(ร่าง)

สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ .....

ระหว่าง

บริษัท .....จำกัด กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สัญญาซื้อขายไฟฟ้านี้ทำที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเมื่อวันที่ ..... ระหว่างบริษัท ..... จำกัด โดย ..... ตำแหน่ง ..... สำนักงานเลขที่ ..... ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "บริษัทฯ" ฝ่ายหนึ่ง กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดย ..... ตำแหน่งผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำนักงานเลขที่ 53 หมู่ 2 ถนนจรัญสนิทวงศ์ ตำบลบางกรวย อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี 11130 ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "กฟผ." อีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งสองฝ่ายตกลงซื้อขายไฟฟ้าตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. อายุของสัญญา

สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญา และให้มีอายุสัญญานับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 4.5 เป็นระยะเวลา ..... ปี

2. การแก้ไขสัญญาและการแก้ไขสัญญาเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย

2.1 ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ที่ไม่ใช่การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย อันมีผลทำให้คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะได้รับความเสียหายอย่างร้ายแรงอันสืบเนื่องมาจากการที่จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดแห่งสัญญานี้ต่อไป คู่สัญญาฝ่ายที่จะได้รับความเสียหายมีสิทธิทำหนังสือแจ้งอีกฝ่ายหนึ่งให้มีการตกลงเงื่อนไขข้อสัญญากันใหม่ และคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะต้องประชุมกันภายใน 30 วัน นับตั้งแต่วันที่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งได้รับแจ้งหนังสือเช่นว่านั้น เมื่อคู่สัญญาทั้งสองฝ่ายตกลงให้แก้ไขสัญญานี้แล้วก็ให้แก้ไขโดยทำเป็นสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมต่อท้ายสัญญาให้เสร็จเรียบร้อยโดยเร็ว และในระหว่างการเจรจาตกลงให้สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับอยู่ แต่ทั้งนี้ต้องไม่ขัดกับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ฉบับลงวันที่ 25 พฤษภาคม 2535 และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ฉบับที่ 2 พ.ศ. 2537 ที่ประกาศใช้เมื่อวันที่ 10 พฤศจิกายน 2537 (ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกรวมกันว่า "ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก") หากคู่สัญญาไม่สามารถตกลงแก้ไขสัญญาได้ ให้สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับต่อไป การที่ไม่สามารถตกลงแก้ไขสัญญากันได้นี้ ไม่ให้ถือเป็นข้อพิพาทตามสัญญาที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะสามารถนำเรื่องสู่อนุญาโตตุลาการ

2.2 ในกรณีมีการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ทำให้บริษัทฯ ต้องแก้ไขปรับปรุงโรงไฟฟ้า ในประการสำคัญ หรือทำให้บริษัทฯ ต้องแก้ไขปรับปรุงอย่างอื่น ซึ่งเกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าหรือการบำรุง

รักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งมีผลกระทบอย่างรุนแรงต่อค่าใช้จ่ายหรือรายได้ของบริษัทฯ (รวมถึงที่เกี่ยวกับภาษีด้วย) ให้บริษัทฯ เสนอรายละเอียดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการแก้ไขปรับปรุงนั้น ตามแต่ที่ กฟผ. จะร้องขอตามสมควร แล้วให้ กฟผ. รวบรวมผลกระทบของบริษัทต่างๆ นำเสนอสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณา

ในสัญญานี้ คำว่า "การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย" หมายความถึงเหตุการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดต่อไปนี้ ซึ่งเกิดขึ้นหลังจากวันที่ลงนามในสัญญานี้ ซึ่งเป็นผลจากการกระทำของหน่วยงานรัฐบาล คือ (1) การเปลี่ยนแปลงหรือการแก้ไขกฎหมายที่มีอยู่แล้ว (2) การออกกฎหมายใหม่ (3) การเปลี่ยนแปลงลักษณะการบังคับใช้ หรือการตีความกฎหมาย (รวมถึงการตีความมาตรฐานเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมต่างๆ ด้วย) คำว่า "กฎหมาย" หมายความถึง การออกข้อบังคับต่างๆ โดยหน่วยงานรัฐบาลไม่ว่าจะเป็นในรูปของ พระราชบัญญัติ พระราชกำหนด พระราชกฤษฎีกา ประมวลกฎหมาย เทศบัญญัติ ข้อกำหนดส่วนท้องถิ่น และสนธิสัญญาต่างๆ หรือในรูปอื่น ซึ่งมีลักษณะคล้ายกัน รวมถึงกฎหมายรองต่างๆ เช่น กฎกระทรวง ประกาศกระทรวง และกฎประกาศ ระเบียบ คำสั่ง ข้อกำหนดของส่วนราชการต่างๆ และรวมถึง SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ ส่วนคำว่า "หน่วยงานรัฐบาล" หมายความถึง รัฐบาลไทย กระทรวง ทบวง กรม หน่วยงานที่มีกฎหมายจัดตั้งขึ้นโดยเฉพาะ (แต่ไม่รวมถึง กฟผ. หรือผู้สืบสิทธิในสัญญานี้จาก กฟผ.) และองค์กรต่างๆ ซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมโดยตรงหรือโดยอ้อม ของหน่วยงานต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว หรือหน่วยงานอื่นในทำนองเดียวกัน

3. เหตุผิดสัญญา

การเกิดของเหตุการณ์ใดๆ ดังต่อไปนี้ถือว่าเป็นเหตุผิดสัญญา (Event of Default)

3.1 กรณีผิดนัดชำระเงิน หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ชำระเงิน (สำหรับจำนวนเงินที่ไม่มีข้อโต้แย้ง) ภายในระยะเวลาที่กำหนด

3.2 บริษัทฯ ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เว้นแต่เป็นกรณีที่บริษัทฯ มีข้ออ้างตามสัญญาเกี่ยวกับการจ่ายไฟฟ้าหรือเป็นเพราะความผิดของ กฟผ. เป็นเวลามากกว่า 15 วันติดต่อกัน

3.3 บริษัทฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่สำคัญได้

3.4 บริษัทฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขสำคัญที่เกี่ยวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ข้อ 3.5.2

ในกรณีที่มีการผิดสัญญาดังกล่าวข้างต้น ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำเป็นหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากเป็นกรณีผิดสัญญาตามข้อ 3.2 ข้อ 3.3 และข้อ 3.4 คู่สัญญาฝ่ายนั้นไม่แก้ไขให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 90 วัน หากเป็นกรณีผิดนัดชำระเงินตามข้อ 3.1 คู่สัญญาฝ่ายนั้นไม่แก้ไขให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 15 วัน หลังจากได้รับหนังสือแจ้งดังกล่าวแล้ว ให้อีกฝ่ายมีสิทธิบอกเลิกสัญญานี้ได้

แต่ถ้าบริษัทฯ เป็นฝ่ายที่ไม่ปฏิบัติตามสัญญาที่ไม่เกี่ยวกับการชำระเงินตามสัญญานี้ กฟผ. จะขยายระยะเวลา 90 วันนั้นออกไปตามควรแก่กรณี ถ้าบริษัทฯ แสดงให้เห็นว่ากำลังแก้ไขการที่ไม่ปฏิบัติตามสัญญานั้นอยู่อย่างจริงจัง หากบริษัทฯ ไม่ดำเนินการแก้ไขภายในระยะเวลาที่ขยายออกไปนั้น กฟผ. มีสิทธิบอกเลิกสัญญาได้

