ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ธันวาคม 2568

ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ที่ ๔๖/๒๕๖๘
เรื่อง บังคับใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ด้วยพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ มาตรา ๘๑ กำหนดให้ "ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายกำหนด" (พระราชบัญญัติฯ) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งเป็นผู้ได้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงาน ได้ประกาศใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒ (ฉบับใช้งานปัจจุบัน) มาตั้งแต่วันที่ ๑๒ มีนาคม พ.ศ. ๒๕๕๗ ที่ผ่านมา

บัดนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ดำเนินการปรับปรุงและแก้ไขข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จากฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒ (ฉบับใช้งานปัจจุบัน) เป็นฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ (ฉบับปรับปรุงใหม่) เพื่อให้สอดคล้องกับรูปแบบอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการเปลี่ยนแปลงไปในปัจจุบัน

ดังนั้น เพื่อเป็นการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติฯ ดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงเห็นสมควรให้มีการประกาศบังคับใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ ซึ่งประกอบด้วย ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Code) ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Service Code) และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Operation Code)

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ ๑๙ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ ๑๙ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘

(นายนรินทร์ เผ่าวณิช)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

รับรองสำเนาถูกต้อง
รับวันที่ ๑๙ ธ.ค. ๖๘ / ๑๐.๐๐ น.
แผนกจัดการงานสารบรรณ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นองค์การหลักของประเทศที่มีหน้าที่รักษาความมั่นคงของระบบพลังงานไฟฟ้า มีการดำเนินการด้านอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่หลากหลาย ไม่ว่าจะเป็นการผลิตไฟฟ้า การซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน การจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ใช้ไฟฟ้าตามพระราชกฤษฎีกา และประเทศเพื่อนบ้านใกล้เคียง ในยุคที่มีการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีอย่างรวดเร็ว ภารกิจของ กฟผ. ยังต้องมีการปรับตัวเพื่อให้ทันต่อการเปลี่ยนแปลงของรูปแบบอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่มีแนวโน้มกระจายตัว มีการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานที่หลากหลายมากขึ้น ตลอดจนมีการขยายขอบเขตการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าทั้งในระดับประเทศและระดับภูมิภาค

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่กระจายอยู่ทั่วประเทศ เป็นปัจจัยสำคัญในการรองรับอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่หลากหลาย กฟผ. ในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงต้องเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและส่งเสริมให้มีการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถสนองต่อความก้าวหน้าทางอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้อย่างราบรื่น พร้อมกับการสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีความมั่นคง ปลอดภัย ได้มาตรฐาน และระบบไฟฟ้าที่มีคุณภาพ และเพื่อเป็นการเสริมประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว กฟผ. ได้จัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของ กฟผ. เพื่อเป็นมาตรฐานในการจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 81 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ที่กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาต ที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาต หรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้ หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด กฟผ. จึงดำเนินการปรับปรุงข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ในส่วนของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้การดำเนินการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีมาตรฐาน มั่นคง ปลอดภัย และมีคุณภาพ

การบังคับใช้

1. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันที่มีการประกาศข้อกำหนดนี้เป็นต้นไป

2. บรรดาข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่นที่มีเงื่อนไขระบุไว้เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ หรือซึ่งขัดหรือแย้งกับข้อกำหนดนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดนี้แทน

3. การเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่น หรือที่ กฟผ. และ/หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ให้ความเห็นชอบหรืออนุญาตไว้ก่อนวันที่ข้อกำหนดนี้ใช้บังคับให้ดำเนินการได้ต่อไป และให้ถือว่าเป็นการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดฉบับนี้ จนกว่าจะสิ้นสิทธิ ยกเลิกหรือมีการเปลี่ยนแปลง

สารบัญ

		หน้า
GD	นิยามคำศัพท์	
GD	นิยามคำศัพท์	CC-1
PF	บทนำ	
PF1	บทนำ	CC-9
PF2	ขอบเขตงาน	CC-9
PF3	หน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CC-10
PF4	การปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	CC-11
PP	ขั้นตอนการวางแผน	
PP1	บทนำ	CC-15
PP2	วัตถุประสงค์	CC-15
PP3	การแจ้งข้อมูล	CC-15
GC	ข้อกำหนด	
GC1	ข้อกำหนดทั่วไป	CC-17

ส่วนที่ 1 : ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

CC-P	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-P	บทนำ	CCP-1
CC2-P	วัตถุประสงค์	CCP-1
CC3-P	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCP-2
CC4-P	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCP-4
CC5-P	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCP-10
CC6-P	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCP-23
CC7-P	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCP-23
CC8-P	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCP-27
CC9-P	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตรและควบคุมที่จุดเชื่อมต่อ	CCP-29

ส่วนที่ 2 : ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CC-S	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-S	บทนำ	CCS-1
CC2-S	วัตถุประสงค์	CCS-1
CC3-S	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCS-2
CC4-S	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCS-4
CC5-S	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCS-9
CC6-S	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCS-21
CC7-S	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCS-22
CC8-S	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCS-26

ส่วนที่ 3 : หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC-D	**หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**	
CC1-D	บทนำ	CCD-1
CC2-D	วัตถุประสงค์	CCD-1
CC3-D	การติดต่อประสานงานระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCD-2

ส่วนที่ 4 : ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น

CC-O	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-O	บทนำ	CCO-1
CC2-O	วัตถุประสงค์	CCO-2
CC3-O	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCO-3
CC4-O	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ	CCO-4
CC5-O	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCO-10
CC6-O	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCO-50
CC7-O	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCO-50
CC8-O	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร	CCO-53

ส่วนที่ 5 : ผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่

CC-N ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-N	บทนำ	CCN-1
CC2-N	วัตถุประสงค์	CCN-2
CC3-N	สิทธิและหน้าที่	CCN-2
CC4-N	ข้อปฏิบัติในการขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว	CCN-3
CC5-N	ข้อกำหนดของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)	CCN-6
CC6-N	ข้อกำหนดการให้บริการของผู้รวบรวมโหลดและผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว	CCN-9

ส่วนที่ 6 : การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

CC-I ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-I	บทนำ	CCI-1
CC2-I	วัตถุประสงค์	CCI-2
CC3-I	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCI-2
CC4-I	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCI-4
CC5-I	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCI-4
CC6-I	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCI-4
CC7-I	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCI-5
CC8-I	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCI-5

ส่วนที่ 7 : การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)

CC-T ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-T	บทนำ	CCT-1

ส่วนที่ 8 : General Appendix

CCA1	ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCA1-1
CCA2	ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	CCA2-1
CCA3	ข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง	CCA3-1
CCA4	แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay	CCA4-1
CCA5	รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ	CCA5-1
CCA6	รายละเอียดระบบควบคุมและป้องกัน	CCA6-1
CCA7	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCA7-1
CCA8	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCA8-1
CCA9	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCA9-1
CCA10	ระบบสื่อสาร	CCA10-1
CCA11	ระบบควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน	CCA11-1

GD นิยามคำศัพท์

ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้

กระแสไฟฟ้าไหลย้อน	เหตุการณ์ที่มีปริมาณกระแสไฟฟ้าไหลออกจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หรือจากระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า
การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding)	สภาวะที่การผลิตไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าให้ระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อโดยไม่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
การเชื่อมต่อ	การเชื่อมต่ออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
การปลดการเชื่อมต่อ	การปลดอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า
การไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
คุณภาพไฟฟ้า	คุณลักษณะกระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ทั้งในกรณีเหตุปกติและกรณีเหตุผิดปกติ
จุดเชื่อมต่อ	ตำแหน่งที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
จุดต่อร่วม	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณเดียวกับผู้เชื่อมต่อรายอื่น
จุดติดตั้งมาตรวัด	ตำแหน่งติดตั้งมาตรวัดค่าทางไฟฟ้า เช่น ค่าแรงดันไฟฟ้า ความถี่ และอื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด
จุดรับไฟฟ้า	ตำแหน่งที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อนำส่งให้กับคู่สัญญาของผู้ใช้บริการ
จุดส่งไฟฟ้า	ตำแหน่งที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ส่งเข้าระบบไฟฟ้าของคู่สัญญาของผู้ใช้บริการ
ใบอนุญาต	ใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

ผู้ขอเชื่อมต่อ	ผู้ที่ขออนุญาตจากการไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือผู้ให้บริการทางด้านเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่
ผู้เชื่อมต่อ	ผู้ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ 1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ 2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ 4) ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก, ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid 5) ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว 6) ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 7) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 8) การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ 9) ผู้เชื่อมต่อและผู้ใช้บริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) 10) ระบบไฟฟ้าอื่น ๆ
ผู้ใช้ไฟฟ้า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจและประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหนายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent/Industrial Power Supplier : IPS)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ หรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง และผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ลูกค้าโดยตรง โดยไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า โดยได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาลหรือรัฐวิสาหกิจที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งประเภทสัญญา Firm ประเภทสัญญา Partial-Firm และประเภทสัญญา Non-Firm

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm (SPP Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาลหรือรัฐวิสาหกิจที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายไฟฟ้าตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงประเภทสัญญา Partial-Firm
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Non-Firm (SPP Non-Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายพลังงานไฟฟ้าตามสภาพความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 90 เมกะวัตต์
ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)	หน่วยงานที่ทำหน้าที่จัดหาและรวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวเพื่อเสนอบริการทางไฟฟ้าให้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและดำเนินมาตรการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ซึ่งรวมถึงผู้รวบรวมโหลด
ผู้รวบรวมโหลด (Load Aggregator)	หน่วยงานที่ทำหน้าที่จัดหาและรวบรวมแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดเพื่อเสนอบริการการตอบสนองด้านโหลดให้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและดำเนินมาตรการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด
ผู้รับใบอนุญาต	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
ภาวะฉุกเฉิน (Emergency)	เหตุการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วน โดยไม่อาจคาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้าได้ เช่น เหตุขัดข้องจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นเหตุให้การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมระบบให้อยู่ในภาวะปกติได้ หรือเหตุการณ์ที่อาจจะทำให้เกิดอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สิน ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ โดยต้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์อย่างเร่งด่วนหรือเหตุผิดปกติที่ทาง กฟผ. ให้ความคิดเห็นอย่างสมเหตุสมผลแล้วว่าเกิด หรือก่อให้เกิด

	การสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้างหรือทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรง
มาตรการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response Program)	กระบวนการที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดส่งคำสั่งการลดการใช้ไฟฟ้าไปที่ผู้รวบรวมโหลด
มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (DER Program)	กระบวนการที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดส่งคำสั่งควบคุมการผลิตไฟฟ้าและ/หรือการใช้ไฟฟ้าไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
มาตรฐานความมั่นคง N-1	ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ในกรณีอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า 1 อุปกรณ์
ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System : ESS)	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้เป็นพลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บไว้ได้ และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS)	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้เป็นพลังงานรูปแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control And Data Acquisition: SCADA)	ระบบการควบคุมดูแลทางไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุม และ/หรือการชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือระบบที่รวบรวมประมวลผลและแสดงข้อมูลในศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ข้อมูลสำหรับการ Operate ระบบ เช่น ความถี่ของระบบ, แรงดัน, Load Flow, สถานะของ Breaker, Disconnecting Switch หรืออื่น ๆ ที่ กฟผ. กำหนด
ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายของ กฟผ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน.
ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response	ระบบฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่ทำหน้าที่บริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด

Management System: DRMS)	
ระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator Management System: DERAMS)	ระบบฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่ทำหน้าที่บริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System)	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
ระบบผลิตไฟฟ้า	โรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ ที่ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ระบบไฟฟ้า	ระบบผลิตไฟฟ้าและระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้การปฏิบัติการและควบคุมของผู้รับใบอนุญาต
โรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)	โรงไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ ก) พลังงานนอกรูปแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งต้องไม่ใช่การใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังนิวเคลียร์ ข) กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร ค) ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์ หรือการเกษตร ง) ขยะมูลฝอย จ) ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง โดยโรงไฟฟ้าประเภท ข) ค) ง) และ จ) สามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้น ๆ

โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	โรงไฟฟ้าที่มีการผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (Useful Heat Energy) ด้วยกระบวนการผลิตเดียวกันของโรงไฟฟ้าหนึ่ง
วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD)	กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response Control Center: DRCC)	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด ตามคำสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยสั่งการไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว เพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)	สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและ กฟผ. หรือสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่และ กฟผ.
เหตุผิดปกติ	เหตุการณ์ใด ๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือคุณภาพไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับและไม่มีไฟฟ้าดับ
แหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response Resources)	ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด หรือมาตรการอื่นที่กำหนด
แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DER)	ผู้ผลิตไฟฟ้า เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เชื้อเพลิงไฮโดรเจน พลังงานน้ำ เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ หรือเชื้อเพลิงอื่น ๆ ตลอดจนระบบกักเก็บพลังงาน และยานยนต์ไฟฟ้า (EV) รวมถึงแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด

Base Voltage	แรงดันไฟฟ้าฐานที่กำหนดใช้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (หน่วยเป็นกิโลโวลต์) โดยมีค่าแรงดันไฟฟ้าฐาน ดังนี้ (1) ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ (2) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ (3) ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ (4) ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แรงดันไฟฟ้าฐานให้มีค่าตามระดับแรงดันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้กำหนด
EGAT Renewable Energy Forecast Center (EGAT REFC)	ศูนย์พยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ของ กฟผ.
First Energization	การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
First Synchronization	การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
Generator's Apparatus	อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ กฟผ. และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ
Incident	เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้นและเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ.ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่าง ๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้าหรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
Inverter	อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังทุกประเภทที่ทำหน้าที่แปลงหรือจัดการกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ ซึ่งหมายรวมถึง Inverter, Power Conversion System (PCS) หรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังอื่นใดที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อและถ่ายเทพลังงานรูปแบบต่างๆ กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
Microgrid	ระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีการรวมระบบผลิตไฟฟ้าส่งจ่ายไฟฟ้าและควบคุมสั่งการเข้าไว้ด้วยกันสามารถทำงานประสานเชื่อมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักหรือโครงข่ายอื่น ๆ และยังทำงานแยกตัวเป็นอิสระได้ ซึ่งแหล่งผลิตไฟฟ้าภายในสามารถเป็นได้ทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานอื่น ๆ ที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน
Operating Characteristics	ค่าที่กำหนดความสามารถของหน่วยผลิตไฟฟ้าในการตอบสนองต่อคำสั่งการ

Power Park Module (PPM)	หน่วยผลิตไฟฟ้าหรือกลุ่มของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยตรง แต่เชื่อมต่อผ่านอินเวอร์เตอร์หรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง ซึ่งมีจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าหลักกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพียงจุดเดียว
Significant Incident	Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วนเกิดสภาวะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง
Site Responsibility Schedule	รายการที่ กฟผ. จัดทำขึ้น เพื่อใช้แสดงขอบเขตในความเป็นเจ้าของการดำเนินงาน และความรับผิดชอบด้านความปลอดภัย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

PF บทนำ

PF1 บทนำ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ารับทราบหน้าที่ที่จะต้องปฏิบัติให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และตามข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน มั่นคง และปลอดภัย โดยไม่ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและส่วนรวมเสียประโยชน์ รวมถึงกำหนดแนวทางปฏิบัติอย่างเสมอภาคต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกราย ไม่ให้เกิดการกีดกันผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่น

PF2 ขอบเขตงาน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ให้บังคับใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ยื่นขออนุญาตจากการไฟฟ้า รวมถึงผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการ/ผู้ใช้บริการ และผู้ขอรับบริการ/ผู้รับบริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) ดังนี้

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
2. โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
4. ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก, ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid
5. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
6. ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
7. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
8. การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ
9. การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)
10. ระบบไฟฟ้าอื่น ๆ

ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามระเบียบหรือข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อนี้และของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น ๆ ด้วย

PF3 หน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายมีหน้าที่ในการปฏิบัติตามและออกแบบการเชื่อมต่อให้มีรายละเอียดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าอยู่ภายในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดและมีความมั่นคงปลอดภัย รวมถึงมีหน้าที่ต้องปฏิบัติตามเงื่อนไข ดังนี้

1. หาก กฟผ. เห็นว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดข้อใดข้อหนึ่งที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อนี้ กฟผ. จะไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
2. หาก กฟผ. มีการปรับปรุง แก้ไข เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติมรายละเอียดอื่น ๆ ของข้อกำหนดนี้ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ ต่อ กฟผ. มิได้
3. หาก กฟผ. จำเป็นต้องปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากการขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องรับผิดชอบในค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นเนื่องจากการปรับปรุงระบบทั้งหมด
4. หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ทราบข้อมูลการเปลี่ยนแปลงสภาพระบบไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งจะส่งผลต่อรูปแบบการเชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเร่งแจ้งให้ กฟผ. พิจารณา
5. ก่อนและหลังการเชื่อมต่อ หาก กฟผ. และ/หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มีการเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งส่งผลต่อรูปแบบการเชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องรับผิดชอบในค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในส่วนที่เกี่ยวกับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
6. หากเกิดความเสียหายต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือบุคคลอื่น ๆ ที่เกิดจากการกระทำหรือความประมาทของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น
7. กฟผ. อาจมีการทบทวนการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลเสียกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

PF4 การปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายมีหน้าที่ในการปฏิบัติตามและออกแบบการเชื่อมต่อให้มีรายละเอียดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ ดังนี้

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ ซึ่งหมายรวมถึง

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1.1 <u>โรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter</u> ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-P ถึง CC4-P
- CC5.1-P ถึง CC5.3-P, CC5.4-P, CC5.6-P
- CC6-P ถึง CC9-P

1.2 <u>โรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter</u> ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-P ถึง CC4-P
- CC5.1-P ถึง CC5.3-P, CC5.5-P, CC5.6-P
- CC6-P ถึง CC9-P

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ซึ่งหมายรวมถึง

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

2.1 โรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-S ถึง CC4-S
- CC5.1-S ถึง CC5.3-S, CC5.4-S, CC5.7-S
- CC6-S ถึง CC8-S

2.2 โรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-S ถึง CC4-S
- CC5.1-S ถึง CC5.3-S, CC5.5-S, CC5.7-S
- CC6-S ถึง CC8-S

2.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-S ถึง CC4-S
- CC5.1-S ถึง CC5.3-S, CC5.6-S, CC5.7-S
- CC6-S ถึง CC8-S

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O
- CC5.3.1-O ถึง CC5.3.3-O
- CC6-O ถึง CC8-O

3.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O
- CC5.3.1-O ถึง CC5.3.2-O, CC5.3.4-O
- CC6-O ถึง CC8-O

4. ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent/Industrial Power Supplier : IPS)

4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O
- CC5.4.1-O ถึง CC5.4.3-O, CC5.4.4-O
- CC6-O ถึง CC8-O

4.2 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O
- CC5.4.1-O ถึง CC5.4.3-O, CC5.4.5-O
- CC6-O ถึง CC8-O

4.3 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O
- CC5.4.1-O ถึง CC5.4.3-O, CC5.4.6-O
- CC6-O ถึง CC8-O

5. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) ที่ไม่ทำงานประสานกับระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O,
- CC5.5-O
- CC6-O ถึง CC8-O

6. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- PP
- CC1-O ถึง CC4-O
- CC5.1-O ถึง CC5.2-O,
- CC5.6-O
- CC6-O ถึง CC8-O

7. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- CC1-D ถึง CC3-D

8. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator : DER Aggregator)

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- CC1-N ถึง CC6-N

9. การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- CC1-I ถึง CC8-I

10. การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)

ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหัวข้อดังนี้

- CC1-T

PP ขั้นตอนการวางแผน

PP1 บทนำ

PP1.1 ขั้นตอนการวางแผนนี้ กำหนดไว้เพื่อความมั่นใจว่า กฟผ. จะได้รับข้อมูลที่ต้องการจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อการวางแผนพัฒนาระบบในอนาคต

PP1.2 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบโดยเร็ว หากมีการเปลี่ยนแปลงของข้อมูลตามจริงหรือที่คาดว่าจะเปลี่ยนแปลงไปตามที่ระบุใน PP3

PP1.3 ภายใต้รายละเอียดของขั้นตอนการวางแผนนี้ ข้อมูลการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของ กฟผ. แม้จะไม่ใช่โดยตรงจะต้องถูกส่งให้กับ กฟผ. ภายใต้ข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง

PP2 วัตถุประสงค์

P2.1 ขั้นตอนการวางแผนนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้มั่นใจว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะให้ข้อมูลแก่ กฟผ. อย่างถูกต้องและตรงเวลา เพื่อให้ กฟผ. สามารถวางแผนพัฒนาระบบในอนาคต

PP3 การแจ้งข้อมูล

PP3.1 ข้อมูลเบื้องต้น

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานในการวางแผน (Planned Operating Characteristics) ให้แก่ กฟผ. โดยให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดตาม CCA1 CCA2 และ CCA3 ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) หรือรูปแบบอื่นตามที่ กฟผ. กำหนดในภาคผนวกทั่วไป (General Appendix) ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะเริ่มโครงการตาม PPA ต้องแจ้งข้อมูลไม่น้อยกว่า 30 วันทำการก่อนที่จะมีการลงนามใน PPA หรือ

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออื่นที่การเชื่อมต่อไปไม่ได้อยู่ภายใต้ PPA จะต้องแจ้งข้อมูลไม่น้อยกว่า 30 วันทำการ ก่อนผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต่อเชื่อมเข้ากับระบบของ กฟผ. หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

PP3.2 ข้อมูลตามข้อตกลง

หลังจากมีการแจ้งตามข้อ PP3.1 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานและข้อมูลรายละเอียดในการวางแผน (Detailed Planned Operating Characteristics) ให้แก่ กฟผ. ทราบโดยให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดตาม CCA1 CCA2 และ CCA3 ในรูปแบบ ไฟล์อิเล็กทรอนิกส์

(Electronic File) ตามที่ กฟผ. กำหนดในภาคผนวกทั่วไป (General Appendix) ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ดังนี้

(a) เมื่อได้มีการลงนามใน PPA ระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อแล้ว ต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ Commissioning หรือ

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออื่นที่การเชื่อมต่อไปไม่ได้อยู่ภายใต้ PPA จะต้องแจ้งข้อมูล

(i) เมื่อ กฟผ. ยินยอมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต่อเชื่อมกับระบบของ กฟผ. โดยต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ Commissioning หรือ

(ii) เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยินยอมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต่อเชื่อมกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ Commissioning

PP3.3 ข้อมูลเพิ่มเติมหลังการต่อเชื่อมกับระบบ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานและข้อมูลรายละเอียดเพิ่มเติมในการวางแผน (Registered Operating Characteristics) ให้แก่ กฟผ. โดยให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดตาม CCA1 CCA2 และ CCA3 ในรูปแบบ ไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ตามที่ กฟผ. กำหนดในภาคผนวกทั่วไป (General Appendix) ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับข้อมูลซึ่งไม่ได้ส่งมาตามที่ระบุใน PP3.1 และ PP3.2 จะต้องส่งมาก่อนที่จะมีการเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า (วันที่ Energize Connection Point) เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

GC ข้อกำหนด

GC1 ข้อกำหนดทั่วไป

GC1.1 เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิด

กรณีมีเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดเกิดขึ้นและไม่มีข้อกำหนดใดในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับ กฟผ. จะขอความเห็นจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าวโดยทันทีเท่าที่ กฟผ. จะสามารถกระทำได้ในสถานการณ์นั้นและ กฟผ. จะกำหนดแนวทางการแก้ไข โดยคำนึงถึงข้อคิดเห็นที่ได้รับจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประโยชน์ต่อส่วนรวม และความเหมาะสมกับสถานการณ์ ทั้งนี้ เมื่อ กฟผ. ได้กำหนดแนวทางแล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามที่ กฟผ. สั่งการ เว้นแต่กรณีที่การสั่งการนั้นจะขัดกับ Technical Parameter ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่ได้ลงทะเบียนไว้ตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

GC1.2 การติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

GC1.2.1 การแจ้งข้อมูลทั้งหมดและการติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ยกเว้นการจัดส่งข้อมูลและการแจ้งข้อมูล) ต้องดำเนินการดังนี้

ในส่วนของ กฟผ. จะมอบหมายให้ EGAT Control Engineer ทำหน้าที่ติดต่อกับทางผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดย EGAT Control Engineer จะเป็นผู้ปฏิบัติงานที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ได้รับมอบอำนาจให้มีสิทธิในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและสั่งการ Switching ในระบบส่ง ซึ่ง กฟผ. จะแจ้งชื่อ EGAT Control Engineer ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบเป็นครั้งคราวไป

GC1.2.2 การแจ้งข้อมูลทั้งหมดและการติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ยกเว้นการจัดส่งข้อมูลและการแจ้งข้อมูล) จะต้องดำเนินการผ่านทางระบบโทรศัพท์

GC1.2.3 หากมีการย้ายสถานที่ตั้งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติอาจด้วยเหตุฉุกเฉินหรือเหตุผลใดก็ตาม กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบ

GC1.2.4 หากมีการย้ายสถานที่ตั้งศูนย์ควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออาจด้วยเหตุฉุกเฉินหรือเหตุผลใดก็ตาม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบสถานที่ตั้งใหม่และหมายเลขโทรศัพท์ที่เปลี่ยนแปลงโดยทันที

GC1.2.5 ข้อมูลและการติดต่อสื่อสารทางโทรศัพท์ระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะถูกบันทึกเป็นหลักฐาน

GC1.3 ข้อมูลและการแจ้งล่วงหน้า

GC1.3.1 การจัดส่งและแจ้งข้อมูลใด ๆ ต่อ กฟผ. ภายใต้ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ยกเว้นว่าจะมีการระบุไว้เป็นอย่างอื่น) จะต้องจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษร โดยอาจส่งถึงผู้รับด้วยตนเอง ไปรษณีย์ลงทะเบียน หรือไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์

GC1.3.2 ข้อมูลที่จัดส่งให้ กฟผ. ตามวิธีการใน GC1.3.1 จะต้องระบุถึงศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กฟผ. (หรืออาจเป็นหน่วยงานอื่นใดภายใน กฟผ.) และระบุที่อยู่ตามที่ กฟผ. ได้แจ้งไว้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

เมื่อ กฟผ. แจ้งข้อมูลใด ๆ ต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะต้องเรียนประธานกรรมการ (หรือบุคคลอื่นใด) และระบุที่อยู่ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร

GC1.3.3 รายการข้อมูลทั้งหมดจะต้องอ้างอิงที่ระดับแรงดันและความถี่ปกติ (เว้นแต่จะระบุไว้เป็นอย่างอื่น)

GC1.4 ความเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า และ/หรือ อุปกรณ์

ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อมีการอ้างถึง “อุปกรณ์” ย่อมหมายความรวมถึงอุปกรณ์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการทำข้อตกลงใด ๆ กับบุคคลที่สาม เพื่อที่ใช้งานอุปกรณ์ดังกล่าวหรืออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบหรืออุปกรณ์ที่เป็นส่วนหนึ่งของระบบ ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ

GC1.5 การควบคุมระบบ

เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตกลงให้ กฟผ. ทำการควบคุมระบบ (หรือส่วนหนึ่งของระบบ) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับใช้เพื่อการสื่อสารและการประสานงานในช่วงระยะเวลาหนึ่ง กฟผ. จะทำการควบคุมระบบดังกล่าวเสมือนเป็นส่วนหนึ่งของระบบส่ง กฟผ.

GC1.6 สถานการณ์ฉุกเฉิน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า อาจถูกระงับการใช้ชั่วคราวตามคำสั่งจากมติคณะรัฐมนตรี และ/หรือ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และ/หรือ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

GC1.7 การเก็บรักษาข้อมูลเป็นความลับ

กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเก็บรักษาข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้รับตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไว้เป็นความลับ โดยสามารถให้ข้อมูลแก่บุคคลที่สามได้ต่อเมื่อ

(a) เป็นการให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใด ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
(b) เป็นการให้ข้อมูลตามที่กฎหมายกำหนด
(c) เป็นข้อมูลที่ได้ถูกเปิดเผยต่อสาธารณะแล้ว

GC1.8 การได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

ซึ่งเกี่ยวกับ :

(a) การตรวจสอบเอกสาร, Designs, Drawings, แผนงาน, ข้อมูลที่ใช้ในการออกแบบ หรือข้อมูลใดๆ ก็ตาม ที่เกี่ยวกับตัวโรงไฟฟ้า อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ Connection Point ในฝั่งของโรงไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาตรวจสอบตามเงื่อนไขในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ

(b) การตรวจสอบและทดสอบโรงไฟฟ้า อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ Connection Point ในฝั่งของโรงไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. ได้ดำเนินการตามเงื่อนไขในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น

การที่ กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบใด ๆ ในข้อ (a) และ (b) นั้น ไม่ได้หมายความว่า กฟผ. รับประกันความปลอดภัย ความทนทาน หรือ ความน่าเชื่อถือของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ดังกล่าว

GC1.9 ลำดับความสำคัญ

GC1.9.1 กรณีที่ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไม่สอดคล้องกับคำสั่งของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ให้ถือพิจารณาคำสั่งของ กกพ. เป็นหลัก

GC1.9.2 เมื่อ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการตกลงเฉพาะเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับ External Interconnector (เป็นลายลักษณ์อักษร) ซึ่งเป็นเรื่องที่ดำเนินการเพื่อให้ครอบคลุมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น ก็ให้นำข้อตกลงดังกล่าวมาปรับใช้ในการปฏิบัติงานด้วย

GC1.10 การผิดกฎหมายและการไม่สามารถใช้บังคับได้บางส่วน

GC1.10.1 หากมีข้อกำหนดใด ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่ชอบด้วยกฎหมายหรือไม่สามารถใช้บังคับได้ด้วยเหตุผลใดก็ตาม การละเว้นดังกล่าวจะมีผลเฉพาะต่อข้อกำหนดนั้น ๆ สำหรับข้อกำหนดอื่น ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ายังคงมีผลบังคับใช้ตามปกติ

GC1.10.2 หากในข้อกำหนดข้อหนึ่ง ๆ มีเนื้อหาส่วนหนึ่งที่ไม่ชอบด้วยกฎหมายหรือไม่สามารถใช้บังคับได้ แต่เนื้อหาส่วนที่เหลือในข้อกำหนดเดียวกันนั้นยังคงสามารถใช้บังคับได้ตามปกติ การปรับปรุงเนื้อหาข้อกำหนดใหม่จะดำเนินการได้เท่าที่จำเป็นเพื่อให้ได้เนื้อหาที่สมบูรณ์ แต่ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบต่อเจตนาหรือความสมบูรณ์ของข้อกำหนดอื่น ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

CC-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-P บทนำ

CC1.1-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำด้านเทคนิคที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องสามารถปฏิบัติได้ในการที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า รวมถึงกำหนดขั้นตอนเพื่อให้เกิดการปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ได้กำหนดไว้ โดยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

ซึ่งมีความประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกหรือผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ ที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ให้บังคับใช้ตามข้อกำหนดนี้

CC1.2-P ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะเพิ่มเติมหลักเกณฑ์หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ ตามความเหมาะสมในการเชื่อมต่อ รวมถึงอาจเปลี่ยนแปลงไปตามกระบวนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าตามนโยบายภาครัฐ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

CC2-P วัตถุประสงค์

CC2.1-P **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** ส่วนนี้มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนและครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่นๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-P คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-P กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัด เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-P)

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50.00 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.50 Hz ถึง 50.50 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.50 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน Planned หรือ Unplanned Outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
5	2.0	3	2.0	2	1.0
7	2.0	9	1.0	4	0.8
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4
17	1.0	>21	0.2	10	0.4
19	1.0			12	0.2
23	0.7			>12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 3%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ Planned Outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (%)
230 kV หรือสูงกว่า	0.8
69 และ 115 kV	1.4

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่าตารางที่ 1.3

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-P สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-P อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา Active Power และ/หรือ Reactive Power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-P

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-P นี้

CC4-P ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.1-P การจัดส่งข้อมูล

CC4.1.1-P หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC4.1.1.1-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขและดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อเป็นครั้งแรก ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

(a) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุใน PP โดยเฉพาะการจัดส่งข้อมูลตามข้อ PP3.3

(b) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

(c) แจ้งขอจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อกับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร พร้อมระบุวันที่คาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้า

(d) แจ้งข้อมูลที่จำเป็นเพื่อให้ กฟผ. เตรียม Site Responsibility Schedule

  (i) รายการอุปกรณ์ทั้งหมด

  (ii) รายชื่อผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หัวข้อย่อย กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling) การวางแผนการผลิต (Operation Planning), การวางแผนการการเดินเครื่อง (Generation Scheduling), หัวข้อ การติดตามตรวจสอบและการทดสอบ (Monitoring and Testing), หัวข้อ การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison), หัวข้อ แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน (Contingency Planning) โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(e) แจ้งยืนยัน กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะขอเชื่อมต่อเข้าระบบได้ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขข้อ CC4-P แล้ว (ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ)

CC4.1.1.2-P ก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งเอกสารหลักฐานการได้รับอนุญาตในการก่อสร้างและเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดย

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถจัดส่งในวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้ แต่ต้องส่งก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(b) กฟผ. จะกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ต้องการก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อคาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 60 วันทำการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลทั่วไปในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ข้อมูลรายละเอียดของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ รวมถึงข้อมูลหม้อแปลงและสายส่ง รายละเอียดข้อมูลตาม CCA1 CCA2 และ CCA3

CC4.1.1.3-P รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

(a) ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA1 และ CCA3

(b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.1.1 และ CCA2.1.2 (A)

(c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (A) และ CCA2.2.2 (A)

(d) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (B) และ CCA2.2.2 (A)

(e) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) หรือเป็นผู้สร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้ BESS กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (C) และ CCA2.2.2 (A)

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในภาคผนวกทั่วไป โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมให้ กฟผ. พิจารณา

กรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีความประสงค์เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าไม่น้อยกว่าวันที่ระบุตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

กรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีความประสงค์เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ ที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 180 วันก่อนการเชื่อมต่อ และกรณีที่พิจารณาแล้วส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. จะดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.1.2-P หน้าที่ความรับผิดชอบของ กฟผ.

CC4.1.2.1-P กฟผ. จะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จโดยเร็วก่อนวันที่คาดว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(a) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

(b) จัดเตรียม เห็นชอบและจัดส่ง Site Responsibility Schedule ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ซึ่งจะแสดงข้อมูลตามรายการด้านล่างพร้อมกำหนดขอบเขตส่วนที่ กฟผ. เป็นเจ้าของและรับผิดชอบในการควบคุมการทำงาน และส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น

(i) ตารางรายการอุปกรณ์ทั้งหมด

(ii) รายการงานส่วนที่ กฟผ. จะดำเนินการ

(iii) ตารางอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบโทรคมนาคม เครื่องมือวัด ระบบโทรมาตร และระบบควบคุม

(iv) รายชื่อผู้ปฏิบัติงาน กฟผ. ซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หัวข้อย่อย กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling) การวางแผนการผลิต (Operation Planning), การวางแผนการการเดินเครื่อง (Generation Scheduling), หัวข้อ การติดตามตรวจสอบและการทดสอบ (Monitoring and Testing), หัวข้อ การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison), หัวข้อ แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน

(Contingency Planning) โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(c) รายละเอียดของวิธีปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ กฟผ. จัดทำ (Local Safety) พร้อมรายชื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

CC4.2-P การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า รวมถึงนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

ผลการศึกษาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วย 2 ส่วน ดังนี้

(a) New Transmission Facilities (NTF) เพื่อรองรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า

(b) Transmission System Upgrade (TSU) เพื่อพัฒนาศักยภาพระบบไฟฟ้าเพิ่มเติม

ทั้งนี้ ผลการศึกษาระบบไฟฟ้าดังกล่าวจะถูกนำไปพิจารณาตามกระบวนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าตามนโยบายภาครัฐ

CC4.3-P หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 4 เรื่อง ดังนี้

(a) การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)

(b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)

(c) การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

(d) การศึกษา Line Energization

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพบนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

CC4.3.1-P เกณฑ์การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady – State Power Flow Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติและทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ (มาตรฐานความมั่นคง N-1) เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในสภาวะผิดปกติ ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าขีดจำกัดที่สภาวะปกติ และสภาวะผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติอยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของ Base Voltage
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติอยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของ Base Voltage

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของ Reactive Power ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้าและการชดเชย Reactive Power เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติได้ โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า Reactive Power ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่เกินขีดจำกัดของสายส่ง/อุปกรณ์ไฟฟ้า และเป็นไปตามมาตรฐานความมั่นคง N-1

CC4.3.2-P เกณฑ์ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Criteria)

กรณีเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้า ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง/สถานีไฟฟ้าแรงสูงต้นทางที่โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อจะต้องมีค่าไม่เกิน 85% ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุด และค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียงมีค่าไม่เกินค่าพิกัดอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้น

CC4.3.3-P เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กฟผ. เมื่อเกิดการลัดวงจรบนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งหรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่งที่อยู่นอก Zone Protection ของโรงไฟฟ้า ตามเกณฑ์ Voltage Ride Through และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้นภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจร ดังนี้

4 ไซเคิล (80 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป
5 ไซเคิล (100 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์
7 ไซเคิล (140 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 115 และ 69 กิโลโวลต์

CC4.3.4-P **เกณฑ์การศึกษา Line Energization**

ในกรณีขอบเขตงานที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ มีการก่อสร้าง/ขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 230 กิโลโวลต์ ขึ้นไป กฟผ. จะทำการศึกษาการนำสายส่งเข้าใช้งาน (Line Energization Study) เพื่อพิจารณาขนาดของ Line Shunt Reactor ที่เหมาะสมเพื่อรักษาระดับแรงดันขณะนำสายส่งเข้าใช้งานให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยการศึกษาจะครอบคลุมสภาวะต่าง ๆ ที่เป็นไปได้ตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.4-P **การแจ้งค่าใช้จ่าย**

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ค่าใช้จ่ายในการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า/ปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกัน ค่าออกแบบและวิศวกรรม ค่าตรวจสอบ/ค่าตรวจรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า โดยการแจ้งและเรียกเก็บค่าใช้จ่ายดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงไปตามกระบวนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าตามนโยบายภาครัฐ

CC4.5-P **การตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ**

CC4.5.1-P กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อร่วมกันภายหลังจากที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการตามข้อ CC4.1.1.1-P แล้ว และ กฟผ. จะไม่ทำการผัดผ่อนการตรวจสอบหากไม่มีเหตุผลอันสมควร

กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะร่วมกันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง (รวมถึงการทดสอบที่จำเป็น) เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อจะไม่ก่อให้เกิดความเสี่ยงหรืออันตรายต่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบ กฟผ.

CC4.5.2-P เมื่อ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจุดเชื่อมต่อพร้อมสำหรับทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. จะดำเนินการออกหนังสือรับรอง (Certificate of Readiness) และแจ้งรายงานผลการตรวจสอบเป็นลายลักษณ์อักษรให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

กรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องระบุสาเหตุว่า เป็นที่จุดเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ตัวใด พร้อมด้วยเหตุผลที่ใช้ในการพิจารณา

CC4.5.3-P ในกรณีที่ กฟผ. รายงานผลการตรวจสอบว่า จุดเชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทำการปรับปรุงอุปกรณ์และ/หรือ จุดเชื่อมต่อ แล้วจึงแจ้ง กฟผ. เพื่อนัดวันตรวจสอบใหม่อีกครั้ง

CC4.6-P **การเชื่อมต่อเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า**

การจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบผ่านจุดเชื่อมต่อ จะกระทำได้ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้ออกหนังสือรับรอง (Certificate of Readiness) ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อแล้ว โดย กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าร่วมกัน

CC4.7-P **การสิ้นสุดการเชื่อมต่อ**

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมนอกเหนือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะสิ้นสุดการเชื่อมต่อเมื่อหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

เมื่อสิ้นสุดการเชื่อมต่อแล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

CC5-P ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1-P **อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Generator's Apparatus)** หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าและเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-P ดังนี้

CC5.2-P **ข้อกำหนดทั่วไป**

CC5.2.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-P

CC5.2.2-P นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ ดังต่อไปนี้

(a) Circuit Breakers, Switch Disconnectors, Disconnectors, Earthing Devices, Power Transformers, Voltage Transformers, Reactors, Current Transformers, Surge Arrestors, Bushings, Neutral Equipment, Capacitors, Line Traps, Coupling Devices, External Heavy Polluted Condition Insulation และ Insulation Coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/NEMA หรือ IEC ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบจากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-P ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท

CC5.3.1-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(c) กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(d) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับ Generator Breaker หรือจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(e) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมระบบควบคุมตัวประกอบกำลัง เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด หรือตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. สั่งการ

(f) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(g) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(h) ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประสงค์ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และ ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ดำเนินการตามที่กำหนดไว้ใน CC5.4-P และ CC5.5-P โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC5.3.2-P หม้อแปลงเชื่อมต่อเข้าระบบส่ง

Tap ของหม้อแปลง (On-Load) จะต้องออกแบบให้สามารถทำงานร่วมกับโหมดควบคุม Reactive Power ของระบบผลิตไฟฟ้าและสามารถปรับเพื่อส่งผ่าน Reactive Power ได้จากค่าต่ำสุดถึงสูงสุดตามช่วงเวลา เพื่อรักษาแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ปกติ รวมถึงเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

CC5.3.3-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุผิดพร่องภายใน Zone of Protection ของโรงไฟฟ้าเองเพื่อป้องกันความเสียหายและเพื่อความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

(b) โรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้าโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบ โดยในกรณีนี้จะต้องไม่มีการขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.3.4-P ระบบป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้าในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้าและด้านของการไฟฟ้าตามเกณฑ์ Voltage Ride Through และ Frequency Ride Through

CC5.3.5-P คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC5.3.6-P การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อโรงไฟฟ้าทุกประเภทต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

(a) **Remote High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(b) **Remote High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog

และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(c) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(d) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

กรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.4-P ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.1-P แต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า จะต้อง

(a) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ซึ่งส่งจากระบบ AGC ของ กฟผ. ในการปรับค่า Setpoint การจ่ายความต้องการไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อประโยชน์ในการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของระบบให้ต่ำที่สุด

(b) ติดตั้ง Fast Acting Proportional Turbine Governor เพื่อใช้ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการจ่ายไฟฟ้าแยกออกจากระบบหลักโดยชั่วคราว (Isolate) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะยังคงสามารถจ่ายไฟได้ตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และควบคุมความถี่ระบบไฟฟ้าได้ที่ 50.00 ± 2.00 Hz

(c) ติดตั้งอุปกรณ์ระบบ Automatic Voltage Regulation เพื่อควบคุม Terminal Voltage ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้มีเสถียรภาพตลอดช่วงการเดินเครื่อง

(d) ติดตั้ง Power System Stabilizer

(e) ติดตั้งระบบป้องกันไม่ให้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระหว่างหยุดเครื่องหรือ On Turning Gear

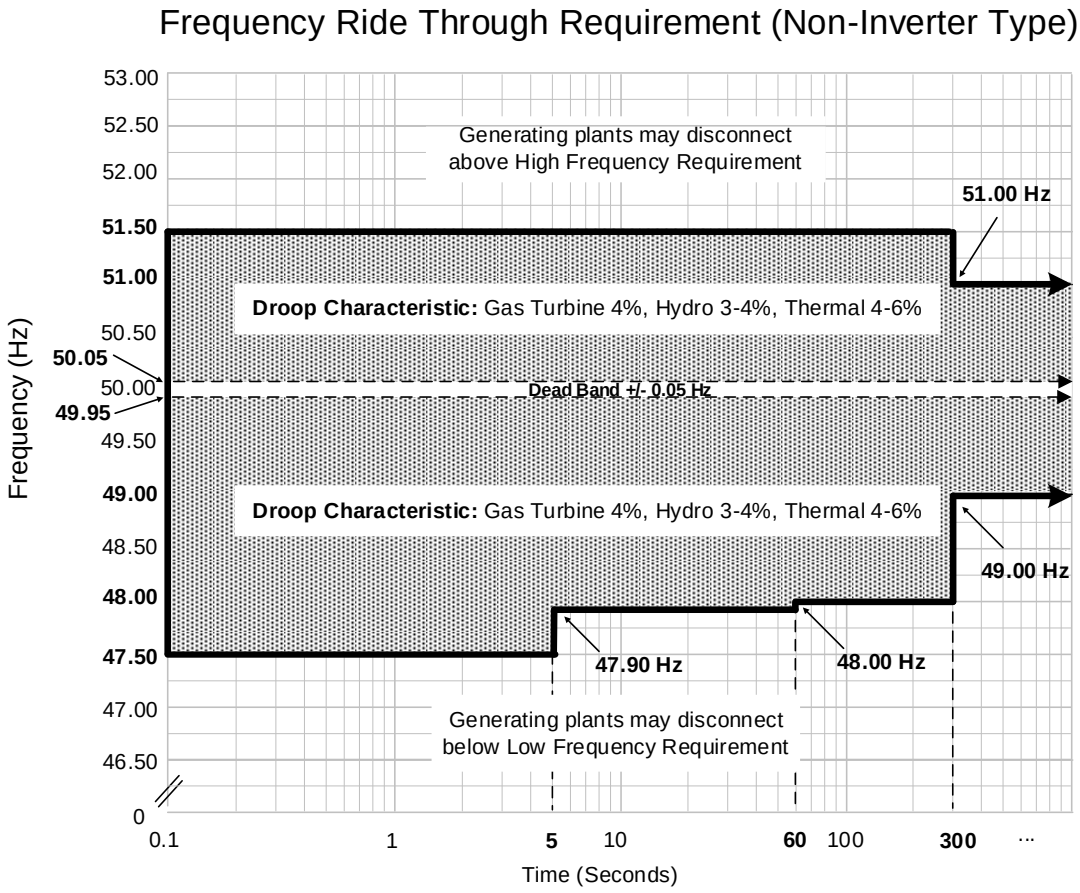
(f) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ที่ส่งผ่านระบบ SCADA ของ กฟผ. ในการปรับค่า Setpoint MVar หรือ Line Voltage เพื่อควบคุมค่าแรงดันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.4.2-P การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าต้องรักษาความถี่ของระบบที่ 50.00 Hz โดยการควบคุมผ่าน Automatic Generation Control (AGC)
- โรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองเมื่อค่าความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงนอกช่วง 50.00 ± 0.05 Hz ตลอดช่วงเวลาที่ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ ตามประเภทของโรงไฟฟ้าดังนี้
  - สำหรับโรงไฟฟ้าที่มี Gas Turbine ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4%
  - สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3-4%
  - สำหรับโรงไฟฟ้า Thermal ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4-6%

  ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ P-1 ดังนี้
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ P-1 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.3-P การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง Voltage dead band = ± 0.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC)

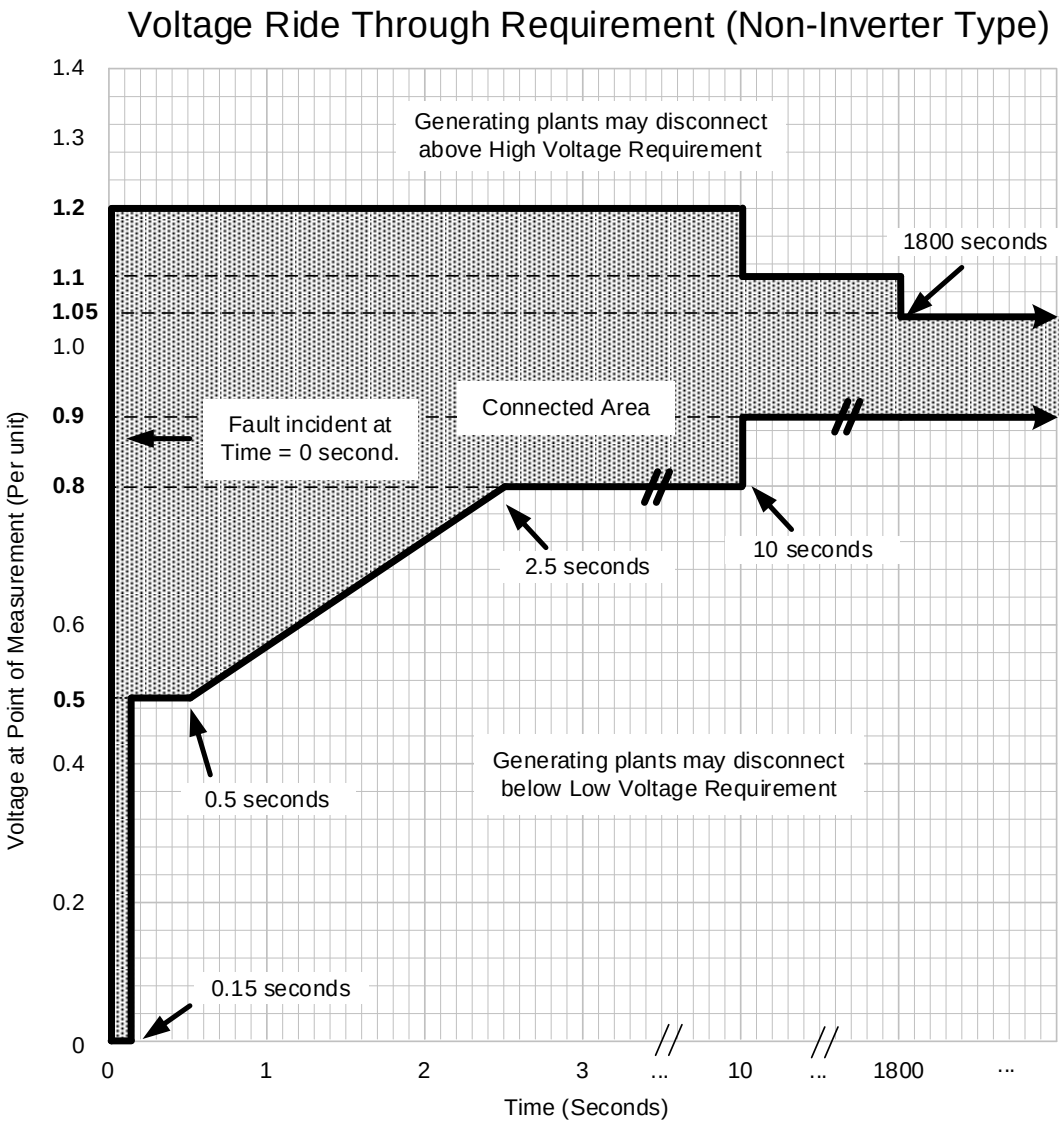
(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

(c) กรณีเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์ปกติ โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องยังคงสามารถเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าอยู่ในระบบตามเกณฑ์ Voltage Ride Through ที่ กฟผ. กำหนดด้วยกราฟดังรูปที่ P-2

(d) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ P-2 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ P-2
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

(e) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ P-2 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5-P **ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter**

ข้อกำหนดนี้ใช้เป็นแนวทางปฏิบัติสำหรับการพิจารณารายละเอียดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่ใช้ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือ เซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.5.1-P เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อเพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ
(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ
(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณี ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

CC5.5.2-P แต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า จะต้อง

(a) สามารถรับสัญญาณในการปรับค่า Setpoint การจ่ายความต้องการไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตามมาตรฐาน IEEE 2030.5 หรือมาตรฐานอื่น ๆ ที่ กฟผ.เห็นชอบ

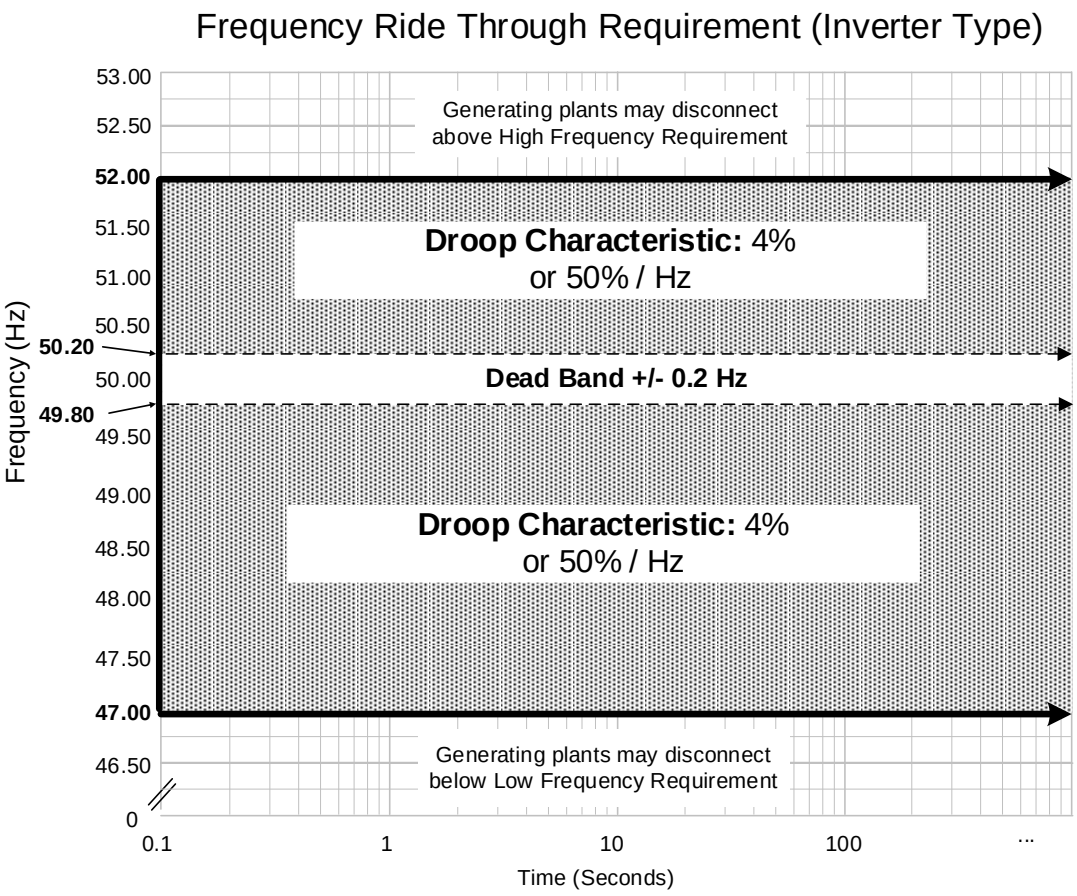
(b) ต้องสามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนแปลง Reactive Power ที่จ่ายให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(c) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ที่ส่งผ่านระบบ SCADA ของ กฟผ. ในการปรับค่า Setpoint MW และ MVar หรือ Line Voltage เพื่อควบคุมค่าแรงดันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.5.3-P **การควบคุมความถี่**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.80 - 50.20 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.20 Hz ดังนี้
  - กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.20 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
  - กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.80 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ P-3



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ P-3 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.4-P การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องรักษาแรงดันในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง Voltage dead band = ± 0.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC)

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

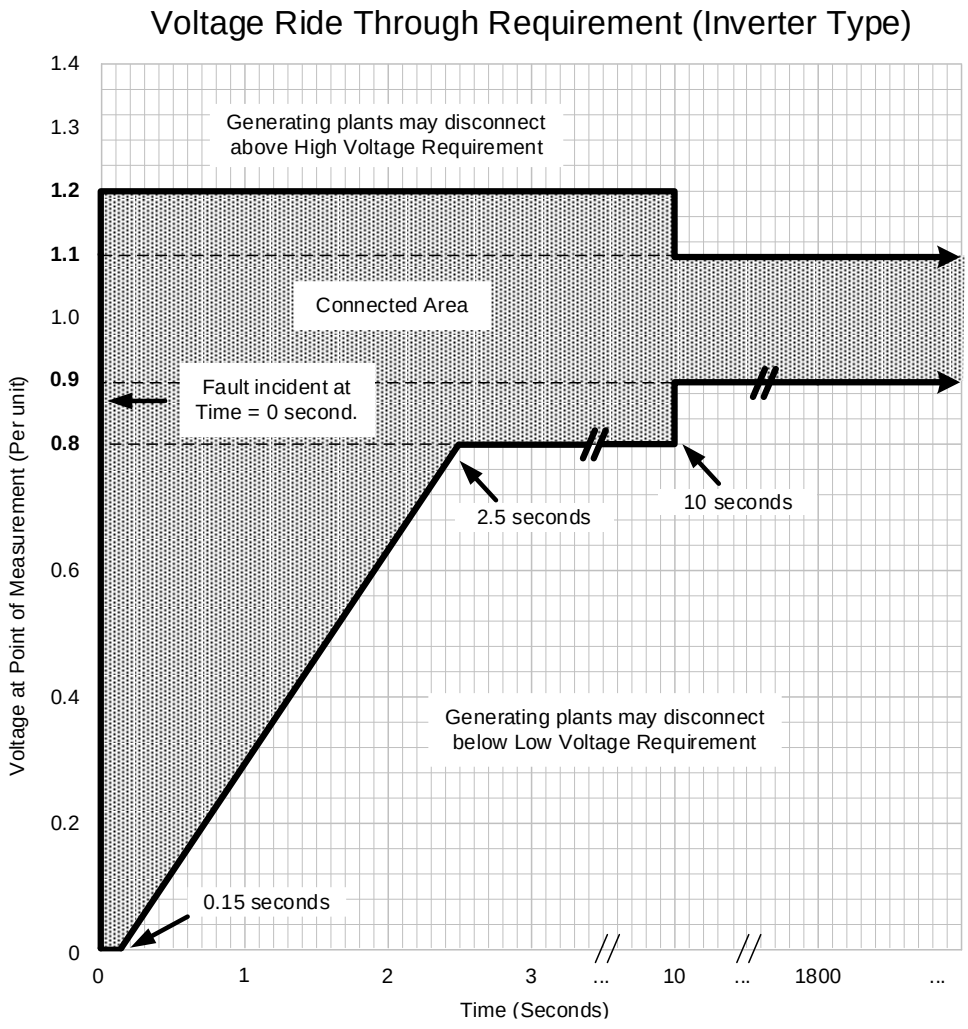
(c) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ P-4 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current (I_R) ตามรูปที่ P-5 ดังนี้

- ในสภาวะปกติ แรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive Current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

(d) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ P-4 ดังนี้
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ P-4

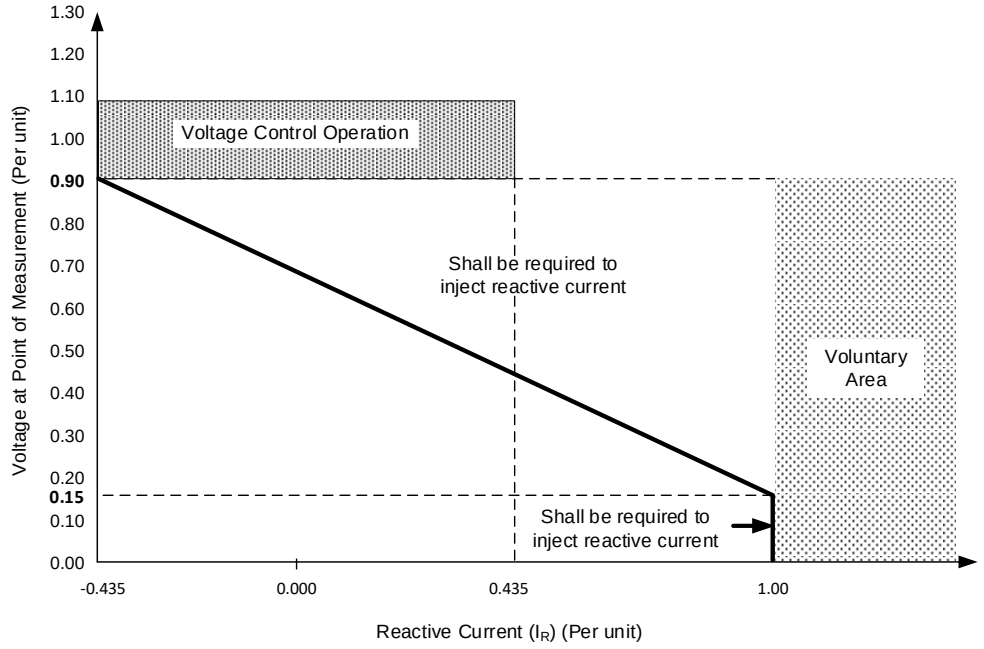
(e) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

(f) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ P-4 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ P-5 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.5-P ข้อกำหนดอุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาการตอบสนอง (Step Response Time) และอัตราเฉลี่ยของการเปลี่ยนแปลงพลังไฟฟ้า (Ramp Rate) ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(b) BESS ต้องให้ข้อมูล State of Charge (SoC), Operating Status, Power Input/Output และข้อมูลอื่นๆ ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ OCA1 ผ่าน SCADA แก่ กฟผ.

(c) BESS ต้องสามารถให้บริการระบบตามที่ กฟผ. กำหนด หรือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น Black Start, Spinning Reserve, Frequency Regulation, Voltage Regulation, Synthetic Inertia หาก กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่า BESS มีศักยภาพเพียงพอในการสนับสนุนระบบไฟฟ้า

CC5.5.6-P การควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control) แก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการควบคุมกำลังผลิตโดยงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการ (Curtailment) กรณีผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามแผนสั่งงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้า กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับสัญญาณในการปรับค่า Setpoint การผลิตไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE 2030.5 หรือมาตรฐานอื่น ๆ ที่ กฟผ. เห็นชอบ

CC5.6-P ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

ข้อกำหนดเพิ่มเติมนี้บังคับใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่มีกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมดังกล่าวรวมกันมากกว่า 20 MW

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่และแรงดันในระบบไฟฟ้า ดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4.4-O

(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4.5-O

กรณีที่โรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ปฏิบัติเกณฑ์เงื่อนไขความถี่และแรงดันในระบบไฟฟ้าตาม CC5.4-P และ/หรือ CC5.5-P และ/หรือ CC5.6-P ถูกปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมดังกล่าวอาจปลดการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดของโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC6-P REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูล Planned Operating Characteristics ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล Detailed Planned Operating Characteristics ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนที่จะมีการเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า (วันที่ Energize Connection Point) ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและทำ Commissioning โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-P ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-P การเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ Circuit Breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้นตามมาตรฐานของ กฟผ. โดยโรงไฟฟ้าสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด Circuit Breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต

CC7.2-P Generating Unit and Power Station Protection Arrangements

CC7.2.1-P ระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-P นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบส่งของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC7.2.2-P Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. หรือเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบส่งของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติ จนถึง Circuit Breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้

(i) 80 ms ที่ 500 kV

(ii) 100 ms ที่ 230 kV

(iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (Backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (Primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (Discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ Trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ Backup Protection ของ กฟผ. หรือ Breaker Failure Protection กำลังทำการ clear Fault ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด Time Delay ของระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรองของ กฟผ.

