ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ธันวาคม 2562

ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ที่ ๒๕/๒๕๖๒

เรื่อง ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

โดยที่ พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.๒๕๕๐ มาตรา ๘๑ กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด

ดังนั้น เพื่อปฏิบัติตามพระราชบัญญัติดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงเห็นสมควรให้มีการประกาศใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วย ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ ๓๑ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒ เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ ๒๐ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒

(นายวิบูลย์ ฤกษ์ศิระทัย)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประทศไทย

ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า
โทร. ๖๒๑๑๑

รับรองสำเนาถูกต้อง
รับวันที่ ๒๓ ธ.ค. ๖๒/๑๐.๐๐น.
แผนกจัดการงานสารบรรณ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

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

อุตสาหกรรมไฟฟ้าที่หลากหลาย ได้ดำเนินการบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่กระจายอยู่ทั่วประเทศ กฟผ. ในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงต้องเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและส่งเสริมให้มีการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถสนองต่อความก้าวหน้าทางอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้อย่างราบรื่น พร้อมกับการสร้างระบบโครงข่ายให้มีความมั่นคง 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) ในส่วนของข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้การดำเนินการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีมาตรฐาน มั่นคง ปลอดภัย และมีคุณภาพ

การบังคับใช้

1. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันที่มีการประกาศข้อกำหนดนี้เป็นต้นไป
2. บรรดาข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่นที่มีเงื่อนไขระบุไว้เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ หรือซึ่งขัดหรือแย้งกับข้อกำหนดนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดนี้แทน
3. การปฏิบัติการตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่น หรือที่ กฟผ. และ/หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ให้ความเห็นชอบหรืออนุญาตไว้ก่อนวันที่ข้อกำหนดนี้ใช้บังคับให้ดำเนินการได้ต่อไป และถือว่าเป็นการปฏิบัติการตามข้อกำหนดฉบับนี้ จนกว่าจะสิ้นสิทธิยกเลิกหรือมีการเปลี่ยนแปลง

สารบัญ

บทที่	เรื่อง	หน้า
	สารบัญ	1
	นิยามคำศัพท์	3
1	เรื่องทั่วไป	9
	1.1 วัตถุประสงค์และขอบเขต	9
	1.2 ความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ	9
	1.3 มาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า	10
2	ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์	17
	2.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	17
	2.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า	21
	2.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	58
	2.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	59
	2.5 การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบ	60
	2.6 การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ	64
	2.7 การประสานงานด้านความปลอดภัย	71
	2.8 แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน	74
3	ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์	78
	3.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	78
	3.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า	103
	3.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	115
	3.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	115
	3.5 การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบ	120
	3.6 การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ	121
	3.7 การประสานงานด้านความปลอดภัย	122
4	ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar	123
5	ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)	124
	5.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	124
	5.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้า	124
	5.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	125
	5.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	126
	5.5 การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ	126
	5.6 การประสานงานด้านความปลอดภัย	127

บทที่	เรื่อง	หน้า
	5.7 แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉินและการจัดลำดับการลดการส่งผ่านพลังไฟฟ้า	127
	5.8 หน้าที่ในการบริหารปริมาณพลังไฟฟ้า	127
	5.9 การกำหนดความไม่สมดุล (Imbalance) และช่วงความคลาดเคลื่อนของปริมาณพลังไฟฟ้า	127
6	การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	128
	6.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	128
	6.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า	128
	6.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	128
	6.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	129
	6.5 การประสานงานด้านความปลอดภัย	130
	6.6 การปฏิบัติการเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉิน	130
7	ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น	131
	7.1 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent / Industrial Power Supplier : IPS)	131
	7.2 ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS) รวมถึงส่วนประกอบของ Battery ที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	133
	7.3 ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid	137
8	การติดต่อสื่อสาร	144
9	ข้อบังคับต่าง ๆ	145
10	การประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า	146
11	การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	148

นิยามคำศัพท์

“กระแสไฟฟ้าไหลย้อน”	เหตุการณ์ที่มีปริมาณกระแสไฟฟ้าไหลออกจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
“การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run”	การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ตามแผนทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา
“การเชื่อมต่อ”	การเชื่อมต่ออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
“การปลดการเชื่อมต่อ”	การปลดอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“การไฟฟ้า”	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย”	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
“คุณภาพไฟฟ้า”	คุณลักษณะกระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า และความถี่ไฟฟ้า ตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ทั้งในกรณีเหตุปกติและกรณีเหตุผิดปกติ
“จุดเชื่อมต่อ”	ตำแหน่งที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“จุดติดตั้งมาตรวัด”	ตำแหน่งติดตั้งมาตรวัดค่าทางไฟฟ้า เช่น ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับการซื้อขายไฟฟ้า ค่าแรงดันไฟฟ้า และอื่น ๆ ตามสัญญา ระหว่างผู้เชื่อมต่อกับ กฟผ.
“จุดต่อร่วม”	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณเดียวกับผู้เชื่อมต่อรายอื่น
“ใบอนุญาต”	ใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ผู้ขอเชื่อมต่อ”	ผู้ที่ขออนุญาตจากการไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

“ผู้เชื่อมต่อ”	ผู้ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ (4) ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar (5) ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA) (6) ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี, Microgrid (7) ลูกค้าตรงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (8) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (9) ระบบไฟฟ้าอื่น ๆ
“ผู้ใช้ไฟฟ้า”	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้า
"ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)"	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
“ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent / Industrial Power Supplier : IPS)”	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ หรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ประชาชนโดยไม่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า แต่ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าและได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อแล้ว ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)”	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งประเภทสัญญา Firm และประเภทสัญญา Non-Firm
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm (SPP Firm)”	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายไฟฟ้าตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Non-Firm (SPP Non-Firm)”	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายพลังงานไฟฟ้าตามสภาพความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า

“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)”	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 90 เมกะวัตต์
“ผู้รับใบอนุญาต”	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ภาวะฉุกเฉิน (Emergency)”	เหตุการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วน โดยไม่อาจคาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้าได้ เช่น เหตุขัดข้องจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นเหตุให้การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมระบบให้อยู่ในภาวะปกติได้ หรือเหตุการณ์ที่อาจจะทำให้เกิดอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สิน ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ โดยต้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์อย่างเร่งด่วน หรือ เหตุผิดปกติที่ทาง กฟผ. ให้ความคิดเห็นอย่างสมเหตุสมผลแล้วว่าเกิด หรือก่อให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้าง หรือทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรง
“มาตรฐานความมั่นคง N-1”	ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ในกรณีอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า 1 อุปกรณ์
“ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS)”	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ให้เป็นพลังงานรูปแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control And Data Acquisition : SCADA)”	ระบบการควบคุมดูแลทางไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุม และ/หรือ การชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือ ระบบที่รวบรวม ประมวลผลและแสดงข้อมูลในศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ข้อมูลสำหรับการ Operate ระบบ เช่น ความถี่ของระบบ, แรงดัน, Load Flow, สถานะของ Breaker
“ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System)”	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
“ระบบผลิตไฟฟ้า”	โรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆที่ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

“ระบบไฟฟ้า”	ระบบผลิตไฟฟ้า และระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่อยู่ภายใต้การปฏิบัติการและควบคุมของผู้รับใบอนุญาต
“ระบบโครงข่ายไฟฟ้า”	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายของ กฟผ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน.
“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
“ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า”	ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟน. หรือศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมระบบไฟฟ้า
“ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า”	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ.
“เหตุผิดปกติ”	เหตุการณ์ใด ๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือคุณภาพไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับ และไม่มีไฟฟ้าดับ
“Available Transfer Capability (ATC)”	ความสามารถในการให้บริการระบบส่งของ กฟผ.

“Base Voltage”	แรงดันไฟฟ้าฐาน ที่กำหนดใช้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (หน่วยเป็น กิโลโวลต์) โดยมีค่าแรงดันไฟฟ้าฐาน ดังนี้ (1) ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ (2) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ (3) ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ (4) ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แรงดันไฟฟ้าฐานให้มีค่าตามระดับแรงดันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้กำหนด
“EPC Contract”	สัญญาเกี่ยวกับงานด้านวิศวกรรม การออกแบบ การก่อสร้าง การสร้าง (Engineering Procurement Construction) และทดสอบโรงไฟฟ้า ซึ่งอาจมีการปรับปรุง หรือมีเงื่อนไขเพิ่มเติมได้
“First Energization”	การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
“First Synchronization”	การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
“Generator’s Apparatus”	อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ กฟผ. และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ
“Independent Engineer (IE)”	วิศวกรที่ปรึกษาอิสระ ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ลงทุน รวมถึงสถาบันการเงิน ในการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการทั้งทางด้านเทคนิค และด้านการเงิน ให้ความเห็นต่อโครงการด้านความเหมาะสมของเทคโนโลยี สมรรถนะของโรงไฟฟ้าตรวจสอบติดตามความก้าวหน้าพร้อมกับให้คำแนะนำในการดำเนินโครงการ เพื่อลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นให้โครงการ
“Microgrid”	ระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีการรวมระบบผลิตไฟฟ้า ส่งจ่ายไฟฟ้าและควบคุมสั่งการเข้าไว้ด้วยกัน สามารถทำงานประสานเชื่อมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก หรือโครงข่ายอื่น ๆ และยังทำงานแยกตัวเป็นอิสระได้ ซึ่งแหล่งผลิตไฟฟ้าภายในสามารถเป็นได้ทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน หรือพลังงานอื่น ๆ ที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน
“Operating Characteristics”	ค่าที่กำหนดความสามารถของหน่วยผลิตไฟฟ้าในการตอบสนองต่อคำสั่งการ

“Site Responsibility Schedule”	รายการที่ กฟผ. จัดทำขึ้น เพื่อใช้แสดงขอบเขตในความเป็นเจ้าของ การดำเนินงาน และความรับผิดชอบด้านความปลอดภัย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

บทที่ 1
เรื่องทั่วไป

1.1 วัตถุประสงค์และขอบเขต

1.1.1 วัตถุประสงค์

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดให้ผู้ที่เชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายรับทราบหน้าที่ที่จะต้องปฏิบัติให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และตามข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน มีความมั่นคงปลอดภัย โดยไม่ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและส่วนรวมเสียประโยชน์ รวมถึงแนวทางปฏิบัติอย่างเสมอภาคต่อผู้เชื่อมต่อทุกราย หรือเพื่อไม่ให้เกิดการกีดกันผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่น ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

1.1.2 ขอบเขต

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ใช้กับผู้เชื่อมต่อ และ/หรือผู้ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
(2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
(3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
(4) ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar
(5) ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)
(6) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
(7) ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น
    7.1 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent / Industrial Power Supplier : IPS)
    7.2 ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS)
    7.3 ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

1.2 ความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ได้กำหนดหลักเกณฑ์ และวิธีการดำเนินการต่าง ๆ ในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ร่วมกับผู้เชื่อมต่อทุกรายที่อยู่ในขอบเขตของข้อกำหนดฉบับนี้ โดยผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการปฏิบัติตาม จัดหา หรือแลกเปลี่ยนข้อมูล รวมทั้งทรัพยากรต่าง ๆ ที่จำเป็นในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้ายังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด และมีความมั่นคงปลอดภัย โดย กฟผ. จะมีการดำเนินการในกรณีเกิดเหตุ ดังนี้

1.2.1 กฟผ. จะปลดการเชื่อมต่อเป็นการชั่วคราว หาก กฟผ. เห็นว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดข้อใดข้อหนึ่งที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดด้านปฏิบัติการนี้

1.2.2 กฟผ. จะปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในทันที โดยไม่ต้องแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้า ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน ที่อาจเกิดความไม่ปลอดภัยต่อการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ต่อบุคคล หรือ อาจเกิดความเสียหายแก่ทรัพย์สินของ กฟผ. และผู้เชื่อมต่อรายอื่น

1.2.3 กฟผ. จะปลดการเชื่อมต่อ หากตรวจพบว่าการเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อทำให้คุณภาพไฟฟ้าด้อยลงหรือเบี่ยงเบนนอกเกณฑ์ที่กำหนด หรือเสียเสถียรภาพความมั่นคงปลอดภัยของระบบไฟฟ้า

1.2.4 หาก กฟผ. มีความเห็นหรือพบว่าอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีความปลอดภัยหรือส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดที่ 1.3 ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขและแจ้งผลให้ กฟผ. พิจารณา หรือเข้าร่วมการตรวจสอบดังกล่าวด้วย

1.2.5 กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการปรับปรุง แก้ไข เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติมรายละเอียดอื่น ๆ ของข้อกำหนดนี้เพื่อความปลอดภัย และความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

1.2.6 ผู้เชื่อมต่อที่ต้องการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต หรือระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจากส่วนที่ได้รับอนุญาตเดิมที่เคยยื่นไว้ตอนขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว จะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ก่อน โดยส่งรายละเอียดแผนการเปลี่ยนแปลงให้ กฟผ. พิจารณาก่อนจะเริ่มดำเนินการไม่น้อยกว่า 3 เดือน

1.2.7 กฟผ. จะไม่รับผิดชอบความเสียหายใด ๆ ของผู้เชื่อมต่อที่เกิดขึ้นเนื่องจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1.2.8 หากเกิดความเสียหายต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือ บุคคลอื่น ๆ ที่ กฟผ. ตรวจสอบสาเหตุแล้วพบว่าเกิดจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น

1.3 มาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply)

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลงกว่าระดับที่กำหนด

1.3.1 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ กฟผ. ควบคุม

1.3.1.1 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดติดตั้งมาตรวัด

(1) ในภาวะปกติ แรงดันไฟฟ้าจะถูกควบคุมไว้ไม่เกิน ±5% ของ Base Voltage
<u>หมายเหตุ</u> : ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage

(2) ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน ค่าแรงดันไฟฟ้าอาจมีค่าเบี่ยงเบนไปถึงหรือมากกว่า ±10% ของ Base Voltage ได้

1.3.1.2 ความถี่ของระบบไฟฟ้า

ในภาวะปกติความถี่ของระบบไฟฟ้าจะถูกควบคุมไว้ไม่เกิน 50 ± 0.5 Hz ยกเว้นกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินอาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ± 0.5 Hz

1.3.2 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ กฟผ. กำหนด สำหรับผู้เชื่อมต่อ

1.3.2.1 แรงดันและกระแสผิดเพี้ยน (Voltage and Current Distortion)

กฟผ. กำหนดให้ผู้เชื่อมต่อแต่ละรายที่ใช้อุปกรณ์ที่เป็นชนิด Non-linear Load ต้องควบคุม Harmonic Distortion ไม่เกินระดับที่กำหนดเพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบกับผู้เชื่อมต่อรายอื่นๆ

ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD) คำนวณจากสมการ

$$THD_v = \frac{\sqrt{V_2^2+V_3^2+V_4^2+\ldots\ldots\ldots}}{V_1} \text{ X } 100\ \%$$

THD_V = ค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (%)

V_1 = แรงดัน RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูลหรือ Fundamental Frequency (ความถี่ 50 Hz)

V_n = แรงดันฮาร์มอนิกอันดับที่ n มีค่าตั้งแต่ 2 เป็นต้นไป

ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์มอนิก เป็นค่าขีดจำกัดของทั้งแรงดันฮาร์มอนิก (%) แต่ละอันดับ (V_n) และค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) ที่ผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้แรงดัน ฮาร์มอนิกที่จุดติดตั้งมาตรวัด เกินกำหนด โดยจะกำหนดเป็นระดับวางแผน (Planning Level) แสดงดังตารางที่ 1.1

ระดับวางแผน (Planning Level) ระดับของแรงดันฮาร์มอนิกหรือตัวแปรอื่น ๆ ที่การไฟฟ้าใช้กำหนดเป็นเป้าหมายเพื่อวางแผนควบคุมมิให้แรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมหรือตัวแปรอื่น ๆ มีค่าเกินกว่าระดับดังกล่าว เพื่อป้องกันมิให้ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

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 1.1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 230/400 V

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 1.2 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 12 kV, 22 kV, 24 kV และ 33 kV

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับคู่	
อันดับ	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**
5	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%					

ตารางที่ 1.3 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงส่งผลกระทบที่เป็นอันตรายต่อระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าจึงไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในทุกกรณี

ขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิก เป็นค่าขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับที่จุดติดตั้งมาตรวัด มีหน่วยเป็นแอมแปร์ ต้องไม่ทำให้กระแสฮาร์มอนิกที่จุดติดตั้งมาตรวัด ไหลเข้าระบบของการไฟฟ้าเกินกำหนด โดยต้องทราบตัวแปรดังต่อไปนี้

(1) System Voltage คือระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เช่น 69 kV หรือ 115 kV

(2) Total Available Power คือกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ มีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Line Rated ของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อ กับ สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. หรือ ขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

(3) Agreed Power คือปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายที่ผู้เชื่อมต่อทำสัญญากับการไฟฟ้า

(4) Minimum Short Circuit Power คือ พลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้เชื่อมต่อ

(5) Coincidence Factor คือตัวประกอบสำหรับชดเชยผลจากการทำงานที่ไม่พร้อมกันของโหลดที่หลากหลาย ทั่วไปมีค่าระหว่าง 0.4 - 1.0 หากไม่ทราบให้กำหนดค่าเป็น 1.0

(6) Transfer Factor คือตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) ลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

ค่าตัวแปรเหล่านี้จะใช้คำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก โดยโปรแกรมของการไฟฟ้า (อ้างอิงมาตรฐาน IEC 61000-3-6 (1996)) โดยแสดงตัวอย่างขีดจำกัดของการเชื่อมต่อที่ 115 kV ดังนี้

(1) ค่าระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ : 115 kV

(2) ค่ากำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ สำหรับกรณีนี้คือขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังภายในสถานีต้นทาง : 600 MVA

(3) ค่าขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า : 80 MVA

(4) ค่าพลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้เชื่อมต่อ : 2,000 MVA

(5) ค่าตัวประกอบสำหรับชดเชยผลจากการทำงานที่ไม่พร้อมกันของโหลดที่หลากหลาย โดยทั่วไปมีค่าระหว่าง 0.4 - 1.0 หากไม่ทราบให้กำหนดค่าเป็น 1.0

(6) ค่าตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Transfer Factor โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

Order	Limit (A)	Order	Limit (A)	Order	Limit (A)	Order	Limit (A)
2	6.7	15	0.7	28	0.4	41	0.5
3	8.9	16	0.6	29	0.8	42	0.2
4	2.7	17	2.2	30	0.3	43	0.4
5	9.5	18	0.6	31	0.7	44	0.2
6	2.0	19	1.9	32	0.3	45	0.2
7	6.8	20	0.5	33	0.3	46	0.2
8	1.3	21	0.5	34	0.3	47	0.4
9	2.6	22	0.5	35	0.6	48	0.2
10	1.0	23	1.1	36	0.3	49	0.3
11	5.0	24	0.4	37	0.5	50	0.2
12	0.8	25	1.0	38	0.3		
13	4.2	26	0.4	39	0.3		
14	0.7	27	0.4	40	0.3		

ตารางที่ 1.4 ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้เชื่อมต่อ

1.3.2.2 ความรุนแรงของไฟกระพริบ (Flicker)

ผู้เชื่อมต่อรายที่มีการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่มีผลทำให้เกิดไฟกระพริบ ต้องควบคุมความรุนแรงของไฟกระพริบไม่ให้เกินกำหนดดังนี้

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	**ค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (P_{st})**	**ค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (P_{lt})**
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

ตารางที่ 1.5 ขีดจำกัดค่าความรุนแรงของไฟกระพริบ (รวมทั้งระดับความค่าความรุนแรงของไฟกระพริบที่มีอยู่เดิม)

P_{st} = ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในช่วงเวลาสั้น ๆ (10 นาที) ซึ่งได้จาก การตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้ Flickermeter (ตามมาตรฐาน IEC 61000-4-15) ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst)

P_{lt} = ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง)

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}[P_{stj}]^3}$$

N = จำนวน P_{st} ในช่วงเวลาตรวจวัด ปกติจะประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้น N = 12

1.3.2.3 แรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance)

คือ ภาวะที่ขนาดของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเฟสหรือมุมของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสที่ต่อเนื่องกันในระบบไฟฟ้าสามเฟสมีค่าไม่เท่ากัน (พิจารณาเฉพาะองค์ประกอบความถี่หลักมูล, Fundamental Component)

ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance Factor, u) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างขนาดขององค์ประกอบลำดับลบต่อขนาดขององค์ประกอบลำดับบวกของแรงดันไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูล โดยแสดงเป็นค่าร้อยละดังนี้

$$u\ (\%)\ =\ \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}}\times 100 \quad \text{เมื่อ} \quad \beta = \frac{U_a{}^4 + U_b{}^4 + U_c{}^4}{\left(U_a{}^2 + U_b{}^2 + U_c{}^2\right)^2}$$

การไฟฟ้าได้กำหนดระดับวางแผนของแรงดันไม่ได้ดุลสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยดังแสดงไว้ในตารางที่ 1.6 เพื่อใช้เป็นเป้าหมายในการควบคุมแรงดันไม่ได้ดุลในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า

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

ตารางที่ 1.6 ระดับวางแผนของแรงดันไม่ได้ดุลสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

1.3.2.4 ข้อกำหนดอื่น ๆ

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องขอข้อมูลระดับแรงดันและระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าต้องการให้ผู้เชื่อมต่อควบคุม เพื่อใช้ในการออกแบบของผู้เชื่อมต่อในกรณีที่การไฟฟ้าตรวจพบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถรักษา หรือควบคุมคุณภาพไฟฟ้าได้ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.1 กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการทบทวนการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลเสียกับระบบไฟฟ้า และผู้เชื่อมต่อจะต้องรีบดำเนินการแก้ไขปรับปรุง และเสนอแผนการปรับปรุงให้ กฟผ. เพื่อพิจารณา

(2) สำหรับผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้ 4 Mode ซึ่งขึ้นอยู่กับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังนี้

(2).1 Remote High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(2).2 Remote High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(2).3 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(2).4 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรือ อื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่มหรือลด MVAR ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVAR ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

บทที่ 2
ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ นี้ ใช้กับผู้เชื่อมต่อและผู้ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar เฉพาะกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานน้ำ

2.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการติดตั้งและการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบข้อกำหนดดังนี้

2.1.1 การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization)

2.1.1.1 ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. รับทราบ เมื่ออุปกรณ์ใน Switchyard พร้อมที่จะเชื่อมต่อกับระบบ หลังจากนั้นจะต้องมีการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อและผู้เกี่ยวข้องจะเป็นผู้กำหนดวันที่จะทดสอบแต่จะต้องไม่เกิน 10 วันหลังจากที่แจ้ง กฟผ.

2.1.1.2 ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการตรวจสอบและทดสอบการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ใน Switchyard ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในวันที่ได้ตกลงกันไว้ตามข้อ 2.1.1.1 และ กฟผ. สามารถเข้าร่วมกระบวนการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ได้ ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่าย

2.1.1.3 กฟผ. จะตรวจสอบผลของการตรวจสอบและทดสอบการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ใน Switchyard ให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หลังจากนั้น กฟผ. จะออกใบรับรองให้แก่ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องรายงานข้อสรุปของผลการตรวจสอบและทดสอบดังกล่าวภายใน 10 วันนับจากวันที่ได้รับผลการตรวจสอบและทดสอบ โดยจะต้องชี้แจงถึงสิ่งต่าง ๆ ที่ยังไม่พร้อมให้เชื่อมต่อลงในรายงาน

2.1.1.4 หาก กฟผ. รายงานว่าอุปกรณ์ใน Switchyard ของผู้เชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแก้ไขโดยผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายเองตามที่ กฟผ. แจ้งไว้ และผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งกลับมาที่ กฟผ. เมื่อต้องการจะตรวจสอบอุปกรณ์โดยที่ กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันที่ตรวจสอบร่วมกัน

หลังจากการตรวจสอบดังกล่าว หาก กฟผ. มีรายงานว่าอุปกรณ์ใน Switchyard ไม่พร้อมสำหรับการเชื่อมต่อ กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะต้องร่วมกันตรวจสอบและแก้ไขสาเหตุของความไม่พร้อมดังกล่าว ซึ่งถ้าหากมีข้อพิพาทเกิดขึ้นระหว่างผู้เชื่อมต่อและ กฟผ.

จะต้องเชิญ Independent Engineer (IE) ทำหน้าที่เป็นผู้เชี่ยวชาญตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยค่าใช้จ่ายของ IE จะต้องรับผิดชอบโดย กฟผ. หากมีรายงานสรุปว่าอุปกรณ์ใน Switchyard สมบูรณ์ แต่ถ้าหากมีรายงานว่าอุปกรณ์ใน Switchyard ไม่พร้อมเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายของ IE

ส่วนค่าใช้จ่ายของการทำงานเพิ่มเติมที่จำเป็น จะเป็นภาระของผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องที่เป็นผู้รับผิดชอบในส่วนของความไม่พร้อมดังกล่าว

2.1.1.5 ก่อนที่จะมีการแจ้งขอขนานกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องมีใบรับรองจาก IE ว่าผู้เชื่อมต่อได้เสร็จสิ้นการทดสอบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดย กฟผ. จะถือว่าใบรับรองจาก IE เป็นหลักฐานแจ้งความพร้อมของผู้เชื่อมต่อในการเชื่อมต่อกับระบบของ กฟผ. (ยกเว้นโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ให้พิจารณาโดยคณะกรรมการตรวจรับสมรรถนะโรงไฟฟ้าแทน IE)

2.1.2 การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization)

2.1.2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องส่ง Test Protocol สำหรับ Commercial Operation Test ให้ กฟผ. ล่วงหน้าก่อนการ Test ไม่ต่ำกว่า 6 เดือน ซึ่ง Test Protocol จะประกอบด้วย กระบวนการทดสอบ, การวัด, อุปกรณ์การวัด, วิธีการคำนวณผลลัพธ์ และกฎเกณฑ์ในการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงผลลัพธ์

2.1.2.2 หลังจาก กฟผ. ได้รับกระบวนการทดสอบแล้ว ถ้าหากไม่มีข้อทักท้วงใด ๆ ภายใน 45 วัน ให้ถือว่ากระบวนการนั้นได้รับการยืนยันจากทาง กฟผ. แล้ว

2.1.2.3 ผู้เชื่อมต่อต้องส่งรายงาน Certificate จาก IE เพื่อเป็นการยืนยันว่า Generating Unit นั้นผ่านการทดสอบ Final Synchronization Test แล้ว โดยใบ Certificate นี้ให้ถือเป็นหลักฐานการยืนยันความพร้อมของ Generating Unit

2.1.2.4 ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้ง กฟผ. ล่วงหน้า 30 วันก่อนทำการทดสอบ

2.1.2.5 ทั้งผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ต้องเห็นชอบร่วมกันกับการทดสอบนี้

2.1.2.6 ผู้เชื่อมต่อต้องส่ง Test Schedule ให้กับ กฟผ. ล่วงหน้าไม่ต่ำกว่า 7 วัน

2.1.2.7 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าต้องตรวจสอบความพร้อมด้านสื่อสาร ระบบควบคุมและป้องกัน และออกเอกสารยืนยันให้ผู้เชื่อมต่อเริ่ม First Synchronization ได้

2.1.2.8 ผู้เชื่อมต่อดำเนินการทดสอบทุกรายการตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งทาง กฟผ. มีสิทธิ์ส่งผู้แทนตรวจสอบ หรือร่วมเป็นสักขีพยานการทดสอบนั้น ๆ

2.1.3 การดำเนินการก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

2.1.3.1 หลังจากจบการทดสอบ ให้ผู้เชื่อมต่อส่งรายงานและผลการทดสอบฉบับเบื้องต้น (Preliminary Report) ให้ กฟผ. ภายใน 7 วัน

2.1.3.2 หลังจากได้รับรายงานและผลการทดสอบฉบับเบื้องต้น (Preliminary Report) ให้ กฟผ. ส่งผลการตรวจสอบผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อภายใน 14 วัน

2.1.3.3 ภายใน 30 วันให้ผู้เชื่อมต่อส่งรายงานฉบับสมบูรณ์ (Final Report) ให้ กฟผ.

2.1.3.4 ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เรื่องการเริ่มประกอบกิจการและต้องส่งหนังสือรับทราบการแจ้งซึ่งออกโดย กกพ. ให้ กฟผ. ไม่น้อยกว่า 15 วันก่อนวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)

2.1.3.5 ผู้เชื่อมต่อต้องส่งเอกสารเหล่านี้ให้ กฟผ. ก่อน COD ไม่น้อยกว่า 5 วัน

2.1.3.5.1 เอกสารยืนยันจาก IE ว่าโรงไฟฟ้าได้ถูกสร้างขึ้นตามหลักปฏิบัติที่ถูกต้อง, คุณภาพวัสดุถูกต้องตามสัญญา EPC Contract

2.1.3.5.2 เอกสารยืนยันจาก IE ว่าได้ทำการทดสอบ Commercial Operation Test อย่างถูกต้องตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวมถึงการทดสอบ คุณลักษณะของหน่วยผลิตไฟฟ้า (Operating Characteristics) ด้วยเชื้อเพลิงต่าง ๆ

2.1.4 ภาคผนวกการจัดส่งข้อมูลเพื่อเชื่อมต่อระบบ

2.1.4.1 หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขและดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จก่อนวันที่ผู้เชื่อมต่อจะทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อเป็นครั้งแรก ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

(ก) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุโดยเฉพาะการจัดส่งข้อมูลตาม Connected Data and Information ที่ระบุใน Connection Code

(ข) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในหัวข้อ 2.7 การประสานงานด้านความปลอดภัย

(ค) แจ้งขอจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อกับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด พร้อมระบุวันที่คาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้า

(ง) แจ้งข้อมูลที่จำเป็นเพื่อให้ กฟผ. เตรียม Site Responsibility Schedule

(1) รายการอุปกรณ์และรายการเครื่องจักรทั้งหมด

(2) รายชื่อผู้ปฏิบัติงานของผู้เชื่อมต่อซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(จ) แจ้งยืนยัน กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ว่าผู้เชื่อมต่อที่จะขอเชื่อมต่อเข้าระบบได้ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขข้อกำหนด Generator's Apparatus ตามที่ระบุไว้ใน Connection Code

ก่อนวันที่ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งเอกสารหลักฐานการได้รับอนุญาตในการก่อสร้างและเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

<u>หมายเหตุ</u>

(1) ผู้เชื่อมต่อสามารถจัดส่งในวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้ แต่ต้องส่งก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(2) กฟผ. จะกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ต้องการก่อนวันที่ผู้เชื่อมต่อคาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 60 วันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลรายละเอียดของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ ตามรูปแบบที่กำหนดใน Connection Code

2.1.4.2 หน้าที่ความรับผิดชอบของ กฟผ.

กฟผ. จะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จโดยเร็วก่อนวันที่คาดว่าผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(ก) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในหัวข้อ 2.7 การประสานงานด้านความปลอดภัย

(ข) จัดเตรียม เห็นชอบ และจัดส่ง Site Responsibility Schedule ให้กับผู้เชื่อมต่อ ซึ่งจะแสดงข้อมูลตามรายการด้านล่างพร้อมกำหนดขอบเขตส่วนที่ กฟผ. เป็นเจ้าของและรับผิดชอบในการควบคุมการทำงาน และส่วนของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น

(1) ตารางรายการอุปกรณ์ทั้งหมด

(2) รายการงานส่วนที่ กฟผ. จะดำเนินการ

(3) ตารางอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบโทรคมนาคม เครื่องมือวัด ระบบโทรมาตร และในระบบควบคุม

(4) รายชื่อผู้ปฏิบัติงาน กฟผ. ซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(ค) รายละเอียดของวิธีปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ กฟผ. จัดทำ (Local Safety Procedures) ตามหัวข้อ 2.3 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว พร้อมรายชื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยตามเงื่อนไขที่ระบุ

2.1.4.3 การตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ

กฟผ. และ ผู้เชื่อมต่อ จะกำหนดวันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อร่วมกัน ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการตามข้อ 2.1.4.1 แล้ว และ กฟผ. จะไม่ทำการผัดผ่อนการตรวจสอบหากไม่มีเหตุผลอันสมควร

กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมกันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง (รวมถึงการทดสอบที่จำเป็น) เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ จะไม่ก่อให้เกิดความเสี่ยงหรืออันตรายต่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบ กฟผ.

เมื่อ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จุดเชื่อมต่อพร้อมสำหรับทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. จะดำเนินการออกหนังสือรับรองที่ กฟผ. ออกให้กับโรงไฟฟ้า เพื่อยืนยันว่าโรงไฟฟ้าสามารถเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้า Connection Point ได้ (Certificate of Readiness) และแจ้งรายงานผลการตรวจสอบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้กับผู้เชื่อมต่อ

ในกรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องระบุสาเหตุว่าเป็นที่จุดเชื่อมต่อ หรืออุปกรณ์ตัวใด พร้อมด้วยเหตุผลการพิจารณา

ในกรณีที่ กฟผ. รายงานผลการตรวจสอบว่า จุดเชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ให้ผู้เชื่อมต่อทำการปรับปรุงอุปกรณ์และ/หรือจุดเชื่อมต่อ แล้วจึงแจ้ง กฟผ. เพื่อนัดวันตรวจสอบใหม่อีกครั้ง

2.1.4.4 การเชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

การจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบผ่านจุดเชื่อมต่อ จะกระทำได้ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้ออก Certificate Of Readiness ให้กับทางผู้เชื่อมต่อแล้ว โดย กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าร่วมกัน

2.1.4.5 ค่าคุณลักษณะของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ลงทะเบียนไว้กับ กฟผ. (Registered Operating Characteristics)

ข้อมูล Planned Operating Characteristics ที่ระบุใน Connection Code ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล Detailed Planned Operating Characteristics ที่ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและทำ Commissioning

ค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สอดคล้องตาม Prudent Practice

2.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีเพียงพอต่อความต้องการใช้ของประเทศ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

2.2.1 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Forecasting)

2.2.1.1 ความนำ

ขั้นตอนการปฏิบัติงานในหัวข้อ 2.2.1 นี้เกี่ยวกับการเตรียมการสำหรับทำคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้ในการเตรียมแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ดังนี้

(ก) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี
(ข) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี
(ค) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน
(ง) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์
(จ) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

2.2.1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์หัวข้อ 2.2.1 คือ

(ก) กำหนดแหล่งที่มาของข้อมูลซึ่ง กฟผ. จะใช้เตรียมการสำหรับคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
(ข) อธิบายถึงองค์ประกอบต่าง ๆ ที่ กฟผ. จะนำมาพิจารณาในการเตรียมการสำหรับทำคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
(ค) วางขั้นตอนซึ่งจะทำให้แน่ใจว่าการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ถูกทำขึ้นโดยสอดคล้องกับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ดังกล่าว

2.2.1.3 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี

กฟผ. จะคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบของ กฟผ., ค่าพลังงานไฟฟ้าในระบบ ของ กฟผ. รวมไปถึง กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองแต่ละเดือนในแต่ละปีของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี โดยพิจารณาจาก

(ก) คาดการณ์สภาพเศรษฐกิจ

(ข) สถิติของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในแต่ละปี

(ค) สถิติความสัมพันธ์ระหว่างสภาพเศรษฐกิจ และความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ง) สถิติการผลิตไฟฟ้านอกระบบ กฟผ.

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.2.1.4 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี

2.2.1.4.1 ในทุก 2 เดือนที่จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

(ก) ค่าพลังงานความต้องการพลังงานไฟฟ้ารายเดือน

(ข) ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน

2.2.1.4.2 ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา

(ก) คาดการณ์สภาพเศรษฐกิจ

(ข) สถิติของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในแต่ละปี

(ค) สถิติความสัมพันธ์ระหว่างสภาพเศรษฐกิจ และความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ง) สถิติการผลิตไฟฟ้านอกระบบ กฟผ.

