

การตรวจจับภาวะจ่ายไฟแบบอิสระของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแบบเรเดียลโดยใช้วิธีแพสซีฟ

Islanding Detection in Distributed Generation Connected to Radial Distribution Systems Using Passive Techniques

ธนัท บุญโสภณรักษ์ และ ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตบางเขน

Email : tanat.boo@pea.co.th,dulpichet.r@ku.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการตรวจจับภาวะจ่ายไฟแบบอิสระ (Islanding) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation; DG) ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial) โดยใช้วิธีแพสซีฟภายใต้กรณีศึกษาของโหลดในระบบไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ผ่านโปรแกรม DIGSILENT PowerFactory โดยศึกษาค่าตัวแปรทางไฟฟ้าในสภาวะชั่วคราว ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ขณะเกิด Islanding จากนั้นนำผลดังกล่าวไปวิเคราะห์หาความสามารถและข้อจำกัดของรีเลย์ป้องกันตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เปรียบเทียบกับรีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบอิสระชนิดแพสซีฟ (Passive Anti-Islanding Protection) 2 ชนิด ที่นำเสนอได้แก่ รีเลย์ตรวจจับอัตราการเปลี่ยนแปลงของความถี่รหัส 81R (Rate of change of frequency relay หรือ ROCOF) และรีเลย์ตรวจจับเวกเตอร์แรงดันเคลื่อน รหัส 78 (Vector Shift relay หรือ VS) ต่อมานำค่าการทำงานที่ได้มาวิเคราะห์ เพื่อปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อนับโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. เพื่อให้การตรวจจับภาวะ Islanding ของ DG เป็นไปอย่างสมบูรณ์

คำสำคัญ

การจ่ายไฟแบบอิสระ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว รีเลย์ตรวจจับเวกเตอร์แรงดันเคลื่อน รีเลย์ตรวจจับอัตราการเปลี่ยนแปลงของความถี่

Abstract

This paper presents the islanding detection in Distributed Generation (DG) connected to radial distribution systems using passive techniques. DIGSILENT PowerFactory program is used for dynamic simulation of DG at different load levels during islanding. The electrical transients at Point of Common Coupling (PCC) are used to analyze detection ranges of the conventional protective relays installed according to the Provincial Electricity Authority (PEA) Grid Code. Next, the results are compared with those of the proposed passive relays which are the Rate of change of frequency

(ROCOF) relay (81R) and Vector Shift (VS) relay (78). Finally, the analytical results are concluded to rectify the PEA grid code in order that islanding of DG can be detected flawlessly.

Keywords

islanding, distributed generation, vector shift relay, ROCOF relay

1. คำนำ

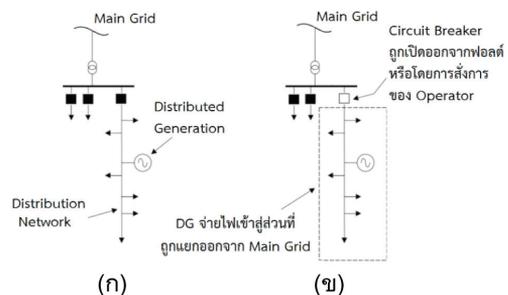
ขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่แห่งใหม่ เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน และนิวเคลียร์ ยังถูกต่อต้านจากภาคประชาชน ดังนั้นรัฐบาลจึงมีนโยบาย สนับสนุนพลังงานทดแทน ผ่านการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer หรือ VSPP) โดยกำหนดให้เชื่อมโยงเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มีปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อไม่เกิน 10 MW ต่อโครงการ ส่งผลให้ปัจจุบันมี VSPP เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นจำนวนมาก ดังนั้น กฟภ. จึงได้ออกระเบียบ กฟภ. ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 เพื่อรองรับการเชื่อมโยงของ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. แต่เนื่องด้วยข้อกำหนดดังกล่าวยังไม่เพียงพอต่อการป้องกันการจ่ายไฟแบบ Islanding ของ DG ที่เชื่อมโยงอยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งมีผลกระทบรุนแรงจากตัวอย่างปัญหาที่ฟอลต์เกิดขึ้นในสายส่ง 115 kV และเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) 115 kV ทำการเปิดวงจรออกเพื่อเคลียร์ฟอลต์ ส่งผลให้ระบบกริดหลัก (Main Grid) ไม่จ่ายไฟ ในกรณีนี้ DG ควรหลุดออกจากระบบไฟฟ้าตามข้อกำหนดของ กฟภ. [1] แต่ความจริงปรากฏว่า DG ยังคงจ่ายไฟต่อไป เนื่องจากไม่สามารถตรวจจับฟอลต์ดังกล่าวได้ เพราะเชื่อมต่อเข้ากับระบบ 22 kV ดังนั้น DG จึงจ่ายไฟแบบ Islanding เข้าสู่โครงข่ายระบบจำหน่าย และไม่สามารถควบคุมความถี่ของระบบได้ จนทำให้รีเลย์ป้องกันความถี่ไฟฟ้าต่ำ (Under Frequency relay) ที่สถานีไฟฟ้า กฟภ. ทำการปลดโหลด เพราะเข้าใจผิดว่าความถี่ไฟฟ้าของระบบ

กริดหลักลดลงจนอาจทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพ การทำหน้าที่ผิดพลาดของรีเลย์ป้องกันความถี่ไฟฟ้าต่ำข้างต้นทำให้เกิดสภาวะไฟดับเป็นวงกว้างโดยไม่จำเป็น ดังนั้น เมื่อพิจารณาปัญหาที่กล่าวมาข้างต้นแล้ว จึงเป็นที่มาของการศึกษาหาวิธีการป้องกันโดยประยุกต์ใช้รีเลย์ป้องกันการเกิดภาวะจ่ายไฟแบบอิสระชนิดแพลซีฟ ได้แก่ ROCOF และ VS [2,3] เพื่อเพิ่มความสามารถให้กับ DG ในการตรวจจับภาวะจ่ายไฟแบบ Islanding และสั่งปลดตัวเองออกจากระบบได้ทันทั่วทั้งที่ รวมถึงการหามาตรการเพิ่มเติมและข้อกำหนดที่เหมาะสม เพื่อควบคุมการเชื่อมต่อของ DG ในอนาคตต่อไป

ในบทความนี้จะพิจารณาเฉพาะรีเลย์ป้องกันการเกิดภาวะจ่ายไฟแบบอิสระชนิดแพลซีฟ เนื่องจากง่ายต่อการติดตั้งเพิ่มเติม และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่ต่ำมาก เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการป้องกันด้วยระบบควบคุมและสื่อสาร [4] ซึ่งวิธีการศึกษาจะทำการจำลองเพื่อทดสอบหาความสามารถของรีเลย์ป้องกันที่นำเสนอ กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

