

เทคนิคการตรวจจับการเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระแบบแอคทีฟในการต่อต้านการเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตอนที่ 1

Active Islanding Detection Techniques of Anti-Islanding for Grid-Connected Distributed Generation: Part 1

มานพ ยี่รัมย์

ภาควิชาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี คณะศิลปศาสตร์และวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยราชภัฏชัยภูมิ

บทคัดย่อ

บทความนี้ได้นำเสนอภาพรวมของเทคนิคการตรวจจับการเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระแบบแอคทีฟในการต่อต้านการเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ตอนที่ 1 ซึ่งเทคนิคเหล่านี้ประกอบด้วย การวัดอิมพีแดนซ์ การฉีดและการตรวจจับฮาร์โมนิกของอิมพีแดนซ์ เคลื่อนความถี่แบบเลื่อน เปลี่ยนแปลงความถี่ กระโดดความถี่ เปลี่ยนความถี่แบบชานเดีย เปลี่ยนแรงดันแบบชานเดีย หน่วยตรวจสอบหลักด้วยการจัดสรรอุปกรณ์ตัดต่อทุกชั่วที่ต่ออยู่ในชุด การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และแบบแผนความถี่ไฟฟ้าทั่วไป เทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟมีพื้นที่ไร้การตรวจจับเล็กกว่าแบบพาสซีฟ แต่จุดด้อยคือจะฉีดสัญญาณเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังทุกครั้งเพื่อตรวจสอบว่าสถานะที่เกิดขึ้นนั้นเป็นสถานะการแยกตัวอิสระแล้วหรือไม่ สัญญาณเหล่านี้รบกวน แรงดัน ความถี่ และพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง การรบกวนในระบบนี้ลดทอนคุณภาพไฟฟ้าและเสถียรภาพระบบ สำหรับตัวอย่างการใช้งานนำเสนอในตอนี่ 2

คำสำคัญ : การตรวจจับการแยกตัวอิสระ, หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว, เชื่อมต่อกริด

Abstract

This paper presents an overview of the active islanding detection techniques of anti-islanding for grid-connected distributed generation: part 1, they include Impedance Measurement, Harmonic injection/detection of impedance, Sliding Mode Frequency Shift (SMS), Active Frequency Drift (AFD), Frequency Jump (FJ), Sandia Frequency Shift (SFS), Sandia Voltage Shift (SVS), Mains Monitoring Units with allocated All-Pole Switching Devices connected in Series, Variation of Active Power and Reactive Power and General Electric Frequency Schemes (GEFS). Active detection techniques have NDZ less than passive detection techniques but they have weakness. They be inject signal into power system network every time for check apparent islanding condition. The signal perturbs voltage, frequency and various parameter of power system network. Perturbation in the system degrading the power quantity and the system stability. For application example presents in part 2.

Keywords : Islanding Detection, Distributed Generation, Grid-Connected

1. บทนำ

ปัจจุบันหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation; DG) ได้รับความนิยมในการดำเนินการติดตั้งเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังมากขึ้นเรื่อย ๆ โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานทดแทน อาทิ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ และกังหันลม ซึ่งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเหล่านี้ได้สร้างปัญหาให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหนึ่งในปัญหาที่เกิดขึ้นนั้นคือ การเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อนับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หากสภาวะนี้เกิดขึ้นจะทำให้แรงดันและความถี่ ณ จุดที่เกิดการแยกตัวออกไปนั้นเปลี่ยนแปลงซึ่งเป็นไปได้ที่ขนาดของแรงดันและความถี่ที่เกิดขึ้นจะไม่อยู่ในขอบเขตที่ยอมรับของอุปกรณ์เป็นผลให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์นั้น ๆ ฯลฯ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องตรวจจับเพื่อต่อต้านสภาวะการแยกตัวอิสระนี้ไม่ให้เกิดขึ้น

เทคนิคการตรวจจับการเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ สามารถแบ่งได้หลัก ๆ คือ แบบโลคอล และแบบรีโมท โดยที่แบบโลคอลยังสามารถแบ่งได้เป็น เทคนิคแบบพาสซีฟ (Passive Technique) เทคนิคแบบแอคทีฟ (Active Technique) และเทคนิคแบบไฮบริด (Hybrid Technique) บทความนี้จะกล่าวถึงเฉพาะส่วนของเทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟเท่านั้น ส่วนรายละเอียดของเทคนิคในกลุ่มแบบพาสซีฟและรายละเอียดต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการต่อต้านสภาวะการแยกตัวอิสระ ผู้เขียนได้นำเสนอไว้แล้ว [1]

เทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟมีจำนวน 10 เทคนิค ในบทความนี้จะเสนอตอนที่ 1 เป็นรายละเอียดโดยสรุปของทั้ง 10 เทคนิค ส่วนในตอนที่ 2 จะเป็นตัวอย่างการใช้งานของเทคนิคแบบแอคทีฟ โดยเป็นการจำลองการทำงานด้วย Matlab/Simulink

2. เทคนิคการตรวจจับการแยกตัวอิสระแบบแอคทีฟ (Active Islanding Detection Techniques)

จุดเด่นของเทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟคือมีพื้นที่ไร้การตรวจจับเล็กกว่าแบบพาสซีฟ แต่จุดด้อยคือจะฉีดสัญญาณเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังทุกครั้งเพื่อทำการตรวจสอบว่าสภาวะที่เกิดขึ้นนั้นเป็นสภาวะการแยกตัวอิสระแล้วหรือไม่ สัญญาณเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อแรงดัน ความถี่ และพารามิเตอร์อิมพีแดนซ์ต่าง ๆ (Impedance

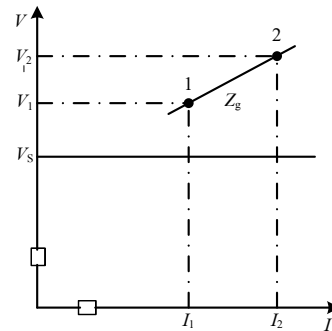
Parameters) ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า เป็นผลให้รบกวนเสถียรภาพ และคุณภาพไฟฟ้า ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ทุกครั้งที่ทำการตรวจสอบ [2]

2.1 การวัดอิมพีแดนซ์ (Impedance Measurement) [2],[3],[4]

เทคนิคนี้จะเป็นการเปลี่ยนแปลง กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) กับ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power) ลักษณะใช้งานแสดงดังในรูปที่ 1 ซึ่งแสดงถึงวิธีการเบื้องต้นในการเปลี่ยนแปลง PQ ทำให้สามารถประมาณค่าอิมพีแดนซ์กริด (Grid Impedance) ได้ดังจะอธิบายต่อไป

$$\bar{V}_{PCC} = \bar{I}_g \cdot \bar{Z}_g + \bar{V}_s \quad (1)$$

เมื่อพิจารณาในรูปที่ 1 จะได้สมการที่ 2 โดย $\bar{V}_1$ และ $\bar{V}_2$ นั้นเป็น แรงดัน ณ จุด PCC (V_{PCC}) เมื่อ I_g คือกระแสที่ฉีดเข้าสู่กริด Z_g คืออิมพีแดนซ์กริด และ V_s คือแหล่งจ่ายแรงดันของกริด ความยากของการประมาณค่า Z_g คือการที่ V_s ไม่สามารถวัดค่าได้ นั้นเป็นเหตุให้จึงต้องหาการทำงานในสองจุดใช้งาน

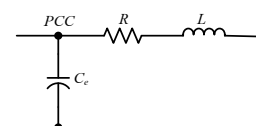


รูปที่ 1: การทำงานในสองจุดใช้งาน

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{I}_1 \cdot \bar{Z}_g + \bar{V}_s \\ \bar{V}_2 &= \bar{I}_2 \cdot \bar{Z}_g + \bar{V}_s \end{aligned} \quad (2)$$