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.2.1.4.3 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามที่ระบุในข้อ 2.2.1.4.1 จะต้องเสร็จสมบูรณ์ในช่วงสัปดาห์ที่หนึ่งของเดือนพฤศจิกายนของปีซึ่งอยู่ก่อนปีของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปีดังกล่าว

2.2.1.5 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

2.2.1.5.1 ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

(ก) ปริมาณพลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้า ในแต่ละวันโดยใช้ข้อมูลจากสถิติ และการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี

2.2.1.5.2 ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา

(ก) คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งใช้ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี

(ข) สถิติปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่ขายให้ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรง

(ค) สถิติค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันในแต่ละเดือน

(ง) นโยบายด้านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอรองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ซึ่ง กฟผ. เชื่อว่าเกี่ยวข้อง

2.2.1.5.3 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามที่ระบุในข้อ 2.2.1.5.1 จะต้องเสร็จสมบูรณ์ก่อนสิ้นสัปดาห์ที่สามของเดือนซึ่งอยู่ก่อนเดือนของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือนดังกล่าว

2.2.1.6 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

2.2.1.6.1 ในแต่ละวันของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังนี้

(ก) ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวัน

(ข) ความต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

2.2.1.6.2 ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา

(ก) คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งใช้ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

(ข) สถิติความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงโดยเฉพาะของสัปดาห์ล่าสุด

(ค) นโยบายด้านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอรองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1

(ง) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.2.1.6.3 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ระบุในข้อ 2.2.1.6.1 จะต้องเสร็จสมบูรณ์ภายในวันพุธของสัปดาห์ก่อนหน้าสัปดาห์ที่มีการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

2.2.1.7 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

2.2.1.7.1 ในแต่ละครึ่งชั่วโมงของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

(ก) ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายครึ่งชั่วโมง

(ข) ความต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

2.2.1.7.2 ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา

(ก) คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งอยู่ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

(ข) สถิติค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันในแต่ละเดือนโดยเฉพาะของวันล่าสุด

(ค) พยากรณ์อากาศสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันดังกล่าว

(ง) นโยบายด้านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอรองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.2.1.7.3 การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในข้อ 2.2.1.7.1 จะต้องเสร็จสมบูรณ์ก่อนเวลา 12.00 น. ของวันซึ่งอยู่ก่อนวันที่ทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันดังกล่าว

2.2.2 กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling)

2.2.2.1 ความนำ

2.2.2.1.1 หัวข้อ 2.2.2 นี้เกี่ยวกับการประสานงานในการซ่อมบำรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่ง และเกี่ยวกับการให้ความเห็นชอบแก่หน่วยผลิตไฟฟ้าในการทำการก่อสร้าง การซ่อมแซม และการซ่อมบำรุง

2.2.2.1.2 กำหนดการซ่อมบำรุงซึ่ง กฟผ. ได้ทำขึ้นมา จะต้องถูกเตรียมขึ้นโดยอ้างอิงกับเนื้อหาในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง และแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า จะมีความเข้ากันได้ ระหว่างด้านการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้ (ซึ่งจะต้องรวมกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง) ตามหัวข้อ 2.2.1

2.2.2.1.3 ในหัวข้อ 2.2.2 นี้ ปี 0 หมายถึงปีปฏิทินปัจจุบัน ปี 1 หมายถึงปีปฏิทินถัดไป ปี 2 หมายถึงปีปฏิทินซึ่งถัดจากปี 1 และต่อ ๆ ไป

2.2.2.1.4 ตามหัวข้อ 2.2.2 นี้ กรณีที่ข้อมูลต้องถูกเสนอในวันที่ กำหนดไว้เฉพาะ และวันดังกล่าวไม่ใช่วันทำการ ข้อมูลดังกล่าว จะต้องถูกเสนอในวันทำการสุดท้ายก่อนจะถึงกำหนดดังกล่าว

2.2.2.1.5 กฟผ. จะใช้ความพยายามในการจัดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ได้ ตามวันที่ซึ่งผู้เชื่อมต่อ ต้องการแต่เมื่อมีการพิจารณาด้าน Economic และ Stability อาจเป็นผลให้ไม่สามารถดำเนินการตามนั้นได้ ซึ่งผู้เชื่อมต่อต้องยอมรับว่า กรณีที่ไม่สามารถจัดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ได้ตามคำขอนั้น และได้มีการปรึกษาหารือตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.2 แล้ว จะต้องใช้กำหนดวันที่ ซึ่ง กฟผ. กำหนดเท่านั้น

2.2.2.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของหัวข้อ 2.2.2 คือ เพื่อทำให้ กฟผ. จัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่ง ได้อย่างเหมาะสม และในขณะเดียวกัน จะต้อง

(ก) มีความพร้อมของหน่วยผลิต จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ระบบส่ง เพียงพอที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ ซึ่งรวมถึง กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

(ข) ให้ความสำคัญต่อการลดความสูญเสียต่อระบบ ซึ่งเกิดจากการให้การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออก

2.2.2.3 กำหนดการซ่อมบำรุง ปีที่ 1-7

2.2.2.3.1 ในวันแรกของแต่ละปีปฏิทิน แต่ละโรงไฟฟ้าจะต้องส่งแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด สำหรับปีปฏิทินที่ 1 ถึง 7 โดยจะมีข้อมูล ของแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อดังนี้

(ก) แสดงหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะซ่อมบำรุง

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติหรือการตรวจสอบตามสัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลา ที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะใช้ในการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นชั่วโมง

(จ) กำหนดวันเริ่มและเวลาทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ฉ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้สำหรับวันสิ้นสุดงาน

(ช) สิทธิ์ของจำนวนชั่วโมงซ่อมตามสัญญาฯ

2.2.2.3.2 ในวันแรกของแต่ละปีปฏิทินแต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องส่งแผนการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด สำหรับปีปฏิทินที่ 1 ถึง 7 โดยจะมีข้อมูลของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังนี้

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะซ่อมบำรุง

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะใช้ในการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ เป็นชั่วโมง

(ง) กำหนดวันเริ่มและเวลาทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(จ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ วันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้สำหรับวันสิ้นสุดงาน

(ฉ) จำนวนชั่วโมงซ่อมที่ระบุตามสัญญาฯ

2.2.2.3.3 ระหว่างวันแรกของปีปฏิทินจนถึงวันสุดท้ายของเดือนมีนาคม กฟผ. จะดำเนินการ

(ก) เตรียมกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 1-7 โดยจะพิจารณาจาก

(1) ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามคาดการณ์ใน Load Forecast สำหรับระบบ กฟผ.

(2) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ทำไว้ในปีปฏิทินก่อนหน้านั้นของปีที่ 2-7

(3) กำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อได้เสนอตามข้อ 2.2.2.3.1 และจากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามข้อ 2.2.2.3.2

(4) กำหนดการทำงานของระบบส่ง

(5) การบำรุงรักษาส่งผลกระทบต่อต้นทุนรวมของระบบน้อยที่สุดเท่าที่สามารถดำเนินการได้

(6) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

(ข) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับแต่ละโรงไฟฟ้า โดยแยกเป็นแต่ละหน่วยผลิตที่ได้ทำการขอมาตามข้อ 2.2.2.3.1 ระบุถึงวันและเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ค) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับแต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ โดยแยกเป็นแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ที่ได้ทำการขอมาตามข้อ 2.2.2.3.2 ระบุถึงวันและเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.2.3.4 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อ และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่เห็นด้วยกับแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ถึง กฟผ. ไม่เกินวันสุดท้ายของเดือนเมษายน โดย กฟผ. จะร่วมปรึกษาหารือในการแก้ปัญหา ถ้า กฟผ. มีความเห็นว่าการขอให้มีการแก้ไขแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่ทำให้ความปลอดภัยของระบบถูกกระทบกระเทือนหรือความสูญเสียที่ไม่สมควรเพิ่มขึ้นกับระบบแล้ว กฟผ. จะทำการเปลี่ยนแปลงแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังกล่าวให้ตามต้องการ และถ้าในการจะเปลี่ยนแปลงแผนการดังกล่าวจะต้องเกี่ยวข้องกับผู้อื่น กฟผ. อาจจะเชิญผู้เกี่ยวข้องดังกล่าวเข้าร่วมประชุม

2.2.2.3.5 ก่อนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน

(ก) ผู้เชื่อมต่อจะส่งแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งได้ปรับปรุงแล้ว ตามวิธีการในข้อ 2.2.2.3.1 โดยในแผนที่เสนอใหม่นี้จะแสดงให้เห็นถึง การทบทวนความต้องการในการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ และแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามข้อ 2.2.2.3.4

(ข) ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะส่งแผนการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ปรับปรุงแล้วตามวิธีการในข้อ 2.2.2.3.2 โดยในแผนที่เสนอใหม่นี้จะแสดงให้เห็นถึงการทบทวนความต้องการ ในการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศของผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศตามข้อ 2.2.2.3.4

2.2.2.3.6 ก่อนสิ้นสุดเดือนสิงหาคม

(ก) ทบทวนกำหนดการหยุดหน่วยผลิตไฟฟ้าของปีปฏิทินที่ 1-7 โดยพิจารณาจาก

(1) กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งทำขึ้นตาม ข้อ 2.2.2.3.3

(2) การเปลี่ยนแปลงแผนการหยุดหน่วยผลิตไฟฟ้าซึ่งได้มี การตกลง ภายใต้ข้อกำหนดของ 2.2.2.3.4

(3) แผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ หรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้มีการส่งให้ภายใต้ข้อกำหนดของ 2.2.2.3.5

(4) กำหนดการทำงานของระบบส่ง

(5) การบำรุงรักษาส่งผลกระทบต่อต้นทุนรวมของระบบน้อยที่สุดเท่าที่สามารถดำเนินการได้

(6) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

(ข) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยแยกเป็นแต่ละหน่วยผลิตที่ได้ ทำการขอมาตามข้อ 2.2.2.3.5 ระบุถึงวันที่เริ่มต้นและ สิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ค) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับแต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ โดยแยกเป็นแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ที่ได้ทำการขอมาตามข้อ 2.2.2.3.5 ระบุถึงวันที่เริ่มต้นและสิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.2.3.7 กรณีที่ ผู้เชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่เห็นด้วยกับแผนการ ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ถึง กฟผ. ไม่เกินสิ้นเดือนกันยายน โดย กฟผ. จะร่วมปรึกษาหารือในการแก้ปัญหา ถ้า กฟผ. มีความเห็นว่าการขอให้มีการแก้ไขแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่ทำให้ความปลอดภัยของระบบ ถูกกระทบกระเทือน หรือความสูญเสียที่ไม่สมควรเพิ่มขึ้นกับระบบแล้ว กฟผ. จะทำการเปลี่ยนแปลงแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังกล่าวให้ตามต้องการ และถ้าในการจะเปลี่ยนแปลงแผนการดังกล่าวจะต้องเกี่ยวข้องกับผู้อื่น กฟผ. อาจจะเชิญ ผู้เกี่ยวข้องดังกล่าวเข้าร่วมประชุม

2.2.2.3.8 ก่อนสิ้นเดือนตุลาคม กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับเสร็จสมบูรณ์ สำหรับปีปฏิทินที่ 1-7 กำหนดการหยุดหน่วยผลิตดังกล่าวอยู่บนพื้นฐาน กำหนดการหยุดหน่วยผลิต ซึ่งได้จาก ข้อ 2.2.2.3.5 และการแก้ไขเปลี่ยนแปลง ซึ่งได้มีการตกลงกันภายใต้ข้อ 2.2.2.3.7

(ข) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.3.5 โดยจะจัดทำเป็น ลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อ

(ค) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.3.5 โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.2.2.4 กำหนดการซ่อมบำรุงสำหรับปีปฏิทินที่ 0

2.2.2.4.1 กำหนดการหยุดหน่วยผลิตสำหรับปีปฏิทินที่ 0 จะอยู่บนพื้นฐานของปีปฏิทินที่ 1 ของกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ ซึ่งทำขึ้นและได้ออกแผนเมื่อสิ้นเดือน ตุลาคม ของปีปฏิทินที่แล้ว และสอดคล้องกับข้อ 2.2.2.3.8

2.2.2.4.2 ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งไม่ได้รวมอยู่ใน Final Maintenance Schedule หรือ สำหรับกรณีที่มีการร้องขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบางตัว ผู้เชื่อมต่อจะต้อง

แจ้งให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยมีรายละเอียดของข้อมูลสำหรับแต่ละหน่วยผลิตดังนี้

(ก) แสดงหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติ หรือการตรวจสอบตามสัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลาที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่อยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย) เป็นชั่วโมง

(จ) กำหนดวันและเวลาเริ่มทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงวันเริ่มต้นหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แสดงในการกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย)

(ฉ) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้ สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.3 ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์หรือสำหรับกรณีที่ มีการร้องขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบางตัว ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยมีรายละเอียดของข้อมูลสำหรับแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ดังนี้

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่อยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย) เป็นชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาเริ่มทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงวันเริ่มต้นหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แสดงในการกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย)

(จ) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.4 ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 0 ภายใต้หัวข้อ 2.2.2.4.2 และ 2.2.2.4.3 กฟผ. จะตอบกลับแผนซ่อมบำรุงให้หน่วยผลิตภายในระยะเวลา 1 เดือน นับจากวันที่หน่วยผลิตแจ้งให้ กฟผ. รับทราบ

2.2.2.4.5 กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 3 เดือน

2.2.2.4.5.1 ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับสมบูรณ์หรือ มีการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.4.2 ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ก่อนสิ้นสุดสัปดาห์ที่ 1 ของแต่ละเดือน โดยแสดงรายละเอียดข้อมูลสำหรับ 1-3 เดือนถัดไปของแต่ละหน่วยผลิตที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

(ก) แสดงหน่วยผลิตที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติหรือการตรวจสอบตาม สัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลา ที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(จ) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(ฉ) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.5.2 ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ หรือ มีการขอปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ภายใต้ข้อ 2.2.2.4.3 ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศจะต้องจัดส่งเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดให้ กฟผ. ก่อนสิ้นสุดสัปดาห์ที่ 1 ของแต่ละเดือน โดยแสดงรายละเอียดข้อมูลสำหรับ 1-3 เดือนถัดไปของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องลดลง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.5.3 ในสัปดาห์ที่ 4 ของแต่ละเดือน ของปีปฏิทินที่ 0 กฟผ. จะตรวจกำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศของเดือนต่อไป และจะทำการทบทวนกำหนดการ ดังกล่าว เท่าที่จำเป็นโดยพิจารณาจาก

(ก) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศฉบับสมบูรณ์ สำหรับเดือนดังกล่าว ของปีปฏิทินที่ 0

(ข) การทบทวนคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับเดือนดังกล่าว ตามข้อ 2.2.1.5

(ค) ทั้งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่เพิ่งขอมาใหม่ และการทบทวนเกี่ยวกับแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระทำโดยทั้งผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ตามข้อ 2.2.2.4.2, 2.2.2.4.3, 2.2.2.4.5.1, 2.2.2.4.5.2

(ง) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

2.2.2.4.5.4 ก่อนสิ้นสุดสัปดาห์ที่ 4 ของแต่ละเดือน กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับเสร็จสมบูรณ์ (รายเดือน) สำหรับเดือนถัดไป กำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังกล่าวอยู่บนพื้นฐานกำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้จาก ข้อ 2.2.2.4.5.3

(ข) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.4.5.1 โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อ

(ค) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.4.5.2 โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.2.2.4.6 กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประจำสัปดาห์

2.2.2.4.6.1 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดหน่วยผลิต รายเดือน และได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 2.2.2.4.5.4 แล้ว หรือซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 2.2.2.4.2 ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อน 10.00 น. ทุกวันพุธโดยแสดงถึงรายละเอียดสำหรับสัปดาห์ถัดไป ของแต่ละหน่วยผลิตที่จะต้องมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย

(ก) แสดงหน่วยผลิตที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติหรือการตรวจสอบตาม สัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลา ที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(จ) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(ฉ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับ วันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.6.2 การปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศรายเดือนและได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 2.2.2.2.4.5.4 แล้ว หรือ ซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 2.2.2.4.3 ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ แต่ละแห่งจะต้องจัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น ลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อน 10.00 น. ทุกวันพุธ โดยแสดงถึงรายละเอียดสำหรับสัปดาห์ถัดไปของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วย

(ก) ระบุจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.6.3 ระหว่าง 10.00 น. ของวันพุธถึง 16.00 น. ของวันศุกร์ ของสัปดาห์ดังกล่าว กฟผ. จะตรวจสอบกำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศสำหรับสัปดาห์ต่อไป และทำการทบทวนใหม่เท่าที่จำเป็น โดยพิจารณาจาก

(ก) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตรายเดือน สำหรับสัปดาห์ดังกล่าว ของปีปฏิทินที่ 0

(ข) การทบทวนคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับสัปดาห์ดังกล่าวตามข้อ 2.2.1.6

(ค) คาดคะเนกำลังผลิตไฟฟ้าที่จะได้จาก หน่วยผลิต, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่ง และประเมินความไม่แน่นอนของกำลังผลิตไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้น

(ง) การขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่งขอมาใหม่ และการทบทวนเกี่ยวกับแผนการ ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระทำโดยผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ หรือ กฟผ. ตามข้อ 2.2.2.4.2, 2.2.2.4.3, 2.2.2.4.6.1, 2.2.2.4.6.2

(จ) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

2.2.2.4.6.4 ก่อน 16.00 น. ของวันศุกร์ หรือวันทำการสุดท้ายของสัปดาห์ กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับเสร็จสมบูรณ์ สำหรับสัปดาห์ถัดไป กำหนดการหยุดหน่วยผลิตดังกล่าวอยู่บนพื้นฐานกำหนดการหยุดหน่วยผลิตซึ่งได้จากข้อ 2.2.2.4.5.4

(ข) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.4.6.1 โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อ

(ค) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 2.2.2.4.6.2 โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.2.2.4.7 กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประจำวัน

2.2.2.4.7.1 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ และได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 2.2.2.4.6.4 แล้วหรือซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 2.2.2.4.2 ผู้เชื่อมต่อจะต้อง จัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวันโดยแสดง ถึงรายละเอียดสำหรับวันถัดไปของแต่ละ หน่วยผลิตที่จะต้องมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย

(ก) แสดงหน่วยผลิตที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่เวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ให้ระบุเวลา ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับเวลาสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.7.2 การปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ และได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 2.2.2.4.5.4 แล้ว หรือ ซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 2.2.2.4.3 ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศแต่ละแห่งจะต้องจัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวันโดยแสดง ถึงรายละเอียดสำหรับวันถัดไปของ แต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะต้องมีการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วย

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องลดลง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่เวลาที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุเวลาที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับเวลา ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเวลาที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับเวลาสิ้นสุดงาน

2.2.2.4.7.3 ระหว่างช่วงเวลา 12.00 - 16.00 น. ของทุกวัน กฟผ. จะตรวจสอบกำหนดการหยุดหน่วยผลิตสำหรับวันต่อไป และทำการทบทวนใหม่เท่าที่จำเป็น โดยพิจารณาจาก

(ก) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตรายสัปดาห์สำหรับวันดังกล่าว

(ข) การทบทวนคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับสัปดาห์ดังกล่าว ตามข้อ 2.2.1.7

(ค) คาดคะเนกำลังผลิตไฟฟ้าที่จะได้จาก หน่วยผลิต, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่งและประเมินความไม่แน่นอน ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้น

(ง) การขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่งขอมาใหม่ และการทบทวนเกี่ยวกับแผนการ ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระทำโดยผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามข้อ 2.2.2.4.2, 2.2.2.4.3, 2.2.2.4.7.1, 2.2.2.4.7.2

(จ) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

2.2.2.4.7.4 ก่อน 16.00 น. ของทุกวัน กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับเสร็จสมบูรณ์สำหรับวันถัดไป กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวอยู่บนพื้นฐาน

กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ซึ่งได้จากข้อ 2.2.2.4.6.4

(ข) แจ้งผู้เชื่อมต่อถึงทราบกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ได้ตกลงสำหรับวันถัดไปเพื่อจะให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา

(ค) แจ้งผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศทราบถึงกำหนดการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่ได้ตกลงสำหรับวันถัดไปเพื่อจะให้ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศพิจารณา

2.2.3 การวางแผนการผลิต (Operation Planning)

2.2.3.1 ความนำ

2.2.3.1.1 ในหัวข้อ 2.2.3 เกี่ยวข้องกับการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Operating Programs) รายปีและรายเดือน ในการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นกำลังผลิตไฟฟ้าที่คาดการณ์จะต้องพอดีกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ (Forecast Demand) รวมทั้งให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Operating Reserve) ที่เหมาะสมโดยแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหัวข้อ 2.2.3 นี้กับแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Outage Schedules) ในหัวข้อ 2.2.2 ต้องเป็นไปอย่างสอดคล้องกัน

2.2.3.1.2 ข้อกำหนดใน 2.2.3 นี้จะรวมถึงเรื่องความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทานและระดับน้ำในเขื่อนต่าง ๆ โดยทั้ง 2 ประเด็นนี้ใช้ได้เฉพาะประเทศไทยเท่านั้น

2.2.3.2 วัตถุประสงค์

การทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหัวข้อ 2.2.3 นี้ มีวัตถุประสงค์ดังต่อไปนี้

(ก) เพื่อแสดงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์และกำลังผลิตไฟฟ้าที่คาดการณ์ (รวมไปถึงพลังงานไฟฟ้าที่ Imports และ Exports จากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศด้วย)

(ข) เพื่อให้สามารถพิจารณาการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, การหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศและการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งต้องคำนึงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดบนพื้นฐานความมั่นคงของระบบ

(ค) เพื่อให้สามารถหาจุดที่เหมาะสมที่สุด (Optimization) ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน บนข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม, ข้อจำกัดทางสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวมไปถึงปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน

(ง) เพื่อช่วยในการพิจารณาแก้ไขปัญหาในการควบคุมระบบเป็นไปตามขั้นตอนอย่างมีประสิทธิภาพ

2.2.3.3 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี (ปีที่ 0 – 4)

2.2.3.3.1 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี (ปีที่ 0 – 4)

2.2.3.3.1.1 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี (ปีที่ 0 – 4) นับตามปีปฏิทิน จะให้ข้อมูลต่อไปนี้

(ก) ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายเดือนในแต่ละปี

(ข) แผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ตามหัวข้อ 2.2.2

(ค) แผนการผลิตไฟฟ้ารายโรงไฟฟ้า รายเดือน

(ง) แผนการใช้เชื้อเพลิงรายโรงไฟฟ้า รายเดือน

ตารางเวลาในการทำแผนกำหนดไว้ดังต่อไปนี้

2.2.3.3.1.2 ในช่วงสัปดาห์แรกของเดือนพฤศจิกายนของปีก่อนปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการต่อไปนี้

(ก) เก็บข้อมูลค่าคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.1

(ข) พิจารณาแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้าเบื้องต้น สำหรับปีนั้น ๆ ตามหัวข้อ 2.2.2

(ค) คาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ Import และ Export รวมไปถึงต้นทุนราคาของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายแลกเปลี่ยน

(ง) คาดการณ์ปริมาณความต้องการน้ำในแต่ละเดือนโดยอาศัยข้อมูลสถิติการระบายน้ำร่วมกับกรมชลประทาน

(จ) พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละโรงไฟฟ้าตามหัวข้อ 2.2.4.6 โดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงและราคาของเชื้อเพลิงประกอบ

2.2.3.3.1.3 ในช่วงปลายสัปดาห์ที่สองของเดือนธันวาคมในปีก่อนปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) พิจารณาค่าการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ในหัวข้อ 2.2.1 และแผนบำรุงรักษา ในหัวข้อ 2.2.2 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม

(ข) พิจารณาความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยคำนึงถึง ปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน, ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากต่างประเทศ รวมไปถึงข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดการระบายน้ำ, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง

(ค) จัดทำร่างแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแผนปีที่ 0 – 4 เพื่อทราบเป็นการภายใน

2.2.3.3.1.4 ในช่วงสัปดาห์สุดท้ายของเดือนธันวาคมของปีก่อนปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) สรุปแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของปีที่ 0 – 4 โดยคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ซึ่งคิดว่ามีผลต่อแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าว

(ข) ออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปีของปีที่ 0 – 4

2.2.3.3.1.5 กฟผ. มีการปรับปรุงแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าปีที่ 0 – 4 และออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าปีที่ 0 – 4 อีกครั้งในช่วงปลายเดือนมิถุนายนของทุก ๆ ปี โดยมีตารางเวลาในการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กำหนดไว้ดังนี้

2.2.3.3.1.6 ในช่วงสัปดาห์แรกของเดือนมิถุนายนในปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) เก็บข้อมูลค่าคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.1

(ข) พิจารณาแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้าเบื้องต้น สำหรับปีนั้น ๆ ตามหัวข้อ 2.2.2

(ค) คาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ Import และ Export รวมไปถึงต้นทุนราคาของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายแลกเปลี่ยน

(ง) คาดการณ์ปริมาณความต้องการน้ำในแต่ละเดือนโดยอาศัยข้อมูลสถิติการระบายน้ำร่วมกับกรมชลประทาน

(จ) พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละโรงไฟฟ้าตามหัวข้อ 2.2.4.6 โดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงและราคาของเชื้อเพลิงประกอบ

2.2.3.3.1.7 ในช่วงปลายสัปดาห์ที่สองของเดือนกรกฎาคมของปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) พิจารณาค่าการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ในหัวข้อ 2.2.1 และแผนบำรุงรักษา ในหัวข้อ 2.2.2 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม

(ข) พิจารณาความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยคำนึงถึง ปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน, ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากต่างประเทศ รวมไปถึงข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดการระบายน้ำ, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง

(ค) จัดทำร่างแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแผนปีที่ 0 – 4 ฉบับแก้ไขเพื่อทราบเป็นการภายใน

2.2.3.3.1.8 ในช่วงปลายเดือนกรกฎาคมของปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) สรุปแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของปีที่ 0 – 4 ฉบับแก้ไข โดยคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ซึ่งคิดว่ามีผลต่อแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าว

(ข) ออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปีของปีที่ 0 – 4 ฉบับแก้ไข

2.2.3.4 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน (Monthly Operating Program)

2.2.3.4.1 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือนจะทำภายในรอบปีปฏิทินโดยอิงตามแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปีซึ่งจะแสดงข้อมูลต่อไปนี้

(ก) กำลังผลิตไฟฟ้า, พลังงานไฟฟ้าที่ Import และความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน

(ข) แผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ตามหัวข้อ 2.2.2

(ค) การจัดการน้ำในเขื่อนต่าง ๆ และความต้องการระบายน้ำของกรมชลประทานในแต่ละวัน

2.2.3.4.2 ระหว่างสัปดาห์ที่ 3 จนถึงปลายเดือนของเดือนก่อนหน้า กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) เก็บข้อมูลค่าคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.1

(ข) พิจารณาแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้าเบื้องต้น สำหรับเดือนนั้น ๆ ตามหัวข้อ 2.2.2

(ค) คาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ Import และ Export

(ง) คาดการณ์ปริมาณความต้องการน้ำในแต่ละสัปดาห์ของเดือนนั้นโดยอาศัยข้อมูลสถิติการระบายน้ำร่วมกับกรมชลประทาน

(จ) คาดการณ์ระดับน้ำของแต่ละสัปดาห์ในเขื่อนต่าง ๆ โดยพิจารณาจากสถิติและข้อมูลสภาพอากาศและความต้องการระบายน้ำของกรมชลประทาน

(ฉ) พิจารณาความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยคำนึงถึงปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน, ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากต่างประเทศ รวมไปถึงข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดการระบายน้ำ, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง

(ช) พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละโรงไฟฟ้าตามหัวข้อ 2.2.4.6 โดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงและราคาของเชื้อเพลิงประกอบ

(ฌ) หาต้นทุนรวมของระบบ ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า, ต้นทุนพลังงานที่ซื้อขายระหว่างประเทศ, ต้นทุนของน้ำที่ระบายจากแผนการผลิตไฟฟ้า, ต้นทุนที่เกิดจาก Outage ของผู้เชื่อมต่อ, ต้นทุนที่เกิดจากการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ, ต้นทุนที่เกิดจากการทำงานของระบบส่ง รวมไปถึงต้นทุนที่เกิดจากการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนไม่สามารถเดินเครื่องได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ

(ญ)ข้อจำกัดด้านระบบส่ง หรือเงื่อนไขขอหยุดทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับการวางแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ฎ) การขอทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต่าง ๆ

(ฏ) ออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

2.2.4 การวางแผนการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Scheduling)

2.2.4.1 ความนำ

2.2.4.1.1 หัวข้อ 2.2.4 นี้แสดงขั้นตอนการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์และรายวัน ซึ่งประกอบด้วย

(ก) ผู้เชื่อมต่อแจ้งสภาพความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ปัจจุบัน ให้ กฟผ. รับทราบ

(ข) ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศแจ้งสภาพความสามารถจ่ายไฟฟ้าและคุณลักษณะของจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ให้ กฟผ. รับทราบ

(ค) ข้อตกลงเกี่ยวกับการรับ-จ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศระหว่าง กฟผ. กับ ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

(ง) กฟผ. ดำเนินการจัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์และแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

2.2.4.1.2 การส่งข้อมูลดังกล่าวจะต้องดำเนินการส่งในวันทำการนั้น ๆ กรณีที่เป็นข้อมูลของวันหยุดทำการให้ส่งข้อมูลในวันทำการก่อนหน้าวันดังกล่าว

2.2.4.1.3 นอกจากที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7 “ค่าคุณลักษณะการเดินหน่วยผลิต (Operating Characteristics)” ในหัวข้อ การวางแผนการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Scheduling) จะหมายรวมถึง Operating Characteristics ทั้งหมดที่นอกเหนือจากค่ากำลังผลิตไฟฟ้า

2.2.4.1.4 ในการพิจารณาเกี่ยวกับความต้องการด้านชลประทานและระดับน้ำของอ่างเก็บน้ำของหัวข้อ การวางแผนการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Scheduling) ให้ใช้เฉพาะที่เป็นเรื่องภายในประเทศไทย

2.2.4.2 วัตถุประสงค์

จุดมุ่งหมายของหัวข้อ 2.2.4 คือกำหนดขั้นตอนที่จะให้ กฟผ. ได้รับข้อมูลที่จำเป็นอย่างเพียงพอ และในเวลาที่แน่นอน เพื่อใช้ในการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับ 1 สัปดาห์ และ 1 วันล่วงหน้าได้ อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะต้องพิจารณาสิ่งต่าง ๆ ดังนี้

(ก) ความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) การรับกระแสไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ

(ค) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ง) ต้นทุนการผลิตของระบบ

(จ) การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

(ฉ) ความต้องการด้านชลประทาน ข้อจำกัดเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมและการใช้เชื้อเพลิง

(ช) ข้อจำกัดของระบบส่งไฟฟ้า

2.2.4.3 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

2.2.4.3.1 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ถูกเตรียมขึ้นบนพื้นฐานของข้อมูลจากแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน ซึ่งแผนดังกล่าวจะประกอบด้วย

(ก) การคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, การรับไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ข) แผนบำรุงรักษาของผู้เชื่อมต่อ, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนบำรุงรักษาระบบส่ง ตามที่เตรียมขึ้นในหัวข้อ 2.2.2

(ค) แผนการระบายน้ำ รวมถึงแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ และ ความต้องการด้านชลประทานในแต่ละวัน

2.2.4.3.2 กฟผ. จัดเตรียมแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ภายใต้กฎเกณฑ์ดังต่อไปนี้

2.2.4.3.3 ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ โรงไฟฟ้าต่าง ๆ จะต้องส่งข้อมูลของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับวันอาทิตย์ถึงวันเสาร์ของสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย

(ก) การแจ้งค่าความพร้อม โดยระบุถึงกำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงเวลาใด ๆ

(ข) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งค่าของความพร้อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแตกต่างไปจากค่า Registered Operating Characteristics หรือมีค่าต่างไปจากค่าที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้ก่อนหน้าภายใต้หัวข้อ 2.2.4.3.3 ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลต่อไปนี้

(1) ระบุคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7)

(2) ค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าใหม่

(3) เวลาที่จะเริ่มใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่

(4) ระยะเวลาที่จะใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่

(ค) ข้อจำกัดในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม

2.2.4.3.4 ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศต่าง ๆ จะต้องส่งข้อมูลของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศสำหรับวันอาทิตย์ถึงวันเสาร์ของสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. โดยผ่านระบบโทรสาร (หรือโดยวิธีอื่น ๆ ที่ กฟผ. ยอมรับ) โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย

(ก) ความต้องการ, การคาดการณ์ หรือ ข้อตกลงในการรับ - จ่าย ไฟฟ้า

(ข) ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(ค) ข้อจำกัดในการรับ-จ่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม หรือ เงื่อนไขอื่น ๆ

2.2.4.3.5 ก่อนเวลา 16.00 น. ของวันพฤหัสบดี หรือ 1 วันก่อนวันทำการสุดท้ายของสัปดาห์ก่อนสัปดาห์ที่แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์จะมีผล กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) ระบุค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.1

(ข) จัดทำร่างกำหนดการณ์ของแผนบำรุงรักษาหน่วยผลิตของผู้เชื่อมต่อ, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนบำรุงรักษาระบบส่งในสัปดาห์ ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.2

(ค) กำหนดการระบายน้ำเพื่อการชลประทานเขื่อนต่าง ๆ ในแต่ละวันของสัปดาห์ โดยอาศัยข้อมูลในอดีต, สภาพอากาศ และข้อมูลที่มีการพิจารณาร่วมกับกรมชลประทาน

(ง) จัดการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ, โรงไฟฟ้าพลังความร้อน, การรับไฟฟ้าจากต่างประเทศ และ โรงไฟฟ้าแบบสูบกลับ อย่างประสิทธิภาพ โดยพิจารณาจาก

(1) ความต้องการด้านชลประทาน

(2) ค่าความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(3) ข้อกำหนดด้านพลังไฟฟ้าสำรอง

(4) ข้อจำกัดเกี่ยวกับเชื้อเพลิงและภาวะแวดล้อม

(5) ข้อมูลที่ได้รับจากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

(จ) ลำดับการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ตามลำดับต้นทุนการผลิต (Merit Order) ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.4.6

(ฉ) คำนวณค่าต้นทุนการผลิตของระบบ ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า, การรับไฟฟ้าจากต่างประเทศ, ต้นทุนจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดในระบบต่าง ๆ, ต้นทุนซึ่งเกิดจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้านอก Merit Order และต้นทุนจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

(ช) จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ และแจ้งแผนดังกล่าวให้กับหน่วยงานภายใน กฟผ., โรงไฟฟ้าต่าง ๆ และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.2.4.3.6 กรณีที่ กฟผ. พิจารณาว่าไม่สามารถจัดให้มีพลังไฟฟ้าสำรองในระบบได้อย่างเพียงพอ (ตามข้อมูลที่โรงไฟฟ้าต่าง ๆ ได้แจ้งค่าความพร้อมมาให้) กฟผ. อาจจะดำเนินการประสานผู้เชื่อมต่อที่แจ้งค่าความพร้อมต่ำกว่าค่าทางสัญญาให้ปรับ

ความพร้อมเพิ่มขึ้นตามความเหมาะสม และ/หรือ ประสานงานเลื่อนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่สามารถดำเนินการได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้มีผลต่อการจัดทำแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

2.2.4.4 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

2.2.4.4.1 แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันถูกเตรียมขึ้นบนพื้นฐานของข้อมูลจากแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ ซึ่งแผนดังกล่าวจะประกอบด้วย

(ก) การคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าและค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายครึ่งชั่วโมง

(ข) แผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนการบำรุงรักษาระบบส่ง ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.2

(ค) แผนการระบายน้ำ รวมถึงแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ และ ความต้องการด้านชลประทานในแต่ละวัน

2.2.4.4.2 กฟผ. จัดเตรียมแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันภายใต้กฎเกณฑ์ดังต่อไปนี้

2.2.4.4.3 ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. พิจารณา เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย

(ก) ค่าความพร้อมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(ข) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งค่าของความพร้อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแตกต่างไปจากค่า Registered Operating Characteristics หรือมีค่าต่างไปจากค่าที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้ก่อนหน้าภายใต้หัวข้อ 2.2.4.3.3 ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลต่อไปนี้

(1) ระบุคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7)

(2) ค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าใหม่

(3) เวลาที่จะเริ่มใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่

(4) ระยะเวลาที่จะใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่

(5) สาเหตุของการแจ้งเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อม

(ค) กรณีที่ไม่มีการแจ้งค่า Operating Characteristic กฟผ. จะถือว่าค่า Operating Characteristic ซึ่งแจ้งไว้ครั้งหลังสุดเป็นค่าที่จะนำมาใช้งาน

(ง) ข้อจำกัดในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม

2.2.4.4.4 ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวัน ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศต่าง ๆ จะต้องส่งข้อมูลของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ สำหรับสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย

(ก) ความต้องการ, การคาดการณ์ หรือ ข้อตกลงในการรับ - จ่าย ไฟฟ้า

(ข) ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(ค) กรณีที่จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่มีการแจ้งค่าดังกล่าว กฟผ. จะทำการประมาณค่าดังกล่าวและข้อจำกัดที่จะนำมาใช้งาน

(ง) ข้อจำกัดในการรับ-จ่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม หรือ เงื่อนไขอื่น ๆ

2.2.4.4.5 ก่อนเวลา 17.00 น. ของทุกวัน ก่อนวันที่แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันจะถูกใช้งาน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) ระบุค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.1

(ข) จัดทำร่างกำหนดการณ์ของแผนบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนบำรุงรักษาระบบส่งรายวัน ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.2

(ค) กำหนดการระบายน้ำเพื่อการชลประทานเขื่อนต่าง ๆ รายครึ่งชั่วโมง โดยอาศัยข้อมูลในอดีต, สภาพอากาศ และข้อมูลที่มีการพิจารณาร่วมกับกระทรวงเกษตรฯและกรมชลประทาน

(ง) จัดการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ, โรงไฟฟ้าพลังความร้อน, การรับไฟฟ้าจากต่างประเทศ และ โรงไฟฟ้าแบบสูบกลับ อย่างมีประสิทธิภาพ โดยพิจารณาจาก

(1) ความต้องการด้านชลประทาน

(2) ค่าความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(3) ข้อกำหนดด้านพลังไฟฟ้าสำรอง

(4) ข้อจำกัดเกี่ยวกับเชื้อเพลิงและภาวะแวดล้อม

(5) ข้อมูลที่ได้รับจากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

(จ) ลำดับการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ตามลำดับต้นทุนการผลิต (Merit Order) ตามที่กำหนดในหัวข้อ 2.2.4.6

(ฉ) จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน และแจ้งแผนดังกล่าวให้กับหน่วยงานภายใน กฟผ., โรงไฟฟ้าต่าง ๆ และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.2.4.4.6 กรณีที่ กฟผ. พิจารณาว่าไม่สามารถจัดให้มีพลังไฟฟ้าสำรองในระบบได้อย่างเพียงพอ (ตามข้อมูลที่โรงไฟฟ้าต่าง ๆ ได้แจ้งค่าความพร้อมมาให้) กฟผ. อาจจะดำเนินการประสานงานผู้เชื่อมต่อที่แจ้งค่าความพร้อมต่ำกว่าค่าทางสัญญาให้ปรับความพร้อมเพิ่มขึ้นตามความเหมาะสม และ/หรือ ประสานเลื่อนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่สามารถดำเนินการได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้มีผลต่อการจัดทำแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

2.2.4.5 การขอเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อม และ Operating Characteristics

เมื่อใดที่ผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ มีค่าใดค่าหนึ่งซึ่งได้ทำการแจ้งไปแล้วตาม 2.2.4.4.3 หรือ 2.2.4.4.4 ได้มีการเปลี่ยนแปลงไป จะต้องแจ้งศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ทราบล่วงหน้า พร้อมทั้งระบุถึงค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการปรับลดลง (ระบุเวลาที่ต้องการเปลี่ยนแปลงค่าดังกล่าวโดยทันทีผ่านทางโทรศัพท์หรือวิธีอื่นแล้วแต่ที่ได้ตกลงกัน และจะต้องทำการยืนยันเป็นเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายใน 2 ชั่วโมง (โดยการขอเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมดังกล่าวไม่รวมไปถึงค่าคุณลักษณะทางด้านต้นทุนการผลิต, Economic Operating Characteristics)

2.2.4.6 Merit Order

2.2.4.6.1 Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

2.2.4.6.1.1 กฟผ. จะจัดลำดับ Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งลำดับดังกล่าวจะขึ้นกับต้นทุนการผลิตที่เปลี่ยนแปลงต่อหน่วย ตามที่ได้กำหนดในหัวข้อ 2.2.4.6.1.3 และ 2.2.4.6.1.4 โดยคิดผลของค่าความสูญเสียในระบบส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวด้วย

2.2.4.6.1.2 ค่า Merit Order นี้จะต้องมีการปรับปรุงอยู่เสมอตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Economic Operating Characteristics โดยแต่ละโรงไฟฟ้าต้องแจ้งตามหัวข้อ 2.2.4 ซึ่ง กฟผ. จะทำการปรับปรุง Merit Order ตามความจำเป็นอย่างสม่ำเสมอ และเป็นส่วนหนึ่งของขั้นตอนในการจัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

2.2.4.6.1.3 ค่า Economic Operating Characteristics ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ส่งให้ จะแยกเป็นชนิดเชื้อเพลิง และ ความต้องการใช้พลังงาน (ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7.2.2.3) โดยค่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกคำนวณดังนี้

(ก) F : ค่าเชื้อเพลิง (บาท/หน่วยปริมาตร)

(ข) C : ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (BTU/หน่วยปริมาตร)

(ค) H : Heat Rate Curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่าโหลดต่าง ๆ (BTU/ชม.)