3.5 กรณีไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือน ตามข้อ 4.6 ให้ถือว่าสัญญานี้สิ้นสุดลง

4. การดำเนินการก่อนการซื้อขายไฟฟ้า

4.1 บริษัทฯ ต้องได้รับอนุญาตหรือมีหนังสือรับรองการอนุญาตให้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยนำมาแสดงกับ กฟผ. ก่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามที่ระบุไว้ในเงื่อนไขสัญญาข้อ 4.5

4.2 บริษัทฯ ต้องจัดส่งแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้ กฟผ. ก่อนเริ่มการก่อสร้าง และหลังจากนั้นให้รายงานผลความก้าวหน้าของการก่อสร้างให้ กฟผ. ทราบทุกๆ 6 เดือน

4.3 บริษัทฯ ต้องจัดส่งขั้นตอนการทดสอบเดินเครื่อง วันที่คาดว่าจะเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้ากับระบบของการไฟฟ้า โดยทำเป็นหนังสือแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้าอย่างน้อย 60 วัน เพื่อที่ กฟผ. จะได้ตรวจสอบความเรียบร้อยของระบบป้องกันไฟฟ้าและร่วมปฏิบัติการในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้า โดยบริษัทฯ ต้องยืนยันแผนให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 7 วัน ก่อนวันเริ่มต้นขนานเครื่องของโรงไฟฟ้ากับระบบของการไฟฟ้า

4.4 บริษัทฯ และการไฟฟ้าจะร่วมกันกำหนดข้อปฏิบัติการจ่ายไฟฟ้า วิธีการติดต่อสื่อสารประจำวัน การดับไฟฟ้า การรายงานข้อมูลประจำวัน การสั่งการ การลงบันทึกข้อมูลทางไฟฟ้าตลอดถึงรายชื่อเจ้าหน้าที่ที่จะติดต่อประสานงานของทั้งสองฝ่าย

4.5 กฟผ. จะกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ตามความเหมาะสมทางด้านเทคนิค ทั้งนี้ วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวจะอยู่ภายในระยะเวลา 15 วัน หลังจากวันที่ กฟผ. ได้รับทราบผลการทดสอบเดินเครื่องและระบบป้องกันไฟฟ้าเรียบร้อยแล้ว โดย กฟผ. จะแจ้งให้บริษัทฯ ทราบถึงวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายใน 7 วัน หลังจากวันที่ กฟผ. ได้รับทราบผลการทดสอบดังกล่าวแล้ว หากบริษัทฯ ไม่ได้รับแจ้งภายในกำหนดให้ถือว่า วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าคือวันที่ 15 หลังจากวันที่ กฟผ. ได้รับทราบผลการทดสอบเดินเครื่องและระบบป้องกันไฟฟ้าแล้ว โดยในช่วงการทดสอบ (Test) กฟผ. จะจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าให้บริษัทฯ เมื่อบริษัทฯ ได้เดินเครื่องโรงไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ในอัตราค่าไฟฟ้าประเภท Non-Firm ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ทั้งนี้บริษัทฯ จะต้องกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงเวลาก่อน 15 วัน หรือหลัง 15 วันที่กำหนดไว้ในสัญญาข้อ 6.1 ยกเว้นในกรณีที่บริษัทฯ ต้องการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ก่อนวันที่กำหนดตามข้อ 6.1 มากกว่า 15 วัน บริษัทฯ สามารถเสนอได้ แต่ทั้งนี้วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับการพิจารณาของ กฟผ. ตามความพร้อมของระบบที่เกี่ยวข้อง

4.6 ถ้าบริษัทฯ ไม่สามารถเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ตามวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุไว้ในข้อ 6.1 เว้นแต่เป็นเพราะความผิดของการไฟฟ้าหรือเหตุสุดวิสัยที่เกิดขึ้นกับการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ตามข้อ 20.1.6 ให้ กฟผ. มีสิทธิคิดค่าปรับจากการล่าช้านั้นได้ในอัตราร้อยละศูนย์จุดสามสาม (0.33%) ต่อวัน ของวงเงินหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาได้ หลังจากครบ 60 วันนับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่กำหนดในข้อ 6.1 เมื่อมีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าแล้วให้ กฟผ. คืนหลักค้ำประกันจำนวนที่เหลือให้แก่บริษัทฯ และถ้าไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือนแล้ว ให้ถือว่าสัญญานี้สิ้นสุดลง

4.7 ถ้า กฟผ. ไม่รับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ ภายในกำหนดระยะเวลาตามข้อ 4.5 กฟผ. จะเริ่มชำระค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ โดยคำนวณจากปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาและตามอัตราที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ นับแต่วันที่กำหนดในสัญญาข้อ 4.5 จนกว่าการซื้อขายไฟฟ้าจริงจะเกิดขึ้น และจะปฏิบัติตามข้อกำหนดต่างๆ แห่งสัญญานี้เกี่ยวกับการชำระเงินให้ครบถ้วนด้วย แม้จะเกิดจากเหตุสุดวิสัยที่มีผลกระทบต่อ กฟผ. ก็ตาม

เมื่อการซื้อขายไฟฟ้าเกิดขึ้นแล้ว หากพลังไฟฟ้าคิดเงินในเดือนแรกต่ำกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ให้บริษัทฯ คืนเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนเกินที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วให้ กฟผ. พร้อมดอกเบี้ย โดยคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือน ของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่เรียกเก็บเงินดังกล่าว และ กฟผ. มีสิทธิขยายระยะเวลาออกไปเท่ากับระยะเวลาที่ กฟผ. ได้ชำระเงินค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ แล้ว รวมทั้งกรณีที่ กฟผ. ใช้สิทธิในการขยายระยะเวลาตามข้อ 20.4 ช่วงเวลาที่ได้รับการขยาย กฟผ. จะชำระค่าไฟฟ้าเฉพาะส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้า สำหรับการซื้อไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว

5. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

5.1 บริษัทฯ ต้องรับผิดชอบในการออกแบบ ก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา และครอบครองอุปกรณ์สำหรับเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าด้านบริษัทฯ

5.2 หากการไฟฟ้าเห็นว่าจำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ส่งข้อมูลในบริเวณทรัพย์สินของบริษัทฯ บริษัทฯ ต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าว ให้เป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 3 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้

5.3 การไฟฟ้ามีสิทธิให้บริษัทฯ เพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ เพื่อให้สอดคล้องทางด้านเทคนิคของการไฟฟ้า โดยบริษัทฯ จะรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด

5.4 บริษัทฯ ต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งได้แก่ ค่าระบบส่งไฟฟ้า ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นทั้งหมดจากการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ โดยบริษัทฯ ต้องชำระค่าใช้จ่ายให้การไฟฟ้าในส่วนที่การไฟฟ้าดำเนินการ ให้เสร็จสิ้นก่อนที่จะเริ่มขายไฟฟ้า

5.5 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าก่อนมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ในระบบไฟฟ้าของตนอันจะมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าของคู่สัญญา

6. การซื้อขายไฟฟ้า

6.1 บริษัทฯ สัญญาว่าจะขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ภายในวันที่ .....

