2 สำหรับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริง
 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะใช้โปรแกรมและวิธีการคำนวณเช่นเดียวกันกับการทดสอบกับระบบ RBTSBUS2
 แต่จะเพิ่มเติมการวิเคราะห์ระบบโดยคำนึงถึงผลการต่อ DG ผ่านหม้อแปลงในลักษณะต่างๆทุกรูปแบบ แล้ว
 คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI โดยวิธีการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้นแต่ละ
 จุดโหลดตามตำแหน่งการติดตั้ง DG ทั้ง 3 กรณีคือ ต้นสายป้อน กลางสายป้อน และปลายสายป้อน ซึ่งคือจุด A ,B
 และ C ในรูปที่ 4.6 ตามลำดับ

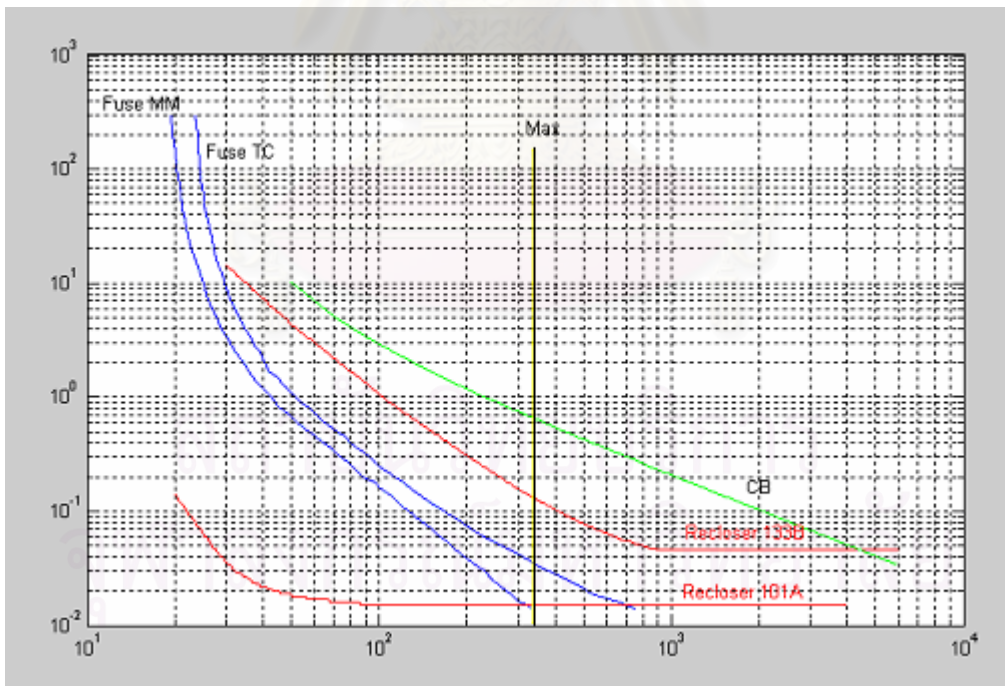


รูปที่ 4.17 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบดัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาค
 ที่สายส่งเส้นบน ในกรณีที่ไม่มีติดตั้ง DG

สถาบันวิทยบริการ
 จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.18 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบตัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาค
ที่สายส่งเส้นกลาง ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG



รูปที่ 4.19 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบตัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาค
ที่สายส่งเส้นล่าง ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG

จากผลการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเพื่อคำนวณหาค่ากระแสเงินสดพร้อม แล้วนำผลที่ได้มาคำนวณหา
ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI สำหรับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG เพื่อใช้เป็นกรณีฐาน ได้ผล
การคำนวณดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ดัชนีความเชื่อถือได้กรณีที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.778	2.057
9	0.778	2.381
10	0.778	2.674
11	0.793	3.293
12	0.793	3.293
13	0.778	3.700
14	0.778	3.965
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.897
19	0.276	1.190
20	0.276	1.455
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801

24	0.210	0.888
25	0.210	0.976
26	0.210	1.476
27	0.524	1.476
28	0.509	1.856
29	0.509	2.177
30	0.509	2.470
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