(ง) M : ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

ซึ่งค่า Operating Cost (บาท/MWh) = ((F/C) x H) / M ที่ค่าโหลดใด ๆ

2.2.4.6.1.4 ค่า Economic Operating Characteristics ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ส่งให้ จะแยกเป็นชนิดเชื้อเพลิง และ ความต้องการใช้พลังงาน (ตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7.2.2.4) โดยค่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกคำนวณดังนี้

(ก) N : ค่าเชื้อเพลิงที่ No-load (บาท/ชม.)

(ข) P : Incremental Price (บาท/MWh)

(ค) C : ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

ซึ่งค่า Operating Cost (บาท/MWh) = (N/C) + P

2.2.4.6.2 Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ประสิทธิภาพของกังหันพลังน้ำมีผลสัมพันธ์กับปัจจัยต่าง ๆ เช่น Turbine Head และค่า Active, Reactive Power ที่ผลิต การกำหนด Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ กฟผ. จะจัดเตรียม Loading Chart, Reservoir Characteristics Curve และ Discharge Curve ซึ่งแตกต่างกันไปตามลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง

ประสิทธิภาพกับกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ภายในช่วงของค่า Turbine Head ตามสภาพระดับน้ำในอ่างเก็บน้ำและระดับท้ายน้ำ นอกจากนี้ยังมีอีกปัจจัยซึ่งนำมาพิจารณาในการกำหนด Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ ความต้องการทางด้านชลประทาน

2.2.4.7 ข้อมูลคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.4.7.1 ความนำ

2.2.4.7.1.1 แต่ละโรงไฟฟ้าต้องแจ้งค่า คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7.2 ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตน (ซึ่งค่านี้จะสะท้อนถึงสมรรถนะจริง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดตาม มาตรฐานการดำเนินงาน, Prudent Practice)

2.2.4.7.1.2 ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ ให้แจ้งค่าคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ภาวะ “Cold” เท่านั้น เนื่องจากไม่มีค่าที่ภาวะ “Warmth- Varying”

2.2.4.7.1.3 ในส่วนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ความสามารถในการสูบน้ำจะถูกจัดอยู่ในคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำดังกล่าว ต้องสามารถใช้เป็นเครื่องสูบน้ำกลับ

2.2.4.7.1.4 ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าต้องแจ้งค่าและ อธิบายเกี่ยวกับ Warmth Condition ซึ่งจะใช้แสดง คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ภาวะ “Warmth - Varying” ให้แก่ กฟผ. ทราบ การแจ้งค่าต้องทำตามที่ระบุในหัวข้อ 2.2.4.7.2.1 และ กฟผ. อาจขอให้มีการเปลี่ยนแปลงค่าดังกล่าวได้

2.2.4.7.1.5 แต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องแจ้งความสามารถในการรับไฟฟ้าเข้า (Import) หรือการจ่ายไฟฟ้าออก (Export) หรือการให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ซึ่งค่านี้จะสะท้อนถึง สมรรถนะจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ถูกกำหนดตามมาตรฐานการดำเนินงาน , Prudent Practice) ปริมาณการรับไฟฟ้าเข้า และจ่ายไฟฟ้าออก รวมทั้งราคาในการรับไฟเข้าได้ระบุไว้ใน 2.2.4.7.3

2.2.4.7.2 การแจ้งค่าของโรงไฟฟ้า (Generator Declarations)

2.2.4.7.2.1 Warmth Conditions

2.2.4.7.2.1.1 ภาวะ “Cold” และ “Hot”

ภาวะ นับจากเวลาที่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นต้นไป

Cold มากกว่า [ ] ชั่วโมง

Hot น้อยกว่า [ ] ชั่วโมง

2.2.4.7.2.1.2 “Warm” Condition คือภาวะที่ไม่ใช่ทั้ง Hot และ Cold

2.2.4.7.2.2 คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.4.7.2.2.1 คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในชุดแรกจะเกี่ยวข้องกับความสามารถในการเปลี่ยนระดับ Active หรือ Reactive Power ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจะเกี่ยวกับความสามารถ ในการสูบน้ำกลับ จาก อ่างเก็บน้ำด้านล่าง ไปเก็บไว้ที่อ่างเก็บน้ำด้านบน รายละเอียดมีดังนี้

(ก) Capacity คือกำลังผลิตไฟฟ้ามีหน่วยเป็น MW ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้หลังจากจ่ายให้กับอุปกรณ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว และจะหมายถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้

(ข) Minimum Generation คือระดับต่ำสุดของกำลังผลิตไฟฟ้ามีหน่วยเป็น MW ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังสามารถเดินได้ตลอด

(ค) Maximum Generation คือระดับกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่แจ้งมา มีหน่วยเป็น MW ซึ่งสามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้เพียงในระยะเวลาสั้น ๆ

(ง) Reactive Power Capability คือระดับพลังไฟฟ้าเสมือน ทั้ง Leading และ Lagging ที่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าหนึ่ง ๆ โดยมีสูตรคำนวณดังนี้

Reactive Power = V * I * sin ∅ โดย ∅ คือ Phase Angle

(จ) Spinning Reserve Capability คือ ความสามารถ Control ในขณะที่ยังไม่ได้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเต็มที่ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ๆ

(ฉ) Notice To Synchronize คือ ช่วงเวลา มีหน่วยเป็นชั่วโมง ตั้งแต่เมื่อโรงไฟฟ้าได้รับการแจ้งให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถึงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถขนานเข้าระบบ ในภาวะ Warmth Conditions ต่อไปนี้ Cold (With Boiler Cold), Cold (With Boiler On Hot Standby), Warm And Hot

(ช) Block Load On Synchronization คือ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าทันทีทันใด มีหน่วยเป็น MW ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้ในการขนานเข้าระบบ อาจต้องระบุภาวะ Hot, Warm และ Cold ด้วย

(ซ) Loading Rate คือ อัตราสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ภายใต้การควบคุมในภาวะปกติ หลังจากขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ มีหน่วยเป็น MW / นาที สำหรับ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าและ Warmth Condition ต่างๆ

(ฌ) De-loading Rate คือ อัตราสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการลดกำลังผลิตไฟฟ้า ภายใต้การควบคุมในภาวะปกติ มีหน่วยเป็น MW / นาที สำหรับระดับกำลังผลิตไฟฟ้าและ Warmth Condition ต่าง ๆ

(ญ) Minimum Up-Time คือ ระยะเวลาน้อยที่สุด มีหน่วยเป็นชั่วโมง ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้ในการขนานเข้าระบบ

(ฎ) Minimum Down-Time คือ ระยะเวลาน้อยที่สุด มีหน่วยเป็นชั่วโมง ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้ในการปลดออกจากระบบ

(ฏ) Maximum Fuel Switching Times คือ จำนวนครั้งสูงสุดของการเปลี่ยนเชื้อเพลิง ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกขอให้ทำได้ภายใน ช่วงเวลา 24 ชั่วโมง

(ฐ) Turbine Head คือ ระยะความสูงคาดคะเนของ Turbine ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำทั้งหมด)

(ฑ) River Flow Rate คือ อัตราการไหลคาดคะเน ของแม่น้ำ (มีหน่วยเป็น เมตร3 /ชั่วโมง) ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำประเภท Run - Of - River เท่านั้น)

(ฒ) Reservoir Capacity คือ ปริมาณน้ำที่กักเก็บอยู่ในอ่างเก็บน้ำ (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอ่างเก็บน้ำเท่านั้น รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับด้วย)

(ณ) Pumping Capability คือ ปริมาณน้ำ ที่สามารถสูบได้ (มีหน่วยเป็น เมตร3/ชั่วโมง) ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเท่านั้น)

(ด) Pumping Availability คือ ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้ในการสูบน้ำ และ พลังไฟฟ้าที่ต้องการใช้ในการขับเคลื่อนเครื่องสูบน้ำ ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเท่านั้น)

2.2.4.7.2.2.2 คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในชุดที่ 2 จะเกี่ยวข้องกับการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการประหยัดต้นทุน ตามที่ได้ตกลงกับ กฟผ. ทางโรงไฟฟ้าอาจส่งข้อมูลเกี่ยวกับการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวตามที่ระบุ ใน 2.2.4.7.2.2.3 หรือ 2.2.4.7.2.2.4 ข้อใดข้อหนึ่งคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้เรียกว่า คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางเศรษฐศาสตร์(Economic Operating Characteristics)

2.2.4.7.2.2.3 สำหรับทางเลือกที่ 1 โรงไฟฟ้าต้องแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้

(ก) Fuel ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) Specific Energy Content Of Fuel คือปริมาณของพลังงานเป็น BTU ต่อปริมาณ หรือ น้ำหนักมาตรฐาน ของเชื้อเพลิง

(ค) Start - Up Heat คือปริมาณของพลังงาน มีหน่วยเป็น BTU / Start - Up ซึ่งต้องการใช้ในการเริ่มขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในภาวะ Cold (With Boiler Cold), Cold (With Boiler On Hot Standby), Warm And Hot Conditions

(ง) No-load Heat คือปริมาณของพลังงาน มีหน่วยเป็น BTU / ชั่วโมง ซึ่งต้องการใช้ในการรักษาสภาพการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ โดยที่ยังไม่ได้ให้กำลังผลิตไฟฟ้า (MW Output = 0)

(จ) Incremental Heat คือปริมาณของพลังงาน มีหน่วยเป็น BTU / MWh ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้ในการผลิตกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ (Net Output)

(ฉ) Standby Start Up Heat คือปริมาณของพลังงานเป็น BTU ซึ่งต้องใช้ในการทำให้ Boiler ซึ่งอยู่ในภาวะ Cold หรือ Warm ไปอยู่ที่ภาวะ Hot Standby

(ช) Hot Standby Heat คือปริมาณของพลังงาน เป็น BTU / ชั่วโมง ซึ่งต้องการใช้ในการรักษาให้ Boiler คงอยู่ในภาวะ Hot Standby

(ซ) Start O And M Costs คือ ต้นทุน ที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการ Start - Up เท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท / Start - Up โดยไม่เกี่ยวกับ ต้นทุน ค่าเชื้อเพลิง

(ฌ) Output O And M Costs คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเคื่องและบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่

เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังไฟฟ้าเท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท / MWh โดยไม่เกี่ยวกับ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

(ญ) Standby Start Up O And M Costs คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการทำให้ Boiler ไปอยู่ในภาวะ Hot Standby เท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท/ Start โดยไม่เกี่ยวกับต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

(ฎ) Hot Standby O And M Costs คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการรักษาภาวะ Hot Standby ของ Boiler เอาไว้เท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท / ชั่วโมง โดยไม่เกี่ยวกับต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

2.2.4.7.2.2.4 สำหรับทางเลือกที่ 2 โรงไฟฟ้าต้องแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้

(ก) Start - Up Price คือ ราคาสำหรับการ Start - Up เครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาท / ชั่วโมง ที่ภาวะ Cold (with Boiler Cold), Cold (with Boiler On Hot Standby), Warm And Hot Conditions

(ข) No-load Price คือ ราคา สำหรับการรักษาสภาพการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ แต่ยังไม่ได้ให้กำลังผลิตไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาท / ชั่วโมง

(ค) Incremental Price คือ ราคาของพลังงานไฟฟ้า แต่ละ MWh มีหน่วยเป็น บาท / MWh และเป็นส่วนที่เพิ่มขึ้นจาก No-load Price

(ง) Standby Start Price คือ ราคาของการทำให้ Boiler ซึ่งอยู่ในภาวะ Warm หรือ Cold ไปสู่ภาวะ Hot Standby มีหน่วยเป็น บาท / Start

(จ) Hot Standby Price คือ ราคาของการรักษา Boiler ให้คงภาวะ Hot Standby ไว้

2.2.4.7.3 ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ การแจ้งค่าข้อมูลของจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะระบุถึงความสามารถในการรับไฟฟ้า หรือการจ่ายไฟฟ้าออก หรือการให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง หรือการให้บริการอื่น ๆ ต้นทุน (หรือ ราคา) ในการรับไฟฟ้าเข้า รวมถึงปริมาณที่คาดคะเน และระยะเวลาของการรับไฟฟ้าเข้า และจ่ายไฟฟ้าออก กฟผ. จะทำการตกลงกับ ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ เกี่ยวกับคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าว่ามีอะไรบ้างที่ควรจะระบุให้แจ้งค่า ตามหัวข้อ 2.2.4.7 นี้

2.2.5 การสั่งการระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Dispatching)

2.2.5.1 บทนำ

2.2.5.1.1 หัวข้อนี้แสดงขั้นตอนการสั่งการและแผนการจัดการระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นส่วนที่เพิ่มเติมจากหัวข้อ 2.2.4 และ 2.2.6 ประกอบด้วย

(ก) การแจ้งคำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อ

(ข) การให้ความเห็นชอบแก่ผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศเพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือ อุปกรณ์ออกจากระบบตามแผนงาน

(ค) ปรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันใหม่ให้มีประสิทธิภาพตามสภาพระบบที่มีการเปลี่ยนแปลง

2.2.5.1.2 การสั่งการเกี่ยวกับการรับ – จ่ายไฟฟ้า หรือ การดำเนินการใด ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการจ่ายไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องได้รับความเห็นชอบจากร่วมกันระหว่าง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.2.5.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของหัวข้อ 2.2.5 คือ ต้องการให้ กฟผ. สามารถจัดบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้า, การรับซื้อไฟฟ้า และ ความต้องการใช้ไฟฟ้า ให้มีเป็นไปอย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพพร้อมทั้งมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ ดังนี้

(ก) การระบุแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามแผนงานในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

(ข) Merit Order ตามที่กล่าวในหัวข้อ 2.2.4

(ค) การรักษาสภาพระบบให้มีเสถียรภาพ

(ง) มาตรฐานการควบคุมความถี่และแรงดันไฟฟ้าของระบบ

2.2.5.3 ข้อมูลในการสั่งการ

พิจารณาสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, การรับ – จ่ายไฟฟ้า หรือ การอนุญาตให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามแผนงาน กฟผ. จะใช้ข้อมูลในการตัดสินใจดังต่อไปนี้

(ก) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันของวันดังกล่าว ตามหัวข้อ 2.2.4

(ข) ค่าความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแจ้งไว้ล่าสุด ตามหัวข้อ 2.2.4.4.3 หรือ 2.2.4.5.1

(ค) ความสามารถในการรับ – จ่ายไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศตามที่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศได้แจ้งกับ กฟผ. ตามข้อ 2.2.4.4.4 หรือ 2.2.4.5.1

(ง) ข้อมูลค่าความถี่ และแรงดันไฟฟ้า ผ่านระบบ SCADA

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ซึ่ง กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

2.2.5.4 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผนงาน

การพิจารณาการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผนงาน เพื่อให้มีประสิทธิภาพสูงสุดบนพื้นฐานดังนี้

(ก) การรักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

(ข) การควบคุมต้นทุนการผลิต

2.2.5.5 การสั่งการ

2.2.5.5.1 ลักษณะของการสั่งการ

2.2.5.5.1.1 การสั่งการในวันที่พิจารณานั้น สามารถแจ้งคำสั่งการได้ที่เวลาใด ๆ ในวันดังกล่าว หรือ สามารถแจ้งล่วงหน้าวันดังกล่าวได้

2.2.5.5.1.2 กฟผ. จะสั่งการไปยังผู้เชื่อมต่อโดยตรง และจะต้องมีการแจ้งชื่อของผู้ประสานงานทั้ง 2 ฝ่าย ผ่านทางโทรศัพท์ หรือโดยวิธีอื่น ๆ ที่ได้มีการตกลงระหว่าง กฟผ. กับ ผู้เชื่อมต่อ โดยรูปแบบของคำสั่งการจะเป็นตามข้อ 2.2.5.7

2.2.5.5.1.3 เมื่อได้รับคำสั่งการแล้วผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งการรับทราบคำสั่งการดังกล่าวทันทีว่าสามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งการดังกล่าวหรือไม่ ซึ่งผู้เชื่อมต่ออาจปฏิเสธการปฏิบัติตามคำสั่งการของ กฟผ. ได้ต่อเมื่อ

(ก) กรณีที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยของบุคคลากรหรืออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ

(ข) กรณีที่คำสั่งการนั้นอยู่นอกเหนือความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่ได้แจ้งไว้ในข้อ 2.2.4.4.3 หรือ 2.2.4.5.1 โดย

(1) กฟผ. ไม่ได้แจ้งว่า คำสั่งการดังกล่าวนั้นเป็นคำสั่งการในกรณีที่เกิดภาวะฉุกเฉิน

(2) คำสั่งการดังกล่าวแจ้งให้ดำเนินการนอกเหนือความสามารถและกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้แจ้งไว้

2.2.5.5.1.4 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อพบปัญหาที่ทำให้ไม่สามารถดำเนินการตามคำสั่งการได้ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบทันที

2.2.5.5.1.5 นอกจากคำสั่งการที่เกี่ยวข้องกับค่า Active Power แล้ว อาจหมายรวมไปถึงคำสั่งการดังนี้

(ก) คำสั่งการให้ใช้งานหรือไม่ใช้งานระบบควบคุมการผลิตอัตโนมัติ (Automatic Generation Control : AGC) ของ กฟผ.

(ข) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อช่วยปรับความถี่ของระบบตามกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มี

(ค) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อช่วยปรับแรงดันของระบบ โดยการปรับค่า Reactive Power ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ง) คำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเวลาที่กำหนด

(จ) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อขนานหรือปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ฉ) คำสั่งการที่เกี่ยวข้องกับการ Energize หรือการปรับ Tap หม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ช) คำสั่งการที่เกี่ยวข้องกับระบบป้องกันในส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของ กฟผ.

(ฌ) คำสั่งการที่เกี่ยวกับอุปกรณ์ควบคุมใด ๆ ซึ่งเกี่ยวข้องในส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของ กฟผ.

(ญ) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนชนิดของการใช้เชื้อเพลิง (โดยสิทธิ์ดังกล่าวเป็นการตกลงร่วมกันระหว่าง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อแล้ว)

(ฎ) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อพลังน้ำระบายน้ำเพื่อการชลประทาน

(ฏ) คำสั่งการผู้เชื่อมต่อพลังน้ำแบบสูบกลับให้ดำเนินการสูบน้ำกลับ

2.2.5.5.2 การปฏิบัติตามคำสั่งการจากผู้เชื่อมต่อ

2.2.5.5.2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามคำสั่งการของ กฟผ. โดยทันที ยกเว้น กรณีที่เป็นไปตามหัวข้อ 2.2.5.5.1.3 หรือ กรณีได้มีการบันทึกเกี่ยวกับข้อขัดข้องในการปฏิบัติตามคำสั่งการตามหัวข้อ 2.2.5.5.1.4

2.2.5.5.2.2 ภายใต้ข้อกำหนดในหัวข้อ 2.2.5.5.2.1 ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามที่ได้รับคำสั่งการให้สำเร็จลุล่วงและมีความถูกต้องในการปฏิบัติ ดังนี้

(ก) การปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตรงตามเวลาในคำสั่งการ

(ข) การผลิตไฟฟ้าตามค่าสั่งการ (รวมถึงการปรับความถี่ในระบบ กรณีที่ความถี่เบี่ยงเบนไปจากค่าเป้าหมาย) ผู้เชื่อมต่อจะต้องจ่ายไฟฟ้าให้ได้โดยมีค่าความแม่นยำอยู่ในเกณฑ์ ±5% ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าตามค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้แจ้งไว้ (Registered Operating Characteristics)

2.2.5.6 การปรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

กฟผ. จะทำการปรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันใหม่ตามความจำเป็น โดยการปรับแผนดังกล่าวจะนำปัจจัยต่าง ๆ ตามหัวข้อ 2.2.4.4 และ 2.2.4.5 มาประกอบการพิจารณาตามความจำเป็น

2.2.5.7 รูปแบบของการสั่งการ (Instruction)

2.2.5.7.1 คำสั่งการควบคุมระบบ

2.2.5.7.1.1 ตามปกติคำสั่งการควบคุมระบบจะทำในลักษณะดังนี้

(ก) แจ้งชื่อบุคคลากรที่ประสานงานของทั้งสองฝ่าย

(ข) แจ้งชื่อหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะทำการสั่งการควบคุม สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับให้แจ้งชื่อของ Pump ที่จะทำสั่งการควบคุม

ถ้าชื่อของ Pump ไม่เหมือนกับชื่อของหน่วยผลิตไฟฟ้าซึ่งสัมพันธ์กัน

(ค) ภาระที่จะให้หน่วยผลิตทำหรือ ค่าโหลดที่ต้องการสั่งการ

(ง) กำหนดเวลาที่จะให้หน่วยผลิตเริ่มปฏิบัติตามการสั่งการดังกล่าว (ถ้าเวลาที่จะให้ปฏิบัติไม่ใช่เวลาเดียวกับเวลาที่สั่งการ)

(จ) เป้าหมายของเวลาที่จะต้องทำให้โหลดได้ตามคำสั่งการ หรือเป้าหมายของเวลาที่จะปฏิบัติตามคำสั่งการให้เสร็จสิ้น

(ฉ) เวลาที่แจ้งคำสั่งการ

2.2.5.7.1.2 ตัวอย่างของคำสั่งการหลัก ๆ เป็นตามตัวอย่างข้างล่าง ในแต่ละตัวอย่างสมมติว่าได้มีการแจ้งชื่อของพนักงานกะผู้ซึ่งทำการติดต่อแล้ว

2.2.5.7.2 คำสั่งการให้เปลี่ยนแปลงพลังไฟฟ้า

ในแต่ละตัวอย่างหน่วยผลิตที่ 3 ได้รับคำสั่งการให้เปลี่ยนค่าพลังไฟฟ้าไปที่ 200 MW โดยแจ้งคำสั่งการที่เวลา 13.00 น.

(ก) ตัวอย่างแรก ให้กระทำตามคำสั่งการทันที “หน่วยผลิตที่ 3 ขอจ่ายโหลดที่ 200 MW สั่งการเวลา 13.00 น.”

(ข) ตัวอย่างที่สอง ให้กระทำตามคำสั่งการในอีก 1 ชม. “หน่วยผลิตที่ 3 ขอให้เริ่มเปลี่ยนการจ่ายโหลดไป ที่ 200 MW ตั้งแต่เวลา 14.00 น. สั่งการเวลา 13.00 น.”

(ค) ตัวอย่างสุดท้าย ให้กระทำตามคำสั่งการให้เสร็จสิ้นก่อนเวลา 13.30 น. “หน่วยผลิตที่ 3 ขอให้เปลี่ยนการจ่ายโหลดไปที่ 200 MW ก่อนเวลา 13.30 น.”

2.2.5.7.3 คำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.5.7.3.1 โดยทั่วไป ในคำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ จะมีคำสั่งการกำหนดค่าโหลดที่จะต้องจ่ายร่วมด้วย แต่ถ้าไม่ได้มีคำสั่งการกำหนดค่าโหลดรวมอยู่โรงไฟฟ้าจะต้องขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ แล้วทำการเพิ่มโหลดด้วย Loading Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปจนถึงค่า Minimum Generation (เมื่อทำการเพิ่มโหลดเสร็จ โรงไฟฟ้าจะแจ้งให้ กฟผ. ทราบว่าได้เพิ่มโหลดเสร็จเรียบร้อย) ในการออกคำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กฟผ. จะใช้ช่วงเวลาในการ Start - Up ที่โรงไฟฟ้าแจ้ง (Notice To Synchronize) ในการพิจารณาสั่งการ และโดยทั่วไปจะกำหนดเวลาที่ต้องการจะให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ (Target Time)

2.2.5.7.3.2 ในตัวอย่างต่อไปนี้ หน่วยผลิตที่ 2 ถูกสั่งให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยสั่งการที่เวลา 08.00 น. สำหรับช่วงเวลาที่ใช้ในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้เวลา 4 ชม.

(ก) ในตัวอย่างแรก เวลาที่ต้องการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับช่วงเวลาในการ Start - Up (Notice to Synchronize) “หน่วย

ผลิตที่ 2 ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 08.00 น.”

(ข) ถ้าเวลาที่จะให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายาวกว่าช่วงเวลาที่ใช้ในการ Start -Up (Notice to Synchronize) ลักษณะคำสั่งการจะเป็นดังนี้ “หน่วยผลิตที่ 2 ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา 14.00 น. สั่งการ เวลา 08.00 น.”

2.2.5.7.4 คำสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.5.7.4.1 ในการออกคำสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นถือว่าจะต้องมีคำสั่งการให้ลดพลังไฟฟ้าร่วมด้วยและในกรณีที่ไม่ได้ต้องการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในทันทีจะต้องแจ้งเวลาที่จะให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย (Target Time)

2.2.5.7.4.2 ในตัวอย่างต่อไปนี้ หน่วยผลิตที่ 1 กำลังจ่ายไฟฟ้าอยู่ที่ 60 MW และมีค่า De-loading Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 6 MW/นาที ได้ทำการออกคำสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกที่เวลา 11.00 น. โรงไฟฟ้าจะสามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ภายในเวลา 11.10 น.

(ก) ถ้าต้องการให้หน่วยผลิตที่ 1 ทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยเร็ว คำสั่งการจะเป็นดังนี้ “หน่วยผลิตที่ 1 ขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออก สั่งการเวลา 11.00 น.”

(ข) ถ้าต้องการให้หน่วยผลิตที่ 1 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา 12.00 น. คำสั่งการจะเป็นดังนี้ “หน่วยผลิตที่ 1 ขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกที่เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 11.00 น.”

2.2.5.7.5 คำสั่งการเพื่อการควบคุมความถี่

2.2.5.7.5.1 คำสั่งการเพื่อใช้ในการเปลี่ยนแปลงความถี่ของระบบโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าส่วนกลางของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทำการนำ AGC เข้าใช้งาน การควบคุมความถี่ดังกล่าวกระทำโดยระบบ SCADA ภายใต้การดูแลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

2.2.5.7.5.2 ตัวอย่างคำสั่งการเพื่อนำระบบ AGC เข้าหรือออกจากการใช้งาน “โรงไฟฟ้าพระนครใต้หน่วยที่ 1 “ON” ระบบ AGC เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 08.00 น.”, “โรงไฟฟ้าพระนครใต้หน่วยที่ 1 “OFF” ระบบ AGC เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 08.00 น.”

2.2.6 การควบคุมความถี่และแรงดัน (Frequency and Voltage Control)

2.2.6.1 บทนำ

2.2.6.1.1 หัวข้อ 2.2.6 กำหนดขั้นตอนสำหรับให้ กฟผ. ใช้ในการควบคุมค่าความถี่และแรงดันของระบบ และกำหนดหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อในส่วนที่เกี่ยวข้อง

2.2.6.1.2 การรักษาค่าความถี่และแรงดันของระบบเป็นประเด็นสำคัญที่ใช้ในการพิจารณาวางแผนและสั่งการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ขั้นตอนที่กำหนดใน 2.2.6 จะสัมพันธ์กันกับขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน 2.2.4 และ 2.2.5

2.2.6.1.3 ภายใต้ภาวะฉุกเฉิน Under Frequency Emergency (ระบบมีความถี่ต่ำกว่า 47.9 Hz หรือต่ำกว่า 48.0 Hz แล้วแต่กรณี), Partial Blackout, Total Blackout และ High Frequency Emergency (ระบบมีความถี่สูงกว่า 51.00 Hz หรือ 51.10 Hz แล้วแต่กรณี) รวมถึงช่วงระหว่างการกู้ระบบกลับสู่สภาพการจ่ายไฟฟ้าปกติ (Restoration Period) ระบบพลังไฟฟ้าอาจมีค่าความถี่และแรงดันที่อยู่นอกช่วงการทำงานในภาวะปกติ (49.5-50.5 Hz และ ±5% ของแรงดันระบบ) และในการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าอาจไม่ได้เป็นไปตาม Merit Order

2.2.6.2 วัตถุประสงค์

มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดขั้นตอนที่จะช่วยให้ กฟผ. สามารถรักษาค่าความถี่และแรงดันของระบบภายใน Operating Limits ที่กำหนด มากที่สุดเท่าที่จะสามารถกระทำได้

2.2.6.3 การควบคุมความถี่ของระบบ

2.2.6.3.1 หน้าที่ความรับผิดชอบ

กฟผ. มีหน้าที่ในการประสานงานวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าและการรับซื้อหรือขายไฟฟ้ากับต่างประเทศผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และทำการออก Instruction เพื่อที่จะควบคุมค่าความถี่ของระบบ และรักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Operating Reserve) ในระบบให้เพียงพอ

2.2.6.3.2 การควบคุมความถี่

2.2.6.3.2.1 กฟผ. จะรักษาความถี่ของระบบที่ 50 Hz โดยการควบคุมผ่าน Automatic Generation Control (AGC)

2.2.6.3.2.2 ผู้เชื่อมต่อต้องยอมให้หน่วยผลิตไฟฟ้าของตน ทำการผลิตไฟฟ้าภายใต้การควบคุมของระบบ AGC (จาก กฟผ.) หรือ Governor Droop (ของโรงไฟฟ้า) ตลอดช่วงเวลาที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ยกเว้นว่าจะติดข้อขัดข้องทางเทคนิค (ซึ่งผู้เชื่อมต่อต้องรายงานเหตุการณ์ต่อ กฟผ. โดยเร็วที่สุด หรือได้รับการบรรเทาภาระผูกพันในการปฏิบัติตาม 2.2.6.3.2 จาก กฟผ.)

2.2.6.3.2.3 โรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองเมื่อค่าความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงนอกช่วง 50 ± 0.05 Hz ตลอดช่วงเวลาที่ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ สำหรับโรงไฟฟ้าที่มี Gas Turbine ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4% ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน

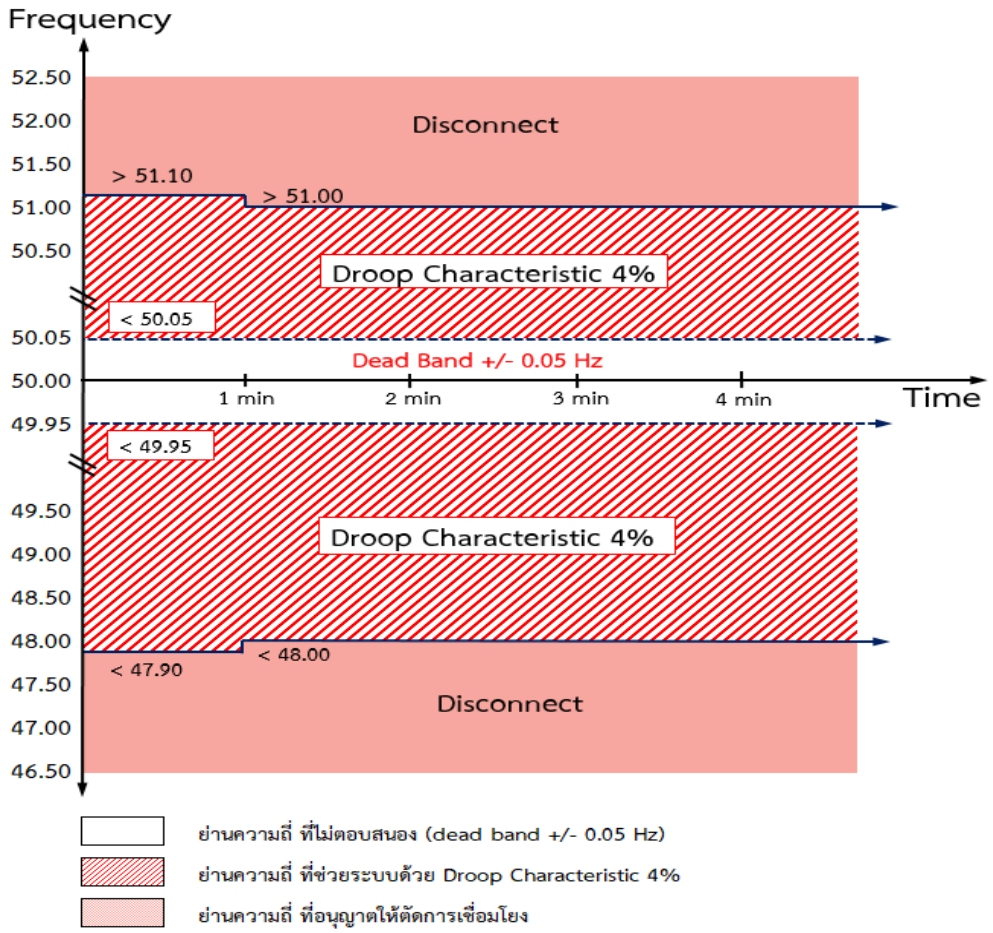
2.2.6.3.2.4 กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ

2.2.6.3.2.5 กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ 2.1

2.2.6.3.2.6 โรงไฟฟ้าต้องทำการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าตาม 2.2.6.3.2.3 โดยไม่ต้องรอคำสั่งการจาก กฟผ. และให้ดำเนินการจนกว่าความถี่ของระบบจะกลับสู่ Target Frequency หรือ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะได้รับ Instruction จาก กฟผ. (ตามเงื่อนไข 2.2.5) และผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบถึงสิ่งที่ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการเพื่อช่วย กฟผ. ควบคุมความถี่ของระบบ โดยเร็วที่สุด ทั้งนี้ ต้องแจ้งภายใน 5 นาที หลังจากที่ความถี่ระบบกลับสู่ภาวะปกติ

2.2.6.3.2.7 ระหว่างเกิดเหตุการณ์ High Frequency Emergency (ระบบมีความถี่สูงกว่า 51.00 หรือ 51.10 Hz แล้วแต่กรณี) โรงไฟฟ้าอาจถูกสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบแม้ว่าจะขัดกับ Minimum Uptime แต่หากผู้เชื่อมต่อพิจารณาแล้วว่าการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นอาจส่งผลต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือโรงไฟฟ้า ก็สามารถทำการปฏิเสธ Instruction นั้นได้

2.2.6.3.2.8 ในการจัดเตรียมแผนการผลิตรายสัปดาห์หรือแผนการผลิตรายวัน หรือระหว่างการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า หาก กฟผ. ได้พิจารณาแล้วเห็นว่าไม่สามารถที่จะจัดแผนให้ระบบมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอ (Operating Reserve) ตามค่าความพร้อมที่โรงไฟฟ้าได้ทำการแจ้งมานั้น กฟผ. จะติดต่อผู้เชื่อมต่อที่มีการแจ้งค่าความพร้อมมาต่ำกว่า Registered Operating Characteristics (และมีผลกระทบต่อการจัดแผนของ กฟผ.) และจะขอให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณาเสนอค่าความพร้อมมาใหม่ในระดับที่จะทำให้ กฟผ. สามารถจัดแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ตามที่กำหนด



รูปที่ 2.1 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

2.2.6.4 การควบคุมแรงดัน

2.2.6.4.1 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.4 ซึ่งจะต้องดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

2.2.6.4.2 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band เท่ากับ $\pm$ 0.5 kV โดยการควบคุมผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC)

ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ 2.2 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 130% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 115% จนถึง 130% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 85 % ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 85% ของ Base Voltage

2.2.6.4.3 ในระบบไฟฟ้า นอกจากจะต้องทำการควบคุมค่า Active Power แล้ว ยังต้องทำการควบคุมค่า Reactive Power ให้สอดคล้องกับความต้องการในระบบด้วยเช่นกัน

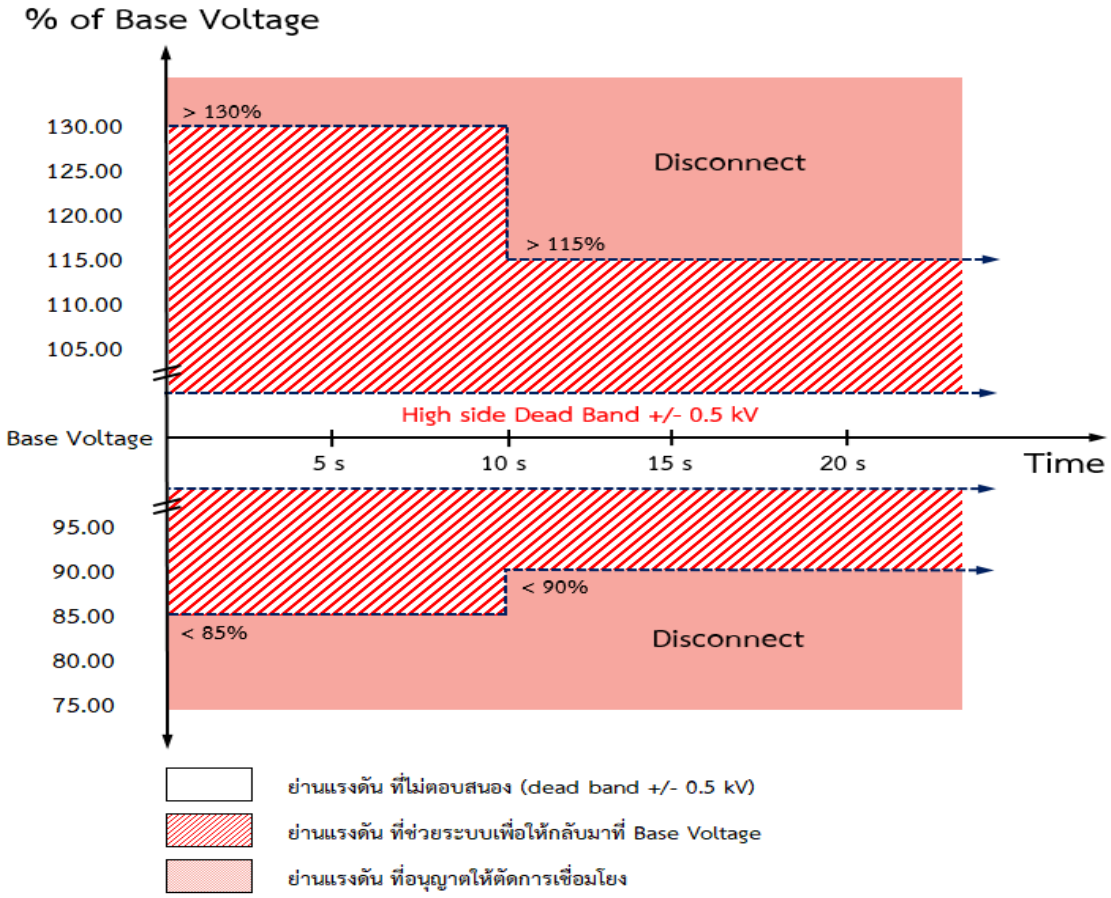
2.2.6.4.4 หน้าที่ความรับผิดชอบ

2.2.6.4.4.1 กฟผ. จะพิจารณาสั่งจ่ายและสำรอง Reactive Power ทั้งในการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้สอดคล้องตามความต้องการของระบบ

2.2.6.4.4.2 ผู้เชื่อมต่อจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อรักษาระดับแรงดันของระบบ และจะทำการจ่ายหรือสำรอง Reactive Power ตามที่ กฟผ. สั่งการ ตลอดช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในระบบ ยกเว้นว่าจะติดข้อขัดข้องทางเทคนิค (ซึ่งโรงไฟฟ้าต้องรายงานเหตุการณ์ให้ กฟผ. ทราบโดยเร็วที่สุด หรือได้รับการบรรเทาภาระผูกพันในการปฏิบัติ

