

1. บทนำ

ปัจจุบันหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation; DG) ได้รับความนิยมนำมาใช้ในการดำเนินการติดตั้งเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังมากขึ้นเรื่อย ๆ โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานทดแทน อาทิ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ และกังหันลม ซึ่งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเหล่านี้ได้สร้างปัญหาให้กับระบบไฟฟ้ากำลังหนึ่งในปัญหาที่เกิดขึ้นนั้นคือ การเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว 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 ที่เกี่ยวข้องกับต่อต้านสภาวะการแยกตัวอิสระ ผู้เขียนได้นำเสนอไว้แล้ว [1]

เทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟมีจำนวน 10 เทคนิค ในบทความนี้จะเสนอตอนที่ 1 เป็นรายละเอียดโดยสรุปของทั้ง 10 เทคนิค ส่วนในตอนต่อไปจะเป็นตัวอย่างการใช้งานของเทคนิคแบบแอคทีฟ โดยเป็นการจำลองการทำงานด้วย Matlab/Simulink

2. เทคนิคการตรวจจับการแยกตัวอิสระแบบแอคทีฟ (Active Islanding Detection Techniques)

จุดเด่นของเทคนิคในกลุ่มแบบแอคทีฟคือมีพื้นที่ไร้การตรวจจับเล็กกว่าแบบพาสซีฟ แต่จุดด้อยคือจะฉีดสัญญาณเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังทุกครั้งเพื่อทำการตรวจสอบว่าสภาวะที่เกิดขึ้นนั้นเป็นสภาวะการแยกตัวอิสระแล้วหรือไม่ สัญญาณเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อแรงดัน ความถี่ และพารามิเตอร์อิมพีแดนซ์ต่าง ๆ (Impedance

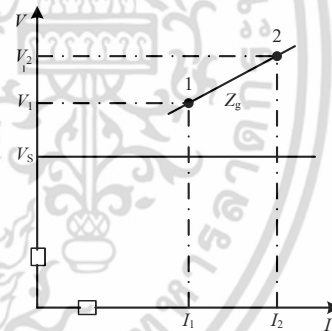
Parameters) ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า เป็นผลให้รับกวนเสถียรภาพ และคุณภาพไฟฟ้า ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ทุกครั้งที่ทำการตรวจสอบ [2]

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

เทคนิคนี้จะเป็นการเปลี่ยนแปลง กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) กับ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (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

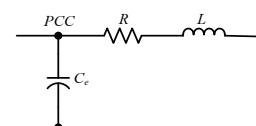


รูปที่ 1: การทำงานในสองจุดใช้งาน

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

สันนิษฐานว่า อิมพีแดนซ์กริด เป็นเชิงเส้น (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

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ใดนำเอกสารนี้ไปใช้โดยไม่ผ่านการอนุญาต ไม่ว่าจะผิดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

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

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

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

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

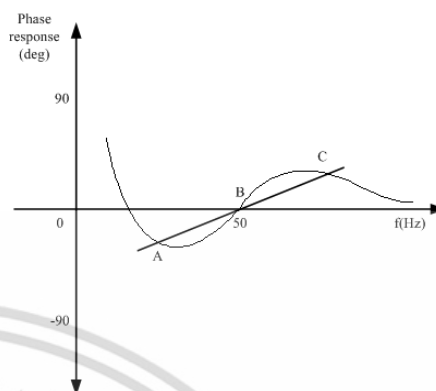
เทคนิคนี้เป็นการจงใจฉีด ฮาร์โมนิกกระแสพิเศษ (Specific Current Harmonic) เข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้า ลักษณะการทำงานของเทคนิคนี้เป็นไปในทำนองเดียวกับ เทคนิคการตรวจจับฮาร์โมนิกแรงดันและกระแส (Detection of Voltage and Current Harmonics) [1] ซึ่งอยู่ในกลุ่มของเทคนิคแบบพาสซีฟ ดังนั้นจึงมีข้อดีข้อเสียในลักษณะเดียวกันคือประสิทธิภาพจะไม่เปลี่ยนแปลงเมื่อมีการใช้งานอินเวอร์เตอร์หลายตัวต่อเข้ากริด 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]