เมื่อทำการติดตั้ง DG ขนาด 1 เมกกะวัตต์ ที่ต้นสายป้อนของระบบซึ่งคิดเป็น 67.57 เปอร์เซ็นต์ของ โหลดรวมทั้งหมด โดยคำนึงถึงการต่อหม้อแปลงทุกรูปแบบ ในที่นี้เราสมมติให้ค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับ บวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์เป็นค่าเดียวกันตามตารางที่ 2.6 แล้วทำการคำนวณค่าบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ของ ระบบตามลักษณะการต่อหม้อแปลง แล้วทำการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรตามขั้นตอนเดิมอีกครั้ง ผลที่ได้จาก การต่อ DG ที่ต้นสายป้อน ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 คือ วายลงดิน-วาย, วาย-เคลด้า, วาย- วายลงดิน, เคลด้า-วาย, เคลด้า-เคลด้า, และวายลงดิน-เคลด้า ที่มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ เท่ากัน แต่มีค่ามากที่สุด เมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่นๆ ได้ผลดังแสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนผ่าน หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 1

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981

10	0.778	2.675
11	0.793	3.293
12	0.793	3.293
13	0.778	3.700
14	0.778	3.965
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.178
30	0.078	2.470
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ต้นสายป้อน ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 2 คือ เกล็ด้า-วางลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์น้อยที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่น ได้ผลดังตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 2

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี

1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.657
10	0.838	3.274
11	0.793	3.294
12	0.793	3.294
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.210	0.888
25	0.210	0.976
26	0.210	1.478
27	0.524	1.478
28	0.509	1.857
29	0.509	2.179
30	0.509	2.471
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ต้นสายป้อน ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่3 คือ วายลงดิน-วายลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์อยู่ระหว่างการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 และ 2 ได้ผลดังตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่3

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.657
10	0.778	2.675
11	0.793	3.294
12	0.793	3.294
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801

24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

เมื่อทำการติดตั้ง DG ที่กลางทางหน้ารีโกลสเซอร์ของระบบโดยคำนึงถึงการต่อหม้อแปลงทุกรูปแบบ แล้วทำการคำนวณตามขั้นตอนเดิมอีกครั้ง ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 คือ วายลงดิน-วาย, วาย-เคลด้า, วาย-วายลงดิน, เคลด้า-วาย, เคลด้า-เคลด้า, ที่มีอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ เท่ากัน แต่มีค่ามากที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่นๆ ได้ผลดังตารางที่ 4.17

ตารางที่ 2.17 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 1

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.778	3.701

14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่กลางสายป้อนหน้ารีโกลสเซอร์ ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 2 คือ เกล็ดน้ำ-วายลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์น้อยที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่น ได้ผลดังตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.18 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 2

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080

5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่กลางสายป้อนหน้ารีโกลสเซอร์ ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 3 คือ วยลงดิน-วยลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์อยู่ระหว่างการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 และรูปแบบที่ 2 ได้ผล ดังตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 3

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478

27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

เมื่อทำการติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์ของระบบโดยคำนึงถึงการต่อหม้อแปลงทุกรูปแบบแล้วทำการคำนวณตามขั้นตอนเดิมอีกครั้ง ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ปลายสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1, 2 และ 3 เป็นดังตารางที่ 4.20-4.22 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.20 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 1

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.838	4.300
14	0.838	4.565
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036

18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 4.21 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 2

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492

12	0.913	4.492
13	0.838	4.300
14	0.838	4.565
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 4.22 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 3

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	λ	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881

3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.838	4.300
14	0.838	4.565
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

จากผลการทดสอบการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆในระบบแล้วคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ สามารถสรุปผลเปรียบเทียบความแตกต่างที่เกิดขึ้นได้ดังตารางที่ 4.23-4.24

ตารางที่ 4.23 การเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG เมื่ออัตราการเกิดความผิดปกติพร้อมแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์

ค่าดัชนี	ระบบที่ไม่มี DG	ระบบที่ติดตั้ง DG ต้นสาย	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG กลางสาย	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG ปลายสาย	ความแตกต่าง (%)
SAIFI	0.304	0.304	0	0.327	7.56	0.327	7.56
SAIDI	1.22	1.22	0	1.45	18.85	1.45	18.85
kWh	1903	1940	1.94	2071	8.82	2150	12.97

ตารางที่ 4.24 การเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG เมื่ออัตราการเกิดความผิดปกติพร้อมแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์

ค่าดัชนี	ระบบที่ไม่มี DG	ระบบที่ติดตั้ง DG ต้นทาง	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG กลางทาง	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG ปลายทาง	ความแตกต่าง (%)
SAIFI	0.304	0.304	0	0.313	2.96	0.313	2.96
SAIDI	1.22	1.22	0	1.31	7.37	1.31	7.37
kWh	1903	1916	0.68	1966	3.31	1995	4.89

จะเห็นได้ว่าผลการทดสอบกับระบบจำหน่ายที่คิดแปลงมาจากการไฟฟ้าภูมิภาค ระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG และระบบที่มีการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆในระบบ ให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่แตกต่างกันตามตำแหน่งการติดตั้งดังนี้

การติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน

ผลจากการติดตั้ง DG ที่ต้นทางของสายป้อนในระบบทดสอบ 30 บัสนี้ จะเห็นว่ากระแสผิดปกติของระบบเพิ่มขึ้น ผลที่ตามมาคือ จะทำให้เกิดผลกระทบระหว่างการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์และฟิวส์ เมื่อเกิดการลัดวงจรข้างหลังฟิวส์ที่สายป้อนย่อย ตามปกติรีโกลสเซอร์ในจังหวะแรกจะทำหน้าที่ตัดวงจรในกรณีที่ความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติพร้อมแบบชั่วคราว แต่เมื่อรวมกระแสที่มาจาก DG ทำให้กระแสผิดปกติที่ไหลผ่านฟิวส์มีค่ามากจนเกินขอบเขตการทำงานร่วมกัน เกิดปัญหาที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อนรีโกลสเซอร์ ทำให้ฟิวส์มองเห็นความผิดปกติพร้อมชั่วคราวที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติพร้อมแบบถาวร โหลดบริเวณนั้นมีความถี่ของการเกิดไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้น ซึ่งในการทดสอบได้กำหนดให้ออกาสในการเกิดความผิดปกติพร้อมแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์ และความผิดปกติพร้อมแบบถาวรเป็น 20 เปอร์เซ็นต์ [12]จะได้ผลดังตารางที่ 4.23 และถ้าทดลองกำหนดให้ออกาสในการเกิดความผิดปกติพร้อมแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์ และความผิดปกติพร้อมแบบถาวรเป็น 40 เปอร์เซ็นต์จะได้ผลดังตาราง 4.24 ซึ่งความแตกต่างของตัวเลขค่าดัชนีจากทั้งสองตารางขึ้นอยู่กับสัดส่วนของการ

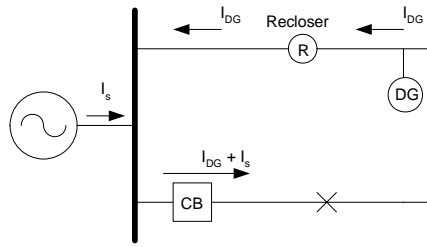
เกิดความผิดปกติของแบบชั่วคราวและแบบถาวร ถ้าระบบที่มีสัดส่วนความผิดปกติของแบบชั่วคราวมากกว่า ก็จะทำให้ส่งผลกระทบต่อระบบมากกว่า ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ที่ต่ำลง แต่ผลที่เกิดขึ้นไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโดยรวมมากนักอันเนื่องมาจาก โอกาสที่จะเกิดความผิดปกติหลังฟิวส์ ที่สายป้อนย่อยหรือหม้อแปลงมีไม่มากนัก เมื่อเทียบกับสายส่งหลัก อ้างอิงจากสถิติข้อมูลของการไฟฟ้า และจุดโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ ที่ได้รับผลกระทบจากการติดตั้ง DG ที่ดินทางมีเพียงไม่กี่จุด คือ จุดโหลดที่ 8 และ 9 ทำให้ภาพรวมของระบบไม่เปลี่ยนแปลงไปมากนัก ค่าดัชนีความเชื่อถือได้จึงไม่แตกต่างไปจากเดิม สำหรับในเรื่องผลของการต่อหม้อแปลงนั้น ไม่มีความแตกต่างในแง่ของความน่าเชื่อถือได้ของระบบอย่างชัดเจนมากนัก หากแต่มีความแตกต่างในแง่ของกระแสลัดวงจรที่มีค่าแตกต่างกันไปตามลักษณะการต่อหม้อแปลง ถ้าพิจารณาจากค่ากระแสลัดวงจรจะพบว่า การต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-วายลงดิน กระแสลัดวงจรแต่ละจุดจะมีค่ามากที่สุด ระบบมีโอกาสที่ความน่าเชื่อถือได้จะลดลงมากที่สุด

การติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน

ผลจากการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับกรณีที่มีการติดตั้งที่ดินสายป้อนคือ เมื่อเกิดการลัดวงจรข้างหลังฟิวส์ที่สายป้อนย่อย เกิดปัญหาที่ฟิวส์ลัดวงจรก่อน รีโกลสเซอร์ ความผิดปกติของแบบชั่วคราวจะกลายเป็นแบบถาวรทั้งหมด แต่ผลที่กระทบที่เกิดขึ้นขยายวงกว้างกว่าในกรณีแรกอันเนื่องมาจาก ตำแหน่ง DG ที่กลางสายป้อนอยู่ใกล้กับโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์มากกว่าการติดตั้งที่ดินสายป้อน จุดโหลดที่ได้รับผลกระทบจึงมีมากกว่าคือ จุดโหลดที่ 8,9,10,11 และ 12 ส่งผลต่อตัวเลขดัชนีความน่าเชื่อถือได้โดยรวมของระบบ ซึ่งจะสังเกตได้จากค่า N และ U ในตารางที่ 4.17