2.2.6.4.5 กรณีที่แรงดันในระบบลดลงอย่างทันทีทันใดแล้วโรงไฟฟ้าทำการจ่ายเพิ่ม Reactive Power ให้กับระบบนั้น ผู้เชื่อมต่อต้องมั่นใจว่าจะสามารถรักษาการจ่าย MVAR ที่เพิ่มขึ้นนั้นได้และจะต้องไม่ลดการจ่าย Field Current ไปจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะได้รับ Instruction จาก กฟผ. ยกเว้นว่าการดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าต้องทำการจ่าย MVAR ตามค่าความสามารถสูงสุดหาก กฟผ. สั่งการ

2.2.6.4.6 กรณีที่แรงดันในระบบเพิ่มขึ้นอย่างทันทีทันใดแล้วโรงไฟฟ้ามีการจ่าย Reactive Power ลดลงนั้น โรงไฟฟ้าจะต้องไม่ทำการจ่ายเพิ่มค่า Reactive Power (คือไม่ต้องจ่ายเพิ่มเพื่อไปชดเชยกับค่าเดิมก่อนเกิดเหตุการณ์) รวมถึงต้องไม่จ่าย Field Current เพิ่ม จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะได้รับ Instruction จาก กฟผ. ยกเว้นว่าการดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือโรงไฟฟ้า



รูปที่ 2.2 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

2.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานกับ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตามหลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า ระหว่าง กฟผ. กับผู้เชื่อมต่อ ที่ได้ตกลงกันไว้อย่างเคร่งครัด และต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

2.3.2 การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

2.3.2.1 เหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าอันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อผู้เชื่อมต่อ รวมถึงเหตุขัดข้องอันเป็นผลกระทบมาจากผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายราย ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้นทราบโดยเร็วที่สุด

2.3.2.2 เหตุขัดข้องในระบบของผู้เชื่อมต่อ

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าและ/หรือโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่ออันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งเหตุและข้อมูลเบื้องต้นให้การไฟฟ้าทราบโดยเร็วที่สุดด้วยระบบสื่อสารทางเสียง แล้วจึงส่งรายงานรายละเอียดของเหตุการณ์เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งเอกสารและหลักฐานต่าง ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า อาจพิจารณาว่าเกี่ยวข้องและจำเป็น มายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทันทีที่สถานการณ์คลี่คลายลง

2.3.3 การรายงานข้อมูลการผลิตไฟฟ้า

ในแต่ละวัน ผู้เชื่อมต่อจะต้องรายงานข้อมูลการผลิตประจำวันแก่การไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(1) พลังไฟฟ้ารายครึ่งชั่วโมง
(2) Energy รวมทั้งวัน
(3) การใช้เชื้อเพลิง [ปริมาณที่ใช้, รับ, เหลือ]
(4) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

2.3.4 เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงาน

กำหนดให้เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงานด้านการวางแผนการผลิตไฟฟ้า และด้านปฏิบัติการควบคุมและจ่ายไฟฟ้า มีดังต่อไปนี้

(1) Availability Notice
(2) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

2.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

(1) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและความถี่ไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 2.2.6
(2) ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ 0.9 Leading และ 0.9 Lagging ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ได้อย่างต่อเนื่องตามคุณสมบัติ Capability Curve ของโรงไฟฟ้านั้น ๆ เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด
(3) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.1.3
(4) ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.1.4
(5) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.1.5

2.5 การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบ (Monitoring and Testing)

2.5.1 บทนำ

2.5.1.1 หัวข้อ 2.5 เป็นเรื่องการติดตามตรวจสอบค่า Performance ของโรงไฟฟ้าและการเรียกให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบเฉพาะอย่าง

2.5.1.2 กฟผ. จะติดตาม Performance โรงไฟฟ้า โดยตรวจสอบ หาข้อมูล เพื่อหาเหตุผลที่แน่ชัดเพียงพอที่จะเชื่อได้ว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติได้ตาม Operating Characteristics

2.5.1.3 การทดสอบ Performance ของโรงไฟฟ้า อาจถูกให้ดำเนินการเมื่อ

(ก) เวลาใด ๆ ก็ตาม กฟผ. อาจสั่งให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบ เพื่อยืนยันค่า Operating Characteristics

(ข) ภายหลังจากที่ กฟผ. ติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้า แล้วมีเหตุผลเพียงพอที่จะเชื่อได้ว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติได้ตาม Operating Characteristics

(ค) ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะทำการทดสอบภายหลังจากที่ได้แก้ไขปัญหาแล้ว หรือภายหลังการติดตามของ กฟผ. หรือจากการทดสอบครั้งก่อน ที่มีผลทำให้ค่า Operating Characteristics ของโรงไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง (มีความพร้อมลดลง)

2.5.1.4 ในหัวข้อ 2.5 นี้ , คำว่า “Operating Characteristics” จะไม่ได้หมายความรวมถึง Economic Operating Characteristics ทั้งนี้ Economic Operating Characteristics จะไม่มีการติดตามและขอทดสอบ

2.5.2 วัตถุประสงค์

หัวข้อ 2.5 มีวัตถุประสงค์เพื่อ

(ก) ทำให้เกิดความมั่นใจต่อวิธีปฏิบัติของ กฟผ. ในการใช้ยืนยันค่าความสามารถ Operating Characteristics จริงของโรงไฟฟ้า

(ข) กำหนดวิธีการที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องแก้ไขค่า Operating Characteristics เมื่อมีการติดตามหรือทดสอบแล้วพบว่าค่า Operating Characteristics ที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งมาไม่ตรงกับความสามารถจริงปัจจุบัน

(ค) กำหนดวิธีการเพื่อให้ผู้เชื่อมต่อสามารถขอทำการทดสอบ ภายหลังจากที่ได้แก้ไขปัญหาที่ทำให้โรงไฟฟ้าถูกลดค่าความสามารถ Operating Characteristics ลง

2.5.3 การติดตามตรวจสอบ (Monitoring)

2.5.3.1 กฟผ. อาจติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้า ณ เวลาใด ๆ ก็ตาม โดยการนำค่าความสามารถ (Output/Response) ที่ทำได้จริง เปรียบเทียบกับ ค่าที่โรงไฟฟ้าควรจะทำได้ตามที่แจ้งความพร้อมมา และตามที่ กฟผ. สั่งการ

2.5.3.2 ในการติดตาม Performance โรงไฟฟ้า หาก กฟผ. พิจารณาแล้วว่า

(ก) โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics ค่าใดค่าหนึ่งตามที่แจ้งมาในช่วงระยะเวลาต่อเนื่องติดต่อกัน

(ข) โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics ตามลักษณะของเหตุการณ์ที่ระบุใน 2.5.3.5

กฟผ. จะต้องแจ้งรายละเอียดและผลลัพธ์การติดตาม ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

2.5.3.3 เมื่อผู้เชื่อมต่อได้รับการแจ้งจาก กฟผ. ตาม 2.5.3.2 ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลดังต่อไปนี้ให้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด

(ก) อธิบาย Failure ที่เกิดขึ้น

(ข) รายการและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไข

(ค) เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว

2.5.3.4 กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมหารือตามข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อจัดส่งให้ใน 2.5.3.3 และจะพยายามหาข้อสรุปร่วมกันทั้งเรื่องแนวทางแก้ไขปัญหาและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไขใหม่ โดยเมื่อได้ข้อสรุปแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะแจ้งค่าความพร้อมใหม่ที่ลดลงนั้นไปจนกว่าจะแก้ไขปัญหาแล้วเสร็จ ซึ่ง กฟผ. สามารถขอข้อมูลหลักฐานการแก้ไขปัญหาจากผู้เชื่อมต่อได้ รวมถึงอาจขอให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบ ทั้งนี้ในกรณีที่ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ภายใน 3 วันทำการ กฟผ. จะสงวนสิทธิ์ ในการเรียกทดสอบโรงไฟฟ้า

2.5.3.5 เหตุการณ์ Failure ที่ไม่ได้เกิดขึ้นต่อเนื่องแต่ถูกพิจารณาว่าส่งผลกระทบรุนแรงต่อระบบจะต้องมีการดำเนินการตาม 2.5.3.2, 2.5.3.3 และ 2.5.3.4 ประกอบด้วยเหตุการณ์

(ก) โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามที่ กฟผ. สั่งการ

(ข) โรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบเอง โดยที่ กฟผ. ไม่ได้สั่งการ

2.5.4 การทดสอบ (Testing)

2.5.4.1 Testing Procedures

2.5.4.1.1 การทดสอบ Operating Characteristics ทุกรายการ (ยกเว้น การทดสอบที่เกี่ยวกับ AGC ซึ่งจะระบุใน 2.5.4.1.2) กฟผ. จะต้องทำการสั่งการโดยออก Instruction ตาม 2.2.5 โดยในการทดสอบครั้งแรก กฟผ. จะต้องแจ้งใน Instruction ด้วยว่าเป็นการสั่งการเพื่อทดสอบ และในการทดสอบครั้งสุดท้าย (หรืออาจเป็นการสั่งการทดสอบครั้งแรกกรณีที่มีการทดสอบเพียงครั้งเดียว) กฟผ. จะต้องแจ้งใน Instruction ว่าเป็นการสั่งการทดสอบครั้งสุดท้าย พร้อมแจ้งเวลาสิ้นสุดการติดตามการทดสอบ Performance

2.5.4.1.2 การทดสอบการตอบสนองอัตโนมัติของโรงไฟฟ้าต่อความถี่ของระบบที่เปลี่ยนแปลง จะดำเนินการระหว่างที่ระบบทำงานปกติ โดยไม่ต้องมีการออก Instruction

2.5.4.1.3 การทดสอบทุกรายการ (รวมถึง AGC) จะสมบูรณ์ต่อเมื่อได้ทดสอบโรงไฟฟ้าภายในช่วงค่าความสามารถ Operating Characteristics ของผู้เชื่อมต่อที่แจ้งมาครั้งหลังสุด (ก่อนที่ กฟผ. จะออกใบ Instruction ครั้งแรก)

ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อได้รับ Instruction สั่งการทดสอบครั้งแรกแล้ว (หรือ กรณีทดสอบ AGC ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งแล้วว่าจะให้ทำการทดสอบ) แต่ผู้เชื่อมต่อได้มีการแจ้งค่าความสามารถ Operating Characteristics รายการที่กำลังจะทำการทดสอบใหม่ ซึ่งลดลงจากเดิม กฟผ. อาจพิจารณาสรุปได้ว่าการทดสอบที่กำลังจะดำเนินการนั้นมีผลทดสอบไม่ผ่าน

2.5.4.1.4 ในการทดสอบใด ๆ อาจใช้ระยะเวลาถึง 120 นาที โดยในระหว่างเฝ้าดูการทดสอบ กฟผ. จะเก็บบันทึกค่า Performance ของโรงไฟฟ้าเพื่อให้ กฟผ. สามารถตรวจสอบความถูกต้องของผลทดสอบได้เอง รวมถึงอาจเก็บบันทึกค่าความถี่และแรงดันของระบบในขณะทำการทดสอบ หากจำเป็นต้องใช้ในการตรวจสอบด้วย

2.5.4.1.5 ระหว่างช่วงทำการทดสอบ หาก กฟผ. ได้พิจารณาตามเหตุผลอันสมควรแล้วว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics กฟผ. จะต้องแจ้งรายละเอียดและผลทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

2.5.4.1.6 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งจาก กฟผ. ตาม 2.5.4.1.5 , ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้ ให้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดโดยเร็วที่สุด

(ก) อธิบาย Failure ที่เกิดขึ้น

(ข) รายการและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไข

(ค) เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว

2.5.4.1.7 กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมหารือตามข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อจัดส่งให้ใน 2.5.4.1.6 และจะพยายามหาข้อสรุปร่วมกันทั้งเรื่องแนวทางแก้ไขปัญหาและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไขใหม่ โดยเมื่อได้ข้อสรุปแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะแจ้งค่าความพร้อมใหม่ที่ลดลงนั้นไปจนกว่าจะแก้ไขปัญหาแล้วเสร็จซึ่ง กฟผ. สามารถขอข้อมูลหลักฐานการแก้ไขปัญหาจากผู้เชื่อมต่อได้ รวมถึงอาจขอให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบใหม่อีกครั้ง

ทั้งนี้ในกรณีที่ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ภายใน 3 วันทำการ กฟผ. จะให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบใหม่ (Re-test) และทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับตามผลทดสอบดังกล่าว

2.5.4.1.8 กรณีที่ กฟผ. เป็นฝ่ายเริ่มขอให้มีการทดสอบ และผลทดสอบพบว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics ที่แจ้งไว้ ทำให้ต้องมีการแก้ไข Operating Characteristics ใหม่ตาม 2.5.4.1.7 กฟผ. มีสิทธิ์ที่จะดำเนินการดังนี้

(ก) กรณีที่การเรียกทดสอบ ไม่ได้เกิดขึ้นจากการติดตามและพบเห็นค่าผิดปกติหรือไม่ได้เกิดขึ้นจากการทดสอบไม่ผ่านในครั้งแรก กฟผ. สามารถพิจารณาสรุปให้ค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไขใหม่ตามข้อสรุป 2.5.4.1.7 นั้น เป็นค่าความพร้อมใหม่ของโรงไฟฟ้านับย้อนหลังตั้งแต่เวลาที่ กฟผ. ได้ออก Instruction สั่งการทดสอบในครั้งแรก

(ข) กรณีที่การเรียกทดสอบเป็นผลจากการที่ กฟผ. ติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้าตาม 2.5.3 กฟผ. สามารถพิจารณาสรุปให้โรงไฟฟ้าทำการแก้ไขค่า Operating Characteristics ใหม่ย้อนหลังตั้งแต่เวลาที่โรงไฟฟ้าได้รับแจ้งในข้อ 2.5.3.2

(ค) กรณีที่เป็นการทดสอบใหม่ (Re-test) ที่เกิดขึ้นเนื่องจากผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ตามที่ระบุใน 2.5.4.1.7 กฟผ. จะพิจารณาว่าผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ได้ยอมรับการทดสอบที่เกิดขึ้นครั้งแรก และจะพิจารณา

เวลาเริ่มค่าความพร้อมใหม่ (ตามข้อสรุป 2.5.4.1.7) จากเงื่อนไขการเรียกทดสอบในครั้งแรกว่าเป็นไปตามเงื่อนไขข้อ (ก) หรือ (ข)

2.5.4.1.9 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อเป็นฝ่ายเริ่มขอให้มีการทดสอบ การแก้ไขค่า Operating Characteristics ใหม่ตามข้อสรุปใน 2.5.4.1.7 นั้น จะเริ่มพิจารณานับย้อนหลังตั้งแต่เวลาที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้ง กฟผ. ตาม 2.5.4.3 ว่าพร้อมที่จะทำการทดสอบ

2.5.4.2 สิทธิของ กฟผ. ในการขอทดสอบโรงไฟฟ้า

กฟผ. สามารถทำการทดสอบ Operating Characteristics ของโรงไฟฟ้า (อาจมากกว่า 1 รายการ) ณ เวลาใด ๆ บนเงื่อนไขว่า กฟผ. จะต้องไม่สั่งการทดสอบโรงไฟฟ้า (พิจารณาเป็นราย Generating Unit) มากเกินกว่า 3 ครั้งต่อปี ยกเว้นกรณีเกิดสภาพการณ์ดังต่อไปนี้

(ก) ผลทดสอบแสดงว่ามีค่า Operating Characteristics (อาจมากกว่า 1 รายการ) ไม่เป็นไปตามที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้ ; หรือ

(ข) เกิดสภาพเงื่อนไขบางอย่างขึ้นในระบบซึ่งทำให้ต้องยกเลิกการทดสอบ โดยมีเหตุผลอันสมควรเชื่อได้ว่า กฟผ. ไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ว่าจะมีเหตุการณ์เช่นว่านั้นเกิดขึ้น การทดสอบในครั้งนั้นจะถือเป็นโมฆะ ; หรือ

(ค) เป็นการเรียกทดสอบซึ่งเป็นผลจากการที่ กฟผ. ได้ติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้าโดย กฟผ. ได้ทำการแจ้งผู้เชื่อมต่อ (2.5.3.2) ให้ทำการแก้ไขค่า Operating Characteristics ใหม่ (อาจมากกว่า 1 รายการ) แต่ กฟผ. และ ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถตกลงสรุปค่าที่จะแก้ไขใหม่ร่วมกันได้ (2.5.3.4)

(ง) เป็นการเรียกทดสอบตามที่ผู้เชื่อมต่อขอภายใต้เงื่อนไข 2.5.4.3

2.5.4.3 สิทธิของผู้เชื่อมต่อ ในการขอทำการทดสอบโรงไฟฟ้า

2.5.4.3.1 ผู้เชื่อมต่อสามารถขอทำการทดสอบได้ตามเงื่อนไขสภาพการณ์ดังต่อไปนี้

(ก) เป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าที่จะขอทำการทดสอบ ; และ

(ข) (1) ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการแก้ไขปัญหาที่ทำให้ความพร้อมลดลงและต้องการจะแจ้งยืนยันค่า Operating Characteristics ที่เพิ่มขึ้นใหม่ ; หรือ

(2) เป็นงาน Commissioning Test ภายหลังการก่อสร้างหรืองานบำรุงรักษาใหญ่ งานบำรุงรักษาตามวาระ หรือ งานปรับปรุง/แก้ไข/ดัดแปลง/ซ่อมแซมให้คืนสภาพ

2.5.4.3.2 ผู้เชื่อมต่อที่จะขอทำการทดสอบ ต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด แจ้ง กฟผ. พร้อมด้วยข้อมูลดังนี้

(ก) วันที่จัดส่งหนังสือ

(ข) วันที่ที่สามารถเริ่มทำการทดสอบได้เร็วที่สุด (แต่ต้องห่างจากวันที่จัดส่งเรื่องขอทดสอบไปไม่น้อยกว่า 2 วันทำการ)

(ค) ระบุโรงไฟฟ้าที่จะทำการทดสอบ

(ง) รายการ Operating Characteristics ที่จะขอทดสอบ

(จ) ค่า Operating Characteristics ที่คาดว่าจะทำได้

2.5.4.3.3 กฟผ. จะพยายามจัดแผนให้โรงไฟฟ้าได้ทำการทดสอบภายใน 5 วันทำการนับจากวันที่ที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งตาม 2.5.4.3.2(ข) ในกรณีที่ กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนภายในช่วงเวลาดังกล่าวได้ ทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะพิจารณาว่าโรงไฟฟ้าได้มีการทดสอบและสามารถทำได้ Operating Characteristics ที่แจ้งมาใหม่ตาม 2.5.4.3.2(จ)

2.6 การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison)

2.6.1 บทนำ

2.6.1.1 ข้อกำหนดนี้กล่าวถึง

- การแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสารด้านปฏิบัติการและเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดหรือเกิดขึ้นแล้วในระบบไฟฟ้าของฝ่ายหนึ่ง อันจะทำให้เกิด หรืออาจเกิด หรือได้เกิดผลกระทบขึ้นแล้วต่อระบบส่งไฟฟ้าของอีกฝ่ายหนึ่ง
- ประเภทต่าง ๆ ของการแจ้งเตือนที่ดำเนินการโดย กฟผ.

2.6.1.2 ทั้งนี้มีเป้าหมายเพื่อการแจ้งสิ่งที่อาจจะเกิดหรือได้เกิดขึ้นแล้วเท่านั้น มิได้รวมถึงสาเหตุของเหตุการณ์นั้น ๆ ด้วย

2.6.1.3 เมื่อเกิดเหตุการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งมีเหตุหรือผลกระทบมาจากเหตุการณ์หรือการปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งแล้ว กฟผ. จะต้องแจ้งเหตุการณ์หรือผลกระทบนั้นแก่ผู้เชื่อมต่อรายอื่นรายใดรายหนึ่งตามข้อตกลงการเชื่อมต่อ กฟผ. ก็สามารถแจ้งข้อมูลรายละเอียดที่ได้รับมาจากผู้เชื่อมต่อรายแรกถึงการปฏิบัติการหรือสิ่งที่เกิดขึ้นในระบบของผู้เชื่อมต่อรายนั้นได้

2.6.1.4 ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้รับตามข้อกำหนดนี้ไว้เป็นความลับ โดยจะเปิดเผยแก่บุคคลที่สามได้เฉพาะในกรณีต่อไปนี้

(ก) เป็นไปตามข้อกำหนดที่ กฟผ. ออกตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81

(ข) โดยที่

(1) มีข้อตกลงระหว่างผู้เชื่อมต่อรายนั้นกับบุคคลที่สามให้ต้องเปิดเผยข้อมูลดังกล่าว

(2) บุคคลที่สามนั้นเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผ่านอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อรายนั้นที่เชื่อมต่ออยู่กับหรือเป็นส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(3) ถ้าบุคคลที่สามนั้นเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยตรง ก็ย่อมมีสิทธิ์ได้รับข้อมูลโดยตรงจาก กฟผ.อยู่แล้ว

(ค) เป็นการให้ข้อมูลตามที่กฎหมายกำหนด

(ง) เป็นข้อมูลที่ได้ถูกเปิดเผยต่อสาธารณะแล้ว มิใช่โดยการที่ผู้เชื่อมต่อรายนั้นละเมิดเงื่อนไขตามข้อกำหนดนี้

2.6.1.5 ข้อกำหนดนี้รวมถึงการทดสอบอุปกรณ์ต่าง ๆ ด้วย

2.6.2 วัตถุประสงค์

2.6.2.1 กำหนดให้มีการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกันเพื่อให้สามารถพิจารณาการปฏิบัติการ และ/หรือเหตุการณ์หนึ่ง ๆ ได้ สามารถประเมินความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการนั้นได้รวมทั้งระยะเวลาที่คาดว่าสถานการณ์จะกลับคืนสู่ภาวะปกติ และผู้มีส่วนเกี่ยวข้องจะได้สามารถดำเนินการที่เหมาะสมต่อสถานการณ์นั้น ๆ ได้เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม ดังนั้นข้อมูลดังกล่าวจึงต้องมีรายละเอียดมากพอที่ผู้รับจะสามารถประเมินสถานการณ์ได้ตามวัตถุประสงค์นี้ และผู้รับก็สามารถสอบถามข้อมูลเพิ่มตามจากผู้แจ้งได้เท่าที่จำเป็น โดยผู้แจ้งไม่จำเป็นต้องแจ้งข้อมูลอื่นใดนอกเหนือจากที่ได้รับทราบมา อนึ่ง ข้อกำหนดนี้มุ่งเน้นที่การแลกเปลี่ยนข้อมูลเท่านั้น มิได้เกี่ยวข้องกับการดำเนินการที่สืบเนื่องจากการแลกเปลี่ยนข้อมูลนั้นแต่อย่างใด

2.6.2.2 กำหนดประเภทต่าง ๆ ของการแจ้งเตือนในระบบไฟฟ้าโดย กฟผ.

2.6.2.3 กำหนดกรอบการดำเนินงานด้านการแจ้งข้อมูลและการหารือระหว่าง กฟผ. กับผู้เชื่อมต่อในเรื่องการทดสอบอุปกรณ์ต่าง ๆ

2.6.3 ข้อกำหนดการแจ้งการปฏิบัติการ

2.6.3.1 การปฏิบัติการในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Operation on the Transmission System)

เมื่อจะมีการปฏิบัติการอย่างใดอย่างหนึ่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็ดี หรือระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายรายก็ดี เปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องแจ้งข้อมูลปฏิบัติการดังกล่าวแก่ผู้เชื่อมต่อนั้น ๆ ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบดังกล่าว

2.6.3.2 การปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ (Operation on a User's System)

เมื่อจะมีการปฏิบัติการอย่างใดอย่างหนึ่งในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายใดรายหนึ่ง ที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้สภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็ดี หรือระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายรายก็ดีเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อรายนั้นจะต้องแจ้งข้อมูลปฏิบัติการดังกล่าวแก่ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งเมื่อได้รับแจ้งแล้ว ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องแจ้งข้อมูลตามที่เห็นสมควรแก่ผู้เชื่อมต่อรายอื่น (ถ้ามีข้อตกลงการเชื่อมต่อไว้ให้แจ้งข้อมูล) ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบดังกล่าว

2.6.4 รูปแบบการแจ้งข้อมูล (Form)

2.6.4.1 โดยที่การแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกันเพื่อให้สามารถพิจารณาการปฏิบัติการ และ/หรือเหตุการณ์หนึ่ง ๆ ที่เกิดขึ้น และสามารถประเมินความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการนั้นได้ ข้อมูลดังกล่าวจึงต้องมีรายละเอียดมากพอที่ผู้รับจะสามารถประเมินสถานการณ์ได้ รวมทั้งระยะเวลาที่คาดว่าสถานการณ์จะกลับคืนสู่ภาวะปกติ เพื่อให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องจะได้สามารถดำเนินการที่เหมาะสมต่อสถานการณ์นั้น ๆ ได้เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม ตามวัตถุประสงค์นี้

2.6.4.2 ผู้รับข้อมูลสามารถสอบถามข้อมูลเพิ่มตามจากผู้แจ้งได้เท่าที่จำเป็น โดยผู้แจ้งต้องให้ข้อมูลแก่ผู้รับเท่าที่ทราบ ไม่จำเป็นต้องแจ้งข้อมูลอื่นใดนอกเหนือจากที่ได้รับทราบมา

2.6.4.3 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งการปฏิบัติการหรือเหตุการณ์หนึ่ง ที่เป็นผลมาจากการปฏิบัติงานตามแผนที่ตกลงกันไว้แล้วกระทบต่อระบบไฟฟ้าของตนเอง (มิใช่เหตุการณ์หรือปฏิบัติการที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของตนเอง) การแจ้งเหตุดังกล่าวจะต้องมีข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนั้นได้รับมาจากบุคคลที่ดำเนินการในปฏิบัติการหรือแผนงานนั้น ๆ ในระบบไฟฟ้าของตน (โดยผู้เชื่อมต่ออาจจำเป็นต้องมีข้อตกลงหรืออื่นใดก็ตามกับผู้ปฏิบัติงานนั้นเพื่อให้แจ้งข้อมูลดังกล่าวแก่ตน) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าก็สามารถแจ้งข้อมูลนั้นต่อไปยังผู้เชื่อมต่อรายอื่นได้

2.6.4.4 เจ้าหน้าที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่นำข้อมูลที่ได้รับตามข้อกำหนดนี้ไปแจ้งต่อแก่บุคคลอื่น แต่สามารถแจ้งแก่ผู้ที่เชื่อมต่อกับระบบของตนได้ เช่น โรงไฟฟ้าหนึ่งมีการจ่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทอื่นที่เป็นลูกค้าของตนด้วย ก็สามารถแจ้งแก่ลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากปฏิบัติการหรือเหตุการณ์นั้น ๆ ถึงการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ลักษณะความผิดปกติที่เกิดขึ้น (มิใช่สาเหตุของเหตุการณ์) และระยะเวลาที่คาดว่าสถานการณ์จะกลับสู่ภาวะปกติ (ถ้าทราบ) ได้

2.6.4.5 การแจ้งข้อมูลกันนี้ ต้องมีการบันทึกชื่อผู้ส่งและผู้รับ และเมื่อแจ้งข้อมูลครบถ้วนแล้ว ให้กล่าวทวนซ้ำทั้งหมดอีกครั้งหนึ่งเพื่อให้ผู้ส่งยืนยันความถูกต้องครบถ้วนของข้อมูล ตลอดจนต้องเก็บเป็นหลักฐานสามารถตรวจสอบยืนยันได้ ถ้ามีฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งร้องขอ

2.6.5 ระยะเวลาของการแจ้งข้อมูล (Timing)

การแจ้งข้อมูลตามข้อกำหนดนี้ ให้ดำเนินการล่วงหน้าโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ และในเหตุการณ์ใด ๆ ก็ตาม จะต้องให้เวลามากพอสมควรที่ผู้รับจะพิจารณาและประเมินสถานการณ์และความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นได้

2.6.6 ข้อกำหนดในการแจ้งเหตุการณ์ (Requirements to Notify Events)

2.6.6.1 เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Events on the Transmission System)

เหตุการณ์ใดที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้สภาพระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายรายก็ดีเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องแจ้งข้อมูลตามข้อกำหนดนี้แก่ผู้เชื่อมต่อรายที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบดังกล่าว

2.6.6.2 เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ (Events on a User's System)

เหตุการณ์ใดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้สภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลตามข้อกำหนดนี้ให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าทราบ

2.6.6.3 เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เป็นผลมาจากเหตุการณ์หรือปฏิบัติการอื่น (Events Caused by another Event or by an Operation)

2.6.6.3.1 เหตุการณ์หนึ่งอาจเป็นผลมาจากเหตุการณ์อื่นหรือปฏิบัติการอื่นในอีกระบบไฟฟ้าหนึ่ง ในกรณีนั้นข้อมูลที่จะต้องมีการแลกเปลี่ยนกันก็จะต่างออกไปจากที่เกิดขึ้นโดยมิได้เป็นผลกระทบจากระบบอื่น

2.6.6.3.2 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือผู้เชื่อมต่อก็ดี สามารถสอบถามอีกฝ่ายหนึ่งได้ว่าได้เกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบนั้นหรือไม่ ซึ่งถ้ามีเหตุการณ์เกิดขึ้น และฝ่ายที่เกิดเหตุเห็นว่าอาจเกิดผลกระทบให้สภาพระบบไฟฟ้าของฝ่ายผู้สอบถามเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติขึ้นแล้ว ฝ่ายที่เกิดเหตุนั้นจะต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดนี้แก่ฝ่ายผู้สอบถาม

2.6.6.4 ระยะเวลาของการแจ้งข้อมูล (Timing)

การแจ้งข้อมูลเหตุการณ์ตามข้อ 2.6.6.1 – 2.6.6.3 ให้ดำเนินการทันทีหลังเกิดเหตุการณ์หรือทันทีที่ทราบหรือพบเหตุดังกล่าว และไม่ควรเกิน 15 นาทีจากเวลานั้น

2.6.7 เหตุการณ์สำคัญ (Significant Incidents)

เมื่อผู้เชื่อมต่อหรือศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าแจ้งอีกฝ่ายหนึ่งว่า เกิดเหตุการณ์ในระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 ฝ่าย ซึ่งผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าเป็นเหตุการณ์สำคัญต่อระบบไฟฟ้าของตน สามารถร้องขอข้อมูลจากอีกฝ่ายหนึ่งโดยให้ส่งรายงานเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ได้

- Incident หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้น และเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ.ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่าง ๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้า หรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
- Significant Incident หมายถึง Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วน เกิดภาวะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง

2.6.8 การแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Transmission System Warnings)

2.6.8.1 วัตถุประสงค์ของการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Role of Transmission System Warnings)

การแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้กล่าวถึงสถานการณ์ในเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่าย และมีวัตถุประสงค์เพื่อ

(ก) ให้ผู้เชื่อมต่อตระหนักรู้ถึงสภาพการขาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นหรือที่เกิดขึ้นจริง ปัญหาในระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือการลดโหลดในระบบ

(ข) แจ้งช่วงเวลาของเหตุการณ์

(ค) ระบุลำดับขั้นตอนปฏิบัติต่าง ๆ ที่สืบเนื่องจากเหตุการณ์นั้นสำหรับผู้เชื่อมต่อทั้งหลาย

(ง) แจ้งให้ผู้เชื่อมต่อที่กำหนดไว้อยู่ในสภาพเตรียมพร้อมปฏิบัติตามคำสั่งจากศูนย์ควบคุมระบบ

2.6.8.2 ผู้รับการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Recipients of Transmission System Warnings)

2.6.8.2.1 เมื่อมีการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าถึงสภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งมีผลแผ่กระจายออกไป ศูนย์ควบคุมระบบจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทั้งหลายรับทราบ

2.6.8.2.2 กรณีที่ศูนย์ควบคุมระบบมั่นใจว่าสภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้นมีผลในวงจำกัด ศูนย์ควบคุมระบบจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อเฉพาะรายที่ได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบรับทราบเท่านั้น

2.6.8.2.3 กรณีที่ต้องมีการแจ้งเตือนถึงภาวะคับขันในการควบคุมโหลด จะทำการแจ้งไปยังผู้เชื่อมต่อรายที่ศูนย์ควบคุมระบบต้องการให้ดำเนินการด้านการควบคุมโหลดเท่านั้น

2.6.8.3 การเตรียมพร้อม (Preparatory Action)

2.6.8.3.1 ถ้าเป็นไปได้ ให้ผู้รับการแจ้งเตือนทำการเตรียมพร้อมตามที่เห็นว่าจำเป็นตามข้อมูลที่ได้รับการแจ้งเตือนนั้น ทั้งนี้การแจ้งเตือนจะเป็นไปตามรูปแบบที่ศูนย์ควบคุมระบบกำหนด และมีผลบังคับใช้นับตั้งแต่เวลาที่เริ่มต้นจนกว่าจะยกเลิกหรือสิ้นสุด ทั้งมีการแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือสั่งการซ้ำได้ตามสถานการณ์

2.6.8.3.2 กรณีมีการแจ้งเตือนไปยังเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้า (System Operator) รายหนึ่ง และการแจ้งเตือนนั้นยังดำเนินอยู่ จะต้องไม่มีการปรับโหลดในระหว่างนั้นนอกจากจะได้รับคำสั่งจากศูนย์ควบคุมระบบ แต่ถ้าจำเป็นต้องปรับเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของตน เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้ารายนั้นจะต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสำคัญ และถ้าสามารถกระทำได้ให้ทำการหารือกับผู้ควบคุมระบบก่อนดำเนินการ

2.6.8.3.3 การแจ้งเตือนสามารถกระทำได้ทั้งโดยการส่งโทรสารโดยผ่านระบบสื่อสารข้อมูลอิเลคทรอนิค หรืออื่น ๆ รวมถึงตำแหน่งหรือสถานที่ของผู้รับและผู้ส่ง ตามที่ตกลงกันระหว่างผู้ควบคุมระบบและผู้เชื่อมต่อทั้งหลาย

2.6.8.3.4 กรณีมีการแจ้งเตือนผ่านโทรศัพท์หรือข่ายสื่อสารใด ๆ ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถให้ทำการส่งคำยืนยันติดตามไปภายหลัง รวมทั้งเอกสารเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ได้ ถ้ามีการร้องขอ

2.6.8.4 ประเภทต่าง ๆ ของการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Types of Transmission System Warnings)

(ก) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ

(ข) มีความเสี่ยงสูงที่จะต้องลดโหลด

(ค) การควบคุมโหลดในภาวะคับขัน

(ง) มีความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.6.8.4.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ (Transmission System Warning - Inadequate System Margin)

เมื่อเกิดภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอให้ทำการแจ้งเตือนไปยังผู้เชื่อมต่อตามกำหนดไว้ในข้อ 2.6.8.2 ทันทีที่เกิดเหตุ โดยมีข้อมูลดังต่อไปนี้

(ก) ระยะเวลาที่ให้มีผลบังคับใช้

(ข) ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ยังขาดอยู่ (หน่วยเป็น MW)

(ค) ขั้นตอนปฏิบัติต่าง ๆ ที่สืบเนื่องจากเหตุการณ์นั้นสำหรับผู้เชื่อมต่อรายนั้น ๆ

2.6.8.4.2 มีความเสี่ยงสูงที่จะต้องลดโหลด (Transmission System Warning - High Risk of Demand Reduction)

2.6.8.4.2.1 เมื่อเกิดภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอให้ทำการแจ้งเตือนถึงความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดไปยังผู้เชื่อมต่อตามกำหนดไว้ในข้อ 2.6.8.2 ทันทีที่เกิดเหตุ โดยมีข้อมูลเพิ่มเติมจากข้อ 2.6.8.4.1ดังนี้

(ก) เปอร์เซ็นต์ความเป็นไปได้ที่จะต้องลดโหลด

(ข) ระบุตัวเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าและลูกค้าที่อาจได้รับคำสั่งให้ทำการปลดโหลด

2.6.8.4.2.2 การแจ้งเตือนถึงความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดนี้ ผู้ควบคุมระบบสามารถสั่งแจ้งไปยังเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าและลูกค้ารายใดก็ได้ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจำเป็นต้องสั่งให้ดำเนินการเกี่ยวกับการลดโหลดในสถานการณ์ที่ไม่ใช่กรณีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำ (เช่นในการลดโหลดเพื่อควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเกินพิกัด) โดยจะระบุถึงระยะเวลาที่จำให้ดำเนินการลดโหลด และให้ดำเนินการในพื้นที่ใดของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และอื่น ๆ ตามที่จำเป็น

2.6.8.4.3 การขาดกำลังผลิตไฟฟ้าเป็นเวลานาน (Protracted Periods of Generation Shortage)

2.6.8.4.3.1 เมื่อผู้ควบคุมระบบพบว่าสภาพขาดกำลังผลิตไฟฟ้าจะยังคงดำเนินอยู่ต่อไป ให้ทำการแจ้งเตือนถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ หรือความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลด เพื่อให้เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าและลูกค้าที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจำเป็นต้องสั่งให้ดำเนินการอย่างหนึ่งอย่างใดได้ทราบสถานการณ์มากที่สุดเท่าที่จะทำได้

2.6.8.4.3.2 การแจ้งเตือนถึงความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดในภาวะการณ์เช่นนี้ จะระบุถึงเปอร์เซ็นต์การลดโหลดโดยประมาณ ระยะเวลาที่จะให้ดำเนินการ และอาจรวมถึงประมาณการเปอร์เซ็นต์การลดโหลดที่จะให้ดำเนินการเพิ่มขึ้นอีก

2.6.8.4.3.3 การแจ้งเตือนถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ หรือความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ผู้รับได้วางแผนล่วงหน้าสำหรับการดำเนินการต่าง ๆ ในการลดโหลด

2.6.8.4.4 การควบคุมโหลดในภาวะคับขัน (Transmission System Warning - Demand Control Imminent)

2.6.8.4.4.1 ในการแจ้งเตือนเรื่องการควบคุมโหลดในภาวะคับขันนี้ ผู้ควบคุมระบบจะส่งไปยังผู้เชื่อมต่อต่าง ๆ ตามข้อ 2.6.8.2 โดยจะระบุตัว

เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าที่อาจได้รับคำสั่งให้ดำเนินการอย่างหนึ่งอย่างใดต่อไป

2.6.8.4.4.2 การแจ้งเตือนเรื่องการควบคุมโหลดในภาวะคับขันนี้ไม่จำเป็นต้องมีการแจ้งเตือนประเภทใดมาก่อน และจะแจ้งเมื่อต้องการให้มีการลดโหลดภายใน 30 นาทีต่อจากนั้น แต่หลังจาก 30 นาทีนั้นไปแล้วการมีผลบังคับใช้ก็จะยังไม่สิ้นสุด อย่างไรก็ตาม ผู้ควบคุมระบบอาจแจ้งซ้ำหรือยกเลิกการแจ้งเตือนนี้ได้ในเวลาไม่เกิน 2 ชั่วโมงนับจากการแจ้งเตือนครั้งแรก หรือนับจากการแจ้งซ้ำ แล้วแต่กรณี