6.2 กฟผ. ตกลงซื้อและบริษัทฯ ตกลงขาย (1) พลังไฟฟ้าในปริมาณ ..... เมกะวัตต์ ซึ่งต่อไปนี้เรียกว่า พลังไฟฟ้าตามสัญญา ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า .... กิโลโวลท์ โดยมีคุณภาพตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าที่ จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ซึ่งตั้งอยู่ที่โรงงาน ..... (2) พลังงานไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 6.3 ข้อ 8.4 และตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการซื้อขายไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 4 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้

6.3 ตั้งแต่ปีที่สองจนถึงปีก่อนปีสุดท้ายของสัญญา กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละแปดสิบ (80%) ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่คูณกับจำนวนชั่วโมงในรอบปี (24 ชั่วโมง x จำนวนวันในปีนั้นๆ) แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ ไม่สามารถจ่ายให้ กฟผ. ได้ตามที่ กฟผ. สั่งการตามปริมาณและระยะเวลาที่กำหนด และ/หรือ บริษัทฯ หยุดการผลิตและจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ บริษัทฯ เป็นผู้ขอลดการจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ กฟผ. ไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้เนื่องจากเหตุสุดวิสัย หากรับซื้อไฟฟ้าไม่ครบในปีใด กฟผ. จะชำระค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขาดตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสำหรับปีนั้น และ กฟผ. มีสิทธิขอให้บริษัทฯ จ่ายไฟฟ้านั้นให้ภายในปีหนึ่งปีใดของระยะเวลาสองปีถัดไป และจะต้องเป็นปีที่ กฟผ. ซื้อไฟฟ้าครบตามปริมาณขั้นต่ำตามที่กำหนดไว้ในสัญญานี้แล้ว โดยระยะเวลาที่ กฟผ. ขอให้บริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมจะต้องไม่เป็นเวลาที่กำหนดไว้ในข้อ 9 แต่ข้อกำหนดข้อนี้มิให้มีผลต่อหน้าที่ของ กฟผ. ในส่วนที่เกี่ยวกับการร้องขอให้บริษัทฯ จ่ายไฟฟ้าและการชำระค่าพลังไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 8.6 และข้อ 18 โดย กฟผ. มีสิทธิขอเรียกคืนพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวภายในระยะเวลา 24 เดือน ในกรณีที่ค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในรอบปีที่ กฟผ. ขอเรียกคืนพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวมีค่าสูงหรือต่ำกว่าค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในปีที่ กฟผ. ได้ชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขาด กฟผ. จะจ่ายหรือเรียกคืนค่าชดเชย และ กฟผ. มีสิทธิขอเรียกคืนจำนวนเงินที่ได้ชำระให้แก่บริษัทฯ ไปแล้ว สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เรียกคืนแล้วยังไม่ได้รับ เมื่อครบกำหนด 24 เดือนดังกล่าวแล้ว

6.4 อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการซื้อขายไฟฟ้า ให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

6.5 การไฟฟ้าตกลงจะขายไฟฟ้าสำรองให้บริษัทฯ ตามที่บริษัทฯ ร้องขอ ตามประกาศไฟฟ้าสำรอง และให้เป็นไปตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าสำรองระหว่างการไฟฟ้า กับ บริษัทฯ

7. การปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าตาม SPP Grid Code

บริษัทฯ ต้องปฏิบัติการผลิตไฟฟ้าและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ตามแนวทางปฏิบัติการโรงไฟฟ้าที่ดี ตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1

8. การควบคุมและการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

8.1 บริษัทฯ ต้องแจ้งแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า (Maintenance Cycle) และแผนการผลิต บำรุงรักษาระยะเวลา 3 ปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 30 วัน และ กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้บริษัทฯ ทราบภายใน 15 วัน หลังจากวันที่ได้รับแจ้ง ส่วนแผนสำหรับปีถัดๆ ไปให้แจ้ง กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 กรกฎาคม ของแต่ละปี

8.2 กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาแผนการผลิตและบำรุงรักษาตามข้อ 8.1 ให้บริษัทฯ ทราบเพื่อใช้เป็นแผนการควบคุมการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ก่อนวันที่ 15 สิงหาคมของทุกๆ ปี

8.3 บริษัทฯ ต้องปฏิบัติตามคำสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าทางด้านปฏิบัติการและเทคนิคเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด และห้ามดำเนินการใดๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยง โดยไม่แจ้งให้การไฟฟ้าทราบล่วงหน้า ยกเว้นกรณีอาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตหรือทรัพย์สินของคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด ให้ดำเนินการได้ทันทีแล้วแจ้งให้การไฟฟ้าทราบโดยด่วน

8.4 บริษัทฯ ต้องขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ กฟผ. จะต้องรับซื้อไฟฟ้าที่บริษัทฯ ขาย โดยมีจำนวนชั่วโมงที่ขายให้ กฟผ. และที่ กฟผ. รับซื้อรวมทั้งปี (โดยใช้ปีปฏิทิน) ไม่น้อยกว่า 4,672 ชั่วโมง ยกเว้นปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา

8.5 บริษัทฯ ต้องจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. โดยมี Monthly Capacity Factor ไม่ต่ำกว่า 0.51 ยกเว้นในกรณีที่บริษัทฯ ยินยอมตรวจซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามแผนที่ กฟผ. กำหนด หรือบริษัทฯ ได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ข้อ 3.1.5 หรือเหตุสุดวิสัยตามข้อ 20 แต่ไม่เกิน 1.0 ยกเว้นในกรณีที่ กฟผ. ร้องขอ

8.6 ภายใต้บังคับของข้อ 9 และข้อ 17.6 บริษัทฯ จะผลิตและ กฟผ. จะซื้อพลังไฟฟ้าตามสัญญาครบทั้ง 100% ตลอดเวลาหรือมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาถ้าบริษัทฯ ยินยอมตามที่ กฟผ. ร้องขอ ยกเว้นในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความจำเป็นไม่สามารถรับไฟฟ้าได้หรือในช่วงที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความต้องการต่ำ (Off Peak Period) คือเวลา 21.30 - 08.00 น. หรือเหตุสุดวิสัย ซึ่ง กฟผ. สามารถให้บริษัทฯ ลดการจ่ายพลังไฟฟ้าลงตามปริมาณและระยะเวลาที่ กฟผ. ได้จัดส่งแผนล่วงหน้าส่งให้บริษัทฯ ให้เหลือไม่ต่ำกว่าร้อยละหกสิบห้า (65%) ของพลังไฟฟ้าตามสัญญา เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม และมีตัวประกอบพลังไฟฟ้า (Power Factor) อยู่ในระหว่าง 0.85 แล็กกิ้ง (Lagging) และ 0.85 ลีดดิ้ง (Leading)

8.7 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต้องเก็บบันทึกข้อมูลทางไฟฟ้าและข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการคิดเงินค่าไฟฟ้าซึ่งอีกฝ่ายหนึ่งต้องการเป็นเวลาอย่างน้อย 5 ปี

8.8 คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดมีสิทธิที่จะขอตรวจสอบบันทึกและข้อมูลต่างๆ ของอีกฝ่ายหนึ่งที่เกี่ยวข้องกับสัญญานี้ ในช่วงระยะเวลาใดๆ ในระหว่างที่มีการเก็บรักษาข้อมูลดังกล่าว โดยแจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้า 14 วัน