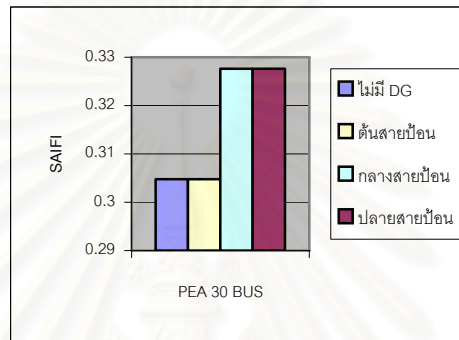
การติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน

ผลจากการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับ 2 กรณีก่อนหน้านี้ คือเกิดปัญหาที่ฟิวส์ลัดวงจรก่อนรีโกลสเซอร์ ความผิดปกติของแบบชั่วคราวจะกลายเป็นแบบถาวรทั้งหมดเช่นกัน ผลกระทบมีบริเวณใกล้เคียงกับการติดตั้งที่กลางสายป้อนแต่กว้างกว่าเล็กน้อย คือ จุดโหลดที่ 8,9,10,11,12,13 และ 14 แต่หลังจากการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ มีค่าไม่แตกต่างกันอย่างชัดเจนกับการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน ส่วนประเด็นปัญหาที่เกิดกระแสไหลย้อนกลับเมื่อเกิดความผิดปกติที่สายส่งที่ไม่มีการติดตั้ง DG ไม่เป็นปัญหา จากผลการทดสอบกับระบบ RBTSBUS2 จะเห็นว่า มีปัญหาการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์และเบรกเกอร์ที่เกิดจากกระแสที่ผ่านอุปกรณ์ทั้งสองมีค่าต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.20 แต่ผลการทดสอบกับระบบที่ตัดแปลงมาจากการไฟฟ้าภูมิภาคนี้ไม่ก่อให้เกิดปัญหาดังกล่าว เนื่องจากระบบที่ทดสอบเป็นระบบจำหน่ายที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ ระยะสายส่งค่อนข้างยาว ค่าอิมพีแดนซ์สายส่งของระบบมีค่าสูง จุดที่เกิดความผิดปกติกับตำแหน่งของ DG มีระยะทางที่ห่างกันพอสมควร ทำให้กระแสผิดปกติที่มาจาก DG มีค่าไม่สูงมากพอที่จะทำให้รีโกลสเซอร์ทำงานก่อนเบรกเกอร์ แต่แนวโน้มของผลกระทบที่ทดสอบกับระบบนี้เทียบกับระบบ RBTSBUS2 ยังคงเป็นไปในทิศทางเดียวกัน คือ เมื่อมีการติดตั้ง DG แล้วทำให้กระแสผิดปกติของระบบสูงขึ้น เกิดกระแสไหลย้อนจาก DG ผ่านรีโกลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่หน้ารีโกลสเซอร์

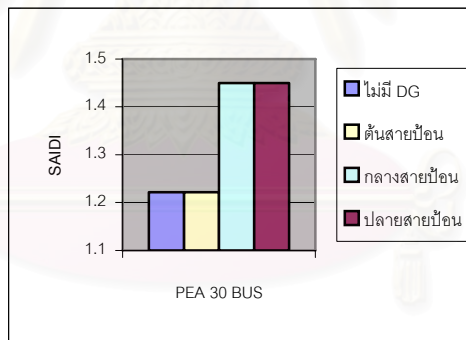


รูปที่ 4.20 ตัวอย่างภาพปัญหาการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์

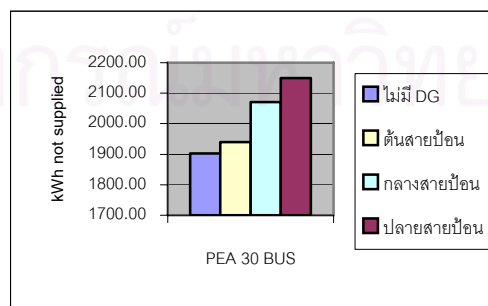
ผลการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้สามารถสรุปเป็นแผนภูมิแท่งได้ดังรูปที่ 4.21-4.26