(c) Circuit Breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบส่ง กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง Circuit Breaker Failure Protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ Circuit Breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด Circuit Breaker Failure Protection จะทำการสั่ง Trip Circuit Breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ Circuit Breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV

(ii) 200 ms ที่ 230 kV

(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง Circuit Breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

(e) กฟผ. สามารถที่จะร้องขอผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ประเภท Grid-Forming ให้มีการปรับตั้งการทำงานของ Inverter ให้จ่ายกระแสลัดวงจรแบบไม่สมดุลและมีขนาดที่สูงมากพอในช่วงเวลาสั้นๆ หรือการส่งสัญญาณ Trip Signal เพื่อช่วยให้ระบบป้องกันของ กฟผ. ยังคงสามารถทำงานได้

CC7.3-P การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-P ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

รายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตาม CCA6

ใน Power Generation System จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่า รีเลย์ที่ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-P Circuit Breaker Failure Protection

เป็นระบบที่มีการติดตั้งรีเลย์เพื่อตรวจจับการทำงานของ Circuit Breaker ซึ่งไม่ทำการ Trip ภายในเวลาที่กำหนดเมื่อเกิด Fault ซึ่งในระบบนี้จะมีวงจรการทำงานที่ไปสั่ง Trip Circuit Breaker ตัวอื่น ๆ ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่ทำการแยกสายส่งที่เกิด Fault ออกจากระบบ และต้องมี Lockout Relay ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้ Circuit Breaker Reclose (Automatic หรือ Manual) จนกว่าจะมีการ reset Lockout Relay ใหม่ ในการตรวจจับ Breaker Failure จะใช้ Instantaneous Overcurrent Relays ทำงานร่วมกันกับ Timing Relays เพื่อให้สามารถสั่งตัด Circuit Breaker ตัวอื่น ๆ ที่อยู่ระยะไกลได้ทันที (เฉพาะตัวที่เกี่ยวข้องเท่านั้น) ทั้งนี้ รีเลย์ที่ใช้ในงาน Breaker Failure Protection นี้จะต้องแยกจากรีเลย์ในระบบป้องกันอื่น ๆ

CC7.3.3-P Pole-slipping and Loss of Excitation Protection

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำหรับ Pole Slipping และ Loss of Excitation สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC7.3.4-P Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA9 เพื่อตรวจวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย รับ/ส่ง/แลกเปลี่ยน กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม (ตามมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด) โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC7.3.5-P **Fault Recording System (FRS)**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) พร้อมกับ Phasor Measurement Unit (PMU) Functions ตามมาตรฐาน C37.118 เวอร์ชันล่าสุด และมีการเชื่อมต่อระบบสื่อสารกับ กฟผ. เพื่อเรียกข้อมูลใช้ในการวิเคราะห์หาเหตุผิดปกติ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของ FRS ใน “EGAT Accepted FRS List” เพื่อให้มั่นใจว่า อุปกรณ์ที่ กฟผ. และ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

ค่าเวลาที่ใช้ในระบบ FRS ต้องถูกควบคุมให้ใกล้เคียงกับ Standard Time ให้มากที่สุด โดยมีการส่งสัญญาณปรับเทียบเวลา (Time Synchronization Signal) จากชุดรับสัญญาณเวลาระบบ Global Positioning System (GPS)

มาตรฐานการนำสัญญาณเข้าของระบบ FRS ให้อ้างถึงรายละเอียดในหัวข้อ CC8.4-P และ CC8.5-P

CC7.3.6-P ต้องจัดให้มีช่องสัญญาณสำหรับระบบ Intertrip ให้ผู้เชื่อมต่อปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าจะทำงาน เพื่อป้องกันการเกิดสภาวะ Out of Synchronism

CC7.4-P **ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะต้องดำเนินการออกแบบติดตั้งและบำรุงรักษาอุปกรณ์เพิ่มเติม ดังนี้

CC7.4.1-P **ระบบควบคุมพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการออกแบบ ติดตั้ง และบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุม ป้องกัน ตรวจสอบ กระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้กระทบการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตลอดระยะอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA11 ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป

CC7.4.2-P **ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าชุดตรวจสอบ (Unit Monitoring Meter System)**

กรณีที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหรือการซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. กฟผ. จะพิจารณาติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าชุดตรวจสอบ (ระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ) เพิ่มเติม เพื่อตรวจวัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำนิดไฟฟ้าแต่ละหน่วย (Unit Monitoring Meter หรือ UMM) หรือตรวจวัดพลังงานไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับการซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าชุด

ตรวจสอบรวมทั้งอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องมีคุณสมบัติเดียวกับระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าหลักตาม CCA9 รวมทั้งต้องบำรุงรักษาระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกชุดให้ทำงานอย่างถูกต้องตลอดระยะเวลาที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป ทั้งนี้ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ

ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และ/หรือบุคคลที่สาม อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CC8-P ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1-P อุปกรณ์สื่อสารของโรงไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร ซึ่งต้องเป็นไปตามข้อกำหนดต่างๆ ใน CCA10.1 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

CC8.2-P Monitoring System to EGAT Control Center

CC8.2.1-P Binary Signals

- Generating Unit circuit breaker status (“a” contact)
- Generator “Remote/local control” (MW control) switch (“a” contact)
- Generator “Remote/local control” (MVar control) switch (“a” contact)
- Generator “Remote/local control” (kV control) switch (“a” contact)
- Generating Unit “Fixed/free” Governor Operation Status (“a” contact)
- Generating Unit fuel status (“a” contact)
- Generating Unit excitation status (“a” contact)
- Generating Unit excitation summary alarm (“a” contact)
- Generating Unit PSS status (“a” contact)
- Generating Unit PSS active status (“a” contact)

CC8.2.2-P Analog signal (4-20 mA)

- Generating Unit Real power (MW)
- Generating Unit Reactive power (MVar)
- Generating Unit Frequency (Hz)

- Generating Unit voltage (kV)
- Generating Unit fuel flow rate (T/h, MSCF/h)

CC8.3-P Control system from EGAT Control Center

CC8.3.1-P Analog signal to Power Plant (4-20 mA)

- Net Real power output target set-point
- Net Reactive power output target set-point
- kV output target set-point

CC8.3.2-P Binary signal to Power Plant

- MVar Remote control
  Enable / Disable
- kV Remote control
  Enable / Disable
- MW Remote control
  Enable / Disable

CC8.4-P Analog input สำหรับ Fault Recording System (FRS) ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้

- ค่า Phase Voltage และ Phase Current ของ Generator
- ค่า Phase Voltage ของทุกบัสภายในสถานีของโรงไฟฟ้า
- ค่า Phase Current และ Phase Voltage ของวงจรสายส่งจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.
- ค่า Phase Current และ Neutral Current ของ Line Shunt Reactor (หากมี)
- ค่า Phase Current ของทุกๆ Power Transformer ด้านแรงดันสูงและ Tertiary Winding (Polarized Current)

CC8.5-P Digital input สำหรับ Fault Recording System (FRS) ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้

- Contact ทั้งหมดที่ถูกสั่ง Trip จากการทำงานของระบบป้องกันในส่วนสายส่งหรือจากระบบป้องกันของ Line Shunt Reactor, Bus, Power Transformer และ Breaker Failure Protection
- Contact ของ Reclosing Relay ที่ทำงานในส่วนของสายส่งจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.
- Contact ทั้งหมดที่ทำการรับและส่งสัญญาณ Teleprotection
- Status ของ Breaker ทุกตัวในโรงไฟฟ้า
- Protection Signal ของ Bay Generator และ Bay Reserve Transformer ที่โรงไฟฟ้า

- Contact ทั้งหมดของ Generator, Generator Transformer และ Reserve Transformer (86K, 86X) ที่ถูกสั่ง Trip
- Status ของ Breaker ของ Generator Transformer และ Reserve Transformer

CC8.6-P ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าต้องจัดทำการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับจัดส่งข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่พยากรณ์ได้ รวมถึงข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ เช่น ความเข้มแสงอาทิตย์ หรือ ความเร็วลม เป็นราย 15 นาที เพื่อให้ กฟผ. สามารถเรียกดูข้อมูลดังกล่าวได้ตามที่ร้องขอ โดยจัดส่งข้อมูลผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC

CC9-P ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตรและควบคุมที่จุดเชื่อมต่อ

CC9.1-P Monitoring signal

CC9.1.1-P Binary Signals

- Circuit breaker status (“a” contact)
- Ground switch status (“a” contact)
- Disconnecting switch status (“a” contact)

CC9.1.2-P Analog signal (4-20 mA)

- Net Real power (MW)
- Net Reactive power (MVar)
- Line voltage (kV)
- Bus voltage (kV)
- Bus frequency (Hz)
- Real power Set-point feed-back (MW)
- Real power Local setting (MW)
- Upper Net MW regulation limit (MW)
- Lower Net MW regulation limit (MW)
- Reactive power Set-point feed-back (MVar)
- Reactive power Local setting (MVar)
- Upper Net MVar regulation limit (MVar)
- Lower Net MVar regulation limit (MVar)
- Line kV Set-point feed-back (kV)
- Line kV Local setting (kV)

- Upper line kV regulation limit (kV)
- Lower line kV regulation limit (kV)
- Loading rate (MW/min)
- De-loading rate (MW/min)
- Reactive power rising rate (MVAr/min)
- Reactive power falling rate (MVAr/min)

CC9.1.3-P **Other signal necessary for control the power system and data for power generation forecast, such as global horizontal irradiance for PV farms or wind speed for wind farms**

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CC-S ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-S บทนำ

CC1.1-S ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

ซึ่งมีความประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกหรือผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ให้บังคับใช้ตามข้อกำหนดนี้

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนด CC-O ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น

CC1.2-S ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะเพิ่มเติมหลักเกณฑ์หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ ตามความเหมาะสมในการเชื่อมต่อ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

CC2-S วัตถุประสงค์

CC2.1-S **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** ส่วนนี้ มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนและครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่น ๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-S คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-S กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัด เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50.00 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.50 Hz ถึง 50.50 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.50 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน Planned หรือ Unplanned Outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
5	2.0	3	2.0	2	1.0
7	2.0	9	1.0	4	0.8
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
17	1.0	>21	0.2	10	0.4
19	1.0			12	0.2
23	0.7			>12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 3%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ Planned Outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (%)
230 kV หรือสูงกว่า	0.8
69 และ 115 kV	1.4

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. และบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่าตารางที่ 1.3

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-S สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-S อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา Active Power และ/หรือ Reactive Power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-S

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-S นี้

CC4-S ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.1-S การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ภายหลังประกาศรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ข้อมูลตาม CCA1 CCA2 และ CCA3) ตามประกาศที่เกี่ยวข้อง

กรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

กรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีความประสงค์เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือการขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 180 วัน ก่อนการเชื่อมต่อ

CC4.2-S รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

(a) ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA1 และ CCA3

(b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.1.1 และ CCA2.1.2 (B)

(c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (A) และ CCA2.2.2 (B)

(d) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (B) และ CCA2.2.2 (B)

(e) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) หรือเป็นผู้สร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้ BESS กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (C) และ CCA2.2.2 (B)

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในภาคผนวกทั่วไป โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมให้ กฟผ. พิจารณา

กรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีความประสงค์เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และกรณีที่พิจารณาแล้วส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. จะดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-S การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า รวมถึงนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-S หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 3 เรื่อง ดังนี้

(a) การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)
(b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)
(c) การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพบนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

CC4.4.1-S เกณฑ์การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady – State Power Flow Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติและทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ (มาตรฐานความมั่นคง N-1) เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในสภาวะผิดปกติ ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าขีดจำกัดที่สภาวะปกติ และสภาวะผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติอยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของ Base Voltage
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติอยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของ Base Voltage

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของ Reactive Power ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้าและการชดเชย Reactive Power เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติได้ โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า Reactive Power ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่เกินขีดจำกัดของสายส่ง/อุปกรณ์ไฟฟ้า และเป็นไปตามมาตรฐานความมั่นคง N-1

CC4.4.2-S เกณฑ์ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Criteria)

กรณีเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้า ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง/สถานีไฟฟ้าแรงสูงต้นทางที่โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อจะต้องมีค่าไม่เกิน 85% ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุด และค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียงมีค่าไม่เกินค่าพิกัดอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้น

กรณีค่ากระแสลัดวงจรไม่เป็นไปตามเกณฑ์ดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเสนอมาตรการควบคุมค่ากระแสลัดวงจรจากการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ให้มีค่าเพิ่มขึ้นจากค่ากระแสลัดวงจรตามสภาพระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน โดย กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป

CC4.4.3-S เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กฟผ. เมื่อเกิดการลัดวงจรบนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งหรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่งที่อยู่นอก Zone Protection ของโรงไฟฟ้า ตามเกณฑ์ Voltage Ride Through และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้นภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจร ดังนี้

4 ไซเคิล (80 มิลลิวินาที) : สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป
5 ไซเคิล (100 มิลลิวินาที) : สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์
7 ไซเคิล (140 มิลลิวินาที) : สำหรับระบบ 115 และ 69 กิโลโวลต์

CC4.5-S ขอบเขตงานความรับผิดชอบในการดำเนินการก่อสร้าง

กฟผ. จะดำเนินการสรุปขอบเขตงานในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมถึงการปรับปรุงหรือติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม เช่น Capacitor, FACTS Devices, CT/PT หรือ PSS ทั้งในอุปกรณ์โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและการขยายระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดย กฟผ. จะดำเนินการก่อสร้างระบบไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเฉพาะจุดเชื่อมต่อในบริเวณพื้นที่ กฟผ. และ/หรือ เขตเดินสายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนระบบการเชื่อมต่อส่วนอื่นผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการก่อสร้างเองตามมาตรฐานของ กฟผ. และ/หรือ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

CC4.6-S การแจ้งค่าใช้จ่าย

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ค่าใช้จ่ายในการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า/ปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกัน ค่าออกแบบและวิศวกรรม ค่าตรวจสอบ/ค่าตรวจรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณาก่อนทำสัญญา/ก่อนการเชื่อมต่อ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.7-S การดำเนินการในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7.1-S ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามประกาศและระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าในคราวนั้น ๆ ก่อนดำเนินการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.7.2-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถดำเนินโครงการให้สำเร็จตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.7.3-S กฟผ. สงวนสิทธิในการกำหนดวันเริ่มต้น First Energization และ/หรือวันเริ่มต้น First Synchronization โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.8-S การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) ดังนี้

(a) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน

(b) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน และหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหลังจากที่นำส่งแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งข้อมูลล่าสุดให้ กฟผ. ทราบทันที ทั้งนี้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา

(c) กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 45 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้ หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

CC4.9-S การสิ้นสุดการเชื่อมต่อ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมนอกเหนือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะสิ้นสุดการเชื่อมต่อเมื่อหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

เมื่อสิ้นสุดการเชื่อมต่อแล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

CC5-S ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าและเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-S ดังนี้

CC5.2-S ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์

CC5.2.1-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-S

CC5.2.2-S นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ ดังต่อไปนี้

(a) Circuit Breaker, Switch Disconnectors, Disconnectors, Earthing Devices, Power Transformers, Voltage Transformers, Reactors, Current Transformers, Surge Arrestors, Bushings, Neutral Equipment, Capacitors, Line Traps, Coupling Devices, External Heavy Polluted Condition insulation และ Insulation Coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/ NEMA หรือ IEC ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิตและทดสอบจากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-S ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท

CC5.3.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(c) กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(d) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับ Generator Breaker หรือจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(e) ตั้งค่า Setting ของ Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA4 เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้การควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น

(f) ตั้งค่า Setting ของ Voltage Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA4

(g) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมระบบควบคุมตัวประกอบกำลัง เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด หรือตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. สั่งการ

(h) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(i) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(j) ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประสงค์ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และ ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ดำเนินการตามที่กำหนดไว้ใน CC5.4-S และ CC5.5-S โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC5.3.2-S หม้อแปลงเชื่อมต่อเข้าระบบส่ง

Tap ของหม้อแปลง (On-Load) จะต้องออกแบบให้สามารถทำงานร่วมกับโหมดควบคุม Reactive Power ของระบบผลิตไฟฟ้าและสามารถปรับเพื่อส่งผ่าน Reactive Power ได้จากค่าต่ำสุดถึงสูงสุดตามช่วงเวลา เพื่อรักษาแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ปกติ รวมถึงเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

CC5.3.3-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุผิดพร่องภายใน Zone of Protection ของโรงไฟฟ้าเองเพื่อป้องกันความเสียหายและเพื่อความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

(b) โรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้าโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบ โดยในกรณีนี้จะต้องไม่มีการขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.3.4-S ระบบป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้าในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้าและด้านของการไฟฟ้าตามเกณฑ์ Voltage Ride Through และ Frequency Ride Through

CC5.3.5-S คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC5.3.6-S การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โรงไฟฟ้าทุกประเภทต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

(a) **Remote High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(b) **Remote High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(c) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(d) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

กรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

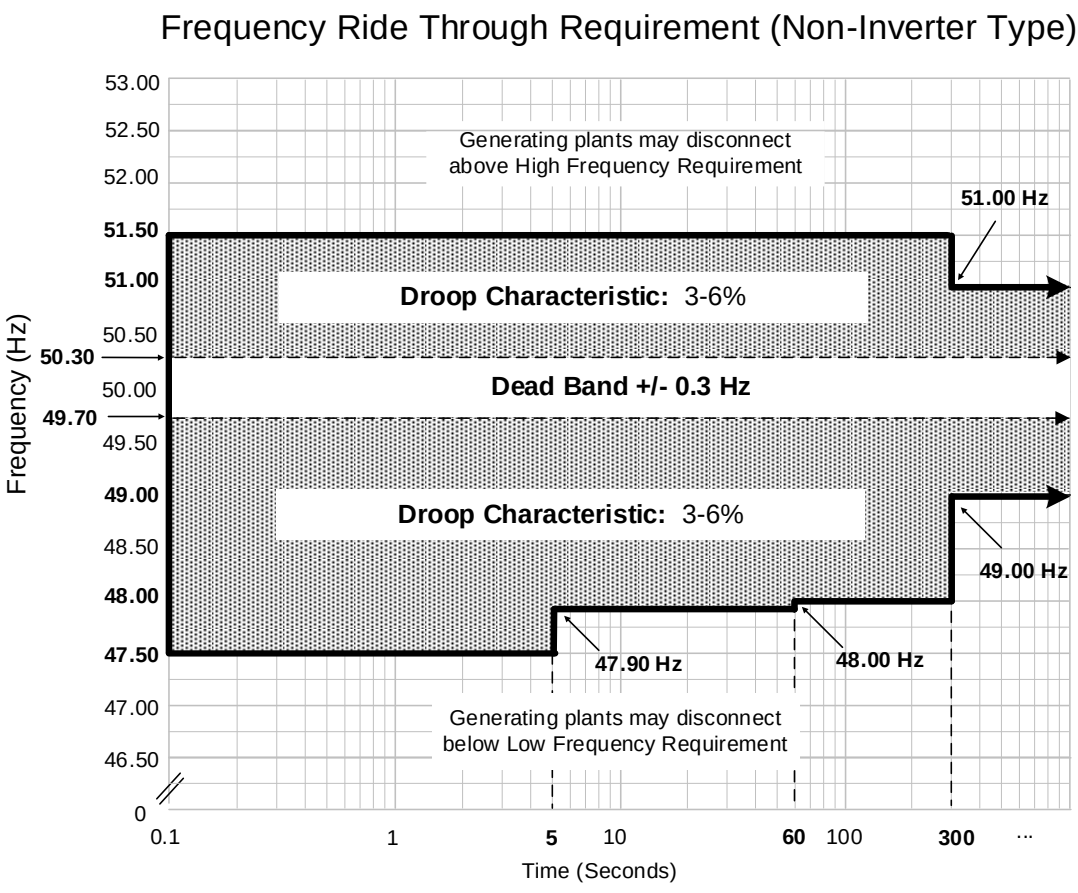
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.4-S ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.1-S การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.70 - 50.30 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.70 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.30 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.30 Hz โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ S-1 ดังนี้
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz



รูปที่ S-1 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.2-S การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage Dead Band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 0.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC)

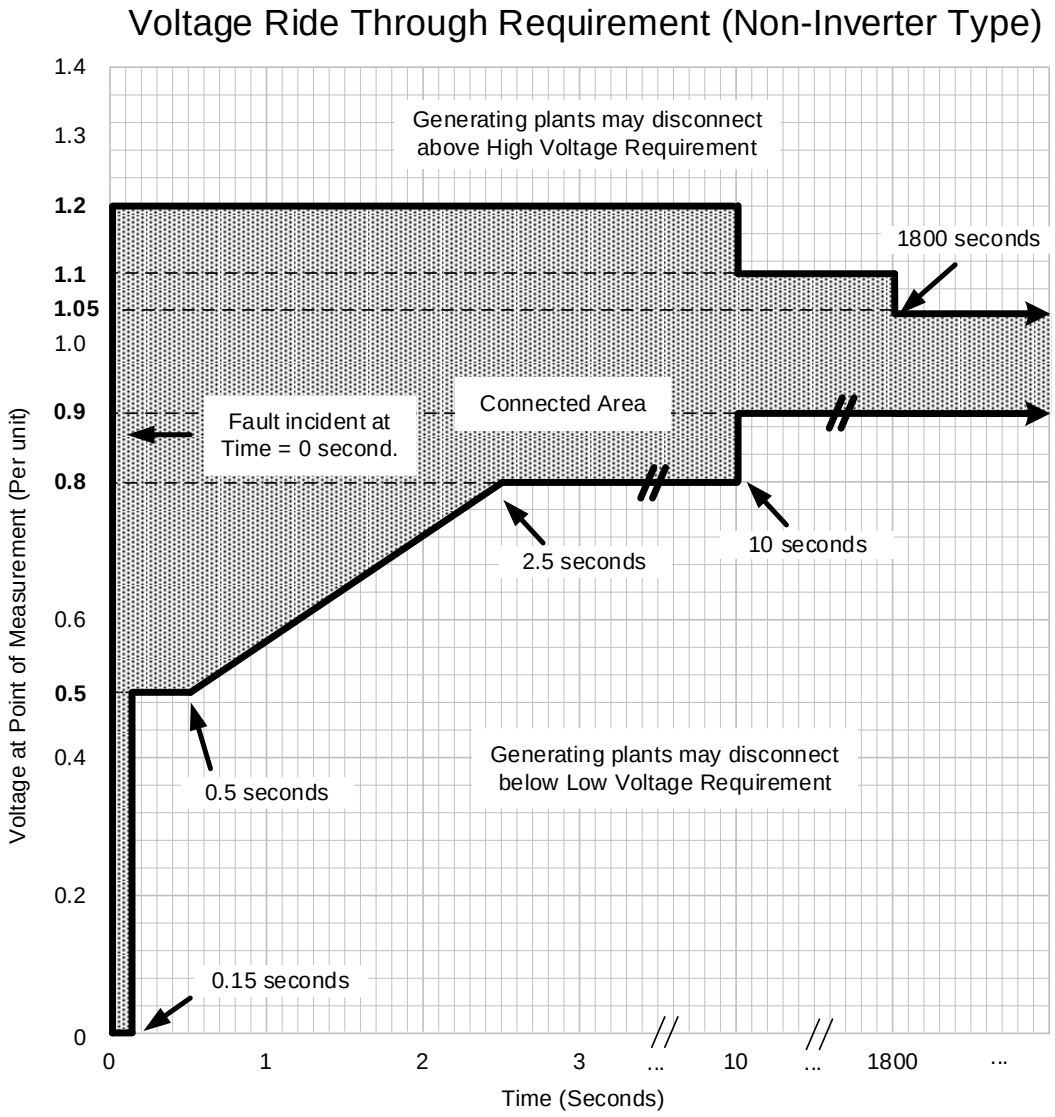
(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

(c) กรณีเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์ปกติ โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องยังคงสามารถเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าอยู่ในระบบตามเกณฑ์ Voltage Ride Through ที่ กฟผ. กำหนดด้วยกราฟดังรูปที่ S-2

(d) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ S-2 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ S-2
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

(e) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ S-2 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5-S ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้เป็นแนวทางปฏิบัติสำหรับการพิจารณารายละเอียดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือเซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.5.1-S เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

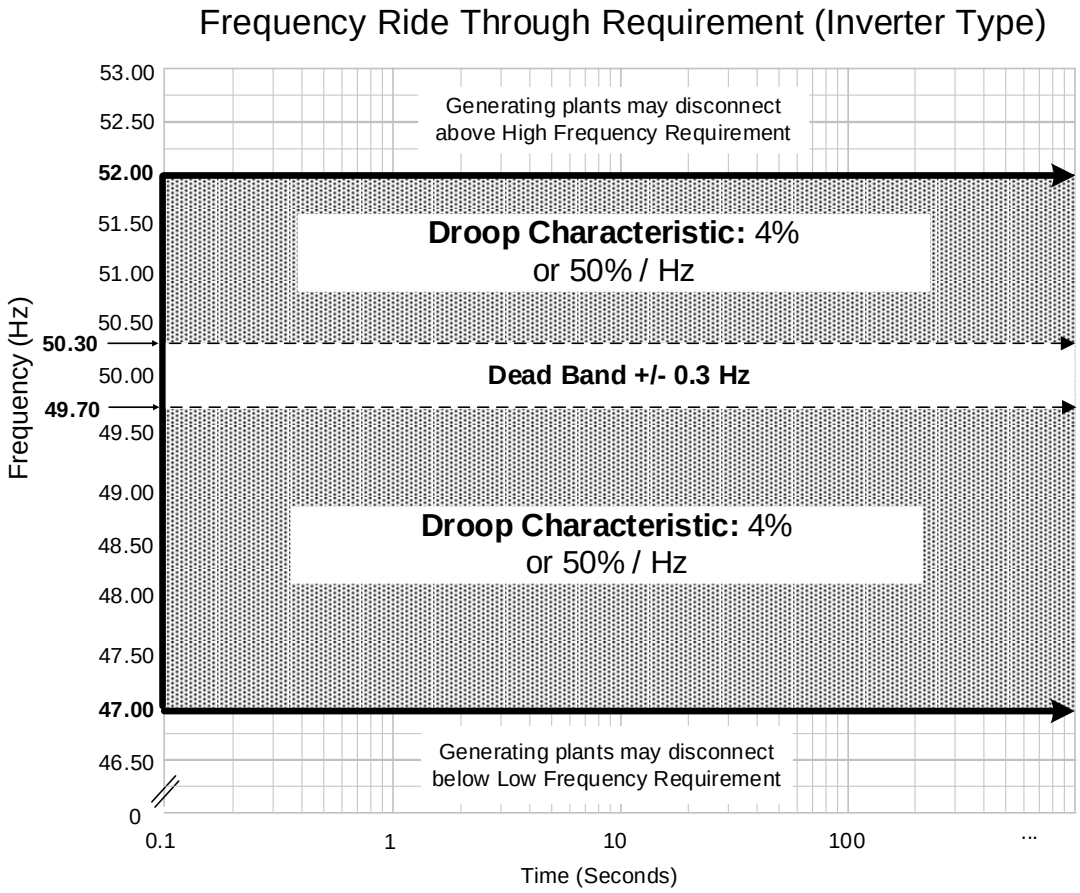
(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ
(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ
(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

CC5.5.2-S การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.70 - 50.30 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.30 Hz ดังนี้
  - กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.30 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
  - กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.70 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ S-3



รูปที่ S-3 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.3-S การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage Dead Band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 0.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC)

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

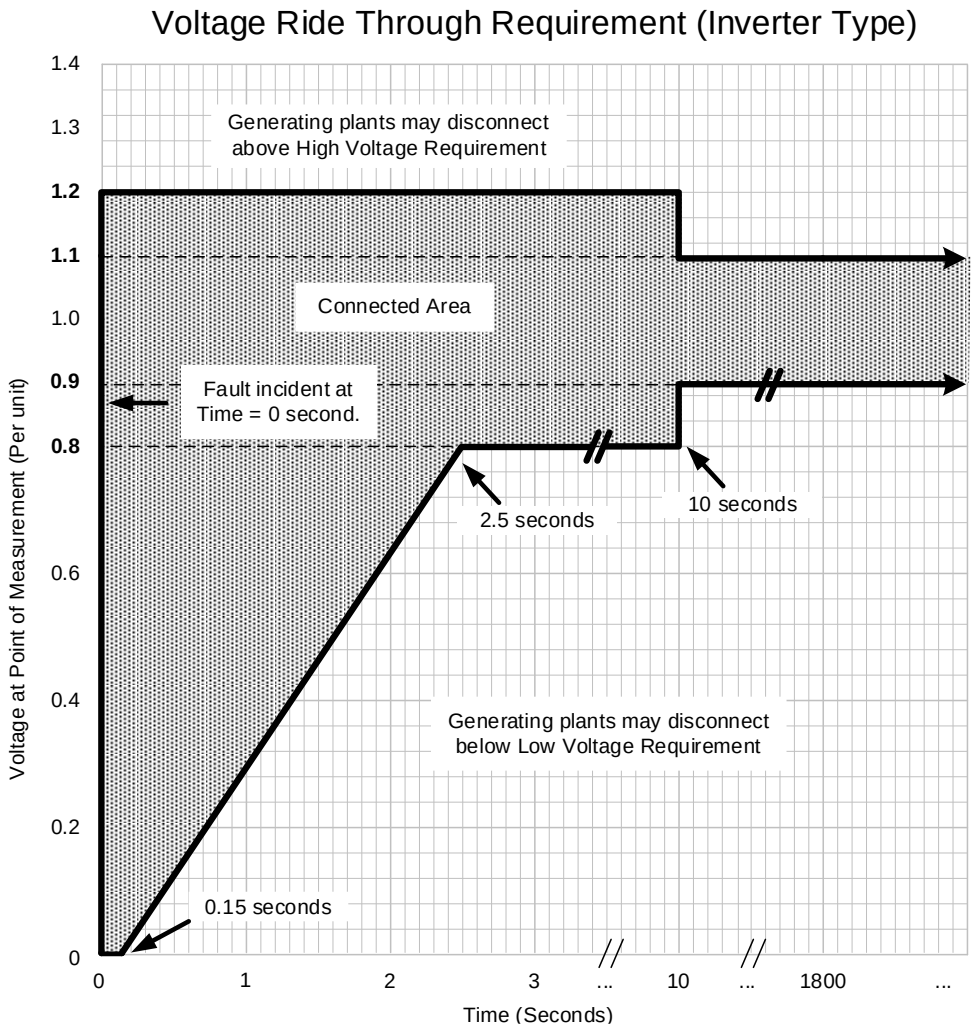
(c) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ S-4 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current (I_R) ตามรูปที่ S-5 ดังนี้

- ในสภาวะปกติ แรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive Current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

(d) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ S-4 ดังนี้
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ S-4

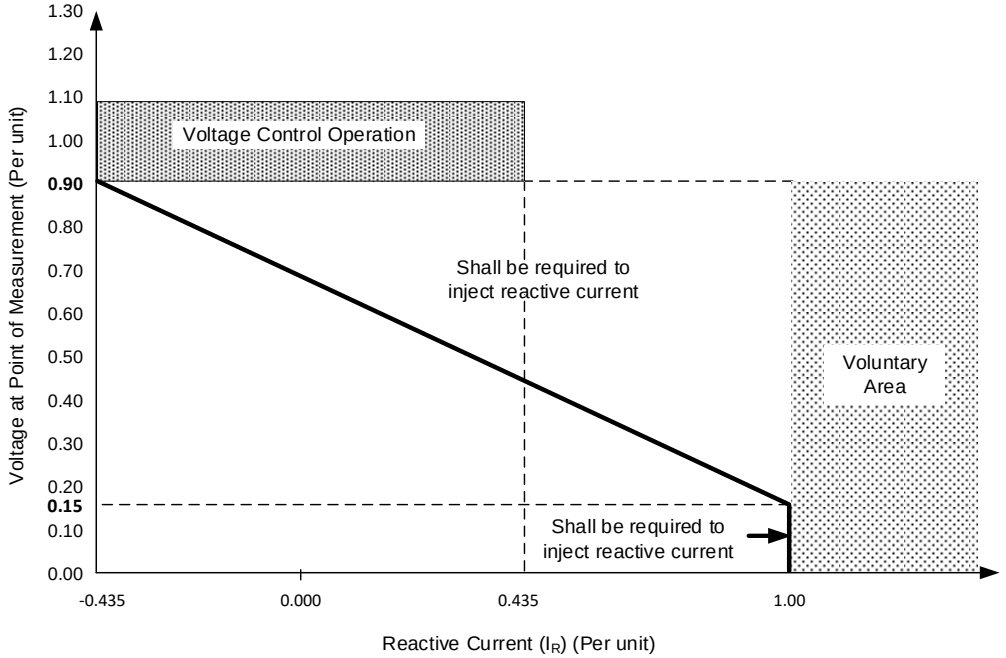
(e) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

(f) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ S-4 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ S-5 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.4–S ข้อกำหนดอุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาการตอบสนอง (Step Response Time) และอัตราเฉลี่ยของการเปลี่ยนแปลงพลังไฟฟ้า (Ramp Rate) ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(b) BESS ต้องให้ข้อมูล State of Charge (SoC), Operating Status, Power Input/Output และข้อมูลอื่นๆ ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ OCA1 ผ่าน SCADA แก่ กฟผ.

(c) BESS ต้องสามารถให้บริการระบบตามที่ กฟผ. กำหนด หรือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น Black Start, Spinning Reserve, Frequency Regulation, Voltage Regulation, Synthetic Inertia หาก กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่า BESS มีศักยภาพเพียงพอในการสนับสนุนระบบไฟฟ้า

CC5.5.5–S การควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control) แก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการควบคุมกำลังผลิตโดยงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการ (Curtailment) กรณีผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามแผนสั่งงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้า กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับสัญญาณในการปรับค่า Setpoint การผลิตไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE 2030.5 หรือมาตรฐานอื่น ๆ ที่ กฟผ. เห็นชอบ

CC5.6-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดครอบคลุมทุกประเภทเทคโนโลยีที่เชื่อมต่อ ดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4-S

(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.5-S

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.5-S ทั้งนี้ เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมมากกว่าอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.7-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

ข้อกำหนดเพิ่มเติมนี้บังคับใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่มีกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมดังกล่าวรวมกันมากกว่า 20 MW

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่และแรงดันในระบบไฟฟ้า ดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4.4-O
(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4.5-O

กรณีที่โรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ปฏิบัติเกณฑ์เงื่อนไขความถี่และแรงดันในระบบไฟฟ้าตาม CC5.4-S และ/หรือ CC5.5-S และ/หรือ CC5.6-S ถูกปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อเพิ่มเติมดังกล่าวอาจปลดการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดของโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC6-S REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูล Planned Operating Characteristics ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล Detailed Planned Operating Characteristics ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนที่จะมีการเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า (วันที่ Energize Connection Point) ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและทำ Commissioning โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-S ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-S การเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ Circuit Breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้น ตามมาตรฐานของ กฟผ. โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด Circuit Breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต

CC7.2-S Generating Unit and Power Station Protection Arrangements

CC7.2.1-S ระบบป้องกันโรงไฟฟ้าและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-S นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบส่งของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของโรงไฟฟ้า

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อตรงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และ สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในรูปแบบ CUT & TURN ต้องปฏิบัติตามรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ ตามสิ่งแนบ CCA5 โดยหากมีการปรับปรุงรายละเอียดการออกแบบดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC7.2.2-S Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้า โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติ จนถึง Circuit Breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้

(i) 80 ms ที่ 500 kV

(ii) 100 ms ที่ 230 kV

(iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ทั้งโรงไฟฟ้า และ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (Backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (Primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (Discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ Backup Protection ของ กฟผ. หรือ Breaker Failure Protection กำลังทำการ clear Fault ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด Time Delay ของระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรองของ กฟผ.

(c) Circuit Breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง Circuit Breaker Failure Protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ Circuit Breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด Circuit Breaker Failure Protection จะทำการสั่ง trip Circuit Breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ Circuit Breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV

(ii) 200 ms ที่ 230 kV

(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง Circuit Breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

(e) กฟผ. สามารถที่จะร้องขอผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ประเภท Grid-Forming ให้มีการปรับตั้งการทำงานของ Inverter ให้จ่ายกระแสลัดวงจรแบบไม่สมดุลและมีขนาดที่สูงมากพอในช่วงเวลาสั้นๆ หรือการส่งสัญญาณ Trip Signal เพื่อช่วยให้ระบบป้องกันของ กฟผ. ยังคงสามารถทำงานได้

CC7.3-S การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-S ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

รายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตาม CCA6

ใน Power Generation System จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่า รีเลย์ที่ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-S Circuit Breaker Failure Protection

เป็นระบบที่มีการติดตั้งรีเลย์เพื่อตรวจจับการทำงานของ Circuit Breaker ซึ่งไม่ทำการ Trip ภายในเวลาที่กำหนดเมื่อเกิด Fault ซึ่งในระบบนี้จะมีวงจรการทำงานที่ไปสั่ง Trip Circuit Breaker ตัวอื่น ๆ ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่ทำการแยกสายส่งที่เกิด Fault ออกจากระบบ และต้องมี Lockout Relay ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้ Circuit Breaker Reclose (Automatic หรือ Manual) จนกว่าจะมีการ reset Lockout Relay ใหม่ ในการตรวจจับ Breaker Failure จะใช้ Instantaneous Overcurrent Relays ทำงานร่วมกันกับ Timing Relays เพื่อให้สามารถสั่งตัด Circuit Breaker ตัวอื่น ๆ ที่อยู่ระยะไกลได้ทันที (เฉพาะตัวที่เกี่ยวข้องเท่านั้น) ทั้งนี้ รีเลย์ที่ใช้ในงาน Breaker Failure Protection นี้จะต้องแยกจากรีเลย์ในระบบป้องกันอื่น

CC7.3.3-S Pole-slipping and Loss of Excitation Protection

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำหรับ Pole Slipping และ Loss of Excitation สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC7.3.4-S Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA9 เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย รับ/ส่ง/แลกเปลี่ยน กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม (ตามมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด) โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC7.3.5-S Fault Recording System (FRS)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) พร้อมทั้งส่ง Comtrade File ของ FRS เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หาเหตุผิดปกติให้กับ กฟผ. (เมื่อมีการร้องขอข้อมูลจากทาง กฟผ.) ยกเว้น ในกรณีที่การเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผ่านสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การติดตั้ง Fault Recording System (FRS) ให้พิจารณาจากข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ค่าเวลาที่ใช้ในระบบ FRS ต้องถูกควบคุมให้ใกล้เคียงกับ Standard Time ให้มากที่สุด โดยมีการส่งสัญญาณปรับเทียบเวลา (Time Synchronization Signal) จากชุดรับสัญญาณเวลาระบบ Global Positioning System (GPS) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(a) Analog input สำหรับ Fault Recording System (FRS) ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้

- ค่า Phase Voltage และ Phase Current ของ Generator
- ค่า Phase Current และ Phase Voltage ของวงจรสายส่งจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.

(b) Digital input สำหรับ Fault Recording System (FRS) ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้

- Contact ทั้งหมดที่ถูกส่ง trip จากการทำงานของระบบป้องกัน
- Status ของ Breaker

CC7.4-S ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะต้องดำเนินการออกแบบติดตั้งและบำรุงรักษาอุปกรณ์เพิ่มเติม ดังนี้

CC7.4.1-S ระบบควบคุมพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้ดำเนินการออกแบบ ติดตั้ง และบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุม ป้องกัน ตรวจสอบ กระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้กระทบการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตลอดระยะอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA11 ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป

CC7.4.2-S ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าชุดตรวจสอบ (Unit Monitoring Meter System)

กรณีที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหรือการซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. กฟผ. จะพิจารณาติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าชุดตรวจสอบ (ระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ) เพิ่มเติม เพื่อตรวจวัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละหน่วย (Unit Monitoring Meter หรือ UMM) หรือตรวจวัดพลังงานไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับการซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าชุดตรวจสอบรวมทั้งอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องมีคุณสมบัติเดียวกับระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าหลักตาม CCA9 รวมทั้งต้องบำรุงรักษาระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกชุดให้ทำงานอย่างถูกต้องตลอดระยะเวลาที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป ทั้งนี้ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ

ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และ/หรือบุคคลที่สาม อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CC8-S ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1-S อุปกรณ์สื่อสารของโรงไฟฟ้า

CC8.1.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร ซึ่งต้องเป็นไปตามข้อกำหนดต่าง ๆ ใน CCA10.2 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CC8.1.2-S การไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีรูปแบบ Automatic Reclosing Scheme เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณสำหรับระบบ Intertrip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าตามความจำเป็นในการใช้งาน เนื่องจาก Automatic Reclosing Schemes ของการไฟฟ้าจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแน่ใจว่า สวิทช์ตัดตอนอัตโนมัติของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าจะทำงาน เพื่อป้องกันการเกิดสภาวะ Out of Synchronism หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ Intertrip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และการไฟฟ้าตามความเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้าจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเนื่องจากการ Reclosing นี้

นอกจากนี้ ระบบ Intertrip ต้องทำงานก่อน Underfrequency relay (U/F) ในระบบจำหน่าย โดยต้องสั่งปลดโรงไฟฟ้าที่เวลาน้อยกว่า 150 ms. เพื่อเพิ่มความมั่นคงปลอดภัยในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

CC8.2-S ข้อมูลและการแสดงผล

CC8.2.1-S เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ กรณีที่ กฟผ. ต้องการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าสามารถส่งข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจาก Power Quality Meter (PQM) ซึ่งบันทึกข้อมูลเชิงสถิติได้ เช่น ค่า THD_V (%) ทุก ๆ 10 นาที ระยะเวลา 1 สัปดาห์ มาให้ กฟผ. พิจารณาได้ หากไม่มีระบบสื่อสารแบบ Real Time โดยที่ PQM นั้นต้องเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61000-4-30 ในกรณีที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย อุปกรณ์ PQM ของโรงไฟฟ้าสามารถใช้ SPEC ของ PQM ที่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้

CC8.2.2-S ข้อมูลแสดงผลจะแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกรณีเชื่อมต่อเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่านั้น ห้ามมิให้มีระบบการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศ โดยข้อมูลที่รับและส่งกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าประกอบด้วย

(a) Active Power (MW)
(b) Reactive Power (MVAr)
(c) Voltage (kV)
(d) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมด ที่เชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้าของ SPP กับ การไฟฟ้า
(e) Status ของ Ground Disconnecting Switch
(f) Status ของ Generator Circuit Breaker ตามสัญญา
(g) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมแรงดัน (kV Control)
(h) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control)
(i) ข้อมูลอื่น ๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า เช่น ข้อมูลตามที่ระบุใน CC8.3-S และ ข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการคาดการณ์แผนการผลิตไฟฟ้า เช่น Global Horizontal Irradiance สำหรับ PV farm หรือ Wind Speed สำหรับ Wind farm

CC8.2.3-S ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมในการผลิตไฟฟ้าต้องจัดทำการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับจัดส่งข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่พยากรณ์ได้ รวมถึงข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ เช่น ความเข้มแสงอาทิตย์ หรือ ความเร็วลม เป็นราย 15 นาที เพื่อให้ กฟผ. สามารถเรียกดูข้อมูลดังกล่าวได้ตามที่ร้องขอ โดยจัดส่งข้อมูลผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC

CC8.2.4-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะต้องจัดส่งข้อมูลเพิ่มเติมจาก CC8.2.2-S ดังนี้

(a) สถานะการทำงานของระบบควบคุมพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าตาม CCA11
(b) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมดที่ทำให้เกิดการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ SPP หรือระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า
(c) Status ของ Generator Circuit Breaker
(d) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมแรงดัน (kV Control)
(e) ข้อมูลอื่น ๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า

CC8.3-S อุปกรณ์การวัด

(a) Voltage Transformer (VT), Current Transformer (CT) และ Transducer ให้ติดตั้ง VT และ CT ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตาม CC8.1-S โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ Output ±1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ว่าอยู่ในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า โดย Transducer ต่าง ๆ ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%)

(b) Watt/VAR Transducers แต่ละ Watt/VAR transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดยแต่ละ transducer จะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูลทางไกล

หลักปฏิบัติ

ระหว่าง

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
หรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC-D หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-D บทนำ

CC1.1-D การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่มีขนาดกำลังผลิตต่ำกว่าหกเมกะวัตต์เพื่อขายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเมื่อพิจารณาเป็นรายสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. บางจุดเกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. เป็นจำนวนมากและเพื่อเป็นการรองรับการขอเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้า (เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ระบบกักเก็บพลังงาน, Microgrid, สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายอีกเป็นจำนวนมาก กฟผ. จึงจำเป็นต้องพิจารณาการเชื่อมต่อทุกรายเพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

CC1.2-D ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ จึงกำหนดแนวทางปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในกรณีที่มีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้ารวมถึงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อยื่นเสนอขายไฟฟ้าเป็น VSPP หรือเพื่อยื่นขอขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ระบบกักเก็บพลังงาน, Microgrid, สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station)

CC2-D วัตถุประสงค์

CC2.1-D วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ เพื่อกำหนดแนวทางปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในกรณีที่มีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงในการส่งจ่ายไฟฟ้า

CC3-D การติดต่อประสานงานระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1-D ข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1.1-D รายละเอียดข้อมูลของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีหน้าที่ในการจัดส่งรายละเอียดข้อมูลของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ระบบกักเก็บพลังงาน, Microgrid, สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) รายละเอียดตามที่ระบุใน CCA1 ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1.2-D ข้อมูลเพิ่มเติมสำหรับการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแง่ของผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวมกำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจัดส่งรายละเอียดข้อมูลดังต่อไปนี้ คือ

(a) โครงการของ VSPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว
(b) โครงการของ VSPP ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
(c) โครงการของ VSPP ที่ได้การตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
(d) โครงการของ VSPP ที่ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่อยู่ระหว่างการอุทธรณ์
(e) สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station)

โดย

- สำหรับ VSPP จะต้องแบ่งแยกรายโครงการตามจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ประเภทเชื้อเพลิงและกำหนดปีที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.
- สำหรับสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) จะต้องแบ่งแยกตามจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และกำหนดปีที่เริ่มให้บริการสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station)

กรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือ เปลี่ยน เพิ่ม หรือลดสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และหากส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบทั้งหมด หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. สงวนสิทธิดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.2-D การพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

กฟผ. จะดำเนินการพิจารณาการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจัดส่งรายละเอียดข้อมูลโดยการศึกษาระบบไฟฟ้าและหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น

ภายหลังการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวมแล้ว กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการเชื่อมต่อดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบภายใน 45 วัน หลังได้รับรายละเอียดข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าครบถ้วนและถูกต้อง

CC3.3-D การปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

กรณีที่รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีผลกระทบด้านความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้พิจารณาและจัดส่งข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับรูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. ร้องขอต่อไปเพื่อให้ กฟผ. พิจารณารายละเอียดในรูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น

ภายหลังการพิจารณาแล้วเสร็จ หากมีความจำเป็นในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับรูปแบบการเชื่อมต่อดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบภายใน 45 วัน หลังได้รับรายละเอียดข้อมูลรูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าครบถ้วนและถูกต้อง ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมด โดย กฟผ. สงวนสิทธิของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จนกว่า กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ดำเนินการปรับปรุงระบบโครงข่ายตามขอบเขตงานปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ กฟผ. แจ้งมาแล้วเสร็จ

CC3.4-D การเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟฟ้า

กรณีการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งส่งผลต่อระบบควบคุมและป้องกัน หรืออุปกรณ์อื่นที่เกี่ยวข้อง รวมถึงจุดซื้อขายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องแจ้งมายัง กฟผ. เพื่อพิจารณาโดยเร็ว และหากการเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟฟ้าดังกล่าวต้องมีการปรับปรุงอุปกรณ์เพิ่มเติม กฟผ. สงวนสิทธิให้ดำเนินการเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟฟ้าภายหลังการปรับปรุงอุปกรณ์แล้วเสร็จ

CC3.5-D การดำเนินการเกี่ยวกับกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

CC3.5.1-D การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องควบคุมไม่ให้มีพลังงานไฟฟ้าไหลย้อนเกินกว่าปริมาณของระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในวงจรใด ๆ หรือจุดจ่ายไฟฟ้าใด ๆ ของ กฟผ.

CC3.5.2-D สำหรับจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใด ๆ ที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเกินกว่าปริมาณความต้องการไฟฟ้าจนเป็นเหตุให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. ผ่านหม้อแปลงหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. นั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น

CC-O ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-O บทนำ

CC1.1-O ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP)
- ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent/Industrial Power Supplier : IPS)
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้

ที่ประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกเป็นผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น รวมถึงเป็นผู้เชื่อมต่อประเภทอื่นที่ประสงค์ขยายหรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตโรงไฟฟ้า และ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

CC1.2-O ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะเพิ่มเติมหลักเกณฑ์หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ ตามความเหมาะสมในการเชื่อมต่อ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

CC1.3-O **คำจำกัดความเพิ่มเติมของผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น**

CC1.3.1-O **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ได้แก่** ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

CC1.3.2-O **ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)** ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ หรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง และผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ลูกค้าโดยตรง โดยไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า โดยได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

ข้อกำหนดในส่วนนี้บังคับใช้เฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ขอเชื่อมต่อโดยตรงที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือเชื่อมต่อผ่านผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าของ กฟผ.

CC1.3.3-O **ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)** ได้แก่ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่ง กฟผ. มีข้อบังคับในการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัด รวมถึงต้องมีความสามารถในการปฏิบัติตามคำสั่งตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าร้องขอ และมีระบบสื่อสารตามที่กำหนด

CC1.3.4-O **ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid** ได้แก่ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีลักษณะเป็น Microgrid ซึ่งมีขอบเขตชัดเจน มีจุดเชื่อมต่อหลักกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพียงสถานีไฟฟ้าเดียว ประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้า รวมถึงระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) (ถ้ามี) และระบบควบคุมซึ่งสามารถจัดการระบบผลิตและความต้องการไฟฟ้าภายใน ซึ่ง กฟผ. มีข้อบังคับในการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัด รวมถึงต้องมีความสามารถในการปฏิบัติตามคำสั่งตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าร้องขอ และมีระบบสื่อสารตามที่กำหนด

CC1.3.5-O **ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้** กฟผ. จะพิจารณาดำเนินการตาม CC2.1-O เป็นกรณีไป

CC1.4-O **ขอบเขตของข้อกำหนด**

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ไม่ครอบคลุมเงื่อนไขเกี่ยวกับการเงิน กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการเพื่อเพิ่มความสามารถของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น (Ancillary Service)

CC2-O วัตถุประสงค์

CC2.1-O **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่น ๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (ถ้ามี) สำหรับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-O คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-O กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-O)

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50.00 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.50 ถึง 50.50 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.50 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติหรือสภาวะที่มีงาน Planned หรือ Unplanned Outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก(%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
5	2.0	3	2.0	2	1.0
7	2.0	9	1.0	4	0.8
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4
17	1.0	>21	0.2	10	0.4
19	1.0			12	0.2
23	0.7			>12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 3%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ Planned Outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

ตารางที่ 1.2 ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (%)
230 kV หรือสูงกว่า	0.8
69 และ 115 kV	1.4

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ.จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่า

ตารางที่ 1.3 ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-O สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-O อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา Active Power และ/หรือ Reactive Power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-O

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-O นี้

CC4-O ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ

CC4.1-O **การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถยื่นคำร้องและข้อเสนอขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าแก่ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 2 ปีก่อนการเชื่อมต่อ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดข้อมูลตาม CCA1 CCA2 และ CCA3)

ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.2-O รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

(a) ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 และ CCA3

(b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.1.1 และ CCA2.1.2 (B) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid หรือ CCA2.1.2 (C) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือ CCA2.1.2 (D) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

(c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (A) และ CCA2.2.2 (B) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid หรือ CCA2.2.2 (C) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือ CCA2.2.2 (D) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

(d) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (B) และ CCA2.2.2 (B) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid หรือ CCA2.2.2 (C) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือ CCA2.2.2 (D) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

(e) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้สร้างระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) หรือเป็นผู้สร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้ BESS กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA2.2.1 (C) และ CCA2.2.2 (A)

(f) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลดังต่อไปนี้

- ระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อภายใน Microgrid แบ่งแยกตามจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ประเภทเชื้อเพลิงและกำหนดปีที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า
- สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) ภายใน Microgrid แบ่งแยกตามจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และกำหนดปีที่เริ่มให้บริการสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station)

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในสิ่งแนบ โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมมาให้

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการขยายหรือเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือเปลี่ยน เพิ่ม หรือลดสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และกรณีที่พิจารณาแล้วส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. จะดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-O การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า รวมถึงนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-O หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 3 เรื่อง ดังนี้

(a) การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)
(b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)
(c) การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพบนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

CC4.4.1-O เกณฑ์การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady – State Power Flow Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติและทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ (มาตรฐานความมั่นคง N-1) เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในสภาวะผิดปกติ ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าขีดจำกัดที่สภาวะปกติ และสภาวะผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติอยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของ Base Voltage
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติอยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของ Base Voltage

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของ Reactive Power ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้าและการชดเชย Reactive Power เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติได้ โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า Reactive Power ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่เกินขีดจำกัดของสายส่ง/อุปกรณ์ไฟฟ้า และเป็นไปตามมาตรฐานความมั่นคง N-1

CC4.4.2-O เกณฑ์ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Criteria)

กรณีเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้า ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง/สถานีไฟฟ้าแรงสูงต้นทางที่โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อจะต้องมีค่าไม่เกิน 85% ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุด และค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียงมีค่าไม่เกินค่าพิกัดอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้น

กรณีค่ากระแสลัดวงจรไม่เป็นไปตามเกณฑ์ดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเสนอมาตรการควบคุมค่ากระแสลัดวงจรจากการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ให้มีค่าเพิ่มขึ้นจากค่ากระแสลัดวงจรตามสภาพระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน โดย กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป

CC4.4.3-O เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า กฟผ. (Transient Stability) เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสบนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งหรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่ง และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้น ภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจร ดังนี้

4 ไซเคิล (80 มิลลิวินาที) : สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

5 ไซเคิล (100 มิลลิวินาที) : สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์

7 ไซเคิล (140 มิลลิวินาที) : สำหรับระบบ 115 และ 69 กิโลโวลต์

CC4.5-O การแจ้งค่าใช้จ่าย

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ค่าใช้จ่ายในการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า/ปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกัน ค่าออกแบบและวิศวกรรม ค่าตรวจสอบ/ค่าตรวจรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณาก่อนการเชื่อมต่อ ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.6-O การดำเนินการในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.6.1-O ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนด

CC4.6.2-O กฟผ. สงวนสิทธิในการกำหนดวันเชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผน การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7-O การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้ายังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี และคาดการณ์ Profile การผลิตไฟฟ้า หรือข้อมูลอื่นที่ กฟผ. ร้องขอในภายหลัง

สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

CC4.7.1-O คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ*			
ก)	พลังไฟฟ้ารวมของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ	ขนาด _____	MW
		ขนาด _____	MVAr
ข)	กรณีผู้เชื่อมต่อหรือลูกค้าของผู้เชื่อมต่อมี หรือจะมีอุปกรณ์ หรือโหลดที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกเหล่านี้ ต้องนำส่งข้อมูล ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อน เพื่อประเมินคุณภาพไฟฟ้าในขั้นต้น		
	☐ Single Phase Power Supply	ขนาด _____	MVA
	☐ Semi-converter	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter No Series Inductance	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter With Series Inductance > 3%, DC Drive	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter With Large Inductor	ขนาด _____	MVA
	☐ 12-Pulse Converter	ขนาด _____	MVA
	☐ AC Voltage Regulator	ขนาด _____	MVA
	☐ อื่น ๆ	ขนาด _____	MVA
* อ้างอิงตามข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม โดยให้ปรับเปลี่ยนเกณฑ์ตามการแก้ไขปรับปรุงข้อกำหนดดังกล่าวฉบับล่าสุด			

CC4.8-O **การสิ้นสุดการเชื่อมต่อ** แบ่งเป็นดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขยายหรือเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะสิ้นสุดการเชื่อมต่อ เมื่อหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ระบบ Microgrid และผู้เชื่อมต่อที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ จะสิ้นสุดการเชื่อมต่อตามที่ กฟผ. หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาอนุญาต

เมื่อสิ้นสุดการเชื่อมต่อแล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

CC5-O ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หมายถึง

(a) อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่โรงไฟฟ้าเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

(b) อุปกรณ์ประกอบต่าง ๆ สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในการควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้า หรือรับจากระบบ

(c) อุปกรณ์ประกอบต่าง ๆ สำหรับ Microgrid โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในการควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้า หรือรับจากระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-O ดังนี้

CC5.2-O ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์

CC5.2.1-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อต่อทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-O

CC5.2.2-O นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ ดังต่อไปนี้

(a) Circuit Breaker, Switch Disconnectors, Disconnectors, Earthing Devices, Power Transformers, Voltage Transformers, Reactors, Current Transformers, Surge Arrestors, Bushings, Neutral Equipment, Capacitors, Line Traps, Coupling Devices, External Heavy Polluted Condition insulation และ Insulation Coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/ NEMA หรือ IEC ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบ จากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

ข้อกำหนดนี้ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าและมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW โดยมีรายละเอียดดังนี้

CC5.3.1-O การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป ต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 2 Mode ดังนี้

(a) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(b) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.3.2-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุผิดพร่องภายใน Zone of Protection ของโรงไฟฟ้าเองเพื่อป้องกันความเสียหายและเพื่อความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

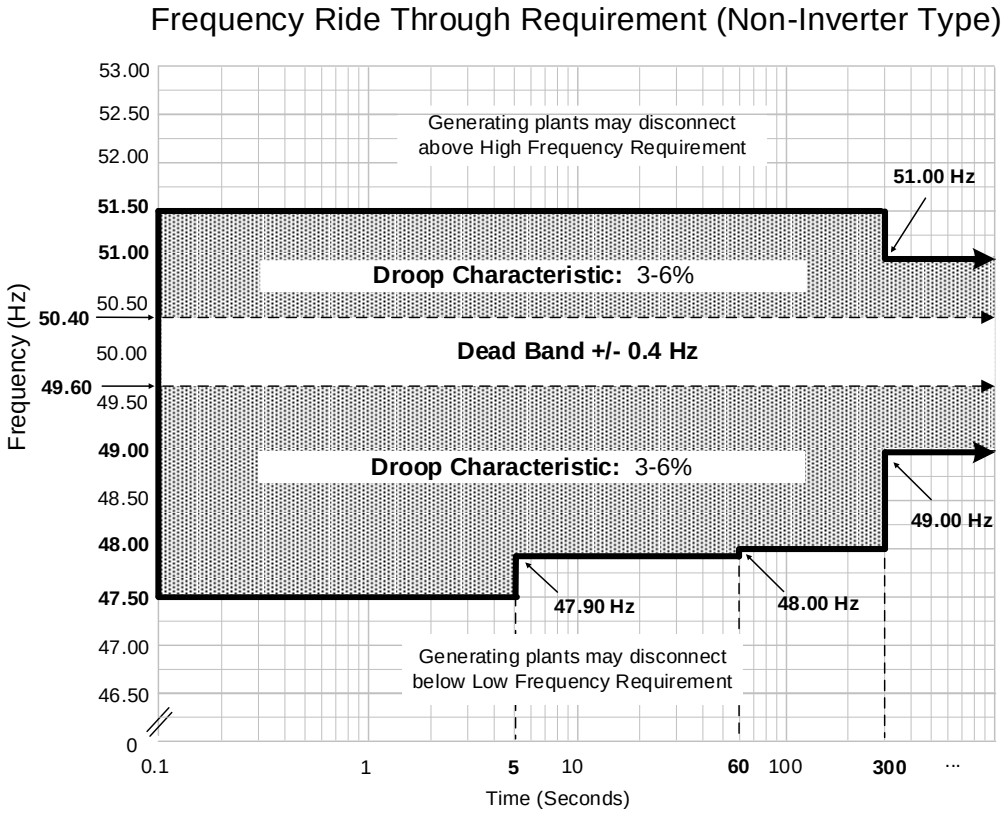
CC5.3.3-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่และควบคุมแรงดัน ดังนี้

CC5.3.3.1-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.40 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.40 Hz โดยต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-1 ดังนี้
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-1 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.3.3.2-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(b) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter <u>ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW</u> และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตั้งแต่<u>ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป</u> ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดันเพิ่มเติมตาม CC5.3.3.2-O ข้อ (b)(1) ถึง (b)(4) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 1.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

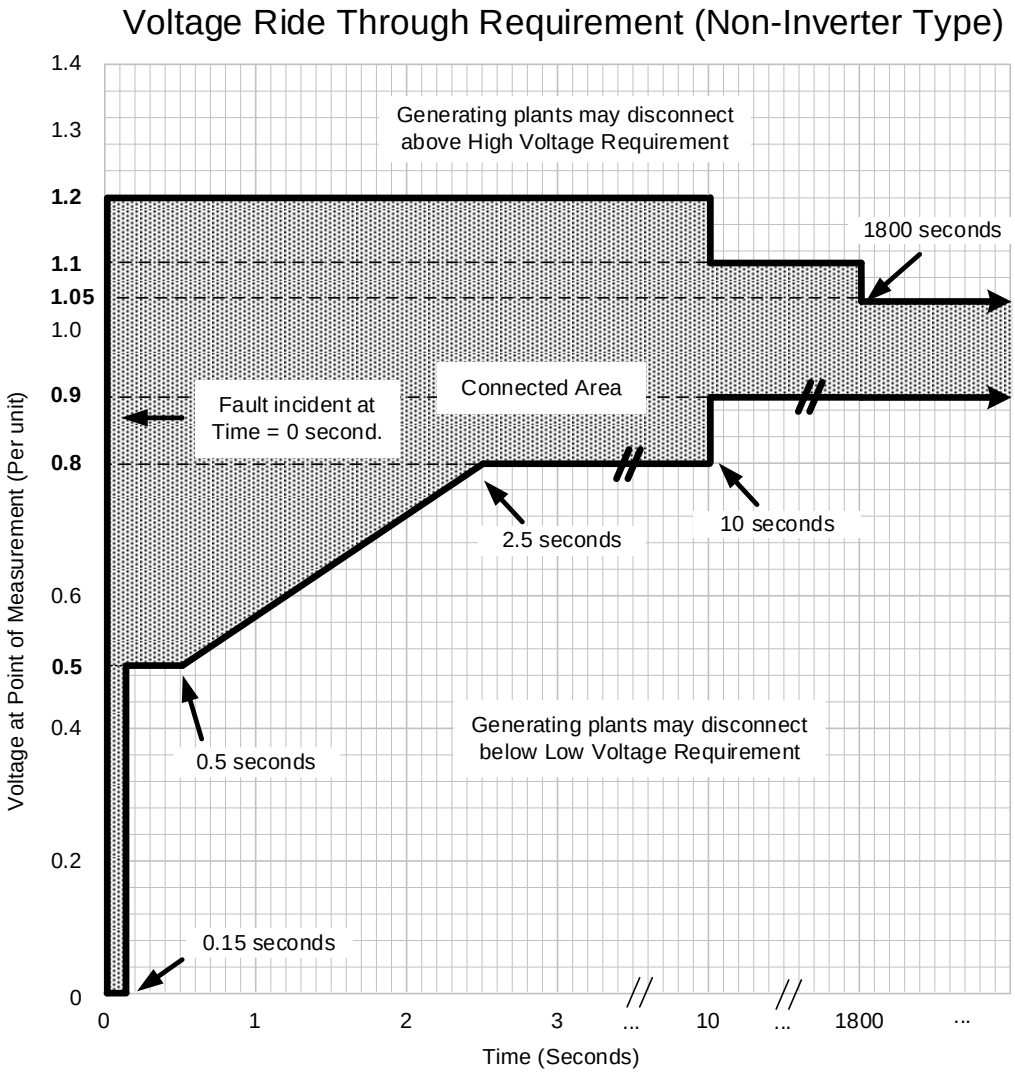
(2) กรณีเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์ปกติ โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องยังคงสามารถเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าอยู่ในระบบตามเกณฑ์ Voltage Ride Through ที่ กฟผ. กำหนดด้วยกราฟดังรูปที่ O-2

(3) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-2 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-2
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

(4) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

(c) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้บังคับใช้ตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-2 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.3.4-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือเซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.3.4.1-O เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ
(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ
(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณี ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

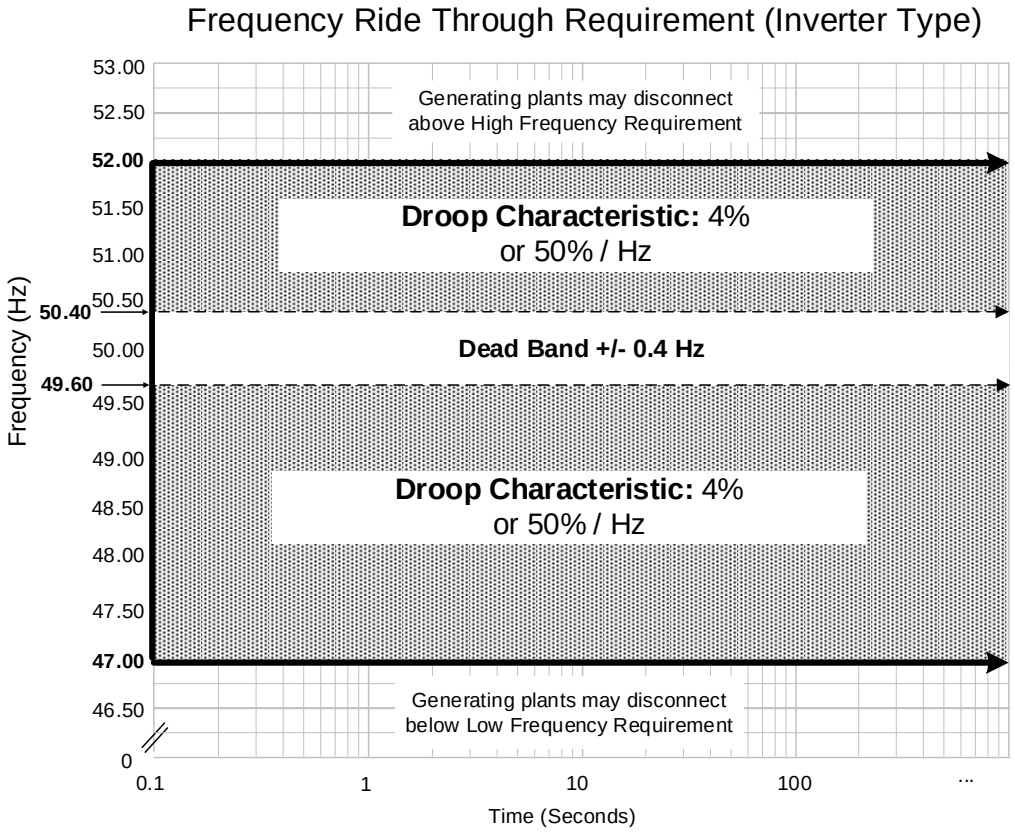
CC5.3.4.2-O **การควบคุมความถี่**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.4 Hz ดังนี้

- กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.40 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
- กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)

- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-3



รูปที่ O-3 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.3.4.3-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(b) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตั้งแต่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดันเพิ่มเติมตาม CC5.3.4.3-O ข้อ (b)(1) ถึง (b)(5) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 1.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

(2) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-4 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current (I_R) ตามรูปที่ O-5 ดังนี้

- ในสภาวะปกติ แรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive Current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