8.9 ในกรณีจำเป็นเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและ/หรือความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน คู่สัญญาสามารถตัดการเชื่อมโยง (Disconnect) โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ จากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยแจ้งให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่ายี่สิบสี่ชั่วโมง ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน แต่จะต้องแจ้งภายในเวลารวดเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว คู่สัญญาจะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด โดยหากบริษัทฯ เป็นฝ่ายตัดการเชื่อมโยง จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 แต่หากการไฟฟ้าเป็นฝ่ายตัดการเชื่อมโยงดังกล่าว และมีผลทำให้การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำที่กำหนดสำหรับปีนั้นตามเงื่อนไขของสัญญาข้อ 6.3 แล้ว ในกรณีดังกล่าว กฟผ. ยังคงต้องรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพื่อชดเชยและมีสิทธิเรียกพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวคืนตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ 6.3 เว้นแต่การที่การไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยงเป็นเพราะความผิดของบริษัทฯ

8.10 กรณีที่การไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา ซ่อมแซม สับเปลี่ยน เคลื่อนย้าย ตรวจสอบ หรือทดสอบส่วนใดๆ ของโรงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือส่วนอื่นๆ ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า กฟผ. จะแจ้งและประสานงานในการเปลี่ยนแปลงการรับซื้อไฟฟ้ากับบริษัทฯ ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 48 ชั่วโมง ยกเว้นกรณีฉุกเฉิน การสั่งเปลี่ยนแปลงการรับซื้อไฟฟ้าครั้งใดๆ จะกระทำให้เสร็จสิ้นสมบูรณ์ภายในเวลารวดเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ โดยให้สอดคล้องกับหลักปฏิบัติการโรงไฟฟ้า และหากการเปลี่ยนแปลงการรับซื้อไฟฟ้ามีผลทำให้การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำที่กำหนดสำหรับปีนั้นตามเงื่อนไขของสัญญาข้อ 6.3 แล้ว ในกรณีดังกล่าว กฟผ. ยังคงต้องรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพื่อชดเชยและมีสิทธิเรียกพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวคืนตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ 6.3 เว้นแต่เมื่อการดำเนินการตามข้อนี้เป็นเพราะความผิดของบริษัทฯ

8.11 เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คู่สัญญาจะต้องตรวจสอบอุปกรณ์ไฟฟ้าตามระยะเวลาที่กำหนด และอาจร้องขอให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งนั้นที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ตามความจำเป็น

8.12 บริษัทฯ ต้องชำระค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมในส่วนที่การไฟฟ้าดำเนินการแทนบริษัทฯ ในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของบริษัทฯ ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ 8.11 (เฉพาะในกรณีที่เป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าในเวลาที่ได้ตกลงกับบริษัทฯ หรือการตรวจสอบตามคำขอของบริษัทฯ) และค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมอื่นในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้า ให้กับการไฟฟ้าภายใน 30 วันนับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินจากการไฟฟ้า

8.13 บริษัทฯ ใช้ ..... เป็นเชื้อเพลิงหลัก และใช้ ..... เป็นเชื้อเพลิงเสริม ทั้งนี้กำหนดให้ปริมาณพลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้ ..... เป็นเชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของปริมาณพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ โดยบริษัทฯ ต้องแจ้งผลการตรวจวิเคราะห์หาค่าความร้อนของเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริม ปริมาณเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ ตลอดจนปริมาณพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (ถ้ามี) ที่ผลิตได้ให้ กฟผ. ทราบเป็นหนังสือเป็นประจำทุกเดือน

8.14 การดำเนินการตรวจวัดค่าต่างๆ ทั้งที่กล่าวและมิได้กล่าวไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้คู่สัญญาถือปฏิบัติตามมาตรฐานสากล

9. การหยุดเพื่อตรวจ ซ่อม บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

9.1 การหยุดเพื่อตรวจ และ/หรือ ซ่อม และ/หรือ บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บริษัทฯ ต้องแจ้งกำหนดการหยุดเพื่อทำการตรวจ และ/หรือ ซ่อม และ/หรือ บำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า ตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1

9.2 ในรอบ 12 เดือนของปีปฏิทิน การหยุดเพื่อตรวจ และ/หรือ ซ่อม และ/หรือ บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บริษัทฯ จะต้องหยุดรวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) หรือ 1,080 ชั่วโมง (45 วัน) ในกรณีที่ทำการซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) ตามแผนที่บริษัทฯ แจ้งในข้อ 8.1

10. การรับส่งเอกสาร

10.1 การแจ้งเรื่องหรือการติดต่อสื่อสารใดๆ ที่เป็นหนังสือโดยผ่านทางบริการของการสื่อสารแห่งประเทศไทย หรือโดยเจ้าหน้าที่ของแต่ละฝ่าย จะถือเอาวันที่ประทับรับเรื่องของผู้รับเป็นเกณฑ์ ในกรณีติดต่อสื่อสารโดยโทรสาร จะถือเอาวันที่ที่ปรากฏในใบรับของฝ่ายที่ติดต่อสื่อสารโดยโทรสาร หรือวันที่ที่ได้รับการยืนยันทางโทรสารว่าการติดต่อสื่อสารโดยโทรสารนั้นได้ส่งเรียบร้อยแล้ว และฝ่ายที่ติดต่อสื่อสารโดยโทรสารต้องจัดส่งต้นฉบับเอกสารหรือสำเนาเอกสารที่รับรองความถูกต้องแล้วอีกชุดหนึ่ง โดยทางบริการของการสื่อสารแห่งประเทศไทยหรือเจ้าหน้าที่ เพื่อเป็นการยืนยัน ตามที่อยู่ดังนี้

สถานที่อยู่ของบริษัทฯ : บริษัท ..... จำกัด
สำนักงานเลขที่ .....
.....
โทรศัพท์ : .....
โทรสาร : .....

สถานที่อยู่ของ กฟผ. : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
สำนักงานเลขที่ 53 หมู่ 2 ถนนจรัญสนิทวงศ์ ตำบลบางกรวย
อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี 11130
โทรศัพท์ : 0-2436-8510
โทรสาร : 0-2436-8514, 0-2433-7896

หรือในกรณีที่ขายไฟฟ้าให้ กฟผ. แล้ว

โทรศัพท์ : 0-2436-3800, 0-2424-9706

โทรสาร : 0-2436-3856, 0-2436-3832

10.2 หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะขอเปลี่ยนสถานที่อยู่ ให้แจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบ

11. มาตรวัดไฟฟ้า

11.1 บริษัทฯ เป็นเจ้าของมาตรวัดไฟฟ้าทั้งชุดหลักและชุดสำรองรวมทั้งอุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย ซึ่งสามารถวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของวันได้ และให้มาตรวัดไฟฟ้าทั้งชุดหลักและชุดสำรองมีความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง (±0.2%) และให้อุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง (±0.2%) หรือบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%) ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 5 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ โดยมาตรวัดไฟฟ้าดังกล่าวนี้จะทำการทดสอบเปรียบเทียบกับมาตรวัดไฟฟ้ามาตรฐานประมาณปีละครั้ง

