การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

<u>รายละเอียดและขอบเขตงาน</u>
<u>ส่วนที่ 1 เงื่อนไขเฉพาะงาน</u>
<u>งานจ้างเหมาปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ (CSCS) ระยะที่ 4</u>
<u>ตามงบประมาณลงทุนประจำปี 2563 ด้วยวิธีประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ (e-bidding)</u>

เงื่อนไขประกวดราคาเพิ่มเติมนี้ กำหนดขึ้นเพื่อเป็นรายละเอียดเพิ่มเติมจากเอกสารประกวดราคาจ้างด้วยวิธีการทางอิเล็กทรอนิกส์ เลขที่ PAT-SCPS01/2021 งานจ้างเหมารื้อถอนระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์(CSCS) และอุปกรณ์ป้องกันเดิม พร้อมทั้งจัดหาและติดตั้งระบบ Substation Control and Protection System (SCPS) ใหม่เพื่อให้ผู้ยื่นข้อเสนอและผู้รับจ้างดำเนินการให้ถูกต้อง หากมีข้อความใดที่ขัดหรือแย้งกับเงื่อนไขประกวดราคาเพิ่มเติมฉบับนี้ ให้ใช้ข้อความที่ระบุไว้ในเงื่อนไขประกวดราคาเพิ่มเติมฉบับนี้แทน และรวมถึงภาคผนวกต่างๆ ด้วย และให้ถือว่าการพิจารณาและคำตัดสินของ กฟภ. ถือเป็นที่สิ้นสุด

ข้อ 1 แผนการดำเนินงานและระยะเวลาโครงการ

1.1 หลังจากผู้รับจ้างได้รับหนังสือสั่งจ้าง ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำแผนการดำเนินงานตามสัญญาโดยละเอียด (ให้รวมถึงการจัดทำ Critical Path Method ด้วย) และจัดส่งให้ กฟภ. ภายใน 28 (ยี่สิบแปด) วัน นับถัดจากวันที่ส่งมอบพื้นที่แผนงานนี้จะต้องระบุลำดับเวลาที่ผู้รับจ้างคาดว่าจะทำการออกแบบสั่งผลิตอุปกรณ์ จัดส่ง ทำการประกอบ ติดตั้ง และทดสอบ ทั้งยังต้องระบุวันที่ ซึ่งผู้รับจ้างต้องการให้ผู้ว่าจ้างปฏิบัติตามพันธะของสัญญาโดยครบถ้วน (อย่างสมควรแก่เหตุผล) เพื่อที่ผู้รับจ้างจะสามารถดำเนินการตามสัญญา โดยเป็นไปตามแผนงานและบรรลุผลให้งานเสร็จสิ้น จนผ่านกระบวนการทดสอบและการตรวจรับงานตามเงื่อนไขของสัญญาได้ ตลอดจนกำหนดวันที่และช่วงเวลาอื่นใดที่กำหนดไว้ในสัญญาอีกด้วย

1.2 ผู้รับจ้างจะต้องปรับปรุงแผนงานให้เป็นปัจจุบัน และทบทวนปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมหรือตามที่ กฟภ. ให้ความเห็นชอบแต่จะต้องไม่เปลี่ยนแปลงเวลาสิ้นสุดงานตามเงื่อนไขการขอทบทวนแผนงานใดๆ ในการนี้จะต้องแจ้งให้ กฟภ.ทราบ

1.3 เพื่อให้งานสัญญาดังกล่าว แล้วเสร็จตามกำหนดเวลา และแก้ไขปัญหาอุปสรรคต่างๆผู้รับจ้างต้องจัดให้มีการประชุมร่วมระหว่าง กฟภ.กับผู้รับจ้างตลอดจนผู้ที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

(1) การประชุมที่หน้างาน (Site Meeting) หรือในกรณีที่เกิดปัญหาอุปสรรคทำให้งานล่าช้ากว่ากำหนด

(2) ประชุมประจำเดือน (Monthly Progress Meeting) เพื่อติดตามความก้าวหน้าของงานนั้น โดยกำหนดวันที่แน่นอนในแต่ละเดือน ซึ่งผู้รับจ้างจะต้องจัดทำรายงานความก้าวหน้าประจำเดือนด้วย

(3) ประชุมเตรียมความพร้อมก่อนการทดสอบและนำเข้าใช้งาน

ข้อ 2 ข้อตกลงด้านความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน

2.1 ผู้รับจ้างต้องปฏิบัติตามพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554 และกฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และ

ดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับไฟฟ้า พ.ศ. 2558 รวมทั้งกฎกระทรวงและกฎหมายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับลักษณะงานตามขอบเขตงานนี้

2.2 ผู้รับจ้างต้องจัดหาเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับหัวหน้างาน (จป.หัวหน้างาน) ตามที่กฎหมายกำหนด และปฏิบัติตามกฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 โดย จป.หัวหน้างานดังกล่าวต้องประสานงานกับตัวแทนของผู้ว่าจ้างด้านเจ้าหน้าที่ความปลอดภัย ในการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องกับด้านความปลอดภัยในการทำงาน พร้อมทั้งจัดส่งหลักฐานการประสานงานกันเป็นลายลักษณ์อักษรให้ผู้ว่าจ้างรับทราบด้วย

2.3 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาอุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคล (PPE) ให้แก่ผู้ปฏิบัติงานของผู้รับจ้างอย่างครบถ้วนและเพียงพอสำหรับทุกคน

2.4 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำและจัดส่งเอกสารขออนุญาตทำงาน กฟภ. (PEA Work Permit) สำหรับการลงนามขอเข้าปฏิบัติงานภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ.และต้องมีการดำเนินการจัดทำเอกสารขออนุญาตทุกสถานี

2.5 ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำเอกสารการประชุมด้านความปลอดภัยในการทำงานก่อนเริ่มปฏิบัติงาน (Safety Talk) รวมทั้งการประชุมเรื่องการหยั่งรู้อันตราย (KYT) ในการปฏิบัติงานแยกเป็นรายวันและต้องดำเนินการทุกวันที่เข้าปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ผู้รับจ้างจะต้องควบคุมให้ผู้ปฏิบัติงานเข้าร่วมประชุมและให้ลงนามไว้เป็นหลักฐานทุกคน

<u>หมายเหตุ</u> หากผู้รับจ้างไม่ปฏิบัติตามข้อตกลงด้านความปลอดภัยในการทำงาน ข้อ 2.1–2.5 ให้ครบถ้วนทุกข้อทุกสถานีไฟฟ้าแล้ว กฟภ.จะไม่ให้เข้าปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้า และไม่สามารถสงวนสิทธิ์ในบทปรับได้

ข้อ 3 ข้อตกลงด้านความพร้อมในการปฏิบัติงาน

3.1 ต้องมีทีมงานวิศวกร ตามพระราชบัญญัติวิศวกร พ.ศ. 2542 พร้อมหลักฐานและหนังสือรับรองว่าเป็นผู้ออกแบบ และควบคุมงานตามประกวดราคาจ้างนี้

3.2 ต้องมีทีมงานที่มีประสบการณ์ในการออกแบบและติดตั้งระบบป้องกัน และระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ โดยจะต้องประกอบด้วยบุคลากร ดังต่อไปนี้

(1) ผู้จัดการโครงการ

(2) วิศวกรออกแบบ

(3) วิศวกรควบคุมการติดตั้ง

3.3 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาทีมงานผู้เชี่ยวชาญที่มีความรู้ความสามารถในการปฏิบัติงานเกี่ยวกับการติดตั้งอุปกรณ์ การทดสอบ และการตรวจสอบอุปกรณ์ทั้งหมด รวมทั้งเป็นผู้มีประสบการณ์ในการทำงานเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้า มาปฏิบัติงานตามขอบเขตงานของสัญญา

3.4 ผู้รับจ้างจะต้องจัดส่งผู้ควบคุมงานของผู้รับจ้าง ที่รับผิดชอบตำแหน่งหัวหน้าทีมวิศวกรควบคุมงานติดตั้งและทดสอบ <u>จะต้องอยู่ประสานงานและควบคุมการปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้าของผู้ว่าจ้างตลอดเวลาที่มีแผนการปฏิบัติงานในแต่ละสถานีไฟฟ้า</u>

<u>หมายเหตุ</u> หากผู้รับจ้างไม่จัดส่งหัวหน้าทีมวิศวกรควบคุมงานติดตั้งและทดสอบ เข้าร่วมประสานงานและควบคุมการปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้าตามสัญญา กฟภ. จะไม่ให้เข้าปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้า และไม่สามารถสงวนสิทธิ์ในบทปรับได้

3.5 ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาเครื่องมือเครื่องทดสอบที่ กฟภ. ให้การยอมรับ ที่จะนำมาใช้ในการดำเนินงานตามสัญญา โดยรายละเอียดของเอกสารจะต้องแสดงถึง ชื่อผลิตภัณฑ์, รุ่น,Serial

Number, รูปถ่ายและใบรับรองผลการสอบเทียบความแม่นยำ (Certificate of Calibration) ของเครื่องที่มีอายุไม่เกิน 1 ปีออกให้โดยห้องปฏิบัติการที่ กฟภ. ให้การยอมรับ เป็นต้น

หมายเหตุ หากผู้รับจ้างไม่จัดหาเครื่องมือเครื่องทดสอบขั้นต่ำที่ไม่เป็นไปตามเอกสารที่ กฟภ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ กฟภ.ขอสงวนสิทธิ์ไม่พิจารณาหรือยอมรับผลการปฏิบัติงาน และจะไม่ให้เข้าปฏิบัติงานในสถานีไฟฟ้า รวมทั้งไม่สามารถสงวนสิทธิ์ในบทปรับได้

3.6 ผู้รับจ้าง จะต้องรับทราบและลงนามในสัญญาการรักษาข้อมูลที่เป็นความลับ (Non – Disclosure Agreement) และการปฏิบัติตามนโยบายด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ โดยผู้รับจ้างต้องทำความเข้าใจกับหนังสือสัญญาโดยละเอียดและลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี) ซึ่งมีรายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายเอกสารประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ ข้อ 1.12 แบบฟอร์มหนังสือสัญญาการรักษาข้อมูลที่เป็นความลับ (Non – Disclosure Agreement)

ข้อ 4 หนังสือรับรองผลงาน

ภายหลังจากที่ผู้รับจ้างได้ดำเนินการตามสัญญาแล้วเสร็จทั้งหมด และผ่านการทดสอบเสถียรภาพในการใช้งานตามข้อ 7.10(4) แล้วนั้น กฟภ. จะดำเนินการตรวจสอบผลงานทั้งหมดหากถูกต้องครบถ้วนตามสัญญาจ้าง กฟภ. จะดำเนินการออกหนังสือรับรองผลงาน (Provisional Acceptance Certificate : PAC) ให้กับผู้รับจ้าง

ข้อ 5 สถานที่ดำเนินการ

สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จำนวน 17 สถานีไฟฟ้า โดยแบ่งเป็น 3 รายการ (กลุ่ม) ดังนี้

5.1 กลุ่มที่ 1 สถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จำนวน 5 สถานีไฟฟ้า ดังนี้

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	จังหวัด	การไฟฟ้าเขต
1	นวนคร 3	ปทุมธานี	เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
2	อ่างทอง 1	อ่างทอง	เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
3	ลาดบัวหลวง	พระนครศรีอยุธยา	เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
4	บางปะอิน 3	พระนครศรีอยุธยา	เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
5	วังน้ำเย็น	สระแก้ว	เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา

5.2 กลุ่มที่ 2 สถานีไฟฟ้าในเขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐมจำนวน 4 สถานีไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี จำนวน 1 สถานีไฟฟ้า รวมทั้งหมด 5 สถานีไฟฟ้า ดังนี้

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	จังหวัด	การไฟฟ้าเขต
1	สมุทรสาคร 2	สมุทรสาคร	เขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม
2	บางปลา	นครปฐม	เขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม
3	ด่านช้าง	สุพรรณบุรี	เขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม
4	สุพรรณบุรี	สุพรรณบุรี	เขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม
5	เขาย้อย 1	เพชรบุรี	เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี

5.3 กลุ่มที่ 3 สถานีไฟฟ้าเขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี จำนวน 2 สถานีไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าในเขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา จำนวน 2 สถานีไฟฟ้า รวมทั้งหมด 7 สถานีไฟฟ้า ดังนี้