หลักการเบื้องต้นของเทคนิคนี้คือการเคลื่อนความถี่เอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ โดยการควบคุมเฟสของกระแสอินเวอร์เตอร์ โดยปกติ DG จะใช้งานที่ ค่าตัวประกอบกำลังเป็นหนึ่ง (Unity Power Factor) ดังนั้นในการใช้งาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปกติ มุมเฟสแรงดันและกระแสเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์จะเป็นศูนย์ โดยเทคนิคนี้จะทำการควบคุมความถี่ของแรงดันที่จุด PCC ไม่ให้เป็นศูนย์ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3: มุมเฟสต่อต้านความถี่

เมื่อระบบไฟฟ้าหลักหลุดจากโครงข่ายระบบไฟฟ้า กำลัง ความต่างเฟสระหว่างแรงดันและกระแสถูกกำหนดด้วย โหลด มุมเฟส (φ) สามารถหาได้จากสมการที่ (5)

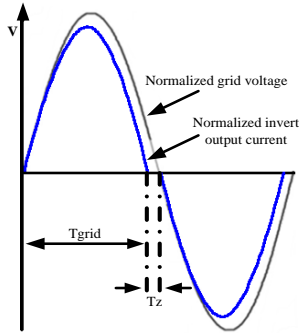
$$\varphi = -\tan^{-1}\left(R\left(2\pi fC - \frac{1}{2\pi fC}\right)\right) \quad (5)$$

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

วิธีการนี้ง่ายในการนำไปใช้เพราะมันเป็นเพียงการปรับเปลี่ยนเล็กน้อยขององค์ประกอบที่มีอยู่แล้วคือ PLL (Phase Locked Loop) นอกจากนี้มันยังมี NDZ เล็กเมื่อเทียบกับวิธีการอื่น ๆ รวมทั้งเป็นเทคนิคที่ยังมีประสิทธิภาพเมื่อมีอินเวอร์เตอร์หลาย ๆ ตัวใช้งานร่วมกัน อย่างไรก็ตามเทคนิค SMS จะทำให้คุณภาพไฟฟ้าลดลง และบางครั้งความถี่ของกระแสลดลงแต่ φ ปราศจากค่าเป็นลบ มันเป็นไปได้ในโหลดบางประเภทที่ความถี่จะคง หยุดหนึ่งทำให้ $\varphi = 0$ ก่อนรีเลย์ตรวจจับความถี่ต่ำทำงาน

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

หลักการของเทคนิค AFD คือการเปลี่ยนแปลงความถี่ของกระแสเอาต์พุต โดยเป็นหนึ่งในลักษณะของ การควบคุมแบบกระตุ้นย้อนกลับ (Positive Feedback)



รูปที่ 4: ลักษณะของรูปคลื่นที่ใช้เทคนิค AFD

AFD เป็นการเพิ่มคาบเวลาสั้นของ zero time เข้าสู่กระแสเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ดังแสดงในรูปที่ 4 สัดส่วนของ Zero Time (T_z) คู่ครั้งหนึ่งของคาบเวลาของรูปคลื่นแรงดัน 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 เป็นการตัดแปลงมาจาก AFD และมันมีแนวคิดที่คล้ายกันกับเทคนิคการวัดอิมพีแดนซ์ โดยในเทคนิค FJ จะแทรก เดดโซน (Dead Zones) เข้าไปบางรูปคลื่นของรูปคลื่นกระแสเอาต์พุต

เมื่ออินเวอร์เตอร์ต่อเข้ากับโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังแล้ว รูปคลื่นของแรงดันที่จุด PCC จะถูกกำหนดโดยระบบไฟฟ้าหลัก อย่างไรก็ตามเมื่อระบบไฟฟ้าหลักหลุดจากโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง สภาวะการแยกตัวอิสระจะถูกตรวจจับโดยการบังคับส่วนเบี่ยงเบนของความถี่ ข้อดีของวิธีการนี้คือถ้ารูปแบบมีความซับซ้อน FJ อาจมีประสิทธิภาพในการตรวจจับการแยกตัวอิสระถ้าใช้กับอินเวอร์เตอร์ตัวเดียว แต่ในกรณีอินเวอร์เตอร์หลายตัวต่อร่วมกันมันจะสูญเสียประสิทธิภาพเว้นแต่อินเวอร์เตอร์ทั้งหมดมีการซิงโครไนซ์กัน