สันนิษฐานว่า อิมพีแดนซ์กริด เป็น เชิงเส้น (linear) ระหว่างสองจุดใช้งาน เมื่อนำ $\bar{V}_1$ ลบด้วย $\bar{V}_2$ จะได้สมการที่ 3 จะเห็นได้ว่าสมการนี้สามารถหาค่าตัวแปรที่ไม่ทราบคือ $\bar{V}_s$ ได้

$$\bar{V}_{PCC} = \bar{I}_g \cdot \bar{Z}_g + \bar{V}_s \quad (3)$$



รูปที่ 2: วงจรสมมูลของอิมพีแดนซ์กริด

ภาพที่ 2 แสดงวงจรสมมูลของอิมพีแดนซ์กริด เมื่อ R คือความต้านทาน และ L คือความเหนี่ยวนำ ที่ ความถี่พื้นฐาน (Fundamental Frequency) อิทธิพลของ C_e (EMI Capacitance) บนอิมพีแดนซ์กริดสามารถละเลยได้ ดังนั้นความสัมพันธ์ของอิมพีแดนซ์กริด Z_g สามารถเขียนได้เป็นสมการที่ 4

$$\bar{V}_{PCC} = \bar{I}_g \cdot \bar{Z}_g + \bar{V}_s \quad (4)$$

ข้อดีของเทคนิคการวัดอิมพีแดนซ์ คือมี พื้นที่ไร้การตรวจจับ (Non-Detection Zone; NDZ) เล็ก อย่างไรก็ตาม เทคนิคนี้มีจุดอ่อนมาก ประการแรกคือ มีประสิทธิภาพลดลงหากจำนวนของอินเวอร์เตอร์ต่อเข้าสู่กริดเพิ่มขึ้น แต่อินเวอร์เตอร์ทั้งหมดใช้เทคนิคเดียวกันนี้ และอินเวอร์เตอร์ทั้งหมดมีการซิงโครไนซ์กัน ประการที่สอง จำเป็นต้องกำหนด เกณฑ์ของอิมพีแดนซ์ (Impedance Threshold) เพื่อวิเคราะห์เมื่อกริดยังต่ออยู่ เพราะต้องการค่าที่แน่นอนของกริดอิมพีแดนซ์ ซึ่งเป็นพารามิเตอร์เริ่มต้นที่ไม่ทราบค่า ทำให้วิธีการนี้บางครั้งทำไม่ได้

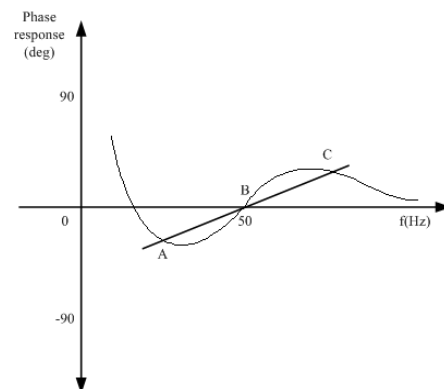
2.2 การฉีดและการตรวจจับฮาร์โมนิกของอิมพีแดนซ์ (Harmonic injection/detection of impedance) [2],[5]

เทคนิคนี้เป็นการจงใจฉีด ฮาร์โมนิกกระแสพิเศษ (Specific Current Harmonic) เข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้า ลักษณะการทำงานของเทคนิคนี้เป็นไปในทำนองเดียวกับเทคนิคการตรวจจับฮาร์โมนิกแรงดันและกระแส (Detection of Voltage and Current Harmonics) [1] ซึ่งอยู่ในกลุ่มของเทคนิคแบบพาสซีฟ ดังนั้นจึงมีข้อดีข้อเสียในลักษณะเดียวกันคือประสิทธิภาพจะไม่เปลี่ยนแปลงเมื่อมีการใช้งานอินเวอร์เตอร์หลายตัวต่อเข้ากริด แต่อ่อนไหวต่อการรบกวนทำให้การตั้งเกณฑ์ยากมาก เช่น ใน โหลดไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Loads) ความผิดเพี้ยนที่จุด PCC สามารถสูงซึ่งอาจจะตรวจจับผิดพลาด โดยเทคนิคนี้สามารถลดข้อเสียได้ถ้า สัญญาณฮาร์โมนิกย่อย (Subharmonic Signals) ที่ฉีดเข้าไปไม่เป็น ฮาร์โมนิกลำดับสูง (High Order Harmonic)