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	จังหวัด	การไฟฟ้าเขต
1	อุตรดิตถ์	อุตรดิตถ์	เขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก
2	พิษณุโลก 1	พิษณุโลก	เขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก
3	แพร่	แพร่	เขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก
4	สกลนคร 1	สกลนคร	เขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี
5	เลย	เลย	เขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี
6	หาดใหญ่ 1	สงขลา	เขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา
7	ปัตตานี 2	ปัตตานี	เขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา

ข้อ 6 ระยะเวลาในการดำเนินการรื้อถอน ติดตั้ง และทดสอบ พร้อมนำเข้าใช้งาน

ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการรื้อถอน ติดตั้ง และทดสอบ พร้อมนำเข้าใช้งานให้แล้วเสร็จภายใน 365 (สามร้อยหกสิบห้า) วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา และวันส่งมอบพื้นที่

ข้อ 7 ขอบเขตการรับผิดชอบงาน (Scope of Work)

7.1 งานที่ระบุไว้ตามสัญญาครอบคลุมถึง การรื้อถอนระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ CSCS เดิมออกทั้งหมด รวมถึงการรื้อถอนอุปกรณ์ป้องกันออก พร้อมจัดหาและติดตั้งระบบ SCPS ที่ผู้รับจ้างเสนอเข้าใช้งานที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ ของ กฟภ. ซึ่งรวมถึงการออกแบบในรายละเอียดการจัดหาผู้ปฏิบัติงาน วัสดุอุปกรณ์และเครื่องมือต่างๆ การขนส่งไปยังสถานที่ติดตั้ง งานติดตั้งการทดสอบการฝึกอบรม และตรวจสอบเกี่ยวกับงานและบริการทั้งหมดที่จำเป็นในการดำเนินการตามสัญญา ซึ่งแสดงไว้ในแบบงานและข้อกำหนดต่างๆ

ความเสียหายใดๆ อันเกิดขึ้นระหว่างการจัดหา และติดตั้ง ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบชดใช้หรือทำให้อยู่ในสภาพเดิมทุกกรณี โดยที่ กฟภ.จะไม่รับผิดชอบใดๆทั้งสิ้น ทั้งนี้รวมถึงอุบัติเหตุอันตรายต่างๆ และความเสียหายอันพึงจะเกิดเกี่ยวกับบุคคล วัสดุ และ/หรือทรัพย์สินของผู้อื่น

7.2 ออกแบบพร้อมจัดหา และติดตั้งอุปกรณ์ระบบ SCPS ซึ่งรวมถึงการออกแบบในรายละเอียด การจัดหาผู้ปฏิบัติงาน วัสดุอุปกรณ์และเครื่องมือต่างๆ การขนส่งไปยังสถานที่ติดตั้งงานติดตั้ง การทดสอบ การฝึกอบรม และตรวจสอบเกี่ยวกับงานและบริการทั้งหมดที่จำเป็นในการดำเนินการตามสัญญา ซึ่งแสดงไว้ในแบบงานและข้อกำหนดต่างๆ ที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ ดังนี้

กลุ่มที่ 1 สถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยาจำนวน 5 สถานีไฟฟ้า

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type	115 kV			22 kV					115/22 kV	Power supply
			Tie Bay	Line Bay	Tr. Bay	BS	Inc	Out	Cap Bank	TS	Power Transformer	
1	นวนคร3	115 kV Double Bus Single Breaker	1	3	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		
2	อ่างทอง 1	115 kV Double Bus Single Breaker	1	5	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		
3	ลาดบัวหลวง	115 kV Main and Transfer	1	3	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type	115 kV			22 kV					115/22 kV	Power supply
			Tie Bay	Line Bay	Tr. Bay	BS	Inc	Out	Cap Bank	TS	Power Transformer	
4	บางปะอิน 3	115kV Main and Transfer	1	3	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		
5	วังน้ำเย็น	115kV Main and Transfer	1	2	1	-	-	-	-	-	1	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		

กลุ่มที่ 2 สถานีไฟฟ้าในเขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม จำนวน 4 สถานีไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี จำนวน 1 สถานีไฟฟ้ารวมทั้งหมด 5 สถานีไฟฟ้า

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type	115 kV			22kV					115/22kV	Power Supply
			Tie Bay	Line Bay	Tr. Bay	BS	Inc	Out	Cap Bank	TS	Power Transformer	
1	สมุทรสาคร 2	22 kV Indoor	-	-	-	2	3	15	3	2	-	48 Vdc
2	บางปลา	115 kV Double Bus Single Breaker	1	2	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		
3	ด่านช้าง	115kV Main and Transfer	1	3	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		
4	สุพรรณบุรี	22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2	-	48 Vdc
5	เขาย้อย 1	115kV Main and Transfer	1	2	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		

กลุ่มที่ 3 สถานีไฟฟ้าในเขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี จำนวน 2 สถานีไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าในเขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา จำนวน 2 สถานีไฟฟ้า รวมทั้งหมด 7 สถานีไฟฟ้า

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type	115 kV			22,33 kV					115/22,33 kV	Power Supply
			Tie Bay	Line Bay	Tr. Bay	BS	Inc	Out	Cap Bank	TS	Power Transformer	
1	อุตรดิตถ์	22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2	-	48 Vdc
2	พิษณุโลก 1	22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2	-	48 Vdc
3	แพร่	22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2	-	48 Vdc
4	สกลนคร 1	22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2	-	48 Vdc
5	เลย	22 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	-	2	-	125 Vdc
6	หาดใหญ่ 1	33 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2	-	125 Vdc
7	ปัตตานี 2	115 kV Main and Transfer	1	3	2	-	-	-	-	-	2	125 Vdc
		33 kV Indoor	-	-	-	1	2	10	2	2		

7.3 ผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบระบบ SCPS ที่มีรายละเอียดสอดคล้องกับความต้องการของ กฟภ. ตาม Specification No. RSUB-010/2560 (Rev. 1.0) และที่ระบุไว้ใน ADDENDUM ของ Specification No. RSUB-010/2560 (Rev.1.0) รวมทั้งการเชื่อมต่อระบบ SCPS กับระบบ SCADA ของ กฟภ. ให้ทำงานร่วมกันได้อย่างสมบูรณ์ ข้อความใดๆ ใน Specification No. RSUB-010/2560 (Rev. 1.0) และใน ADDENDUM ของ Specification No. RSUB-010/2560 (Rev.1.0) หากมีข้อความใดที่ขัดหรือแย้งกับเงื่อนไขประกวดราคาเพิ่มเติมฉบับนี้ ให้ใช้ข้อความที่ระบุไว้ในเงื่อนไขประกวดราคาเพิ่มเติมฉบับนี้แทน และรวมถึงภาคผนวกต่างๆ ด้วย และงานจะถือว่าเสร็จสิ้นไม่ได้ หาก กฟภ. ยังไม่ได้ตรวจรับและรับมอบงานงวดสุดท้าย โดยมีส่วนที่จะต้องแก้ไขข้อกำหนดใน Specification No. RSUB-010/2560 (Rev. 1.0) และใน ADDENDUM ของ Specification No. RSUB-010/2560 (Rev.1.0) ดังนี้

1) ตาม Specification No. RSUB-010/2560 (Rev. 1.0) Clause 4.1 GENERAL REQUIREMENTS , replace the first paragraph (in Page 30 of 389) by the following:

"A warranty period shall be at least 5 years long for Relay, and at least 2 years long for SCPS."

2) ตาม ADDENDUM ของ Specification No. RSUB-010/2560 (Rev.1.0) ข้อ (2) Clause 4.2.2 Bay Level, replace the typical of Protection relay function (in Page 1 of 3) by the following:

"Typical of Protective relay functions can be categorized as:

1) 115 kV Bus Protection (Main 1 and Main 2) 87B, 95B
2) 115 kV Line Protection (Main 1 and Main 2) 21/21N, 67/67N, 25, 27/59, 79, 50BF
3) 115 kV Transformer Protection (Main 1 and Main 2) 87T,87REF, 50/51, 50N/51N, 51GB, 50BF
4) Others 115 kV Protections
5) 22 or 33 kV Feeder Protection 50/51, 50N/51N, 67/67N, 25, 79, 50BF, 81, 27/59
6) Others MV Protections

All protection functions of the protective relay shall be completely programmed from manufacturer's factory."

7.4 ผู้รับจ้างต้องออกแบบและติดตั้งระบบ SCPS ตาม Network Topology ตามตารางต่อไปนี้โดยการออกแบบจะต้องสอดคล้องกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าและมีรายละเอียดเพียงพอที่ กฟภ. จะสามารถพิจารณาและรับรอง (Approved) ก่อนการติดตั้งซึ่งระบบ SCPS จะต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดดังนี้

1) กลุ่มที่ 1 สถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จำนวน 5 สถานีไฟฟ้า

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type		Network Topology ที่กำหนดในการจ้างเหมาฯ	หมายเหตุ		
		115 kV	22 kV		การดำเนินการ	DigitalFault Recorder	Arc Protection
1	นวนคร 3	Double bus single breaker	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	✓	✓

2	อ่างทอง 1	Double bus single breaker	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	✓	-
3	ลาดบัวหลวง	Main and Transfer	Indoor	Topology 1	Station Level, and Bay Level	✓	-
4	บางปะอิน 3	Main and Transfer	Indoor	Topology 1	Station Level, and Bay Level	✓	-
5	วังน้ำเย็น	Main and Transfer	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	✓	-

2) กลุ่มที่ 2 สถานีไฟฟ้าในเขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม จำนวน 4 สถานีไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี จำนวน 1 สถานีไฟฟ้า รวมทั้งสิ้น 5 สถานีไฟฟ้า

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type		Network Topology ที่กำหนดในการจ้างเหมาฯ	หมายเหตุ		
		115 kV	22 kV		การดำเนินการ	Digital Fault Recorder	Arc Protection
1	สมุทรสาคร 2	-	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	-	-
2	บางปลา	Double bus single breaker	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	✓	✓
3	ด่านช้าง	Main and Transfer	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	✓	-
4	สุพรรณบุรี	-	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	-	-
5	เขาย้อย 1	Main and Transfer	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	✓	-

3) กลุ่มที่ 3 สถานีไฟฟ้าในเขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าในเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี จำนวน 2 สถานีไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าในเขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา จำนวน 2 สถานีไฟฟ้า รวมทั้งสิ้น 7 สถานีไฟฟ้า

ลำดับที่	สถานีไฟฟ้า	Substation Type		Network Topology ที่กำหนดในการจ้างเหมาฯ	หมายเหตุ		
		115 kV	22 kV/ 33 kV		การดำเนินการ	Digital Fault Recorder	Arc Protection
1	อุตรดิตถ์	-	Indoor	Topology1	Station Level and Bay Level	-	-
2	พิษณุโลก 1	-	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	-	-
3	แพร่	-	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	-	-
4	สกลนคร 1	-	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	-	-
5	เลย	-	Indoor	Topology 1	Station Level and Bay Level	-	-
6	หาดใหญ่ 1	-	Indoor	Topology1	Station Level and Bay Level	-	-
7	ปัตตานี 2	Main and Transfer	Indoor	Topology1	Station Level and Bay Level	✓	-

7.5 ผู้รับจ้างต้องทำแผนการทำงาน (Work Schedule) ของงานรื้อถอนอุปกรณ์ CSCS และอุปกรณ์ป้องกันของเดิม และงานติดตั้งระบบ SCPS ที่สถานีไฟฟ้า ตามระยะเวลาที่กำหนดให้แล้วเสร็จในการประกวดราคา ในรูปแบบ Bar Chart และกราฟเส้น ที่มีรายละเอียดปริมาณงานช่วงระยะเวลาการดำเนินการของงานในแต่ละส่วน อัตราผลงานก้าวหน้า ในแต่ละเดือนคิดเป็นร้อยละโดยเสนอในรูปแบบของ Microsoft Project จำนวน 4 (สี่) ชุด โดยเอกสารต้นฉบับ จำนวน 1 (หนึ่ง) ชุด สำเนาจำนวน 3 (สาม) ชุด ภายใน 30 (สามสิบ) วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา และวันส่งมอบพื้นที่