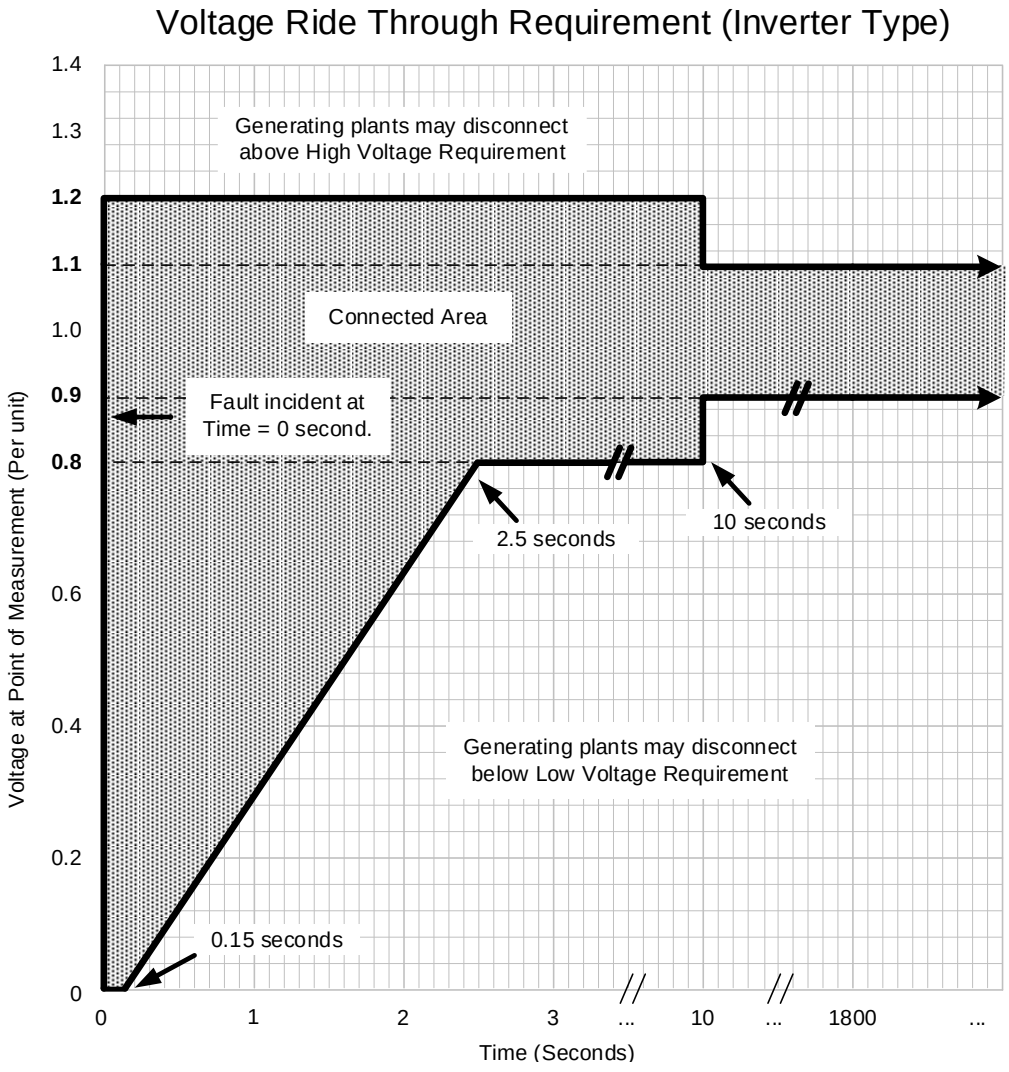
(3) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-4 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-4

(4) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

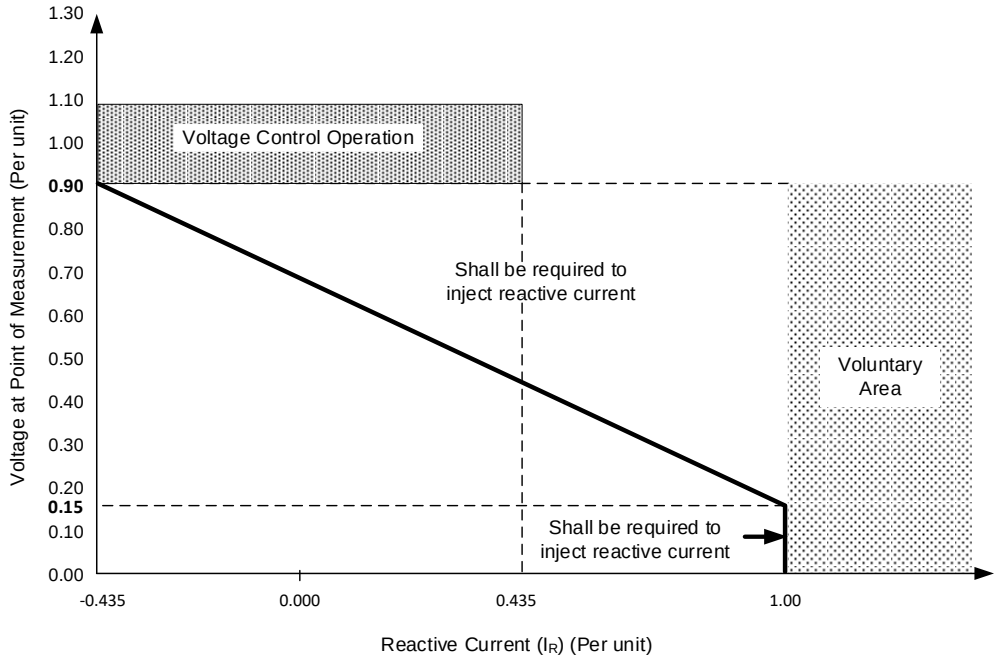
(5) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

(c) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้บังคับใช้ตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-4 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ O-5 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.3.5-O ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีขนาดกำลังติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดครอบคลุมทุกประเภทเทคโนโลยีที่เชื่อมต่อ ดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.3.3-O
(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.3.4-O

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.3.4-O ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมมากกว่าอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ตามข้อกำหนด CC1.3.2-O จะมีข้อกำหนดอุปกรณ์ ดังนี้

CC5.4.1-O ข้อกำหนดทั่วไปสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(b) กฟผ. สงวนสิทธิในการพิจารณาความเหมาะสมในการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(c) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(d) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC5.4.2-O การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป ต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 2 Mode ดังนี้

(a) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer

โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(b) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.4.3-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุผิดพร่องภายใน Zone of Protection ของโรงไฟฟ้าเองเพื่อป้องกันความเสียหายและเพื่อความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

(b) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อโดยตรงที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือเชื่อมต่อผ่านผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. อาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้า โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้า โดยในกรณีนี้จะต้องไม่มีการขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

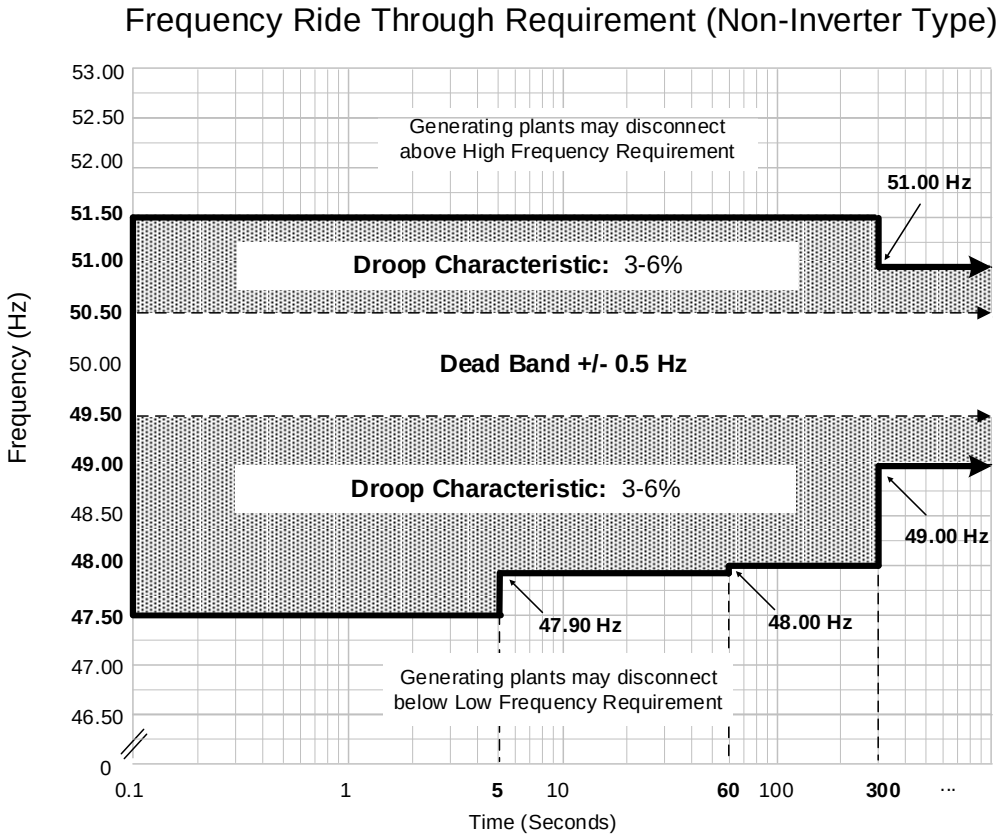
CC5.4.4-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่และควบคุมแรงดัน ดังนี้

CC5.4.4.1-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.50 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.50 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.50 Hz โดยต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-6 ดังนี้
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-6 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.4.2-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(b) ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดันเพิ่มเติมตาม CC5.4.4.2-O ข้อ (b)(1) ถึง (b)(4) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 3.0 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

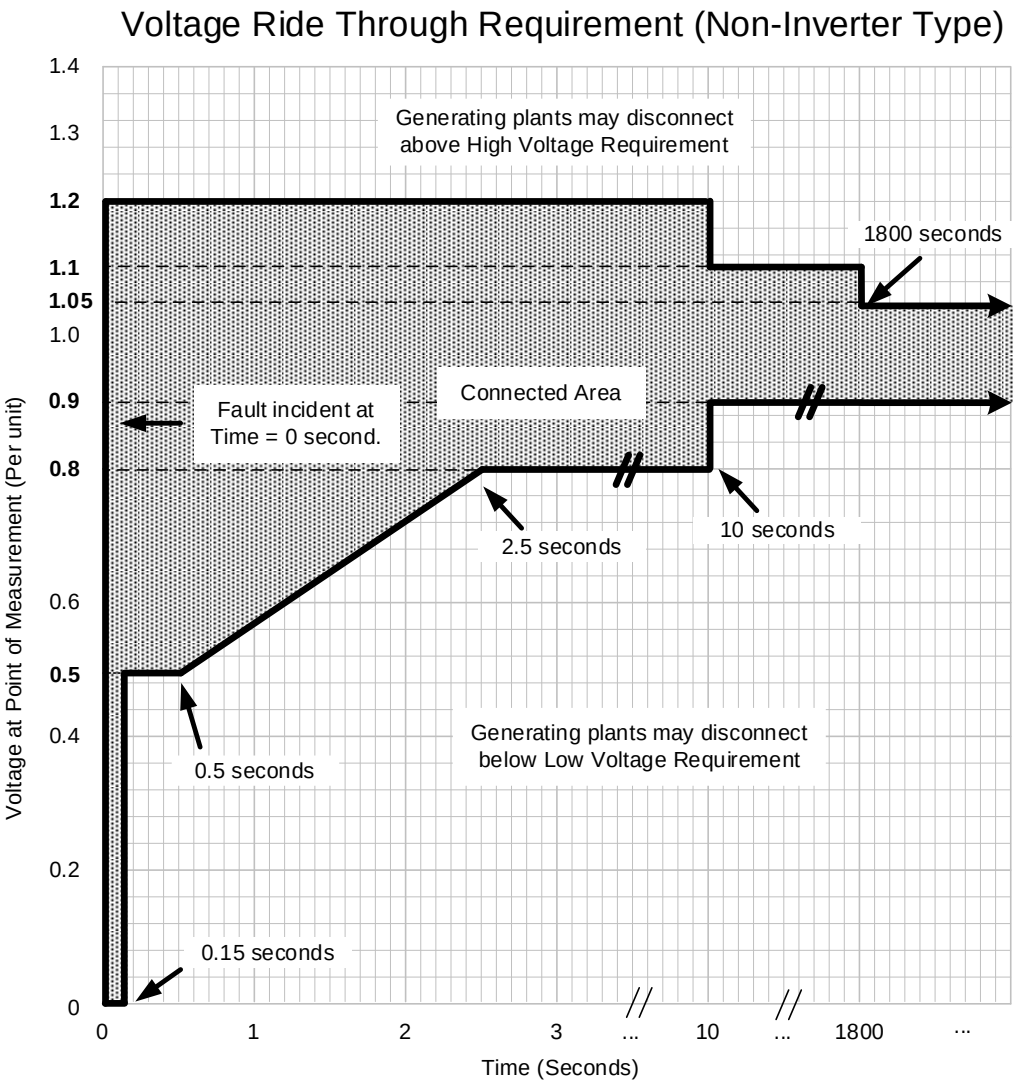
(2) กรณีเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์ปกติ โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องยังคงสามารถเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าอยู่ในระบบตามเกณฑ์ Voltage Ride Through ที่ กฟผ. กำหนดด้วยกราฟดังรูปที่ O-7

(3) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-7 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วงตามรูปที่ O-7
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

(4) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

(c) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้บังคับใช้ตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-7 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.5-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือเซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.4.5.1-O เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ
(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ
(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณี ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

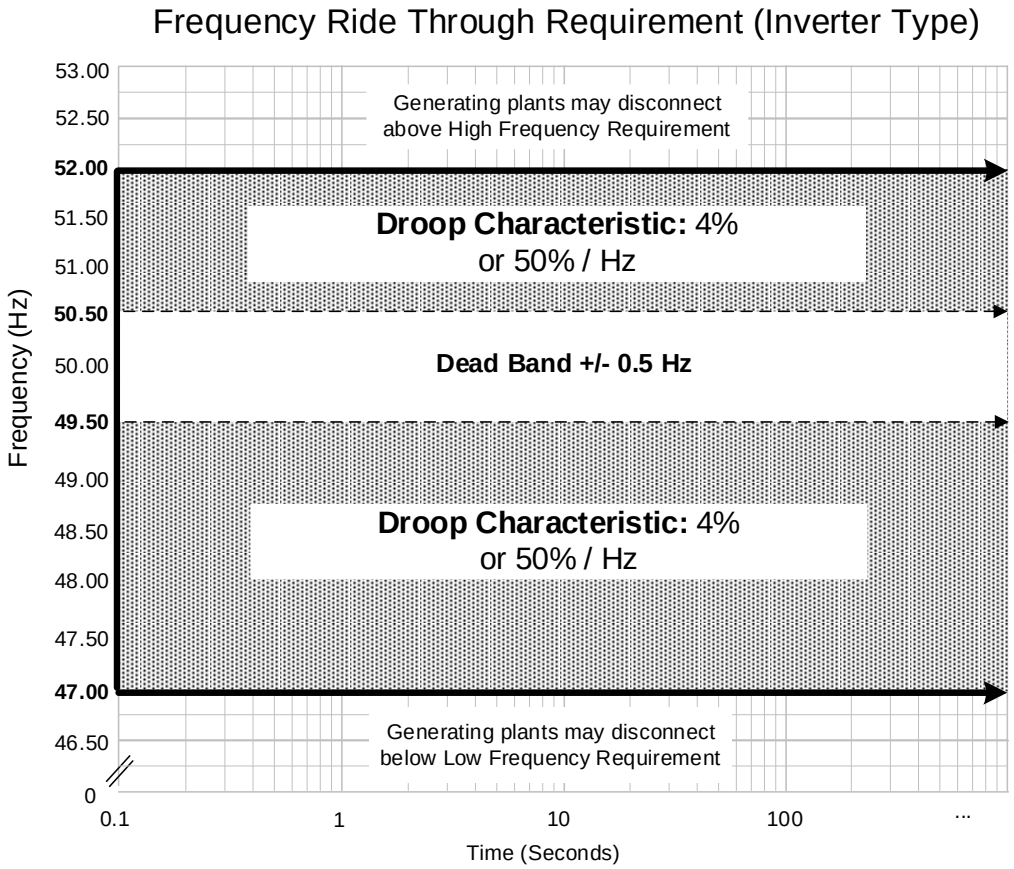
CC5.4.5.2-O **การควบคุมความถี่**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ดังนี้

- กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
- กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)

- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-8



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-8 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.5.3-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(b) ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตั้งแต่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดันเพิ่มเติมตาม CC5.4.5.3-O ข้อ (b)(1) ถึง (b)(5) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 3.0 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

(2) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-9 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current (I_R) ตามรูปที่ O-10 ดังนี้

- ในสภาวะปกติ แรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive Current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

(3) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-9 ดังนี้

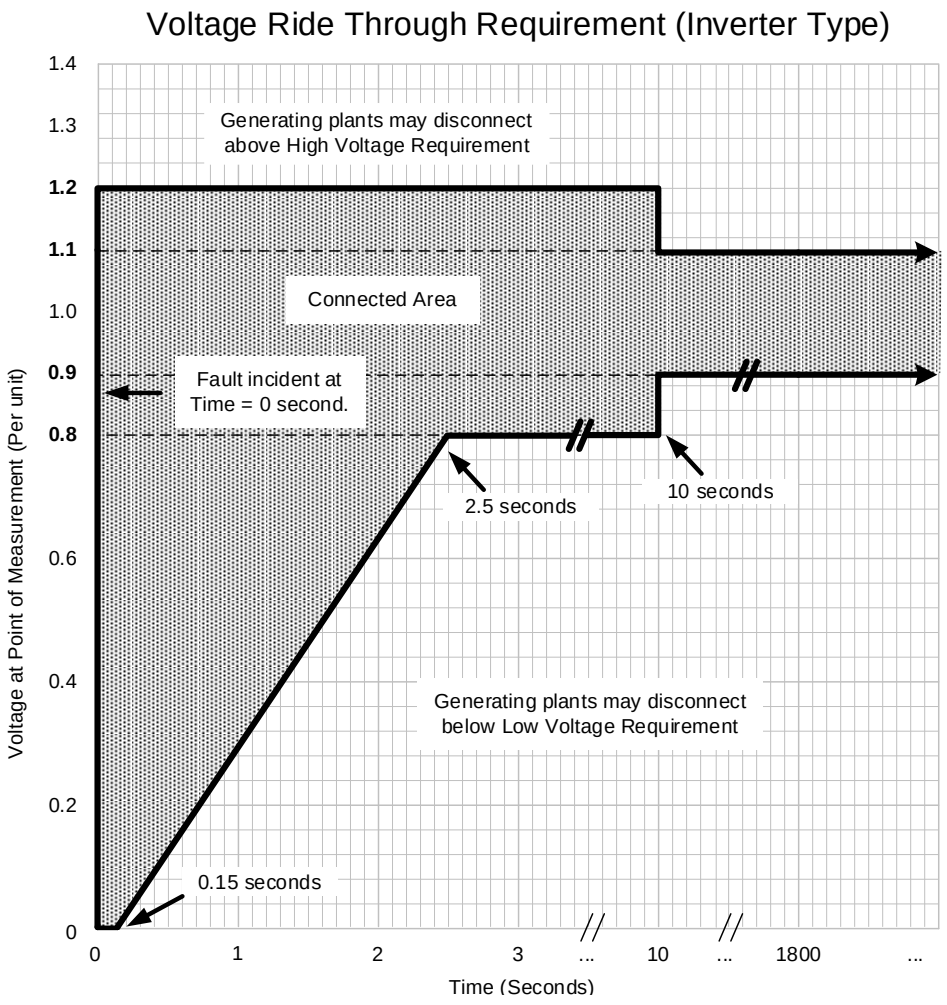
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที

- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-9

(4) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

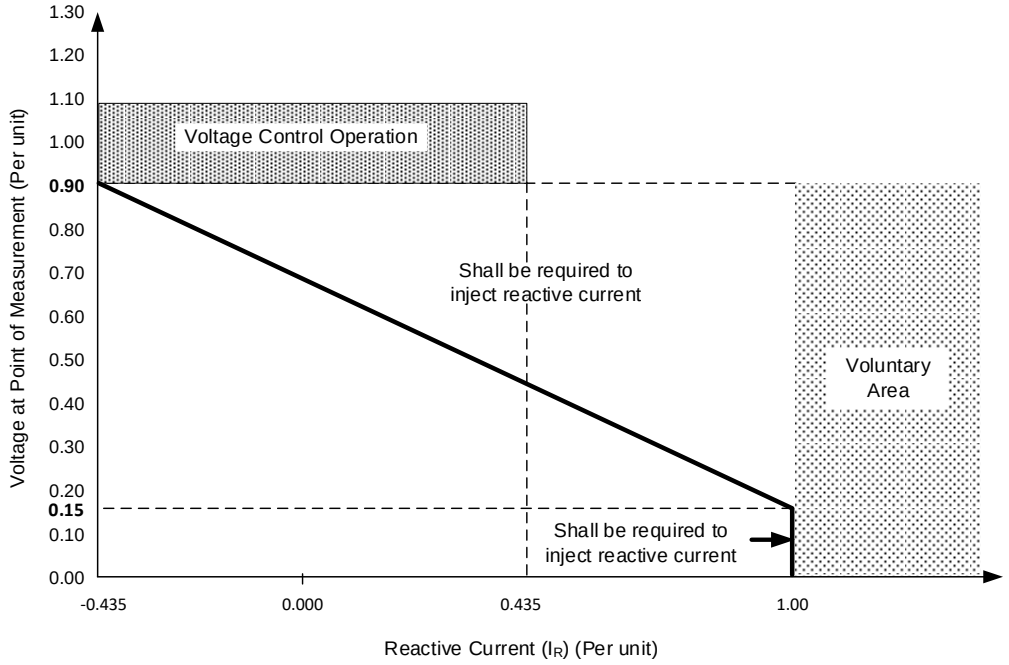
(5) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

(c) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้บังคับใช้ตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-9 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ O-10 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.6-O ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

กรณีผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่มีขนาดกำลังติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดครอบคลุมทุกประเภทเทคโนโลยีที่เชื่อมต่อ ดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4.4-O
(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.4.5-O

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ 5.4.5-O ทั้งนี้ เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมมากกว่าอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

CC5.5.1-O ข้อกำหนดนี้จะพิจารณาผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มี BESS และไม่ทำงานประสานกับระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ เท่านั้น ส่วนระบบ ESS ประเภทอื่น กฟผ. จะพิจารณาข้อกำหนดพิเศษของ ESS แต่ละประเภทเป็นกรณี ๆ ไป

CC5.5.2-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้ง BESS ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) กฟผ. สงวนสิทธิในการพิจารณาความเหมาะสมในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(c) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(d) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตั้งค่า Setting ของ Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA4 เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้การควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น

(e) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตั้งค่า Setting ของ Voltage Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตาม CCA4

(f) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(g) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(h) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ซึ่งส่งจากระบบ AGC ของ กฟผ. ในการปรับค่า Setpoint การจ่ายความต้องการไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อประโยชน์ในการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของระบบให้ต่ำที่สุด

CC5.5.3-O การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดัน (kV Control) แก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

(a) **Remote High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(b) **Remote High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(c) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(d) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.5.4-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลด BESS

(a) BESS จะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลด BESS ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุผิดพร่องภายใน Zone of Protection ของ BESS เพื่อป้องกันความเสียหายและเพื่อความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

(b) BESS อาจถูกกำหนดให้ปลดออกจากระบบไฟฟ้าโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้า โดยในกรณีนี้จะต้องไม่มีการขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.5.5-O เพื่อให้อุปกรณ์ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ

(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ

(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณี ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

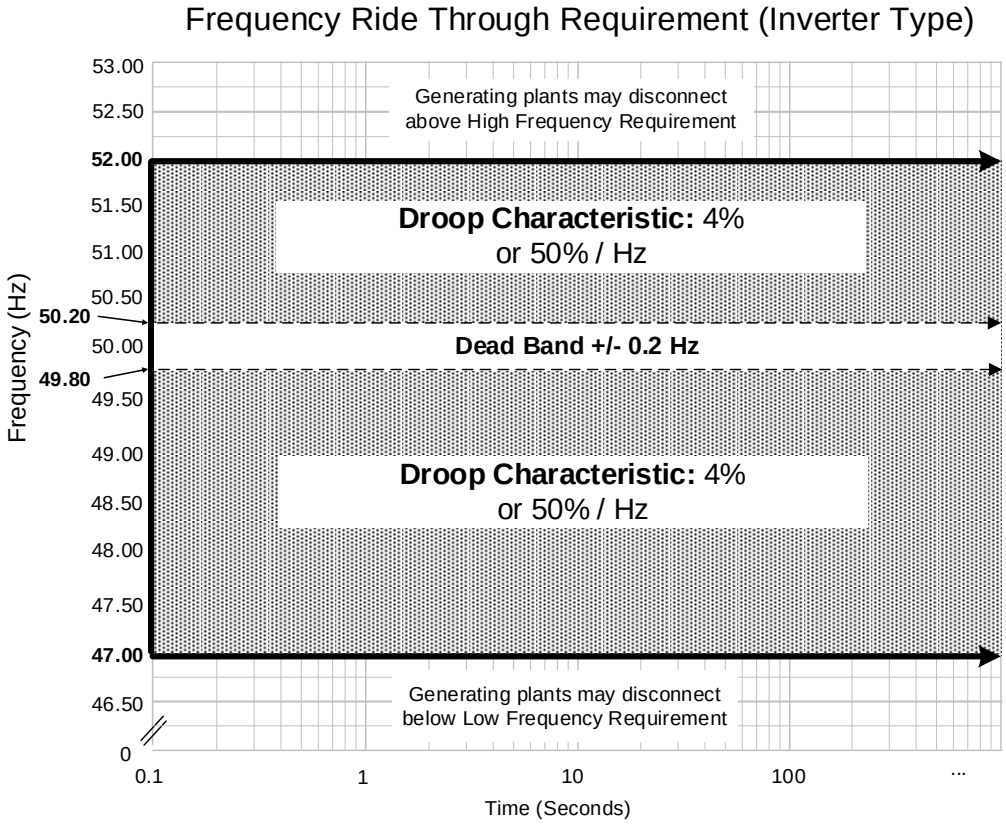
ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.5.6-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้ง BESS ที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าต้องรักษาความถี่ของระบบที่ 50.00 Hz โดยการควบคุมผ่าน Automatic Generation Control (AGC)
- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.80 - 50.20 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.20 Hz ดังนี้
  - กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.20 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
  - กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.80 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)

- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-11



รูปที่ O-11 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของ BESS

CC5.5.7-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage Dead Band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 0.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC)

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

(c) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-12 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current (I_R) ตามรูปที่ O-13 ดังนี้

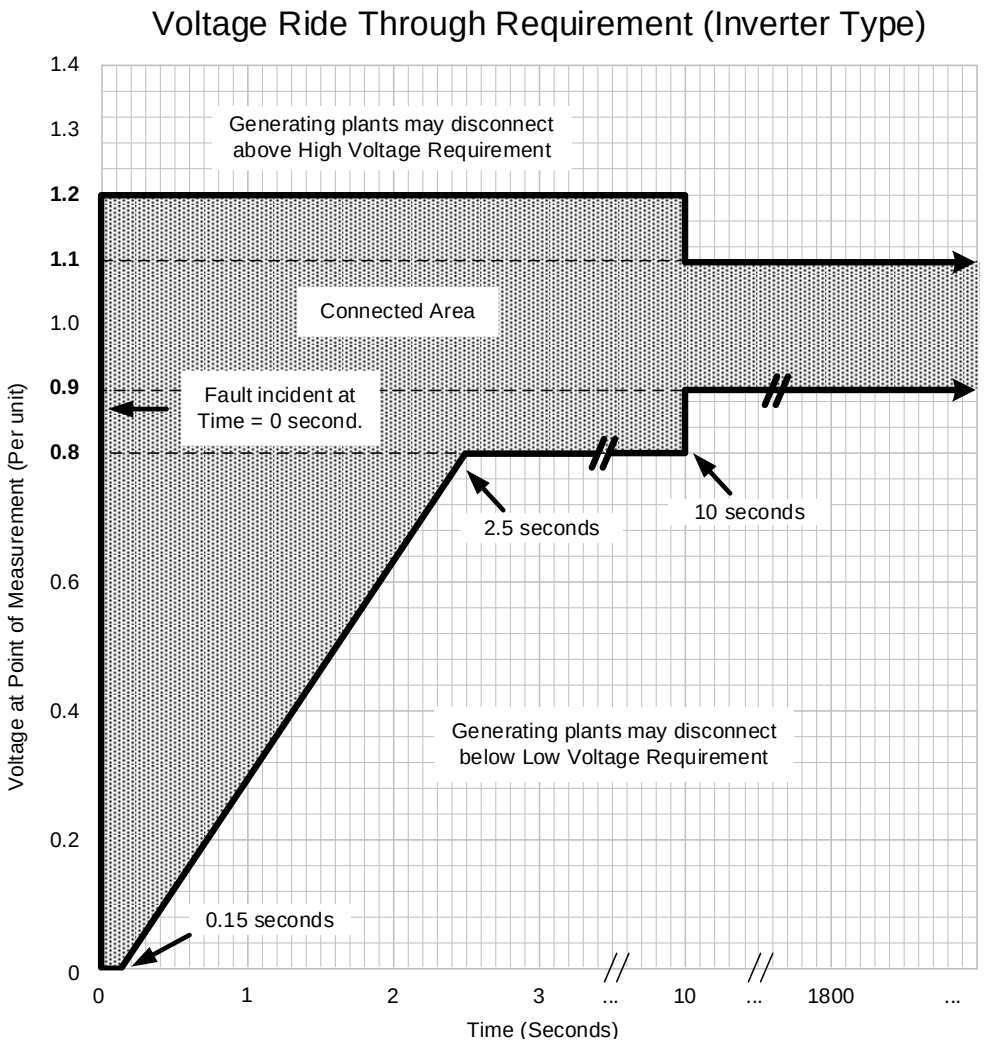
- ในสภาวะปกติ แรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive Current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

(d) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) BESS ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-12 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-12

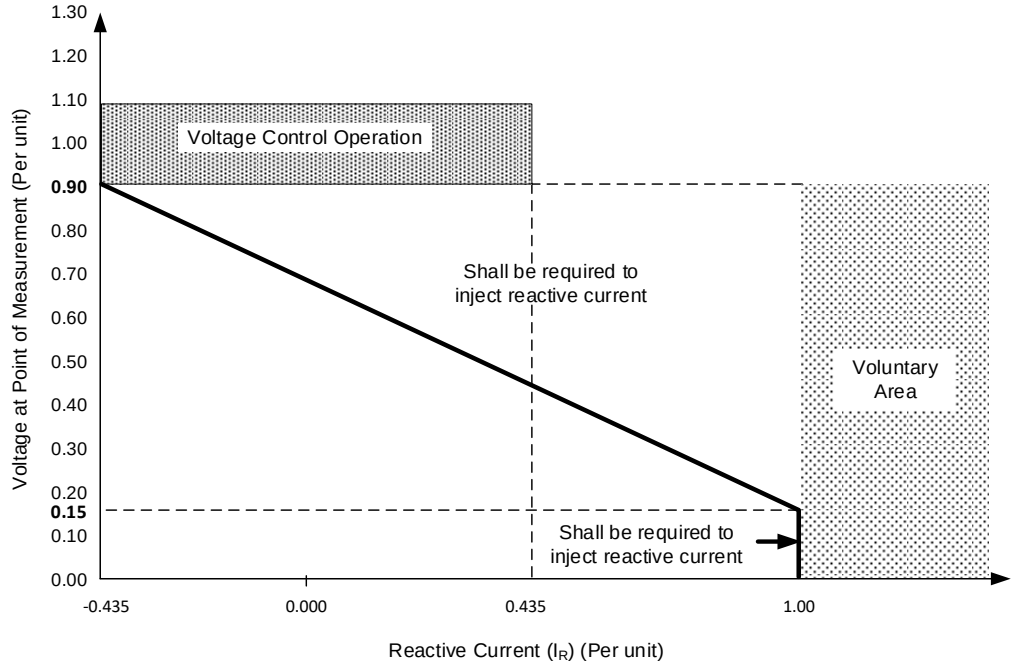
(e) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่ได้ภายหลังตามความเหมาะสม

(f) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-12 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของ BESS



รูปที่ O-13 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของ BESS

CC5.5.8-O ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับ BESS

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาการตอบสนอง (Step Response Time) และอัตราเฉลี่ยของการเปลี่ยนแปลงพลังไฟฟ้า (Ramp Rate) ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(b) BESS ต้องให้ข้อมูล State of Charge (SoC), Operating Status, Power Input/Output และข้อมูลอื่นๆ ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ OCA1 ผ่าน SCADA แก่ กฟผ. และรักษาระดับ SoC ขั้นต่ำตามที่ กฟผ. กำหนด (ขึ้นกับฟังก์ชันการทำงานของ กฟผ.) เพื่อให้มั่นใจว่าพร้อมสำหรับการให้บริการระบบเมื่อจำเป็น

(c) BESS ต้องสามารถให้บริการระบบตามที่ กฟผ. กำหนด หรือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น Black Start, Spinning Reserve, Frequency Regulation, Voltage Regulation, Synthetic Inertia หาก กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่า BESS มีศักยภาพเพียงพอในการสนับสนุนระบบไฟฟ้า

CC5.6-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีขนาดกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

C5.6.1-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นรายๆ ไป

(c) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(d) ตั้งค่า Setting ของ Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4 เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้การควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น

(e) ตั้งค่า Setting ของ Voltage Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4

(f) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า ตามสิ่งแนบ CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(g) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า ตามสิ่งแนบ CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC5.6.2-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) Microgrid จะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุผิดพร่องภายใน Zone of Protection ของ Microgrid เองเพื่อป้องกันความเสียหายและเพื่อความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

(b) Microgrid อาจถูกกำหนดให้ปลดออกจากระบบไฟฟ้าโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้า โดยในกรณีนี้จะต้องไม่มีการขนาน Microgrid กลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป

CC5.6.3-O ระบบป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้า ในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้าและด้านของการไฟฟ้า

CC5.6.4-O คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC5.6.5-O การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีขนาดกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป ต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 2 Mode ดังนี้

(a) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(b) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

กรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

กรณี กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่ามีความจำเป็นต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันในรูปแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control เพิ่มเติม ดังนี้

(c) **Remote High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(d) **Remote High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control and Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

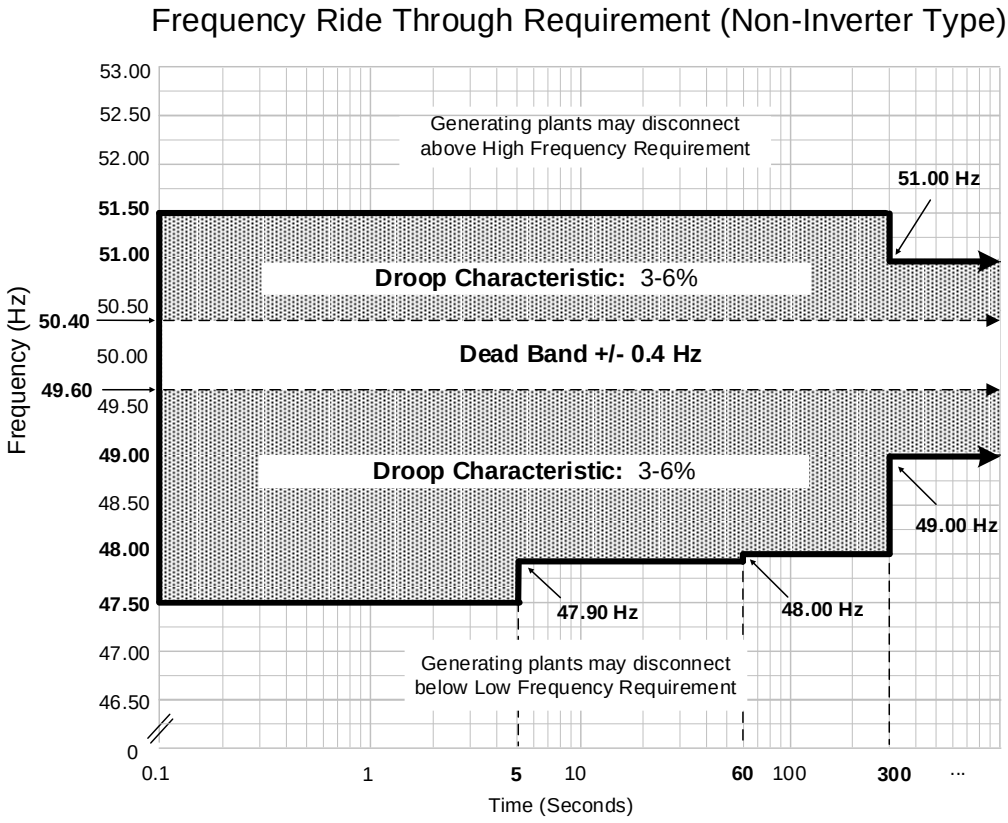
CC5.6.6-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับ Microgrid ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

Microgrid ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่และควบคุมแรงดัน ดังนี้

CC5.6.6.1-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.40 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.40 Hz โดยต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. กำหนด ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-14 ดังนี้
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
  - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz



รูปที่ O-14 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.6.6.2-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(b) กรณี Microgrid ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตั้งแต่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดันเพิ่มเติมตาม CC5.6.6.2-O ข้อ (b)(1) ถึง (b)(4) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 1.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

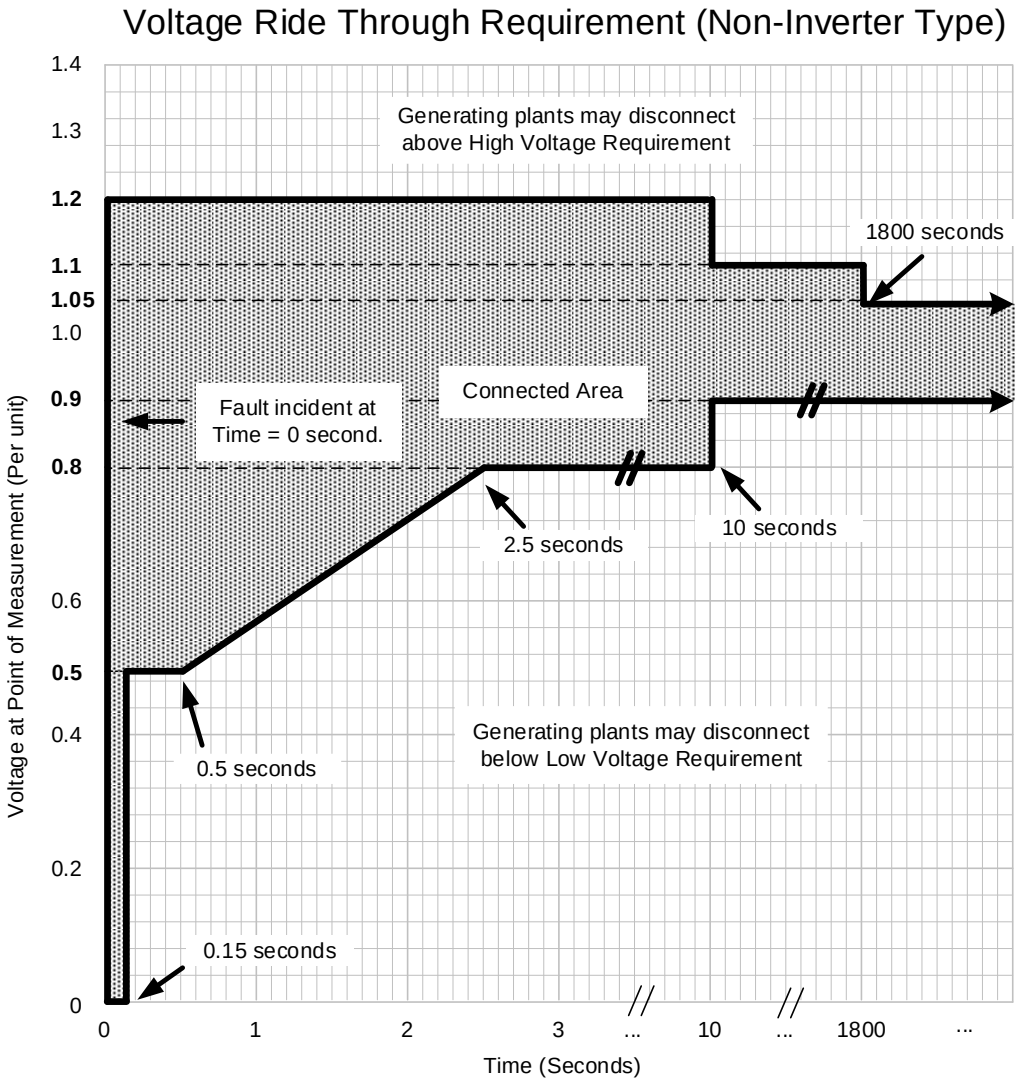
(2) กรณีเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์ปกติ โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องยังคงสามารถเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าอยู่ในระบบตามเกณฑ์ Voltage Ride Through ที่ กฟผ. กำหนดด้วยกราฟดังรูปที่ O-15

(3) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-15 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-15
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

(4) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

(c) กรณี Microgrid ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้บังคับใช้ตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-15 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.6.7-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับสำหรับ Microgrid ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้สำหรับ Microgrid ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือเซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.6.7.1-O เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ

(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ

(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณี ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

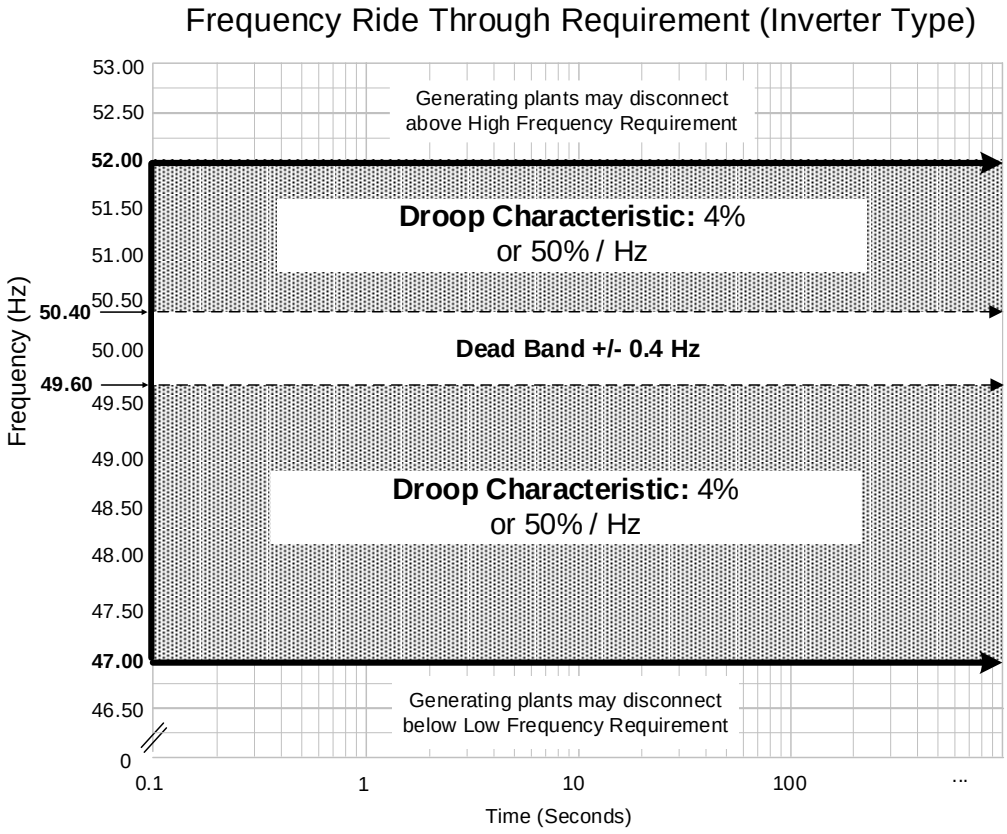
CC5.6.7.2-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.4 Hz ดังนี้

- กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.40 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
- กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)

- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-16



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-16 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.6.7.3-O การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(b) กรณี Microgrid ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW และเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตั้งแต่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดันเพิ่มเติมตาม CC5.6.7.3-O ข้อ (b)(1) ถึง (b)(5) โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage Dead Band ดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage Dead Band = ± 1.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

(2) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-17 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current (I_R) ตามรูปที่ O-18 ดังนี้

- ในสภาวะปกติ แรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive Current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

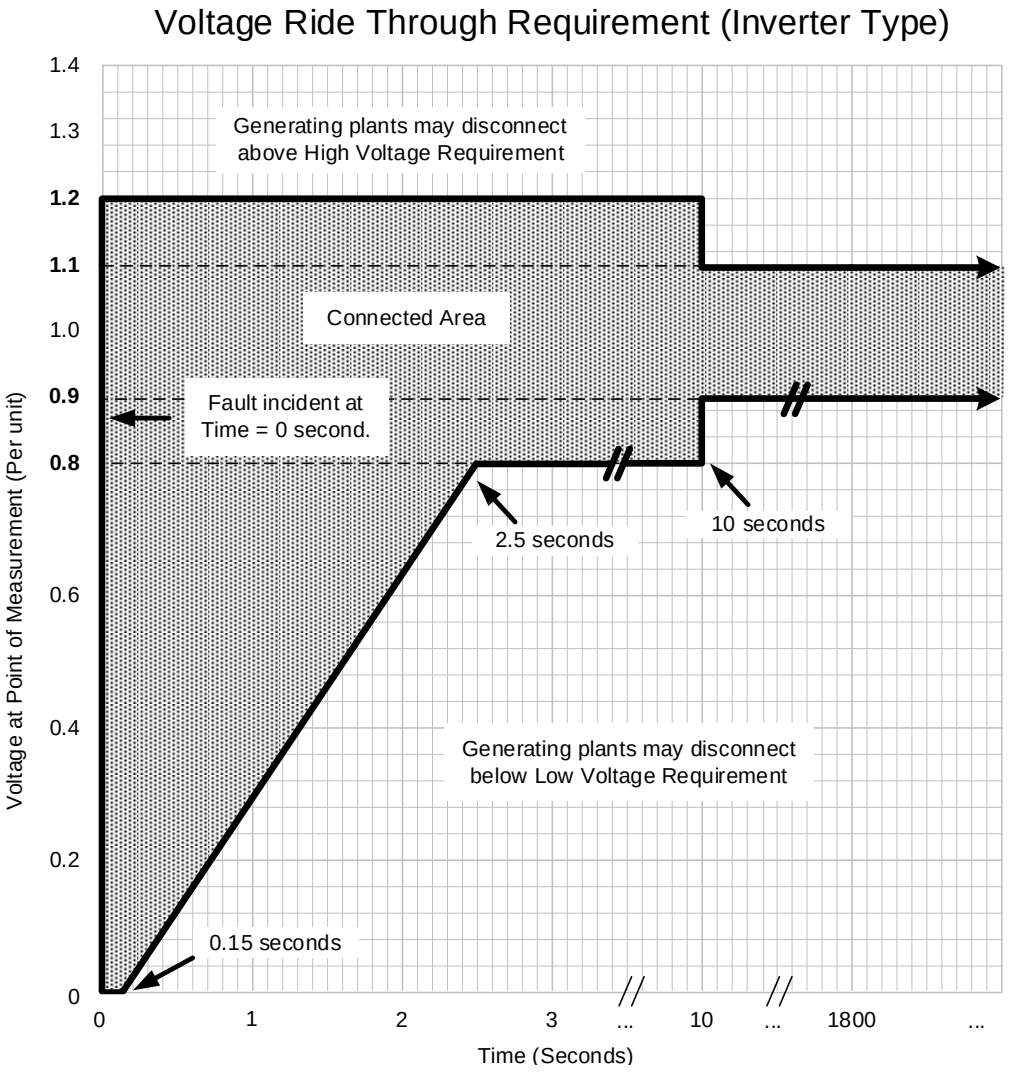
(3) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-17 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาที จนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-17

(4) กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

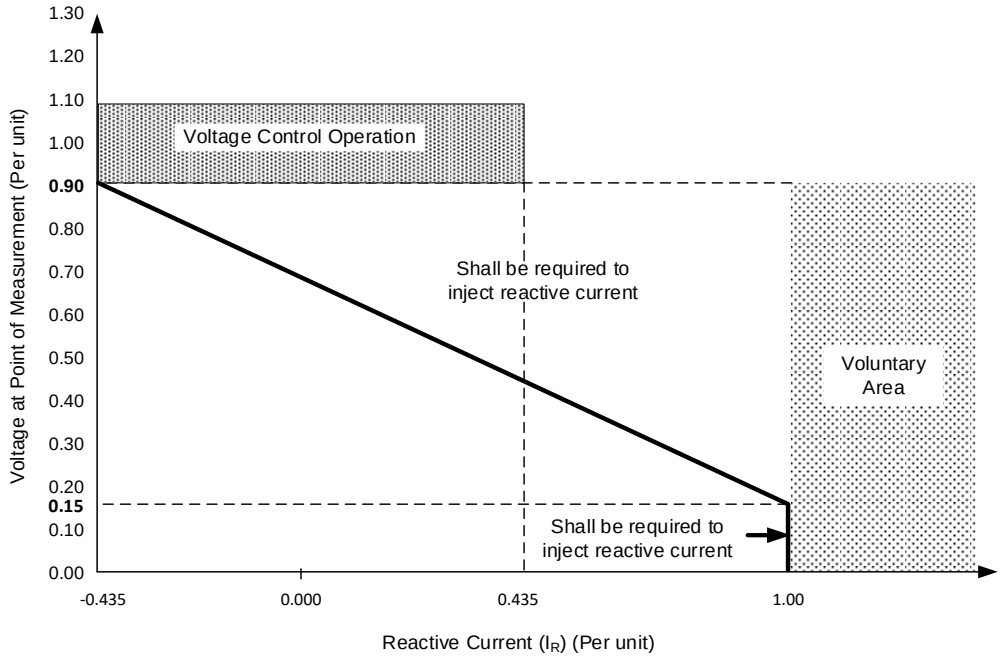
(5) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

(c) กรณี Microgrid ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้บังคับใช้ตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ O-17 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ O-18 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.6.8-O **ข้อกำหนดเพิ่มเติมของ Microgrid ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี**

กรณี Microgrid ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 MW ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดครอบคลุมทุกประเภทเทคโนโลยีที่เชื่อมต่อ ดังนี้

(a) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.6.6-O

(b) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ CC5.6.7-O

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ 5.6.7-O ทั้งนี้ เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมมากกว่าอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC6-O REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูล Planned Operating Characteristics ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล Detailed Planned Operating Characteristics ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนที่จะมีการเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า (วันที่ Energize Connection Point) ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและทำ Commissioning โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-O ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-O ในการเชื่อมต่อระบบ/อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ Circuit Breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้นตามมาตรฐานชอง กฟผ. โรงไฟฟ้าสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด Circuit Breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต

CC7.2-O Interconnection system Protection Arrangements

CC7.2.1-O ระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-O นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบส่งของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของโรงไฟฟ้า

CC7.2.2-O Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อโดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติจนถึง circuit breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้

(i) 80 ms ที่ 500 kV

(ii) 100 ms ที่ 230 kV

(iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ทั้งผู้ขอเชื่อมต่อและ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (Backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (Primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (Discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ Backup Protection ของ กฟผ. หรือ Breaker Failure Protection กำลังทำการ clear Fault ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด Time Delay ของระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรองของ กฟผ.

(c) Circuit Breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง Circuit Breaker Failure Protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ Circuit Breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด Circuit Breaker Failure Protection จะทำการสั่ง trip Circuit Breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ Circuit Breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV
(ii) 200 ms ที่ 230 kV
(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง Circuit Breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

(e) กฟผ. สามารถที่จะร้องขอผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ประเภท Grid-Forming ให้มีการปรับตั้งการทำงานของ Inverter ให้จ่ายกระแสลัดวงจรแบบไม่สมดุลและมีขนาดที่สูงมากพอในช่วงเวลาสั้นๆ หรือการส่งสัญญาณ Trip Signal เพื่อช่วยให้ระบบป้องกันของ กฟผ. ยังคงสามารถทำงานได้

CC7.3-O การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-O ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

รายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตาม CCA6

ใน Power Generation System จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่ารีเลย์ที่ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-O Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA9 เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ รับ/ส่ง/แลกเปลี่ยน กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือรับบริการเสริมความมั่นคงจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. รวมทั้งในกรณีที่ต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อแยกการตรวจวัดตามชนิดของอุปกรณ์ ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ทั้งนี้ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการพิจารณาเงื่อนไขที่ระบุใน CCA9

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อตรงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และไม่มีการซื้อพลังงานไฟฟ้ากับ กฟผ. สามารถไม่ติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม กฟผ. ขอสงวนสิทธิให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าหากพิจารณาว่ามีความจำเป็น

CC7.3.3-O ระบบควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ต้องดำเนินการออกแบบ ติดตั้ง และบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุม ป้องกัน ตรวจสอบ กระแสไฟฟ้าไหลย้อน เพื่อไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตลอดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ารายละเอียดตาม CCA11 ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป

สำหรับจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใด ๆ ที่มีการเชื่อมต่อ Microgrid จะต้องมีการติดตั้งระบบควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนตามที่ กฟผ. กำหนด โดยกรณีที่ระบบ Microgrid มีกำลังผลิตไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณความต้องการไฟฟ้าจนเป็นเหตุให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. ผ่านหม้อแปลงหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. นั้น Microgrid ต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC8-O ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร

CC8.1-O ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ทุกประเภทเทคโนโลยีที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW หรือกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วพบว่ามีผลกระทบกับความมั่นคงระบบไฟฟ้า ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

CC8.1.1-O อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1.1.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร โดยให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดต่าง ๆ ใน CCA10.3 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น ซึ่ง กฟผ. อาจพิจารณากำหนดอุปกรณ์สื่อสารเพิ่มเติมหากพิจารณาแล้วพบว่ามีความจำเป็นต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้า

CC8.1.1.2-O การไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีรูปแบบ Automatic Reclosing Scheme เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณสำหรับระบบ Intertrip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าตามความจำเป็นในการใช้งาน เนื่องจาก Automatic Reclosing Schemes ของการไฟฟ้าจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแน่ใจว่า สวิทช์ตัดตอนอัตโนมัติของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าจะทำงาน เพื่อป้องกันการเกิดสภาวะ Out of Synchronism หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ Intertrip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และการไฟฟ้าตามความเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้าจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเนื่องจากการ Reclosing นี้

นอกจากนี้ ระบบ Intertrip ต้องทำงานก่อน Underfrequency relay (U/F) ในระบบจำหน่าย โดยต้องสั่งปลดโรงไฟฟ้าที่เวลาน้อยกว่า 150 ms. เพื่อเพิ่มความมั่นคงปลอดภัยในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

CC8.1.2-O ข้อมูลและการแสดงผล

CC8.1.2.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลตามที่ กฟผ. กำหนด โดยส่งข้อมูลแบบ Real Time ผ่าน Dedicated Network หรือ Public Network ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมและมีความปลอดภัยทางไซเบอร์ที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. มายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

CC8.1.2.2-O ข้อมูลแสดงผลจะแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกรณีเชื่อมต่อเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่านั้น ห้ามมิให้มีระบบการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศ โดยข้อมูลที่รับและส่งกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าประกอบด้วย

(a) สถานะการทำงานของระบบควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนตาม CCA11
(b) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมด ที่เชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้า กับ การไฟฟ้า
(c) Status ของ Generator Circuit Breaker
(d) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมแรงดัน (kV Control)
(e) ข้อมูลอื่น ๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า เช่น ข้อมูลตามที่ระบุใน CC8.1.3-O

CC8.1.3-O อุปกรณ์การวัด

(a) Voltage Transformer (VT), Current Transformer (CT) และ Transducer ให้ติดตั้ง VT และ CT ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตาม CC8.1-S โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ Output ±1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ว่าอยู่ในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า โดย Transducer ต่าง ๆ ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%)

(b) Watt/VAR Transducers แต่ละ Watt/VAR transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดยแต่ละ transducer จะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูลทางไกล

CC8.2-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) ทั้งที่เชื่อมต่อโดยตรงและไม่ได้เชื่อมต่อโดยตรงกับโครงข่ายของ กฟผ. ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดดังนี้

CC8.2.1-O อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสารตามที่ กฟผ. กำหนด

CC8.2.2-O ข้อมูลและการแสดงผล

CC8.2.2.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลตามที่ กฟผ. กำหนด โดยส่งข้อมูลแบบ Real Time ผ่าน Dedicated Network หรือ Public Network ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมและมีความปลอดภัยทางไซเบอร์ที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. มายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

CC8.2.2.2-O เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ กรณีที่ กฟผ. ต้องการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากระบบกักเก็บพลังงานเชื่อม ระบบกักเก็บพลังงานเชื่อมสามารถส่งข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจาก Power Quality Meter (PQM) ซึ่งบันทึกข้อมูลเชิงสถิติได้ เช่น ค่า THD_V (%) ทุกๆ 10 นาที ระยะเวลา 1 สัปดาห์ มาให้ กฟผ. พิจารณาได้ หากไม่มีระบบสื่อสารแบบ Real Time โดยที่ PQM นั้นต้องเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61000-4-30 ในกรณีที่ระบบกักเก็บพลังงานเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย อุปกรณ์ PQM ขอระบบกักเก็บพลังงานเชื่อมสามารถใช้ SPEC ของ PQM ที่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้

CC8.2.2.3-O ข้อมูลแสดงผลจะแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกรณีเชื่อมต่อเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่านั้น ห้ามมิให้มีระบบการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศ โดยข้อมูลที่รับและส่งกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าประกอบด้วย

(a) Active Power (MW)
(b) Reactive Power (MVAr)
(c) Voltage (kV)
(d) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมด ที่เชื่อมต่อระหว่าง BESS กับ การไฟฟ้า
(e) Status ของ Ground Disconnecting Switch
(f) Status ของ BESS Breaker ตามสัญญา
(g) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมแรงดัน (kV Control)
(h) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control)
(i) ข้อมูลอื่น ๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า เช่น ข้อมูลตามที่ระบุใน CC8.2.3-O

CC8.2.3-O อุปกรณ์การวัด

(a) Voltage Transformer (VT), Current Transformer (CT) และ Transducer ให้ติดตั้ง VT และ CT ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตาม CC8.1-S โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ Output ±1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ว่าอยู่ในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า โดย Transducer ต่าง ๆ ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%)

(b) Watt/VAR Transducers แต่ละ Watt/VAR transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดยแต่ละ transducer จะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูลทางไกล

CC8.3-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

Microgrid ที่มีขนาดกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันขนาดมากกว่า 10 MW หรือกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่ามีผลกับความมั่นคงระบบไฟฟ้า ทั้งที่เชื่อมต่อโดยตรงและไม่ได้เชื่อมต่อโดยตรงกับโครงข่ายของ กฟผ. ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

CC8.3.1-O อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.3.1.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร โดยให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดต่าง ๆ ใน CCA10.2 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CC8.3.1.2-O การไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีรูปแบบ Automatic Reclosing Scheme เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณสำหรับระบบ Intertrip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าตามความจำเป็นในการใช้งาน เนื่องจาก Automatic Reclosing Schemes ของการไฟฟ้าจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแน่ใจว่า สวิทซ์ตัดตอนอัตโนมัติของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าจะทำงาน เพื่อป้องกันการเกิดสภาวะ Out of Synchronism หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ Intertrip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และการไฟฟ้าตามความเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้าจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเนื่องจากการ Reclosing นี้

นอกจากนี้ ระบบ Intertrip ต้องทำงานก่อน Underfrequency relay (U/F) ในระบบจำหน่าย โดยต้องสั่งปลดโรงไฟฟ้าที่เวลาน้อยกว่า 150 ms. เพื่อเพิ่มความมั่นคงปลอดภัยในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

CC8.3.2-O ข้อมูลและการแสดงผล

CC8.3.2.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลตามที่ กฟผ. กำหนด โดยส่งข้อมูลแบบ Real Time ผ่าน Dedicated Network หรือ Public Network ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมและมีความปลอดภัยทางไซเบอร์ที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. มายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

CC8.3.2.2-O เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ กรณีที่ กฟผ. ต้องการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้าสามารถส่งข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจาก Power Quality Meter (PQM) ซึ่งบันทึกข้อมูลเชิงสถิติได้ เช่น ค่า THD_V (%) ทุกๆ 10 นาที ระยะเวลา 1 สัปดาห์ มาให้ กฟผ. พิจารณาได้ หากไม่มีระบบสื่อสารแบบ Real Time โดยที่ PQM นั้นต้องเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61000-4-30 ในกรณีที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย อุปกรณ์ PQM ของโรงไฟฟ้าสามารถใช้ SPEC ของ PQM ที่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้

CC8.3.2.3-O ข้อมูลแสดงผลจะแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกรณีเชื่อมต่อเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่านั้น ห้ามมิให้มีระบบการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศ โดยข้อมูลที่รับและส่งกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าประกอบด้วย

(a) Active Power (MW)
(b) Reactive Power (MVAr)
(c) Voltage (kV)
(d) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมด ที่เชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้า กับ การไฟฟ้า
(e) Status ของ Ground Disconnecting Switch
(f) Status ของ Generator Circuit Breaker ตามสัญญา
(g) ข้อมูลที่ใช้ในงานการควบคุมแรงดัน (kV Control)
(h) ข้อมูลอื่น ๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า เช่น ข้อมูลตามที่ระบุใน CC8.3.3-O และ ข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการคาดการณ์แผนการผลิตไฟฟ้า เช่น Global Horizontal Irradiance สำหรับ PV farm หรือ Wind Speed สำหรับ Wind farm

CC8.3.2.4-O ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมผลิตไฟฟ้าต้องจัดทำการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับจัดส่งข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่พยากรณ์ได้ รวมถึงข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ เช่น ความเข้มแสงอาทิตย์ หรือ ความเร็วลม เป็นราย 15 นาที เพื่อให้ กฟผ. สามารถเรียกดูข้อมูลดังกล่าวได้ตามที่ร้องขอ โดยจัดส่งข้อมูลผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC

CC8.3.3-O อุปกรณ์การวัด

(a) Voltage Transformer (VT), Current Transformer (CT) และ Transducer ให้ติดตั้ง VT และ CT ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตาม CC8.3.1-O โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ Output ±1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ว่าอยู่ในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า โดย Transducer ต่าง ๆ ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%)

(b) Watt/VAR Transducers แต่ละ Watt/VAR transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดยแต่ละ transducer จะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูลทางไกล

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยี
ระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่

CC-N ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-N บทนำ

CC1.1-N **ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้** ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator: DER Aggregator) ที่ประสงค์จะขอเชื่อมต่อแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก หรือเป็นผู้เชื่อมต่อที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าที่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือเป็นผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น

ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะเพิ่มเติมหลักเกณฑ์หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ ตามความเหมาะสมในการเชื่อมต่อ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

CC1.2-N **คำจำกัดความเพิ่มเติมของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)**

หน่วยงานที่ทำหน้าที่จัดหาและรวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวเพื่อเสนอบริการทางไฟฟ้าให้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและดำเนินมาตรการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ซึ่งรวมถึงผู้รวบรวมโหลด โดยสามารถควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าไปที่แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวได้

CC1.3-N **ขอบเขตของข้อกำหนด**

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ไม่ครอบคลุมเงื่อนไขเกี่ยวกับการเงิน กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการเพื่อเพิ่มความสามารถของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น (Ancillary Service)

CC2-N วัตถุประสงค์

CC2.1-N **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** มีดังนี้ ข้อกำหนดฉบับนี้บังคับใช้กับผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (DER Aggregator) ที่ทำสัญญากับ กฟผ. โดยมีวัตถุประสงค์ ดังนี้

(a) เพื่อให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ได้รับทราบหน้าที่และข้อปฏิบัติหลักเกณฑ์และระเบียบข้อบังคับทางด้านการเชื่อมต่อ

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดทางเทคนิคและข้อกำหนดการปฏิบัติการที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องปฏิบัติตาม หากต้องการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด เพื่อให้การดำเนินมาตรการเป็นไปตามมาตรฐานเดียวกัน รวมถึงเป็นแนวทางปฏิบัติอย่างเสมอภาค

CC3-N สิทธิและหน้าที่

(a) ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ มีสิทธิและหน้าที่ในการจัดทำแผนการจัดสรรการผลิตไฟฟ้ารวมถึงแผนการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด ตลอดจนการควบคุมและบริหารจัดการระบบไฟฟ้าให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด พร้อมทั้งประสานงานกับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดเพื่อดำเนินมาตรการที่กำหนด

(b) ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด มีสิทธิและหน้าที่ ดังนี้

- สั่งการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด
- พิจารณาให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่มีคุณสมบัติตามหลักเกณฑ์เข้าร่วมมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด
- รับมอบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวจากผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
- ทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว เพื่อประเมินความสามารถในการเข้าร่วมมาตรการของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

- ประเมินผลลัพธ์ของการดำเนินมาตรการรวมทั้งคำนวณค่าตอบแทนและค่าปรับตามหลักเกณฑ์ที่ประกาศไว้
- สรุปผลลัพธ์ของการดำเนินมาตรการ รวมทั้งธุรกรรมในระดับขายส่งและแจ้งให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว และ/หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบ

(c) ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว มีสิทธิและหน้าที่ ดังนี้

- ดำเนินมาตรการเพื่อควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ให้เป็นไปตามเงื่อนไขสัญญา และ/หรือข้อตกลงที่ทำไว้กับ กฟผ.
- ส่งมอบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด
- ตรวจสอบผลลัพธ์การดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด รวมทั้งธุรกรรมในระดับขายส่งที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดแจ้งมา
- จัดส่งข้อมูลที่จำเป็นต่อการดำเนินมาตรการให้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด

CC4-N ข้อปฏิบัติในการขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC4.1-N คุณสมบัติของผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC4.1.1-N คุณสมบัติของผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว แบ่งเป็น 2 กรณี ดังนี้

(a) กรณีประสงค์จะขอเชื่อมต่อแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จะต้องได้รับการอนุญาตการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า

(b) กรณีเป็นผู้เชื่อมต่อที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าที่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือเป็นผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น ต้องได้รับการอนุญาตการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องแล้ว

CC4.1.2-N ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามประกาศรับสมัครผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวหรือประกาศที่เกี่ยวข้องกับการเข้าร่วมมาตรการที่ออกโดย กฟผ. และ/หรือหน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล

CC4.1.3-N ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องสามารถเข้าถึงข้อมูลวัดการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้า ในรูปแบบ Real time ของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ในรูปแบบข้อมูลอนุกรมเวลา (Time Series Data) ทั้งนี้ ต้องสามารถจัดส่งข้อมูลดังกล่าวให้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด เพื่อนำมาใช้ในการตรวจสอบความถูกต้องในการดำเนินมาตรการ

CC4.1.4-N ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องมีความพร้อมในทางเทคนิคสำหรับการเชื่อมต่อระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว รวมทั้งระบบสนับสนุนอื่น ๆ กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ดังนี้

(1) สามารถสื่อสาร รับคำสั่งดำเนินมาตรการ จัดส่งรายงาน และเชื่อมต่อระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว กับระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดได้ ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด

(2) สามารถทดสอบการดำเนินมาตรการโดยสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตามช่วงเวลาที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนด

(3) สามารถจัดเตรียมมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่มีมาตรฐานเป็นที่ยอมรับ และมีความละเอียดของข้อมูลสอดคล้องกับมาตรการที่เข้าร่วม และสามารถตอบสนองต่อคำสั่งการในแต่ละมาตรการได้

(4) สามารถจัดเตรียมผู้ปฏิบัติงานที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดสามารถติดต่อได้โดยตรงในช่วงดำเนินมาตรการ ซึ่งรวมถึงช่วงเวลาที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดส่งคำสั่งควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC4.2-N **ขั้นตอนการขอสมัครผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว**

CC4.2.1-N ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดรับสมัครผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว โดยการประกาศเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ผ่านทางเว็บไซต์ของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด หรือช่องทางการประชาสัมพันธ์อื่น ๆ ของ กฟผ.