2.3 เคลื่อนความถี่แบบเลื่อน (Sliding Mode Frequency Shift; SMS) [1],[6],[7]

หลักการเบื้องต้นของเทคนิคนี้คือการเคลื่อนความถี่เอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์โดยการควบคุมเฟสของกระแสอินเวอร์เตอร์ โดยปกติ DG จะใช้งานที่ ค่าตัวประกอบกำลังเป็นหนึ่ง (Unity Power Factor) ดังนั้นในการใช้งาน

ปกติ มุมเฟสแรงดันและกระแสเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์จะเป็นศูนย์ โดยเทคนิคนี้จะทำการควบคุมความถี่ของแรงดันที่จุด PPC ไม่ให้เป็นศูนย์ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3: มุมเฟสต่อต้านความถี่

เมื่อระบบไฟฟ้าหลักหลุดจากโครงข่ายระบบไฟฟ้า กำลัง ความต่างเฟสระหว่างแรงดันและกระแสถูกกำหนดด้วยโหลด มุมเฟส (φ) สามารถหาได้จากสมการที่ (5)

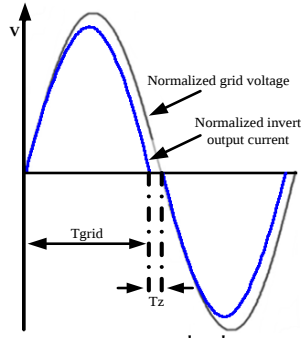
$$\varphi = -\tan^{-1}\left(R\left(2\pi fC - \frac{1}{2\pi fC}\right)\right) \quad (5)$$

ถ้า φ ค่าเป็นลบแสดงว่าเฟสล่าช้าและสภาวะการแยกตัวอิสระได้เกิดขึ้นแล้ว แรงดันไฟฟ้าที่ชั่วในขณะนี้มีค่าต่ำ ความถี่ของกระแสเอาต์พุตอินเวอร์เตอร์ถูกบังคับให้ลดลงจะเห็นได้ว่าความถี่ของแรงดันที่ชั่วจะลดลงตาม เหตุการณ์นี้จะดำเนินต่อไปจนกระทั่ง รีเลย์ตรวจจับความถี่ต่ำ (Under Frequency Relay) ทำงาน

วิธีการนี้ง่ายในการนำไปใช้เพราะมันเป็นเพียงการปรับเปลี่ยนเล็กน้อยขององค์ประกอบที่มีอยู่แล้วคือ PLL (Phase Locked Loop) นอกจากนี้มันยังมี NDZ เล็กเมื่อเทียบกับวิธีการอื่น ๆ รวมทั้งเป็นเทคนิคที่ยังมีประสิทธิภาพเมื่อมีอินเวอร์เตอร์หลาย ๆ ตัวใช้งานร่วมกัน อย่างไรก็ตามเทคนิค SMS จะทำให้คุณภาพไฟฟ้าลดลงและบางครั้งความถี่ของกระแสลดลงแต่ φ ปราสจากค่าเป็นลบ มันเป็นไปได้ในโหลดบางประเภทที่ความถี่จะคงอยู่หนึ่งทำให้ $\varphi = 0$ ก่อนรีเลย์ตรวจจับความถี่ต่ำทำงาน

2.4 เปลี่ยนแปลงความถี่ (Active Frequency Drift; AFD) [2],[7],[8]

หลักการของเทคนิค AFD คือการเปลี่ยนแปลงความถี่ของกระแสเอาต์พุตโดยเป็นหนึ่งในลักษณะของ การควบคุมแบบกระตุ้นย้อนกลับ (Positive Feedback)