7.6 ผู้รับจ้างต้องเสนอราคา อุปกรณ์อะไหล่ (Spare Part) ที่จำเป็นสำหรับการบำรุงรักษาและซ่อมแซมแก้ไขให้เพียงพอสำหรับระยะเวลา 10 (สิบ) ปี โดยจะต้องระบุรายการ และราคาในแต่ละรายการอย่างละเอียด และ กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาจัดซื้ออุปกรณ์ Spare part ดังกล่าวโดยให้จัดส่งเอกสารมาพร้อมกับการทำสัญญาจ้าง

7.7 การรื้อถอนอุปกรณ์ระบบ CSCS และอุปกรณ์ป้องกันของเดิม

(1) ผู้รับจ้างจะต้องเข้าสำรวจระบบ CSCS และอุปกรณ์ป้องกันของเดิม เพื่อจัดทำรายการอุปกรณ์ที่จะต้องรื้อถอน โดยผู้รับจ้างต้องส่งรายงานแผนงานการรื้อถอนอุปกรณ์ และรายการอุปกรณ์ที่จะดำเนินการรื้อถอน ให้กฟภ.พิจารณาตรวจสอบและรับรอง (Approved) ก่อนดำเนินการรื้อถอนภายใน 60 (หกสิบ) วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา และวันส่งมอบพื้นที่

(2) ผู้รับจ้างจะต้องทำการรื้อถอนอุปกรณ์ของระบบ CSCS และอุปกรณ์ป้องกันเดิม ดังนี้

1) ระบบ CSCS

Distributed I/O Modules (DIMs), Central Processing Modules (CPM), Local User Interface (LUI)(ได้แก่ Industrial Computer, Monitor, Mouse, Keyboard และ Printer), Time Reference Unit, Inverter, Converter, Terminal Blocks, สายเคเบิลใยแก้วนำแสง, Power Supply Cables, Miniature Circuit Breaker, สายสัญญาณ (Input/Output Signal Cables), Operator Console (ได้แก่ โต๊ะ และเก้าอี้), CPM Cabinet และ อุปกรณ์ชุด CSCS Interface

2) อุปกรณ์ป้องกัน

- 115 kV Main Control Board รวมไปถึงสายสัญญาณต่างๆ จนถึง Primary Equipment

สำหรับ Synchronizing Panel ให้ดำเนินการรื้อออกเพื่อนำไปติดตั้งใช้งานร่วมกับ 115 kV Protection and Control Panel ของระบบ SCPS ใหม่

- 22 kV หรือ 33 kV ProtectiveRelay, Terminal Blocks, Power Supply Cables, Miniature Circuit Breaker, สายสัญญาณ (Input/Output Signal Cables), Lockout Relay (เฉพาะแบบ Mechanical Reset) และ Relay Test Block

สำหรับ Horn Buzzer ให้ดำเนินการออกแบบและปรับปรุงเพื่อให้สามารถใช้งานร่วมกับระบบที่ติดตั้งใหม่ พร้อมติดตั้ง Cut-Off Switch

(3) ผู้รับจ้างต้องดำเนินการรื้อถอนฝาตู้ของ Low Voltage Compartment เก่า ของ 22 kV, 33 kV Switchgear Cubicle รวมไปถึงอุปกรณ์ประกอบที่ไม่ได้ใช้งานออกด้วยพร้อมนำส่งอุปกรณ์ที่รื้อถอนทั้งหมดที่ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษา การไฟฟ้าเขตต่างๆ ตามข้อ 5. สถานที่ดำเนินการ

(4) ผู้รับจ้างต้องจัดทำบัญชีรายการอุปกรณ์ระบบ CSCS และอุปกรณ์ป้องกันที่รื้อถอนทั้งหมดของแต่ละสถานีไฟฟ้า พร้อมนำส่งอุปกรณ์ที่รื้อถอนทั้งหมดที่ฝ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษา การไฟฟ้าเขตต่างๆ ตามข้อ 5. สถานที่ดำเนินการ

(5) กฟภ.จะส่งเจ้าหน้าที่ไปทำการ Shutdown ระบบ CSCS และอุปกรณ์ป้องกันของเดิม รวมถึงร่วมประสานงานการรื้อถอนอย่างใกล้ชิด โดยผู้รับจ้างต้องแจ้งแผน และขั้นตอนการรื้อถอน ให้ กฟภ. เพื่อตรวจสอบและให้ความเห็นชอบล่วงหน้าอย่างน้อย 15 (สิบห้า) วันทำการก่อนดำเนินการ

7.8 การออกแบบและติดตั้งระบบ SCPS

(1) ผู้รับจ้างจะต้องทำการสำรวจหน้างานเพื่อการออกแบบ และติดตั้งระบบ SCPS เองทั้งหมด ซึ่งต้องมีรายละเอียดเพียงพอที่ กฟภ.จะสามารถพิจารณา และรับรอง (Approved) ก่อนการติดตั้ง โดยผู้รับจ้างจะต้องส่งแบบการติดตั้งสำหรับการดำเนินงานอย่างครบถ้วนให้ กฟภ. พิจารณาและรับรอง ภายใน 90 (เก้าสิบ) วัน นับถัดจากวันลงนามในสัญญา และวันส่งมอบพื้นที่

แบบและเอกสารดังกล่าวต้องได้รับการแก้ไขโดยผู้รับจ้าง ผู้รับจ้างต้องดำเนินการแก้ไขและจัดส่งให้ กฟภ. ภายใน 15 (สิบห้า) วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งจาก กฟภ.

กฟภ. จะดำเนินการพิจารณา และแจ้งผลให้ผู้รับจ้างทราบภายใน 15 (สิบห้า) วันทำการ นับถัดจากวันที่ได้รับเอกสารจากผู้รับจ้าง หากครบกำหนดแล้วผู้รับจ้างยังมิได้รับแจ้งผลดังกล่าว ผู้รับจ้างสามารถนำเอกสารดังกล่าวไปใช้ในการดำเนินงานได้ โดยการควบคุมคุณภาพงานยังคงเป็นความรับผิดชอบของผู้รับจ้างแต่เพียงผู้เดียว

(2) ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบการติดตั้งอุปกรณ์ระบบ SCPS ให้อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสม และได้รับการรับรองจากกฟภ. (Approved) โดยไม่ให้มีผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่เดิม (Existing Equipment) หรือมีผลกระทบน้อยที่สุด การเปลี่ยนแปลงแก้ไขใดๆ ให้อยู่ในความรับผิดชอบของผู้รับจ้าง และผู้รับจ้างจะเรียกร้องค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจาก กฟภ. อีกไม่ได้

(3) เนื่องจากการดำเนินงานตามสัญญานี้เป็นการติดตั้งอุปกรณ์ระบบ SCPS เข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จ่ายไฟแล้ว ดังนั้นผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการด้วยความระมัดระวัง และมีแผนในการดำเนินการที่ชัดเจนและแน่นอน ในกรณีที่มีความจำเป็นต้องดับไฟเพื่อปฏิบัติงาน ผู้รับจ้างจะต้องติดต่อประสานงานกับเจ้าหน้าที่ของ กฟภ. ล่วงหน้าอย่างน้อย 15 (สิบห้า) วันทำการ

(4) กฟภ. จะแต่งตั้งเจ้าหน้าที่ เพื่อทำหน้าที่ควบคุม และประสานงานกับผู้รับจ้างอย่างใกล้ชิดตลอดระยะเวลาตั้งแต่เริ่มการติดตั้งจนถึงการนำระบบใหม่เข้าใช้งาน

(5) ผู้รับจ้างต้องออกแบบและติดตั้งระบบ SCPS ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดดังนี้ (ตาม ADDENDUM ของ Specification No. RSUB-010/2560 (Rev.1.0))

คุณสมบัติ	ข้อกำหนด
Network redundancy protocol	Parallel Redundancy Protocol (PRP) and/orHigh Availability Seamless Redundancy (HSR)
Time synchronization	IEEE 1588 or IRIG-B

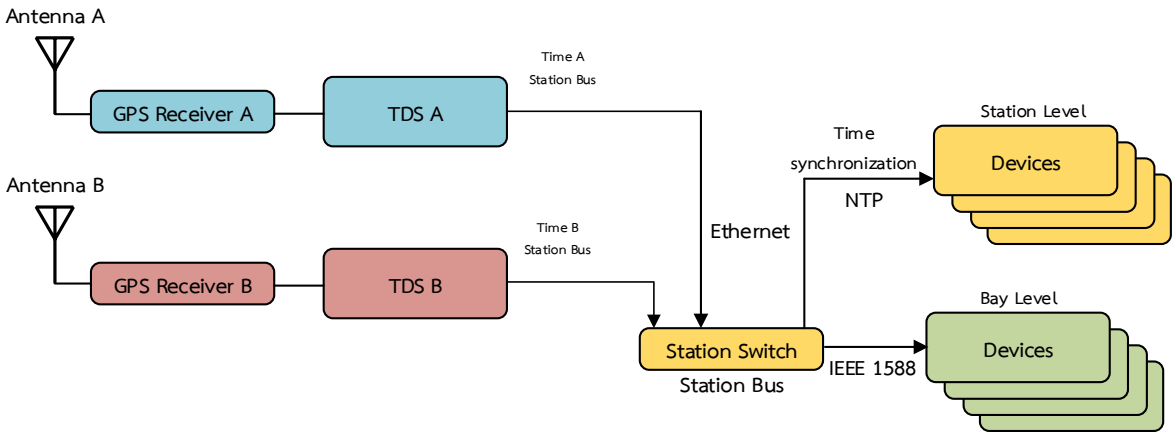
(6) สำหรับ Ethernet Switch ที่จะนำมาใช้ในระบบ SCPS จะต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดดังนี้ (ตาม ADDENDUM ของ Specification No. RSUB-010/2560 (Rev.1.0))

คุณสมบัติ	ข้อกำหนด
Conform to the industrial environment performance	According to IEEE 1613– class 1 for the Ethernet Switch used in station bus level
OSI Model Support	EthernetSwitch at a station bus level shall be L3 type

Auxiliary Supply	1) 125 VDC nominal voltage (substation DC system) with minimum range 80-120% of nominal voltage, or 2) 230 VAC nominal voltage with ±10% of nominal voltage
Network Switch and Time Synchronization	Transparent Clock

(7) รายละเอียดอุปกรณ์ในระดับ Station Level สำหรับ Network Topology 1 ให้ออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ ดังนี้

1) อุปกรณ์Time Data Server (TDS) ของระบบ SCPS จะต้องมีอุปกรณ์ GPS Receivers และ GPS Antenna จำนวนอย่างละ 2 ชุด โดยทั้ง 2 ชุด จะต้องทำงานพร้อมกันตลอดเวลาและสามารถทำงานได้ครบถ้วนตาม Spec No.RSUB-010/2560 (Rev. 1.0) ข้อ 7.7 Station Time Synchronization โดยจะต้องมี TDS ทั้ง 2 ชุด ที่สามารถพร้อมทดแทนกันได้ทันทีในกรณีที่อุปกรณ์ TDS ตัวใดตัวหนึ่งมีเหตุให้ไม่สามารถใช้งานได้



รูปที่ 1 รูปแบบ Time Synchronization Diagram (สำหรับ IEEE 1588 เท่านั้น)

2) อุปกรณ์ SCPS Server ของระบบ SCPS มีอุปกรณ์จำนวน 2 ชุด โดยทั้ง 2 ชุด จะต้องทำงานพร้อมกันตลอดเวลา

ตารางรายการอุปกรณ์ต่างๆ เฉพาะในส่วน Station Level ของแต่ละสถานีไฟฟ้า เป็นดังนี้

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์	จำนวน	หน่วย
1	SCPS Server (Industrial Computer)	2	Sets
2	Station-operator HMI or station level operator interface (SLOI) (Industrial Computer)	1	Set
3	Engineering Workstation (EWS) (Industrial Computer)	1	Set
4	Engineering Tools (Laptop)	1	Set
5	Gateway	1	Set
6	Cyber Security	1	Lot
7	Time Data Server	2	Sets
8	Network Management System	1	Set
9	Protection Management System (PMS)	1	Set
10	Digital Fault Recorder (DFR)	1	Set

(8) ผู้รับจ้างต้องออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ Engineering Workstation (EWS) และ Network Management System (NMS) ทั้ง Hardware และ Software สำหรับทุกสถานีไฟฟ้า โดย Hardware (จะต้องมีพอร์ตสื่อสาร)และ Software จะต้องมีความสามารถรองรับการเชื่อมต่อในรูปแบบ Remote access configuration ผ่านระบบ Network ด้วยอุปกรณ์ที่ติดตั้งใช้งานเฉพาะที่สำนักงานใหญ่ ของ กฟภ.