CC4.2.2-N ผู้ขอสมัครจะต้องยื่นเอกสารเพื่อประกอบการขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ดังนี้

(1) คำขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ตามแบบฟอร์มที่แจ้งในประกาศ CCA1 G) พร้อมหลักฐานแสดงคุณสมบัติตามข้อ CC4.1-N โดยผู้ขอสมัครจะต้องกรอกข้อมูลให้ครบถ้วนสมบูรณ์

(2) เอกสารอื่น ๆ ตามเงื่อนไขที่ประกาศ

CC4.2.3-N ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะตรวจสอบความถูกต้องครบถ้วนของเอกสารตาม CC4.2.2-N หากพบว่า ข้อเท็จจริงหรือเอกสารไม่เพียงพอที่จะพิจารณา ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งให้ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ชี้แจงหรือยื่นเอกสารเพิ่มเติมเพื่อประกอบการพิจารณาภายในระยะเวลา 7 วันทำการ ซึ่งหากผู้ขอสมัครไม่ชี้แจงหรือยื่นเอกสารเพิ่มเติมภายในระยะเวลาที่กำหนด ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะไม่รับพิจารณาคำขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC4.2.4-N เมื่อศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดพิจารณาคุณสมบัติของผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตามศักยภาพระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าแล้วเสร็จ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบเป็นหนังสือ เพื่อกำหนดการนัดหมายและจัดทำสัญญาและ/หรือข้อตกลงร่วมกัน

CC4.3-N **การดำเนินการในการเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว**

CC4.3.1-N ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ผ่านหลักเกณฑ์ตาม CC4.2.2-N แล้ว ต้องเข้าทำสัญญาเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว โดยยื่นเอกสารประกอบการทำสัญญาภายในวันที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนด หากผู้ขอสมัครไม่นำส่งเอกสารหรือไม่เข้าทำสัญญาเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวในวันที่กำหนด ให้ถือว่าคำขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวนั้นสิ้นผลไป เว้นแต่มีเหตุที่สามารถอ้างได้ว่า การไม่เข้าทำสัญญาเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวในวันที่กำหนดมิได้เกิดจากความผิดของผู้ขอสมัคร

CC4.3.2-N ผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ทำสัญญากับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดแล้ว ต้องดำเนินการจัดหาแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวเพื่อให้สามารถเสนอบริการทางไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดได้ครบตามจำนวน ในช่วงเวลาที่กำหนดไว้ในสัญญา และ/หรือข้อตกลง ทั้งนี้ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะดำเนินการรับมอบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวจากผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว และนัดหมายผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่ง

ทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวเพื่อทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าก่อนเริ่มดำเนินมาตรการต่อไป

CC5-N ข้อกำหนดของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)

CC5.1-N การส่งมอบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC5.1.1-N ผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องจัดส่งข้อมูลการผลิต และ/หรือ การใช้ไฟฟ้ารวม ย้อนหลังเป็นเวลาอย่างน้อย 6 เดือน ราย 15 นาที เป็นอย่างน้อย โดยแยกตามกลุ่มเป้าหมายของผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด

CC5.1.2-N ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะประเมินความสามารถในการเข้าร่วมมาตรการของผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญา และ/หรือข้อตกลง โดยใช้ข้อมูลการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าในอดีตของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC5.1.3-N เมื่อศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดประเมินความสามารถในการเข้าร่วมมาตรการของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวแล้วเสร็จ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งผลการประเมินให้ผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ หากผลการประเมินปรากฏว่า ผู้สมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวไม่ผ่านการประเมิน ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะปฏิเสธการรับมอบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวโดยให้ถือว่าสัญญา และ/หรือข้อตกลงที่ทำกันก่อนหน้านั้นสิ้นสุดลงด้วย

CC5.2-N การสื่อสารระหว่างระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

(1) ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์ (Cyber Security) ในการเชื่อมต่อกันทางกายภาพของระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว รวมถึงการเชื่อมต่อโดยตรงกับแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตามที่ กฟผ. กำหนด

(2) ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ต้องรับ-ส่งข้อมูลระหว่างกันด้วยโปรโตคอลตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด

(3) ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ต้องมีใบรับรองความปลอดภัยทางอิเล็กทรอนิกส์บนมาตรฐาน SSL/TLS (SSL/TLS Certificate) ซึ่งออกโดยผู้ให้บริการออกใบรับรอง (Certification Authority: CA) ที่มีความน่าเชื่อถือและเป็นที่ยอมรับโดยทั่วไป โดยต้องดำเนินการตรวจสอบและแลกเปลี่ยนใบรับรองเป็นประจำทุก 12 เดือน

(4) ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว สื่อสารกันด้วยชุดข้อมูลที่ กฟผ. กำหนด โดยมีโครงสร้างข้อมูลเป็นไปตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด

(5) ระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดได้ ตามรูปแบบที่ กฟผ. กำหนด อาทิ 1) การเชื่อมต่อแบบ PULL Mode ซึ่งเป็นรูปแบบที่ระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวสามารถส่ง HTTPS POST ไปที่ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดได้ทางเดียวเท่านั้น 2) การเชื่อมต่อแบบ PUSH Mode ซึ่งเป็นรูปแบบที่ทั้งระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวสามารถส่ง HTTPS POST ไปที่อีกฝ่ายหนึ่งได้

CC5.3-N การทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้า

(1) เมื่อผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวผ่านขั้นตอนการทำสัญญาและได้ส่งมอบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดแล้ว ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องแจ้งศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดเพื่อนัดหมายการทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้า

(2) ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะนัดหมายวันเวลา พร้อมทั้งแจ้งรายละเอียดขั้นตอนการทดสอบและหลักเกณฑ์การพิจารณาของการทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ

(3) เมื่อศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดดำเนินการทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการควบคุมการผลิต และ/หรือการใช้ไฟฟ้าแล้วเสร็จ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ หากผลการทดสอบปรากฏว่า ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวไม่ผ่านหลักเกณฑ์การทดสอบดังกล่าว ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะปฏิเสธการเชื่อมต่อกับผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว โดยให้ถือว่าสัญญาและ/หรือข้อตกลงที่เคยทำกันก่อนหน้านั้นสิ้นสุดลงด้วย

CC5.4-N การแจ้งข้อมูลการเชื่อมต่อระหว่างกัน

CC5.4.1-N ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งข้อมูลการเชื่อมต่อของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ ดังนี้

(1) Service Endpoint
(2) หมายเลขไอพีและพอร์ตที่ใช้สำหรับสื่อสาร
(3) ไฟล์ CA Certificate ของระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด
(4) ความถี่สูงสุดในการรับสัญญาณ Poll ที่ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดสามารถรองรับได้ (กรณีเชื่อมต่อแบบ PULL Mode ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b)
(5) รหัส VTN (VTN ID) ของระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด
(6) ชื่อ VTN (VTN Name) ของระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด
(7) รหัส VEN (VEN ID) ของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดให้
(8) ชื่อ VEN (VEN Name) ของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดให้
(9) ที่อยู่เว็บไซต์ของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด
(10) ที่อยู่อีเมลของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด

CC5.4.2-N ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องแจ้งข้อมูลการเชื่อมต่อของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดทราบ ดังนี้

(1) Service Endpoint (เฉพาะผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อแบบ PUSH Mode)
(2) หมายเลขไอพีและพอร์ตที่ใช้สำหรับสื่อสาร

(3) ไฟล์ CA Certificate ของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว สำหรับการยืนยันตัวตนแบบ Client Certificate

(4) ไฟล์ CA Certificate ของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว สำหรับการยืนยันตัวตนแบบ Server Certificate (เฉพาะผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อแบบ PUSH Mode)

(5) ที่อยู่อีเมลของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC5.4.3-N ในกรณีที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดมีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงข้อมูลการเชื่อมต่อ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบเพื่อนำไปปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ของระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว อย่างน้อย 7 วัน ก่อนการเปลี่ยนแปลง

CC5.4.4-N ในกรณีที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงข้อมูลการเชื่อมต่อ ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดทราบเพื่อนำไปปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ของระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดอย่างน้อย 7 วัน ก่อนการเปลี่ยนแปลง

CC6-N ข้อกำหนดการให้บริการของผู้รวบรวมโหลดและผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

CC6.1-N **การให้บริการของผู้รวบรวมโหลด**

ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดรูปแบบการให้บริการของผู้รวบรวมโหลดสำหรับการสั่งการเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าไว้เบื้องต้นแบ่งตามมาตรการตอบสนองด้านโหลดดังนี้

(1) มาตรการ Interruptible Load Program (ILP)

ข้อกำหนด	รายละเอียด
วัตถุประสงค์ของมาตรการ	เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าแบบเร่งด่วนอันเนื่องมาจากเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า หรือตามวัตถุประสงค์ที่ประกาศไว้
การสั่งแยกตามกลุ่มเป้าหมาย	การสั่งการเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าต้องสามารถระบุตามกลุ่มเป้าหมายได้
ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล	ราย 1 - 15 นาที เป็นอย่างน้อย
ระยะเวลาการแจ้งเตือนล่วงหน้าก่อนดำเนินมาตรการ	ภายในระยะเวลา 1 ชั่วโมง

(2) มาตรการ Direct Load Control (DLC)

ข้อกำหนด	รายละเอียด
วัตถุประสงค์ของมาตรการ	เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าแบบเร่งด่วนอันเนื่องมาจากเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า โดยที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวสามารถควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ร่วมมาตรการได้โดยตรง หรือตามวัตถุประสงค์ที่ประกาศไว้
การสั่งแยกตามกลุ่มเป้าหมาย	การสั่งการเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าต้องสามารถระบุตามกลุ่มเป้าหมายได้
ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล	ราย 1 - 15 นาที เป็นอย่างน้อย
ระยะเวลาการแจ้งเตือนล่วงหน้าก่อนดำเนินมาตรการ	ภายในระยะเวลา 15 นาที

(3) มาตรการ Emergency Demand Response Program (EDRP)

ข้อกำหนด	รายละเอียด
วัตถุประสงค์ของมาตรการ	เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้าที่ทราบก่อนล่วงหน้าและมีเวลาเตรียมการในทางปฏิบัติการ หรือตามวัตถุประสงค์ที่ประกาศไว้
การสั่งแยกตามกลุ่มเป้าหมาย	การสั่งการเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าต้องสามารถระบุตามกลุ่มเป้าหมายได้
ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล	ราย 1 - 15 นาที เป็นอย่างน้อย
ระยะเวลาการแจ้งเตือนล่วงหน้าก่อนดำเนินมาตรการ	ภายในระยะเวลา 24 ชั่วโมง

(4) มาตรการ Capacity Bidding Program (CBP)

ข้อกำหนด	รายละเอียด
วัตถุประสงค์ของมาตรการ	เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าตามแผนการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ได้พิจารณาปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์และความมั่นคงของระบบไฟฟ้า หรือตามวัตถุประสงค์ที่ประกาศไว้
การสั่งแยกตามกลุ่มเป้าหมาย	การสั่งการเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าต้องสามารถระบุตามกลุ่มเป้าหมายได้
ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล	ราย 1 - 15 นาที เป็นอย่างน้อย
ระยะเวลาการแจ้งเตือนล่วงหน้าก่อนดำเนินมาตรการ	แจ้งเตือนก่อนเวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินมาตรการ

(5) บริการทางไฟฟ้าหรือมาตรการอื่นที่กำหนดโดย กฟผ. และ/หรือหน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล

CC6.2-N การให้บริการของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดรูปแบบการให้บริการของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวสำหรับควบคุมการผลิตไฟฟ้าไว้ เบื้องต้นแบ่งตามมาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวดังนี้

(1) มาตรการการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้ารายวัน (Day-ahead Scheduling)

ข้อกำหนด	รายละเอียด
วัตถุประสงค์ของมาตรการ	เพื่อวางแผนการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ได้พิจารณาปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์และความมั่นคงของระบบไฟฟ้า หรือตามวัตถุประสงค์ที่ประกาศไว้ โดยที่แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าได้ตามช่วงเวลาดำเนินมาตรการ
การสั่งแยกตามกลุ่มเป้าหมาย	การสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้าต้องสามารถระบุตามกลุ่มเป้าหมายได้
ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล	ราย 1 - 15 นาที เป็นอย่างน้อย
ระยะเวลาการแจ้งเตือนล่วงหน้าก่อนดำเนินมาตรการ	แจ้งเตือนก่อนเวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินมาตรการ

(2) มาตรการจ่ายไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (Vehicle-to-Grid: V2G)

ข้อกำหนด	รายละเอียด
วัตถุประสงค์ของมาตรการ	เพื่อจ่ายไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ในช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง หรือตามวัตถุประสงค์ที่ประกาศไว้
การสั่งแยกตามกลุ่มเป้าหมาย	การสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้าต้องสามารถระบุตามกลุ่มเป้าหมายได้
ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล	ราย 1 - 15 นาที เป็นอย่างน้อย
ระยะเวลาการแจ้งเตือนล่วงหน้าก่อนดำเนินมาตรการ	ภายในระยะเวลา 15 นาที

(3) บริการทางไฟฟ้าหรือมาตรการอื่นที่กำหนดโดย กฟผ. และ/หรือหน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล

CC6.3-N การสงวนสิทธิในการเปลี่ยนแปลง

กฟผ. สงวนสิทธิในการเปลี่ยนแปลงชื่อหน่วยงานศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ทั้งนี้ หากในอนาคตมีหน่วยงานที่มีหน้าที่ครอบคลุมการดำเนินงานของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดตามแผนการดำเนินงานของ กฟผ. ให้ถือว่าหน่วยงานดังกล่าวดำเนินการแทนศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดตามที่ระบุในข้อกำหนดฉบับนี้

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

CC-I ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-I บทนำ

CC1.1-I การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ แบ่งเป็น การเชื่อมต่อแบบระบบต่อระบบ (System-to-System หรือ Grid-to-Grid Interconnection) และการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ในต่างประเทศ (Foreign IPP, FIPP)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับการเชื่อมต่อแบบระบบต่อระบบ ซึ่งเป็นการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักของประเทศอื่น ๆ โดยตรง (หรือผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตรายอื่น) ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อรับหรือส่งพลังงานระหว่างกัน หรือเพื่อการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ภายใต้สัญญา/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกัน

ส่วนการเชื่อมต่อกับ FIPP ให้ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ จะต้องดำเนินการตามมติของคณะกรรมการ หรือมติของคณะอนุกรรมการที่เกี่ยวข้องภายใต้กรอบนโยบายของภาครัฐ

CC1.2-I Transmission System Operator (TSO) ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศนี้ หมายถึงผู้ปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศที่จะมีการเชื่อมต่อ

CC1.3-I ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำด้านเทคนิคที่ TSO ต้องสามารถปฏิบัติได้ในการที่จะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงกำหนดขั้นตอนเพื่อให้เกิดการปฏิบัติตามเงื่อนไข ซึ่งปัจจุบันรายละเอียดต่าง ๆ จะเป็นไปตามข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ. จนกว่าจะมีการเห็นชอบและใช้งานข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าระดับภูมิภาค (Regional Grid Code) อย่างเป็นทางการ

CC2-I วัตถุประสงค์

CC2.1-I วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่าง TSO กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนและครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับ TSO รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของ TSO ผู้ใช้บริการรายอื่นๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ TSO สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ภายในระบบไฟฟ้าของ TSO ให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-I คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-I กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัด เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50.00 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.50 Hz ถึง 50.50 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.50 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน Planned หรือ Unplanned Outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
5	2.0	3	2.0	2	1.0
7	2.0	9	1.0	4	0.8
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4
17	1.0	>21	0.2	10	0.4
19	1.0			12	0.2
23	0.7			>12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 3%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ Planned Outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด Peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (%)
230 kV หรือสูงกว่า	0.8
69 และ 115 kV	1.4

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. และบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่าตารางที่ 1.3

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-I สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-I อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา Active Power และ/หรือ Reactive Power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-I

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-I นี้

CC4-I ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

TSO ต้องนำส่งข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ารวมถึงดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องตามที่ กฟผ.ร้องขอ เพื่อศึกษาระบบไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนด ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณารายละเอียดของการศึกษาระบบไฟฟ้าเป็นรายกรณีไป เนื่องจากลักษณะการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ามีความแตกต่างกัน

CC5-I ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

TSO ต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อควบคุมความถี่แรงดันที่จุดเชื่อมต่อตามข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ.

CC6-I REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

-

CC7-I ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-I TSO ต้องจัดเตรียม Circuit Breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้น และกำหนดค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่เกินกว่าระยะเวลาที่ กฟผ. กำหนด โดยต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (Backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (Primary) ทำงานผิดพลาด รวมถึงต้องมีการติดตั้ง Circuit Breaker Failure Protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ Circuit Breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณารายละเอียดอุปกรณ์ป้องกันเป็นรายกรณีไป

CC7.2-I TSO ต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA9 เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย รับ/ส่ง/แลกเปลี่ยน กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.3-I TSO ต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) พร้อมทั้งส่ง Comtrade File ของ FRS เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หาเหตุผิดปกติให้กับ กฟผ. (เมื่อมีการร้องขอข้อมูลจากทาง กฟผ.) โดยค่าเวลาที่ใช้ในระบบ FRS ต้องถูกควบคุมให้ใกล้เคียงกับ Standard Time ให้มากที่สุด โดยมีการส่งสัญญาณปรับเทียบเวลา (Time Synchronization Signal) จากชุดรับสัญญาณเวลาระบบ Global Positioning System (GPS)

CC8-I ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1-I TSO ต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ TSO และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณารายละเอียดอุปกรณ์ระบบสื่อสารเป็นรายกรณีไป

CC8.2-I เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ กรณีที่ กฟผ. ต้องการข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจาก TSO TSO สามารถส่งข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจาก Power Quality Meter (PQM) ซึ่งบันทึกข้อมูลเชิงสถิติมาให้ กฟผ. พิจารณาได้

CC8.3-I TSO ต้องสามารถรับและส่งข้อมูลที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณารายละเอียดข้อมูลเป็นรายกรณีไป

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม

(Third Party Access: TPA)

CC-T ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-T บทนำ

CC1.1-T ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการ/ผู้ใช้บริการ และ ผู้ขอรับบริการ/ผู้รับบริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สามทุกรายต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code: TPA Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Connection Code) เรื่อง การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) รวมถึงระเบียบ หลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องที่มีผลบังคับใช้ตามนโยบายภาครัฐ หน่วยงานที่ทำหน้าที่กำกับดูแล และตาม กฟผ. กำหนด

GENERAL APPENDIX
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
ภาคผนวกทั่วไป

CCA1 ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CCA1.1 ข้อมูลผู้ขอเชื่อมต่อ

1. ชื่อเต็มของผู้ขอเชื่อมต่อ (บริษัท) _____

_____

_____

2. ที่อยู่ของผู้ขอเชื่อมต่อหรือบริษัทให้ใช้ที่อยู่ของที่ตั้งของสำนักงานที่จดทะเบียนแล้วหรือสำนักงานใหญ่

_____

_____

_____

3. หมายเลขโทรศัพท์ _____
4. หมายเลขโทรสาร _____
5. ชื่อผู้ติดต่อ _____
6. ที่อยู่ของผู้ติดต่อ (หากต่างจากข้อ 2) _____

_____

7. หมายเลขโทรศัพท์ผู้ติดต่อ _____
8. อีเมล์ _____

CCA1.2 ประเภทและเทคโนโลยีที่ขอเชื่อมต่อ

ประเภทการเชื่อมต่อ

- ☐ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
- ☐ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
- ☐ ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น
  - ☐ VSPP
  - ☐ IPS
  - ☐ ESS
  - ☐ Microgrid
  - ☐ อื่นๆ
- ☐ ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)

ประเภทเทคโนโลยีที่ใช้ *

- ☐ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter
- ☐ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

* กรณีใช้เทคโนโลยีมากกว่า 1 ประเภท ให้เลือกให้ครบถ้วน

CCA1.3 ข้อมูลเพื่อประกอบการพิจารณา

(A) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

กำหนดวันเริ่มต้นรับไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) : _____

กำหนดวันสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (วัน/เดือน/ปี) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / อื่น ๆ) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

หมายเหตุ ให้ผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) “.pdf” กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

(B) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

กำหนดวันเริ่มต้นรับไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) : _____

กำหนดวันสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (วัน/เดือน/ปี) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

(กรณีเชื่อมต่อผ่านการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขอให้แนบหนังสือยืนยันท้ายเอกสารฉบับนี้)

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

หมายเหตุ ให้ผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf" กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

(C) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น - ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

กำหนดวันเริ่มต้นรับไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) : _____

กำหนดวันสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (วัน/เดือน/ปี) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

(กรณีเชื่อมต่อผ่านการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขอให้แนบหนังสือยืนยันท้ายเอกสารฉบับนี้)

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

หมายเหตุ ให้ผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf" กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

(D) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น – ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

กำหนดวันเริ่มต้นรับไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) : _____

กำหนดวันสิ้นสุดระยะเวลาการขอเชื่อมต่อ (วัน/เดือน/ปี) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ความต้องการไฟฟ้าของลูกค้า (MW) (หากเป็นลูกค้าที่เกิดขึ้นใหม่โปรดระบุ) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ.) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

หมายเหตุ ให้ผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) “.pdf” กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

(E) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)

กำหนดวันเริ่มต้นรับไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) : _____

กำหนดวันสิ้นสุดระยะเวลาการขอเชื่อมต่อ (วัน/เดือน/ปี) : _____

ประเภทระบบกักเก็บพลังงาน (Battery Energy storage System (BESS), Pump Hydro Energy Storage (PHES), Thermal Energy Storage (TES), Hydrogen Energy Storage System (HESS) and etc.) _____

จำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่รับจากระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรอง ที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

หมายเหตุ ให้ผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf" กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็น และผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที และผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

(F) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น - Microgrid

กำหนดวันเริ่มต้นรับไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) : _____

กำหนดวันสิ้นสุดระยะเวลาการขอเชื่อมต่อ (วัน/เดือน/ปี) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง/ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย/อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

หมายเหตุ ให้ผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf" กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

(G) สำหรับผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)

1. ข้อมูลศักยภาพของแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด

กลุ่มเป้าหมาย	กำลังไฟฟ้าที่สามารถลดได้ (เมกะวัตต์)	รายละเอียด เช่น จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ.	จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ.)

2. ข้อมูลศักยภาพของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

กลุ่มเป้าหมาย	ประเภทของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว	กำลังไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มหรือลดได้(เมกะวัตต์)	รายละเอียดทางภูมิศาสตร์ (ละติจูด, ลองจิจูด)	จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ.)

3. หนังสือแจ้งอนุญาตการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการไฟฟ้า _____

4. กำหนดวันเริ่มต้นการขอใช้บริการ (วัน/เดือน/ปี) : _____

5. กำหนดวันสิ้นสุดการขอใช้บริการ (วัน/เดือน/ปี) : _____

หมายเหตุ ให้ผู้ขอสมัครเป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว จัดส่งข้อมูลทั่วไปข้างต้น ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf" หรือช่องทางที่ กฟผ. กำหนด ทั้งนี้ กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ขอสมัครจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอสมัครจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

CCA2 ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รายละเอียดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบฟอร์มข้อมูลต่างๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องนำส่งตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและประเภทผู้ขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ดังนี้

CCA2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องนำส่งข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ตาม CCA2.1.1 และประเภทผู้ขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าตาม CCA2.1.2

CCA2.1.1 ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CCA2.1.1 (A) แบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Governor

โปรดระบุประเภท Governor Model สำหรับการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจากข้อมูลด้านล่าง และระบุค่า Parameter หรือ หากโรงไฟฟ้ามีโมเดลอื่น โปรดให้ข้อมูลประเภทโมเดล พร้อมทั้งระบุค่า Parameter

Governor Model: _____

ตัวอย่างประเภท Governor Model ที่มีใช้โดยทั่วไปดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 ตัวอย่าง Governor Model ที่สามารถใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIgSILENT

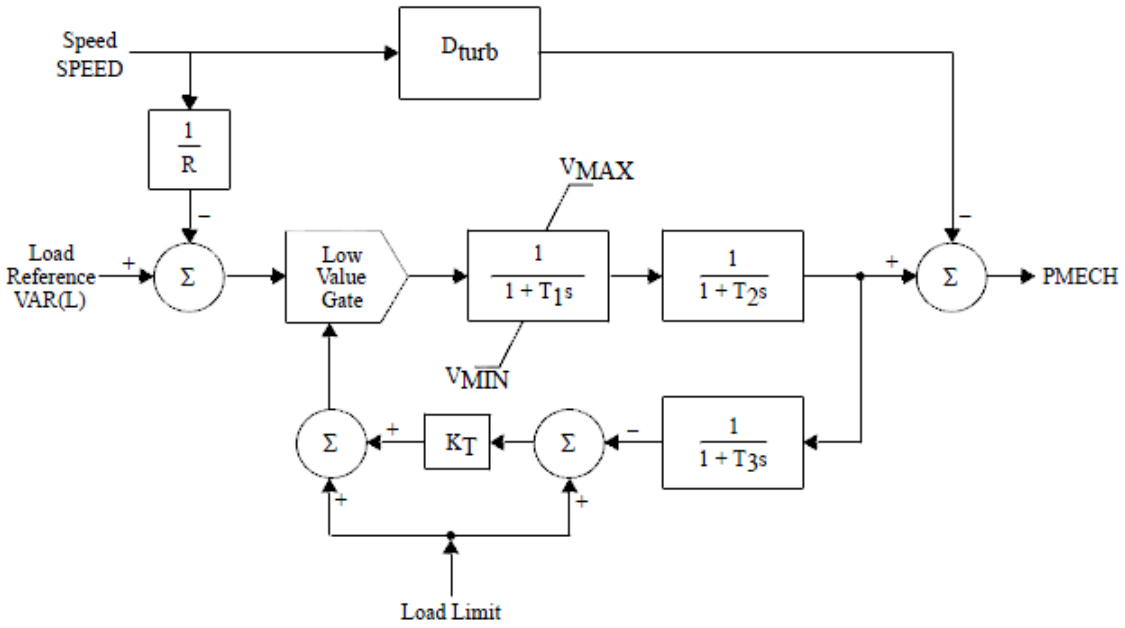
BBGOV1	HYGOVMmodif	TWDM1Tdgl
BBGOV1 v1	IEEEG1	TWDM2T
BBGOV1B	IEEEG2	URGS3T
CRCMGV	IEEEG3	WEHGOV
CRCMGVwd	IEESGO	WESGOV
DEGOV	PIDGOV	WPIDHY
DEGOV1	TGOV1	WPIDHYnwu
GAST	TGOV2	WSHYDD
GAST2A	TGOV3	WSHYGP
GASTWD	TGOV4	WSIEG1
GGOV1	TGOV5	IVOGO
HYGOV	TGOV5ntd	
HYGOV2	TURCZT	
HYGOVM	TWDM1T	

ตารางที่ 1.2 ตัวอย่างข้อมูลของ Governor Model แบบ GAST Model สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

(ข้อมูลในตารางขึ้นอยู่กับประเภทของ Model ที่เลือกใช้งาน)

Description	Value	Unit
R (speed droop)		pu.*
T1 (>0)		sec
T2 (>0)		sec
T3 (>0)		sec
Ambient temperature load limit, AT		-
KT		-
Vmax voltage reference maximum limit		pu.*
Vmin voltage reference minimum limit		pu.*
Dturb frictional losses factor pu		pu.*

หมายเหตุ * หน่วย pu. on machine MVA base



รูปที่ 1.1 ตัวอย่าง Block Diagram ของ GAST Model สำหรับ Gas Turbine-Governor

ทั้งนี้ ขอให้ระบุข้อมูลในแบบฟอร์มตามจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้งาน ในกรณีที่ข้อมูล Parameter ต่างกัน

CCA2.1.1 (B) แบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Exciter

โปรดระบุประเภท Exciter Model สำหรับการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจากข้อมูลด้านล่าง และระบุค่า Parameter หรือ หากโรงไฟฟ้ามีโมเดลอื่น โปรดให้ข้อมูลประเภทโมเดล พร้อมทั้งระบุค่า Parameter

Exciter Model: _____

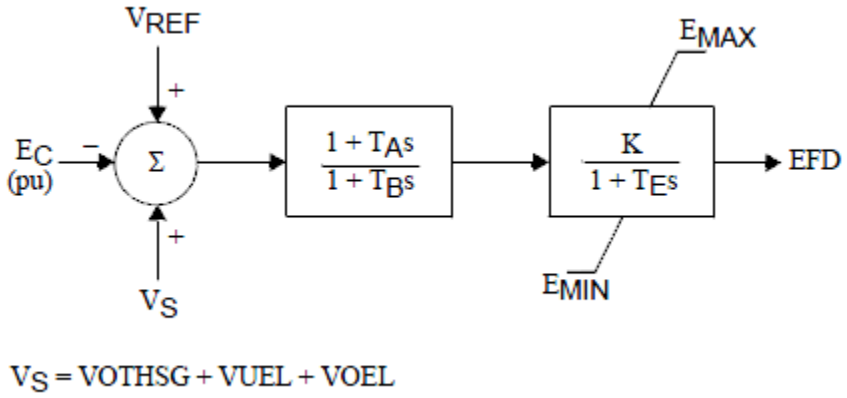
ตัวอย่างประเภท Exciter Model ที่มีใช้โดยทั่วไปดังตารางที่ 1.3

ตารางที่ 1.3 ตัวอย่าง Exciter Model ที่สามารถใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIgSILENT

avr_AC7B	avr_ESST1A	avr_EXPIC1	avr_IEET1B
avr_AC8B	avr_ESST2A	avr_EXST1	avr_IEET1S
avr_BBSEX1	avr_ESST3A	avr_EXST2	avr_IEET5A
avr_BUDCZT	avr_ESST4B	avr_EXST2A	avr_IEEX2A
avr_CELIN	avr_ESURRY	avr_EXST3	avr_IVOEX
avr_DC3A	avr_EX2000	avr_IEEET1	avr_OEX12T
avr_EMAC1T	avr_EXAC1	avr_IEEET1S	avr_OEX3T
avr_ESAC1A	avr_EXAC1A	avr_IEEET2	avr_REXSY1
avr_ESAC2A	avr_EXAC2	avr_IEEET3	avr_REXSYS
avr_ESAC3A	avr_EXAC3	avr_IEEET4	avr_SCRX
avr_ESAC4A	avr_EXAC4	avr_IEEET5	avr_SEXS
avr_ESAC5A	avr_EXBAS	avr_IEEEX1	avr_ST5B
avr_ESAC6A	avr_EXDC2	avr_IEEEX2	avr_ST6B
avr_ESAC8B	avr_EXELI	avr_IEEEX3	avr_ST6B_IEEE
avr_ESDC1A	avr_EXNEBB	avr_IEEEX4	avr_ST7B
avr_ESDC2A	avr_EXNI	avr_IEET1A	avr_URHIDT
			avr_URST5T

ตารางที่ 1.4 ตัวอย่างข้อมูลของ Exciter Model แบบ avr_SEXS Model สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า
(ข้อมูลในตารางขึ้นอยู่กับประเภทของ Model ที่เลือกใช้งาน)

Description	Value	Unit
TA/TB		-
TB (>0)		sec
K		-
TE		sec
EMIN (pu on EFD base)		pu.
EMAX (pu on EFD base)		pu.



รูปที่ 1.2 ตัวอย่าง Block Diagram ของ SEXS Model สำหรับ Simplified Excitation System

ทั้งนี้ ขอให้ระบุข้อมูลในแบบฟอร์มตามจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้งาน ในกรณีที่ข้อมูล Parameter ต่างกัน

CCA2.1.1 (C) แบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Power System Stabilizer (PSS)

โปรดระบุประเภท Power System Stabilizer (PSS) Model สำหรับการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจากข้อมูลด้านล่าง และระบุค่า Parameter หรือ หากโรงไฟฟ้ามีโมเดลอื่น โปรดให้ข้อมูลประเภทโมเดล พร้อมทั้งระบุค่า Parameter

Power System Stabilizer (PSS) Model: _____

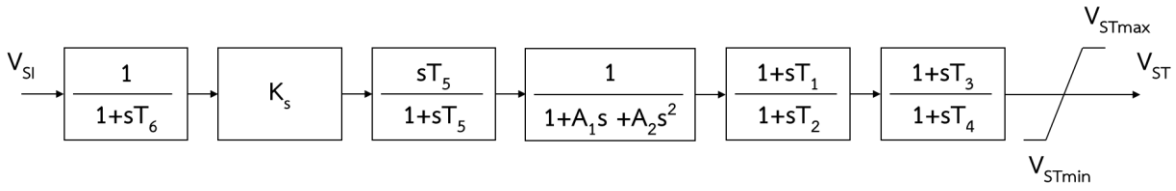
ตัวอย่างประเภท PSS Model ที่มีใช้โดยทั่วไปดังตารางที่ 1.5

ตารางที่ 1.5 ตัวอย่าง PSS Model ที่สามารถใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIgSILENT

pss_PSSE_BEPSST	pss_IEEE_PSS3B	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE6C
pss_ELIN2	pss_PSSE_PSS3B	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE7C
pss_CGMES_3_1_ELIN2	pss_IEEE_3B	pss_PSSSB4
pss_PSSE_IEE2ST	pss_IEEE_PSS3C	pss_PSSSH
pss_PSSE_IVOST	pss_IEEE_PSS4B	pss_PSSSK
pss_PSSE_OSTB2T	pss_PSSE_PSS4B	pss_CGMES_3_1_PTIST1
pss_PSS1	pss_IEEE_4B	pss_PSSE_PTIST1
pss_CGMES_3_1_PSS1	pss_IEEE_PSS4C	pss_CGMES_3_1_RQB
pss_IEEE_PSS1A	pss_PSS5	pss_CGMES_3_1_SB4
pss_PSS1A	pss_CGMES_3_1_PSS5	pss_CGMES_3_1_SH
pss_CGMES_3_1_PSS1A	pss_IEEE_PSS5C	pss_CGMES_3_1_SK
pss_IEEE_1A	pss_IEEE_PSS6C	pss_PSSE_IEEEST
pss_IEEE_PSS2A	pss_PSSE_PSS6C	pss_PSSE_ST2CUT
pss_PSSE_PSS2A	pss_IEEE_PSS7C	pss_PSSE_STAB1
pss_IEEE_PSS2B	pss_PSSE_PSS7C	pss_CGMES_3_1_STAB2A
pss_PSS2B	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE1A	pss_PSSE_STAB2A
pss_CGMES_3_1_PSS2B	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE2B	pss_PSSE_STAB3
pss_PSSE_PSS2B	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE2C	pss_PSSE_STAB4
pss_IEEE_2B	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE3B	pss_PSSE_STABNI
pss_IEEE_PSS2C	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE3C	pss_WECC
pss_PSSE_PSS2C	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE4B	pss_CGMES_3_1_WECC
pss_PSS2ST	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE4C	
pss_CGMES_3_1_PSS2ST	pss_CGMES_3_1_-PssIEEE5C	

ตารางที่ 1.6 ตัวอย่างข้อมูลของ PSS1A Model IEEE Stabilizing Model สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า
(ข้อมูลในตารางขึ้นอยู่กับประเภทของ Model ที่เลือกใช้งาน)

Description	Value	Unit
K_s		pu.
A_1		sec
A_2		sec*sec
T_1		sec
T_2		sec
T_3		sec
T_4		sec
T_5		sec
T_6		sec
V_{STmax}		pu.
V_{STmin}		pu.



รูปที่ 1.3 ตัวอย่าง Block Diagram ของ PSS1A Model สำหรับ IEEE Stabilizing Model

ทั้งนี้ ขอให้ระบุข้อมูลในแบบฟอร์มตามจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้งาน ในกรณีที่ข้อมูล Parameter ต่างกัน

CCA2.1.1 (D) แบบฟอร์มข้อมูล Parameter เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

	Value	Unit		Value	Unit
Generator Name		-	Base MVA		MVA
Generator Number		#	Base Voltage		kV
Installed capacity		MW	Lagging power factor		-
Continuous operating capacity		MW	Leading power factor		-

ชนิดของ Generator: _____(Round rotor หรือ Salient pole**)

ตารางที่ 1.6 ข้อมูลทั่วไปของ Generator Model สำหรับศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

Description	Value	Unit
Rstr (Unsaturated Stator Resistance)		pu.*
Xl (Unsaturated Armature leakage reactance)		pu.*
T´do (Generator direct axis transient open circuit time constant)		sec
T"do (Generator direct axis subtransient open circuit time constant)		sec
T´qo (Generator quadrature axis transient open circuit time constant)		sec
T"qo (Generator quadrature axis subtransient open circuit time constant)		sec
H (Combined Inertia constant generator and its prime mover-rated to Base MVA of Generator) ***		MW-Sec/MVA
D (Speed damping)		-
Xd (Unsaturated generator direct axis positive sequence reactance)		pu.*
Xq (Unsaturated generator quadrature axis positive sequence reactance)		pu.*
Xrld (Unsaturated rotor direct axis positive sequence mutual reactance)		pu.*
Xrlq (Unsaturated rotor quadrature axis positive sequence mutual reactance)		pu.*
X´d (Unsaturated generator direct axis transient reactance)		pu.*
X´ds (Saturated generator direct axis transient reactance)		pu.*
X´q (Unsaturated generator quadrature axis transient reactance)		pu.*
X´qs (Saturated generator quadrature axis transient reactance)		pu.*
X"d (Unsaturated generator direct axis subtransient reactance)		pu.*
X"ds (Saturated generator direct axis subtransient reactance)		pu.*
X”q (Unsaturated generator quadrature axis subtransient reactance)		pu.**
X”qs (Saturated generator quadrature axis subtransient reactance)		pu.*

Description	Value	Unit
X2 (Negative Sequence Reactance)		pu.*
R2 (Negative Sequence Resistance)		pu.*
X0 (Zero Sequence Reactance)		pu.*
R0 (Zero Sequence Resistance)		pu.*
SG10 (Saturation Factor at 1.0 pu. Terminal Voltage)		pu.*
SG12 (Saturation Factor at 1.2 pu. Terminal Voltage)		pu.*

* ข้อมูลที่กรอกในช่อง value ใส่ตามเอกสารที่โรงไฟฟ้าส่งมาให้ หากไม่ถูกต้องสามารถเปลี่ยนแปลงได้

หมายเหตุ * หน่วย pu. on machine MVA base

** กรณี salient pole generator ไม่ต้องกรอก T'qo และ X'q

*** ผู้ผลิตไฟฟ้าที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ขนาดมากกว่า 90 MW ต้องเลือกใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่า Inertia Constant (H) ไม่ต่ำกว่า 2 MW-Sec/MVA เว้นแต่โรงไฟฟ้าจะมีการบริหารจัดการเพิ่มเติม เช่น การติดตั้ง Synchronous condenser ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาความเหมาะสมเป็นรายกรณีไป ทั้งนี้เพื่อการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า และหลีกเลี่ยงการลงทุนระบบส่งไฟฟ้าซึ่งส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของประเทศ

ทั้งนี้ ขอให้ระบุข้อมูลในแบบฟอร์มตามจำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้งาน ในกรณีที่ข้อมูล Parameter ต่างกัน

CCA2.1.2 ข้อมูลประกอบการยื่นขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

รายการข้อมูลที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งเพื่อประกอบการพิจารณาการขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

CCA2.1.2 (A) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ ขึ้นไป

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
☐	1. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
☐	2. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ตาม CCA2.1.1 (D)	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Saturation Curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	6. ข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตาม CCA2.1.1 (A)	☐	☐
☐	7. ข้อมูลแบบจำลอง Governor ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Governor ตาม CCA2.1.1 (B)	☐	☐
☐	8. ข้อมูลแบบจำลอง Power System Stabilizer (PSS) ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง PSS ตาม CCA2.1.1 (C)	☐	☐
☐	9. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ในลักษณะ Plant Model/Aggregate Model จนถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าพร้อมจัดทำ Study Case ดังนี้ 9.1 Load Flow เพื่อศึกษาความสามารถในการจ่าย Reactive power ของโรงไฟฟ้าว่าเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่จุดเชื่อมต่อหรือไม่ 9.2 Fault เพื่อศึกษาผลกระทบเรื่องค่ากระแสลัดวงจรจากโรงไฟฟ้า	☐	☐

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
	9.3 V Change [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการเปลี่ยนแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อในระบบได้อย่างมีเสถียรภาพหรือไม่ 9.4 F Change [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการเปลี่ยนความถี่ที่จุดเชื่อมต่อ ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อในระบบได้อย่างมีเสถียรภาพหรือไม่ 9.5 Generation Set point Step Change [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการปรับ Setpoint ของโรงไฟฟ้าที่ค่าต่างๆ ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อในระบบได้อย่างมีเสถียรภาพหรือไม่ 9.6 Voltage Ride Through [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการเปลี่ยนแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีเกิด fault ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อตามข้อกำหนด Voltage Ride Through ได้หรือไม่		
☐	10. User Manual การใช้งาน DIgSILENT Model ตามแบบจำลองในข้อ 9	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) “.pdf”

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ “.pfd” ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.1.2 (B) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ถึงไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
☐	1. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
☐	2. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ตาม CCA2.1.1 (D)	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Saturation Curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	6. ข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตาม CCA2.1.1 (A)	☐	☐
☐	7. ข้อมูลแบบจำลอง Governor ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Governor ตาม CCA2.1.1 (B)	☐	☐
☐	8. ข้อมูลแบบจำลอง Power System Stabilizer (PSS) ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง PSS ตาม CCA2.1.1 (C)	☐	☐
☐	9. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ในลักษณะ Plant Model/Aggregate Model จนถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	☐	☐
☐	10. User Manual การใช้งาน DIgSILENT Model ตามแบบจำลองในข้อ 9	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf"

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ ".pfd" ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.1.2 (C) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
☐	1. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
☐	2. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ตาม CCA2.1.1 (D)	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Saturation Curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
	เฉพาะกรณีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 เมกะวัตต์		
☐	6. ข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตาม CCA2.1.1 (A) (ถ้ามี)	☐	☐
☐	7. ข้อมูลแบบจำลอง Governor ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Governor ตาม CCA2.1.1 (B) (ถ้ามี)	☐	☐
☐	8. ข้อมูลแบบจำลอง Power System Stabilizer (PSS) ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง PSS ตาม CCA2.1.1 (C) (ถ้ามี)	☐	☐
☐	9. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ถ้ามี)	☐	☐
☐	10. User Manual ของ DIgSILENT Model (ถ้ามี)	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf"

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ ".pfd" ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.1.2 (D) ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
☐	1. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
☐	2. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ตาม CCA2.1.1 (D)	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Saturation Curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
	เฉพาะกรณีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 เมกะวัตต์		
☐	6. ข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Exciter ตาม CCA2.1.1 (A)	☐	☐
☐	7. ข้อมูลแบบจำลอง Governor ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง Governor ตาม CCA2.1.1 (B)	☐	☐
☐	8. ข้อมูลแบบจำลอง Power System Stabilizer (PSS) ตามแบบฟอร์มข้อมูลแบบจำลอง PSS ตาม CCA2.1.1 (C)	☐	☐
☐	9. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ในลักษณะ Plant Model/Aggregate Model จนถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	☐	☐
☐	10. User Manual การใช้งาน DIgSILENT Model ตามแบบจำลองในข้อ 9	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf"

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ ".pfd" ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องนำส่งข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ตาม CCA2.2.1 และประเภทผู้ขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าตาม CCA2.2.2

CCA2.2.1 ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CCA2.2.1 (A) แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1. **ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า**
   - ประเภทของแผงโฟโตโวลเทอิก Photovoltaic (PV) Type: _____
   - PV Manufacturer and Model: _____
   - In one module, number of PV cells in series in each parallel branch: _____
   - number of parallel branches of PV cells in series: _____
   - In one array, number of PV modules in series in each parallel branch: _____
   - number of parallel branches of PV modules in series: _____
   - Number of PV arrays linked in each PV power generator: _____
   - Number of PV power generators linked in each step-up or pad-mounted transformer:_____
   - Number of step-up or pad-mounted transformers: _____
   - Number of collector system Substation transformers: _____
2. **ข้อมูล Inverters**
   - Inverters Manufacturer and model: _____
   - Inverters Rated AC Power Output (VA) (รวมทั้งโครงการ): _____
   - Inverters AC Output Voltage (kV): _____
   - Inverters Max. Output Fault Current (A) (รวมทั้งโครงการ): _____

CCA2.2.1 (B) แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม

1. ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

- ประเภทของกังหันลม (Wind turbine Type): _____
- Wind turbine Manufacturer and model: _____
- จำนวนกำลังการผลิตต่อต้น: _____
- จำนวนต้น: _____

2. ข้อมูล Inverters

- Inverters Manufacturer and model: _____
- Inverters Rated AC Power Output (VA) (รวมทั้งโครงการ): _____
- Inverters AC Output Voltage (kV): _____
- Inverters Max. Output Fault Current (A) (รวมทั้งโครงการ): _____

CCA2.2.1 (C) แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

- Battery Type: _____
- Battery Manufacturer and Model: _____
- Number of Battery modules: _____
- Number of step-up or pad-mounted transformer: _____
- Number of collector system Substation transformers: _____
- Maximum Power deliver to the System (MW): _____
- Maximum Power consume from the System (MW): _____
- Maximum storage Capacity (MWh): _____
- Target Charge Level Percentage (% of Maximum storage Capacity): _____
- Cut-off Voltage (V): _____
- Maximum continuous discharge current: _____
- Discharge current (C-rate) (The measure rate of battery is discharged current relative to maximum capacity): _____
- Discharge power (E-rate) (The measure rate of battery is discharged power relative to maximum capacity): _____

CCA2.2.2 ข้อมูลประกอบการยื่นขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

รายการข้อมูลที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งเพื่อประกอบการพิจารณาการขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

CCA2.2.2 (A) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ ขึ้นไป

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
	พลังงานแสงอาทิตย์		
☐	1. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตาม CCA2.2.1 (A)	☐	☐
☐	2. ข้อมูล Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของ Solar Panel	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Inverter	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
	พลังงานลม		
☐	6. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม ตาม CCA2.2.1 (B)	☐	☐
☐	7. ข้อมูล Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	8. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	9. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
	ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)		
☐	10. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับ Battery Energy Storage (BESS) ตาม CCA2.2.1 (C)	☐	☐
☐	11. ข้อมูล Data Sheet ของ Power Conversion System (PCS)	☐	☐
☐	12. ข้อมูล Data Sheet ของ Battery Energy Storage (BESS)	☐	☐
☐	13. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ (PCS)	☐	☐
☐	14. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ (PCS)	☐	☐
	ทุกชนิดเชื้อเพลิง		
☐	15. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
☐	16. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ในลักษณะ Plant Model/Aggregated Model จนถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าพร้อมจัดทำ Study Case ดังนี้ 16.1 Load Flow เพื่อศึกษาความสามารถในการจ่าย Reactive power ของโรงไฟฟ้าว่าเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่จุดเชื่อมต่อหรือไม่ 16.2 Fault เพื่อศึกษาผลกระทบเรื่องค่ากระแสลัดวงจรจากโรงไฟฟ้า 16.3 V Change [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการเปลี่ยนแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อในระบบได้อย่างมีเสถียรภาพหรือไม่ 16.4 F Change [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการเปลี่ยนความถี่ที่จุดเชื่อมต่อ ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อในระบบได้อย่างมีเสถียรภาพหรือไม่ 16.5 Generation Set point Step Change [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการปรับ Setpoint ของโรงไฟฟ้าที่ค่าต่างๆ ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อในระบบได้อย่างมีเสถียรภาพหรือไม่ 16.6 Voltage Ride Through [RMS] เพื่อศึกษาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าเนื่องจากการเปลี่ยนแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีเกิด fault ว่าโรงไฟฟ้าสามารถคงการเชื่อมต่อตามข้อกำหนด Voltage Ride Through ได้หรือไม่	☐	☐
☐	17. User Manual การใช้งาน DIgSILENT Model ตามแบบจำลองในข้อ 16	☐	☐
☐	18. หนังสือจากผู้ผลิต Inverter ยินยอมให้ใช้ DIgSILENT Model	☐	☐

<u>หมายเหตุ</u> 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) “.pdf”

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ “.pfd” ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.2.2 (B) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ถึงไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
	พลังงานแสงอาทิตย์		
☐	1. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตาม CCA2.2.1 (A)	☐	☐
☐	2. ข้อมูล Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของ Solar Panel	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Inverter	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
	พลังงานลม		
☐	6. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม ตาม CCA2.2.1 (B)	☐	☐
☐	7. ข้อมูล Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	8. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	9. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
	ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)		
☐	10. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับ Battery Energy Storage (BESS) ตาม CCA2.2.1 (C)	☐	☐
☐	11. ข้อมูล Data Sheet ของ Power Conversion System (PCS)	☐	☐
☐	12. ข้อมูล Data Sheet ของ Battery Energy Storage (BESS)	☐	☐
☐	13. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ PCS	☐	☐
☐	14. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ PCS	☐	☐
	ทุกชนิดเชื้อเพลิง		
☐	15. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
☐	16. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ในลักษณะ Plant Model/Aggregated Model จนถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	☐	☐
☐	17. User Manual การใช้งาน DIgSILENT Model ตามแบบจำลองในข้อ 16	☐	☐
☐	18. หนังสือจากผู้ผลิต Inverter ที่ยินยอมให้ใช้ DIgSILENT Model	☐	☐

<u>หมายเหตุ</u> 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) “.pdf”

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ “.pfd” ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.2.2 (C) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
	พลังงานแสงอาทิตย์		
☐	1. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตาม CCA2.2.1 (A)	☐	☐
☐	2. ข้อมูล Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของ Solar Panel	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Inverter	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
	พลังงานลม		
☐	6. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม ตาม CCA2.2.1 (B)	☐	☐
☐	7. ข้อมูล Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	8. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	9. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
	ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)		
☐	10. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับ Battery Energy Storage (BESS) ตาม CCA2.2.1 (C)	☐	☐
☐	11. ข้อมูล Data Sheet ของ Power Conversion System (PCS)	☐	☐
☐	12. ข้อมูล Data Sheet ของ Battery Energy Storage (BESS)	☐	☐
☐	13. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ (PCS)	☐	☐
☐	14. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ (PCS)	☐	☐
	ทุกชนิดเชื้อเพลิง		
☐	15. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
	ทุกชนิดเชื้อเพลิงและเฉพาะกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 เมกะวัตต์		
☐	16. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	☐	☐
☐	17. User Manual การใช้งาน DIgSILENT Model ตามแบบจำลองในข้อ 16	☐	☐
☐	18. หนังสือจากผู้ผลิต Inverter ยินยอมให้ใช้ DIgSILENT Model	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf"

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ ".pfd" ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA2.2.2 (D) ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
	พลังงานแสงอาทิตย์		
☐	1. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตาม CCA2.2.1 (A)	☐	☐
☐	2. ข้อมูล Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
☐	3. ข้อมูล Data Sheet ของ Solar Panel	☐	☐
☐	4. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Inverter	☐	☐
☐	5. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Inverter	☐	☐
	พลังงานลม		
☐	6. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม ตาม CCA2.2.1 (B)	☐	☐
☐	7. ข้อมูล Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	8. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ Wind Turbine	☐	☐
☐	9. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ Wind Turbine	☐	☐
	ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)		
☐	10. แบบฟอร์มข้อมูล Parameter สำหรับ Battery Energy Storage (BESS) ตาม CCA2.2.1 (C)	☐	☐
☐	11. ข้อมูล Data Sheet ของ Power Conversion System (PCS)	☐	☐
☐	12. ข้อมูล Data Sheet ของ Battery Energy Storage (BESS)	☐	☐
☐	13. ข้อมูล Capability Curve (PQ Curve) ของ (PCS)	☐	☐
☐	14. ข้อมูล Short Circuit Contribution Data Sheet ของ (PCS)	☐	☐
	ทุกชนิดเชื้อเพลิง		
☐	15. แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) โดยมีวิศวกรรับรองแบบตามสาขาและระดับที่กำหนดตามกฎหมายว่าด้วยวิศวกร พร้อมแนบสำเนาใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมที่ยังไม่หมดอายุ	☐	☐
	ทุกชนิดเชื้อเพลิงและเฉพาะกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 เมกะวัตต์		
☐	16. แบบจำลองการศึกษาระบบไฟฟ้า DIgSILENT Model (.pfd File) ในลักษณะ Plant Model/Aggregated Model จนถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	☐	☐
☐	17. User Manual ของ DIgSILENT Model	☐	☐
☐	18. หนังสือจากผู้ผลิต Inverter ยินยอมให้ใช้ DIgSILENT Model	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

2. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์รายละเอียดข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแบบฟอร์มข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) ".pdf"

3. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องส่งไฟล์แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบ ".pfd" ที่สามารถใช้ในการศึกษา Transient Stability (RMS) หรือแบบจำลองในรูปแบบอื่นๆ ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT Power Factory Version 2024 หรือสูงกว่า พร้อมทั้งคู่มือการใช้

4. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรทำ Model Validation แบบจำลองการทำงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงข้อมูลที่ส่งให้ กฟผ. มีความถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จริง

CCA3 ข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกประเภทต้องจัดส่งรายละเอียดของหม้อแปลงและสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง ดังนี้

CCA3.1 แบบฟอร์มข้อมูล

CCA3.1.1 แบบฟอร์มข้อมูลหม้อแปลง (Transformer General Data)

	Value	Unit		Value	Unit
Transformer Name		-	MVA Rating		MVA
Transformer Number		#	Rated Voltage (HV)		kV
Number of winding		2/3	Rated Voltage (LV)		kV
Vector Group		-	Rated Voltage (TV) (for 3 windings)		kV

Transformer Data For Power System Study

Load tap-Changing

Tap-Changing Type	☐	On Load Tap	☐	Off Load Tap
Load Tap-Change at	☐	High side	☐	Low Side

Number of tap		Voltage per tap (%)	
At Tap Number		Maximum Voltage (kV)	
At Tap Number		Base Voltage (kV)	
At Tap Number		Minimum Voltage (kV)	

Impedance Voltage (%)	Max Tap	Rated Tap	Min Tap	Base MVA
HV to LV				
HV to TV (for 3 windings)				
LV to TV (for 3 windings)				

Zero sequence Impedance Voltage (%) ____

Neutral Grounding

Tap-Changing Type	☐	Solid	☐	Unground
Grounding Equipment	☐	Have	☐	None
Neutral Grounding Type	☐	Resistor	☐	Reactor
Connected At	☐	High side	☐	Low Side

Size (ohms)	
Rated Voltage (V)	
Rated Current	

หมายเหตุ ขอให้ระบุข้อมูลในแบบฟอร์มตามจำนวนหม้อแปลงทุกตัวที่ใช้งาน ในกรณีที่ข้อมูล Parameter ต่างกัน

CCA3.1.2 แบบฟอร์มข้อมูลสายส่งเชื่อมโยง (Transmission line)

Transmission line Number	
The length of the transmission line. (km)	
Base Voltage of transmission line (kV)	
Transmission line Type (Overhead/Underground cable)	
Conductor Type and Size	
Positive Sequence Impedance (R+jX) per Km (or p.u. and MVA base)	
Zero Sequence Impedance (R+jX) per Km (or p.u. and MVA base)	
Positive Sequence Charging Admittance (B) per Km (or p.u. and MVA base)	
Zero Sequence Charging Admittance (B) per Km (or p.u. and MVA base)	
Positive X/R Ratio at Connection Point	
Zero X/R Ratio at Connection Point	

หมายเหตุ ขอให้ระบุข้อมูลในแบบฟอร์มตามจำนวนประเภทของสายส่งที่ใช้งาน ในกรณีที่ข้อมูล Parameter ต่างกัน

CCA3.2 ข้อมูลประกอบการยื่นขอเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกประเภทต้องนำส่งข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงที่ใช้งานทั้งหมดเพื่อประกอบการพิจารณาการขอเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

	รายการ	สำหรับเจ้าหน้าที่	
		ครบถ้วน	ถูกต้อง
☐	1. แบบฟอร์มข้อมูลหม้อแปลง (Transformer General Data) ตาม CCA3.1.1	☐	☐
☐	2. ข้อมูล Data Sheet ของหม้อแปลง	☐	☐
☐	3. แบบฟอร์มข้อมูลสายส่งเชื่อมโยง (Transmission line) ตาม CCA3.1.2	☐	☐

หมายเหตุ 1. กฟผ. สงวนสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
2. ขอให้ส่งข้อมูลข้างต้นในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) “.pdf”

CCA4 แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay

แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Frequency Relay

โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ เพื่อระบุ Function ของตัว Frequency Relay

☐ Over Frequency Relay ☐ Under Frequency Relay ☐ Over and Under Frequency Relay

บริษัท / โรงไฟฟ้า_____

ยี่ห้อ_____ รุ่น_____ Serial No. _____

สั่งปลด Breaker_____

ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกปลด ☐ ใช้อุปกรณ์ Inverter ☐ ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

เหตุผลในการแจ้ง
(โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ ที่เลือก)

☐ แจ้งครั้งแรก/ก่อน First Sync
☐ มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล ระหว่างปี
☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และมีข้อมูลเปลี่ยนแปลง
☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และข้อมูลคงเดิม

Frequency Stage 1 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

Frequency Stage 2 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

Frequency Stage 3 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

Frequency Stage 4 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

ข้อมูลเพิ่มเติม (ถ้ามี) _____

_____

ลงนาม ผู้แจ้ง _____ ตำแหน่ง _____วันที่_____

<u>หมายเหตุ</u>

- ส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารดังนี้
  1. ค่า Parameter ที่ Setting ในตัว Relay เช่น F1 =_____ Hz , t1 = _____ Sec.
  2. Test Report ของ Frequency Relay ที่แสดงค่าเริ่มการทำงาน Pickup และ Time Delay ให้ส่งในกรณี A. ก่อน First Sync / B. มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล เช่น เปลี่ยน Relay, แก้ไขค่า Setting / C. ประจำปี (ส่งผลทดสอบที่ค่า Setting เดิม และหากหลังการเปลี่ยนค่า Setting ใหม่แล้วมีการทดสอบตามวาระขอให้ส่งผลทดสอบนั้นอีกครั้ง)
  3. Relaying Diagram ที่แสดงจุดติดตั้ง Frequency Relay และ Breaker ที่ถูกสั่งปลด
- หากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหรือมีการแก้ไขการตั้งค่าบริษัท/โรงไฟฟ้าต้องแจ้งส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารและแจ้งเหตุผล ให้ กฟผ. ทราบภายใน 15 วัน
- กรณีมีอุปกรณ์ระบบป้องกันที่เปิดใช้งานฟังก์ชัน Frequency Relay มากกว่า 1 ตัวให้แจ้งข้อมูลทุกตัว
- กำหนดให้แจ้งภายในวันที่ 1-30 กันยายนของทุกปี

แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Voltage Relay

โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ เพื่อระบุ Function ของตัว Voltage Relay

☐ Over Voltage Relay ☐ Under Voltage Relay ☐ Over and Under Voltage Relay

บริษัท / โรงไฟฟ้า_____

ยี่ห้อ_____ รุ่น_____ Serial No. _____

สั่งปลด Breaker_____

ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกปลด ☐ ใช้อุปกรณ์ Inverter ☐ ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

เหตุผลในการแจ้ง
(โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ ที่เลือก)

☐ แจ้งครั้งแรก/ก่อน First Sync
☐ มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล ระหว่างปี
☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และมีข้อมูลเปลี่ยนแปลง
☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และข้อมูลคงเดิม

ค่าที่ตั้ง : PT Ratio = _____kV / _____V Base Voltage = _____ kV L-L or _____ kV L-N

Voltage Stage 1 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

Voltage Stage 2 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

Voltage Stage 3 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

Voltage Stage 4 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

ข้อมูลเพิ่มเติม (ถ้ามี) _____

_____

ลงนาม ผู้แจ้ง _____ ตำแหน่ง _____วันที่_____

<u>หมายเหตุ</u>

- ส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารดังนี้
  1. ค่า Parameter ที่ Setting ในตัว Relay เช่น Vs1 =_____ Volt , t1 = _____ Sec.
  2. Test Report ของ Voltage Relay ที่ แสดงค่าเริ่มการทำงาน Pickup และ Time Delay ให้ส่งในกรณี A. ก่อน First Sync / B. มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล เช่น เปลี่ยน Relay, แก้ไขค่า Setting / C. ประจำปี (ส่งผลทดสอบที่ค่า Setting เดิม และหากหลังการเปลี่ยนค่า Setting ใหม่แล้วมีการทดสอบตามวาระขอให้ส่งผลทดสอบนั้นอีกครั้ง)
  3. Relaying Diagram ที่แสดงจุดติดตั้ง Voltage Relay และ Breaker ที่ถูกสั่งปลด
- หากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหรือมีการแก้ไขการตั้งค่าบริษัท/โรงไฟฟ้าต้องแจ้งส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารและแจ้งเหตุผลให้ กฟผ. ทราบภายใน 15 วัน
- กรณีมีอุปกรณ์ระบบป้องกันที่เปิดใช้งานฟังก์ชัน Voltage Relay มากกว่า 1 ตัวให้แจ้งข้อมูลทุกตัว
- กำหนดให้แจ้งภายในวันที่ 1-30 กันยายนของทุกปี

CCA5 รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ

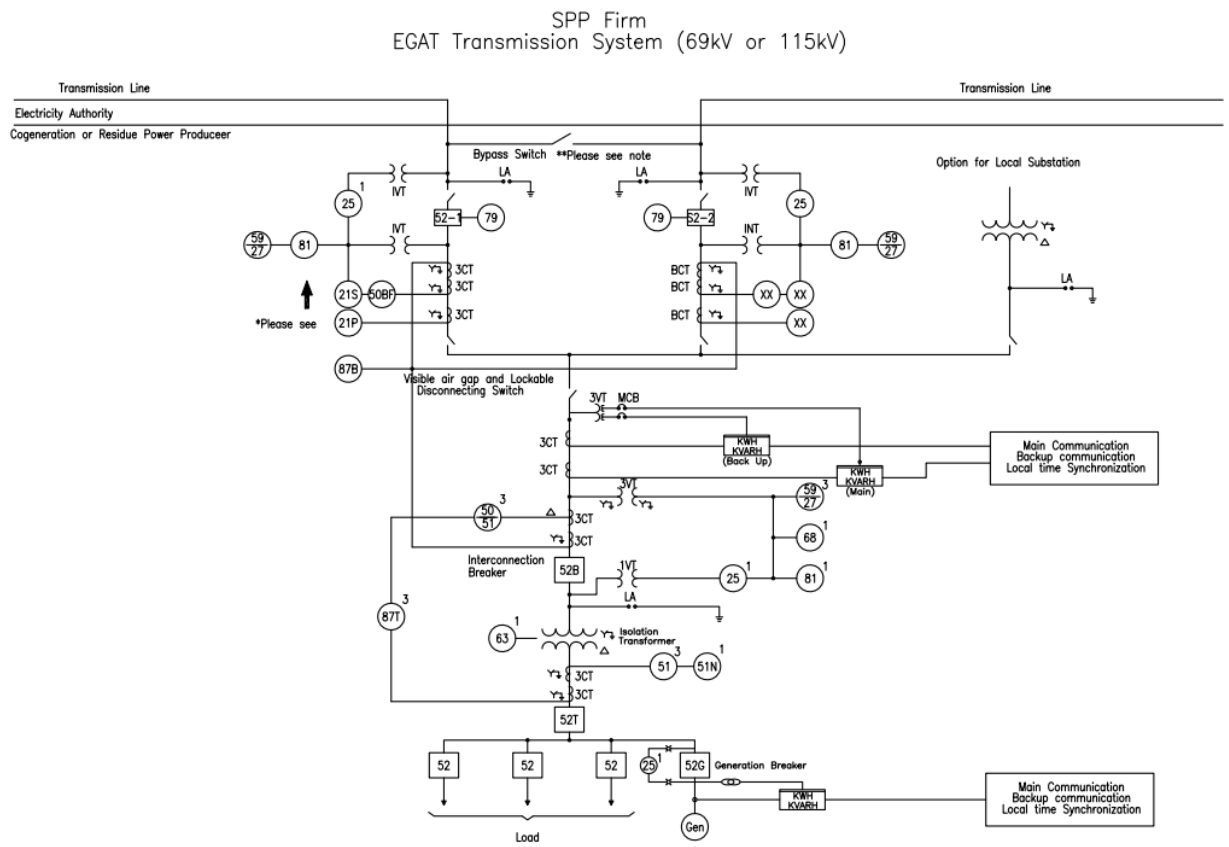


Figure EGAT Typical Transmission Interconnection

Device no.	Function	Trips	Note
21P	Primary Distance relay	52–1, 52–2	–
21S	Secondary Distance relay	52–1, 52–2	–
21BU	Backup Distance relay	52–1, 52–2	–
25	Synchronizing check	–	For 52B, 52G
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	–
50/51N	Ground Overcurrent relay	52B, 52T	–
50BF	CB, Fail relay	52B	–
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	–
63	Transformer fault pressure relay	52B,52T	–
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De–energize	–	For 52B
79	Auto–Reclose relay	–	For 52
81	Under and Over Frequency	52B	–
87B	Bus Differential relay	52–1, 52–2, 52B	–
87LP	Primary Line Current Differential relay	52–1, 52–2	–
87LS	Secondary Line Current Differential relay	52–1, 52–2	–
87T	Transformer Differential relay	52B, 52T	–
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker		

Note
* The protection for transmission line shall be composed of primary and secondary protection. The primary protection shall be distance relay (21P) and the secondary protection shall be distance relay (21S). However the primary and secondary protection shall be changed to line current differential relay (87LP, 87LS) in case the source impedance ratio (Zs/Zl) is or more than 4.
** In case the power plant substation can be bypassed, the primary protection and secondary protection shall be distance relay (21P) including directional earth fault protection with tele–protection schemes the communication channels of distance and directional earth fault protection shall be separated.