รูปที่ 4: ลักษณะของรูปคลื่นที่ใช้เทคนิค AFD

AFD เป็นการเพิ่มคาบเวลาสั้นของ zero time เข้าสู่กระแสเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ดังแสดงในรูปที่ 4 สัดส่วนของ Zero Time (T_z) สู่ครึ่งหนึ่งของคาบเวลาของรูปคลื่นแรงดัน และ T_{grid} เป็นการอ้างอิงตาม Chopping Fraction (cf)

$$cf = \frac{T_z}{T_{grid}} \quad (6)$$

เมื่อระบบไฟฟ้าหลักหลุดจากโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง ความคลาดเคลื่อนของเฟส (Phase Error) จะเกิดขึ้นระหว่างกระแสอินเวอร์เตอร์และแรงดันที่ PCC อินเวอร์เตอร์จะตรวจจับความคลาดเคลื่อนนี้ได้และพยายามชดเชยมันโดยเพิ่มความถี่ของกระแสขบวนการนี้จะกระทำไปอย่างต่อเนื่องจนกระทั่งความถี่เกินขอบเขตและถูกตรวจจับได้ด้วย OFP/UFP

2.5 กระโดดความถี่ (Frequency Jump; FJ) [2]

เทคนิคกระโดดความถี่ เป็นการดัดแปลงมาจาก AFD และมันมีแนวคิดที่คล้ายกันกับเทคนิคการวัดอิมพีแดนซ์ โดยในเทคนิค FJ จะแทรก เดดโซน (Dead Zones) เข้าไปบางรูปคลื่นของรูปคลื่นกระแสเอาต์พุต

เมื่ออินเวอร์เตอร์ต่อเข้ากับโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังแล้ว รูปคลื่นของแรงดันที่จุด PCC จะถูกกำหนดโดยระบบไฟฟ้าหลัก อย่างไรก็ตามเมื่อระบบไฟฟ้าหลักหลุดจากโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง สถานะการแยกตัวอิสระจะถูกตรวจจับโดยการบังคับส่วนเบี่ยงเบนของความถี่ ข้อดีของวิธีการนี้คือถ้ารูปแบบมีความซับซ้อน FJ อาจมีประสิทธิภาพในการตรวจจับการแยกตัวอิสระถ้าใช้กับอินเวอร์เตอร์ตัวเดียว แต่ในกรณีอินเวอร์เตอร์หลายตัวต่อร่วมกันมันจะสูญเสียประสิทธิภาพเว้นแต่อินเวอร์เตอร์ทั้งหมดมีการซิงโครไนซ์กัน

2.6 เปลี่ยนความถี่แบบซานเดีย (Sandia Frequency Shift; SFS) [2],[6],[9],[10]

เทคนิคนี้เป็นเวอร์ชันการเร่งตัวของ AFD เมื่อระบบไฟฟ้าหลักยังคงต่ออยู่กับโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง หากเทคนิคนี้มีความสงสัยว่าเกิดสถานะการแยกตัวอิสระขึ้นหรือไม่มันจะทำการเปลี่ยนแปลงความถี่ขนาดเล็กเข้าสู่จุด PCC แต่จะตรวจสอบได้ว่าไม่ใช่สถานะการแยกตัวอิสระ แต่หากเป็นกรณีที่ระบบไฟฟ้าหลักหลุดจากโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังแล้วความถี่จะทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนของเฟสและเกิดการควบคุมแบบกระตุ้นย้อนกลับ เนื่องจากเกิดขบวนการทำซ้ำจะทำให้ความถี่เกินเกณฑ์ของ OFP หรือ UFP เทคนิค SFS จะให้ มุมเฟสอินเวอร์เตอร์ดังแสดงในสมการที่ (7) โดยที่

f_{is} คือ Island Frequency

f_g คือ Frequency of the Grid

cf_0 คือ Chopping Function Parameters

k คือ ค่าคงที่

$$\phi = \frac{\pi}{2} (cf_0 + k(f_{is} - f_g)) \quad (7)$$

เมื่อพิจารณาที่โหลด จะได้สมการที่ (8) โดยที่

f_0 คือ Load Resonant Frequency

Q_f คือ Load Quality Factor

$$\phi_{load} = -\tan^{-1} \left(Q_f \left(\frac{f_0}{f_{is}} - \frac{f_{is}}{f_0} \right) \right) \quad (8)$$