(9) ผู้รับจ้างต้องออกแบบและติดตั้งระบบ Protection Management System (PMS) ทั้ง Hardware และ Software สำหรับทุกสถานีไฟฟ้า โดยอุปกรณ์ Hardware (จะต้องมีพอร์ตสื่อสาร)และ Software จะต้องมีความสามารถรองรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ Protection Management System (PMS) Server ที่จะติดตั้งใช้งานที่สำนักงานใหญ่ ของ กฟภ. (ซึ่ง กฟภ. มีแผนที่จะติดตั้งใช้งานที่สำนักงานใหญ่ ในอนาคต) ซึ่งระบบจะต้องความสามารถพื้นฐานอย่างน้อยดังต่อไปนี้

1) Remote configuration All Relay directly in PEA Substation
2) View device settings and manage change history
3) View and download retrieved fault records All Relay in PEA Substation
4) Store all data in the database
5) Provide web interface to view and download events
6) View reports on screen
7) Print and export reports
8) Securing remote access
9) One user account to access all applications and devices
10) Define access permissions per user, per group, per device

(10) ผู้รับจ้างจะต้องจัดหาพร้อมติดตั้งอุปกรณ์ Digital Fault Recorder (DFR) สำหรับสถานีไฟฟ้านวนคร 3 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 สถานีไฟฟ้าลาดบัวหลวง สถานีไฟฟ้าบางปะอิน 3 สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น สถานีไฟฟ้าบางปลา สถานีไฟฟ้าด่านช้าง สถานีไฟฟ้าเขาย้อย 1 และสถานีไฟฟ้าปัตตานี 2 โดยมีรายละเอียดคุณสมบัติ ดังนี้

1) อุปกรณ์ Digital Fault Recorder ต้องมีคุณสมบัติทางเทคนิคและฟังก์ชั่นการทำงานตามที่ระบุไว้ใน Annex 10 – Digital Fault Recorder (DFR) Specification ของสเปคเลขที่ RSUB-010/2560 (Rev. 1.0)

2) อุปกรณ์ Digital Fault Recorder จะต้องประกอบด้วย Hardware (จะต้องมีพอร์ตสื่อสาร) และ Software ที่มีความสามารถรองรับการเชื่อมต่อและใช้งานร่วมกับ Data Server for Digital Fault Recorder (DFR) (ซึ่ง กฟภ. มีแผนที่จะติดตั้งใช้งานที่สำนักงานใหญ่ ในอนาคต) ได้โดยระบบจะต้องความสามารถพื้นฐานดังต่อไปนี้

- Remote configuration
- View device settings and manage change history
- View and download retrieved fault records

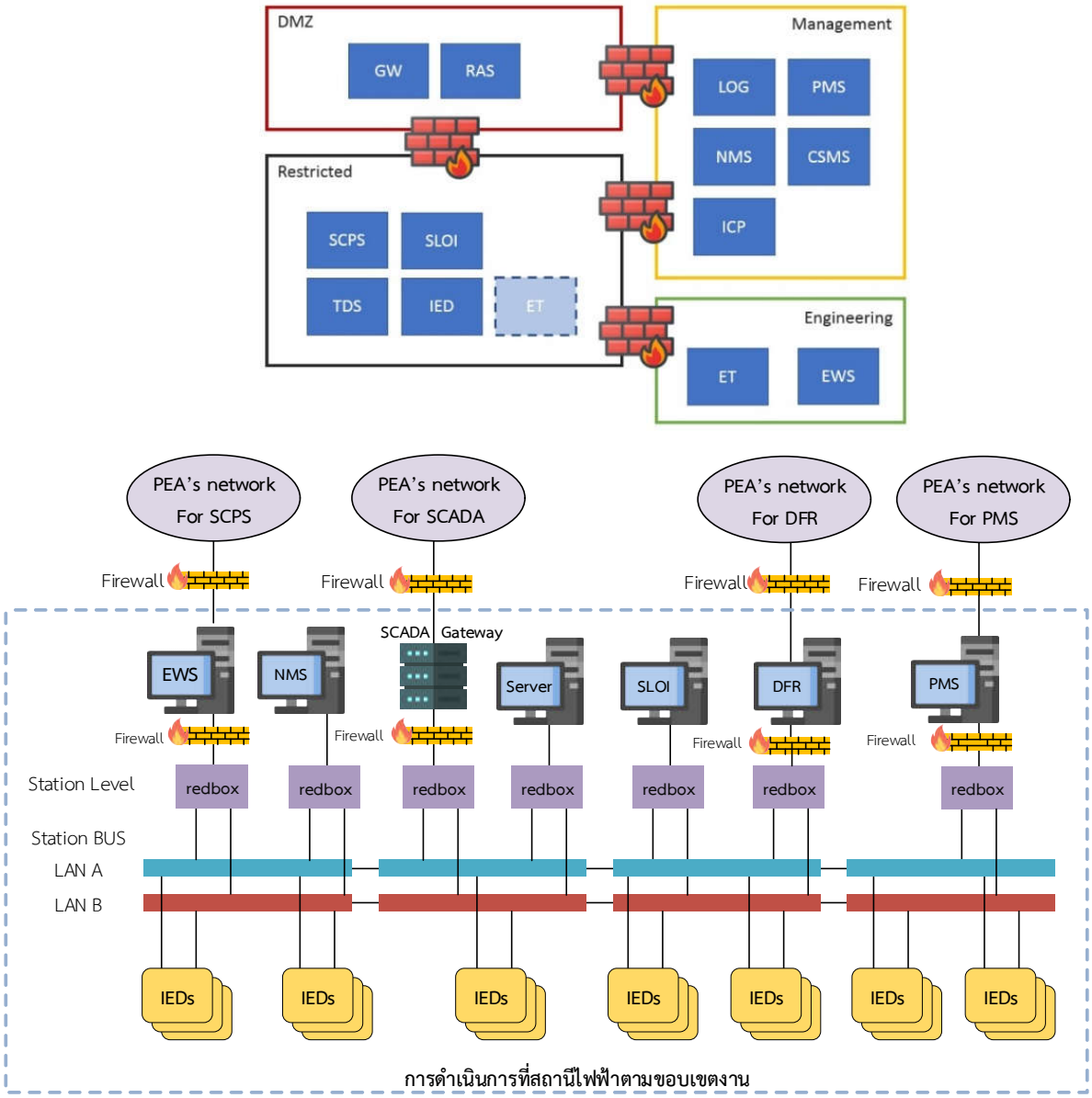
3) อุปกรณ์ Digital Fault Recorder ต้องมีรูปแบบการนำสัญญาณเข้าดังนี้

1. ระดับแรงดัน 115 kV	
1.1 Analog Input	
PT Bus	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุก Bus
PT Line	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุกเบย์ (กรณีมีไม่ครบ 3 เฟส ให้นำเข้าเฉพาะเฟสที่ใช้สำหรับ Sync.)
CT Line	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุกเบย์
CT coupling Bus	นำเข้าทั้ง 3 เฟส
CT High Side Transformer	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุกเบย์
CT Low Side Transformer	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุกเบย์
CT Neutral Transformer	(ถ้ามี)
1.2 Digital Input	
Circuit Breaker	- Status (52a,52b) ของทุก Circuit Breaker
Disconnecting Switch	- Statusของทุก Disconnecting Switch
Bus Protection	- Bus Differential Relay Trip - Bus Differential Lockout Operated (86B) - Breaker Fail Lockout Operated (86BF) - 87B On/Off Status - 50BF On/Off Status
Line Protection	- Distance Relay Trip - Directional Overcurrent Relay Trip - Time Delay (CB Fail) Trip - Auto Reclose Operated - Tele Communication Fail (ถ้ามี) - 21Tele On/Off Status - 67Tele On/Off Status - 50BF On/Off Status
Transformer Protection	- Transformer Differential Relay Trip - Restrict Earth Fault Relay Trip - Overcurrent Relay Trip - Earth Fault Relay Trip - Power Transformer Internal Protection Trip - Time Delay (CB Fail) Trip - Transformer Lockout Operated (86T1) - Transformer Lockout Operated (86T2) - 87T On/Off Status - 87REF On/Off Status - 50BF On/Off Status
2. ระดับแรงดัน 22 kV/33kV	
2.1 Analog Input	

PT Bus	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุก Bus
PT Line	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุก Outgoing ที่มี VSPP เชื่อมต่อ (ถ้ามี)(กรณีมีไม่ครบ 3 เฟส ให้นำเข้าเฉพาะเฟสที่ใช้สำหรับ Sync.)
CT Line	นำเข้าทั้ง 3 เฟส ทุก Outgoing และ Capacitor
CT coupling Bus	นำเข้าทั้ง 3 เฟส
2.2 Digital Input	
Circuit Breaker	- Contact (52a,52b) ของทุก Circuit Breaker
Bus Protection	- Over Current Relay Trip - Over Current Earth Fault Relay Trip - Time Delay (CB Fail) Trip - 50BF On/Off Status
Incoming Protection	- Over Current Relay Trip - Over Current Earth Fault Relay Trip - Time Delay (CB Fail) Trip - 50BF On/Off Status
Feeder Protection	- Over Current Relay Trip - Over Current Earth Fault Relay Trip - Under Frequency Relay Trip - Time Delay (CB Fail) Trip - Auto Reclose Operated - E/F On/Off Status - 50BF On/Off Status
Arc Detection System	- 86ARC(Cable) (ถ้ามี) - 86ARC(BB and CB) (ถ้ามี)

(11) ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้ง ระบบการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

(11.1) ระบบการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security) จะต้องสามารถดำเนินการร่วมกับระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ รวมทั้งสอดคล้องกับนโยบายและแนวปฏิบัติความมั่นคงปลอดภัยสำหรับสารสนเทศของกฟภ. (PEA Cyber Security) โดยการดำเนินการให้เป็นไปตาม ANNEX 7 – Cyber Securities Requirements ของสเปคเลขที่ RSUB-010/2560 (Rev. 1.0) ทั้งนี้ กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตรวจสอบและปรับปรุงระบบ Cyber Security ดังกล่าว ที่ผู้รับจ้างออกแบบมา โดยผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบ (ถ้ามี)



รูปที่ 2 ตัวอย่างเบื้องต้นของระบบการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security)

(11.2) ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งระบบการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security) จะต้องประกอบด้วย Hardware และ Software โดยจะต้องออกแบบการป้องกัน (Security perimeters) ให้สอดคล้องกับแนวทางการเชื่อมต่อเครือข่ายตามรูปที่ 2

(11.3) ระบบ SCPS จะต้องมีความสามารถพื้นฐานในการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Cyber Security) อย่างน้อยดังต่อไปนี้

1) Next-Gen Firewall that detects ICS protocols
2) IDS/IPS
3) Strong remote access authentication (รองรับ Multi-Factor Authentication)
4) Security perimeters
5) Role-based access control

6) User authentication
7) Password management
8) Security event monitoring
9) System performance monitoring
10) Patch management
11) Configuration management
12) System hardening
13) Unused ports/drives/services disabled
14) Backup and recovery
15) Anti-virus

(12) ผู้รับจ้างจะต้องออกแบบให้อุปกรณ์ GPS Receiver, Gateway, Network Management System, SCPS Server, Station Level Operator Interface, Engineering Workstation และ Digital Fault Recorder ที่ติดตั้งในตู้ Station Cubicle เป็นชนิด Rack Type เพื่อความเหมาะสมในการติดตั้งใช้งานและความมั่นคงปลอดภัยในการใช้งานระบบ SCPS โดยที่ข้อกำหนดของตู้ Station Cubicle มีดังนี้

(1) ขนาดไม่น้อยกว่า 800 มิลลิเมตร(W) x 800 มิลลิเมตร(D) ความสูงไม่น้อยกว่า 45U

(2) Frame Structure มีความหนาไม่น้อยกว่า 2 มิลลิเมตร, Sheet มีความหนาไม่น้อยกว่า 2 มิลลิเมตร