2. การจ่ายไฟแบบอิสระ

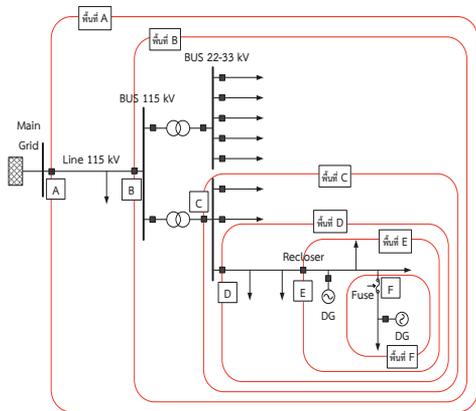
การจ่ายไฟแบบอิสระ (Islanding) หมายถึง การทำงานที่เป็นอิสระของพื้นที่โครงข่ายที่แยกออกจากระบบกริดหลัก และสามารถจ่ายพลังงานได้โดย DG ตั้งแต่ 1 ตัวขึ้นไปพิจารณาได้ตามภาพที่ 1



ภาพที่ 1 การจ่ายไฟแบบอิสระ (Islanding)

ในภาพที่ 1ก แสดงการจ่ายไฟในภาวะปกติ โดยโหลดจะได้รับกำลังไฟฟ้าจากระบบกริดหลัก และ DG ส่วนในกรณีที่ระบบกริดหลักขาดการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายโดยการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) ดังภาพที่ 1ข ขณะที่ DG ยังคงเชื่อมต่อกับระบบ และส่งพลังงานไปยังพื้นที่โครงข่ายระบบจำหน่ายที่เชื่อมต่อกับตัวมัน สามารถเรียกรายจ่ายไฟในลักษณะนี้ว่า “การจ่ายไฟแบบอิสระ” หรือ “Islanding”

ทั้งนี้การจ่ายไฟแบบอิสระสามารถมีได้หลายรูปแบบ โดยพิจารณาตามพื้นที่การจ่ายไฟของ DG ที่ครอบคลุม ตั้งแต่อุปกรณ์ป้องกันสายส่ง สถานีไฟฟ้าย่อย หม้อแปลงสถานี สายป้อนหรืออาจเป็นส่วนหนึ่งของสายป้อน ดังแสดงไว้ตามกรอบพื้นที่ A-F ตามลำดับดังภาพที่ 2



ภาพที่ 2 พื้นที่การจ่ายไฟแบบอิสระของ DG

จากภาพที่ 2 แสดงให้เห็นว่ามีพื้นที่ที่สามารถแบ่งการจ่ายไฟแบบอิสระได้จำนวน 6 รูปแบบ โดยแบ่งตามตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ (อุปกรณ์ A ถึง F)

ปัญหา Islanding จากฟอลต์ในระบบไฟฟ้าที่ส่งผลกระทบต่อ กฟภ. จะอยู่ในพื้นที่ของระบบ 115 kV เป็นส่วนใหญ่ เนื่องจาก DG ที่เชื่อมต่อกับระบบ 22-33 kV ไม่สามารถตรวจจับความผิดปกติของเหตุการณ์ได้ ส่วนกรณีฟอลต์ที่เกิดขึ้นในระบบมีระดับแรงดันไฟฟ้าเดียวกับ DG พบว่ารีเลย์ตามข้อกำหนดของ กฟภ. สามารถตรวจจับฟอลต์ได้ เช่น รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Over Current relay) เป็นต้น

3. เทคนิคการตรวจจับการจ่ายไฟแบบอิสระ

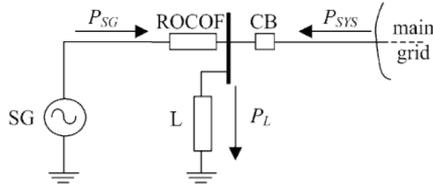
เทคนิคการตรวจจับการจ่ายไฟแบบอิสระสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ การตรวจจับโดยฟังหาระบบควบคุมและสื่อสาร (Communication Based) และการตรวจจับโดยใช้ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ DG (locally built-in detection) ซึ่งการตรวจจับแบบหลังยังสามารถแบ่งออกเป็นวิธีการแบบแพสซีฟ (Passive Method) และวิธีการแบบแอคทีฟ (Active Method) โดยอธิบายความแตกต่างของทั้ง 2 วิธีการได้ดังนี้[5]

1) วิธีการแบบแพสซีฟ ใช้การวัดค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ DG เช่น แรงดันไฟฟ้า ความถี่ไฟฟ้า อัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ไฟฟ้า และมุมของแรงดันไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นสัญญาณในการตรวจสอบเหตุการณ์ผิดปกติและสั่งปลดการเชื่อมต่อของ DG ตามข้อกำหนดของ กฟภ.

2) วิธีการแบบแอคทีฟ จะส่งสัญญาณรบกวนระบบไฟฟ้าเพียงเล็กน้อย แล้วจึงตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ หากยังอยู่ในเกณฑ์ปกติแสดงว่าระบบยังไม่เกิดเหตุการณ์ Islanding ตัวอย่างเช่น การจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนเพียงเล็กน้อยเข้าสู่ระบบทุกๆ 400-1000 ms เพื่อตรวจสอบว่า DG ยังคงเสถียรภาพได้หรือไม่

ดังนั้นการประเมินความเหมาะสมในการเลือกใช้เทคนิคต่างๆ ในการตรวจสอบ จึงขึ้นอยู่กับความคุ้มค่าในการลงทุน ความเชื่อถือได้ของวิธีการ และการตอบสนองต่อข้อกำหนดการเชื่อมต่อ (Grid Code) ซึ่งตามมาตรฐาน G59 ในข้อกำหนดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสหราชอาณาจักร (Distribution Code of Great Britain) [6] แนะนำให้ใช้รีเลย์ ROCOF และ VS ในการตรวจวัด และโดยทั่วไปควรตรวจจับเหตุการณ์ Islanding ได้ภายใน 200 ms

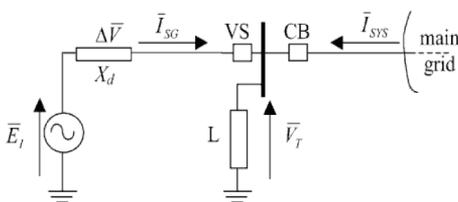
3.1 รีเลย์ตรวจจับอัตราการเปลี่ยนแปลงของความถี่ 81R (Rate of change of frequency หรือ ROCOF)



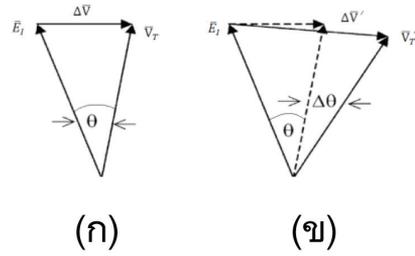
ภาพที่ 3 วงจรสมมูลแสดงการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการติดตั้งรีเลย์ ROCOF เข้ากับระบบกริดหลัก