เกณฑ์เฟสสามารถหาได้จากสมการที่ (9)

$$f_0^2 + \frac{f \tan[\pi(cf_0 + k(f - f_n)/2)]}{Q_f} - f^2 = 0 \quad (9)$$

จากสมการที่ 9 พบว่า NDZ ขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์ SFS คือ cf_0 และ k รวมทั้งพารามิเตอร์ของโหลดคือ f_0 และ Q_f

2.7 เปลี่ยนแรงดันแบบซานเดีย (Sandia Voltage Shift; SVS) [2],[11],[12]

เทคนิคเป็นการใช้การควบคุมแบบกระตุ้นย้อนกลับในการป้องกันการแยกตัวอิสระ เทคนิคเปลี่ยนแรงดันแบบซานเดีย จะทำการเปลี่ยนขนาดกระแสในฟังก์ชันของขนาดแรงดัน เมื่อสถานะการแยกตัวอิสระเกิดขึ้นการเปลี่ยนขนาดกระแสจะขึ้นกับการเปลี่ยนขนาดแรงดันโดยทำการเปลี่ยนแรงดันอินเวอร์เตอร์ให้มีขนาดมากกว่า

OVR หรือน้อยกว่า UVR ซึ่งเมื่อหากสภาวะที่เกิดขึ้นเป็นสภาวะการแยกตัวอิสระ OVR หรือ UVR จะทำงานเป็นผลให้อินเวอร์เตอร์หลุดออกจากโครงข่ายระบบไฟฟ้า แต่เทคนิคนี้จะทำให้ลดกำลังเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ด้วยเนื่องจากกระแสถูกบังคับเพื่อติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดตามสมการ

$$I_{ref} = I_0 + K(V_\alpha - V_0) \quad (10)$$

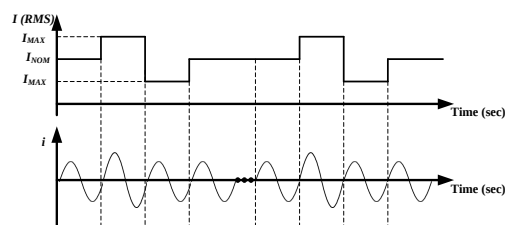
เมื่อ I_{ref} คือ กระแสอินเวอร์เตอร์สุดท้าย

I_0 คือ กระแสอินเวอร์เตอร์เพื่อติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุด

K คือ อัตราขยาย SVS

V_α คือ ขนาดแรงดันของเอาต์พุต PV

V_0 คือ แรงดันปกติ



รูปที่ 5: ลักษณะวิธีการเปลี่ยนขนาดกระแสเป็นช่วง ๆ : (ด้านบน) คำสั่งกระแส, (ด้านล่าง) รูปคลื่นกระแส

ดังนั้นผลรวมกำลังเอาต์พุต PV เหลือจะขึ้นกับคาบเวลาการเปลี่ยนกระแส ข้อดีของเทคนิคนี้คือจะไม่มีสัญญาณฮาร์โมนิกเข้าไปรบกวนระบบทำให้มีคุณภาพไฟฟ้าสูง

2.8 หน่วยตรวจสอบหลักด้วยการจัดสรรอุปกรณ์ตัดต่อทุกขั้วที่ต่ออยู่ในชุด (Mains Monitoring Units with allocated All-Pole Switching Devices connected in Series) [2]

เทคนิคนี้อาศัยการตรวจจับของอิมพีแดนซ์กริด มันใช้ 2 อุปกรณ์ติดตาม ซึ่งอิสระในการควบคุม แต่ละตัวจะมีการติดตาม แรงดัน ความถี่ และอิมพีแดนซ์ของกริดอย่างต่อเนื่อง ข้อดีของเทคนิคนี้มี NDZ เล็ก มีการติดตามช้า ๆ และประเมินค่าเป็นประจำ อย่างไรก็ตามเทคนิคนี้มีความเป็นไปได้สูงในการรบกวนอุปกรณ์อื่น ๆ รวมทั้งกริดของมันเอง

2.9 การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Variation of Active Power and Reactive Power) [2],[3],[13]