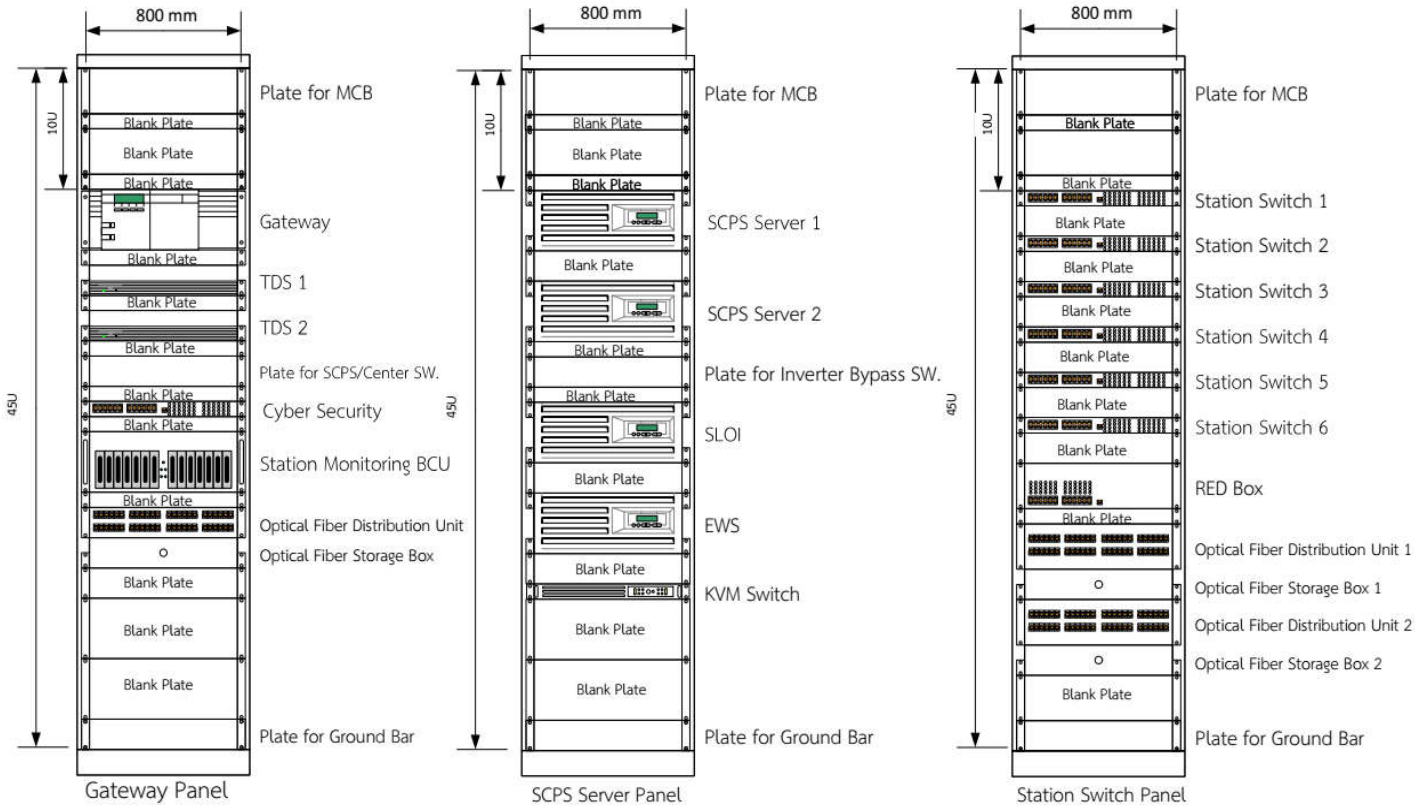
(3) ติดตั้งพัดลมเพื่อระบายอากาศ จำนวน 2 ตัว ที่สามารถควบคุมการทำงานด้วยการตั้งค่าอุณหภูมิ

(12.1) สำหรับสถานีไฟฟ้าระบบ 22 kV มีแนวทางการออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ในตู้ Station Cubicleจำนวน 3 ตู้ เป็นอย่างน้อย โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) <u>ตู้ที่ 1 Gateway Panel</u> ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ Gateway,Time Data Server 1,Time Data Server2, SCPS/Center Switch, Station Monitoring BCU, Optical Fiber Distribution Unit (FDU) (ใช้เป็นที่พักสำหรับจุดเชื่อมต่อสาย), Optical Fiber Storage Box (ใช้เก็บสายไฟเบอร์ออฟติคส่วนที่อยู่ภายนอก FDU ให้มีความปลอดภัยและเป็นระเบียบ) เป็นอย่างน้อย

(2) <u>ตู้ที่ 2 SCPS Server Panel</u> ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ SCPS Server 1, SCPS Server 2, Inverter Bypass Switch, Engineering Workstation (EWS), KVM Switchเป็นอย่างน้อย

(3) <u>ตู้ที่ 3 Station Switch Panel</u> ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ Station Ethernet Switch (จำนวน Ethernet Switch ขึ้นอยู่กับการจำนวนการติดตั้งใช้งานจริง)



รูปที่ 3 ตัวอย่างรูปแบบการติดตั้งอุปกรณ์ในตู้ Station Cubicle สำหรับสถานีไฟฟ้าระบบ 22 kV / 33 kV

(12.2) สำหรับสถานีไฟฟ้าระบบ 115/22 kV หรือ 115/33 kV มีแนวทางการออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ในตู้ Station Cubicle จำนวน 5 ตู้ เป็นอย่างน้อย โดยมีรายละเอียดดังนี้

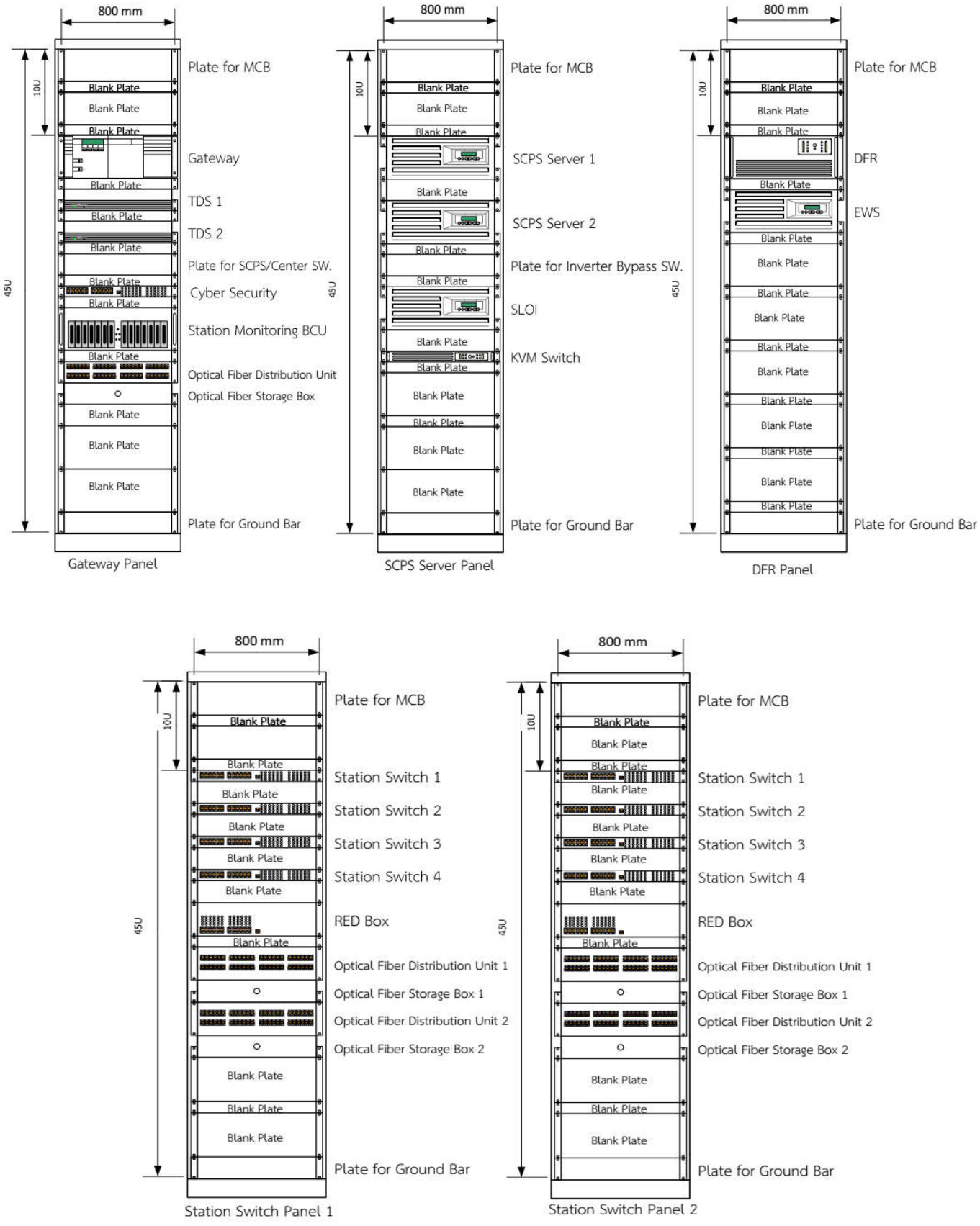
(1) ตู้ที่ 1 Gateway Panel ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ Gateway, Time Data Server 1, Time Data Server2, SCPS/Center Switch, Station Monitoring BCU, Optical Fiber Distribution Unit (FDU)(ใช้เป็นที่พักสำหรับจุดเชื่อมต่อสาย), Optical Fiber Storage Box (ใช้เก็บสายไฟเบอร์ออฟติคส่วนที่อยู่ภายนอก FDU ให้มีความปลอดภัยและเป็นระเบียบ) เป็นอย่างน้อย

(2) ตู้ที่ 2 SCPS Server ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ SCPS Server 1, SCPS Server 2, Inverter Bypass Switch, KVM Switch เป็นอย่างน้อย

(3) ตู้ที่ 3 DFR Panel ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ Digital Fault Recorder (DFR), Engineering Workstation (EWS) เป็นอย่างน้อย

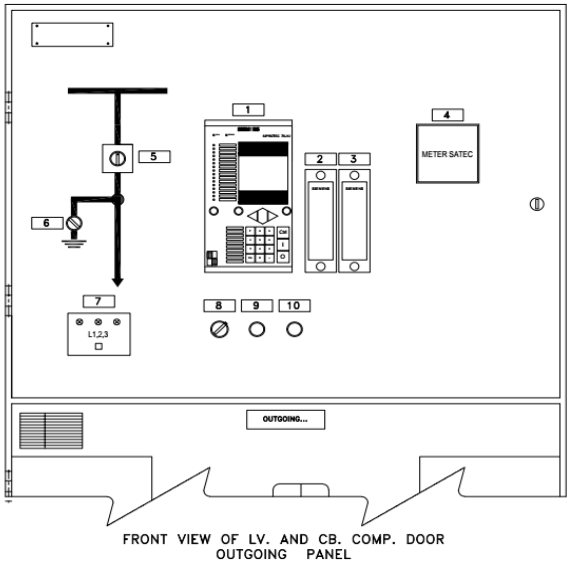
(4) ตู้ที่ 4 Station Switch 1 ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ Station Ethernet Switch (จำนวน Ethernet Switch ขึ้นอยู่กับการจำนวนการติดตั้งใช้งานจริง)

(5) ตู้ที่ 5 Station Switch 2 ประกอบด้วยอุปกรณ์ ได้แก่ Station Ethernet Switch (จำนวน Ethernet Switch ขึ้นอยู่กับการจำนวนการติดตั้งใช้งานจริง)



รูปที่ 4 ตัวอย่างรูปแบบการติดตั้งอุปกรณ์ในตู้ Station Cubicle สำหรับสถานีไฟฟ้าระบบ 115/22 kV หรือ ระบบ 115/33 kV

(13) การดำเนินการที่ 22 kV, 33 kV Switchgear Cubicle ให้ดำเนินการเปลี่ยนฝาตู้ของ Low Voltage Compartment โดยออกแบบและติดตั้ง Protection Relay and Bay Control Unit โดยการออกแบบจะต้องมีอุปกรณ์ที่ครบถ้วนและมีรายละเอียดเพียงพอที่ กฟภ. จะสามารถพิจารณาและรับรอง (Approved) ก่อนการติดตั้ง โดยให้เปลี่ยนหลอดไฟในตู้ Low Volt Compartment ให้เป็นชนิด LED ด้วย