2.6.8.4.5 ความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Transmission System Warning - Risk of System Disturbance)

2.6.8.4.5.1 เมื่อผู้ควบคุมระบบทราบว่ามีความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติร้ายแรงลุกลามขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วนก็ตาม จะทำการการแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.6.8.4.5.2 การแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้จะระบุถึงข้อมูลต่าง ๆ ตามที่ผู้ควบคุมระบบเห็นว่าเหมาะสม

2.6.8.4.5.3 เมื่อผู้เชื่อมต่อแต่ละรายได้รับการแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องดำเนินการตามที่จำเป็นที่จะย้ำเตือนให้พนักงานด้านปฏิบัติการของตนทราบ และระวังรักษาโรงไฟฟ้า และ/อุปกรณ์ต่าง ๆ อย่างดีที่สุดที่จะรับสภาพเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้น ตลอดระยะเวลาของการแจ้งเตือนนั้น

2.6.8.4.5.4 ตลอดระยะเวลาของการแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ตารางการทำงานและการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำเป็นต้องถือสภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสำคัญ ซึ่งนั่นหมายความว่าอาจจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนแผนงานที่ได้มีการอนุมัติมาก่อนหน้าแล้วก็ได้

2.6.8.5 การยกเลิกการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Cancellation of Transmission System Warning)

2.6.8.5.1 เมื่อผู้ควบคุมระบบมั่นใจว่าสถานการณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กลับคืนสู่ภาวะปกติแล้ว จะแจ้งยกเลิกการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้เชื่อมต่อทุกราย

2.6.8.5.2 การแจ้งยกเลิกนี้จะระบุประเภทของการแจ้งที่จะยกเลิกนั้น เวลาที่แจ้ง และระบุว่ายังมีการเตือนใดบ้างที่ยังคงบังคับใช้อยู่

2.6.8.6 การปฏิบัติการการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (General Management of Transmission System Warnings)

2.6.8.6.1 การแจ้งเตือนต่าง ๆ ตามข้อกำหนดนี้ยังคงมีผลบังคับใช้ตามระยะเวลาที่กำหนดไว้ในการแจ้งเตือนนั้น ๆ นอกจากจะมีการสั่งการอื่นมาแทนที่หรือยกเลิกโดยผู้ควบคุมระบบ

2.6.8.6.2 การแจ้งเตือนหนึ่ง ๆ ที่มีการระบุระยะเวลาไว้อาจถูกการแจ้งเตือนอื่นที่เกี่ยวข้องมาแทนที่ได้ ทั้งนี้รวมถึงการที่การแจ้งเตือนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอถูกแทนที่ด้วยการแจ้งเตือนความเสี่ยงสูงที่จะต้องลดโหลด หรือการแทนที่ในทางกลับกัน

2.6.8.6.3 ในกรณีที่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงระยะเวลาที่ระบุในการแจ้งเตือนหนึ่ง

(ก) ระยะเวลาที่ให้ใช้บังคับอาจขยายออกไปได้ด้วยการส่งการแจ้งเตือนอีกครั้งหนึ่งที่ระบุให้ขยายเวลาต่อไปจากเดิมอีกก็ได้

(ข) ถ้าปรากฏว่าช่วงเวลาที่ระบุในการแจ้งเตือนฉบับที่ประกาศใช้งานอยู่มีการคาบเกี่ยวทับซ้อนกัน ให้มีการปรับปรุงแก้ไขการแจ้งเตือนใหม่ได้ แต่ช่วงเวลาที่ระบุในฉบับใหม่นั้นจะต้องครอบคลุมช่วงเวลาทั้งหมดที่ระบุในฉบับที่ประกาศใช้งานอยู่ ส่วนในประเด็นอื่นให้ยกเลิกฉบับเก่าและประกาศใช้ฉบับใหม่แทน

2.6.8.6.4 การแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าใด ๆ จะสิ้นสุดผลบังคับใช้ทันทีที่ครบกำหนดเวลาที่ระบุไว้ และให้ผู้ควบคุมระบบประกาศยกเลิกการแจ้งเตือนฉบับนั้นเพื่อเป็นการยืนยันด้วย

2.7 การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

2.7.1 บทนำ

2.7.1.1 หัวข้อ 2.7 เป็นการกำหนดขั้นตอนที่ กฟผ. โรงไฟฟ้า และ ผู้เชื่อมต่อใช้ในการขอทำ Switching เพื่อติดตั้งและบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงต่าง ๆ รวมถึงขั้นตอนการอนุมัติให้ปฏิบัติงานดังกล่าวเมื่อปลอดภัย เพื่อให้มั่นใจว่าการปฏิบัติงานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงในระบบของ กฟผ., โรงไฟฟ้า หรือ ผู้เชื่อมต่อสามารถกระทำได้อย่างปลอดภัย ทั้งนี้ จะใช้เฉพาะกรณีงาน และ/หรือ การทดสอบ ที่จำเป็นต้องทำและต้องอาศัยการประสานงานร่วมกันระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า และ/หรือ ผู้เชื่อมต่อ เพื่อให้เกิดความปลอดภัยทั้งต่อบุคคลและทรัพย์สินเท่านั้น (ไม่รวมถึงการทดสอบตามแผนงานที่ระบุไว้ใน 2.5)

2.7.1.2 หัวข้อนี้ไม่ใช่การกำหนดกฎระเบียบความปลอดภัยในการทำงาน แต่เป็นการเตรียมขั้นตอนสำหรับติดต่อประสานงานกัน และวางกฎเกณฑ์ในการที่หน่วยงาน(ฝ่าย)หนึ่งจะเห็นชอบกับขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของอีกหน่วยงาน(ฝ่าย)หนึ่ง

2.7.1.3 ในการที่ระบุให้หน่วยงานหนึ่ง ๆ ต้องให้ความเห็นชอบกับขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของอีกหน่วยงานหนึ่งนั้น มิได้หมายความว่าหน่วยงานที่ให้ความเห็นชอบ จะต้องรับผิดชอบต่อความไม่สมบูรณ์หรืออื่นใดก็ตามในขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ได้ให้ความเห็นชอบไปนั้น การให้ความเห็นชอบดังกล่าวนี้เป็นเพียงการตรวจสอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของอีกหน่วยงานหนึ่งเพื่อให้แน่ใจว่าขั้นตอนเหล่านั้นไม่ขัดแย้งหรือทำให้ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยในส่วนของตน ณ จุดเชื่อมต่อนั้น ๆ บกพร่องไป

2.7.2 วัตถุประสงค์

หัวข้อ 2.7 มีวัตถุประสงค์เพื่อให้มั่นใจว่า ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของแต่ละหน่วยงานสำหรับการทำงาน และ/หรือ การทดสอบที่จุดเชื่อมต่อหรือใกล้เคียงกับจุดเชื่อมต่อนั้น ๆ มีแนวทางปฏิบัติที่สอดคล้องกันในการทำให้เกิดความปลอดภัยทั้งต่อบุคคลและทรัพย์สินตลอดช่วงเวลาของการปฏิบัติงาน

2.7.3 การประสานงานเพื่อกำหนดขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัย

2.7.3.1 การให้ความเห็นชอบต่อขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัย

2.7.3.1.1 ก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อใด ๆ เป็นครั้งแรก กฟผ. และ โรงไฟฟ้า (หรือ ผู้เชื่อมต่อ) จะจัดทำสำเนาขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่จะใช้ปฏิบัติส่งให้แก่อีกหน่วยงานหนึ่งเพื่อความเห็นชอบ

สำหรับจุดเชื่อมต่อที่ได้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบก่อนที่จะมีการกำหนดขั้นตอนตาม 2.7 นี้ ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการตาม 2.7.3.1 โดยเร็วที่สุด

2.7.3.1.2 เมื่อหน่วยงานได้รับขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยจากอีกหน่วยงานหนึ่ง ให้ทำการพิจารณาและตอบกลับเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายใน 10 วัน ดังนี้

(ก) ให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยนั้น ; หรือ

(ข) กรณีไม่ให้ความเห็นชอบ ต้องอธิบายเหตุผล พร้อมเสนอข้อแก้ไขที่ต้องการ

2.7.3.1.3 หากหน่วยงานที่เป็นผู้ให้ความเห็นชอบ ต้องการเพิ่มข้อกำหนดด้านการดับไฟอุปกรณ์หรือแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์และ/หรือการต่อลงดิน หน่วยงานที่จัดส่งขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยต้องทำการปรับปรุงตามความเห็นนั้นโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะสามารถกระทำได้ ทั้งนี้ ข้อปรับปรุงจะต้องสมเหตุสมผล

2.7.3.1.4 เมื่อมีการให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยแล้ว แต่หน่วยงานเจ้าของ ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยนั้นต้องการที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลงบางขั้นตอนใหม่ หน่วยงานนั้นต้องจัดเตรียมขั้นตอนปฏิบัตินั้นใหม่โดยแสดงข้อความเดิมก่อนแก้ไขและระบุข้อความใหม่ที่ต้องการแก้ไขให้ชัดเจน และเสนอเพื่อขอความเห็นชอบจากอีกหน่วยงานหนึ่งใหม่ จึงจะสามารถนำมาใช้ปฏิบัติได้ ทั้งนี้ ให้พิจารณาประกอบกับ 2.7.3.1.5

2.7.3.1.5 กรณีที่พบภายหลังว่า ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ได้รับความเห็นชอบแล้วมีบางขั้นตอนที่ไม่เหมาะสมซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือทรัพย์สิน ให้ทำการแก้ไขขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยฉบับนั้นตามที่จำเป็นเพื่อให้แน่ใจว่ามีความปลอดภัยเพียงพอและสามารถใช้งานได้ทันทีโดยไม่ต้องรอความเห็นชอบจากอีกหน่วยงานหนึ่ง แต่ต้องแจ้งผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยของหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทราบถึงเนื้อหาส่วนที่แก้ไขนั้นและได้รับการยืนยันว่ามีความเข้าใจเป็นอย่างดีแล้วและการแก้ไขดังกล่าวนั้นไม่ทำให้มีความเสี่ยงเพิ่มมากขึ้นแต่อย่างใดต่อบุคคลหรือทรัพย์สินในส่วนของตน

2.7.4 ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Co-ordinators)

2.7.4.1 ก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อใด ๆ เป็นครั้งแรก กฟผ. และ โรงไฟฟ้า (หรือ ผู้เชื่อมต่อ) จะแต่งตั้งผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Co-ordinators) ของแต่ละหน่วยงาน จำนวน 1 คน และแต่งตั้งผู้ทำหน้าที่แทนอีก 1 คนกรณีที่ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยหลักติดภารกิจ

สำหรับจุดเชื่อมต่อที่ได้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบก่อนที่จะมีการกำหนดขั้นตอนตาม 2.7 นี้ ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการตาม 2.7.4.1 โดยเร็วที่สุด

2.7.4.2 ให้แต่ละหน่วยงาน (กฟผ. โรงไฟฟ้า และ ผู้เชื่อมต่อ) แจ้งชื่อบุคคลที่ทำหน้าที่เป็นผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยและผู้ทำการแทน ให้หน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงบุคคลทำหน้าที่ดังกล่าวก็ให้แจ้งให้หน่วยงานอื่นทราบโดยเร็วที่สุดด้วยเช่นกัน

2.7.4.3 ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยมีหน้าที่รับผิดชอบในการประสานงานเรื่องต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับความปลอดภัยในการปฏิบัติงานเกี่ยวกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ระหว่างจุดเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้อง ทั้งขณะก่อน ขณะทำงาน และหลังเสร็จงาน รวมถึงการให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยต่าง ๆ ด้วย ทั้งนี้ ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยอาจจะรับผิดชอบจุดเชื่อมต่อได้มากกว่า 1 สถานีไฟฟ้า

2.7.5 การแยกระบบการจ่ายไฟฟ้า และ การต่อลงดิน (Isolation and Earthing)

2.7.5.1 แต่ละหน่วยงานถูกคาดหวังให้มีการนำข้อกำหนดที่ไม่ต่ำกว่าที่ระบุไว้ใน 2.7.5.2 มาใช้ในการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าและการต่อลงดิน ทั้งนี้ ข้อกำหนดใน 2.7.5 นี้ จะไม่มีผลต่อการเตรียมและการให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของ Connection Point นั้น ๆ

2.7.5.2 ข้อกำหนดการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าและการต่อลงดิน

2.7.5.2.1 (ก) ตำแหน่งใดซึ่งมีการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้า จะต้องรักษาสถานะการทำงานของอุปกรณ์เช่นนั้นไว้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสี่ยงในการปฏิบัติงานทั้งจากความประมาทเลินเล่อ เหตุการณ์ไม่คาดคิด หรือการกระทำโดยไม่ได้รับอนุญาต และต้องมีการติดป้ายแสดงสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวด้วย

(ข) การอนุญาตให้มีการทำงานที่อุปกรณ์ใด ๆ ซึ่งจำเป็นต้องมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและทำการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าส่วนนั้นออก จะสามารถกระทำได้ต่อเมื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยได้ดำเนินการตาม 2.7.5.2.1(ก) เสร็จสมบูรณ์

2.7.5.2.2 (ก) ตำแหน่งซึ่งมีการต่อลงดินด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับต่อลงดินนั้น จะต้องรักษาสถานะการทำงานของอุปกรณ์เช่นนั้นไว้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสี่ยงในการปฏิบัติงานทั้งจากความประมาทเลินเล่อ เหตุการณ์ไม่คาดคิด

หรือการกระทำโดยไม่ได้รับอนุญาต และต้องมีการติดป้ายแสดงสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวด้วย

(ข) การอนุญาตให้มีการทำงานที่อุปกรณ์ใด ๆ ซึ่งจำเป็นต้องมีการต่อลงดิน จะสามารถกระทำได้ต่อเมื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยได้ดำเนินการตาม 2.7.5.2.2(ก) เสร็จสมบูรณ์

2.8 แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน (Contingency Planning)

2.8.1 บทนำ

2.8.1.1 หัวข้อ 2.8 เป็นการกำหนดขั้นตอนที่จะต้องปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติรุนแรงต่อระบบ อันได้แก่

(ก) Load Shedding คือการดับไฟฟ้าบางส่วนเนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไม่เพียงพอ หรือปรากฏว่ามีการจ่ายไฟฟ้าเกินพิกัดหรือเกรงว่าจะเกินพิกัดที่อุปกรณ์ไฟฟ้าส่วนใดส่วนหนึ่งหรือหลายส่วนในระบบ ซึ่งเมื่อแก้ไขปัญหาแล้วจึงจะคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้า (Load Restoration) ในบริเวณนั้นตามปกติ

(ข) Generator Shedding การปลดโรงไฟฟ้าบางส่วนออกจากระบบทันทีทันใดเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบหลังเกิดเหตุการณ์ผิดปกติรุนแรงบางอย่างในระบบ

(ค) Black Start การที่โรงไฟฟ้าสามารถ Start-Up โดยใช้แหล่งพลังงานของตนเอง ไม่ต้องใช้แหล่งพลังงานจากภายนอก ซึ่ง Black Start เป็นขั้นตอนเริ่มต้นในการกู้ระบบไฟฟ้าสู่ภาวะปกติภายหลังการเกิด Black Out โดยเมื่อโรงไฟฟ้าทำการ Black Start และขนานจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วก็จะสามารถส่งพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าอื่นที่ไม่สามารถ Black Start ได้ การดำเนินการดังกล่าวจะทำให้ระบบสามารถทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหลักของระบบจำหน่ายเพื่อส่งต่อไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในที่สุด

ขั้นตอนสำหรับโรงไฟฟ้าในการติดตามเหตุการณ์เพื่อช่วยรักษาความถี่ของระบบ มีระบุไว้ในหัวข้อ 2.2.6

2.8.1.2 System Emergency Action Sheets[1]

2.8.1.2.1 นอกจากหัวข้อ 2.8 จะกำหนดหลักเกณฑ์พื้นฐานสำหรับ Load Shedding, Generator Shedding และ Black Start แล้ว ยังมีการกำหนดรายละเอียดข้อมูลที่ควรจะแสดงไว้ใน System Emergency Action Sheet ไว้ด้วย ทั้งนี้ กฟผ. จะออก System Emergency Action Sheet ให้กับบุคคลที่ได้รับมอบหมายเป็นครั้งคราวไป

2.8.1.2.2 System Emergency Action Sheet ควรแสดงข้อมูล

(ก) รายละเอียดของ Load Shedding Blocks[2] ทั้งหมด

---

[1] System Emergency Action Sheet เป็นขั้นตอนที่ กฟผ. จัดทำขึ้นเพื่อกำหนดสิ่งที่ต้องดำเนินการเมื่อเกิดสภาวการณ์ที่จะส่งผลให้ระบบทั้งหมดหรือบางส่วนเกิดภาวะที่ไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ โดยผู้ที่จะสามารถดำเนินการได้ตามขั้นตอนนี้จะต้องเป็นผู้ที่ได้รับมอบอำนาจเท่านั้น ทั้งนี้ ตัวรายละเอียดขั้นตอนดังกล่าวไม่ได้เป็นส่วนหนึ่งของ Grid Code

[2] Load Shedding Block คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดไว้เป็นกลุ่มๆ ที่จะต้องถูกปลดโหลดออกไปเป็นลำดับเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉินในระบบ

(ข) หมายเลขโทรศัพท์และข่ายสื่อสารต่าง ๆ ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (พิจารณาประกอบกับ 2.6)

(ค) ข้อปฏิบัติเมื่อการสื่อสารขัดข้อง (พิจารณาประกอบกับ 2.6)

(ง) ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ขัดข้องในระดับต่าง ๆ และขั้นตอนปฏิบัติพิเศษสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าระดับนั้น ๆ

2.8.2 วัตถุประสงค์

(ก) เพื่อวางกฎเกณฑ์ที่จะอนุญาตให้บุคคลที่ได้รับมอบหมายสามารถดำเนินการได้โดยอิสระเพื่อรักษาระบบไม่ให้เกิด System Blackout ; และ

(ข) เพื่ออธิบายขั้นตอนปฏิบัติในการนำระบบกลับสู่ภาวะปกติ ภายใต้เหตุการณ์ Under Frequency Emergency, Partial Blackout หรือ Total Blackout

(ค) เพื่อให้มั่นใจว่ามีการติดตั้งระบบป้องกันไม่ให้เกิดการตัดการเชื่อมต่อแบบต่อเนื่อง

2.8.3 System Emergencies

2.8.3.1 Under Frequency Emergency เป็นเหตุการณ์ที่ความถี่ของระบบลดลงเท่ากับหรือน้อยกว่า 49.25 Hz โดยไม่ได้เป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาสั้น ๆ

2.8.3.2 Partial Blackout เกิดขึ้นเมื่อมีส่วนหนึ่งของระบบได้แยกออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ทำให้เกิดสภาพเป็น Power Island

2.8.3.3 Total Blackout เกิดขึ้นเมื่อไม่มีการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบทั้งจากโรงไฟฟ้าและการเชื่อมต่อระหว่างประเทศ

2.8.3.4 เมื่อเกิดเหตุการณ์ Under Frequency Emergency, Partial Blackout หรือ Total Blackout ในช่วงระหว่างการกู้ระบบให้กลับสู่ภาวะปกตินั้น ระบบอาจจะมีความถี่และแรงดันที่อยู่นอกช่วงการทำงานในภาวะปกติ (49.5-50.5 Hz และ ±5% ของแรงดันระบบ) รวมถึงการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าอาจไม่ได้เป็นไปตาม Merit Order

2.8.4 Load Shedding

2.8.4.1 Load Shedding Block

2.8.4.1.1 ต้องมีการจัดกลุ่มผู้เชื่อมต่อไว้เป็นกลุ่ม ๆ เพื่อให้สามารถปลดโหลดออกในภาวะ System Emergency ได้เป็นลำดับ การปลดโหลดดังกล่าวนี้อาจทำงานด้วย Under Frequency Automatic Load Shedding (ปลดโดย Under Frequency Relay) และ/หรือ Manual Load Shedding (โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าแห่งชาติ สั่งปลด circuit breaker) ก็ได้ตามความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่

2.8.4.1.2 Under Frequency Automatic Load Shedding เป็นการปลดโหลดด้วย Under Frequency Relay ซึ่งมีการติดตั้งที่ตำแหน่งต่าง ๆ ที่เหมาะสมในระบบ ทั้งนี้ ใน System Emergency Action Sheet ต้องให้ข้อมูลรายละเอียดค่า setting และตำแหน่งติดตั้งของ Under Frequency Relay

2.8.4.1.3 การตั้งค่าการทำงานของ Under Frequency Relay เพื่อปลดโหลดเป็นลำดับนั้น จะต้องตั้งตามค่าความถี่ที่ กฟผ. กำหนด ดังต่อไปนี้ (ซึ่งจะสอดคล้องกับที่ กฟผ. สั่งการ)

Step 1 49.0 Hz

Step 2 48.8 Hz

Step 3 48.6 Hz

Step 4 48.4 Hz

Step 5 48.1 Hz

2.8.4.1.4 ข้อปฏิบัติสำหรับ Manual Load Shedding จะต้องระบุไว้ใน System Emergency Action Sheets

2.8.4.1.5 กรณีที่ลำดับของการปลดโหลดตามที่กำหนดนั้น อาจยังไม่สามารถทำให้สภาพระบบกลับคืนสู่ภาวะปกติได้ กฟผ. อาจสั่งการปลดโหลดที่ความถี่อื่นเพื่อแก้ไขสถานการณ์ดังกล่าว

2.8.4.2 การคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด (Load Restoration)

ทันทีที่ความถี่ของระบบเพิ่มขึ้นถึงค่าที่กำหนดไว้ใน System Emergency Action Sheet กฟผ. จะเริ่มคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด

2.8.5 การปลดโรงไฟฟ้าด้วยระบบอัตโนมัติ (Automatic Generation Shedding)

โดยปกติ กฟผ. จะใช้ N-1 Design Criteria ในการวางแผนและควบคุมระบบ แต่หากคาดว่ามีความเป็นไปได้ที่จะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้มีการตัดการเชื่อมต่อแบบต่อเนื่องขึ้นกับโรงไฟฟ้า, สายส่งบางวงจร หรือมีระบบส่วนหนึ่งถูกแยกออกไปนั้น กฟผ. มีสิทธิ์ที่จะติดตั้งระบบป้องกัน เช่น Automatic Generation Shedding ได้เมื่อจำเป็น เพื่อป้องกันปัญหาร้ายแรงในระบบเมื่อเกิดเหตุการณ์ N-2

2.8.6 Black Start

2.8.6.1 โรงไฟฟ้าที่สามารถ Start-Up ขึ้นมาได้เองโดยไม่ต้องใช้แหล่งพลังงานไฟฟ้าจากภายนอก จะถูกบันทึกข้อมูลความสามารถนี้ไว้ใน Connection Conditions (CC) (“Black Start Capability”)

2.8.6.2 ในเหตุการณ์ Total Blackout หรือ Partial Blackout กฟผ. จะสั่งการให้โรงไฟฟ้าที่มีความสามารถ Black Start Capability (ตาม 2.8.6.1) ทำการ Black Start และ กฟผ. อาจจะสั่งการด้วยคำสั่งอื่น ๆ ที่จำเป็นเพื่อทำให้ระบบกลับคืนสู่ภาวะปกติ ซึ่งโรงไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามคำสั่งนั้นแม้ว่าจะไม่เป็นไปตาม Operating Characteristics ก็ตาม ยกเว้นว่าการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะนั้นจะส่งผลต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือโรงไฟฟ้า

2.8.6.3 เมื่อได้รับคำสั่งให้ทำการ Black Start, โรงไฟฟ้าต้องเริ่มทำการ Start-Up ทันทีโดยเร็วที่สุด และต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบเมื่อทำการ Start-Up สำเร็จ กฟผ. จะพยายามรักษาเสถียรภาพการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโดยการจัดโหลด ที่เหมาะสมและเริ่ม Start-Up และขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าแห่งอื่น ๆ เข้าระบบ หากในช่วงระหว่าง restoration โรงไฟฟ้าพบว่าไม่สามารถรักษาสภาพการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ใน

Operating limits ที่ปลอดภัยได้ โรงไฟฟ้าจะต้องแจ้ง กฟผ. ทันที และ กฟผ. จะต้องดำเนินการใด ๆ ก็ตามที่จำเป็นเพื่อลดระดับความรุนแรงของปัญหาดังกล่าว

บทที่ 3
ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ นี้ ใช้กับผู้เชื่อมต่อและผู้ขอเชื่อมต่อเพื่อเชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ.
- ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar เฉพาะกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานแสงอาทิตย์

3.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องตรวจวัดคุณภาพและ/หรือทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

3.1.1 การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization)

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ไม่น้อยกว่า 60 วัน

(2) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน และหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหลังจากที่นำส่งแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งข้อมูลล่าสุดให้ กฟผ. ทราบทันที ทั้งนี้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา รายละเอียดตาม ตารางที่ 3.1

(3) กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 45 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ*				
ก)	พลังไฟฟ้ารวมของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ	ขนาด	_____	MW
		ขนาด	_____	MVAr
ข)	กระแสไฟฟ้าลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ	ขนาด	_____	kA
ค)	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				

ตารางที่ 3.1 คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

3.1.2 การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization)

3.1.2.1 การดำเนินการก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องนำส่งกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) และขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องจัดเตรียม ตรวจสอบความเรียบร้อย พร้อมรักษาไว้ซึ่งความพร้อมใช้งานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบป้องกันไฟฟ้า ระบบสื่อสาร (ทุกชนิด) ระบบควบคุมระยะไกล (SCADA) อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า และอื่น ๆ ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ผ่านการพิจารณาเห็นชอบของ กฟผ. แล้ว

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างครบถ้วน และนำส่งข้อมูลตามตารางตรวจสอบความพร้อมก่อนการเชื่อมต่อที่

กฟผ. กำหนด (ตารางที่ 3.2) ไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนกำหนดวันขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลไม่ถูกต้องหรือไม่ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนดไว้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแก้ไข และนำส่งข้อมูลที่ได้ปรับปรุงแล้วให้ กฟผ. พิจารณาใหม่อีกครั้ง

(4) กฟผ. จะเชิญผู้เกี่ยวข้องในการเชื่อมต่อเข้าร่วมประชุมเพื่อเตรียมความพร้อมและกำหนดวันในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกภายใน 5 วันทำการ หลังจากผู้เชื่อมต่อ ได้นำส่งเอกสารตามตารางที่ 3.2 ครบถ้วน

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
(ก) ข้อมูลทั่วไป	- ชื่อผู้เชื่อมต่อ ภาษาไทย - ชื่อผู้เชื่อมต่อ ภาษาอังกฤษ - ชื่อย่อภาษาอังกฤษ (กฟผ. เป็นผู้กำหนด) - นามเรียกขาน (กฟผ. เป็นผู้กำหนด) - สัญญาเลขที่ / ลงวันที่ - สถานที่ตั้งสำนักงาน - สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า
(ข) ข้อมูลทางเทคนิค	- กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ตามใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า (MW) - ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (MW) - ปริมาณ Maximum Reactive Power (MVAr) ทั้ง Leading และ Lagging ที่สามารถถ่ายเทกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า - ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าแต่ละเครื่อง (MVA, MW, PF) - ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ ชุด Inverter - ประเภทของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม - ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เช่น ประเภทพลังงานหมุนเวียน ประเภท Cogeneration - เชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงสำรองที่ใช้ผลิตไฟฟ้า - เชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ผลิตไฟฟ้า - จุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. - จุดติดตั้งมาตรวัดซื้อขายพลังงานไฟฟ้า - ปริมาณการซื้อพลังไฟฟ้าสำรอง (MW) - การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือระบบไอน้ำ - ข้อมูล Start – Up - การจัดเตรียมการควบคุมแรงดัน 4 Mode (Remote High Side Voltage Control, Remote High Side MVAR Control, Local High Side Voltage Control, Local High Side MVAR Control)
(ค) ข้อมูลศึกษาผลกระทบ (ตามมาตรฐานของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.)	- กำหนดวันขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก และขั้นตอนการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า - ข้อมูลทางเทคนิคตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบ

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
	โครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
(ง) ระบบป้องกัน	- ระบบป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้า - ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System) - ระบบป้องกัน Direct Transfer Trip และ Logic Diagram And Configurations - Single Line Diagram - ข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay
(จ) ระบบสื่อสาร	- อุปกรณ์ระบบสื่อสาร - SCADA - RTU - ระบบ Party Line - หมายเลขโทรศัพท์ในเครือข่าย กฟผ. - หมายเลขโทรสารในเครือข่าย กฟผ. - หมายเลขโทรศัพท์ผู้ให้บริการสาธารณะ - หมายเลขโทรศัพท์เคลื่อนที่สำรอง (ถ้ามี) - หมายเลขโทรศัพท์สำนักงาน - หมายเลขโทรสารสำนักงาน
(ฉ) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า	- อุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า - การติดตั้ง Unit Monitoring Meter - ระบบ Automatic Meter Reading (AMR) - ระบบสื่อสารสำรอง สำหรับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
(ช) ข้อมูลก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	- ใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า - ใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม - หนังสืออนุญาตขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย - แผนบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าและแผนบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี
(ฌ) กำหนดการ First Synchronization	- กำหนดวัน First Synchronization - ขั้นตอนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
(ญ) กำหนดการทดสอบ Trial Run (Tentative Program)	- กำหนดวันทดสอบ - กำหนดจำนวนวันที่จะทำการทดสอบ

ตารางที่ 3.2 รายการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อ ก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(5) ก่อนถึงกำหนดเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องมีการตรวจสอบข้อมูล และทดสอบความพร้อมใช้งานของระบบต่าง ๆ ระหว่างผู้เชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ดังนี้

(ก) การแสดงข้อมูลทางไฟฟ้าผ่านระบบ SCADA แบบ Real Time

(ข) ความถูกต้องของการอ่านและส่งค่าทางไฟฟ้าของระบบ RTU

(ค) ขั้นตอนการทำงานของระบบป้องกันต่าง ๆ

(ง) การใช้งานของระบบโทรศัพท์ ระบบโทรสาร และระบบ Party Line

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อ นำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา หรือในกรณีที่อุปกรณ์ไฟฟ้าหรือคุณลักษณะของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่ตรงกับที่แจ้งหรือส่งให้ กฟผ. ศึกษา หรือไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดใดข้อกำหนดหนึ่งตามที่ระบุไว้ได้ กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อ ทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องนั้นครบถ้วนแล้ว

3.1.2.2 ข้อกำหนดเพิ่มเติม

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว

3.1.3 การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนดที่ 3.1.2.1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนดที่ 3.1.2.2

3.1.3.1 การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า

สำหรับผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบของอุปกรณ์ที่ใช้ Inverter กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกราย หลังได้รับเอกสารการขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใดๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

3.1.3.1.1 ข้อกำหนดการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า

3.1.3.1.1.1 การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าโดยผ่านระบบ Monitoring System ผลลัพธ์ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดที่ 1.3 โดยมีหัวข้อที่ต้องตรวจวัดดังนี้

(1) แรงดัน (Voltage Level)

(2) ความถี่ (Frequency)

(3) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

(4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

กฟผ. จะทำการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่ขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า และจะแจ้งผลการตรวจวัดให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 10 วัน

3.1.3.1.1.2 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control) เป็นการทดสอบเพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้สูงสุดที่ปริมาณเท่าไร

โดยผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter หรือแสดงผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) โดยส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา โดยมีขั้นตอนในการทดสอบดังนี้

(ก) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้น ๆ

(ข) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

(ค) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ศูนย์เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

(ง) ทำการทดสอบเหมือนข้อ (ค) โดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

(จ) กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มจ่ายไฟฟ้าที่ศูนย์เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

(ฉ) ทำการทดสอบเหมือนข้อ (จ) แต่กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าและทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้

(ช) จากข้อ (ค) ถึงข้อ (ฉ) บันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P (ระบบผลิตไฟฟ้า)	**P(ที่วัดได้)**	**±Q (สูงสุดที่วัดได้)**	**PF. (ที่วัดได้)**
0 %			
10 %			
20 %			
30 %			
40 %			
50 %			
60 %			
70 %			
80 %			
90 %			
100 %			

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่น ๆ ที่พิสูจน์ความสามารถในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดตามข้อกำหนดนี้

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการหลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.1.1.3 การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในโหมดควบคุม Power Factor แบบคงที่ได้ โดยผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter หรือแสดงผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) โดยส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

(ก) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้น ๆ

(ข) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

(ค) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ Power Factor Set Point เท่ากับ 0.90 Lagging หรือตามที่ทั้งสองฝ่ายเห็นชอบร่วมกัน โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ

(ง) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตาราง

(จ) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ Power Factor Set Point เท่ากับ 0.90 Leading หรือตามที่ทั้งสองฝ่ายเห็นชอบร่วมกัน โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ

(ฉ) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตาราง

(ช) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ Power Factor Set Point เท่ากับ 1.0 โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ

(ซ) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P (ระบบผลิตไฟฟ้า)	PF. (ที่กำหนด)	P(ที่วัดได้)	Q (ที่วัดได้)	PF. (ที่วัดได้)
0 %	0.90 Lagging			
10 %	0.90 Lagging			
20 %	0.90 Lagging			
30 %	0.90 Lagging			
40 %	0.90 Lagging			
50 %	0.90 Lagging			
60 %	0.90 Lagging			
70 %	0.90 Lagging			
80 %	0.90 Lagging			
90 %	0.90 Lagging			
100 %	0.90 Lagging			

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P (ระบบผลิตไฟฟ้า)	PF. (ที่กำหนด)	P(ที่วัดได้)	Q (ที่วัดได้)	PF. (ที่วัดได้)
0 %	0.90 Leading			
10 %	0.90 Leading			
20 %	0.90 Leading			
30 %	0.90 Leading			
40 %	0.90 Leading			
50 %	0.90 Leading			
60 %	0.90 Leading			
70 %	0.90 Leading			
80 %	0.90 Leading			
90 %	0.90 Leading			
100 %	0.90 Leading			

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่น ๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในโหมด Power Factor แบบคงที่ ตามข้อกำหนด

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการ หลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.1.1.4 การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U) เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ โดยผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter หรือแสดงผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) โดยส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

(ก) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้น ๆ

(ข) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

(ค) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ Voltage Set Point ดังตาราง

(ง) เริ่มทดสอบและบันทึกค่าที่ได้ดังตาราง

(จ) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ Voltage Set Point ดังตาราง

(ฉ) เริ่มทดสอบและบันทึกค่าที่ได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P,Set Point (%)	V,Set Point (Vac)	P (ที่วัดได้)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac))	Q (ที่วัดได้) (Var)
Lower Limits						
10	0.95Vn					
20	0.95Vn					
30	0.95Vn					
40	0.95Vn					
50	0.95Vn					
60	0.95Vn					
70	0.95Vn					
80	0.95Vn					
90	0.95Vn					
100	0.95Vn					

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P,Set Point (%)	V,Set Point (Vac)	P (ที่วัดได้)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac))	Q (ที่วัดได้) (Var)
Lower Limits						
10	1.05Vn					
20	1.05Vn					
30	1.05Vn					
40	1.05Vn					
50	1.05Vn					
60	1.05Vn					
70	1.05Vn					
80	1.05Vn					
90	1.05Vn					
100	1.05Vn					

สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ ตามข้อกำหนด

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการ หลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.1.1.5 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control) เป็นการทดสอบเพื่อต้องการตรวจสอบว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าได้ โดยผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter หรือแสดงผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) โดยส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา ดังนี้

1. สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าได้อย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซนต์ต่อนาที
2. สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าทุกๆ 10 เปอร์เซนต์ของพิกัด โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่หลุดการเชื่อมต่อกับระบบโครงขายไฟฟ้า
3. มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้
   (ก) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
   (ข) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
   (ค) ตั้งค่าการควบคุมกำลังไฟฟ้าให้เริ่มต้นที่ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และปรับลดลงครั้งละ 10 เปอร์เซนต์จนกระทั่งถึง 0 เปอร์เซนต์ และตั้งค่าการทำงานอื่น ๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานในภาวะปกติ
   (ง) เริ่มทดสอบโดยให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซนต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าจากนั้นทำการปรับลดกำลังไฟฟ้าลงตามข้อ (ค) แล้วทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าและเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำการลดกำลังไฟฟ้าได้ในแต่ละครั้ง

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่น ๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าตามข้อกำหนด

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการ หลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.1.1.6 การทดสอบความสามารถในการทนต่อภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through) โดยผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter โดยแสดงผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) ที่บ่งบอกถึงความสามารถในการทนได้ของแรงดันตกชั่วขณะเกิด Fault ในระบบส่ง โดยต้องเป็นไปตามข้อกำหนดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินตามความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดกับระยะเวลานับจากการเกิด Fault ที่อนุญาตให้โรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ (Voltage Ride Through Requirement รูปที่ 3.11) และส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

Test List	V (V/Vn)	Trip Time (Should be)(sec)	Trip Time (As Found)(sec)
three-phase Faults	0 Vn	0.25	
	0.2 Vn	0.86	
	0.4 Vn	1.47	
	0.6 Vn	2.08	
	0.8 Vn	2.69	
	0.9 Vn	3	
Phase-phase Faults	0 Vn	0.25	
	0.2 Vn	0.86	
	0.4 Vn	1.47	
	0.6 Vn	2.08	
	0.8 Vn	2.69	
	0.9 Vn	3	
Single Line To Ground Faults	0 Vn	0.25	
	0.2 Vn	0.86	
	0.4 Vn	1.47	
	0.6 Vn	2.08	
	0.8 Vn	2.69	
	0.9 Vn	3	

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่น ๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการทนต่อภาวะแรงดันตกชั่วขณะตามข้อกำหนด

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการ หลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.1.1.7 การทดสอบความสามารถในการตอบสนองด้านความถี่ กรณีที่ความถี่ไม่อยู่ในช่วง 50.00 $\pm$ 0.5 Hz ให้ดำเนินการโดยโรงไฟฟ้าทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter โดยแสดงผลการทดสอบจริงจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) ที่บ่งบอกถึงความสามารถในการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าโดยต้องเป็นไปตามข้อกำหนดที่อนุญาตให้โรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการ หลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.1.1.8 การทดสอบความสามารถในการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้า กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าขณะนั้น (Gradient Reduced Power At 40 %/Hz Of The Instantaneously Available Power) ให้ดำเนินการโดยโรงไฟฟ้าทำการทดสอบความสามารถของอุปกรณ์ Inverter โดยแสดงผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (Site Test) ที่บ่งบอกถึงความสามารถในการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าโดยต้องเป็นไปตามข้อกำหนดที่อนุญาตให้โรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา

กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย และจะแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 3 วันทำการ หลังจากได้รับข้อมูลครบถ้วน

3.1.3.2 การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3.1.3.2.1 ก่อนการทดสอบเดินเครื่อง

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนดที่ 3.1.2.1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนดที่ 3.1.2.2

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบความเสถียรของการเดินเครื่องโดยต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเนื่องในปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาตลอด 24 ชั่วโมง โดยในระหว่างการทดสอบ ต้องไม่มีการหยุดหรือลดการเดินเครื่องมากกว่าร้อยละ 10 (10%) ต่อเนื่องนานกว่า 30 นาที

(3) ผู้เชื่อมต่อจะต้องทำการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test) ขณะมีการเดินเครื่องที่ 50%, 75% และ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เกี่ยวข้องทราบ

(4) กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกรายตามตารางที่ 3.2 และจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 7 วัน หลังได้รับเอกสารการขอทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใดๆ เกิดเหตุขัดข้องหรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาและจะไม่อนุญาตให้มีการทดสอบ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

(5) เฉพาะผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญาให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนถึงกำหนดวันเริ่มต้นทดสอบ พร้อมนำส่งกำหนดการทดสอบตามตารางที่ 3.2 (ญ) (Finally Program) และข้อมูลความพร้อมของผู้เชื่อมต่อ ตามตารางที่ 3.2 ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อแจ้งล่วงหน้าน้อยกว่า 5 วันทำการ กฟผ. สงวนสิทธิ์ที่จะพิจารณาเลื่อนกำหนดการขอเริ่มต้นการทดสอบนั้นออกไปจนเท่ากับ หรือมากกว่า 5 วันทำการตามความจำเป็น

3.1.3.2.2 แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งขอทำการทดสอบตามเงื่อนไขข้อกำหนดแล้ว กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ โดยแผนการทดสอบมีวัตถุประสงค์ เพื่อทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกระแสไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และความเชื่อถือได้ของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามสภาพระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวันก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ในการพิจารณาออกแผนการทดสอบนั้น กฟผ. จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นสำคัญ

3.1.3.2.3 ข้อกำหนดการผ่านการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

(1) ผู้เชื่อมต่อต้องขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญา

(2) กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ ตามข้อ 3.1.3.2.2 ซึ่งเมื่อ กฟผ. กำหนดแผนการทดสอบแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้ได้ตามแผนการทดสอบนั้น

(3) การเริ่มต้นทดสอบ กำหนดให้เริ่ม ณ เวลาที่ตกลงร่วมกันไว้ทั้ง 2 ฝ่าย โดยการนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน คือ นับจากเวลา เริ่มต้น ถึงเวลาเดียวกัน ของวันถัดไป หรือครบ 24 ชั่วโมงแล้วแต่กรณี

(4) หลังสิ้นสุดระยะเวลาการทดสอบตามแผนการทดสอบ ผู้เชื่อมต่อต้องสรุปผลการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตลอดระยะเวลาการทดสอบ ส่งให้ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการพิจารณาผลการทดสอบ

(5) ผู้เชื่อมต่อที่ได้รับการรับรองจาก กฟผ. ว่าผลการทดสอบผ่านตามข้อกำหนดฉบับนี้แล้ว แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ดังกล่าวนั้นจะนับระยะเวลาในแผนการทดสอบเดิมรวมกับระยะเวลาในแผนการทดสอบที่ขอขยายเพิ่ม แต่หากไม่ผ่านการทดสอบจะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นไม่ใช่การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

3.1.3.2.4 เงื่อนไขและข้อยกเว้น

(1) ช่วงของการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) ให้โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ±2% ของแผนการทดสอบได้ไม่เกิน 4 คาบต่อวัน โดยไม่นับรวมช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามแผนการทดสอบ ซึ่ง กฟผ. อนุโลมให้มีการเบี่ยงเบนนอกช่วง ±2% ได้ 2 คาบต่อการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและลดลงในครั้งนั้น

(ข) ให้โรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ±5% ของแผนการทดสอบ ได้ไม่เกิน 12 คาบต่อวัน โดยไม่นับรวมช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามแผนการทดสอบซึ่ง กฟผ. อนุโลมให้มีการเบี่ยงเบนนอกช่วง ±5% ได้ 2 คาบต่อการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หรือลดลงในครั้งนั้น

(ค) หากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วงที่ยอมรับได้ตามข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4(1)(ก) หรือ 3.1.3.2.4(1)(ข) มากกว่า 4 คาบต่อวัน หรือ 12 คาบต่อวัน แล้วแต่กรณี กฟผ. จะไม่นับว่าวันดังกล่าวผ่านการทดสอบ โดยไม่มีผลกับวันก่อนหน้าที่ กฟผ. พิจารณาว่าผ่านการทดสอบแล้ว และยังสามารถนับจำนวนวันทดสอบต่อเนื่องได้ หากผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ขอทำการทดสอบต่อ โดยการแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องจากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิม

(ง) ผู้เชื่อมต่อต้องติดตาม และตรวจสอบผลการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Real Time ซึ่งหากผู้เชื่อมต่อพบว่า ไม่สามารถควบคุมการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงเบี่ยงเบนตามที่กำหนดได้ ให้ประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง) เพื่อขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติม

และต่อเนื่อง จากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิมอย่างน้อย 1 วัน (24 ชั่วโมง) หรือเท่ากับจำนวนวันที่ไม่สามารถทำได้ พร้อมชี้แจงเหตุผล

(จ) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ตามข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4(1)(ง) แล้วจะพิจารณาออกแผนการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อ ตามระยะเวลาที่ผู้เชื่อมต่อขอขยายการทดสอบ ภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากที่ได้รับแจ้ง โดยคำนึงถึง ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(ฉ) หากผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบ ตามข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4(1)(ง) และ กฟผ. ได้ตรวจสอบพบภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อสิ้นสุดระยะเวลาตามแผนการทดสอบแล้ว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ ซึ่งผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอเริ่มต้นการทดสอบใหม่ทั้งหมด

(2) การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) กรณีโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดด้วยสาเหตุจากระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า (ลดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเหลือ 0 เมกะวัตต์) กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบตลอดช่วงเวลาตั้งแต่เริ่มต้นการทดสอบ จนถึงเวลาที่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว แต่หากโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าแต่เพียงบางส่วน หรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง (ยังมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น กรณีปลดเครื่องกังหันก๊าซเพียง 1 เครื่องจากทั้งหมด) กฟผ. จะพิจารณาตามเงื่อนไขและข้อยกเว้นการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วงที่ยอมรับได้ตามข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4 (1) โดยภายในระยะเวลา 24 ชั่วโมง นับจากเกิดเหตุการณ์ต้องทำการแก้ไขเพื่อกลับมาจ่ายไฟฟ้าให้ได้ตามแผนทดสอบ แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถแก้ไขได้ภายในระยะเวลาดังกล่าว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ข) หลังเกิดเหตุการณ์ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ทราบทันที พร้อมรายงานสาเหตุ

(ค) เมื่อโรงไฟฟ้าสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องได้แล้ว และมีความประสงค์ขอเริ่มต้นทดสอบใหม่ หรือขอขยายระยะเวลาการทดสอบแล้วแต่กรณี ให้ประสานงานแจ้ง ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง)

(ง) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอเริ่มต้นทดสอบใหม่หรือขอขยายระยะเวลาการทดสอบแล้ว จะพิจารณาออกแผนการทดสอบใหม่ให้ผู้เชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(3) การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า

(ก) กรณีโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดหรือการไฟฟ้าแจ้งให้โรงไฟฟ้าลดกำลังผลิตไฟฟ้าเพียงบางส่วนด้วยสาเหตุจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้านั้นไว้ชั่วคราว โดยยังให้สิทธิ์ในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมภายหลังระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความพร้อมในการให้โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าได้ตามแผนทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) หลังเกิดเหตุการณ์ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ให้ทราบทันทีพร้อมรายงานสาเหตุ ทั้งนี้เมื่อการไฟฟ้าสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าให้มีความพร้อมในการให้เชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้แล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อขออนุญาตเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบต่อ (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง)

(ค) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอทำการทดสอบต่อเนื่องแล้ว จะพิจารณาออกแผนการทดสอบต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อตามระยะเวลาสิ้นสุดการทดสอบที่ถูกเลื่อนออกไป โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(ง) การนับระยะเวลาการทดสอบ ให้นับต่อเนื่องเมื่อผู้เชื่อมต่อสามารถขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าได้ตามแผนการทดสอบภายในระยะเวลาที่กำหนด แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าได้ตามแผนทดสอบดังกล่าวภายในระยะเวลาที่กำหนด กฟผ. จะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นได้สิ้นสุดลงและโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(จ) ให้การนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน ที่เกิดเหตุการณ์นี้ สิ้นสุดเมื่อระยะเวลาการทดสอบนับต่อเนื่องตามข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4(3)(ง) ครบ 24 ชั่วโมง และกำหนดให้ใช้เวลาสิ้นสุดใหม่ดังกล่าวนี้ เป็นเวลาเริ่มต้นการทดสอบในวันถัดไป (ถ้ามี)

(4) ระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าขัดข้องระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) กรณีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตรวจพบว่าระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสาร ของโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องระหว่างที่ทำการทดสอบด้วยสาเหตุจากโรงไฟฟ้า กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงที่ระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสาร เกิดเหตุขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องไว้ โดยยังให้สิทธิ์ในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมถ้าผู้เชื่อมต่อสามารถดำเนินการแก้ไขให้ระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการใช้งานได้ตามปกติภายในระยะเวลา 48 ชั่วโมง นับจากวันและเวลาที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. แจ้ง แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ภายในระยะเวลาที่กำหนดดังกล่าว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ข) ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. กรณีตรวจพบระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อรายงานสาเหตุขัดข้องและแผนการดำเนินการแก้ไข

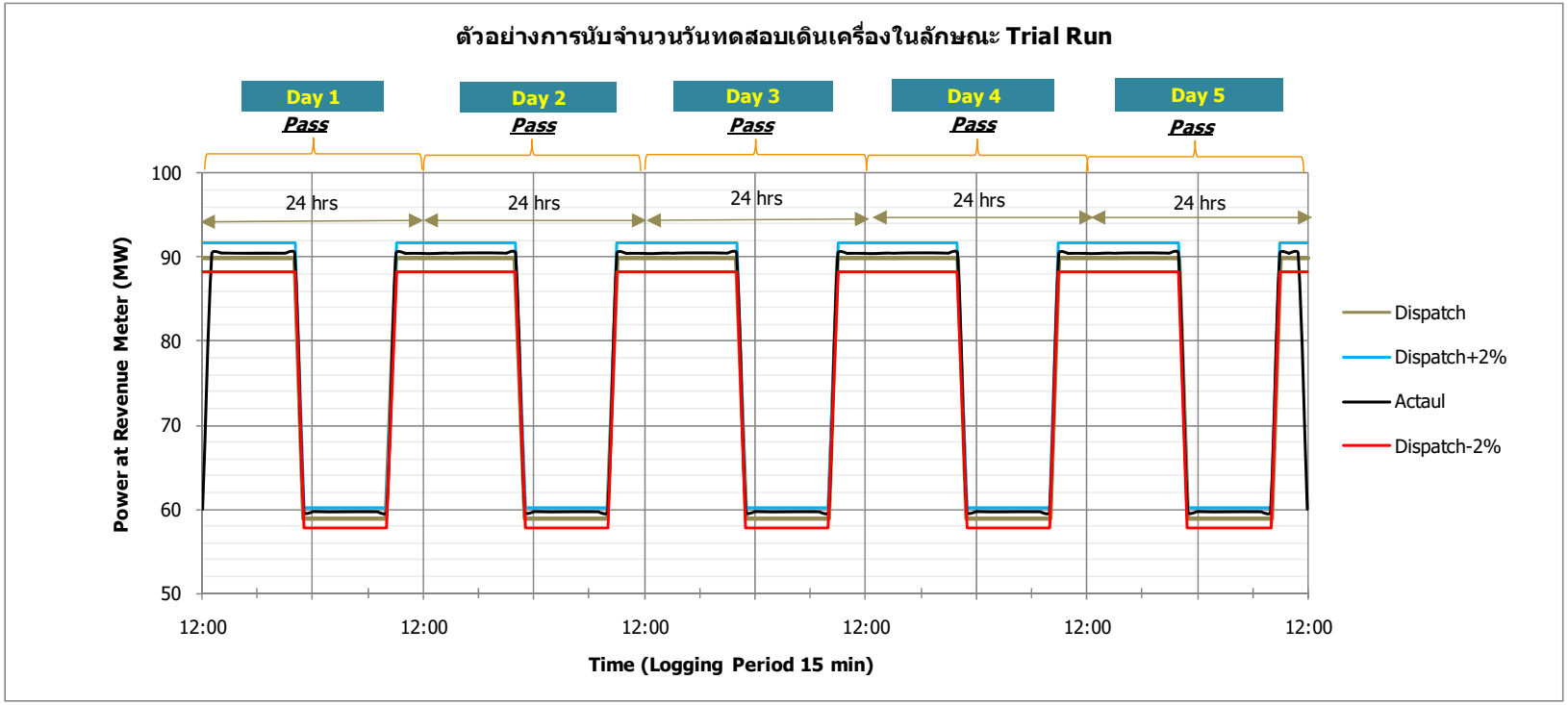
(ค) เมื่อผู้เชื่อมต่อสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องให้ระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการใช้งานได้แล้ว ให้ประสานงานแจ้ง ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง) เพื่อขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่อง จากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิมด้วยระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องนั้น

(ง) ภายหลังจากที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4(4)(ค) แล้ว ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อตามระยะเวลาที่ผู้เชื่อมต่อขอขยายการทดสอบภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากเวลาที่ได้รับแจ้ง โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

3.1.3.2.4 ข้อปฏิบัติในการทดสอบ

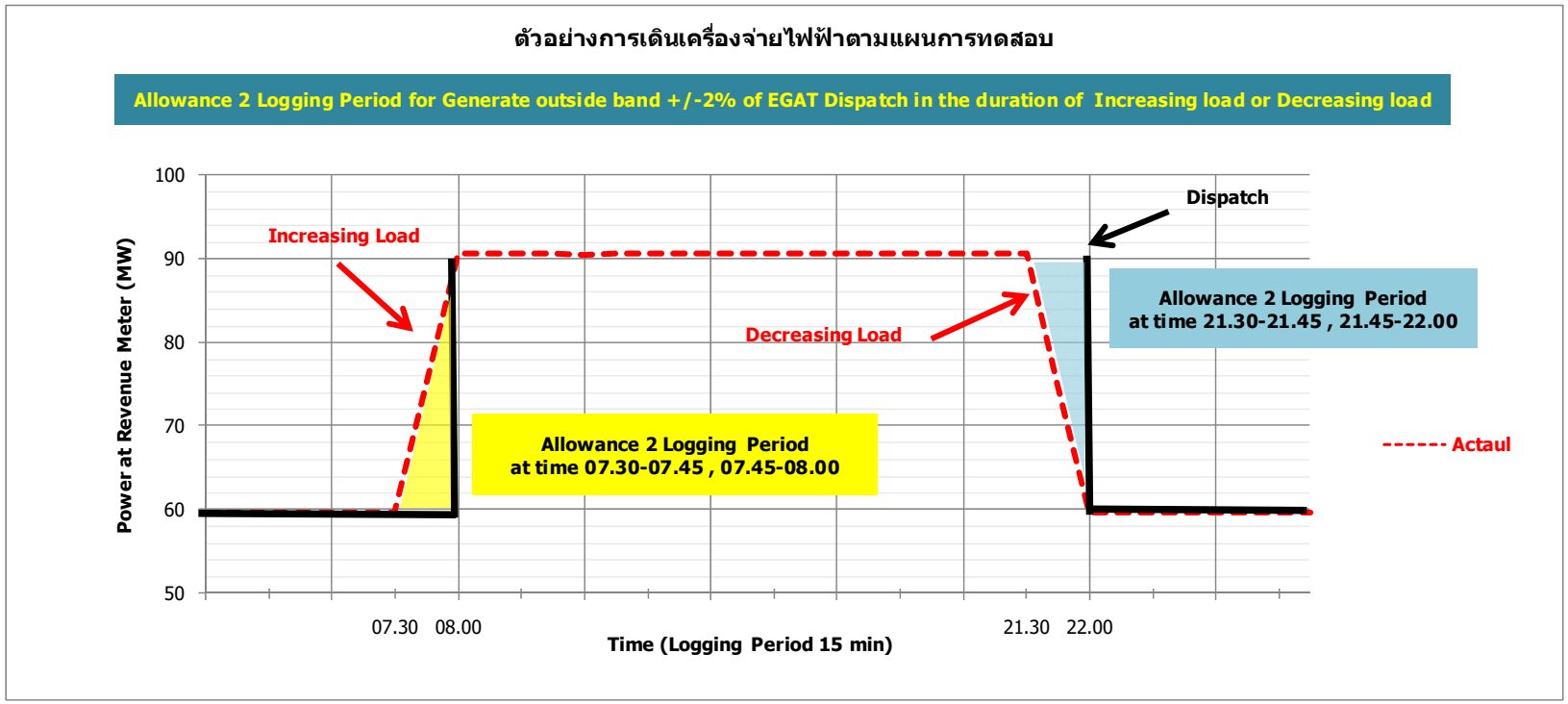
(1) ก่อนถึงเวลาเริ่มต้นทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อให้ได้รับการอนุญาตให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อบันทึกเวลาเริ่มต้นการทดสอบ

(2) หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบันทึกค่าต่างๆ วันที่ เวลา และปริมาณพลังไฟฟ้า

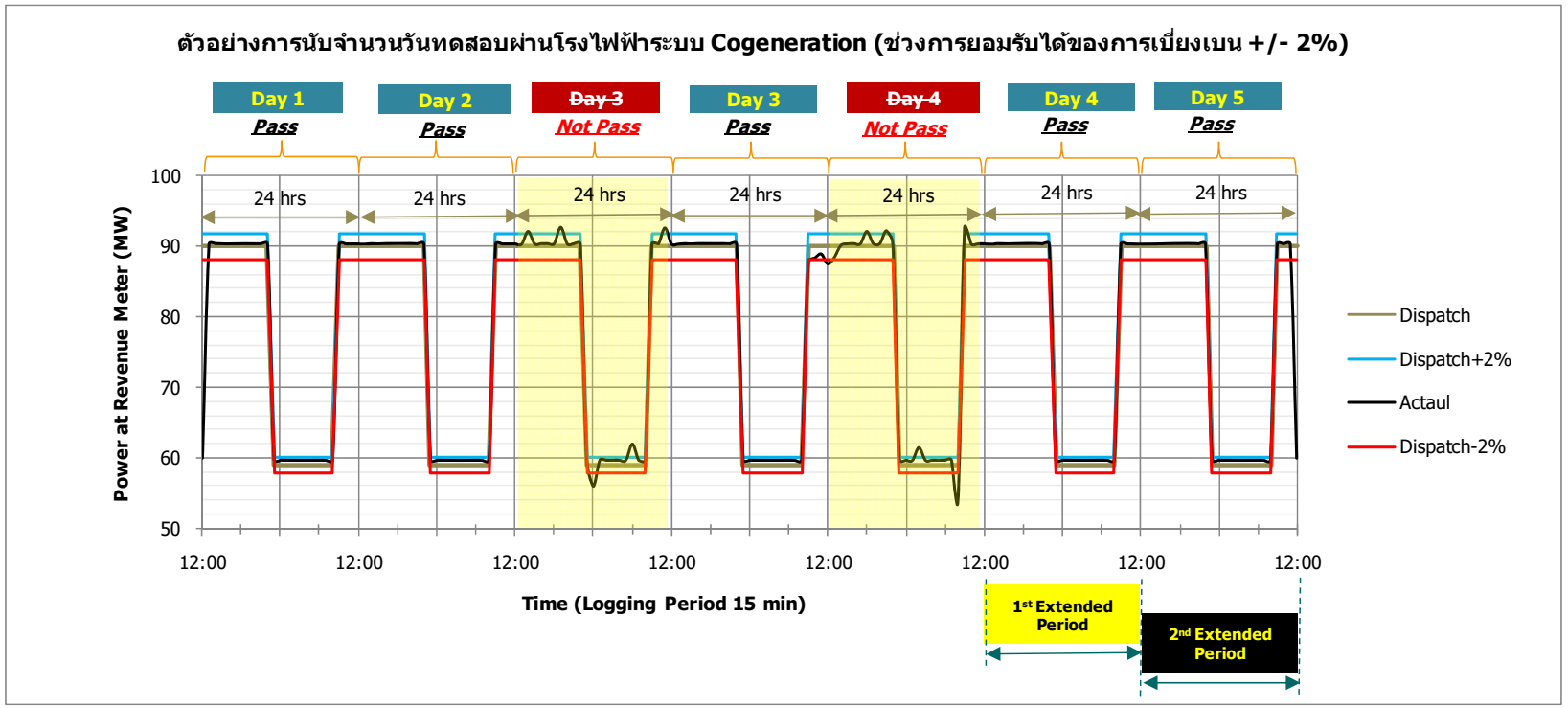


รูปที่ 3.1 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบของโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration

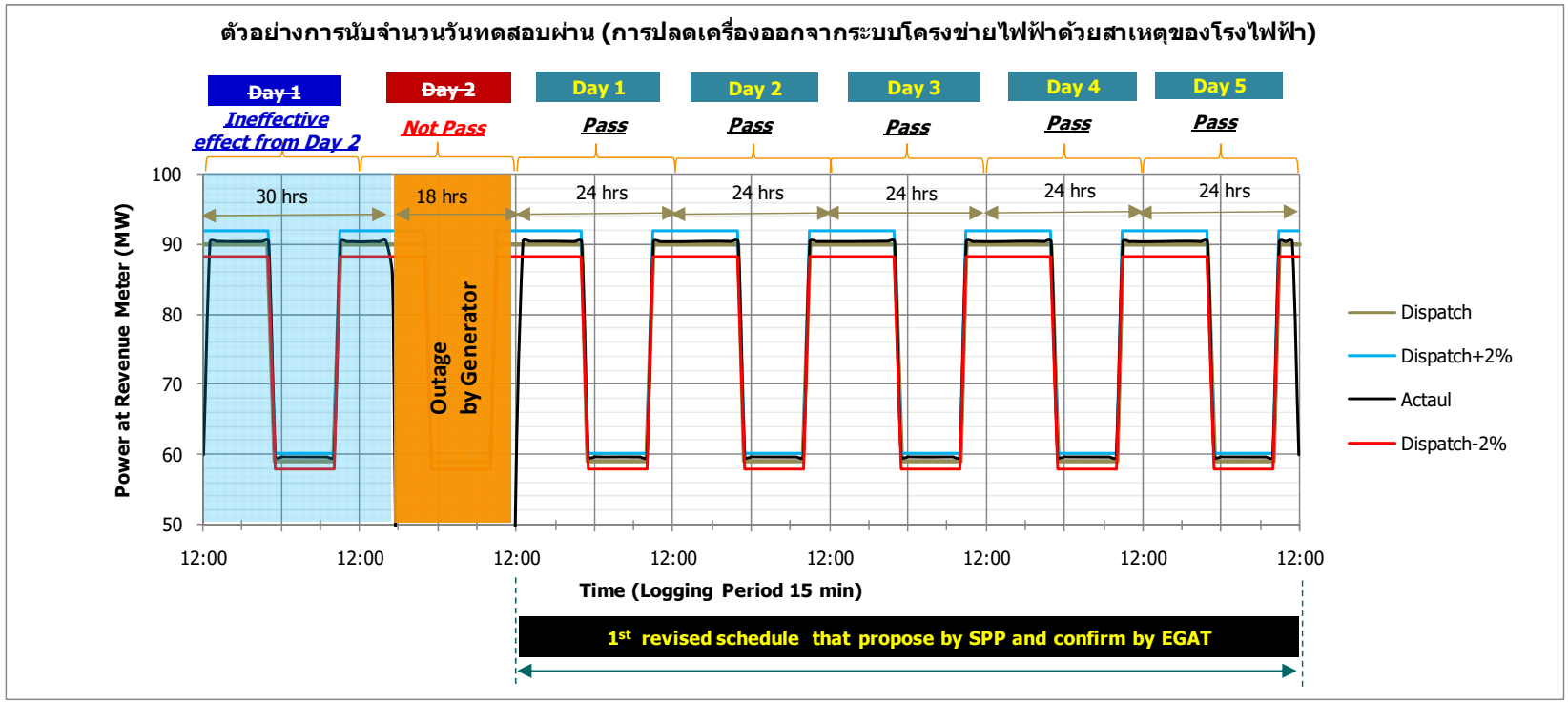
(สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ± 5%)



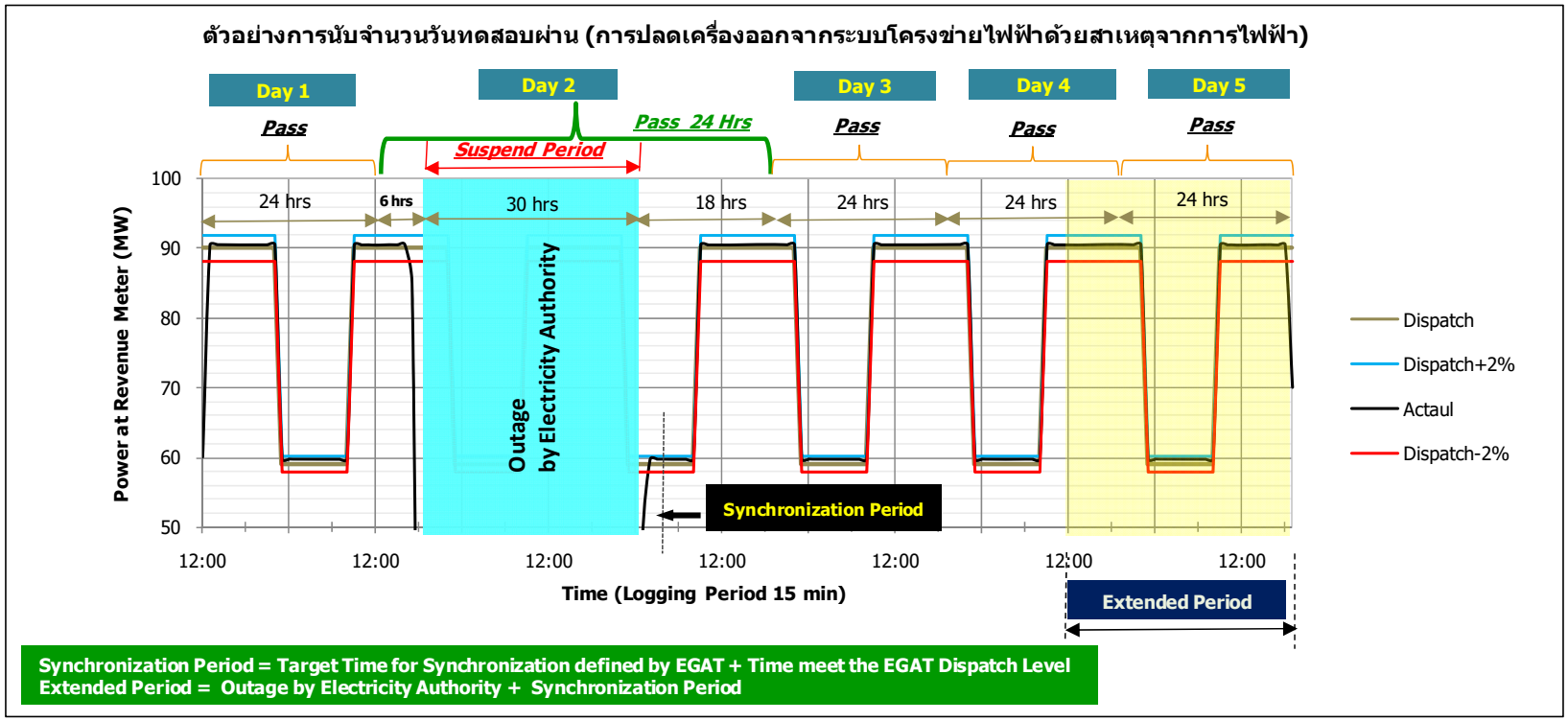
รูปที่ 3.2 ตัวอย่างการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าตามแผนการทดสอบ



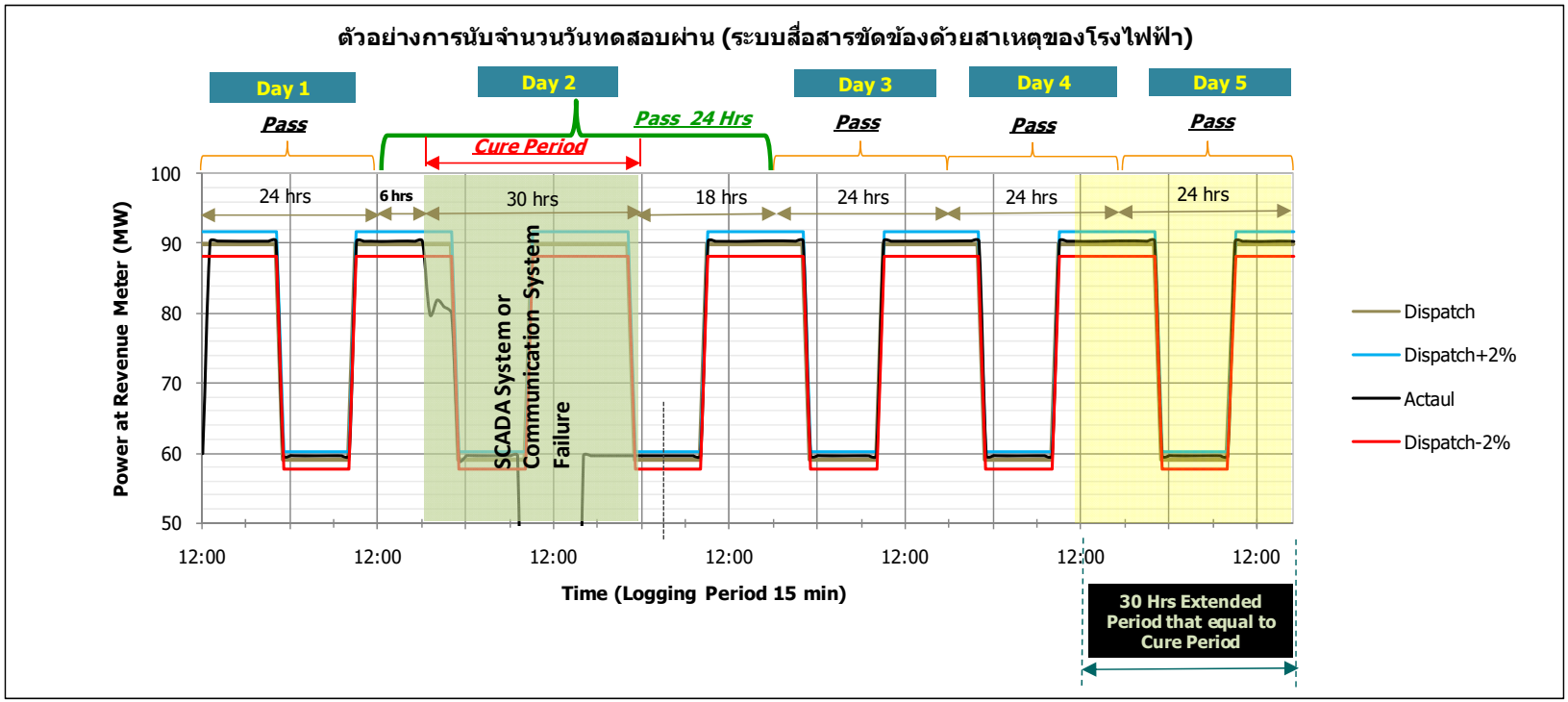
รูปที่ 3.3 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่านของโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration
ช่วงการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบน ± 2% ของแผนทดสอบ ไม่เกิน 4 คาบต่อวัน
(สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน ช่วงการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบน ± 5% ของแผนทดสอบ ไม่เกิน 12 คาบต่อวัน)



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)



รูปที่ 3.5 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า)



รูปที่ 3.6 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ระบบสื่อสารขัดข้องด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)

แบบแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบการเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ของ SPP Firm

บริษัท : .....

Document ID .....

ตามที่บริษัทฯ ได้รับอนุญาตให้ทดสอบการเดินเครื่อง ในลักษณะ Trial Run ตามแผนการสั่งการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เลขที่ .....ลงวันที่.....

ระหว่างวันที่ ..... เวลา ..... น. ถึงวันที่ ..... เวลา..... น. นั้น

เนื่องจากเกิดเหตุการณ์

☐ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง +/- 2% ของแผนสั่งการเดินเครื่องทดสอบในลักษณะ Trial Run เกิน 4 ครั้ง/วัน ในรอบ 24 ชั่วโมง

เมื่อวันที่..... เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำ หนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอ ขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ โรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้อง ทำให้ต้องปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้า

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้ อขายไฟฟ้าบริษัทฯ **จึงขอ แจ้งกำหนดการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ใหม่** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

เริ่มวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ เกิดเหตุการณ์ตัดการเชื่อมโยง ด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

เวลาในการ Start-up ตาม Warmth Condition (Hot, Warm, Cold Start-up Time)

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ อื่นๆ .....

.....

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าบริษัทฯ .....

..... จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

.....วันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจาณา

บริษัทฯ	**ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า**
ผู้แจ้ง	ผู้รับแจ้ง .....
(.....)	(.....)
ตำแหน่ง	ตำแหน่ง .....
วันที่ ..... เวลา ..... น.	วันที่ .....เวลา ..... น.

รูปที่ 3.7 แบบฟอร์มการแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

3.1.4 การดำเนินการก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

3.1.4.1 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm

3.1.4.1.1 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm ชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(1) หลังสิ้นสุดการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งสรุปผลการทดสอบ ตามข้อ 3.1.3.2 เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ ไม่น้อยกว่า 3 วันทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดที่ 3.1.3 แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมาและออกแผนรับซื้อไฟฟ้าหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อ

3.1.4.1.2 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm ชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter

(1) หลังสิ้นสุดการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าตามข้อ 3.1.3.1 และผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ตามข้อ 3.1.3.2 เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ ไม่น้อยกว่า 3 วันทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดที่ 3.1.3 แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา

3.1.4.2 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm

3.1.4.2.1 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm ชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบของอุปกรณ์ที่ใช้ Inverter

(1) หลังสิ้นสุดการทดสอบ ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าตามข้อ 3.1.3.1 ให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบพร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดที่ 3.1.3 แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา

3.1.4.3 ข้อกำหนดเพิ่มเติม

(1) หากผู้เชื่อมต่อดำเนินการไม่ครบถ้วนตามขั้นตอนในข้อกำหนดที่ 3.1.4.1 หรือ 3.1.4.2 แล้วแต่กรณี กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อ ทำการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วนต่อไป

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและผลการทดสอบการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พร้อมส่งผลดังกล่าวให้ กฟผ. เพื่อพิจารณา

(2) เมื่อผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ได้ผ่านขั้นตอนการกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าร่วมกันแล้ว ทั้งสองฝ่ายจะไม่สามารถอ้างเหตุใด ๆ เพื่อขอเลื่อน หรือยกเลิกวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ ยกเว้นฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดได้รับผลกระทบที่เกิดเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัย

3.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีเพียงพอต่อความต้องการใช้ของประเทศ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

3.2.1 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm

3.2.1.1 การประสานงานด้านจัดทำแผนการบำรุงรักษาของผู้เชื่อมต่อ

3.2.1.1.1 การจัดแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออุปกรณ์และระบบส่งซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ จะพิจารณาโดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดย กฟผ. จะพยายามจัดทำแผนการบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้เชื่อมต่อ หากการบำรุงรักษาดังกล่าวไม่กระทบกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ

ในกรณีที่แผนการบำรุงรักษาที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมีผลกระทบดังกล่าว กฟผ. จะเสนอช่วงเวลาอื่นที่เหมาะสมให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อยังยืนยันที่จะบำรุงรักษา

โรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้านั้น ให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้โดยนับชั่วโมงดังกล่าวเป็นชั่วโมงจำหน่ายไฟฟ้าปกติ

ทั้งนี้ในกรณีที่ กฟผ. ได้มีการตอบรับแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าไปแล้ว ภายหลังพบว่าระบบไฟฟ้า มีผลกระทบจากเหตุอื่นเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผู้เชื่อมต่อเพื่อขอปรับเลื่อนการบำรุงรักษาให้พ้นช่วงที่มีผลกระทบนั้นตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมีสิทธิ์พิจารณาที่จะปรับเลื่อนการบำรุงรักษาตามที่ กฟผ. ร้องขอหรือไม่ตามความจำเป็นของผู้เชื่อมต่อ

3.2.1.1.2 แผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า (Maintenance Cycle) ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ไม่น้อยกว่า 30 วัน โดยผู้เชื่อมต่อต้องระบุรายละเอียดของการบำรุงรักษา วัน เวลา และระยะเวลาที่จะทำการบำรุงรักษาให้ชัดเจน ทั้งนี้จำนวนปีที่มีการแจ้งซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) ต้องมีความถี่ไม่เกิน 2 ปีในรอบ 4 ปี และกรณีที่มีการซ่อมใหญ่ 2 ปีในรอบ 4 ปี จำนวนวันที่ทำการบำรุงรักษาใน 2 ปีดังกล่าวรวมกันต้องไม่เกิน 80 วัน โดยแต่ละปีที่มีการซ่อมใหญ่จะใช้จำนวนวันที่ทำการบำรุงรักษาในปีนั้นไม่เกิน 45 วัน โดย กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อ ทราบภายใน 15 วัน หลังจากวันที่ได้รับแจ้ง

แต่หากผู้เชื่อมต่อดำเนินการไม่ครบถ้วนตามที่กำหนด กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วนแล้ว

3.2.1.1.3 แผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี

แผนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเป็นรายปีล่วงหน้า 5 ปี ที่ได้กำหนดไว้แล้วในแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า โดยมีการแจ้งล่วงหน้าให้ กฟผ. ทราบและผ่านขั้นตอนการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.2 แล้ว

ก่อนวันที่ 1 ตุลาคม ของทุกปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ารายปีล่วงหน้า 5 ปี ตามที่ได้กำหนดไว้แล้วในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.2 หรือเสนอแผนการบำรุงรักษารายปีที่ปรับปรุงใหม่ให้ กฟผ. ทราบโดยให้ระบุรายละเอียดดังต่อไปนี้ให้ครบถ้วน

(1) กำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่ายให้ กฟผ.
(2) วัน เวลา และระยะเวลาที่ต้องการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อทำการบำรุงรักษา
(3) ช่วงเวลาอื่นถ้า กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ตามที่ผู้เชื่อมต่อเสนอ

ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อไม่ประสงค์จะเปลี่ยนแปลงแผนการบำรุงรักษา ขอให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งยืนยันแผนการบำรุงรักษาเดิมมายัง กฟผ. และหากวันที่กำหนดแจ้งแผนการบำรุงรักษาตรง

กับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อนำส่งแผนการบำรุงรักษาดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.1.1.4 การพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษารายปีของ กฟผ.