ภาพที่ 3 แสดงวงจรสมมูลที่มีการติดตั้งรีเลย์ ROCOF กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในภาพเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัล (SG) จ่ายไฟให้กับโหลด (L) ซึ่งผลต่างของกำลังไฟระหว่างกำลังไฟฟ้าของ SG ที่จ่ายเข้าระบบ P_{SG} กับกำลังไฟฟ้าที่โหลดต้องการ P_L ซึ่งถูกเรียกว่า P_{SYS} จะถูกระบบกริดหลัก (Main Grid) จ่าย (หรือรับ) เพื่อรักษาความสมดุลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ (CB) เปิดออก ระบบกริดหลักจะไม่สามารถทำหน้าที่นี้ได้อีกต่อไปในภาวะ Islanding จะเหลือแค่ SG และโหลด L เท่านั้น ส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าส่วนที่ไม่สมดุล (Power Imbalance) มีค่าเท่ากับ P_{SYS} ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงความถี่ไฟฟ้าของ SG ในช่วงทรานเซียนส์ (Transients) ส่งผลให้อัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่มีค่าสูงมากในช่วงเวลาดังกล่าว [7]

3.2 รีเลย์ตรวจจับเวกเตอร์แรงดันเคลื่อน รหัส 78 (Vector Shift relay หรือ VS)



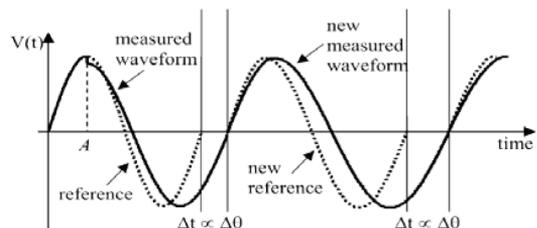
ภาพที่ 4 วงจรสมมูลแสดงการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีการติดตั้งรีเลย์ VS เข้ากับระบบกริดหลัก



ภาพที่ 5 เวกเตอร์ไดอะแกรมของแรงดันบัส (\bar{V}_T) และแรงดันภายในของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (\bar{E}_i)

ภาพที่ 4 แสดงวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัลที่มีการติดตั้งรีเลย์ Vector Shift เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในภาพแสดงผลต่างของแรงดัน ($\Delta \bar{V}$) ระหว่างแรงดันบัส \bar{V}_T กับแรงดันภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (\bar{E}_i) ซึ่งเกิดจากกระแสไฟฟ้า (\bar{I}_{SG}) ของ SG ไหลผ่านรีแอคแตนซ์ X_d ขณะเดียวกันจะเกิดมุม θ ระหว่างบัส \bar{V}_T และแรงดันภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (\bar{E}_i) อธิบายโดยเวกเตอร์ไดอะแกรมตามภาพที่ 5ก เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ (CB) เปิดวงจรออก ระบบจะเหลือแต่ SG จ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดในลักษณะ Islanding ส่งผลให้ SG ต้องจ่ายโหลดเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากสภาวะปกติ (ก่อนเกิด Islanding) กำลังไฟฟ้าส่วนที่เปลี่ยนแปลงไปนี้ขึ้นอยู่กับค่ากระแสไฟฟ้า \bar{I}_{SYS} ของระบบกริดหลัก ก่อนเกิดการ Islanding โดยค่ากระแสไฟฟ้าของ SG ที่เปลี่ยนแปลงไปในช่วงทรานเซียนส์นั้น ส่งผลให้มุม θ ระหว่างแรงดันบัส (\bar{V}_T) และแรงดันภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (\bar{E}_i) มีการเปลี่ยนแปลงอธิบายได้จากเวกเตอร์ไดอะแกรมที่แสดงในภาพที่ 5ข

สำหรับการเปลี่ยนแปลงของค่าสามารถอธิบายได้ด้วยรูปคลื่นแรงดันเทียบกับแกนเวลาได้ตามภาพที่ 6



ภาพที่ 6 การเปลี่ยนแปลงของค่า ขณะ Islanding

4. ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน

รีเลย์ป้องกันที่ถูกพิจารณาในการศึกษานี้มีทั้งหมด 4 ชนิดซึ่งแบ่งเป็นรีเลย์พื้นฐานการตรวจจับทางด้านแรงดันไฟฟ้าตามข้อกำหนดของ กฟภ. 2 ชนิด ได้แก่ รีเลย์ป้องกันแรงดันสูง/ต่ำ (27/59) และรีเลย์ป้องกันความถี่สูง/ต่ำ (81)

รีเลย์ป้องกันที่นอกเหนือจากข้อกำหนดของกฟภ.อีก 2 ชนิด ได้แก่รีเลย์ตรวจวัดแรงดันไฟฟ้าเคลื่อน หรือ VS relay (78) และรีเลย์ตรวจวัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่หรือ ROCOF relay (81R)

โดยสามารถกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันแต่ละชนิดได้ตามตารางที่ 1 ถึง 5 โดยค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันทั้ง 4 ชนิด (ตัวอักษรหนา) จะนำไปใช้เป็นเกณฑ์ในการตรวจสอบว่ารีเลย์แต่ละชนิดสามารถตรวจจับเหตุการณ์ Islanding ได้หรือไม่ ตารางที่ 1 ค่าการทำงานของรีเลย์แรงดันไฟฟ้าสูง/ต่ำเกินมาตรฐานกฟภ. (Voltage relay) : 27/59

คำบรรยาย	ค่าการทำงาน	หมายเหตุ
แรงดันเกิน 1 : $U >_1$	110% , 3 Sec.	เตือน : Alarm
แรงดันเกิน 2 : $U >_2$	115% , 0.25 Sec.	สั่งปลด : Trip
แรงดันตก 1 : $U <_1$	90% , 3 Sec.	เตือน : Alarm
แรงดันตก 2 : $U <_2$	85% , 1 Sec.	สั่งปลด : Trip

ตารางที่ 2 ค่าการทำงานของรีเลย์ความถี่ไฟฟ้าสูง/ต่ำ เกินมาตรฐาน กฟภ. (Frequency relay) : 81

คำบรรยาย	ค่าการทำงาน	หมายเหตุ
ความถี่สูง 1 : $F >_1$	50.5 Hz , 3 Sec.	เตือน : Alarm
ความถี่สูง 2 : $F >_2$	51.0 Hz , 0.15 Sec.	สั่งปลด : Trip
ความถี่ต่ำ 1 : $F <_1$	49.5 Hz , 1 Sec.	เตือน : Alarm
ความถี่ต่ำ 2 : $F <_2$	49.0 Hz , 0.15 Sec.	สั่งปลด : Trip

ตารางที่ 3 ค่าการทำงานของรีเลย์ปลดโหลดกรณีความถี่ไฟฟ้าต่ำเกินมาตรฐานกฟภ. (UF Shedding relay)

คำบรรยาย	ค่าการทำงาน	หมายเหตุ
ความถี่ต่ำ 1 : $F <_1$	49 Hz , 0.1 Sec.	สั่งปลด : Trip