SPP Non Firm
EGAT Transmission System (69kV or 115kV)

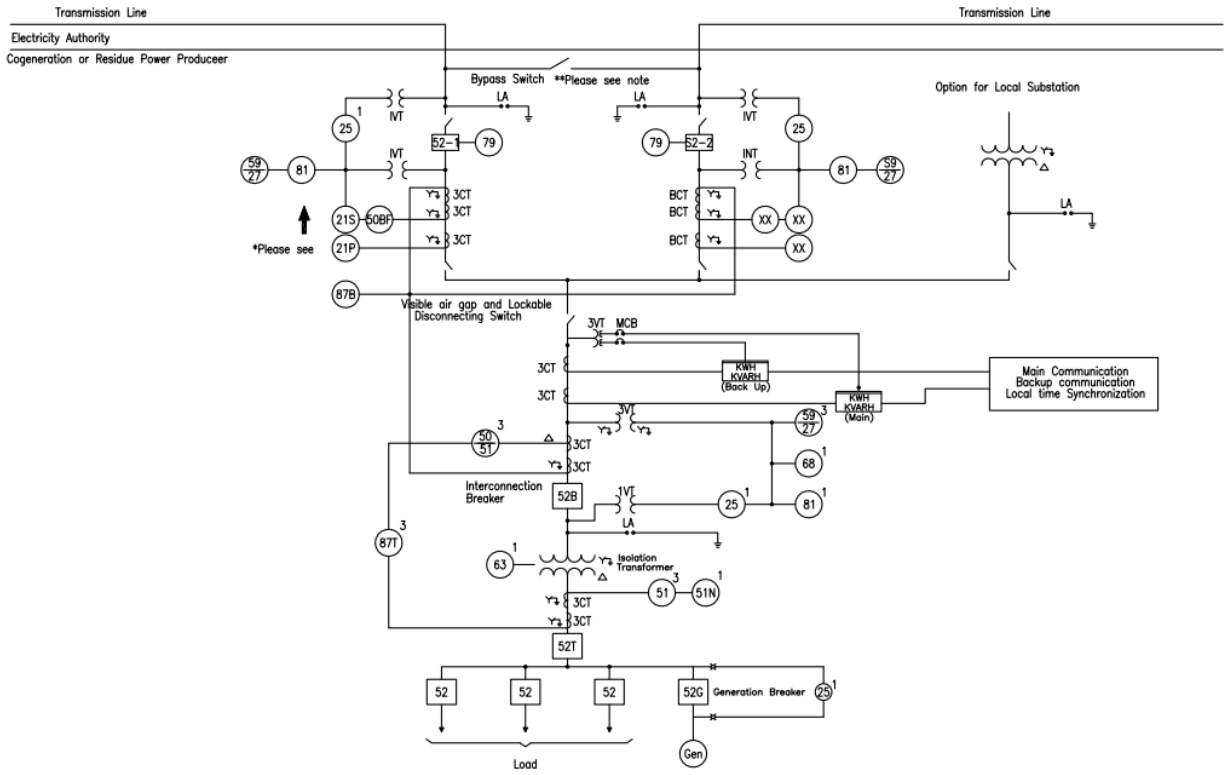


Figure EGAT Typical Transmission Interconnection

Device no.	Function	Trips	Note
21P	Primary Distance relay	52−1, 52−2	−
21S	Secondary Distance relay	52−1, 52−2	−
21BU	Backup Distance relay	52−1, 52−2	−
25	Synchronizing check	−	For 52B, 52G
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	−
50/51N	Ground Overcurrent relay	52B, 52T	−
50BF	CB, Fail relay	52B	−
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	−
63	Transformer fault pressure relay	52B,52T	−
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De−energize	−	For 52B
79	Auto−Reclose relay	−	For 52
81	Under and Over Frequency	52B	−
87B	Bus Differential relay	52−1, 52−2, 52B	−
87LP	Primary Line Current Differential relay	52−1, 52−2	−
87LS	Secondary Line Current Differential relay	52−1, 52−2	−
87T	Transformer Differential relay	52B, 52T	−
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker		

Note
* The protection for transmission line shall be composed of primary and secondary protection. The primary protection shall be distance relay (21P) and the secondary protection shall be distance relay (21S). However the primary and secondary protection shall be changed to line current differential relay (87LP, 87LS) in case the source impedance ratio (Zs/Zl) is or more than 4.
** In case the power plant substation can be bypassed, the primary protection and secondary protection shall be distance relay (21P) including directional earth fault protection with tele−protection schemes the communication channels of distance and directional earth fault protection shall be separated.

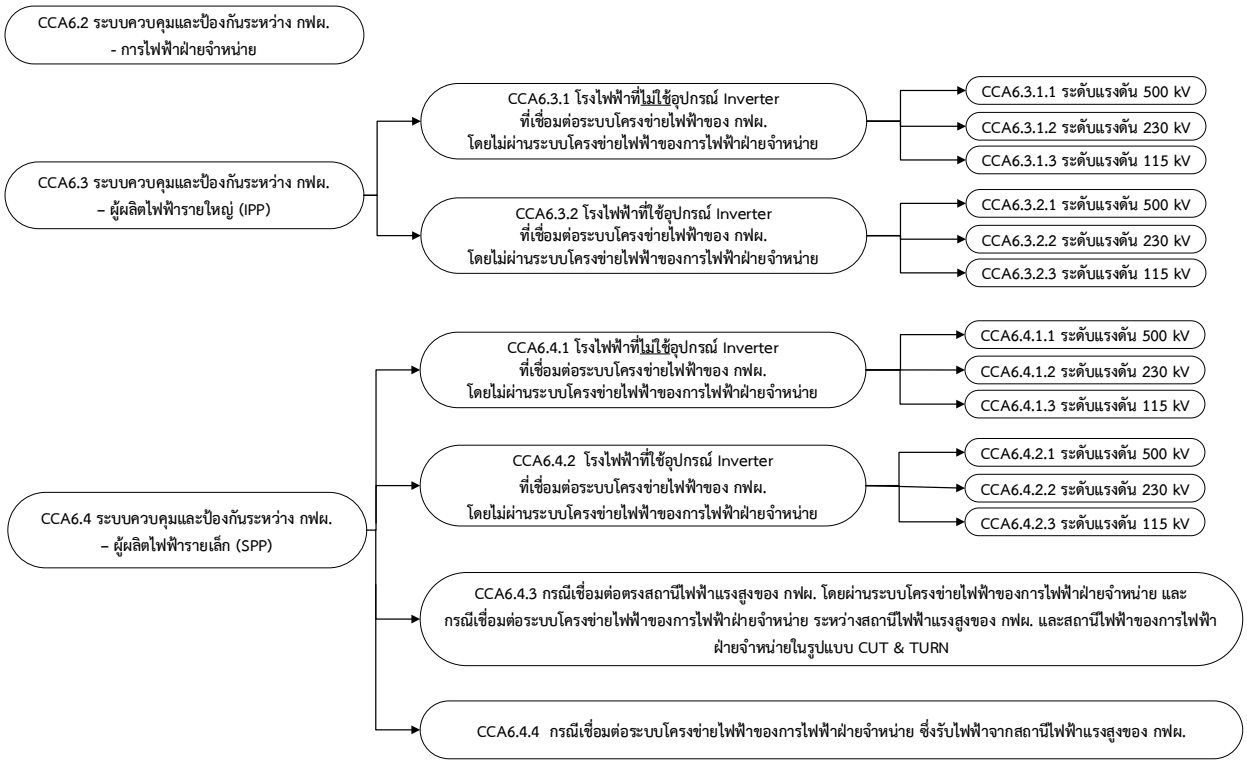
CCA6 รายละเอียดระบบควบคุมและป้องกัน

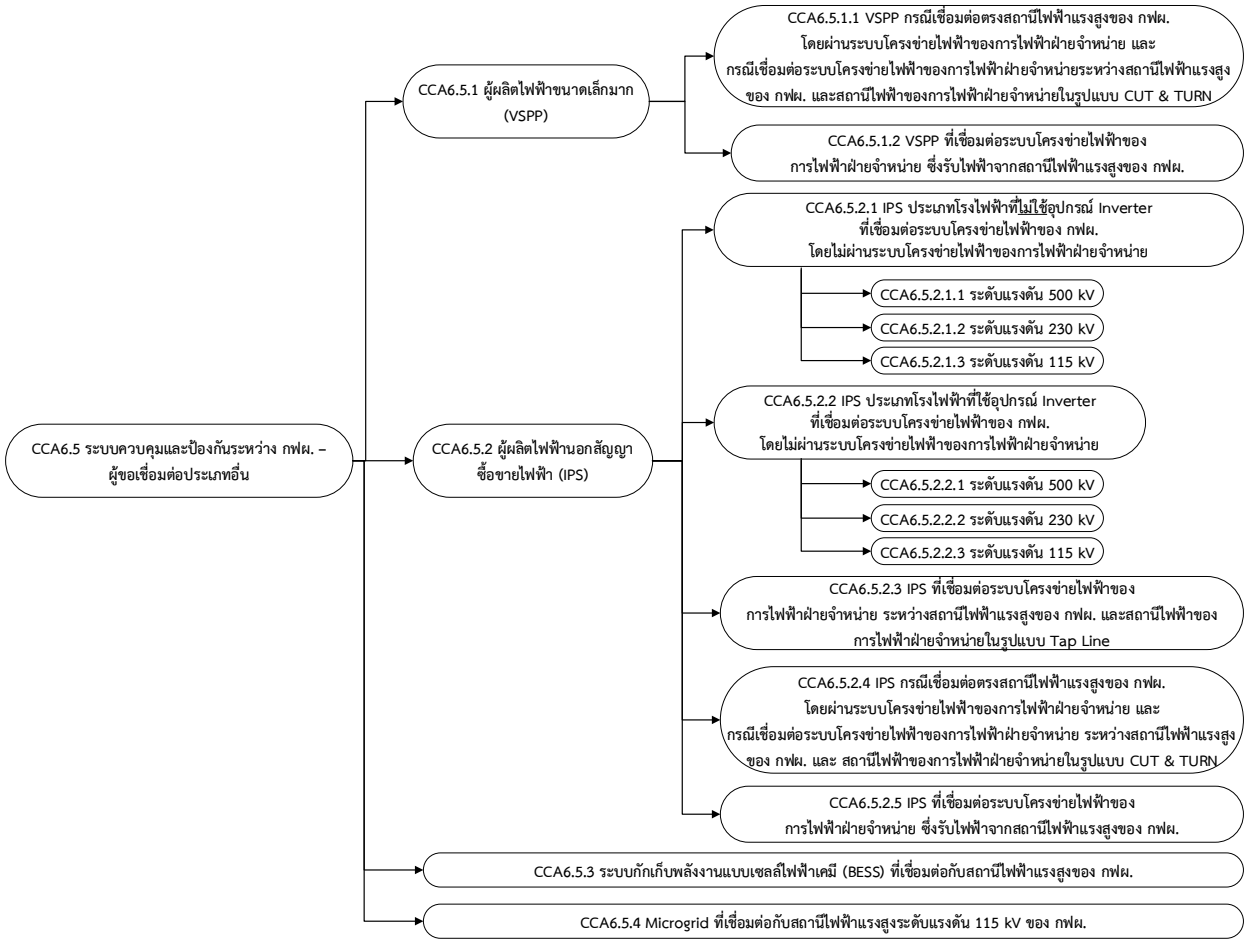
CCA6.1 ระบบควบคุมและป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการก่อสร้างและปรับปรุงระบบป้องกันในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และดำเนินการปรับปรุงในส่วนที่เกี่ยวข้อง เช่น รับภาระค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบป้องกันของการไฟฟ้า **ให้สอดคล้องกับข้อกำหนดการออกแบบของ กฟผ. และ/หรือ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**

กรณีไม่มีรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบควบคุมและป้องกันที่เหมาะสมสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อรายใด กฟผ. สงวนสิทธิในการพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสมเป็นรายกรณีไป และ กฟผ. สงวนสิทธิในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและรายละเอียดระบบควบคุมและป้องกันตามความเหมาะสม เพื่อความมั่นคง ความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

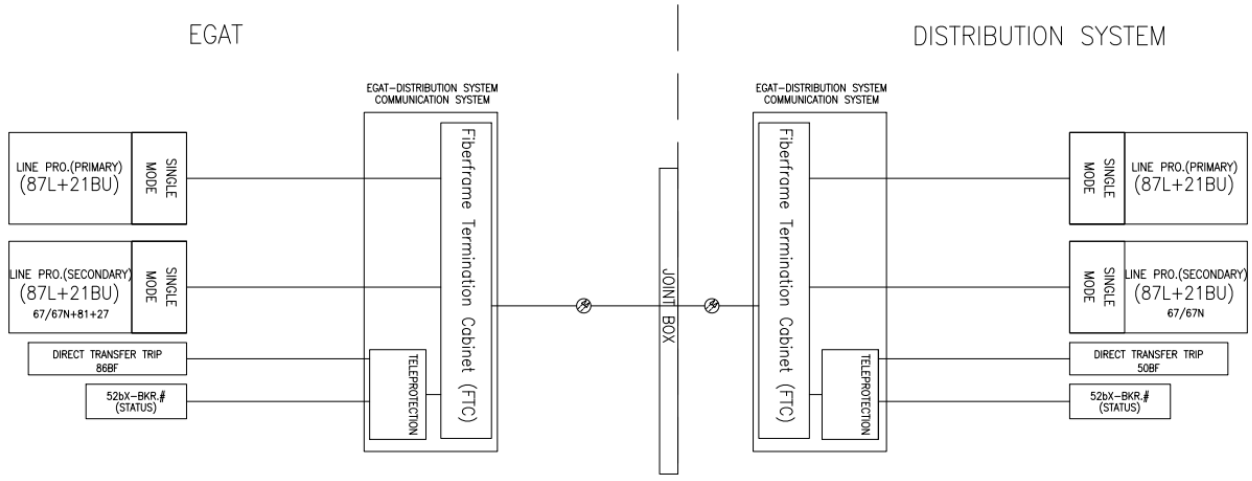
ระบบควบคุมและป้องกัน ถูกแบ่งตามประเภทผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และประเภทเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดัน มีรายละเอียดตาม CCA6.2 ถึง CCA6.5 โดยภาพรวมรายละเอียดระบบควบคุมและป้องกันสรุปได้ดังนี้





CCA6.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU + 67/67N + 81 + 27) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection นอกจากนี้ ต้องมีฟังก์ชันของ directional overcurrent protection (67/67N), under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27)	- 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication	Joint box บนพื้นที่ของ กฟผ. ในตำแหน่งเหมาะสม

- <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที - <u>Circuit Breaker Status</u> ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด กฟผ. จะส่งสัญญาณ BKR. status ไปยังการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ด้วย circuit breaker auxiliary contact (52bX) <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - Circuit Breaker Status (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 **สายส่งที่เชื่อมต่อแบบ radial line มีกระแสลัดวงจรเข้าสู่จุดที่เกิดการลัดวงจรของสายส่งได้ทั้งสองด้าน** **-** <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> Primary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่	- 21P Teleprotection interfacing via Communication	Joint box บนพื้นที่ของ กฟผ. ในตำแหน่งเหมาะสม

เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - <u>21P with Teleprotection (include 67N + 67/67N + 81 + 27) : Distance Protection</u> Secondary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง	System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Circuit Breaker Status (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	

distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว

นอกจากนี้ ต้องมีฟังก์ชันของ directional overcurrent protection (67/67N), under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27)

- Direct Transfer Tripping System (DTT)

แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที

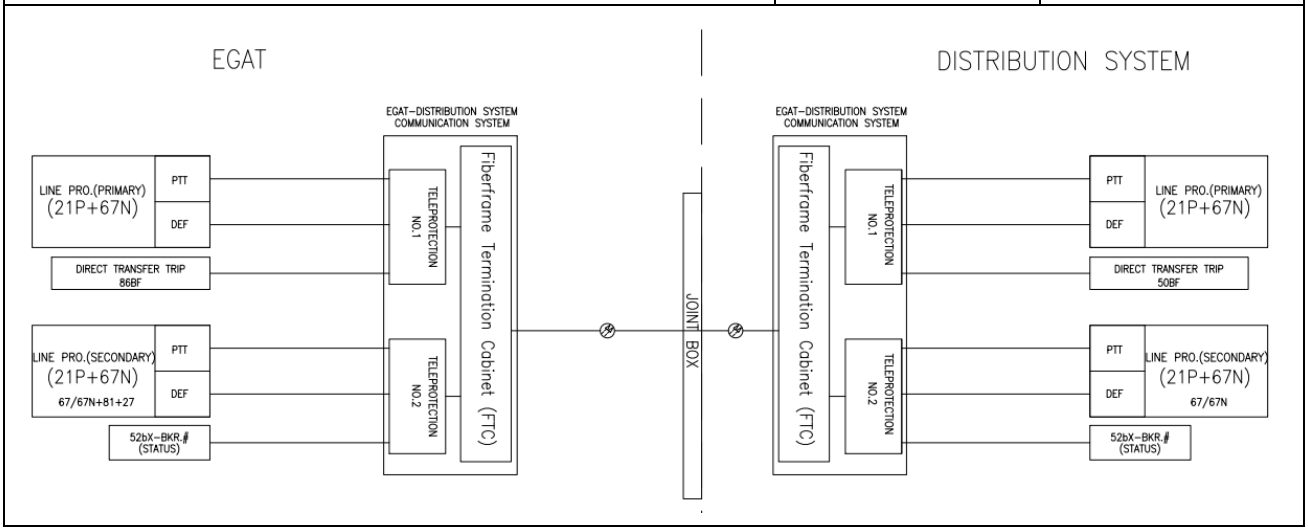
- Circuit Breaker Status

ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด กฟผ. จะส่งสัญญาณ BKR. status ไปยังการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ด้วย circuit breaker auxiliary contact (52bX)

* กรณีมีการ Tap Load ในสายส่งที่เป็นหม้อแปลง Yy ต้องมีการส่งสัญญาณจากหม้อแปลงไป Block DEF ด้านการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อป้องกันการ trip เกิน เมื่อเกิด Fault ด้าน 22/33 kV

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

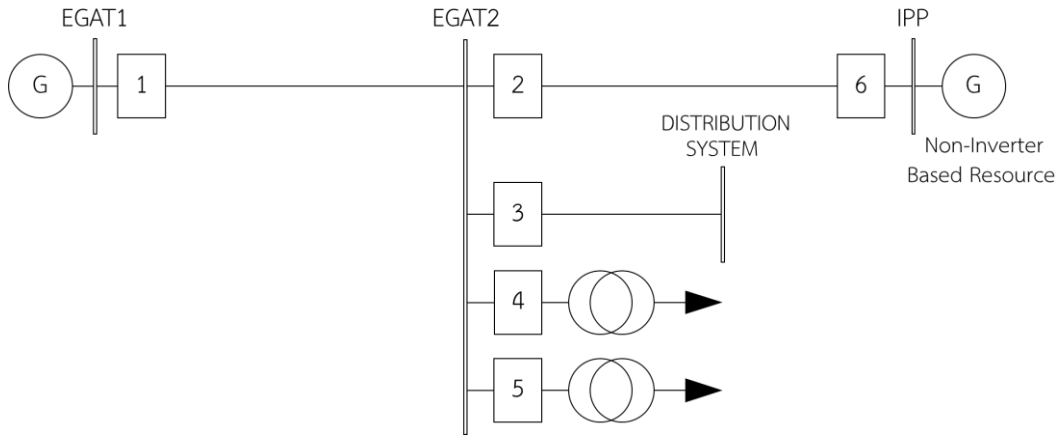
* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ



CCA6.3 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP)

รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter มีรายละเอียดดังนี้

CCA6.3.1 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ประเภท โรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

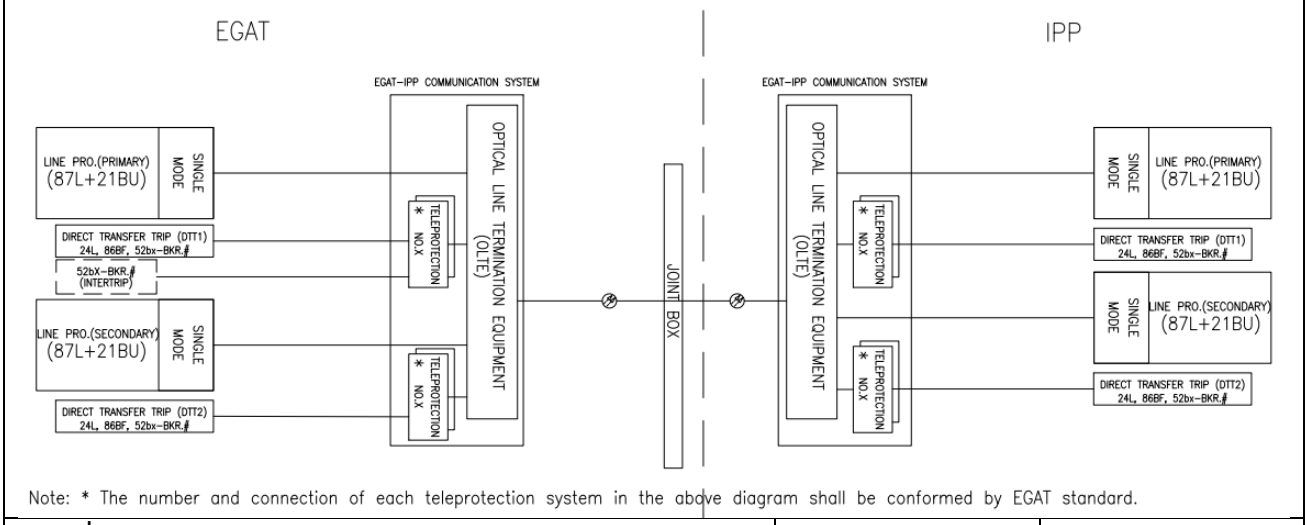


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ประเภท โรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า Impedance ratio ZS /ZL (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.3.1.1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

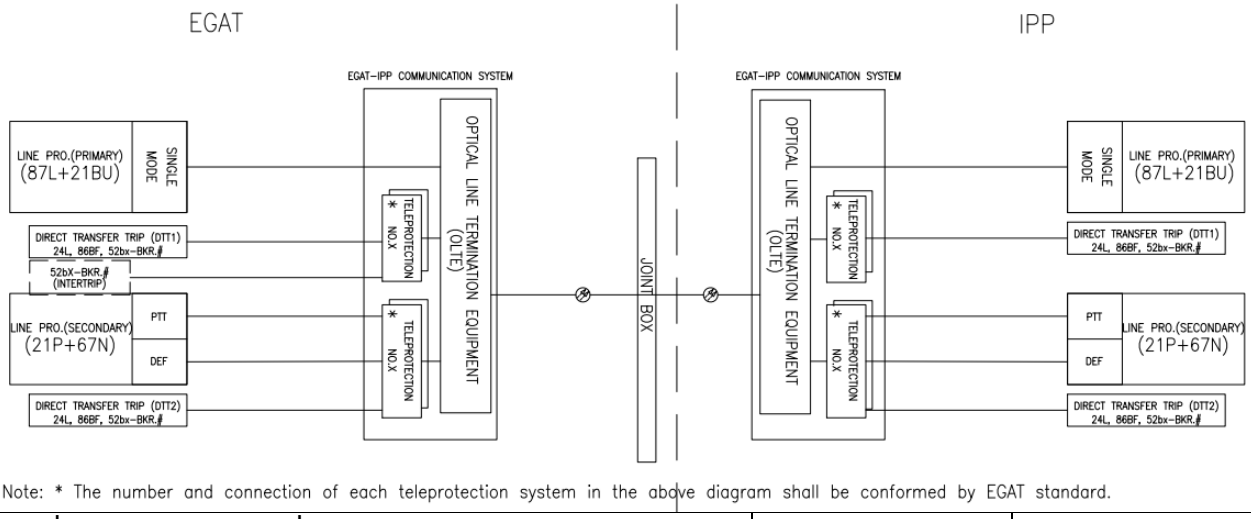
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
กรณีที่ 1 สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสารไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	- DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	

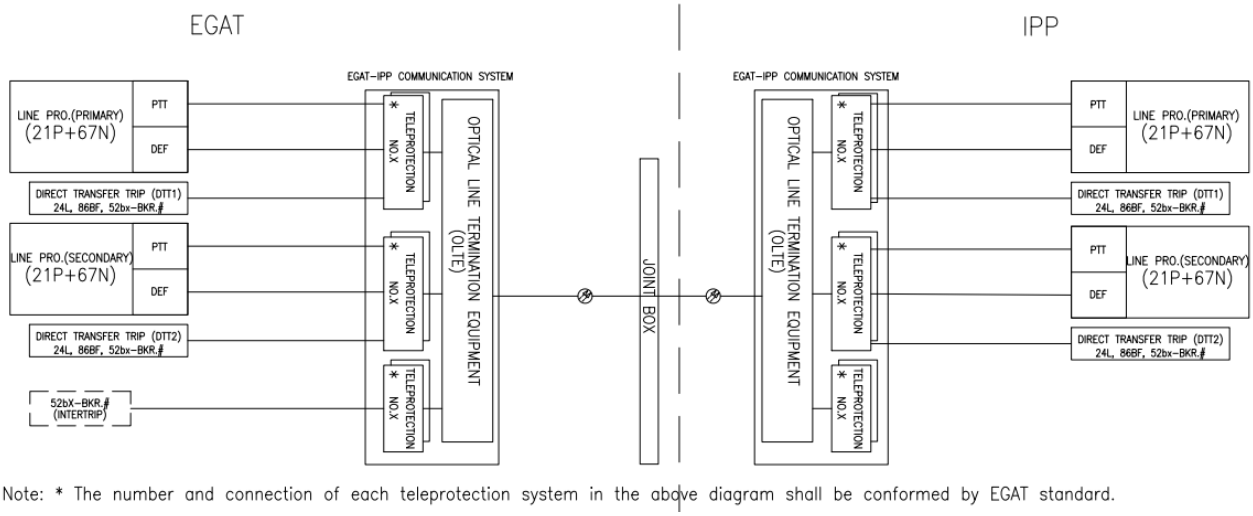


<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> เป็น secondary distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Line Terminal Overvoltage Protection</u> เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF ● <u>Circuit Breaker Open Protection</u> ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



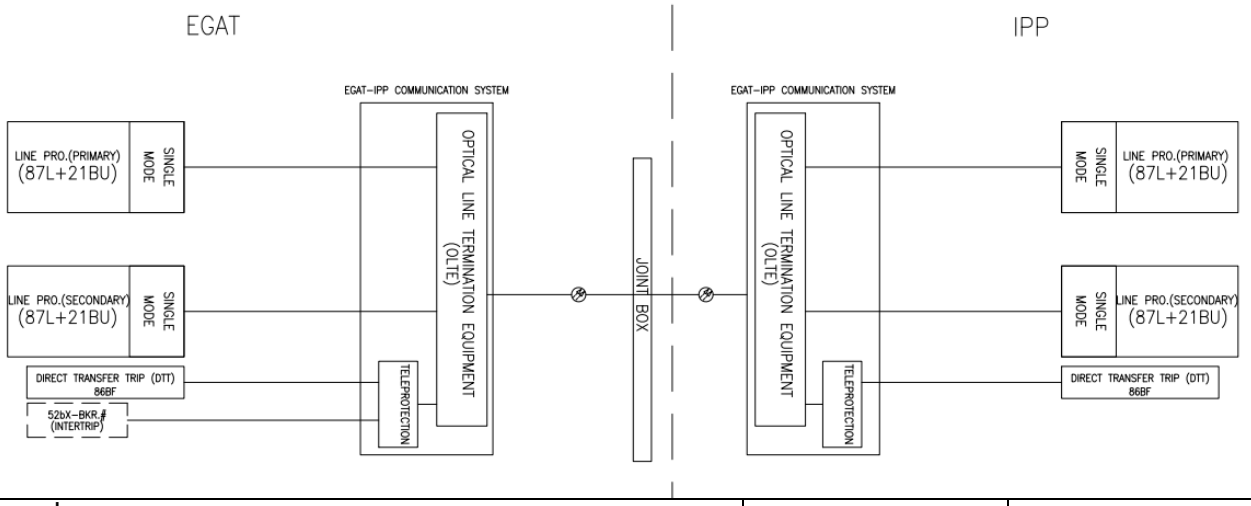
<u>กรณีที่ 3</u> สายส่ง 500 kV ที่มี Shunt Reactor ให้เปลี่ยน Primary เป็น 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection โดยองค์ประกอบอื่น ๆ ให้พิจารณาตามกรณีที่ 2 และเพิ่มเติมระบบ Reactor Protection (ถ้ามี)		



CCA6.3.1.2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

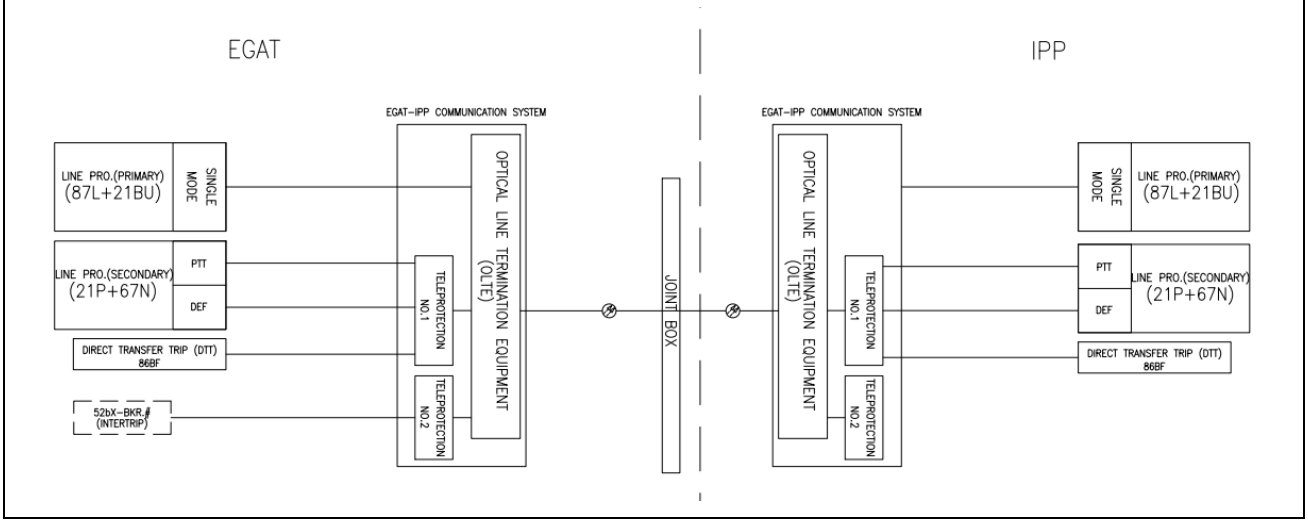
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วย	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	ช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



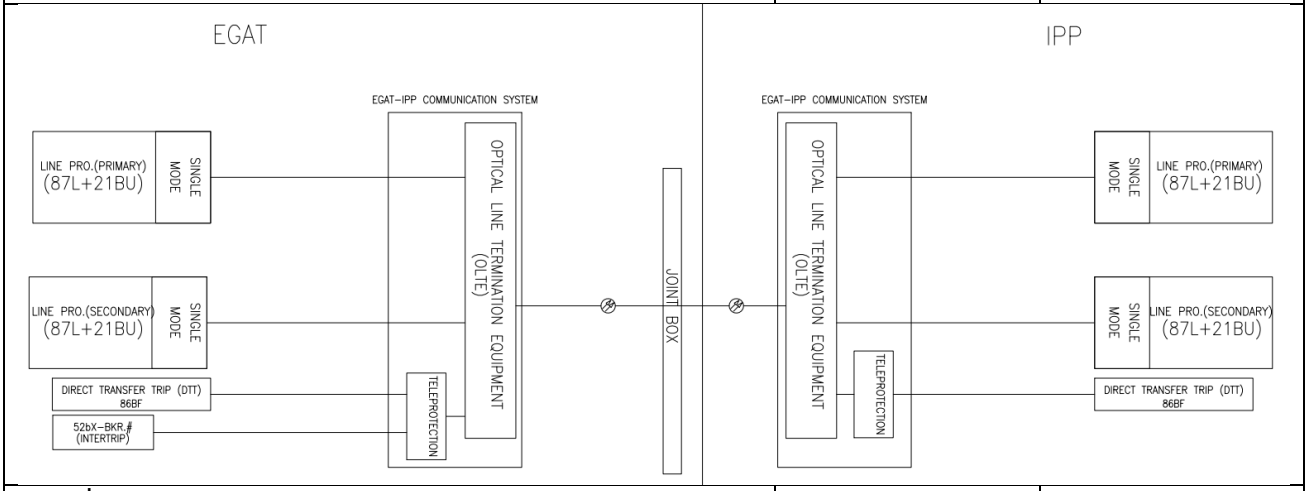
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> เป็น secondary distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	

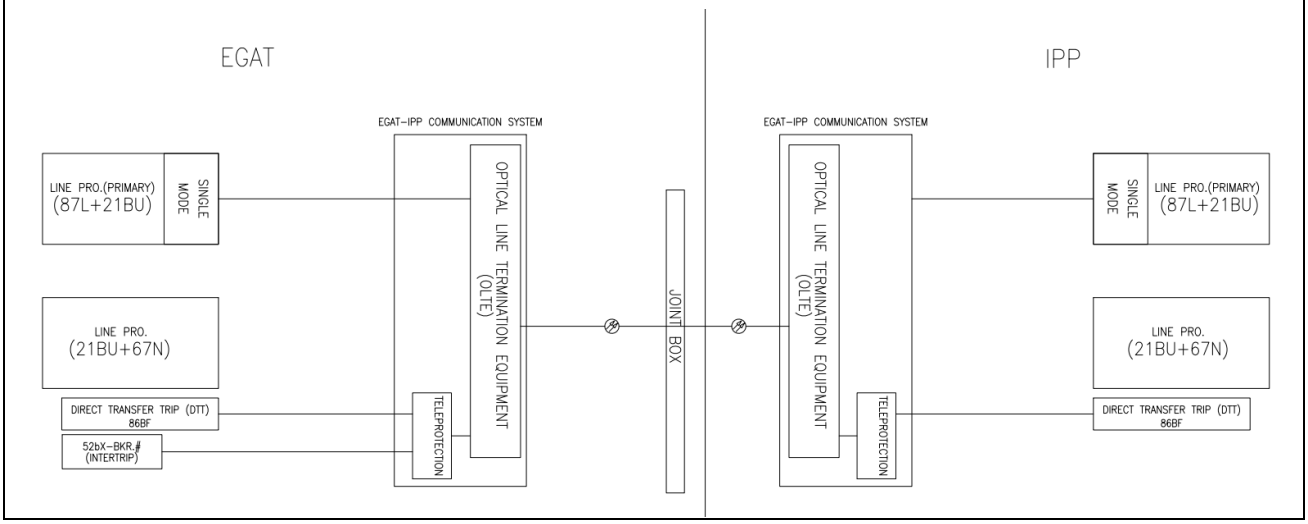


CCA6.3.1.3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

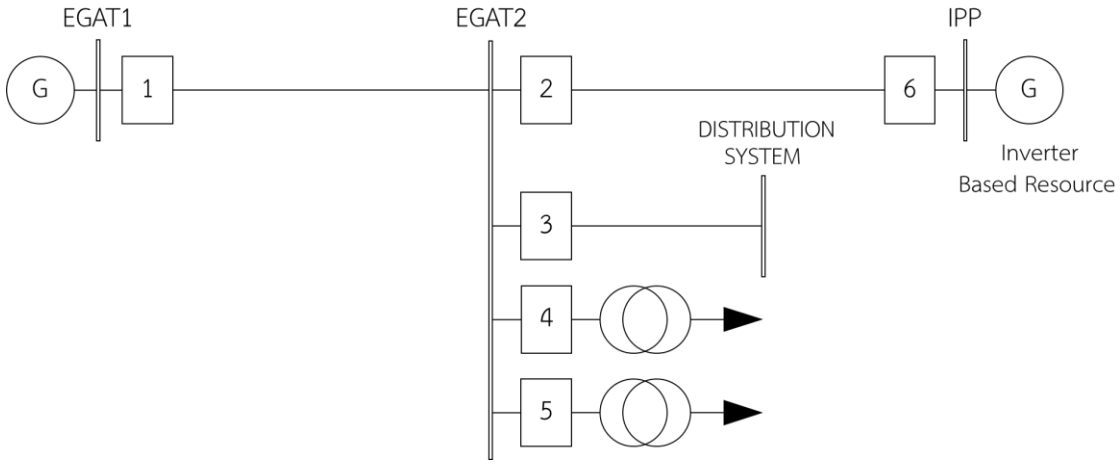
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21BU (include 67N) : Distance Protection (Backup)</u> เป็น backup distance protection โดยจะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว นอกจากนี้ distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



CCA6.3.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ประเภท โรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

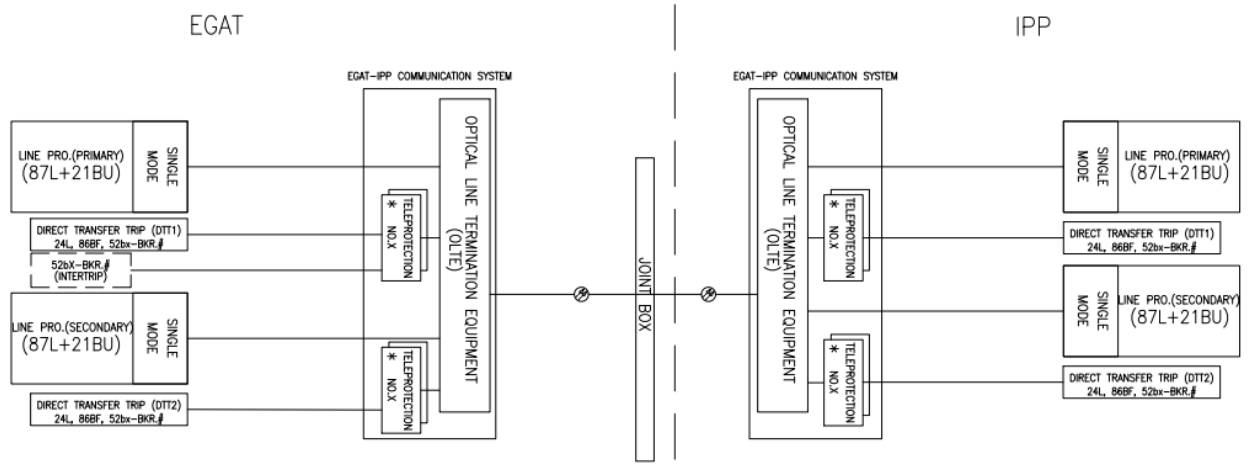


รายละเอียดการออกแบบระบบควบคุมและป้องกันตามรูปแบบการเข้าเชื่อมต่อของ IPP ประเภท โรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter แยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า ดังนี้

CCA6.3.2.1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

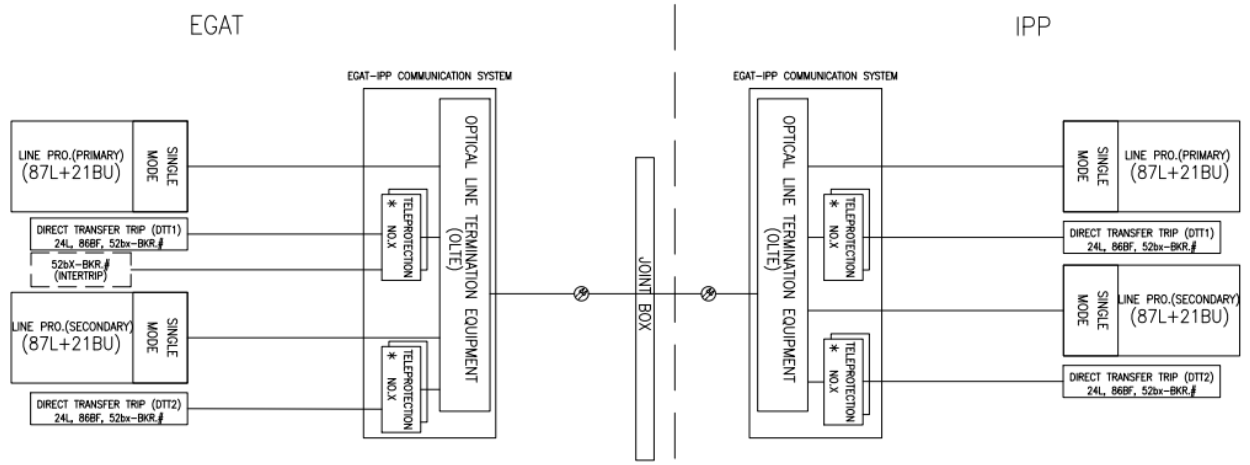
แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	- DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

<u>กรณีที่ 3</u> สายส่ง 500 kV ที่มี Shunt Reactor

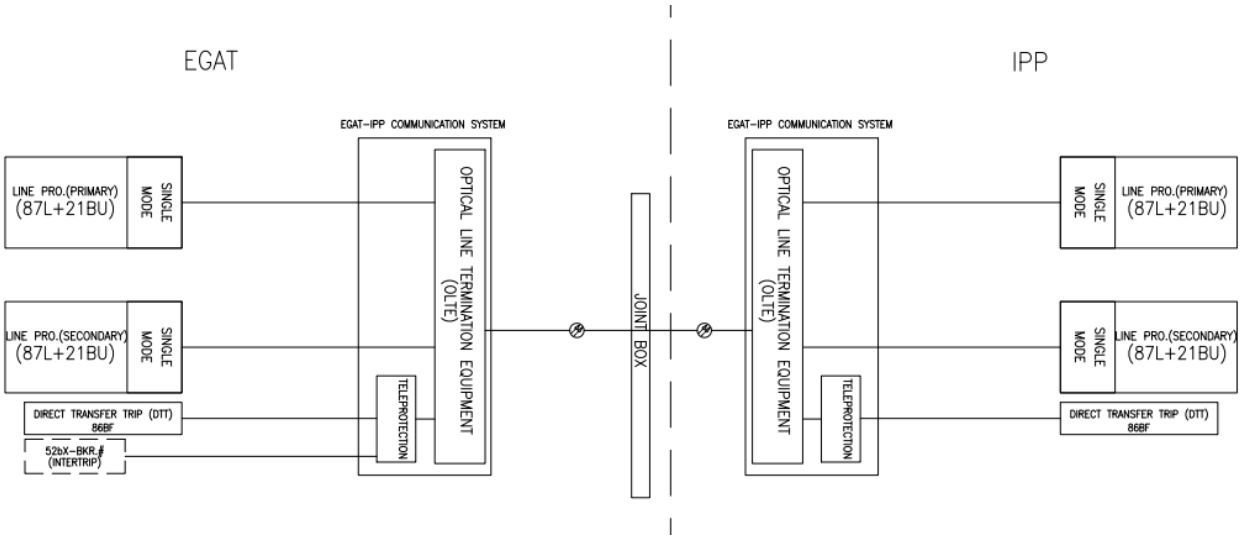
ระบบควบคุมและป้องกันพิจารณาตามกรณีที่ 1 และเพิ่มเติม ระบบ Reactor Protection (ถ้ามี)



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

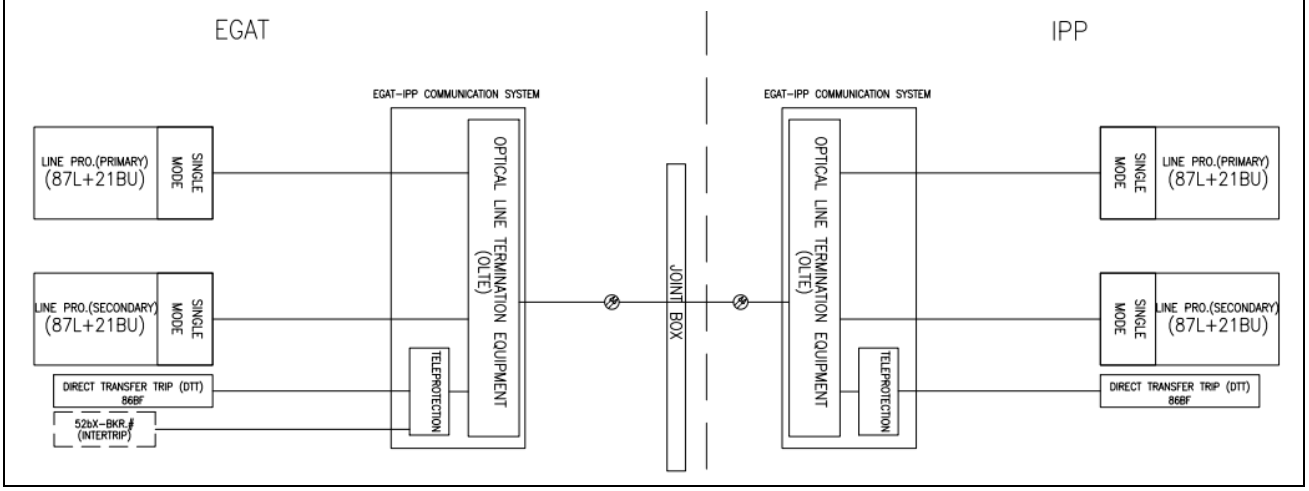
CCA6.3.2.2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		

CCA6.3.2.3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

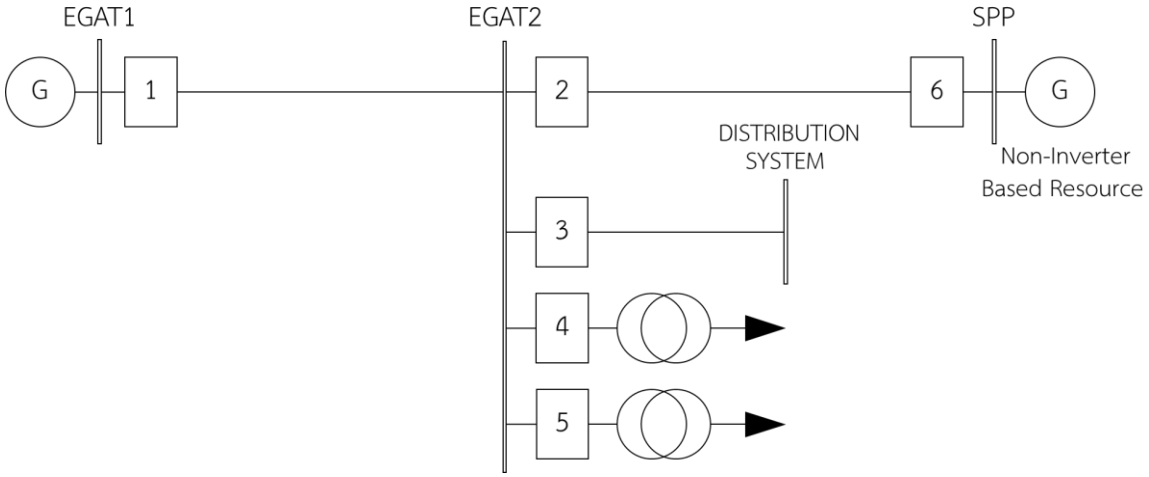
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		

CCA6.4 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) มีรายละเอียดดังนี้

CCA6.4.1 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภท โรงไฟฟ้าที่<u>ไม่ใช้</u>อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

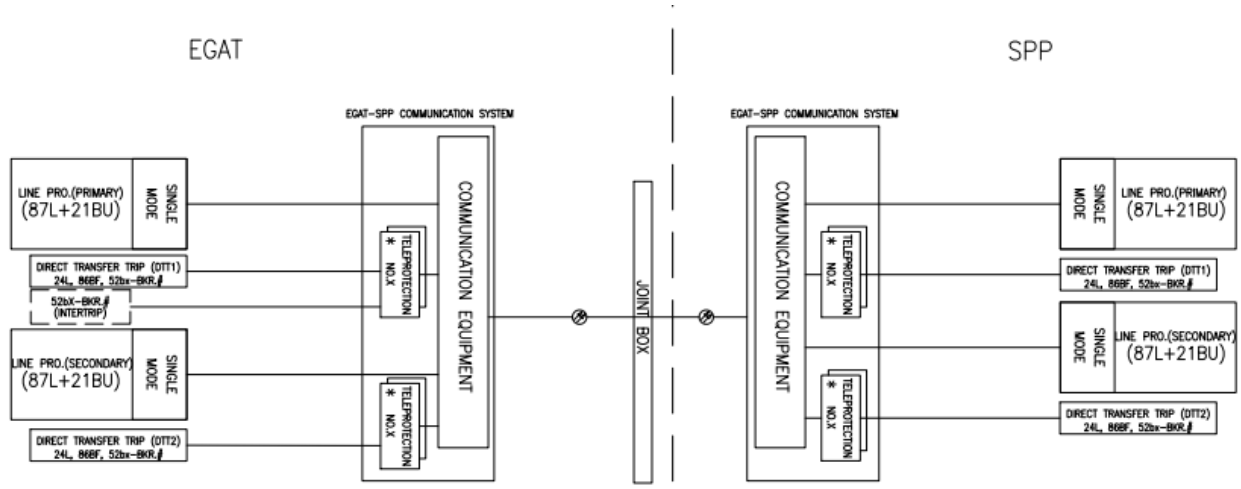


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทโรงไฟฟ้าที่<u>ไม่ใช้</u>อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio ZS/ZL (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.4.1.1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

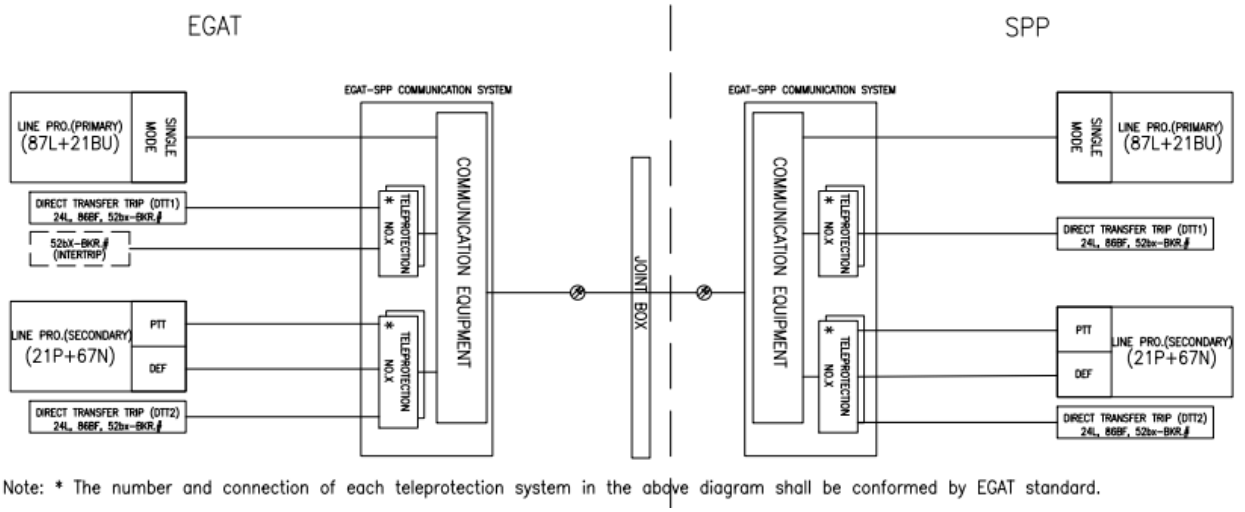
แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	System with Optical Fiber - DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> เป็น secondary distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

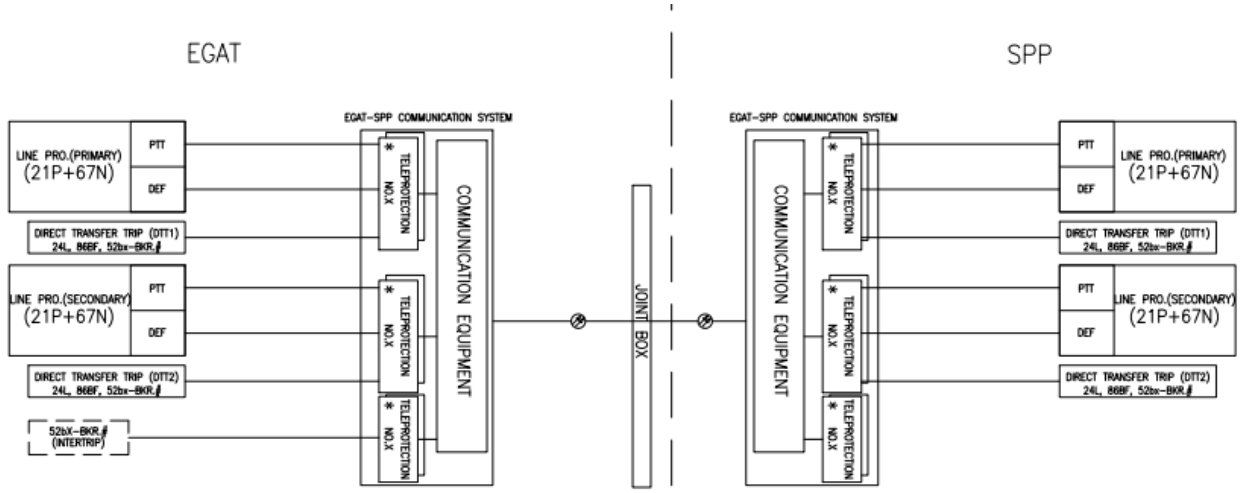
เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ • Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF • Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

<u>กรณีที่ 3</u> สายส่ง 500 kV ที่มี Shunt Reactor

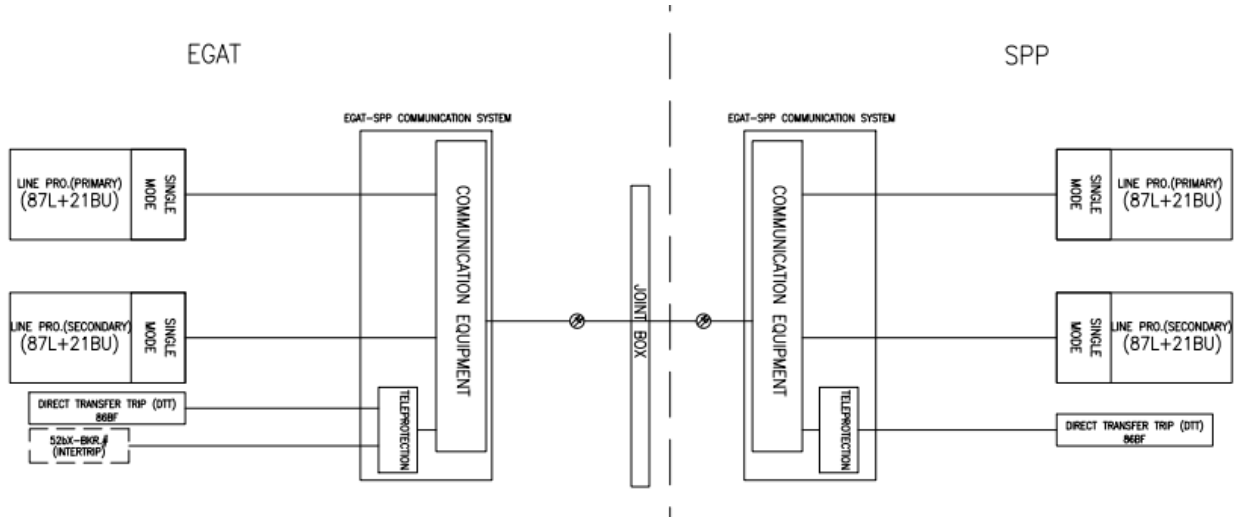
ให้เปลี่ยน Primary เป็น 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection โดยองค์ประกอบอื่น ๆ ให้พิจารณาตามกรณีที่ 2 และเพิ่มเติมระบบ Reactor Protection (ถ้ามี)



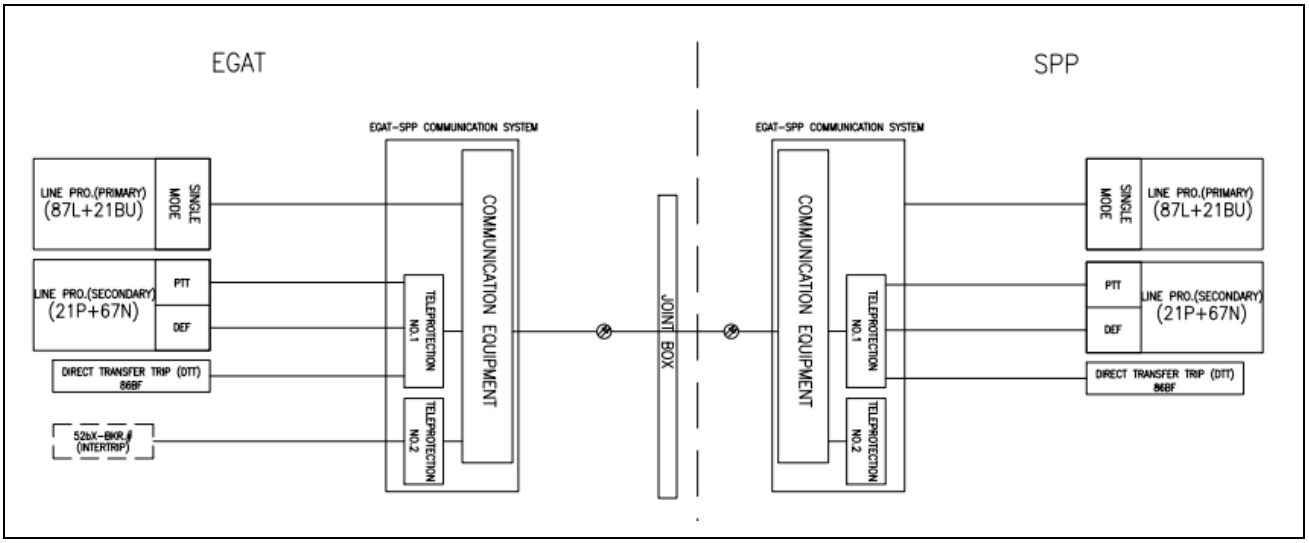
Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

CCA6.4.1.2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

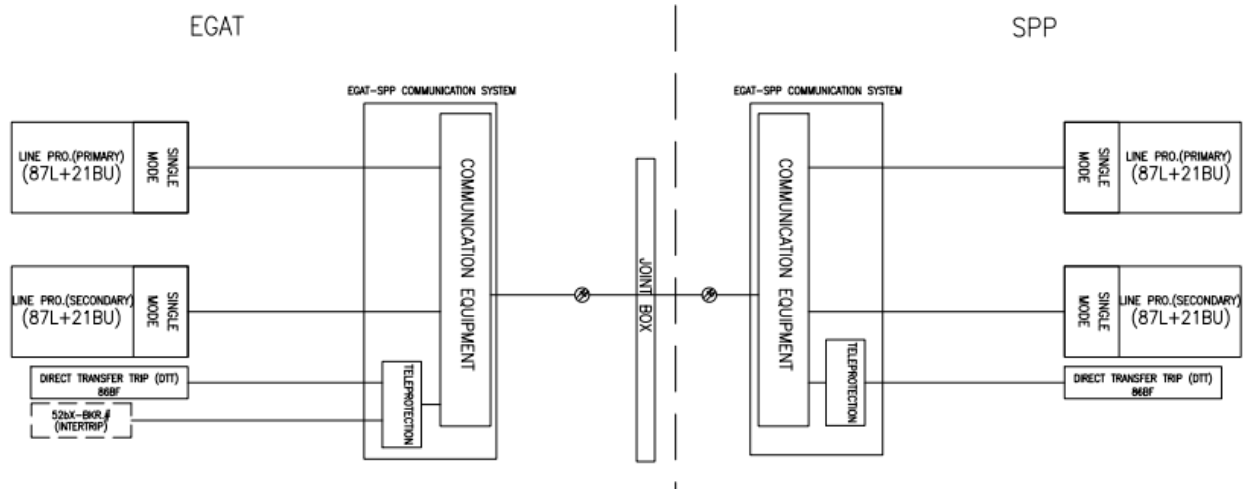
* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection เป็น secondary distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - 21P Teleprotection interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	

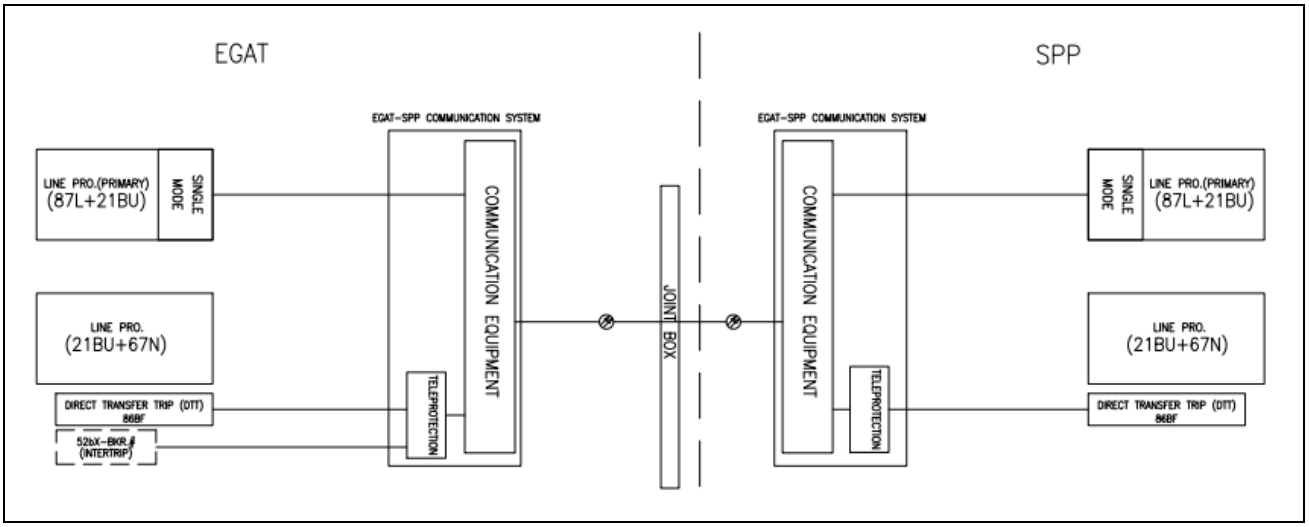


CCA6.4.1.3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

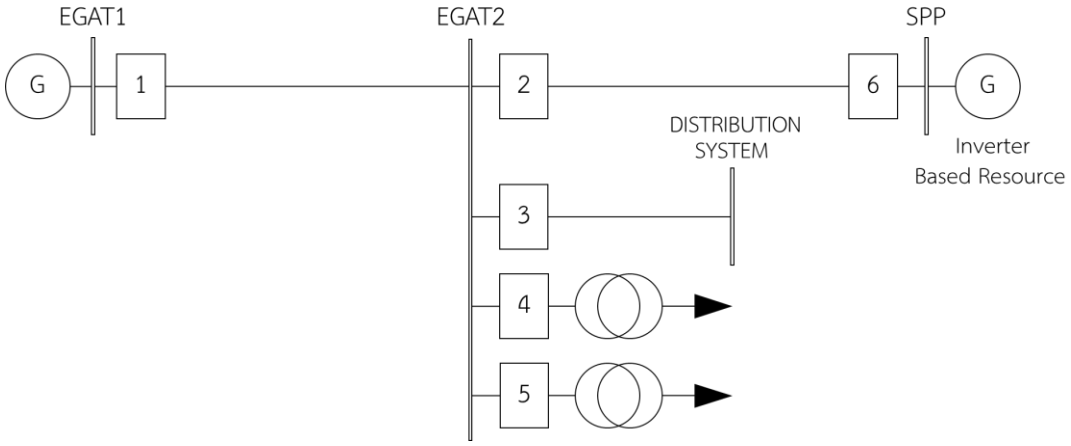
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	- Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP	COMMUNICATION PANEL FOR SPP