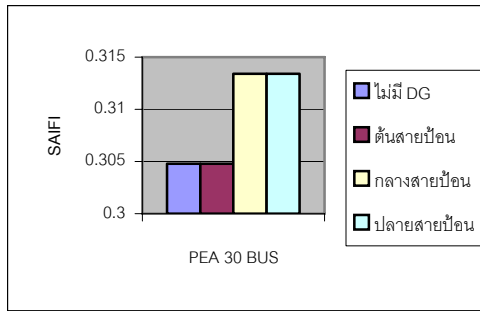
รูปที่ 4.21 การเปรียบเทียบค่า SAIFI ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดปกติของแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์



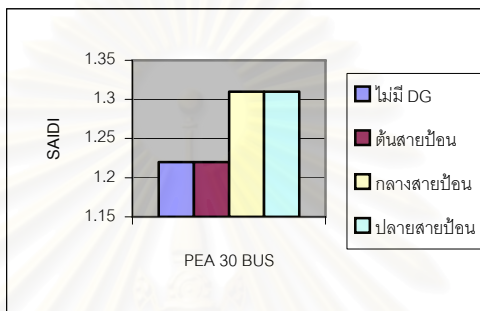
รูปที่ 4.22 การเปรียบเทียบค่า SAIDI ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดปกติของแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์



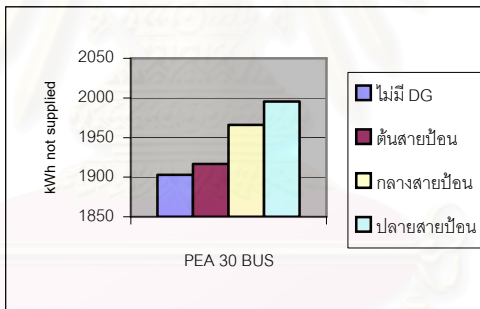
รูปที่ 4.23 การเปรียบเทียบค่า kWh not supplied ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดปกติของแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 4.24 การเปรียบเทียบค่า SAIFI ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดปกติของแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 4.25 การเปรียบเทียบค่า SAIDI ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดปกติของแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 4.26 การเปรียบเทียบค่า kWh not supplied ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดปกติของแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์

จากผลการทดสอบการติดตั้ง DG ทั้ง 3 กรณีข้างต้น เราสามารถสรุปผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีเป็นดังแสดงในตารางที่ 4.25

ตารางที่ 4.25 สรุปผลกระทบการติดตั้ง DG ที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้

กรณี	ดัชนีความน่าเชื่อถือได้		อุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่มี DG	อุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่ไม่มี DG
	SAIFI	SAIDI		
ติดตั้งที่ต้นสายป้อน	ไม่เปลี่ยน	ไม่เปลี่ยน	เซอร์กิตเบรกเกอร์ช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่กลางสายป้อน	แย่ลง	แย่ลง	เซอร์กิตเบรกเกอร์ช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่ปลายสายป้อน	แย่ลง	แย่ลง	เซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น

5 สรุปผลการวิจัย

รายงานฉบับนี้ได้ศึกษาการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล เพื่อพิจารณาถึงผลกระทบของการติดตั้ง DG ที่มีต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบโดยใช้วิธีการวิเคราะห์ ซึ่งผู้วิจัยได้ทำการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์บนเครื่องไมโครคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม Matlab และทดสอบโปรแกรมด้วยระบบทดสอบ RBTSBUS2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการศึกษาโดยทำการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งต้นทาง กลางทาง และปลายทางและวางระบบการป้องกันโดยให้ในสายป้อนหลักมีเบรกเกอร์ที่ต้นทาง รีโกลสเซอร์อยู่กลางสาย สวิตซ์ตัดตอนอยู่ที่ทุกๆจุดก่อนต่อเข้าสู่สายป้อนย่อย และมีฟิวส์ติดตั้งที่ทุกๆสายป้อนย่อยหน้าหม้อแปลงเพื่อทำหน้าที่ป้องกันโหลด จะพบว่าผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้ง DG ซึ่งวัดด้วยค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ไม่ว่าจะติดตั้ง DG ที่บริเวณใดก็ตาม มาจากการที่กระแสผิดปกติในระบบมีค่าสูงขึ้น อันส่งผลให้เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ซึ่งผลกระทบนี้จะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับปัจจัยหลักๆดังนี้

5.1 ตำแหน่งการติดตั้ง DG

จากผลการทดสอบกับระบบทดสอบทั้งสองระบบทำให้เห็นว่า ตำแหน่งการติดตั้ง DG มีผลอย่างมากต่อขนาดและทิศทางของของกระแสลัดวงจร บริเวณที่จุดโหลดจะได้รับผลกระทบจากการติดตั้ง DG นี้มักจะเป็นจุดโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ทั้งสิ้น โดยระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนจะได้รับผลกระทบน้อยที่สุดหรืออาจจะไม่ได้รับผลกระทบเลย ขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆที่กล่าวไว้ข้างต้นประกอบกัน เพราะการติดตั้งที่ต้นสายป้อนนี้เสมือนการเพิ่มกำลังติดตั้งให้ระบบ องค์ประกอบของระบบไม่ได้เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมมากนัก และจุดโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์จะค่อนข้างห่างจาก DG พอสมควรทำให้บริเวณที่ได้รับผลกระทบเป็นเพียงบริเวณจำกัด ส่วนการติดตั้ง DG ไว้ที่กลางสายป้อนจะส่งผลกระทบต่อจุดโหลดเป็นบริเวณกว้างกว่ากรณีติดตั้งที่ต้นสายป้อน เนื่องจากอยู่ใกล้กับโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์มากกว่า และบริเวณติดตั้ง DG ที่ประมาทและเป็นจุดอ่อนมากที่สุดของระบบ คือ การติดตั้งที่ปลายสายป้อนหลังรีโกลสเซอร์ เนื่องมาจากการติดตั้ง DG ปลายสายป้อนนอกจากจะอยู่ใกล้กับโหลดหลังรีโกลสเซอร์เป็นบริเวณที่กว้างกว่ากรณีอื่นๆแล้ว ยังก่อให้เกิดกระแสลัดวงจรไหลย้อนผ่าน รีโกลสเซอร์ไปยังจุดผิดปกติอื่นๆ ที่อยู่หน้ารีโกลสเซอร์หรือสายป้อนอื่นที่ไม่มี DG ซึ่งอาจทำให้รีโกลสเซอร์ตัดวงจรได้โดยไม่จำเป็น ซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดของกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์ โดยสาเหตุและผลกระทบที่เกิดขึ้นได้กล่าวไว้ในผลการทดลองหัวข้อที่ 4

5.2 ขนาดพิกัดของ DG และขนาดของระบบทดสอบ

ขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปมีผลทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบเปลี่ยนแปลงไป โดย DG ที่มีขนาดใหญ่จะมีค่าอิมพีแดนซ์ต่ำกว่า DG ที่มีขนาดเล็กนั้นหมายถึงกระแสที่ฉีดเข้าระบบจะมีค่ามากกว่าตามไปด้วย การที่ขนาดของกระแสลัดวงจรสูงขึ้น โอกาสที่อุปกรณ์ป้องกันจะไม่สามารถทำงานสอดคล้องประสานกันได้ก็ย่อมมีมากขึ้นตามลำดับ และระบบทดสอบที่มีขนาดเล็ก ความยาวสายป้อนในระบบที่ค่อนข้างสั้น ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบต่ำ จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงกว่าระบบขนาดใหญ่ โอกาสที่อุปกรณ์ป้องกันจะไม่สามารถทำงานสอดคล้องประสานกันก็มีมากขึ้นเช่นกัน โดยจะเห็นได้จากผลความแตกต่างที่เกิดขึ้นจากการทดสอบระหว่างระบบทดสอบ

ทั้งสองระบบ ในกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน ดังนั้นระบบทดสอบที่มีขนาดเล็กและมี DG ขนาดใหญ่ มีโอกาสที่ระบบจะเกิดข้อผิดพลาดได้ง่ายที่สุด

5.3 ความไวในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ผลกระทบและการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นซึ่งทำให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบลดลง เกิดเนื่องมาจากการทำงานที่ไม่สอดคล้องกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ โดยอุปกรณ์ป้องกันบางตัวทำการตัดวงจร โดยไม่จำเป็น โดยเฉพาะในส่วนรีโคลสเซอร์ และฟิวส์ ดังจะเห็นได้จากผลการทดสอบในหัวข้อที่ 4.3.3, 4.4.1, 4.4.2 และ 4.4.3 ปัญหาที่เกิดขึ้นเป็นเพราะกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นทำให้ความไวของอุปกรณ์ป้องกันสูงขึ้นจนเลยขอบเขตการทำงานร่วมกัน ทำให้จุดไหลคหลายจุดถูกตัดวงจร แต่ก็มีบางครั้งที่กระแสลัดวงจรมีขนาดต่ำลง ทำให้การกำจัดความผิดปกติช้าลงซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ แต่ไม่ได้ก่อให้เกิดผลกระทบในด้านการทดสอบประสานกันของอุปกรณ์แต่ละตัว เพียงแต่อาจจะทำให้อุปกรณ์ต่างๆในระบบมีอายุการใช้งานที่สั้นลง ซึ่งจะเป็นการทำให้อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ต่างๆ มีค่าสูงขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในระบบทางอ้อม