ตารางที่ 4 ค่าการทำงานของรีเลย์ตรวจวัดแรงดันไฟฟ้าเคลื่อน (Vector Shift relay) : 78

คำบรรยาย (78)	ค่าการทำงาน
Vector Shift	2 – 20 degrees
Undervoltage blocking	0.5-0.85 p.u.
Detecting times	3-20 Cycle (60-200 ms)

ตารางที่ 5 ค่าการทำงานของรีเลย์ตรวจวัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ไฟฟ้า(ROCOF relay) : 81R

คำบรรยาย	ค่าการทำงาน
ROCOF	0.12 – 1.2 Hz/s
Undervoltage blocking	0.5-0.85 p.u.
Detecting times	3-20 Cycle (60-200 ms)

5. วิธีการและผลการศึกษา

ขั้นตอนในการศึกษาของงานวิจัยนี้แสดงได้ดังภาพที่ 7 โดยเริ่มต้นจากการจำลองเหตุการณ์ที่เกิดภาวะ Islanding ในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เพื่อศึกษาผลกระทบและสาเหตุที่รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำที่สถานีไฟฟ้า กฟภ. ทำงานผิดพลาด หลังจากนั้นจึงศึกษาผลตอบสนองของรีเลย์ป้องกันชนิดต่างๆ ต่อการตรวจจับภาวะ Islanding ที่จุดเชื่อมต่อของ DG โดยเปรียบเทียบรีเลย์ตามข้อกำหนดของ กฟภ.กับรีเลย์ที่ตรวจจับภาวะ Islanding ได้แก่ รีเลย์ ROCOF และ VS จากนั้นประเมินความสามารถและขอบเขตการทำงานของรีเลย์ป้องกันแต่ละชนิด เพื่อศึกษาหามาตรการและข้อกำหนดต่างๆ ในการตรวจจับภาวะ Islanding ในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ได้อย่างสมบูรณ์ต่อไป



ภาพที่ 7 Flowchart แสดงขั้นตอนในการศึกษา

แนวทางในการศึกษานี้จะพิจารณาค่าความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้า (Power Imbalance) ก่อนการเกิด Islanding ที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของ DG โดยสามารถคำนวณค่าดังกล่าวได้ตามสมการ (1)

$$\Delta P = \frac{(P_L - \sum_{i=1}^n P_{G_i})}{\sum_{i=1}^n P_{G_i}} \times 100\% \quad (1)$$

กำหนดให้

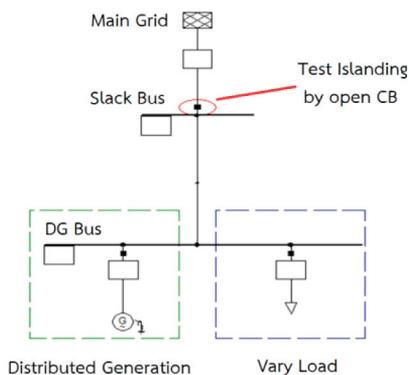
ΔP คือ เปอร์เซนต์ความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างโหลดกับผลรวมของกำลังไฟฟ้าจริงของ DG ในพื้นที่ Islanding

P_{G_i} คือ กำลังไฟฟ้าจริง ณ จุดเชื่อมต่อของ DG ตัวที่ i ก่อนการจ่ายไฟแบบ Islanding

P_L คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดในพื้นที่ Islanding

n คือ จำนวนของ DG ในพื้นที่ Islanding

5.1 แบบจำลองศึกษาความสามารถของรีเลย์ป้องกัน

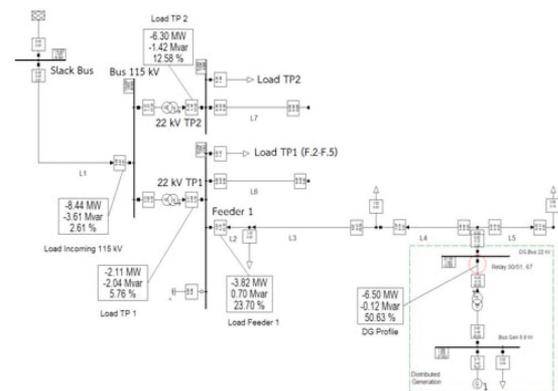


ภาพที่ 8 แบบจำลองระบบไฟฟ้าอย่างง่าย

แบบจำลองระบบไฟฟ้าตามภาพที่ 8 ใช้เพื่อศึกษาความสามารถของรีเลย์ป้องกัน ซึ่งเป็นแบบจำลองอย่างง่ายจำนวน 2 บัส ประกอบด้วยบัสอนันต์ (Slack Bus) และบัสกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน (PQ Bus) มี DG แบบซิงโครนัสขนาดกำลังผลิต 12.75 MVA (10 MW) เชื่อมต่ออยู่ และโหลดของระบบมีค่าอยู่ในช่วง 0-20 MW

5.2 แบบจำลองระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

แบบจำลองระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ที่ใช้เป็นกรณีศึกษาในงานวิจัยนี้ครอบคลุมพื้นที่การจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าลาดบัวหลวง 115/22 kV ซึ่งรับไฟต้นทางจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย ผ่านสายส่งระดับแรงดัน 115 kV ซึ่งเป็นสายชนิดอลูมิเนียมเปลือย 2 ตัวนำ ขนาดพื้นที่หน้าตัดตัวนำ 400 ตร.มม. (Single Circuit Double Conductor หรือ SCDC) ระยะทางรวม 20 กม. จากนั้นจึงลดระดับแรงดันผ่านหม้อแปลง 115/22 kV เพื่อจ่ายไฟให้กับโหลดในระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 22 kV ผ่านสาย Space Aerial Cable หรือ SAC ขนาดพื้นที่หน้าตัดตัวนำ 185 ตร.มม. (185SAC) และมี DG แบบซิงโครนัสขนาดกำลังผลิต 7.5 MW เดินเครื่องขนานเพื่อจ่ายไฟในปริมาณ 6.5 MW โดยมีรายละเอียดแบบจำลอง และการไหลของกำลังไฟฟ้าแสดงดังภาพที่ 9



ภาพที่ 9 แบบจำลองระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

5.3 ข้อมูลโหลดรายวัน

ใช้ข้อมูลของสถานีไฟฟ้าลาดบัวหลวง และการจ่ายโหลดของ DG ในวันที่เกิดเหตุการณ์ Islanding โดยเก็บค่ากำลังไฟฟ้าทุก 1 ชั่วโมง รวมระยะเวลา 24 ชั่วโมง แสดงค่าได้ตามตารางที่ 6