- 21BU (include 67N) : Distance Protection (Backup) เป็น backup distance protection โดยจะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว นอกจากนี้ distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT



CCA6.4.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภท โรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย



รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภท โรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะถูกกำหนดด้วยระดับ ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.4.2.1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4**		
- <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP	COMMUNICATION PANEL FOR SPP

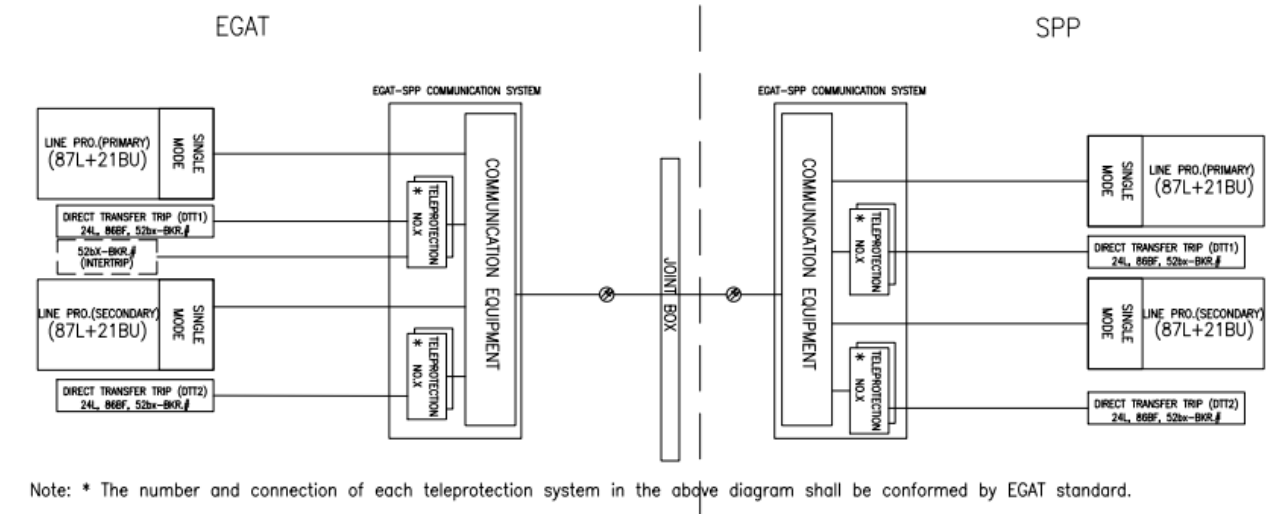
- 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ • Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF • Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- Intertrip System

ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

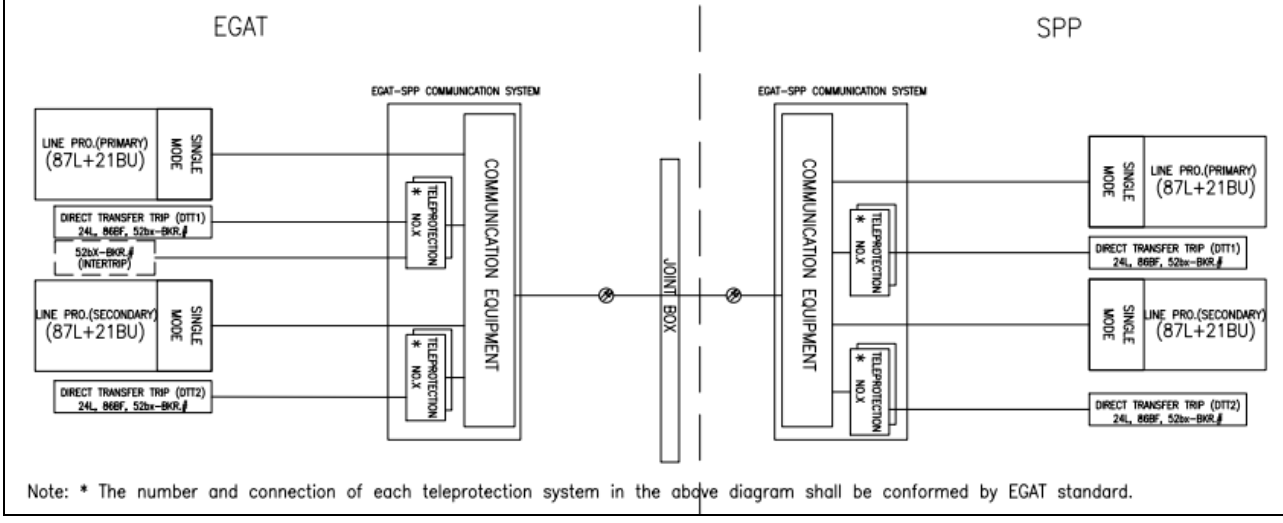
* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

กรณีที่ 3 สายส่ง 500 kV ที่มี Shunt Reactor

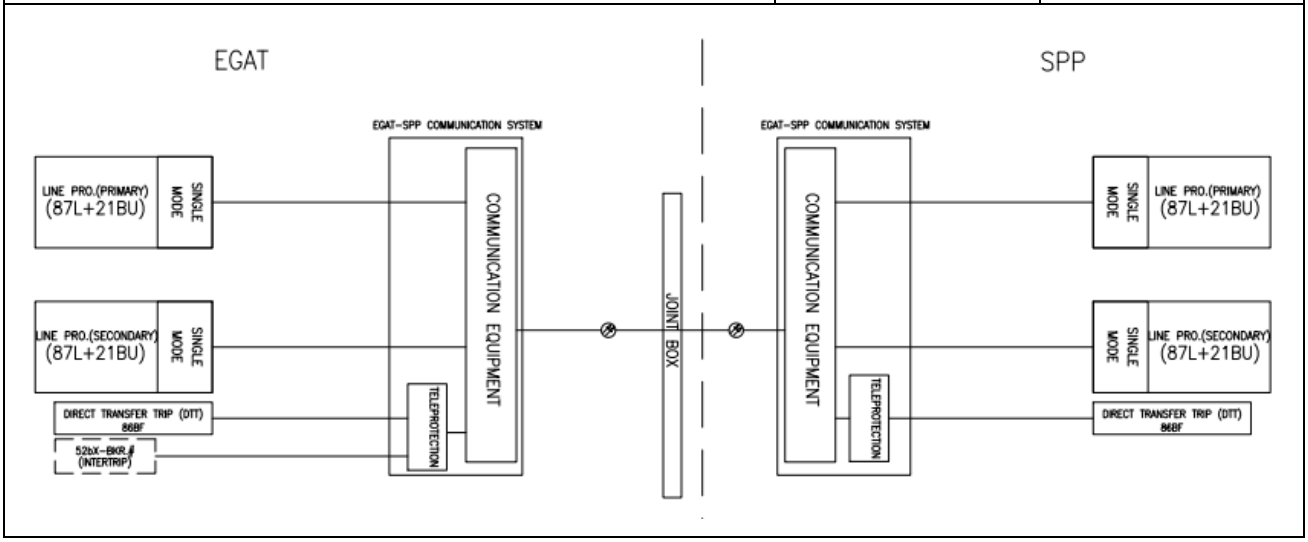
ระบบควบคุมและป้องกันพิจารณาตามกรณีที่ 1 และเพิ่มเติมระบบ Reactor Protection (ถ้ามี)



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

CCA6.4.2.2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

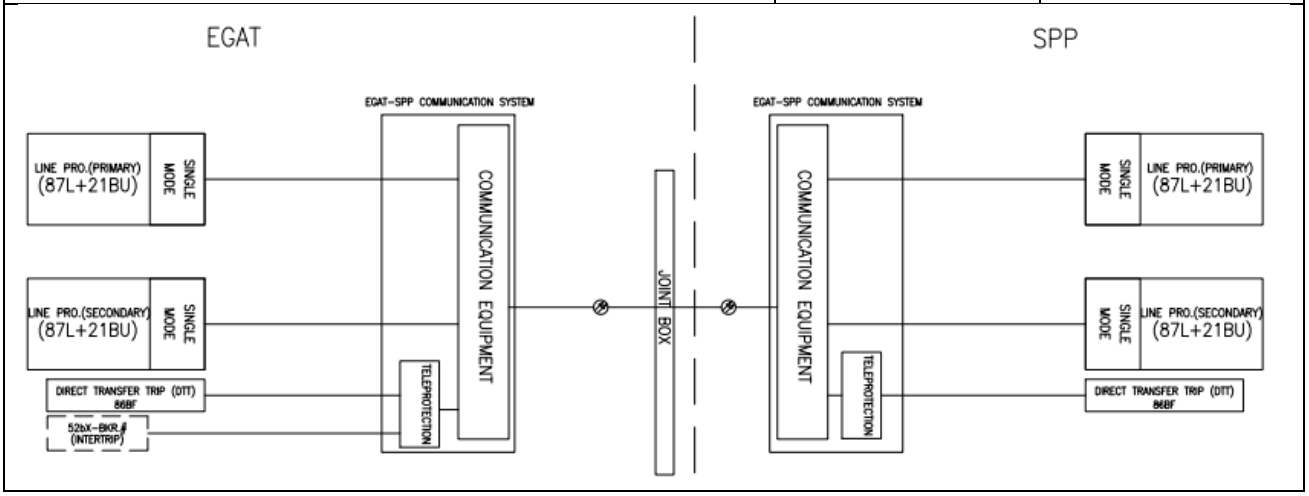
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		

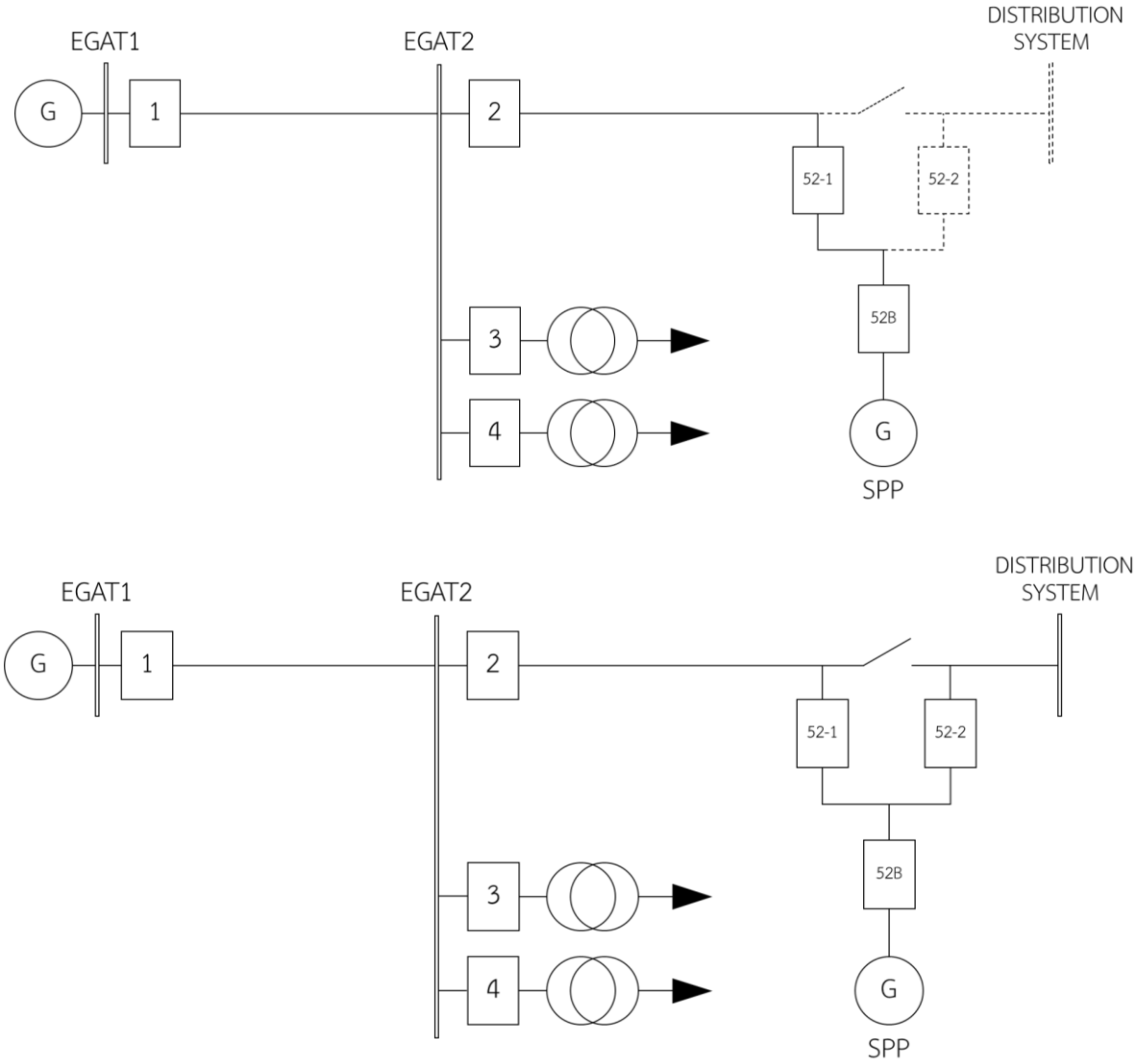
CCA6.4.2.3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	- DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



CCA6.4.3 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อตรงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และกรณีเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในรูปแบบ CUT & TURN

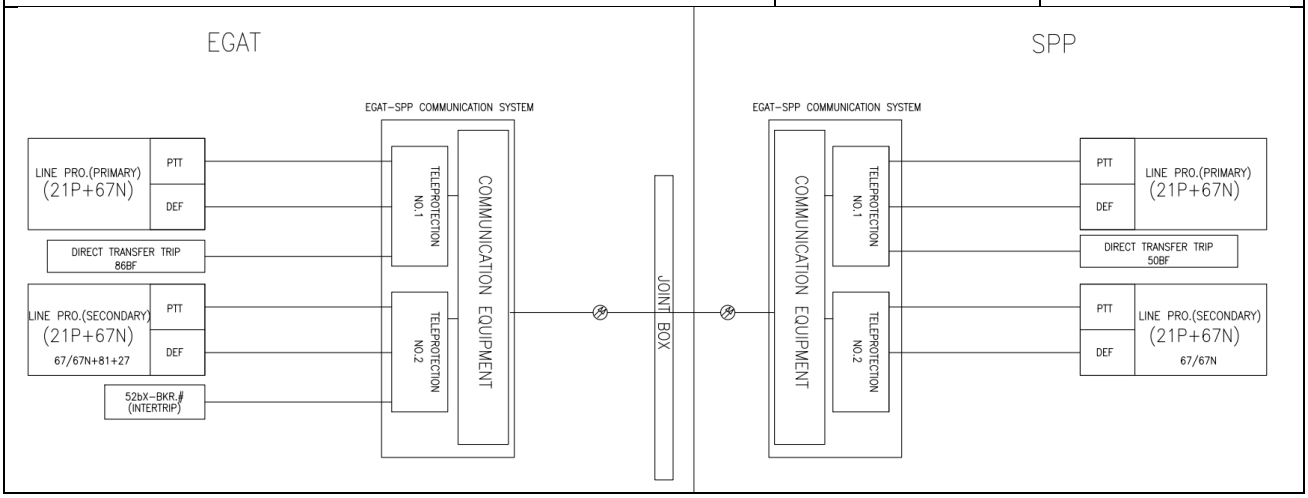


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อตรงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และกรณีเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในรูปแบบ CUT & TURN จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

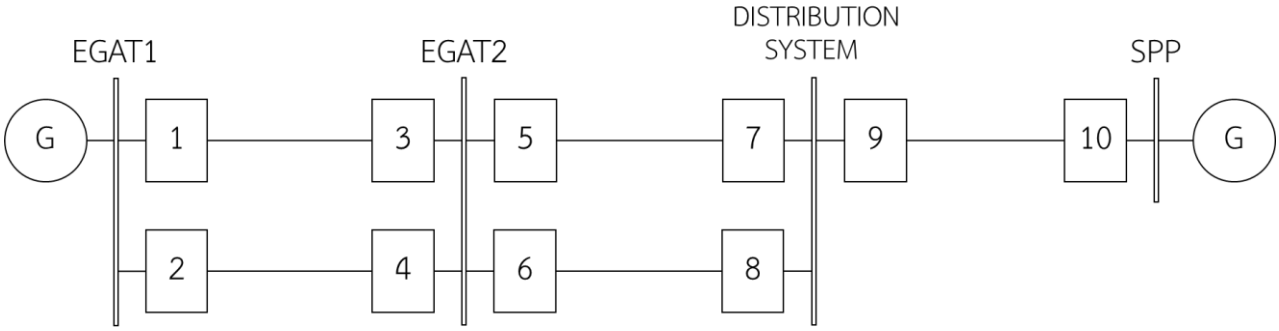
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Non-Inverter/Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
- สถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีใบมีด Bypass หน้า Line Terminal และมีการใช้งานใบมีด Bypass ต้องมีระบบ Bypass Teleprotection โดยกรณีที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องขณะใช้งานใบมีด Bypass ต้องมีการแก้ไข BKR. ภายใน 30 วัน - 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection Primary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - 21P with Teleprotection (include 67N + 67/67N + 81 + 27) : Distance Protection Secondary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็น	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

แบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว นอกจากนี้ ต้องมีฟังก์ชันของ directional overcurrent protection (67/67N), under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27) - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u>		

* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		

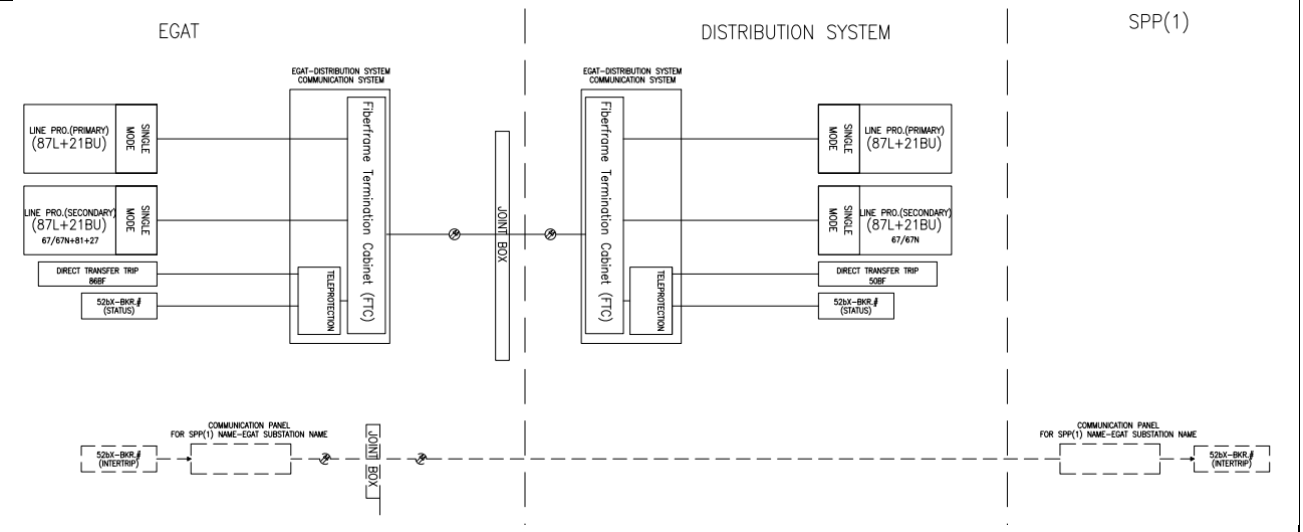


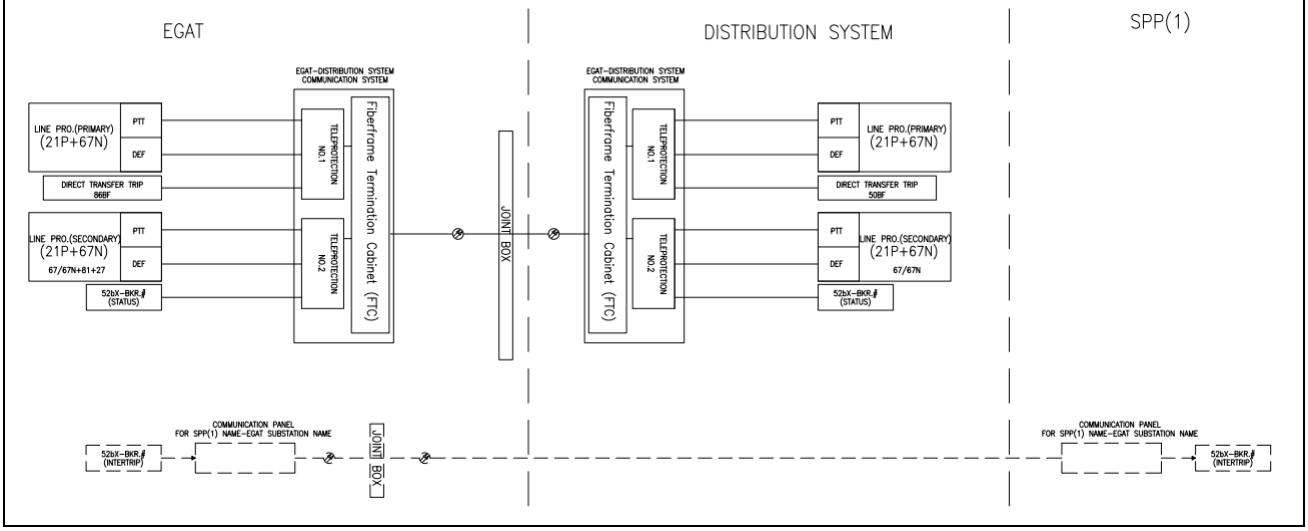
CCA6.4.4 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภท ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดด้วย ระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP (Non-Inverter/Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
กรณีที่ 1 สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1 ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มเติม Intertrip System ดังนี้	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) –	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1 - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2 ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มเติม Intertrip System ดังนี้ - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

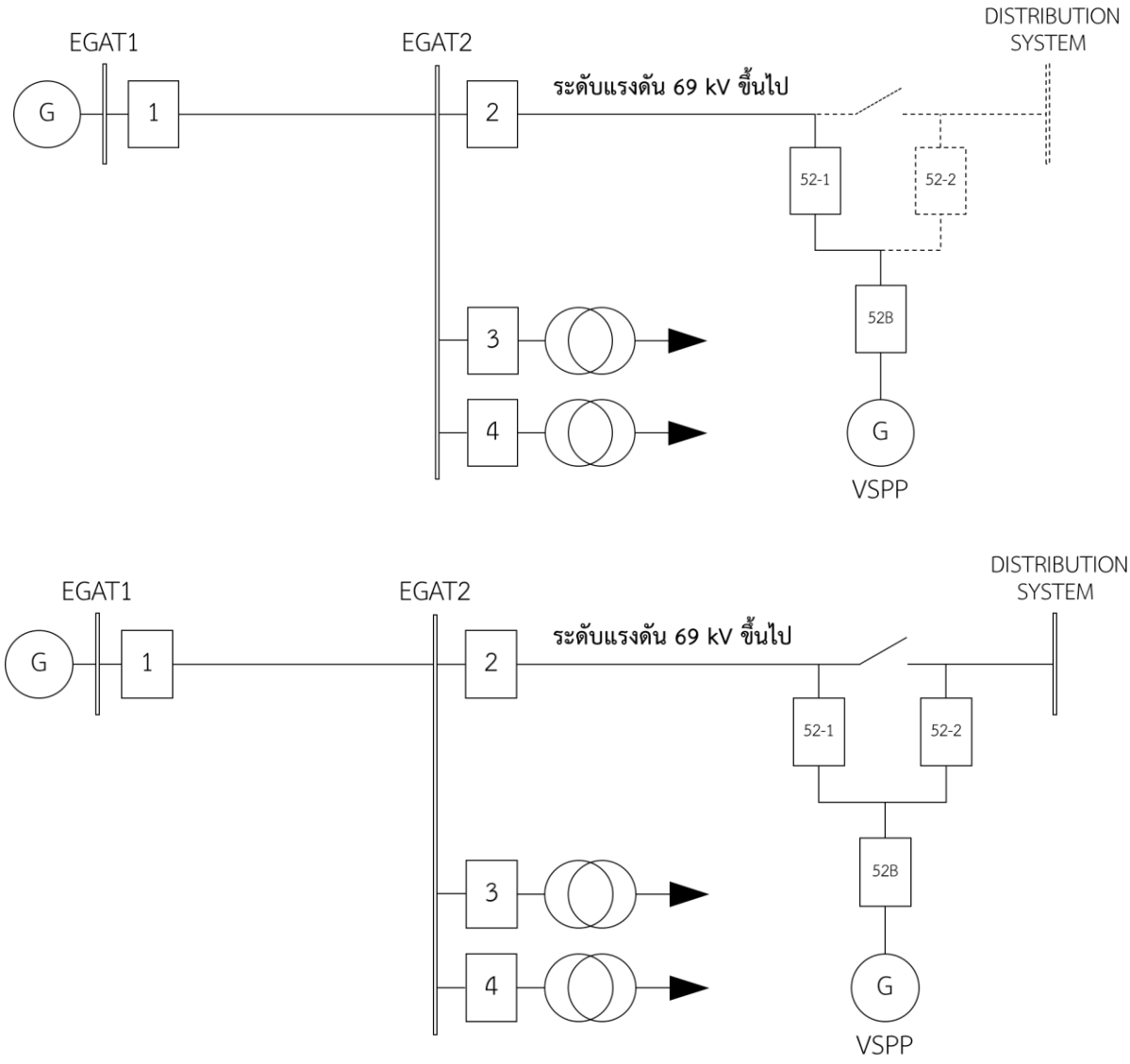
* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	- เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2 - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		

CCA6.5 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP), ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS), ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS), Microgrid

รายละเอียดการออกแบบระบบควบคุมละป้องกันตามประเภทผู้ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

CCA6.5.1 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

CCA6.5.1.1 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – VSPP ที่เชื่อมต่อตรงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และกรณีเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในรูปแบบ CUT & TURN

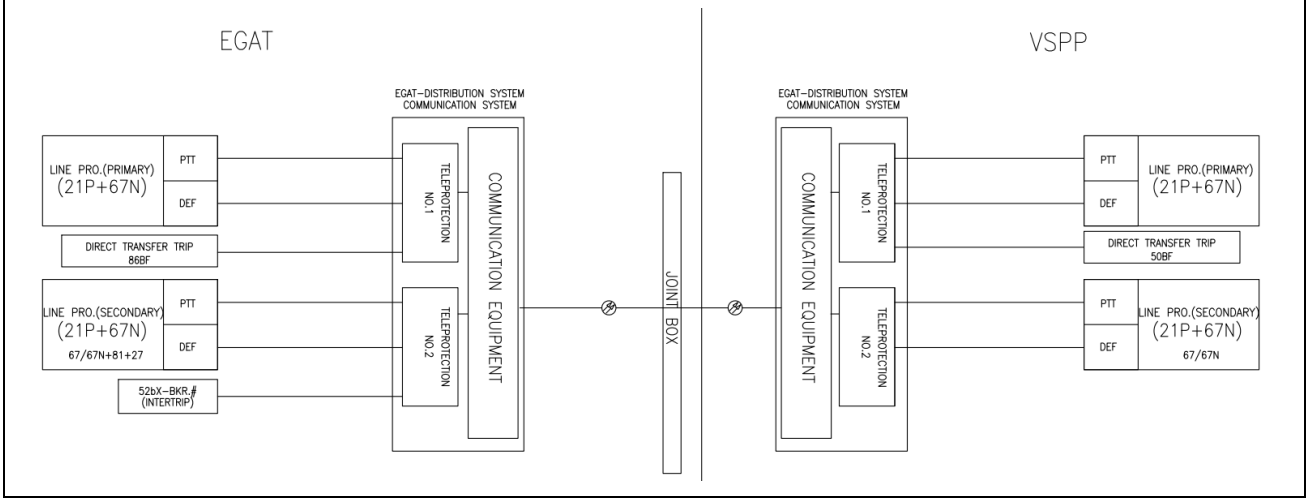


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อตรงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**ที่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป** และกรณีเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในรูปแบบ CUT & TURN **ที่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป**จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

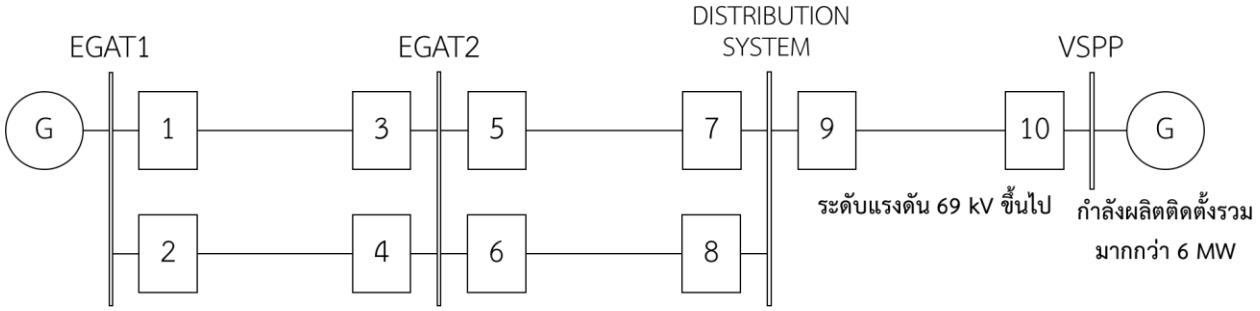
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – VSPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
- สถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีใบมีด Bypass หน้า Line Terminal และมีการใช้งานใบมีด Bypass ต้องมีระบบ Bypass teleprotection โดยกรณีที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องขณะใช้งานใบมีด Bypass ต้องมีการแก้ไข BKR. ภายใน 30 วัน **-** 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection primary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - 21P with Teleprotection (include 67N + 67/67N + 81 + 27) : Distance Protection	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for VSPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection	COMMUNICATION PANEL FOR VSPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

secondary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว นอกจากนี้ ต้องมีฟังก์ชันของ directional overcurrent protection (67/67N), under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27) - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	interfacing via Communication System with Optical Fiber	

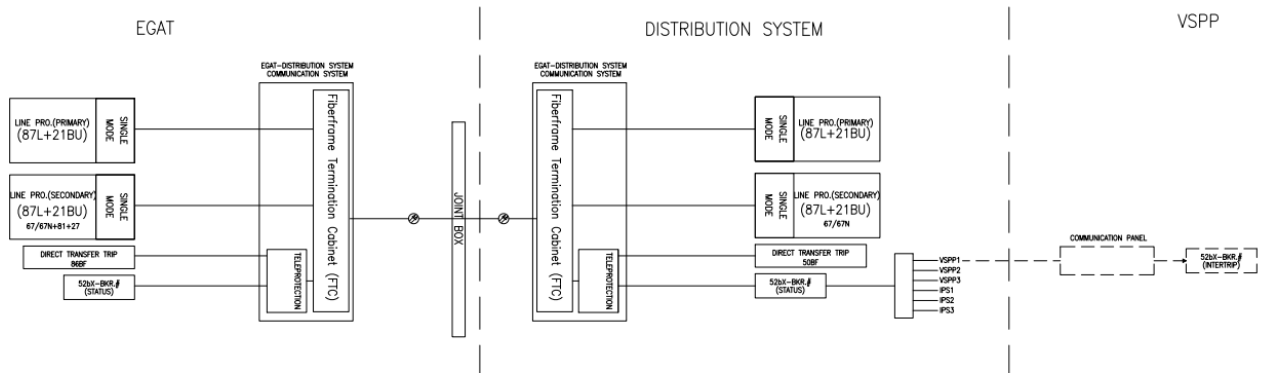
* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		

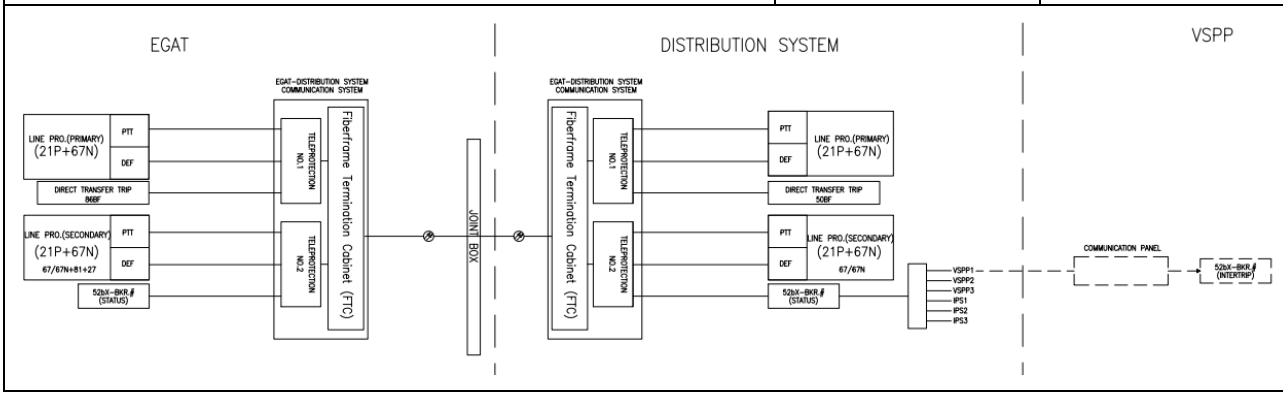


CCA6.5.1.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - VSPP ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



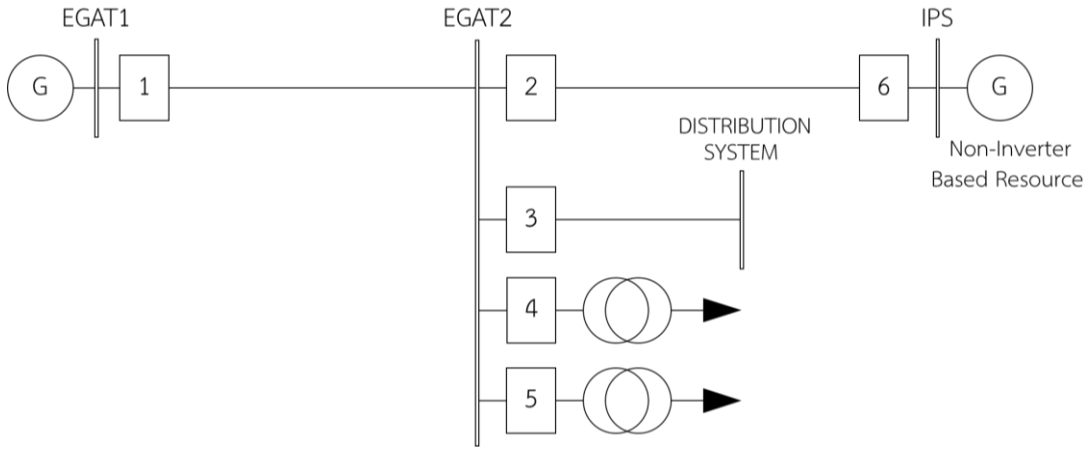
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่**มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 6 MW** ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**ที่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป** ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – VSPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1</u> ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มเติม Intertrip System ดังนี้ - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. จะส่งสัญญาณ Intertrip (52bX) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อให้โรงไฟฟ้ามารับสัญญาณไป trip circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	ให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ใช้สัญญาณที่จำเป็นของ กฟผ. ต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เช่น Intertrip (52bX) - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1</u>	ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ รับสัญญาณของ กฟผ. ต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2</u> ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มเติม Intertrip System ดังนี้	ให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ใช้สัญญาณที่จำเป็นของ กฟผ. ต่อจากทางการไฟฟ้า	ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ รับสัญญาณของ กฟผ. ต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

- Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. จะส่งสัญญาณ Intertrip (52bX) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อให้โรงไฟฟ้ามารับสัญญาณไป trip circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	ฝ่ายจำหน่าย เช่น Intertrip (52bX) - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2	
		

CCA6.5.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS)

CCA6.5.2.1 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - IPS ประเภทโรงไฟฟ้าที่<u>ไม่ใช้</u>อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

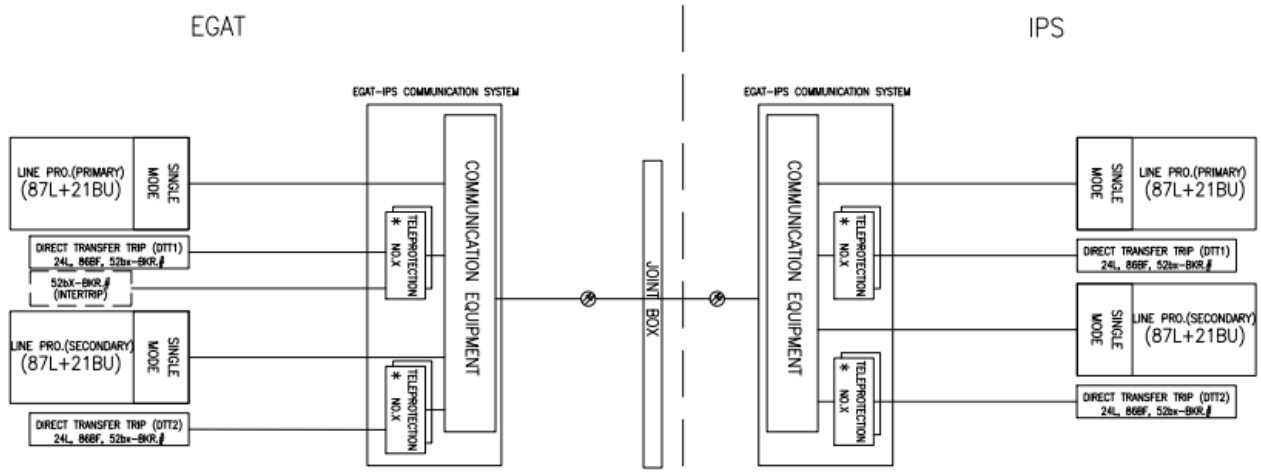


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ประเภทโรงไฟฟ้าที่<u>ไม่ใช้</u>อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio ZS/ZL (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.5.2.1.1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

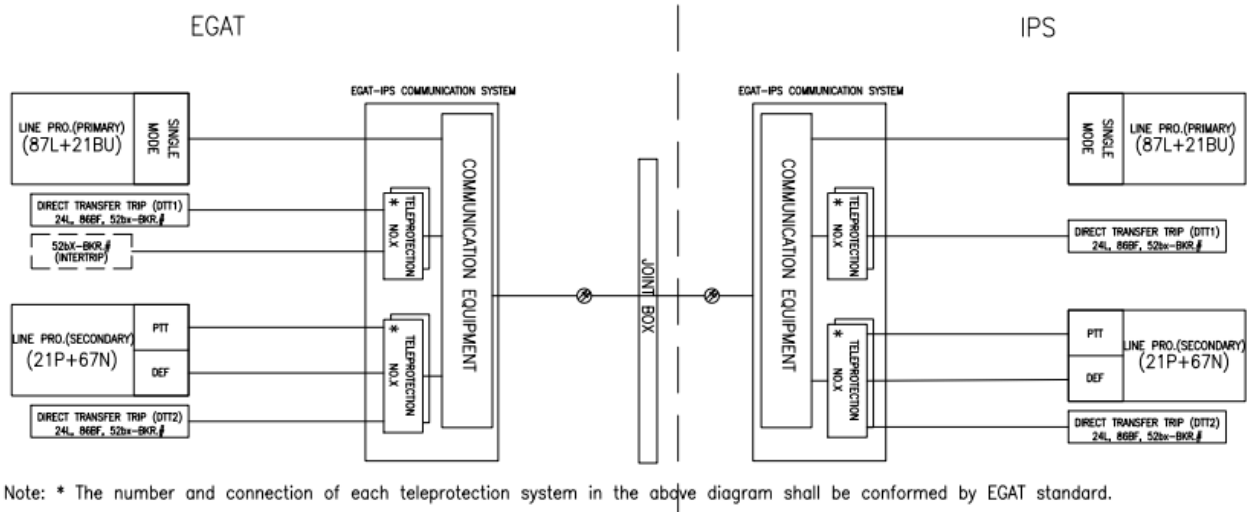
แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	- DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

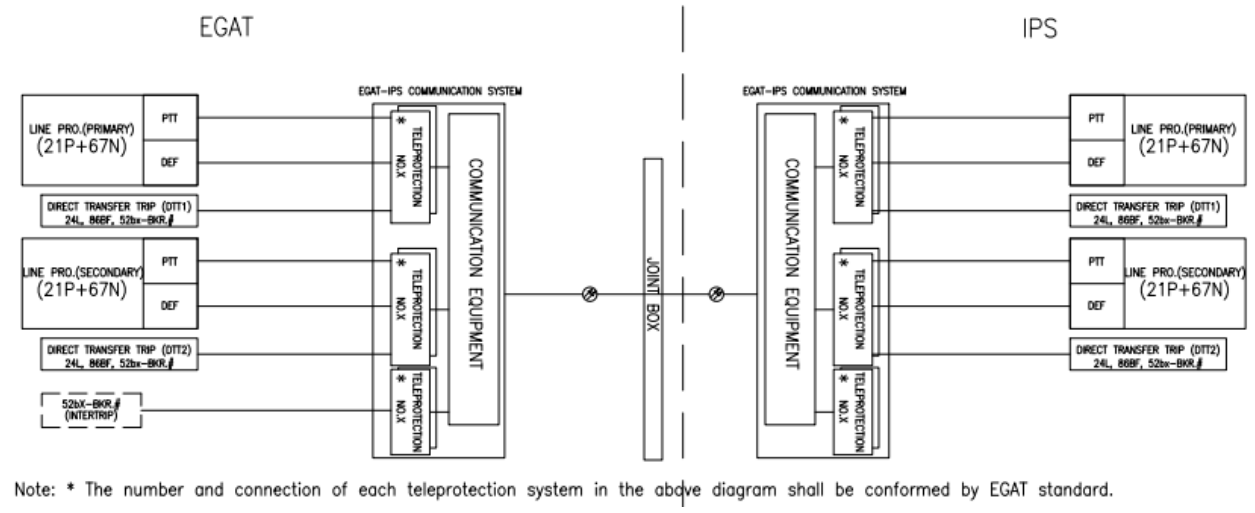
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> เป็น secondary distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	



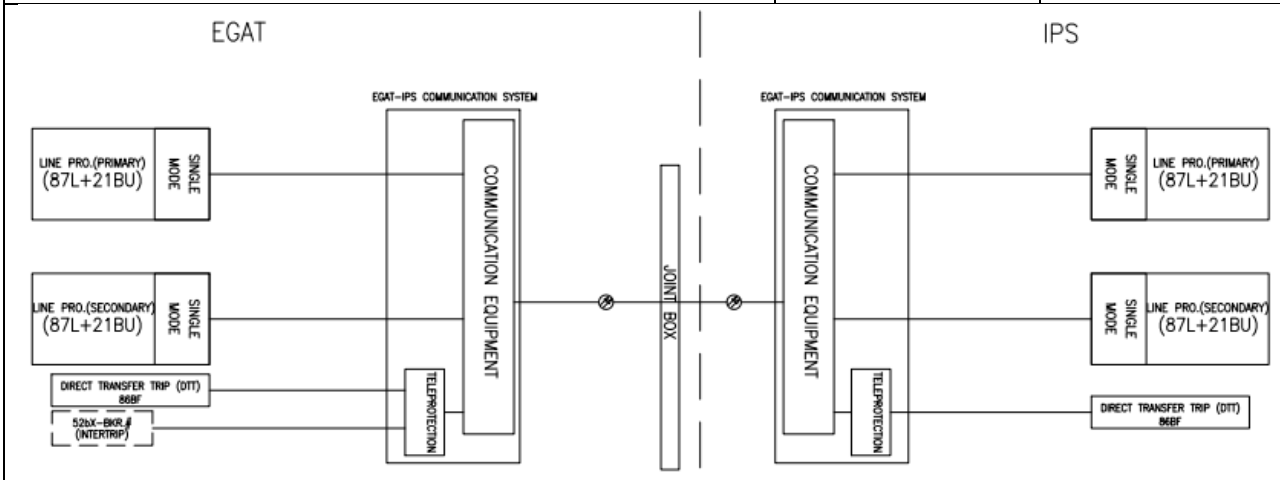
<u>กรณีที่ 3</u> สายส่ง 500 kV ที่มี Shunt Reactor

ให้เปลี่ยน Primary เป็น 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection โดยองค์ประกอบอื่น ๆ ให้พิจารณาตามกรณีที่ 2 และเพิ่มเติมระบบ Reactor Protection (ถ้ามี)

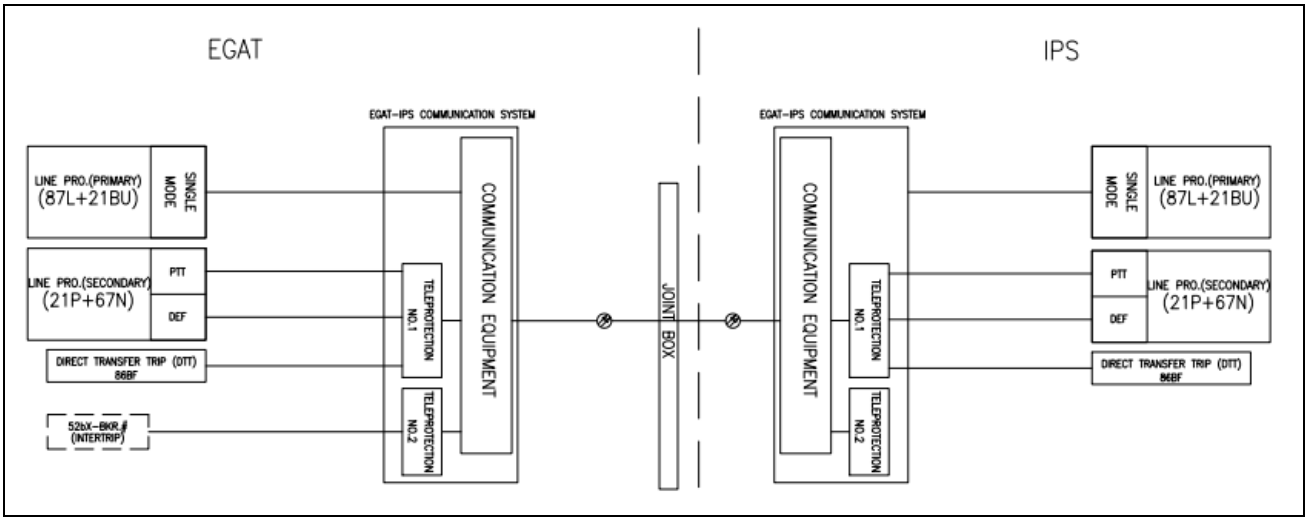


CCA6.5.2.1.2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

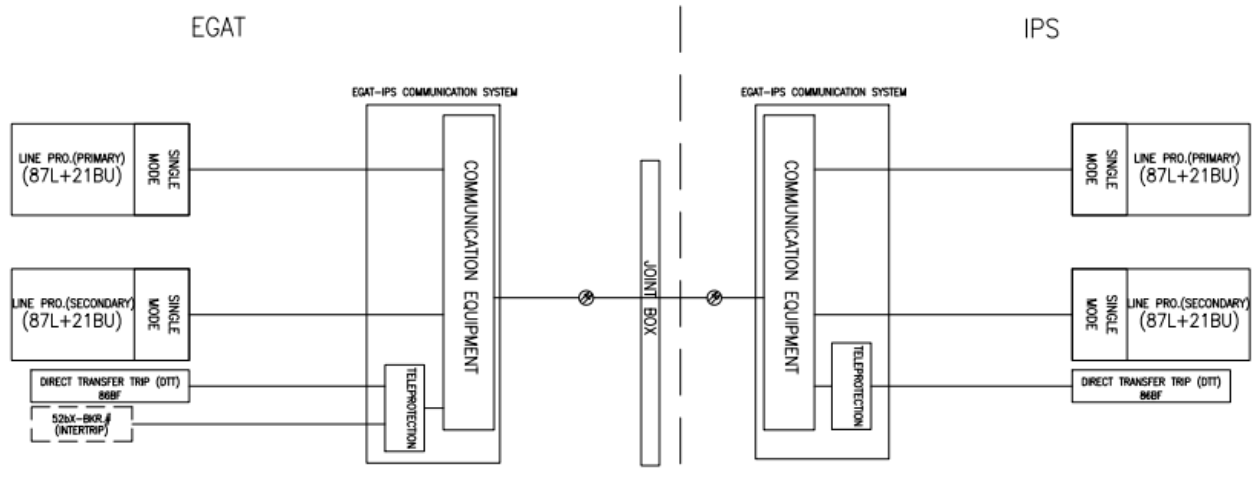
* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> เป็น secondary distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับ	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - 21P Teleprotection interfacing via Communication	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

กระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	

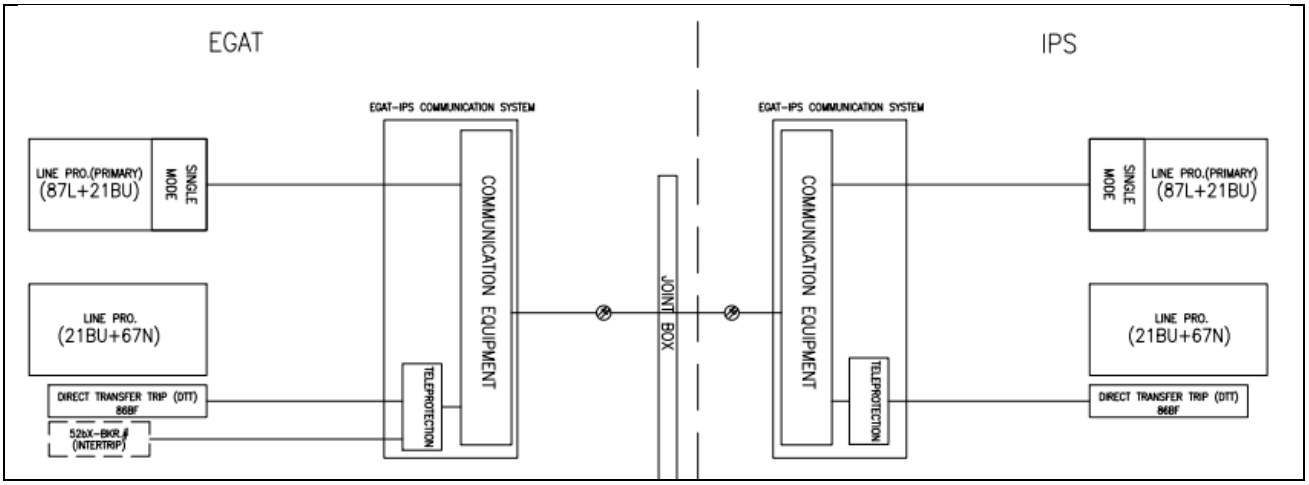


CCA6.5.2.1.3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

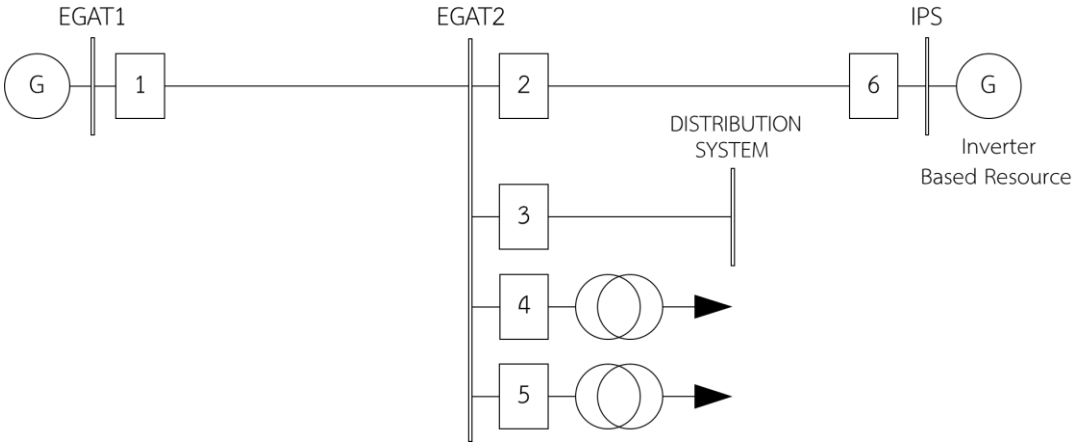
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS (Non-Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	- Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS	COMMUNICATION PANEL FOR IPS

- 21BU (include 67N) : Distance Protection (Backup) เป็น backup distance protection โดยจะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว นอกจากนี้ distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT



CCA6.5.2.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - IPS ประเภทโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย



รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.5.2.2.1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS	COMMUNICATION PANEL FOR IPS

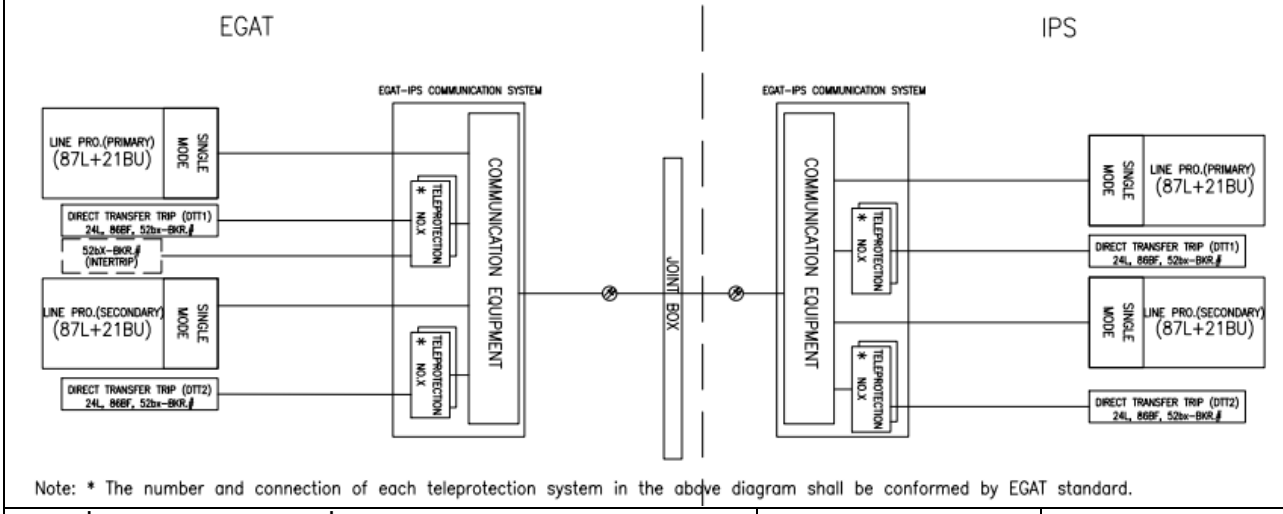
- 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - Direct Transfer Tripping System (DTT) แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system จำนวน 2 ชุด (DTT1 และ DTT2) เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ • Line Terminal Overvoltage Protection เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF • Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด จะส่งคำสั่ง trip จาก circuit breaker auxiliary contact (52bx) ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT1 และ DTT2 Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	(ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- Intertrip System

ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

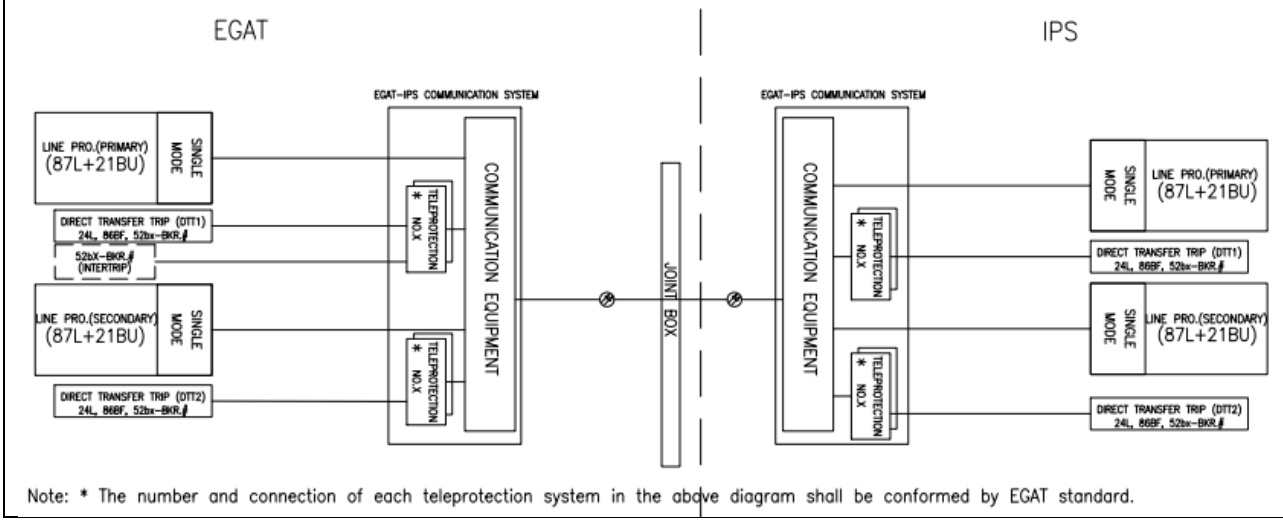
* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

<u>กรณีที่ 3</u> สายส่ง 500 kV ที่มี Shunt Reactor

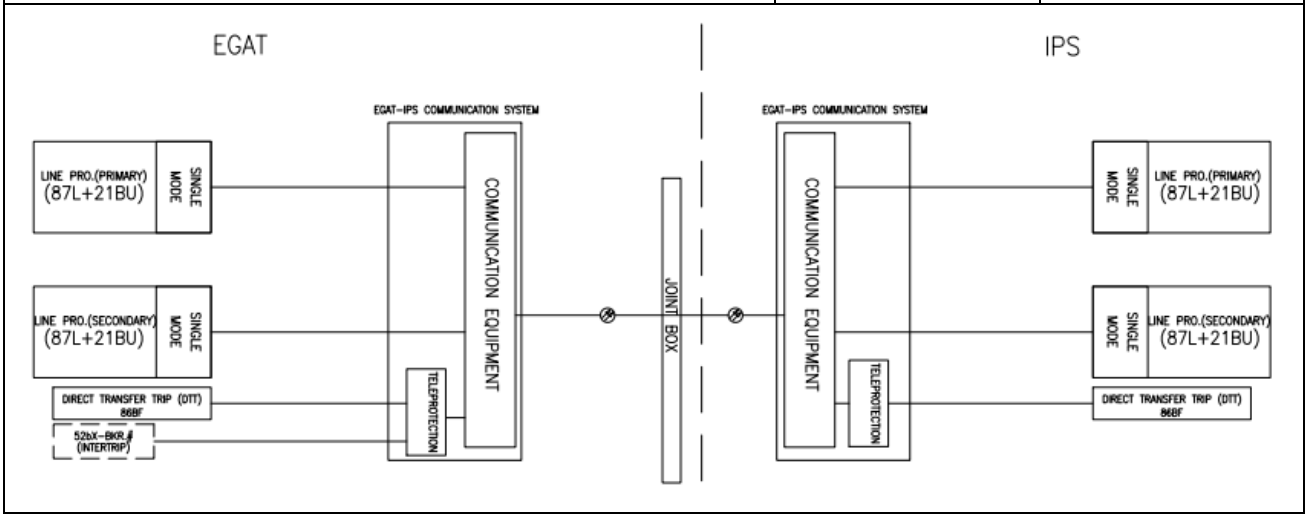
ระบบควบคุมและป้องกันพิจารณาตามกรณีที่ 1 และเพิ่มเติมระบบ Reactor Protection (ถ้ามี)



Note: * The number and connection of each teleprotection system in the above diagram shall be conformed by EGAT standard.