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

เทคนิคนี้เป็นเวอร์ชันการเร่งตัวของ AFD เมื่อระบบไฟฟ้าหลักยังคงต่ออยู่กับโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง หากเทคนิคนี้มีความสงสัยว่าเกิดสภาวะการแยกตัวอิสระขึ้นหรือไม่มันจะทำการเปลี่ยนแปลงความถี่ขนาดเล็กเข้าจุด PCC แต่จะตรวจสอบได้ว่าไม่ใช่สภาวะการแยกตัวอิสระ 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 เมื่อสภาวะการแยกตัวอิสระเกิดขึ้นการเปลี่ยนขนาดกระแสจะขึ้นกับการเปลี่ยนขนาดแรงดันโดยทำการเปลี่ยนแรงดันอินเวอร์เตอร์ให้มีขนาดมากกว่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

OVR หรือน้อยกว่า UVR ซึ่งเมื่อหากสถานะที่เกิดขึ้นเป็นสถานะการแยกตัวอิสระ OVR หรือ UVR จะทำงานเป็นผลให้อินเวอร์เตอร์หลุดออกจากโครงข่ายระบบไฟฟ้า แต่เทคนิคนี้จะทำให้ลดกำลังเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ด้วยเนื่องจากกระแสถูกบังคับเพื่อติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดตามสมการ

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

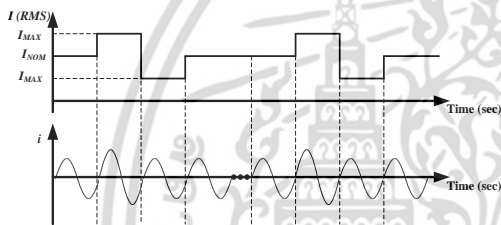
เมื่อ I_{ref} คือ กระแสอินเวอร์เตอร์สุดท้าย

I_0 คือ กระแสอินเวอร์เตอร์เพื่อติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุด

K คือ อัตราขยาย SVS

V_α คือ ขนาดแรงดันของเอาต์พุต PV

V_0 คือ แรงดันปกติ



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

ดังนั้นผลรวมกำลังเอาต์พุต PV เหลือจะขึ้นกับความเวลาการเปลี่ยนกระแส 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 ข้อดีของเทคนิคนี้คือมี NDZ เล็ก มีการติดตามช้า ๆ และประเมินค่าเป็นประจำ อย่างไรก็ตามเทคนิคนี้มีความเป็นไปได้สูงในการรบกวนอุปกรณ์อื่น ๆ รวมทั้งกริดของมันเอง

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

เทคนิคนี้อยู่บนพื้นฐานความสามารถของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถกำเนิดกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้อย่างอิสระ ในสถานะการแยกตัวอิสระการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงจะกำหนดโดยโหลดซึ่งจะส่งผลกระทบต่อกระแสอินเวอร์เตอร์และแรงดัน ณ จุด PCC มันเป็นไปได้ที่คำนวณหาการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเทียบกับการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างอินเวอร์เตอร์กับโหลดในสถานะการแยกตัวอิสระ

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

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

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

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

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

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

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

ในทำนองเดียวกันมันเป็นไปได้ที่จะพึ่งพาความสัมพันธ์ระหว่างความถี่กับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อพัฒนาเทคนิคการตรวจจับการแยกตัวอิสระอีกอัน ซึ่ง K_f เป็นอัตราขยายของเทคนิคนี้ ทำให้ได้รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ 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 ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงเป็นส่วนหนึ่งของอแกน D axis และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นส่วนหนึ่งของอแกน Q axis

เทคนิคนี้ง่ายในการนำไปใช้และมันลด NDZ มันมีผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าน้อย อย่างไรก็ตามการฉีดสัญญาณรบกวน (ความถี่ และแรงดันไฟฟ้า) เข้าสู่จุด PCC ต้องมีขนาดเล็กที่สุดเท่าที่เป็นไปได้

3. สรุป

จากเนื้อหาของบทความข้างต้น ทำให้พอจะเห็นได้ว่าเทคนิคในกลุ่มแบบแอกทีฟมีพื้นที่ใ้การตรวจจับเล็กกว่าแบบพาสซีฟ แต่จุดด้อยคือจะฉีดสัญญาณเข้าสู่โครงข่าย

ระบบไฟฟ้ากำลังทุกครั้งเพื่อตรวจสอบว่าสถานะที่เกิดขึ้นนั้นเป็นสถานะการแยกตัวอิสระแล้วหรือไม่ สัญญาณเหล่านี้รบกวน แรงดัน ความถี่ และพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง การรบกวนในระบบนี้ลดทอนคุณภาพไฟฟ้า และเสถียรภาพระบบ

4. เอกสารอ้างอิง

- [1] M. Y Ingram, "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*

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้เพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 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.