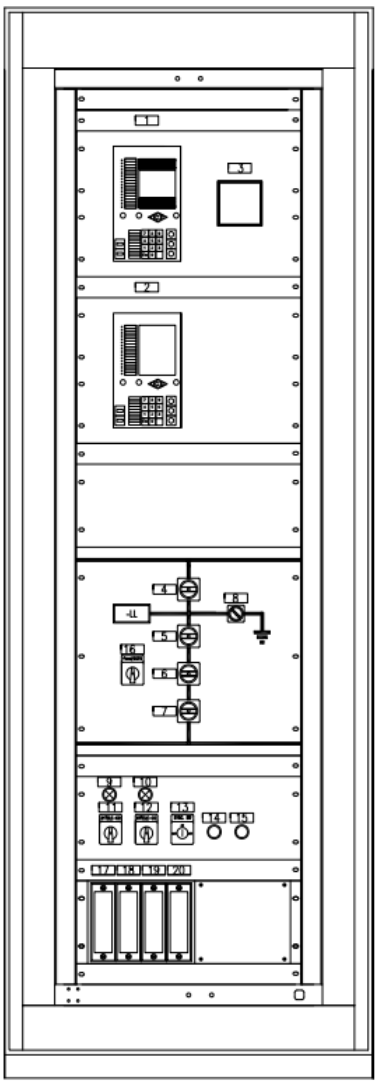


FRONT VIEW OF LV. AND CB. COMP. DOOR
OUTGOING PANEL

NO.	Description
1	PROTECTION RELAY AND BCU
2	TEST SWITCH No.1
3	TEST SWITCH No.2
4	POWER METER
5	CIRCUIT BREAKER CONTROL SW.
6	EARTHING SWITCH STATUS
7	VOLTAGE INDICATOR
8	CONTROL POSITION PUSH BUTTON
9	RESET RELAY PUSH BUTTON
10	RESET LOCKOUT PUSH BUTTON WITH LAMP

รูปที่ 5 รูปตัวอย่างการติดตั้ง 22kV /33 kV Protection Relay and Bay Control Unit

(14) การออกแบบ และติดตั้งในส่วนของระบบ 115 kV นั้น ให้ผู้รับจ้างดำเนินการออกแบบพร้อมติดตั้งตู้ 115 kV Control and Protection Panelโดยการออกแบบต้องมีรายละเอียดเพียงพอที่กฟภ.จะสามารถพิจารณาและรับรอง (Approved) ก่อนการติดตั้ง



NO.	DESCRIPTION
1	LINE PROTECTION RELAY MAIN 1
2	LINE PROTECTION RELAY MAIN 2
3	POWER METER
4	1YS-03 DISCREPANCY SWITCH
5	1YS-02 DISCREPANCY SWITCH
6	1YB-01 DISCREPANCY SWITCH
7	1YS-01 DISCREPANCY SWITCH
8	1YG-02 EARTHING SWITCH
9	DISTANCE TELEPROTECTION OFF LAMP
10	DIRECTIONAL TELEPROTECTION OFF LAMP
11	DISTANCE TELEPROTECTION CUT-OFF SWITCH
12	DIRECTIONAL TELEPROTECTION CUT-OFF SWITCH
13	SYNC. CUT-OFF SWITCH
14	RESET RELAY PUSH BUTTON
15	LAMP TEST PUSH BUTTON
16	PANEL-SCPS SELECTOR SWITCH
17	LINE PROTECTION RELAY MAIN 1 TEST SWITCH NO.1
18	LINE PROTECTION RELAY MAIN 1 TEST SWITCH NO.2
19	LINE PROTECTION RELAY MAIN 2 TEST SWITCH NO.1
20	LINE PROTECTION RELAY MAIN 2 TEST SWITCH NO.2

LCP PANEL

รูปที่ 6 รูปตัวอย่างการติดตั้ง 115 kV Control and Protection Panel

<u>หมายเหตุ</u> รูปที่ 3-6 เป็นรูปตัวอย่างเบื้องต้นเพื่อแสดงแนวทางการออกแบบและการติดตั้งอุปกรณ์โดยทั้งนี้สำหรับการดำเนินการจริงของแต่ละสถานีไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับอุปกรณ์และสภาพพื้นที่ของแต่ละสถานีไฟฟ้า

(15) ข้อกำหนดเบื้องต้นสำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ Push Button และสวิตซ์หน้าตู้สำหรับตู้ 115 kV Control and Protection และตู้ 22 kV/33kV Control and Protection โดยมีรายละเอียดดังนี้เป็นอย่างน้อย

ลำดับที่	ฟังก์ชันการทำงาน	ชนิดของสวิตซ์			SCPS HMI Control
		Cut-Off Switch	Push Button	With Lamp	
1	**ระบบ 115 kV Bus**				
	Panel-SCPS SW.	/	-	-	-
	87B Cut-off	/	-	/	-
	Lockout 86B Reset	-	/	-	-
	Relay LED Reset	-	/	-	/
	Lamp Test	-	/	-	/

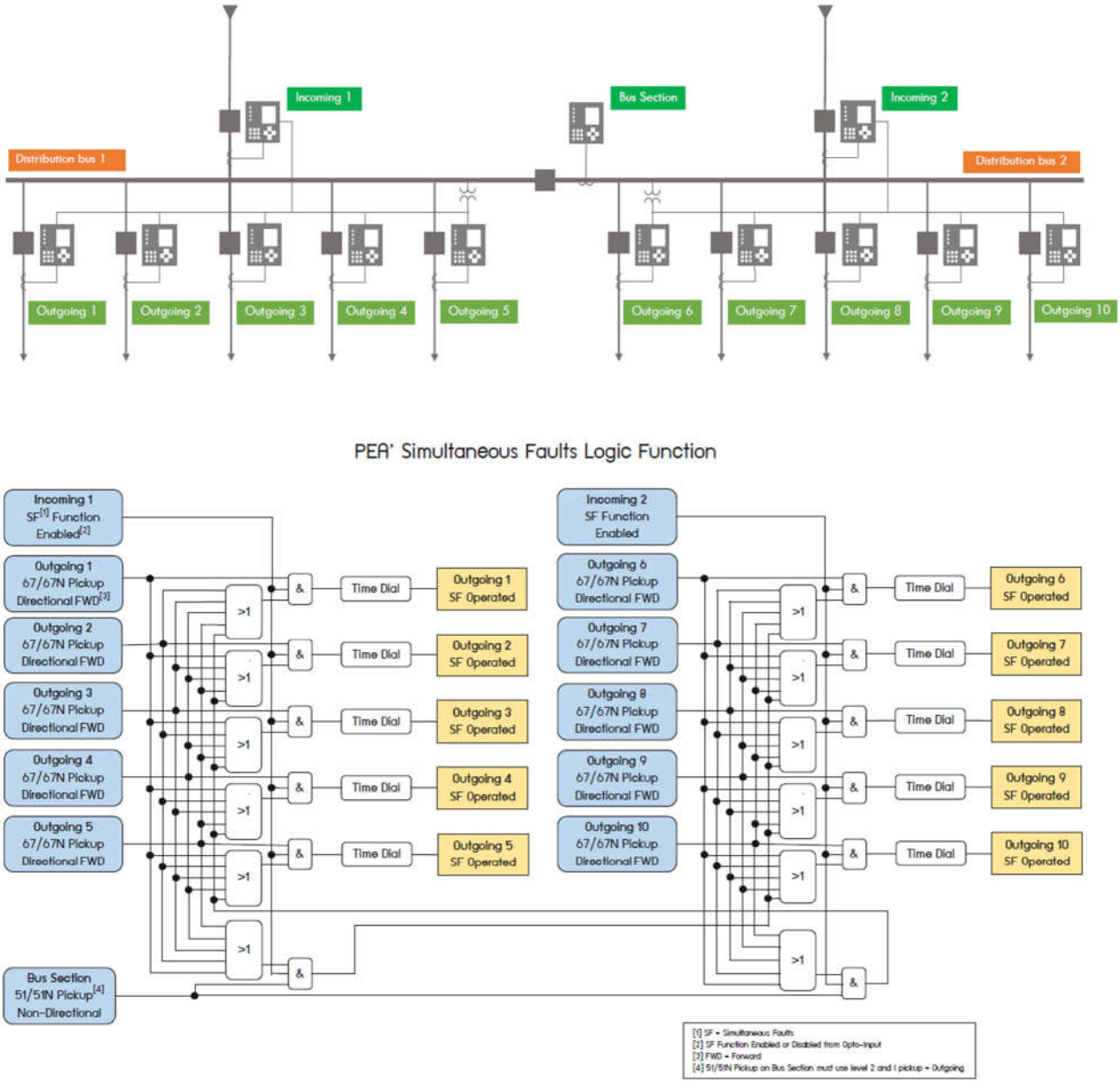
2	**ระบบ 115 kV Line Bay**				
	Panel-SCPS SW.	/	-	-	-
	21TELE Cut-Off	/	-	/	-
	67TELE Cut-Off	/	-	/	-
	25 Cut-Off	/	-	/	-
	Relay LED Reset	-	/	-	/
	Lamp Test	-	/	-	/
3	**ระบบ 115kV TP. Bay**				
	Panel-SCPS SW.	/	-	-	-
	87T1 Cut-Off	/	-	/	-
	87T2 Cut-Off	/	-	/	-
	Lockout 86T1 Reset	-	/	-	-
	Lockout 86T2 Reset	-	/	-	-
	Relay LED Reset	-	/	-	/
	Lamp Test	-	/	-	/
4	**ระบบ 22kV/33kV**				
	Local-Remote SW.	/	-	-	-
	Simultaneous Fault	/	-	/	-
	Lockout 50BF Reset	-	/	-	-
	Lockout Reset	-	/	-	-
	Arc Protection Reset	-	/	-	-
	Relay LED Reset	-	/	-	/
	Lamp Test	-	/	-	/

(16) สำหรับ 115 kV Line Protection, 115 kV Transformer Protection และ 115 kV Bus Protection จะต้องเป็นแบบ Double Main Protection ทั้งนี้อุปกรณ์ทั้ง Main 1 และ Main 2 จะต้องต่างผลิตภัณฑ์กัน

(17) อุปกรณ์ 22 kV หรือ 33 kV Protection Relay and Bay Control Unit ต้องเป็นอุปกรณ์ตัวเดียวกันในทุกเบย์ และจะต้องมีฟังก์ชั่นดังนี้

- 22 kV/33kV Feeder Management :
- 50/51, 50N/51N, 67/67N, 25, 79, 50BF, 81, และ 27/59

(18) ผู้รับจ้างต้องจัดหาอุปกรณ์และออกแบบฟังก์ชั่น Simultaneous Fault สำหรับระบบ 22 kV และ 33 kV ให้ครบถ้วนตามที่ กฟภ. กำหนดโดยให้ใช้สัญญาณ GOOSE ตามมาตรฐาน IEC 61850 ในการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ เพื่อใช้ในการสร้างลอจิกของฟังก์ชันดังกล่าว พร้อมทั้งติดตั้ง Cut-Off Switch (Enable/Disable) ที่ตู้ Incoming บัสละ 1 ตัว



รูปที่ 7 รูปแบบ Logic Function ของ Simultaneous Fault ในระบบ 22kV หรือ 33kV

(19) ในส่วนของ 22kV Capacitor ต้องดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์จำนวน 2 ชุด (ตามที่ระบุในตารางรายการแจ้งปริมาณงาน (Bill of Materials) ของแต่ละสถานีไฟฟ้า) ดังนี้

(19.1) ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ Protection Relay and Bay Control Unit จำนวน 1 Set ที่ฝาตู้ _CVB-01 และ

(19.2) ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ Bay Control Unit (BCU) จำนวน 1 Set ต่อ Capacitor Bank 1 ชุดภายในห้อง Capacitor Bank

(20) ผู้รับจ้างต้องออกแบบให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ Lockout Relay สำหรับ 115 kV Bus Protection, 115 kV Transformer Protection Main 1 และ 115 kV Transformer Protection Main 2 โดยให้ผู้รับจ้างเลือกใช้เป็นผลิตภัณฑ์ที่ กฟภ. เคยใช้งานและได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ. โดยมีรายละเอียดดังนี้

(20.1) Lockout Relay (อย่างน้อย 20 Contact และเพียงพอต่อติดตั้งใช้งานตามจำนวนวงจรจริงของสถานีไฟฟ้า)ต่อ 1 บัส เพื่อทำหน้าที่ Trip และ Block Close สำหรับ 115 kV Busbar Protection

(20.2) Lockout Relay (อย่างน้อย 20 Contact และเพียงพอต่อติดตั้งใช้งานตามจำนวนวงจรจริงของสถานีไฟฟ้า) ต่อ 1 วงจร (Main 1 และ Main 2) เพื่อทำหน้าที่ Trip และ Block Close สำหรับ 115 kV Transformer Protection

(21) ฟังก์ชั่น 50BF สำหรับระบบ 22 kV หรือ 33 kV จะต้องออกแบบให้ใช้อุปกรณ์ Lockout Relay (อย่างน้อย 20 Contact และเพียงพอต่อติดตั้งใช้งานตามจำนวนวงจรจริงของสถานีไฟฟ้า) ต่อ 1 บัส เพื่อทำหน้าที่ Trip ผ่านทาง Hardwire ไปยัง Feeder อื่นๆ โดยให้ผู้รับจ้างเลือกใช้เป็นผลิตภัณฑ์ที่ กฟภ. เคยใช้งานและได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ.