5.4 ลักษณะการต่อหม้อแปลง

จากผลการทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาคจะเห็นได้ว่า ลักษณะการต่อหม้อแปลงส่งผลโดยตรงต่อขนาดกระแสลัดวงจรที่ฉีดเข้าสู่ระบบ โดยลักษณะการต่อหม้อแปลงกับผลการเปลี่ยนแปลงของกระแสในแต่ละรูปแบบเปรียบเทียบกันสามารถพิจารณาได้จากหัวข้อที่ 4.5 แต่จากผลการทดสอบ ค่าขนาดของกระแสที่เปลี่ยนแปลงไม่แตกต่างกันมากนัก ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจากการต่อหม้อแปลงรูปแบบต่างๆจึงไม่แตกต่างกัน ซึ่งผลความแตกต่างนี้จะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับขนาดของระบบ พิกัดของ DG และองค์ประกอบอื่นๆ รวมกัน ระบบที่มีการต่อ DG ผ่านหม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน มีโอกาสที่จะเกิดผลกระทบมากที่สุด ซึ่งจะทำความน่าเชื่อถือได้ของระบบลดต่ำลง

ข้อเสนอแนะ

จากผลการทดสอบกับระบบทดสอบทั้งสองระบบ จะเห็นได้ว่า DG อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันจริง ซึ่งโอกาสที่จะเกิดปัญหานั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่างและปัจจัยหลักๆที่ได้กล่าวมาข้างต้นประกอบกัน ซึ่งจะส่งผลโดยตรงทำให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบลดลง แต่หากเปรียบเทียบด้วยค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่เปลี่ยนแปลงไปก็จะเห็นว่าไม่เสียหายมากนัก ปัญหาและผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งหมดเกิดจากการทำงานที่ผิดพลาดของรีโคลสเซอร์และฟิวส์อันเนื่องมาจากกระแสที่เพิ่มมากขึ้น แต่ปัญหาเหล่านี้สามารถแก้ไขได้ โดยการปรับปรุงคุณลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่เกิดปัญหาให้มีการความไวในการทำงานที่ต่ำลงหรือสูงขึ้น สำหรับรีโคลสเซอร์ปัญหามีอยู่ด้วยกันสองกรณีคือ กรณีแรกเป็นการทำงานร่วมกับเบรกเกอร์ ซึ่งปัญหานี้อยู่ที่การทำงานในจังหวะที่สองที่มีการตัดวงจรก่อนเบรกเกอร์ ซึ่งเราสามารถปรับเปลี่ยนชนิดของรีโคลสเซอร์ในจังหวะที่สองให้มีการทำงานที่ช้าลงดังตัวอย่างในหัวข้อที่ 4.3.5 แต่คงการทำงานในจังหวะแรกเอาไว้หรือปรับการทำงานของเบรกเกอร์ให้มีความไวสูงขึ้น กรณีที่สองคือ เป็นการทำงานร่วมกับฟิวส์ ซึ่งปัญหานี้เกิดจากเมื่อมีความผิดปกติแบบชั่วคราว กระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นทำให้ฟิวส์ตัดวงจรก่อนการทำงานของรีโคลสเซอร์ในจังหวะแรก ซึ่งเราสามารถปรับเปลี่ยนฟิวส์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้น หรือ ปรับการทำงานของ