ตารางที่ 6 แสดงค่าโหลดและการจ่ายไฟของ DG รายชั่วโมง

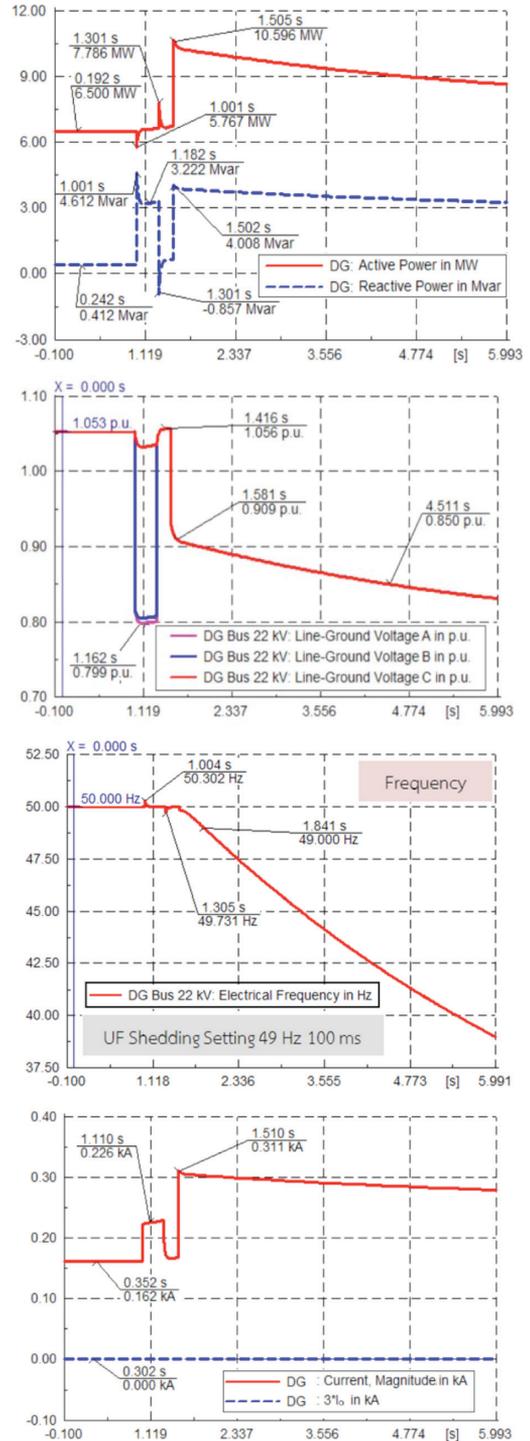
Hours	โหลด สถานี P_L (MW)	DG จ่าย ไฟ P_G (MW)	$\Delta P = P_L - P_G$ (MW)	$(\Delta P/P_G)$ (%)
1.00	11.20	6.35	4.85	76
2.00	10.20	6.3	3.90	62
3.00	9.55	6.35	3.20	50**
4.00	9.40*	6.1	3.30	54
5.00	9.60	6.25	3.35	54
6.00	10.82	6.2	4.62	75
7.00	11.20	6.4	4.80	75
8.00	11.50	6.4	5.10	80
9.00	12.30	6.5	5.80	89
10.00	12.56	6.55	6.01	92
11.00	13.50	6.4	7.10	111
12.00	13.56	6.4	7.16	112
13.00	13.70	6.5	7.20	111
14.00	13.40	6.5	6.90	106
15.00	13.00	6.5	6.50	100
16.00	13.20	6.5	6.70	103
17.00	12.50	6.5	6.00	92
18.00	13.40	6.5	6.90	106
19.00	14.30	6.55	7.75	118
20.00	14.65	6.55	8.10	124
21.00	14.81	6.5	8.31	128
22.00	14.91*	6.45	8.46	131**
23.00	13.80	6.45	7.35	114
24.00	12.30	6.35	5.95	94

* ค่าของโหลดในระบบต่ำสุด-สูงสุด ที่เวลา 4.00 น. และ 22.00 น. ตามลำดับ

** ค่าความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริง (ΔP) ต่ำสุด-สูงสุด ที่เวลา 3.00 น. และ 22.00 น. ตามลำดับ

5.4 การศึกษาผลกระทบจากการจ่ายไฟแบบอิสระ

จำลองเหตุการณ์ที่เวลา 21.00 น. (ตามเวลาจริงที่เคยเกิด Islanding) ด้วยแบบจำลองไฟฟ้าในหัวข้อที่ 5.2 โดยโหลดในพื้นที่การจ่ายไฟของสถานี (P_L) มีค่า 14.81 MW และ DG จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (P_G) เข้าระบบ 6.5 MW โดยกำหนดให้เกิดการลัดวงจรชั่วคราวชนิด 1 เฟสลงดินที่สายส่ง 115 kV ในวินาทีที่ 1 เป็นเวลา 300 ms และปลดวงจรด้วย CB ที่ Slack Bus ที่เวลา 1.5 sec เพื่อศึกษาค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาในช่วงทรานเซียนต์ ได้ผลการศึกษาดังภาพที่ 10



ภาพที่ 10 กราฟของ P,Q,V,f และ I เทียบกับเวลาเมื่อเกิดฟอลต์แบบ SLG ที่สายส่ง 115 kV และ CB เปิดวงจร

ผลการจำลองเหตุการณ์ในภาพที่ 10 พบว่า ขณะที่โหลดในระบบมีปริมาณมากกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของ DG ในช่วงการจ่ายไฟแบบ Islanding ความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าส่งผลให้ค่าพารามิเตอร์ ณ จุดเชื่อมต่อ DG มีการเปลี่ยนแปลงสรุปได้ดังนี้

1. ขณะเกิดการลัดวงจรชั่วคราวแรงดันไฟฟ้ามีค่าต่ำลงชั่วคราวแล้วกลับเข้าสู่ค่าปกติ จากนั้นเมื่อ CB เปิดวงจร จึงเกิดภาวะ Islanding ส่งผลให้ค่าแรงดันตกลงอีกครั้ง เนื่องจาก DG ต้องรับภาระโหลดมากกว่าสภาวะปกติ