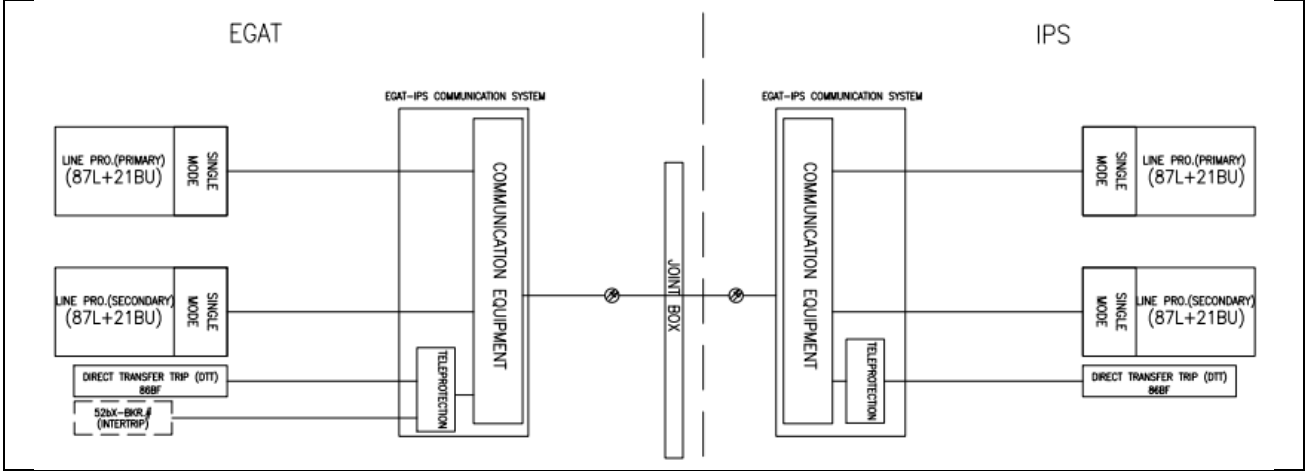
CCA6.5.2.2.2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

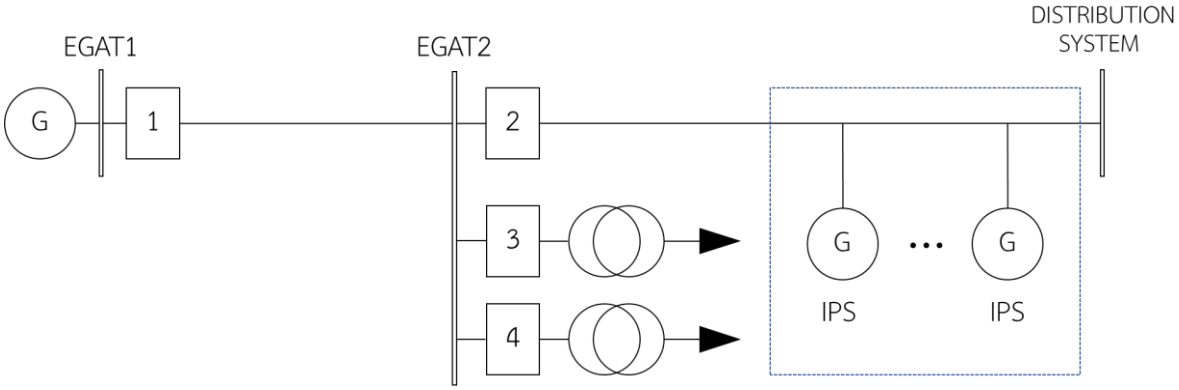
* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		

CCA6.5.2.2.3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS (Inverter)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 และ **<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4** - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection</u> เป็น secondary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

แต่ละ primary และ secondary relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	- DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	
		

CCA6.5.2.3 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - IPS ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในรูปแบบ Tap Line



ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter สามารถเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในรูปแบบ Tap Line ได้เฉพาะ 3 กรณี ดังนี้

1. โรงไฟฟ้า IPS ประเภทไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter มีขนาดกำลังติดตั้งรวมกันไม่เกิน 10 MW อนุญาตให้ Tap Line ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. โรงไฟฟ้า IPS ประเภทใช้อุปกรณ์ Inverter มีขนาดกำลังติดตั้งรวมกันไม่เกิน 20 MW อนุญาตให้ Tap Line ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

3. กรณีระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า IPS โรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และ/หรือโรงฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ติดตั้งอยู่ในสายส่งไฟฟ้าดังกล่าวแล้ว ให้พิจารณาขนาดกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถ Tap Line ได้ตามสัดส่วนดังสมการ

$$\frac{(SG_1 + SG_2 + SG_3 + \cdots)}{10} + \frac{(IBG_1 + IBG_2 + IBG_3 + \cdots)}{20} \leq 1.0$$

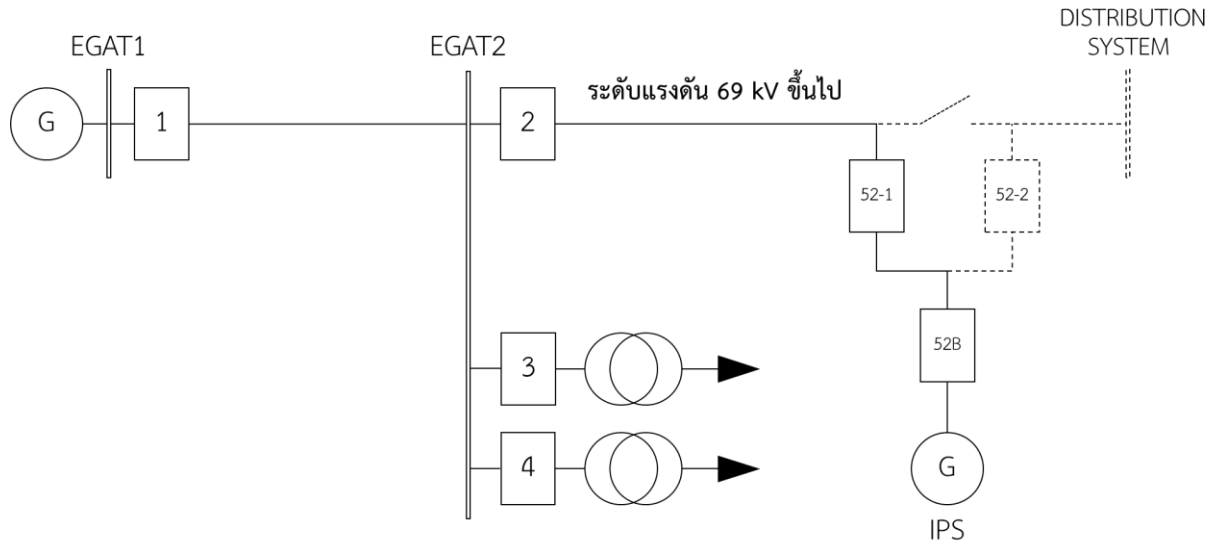
โดย SG_n หมายถึง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า IPS ประเภทไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter (MW)

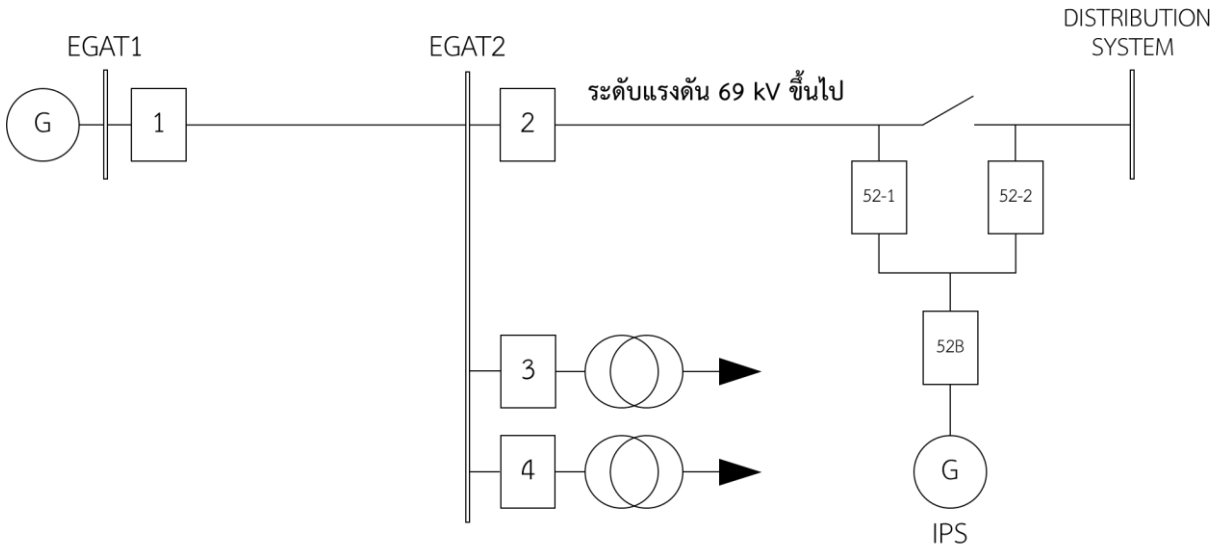
IBG_n หมายถึง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า IPS ประเภทใช้อุปกรณ์ Inverter (MW)

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ทำให้กำลังผลิตติดตั้งรวมกันเกินกรณีที่ 1-3 ต้องเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในรูปแบบ CUT&TURN (ระบบจัดการบัส Main and Transfer Bus หรือระบบอื่นที่มีความสามารถในการป้องกันเทียบเท่า) โดยมีรายละเอียดระบบควบคุมและป้องกันตาม CCA6.5.2.4

ทั้งนี้ เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการทุกกรณี

CCA6.5.2.4 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - IPS ที่เชื่อมต่อตรงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และกรณีเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในรูปแบบ CUT & TURN



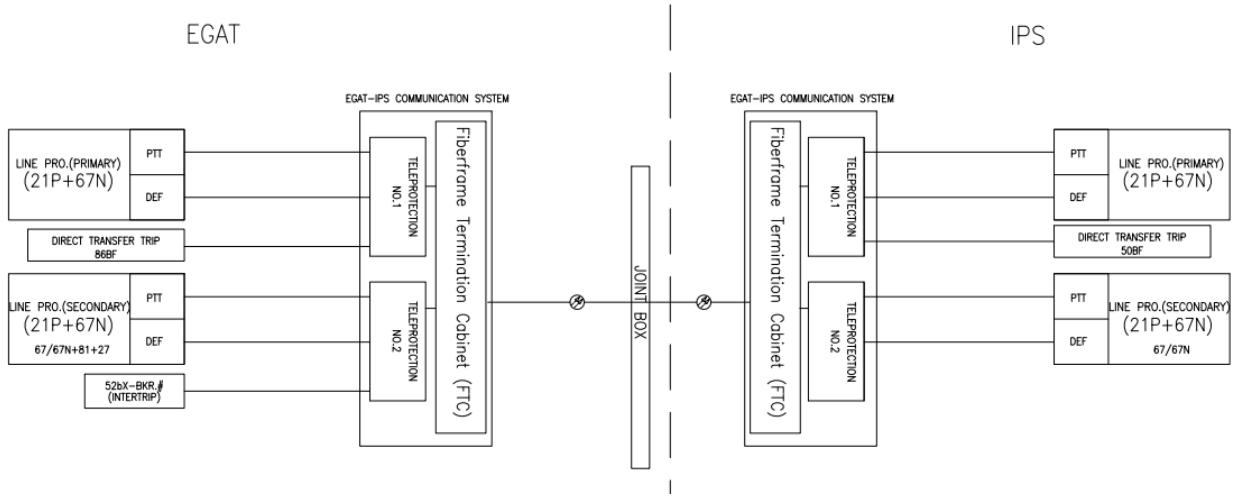


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่มีกำลังผลิตติดตั้งไม่เป็นไปตาม CCA6.5.2.3 และเชื่อมต่อตรงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**ที่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป** และกรณีเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในรูปแบบ CUT & TURN **ที่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป** จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

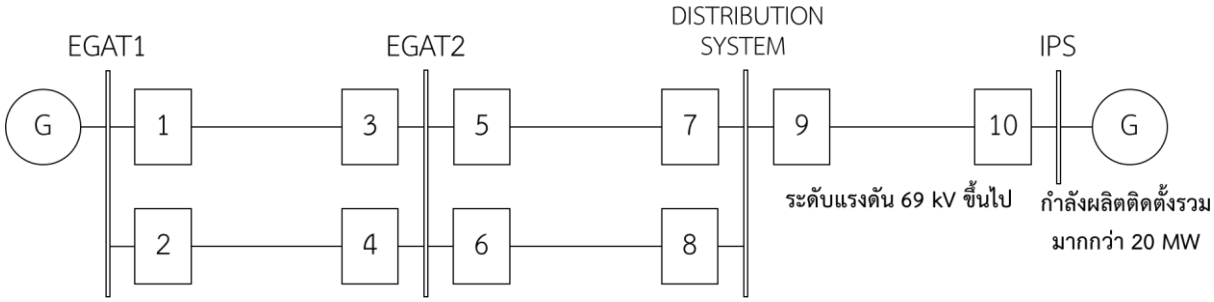
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
- สถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีใบมีด Bypass หน้า Line Terminal และมีการใช้งานใบมีด Bypass ต้องมีระบบ Bypass teleprotection โดยกรณีที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องขณะใช้งานใบมีด Bypass ต้องมีการแก้ไข BKR. ภายใน 30 วัน - 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection primary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - 21P with Teleprotection (include 67N + 67/67N + 81 + 27) : Distance Protection secondary distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว โดย Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - Intertrip (52bX) Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPS (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว สำหรับช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection (PTT) 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection (DEF) อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว นอกจากนี้ ต้องมีฟังก์ชันของ directional overcurrent protection (67/67N), under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27) - <u>Direct Transfer Tripping System (DTT)</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping system เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที DTT ประกอบด้วยฟังก์ชันต่อไปนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน - <u>Intertrip System</u> ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า Intertrip (52bX) จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u>		

* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		

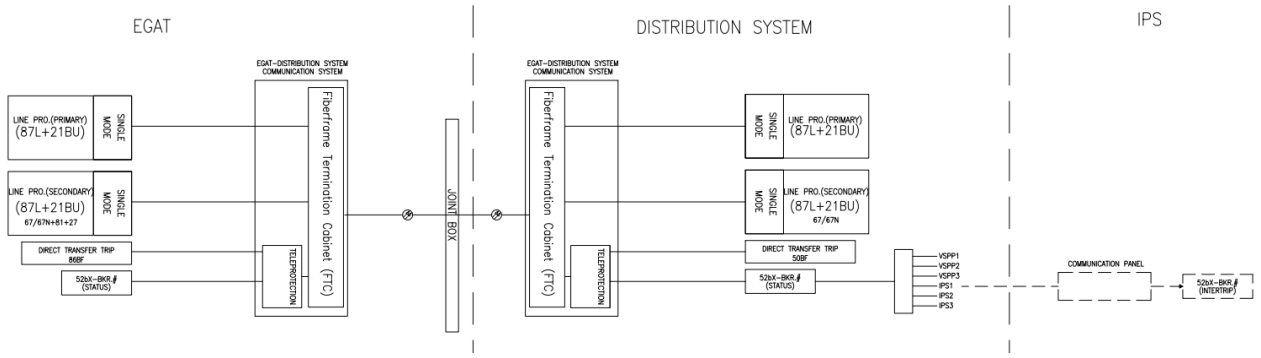


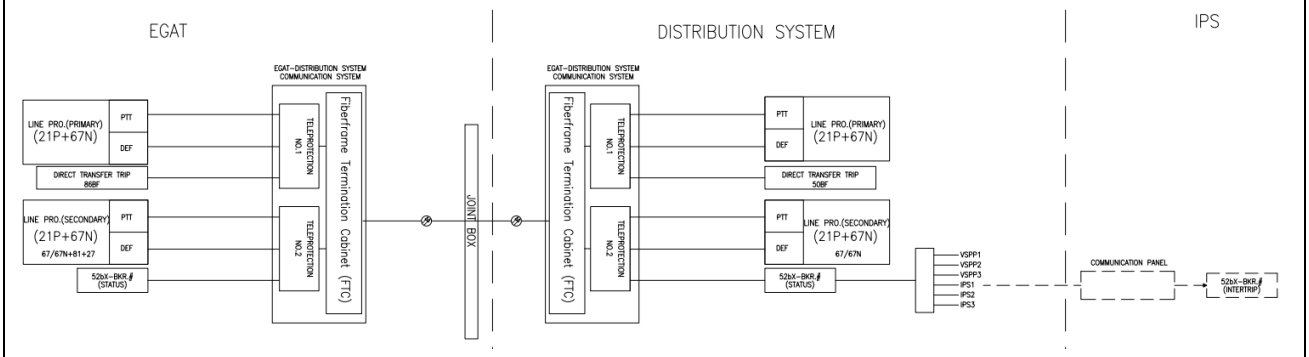
CCA6.5.2.5 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - IPS ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



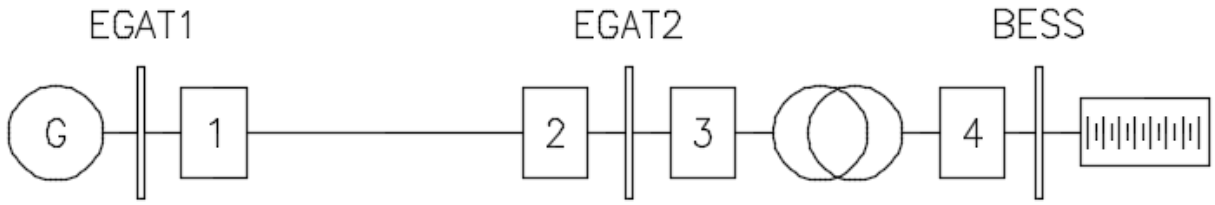
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ประเภทโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ที่**มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 20 MW** ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**ที่ระดับแรงดัน 69 kV ขึ้นไป** ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S/Z_L (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPS	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
กรณีที่ 1 สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดัง	ให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ใช้สัญญาณที่จำเป็นของ กฟผ.	ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ รับสัญญาณของ กฟผ. ต่อจาก

รายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1 ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มเติม Intertrip System ดังนี้ - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. จะส่งสัญญาณ Intertrip (52bX) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อให้โรงไฟฟ้ามารับสัญญาณไป trip circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	ต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เช่น Intertrip (52bX) - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1	ทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2 ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มเติม Intertrip System ดังนี้ - Intertrip System ในกรณีที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. จะส่งสัญญาณ Intertrip (52bX) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อให้โรงไฟฟ้ามารับสัญญาณไป trip circuit breaker ที่อยู่หน้าโรงไฟฟ้า	ให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ใช้สัญญาณที่จำเป็นของ กฟผ. ต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เช่น Intertrip (52bX) - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดในข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2	ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ รับสัญญาณของ กฟผ. ต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ		
		

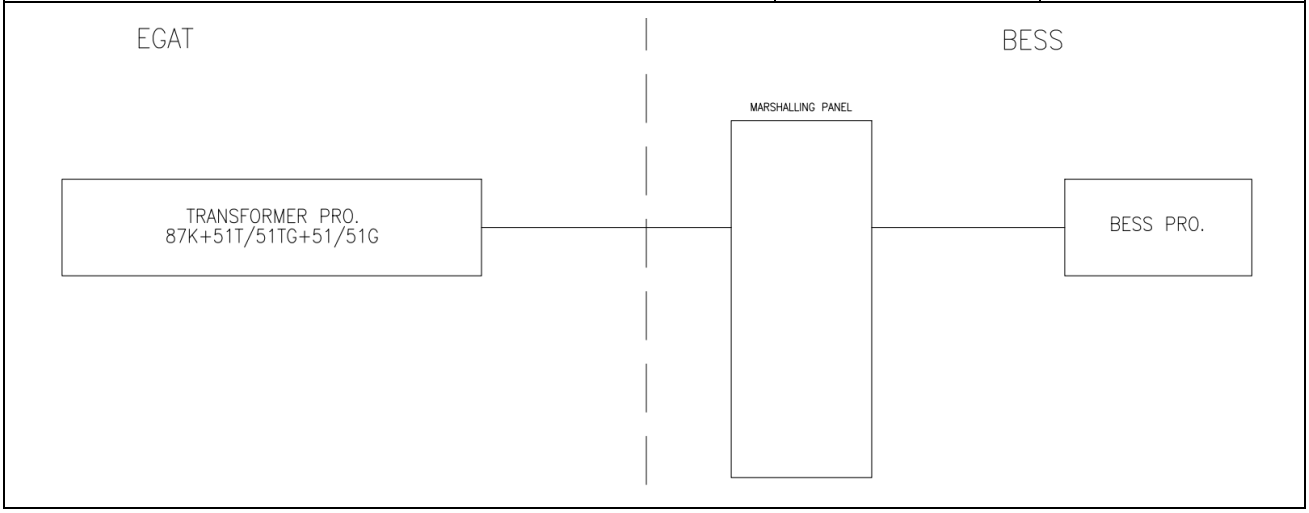
CCA6.5.3 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



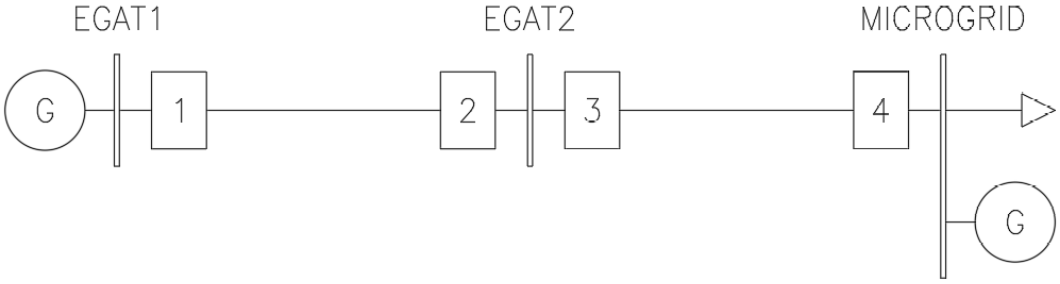
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)	**การ INTERFACING**	**จุดเชื่อมต่อ**
เชื่อมต่อที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง 115kV ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการติดตั้งระบบป้องกันของหม้อแปลง Loading ประกอบด้วย		
- 87K : Transformer Differential Relay 1 ชุด Transformer Differential Relay จะต้องเป็นแบบ numerical ทั้งแบบเฟสเดียวหรือสามเฟส โดยมีการทำงานแบบ high speed และเปรียบเทียบความแตกต่างของกระแสไฟฟ้าเป็น	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for BESS (ผู้ขอเชื่อมต่อ) –	COMMUNICATION PANEL FOR BESS (ผู้ขอเชื่อมต่อ) – EGAT

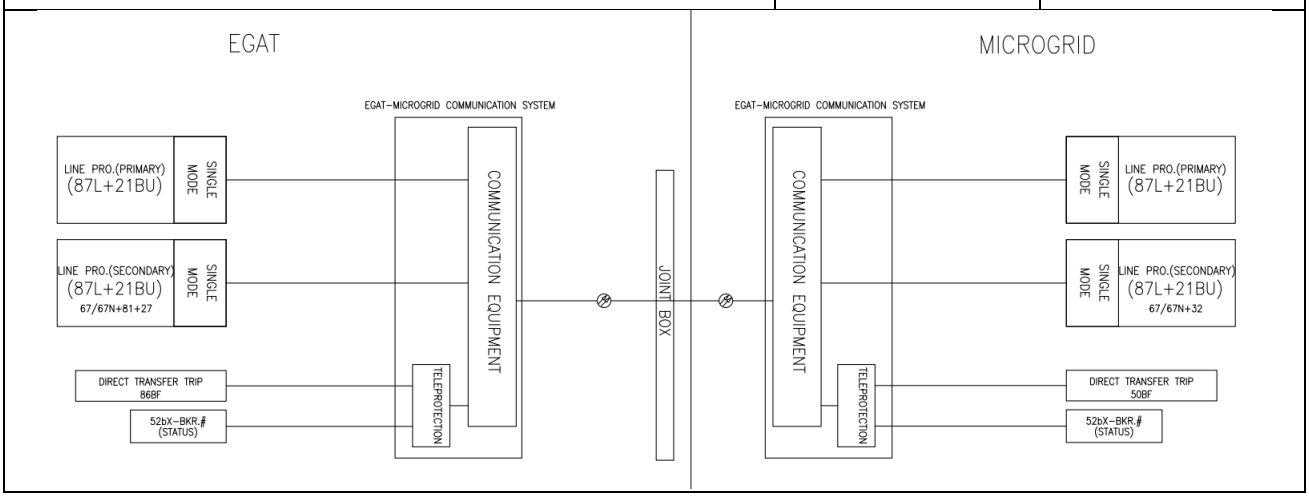
เปอร์เซนต์ซึ่งสามารถปรับ sensitivity และ harmonic restraint ได้ โดยรีเลย์จะต้องไม่ทำงานเมื่อมีการ overexcite ของหม้อแปลงไฟฟ้า ในกรณีของรีเลย์แบบสามเฟสจะต้องสามารถระบุได้ว่าฟอลท์เกิดขึ้นที่เฟสใด ในกรณีของรีเลย์แบบเฟสเดียวจะต้องระบุจำนวนของขดลวด restraint ในแบบ “Metering and Relaying Diagram” สำหรับทุกสถานีไฟฟ้า รีเลย์จะต้องมี instantaneous trip unit รวมอยู่ด้วย รีเลย์ต้องรวมการทำงานกับ current tap หรือ หม้อแปลงกระแสไฟฟ้ารองที่แยกออกมาเพื่อชดเชยกระแสที่ไม่ตรงกันของหม้อแปลงกระแสหลักได้ cut off switch (87K-CO) จะต้องมีหลอดไฟระบุสถานะการทำงานสีแดงติดตั้งแยกออกมาสำหรับรีเลย์แต่ละตัวเพื่อแยกรีเลย์รองออกจาก differential relay ป้องกันการ trip ที่ผิดพลาดจากการต่อตรงของหม้อแปลงกระแส Overcurrent Relay (51) จำนวน 2 ชุด คือ - Transformer High-side Overcurrent Relay (51T/51TG – three phase type) - Transformer Low-side Overcurrent Relay (51/51G – three phase type) <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม	

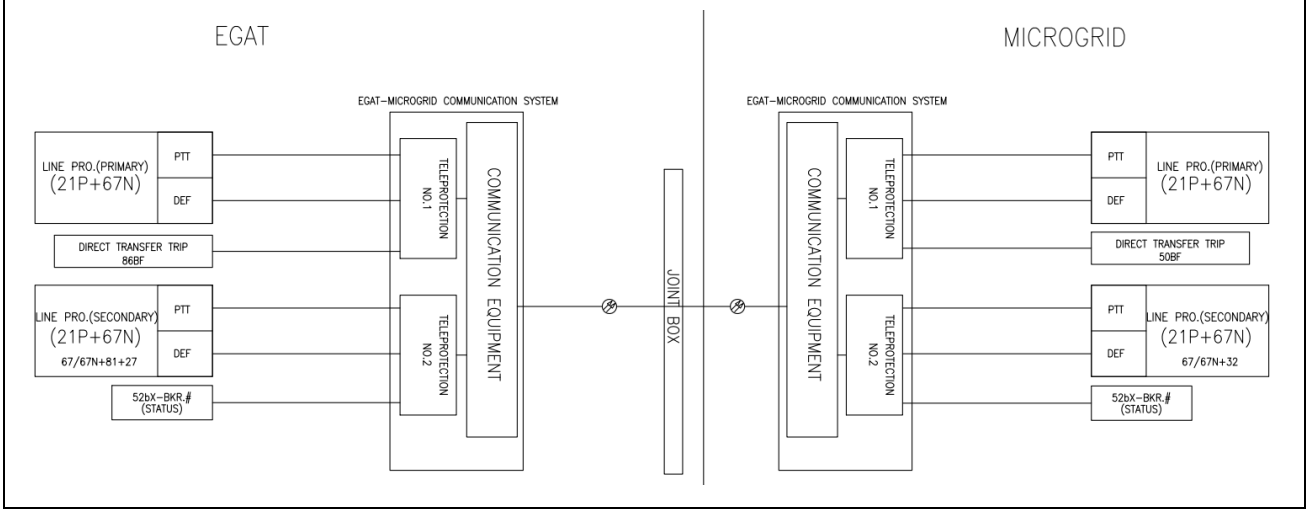


CCA6.5.4 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. - Microgrid ที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูงแรงดัน 115 kV ของ กฟผ.



ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – Microgrid	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1</u> ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 1</u>	COMMUNICATION PANEL FOR Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT Joint box บนพื้นที่ของ กฟผ. ในตำแหน่งเหมาะสม



<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. - การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2</u> ก่อนการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u> <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - เชื่อมต่อตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน<u>ข้อ CCA6.2 กรณีที่ 2</u>	COMMUNICATION PANEL FOR Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT Joint box บนพื้นที่ของ กฟผ. ในตำแหน่งเหมาะสม
		

CCA7 **ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม**

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก
เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม
ฉบับปี 2557
EGAT– PQG – 01 / 2014

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

คำนำ

ปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) เป็นปัญหาหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและส่งผลเสียต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดยรวม เช่น สร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า, ลดอายุการใช้งานของอุปกรณ์, ลดประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์, เพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์และระบบไฟฟ้า, ทำให้อุปกรณ์ควบคุมและป้องกันในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาด, สร้างสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้าสื่อสาร ฯลฯ ซึ่งหากไม่มีการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมก็จะส่งผลเสียหายต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ

ด้วยเหตุนี้ “คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า” ซึ่งประกอบด้วยผู้แทนจากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้เล็งเห็นถึงผลกระทบอันเนื่องจากปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าซึ่งส่งผลเสียหายต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศจึงมีมติให้แต่งตั้ง “คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality” เพื่อทำหน้าที่จัดวางข้อกำหนดและมาตรฐานสำหรับควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและไม่ส่งผลเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality จึงได้จัดทำ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” และ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” ซึ่งได้อ้างอิงจากมาตรฐานสากลเช่น มาตรฐานสากล IEC, มาตรฐานของสหราชอาณาจักร (UK) และมาตรฐานของออสเตรเลีย (AS) โดยคำนึงถึงความเหมาะสมในการนำมาใช้ในประเทศไทย ทั้งนี้ข้อกำหนดฯ ทั้ง 2 ฉบับการไฟฟ้าฯ ได้ประกาศบังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2541

แต่ต่อมาในปัจจุบันเนื่องจากคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากในอดีต ประกอบกับมาตรฐานสากลที่ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” เคยใช้อ้างอิงนั้นได้มีการปรับปรุงแก้ไขให้ทันสมัยขึ้น คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality จึงได้ทำการปรับปรุงข้อกำหนดฯ ให้มีความทันสมัยและสอดคล้องกับมาตรฐานสากล การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงได้จัดทำ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014)” เพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC–PQG–01/1998)”

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฯ ฉบับนี้ได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 3 การไฟฟ้าแล้ว

สารบัญ

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ

2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ

3. นิยามคำศัพท์

4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ

7. มาตรฐานอ้างอิง

ภาคผนวก (ก) : มาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผล

ภาคผนวก (ข) : ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก
สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ

1.1 ข้อกำหนดฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC–PQG–01/1998)”

1.2 บังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย) โดยครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าเฟสเดียวและสามเฟสในทุกระดับแรงดันไฟฟ้า

1.3 ประยุกต์ใช้กับโหลดผิดเพี้ยนที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยไม่ขึ้นอยู่กับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) นั่นคือสำหรับในข้อกำหนดฯ ฉบับนี้โหลดหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีความแตกต่างกัน

2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ

2.1 เพื่อควบคุมฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าโดยรวม

2.2 เพื่อเป็นกฎเกณฑ์ในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีโหลดผิดเพี้ยนหรืออุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิก

2.3 เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและตรวจสอบฮาร์มอนิกอันเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.4 เพื่อกำหนดแนวทางพร้อมมาตรการในการบังคับใช้ข้อกำหนดฯ กับผู้ใช้ไฟฟ้า

3. นิยามคำศัพท์

3.1 **ฮาร์มอนิก (Harmonic)** - ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใด ๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 3 (Third Harmonic) ฮาร์มอนิกเกิดจากการทำงานของโหลดผิดเพี้ยน

3.2 **ส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component)** – ส่วนประกอบของฮาร์มอนิกที่มีอันดับมากกว่าหนึ่งของปริมาณเป็นคาบใด ๆ ซึ่งแสดงในรูปของอันดับ (Order) และค่า RMS ของอันดับนั้น

3.3 **ความเพี้ยนฮาร์มอนิก (Harmonic Distortion)** - การเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform) ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่หลักมูล (Fundamental) และฮาร์มอนิกอื่น ๆ เข้าด้วยกัน

3.4 **ความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD)** - คืออัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) กับค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อย

ละ โดยอาจแบ่งเป็นค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) ดังแสดงในสมการ (3.1) และค่าความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (THD_I) ดังแสดงในสมการ (3.2)

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2+V_3^2+V_4^2+\cdots\cdots\cdots}}{V_1} \quad (3.1)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_2^2+I_3^2+I_4^2+\cdots\cdots\cdots}}{I_1} \quad (3.2)$$

3.5 **โหลดผิดเพี้ยน (Distorting Load)** - โหลดซึ่งรับแรงดันไฟฟ้าที่เป็นรูปคลื่นไซน์ (Sinusoidal Voltage) แต่ดึงกระแสที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ (Non-Sinusoidal Current) สำหรับข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ โหลดผิดเพี้ยนรวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือแหล่งกำเนิดใด ๆ ที่มีการสร้างกระแสหรือแรงดันที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ด้วย (เช่นระบบผลิตไฟฟ้าผ่าน Inverter)

3.6 **ระดับวางแผน (Planning Level)** - ระดับของแรงดันฮาร์มอนิกที่การไฟฟ้าใช้กำหนดเป็นเป้าหมายเพื่อวางแผนควบคุมมิให้แรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมมีค่าเกินกว่าระดับดังกล่าว เพื่อป้องกันมิให้ฮาร์มอนิกส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

3.7 **จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling, PCC)** - ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุดซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

3.8 **กำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุด (Minimum Short Circuit Power, S_{SC})** - ขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MVA

3.9 **กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา (Agreed Power, Si)** - ขนาดการขอใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญากับการไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MVA

3.10 **กำลังจ่ายไฟฟ้ารวม (Total Available Power, St)** – ขนาดกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อ เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมมีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จะจ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้น มีหน่วยเป็น MVA

3.11 **ค่าสูงสุดที่ 95% (95% Probability Value)** - ในการประเมินระดับของฮาร์มอนิกเทียบกับขีดจำกัดนั้นมิใช่การพิจารณาระดับของฮาร์มอนิกสูงสุดในขณะใดขณะหนึ่งเทียบกับขีดจำกัด แต่เป็นการพิจารณาค่าทางสถิติเทียบกับขีดจำกัด ในการพิจารณาค่าทางสถิตินั้นจะนำข้อมูลผลการวัดที่ต่อเนื่องซึ่งมีจำนวนข้อมูลหลายพันค่ามาใช้วิธีการทางสถิติ โดยตัดค่าระดับฮาร์มอนิกสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 5% ของข้อมูลทั้งหมด เนื่องจากค่าดังกล่าวมิได้สะท้อนถึงฮาร์มอนิกจากโหลดในสภาวะการทำงานปกติ แต่เป็นค่าฮาร์มอนิกที่อาจเกิดขึ้นในสภาวะทรานเซียนท์ ค่าสูงสุดของข้อมูลอีก 95% ที่เหลือจึงเป็นค่าที่ใช้ในการเปรียบเทียบกับขีดจำกัด

3.12 **ค่าสูงสุดที่ 99% (99% Probability Value)** - ค่าสูงสุดที่ 99% เป็นค่าสูงสุดของข้อมูลที่เหลืออยู่ภายหลังจากตัดข้อมูลที่มีค่าสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 1% ของข้อมูลทั้งหมด

4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

การไฟฟ้าได้กำหนดระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยดังแสดงไว้ในตารางที่ 4-1 ถึง 4-3 เพื่อใช้เป็นเป้าหมายในการควบคุมแรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพื่อใช้เป็นกรอบในการวางแผนเพื่อกำหนดขีดจำกัดสำหรับกระแสฮาร์มอนิกที่สร้างจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

ตารางที่ 4-1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 230 / 400 V

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
5	4.0	3	4.0	2	1.6
7	4.0	9	1.2	4	1.0
11	3.0	15	0.3	6	0.5
13	2.5	21	0.2	8	0.4
17	1.6	> 21	0.2	10	0.4
19	1.2			12	0.2
23	1.2			>12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD V) = 5%					

ตารางที่ 4-2 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 12 kV, 22 kV, 24 kV และ 33 kV

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์มอนิก (%)
5	3.0	3	3.0	2	1.5
7	3.0	9	1.2	4	1.0
11	2.0	15	0.3	6	0.5
13	2.0	21	0.2	8	0.4
17	1.6	> 21	0.2	10	0.4
19	1.2			12	0.2
23	1.2			> 12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 4%					

ตารางที่ 4-3 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**
5	2.0	3	2.0	2	1.0
7	2.0	9	1.0	4	0.8
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4
17	1.0	> 21	0.2	10	0.4
19	1.0			12	0.2
23	0.7			> 12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD V) = 3%					

ในข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ไม่ได้กำหนดระดับวางแผนสำหรับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงส่งผลกระทบที่เป็นอันตรายต่อระบบไฟฟ้า นั่นคือการไฟฟ้าฯ ไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในทุกกรณี

5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

การประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งวิธีการประเมินออกเป็น 3 ขั้นตอน วัตถุประสงค์ในการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนนั้นก็เพื่อความสมดุลระหว่างระดับของรายละเอียดที่ต้องใช้ในการประเมินแต่ละขั้นตอนกับระดับความเสี่ยงที่แรงดันฮาร์มอนิกจะมีค่าเกินระดับวางแผนอันเนื่องการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า

การประเมินจะเริ่มพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง

5.1 การประเมินในขั้นตอนที่ 1

เป็นการประเมินในขั้นต้นที่จะพิจารณาจากขนาดกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

5.2 การประเมินในขั้นตอนที่ 2

เป็นการประเมินที่ต้องพิจารณาทั้งขนาดและประเภทของโหลดผิดเพี้ยนของผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก (Weighted Distorting Power) ของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนักสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$S_{DW} = \sum_i S_{Di} \cdot W_i$$

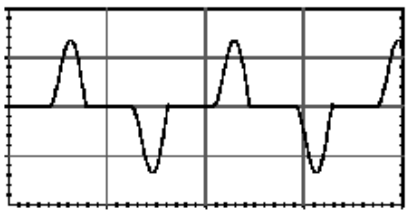
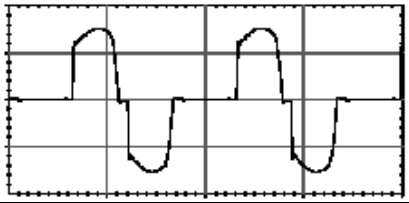
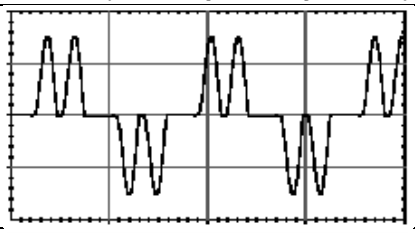
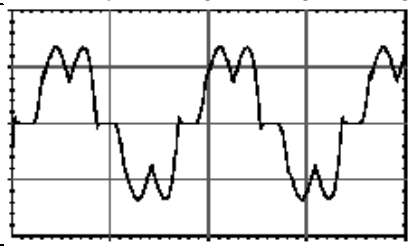
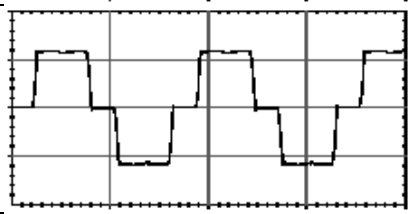
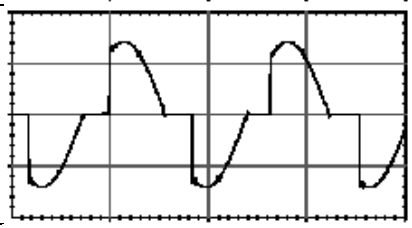
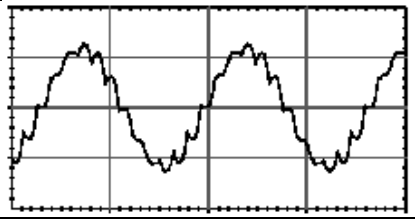
เมื่อ S_{DW} = กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก

S_{Di} = กำลังไฟฟ้าพิกัดของโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i

W_i = แฟคเตอร์ปรับน้ำหนัก (Weighting Factor) สำหรับโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i โดยแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่าง ๆ สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 5-1

<u>หมายเหตุ</u> กรณีไม่ทราบของคุณลักษณะของโหลดผิดเพี้ยน ให้กำหนดค่าแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักเป็น 2.5

ตารางที่ 5-1 แฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่าง ๆ

ประเภทของ โหลดผิดเพี้ยน	รูปคลื่นกระแสโดยทั่วไป	ความเพี้ยนของ กระแสฮาร์มอนิก	แฟคเตอร์ ปรับน้ำหนัก
Single Phase Power Supply (Rectifier and Smoothing Capacitor)		80% (ฮาร์มอนิกที่ 3 มีค่าสูง)	2.5
Semiconverter		ฮาร์มอนิกที่ 2, 3 และ 4 มีค่าสูง เมื่อโหลดน้อย	2.5
6-pulse Converter, Capacitive Smoothing, no Series Inductance		80%	2.0
6-Pulse Converter, Capacitive Smoothing with Series Inductance > 3%, or DC Drive		40%	1.0
6-Pulse Converter with Large Inductor for Current Smoothing		28%	0.8
AC Voltage Regulator		เปลี่ยนแปลงตาม Firing Angle	0.7
12-Pulse Converter		15%	0.5

5.3 การประเมินในขั้นตอนที่ 3

เป็นการประเมินที่พิจารณาจากปริมาณกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างขึ้นเปรียบเทียบกับขีดจำกัดที่กำหนด โดยขีดจำกัดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายพิจารณาจากหลักการต่อไปนี้

- ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญามากจะยอมให้สร้างกระแสฮาร์มอนิกได้มาก
- การกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกคำนึงถึงตัวแปรต่าง ๆ ที่มีผลต่อการรวมกันของฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าอัน ได้แก่ การถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบแรงสูงสู่ระบบแรงต่ำ (Voltage Transfer) และผลการรวมกันในเชิงเวคเตอร์ของฮาร์มอนิกอันดับต่าง ๆ (Summation Exponent)
- หากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายสร้างกระแสฮาร์มอนิกและจ่ายย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นปริมาณเท่ากับขีดจำกัดที่การไฟฟ้ากำหนดแล้ว แรงดันฮาร์มอนิกรวมในระบบไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับระดับวางแผน

ค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายขึ้นอยู่กับตัวแปรต่าง ๆ ต่อไปนี้ ได้แก่ ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิก ระดับแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้าและกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อเป็นต้น โดยสามารถคำนวณได้จากชุดสมการต่อไปนี้

$$G_h = \sqrt[\alpha]{L_{Ch}{}^{\alpha} - (T \cdot L_{Uh})^{\alpha}}$$

เมื่อ G_h = ระดับแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h รวมที่ยอมรับได้ในระบบไฟฟ้า (Acceptable Global Contribution) ในส่วนที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบที่พิจารณา

α = เลขชี้กำลังผลรวมปริมาณเวคเตอร์ (Summation Exponent) ของแรงดันฮาร์มอนิกจากแหล่งกำเนิดที่หลากหลาย โดยพิจารณาค่าได้จากตารางที่ 5-2

L_{Ch} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ พิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3

L_{Uh} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) เช่น หากระบบไฟฟ้าที่พิจารณาคือระบบ 24 kV ระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปคือระบบ 69 kV หรือ 115 kV พิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3

T = ตัวประกอบการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิก (Transfer Factor) จากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ ซึ่งสามารถประเมินค่าได้จากการจำลองระบบหรือการวัดค่าจริง ในกรณีที่ไม่ทราบค่าให้กำหนดค่าเท่ากับ 1

<u>หมายเหตุ</u>

1. สำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV และ 115 kV ให้ G_h มีค่าเท่ากับระดับวางแผนในระบบไฟฟ้านั้น
2. วิธีการประเมินค่า G_h ตามสมการข้างต้นมีพื้นฐานมาจากระบบไฟฟ้าแบบ Radial สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีลักษณะเป็น Mesh เช่นระบบ 230 kV การประเมินค่า G_h ให้พิจารณาจากวิธีการตามข้อ 9.2.2 ในมาตรฐาน IEC 61000-3-6 (2008)

$$E_{uh} = G_h \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_t}}$$

เมื่อ E_{uh} = ขีดจำกัดแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h (%) ณ จุดต่อร่วมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา

S_i = กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (MVA)

S_t = กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (MVA) เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้านั้น

<u>หมายเหตุ</u>

1. สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาต่ำ การคำนวณค่า E_{uh} ตามสมการข้างต้นอาจให้ค่าขีดจำกัดที่ไม่สามารถดำเนินการได้ในทางปฏิบัติ ดังนั้นค่า E_{uh} ที่คำนวณได้หากมีค่าน้อยกว่า 0.1% ให้กำหนดค่าเป็น 0.1%
2. สำหรับระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ HVDC Station หรือ Non-linear Generating Plant หรือ Thyristor-controlled Reactor หรือ Static Var Compensator การประเมินค่า S_t ให้พิจารณาจากวิธีการตามข้อ 9.2.1 ในมาตรฐาน IEC 61000-3-6 (2008)

$$I_h = \frac{10 \cdot E_{uh} \cdot MVA_{SC}}{\sqrt{3} \cdot h \cdot kV_S}$$

เมื่อ I_h = ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับ h ณ จุดต่อร่วมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (A)

h = อันดับฮาร์มอนิกที่พิจารณา

kV_S = แรงดัน Line to Line ของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (kV)

MVA_{SC} = กำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้า (MVA)

ตารางที่ 5-2 Summation Exponent สำหรับฮาร์มอนิกอันดับต่าง ๆ

อันดับ	Summation Exponent (α)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2

ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายนอกจากสามารถคำนวณโดยใช้สมการข้างต้นแล้ว ยังสามารถพิจารณาได้จาก “โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” ซึ่งสามารถดาวน์โหลดได้จากเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (www.pea.co.th) หรือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (www.egat.co.th) โดยตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมฯ พิจารณาได้จากภาคผนวก (ข)

เงื่อนไขในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สร้างฮาร์มอนิกตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 สรุปได้ดังนี้

“หากปริมาณกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับตั้งแต่อันดับที่ 2 ถึง 50 ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างขึ้น ณ ตำแหน่งจุดต่อร่วมมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

สำหรับมาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผลค่ากระแสฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 พิจารณารายละเอียดได้จากภาคผนวก (ก)

6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ

6.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่จะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่าเมื่อมีการต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้วจะไม่ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้าหากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

6.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 6.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

6.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่า การใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้นก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าวหากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้าหรืองดการจ่ายไฟฟ้า

7. มาตรฐานอ้างอิง

Engineering Recommendation G5/4-1 (2005) : Planning Levels for Harmonic Voltage Distortion and the Connection of Non-Linear Equipment to Transmission Systems and Distribution Networks in the United Kingdom

IEC 61000-3-6 (2008) : Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems

IEC 61000-4-7 (2002) : General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto

IEC 61000-4-30 (2008) : Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods

BS EN 50106 (2000) : Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems

PRC–PQG–01/1998 : ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

รายงานทางเทคนิคการควบคุมฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ฉบับปี 2557 , คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ภาคผนวก (ก)
มาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผล

ก.1) อุปกรณ์และเครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัดฮาร์มอนิกต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในมาตรฐาน IEC 61000-4-30 Class A และ IEC 61000-4-7

ก.2) การประเมินกระแสฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขีดจำกัดในการประเมินขั้นตอนที่ 3 จะพิจารณาโดยอาศัยหลักเกณฑ์ต่อไปนี้

- ค่าสูงสุดที่ 95% ของค่า RMS เฉลี่ยในช่วงเวลา 10 นาที ในรอบระยะเวลา 1 สัปดาห์ ของกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ ต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้จากการประเมินขั้นตอนที่ 3
- ค่าสูงสุดที่ 99% ของค่า RMS เฉลี่ยในช่วงเวลา 3 วินาที ในรอบระยะเวลา 1 วัน ของกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ ต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้จากการประเมินขั้นตอนที่ 3 คูณด้วยแฟคเตอร์ k_{hvs} โดยคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$k_{hvs} = 1.3 + \frac{0.7}{45}(h-5)$$ เมื่อ h คืออันดับฮาร์มอนิก

ก.3) กรณีที่กระแสฮาร์มอนิกมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละเฟส การประเมินให้พิจารณาจากเฟสที่มีปริมาณกระแสฮาร์มอนิกสูงสุด

ก.4) การประเมินจะพิจารณาเฉพาะกระแสฮาร์มอนิกที่ไหลจากระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าออกสู่ระบบไฟฟ้าภายนอกเท่านั้น สำหรับกระแสฮาร์มอนิกที่ไหลจากระบบไฟฟ้าภายนอกเข้าสู่ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะไม่นำมาพิจารณา

ภาคผนวก (ข)

ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายหนึ่งต้องการเชื่อมต่อรับไฟจากสายส่งในระบบ 115 kV ซึ่งจ่ายไฟมาจากสถานีต้นทางที่ติดตั้งหม้อแปลงขนาดพิกัด 600 MVA โดยผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดการขอใช้ไฟฟ้า 80 MVA และระดับกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาด 2,000 MVA

1.1) 1.2) 1.3) 1.4) 1.5)

(2)

โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

	Input Data
System Voltage[1] (kV)	115
Total Available Power[2] (MVA)	600
Agreed Power[3] (MVA)	80
Min. Short Circuit Power[4] (MVA)	2000
Transfer Factor[5]	1

วิธีการใช้งาน

ป้อนค่าตัวแปรต่างๆลงในช่อง Input Data แล้วพิจารณาค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับต่างๆได้จากช่อง Current Limit ในหน่วยแอมแปร์

หมายเหตุ

(1) System Voltage คือระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเช่น 24 หรือ 69 kV เป็นต้น กรณีระบบแรงต่ำ 230/400 V ให้ระบุค่าเป็น 0.4 kV

(2) Total Available Power คือกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง Total Available Power มีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

(3) Agreed Power คือขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้า

(4) Min. Short Circuit Power คือกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้า

(5) Transfer Factor คือตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) ลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

Planning Level			Summation Exponent	Global Contribution	Harmonic Order	Current Limit (A)
HV	MV	LV				
1	1.5	1.6	1	1	2	6.7
2	3	4	1	2	3	8.9
0.8	1	1	1	0.8	4	2.7
2	3	4	1.4	2	5	9.5
0.5	0.5	0.5	1.4	0.5	6	2.0
2	3	4	1.4	2	7	6.8
0.4	0.4	0.4	1.4	0.4	8	1.3
1	1.2	1.2	1.4	1	9	2.6
0.4	0.4	0.4	1.4	0.4	10	1.0
1.5	2	3	2	1.5	11	5.0
0.2	0.2	0.2	2	0.2	12	0.8
1.5	2	2.5	2	1.5	13	4.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	14	0.7
0.3	0.3	0.3	2	0.3	15	0.7
0.2	0.2	0.2	2	0.2	16	0.6
1	1.6	1.6	2	1	17	2.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	18	0.6
1	1.2	1.2	2	1	19	1.9
0.2	0.2	0.2	2	0.2	20	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	21	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	22	0.5
0.7	1.2	1.2	2	0.7	23	1.1
0.2	0.2	0.2	2	0.2	24	0.4
0.7	0.7	0.7	2	0.7	25	1.0
0.2	0.2	0.2	2	0.2	26	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	27	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	28	0.4
0.631	0.631	0.631	2	0.63103448	29	0.8
0.2	0.2	0.2	2	0.2	30	0.3
0.603	0.603	0.603	2	0.60322581	31	0.7
0.2	0.2	0.2	2	0.2	32	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	33	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	34	0.3
0.557	0.557	0.557	2	0.55714286	35	0.6
0.2	0.2	0.2	2	0.2	36	0.3
0.538	0.538	0.538	2	0.53783784	37	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	38	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	39	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	40	0.3
0.505	0.505	0.505	2	0.50487805	41	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	42	0.2
0.491	0.491	0.491	2	0.49069767	43	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	44	0.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	45	0.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	46	0.2
0.466	0.466	0.466	2	0.46595745	47	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	48	0.2
0.455	0.455	0.455	2	0.45510204	49	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	50	0.2

วิธีการใช้งานโปรแกรมมีขั้นตอนดังนี้

(1) ป้อนค่าตัวแปรต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าลงในช่อง Input Data

1.1) ป้อนค่าระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง System Voltage สำหรับกรณีนี้คือ 115 kV

1.2) ป้อนค่ากำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Total Available Power สำหรับกรณีนี้คือขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังภายในสถานีต้นทางซึ่งมีค่าเท่ากับ 600 MVA

1.3) ป้อนค่าขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้าลงในช่อง Agreed Power สำหรับกรณีนี้คือ 80 MVA

1.4) ป้อนค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าลงในช่อง Min. Short Circuit Power สำหรับกรณีนี้มีค่าเท่ากับ 2,000 MVA

1.5) ป้อนค่าตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Transfer Factor โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

(2) พิจารณาค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับต่าง ๆ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าได้จากช่อง Current Limit ในหน่วยแอมแปร์ นั่นคือขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายนี้มีค่าดังนี้

Orde	Limit (A)
2	6.7
3	8.9
4	2.7
5	9.5
6	2.0
7	6.8
8	1.3
9	2.6
10	1.0
11	5.0
12	0.8
13	4.2
14	0.7

Orde	Limit (A)
15	0.7
16	0.6
17	2.2
18	0.6
19	1.9
20	0.5
21	0.5
22	0.5
23	1.1
24	0.4
25	1.0
26	0.4
27	0.4

Orde	Limit (A)
28	0.4
29	0.8
30	0.3
31	0.7
32	0.3
33	0.3
34	0.3
35	0.6
36	0.3
37	0.5
38	0.3
39	0.3
40	0.3

Orde	Limit (A)
41	0.5
42	0.2
43	0.4
44	0.2
45	0.2
46	0.2
47	0.4
48	0.2
49	0.3
50	0.2

CCA8 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

PRC - PQG - 02 / 1998

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่ออือได้ของระบบไฟฟ้า

● การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ● การไฟฟ้านครหลวง ● การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

PRC - PQG - 02 / 1998

สารบัญ

	หน้า
1. ขอบเขต	1
2. วัตถุประสงค์	1
3. มาตรฐานอ้างอิง	1
4. นิยาม	2
5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม	4
6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลายๆแหล่งกำเนิด	6
7. การบังคับใช้	12
ภาคผนวก ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม	14
เอกสารอ้างอิง	

PRC - PQG - 02 / 1998

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีขอบเขตดังนี้

1.1 เพื่อเป็นข้อกำหนดกฎเกณฑ์สำหรับขีดจำกัดและวิธีการตรวจสอบแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.2 เพื่อกำหนดมาตรการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแก้ไขและปรับปรุงวงจรที่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3 ข้อกำหนดนี้จะให้แนวทางเกี่ยวกับขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อมที่ยอมรับได้ที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling) ซึ่งเกิดจากการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งในระบบแรงสูงและแรงต่ำ

1.4 ข้อกำหนดนี้ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีพิกัดโหลดมากกว่า 3.5 kVA และก่อให้เกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงขณะใช้งานตั้งแต่ 1 ครั้งต่อวัน ถึง 1,800 ครั้งต่อนาที อุปกรณ์ดังกล่าวตัวอย่างเช่น มอเตอร์คอมเพรสเซอร์ , มอเตอร์ปั๊มต่างๆ , เครื่องเชื่อมโลหะ , เตาหลอมโลหะ , ลิฟต์ , เครื่องปรับอากาศ , มอเตอร์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในขบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มิให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน

3. มาตรฐานอ้างอิง

- A.S 2279.4-1991 Australian Standard
- Engineering Recommendation P.28 , 1989
  "Planning Limits for Voltage Fluctuations Caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom"

PRC - PQG - 02 / 1998

4. นิยาม

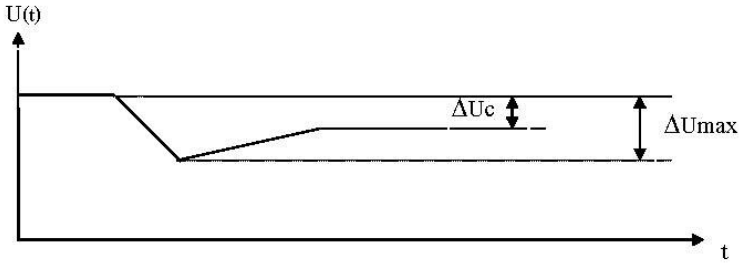
4.1 แรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) - การเปลี่ยนแปลงของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้กัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

4.2 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) - ชุดของแรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) หรือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS

4.3 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งไซเกิลจนถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือโหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดพร่อง (Fault) ในระบบไฟฟ้า

4.4 แรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด (Maximum Voltage Change , ΔUmax) - ความแตกต่างระหว่างค่า RMS สูงสุดและต่ำสุดของลักษณะแรงดันเปลี่ยนแปลง U(t) (พิจารณารูปที่ 4-1)

4.5 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ (Steady-State Voltage Change , ΔUc) - ความแตกต่างระหว่างแรงดันภาวะคงที่ 2 ค่าที่อยู่ใกล้กัน แบ่งแยกโดยแรงดันเปลี่ยนแปลงอย่างน้อย 1 ชุด (พิจารณารูปที่ 4-1)

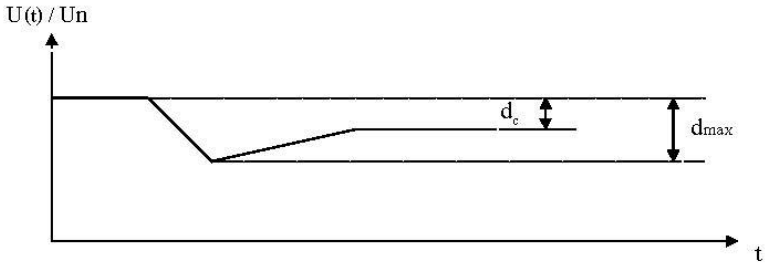


รูปที่ 4-1 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงแบบต่างๆ

4.6 แรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์สูงสุด (Maximum Relative Voltage Change , d_{max}) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ΔUmax กับแรงดัน Nominal ของระบบ , Un (พิจารณารูปที่ 4-2)

4.7 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่สัมพัทธ์ (Relative Steady-State Voltage Change , d_c) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ ΔUc กับแรงดัน Nominal ของระบบ , Un (พิจารณารูปที่ 4-2)

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ 4-2 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์แบบต่างๆ

4.8 ไฟกะพริบ (Flicker) - ความรู้สึกในการมองที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา โดยเกิดจากการป้อนแรงดันกระเพื่อมให้กับหลอด Coiled-Coil Filament 230 V / 60 W

4.9 เครื่องวัดไฟกะพริบ (Flickermeter) - เครื่องมือที่ออกแบบสำหรับใช้วัดปริมาณที่เกี่ยวข้องกับไฟกะพริบ (โดยปกติใช้วัดค่า Pst และ Plt)

4.10 ดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในช่วงเวลาสั้นๆ(10 นาที)

4.11 ดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง) โดยหาได้จากค่า Pst ตามสูตร

$$\sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{j=n}(Pst_j)^3}$$

n = จำนวนของค่า Pst ในช่วงระยะเวลาที่หาค่า Plt
ช่วงระยะเวลาที่แนะนำ คือ 2 ชั่วโมง ดังนั้น n = 12

4.12 จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling ,PCC) - ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

4.13 เครื่องมือที่เคลื่อนย้ายได้ (Portable Tool) - อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในช่วงเวลาการทำงานปกติ และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆเท่านั้น (2-3 นาที)

4.14 อุปกรณ์สามเฟสสมดุล (Balanced Three-Phase Equipment) - อุปกรณ์ที่มีพิกัดกระแสในสายเส้นไฟ (Line) ของแต่ละเฟสต่างกันไม่เกินร้อยละ 20

PRC - PQG - 02 / 1998

5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม

ในการประเมินแรงดันกระเพื่อม แบ่งเป็น 3 ขั้นตอน ตามขนาดของโหลดในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

โหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็น เควีเอ. น้อยกว่า 0.002 เท่าของพิกัดเควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม

ขั้นตอนที่ 2

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็นเควีเอ. อยู่ระหว่าง 0.002-0.03 เท่าของพิกัด เควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้โดยมีข้อจำกัดดังนี้

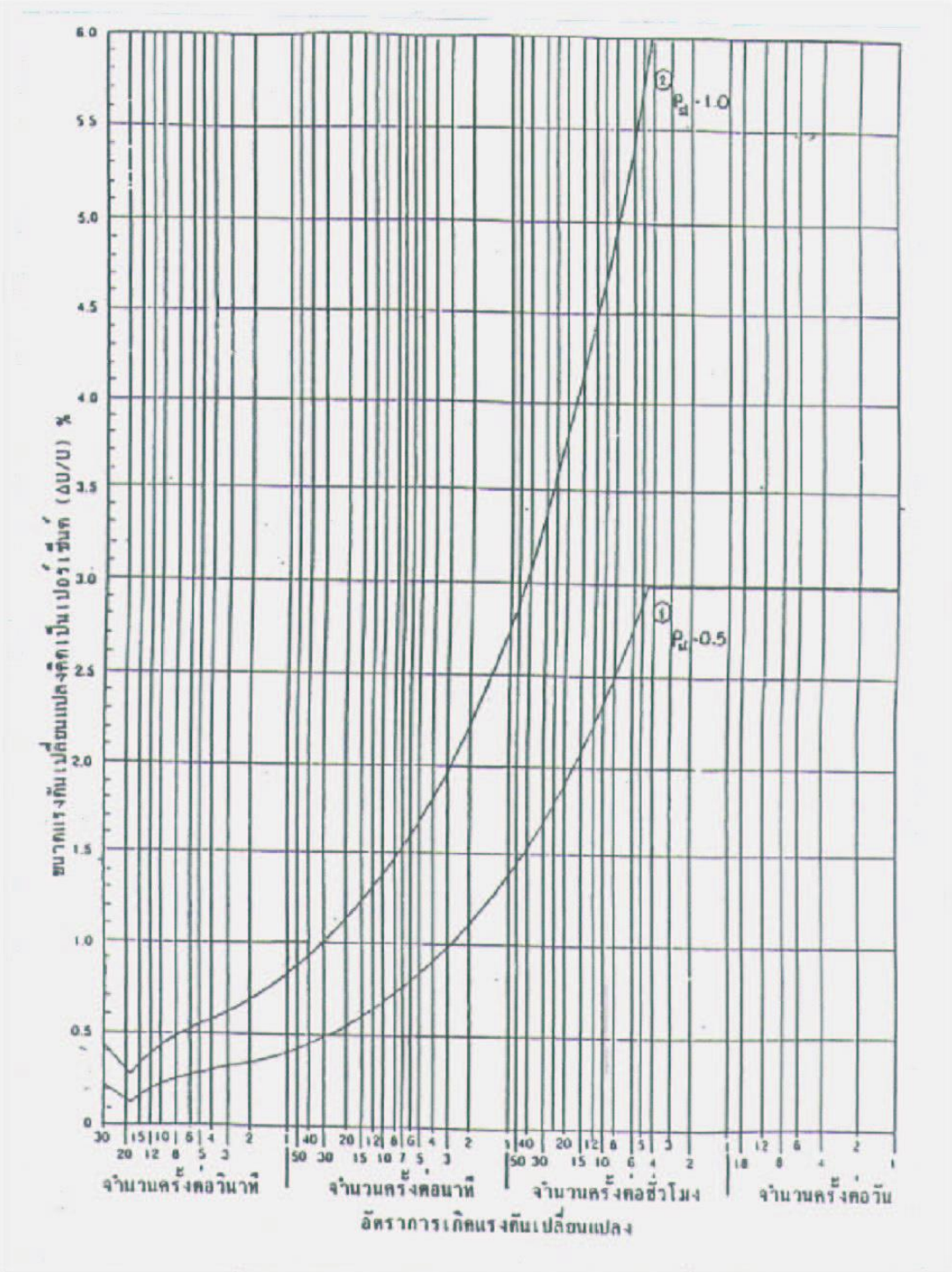
- ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง (Magnitude and Rate of Occurrence of Voltage Change) ของอุปกรณ์แต่ละตัว (Individual Load) จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 1ในรูปที่ 5-1
- สำหรับอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ที่มีรูปแบบที่ไม่แน่นอน ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst) ของอุปกรณ์จะต้องไม่เกิน 0.5

ขั้นตอนที่ 3

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมมีค่าเกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 2 จะต้องมาดำเนินการตรวจสอบในขั้นตอนที่ 3 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ตรวจสอบระบบเดิม (Background) ว่ามีขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงมากน้อยเพียงใด หรือถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม เป็นแบบไม่แน่นอนก็ให้ใช้วิธีตรวจวัดค่า Pst
- นำผลการตรวจสอบขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง หรือผลการตรวจวัดค่า Pst ในระบบเดิมมารวมกับขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหรือค่า Pst ของอุปกรณ์ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบผลลัพธ์ที่ได้ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนด ในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิดตามข้อ 6

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ 5-1 รูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

PRC - PQG - 02 / 1998

6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิด

การรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดจากหลายแหล่ง สามารถนำเอาวิธีการทางสถิติ มาใช้ในการคำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้

6.1 กรณีที่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ มีขนาดเท่ากัน แต่เกิดขึ้นไม่พร้อมกัน หรือมีวงจรอินเตอร์ล็อค ป้องกันมิให้เกิดขึ้นพร้อมกัน ค่าอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงรวม จะเท่ากับผลรวมของอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
2) ถ้าแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบเกิดขึ้นพร้อมกัน ขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงรวมจะเท่ากับผลรวมของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
3) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม หรืออุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบอันใดอันหนึ่ง มีขนาดน้อยมากให้ตัดทิ้งได้ไม่ต้องนำมาคิด

   ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ที่หามาได้ใหม่ตามที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้อ เมื่อนำมาพิจารณากับรูปกราฟ จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์ตัวใหม่เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
4) ถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ ไม่สามารถรวมกันได้ตามหลักเกณฑ์ในทั้ง 3 ข้อดังกล่าวแล้ว ให้ใช้วิธีการประเมินดังนี้

   ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหลายค่า ที่เกิดจากแหล่งกำเนิดเดียวหรือหลายแหล่งกำเนิด สามารถประยุกต์ใช้ได้กับกราฟในรูปที่ 5-1 ได้ โดยค่า $\sqrt[m]{R_1^m + R_2^m + \ldots + R_N^m}$ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 จึงจะยอมให้อุปกรณ์ตัวใหม่ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

   เมื่อ Ri คือ อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงแต่ละค่าที่เกิดจากแหล่งกำเนิด i ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงเดียวกัน และใช้ค่า m เท่ากับ 2

6.2 กรณีที่ไม่สามารถรู้ค่าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้ Flickermeter ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst)

PRC - PQG - 02 / 1998

2) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้จะต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 6-1

$$Pst_t = \sqrt[m]{(Pst_1)^m + (Pst_2)^m + ... + (Pst_3)^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

3) นำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) ตามสูตรดังนี้

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{j=n}(Pst_j)^3}$$

เมื่อ n คือจำนวนค่า Pst ในช่วงเวลาที่ตรวจวัด ซึ่งช่วงเวลาที่ใช้ ปกติประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้นค่า n จึงเท่ากับ 12 ค่า Plt ที่คำนวณได้ จะต้องไม่เกินค่าในตารางที่ 6-1

ถ้าผลการตรวจเช็คหรือตรวจวัดเกินข้อกำหนดในขั้นที่ 3 จะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อมิให้ค่าแรงดันกระเพื่อมเกินข้อกำหนดดังกล่าวแล้ว โดยอาจจะใช้วิธีการต่าง ๆ ดังนี้

1) ปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยอาจจะก่อสร้างวงจรเฉพาะ
2) ปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องจักรโดยไม่ให้เดินเครื่องจักรหลาย ๆ เครื่องพร้อมกัน หรืออาจจะใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)
3) ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลด
4) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระเพื่อม
5) จำกัดเวลาเดินเครื่องจักรบางประเภท
6) ปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ

<u>หมายเหตุ</u> ทั้งนี้ข้อกำหนดดังกล่าวแล้วทั้งหมด มิได้รับประกันว่าจะไม่เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟข้างเคียงหาก เป็นแต่เพียงมาตรการเพื่อควบคุมมิให้เกิดผลกระทบที่รุนแรงเท่านั้น ดังนั้นหลังจากการติดตั้งใช้งานจริงแล้ว หากพบว่ายังมีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟข้างเคียงอยู่อีก ก็จะต้องปรับปรุงแก้ไขจนเป็นที่ยอมรับกันได้

PRC - PQG - 02 / 1998

ตารางที่ 6-1

ขีดจำกัดสำหรับ

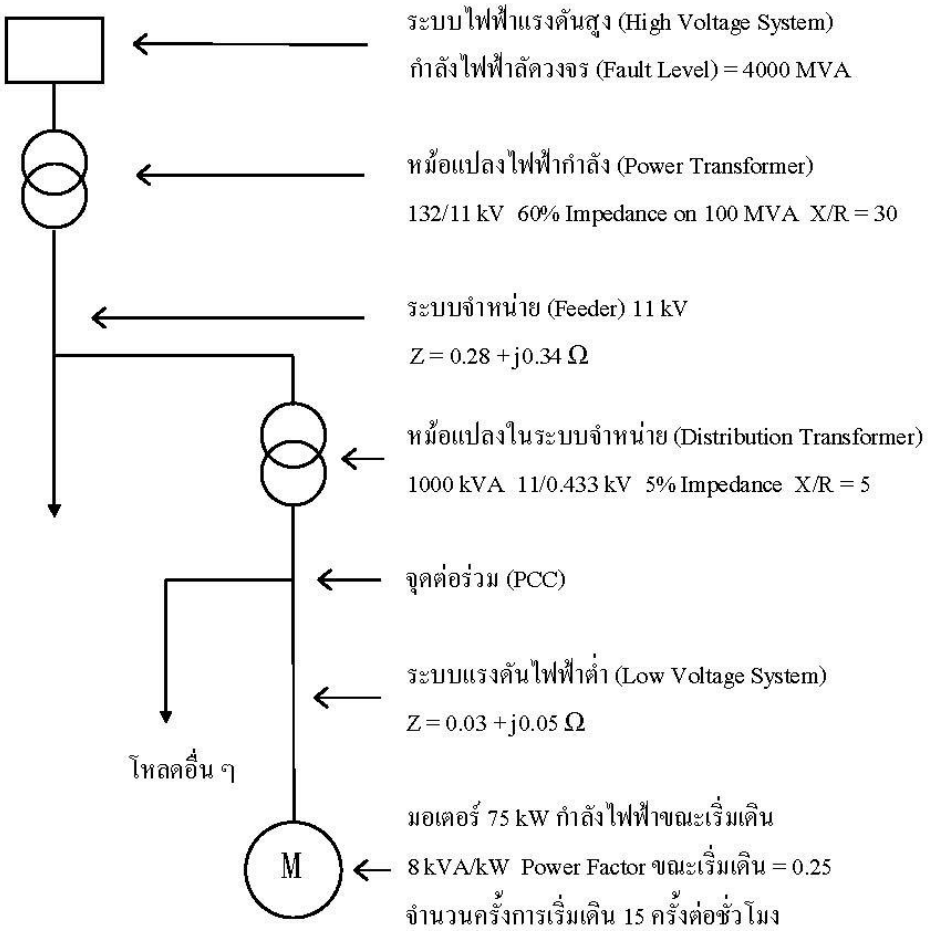
ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt)

เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

ตัวอย่างการคำนวณ

กำหนดค่าตัวแปรและลักษณะของวงจรดังรูปที่ 6-1



รูปที่ 6-1 แสดงแผนผังวงจร

PRC - PQG - 02 / 1998

ขั้นตอนที่ 1 การหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม ที่ค่า Base 100 MVA

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าแรงดันสูง

$$Z_{pu} = \frac{Z_{SIC}}{Z_B} = \frac{\left(kV_{SIC}\right)^2}{MVA_{SIC}} \times \frac{MVA_B}{\left(kV_B\right)^2}$$

$$Z_{pu} = j\frac{MVA_B}{MVA_{SIC}} = j\frac{100}{4000} = j0.025 \qquad \text{pu}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

$$\frac{60}{100} \times \frac{1 + j30}{\sqrt{1 + 30^2}} = 0.020 + j0.600 \qquad \text{pu}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่าย 11 kV

$$\frac{100}{11^2}\left(0.28 + j0.34\right) = 0.231 + j0.281 \qquad \text{pu}$$

4) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

$$\frac{5}{100} \times \frac{100}{0.1} \times \frac{1 + j5}{\sqrt{1 + 5^2}} = 0.981 + j4.903 \qquad \text{pu}$$

5) ค่าอิมพีแดนซ์รวม ณ จุดต่อร่วม

0.000 + j0.025

0.020 + j0.600

0.231 + j0.281

0.981 + j4.903

1.232 + j5.809

$$Z_1 = 1.232 + j5.809 \qquad \text{pu}$$

$$\left|Z_1\right| = 5.938 \qquad \text{pu}$$

6) กำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

จากสมการในขั้นตอนที่ 1

$$\left|Z_{pu}\right| = \frac{MVA_B}{MVA_{SIC}}$$

$$MVA_{SIC} = \frac{MVA_B}{Z_{pu}} = \frac{100}{5.938} = 16.8 \quad MVA$$

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร = 16.8 MVA

PRC - PQG - 02 / 1998

ขั้นตอนที่ 2 การหาค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

$$\text{อัตราส่วน} = \frac{8kVA/kW \times 75kW}{16.8MVA \times 1000}$$

$$= 0.0357$$

อัตราส่วนนี้มีค่าเกิน 0.03 ดังนั้นการต่อมอเตอร์เข้าในระบบจะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 3 การหาค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

1) ค่าอิมพีแดนซ์ขณะเริ่มเดินมอเตอร์

$$\frac{100MVA \times 1000}{8kVA/kW \times 75kW}(0.25 + j0.9682) = 41.667 + j161.367 \quad \text{pu}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบแรงต่ำ

$$\frac{100}{0.433^2}(0.03 + j0.05) = 16.001 + j26.668 \quad \text{pu}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์รวมทางด้านโหลดของจุดต่อร่วม

$$41.667 + j161.367$$

$$\underline{16.001 + j26.668}$$

$$\underline{57.668 + j188.035}$$

$$Z_2 = 57.668 + j188.035 \quad \text{pu}$$

$$|Z_2| = 196.679 \quad \text{pu}$$

$$Z_1 + Z_2 = 58.900 + j193.844 \quad \text{pu}$$

$$|Z_1 + Z_2| = 202.595 \quad \text{pu}$$

4) ค่าแรงดันขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

$$= \left|\frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}\right| \times 100\%$$

$$= \frac{196.679}{202.595} \times 100\%$$

$$= 97.08\%$$

5) ดังนั้นค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ณ จุดต่อร่วม

$$= 100\% - 97.08\%$$

$$= 2.92\%$$

PRC - PQG - 02 / 1998

การพิจารณา

- **กรณีที่ 1** ระบบเดิมไม่มีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม จากกราฟในรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งต่อชั่วโมงเท่ากับร้อยละ 4.2 ดังนั้นจึงยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
- **กรณีที่ 2** หากระบบเดิมมีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมอยู่แล้ว โดยมีค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดร้อยละ 2 และมีอัตราการเกิด 12 ครั้งต่อชั่วโมง

  จากกราฟรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง เท่ากับร้อยละ 4.2 และร้อยละ 4.5 ตามลำดับ

  อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจริง ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง มีค่าเท่ากับ $(2.92 / 4.2) = 0.69$ และ $(2 / 4.5) = 0.44$ ตามลำดับ

  จากข้อกำหนดค่า $\sqrt[m]{R_1^m + R_2^m + \ldots + R_N^m}$ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 (โดยที่ $m = 2$)

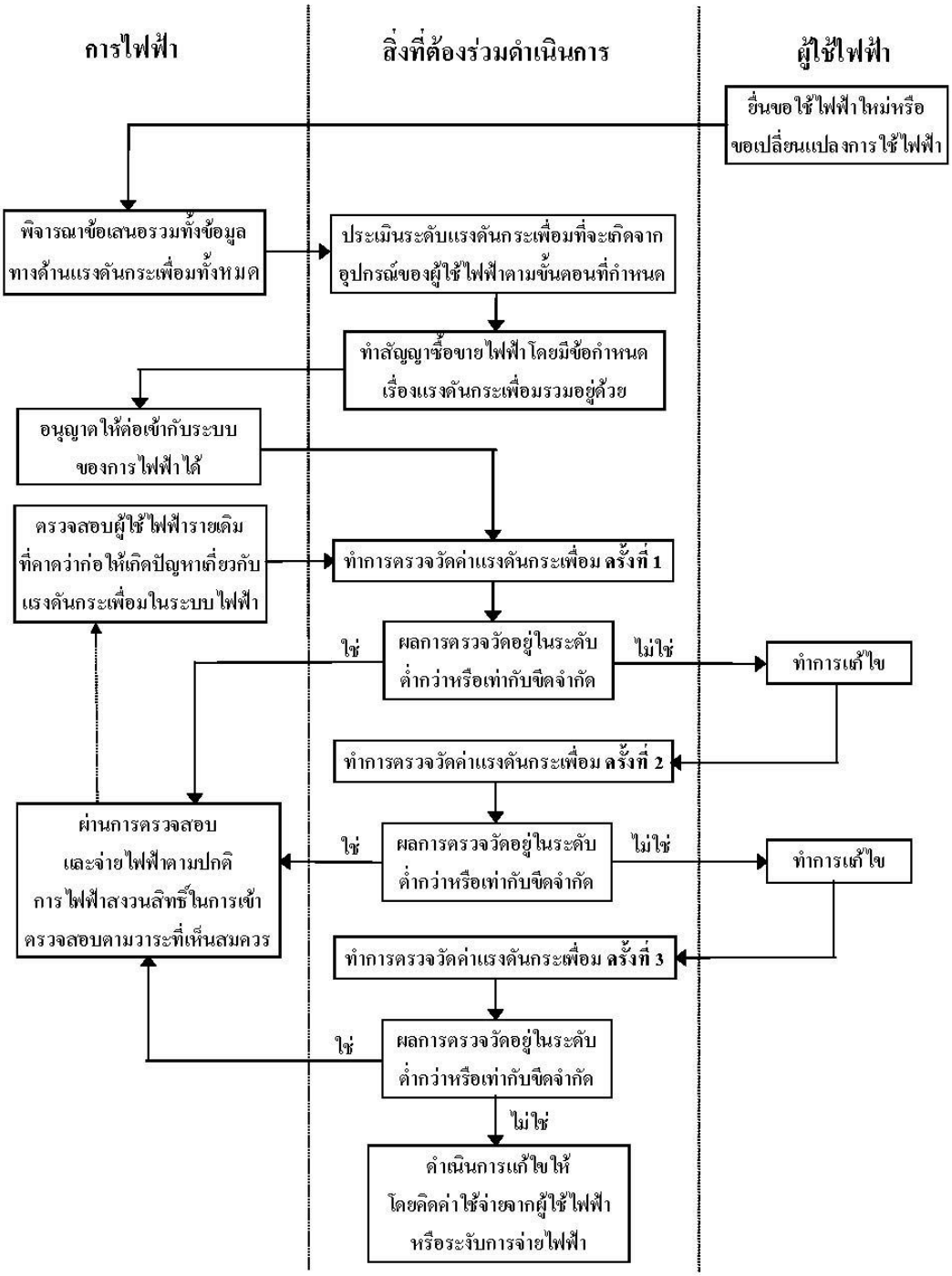
  ดังนั้น $\sqrt{R_1^2 + R_2^2 + \ldots + R_N^2} = \sqrt{0.69^2 + 0.44^2}$

  $= 0.81$

  จากผลการตรวจสอบดังกล่าวจึงสามารถยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

PRC - PQG - 02 / 1998

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

PRC - PQG - 02 / 1998

7.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้ว จะ ไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรืองดการจ่ายไฟฟ้า

PRC - PQG - 02 / 1998

ภาคผนวก

ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

ผ.1 อุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

- Flickermeter ตามมาตรฐาน IEC 868
- Disturbance Recorder

ผ.2 วิธีการวัด

- วัดโดยตรงใช้ Flickermeter ไปตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) ที่จุด PCC (Point of Common Coupling)
- วัดทางอ้อม Disturbance Recorder ไปตรวจวัดค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงที่จุด PCC แล้วนำผลที่ได้ไปตรวจสอบกับรูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

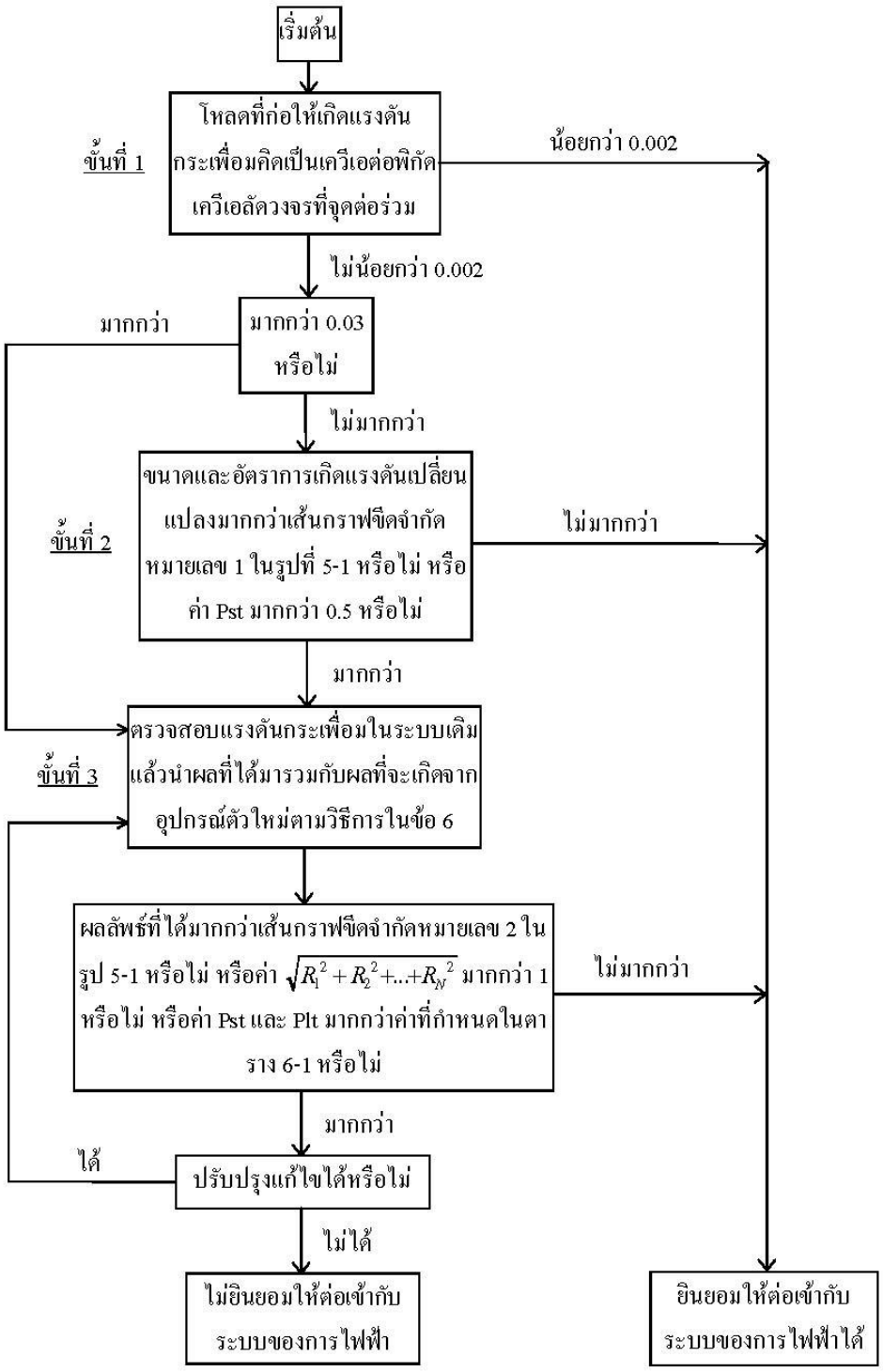
ผ.3 ข้อกำหนดในการวัด

- อุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งเพิ่มของผู้ใช้ไฟเดิม หรืออุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งของผู้ใช้ไฟรายใหม่ ถ้าผลการพิจารณาในเบื้องต้นก่อนการติดตั้งใช้งานปรากฏว่าเกินข้อจำกัด (Limit) ในขั้นตอนที่ 2 (Stage 2) แต่ยอมรับได้ในชั้นตอนที่ 3 (Stage 3) ควรจะต้องไปตรวจวัดหลังการติดตั้งใช้งานไปแล้ว 3 ถึง 6 เดือน
- การวัดจะไม่รวมเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น กรณีเกิดฟอลต์ในระบบสายส่งหรือสายจำหน่าย หรือระบบการผลิตขัดข้อง
- ระยะเวลาในการวัดต้องนานพอจนครบวงรอบ หรือคาบเวลาการเดินเครื่องจักร ปกติ 1 วัน หรือ 1 อาทิตย์ในกรณีที่เป็นโหลดเตาหลอมไฟฟ้า
- ต้องวัดให้ครบทุกเฟส เพื่อจะได้ทราบว่าเฟสไหนมีความรุนแรงต่างกันอย่างไร
- การวัดในระบบแรงดันสูงผ่านอุปกรณ์แปลงแรงดันให้ตระหนักถึงความสัมพันธ์ของเฟสที่จะวัดว่าสอดคล้องกับเฟสเทียบกับจุดนิวตรอลในระบบแรงดันต่ำหรือไม่ เพราะผลกระทบที่แท้จริงจะเกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทแสงสว่าง ซึ่งจะต่ออยู่ระหว่างสายเฟสกับสายนิวตรอล ดังนั้นในการวัดให้วัดแรงดันระหว่างเฟสกับนิวตรอล

ผ.4 แผนผังลำดับขั้นตอนในการตรวจสอบ

ขั้นตอนการตรวจสอบเบื้องต้นจนกระทั่งการตรวจสอบด้วยวิธีการตรวจวัดแสดงเป็นแผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบ (Flow Diagram) ได้ดังรูปที่ ผ-1

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ ผ-1 แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโหลดที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม

PRC - PQG - 02 / 1998

เอกสารอ้างอิง

1. A.S 2279.4-1991 Australian Standard

2. Engineering Recommendation P.28 , 1989 " Planning Limits for Voltage Fluctuations caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom"

CCA9 ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (ระบบมาตรวัดฯ) รวมทั้งต้องบำรุงรักษาระบบมาตรวัดฯ ทุกชุดให้ทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขาย แลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ หรือตลอดระยะเวลาที่มีการใช้บริการและรับบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยที่ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (มาตรวัดฯ) ต้องให้ กฟผ. สามารถเข้าถึงเพื่อการตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ทั้งนี้ ระบบมาตรวัดฯ ต้องประกอบอุปกรณ์และเงื่อนไขต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ดังต่อไปนี้

CCA9.1 ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

(a) ระบบมาตรวัดฯ ใช้สำหรับตรวจวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย แลกเปลี่ยน หรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

(b) ระบบมาตรวัดฯ แต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบเพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดฯ หลัก (Main Metering Equipment) และ ระบบมาตรวัดฯ รอง (Backup Metering Equipment)

(c) ระบบมาตรวัดฯ หลัก และ ระบบมาตรวัดฯ รอง ต้องเป็นอิสระต่อกัน

(d) ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดฯ ติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดฯ หลัก

(e) มาตรวัดฯ และอุปกรณ์ประกอบที่ใช้สำหรับสื่อสารข้อมูลกับมาตรวัดฯ ทุกหน่วยที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดฯ หลัก และ ระบบมาตรวัดฯ รอง ต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลด้วย Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading System หรือ EGAT AMR) ทั้งนี้ต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

(f) กรณีที่มีการเชื่อมต่อที่ไม่ได้ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหรือการซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. รวมทั้งกรณีที่ต้องมีระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบเพิ่มเติม (Unit Monitoring Meter หรือ UMM) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบรวมทั้งอุปกรณ์ประกอบ โดยต้องมีคุณสมบัติเดียวกับระบบมาตรวัดฯ หลัก และต้องบำรุงรักษาระบบมาตรวัดฯ ทุกชุดให้ทำงานอย่างถูกต้องตลอดระยะเวลาที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับระบบมาตรวัดฯ ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และ/หรือบุคคลที่สาม อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CCA9.2 **Instrument Transformers** เพื่อแปลงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมกับมาตรวัดฯ หลัก (Main Energy Meter) และมาตรวัดฯ รอง (Backup Energy Meter) รวมถึงมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ (ถ้ามี) ทั้งนี้ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

(a) หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)

- CT แต่ละหน่วยต้องแยกแกน (Core) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลัก และระบบมาตรวัดฯ รอง โดยต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นต่อพ่วงในวงจรระบบมาตรวัดฯ หลัก และระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ (ถ้ามี)
- ความแม่นยำของ CT ทั้งสองแกน ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2S หรือดีกว่าของมาตรฐาน IEC 61869 หรือมาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- กระแสพิกัดทางด้านแรงต่ำของ CT ทั้งสองแกน ต้องเท่ากับกระแสพิกัดของมาตรวัดฯ (1 A หรือ 5 A เท่านั้น)
- Burden ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดฯ ที่ใช้งาน (Load Impedance (Include Equipment) < Burden)

(b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer (IVT)
- VT แต่ละหน่วยต้องแยกขดลวด (Winding) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลัก และระบบมาตรวัดฯ รอง โดยต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นต่อพ่วงในวงจรระบบมาตรวัดฯ หลัก และระบบมาตรวัดฯ ชุดตรวจสอบ (ถ้ามี)
- ความแม่นยำของชุดขดลวด IVT ทั้งสองชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 หรือดีกว่า ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือมาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ IVT ทั้งสองชุดต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของมาตรวัดฯ
- กฟผ. กำหนด PT Ratio & Rated Guideline สำหรับระบบมาตรวัดฯ ตามมาตรฐาน IEC61869-3 (IVT) ดังนี้

System Level (V_{L-L})	Primary Voltage (V_{L-L})	Secondary Voltage (V_{L-L})	Ratio
500 kV	525,000	120	4,375
230 kV	230,000	115	2,000
115 kV	115,000	115	1,000
69 kV	69,000	115	600
33 kV	33,000	110	300
22 kV	22,000	110	200

- Burden ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดฯ ที่ใช้งาน (Load Impedance (Include Equipment) < Burden)

CCA9.3 มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Energy Meter)

(a) มาตรวัดฯ แต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์ รองรับการวัดวงจรไฟฟ้าประเภท 3 เฟส 4 สาย (3 Phase 4 Wire) โดยสามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง 4 Quadrants (Export/Import Active/Reactive Energy)

(b) ความแม่นยำในการวัดของมาตรวัดฯ สำหรับ Active Energy ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2S หรือดีกว่าของมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือมาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น ส่วน Reactive Energy ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.5S หรือดีกว่าของมาตรฐาน IEC 62053-24 หรือมาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น และต้องเลือกใช้ให้เหมาะสมกับข้อ CCA9.2 (a) ด้วย

(c) มาตรวัดฯ ต้องสามารถวัด ประมวลผล และบันทึกข้อมูลค่าวัดทางไฟฟ้า โดยที่ค่าวัดพลังงานไฟฟ้าต้องสามารถแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (Time of Use หรือ TOU) ได้ไม่ต่ำกว่า 4 อัตรา และรองรับการบันทึกข้อมูลการวัดดังต่อไปนี้ ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าสะสมรายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly Billing Energy) ข้อมูลพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing ที่แยกตาม TOU Rate (Maximum Demand) และข้อมูลการวัดประเภท Load Profile รายคาบ 1 นาที หรือ 15 นาที หรือ ทั้ง 1 นาที และ 15 นาที ขึ้นอยู่กับประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า ตามที่ระบุใน CCA9.5 (a) โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์เปลี่ยนแปลงการบันทึกข้อมูลการวัดตามความจำเป็นของการใช้งาน

(d) มาตรวัดฯ แต่ละหน่วยต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสาร (Communication Ports) ติดตั้งมาพร้อมกัน เพื่อใช้สำหรับการสื่อสารข้อมูลไม่น้อยกว่า 2 Ports ซึ่งต้องทำงานเป็นอิสระต่อกัน โดยช่องทางสื่อสารหลักต้องเป็น Ethernet Port ที่รองรับการสื่อสารแบบ TCP/IP (IP-based) สำหรับให้ กฟผ. ใช้เป็นช่องทางการสื่อสารหลัก ส่วนช่องทางการสื่อสารรองสามารถเป็น Ethernet Port หรือ Serial Port หรือที่ดีกว่าได้

(e) มาตรวัดฯ ต้องมีช่องทางการปรับเทียบเวลา (Time Synchronization Port) ไว้สำหรับเชื่อมต่อกับระบบปรับเทียบเวลามาตรฐานที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดฯ นั้น (Local Time Synchronization System) โดยการปรับเทียบเวลาดังกล่าวต้องไม่กระทบหรือเป็นอุปสรรคต่อ กฟผ. ในการเรียกอ่านข้อมูลที่บันทึกในตัวมาตรวัดฯ ผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสาร (Communication Port) ในข้อ CCA9.3 (d)

(f) มาตรวัดฯ ต้องรองรับระดับความปลอดภัยอย่างน้อย 3 ระดับ ที่เป็นอิสระต่อกัน เพื่อใช้สำหรับการเข้าถึงข้อมูลค่าวัดในมาตรวัดฯ การปรับเทียบเวลามาตรวัดฯ ผ่าน Software ต่างๆ และการกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ (Parameters Configuration) ในมาตรวัดฯ

(g) มาตรวัดฯ ต้องมีฟังก์ชัน Loss of Potential Alarm ไว้สำหรับตรวจสอบแรงดันจากหม้อแปลงแรงดันตามหัวข้อ CCA9.2 (b) โดยส่งสัญญาณ Alarm ผ่านทาง LED และ Contact Output

(h) มาตรวัดฯ ต้องรองรับ Auxiliary Power Supply เพื่อสามารถรองรับแหล่งจ่ายไฟเลี้ยงสำรองอื่น นอกจากหม้อแปลงแรงดัน ตามหัวข้อ CCA9.2 (b)

CCA9.4 Time synchronization

การปรับเทียบเวลาของมาตรวัดฯ ที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วยจะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุดผ่านช่องทางการปรับเทียบเวลาในข้อ CCA9.3 (e) ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบปรับเทียบเวลามาตรฐานไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดฯ (Local Time Synchronization System) โดยต้องใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากระบบรับสัญญาณดาวเทียมตามมาตรฐานสากล (Global Navigation Satellite Systems) หรือระบบปรับเทียบเวลาจากเครือข่ายตามมาตรฐานสากล (Network Time Synchronization) ซึ่งเป็นที่ยอมรับจาก กฟผ. โดยที่ระบบปรับเทียบเวลาที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดฯ ต้องไม่ใช้ร่วมกับผู้ผลิตไฟฟ้าในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายอื่น ยกเว้นในกรณีที่ต้องใช้มาตรวัดฯ ประกอบในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าร่วมกัน ในกรณีที่มาตรวัดฯ ใดมีเวลาเบี่ยงเบนไปจากเวลามาตรฐานจะต้องทำการตั้งเวลาของมาตรวัดฯ ให้ถูกต้อง ทั้งนี้ต้องได้รับการยินยอมจาก กฟผ. ก่อนเสมอ สำหรับผู้ใช้บริการและผู้รับบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์การพิจารณาเงื่อนไขใน CCA9.4

CCA9.5 การบันทึกข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

มาตรวัดฯ แต่ละหน่วย ต้องสามารถบันทึกข้อมูลในหน่วยความจำ ดังนี้

(a) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบ ตามประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า

ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า	การบันทึกข้อมูล Load Profile	ระยะเวลาที่ต้องสามารถเก็บข้อมูลไว้ในมาตรวัดฯ
ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์	รายคาบ 1 นาที	ไม่น้อยกว่า 45 วัน
	และ รายคาบ 15 นาที	ไม่น้อยว่า 90 วัน
ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์	รายคาบ 15 นาที	ไม่น้อยว่า 90 วัน
ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น	รายคาบ 15 นาที	ไม่น้อยว่า 90 วัน

- ข้อมูล Load Profile รายคาบ 1 นาที ประกอบด้วยข้อมูล Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export/Import Active/Reactive)
- ข้อมูล Load Profile รายคาบ 15 นาที ประกอบด้วยข้อมูล Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export/Import Active/Reactive) ค่าแรงดันของวงจรระบบมาตรวัดฯ ทางด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (L-N) ทั้ง 3 เฟส (Van, Vbn, Vcn) และค่ากระแสของวงจรระบบมาตรวัดฯ ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (Ia, Ib, Ic)

(b) ข้อมูลประเภทค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly Billing Energy) และพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing แยกตาม TOU Rate (Maximum Demand) และต้องสามารถเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดฯ ได้ไม่ต่ำกว่า 15 เดือน

(c) การบันทึกข้อมูลข้างต้นจะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับจาก กฟผ. ก่อน เพื่อให้มั่นใจว่า มีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CCA9.6 การสื่อสารข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading System หรือ EGAT AMR) คือ ระบบเรียกอ่านข้อมูลค่าวัดทางไฟฟ้าที่ถูกบันทึกในมาตรวัดฯ จากจุดซื้อขายไฟฟ้าผ่านระบบเครือข่ายสื่อสารมาเก็บรวบรวมไว้ในฐานข้อมูลกลาง ของ กฟผ.

(a) ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. จะต้องสามารถสื่อสารกับมาตรวัดฯ ได้ทุกหน่วย เพื่อวัตถุประสงค์รวบรวมข้อมูลค่าวัดทางไฟฟ้าที่บันทึกไว้ในมาตรวัดฯ และ/หรือ การตรวจสอบการทำงานของมาตรวัดฯ ผ่านเครือข่ายสื่อสารจากระยะไกล

(b) อุปกรณ์สื่อสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมดขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของระบบเครือข่ายสื่อสารที่ใช้งานและต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

(c) ต้องจัดให้มีระบบสื่อสารหลักและระบบสื่อสารสำรองซึ่งเป็นอิสระต่อกัน สำหรับให้ กฟผ. ใช้สื่อสารกับมาตรวัดฯ ทุกหน่วย โดยที่ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. ต้องสามารถสื่อสารกับมาตรวัดฯ ได้ตลอดเวลาอย่างน้อย 1 ช่องทาง สำหรับผู้ใช้บริการและผู้รับบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์การพิจารณาเงื่อนไขใน CCA9.6

CCA9.7 Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดฯ ต้องมี Loss of Potential Alarm ไว้สำหรับติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร โดยใช้สัญญาณจากมาตรวัดฯ หลัก และมาตรวัดฯ รอง

CCA9.8 Test switch

แต่ละวงจรมาตรวัดฯ ต้องมี Test Switch แยกจากกัน และไม่ใช้ร่วมกับอุปกรณ์อื่น เพื่อใช้ในการบำรุงรักษามาตรวัดฯ การทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวร่วมกับ External Source หรือ CT และ/หรือ VT

CCA9.9 Power Supply for Metering Equipment

โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรอง (Auxiliary Power Supply) ที่มั่นคง เชื่อถือได้ และเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดฯ เพื่อให้มั่นใจว่ามาตรวัดฯ ทุกหน่วยจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

CCA9.10 อุปกรณ์ป้องกันวงจรแรงดัน

โรงไฟฟ้าต้องติดตั้ง Circuit Breaker สำหรับป้องกันการลัดวงจรของวงจรแรงดันไฟฟ้าที่ Junction Box ของหม้อแปลงแรงดัน

CCA10 ระบบสื่อสาร

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องดำเนินการจัดเตรียมระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร โดยวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดตามที่ระบุดังต่อไปนี้

CCA10.1 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีอุปกรณ์ระบบสื่อสาร ตามที่กำหนดใน CCA10.1.1 (แบบเขียนเลขที่ DW-COM-D01-CSA-01) โดยแยกเป็นอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

(a) อุปกรณ์ระบบโทรคมนาคม (Optical Line Termination Equipment: OLTE) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่รวมสัญญาณดิจิทัลจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ก่อนแปลงเป็นสัญญาณแสงเพื่อส่งไปยังฝั่งตรงข้าม โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ OLTE ที่มี Interface ชนิดต่างๆ ให้เพียงพอกับอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ เช่น Ethernet หรือ E1 เป็นต้น และต้องลากสาย Optical fiber ไปยังจุดเชื่อมต่อ ณ จุดที่ กฟผ. กำหนด เช่น Take off Structure เป็นต้น

(b) อุปกรณ์ระบบสื่อสารข้อมูล (Router) เป็นอุปกรณ์สื่อสารที่ใช้รับ-ส่งข้อมูลประเภท Internet Protocol (IP) จากอุปกรณ์ปลายทางที่ใช้ในการผลิตและสั่งจ่ายกระแสไฟฟ้า รวมถึงระบบควบคุมและแสดงผลต่างๆ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Router จำนวน 2 ชุด เพื่อทำงานในลักษณะ Redundant กัน และต้องมีจำนวน/ชนิดของ Interface ให้เพียงพอกับอุปกรณ์ปลายทางที่เชื่อมต่อ เพื่อใช้งานสำหรับการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ กับ กฟผ. อย่างมีประสิทธิภาพ

(c) อุปกรณ์ระบบโทรมาตรหรือระบบควบคุม เป็นอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ ที่ต้อง รับ-ส่ง ข้อมูลกับ กฟผ. ผ่านอุปกรณ์ระบบสื่อสารข้อมูล (Router) ได้แก่

   a. Automatic Meter Reading (AMR) ของ Metering System ตามที่ระบุใน CCA9
   b. Gateway หรือ IP-Remote Terminal Unit (IP-RTU) ของระบบ SCADA ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. มีจำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant master system ของแต่ละ Control Center โดยจะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC, BNCC, RCC และ BRCC) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าได้
   c. Fault Recording System (FRS) ตามที่ระบุใน CC7-P

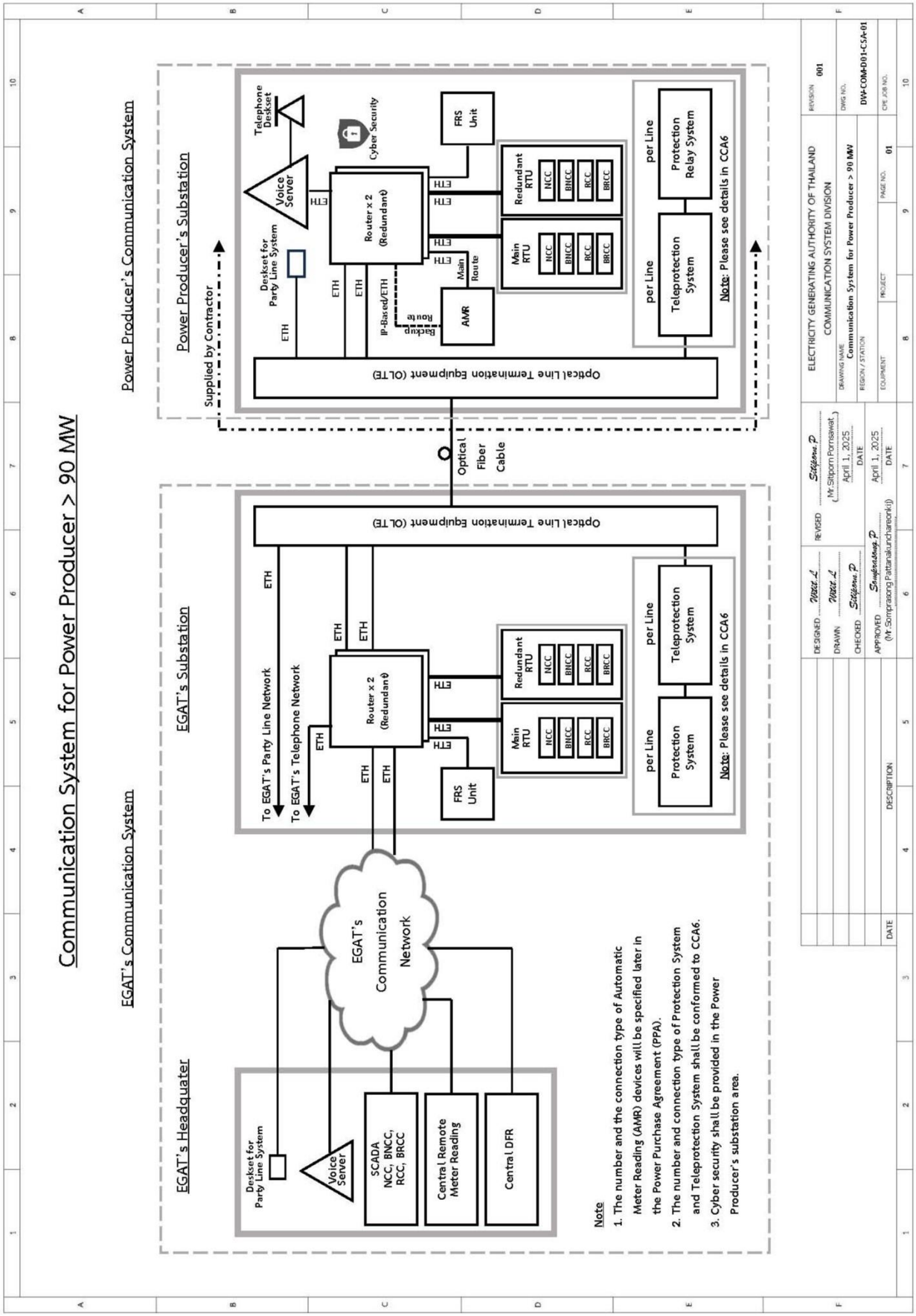
(d) อุปกรณ์ระบบสื่อสารสำหรับระบบป้องกัน (Teleprotection System) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมจำนวน Teleprotection System และลักษณะการเชื่อมต่อของแต่ละวงจรสาย ให้สอดคล้องกับข้อกำหนดใน CCA6 โดยส่งสัญญาณไปยังสถานีปลายทางผ่านอุปกรณ์ระบบโทรคมนาคม (OLTE)

(e) อุปกรณ์ระบบสื่อสารทางเสียง (Voice Communication) แบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่

a. หัวเครื่องระบบ Party Line (Deskset for Party Line System) ใช้สำหรับการสนทนากับกลุ่มเป้าหมายพร้อมกันได้หลาย ๆ เครื่องในเวลาเดียวกัน โดยเชื่อมต่อเข้ากับระบบ Party Line ของ กฟผ. ด้วยวิธีการ Initial Call จากอุปกรณ์ Deskset หรืออุปกรณ์เทียบเคียงสำหรับ Party Line ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Deskset หรืออุปกรณ์เทียบเคียงสำหรับ Party Line จำนวน 1 ชุด ติดตั้งที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ เพื่อใช้ติดต่อกับผู้ปฏิบัติงานของ กฟผ. ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (NCC, RCC) สำหรับประสานงานด้านการสั่งจ่ายกระแสไฟฟ้าและงานปฏิบัติการ

b. หัวเครื่องระบบโทรศัพท์ (Telephone Deskset) ใช้สำหรับสื่อสารทางเสียงกับกลุ่มเป้าหมาย โดยเชื่อมต่อเข้ากับระบบโทรศัพท์ของ กฟผ. ด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) และสามารถขยายการให้บริการสำหรับผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อในการติดต่อสื่อสารกับผู้ปฏิบัติงานของ กฟผ. ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (NCC, RCC) โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ระบบโทรศัพท์ Voice Server 1 ชุด และ Telephone Deskset โดยมีจำนวนชุดตามหมายเลขที่ กฟผ. กำหนด

CCA10.1.1 แผนภาพระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์



CCA10.2 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีอุปกรณ์ระบบสื่อสาร ตามที่กำหนดใน CCA10.2.1 (แบบเขียนเลขที่ DW-COM-D01-CSB-01) โดยแยกเป็นอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

(a) อุปกรณ์สื่อสารเชื่อมโยง (Communication Equipment) เป็นอุปกรณ์สื่อสารที่ทำหน้าที่รวมสัญญาณดิจิทัลจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าเพื่อส่งไปยังฝั่งตรงข้ามผ่านโครงข่ายสื่อสาร (Communication Network) โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Communication Equipment ที่มี Interface ชนิดต่างๆ ให้เพียงพอกับอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ เช่น Ethernet หรือ E1 เป็นต้น

(b) อุปกรณ์ระบบสื่อสารข้อมูล (Router/Switch) เป็นอุปกรณ์สื่อสารที่ใช้รับ-ส่งข้อมูลประเภท Internet Protocol (IP) จากอุปกรณ์ปลายทางที่ใช้ในการผลิตและสั่งจ่ายกระแสไฟฟ้า รวมถึงระบบควบคุมและแสดงผลต่างๆ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Layer 3 Switch สำหรับติดตั้ง ณ ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 ชุด และอุปกรณ์ Router สำหรับติดตั้ง ณ ห้องควบคุมของ กฟผ. จำนวน 1 ชุด โดยต้องมีจำนวน/ชนิดของ Interface ให้เพียงพอกับอุปกรณ์ปลายทางที่เชื่อมต่อ เพื่อใช้งานสำหรับการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ กับ กฟผ. อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ โครงข่ายสื่อสาร (Communication Network) ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ เลือกมาใช้สำหรับ Communication Equipment ต้องรองรับปริมาณข้อมูล (Bandwidth) ของอุปกรณ์โทรมาตรหรือระบบควบคุมในข้อ CCA10.2 (c), (d), (e) ได้เพียงพอและต้องรองรับเงื่อนไขเกี่ยวกับฟังก์ชันการทำงานของ Protection System ที่กำหนดใน CCA6 ได้

(c) อุปกรณ์ระบบโทรมาตรหรือระบบควบคุม เป็นอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อที่ต้อง รับ-ส่ง ข้อมูลกับ กฟผ. ผ่านอุปกรณ์ระบบสื่อสารข้อมูล (Router/Switch) ได้แก่

   a. Automatic Meter Reading (AMR) ของ Metering System ตามที่ระบุใน CCA9 (รูปแบบการเชื่อมต่อเข้าระบบสื่อสารจะถูกระบุภายหลังการลงนามใน Power Purchase Agreement (PPA) อีกครั้ง ซึ่งอาจมีความแตกต่างในรายละเอียดจากที่แสดงในแบบเขียนเลขที่ DW-COM-D01-CSB-01 ได้ แต่ต้องได้รับความเห็นชอบ (Approved) จาก กฟผ. ก่อนเสมอ)

   b. Gateway หรือ IP-Remote Terminal Unit (IP-RTU) ของระบบ SCADA ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. มีจำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant master system ของแต่ละ Control Center โดยจะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC, BNCC, RCC และ BRCC) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าได้

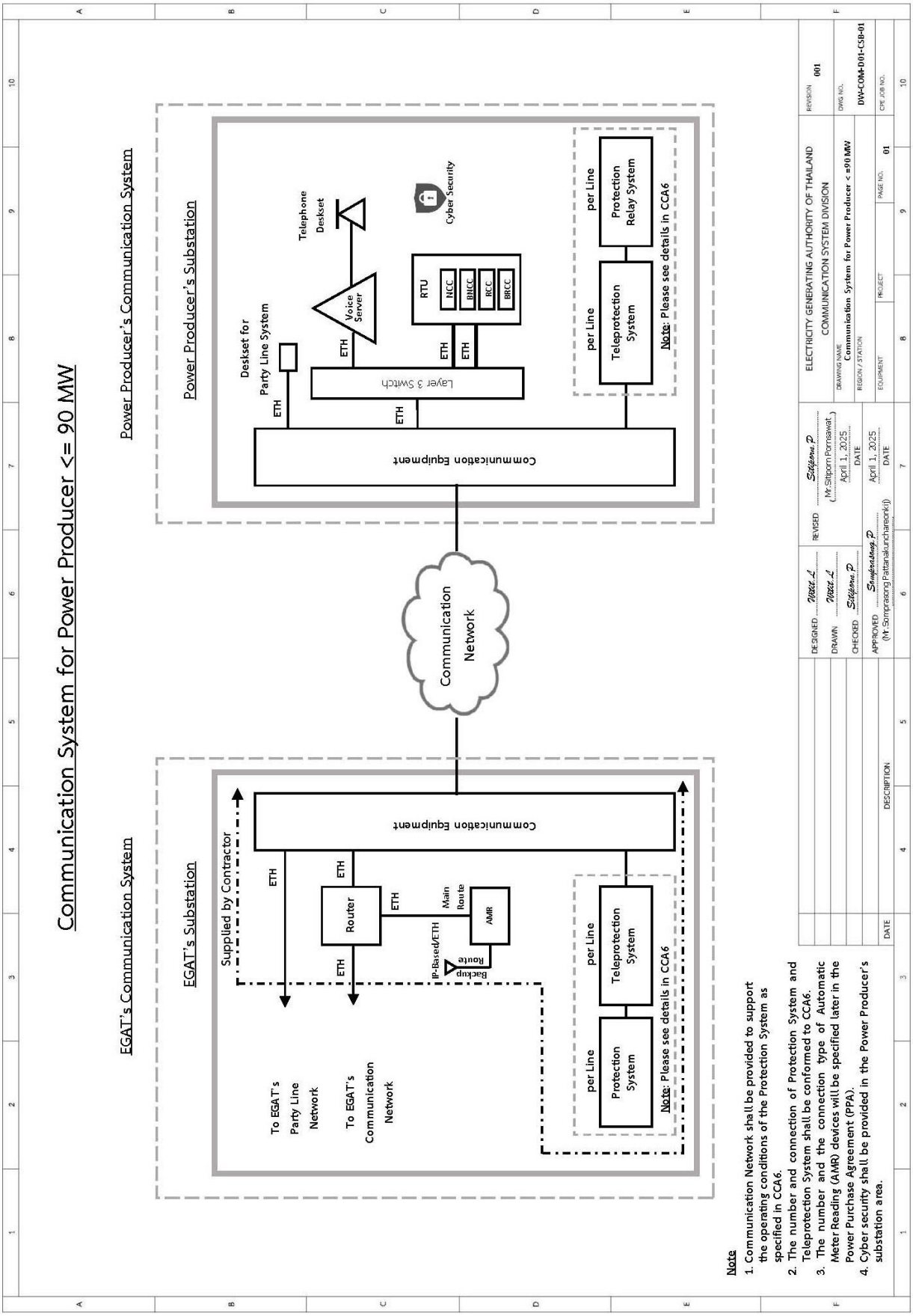
(d) อุปกรณ์ระบบสื่อสารสำหรับระบบป้องกัน (Teleprotection System) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมจำนวน Teleprotection System และการเชื่อมต่อของแต่ละวงจรสายส่งให้สอดคล้องกับข้อกำหนดใน CCA6 โดยส่งสัญญาณไปยังสถานีปลายทางผ่านโครงข่ายสื่อสาร (Communication Network) ที่เหมาะสม

(e) อุปกรณ์ระบบสื่อสารทางเสียง (Voice Communication) แบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่

a. หัวเครื่องระบบ Party Line (Deskset for Party Line System) ใช้สำหรับการสนทนากับกลุ่มเป้าหมายพร้อมกันได้หลาย ๆ เครื่องในเวลาเดียวกัน โดยเชื่อมต่อเข้ากับระบบ Party Line ของ กฟผ. ด้วยวิธีการ Initial Call จากอุปกรณ์ Deskset หรืออุปกรณ์เทียบเคียงสำหรับ Party Line ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Deskset หรืออุปกรณ์เทียบเคียงสำหรับ Party Line จำนวน 1 ชุด ติดตั้งที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ เพื่อใช้ติดต่อกับผู้ปฏิบัติงานของ กฟผ. ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (NCC, RCC) สำหรับประสานงานด้านการสั่งจ่ายกระแสไฟฟ้าและงานปฏิบัติการ

b. หัวเครื่องระบบโทรศัพท์ (Telephone Deskset) ใช้สำหรับสื่อสารทางเสียงกับกลุ่มเป้าหมาย โดยเชื่อมต่อเข้ากับระบบโทรศัพท์ของ กฟผ. ด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) และสามารถขยายการให้บริการสำหรับผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อในการติดต่อสื่อสารกับผู้ปฏิบัติงานของ กฟผ. ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (NCC, RCC) โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ระบบโทรศัพท์ Voice Server 1 ชุด และ Telephone Deskset โดยมีจำนวนชุดตามหมายเลขที่ กฟผ. กำหนด

CCA10.2.1 แผนภาพระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์



CCA10.3 ระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ประเภทอื่น

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีอุปกรณ์ระบบสื่อสาร ตามที่กำหนดใน CCA10.3.1 (แบบเขียนเลขที่ DW-COM-D01-CSC-01) โดยแยกเป็นอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

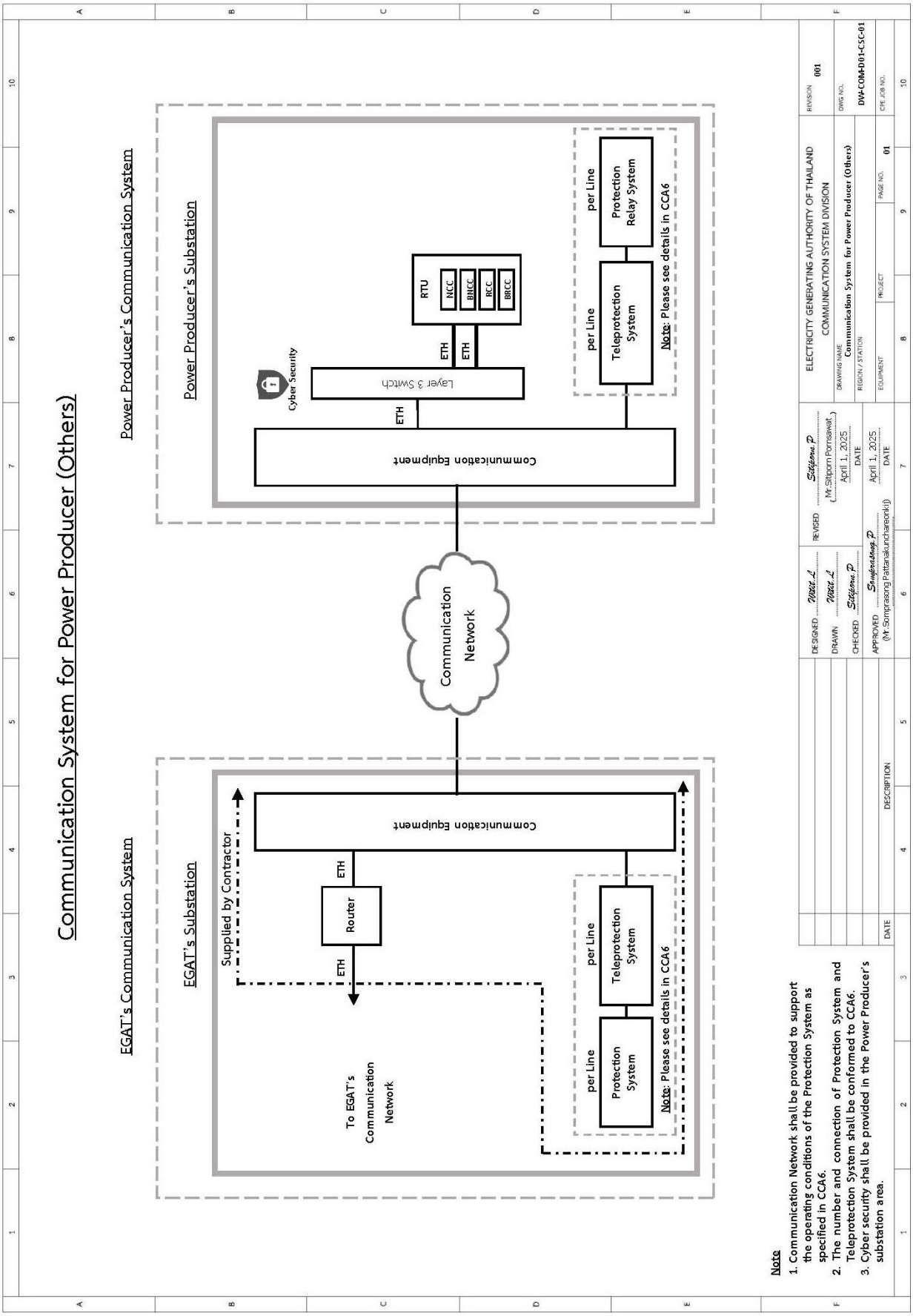
(a) อุปกรณ์สื่อสารเชื่อมโยง (Communication Equipment) เป็นอุปกรณ์สื่อสารที่ทำหน้าที่ รวมสัญญาณดิจิทัลจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าเพื่อส่งไปยังฝั่งตรงข้ามผ่านโครงข่ายสื่อสาร (Communication Network) โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Communication Equipment ที่มี Interface ชนิดต่างๆ ให้เพียงพอกับอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ เช่น Ethernet หรือ E1 เป็นต้น

(b) อุปกรณ์ระบบสื่อสารข้อมูล (Router/Switch) เป็นอุปกรณ์สื่อสารที่ใช้รับ-ส่งข้อมูลประเภท Internet Protocol (IP) จากอุปกรณ์ปลายทางที่ใช้ในการผลิตและสั่งจ่ายกระแสไฟฟ้า รวมถึงระบบควบคุมและแสดงผลต่างๆ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ Layer 3 Switch สำหรับติดตั้ง ณ ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 ชุด และอุปกรณ์ Router สำหรับติดตั้ง ณ ห้องควบคุมของ กฟผ. จำนวน 1 ชุด โดยต้องมีจำนวน/ชนิดของ Interface ให้เพียงพอกับอุปกรณ์ปลายทางที่เชื่อมต่อ เพื่อใช้งานสำหรับการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ กับ กฟผ. อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ โครงข่ายสื่อสาร (Communication Network) ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อ เลือกมาใช้สำหรับ Communication Equipment ต้องรองรับปริมาณข้อมูล (Bandwidth) ของอุปกรณ์โทรมาตรหรือระบบควบคุมในข้อ CCA10.3 (c), (d) ได้เพียงพอและต้องรองรับเงื่อนไขเกี่ยวกับฟังก์ชันการทำงานของ Protection System ที่กำหนดใน CCA6 ได้

(c) อุปกรณ์ระบบโทรมาตรหรือระบบควบคุม เป็นอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อที่ต้อง รับ-ส่ง ข้อมูลกับ กฟผ. ผ่านอุปกรณ์ระบบสื่อสารข้อมูล (Router/Switch) ซึ่งในที่นี้ คือ Gateway หรือ IP-Remote Terminal Unit (IP-RTU) ของระบบ SCADA ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. มีจำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant master system ของแต่ละ Control Center โดยจะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC, BNCC, RCC และ BRCC) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าได้

(d) อุปกรณ์ระบบสื่อสารสำหรับระบบป้องกัน (Teleprotection System) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมจำนวน Teleprotection System และการเชื่อมต่อของแต่ละวงจรสายส่งให้สอดคล้องกับข้อกำหนดใน CCA6 โดยส่งสัญญาณไปยังสถานีปลายทางผ่านโครงข่ายสื่อสาร (Communication Network) ที่เหมาะสม

CCA10.3.1 แผนภาพระบบสื่อสารสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ประเภทอื่น



CCA11 ระบบควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) ที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือจากโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมนอกเหนือจากโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent/Industrial Power Supplier : IPS)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดังกล่าวจะต้องเป็นผู้ดำเนินการออกแบบ ติดตั้ง และบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุม ป้องกัน ตรวจสอบ กระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้กระทบกับระบบไฟฟ้า และ/หรือการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือข้อตกลงการให้บริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ตลอดระยะอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า/ข้อตกลงการให้บริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้ากับ กฟผ./ตลอดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. จะพิจารณาเป็นรายกรณีไป โดยมีรายละเอียดดังนี้

CCA11.1 ข้อกำหนดทั่วไป

CCA11.1.1 ข้อมูลและการแสดงผล

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องจัดเตรียมระบบสื่อสารและ/หรืออุปกรณ์เพื่อให้สามารถส่งข้อมูลสถานะการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าที่กำหนดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า/ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และ/หรือตามช่องทางที่ กฟผ. กำหนด โดยกำหนดให้แต่ละอุปกรณ์มีการส่งข้อมูลสถานะการทำงานดังนี้

(a) กรณี Reverse Power Relay (32) ส่งข้อมูลสถานะการทำงาน เช่น cut off sw., operate, fail

(b) กรณี Zero Export System ส่งข้อมูลสถานะการทำงาน เช่น on-off, active, fail

(c) กรณีที่ใช้อุปกรณ์เทียบเคียง หรืออื่นๆ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการพิจารณาเป็นรายกรณี

ทั้งนี้ กฟผ. มีสิทธิกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลสถานะการทำงานของอุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมการจ่ายกระแสไฟฟ้าไหลย้อนมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CCA11.1.2 การทดสอบการทำงานและการแสดงผลของอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

ก่อนการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการทดสอบความพร้อมการทำงานและการแสดงผลของอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนและนำส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณาเห็นชอบ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด และ กฟผ. สงวนสิทธิในการเรียกเก็บค่าใช้จ่าย (ถ้ามี) ในการตรวจสอบผลการทดสอบดังกล่าว

หลังจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กฟผ. มีสิทธิตรวจสอบ และ/หรือให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดำเนินการตรวจสอบความพร้อมการทำงาน และการแสดงผลของอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนตามวิธีการ และระยะเวลาที่เหมาะสม

ทั้งนี้รายละเอียดและแบบฟอร์มการทดสอบเป็นไปตามที่ กฟผ. กำหนด

CCA11.1.3 การบำรุงรักษาอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องดูแลบำรุงรักษาอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน และการส่งสถานะการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนตาม CCA11.1.1 และ CCA11.1.2 ให้สามารถใช้งานได้ตลอดเวลา ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

กรณีที่พบว่าอุปกรณ์หรือการส่งสถานะการทำงานตาม CCA11.1.1 และ CCA11.1.2 ไม่สามารถใช้งานได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หรือ กฟผ. จะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบและผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ แก้ไขแล้วเสร็จภายใน 48 ชั่วโมง เว้นแต่หากเกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง เช่น CT และ PT ให้แก้ไขแล้วเสร็จภายใน 30 วัน ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น และ กฟผ. สงวนสิทธิปลดหรือระงับการอนุญาตการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหากพบว่ากระทบต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า

CCA11.2 ข้อกำหนดสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ต้องเป็นผู้ดำเนินการออกแบบติดตั้งและบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน เพื่อไม่ให้กระทบระบบไฟฟ้า และ/หรือการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยเป็นอุปกรณ์ที่ทำงานตามวัตถุประสงค์ ควบคุมไฟฟ้าไหลย้อน โดยการลดกำลังการผลิต (Control) และตัดตอนระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า (Trip) ประกอบด้วย

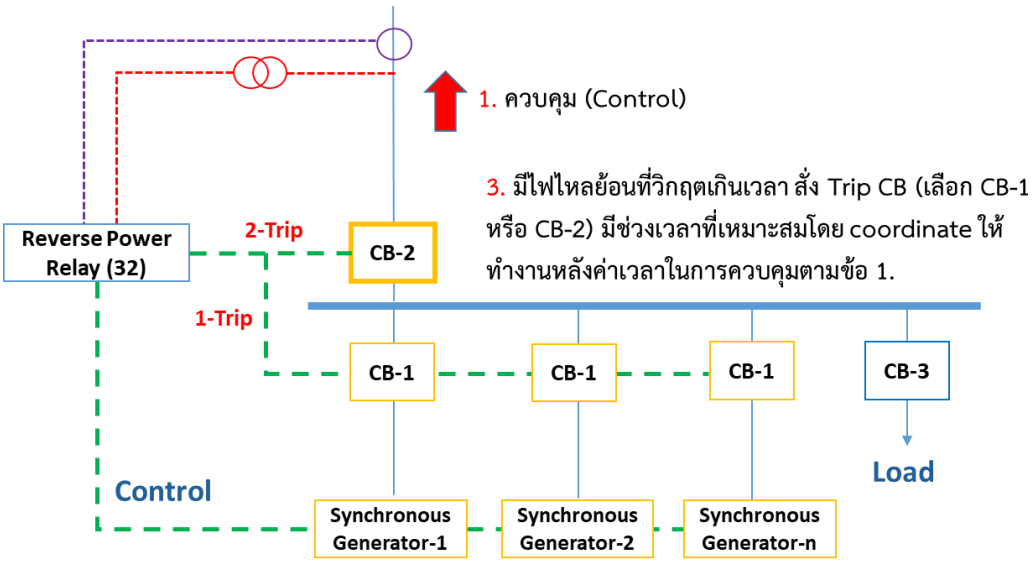
(a) Reverse Power Relay (32)
(b) เฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ให้ติดตั้งอุปกรณ์ที่มีฟังก์ชันการทำงานของ Under Frequency (81) เพิ่มเติม

CCA11.2.1 Reverse Power Relay (32)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการให้มี Reverse Power Relay (32) อย่างน้อย 1 ชุด ที่ทำงานได้ตามมาตรฐานของอุปกรณ์และการไฟฟ้ายอมรับ โดยอุปกรณ์ PT และ CT ที่ใช้งานร่วมกับ Reverse Power Relay (32) ให้ใช้มาตรฐานตามการไฟฟ้าที่เชื่อมต่อประกาศกำหนด โดยมีการทำงานของ Reverse Power Relay (32) ดังนี้

1. ในสภาวะที่เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อน Reverse Power Relay (32) ต้องทำงานโดยสั่งลดกำลังการผลิตของ Synchronous Generator
2. กรณีเกิดการ Failure ของระบบ Reverse Power Relay (32) โดยมีสาเหตุจากอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง เช่น Current Loss, Voltage Loss หรือ Reverse Power Relay (32) เป็นต้น กำหนดให้ระบบควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อนต้องส่งข้อมูลการ Failure ให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
3. ในสภาวะที่เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อน ซึ่งไม่สามารถควบคุมหรือลดกำลังการผลิตของ Synchronous Generator ภายในระยะเวลาการควบคุม ให้ระบบ Reverse Power Relay (32) ส่งสัญญาณไปปลด Breaker ของ Synchronous Generator หรือปลดการเชื่อมต่อ

ทั้งนี้ กรณีเกิดการ Failure ของ Reverse Power Relay (32) และ/หรือ กรณีเกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนนั้น กฟผ. สงวนสิทธิให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อต้องนำส่งข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ไหลผ่านจุดเชื่อมต่อ/จุดควบคุม โดยต้องเป็นข้อมูลวัดรายคาบ 15 นาทีจากอุปกรณ์วัดและอุปกรณ์ประกอบที่มีมาตรฐานและเชื่อถือได้ ตลอดช่วงเวลาที่เกิดสภาวการณ์ดังกล่าว



2. CT-PT Fail, Reverse Power Relay (32) Fail ให้มีการส่งข้อมูลการ Failure ให้ศูนย์ควบคุมฯ

CCA11.3 ข้อกำหนดสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ต้องเป็นผู้ดำเนินการออกแบบติดตั้งและบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน เพื่อไม่ให้กระทบระบบไฟฟ้า และ/หรือการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยเป็นอุปกรณ์ที่ทำงานตามวัตถุประสงค์ ควบคุมไฟฟ้าไหลย้อน โดยการลดกำลังการผลิต (Control) และตัดตอนระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า (Trip)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการให้มีอุปกรณ์ที่สามารถทำงานครบถ้วนตามวัตถุประสงค์ข้างต้น ประกอบด้วย

(a) Zero Export System หรืออุปกรณ์อื่นที่มีฟังก์ชันการทำงานเทียบเคียงกับ Zero Export System โดยอุปกรณ์ดังกล่าวจะต้องผ่านการพิจารณาของ กฟผ. ก่อน

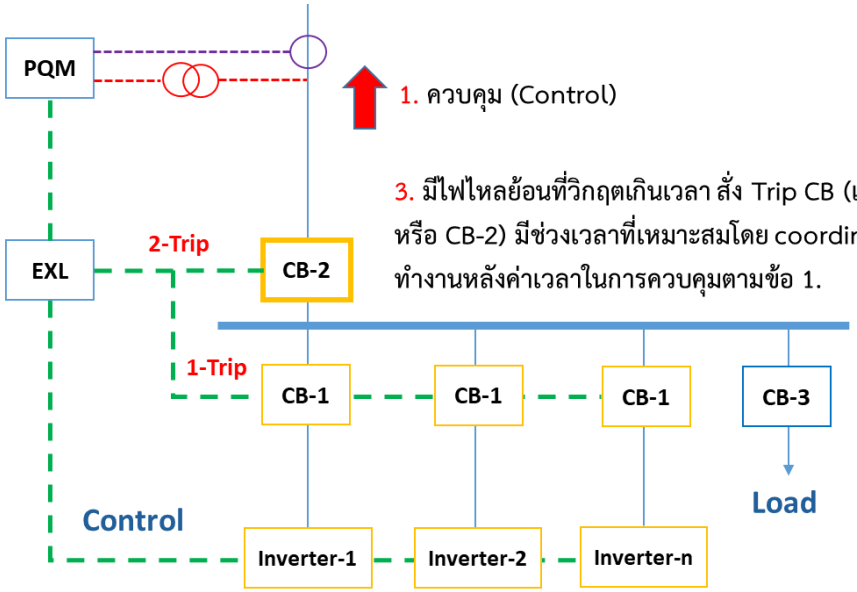
(b) เฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ให้ติดตั้งอุปกรณ์ที่มีฟังก์ชันการทำงานของ Under Frequency (81) เพิ่มเติม

CCA11.3.1 Zero Export System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการให้มี Zero Export System อย่างน้อย 1 ชุด ที่ทำงานได้ตามมาตรฐานของอุปกรณ์และการไฟฟ้ายอมรับ โดยอุปกรณ์ PT และ CT ที่ใช้งานร่วมกับ Zero Export System ให้ใช้มาตรฐานตามการไฟฟ้าที่เชื่อมต่อประกาศกำหนด โดยมีการทำงานของ Zero Export System ดังนี้

1. ในสภาวะที่เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อน Zero Export System ต้องทำงานสั่งลดกำลังการผลิตของ Inverter โดยทันที
2. กรณีเกิดการ Failure ของระบบ Zero Export System โดยมีสาเหตุจากอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง เช่น Communication Loss, Power Meter, Current Loss, Voltage Loss หรือ Zero Export Controller เป็นต้น กำหนดให้ Zero Export System ต้องส่งข้อมูลการ Failure ให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
3. ในสภาวะที่เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อน และ Zero Export System ไม่สามารถสั่งลดกำลังการผลิตของ Inverter ภายในระยะเวลาการควบคุม ให้ระบบ Zero Export System หรือระบบควบคุมอื่นส่งสัญญาณไปปลด Breaker ของ Inverter หรือปลดการเชื่อมต่อ

ทั้งนี้ กรณีเกิดการ Failure ของ Zero Export System และ/หรือ กรณีเกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนนั้น กฟผ. สงวนสิทธิให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อต้องนำส่งข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ไหลผ่านจุดเชื่อมต่อ/จุดควบคุม โดยต้องเป็นข้อมูลวัดรายคาบ 15 นาทีจากอุปกรณ์วัดและอุปกรณ์ประกอบที่มีมาตรฐานและเชื่อถือได้ ตลอดช่วงเวลาที่เกิดสภาวการณ์ดังกล่าว



2. PQM Fail, CT-PT Fail, EXL Fail
ให้มีการส่งข้อมูลการ Failure ให้ศูนย์ควบคุมฯ