เทคนิคนี้อยู่บนพื้นฐานความสามารถของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถกำเนิดกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้อย่างอิสระ ในสภาวะการแยกตัวอิสระการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงจะกำหนดโดยโหลดซึ่งจะส่งผลต่อกระแสอินเวอร์เตอร์และแรงดัน ณ จุด PCC มันเป็นไปได้ที่คำนวณหาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเทียบกับการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างอินเวอร์เตอร์กับโหลดในสภาวะการแยกตัวอิสระ

$$P_{DG} = P_{load} = \frac{V^2}{R} \quad (11)$$

$$V = \sqrt{R \cdot P_{DG}} \quad (12)$$

ทำการเคอสมการที่ (11) และแทนค่า V จะได้

$$\frac{\partial P_{DG}}{\partial V} = 2 \cdot \frac{V}{R} = 2 \cdot \frac{\sqrt{R \cdot P_{DG}}}{R} = 2 \cdot \sqrt{\frac{P_{DG}}{R}} \quad (13)$$

การเปลี่ยนแปลงแรงดันจะแสดงได้จากสมการที่ (14)

$$\Delta V = \frac{\Delta P_{DG}}{2} \cdot \sqrt{\frac{R}{P_{DG}}} \quad (14)$$

R และ P_{DG} เป็นค่าคงที่ ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงแรงดันเป็นสัดส่วนโดยตรงกับการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริง มันเป็นไปได้ที่จะเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์เพื่อดำเนินการสร้างขนาดแรงดันออกนอกขอบเขตใช้งานปกติ

เวลาการแทรกของขบวนการแก้ปัญหาสามารถปรับด้วยอัตราขยาย K_v ซึ่งจะสามารถเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้า dP เพื่อเปลี่ยนแปลงแรงดัน มันเป็นสิ่งสำคัญที่จะต้องดำเนินการสอบเทียบ K_v เพื่อหลีกเลี่ยงกระแสเกิน กระแสอ้างอิงในการควบคุมอินเวอร์เตอร์สามารถจะคำนวณไปตามสมการนี้

$$I_{ref} = \frac{dP + P_{DG}}{V} \quad (15)$$

การเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับ

$$dP = K_v \cdot (V - V_n) \quad (16)$$

เมื่อ V_n คือ ขนาดแรงดันปกติ และ V คือ ผลย้อนกลับของขนาดแรงดัน เมื่อแทนสมการที่ (16) ในสมการที่ (15) จะได้

$$I_{ref} = \frac{K_v \cdot (V - V_n) + P_{DG}}{V} \quad (17)$$

ถ้า $V = V_n$ จะทำให้ $dP = 0$ ดังนั้น

$$I_{ref} = \frac{P_{DG}}{V} \quad (18)$$

ในทำนองเดียวกันมันเป็นไปได้ที่จะพึ่งพาความสัมพันธ์ระหว่างความถี่กับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เพื่อพัฒนาเทคนิคการตรวจจับการแยกตัวอิสระอีกอัน ซึ่ง K_f เป็นอัตราขยายของเทคนิคนี้ ทำให้ได้รับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ dQ คือ

$$dQ = K_f \cdot (f_n - f) \quad (19)$$

ข้อเสียของเทคนิคนี้คือมันจะไม่สามารถตรวจจับสถานะการแยกตัวอิสระได้เมื่อมีอินเวอร์เตอร์หลาย ๆ ตัวต่อในโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังโดยมีจุด PCC ร่วมกัน นอกจากนี้ปัญหาคือความไม่มีเสถียรภาพของโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังอาจเกิดขึ้นเพราะอินเวอร์เตอร์มีการฉีดสัญญาณรบกวนเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังอย่างต่อเนื่อง

2.10 แบบแผนความถี่ไฟฟ้าทั่วไป (General Electric Frequency Schemes; GEFS) [2],[3]

เทคนิคนี้จะจัดการรบกวนกระแสเข้าสู่ระบบ และประเมินผล ณ จุด PCC การรบกวนจะกระทำโดยการเพิ่มสัญญาณควบคุมใน Synchronous Reference Frame (SRF) โดยทั่วไปรู้จักกันในนาม DQ frame ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงเป็นส่วนกับองค์ประกอบ D axis และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นส่วนกับองค์ประกอบ Q axis