ทั้งนี้สำหรับสถานีไฟฟ้าที่มีระบบ 22 kV หรือ 33 kV จำนวน 3 บัส นั้น อุปกรณ์ Lockout Relay ของบัสที่ 2 จะต้องมีอย่างน้อย 30 Contact

(22) ผู้รับจ้างต้องออกแบบให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ Trip Circuit Supervision Relay แยกสำหรับระบบ 115 kV ซึ่งจะต้องครอบคลุมจำนวนวงจรทริปของทุกเบย์โดยให้ผู้รับจ้างเลือกใช้เป็นผลิตภัณฑ์ที่ กฟภ. เคยใช้งาน และได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ.

(23) ผู้รับจ้างต้องออกแบบให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ 27X (Under Voltage Relay) สำหรับ DC Circuits ของทุกเบย์และทุกฟีดเดอร์ในแต่ละวงจรให้ครบถ้วนของทุกวงจรโดยให้เลือกใช้เป็นผลิตภัณฑ์ที่ กฟภ. เคยใช้งาน และได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ.

(24) ผู้รับจ้างต้องออกแบบให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ Relay Test Block สำหรับ Protection Circuit โดยมีรายละเอียดดังนี้

รูปแบบ	ตำแหน่งที่ติดตั้ง	Test Block	สำหรับวงจร	ชนิด
Topology 1	115 kVProtection and Control Panel	No. 1	AC Circuit, VT และ CT	Type02
		No. 2	DC Circuit, Trip coil 1&2	Type01
	22 kV Switchgear	No. 1	VT และ CT	Type 02
		No. 2	DC Circuit	Type01

(25) สำหรับระบบ 115 kV ผู้รับจ้างจะต้องดำเนินการจัดหาติดตั้ง Control Cable และ External Cable สำหรับวงจรต่างๆ ต่อไปนี้ ให้ครบถ้วนตามความต้องการของระบบ SCPS ที่ติดตั้งใหม่

1) Secondary current transformer circuits
2) Secondary voltage transformer circuits
3) Substation equipment DC or AC Control circuits
4) Status and alarm circuit
5) Power supply circuit

(26) สำหรับสถานีไฟฟ้านวนคร 3 และสถานีไฟฟ้าบางปลา ให้ดำเนินการรื้อถอนอุปกรณ์ระบบ Arc Protection ของเดิมออก พร้อมทั้งจัดหาอุปกรณ์, ออกแบบและติดตั้งระบบ Arc Protection ใหม่ที่เป็นแบบตรวจจับด้วยแสงและกระแสฟอลต์ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) งานออกแบบดังกล่าวต้องจัดทำเป็นแบบ Wiring Diagram เพื่อแสดงการ Wiring สายต่างๆ รวมทั้งคำนวณค่าการทำงานของรีเลย์ (Relay Setting) ออกแบบ Logic และกำหนดฟังก์ชั่นการทำงาน โดยทั้งหมดต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ. ว่าสามารถใช้งานได้แล้วเท่านั้น

2) อุปกรณ์ระบบป้องกัน Arc Protection จะต้องรองรับการใช้งานกับสถานีไฟฟ้าที่มีพิกัดกระแสของหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า (Rated Current) ที่ 1 (หนึ่ง) Amp หรือ 5 (ห้า) Amp

3) อุปกรณ์ระบบป้องกัน Arc Protection System จะต้องสามารถเชื่อมต่อกับระบบ SCPS ได้ด้วย

4) อุปกรณ์ระบบป้องกัน Arc Protection System ต้องเป็นอุปกรณ์ที่แยกจาก Protection Relay and Bay Control Unit

(27) สำหรับระบบ 115kV เฉพาะวงจรที่มีระบบรีเลย์ป้องกันสายส่งเดิมเป็น Line Differential Protection ผู้รับจ้างจะต้องทำการรื้อถอนออกก่อน จากนั้นให้ออกแบบพร้อมติดตั้งใหม่เพื่อใช้งานโดยใช้อุปกรณ์ 115kV Line Differential Protection ชุดเดิม และติดตั้งที่ตู้ 115kV Protection and Control Panel ใหม่ พร้อมทดสอบทั้งระบบรีเลย์ป้องกันให้สมบูรณ์ โดยการออกแบบ ติดตั้ง และทดสอบจะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ.

(28) สำหรับอุปกรณ์ Digital Power Meter ที่ติดตั้งที่ฝาตู้ของ Low Voltage Compartment ของ 22 kV หรือ 33 kV Switchgear Cubicle และติดตั้งที่ 115 kV Control Panel ของระบบ 115 kV ผู้รับจ้างจะต้องทำการรื้อถอนออกก่อน จากนั้นให้ออกแบบพร้อมติดตั้งใหม่เพื่อใช้งานโดยใช้อุปกรณ์ Digital Power Meter ชุดเดิม ติดตั้งบนฝาตู้ Low Voltage Compartment สำหรับระบบ 22 kV หรือ 33 kV และติดตั้งที่ตู้ 115 kV Protection and Control Panel ใหม่สำหรับระบบ 115 kV โดยการออกแบบและติดตั้งจะต้องมีรายละเอียดเพียงพอที่ กฟภ. จะสามารถพิจารณาและรับรอง (Approved) ก่อนการติดตั้ง

(29) Inverter ที่จะนำมาติดตั้งใช้งาน จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดดังนี้

(29.1) ขนาดพิกัด Inverter ไม่น้อยกว่า 4,000 VA, Output Power ไม่น้อยกว่า 3,200 W สามารถรองรับโหลดของอุปกรณ์ที่ Station Level ได้แก่ อุปกรณ์ Industrial Computer, Monitor, Printer และ Ethernet Switch (กรณีที่รับไฟ AC) เป็นต้น

(29.2) เป็นชนิด Tower Type หรือถ้าเป็น Rack Type จะต้องติดตั้งที่ Panel ซึ่งแยกออกจาก Station Panel

(29.3) ในการติดตั้งใช้งาน Inverter จะต้องมี Maintenance Bypass Switch รองรับ mode การทำงาน ได้แก่

(1) Normal Mode สำหรับกรณีทำงานในสภาวะปกติ โดยเป็นใช้ไฟ DC ซึ่งรับจาก DC Distribution Board แปลงเป็นไฟ AC เพื่อจ่ายให้โหลด

(2) Maintenance Bypass Mode สำหรับกรณีทำงานในสภาวะที่ต้องการสลับไปรับไฟ AC ซึ่งรับจาก AC Distribution Board เพื่อจ่ายให้โหลด

(30) สำหรับ Power Outlet ที่จะนำมาติดตั้งที่ Operator Console ต้องได้รับมาตรฐาน มอก. 2432-2555

(31) ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบการปรับปรุงวงจรตู้ DC Board และ AC Board ให้สามารถใช้งานได้ครบถ้วนและเพียงพอกับการใช้งานสำหรับอุปกรณ์ SCPS ที่ติดตั้งใหม่ทั้งหมดทุกวงจร รวมถึงกรณีที่จะต้องจัดหาอุปกรณ์เพิ่มเติมด้วย ยกตัวอย่างเช่น MCB, External Cable และ Name Plate เป็นต้น

(32) การตั้งค่าและรูปแบบการทำงานของ GoCB (GOOSE Control Block) ต้องเป็นไปตามที่มาตรฐาน IEC 61850 กำหนด โดยต้องมี MAC Address ของ GoCB อยู่ในช่วงดังต่อไปนี้ และจะต้องไม่ใช้ Address ซ้ำกัน

Service	Recommended address range assignments	
	Starting address (hexadecimal)	Ending address (hexadecimal)
GOOSE	01-0C-CD-01-00-00	01-0C-CD-01-01-FF
GSSE	01-0C-CD-02-00-00	01-0C-CD-02-01-FF
Multicast sampled values	01-0C-CD-04-00-00	01-0C-CD-04-01-FF

7.9 การฝึกอบรม

ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำข้อเสนอการฝึกอบรมให้ครบถ้วนทั้ง 3 หลักสูตร ประกอบด้วยหัวข้อ และเนื้อหา โดยให้ส่งหัวข้อและเนื้อหาให้กฟภ.เห็นชอบก่อน ดังนี้

(1) การอบรมหลักสูตร On-the-Job Training (OJT)

การฝึกอบรมจะเป็นภาษาไทยหรือภาษาอังกฤษก็ได้ ซึ่งเป็นการจัดให้มีการเรียนรู้ระบบ SCPS ณ โรงงานต้นแบบ (Original Equipment Manufacturing) เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 105 (หนึ่งร้อยห้า) ชั่วโมง เป็นการอบรมวันละไม่เกิน 7 ชั่วโมง โดยผู้รับจ้างต้องจัดให้เจ้าหน้าที่ กฟภ. สามารถทำการ System Configuration, การสร้างและ Configuration ของ Display และ Report Generation รวมถึงการทำ System Integration เพื่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ IED ตามมาตรฐาน IEC 61850 ได้อย่างน้อย1 สถานีไฟฟ้า โดยจะต้องจัดให้เจ้าหน้าที่กฟภ.เข้าร่วมการอบรม ในกลุ่มที่ 1 ไม่น้อยกว่า 5 (ห้า) คนกลุ่มที่ 2 ไม่น้อยกว่า 5 (ห้า) คน และกลุ่มที่ 3 ไม่น้อยกว่า 5 (ห้า) คน

ทั้งนี้ให้ส่งหัวข้อและเนื้อหาที่เกี่ยวข้องกับหลักสูตรให้ กฟภ. เห็นชอบก่อนการทดสอบที่โรงงานผู้ผลิต สำหรับค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมทั้งหมดในช่วงการเดินทาง รวมถึงค่าโดยสารเครื่องบินภายในประเทศและระหว่างประเทศ ค่าเดินทางภาคพื้นดิน ตลอดจนค่าอาหารและค่าที่พัก ผู้รับจ้างจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด

(2) การอบรมหลักสูตรการบำรุงรักษา (Maintenance Training)

การฝึกอบรมจะเป็นภาษาไทยหรือภาษาอังกฤษก็ได้ โดยระยะเวลาไม่น้อยกว่า 35 (สามสิบห้า) ชั่วโมง เป็นการอบรมวันละไม่เกิน 7 ชั่วโมง ซึ่งเป็นการจัดอบรม ณ โรงงาน/บริษัทของผู้ผลิต หรือสถานที่ที่ผู้รับจ้างจัดเตรียม สำหรับค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมทั้งหมดผู้รับจ้างจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด โดยจะต้องจัดให้เจ้าหน้าที่ กฟภ.เข้าร่วมการอบรมในกลุ่มที่ 1 ไม่น้อยกว่า 6 (หก) คน กลุ่มที่ 2 ไม่น้อยกว่า 6 (หก) คน และกลุ่มที่ 3 ไม่น้อยกว่า 7 (เจ็ด) คน

ทั้งนี้ให้ส่งหัวข้อและเนื้อหาที่เกี่ยวข้องกับหลักสูตรให้ กฟภ. เห็นชอบก่อน

(3) การอบรมหลักสูตรผู้ปฏิบัติงาน (Operator Training)