11.2 มาตรวัดไฟฟ้าที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายต้องปิดผนึก การเปิดผนึกเพื่อตรวจหรือทดสอบหรือปรับแต่งต้องดำเนินการร่วมกันโดยเจ้าหน้าที่ของคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย และคู่สัญญาฝ่ายที่ต้องการตรวจสอบหรือปรับแต่งต้องแจ้งให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งทราบเป็นหนังสือล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วัน

11.3 หากผลการทดสอบตามที่ระบุในข้อ 11.1 คลาดเคลื่อนจากมาตรวัดไฟฟ้ามาตรฐานไม่เกินร้อยละบวกลบสอง (±2%) จะไม่มีการปรับปรุงเงินค่าไฟฟ้าที่ชำระให้แก่บริษัทฯ แต่หากการทดสอบดังกล่าวปรากฏผลคลาดเคลื่อนเกินร้อยละบวกลบสอง (±2%) บริษัทฯ และ กฟผ.จะร่วมกันคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ถูกต้องที่บริษัทฯ จำหน่ายให้ กฟผ. ในช่วงระยะเวลาที่มาตรวัดไฟฟ้าทำงานคลาดเคลื่อน หากไม่ทราบระยะเวลาที่มาตรวัดไฟฟ้าทำงานคลาดเคลื่อน ให้ใช้ระยะเวลากึ่งหนึ่งของช่วงระยะเวลาระหว่างการทดสอบครั้งนี้กับการทดสอบครั้งก่อน แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกิน 6 เดือน และให้นำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แก้ไขใหม่นี้มาใช้คำนวณค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องชำระให้แก่บริษัทฯ ผลต่างระหว่างค่าไฟฟ้าที่คำนวณไว้เดิมกับที่คำนวณใหม่นี้ ให้ กฟผ. ชำระเงินเพิ่มให้บริษัทฯ หรือให้บริษัทฯ ชำระเงินคืนให้ กฟผ. แล้วแต่กรณี โดยบวกเข้าหรือหักออกในใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าในเดือนถัดไป

11.4 เมื่อใดก็ตามที่พบว่ามาตรวัดไฟฟ้าวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าคลาดเคลื่อนอันเนื่องมาจากสาเหตุอื่นๆ นอกเหนือจากการทดสอบตามข้อ 11.1 การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายในช่วงที่การวัดคลาดเคลื่อน การชำระเงินค่าไฟฟ้าให้แก่กันให้ปฏิบัติเช่นเดียวกับวิธีการในข้อ 11.3

12. การเชื่อมโยงระบบสื่อสาร

12.1 บริษัทฯ ต้องจัดหาอุปกรณ์สื่อสารตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 6 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ ซึ่งอุปกรณ์ดังกล่าวต้องได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยถูกต้องตามกฎหมายแล้ว เพื่อติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.

12.2 บริษัทฯ ต้องรับผิดชอบในการออกแบบ ติดตั้ง ทดสอบ และนำเข้าใช้งานตลอดจนการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารทั้งด้านบริษัทฯ และด้านจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร (กฟผ.) ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดจุดเชื่อมโยงที่เหมาะสมทางด้านเทคนิคให้

12.3 บริษัทฯ ต้องรับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบสื่อสารจากจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสารถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งได้แก่ ค่าออกแบบ ค่าอุปกรณ์ ค่าติดตั้งทดสอบ ค่าบำรุงรักษา รวมทั้งค่าใช้จ่ายรายเดือนที่เกิดขึ้นและเกี่ยวข้องกับการติดต่อสื่อสารตลอดระยะเวลาการซื้อขายไฟฟ้า

12.4 อุปกรณ์ที่นำมาใช้ในระบบจะต้องเป็นไปตามมาตรฐานและข้อกำหนดของ กฟผ.

12.5 หาก กฟผ. จำเป็นต้องตรวจสอบอุปกรณ์สื่อสารในบริเวณทรัพย์สินของบริษัทฯ เพื่อให้มั่นใจว่าระบบยังทำงานเป็นปกติอยู่ บริษัทฯ ต้องให้ความร่วมมือในการตรวจสอบอุปกรณ์ดังกล่าว

12.6 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าก่อนมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ในระบบสื่อสารของตนอันมีผลกระทบต่อระบบสื่อสารเชื่อมโยงระหว่างบริษัทฯ และ กฟผ.

13. การเปลี่ยนแปลงปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา

13.1 ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในสัญญา บริษัทฯ จะต้องแก้ไขภายในระยะเวลาไม่เกิน 18 เดือน หากบริษัทฯ ไม่สามารถแก้ไขได้ กฟผ. จะกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาใหม่ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายได้จริงในเวลานั้น แต่ถ้าบริษัทฯ ต้องการลดปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในสัญญาลง เพราะบริษัทฯ ได้นำไฟฟ้าไปจำหน่ายให้แก่บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทฯ จะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้าในส่วนของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ลดลงดังกล่าวให้ กฟผ. เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟที่บริษัทฯ ควรจะได้รับ ตามอัตราค่าพลังไฟฟ้ารายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 7 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้

เงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนให้ กฟผ. ในกรณีดังกล่าวข้างต้น บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ยโดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่เรียกเก็บเงินดังกล่าว

13.2 ในกรณีที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. เป็นระยะเวลามากกว่าครึ่งหนึ่งของอายุสัญญา และปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลดลง คู่สัญญาตกลงให้ปฏิบัติดังนี้

13.2.1 ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลดลงอันมิใช่สาเหตุจากบริษัทฯ นำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทฯ สามารถขอลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลงได้ แต่ทั้งนี้ต้องไม่เกินร้อยละห้า (5%)

13.2.2 ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาลดลงเกินกว่าร้อยละห้า (5%) ตามที่กำหนดในข้อ 13.2.1 หรือลดลงเพราะบริษัทฯ นำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้น บริษัทฯ จะต้องคืนเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ลดลงเกินกว่าร้อยละห้า (5%) ตามที่กำหนดในข้อ 13.2.1 หรือส่วนที่บริษัทฯ นำไปจำหน่ายให้บุคคลที่สามหรือใช้เองเพิ่มขึ้นแล้วแต่กรณี ให้ กฟผ. เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ควรจะได้รับ ตามอัตราค่าพลังไฟฟ้ารายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 7

เงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนให้ กฟผ. ตามข้อ 13.2.2 ดังกล่าวข้างต้น บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ยโดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืน ในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่ 1 ของเดือนที่เรียกเก็บเงินดังกล่าว

14. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

บริษัทฯ และ การไฟฟ้า ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้าตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 8 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้

หากมีความเสียหายเกิดขึ้น อันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าจากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าของคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งนี้จะต้องเป็นความเสียหายอันเป็นผลโดยตรงจากความบกพร่องนั้น โดยไม่รวมความเสียหายต่อเนื่อง

อนึ่ง หากสาเหตุของความเสียหายดังกล่าวข้างต้นเกิดจากการไฟฟ้า และมีผลทำให้ กฟผ. รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำที่กำหนดสำหรับปีนั้นตามเงื่อนไขของสัญญาข้อ 6.3 แล้ว กรณีดังกล่าว กฟผ. ยังคงต้องรับซื้อพลังงานไฟฟ้าชดเชยและมีสิทธิเรียกพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวคืนตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ 6.3 และถ้าสาเหตุของความเสียหายดังกล่าวข้างต้นเกิดจากบริษัทฯ ทำให้ กฟผ. ไม่สามารถรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ได้ตามเงื่อนไขของสัญญาข้อ 6.3 แล้ว กฟผ. ไม่ผูกพันที่จะต้องรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพื่อชดเชยตามที่กำหนดไว้ในข้อ 6.3

15. หลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญา

15.1 ในวันลงนามสัญญา บริษัทฯ ได้ยื่นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาเป็นหนังสือค้ำประกันออกโดย ..... เลขที่ ..... ลงวันที่ ..... เป็นจำนวนเงิน ..... บาท (.....) เพื่อใช้เป็นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญา

15.2 กฟผ. จะคืนหลักค้ำประกันตามข้อ 15.1 หรือตามจำนวนที่เหลือตามข้อ 4.6 ให้แก่บริษัทฯ เมื่อบริษัทฯ ได้เริ่มต้นขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ตามเงื่อนไขของสัญญานี้ หรือเมื่อถือว่าวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้เกิดขึ้นตามที่กำหนดไว้ในข้อ 4.5 หรือข้อ 4.7 แล้วแต่กรณี

16. หลักค้ำประกันการยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญา

16.1 ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้บริษัทฯ ยื่นหลักค้ำประกันการยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญาเป็น หนังสือสัญญาค้ำประกันที่ออกโดย..... เลขที่ ..... ลงวันที่ ..... เป็นจำนวนเงิน ..... บาท (.....) เพื่อใช้เป็นหลักค้ำประกันค่าพลังไฟฟ้าตามกำหนดอายุของสัญญาในข้อ 1

16.2 กฟผ. จะคืนหลักค้ำประกันในข้อ 16.1 ให้แก่บริษัทฯ เมื่อบริษัทฯ ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ครบอายุสัญญา หรือเมื่อ กฟผ. ได้เรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าคืนจากบริษัทฯ ครบถ้วนในกรณีที่สัญญาถูกยกเลิกก่อนครบอายุสัญญา

16.3 ในกรณีที่บริษัทฯ ยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญา โดย กฟผ. ไม่ได้เป็นฝ่ายผิดสัญญา หรือ กฟผ. ยกเลิกสัญญาเพราะเหตุที่บริษัทฯ ปฏิบัติผิดสัญญา กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าคืนจากบริษัทฯ เท่ากับเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ได้รับไปแล้วนับแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า หักด้วยเงินค่าพลังไฟฟ้าที่บริษัทฯ ควรจะได้รับ ตามอัตราค่าพลังไฟฟ้ารายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 7

เงินค่าพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกคืนจากบริษัทฯ ในกรณีดังกล่าวข้างต้นนี้ บริษัทฯ ต้องจ่ายคืนพร้อมดอกเบี้ยโดยเริ่มคิดตั้งแต่วันที่บริษัทฯ ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้าส่วนที่ต้องจ่ายคืนในอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำประเภท 12 เดือนของธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) ที่ประกาศ ณ วันที่สัญญายกเลิกรวมค่าปรับดังนี้

ในกรณีที่ยกเลิกสัญญา ภายใน 5 ปี ให้ปรับเพิ่มอีกร้อยละสิบ (10%)

ในกรณีที่ยกเลิกสัญญา ภายหลัง 5 ปี ให้ปรับเพิ่มอีกร้อยละห้า (5%)

16.4 ในกรณีที่บริษัทฯ ยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญาเพราะเหตุที่ กฟผ. ปฏิบัติผิดสัญญา กฟผ. จะคืนหลักค้ำประกันในข้อ 16.1 ให้แก่บริษัทฯ และให้บริษัทฯ มีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายตามกฎหมายได้

17. ค่าพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้า

17.1 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงที่บริษัทฯ จ่ายให้ กฟผ. ในรอบเดือนจะคำนวณดังนี้

$$\text{ปริมาณพลังไฟฟ้าจริง} = \frac{3.0E_p}{13.5T_p} + \frac{10.5E_{pp}}{13.5T_{pp}} \quad \text{กิโลวัตต์}$$

โดยที่ E_p = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วง Peak Load ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้น สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อยละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญามาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 17.2 และข้อ 17.3

E_{pp} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาทีในช่วง Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้น สูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เทียบเท่ากับพลังไฟฟ้าตามสัญญามาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามข้อ 17.2 และข้อ 17.3

T_p = จำนวนชั่วโมงในช่วง Peak Load ในเดือนนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงตามข้อ 17.2 และข้อ 17.3

T_{pp} = จำนวนชั่วโมงในช่วง Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงตามข้อ 17.2 และข้อ 17.3

หมายเหตุ ช่วงเวลาในรอบวันจะแบ่งดังนี้

Peak Load	ช่วงเวลา 18.30 - 21.30 น.
Partial Peak Load	ช่วงเวลา 08.00 - 18.30 น.
Off Peak Load	ช่วงเวลา 21.30 - 08.00 น.

17.2 ในกรณีที่ในช่วงเวลา Peak Load หรือ Partial Peak Load ถ้า กฟผ.ไม่ได้รับซื้อไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 8.6 ให้เต็มปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาไม่ว่าในระยะเวลาใดและไม่ว่าด้วยสาเหตุใดรวมทั้งกรณีเหตุสุดวิสัยที่กระทบการไฟฟ้า และเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาล (ยกเว้นการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย) ที่มีผลกระทบบริษัทฯ ในการปฏิบัติตามสัญญานี้ ให้นำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak Load และ Partial Peak Load ที่ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าไม่ได้นั้น มาหักออกจากจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak Load และ Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ ตามลำดับก่อนแล้วจึงนำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง โดยกรณีเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ กฟผ. ยินยอมให้คำนวณตามวิธีข้างต้นได้ไม่เกินครั้งละ 6 เดือน

17.3 ในกรณีที่บริษัทฯ หยุดการจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากการไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยงตามข้อ 8.9 หรือ ข้อ 8.10 หรือเนื่องจากบริษัทฯ ตรวจ และ/หรือ ซ่อม และ/หรือ บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ตามข้อ 9.1 หรือ บริษัทฯ ตัดการเชื่อมโยงกรณีระบบไฟฟ้าเกิดเหตุฉุกเฉินตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ข้อ 3.4 เว้นแต่เมื่อการตัดการเชื่อมโยงนั้นเป็นเพราะความผิดของบริษัทฯ ให้นำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak Load และ Partial Peak Load ที่บริษัทฯ หยุดการจำหน่ายมาหักจากจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าของช่วงเวลา Peak Load และ Partial Peak Load ในเดือนนั้นๆ ตามลำดับก่อน แล้วจึงนำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง โดยจะหักจำนวนชั่วโมงการหยุดเท่าที่เป็นจริงแต่ไม่เกินกว่าที่บริษัทฯ แจ้งตามข้อ 9.1

17.4 การคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินในรอบเดือนให้คำนวณดังนี้

17.4.1 ในกรณีที่บริษัทฯ สามารถจ่ายปริมาณพลังไฟฟ้าจริงเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริง

17.4.2 ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงต่ำกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริงหักด้วยร้อยละยี่สิบ (20%) ของผลต่างระหว่างปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญากับปริมาณพลังไฟฟ้าจริง