เทคนิคนี้ง่ายในการนำไปใช้และมันลด NDZ มันมีผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าน้อย อย่างไรก็ตามการฉีดสัญญาณรบกวน (ความถี่ และแรงดันไฟฟ้า) เข้าสู่จุด PCC ต้องมีขนาดเล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้

3. สรุป

จากเนื้อหาของบทความข้างต้น ทำให้พอจะเห็นได้ว่าเทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟมีพื้นที่ใ้การตรวจจับเล็กกว่าแบบพาสซีฟ แต่จุดด้อยก็จะฉีดสัญญาณเข้าสู่โครงข่าย

ระบบไฟฟ้ากำลังทุกครั้งเพื่อตรวจสอบว่าสถานะที่เกิดขึ้นนั้นเป็นสถานะการแยกตัวอิสระแล้วหรือไม่ สัญญาณเหล่านี้รบกวน แรงดัน ความถี่ และพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง การรบกวนในระบบนี้ลดทอนคุณภาพไฟฟ้า และเสถียรภาพระบบ

4. เอกสารอ้างอิง

- [1] M. Yingram, "Passive Islanding Detection Techniques of Anti-Islanding for Grid-Connected Distributed Generation," *Ladkrabang Engineering Journal*, Vol.30, No.3, pp.19-24, September, 2556.
- [2] D. Velasco, C.L. Trujillo, G. Garcera and E. Figueres, "Review of Anti-Islanding Techniques in Distributed Generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), pp.1608–1614.
- [3] De Mango F, Liserre M and Aquila AD., "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods," 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. August 30, 2006–September 1, 2006. pp. 1884–9.
- [4] Ciobotaru M, Teodorescu R, Rodriguez P, Timbus A and Blaabjerg F., "Online Grid Impedance Estimation for Single-Phase Grid-Connected Systems Using PQ Variations," *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2007, PESC 2007. 17–21, June 2007. pp. 2306–12.
- [5] Chunjiang Z, Wei L, Guocheng S and Weiyang W., "A Novel Active Islanding Detection Method of Grid-Connected Photovoltaic Inverters Based on Current-Disturbing," *CES/IEEE 5th International*

- Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, IPEMC'06, Vol. 3. August, 2006. pp. 1–4.
- [6] Lopes LAC and Sun H., “Performance assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods,” IEEE Transactions on Energy Conversion Vol. 21, No. 1, March 2006. pp. 171–80.
- [7] Guo-Kiang Hung, Chih-Chang Chang, and Chern-Lin Chen, “Automatic Phase-Shift Method for Islanding Detection of Grid-Connected Photovoltaic Inverters,” IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, No. 1, March 2003.
- [8] Y. Jung, J. Choi, Yu, G. Yu, and J. So, J. Choi, “A Novel Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention for the grid-connected Photovoltaic Inverter,” Power Electronics Specialists Conference, 2005.
- [9] Wang X, Freitas W, Xu W and Dinavahi V., “Impact of DG Interface Controls on the Sandia Frequency Shift Antiislanding Method,” IEEE Transaction on Energy Conversion September, 2007;22(3):792–4.
- [10] H. H. Zeineldin, and S. Kennedy, “Instability Criterion to Eliminate the Non-detection Zone of the Sandia Frequency Shift Method,” Power Systems Conference and Exposition, 2009.
- [11] Byunggyu Yu, Mikihiko Matsui and Gwonjong Yu, “A Review of Current Anti-Islanding Methods for Photovoltaic Power System,” Solar Energy 84, pp.745–754, March 2010.
- [12] Wen Hu, and Yun-Lian Sun “A Compound Scheme of Islanding Detection according to Inverter,” Power and Energy Engineering Conference, 2009.
- [13] Jeong JB, Hee Jun Kim, Soo Hyun Back and Kang Soon Ahn., “An Improved Method for Anti-Islanding by Reactive Power Control,” Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005, ICEMS 2005, Vol. 2; 29 September, 2005. pp. 965–70.