ก่อนวันที่ 1 พฤศจิกายน กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาแผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ โดยพิจารณาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ และข้อจำกัดอื่นที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยจะพยายามให้ทุกโรงไฟฟ้าสามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามแผนที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา แต่หาก กฟผ. ไม่สามารถให้ผู้เชื่อมต่อหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามเวลาที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งมาได้ กฟผ. จะเสนอช่วงเวลาอื่นที่เหมาะสมให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา

หากผู้เชื่อมต่อพิจารณาว่าช่วงเวลาที่ กฟผ. เสนอนั้นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ผู้เชื่อมต่อต้องประสานงานแจ้ง กฟผ. เพื่อพิจารณาร่วมกันก่อนวันที่ 15 พฤศจิกายน ทั้งนี้เพื่อให้เกิดการประสานงานด้านการวางแผนการผลิตไฟฟ้าที่ดี ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาให้ทั้งสองฝ่ายคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้าของระบบ และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นหลักตามข้อ 3.2.1.1.1

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดประสานงานแจ้ง กฟผ. ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.1.1.5 แผนการบำรุงรักษารายปี

แผนการบำรุงรักษารายปี (Planned Outage) คือ แผนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาล่วงหน้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในปีแรกของแผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปีตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.3 ที่ได้ผ่านความเห็นชอบจาก กฟผ. ตามขั้นตอนการพิจารณาในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.4 แล้ว ซึ่งแผนการบำรุงรักษารายปีดังกล่าวนี้ จะมีผลใช้สำหรับการพิจารณาแผนการบำรุงรักษารายเดือน แผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ และแผนการบำรุงรักษารายวัน ในปีดังกล่าวนั้นตามมา โดยหากผู้เชื่อมต่อต้องการแก้ไขสามารถทำได้โดยการแจ้งล่วงหน้าในแผนการบำรุงรักษารายเดือนตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.6

3.2.1.1.6 แผนการบำรุงรักษารายเดือน

ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้กำหนดเวลาให้ผู้เชื่อมต่อหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ารายปีตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5 แล้ว หากในเดือนใดผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามวัน เวลา หรือระยะเวลาที่ตกลงไว้ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งรายละเอียดของแผนการบำรุงรักษาใหม่ที่ปรับปรุงและเหตุผลในการขอเลื่อนหรือยกเลิกการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5 ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันไม่นับรวมวันที่แจ้ง เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.1 ดังนี้

(1) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันไม่นับรวมวันที่แจ้งก่อนวันที่กำหนดไว้เดิมในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5 ผู้เชื่อมต่อสามารถขอเลื่อน ลด

จำนวนชั่วโมง หรือยกเลิกแผนการบำรุงรักษารายปีที่ได้ตกลงไว้ตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5 ได้

(2) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าน้อยกว่า 30 วันไม่นับรวมวันที่แจ้งก่อนวันที่กำหนดไว้เดิมในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5 ให้นับชั่วโมงตามแผนการบำรุงรักษารายปีที่แจ้งไว้ในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5 ดังกล่าว เป็นแผนการบำรุงรักษารายปีตามเดิม

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.1.1.7 แผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์

(1) ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้ด้วยสาเหตุจากผู้เชื่อมต่อเอง ซึ่งมีความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ก่อนเวลาในเอกสารที่แจ้งขอหยุดบำรุงรักษา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อได้รับแผนการบำรุงรักษา ยกเว้นการแจ้งต่อเนื่องจากแผนเดิมในขณะที่มีแผนบำรุงรักษา

(2) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าต่อเนื่องเกิน 24 ชั่วโมง นอกเหนือจากแผนบำรุงรักษารายปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. และไม่น้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง เพื่อให้ กฟผ. ได้มีเวลาพิจารณาจัดแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวางแผนการผลิตไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.1 ผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า แผนการบำรุงรักษาระบบส่ง ข้อจำกัดอื่นที่อาจมี และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด แต่หากผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบน้อยกว่าที่กำหนดจะถือว่าเป็นการแจ้งกระชั้นชิดและจะยอมรับการแจ้งกระชั้นชิดนี้ได้ไม่เกิน 3 ครั้งต่อปี โดย กฟผ. ยังคงอนุญาตให้บำรุงรักษาได้ซึ่งจะนับเป็นชั่วโมงหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาปกติ และถ้าผู้เชื่อมต่อแจ้งกระชั้นชิดเกิน 3 ครั้งต่อปี การแจ้งกระชั้นชิดตั้งแต่ ครั้งที่ 4 เป็นต้นไป จะนับจำนวนชั่วโมงการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 1.5 เท่าของชั่วโมงหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบำรุงรักษา เพื่อชดเชยความเสียหายในส่วนของ กฟผ.

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม ดังนี้

(2.1) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ต่อเนื่องให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าน้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง เพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษารายสัปดาห์ต่อเนื่องเพิ่มเติม กฟผ. จะพิจารณานับวันที่ขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาต่อเนื่องนั้นถือว่าเป็นการแจ้งกระชั้นชิด หรือ

(2.2) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันต่อเนื่องเพิ่มเติมเพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษาอีกในวันถัดมา หรือ

(2.3) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพิ่มเติมเพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษาในช่วง Peak หรือ Partial Peak อีกในวันถัดมา

การแจ้งต่อเนื่องตามข้อ 2.1 – 2.3 นี้ ผู้เชื่อมต่อสามารถแจ้งแผนบำรุงรักษาได้ตามสิทธิชั่วโมงที่คงเหลือในแต่ละปี แต่หากผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม กฟผ. จะพิจารณาตามสภาพระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้น

(3) ในกรณีที่หากผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ตกลงไว้ได้ ให้ปฏิบัติดังนี้

(3.1) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. และไม่น้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ผู้เชื่อมต่อสามารถขอเลื่อน ลดจำนวนชั่วโมง หรือยกเลิกแผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ที่ได้ตกลงไว้ตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.7 ได้

(3.2) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าน้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ให้นับชั่วโมงตามแผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ที่แจ้งไว้ในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.7 ดังกล่าว เป็นแผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ตามเดิม

3.2.1.1.8 แผนการบำรุงรักษารายวัน

(1) ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้ด้วยสาเหตุจากผู้เชื่อมต่อเอง ซึ่งมีความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ ก่อนเวลาในเอกสารที่แจ้งขอหยุดบำรุงรักษา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อได้รับแผนการบำรุงรักษา ยกเว้นการแจ้งต่อเนื่องจากแผนเดิมในขณะที่มีแผนบำรุงรักษา

(2) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าไม่เกิน 24 ชั่วโมง นอกเหนือจากแผนการบำรุงรักษารายปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนที่ผู้เชื่อมต่อจะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาจริง เพื่อให้ กฟผ. ได้มีเวลาพิจารณาจัดแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวางแผนการผลิตไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.1 ผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า แผนการบำรุงรักษาระบบส่ง ข้อจำกัดอื่นที่อาจมี และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม ดังนี้

(2.1) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวัน 24 ชั่วโมง แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติมอีก 24 ชั่วโมงในวันถัดมา หรือ

(2.2) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันในช่วง Peak หรือ Partial Peak แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพิ่มเติมในช่วง Peak หรือ Partial Peak ในวันถัดมา

การแจ้งต่อเนื่องเพิ่มเติมนี้ผู้เชื่อมต่อสามารถแจ้งแผนบำรุงรักษาได้ตามสิทธิชั่วโมงที่คงเหลือในแต่ละปี แต่หากผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม กฟผ. จะพิจารณาตามสภาพระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้น และ กฟผ. จะนับชั่วโมงการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันที่มีการแจ้งบำรุงรักษาครั้งก่อนหน้าและแจ้งขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม หรือแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพิ่มเติมในช่วงเวลาดังกล่าวนั้น เป็นการนับวันหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษารายสัปดาห์ต่อเนื่องเกิน 24 ชั่วโมง โดยช่วงเวลาที่ผู้เชื่อมต่อไม่ได้ขอหยุดบำรุงรักษาซึ่งถูกนับเพิ่มนั้นให้ใช้ค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน และถือว่าเป็นการแจ้งกระชั้นชิด

(3) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษารายวันตามช่วงเวลาที่ตกลงไว้ได้ ให้ปฏิบัติดังนี้

(3.1) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ผู้เชื่อมต่อสามารถขอเลื่อน ลดจำนวนชั่วโมง หรือยกเลิกแผนการบำรุงรักษารายวันที่ได้ตกลงไว้ตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.8 ได้

(3.2) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าหลังเวลา 12.00 น. ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ให้นับชั่วโมงตามแผนการบำรุงรักษารายวันที่แจ้งไว้ในข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.8 ดังกล่าว เป็นแผนการบำรุงรักษารายวันตามเดิม

3.2.1.1.9 ค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีแผนการบำรุงรักษา

(1) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อไม่ได้แจ้งค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีแผนการบำรุงรักษา จะถือว่าค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวมีค่าเป็น 0 เมกะวัตต์

(2) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีแผนการบำรุงรักษาตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.6 – 3.2.1.1.8 ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด 3.2.1.2.3 (2)

3.2.1.1.10 การมีผลบังคับใช้ของแผนการบำรุงรักษา

การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.3 - 3.2.1.1.9 จะมีผลบังคับใช้เมื่อผู้เชื่อมต่อได้มีการนำส่งและรับเอกสารตามขั้นตอนการประสานงานการวางแผนการผลิตไฟฟ้าอย่างครบถ้วน และมีการประสานงานด้านปฏิบัติการควบคุมและจ่ายไฟฟ้า ดังนี้

(1) ผู้เชื่อมต่อนำส่งเอกสารพร้อมทั้งประสานงานเพื่อยืนยันแผนการบำรุงรักษา และได้รับเอกสารแจ้งตอบรับแผนบำรุงรักษา หรือเอกสารแจ้งเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ก่อนถึงกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผนการ

บำรุงรักษา หากผู้เชื่อมต่อมีการเปลี่ยนแปลงแผนการบำรุงรักษาใด ๆ ที่ต่างจากเอกสารแจ้งตอบรับแผนบำรุงรักษาฉบับล่าสุด ให้ผู้เชื่อมต่อติดตามประสานงานเพื่อยืนยันแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. มิฉะนั้นจะไม่ได้รับสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลง

(2) แผนการบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้ว หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นเวลาไม่เกิน 15 วัน ก่อนเข้าแผนบำรุงรักษา ให้ถือว่าแผนบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้วนั้น ผู้เชื่อมต่อยังคงได้รับสิทธิ์ในการบำรุงรักษา

(3) แผนการบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้ว หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นเวลามากกว่า 15 วัน ก่อนเข้าแผนบำรุงรักษา ให้ถือว่าแผนบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้วนั้น ถูกยกเลิกและผู้เชื่อมต่อจะไม่ได้รับสิทธิ์ในการบำรุงรักษา

(4) ผู้เชื่อมต่อได้มีการประสานงานแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 30 นาที ก่อนถึงกำหนดเวลาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงตามแผนการบำรุงรักษาใด ๆ เพื่อให้ได้รับอนุญาตให้ดำเนินการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ.

(5) เมื่อผู้เชื่อมต่อได้รับเอกสารแจ้งตอบรับการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาหรือเอกสารแจ้งเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. เพื่อให้การจ่ายไฟฟ้าเป็นไปตามแผนการรับซื้อตลอดช่วงเวลาที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนบำรุงรักษา ผู้เชื่อมต่อจะต้องจ่ายปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 95 ของแผนที่ กฟผ. ตอบรับซื้อ หากในช่วงเวลา 15 นาทีใดที่ผู้เชื่อมต่อจ่ายพลังไฟฟ้าต่ำกว่าร้อยละ 95 ของแผนที่ กฟผ. ตอบรับซื้อ ให้ถือว่า กฟผ. ปรับแผนรับซื้อในช่วงเวลา 15 นาทีนั้นเป็น 0 เมกะวัตต์ โดยอัตโนมัติ โดย กฟผ.ไม่ต้องแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

3.2.1.2 การประสานงานด้านแผนการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

3.2.1.2.1 แผนการผลิตไฟฟ้ารายปี

ก่อนวันที่ 15 พฤศจิกายน ของทุกปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะพร้อมจำหน่ายให้ กฟผ. ในแต่ละเดือน ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคมของปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบ โดยแผนการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องสอดคล้องกับแผนการบำรุงรักษารายปีที่ได้ตกลงไว้แล้วตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.5

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.1.2.2 แผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

ก่อนวันที่ 15 ของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและแผนการจำหน่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตในเดือนถัดไปที่อาจมีการเปลี่ยนแปลง

จากแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีที่ได้แจ้งไว้แล้ว ให้ กฟผ. ทราบ โดยแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือนดังกล่าวนี้จะต้องสอดคล้องกับแผนการบำรุงรักษาที่ได้ตกลงไว้แล้วตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.1.6

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือนตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือนดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.1.2.3 แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถผลิตไฟฟ้ารายวันให้ได้ตามแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือนตามข้อกำหนด 3.2.1.3.1 หากค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้ารายวันที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากแผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน ผู้เชื่อมต่อสามารถแจ้งค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าดังนี้

(1) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามแผนรับซื้อไฟฟ้าสาเหตุจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบทันที และหลังจากเหตุการณ์เสร็จสิ้น ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งเอกสาร Incident Notice หรือ Load Variation Notice ให้ กฟผ. ทราบภายใน 3 ชั่วโมง

(2) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ที่จะแจ้งเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ตามที่ได้ตกลงกันไว้ตามข้อกำหนด 3.2.1.1.6 - 3.2.1.1.8 ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งค่าความพร้อมก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนที่ผู้เชื่อมต่อจะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาจริง

(3) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ที่จะแจ้งเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตามที่ได้ตกลงกันไว้ตามบทเฉพาะกาล ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งค่าความพร้อมก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนวันหยุดหรือวันก่อนวันหยุดพิเศษของ กฟผ.

(4) ผู้เชื่อมต่อที่ได้รับหนังสือแจ้งจาก กฟผ. กรณีเหตุผิดสัญญา ที่ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เกินกว่า 15 วัน หากผู้เชื่อมต่อที่พร้อมขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าตามแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน จะต้องแจ้ง กฟผ. ทราบเพื่อพิสูจน์ความพร้อมของผู้เชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากข้อมูลมาตรวัดซื้อขายพลังงานไฟฟ้า เทียบกับแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน ครบ 24 ชั่วโมง ตามเงื่อนไขในข้อกำหนดที่ 3.1.3.2.4 (1) (ก) หรือ 3.1.3.2.4 (1) (ข) แล้วแต่กรณี จึงจะเป็นอันสิ้นสุดเหตุผิดสัญญา

3.2.1.2.4 แผนการผลิตไฟฟ้าราย 15 นาที

เฉพาะผู้เชื่อมต่อประเภทใช้ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter ต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 15 นาที ต่อเนื่อง 5 ชั่วโมง ให้ กฟผ. ทราบตามวิธีการที่ กฟผ. กำหนด ดังนี้

Weather parameters สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทพลังงานแสงอาทิตย์

GHI	w/m^2
Temperature	degree C
Wind speed (ground)	m/sec
Relative humidity	%

Weather parameters สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทพลังงานลม

Wind speed (at hub height)	m/sec
Temperature	degree C
Relative humidity	%
Dew point temperature	degree C

3.2.1.2.5 รายงานการผลิตไฟฟ้าในเดือนที่ผ่านมา

ภายในสัปดาห์แรกของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งรายงานการผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าเป็นรายเดือนของผู้เชื่อมต่อในเดือนที่ผ่านมารวมทั้งหมดทุกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบ เพื่อเก็บเป็นสถิติและใช้ในการคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ ดังนี้

(1) พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ (Gross Energy)
(2) พลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ลูกค้าทั้งหมดที่ไม่ใช่ กฟผ.
(3) พลังงานไฟฟ้าที่ใช้เอง
(4) พลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ.

3.2.1.2.6 การแจ้งเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

กรณีผู้เชื่อมต่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า จนเป็นเหตุให้ไม่สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งสาเหตุขัดข้อง ให้ กฟผ. ทราบทันที และให้ส่งเอกสารรายงานเหตุการณ์ตามมาภายในระยะเวลา 3 ชั่วโมง หลังเกิดเหตุขัดข้อง

3.2.1.3 การประสานงานด้านแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.

แผนการรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง ปริมาณไฟฟ้าและช่วงระยะเวลาที่ กฟผ. วางแผนและสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด โดยมีการแจ้งล่วงหน้าให้ผู้เชื่อมต่อทราบดังนี้

3.2.1.3.1 แผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน

ภายในสัปดาห์ที่ 4 ของทุกเดือน กฟผ. จะส่งแผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือนล่วงหน้า 1 เดือน ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ โดยจะระบุปริมาณพลังไฟฟ้า วัน เวลา และระยะเวลาที่ กฟผ. จะรับซื้อตามช่วงเวลาของวัน ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อจะต้องผลิตไฟฟ้าให้ได้ตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. สั่งการ และควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าให้ได้ตามที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัย และหลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดที่ 3.3.1

กฟผ. อาจพิจารณาออกแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน ได้มากกว่า 1 เดือนในรอบปีปฏิทิน รวมในแผนการรับซื้อไฟฟ้าฉบับเดียวกัน โดยระบุพลังไฟฟ้า วัน เวลา และระยะเวลาที่ กฟผ. จะรับซื้อตามช่วงเวลาของวัน ตามความเหมาะสมของประเภทผู้เชื่อมต่อ

3.2.1.3.2 การเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้า

ในกรณีที่ กฟผ. มีความจำเป็นในการเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือนตามที่ได้แจ้งไว้แล้วตามข้อกำหนดที่ 3.2.1.3.1 กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบทันที โดยการขอเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้าดังกล่าว จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้าของระบบ และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นหลักตามข้อกำหนดที่ 1.3

3.2.2 ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm

3.2.2.1 การประสานงานด้านจัดทำแผนการบำรุงรักษาของผู้เชื่อมต่อ

3.2.2.1.1 การจัดแผนบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออุปกรณ์และระบบส่งซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลให้ กฟผ.พิจารณาตามรายละเอียดดังต่อไปนี้ให้ครบถ้วน

(1) กำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมจ่ายให้ กฟผ.

(2) วัน เวลา และระยะเวลาที่ต้องการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อทำการบำรุงรักษา

(3) ช่วงเวลาอื่นถ้า กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่ผู้เชื่อมต่อเสนอ

การพิจารณาจะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดย กฟผ. จะพยายามจัดทำแผนการบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้เชื่อมต่อ หากการบำรุงรักษาดังกล่าวไม่กระทบกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ

ในกรณีที่แผนการบำรุงรักษาที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมีผลกระทบดังกล่าว กฟผ. จะเสนอช่วงเวลาอื่นที่เหมาะสมให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา หากผู้เชื่อมต่อพิจารณาว่าช่วงเวลาที่ กฟผ. เสนอนั้นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ผู้เชื่อมต่อต้องประสานงานแจ้ง กฟผ. เพื่อพิจารณาช่วงเวลาที่เหมาะสมร่วมกัน

ทั้งนี้ในกรณีที่ กฟผ. ได้มีการตอบรับแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าไปแล้ว ภายหลังพบว่าระบบไฟฟ้า มีผลกระทบจากเหตุอื่นเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผู้เชื่อมต่อเพื่อขอปรับเลื่อนการบำรุงรักษาให้พ้นช่วงที่มีผลกระทบนั้นตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมีสิทธิ์พิจารณาที่จะปรับเลื่อนการบำรุงรักษาตามที่ กฟผ. ร้องขอหรือไม่ตามความจำเป็นของผู้เชื่อมต่อ

3.2.2.1.2 แผนบำรุงรักษารายปี

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษารายปีให้ กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 ตุลาคม ของทุกปี และหากวันที่กำหนดแจ้งแผนบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนบำรุงรักษาดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น โดยให้ระบุรายละเอียดให้ครบถ้วน เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาตามข้อกำหนดที่ 3.2.2.1.1

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดประสานงานแจ้ง กฟผ. ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.2.1.3 แผนบำรุงรักษารายเดือน

ภายในวันที่ 10 ของเดือน ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษาตามข้อกำหนด 3.2.2.1.2 รวมทั้งกรณีมีการขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาเพิ่มเติมของเดือนถัดไป เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนดที่ 3.2.2.1.1

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการบำรุงรักษารายเดือนตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.2.1.4 แผนบำรุงรักษารายสัปดาห์

ภายในเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษาตามข้อกำหนด 3.2.2.1.2 - 3.2.2.1.3 รวมทั้งการขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาเพิ่มเติม สำหรับสัปดาห์(วันอาทิตย์-เสาร์) ถัดไป เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนดที่ 3.2.2.1.1

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งบำรุงรักษารายสัปดาห์ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ในวันทำการก่อนวันหยุดนั้นภายในเวลาไม่เกิน 10.00 น.

3.2.2.1.5 แผนบำรุงรักษารายวัน

หากผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องหยุดบำรุงรักษาเพิ่มเติมจากข้อกำหนด 3.2.2.1.2-3.2.2.1.4 ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งรายละเอียด สำหรับวันถัดไป เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาตามข้อกำหนด 3.2.2.1.1

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนบำรุงรักษารายวันตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวันล่วงหน้าถึงวันทำการแรกหลังวันหยุดก่อนเวลา 12.00 น. ในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.2.2 การประสานงานด้านแผนการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

3.2.2.2.1 แผนการผลิตไฟฟ้ารายปี

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายปี โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายเดือนสำหรับปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 ตุลาคม ของทุกปีและหากวันที่กำหนดแจ้งแผนบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนบำรุงรักษาดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.2.2.2 แผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายวันสำหรับเดือนถัดไปให้ กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 10 ของเดือนและหากวันที่กำหนดแจ้งแผนบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนบำรุงรักษาดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.2.2.3 แผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ (วันอาทิตย์-เสาร์) โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายครึ่งชั่วโมงสำหรับสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. ทราบภายในเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการไฟฟ้ารายสัปดาห์ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ในวันทำการก่อนวันหยุดนั้นภายในเวลาไม่เกิน 10.00 น.

3.2.2.2.4 แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

(1) ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายครึ่งชั่วโมงสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. ทราบภายในเวลา 12.00 น. ของทุกวัน

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวันตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวันล่วงหน้าถึงวันทำการแรกหลังวันหยุดก่อนเวลา 12.00 น. ในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

3.2.2.2.5 แผนการผลิตไฟฟ้าราย 15 นาที

เฉพาะผู้เชื่อมต่อประเภทใช้ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter ต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 15 นาที ต่อเนื่อง 5 ชั่วโมง ให้ กฟผ. ทราบตามวิธีการที่ กฟผ. กำหนด ดังนี้

Weather parameters สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทพลังงานแสงอาทิตย์

GHI	w/m^2
Temperature	degree C
Wind speed (ground)	m/sec
Relative humidity	%

Wather parameters สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทพลังงานลม

Wind speed (at hub height)	m/sec
Temperature	degree C
Relative humidity	%
Dew point temperature	degree C

3.2.2.3 การประสานงานด้านแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.

กฟผ. มิต้องแจ้งแผนรับซื้อไฟฟ้าให้ผู้เชื่อมต่อ เนื่องจากตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้เชื่อมต่อเมื่อมีความพร้อมในการขายไฟฟ้า

กรณีระบบไฟฟ้าเกิดความไม่พร้อมรับซื้อไฟฟ้า กฟผ. อาจพิจารณางดหรือลดการรับซื้อไฟฟ้าโดยการแจ้งงดหรือลดรับซื้อไฟฟ้าให้ทราบ

3.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานกับ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตามหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขที่ กฟผ. ประกาศกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เรื่อง “หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)” อย่างเคร่งครัด และต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

3.3.2 การควบคุมการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเพิ่มหรือลดการผลิตไฟฟ้า เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า หรือต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ ในช่วงเวลาใด ๆ ตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าดังกล่าว ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าหรือผู้เชื่อมต่อรายอื่น ซึ่งพิสูจน์ได้ว่าเป็นสาเหตุมาจากการไม่ดำเนินการของผู้เชื่อมต่อนั้น ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

3.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

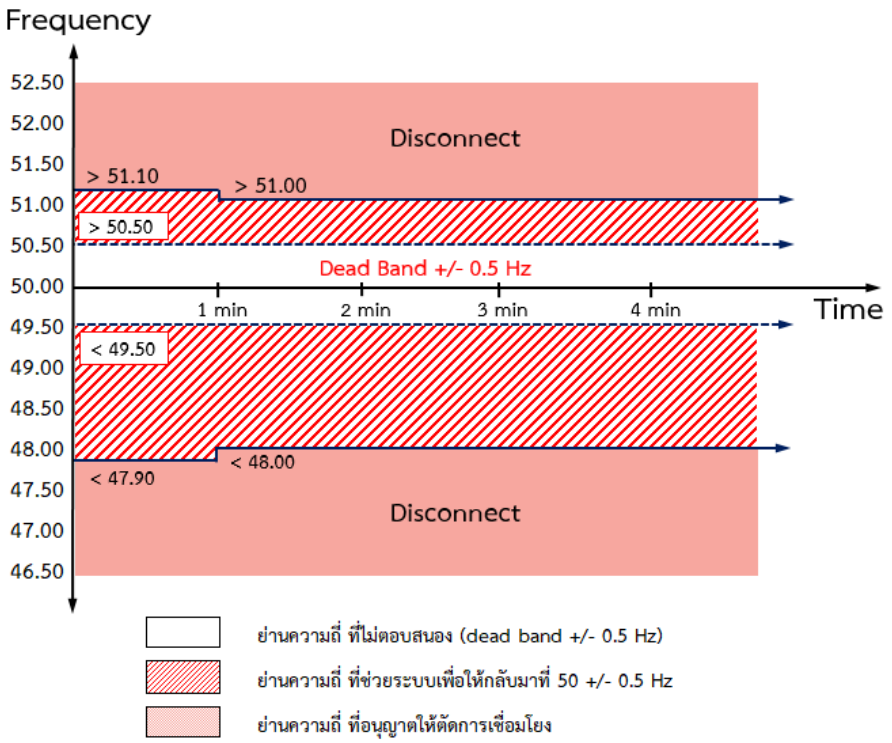
3.4.1 การควบคุมความถี่

3.4.1.1 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

3.4.1.1.1 กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวผู้เชื่อมต่อจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

3.4.1.1.2 กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ

3.4.1.1.3 กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ 3.8



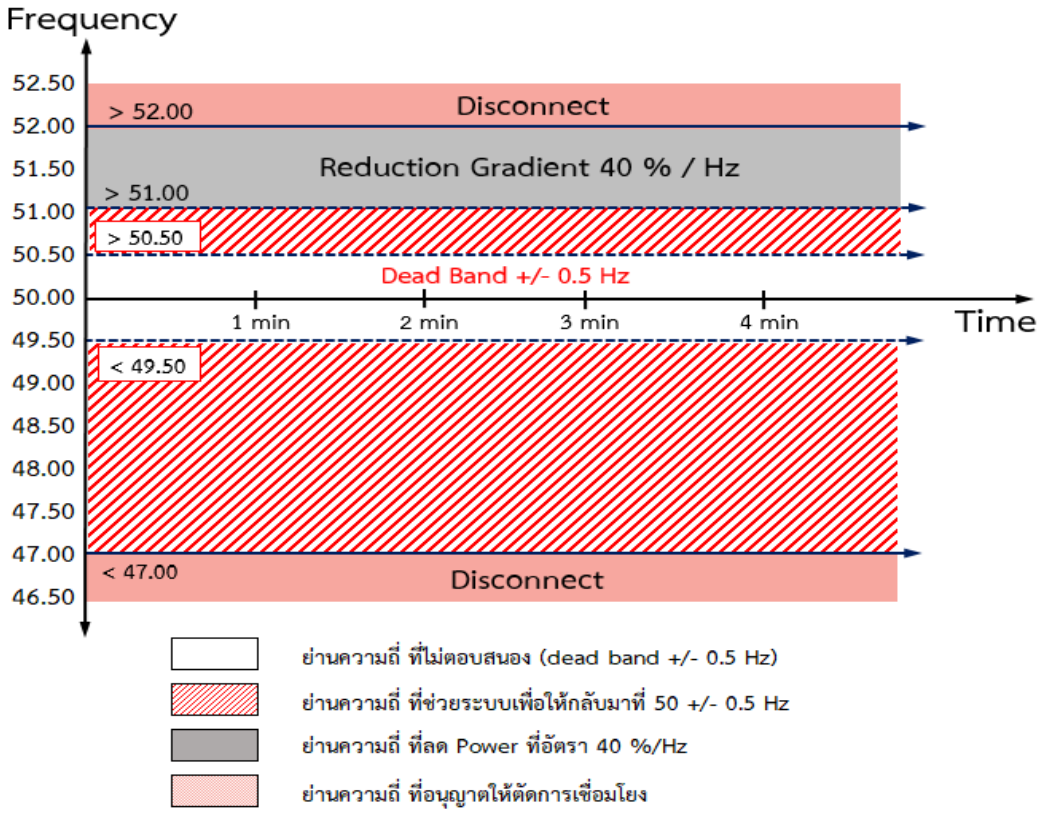
รูปที่ 3.8 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

3.4.1.2 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter

3.4.1.2.1 กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ทั้งนี้ในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถของกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือ

3.4.1.2.2 กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าขณะนั้น (Gradient Reduced Power At 40 %/Hz Of The Instantaneously Available Power)

3.4.1.2.3 กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ตามรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay ตามตารางที่ 3.2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

3.4.2 การควบคุมแรงดัน

3.4.2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.4 ซึ่งจะต้องดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

3.4.2.2 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนดดังนี้

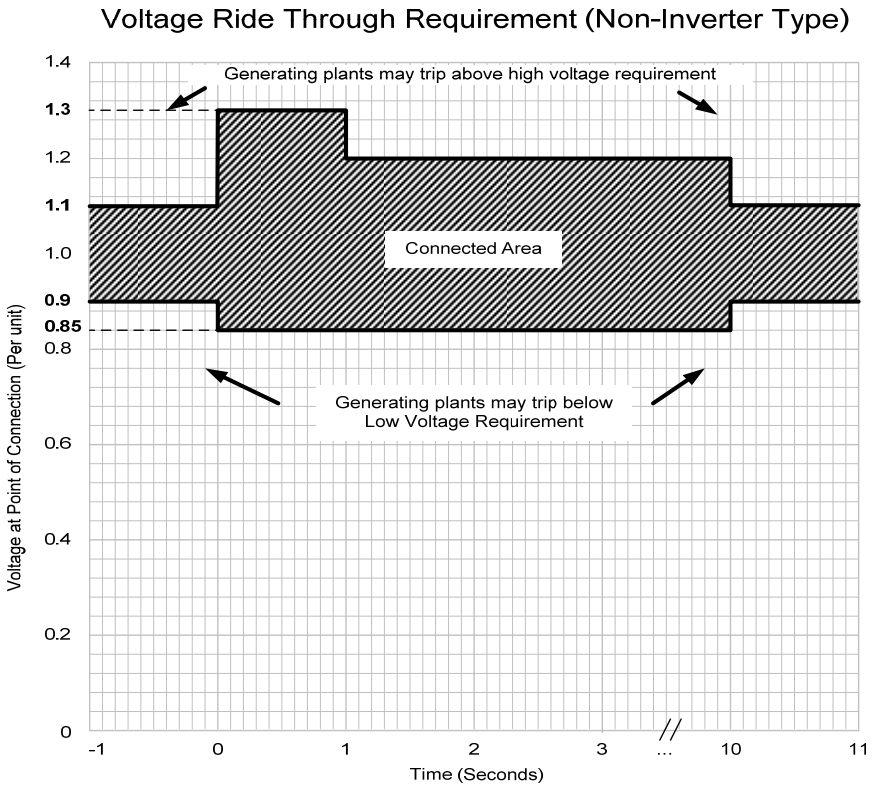
ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 0.5 kV

3.4.2.2.1 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ 3.10 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 130% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% จนถึง 130% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 85 % ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 85 % ของ Base Voltage

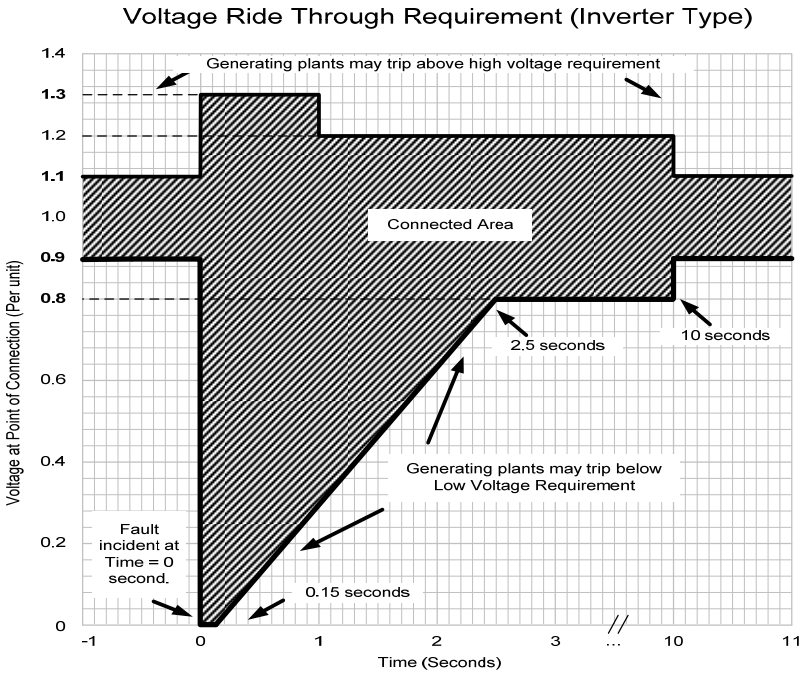


รูปที่ 3.10 แสดงช่วงแรงดันไฟฟ้าและหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter เมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

3.4.2.2.2 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter ต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ 3.11 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่าย Active Power และ Reactive Power ดังนี้

- แรงดันระหว่าง 15% – 110% ของ Base Voltage ต้องรับ Reactive Power จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถลด Active Power ลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงได้
- แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ ที่กระแส $I_{reactive}$ เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter และต้องจ่าย Active Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

3.4.2.2.3 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter หากผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 40% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายได้ภายใน 2 วินาที



รูปที่ 3.11 แสดงช่วงแรงดันไฟฟ้าและหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter เมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Voltage Relay ตามตารางที่ 3.2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

3.4.3 ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

3.4.4 ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อรับหรือจ่าย Reactive Power จนทำให้ค่า Power Factor ออกนอกเกณฑ์ตามข้อกำหนดที่ 3.4.3 จนกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

3.4.5 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.1

3.4.6 ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.2

3.4.7 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.3

3.4.8 กฟผ. มีสิทธิ์ให้ผู้เชื่อมต่อเพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงจากจุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เพื่อให้สอดคล้องทางด้านเทคนิคของ กฟผ. โดยผู้เชื่อมต่อจะรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด

3.5 การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบระบบไฟฟ้า

หลังจากผู้เชื่อมต่อได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว หาก กฟผ. ตรวจพบหรือมีหลักฐานที่ทำให้เชื่อได้ว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่ออาจส่งผลกระทบทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้รับความเสียหายได้ กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการร้องขอให้ผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าเกี่ยวกับมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าให้ได้ตามข้อกำหนดที่ 1.3

ทั้งนี้ในการทดสอบระบบไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ กฟผ. เป็นผู้ดำเนินการทดสอบระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ หรือให้หน่วยงานอื่นที่ กฟผ. ยอมรับ เป็นผู้ดำเนินการทดสอบ และส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ กฟผ. ร้องขอ โดยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการทดสอบทั้งหมด ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ

หากครบกำหนด 30 วัน ปรากฏว่าผลการทดสอบระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่เป็นไปตามมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้า หรือเพิกเฉย หรือไม่ดำเนินการทดสอบระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3 กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ตัดการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ตั้งแต่ครบกำหนดแล้วเป็นต้นไป จนกว่า

ผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ และแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. รับทราบและอนุญาตให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งมีผลทำให้ระบบไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามมาตรฐานของผู้เชื่อมต่อสิ้นสุดลง

3.6 การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ

3.6.1 เหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าอันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อผู้เชื่อมต่อ รวมถึงเหตุขัดข้องอันเป็นผลกระทบมาจากผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายราย ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้นทราบโดยเร็วที่สุด

3.6.2 เหตุขัดข้องในระบบของผู้เชื่อมต่อ

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าและ/หรือโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่ออันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งเหตุและข้อมูลเบื้องต้นให้การไฟฟ้าทราบโดยเร็วที่สุดด้วยระบบสื่อสารทางเสียง แล้วจึงส่งรายงานรายละเอียดของเหตุการณ์เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งเอกสารและหลักฐานต่าง ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า อาจพิจารณาว่าเกี่ยวข้องและจำเป็น มายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ภายใน 3 ชั่วโมง หลังจากที่สถานการณ์คลี่คลายลง

3.6.3 การรายงานข้อมูลการผลิตไฟฟ้า

ในแต่ละวัน ผู้เชื่อมต่อจะต้องรายงานข้อมูลการผลิตประจำวันแก่การไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(1) MW รายชั่วโมง
(2) Energy รวมทั้งวัน
(3) การใช้เชื้อเพลิง [ปริมาณที่ใช้, รับ, เหลือ]
(4) การใช้น้ำในอ่างเก็บน้ำ [ปริมาณที่ใช้, รับ, เหลือ, ระดับน้ำ]
(5) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

3.6.4 เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงาน

กำหนดให้เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงานด้านการวางแผนการผลิตไฟฟ้า และด้านปฏิบัติการควบคุมและจ่ายไฟฟ้า มีดังต่อไปนี้

(1) Availability Notice
(2) Schedule Maintenance Notice
(3) Incident Notice
(4) Load Variation Notice
(5) บันทึกการหยุดรับซื้อไฟฟ้าเนื่องจากการไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยง
(6) แผนการรับซื้อไฟฟ้า
(7) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

3.7 การประสานงานด้านความปลอดภัย

(1) ห้ามผู้เชื่อมต่อดำเนินการใด ๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยงโดยไม่แจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า ยกเว้นกรณีอาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตหรือทรัพย์สินของฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด ให้สามารถดำเนินการได้ทันทีแล้วแจ้งให้การไฟฟ้าทราบโดยด่วน

(2) กรณี กฟผ. และ/หรือผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา ซ่อมแซม สับเปลี่ยน เคลื่อนย้าย ตรวจสอบ หรือทดสอบส่วนใด ๆ ของโรงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือส่วนอื่น ๆ ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าหรือความปลอดภัยของบุคคลหรือทรัพย์สินใด ๆ ของอีกฝ่าย ผู้ที่เป็นฝ่ายดำเนินการดังกล่าวจะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 วัน เพื่อจะได้เตรียมระวังป้องกันในกรณีเกิดเหตุผิดปกติที่กระทบต่อการจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าและลูกค้า โดยจะต้องแจ้งรายละเอียดให้ กฟผ. ทราบเพื่อเป็นข้อมูลในการจัดประชุมร่วมกันเพื่อป้องกันความเสียหายอันเกิดจากระบบไฟฟ้า อุปกรณ์หรือชีวิตและทรัพย์สิน

(3) กรณีเกิดภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและ/หรือความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงของผู้เชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ โดยแจ้งให้อีกฝ่ายทราบเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว ทั้งสองฝ่าย จะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

บทที่ 4
ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการติดตั้งและการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อสามารถอ้างอิงหลักปฏิบัติตามระเบียบข้อกำหนดในบทที่ 2 บทที่ 3 และบทที่ 7 ตามประเภทของผู้เชื่อมต่อ จนกว่าจะได้มีข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar เพิ่มเติม

บทที่ 5
ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใช้สำหรับผู้ใช้บริการระบบส่งพลังงานไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่กำหนดดังต่อไปนี้ จนกว่าจะได้มีข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายเพิ่มเติม

5.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อและต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด รวมทั้งผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว โดยผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องนำส่งกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) และขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกไม่น้อยกว่า 30 วัน และ กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 30 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

5.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้ใช้บริการระบบรับส่งพลังงานไฟฟ้า จะสามารถเข้าใช้ระบบส่งไฟฟ้าตามความสามารถในการให้บริการระบบส่งของ กฟผ. [Availability Transfer Capability (ATC)] และเพื่อให้การส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ามีความมั่นคงและคุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติดังนี้

5.2.1 แผนการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้ารายปี

5.2.1.1 ให้ข้อ 5.2.1 นี้มีผลบังคับใช้เฉพาะผู้เชื่อมต่อที่ทำสัญญาใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. มากกว่า 10 เมกะวัตต์

5.2.1.2 ก่อนวันที่ 1 กรกฎาคมของทุกปี หรือวันที่ กฟผ. กำหนด ผู้เชื่อมต่อที่ใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. แต่ละราย จะต้องส่งแผนการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้ารายปีของปีถัดไปเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลภายในแผนฯ ให้ระบุวันที่ต้องการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ.