17.4.3 ในกรณีที่ปริมาณพลังไฟฟ้าจริงมากกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา เว้นแต่กรณีที่ กฟผ. ร้องขอ ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินจะเท่ากับปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกด้วยสาม (3) เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. ร้องขอเกินกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา คูณด้วยอัตราส่วนของระยะเวลาที่ กฟผ. ร้องขอต่อจำนวนชั่วโมงในเดือนนั้นๆ

17.4.4 กรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและจำนวนชั่วโมงที่นำมาหักออกตามข้อ 17.2 และ/หรือข้อ 17.3 มีผลทำให้จำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะนำมาคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงในเดือนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังไฟฟ้าในเดือนนั้นให้บริษัทฯ ตามปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินเฉลี่ยย้อนหลัง 6 เดือน ยกเว้นเฉพาะเดือนที่เกิดเหตุสุดวิสัยให้เว้นไป หรือเฉลี่ยย้อนหลังถึงวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในกรณีที่มีการขายไฟฟ้าเป็นระยะเวลาน้อยกว่า 6 เดือน

17.5 ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าโดยมี Monthly Capacity Factor ไม่ต่ำกว่า 0.51 แต่ไม่เกิน 1.0 ตามเงื่อนไขข้อ 8.5 กฟผ. จะจ่ายค่าพลังไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ ให้บริษัทฯ ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

17.6 ในกรณีที่บริษัทฯ ไม่สามารถผลิตและจำหน่ายพลังไฟฟ้าลดลงตามที่ กฟผ. กำหนดในข้อ 8.6 ในช่วงเวลา Off Peak กฟผ. จะจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่บริษัทฯ ผลิตเกินในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 2

17.7 เมื่อครบรอบปีแต่ละปี หากบริษัทฯ มีจำนวนชั่วโมงสะสมที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. โดยคิดจากจำนวนชั่วโมงเต็มในปีนั้นๆ หักด้วยจำนวนชั่วโมงที่บริษัทฯ หยุดการจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อ ตรวจ และ/หรือ ซ่อม และ/หรือ บำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามข้อ 9.1 และจำนวนชั่วโมงที่บริษัทฯ หยุดการจำหน่ายไฟฟ้าให้

กฟผ. เพราะเหตุใดๆ ที่ไม่ได้แจ้งล่วงหน้าตามข้อ 9.1 ในช่วง Off Peak ยกเว้นกรณีเกิดเหตุสุดวิสัย และชั่วโมงหยุดจำหน่ายให้ กฟผ. สาเหตุจากความเสียหายที่บริษัทฯ ก่อให้การไฟฟ้าตาม วรรค 2 ข้อ 14 ต่ำกว่า 4,672 ชั่วโมง กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้ชำระให้แก่บริษัทฯ ในรอบปีนั้นๆ คืนในอัตราร้อยละศูนย์จุดศูนย์หกสองห้า (0.0625%) ต่อชั่วโมง ตามจำนวนชั่วโมงที่บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าไม่ครบ (ระยะเวลาเกินกว่า 30 นาที ให้ถือเป็น 1 ชั่วโมง) ยกเว้นปีแรกและปีสุดท้ายของสัญญา อย่างไรก็ตามค่าพลังไฟฟ้าหลังจากที่ กฟผ. เรียกคืนแล้วจะต้องไม่ต่ำกว่าศูนย์ (0) บาท

17.8 การอ่านมาตรวัดไฟฟ้าเพื่อคำนวณปริมาณพลังไฟฟ้าจริงเพื่อเรียกเก็บเงิน จะอ่านจากมาตรวัดไฟฟ้าชุดหลัก โดยสิ้นสุด ณ เวลา 24.00 น. ของวันสิ้นเดือนของแต่ละเดือนและตัวแทนของคู่สัญญาลงนามรับรองความถูกต้อง มาตรวัดไฟฟ้าชุดสำรองจะถูกนำมาใช้เฉพาะกรณีมาตรวัดไฟฟ้าชุดหลักชำรุดหรือขัดข้องเท่านั้น

18. การเรียกเก็บเงินและการชำระเงิน

18.1 บริษัทฯ จะยื่นใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าให้ กฟผ. เดือนละครั้ง และ กฟผ. ต้องชำระเงินให้บริษัทฯ ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ กฟผ. ได้รับใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าจากบริษัทฯ อย่างไรก็ตามหากบริษัทฯ ประสงค์จะแยกการเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าในส่วนของสูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในภายหลัง บริษัทฯ สามารถกระทำได้

18.2 บริษัทฯ จะยื่นใบเรียกเก็บเงินนอกเหนือจากเงินค่าไฟฟ้าประจำเดือนตามข้อ 18.1 ให้ กฟผ. หรือ กฟผ. จะยื่นใบเรียกเก็บเงินให้บริษัทฯ แล้วแต่กรณี ให้ฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินชำระเงินให้แก่อีกฝ่ายหนึ่งภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบเรียกเก็บเงินนั้น

18.3 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งมีข้อโต้แย้งกับคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งเกี่ยวกับใบเรียกเก็บเงินตามข้อ 18.1 และ 18.2 ทำให้การชำระเงินสามารถกระทำได้แต่เพียงบางส่วน ก็ให้คู่สัญญาฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินชำระเงินตามส่วนที่ไม่มีข้อโต้แย้งภายในกำหนดเวลา และหากภายหลังพบว่าเหตุแห่งการโต้แย้งนั้น มิได้เกิดจากความผิดของคู่สัญญาฝ่ายที่เรียกเก็บเงิน คู่สัญญาฝ่ายที่ถูกเรียกเก็บเงินนั้นจะยกเอาเป็นข้อโต้แย้งเพื่อให้พ้นจากการเป็นผู้ผิดนัดชำระหนี้หาได้ไม่

18.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในกำหนดระยะเวลาดังกล่าวในข้อ 18.1 หรือข้อ 18.2 หรือข้อ 18.3 แล้วแต่กรณี คู่สัญญาฝ่ายที่ผิดนัดยอมให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งคิดดอกเบี้ยจากจำนวนเงินที่ค้างชำระเป็นรายวันในอัตราเท่ากับอัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำของเงินกู้เบิกเกินบัญชีซึ่งประกาศโดยธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) บวกร้อยละ 2 (MOR+2%) นับตั้งแต่วันที่ผิดนัดจนกว่าจะชำระหนี้เสร็จสิ้น ทั้งนี้ อัตราดอกเบี้ยที่จะชำระให้แก่กันจะต้องไม่เกินร้อยละสิบห้า (15%) ต่อปี

18.5 หาก กฟผ. ผิดนัดไม่ชำระเงินใดๆ ที่ถึงกำหนดชำระให้บริษัทฯ ตามสัญญา และยังไม่มีการแก้ไขข้อผิดนัดดังกล่าวภายในระยะเวลาสิบห้า (15) วัน หลังจากวันที่บริษัทฯ ได้ส่งหนังสือบอกกล่าวการผิดนัดไปยัง กฟผ. บริษัทฯ มีสิทธิที่จะบอกเลิกสัญญาได้ โดยการบอกกล่าวเป็นหนังสือ

19. การโอนสิทธิและ/หรือหน้าที่

ห้ามคู่สัญญาโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญานี้ให้แก่บุคคลอื่นโดยไม่ได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง เว้นแต่ในกรณีดังต่อไปนี้

19.1 การโอนสิทธิและหน้าที่ของ กฟผ. ตามสัญญาให้แก่บริษัทฯ ในเครือซึ่ง กฟผ. เป็นผู้ถือหุ้นไม่น้อยกว่าครึ่งหนึ่งของหุ้นทั้งหมด และผู้รับโอนจะต้องมีความสามารถต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาเช่นเดียวกับ กฟผ.