ของรีโกลสเซอร์ในจังหวะแรกให้มีความไวที่สูงขึ้น ซึ่งจากปัญหาทั้งสองกรณีจะเห็นได้ว่า การปรับปรุงระบบที่ทำให้ง่ายที่สุดคือ การปรับรีโกลสเซอร์ให้มีการทำงานในจังหวะแรกไวขึ้น และลดความไวในการทำงานจังหวะที่สอง แต่การปรับให้อุปกรณ์มีความไวที่ต่ำลงย่อมส่งผลต่อเวลาที่ความผิดปกติจะอยู่ในระบบนานขึ้น ซึ่งอาจส่งผลเสียต่อความน่าเชื่อถือได้ในระบบระยะยาว แต่ปัญหาที่เกิดขึ้นเหล่านี้หากพิจารณาอีกด้านหนึ่งจะพบว่า DG เป็นอุปกรณ์ที่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าอันเนื่องมาจากกระแสที่เพิ่มขึ้นจาก DG ขณะเกิดความผิดปกติในระบบ ดังนั้นหากเราทำการป้องกันมิให้กระแสจาก DG ไหลเข้าสู่ระบบในขณะที่เกิดความผิดปกติ ปัญหาเหล่านี้ก็จะไม่เกิดขึ้นซึ่งสามารถทำได้โดยการปรับตั้งเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำหน้าที่ป้องกัน DG ให้มีความไวในการทำงานมากที่สุดโดยให้ทำงานก่อนอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบจำหน่าย ในกรณีเช่นนี้เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ DG จะถูกตัดวงจรออกจากระบบก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นๆจะทำงาน ดังนั้น DG จึงไม่มีผลต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่อย่างใด ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบสามารถทำงานสอดคล้องกันได้ตามปกติโดยไม่เกิดปัญหาขึ้นดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น

รายการอ้างอิง

- [1] William D.Stevenson, Elements of Power System Analysis, International Edition,1982
- [2] Glenn W.stagg ,Ahmed H.EI-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis, International Student Edition,1985
- [3] Billinton R. and Allan.R.N, Reliability Evaluation of Power Systems, Pitman Advanced Publishing Program,1984
- [4] Adly Girgis and Sukumar Brahma “ Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System ,” Power Engineering. LESCOPE ' Large Engineering Systems Conference on , 11-13 July 2001 , Page(s): 115 -119
- [5] P. P. Barker and R.W. de Mello “ Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: part1 – Radial Distribution Systems ,” Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE , Volume: 3 , 16-20 July 2000 , Page(s): 1645 -1656
- [6] R.C. Dugan and T.E. Mcdermott “ Operating Conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution Systems ,” Rural Electric Power Conference. IEEE , 29 April-1 May 2001 , Page(s): A3/1 - A3/6
- [7] 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, Pages:1013 – 1018
- [8] Gomez, J.C.; Morcos, M.M. “ Coordinating overcurrent protection and voltage sag in distributed generation systems ,” Power Engineering Review, IEEE , Volume: 22 , Feb. 2002 , Pages:16 – 19
- [9] St. John, M.; Borgnino, A. “Coordinating overcurrent protection devices ,” Computer Applications in Power, IEEE , Volume: 9 , Issue: 3 , July 1996 , Pages:41 – 44
- [10] Dugan, R.C.; McDermott, T.E. “Distributed generation ,” Industry Applications Magazine,IEEE, Volume: 8 , Issue: 2 , March-April 2002, Pages:19 - 25

- [11] McDermott, 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, Pages:D3 - D3_7
- [12] Dugan, R.C. “Distributed resources and reliability of distribution systems ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , 21-25 July 2002, Pages:106 – 108
- [13] Adly Girgis and Sukumar Brahma “ Impact of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System ,” Power Engineering. LESCOPE ' Large Engineering Systems Conference on , 11-13 July 2001 , Page(s): 115 -119
- [14] Brown, R.E. “Modeling the reliability impact of distributed generation ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002 , Pages:442 – 446
- [15] Barker, P. “Overvoltage considerations in applying distributed resources on power systems ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002 , Pages:109 – 114
- [16] Doyle, M.T. “Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002 , Pages:103 – 105
- [17] Chao, X.H. “System impact studies for DG projects under development in the US ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE , Volume: 2 , 15-19 July 2001 , Pages: 772 – 774
- [18] R. Billinton and R.N. Allan. Reliability Evaluation of Engineering Systems Concept and Techniques. Second Edition, PLENUM PRESS 1992
- [19] R. Billinton and R.N. Allan. Power System Reliability and Its Assessment Part3 Distribution System. Power Engineering journal. August 1993 , pages: 185-192
- [20] ณัฐวุฒิ จินตวิวัฒน์. การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารศึกษิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.
- [21] พงศกร ยุทธโกวิท. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงผลของแรงดันตก. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารศึกษิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2540.
- [22] ระเบียบการไฟฟ้าภูมิภาคว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2546
- [23] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การป้องกันระบบไฟฟ้า
- [24] สันติ อัสวศรีพงษ์ธร ,อรุวรรณ รักคดีพงษ์ “การวิเคราะห์ปัญหาทางด้านเทคนิคที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ากับเครือข่ายระบบจำหน่ายแรงดัน 22 เควีของการไฟฟ้าภูมิภาค,” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่26, 6-7 พฤศจิกายน 2546 , หน้า 323-328
- [25] www.egat.co.th