5.2.1.3 ก่อนวันที่ 1 ตุลาคม หรือวันที่ กฟผ. กำหนด กฟผ. จะนำแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายปีของผู้เชื่อมที่ทำใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. มาพิจารณาร่วมกับงานซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าภายในการควบคุมของ กฟผ. และระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จากนั้น กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

5.2.2 แผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายเดือน

ภายหลังจากที่ กฟผ. แจ้งผลการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้ารายปีแล้ว ผู้เชื่อมต่อต้องส่งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายเดือนให้ กฟผ. ก่อนวันที่ 15 ของแต่ละเดือนเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยให้ระบุค่าพลังไฟฟ้า (MW) สูงสุดรายวันที่จะส่งผ่านในเดือนถัดไป จากนั้น กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายในวันทำการสุดท้ายของเดือนก่อนหน้าที่จะใช้บริการระบบส่งไฟฟ้า

5.2.3 แผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวัน

5.2.3.1 ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. รับทราบ โดยผ่านช่องทางสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด โดยแจ้งเป็นค่าพลังไฟฟ้ารายช่วง 15 นาที ทั้งนี้ หากวันถัดไปมิใช่วันทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวันให้ครอบคลุมถึงวันทำการถัดไป หาก กฟผ. ไม่ปฏิเสธแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวันของผู้เชื่อมต่อ ให้ถือว่า กฟผ. มีความสามารถให้บริการระบบส่งไฟฟ้าตามที่ผู้เชื่อมต่อขอใช้บริการ

5.2.3.2 กรณีไม่มีการแจ้งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวันสำหรับวันใด ๆ กฟผ. ถือว่าผู้เชื่อมต่อไม่มีการใช้ระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ในวันนั้น

5.2.3.3 หากมีช่วงเวลาใด ๆ ที่ความสามารถในการให้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถรองรับกับแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อได้ กฟผ. สามารถเจรจาให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าฉบับใหม่ เพื่อให้รองรับกับความสามารถในการให้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ภายในเวลา 13.00 น. โดยผู้เชื่อมต่อสามารถแก้ไขแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 14.00 น. ของวันทำการหรือเวลา อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. ยอมรับ

5.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

(1) เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

(2) ก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือก่อนการปลดหรือขนานโหลดเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด

5.3.2 การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติ มีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่แจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

5.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

5.4.1 มาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality of Supply)

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

5.4.2 การจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแบบ kV Control

ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้อย่างน้อย 2 Mode (Local High Side Voltage Control และ Local High Side MVAR Control) ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.4 ซึ่งจะต้องดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ที่ กฟผ. กำหนด

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

5.5 การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

5.5.1 เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้า และไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. มีสิทธิร่วมเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่าสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. มีสิทธิตัดการเชื่อมต่อทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแก้ไขให้สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อเป็นไปตามสัญญาและแจ้งให้ กฟผ. ทราบ ซึ่ง กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด

5.5.2 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อได้หมดระยะเวลาที่ทำสัญญาใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กฟผ. จะตัดการเชื่อมต่อ

5.6 การประสานงานด้านความปลอดภัย

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันทีเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบทันทีผ่านระบบสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด

5.7 แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉินและการจัดลำดับการลดการส่งผ่านพลังไฟฟ้า

กฟผ. มีสิทธิสั่งลดการส่งผ่านพลังไฟฟ้าหรือตัดการเชื่อมต่อที่ทำสัญญาใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. เป็นลำดับแรก ในผู้ใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ทั้งหมด

5.8 หน้าที่ในการบริหารปริมาณพลังไฟฟ้า

กฟผ. เป็นผู้มีสิทธิแต่เพียงผู้เดียวในการบริหารปริมาณพลังไฟฟ้า และ กฟผ. มีสิทธิสั่งลดการส่งผ่านปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อหรือตัดการเชื่อมต่อที่มีปริมาณการส่งผ่านพลังไฟฟ้ามากกว่า 105% ของสัญญาที่ตกลงกับ กฟผ.

5.9 การกำหนดความไม่สมดุล (Imbalance) และช่วงความคลาดเคลื่อนของปริมาณพลังไฟฟ้า

กฟผ. จะพิจารณาความไม่สมดุล จากผลต่างของปริมาณพลังงานไฟฟ้าทางด้านการผลิตไฟฟ้ากับด้านภาระไฟฟ้าจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ และความคลาดเคลื่อนของปริมาณพลังไฟฟ้าจากแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวัน ทั้งด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านภาระไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากค่าเฉลี่ยราย 15 นาทีของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

บทที่ 6
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

6.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

6.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ต้องการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องแจ้งข้อมูลของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวม และลดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ไม่เป็นปัจจุบัน โดย กฟผ. จะแจ้งความประสงค์ในการขอข้อมูลภายในวันที่ 25 ของแต่ละเดือน หรือวันทำการวันแรกภายหลังจากวันที่ 25 ของแต่ละเดือน หลังจากนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องส่งข้อมูล VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ทั้งหมด เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แล้วเสร็จภายในวันสุดท้ายของแต่ละเดือน โดยมีรายละเอียดของข้อมูลสำหรับแต่ละการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังต่อไปนี้

(ก) ค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Losses) เฉลี่ยรายเดือน

(ข) สถิติการผลิตไฟฟ้ารายเดือนของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ

(ค) คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือนล่วงหน้า 5 ปี ของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ

(ง) รูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายวันเฉลี่ยแต่ละเดือนของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ

6.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

6.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานกับ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่ กฟผ. ประกาศกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า 3 ฉบับ ได้แก่

1. หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
2. หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

3. หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

โดยผู้เชื่อมต่อต้องถือปฏิบัติตามข้อกำหนดในคู่มือหลักปฏิบัติฯ ที่เกี่ยวข้อง อย่างเคร่งครัด และจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

6.3.2 หลักปฏิบัติในการควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

(ก) ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดการและควบคุมไม่ให้กระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จนส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(ข) ในกรณีที่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

(ค) ในกรณีที่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

6.3.3 การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจาก “ผู้เชื่อมต่อ” “ผู้เชื่อมต่อ”มีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

6.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

(1) ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องควบคุมค่าตัวประกอบพลังไฟฟ้า (Power Factor) ในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ต่ำกว่า 0.875 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

(2) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.1

(3) ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของ ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.2

(4) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.3

6.5 การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. สามารถตัดการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ “ผู้เชื่อมต่อ” ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ และแจ้งให้อีกฝ่ายทราบโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว กฟผ. จะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

6.6 การปฏิบัติการเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉิน

ในภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ให้ผู้เชื่อมต่อปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่ กฟผ. ประกาศกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เรื่อง “หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงาน เพื่อขอดับไฟฟ้า ระหว่าง กฟผ. กับ กฟภ. / กฟน.” อย่างเคร่งครัด

บทที่ 7
ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใช้สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น ดังนี้

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent / Industrial Power Supplier : IPS)

- ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS) รวมถึงส่วนประกอบของ Battery ที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการติดตั้งและการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อสามารถอ้างอิงหลักปฏิบัติตามข้อกำหนด ตามประเภทของผู้เชื่อมต่อจนกว่าจะได้มีข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นเพิ่มเติม

7.1 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent / Industrial Power Supplier : IPS)

7.1.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี และการคาดการณ์ Profile การผลิตไฟฟ้า

7.1.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่ต้องการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องแจ้งข้อมูลเพื่อการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(ก) ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

(ข) สถานที่ตั้ง

(ค) สถิติการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

(ง) คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี

(จ) รูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายวัน (Daily Load Profile)

7.1.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.1.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

7.1.3.2 การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

7.1.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

7.1.5 การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

7.1.6 การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่า สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแจ้งให้ กฟผ. ทราบ และ กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด

7.2 ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS) รวมถึงส่วนประกอบของ Battery ที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.2.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องตรวจวัดคุณภาพและทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่าเมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐาน ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.1 และ 1.3.2

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

7.2.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่ต้องการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องแจ้งข้อมูลเพื่อการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(ก) ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

(ข) สถานที่ตั้ง

(ค) สถิติการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

(ง) คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี

(จ) รูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายวัน (Daily Load Profile)

7.2.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.2.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

7.2.3.2 การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

7.2.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

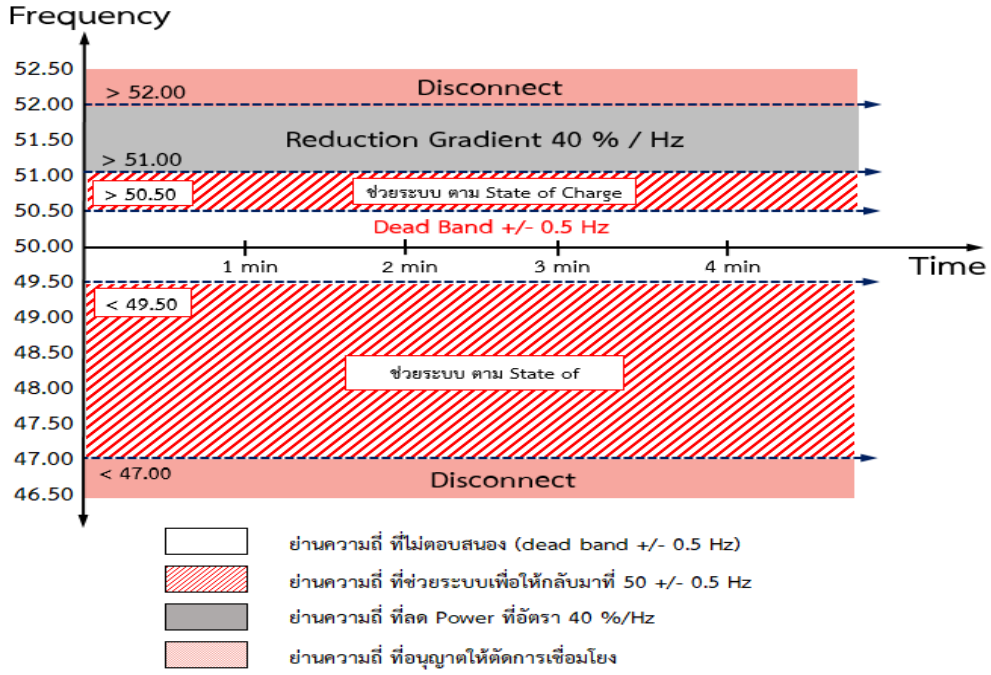
เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

7.2.4.1 การควบคุมความถี่

7.2.4.1.1 กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ทั้งนี้ความสามารถของผู้เชื่อมต่อต้องพยายามช่วยระบบไฟฟ้าตามสถานะการชาร์จ (State of Charge)

7.2.4.1.2 กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าขณะนั้น (Gradient Reduced Power At 40 %/Hz Of The Instantaneously Available Power)

7.2.4.1.3 กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ 7.1



รูปที่ 7.1 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้าผู้เชื่อมต่อประเภทระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay ตามตารางที่ 3.2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

7.2.4.2 การควบคุมแรงดัน

ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนดดังนี้

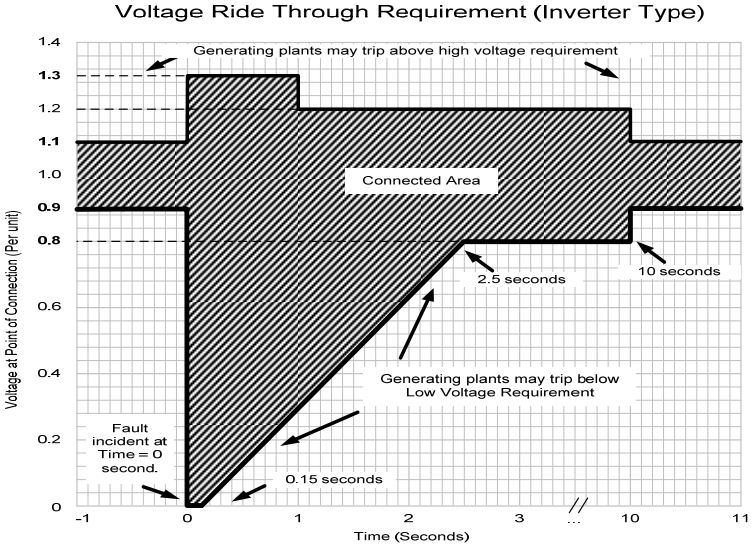
ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = $\pm$ 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 0.5 kV

7.2.4.2.1 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter ต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ 7.2 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่าย Active Power และ Reactive Power ดังนี้

- แรงดันระหว่าง 15% – 110% ของ Base Voltage ต้องรับ Reactive Power จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถลด Active Power ลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงได้
- แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ ที่กระแส $I_{reactive}$ เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter และต้องจ่าย Active Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

7.2.4.2.2 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 40% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต่องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายได้ภายใน 2 วินาที



<u>รูปที่ 7.2</u> แสดงช่วงแรงดันไฟฟ้าและหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อชนิดที่<u>ใช้</u>อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่<u>ใช้</u> Inverter เมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Voltage Relay ตามตารางที่ 3.2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

7.2.4.3 ระยะเวลาการตอบสนอง (Step response time)

ระยะเวลาการตอบสนอง (Tsr) หมายถึง ช่วงเวลาระหว่าง T0 ซึ่งเป็นโหมด Stand-by หรือมีการเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ (Parameter) จนถึงเวลา T3 ที่ค่ากำลังไฟฟ้าตอบสนองอยู่ในช่วง ± 2% ของค่าที่กำหนด (Set Point) ตามรูปที่ 7.3

โดยระยะเวลาการตอบสนอง (Step Response Time; Tsr) ของ BESS ต้องไม่เกิน 200 ms

$$Tsr = T3 - T0 \leq 200 \text{ ms}$$

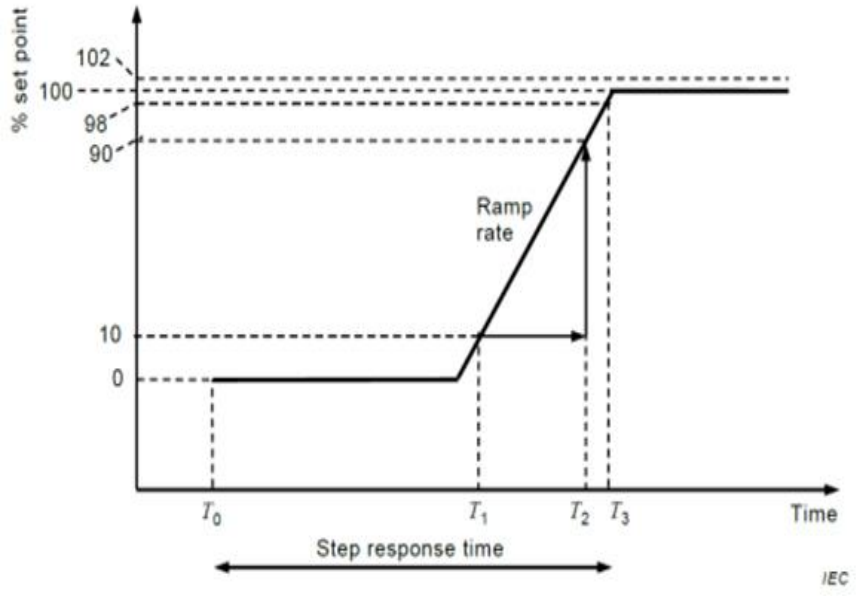
7.2.4.4 Ramp rate

Ramp rate คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจากช่วง 10% ถึง 90% ของค่าที่กำหนด (Set Point) ตามรูปที่ 7.3

$$RR = \frac{P(T2) - P(T1)}{T2 - T1} (W/s)$$

T1 คือ เวลาที่กำลังไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมีค่ามากกว่า 10% ของ set point

T2 คือ เวลาที่กำลังไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมีค่ามากกว่า 90% ของ set point



รูปที่ 7.3 แสดงเวลาการตอบสนอง และ Ramp Rate ของระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

7.2.5 การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

7.2.6 การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

7.2.6.1 เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่า สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแจ้งให้ กฟผ. ทราบ และ กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด

7.2.6.2 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. มีสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

7.3 ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

7.3.1 การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี และการคาดการณ์ Profile การผลิตไฟฟ้า

7.3.2 การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

7.3.2.1 แผนการผลิตไฟฟ้ารายปี

7.3.2.1.1 ให้ข้อ 7.3.2.1 นี้มีผลบังคับใช้เฉพาะผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มากกว่า 10 เมกะวัตต์

7.3.2.1.2 ก่อนวันที่ 1 กรกฎาคมของทุกปี ผู้เชื่อมต่อ จะต้องส่งแผนการผลิตไฟฟ้าของปีถัดไปเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

7.3.2.2 แผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

ก่อนวันที่ 15 ของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและแผนการจำหน่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตในเดือนถัดไปที่อาจมีการเปลี่ยนแปลงจากแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีที่ได้แจ้งไว้แล้ว ให้ กฟผ. ทราบ

7.3.2.3 แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. รับทราบ โดยผ่านช่องทางสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด ทั้งนี้ หากวันถัดไปมิใช่วันทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวันให้ครอบคลุมถึงวันทำการถัดไป

7.3.3 การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.3.3.1 หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้าก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

7.3.3.2 การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

7.3.4 การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

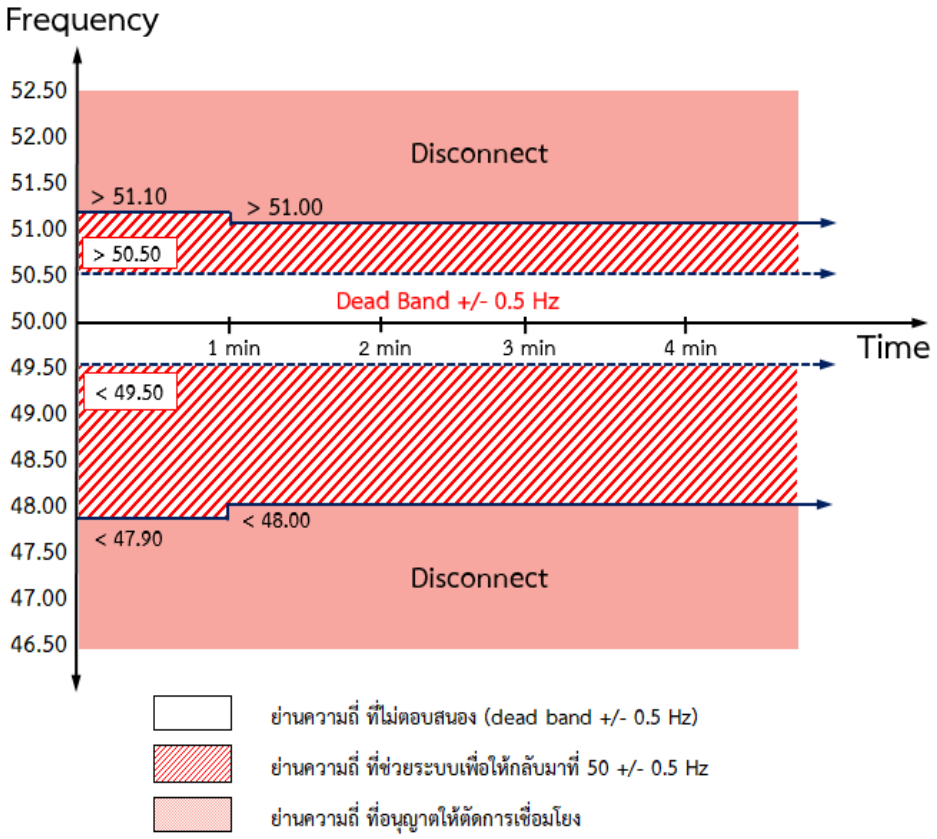
7.3.4.1 การควบคุมความถี่

ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

7.3.4.1.1 กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวผู้เชื่อมต่อจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

7.3.4.1.2 กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ

7.3.4.1.3 กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ 7.4



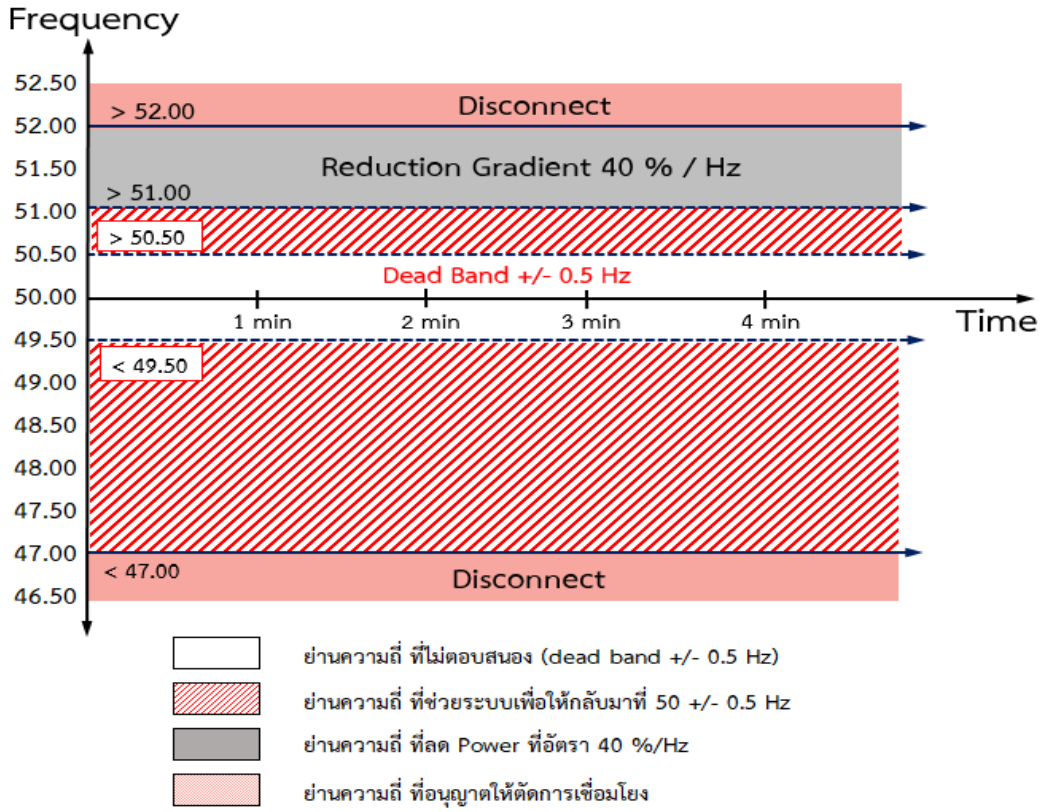
รูปที่ 7.4 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter

7.3.4.1.4 กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ทั้งนี้ในการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถของกำลังการผลิตคงเหลือ

7.3.4.1.5 กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าขณะนั้น (Gradient Reduced Power at 40 %/Hz of The Instantaneously Available Power)

7.3.4.1.6 กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ตามรูปที่ 7.5



รูปที่ 7.5 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อเมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay ตามตารางที่ 3.2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

7.3.4.2 การควบคุมแรงดัน

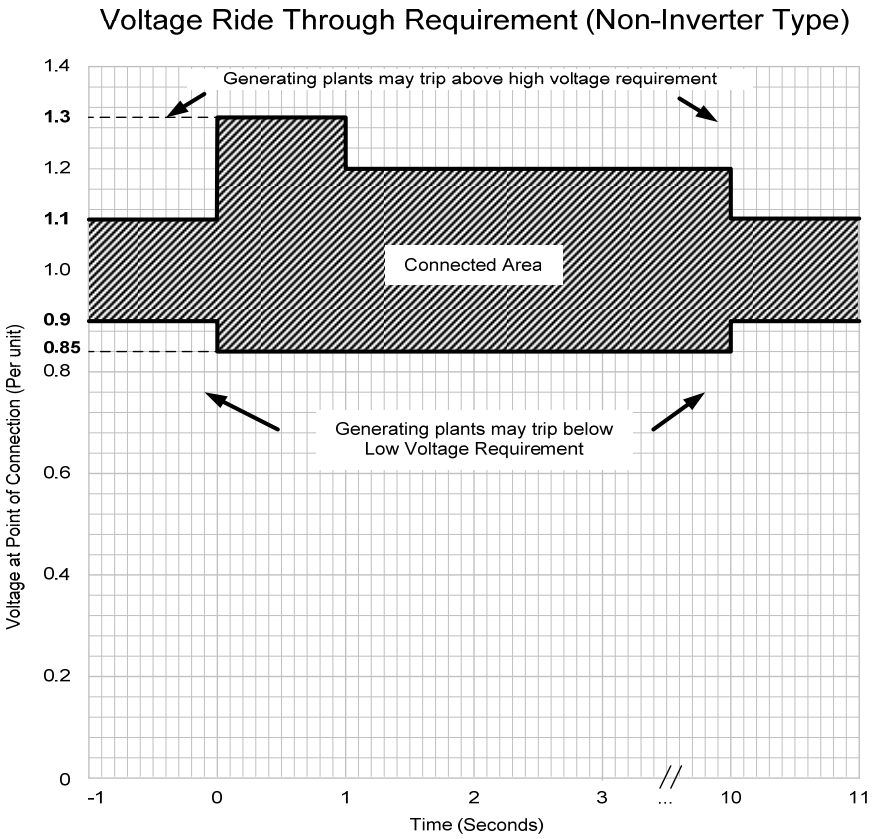
7.3.4.2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ 1.3.2.4 ซึ่งจะต้องดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

7.3.4.2.2 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ 7.6 ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 130% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% จนถึง 130% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 85 % ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 85 % ของ Base Voltage

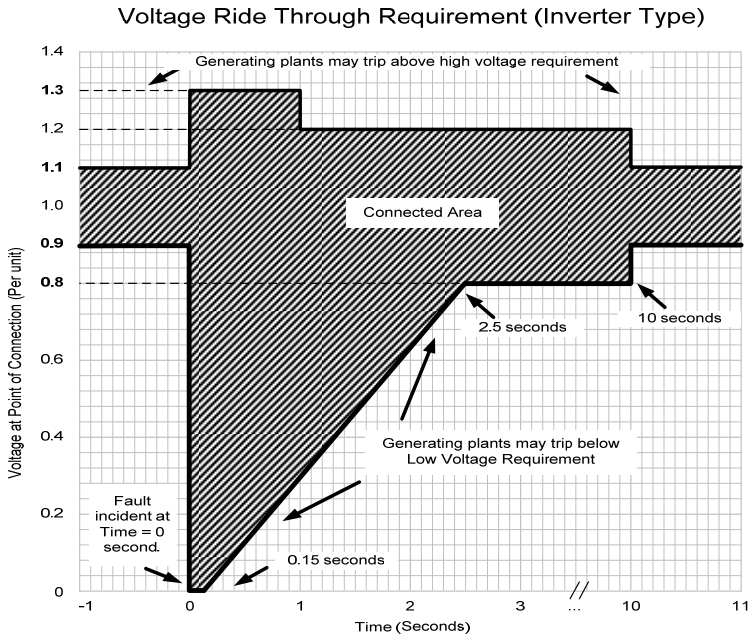


รูปที่ 7.6 แสดงช่วงแรงดันไฟฟ้าและหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter เมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

7.3.4.2.3 ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่ใช้ Inverter ต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ 7.7 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่าย Active Power และ Reactive Power ดังนี้

- แรงดันระหว่าง 15% – 110% ของ Base Voltage ต้องรับ Reactive Power จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถลด Active Power ลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงได้
- แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ ที่กระแส $I_{reactive}$ เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter และต้องจ่าย Active Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

7.3.4.2.4 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 40% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายได้ภายใน 2 วินาที



<u>รูปที่ 7.7</u> แสดงช่วงแรงดันไฟฟ้าและหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อชนิดที่<u>ใช้</u>อุปกรณ์ Inverter หรือมีส่วนประกอบที่<u>ใช้</u> Inverter เมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Voltage Relay ตามตารางที่ 3.2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบ ภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

7.3.5 การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

7.3.6 การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

7.3.6.1 เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่าสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแก้ไขให้สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อเป็นไปตามสัญญา และแจ้งให้ กฟผ. ทราบ ซึ่ง กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด

7.3.6.2 กรณีที่ผู้เชื่อมต่อหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

บทที่ 8
การติดต่อสื่อสาร

การติดต่อสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด

การสื่อสารสั่งงานปกติให้ใช้ระบบ Party Line หรือ โทรศัพท์ หรือ วิทยุสื่อสาร ส่วนการประสานงานทางด้านปฏิบัติการที่จะมีผลต่อการคิดค่าไฟฟ้าจะต้องส่งทางสื่ออินเตอร์เน็ต โทรสาร หรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

ในกรณีส่งทางโทรสาร ผู้ส่งจะลงลายมือชื่อในด้านของผู้ส่งและผู้รับจะต้องลงลายมือชื่อในด้านของผู้รับและส่งโทรสารกลับมาให้ผู้ส่งเก็บสำเนาไว้ 1 ชุด ในกรณีที่มีปัญหาในการส่งโทรสาร คู่สัญญาทั้งสองฝ่าย จะใช้เครื่องบันทึกข้อความสนทนา เพื่อบันทึกข้อความสนทนาโดยระบุชื่อทั้งสองฝ่าย เวลา และเหตุการณ์ต่าง ๆ ไว้เป็นหลักฐาน หรือจะใช้ระบบอื่นที่ทั้งสองฝ่ายเห็นชอบร่วมกัน ส่วนพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจะใช้บันทึกจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Energy Meter) ซึ่งทั้งสองฝ่ายสามารถเรียกข้อมูลมาดูได้โดยทางระบบ Telemetering หรือระบบ Automatic Meter Reading (AMR)

บทที่ 9
ข้อบังคับต่าง ๆ

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือกระทำการใด ๆ ที่กระทบกับคุณภาพไฟฟ้า โดยไม่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. หากผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าว และ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อ

(2) กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการอนุญาตให้มีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือระงับการอนุญาตให้มีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ถ้าปรากฏว่า

   (ก) ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าในข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด หลังจาก กฟผ. แจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายในระยะเวลาที่เหมาะสมทางเทคนิค

   (ข) ผู้เชื่อมต่อฝ่าฝืนระเบียบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

(3) ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้รับผิดชอบในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และจะต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าทุกครั้ง ก่อนที่จะมีการขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เพื่อให้การไฟฟ้าสามารถรักษากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายทันที (Spinning Reserve) ของระบบในระดับที่เหมาะสม

(4) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อปฏิบัติผิดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือข้อตกลงอื่น ๆ ที่ไม่มีผลต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ที่จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบ เพื่อทำการแก้ไขและดำเนินการตามขั้นตอนของสัญญาต่อไป

(5) ผู้เชื่อมต่อจะต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า Unit Monitoring Meter และอุปกรณ์ประกอบ เพื่อเก็บข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้า (Gross MW) และปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Gross Energy) ที่ผู้เชื่อมต่อผลิตได้ทุก ๆ คาบ 15 นาที ทั้งนี้มาตรฐานอุปกรณ์ติดตั้งให้เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. โดยให้มีผลบังคับใช้กับผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฉบับ พ.ศ. 2550 เป็นต้นไป

(6) ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้มีความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสาร ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม ระบบโทรศัพท์ ระบบโทรสาร ระบบ Party Line ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หากระบบสื่อสารใด ๆ ของ ผู้เชื่อมต่อเกิดเหตุขัดข้อง และไม่ได้รับการแก้ไขหลังจากได้รับการแจ้งเตือนจาก กฟผ. ภายในระยะเวลา 30 วัน หรือพ้นกำหนดตามแผนการแก้ไขที่ กฟผ. เห็นชอบแล้ว กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการแจ้งงดรับซื้อไฟฟ้าโดยให้เป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อทั้งนี้แผนการดำเนินการแก้ไขของผู้เชื่อมต่อต้องมีความเหมาะสมทางด้านเทคนิค โดยผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

บทที่ 10
การประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า

10.1 บทนำ

ในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. มีหน้าที่ในการประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อรักษาคุณภาพระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน รวมทั้งควบคุมการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ข้อกำหนดนี้จึงได้กำหนดหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ให้การประเมิน การตรวจสอบ และการเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อรักษาความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

10.2 วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ในการประเมิน การตรวจสอบ และการเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อช่วยรักษาความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ดีขึ้น

10.3 ขอบเขต

ระเบียบการประเมิน การตรวจสอบ และการเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ใช้กับผู้เชื่อมต่อทุกราย

10.4 ข้อกำหนด

10.4.1 กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการประเมินคุณภาพระบบไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดทุก 1 ปี หรือตามที่ กฟผ. เห็นสมควร โดยผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งเจ้าหน้าที่มาร่วมในการประเมินด้วยทุกครั้ง

10.4.2 กฟผ. จะจัดส่งผลการประเมินคุณภาพระบบไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อรับทราบทุกครั้ง

10.4.3 หากมีการร้องขอจากผู้เชื่อมต่อให้มีการประเมินคุณภาพระบบไฟฟ้าซ้ำ กฟผ. จะคิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการดำเนินการในครั้งนั้นจากผู้เชื่อมต่อที่ร้องขอ

10.4.4 หากผลการตรวจสอบพบว่าผู้เชื่อมต่อดำเนินการใด ๆ ที่ส่งผลให้ค่าคุณภาพระบบไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดนี้ กฟผ. จะทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด แจ้งให้ผู้เชื่อมต่อแก้ไขเพื่อให้คุณภาพระบบไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนด หากไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ กฟผ. สามารถดำเนินการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้

10.4.5 ผู้เชื่อมต่อต้องดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล และระบบสื่อสารที่เชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าให้พร้อมใช้งานอยู่ตลอดเวลา

10.4.6 กรณีที่พบว่า อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้เชื่อมต่อไม่สามารถติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบ และผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งเจ้าหน้าที่เข้าร่วมตรวจสอบพร้อมกับเจ้าหน้าที่ของ กฟผ.

10.4.7 หากผลการตรวจสอบพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล หรือระบบสื่อสารของผู้เชื่อมต่อมีข้อขัดข้องหรือชำรุด ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จจนสามารถใช้งานได้เป็นปกติ ภายใน 30 วัน และในกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยที่ทำให้ไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในช่วงเวลาดังกล่าวได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด แจ้งให้ กฟผ. ทราบในทันที หากผู้เชื่อมต่อยังไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ภายใน 90 วัน นับจากวันที่ตรวจพบครั้งแรกว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล หรือระบบสื่อสารของผู้เชื่อมต่อมีข้อขัดข้องหรือชำรุด กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการเข้าดำเนินการแก้ไข ปรับปรุง หรือจัดหาระบบใหม่เข้าติดตั้งใช้งาน โดยคิดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดจากผู้เชื่อมต่อ

บทที่ 11
การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

11.1 บทนำ

ในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า จำเป็นต้องมีการกำหนดหลักเกณฑ์การเรียกชื่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ให้ถูกต้องตรงกัน เพื่อให้ผู้เกี่ยวข้องทางด้านปฏิบัติการ มีความแน่นอนชัดเจนในการสั่งการควบคุมอุปกรณ์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และมีความปลอดภัย ข้อกำหนดนี้จึงได้กำหนดหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ในการกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อใช้ในการสั่งการควบคุมต่อไป

11.2 วัตถุประสงค์

11.2.1 เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ในการกำหนดรหัสของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีชื่อเรียกที่ถูกต้องตรงกัน

11.2.2 เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการปฏิบัติงานสั่งการควบคุมอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรืออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า

11.3 ขอบเขต

การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ใช้กับผู้เชื่อมต่อทุกราย

11.4 ข้อกำหนด

11.4.1 กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดรหัสอุปกรณ์ให้กับอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทุกชนิดที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งรหัสอุปกรณ์ดังกล่าวจะเป็นรหัสเฉพาะตัวอุปกรณ์และไม่ซ้ำกัน

11.4.2 กฟผ. จะเป็นผู้จัดทำผังระบบโครงข่ายไฟฟ้าในส่วนที่มีความเกี่ยวข้องกับผู้เชื่อมต่อรายนั้น ๆ โดยผู้เชื่อมต่อต้องส่งมอบรายละเอียดที่เกี่ยวข้องทั้งหมดให้กับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

11.4.3 เมื่อจะมีการติดตั้งอุปกรณ์เชื่อมต่อเพิ่มเติม หรือมีการจัดเรียงอุปกรณ์ในการเชื่อมต่อใหม่ เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบ เพื่อ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดรหัสอุปกรณ์

11.4.4 ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการจัดทำแผ่นรหัสอุปกรณ์ และป้ายเตือนระวังเพื่อความปลอดภัย ตามแบบที่ กฟผ. กำหนดและติดตั้งไว้ในที่ที่สามารถสังเกตเห็นได้ชัดเจน