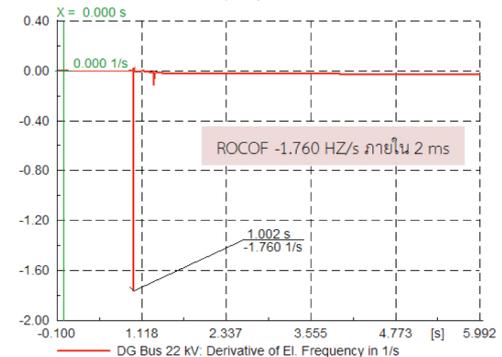
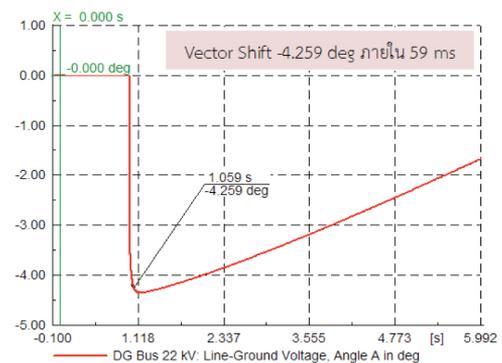
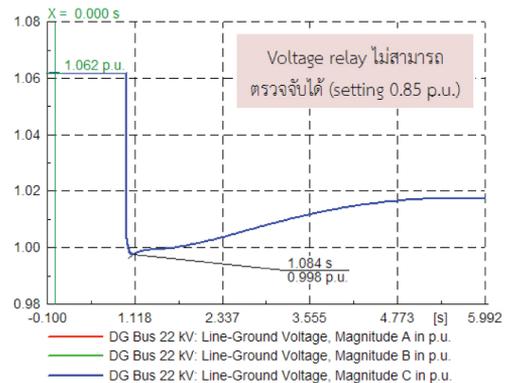
2. ความถี่ไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยในช่วงเวลาการเกิดลัดวงจรชั่วคราว แต่ในช่วงการเกิด Islanding ค่าความถี่จะลดลงอย่างรวดเร็ว โดยลดลงไป 1 Hz ภายในเวลา 341 ms ซึ่งส่งผลให้รีเลย์ปลดโหลดกรณีความถี่ไฟฟ้าต่ำที่สถานีลาดบัวหลวงทำงานผิดพลาด เพราะค่าความถี่ที่ต่ำกว่ามาตรฐานของ DG ขณะจ่ายไฟแบบอิสระ

3. รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Over current relay) ไม่สามารถตรวจจับการลัดวงจรในสายส่งระบบ 115 kV และ Islanding ได้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

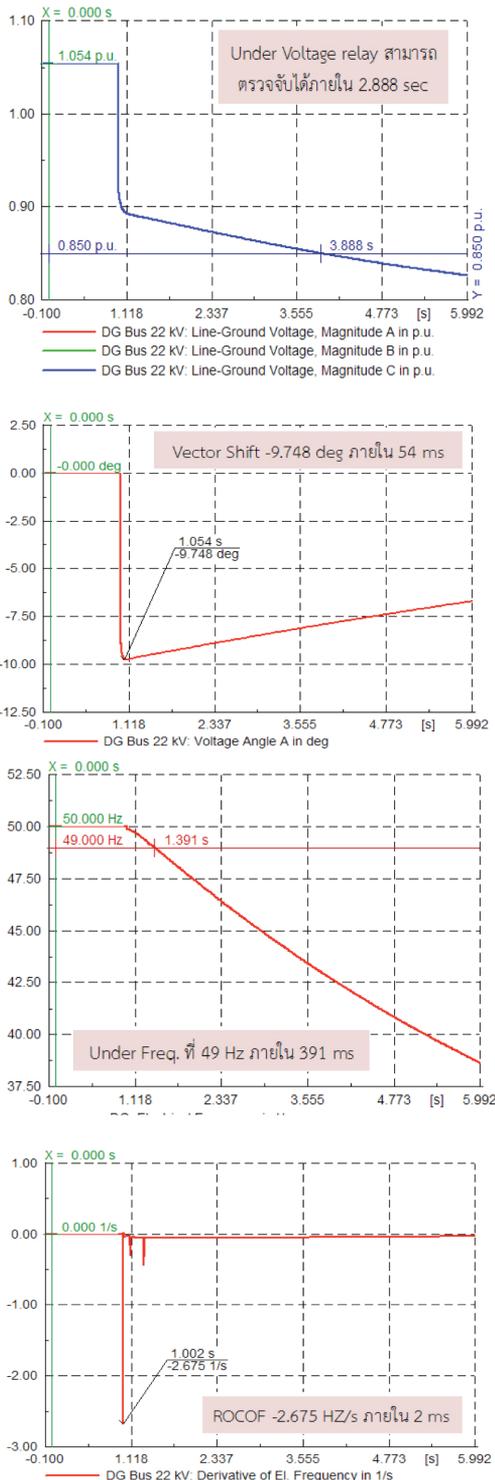
- กรณีเกิดลัดวงจรลงดิน (SLG) รีเลย์เห็นค่ากระแสเฟสขณะเกิดลัดวงจรชั่วคราว 226 A และสำหรับกระแสกราวด์มีค่า 0 A เนื่องจากมีการแยกการต่อลงดินระหว่างระบบ 115 kV และ 22 kV
- ค่าของกระแสไฟฟ้าขณะเกิดภาวะ Islanding รีเลย์เห็นค่า 311 A ซึ่งยังไม่ถึงค่าการทำงานของรีเลย์

5.5 การศึกษาผลตอบสนองของรีเลย์ป้องกันต่อการจ่ายไฟแบบอิสระ

จำลองเหตุการณ์ Islanding โดยปลดวงจรด้วย CB ที่บัส 115 kV (Slack Bus) ที่วินาทีที่ 1 โดยแบ่งกรณีศึกษาเป็น 2 กรณี คือ ช่วงเวลา Light Load ที่เวลา 4.00 น. (9.4 MW) และช่วงเวลา Peak Load ที่เวลา 22.00 น. (14.91 MW) โดยให้ DG จ่ายไฟเข้าระบบที่ 6.5 MW ทั้ง 2 กรณี ซึ่งผลการตอบสนองของรีเลย์ป้องกันได้แก่ ค่าของแรงดัน มุมของแรงดัน ความถี่และอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่แสดงดังภาพที่ 11 และ 12



ภาพที่ 11 กราฟ V, θ , f และ df/dt เทียบกับเวลาจากการจำลองภาวะ Islanding ในช่วง Light Load



ภาพที่ 12 กราฟ V, θ , f และ df/dt เทียบกับเวลา จากการจำลองภาวะ Islanding ในช่วง Peak Load

จากผลการจำลองเหตุการณ์ในภาพที่ 11 และ 12 สามารถสรุปได้ดังนี้

1) การทดสอบที่ช่วงเวลา Light Load ซึ่งมีค่า $\Delta P = 26.64\%$ (1.732 MW)

- สามารถตรวจจับเหตุการณ์ความถี่ต่ำ (UF) ได้ภายใน 1.077 sec

- ไม่สามารถตรวจจับความผิดปกติทางด้านแรงดันไฟฟ้าได้ โดยมีค่าแรงดันต่ำสุดที่ 0.998 p.u.

- รีเลย์ ROCOF ตรวจจับอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ -1.760 Hz/s ได้ทันทีหลังจากเกิดเหตุการณ์จ่ายไฟแบบอิสระ (2 ms)

- รีเลย์ Vector Shift ตรวจจับการเปลี่ยนแปลงของมุมแรงดัน -4.259 ได้ทันทีหลังจากเกิดเหตุการณ์จ่ายไฟแบบอิสระ (59ms)

2) การทดสอบที่ช่วงเวลา Peak Load ได้ค่า $\Delta P = 58.90\%$ (3.829 MW)

- สามารถตรวจจับเหตุการณ์ความถี่ต่ำได้ภายใน 391 ms

- สามารถตรวจจับเหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าตกได้ภายใน 2.888 sec ที่ 0.85 p.u.