การฝึกอบรมจะเป็นภาษาไทยหรือภาษาอังกฤษก็ได้ หากเป็นภาษาอังกฤษจะต้องมีล่ามแปลเป็นไทยให้ด้วย ซึ่งเป็นการจัดให้มีการฝึกอบรมการปฏิบัติงานกับอุปกรณ์ที่ติดตั้งใช้งานจริง ณ สถานีไฟฟ้า โดยจะต้องจัดอบรมทุกสถานีไฟฟ้าในกลุ่มที่ 1 กลุ่มที่ 2 และกลุ่มที่ 3 การอบรมแบ่งเป็นภาคทฤษฎี 7 (เจ็ด) ชั่วโมง รวม 1 (หนึ่ง) วัน และภาคปฏิบัติ 7 (เจ็ด) ชั่วโมง รวม 1 (หนึ่ง) วัน ผู้เข้ารับการฝึกอบรม ในกลุ่มที่ 1 ไม่น้อยกว่า 6 (หก) คน กลุ่มที่ 2 ไม่น้อยกว่า 6 (หก) คน และกลุ่มที่ 3 ไม่น้อยกว่า 7 (เจ็ด) คน สำหรับค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมทั้งหมด ผู้รับจ้างจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด

7.10 การตรวจสอบและทดสอบระบบ SCPS

(1) การตรวจสอบอุปกรณ์ระบบ SCPS ณ โรงงานต้นแบบ (Original Equipment Manufacturing Factory Audit)

ผู้รับจ้างจะต้องจัดให้เจ้าหน้าที่ กฟภ. เข้าตรวจสอบกระบวนการผลิตอุปกรณ์ IED ณ โรงงานต้นแบบ (Original Equipment Manufacturing) ระยะเวลาไม่น้อยกว่า 35 (สามสิบห้า) ชั่วโมง เป็นการตรวจสอบวันละไม่เกิน 7 ชั่วโมง เพื่อดำเนินการตรวจสอบสายการผลิต การควบคุมคุณภาพการผลิต การทดสอบคุณภาพอุปกรณ์หลัก คุณภาพของเครื่องมือในการผลิต ในระหว่างการตรวจเยี่ยม ผู้ประสานงานจะต้องอธิบายถึงขั้นตอนการผลิตและสาธิตกระบวนการทดสอบสินค้าภาพรวมทั้งหมดของโรงงานโดยจะต้องจัดให้เจ้าหน้าที่ กฟภ.เข้าร่วมการตรวจสอบในกลุ่มที่ 1 ไม่น้อยกว่า 3 (สาม) คน กลุ่มที่ 2 ไม่น้อยกว่า 3 (สาม) คน และกลุ่มที่ 3 ไม่น้อยกว่า 3 (สาม) คน

สำหรับค่าใช้จ่ายทั้งหมดในช่วงการเดินทาง รวมถึงค่าโดยสารเครื่องบินภายในประเทศและระหว่างประเทศ ค่าเดินทางภาคพื้นดิน ตลอดจนค่าอาหารและค่าที่พัก เพื่อเข้าตรวจสอบกระบวนการผลิตดังกล่าวโดยผู้รับจ้างจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด

(2) การทดสอบระบบ SCPS ณ โรงงานผู้ผลิต

ผู้รับจ้างจะต้องจัดส่งแผนการทดสอบ (Test Plan) พร้อมรายละเอียดการทดสอบ Factory Acceptance Test (FAT) ณ โรงงานผู้ผลิต หรือสถานที่ที่ผู้รับจ้างจัดเตรียมให้ กฟภ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มทดสอบจริง โดยที่กฟภ.จะส่งเจ้าหน้าที่เข้า Witnessการทดสอบที่ดำเนินการโดยผู้รับจ้าง พร้อมลงลายมือชื่อเป็นผู้สังเกตการทดสอบพร้อมความเห็น (ถ้ามี)

(3) การทดสอบระบบ SCPS ณ สถานีไฟฟ้า

ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำแผนการทดสอบ (Test Plan) พร้อมรายละเอียดการทดสอบ Site Acceptance Test (SAT) ตลอดจนรายการทดสอบการต่อเชื่อมระบบ SCPS ที่เสนอกับระบบ SCADA ของ กฟภ. ที่แสดงว่าระบบทำงานร่วมกันได้อย่างสมบูรณ์ และผู้รับจ้างต้องจัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับทดสอบระบบ SCPS กับระบบ SCADA ให้ครบถ้วน และส่งให้ กฟภ. พิจารณาให้ความเห็นชอบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มทดสอบจริง

กฟภ.จะส่งเจ้าหน้าที่เข้า Witness การทดสอบหน้างานที่ดำเนินการโดยผู้รับจ้าง พร้อมลงลายมือชื่อเป็นผู้สังเกตการทดสอบพร้อมความเห็น (ถ้ามี)

(4) การทดสอบเสถียรภาพในการใช้งาน

ภายหลังจากดำเนินการทดสอบ End-to-End Test ระบบ SCPS กับระบบ SCADA แล้วเสร็จ ระบบจะต้องมีเสถียรภาพในการใช้งานอย่างต่อเนื่องอย่างน้อย 10 (สิบ) วัน นับถัดจากวันที่ดำเนินการทดสอบ End-to-End Test แล้วเสร็จ หากในระหว่างการทดสอบเสถียรภาพในการใช้งานเกิดปัญหาข้อขัดข้อง และผู้รับจ้างได้ดำเนินการแก้ไขข้อขัดข้องแล้วเสร็จ ให้นับเวลาถัดจากวันที่ได้การแก้ไขแล้วเสร็จไปอีกอย่างน้อย 10 (สิบ) วัน

7.11 การจัดส่งเอกสาร

ภายหลังการดำเนินงานแล้วเสร็จ ผู้รับจ้างจะต้องจัดทำพร้อมจัดส่งเอกสารและแบบฉบับ As-Built(แบบ Drawing, I/O Point List, Configuration Data Table), เอกสาร SCPS Operation and Maintenance (O&M) Manual, เอกสาร SCPS Engineering Manual, เอกสาร SCPS Operation User Manual, Relay Service Setting และ Substation Configuration Language (SCL)(ประกอบด้วย System Configuration Description (SCD) file, IED Capability Description (ICD)

file and Configured IED Description (CID) file) และ Test Report ของแต่ละสถานีไฟฟ้า ให้ครบถ้วนตามที่ กฟภ. กำหนด

ข้อ 8 การคิดค่าปรับค่าชดเชย

การคิดค่าปรับและค่าชดเชย กรณีผู้รับจ้างขอเปลี่ยน หรือเพิ่มผลิตภัณฑ์ หรือส่งมอบวัสดุอุปกรณ์ที่มีรายละเอียดไม่ตรงตามสัญญาจ้างเหมา

8.1 กฟภ. จะยกเว้นการคิดค่าปรับ (PENALTY) 5% ในกรณีต่างๆ ดังนี้

- กรณีนอกเหนือการควบคุมของคู่สัญญาเนื่องจากเหตุสุดวิสัยหรือพฤติการณ์ที่คู่สัญญาไม่ต้องรับผิดชอบ เช่น ผู้ผลิตเลิกกิจการหรือมีการรวมกิจการกับบริษัทอื่นแล้วยกเลิกการผลิตอุปกรณ์รุ่นที่เสนอในสัญญา หรือมีการพัฒนารุ่นใหม่ที่ดีกว่า
- กรณีเป็นความต้องการของ กฟภ. หรือเป็นมติของคณะรัฐมนตรีเป็นเหตุให้ต้องขอเปลี่ยนผลิตภัณฑ์
- กรณีสัญญามีข้อผิดพลาดทางเอกสารที่พิสูจน์ได้ว่าไม่ได้เกิดจากเจตนา เช่น รุ่นอุปกรณ์ที่ไม่มีการผลิตจริง เป็นต้น

ทั้งนี้ อุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนต้องถูกต้องตามข้อกำหนด (SPECIFICATION) ของ กฟภ. โดยมีคุณภาพและคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าสัญญาแต่หากอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยน มีคุณภาพและคุณสมบัติด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญาแต่ยังถูกต้องตามข้อกำหนดของ กฟภ. โดยมีคุณภาพและคุณสมบัติอยู่ในพิกัดที่มาตรฐานกำหนดว่าพอจะรับไว้ใช้งานได้ กฟภ. จะคิดค่าชดเชย โดยประเมินจากมูลค่าของอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยน ซึ่งลดลงหรือด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญาด้วย

8.2 กฟภ.จะคิดค่าปรับ (PENALTY) 5% ในกรณีต่างๆ ดังนี้

- ผู้รับจ้างขอเปลี่ยนหรือเพิ่มผลิตภัณฑ์โดยไม่ได้เป็นเหตุ ตามข้อ 8.1
- ผู้รับจ้างต้องการลดพิกัด หรือลดขนาด หรือลดจำนวน โดยสอดคล้องกับสภาพการใช้งานจริงแต่ยังคงสามารถทำงานได้ตามความต้องการหลักของ กฟภ.

ทั้งนี้ อุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนหรือเพิ่มต้องถูกต้องตามข้อกำหนด (SPECIFICATION) ของ กฟภ. และต้องมีคุณภาพและคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าอุปกรณ์ในสัญญา แต่หากอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนหรือเพิ่มดังกล่าวข้างต้นมีคุณภาพละคุณสมบัติด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญาแต่ยังถูกต้องตามข้อกำหนดของกฟภ.โดยมีคุณภาพและคุณสมบัติอยู่ในพิกัดที่มาตรฐานกำหนดว่าพอจะรับไว้ใช้งานได้ผู้รับจ้างยินยอมให้ กฟภ.คิดค่าชดเชยเพิ่มอีกด้วยนอกเหนือจากค่าปรับ (PENALTY) 5% โดยประเมินจากมูลค่าของอุปกรณ์ที่ขอเปลี่ยนหรือเพิ่มเติมซึ่งลดลงหรือด้อยกว่าอุปกรณ์ในสัญญา

สำหรับกรณีการขอเพิ่มผลิตภัณฑ์จากสัญญาซึ่งกฟภ.ได้ยินยอมให้เพิ่มแล้วนั้นผู้รับจ้างสามารถนำเอาอุปกรณ์ทั้งที่อยู่ในสัญญาเดิมและอุปกรณ์ที่ขอเพิ่มเติมแล้วมาดำเนินการติดตั้งได้แต่ กฟภ. จะไม่พิจารณาคืนค่าปรับ (PENALTY) 5% ถึงแม้ว่าผู้รับจ้างจะใช้อุปกรณ์ตามสัญญาเดิมและหากเป็นกรณีที่อุปกรณ์ที่ขอเพิ่มนั้นมีมูลค่าต่ำกว่าอุปกรณ์ในสัญญาเดิมและได้มีการคิดค่าชดเชยไว้แล้วแม้ผู้รับจ้างนำเอาอุปกรณ์ที่อยู่ในสัญญาเดิมที่มีมูลค่าสูงกว่ามาติดตั้งให้ก็จะไม่พิจารณาคืนค่าชดเชยที่ได้หักไว้แล้วเต่อย่างใด

ข้อ 9 การตัดสิทธิและการลงโทษเป็นผู้ทิ้งงาน

ในกรณีผู้รับจ้าง ไม่ปฏิบัติตามสัญญา ผู้ว่าจ้าง มีสิทธิพิจารณาให้ ผู้รับจ้าง เป็นผู้ถูกตัดสิทธิการขาย จากผู้ว่าจ้าง และ/หรือ เป็นผู้ทิ้งงานตามกฎหมาย ข้อบังคับ ระเบียบ ใดๆ ที่ผู้ว่าจ้างใช้บังคับ

ข้อ 10 การทำประกันภัย

กำหนดให้ผู้รับจ้างต้องทำประกันภัยระบุผู้รับผลประโยชน์เป็น กฟภ. และส่งมอบต้นฉบับกรมธรรม์ประกันภัยพร้อมหลักฐานการชำระเบี้ยประกันภัยให้แก่กฟภ.ก่อนวันที่ได้รับหนังสือแจ้งจาก กฟภ. ให้เริ่มทำงาน โดยให้ผลคุ้มครองภัยทุกชนิด เช่น อัคคีภัย อุทกภัย แผ่นดินไหว และประกันภัยอันตรายแก่ผู้ปฏิบัติงานของผู้ว่าจ้าง และบุคคลที่ 3 โดยมีวงเงินเต็มตามมูลค่างานก่อสร้างตามสัญญา มีผลตลอดระยะเวลาทำงานจ้างตามสัญญาจนกว่าผู้ว่าจ้างจะรับมอบงาน (กฟภ. ได้ออกหนังสือรับรองผลงาน (Provisional Acceptance Certificate: PAC) ให้แก่ผู้รับจ้างแล้ว)