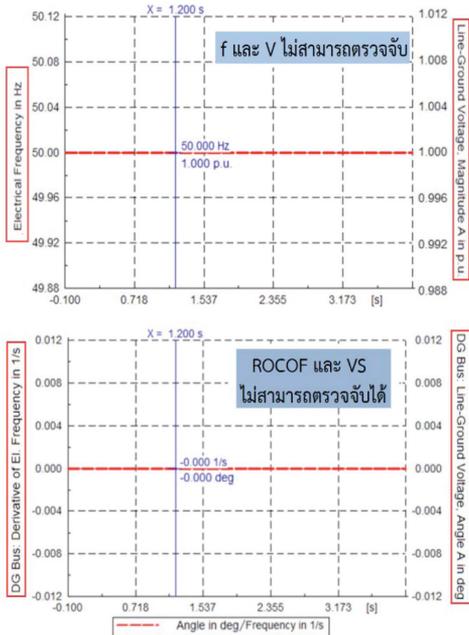
- รีเลย์ ROCOF ตรวจจับอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่มีค่า -2.675 Hz/s ทันทีหลังจากเกิดเหตุการณ์ Islanding (2 ms)

- รีเลย์ Vector Shift ตรวจจับการเปลี่ยนแปลงของมุมแรงดัน -9.748 deg ทันทีหลังจากเกิดเหตุการณ์ Islanding (54 ms)

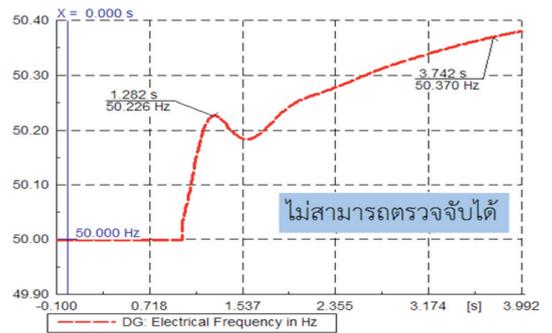
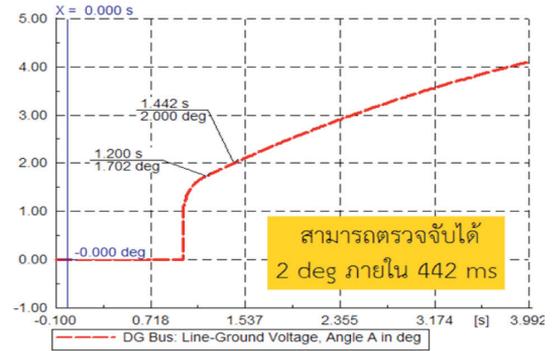
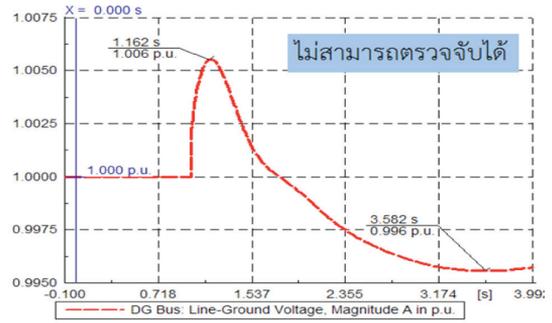
จากผลดังกล่าว จึงสามารถสรุปได้ว่าการตรวจจับภาวะ Islanding โดยใช้วิธีการตรวจวัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่และการเปลี่ยนแปลงมุมแรงดัน สามารถตรวจจับเหตุการณ์ได้ดีกว่าวิธีการตรวจวัดค่าสัญญาณแรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้า จากผลการศึกษาข้างต้นพบว่า ความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้า (Power Imbalance) ส่งผลโดยตรงต่อความสามารถในการตรวจจับภาวะ Islanding ดังนั้นเพื่อประเมินขอบเขตความสามารถของรีเลย์ ROCOF และ VS จึงต้องดำเนินการศึกษาในหัวข้อที่ 5.6 ต่อไป

5.6 การศึกษาความสามารถในการตรวจจับการจ่ายไฟแบบอิสระของรีเลย์ ROCOF และ VS

กำหนดให้ความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริง (Power Imbalance) ΔP ตามสมการที่ (1) เป็นตัวแปรในการศึกษา โดยพิจารณาผลที่เกิดขึ้นตามมา คือ การเปลี่ยนแปลงของค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของ DG ได้แก่ค่าของแรงดัน มุมของแรงดัน ความถี่ และอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ โดยศึกษาผ่านแบบจำลองไฟฟ้าที่กล่าวไว้ในข้อ 5.1 สามารถแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 25 กรณี จากการกำหนดค่า ΔP แปรผันตั้งแต่ -100% ถึง 100% และ $\Delta Q = 0$ โดยแสดงตัวอย่างของผลการจำลองกรณีค่า ΔP เท่ากับ 0 และ 20% ตามภาพที่ 13 และ 14 ตามลำดับ และสรุปค่าทั้งหมดของทุกกรณีตามตารางที่ 7 โดยค่าพารามิเตอร์ที่รีเลย์สามารถตรวจจับและทำงานจะแสดงด้วยตัวอักษรหนา



ภาพที่ 13 กราฟ f, V, df/dt และ θ เทียบกับเวลา จากการจำลอง Islanding ที่ $\Delta P = 0$



ภาพที่ 14 กราฟ V, θ , f และ df/dt เทียบเวลา จากการจำลอง Islanding ที่ $\Delta P = 20\%$

ตารางที่ 7 ค่าของพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าที่รีเลย์ทั้ง 4 ชนิด ตรวจวัดได้ขณะเกิด Islanding ที่ค่า ΔP ต่างๆ ตั้งแต่ -100% ถึง 100% โดยที่ $\Delta Q = 0$

Power Imbalance ΔP (%)	ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า ภายในเวลา 200 ms			
	Frequency relay	Voltage relay	ROCOF relay	VS relay
100	48.991	0.962	2.347	8.192
90	49.108	0.967	2.122	7.410
80	49.213	0.971	1.895	6.620
70	49.316	0.976	1.665	5.821
60	49.414	0.980	1.433	5.013
50	49.509	0.984	1.199	4.197
40	49.604	0.987	0.963	3.373
30	49.701	0.991	0.725	2.541
20	49.799	0.994	0.485	1.702*
15	49.894	0.995	0.364	1.279
10	49.899	0.997	0.243	0.854
5	49.951	0.998	0.118	0.417
0	50.00	1.000	0	0
-5	50.050	1.002	0.117	0.419
-10	50.102	1.003	0.245	0.861
-15	50.154	1.004	0.368	1.295
-20	50.206	1.005	0.491	1.729*
-30	50.310	1.008	0.739	2.604
-40	50.416	1.010	0.988	3.485
-50	50.522	1.012	1.238	4.372
-60	50.629	1.014	1.488	5.264
-70	50.737	1.016	1.740	6.162
-80	50.845	1.018	1.992	7.064
-90	50.954	1.019	2.245	7.972
-100	51.063	1.020	2.498	8.883

* * ภายในเวลา 500 ms รีเลย์สามารถตรวจจับค่าการเปลี่ยนแปลงมุมของแรงดันไฟฟ้า (θ) ได้ 2 deg

จากผลการศึกษาตามค่าในตารางที่ 7 สามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) รีเลย์ Under/Over Voltage ไม่สามารถตรวจจับภาวะ Islanding ได้ทุกกรณี
- 2) รีเลย์ Under/Over Frequency เริ่มตรวจจับภาวะ Islanding ได้เมื่อ $|\Delta P| = 100\%$
- 3) รีเลย์ ROCOF เริ่มตรวจจับอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ได้เมื่อ $|\Delta P| \geq 10\%$ (ค่ามากกว่า 0.2 Hz/s)
- 4) รีเลย์ Vector Shift เริ่มตรวจจับการเปลี่ยนแปลงของมุมแรงดันได้เมื่อ $|\Delta P| \geq 20\%$ (ค่ามากกว่า 2 deg ภายในเวลา 500 ms)
- 5) รีเลย์ ROCOF และ Vector Shift สามารถตรวจจับภาวะ Islanding ได้ดีกว่าและไวกว่าการตรวจจับด้วยรีเลย์ Under/Over Voltage และรีเลย์ Under/Over Frequency
- 6) พบว่ามีช่วงการทำงานที่รีเลย์ไม่สามารถตรวจจับภาวะ Islanding ได้ ในกรณีที่ค่าความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริง อยู่ในช่วง $|\Delta P| < 10\%$

6. วิจารณ์และข้อเสนอแนะ

จากผลการศึกษาในหัวข้อที่ 5.6 พบว่ารีเลย์ ROCOF สามารถตรวจจับภาวะ Islanding ได้ดีกว่าและไวกว่ารีเลย์ป้องกันอื่นๆ ตามข้อกำหนดของ กฟภ. แต่ยังมีช่วงที่ไม่สามารถตรวจจับภาวะ Islanding ได้ ในกรณีที่ $|\Delta P| < 10\%$ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะมีค่ามากกว่าผลรวมของกำลังไฟฟ้าของ DG ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า แต่จะมากกว่าในปริมาณที่มากหรือน้อยนั้น ก็ขึ้นอยู่กับแต่ละกรณี ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องเฝ้าระวังในการตรวจจับภาวะ Islanding เฉพาะในกรณีที่ผลรวมของกำลังไฟฟ้าของ DG มีค่าต่ำกว่าค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าไม่เกิน 10% เท่านั้น จึงเป็นที่มาของการนำเสนอมาตรการในการควบคุมการเชื่อมต่อ DG เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ของ กฟภ. โดยกำหนดให้ผลรวมของปริมาณการจ่ายไฟเข้าระบบของ DG (ปริมาณสัญญา) ต้องมีค่าไม่เกิน 90% ของค่าโหลดต่ำสุดของสถานีไฟฟ้าที่ DG เชื่อมต่อ เพื่อเป็นการรับประกันว่ารีเลย์ ROCOF จะสามารถตรวจจับภาวะ Islanding ที่เป็นผลจากการเกิดฟอลต์ในระบบ 115 kV ได้ทุกกรณี

7. สรุป

บทความนี้นำเสนอการตรวจจับภาวะ Islanding ของ DG ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแบบเรเดียล โดยใช้วิธีการทดสอบแบบจำลองพลวัตเพื่อศึกษาความสามารถในการตรวจจับเหตุการณ์ของรีเลย์ป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ. เปรียบเทียบกับรีเลย์ตรวจจับอัตรา การเปลี่ยนแปลงของความถี่รหัส 81R (ROCOF) และรีเลย์ตรวจจับแวกเตอร์แรงดันเคลื่อน รหัส 78 (VS) ที่ได้นำเสนอในงานบทความนี้ จากผลการทดสอบที่ระดับความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริง (ΔP) ที่ค่าต่างๆ รวม 25 กรณี พบว่ารีเลย์ VS และรีเลย์ ROCOF สามารถตรวจจับภาวะ Islanding ของ DG ได้ดีกว่ารีเลย์ป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ. โดยรีเลย์ป้องกันที่นำเสนอสามารถปลดการเชื่อมต่อของ DG จากระบบไฟฟ้าได้ก่อนที่รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำสำหรับปลดโหลดที่สถานีไฟฟ้าจะทำงานผิดพลาด จากการศึกษาพบว่ารีเลย์ ROCOF สามารถตรวจจับเหตุการณ์ได้ดีที่สุด โดยสามารถตรวจจับความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริงได้ตั้งแต่ระดับ 10% ($|\Delta P| \geq 10\%$) ขึ้นไป และสำหรับระดับความไม่สมดุลของกำลังไฟฟ้าจริงที่ไม่สามารถตรวจจับได้นั้น ($|\Delta P| < 10\%$) สามารถจัดการได้ด้วยการกำหนดมาตรการการควบคุมการเชื่อมต่อ DG กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. โดยให้ผลรวมของปริมาณการจ่ายไฟเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ DG ชนิดซิงโครนัสทุกตัวที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ามีค่าไม่เกิน 90% ของค่าโหลดต่ำสุดของสถานีไฟฟ้าที่ DG เชื่อมต่ออยู่

เพื่อเป็นการรับประกันว่ารีเลย์ ROCOF จะสามารถตรวจจับภาวะจ่ายไฟแบบ Islanding ที่เป็นผลจากการเกิดฟอลต์ในระบบ 115 kV ได้อย่างสมบูรณ์

เอกสารอ้างอิง

- (1) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2551. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551
- (2) Bugdał R., Dyśko A., Burt G. M., McDonald J.R.. 2006. "Performance analysis of the ROCOF and Vector Shift methods using a dynamic protection modeling approach" PSP 2006, Effect of distributed generation on power system protection, pp. 139-144.
- (3) Freitas W., Xu W., Affonso C. M. and Huang Z. 2005. "Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications", IEEE Transaction on Power Delivery, vol.20, pp. 1315-1324
- (4) Econnect Ltd. "Assessment of Islanded Operation of Distribution Networks and Measures for Protection", ETSU K/EL/00235/REP DTL/pub URN 01/1119 2001.
- (5) Etxegarai A., Zamora I., Eguia P., Valverde L.. 2012. "Islanding detection of synchronous distributed generators", International Conference on Renewable Energies and Power Quality 2012.
- (6) The Distribution Code and The Guide To The Distribution Code of Licensed Distribution Network Operators of Great Britain Issue 20 September 2013.
- (7) Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D., and Strbac G., *Embedded Generation*, 1st ed. Inst. Elect. Eng., London, U.K., 2000.