19.2 การโอนสิทธิและหน้าที่ของบริษัทฯ ตามสัญญาให้แก่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินเพื่อให้ลงทุนตามสัญญานี้หรือบุคคลที่ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแต่งตั้ง เพื่อเป็นหลักประกันในการให้สินเชื่อ โดยมีเงื่อนไขว่า

19.2.1 ในการแต่งตั้งบุคคลเพื่อเข้ามาปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาแทนบริษัทฯ ในภายหลังผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแก่บริษัทฯ จะต้องได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจาก กฟผ. โดยการพิจารณาให้ความยินยอมดังกล่าวจะต้องกระทำโดยไม่ชักช้า ทั้งนี้ หาก กฟผ. ไม่ให้ความยินยอม กฟผ. จะต้องแสดงเหตุผลให้เห็นว่าบุคคลที่เสนอให้แต่งตั้งไม่อยู่ในสถานะและไม่มีความสามารถทั้งทางด้านกฎหมาย การเงินและเทคโนโลยี อันเหมาะสมพอที่จะปฏิบัติตามข้อกำหนดต่างๆ ในสัญญานี้ได้อย่างครบถ้วน และ

19.2.2 ผู้ให้สินเชื่อทางการเงินแก่บริษัทฯ หรือบุคคลที่ให้สินเชื่อทางการเงินแก่บริษัทฯ เสนอให้แต่งตั้งจะต้องยอมผูกพันและรับผิดตามสัญญาเช่นเดียวกับบริษัทฯ และ

19.2.3 การโอนสิทธิและหน้าที่ดังกล่าวไม่เป็นเหตุให้บริษัทฯ หลุดพ้นจากหน้าที่และความรับผิดอันเกิดขึ้นก่อนการโอนดังกล่าว

20. เหตุสุดวิสัย

20.1 "เหตุสุดวิสัย" หมายถึง เหตุใดๆ อันจะเกิดขึ้นก็ดี จะให้ผลภัยพิบัติก็ดีเป็นเหตุที่ไม่อาจป้องกันหรือควบคุมได้ และมิใช่เกิดจากความผิดหรือความประมาทของบุคคลผู้ต้องประสบหรือใกล้จะต้องประสบเหตุนั้น แม้ทั้งบุคคลนั้นจะได้จัดการระมัดระวังตามสมควรอันพึงคาดหมายได้จากบุคคลนั้นในฐานะและภาวะเช่นนั้น

ภายใต้คำจำกัดความดังกล่าวข้างต้นเหตุสุดวิสัยให้รวมถึง

20.1.1 การกระทำของรัฐบาล เช่น มีการเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงาน การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ซึ่งทำให้คู่สัญญาไม่อาจปฏิบัติตามสัญญาข้อใดข้อหนึ่งได้

20.1.2 การปิดล้อม หรือการกระทำของศัตรูในลักษณะสงคราม ไม่ว่าจะมีการประกาศหรือไม่ก็ตาม

20.1.3 การลุกฮือ การขบถ การก่อความวุ่นวาย การจารกรรม การก่อวินาศกรรม การนัดหยุดงาน การปิดงานตามกฎหมายแรงงาน การรอนสิทธิใดๆ อุบัติเหตุ แผ่นดินไหว พายุ ไฟไหม้ น้ำท่วม โรคระบาด สภาพอากาศรุนแรงผิดปกติ การระเบิด

20.1.4 การที่บริษัทฯ ไม่ได้รับการต่ออายุใบอนุญาตของทางราชการ ที่เกี่ยวข้องกับการครอบครอง การก่อสร้าง ความสนับสนุนด้านการเงิน การดำเนินงาน หรือบำรุงรักษาอุปกรณ์โรงไฟฟ้า

20.1.5 การยึดหรือเข้าครอบครองโรงไฟฟ้า ทรัพย์สินหรือสิทธิใดๆ หุ้น หรือผลประโยชน์ต่างๆ จากบริษัทฯ โดยหน่วยงานของรัฐ หรือการกระทำหรือละเว้นการกระทำซึ่งจะมีผลเสียหายต่อโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ตามสัญญานี้ หรือสัญญาใดๆ ที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าของคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด โดยที่หน่วยงานของรัฐนั้นมิได้เกี่ยวข้องเป็นคู่สัญญากับฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

20.1.6 เมื่อมีเหตุสุดวิสัยเกิดขึ้นกับการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ตามสัญญาซื้อขายก๊าซที่บริษัทฯ ทำกับ ปตท.

20.2 "เหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาล" หมายความถึง เหตุสุดวิสัยที่กำหนดไว้ในข้อ 20.1.1, 20.1.2, 20.1.4 และ 20.1.5 ซึ่งหน่วยงานรัฐบาลเป็นผู้ก่อให้เกิดขึ้น

20.3 เพื่อป้องกันกรณีเป็นที่สงสัย ไม่ให้ถือว่าการที่เครื่องจักรกลหรือมีไฟฟ้าเสีย หรือมีอุปกรณ์หรือส่วนใดส่วนหนึ่งของโรงไฟฟ้าที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งเป็นเจ้าของหรือเป็นผู้ประกอบกิจการอยู่เกิดเสียลง อันเนื่องมาจากการที่เครื่องจักรกล หรืออุปกรณ์ หรือโรงไฟฟ้านั้น ได้นำมาประกอบกิจการหรือบำรุงรักษาอยู่ (ไม่ว่าจะเป็นโดยคู่สัญญาฝ่ายนั้นหรือโดยบุคคลอื่น) เป็นเหตุสุดวิสัย

20.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญานี้ อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยตามข้อ 20.1 จะถือว่าคู่สัญญาฝ่ายนั้นซึ่งปฏิบัติตามข้อ 20.5 แล้วผิดสัญญาไม่ได้ และคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ทั้งสิ้น และให้ขยายระยะเวลาที่ต้องปฏิบัติหน้าที่ออกไปเท่ากับระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัยและระยะเวลาที่ใช้ในการแก้ไขเหตุสุดวิสัย เว้นแต่คู่สัญญาฝ่ายที่มีสิทธิได้รับการขยายระยะเวลาไม่ต้องการขยายระยะเวลาต่อไป แต่หากเป็นกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ ตามข้อ 17.2 และ กฟผ. ได้ชำระค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ แล้ว ให้ กฟผ. เป็นผู้มีสิทธิเลือกในการขยายระยะเวลาในช่วงดังกล่าว

ในกรณีที่มีการขยายระยะเวลาออกไปเนื่องจากเหตุสุดวิสัยที่กระทบต่อการไฟฟ้า รวมทั้งเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ ตามข้อ 17.2 และ กฟผ. ได้ชำระค่าพลังไฟฟ้าให้บริษัทฯ ตามเงื่อนไขสัญญาสำหรับระยะเวลาที่เกิดเหตุสุดวิสัยและระยะเวลาที่ใช้ในการแก้ไขนั้นแล้ว ในช่วงเวลาที่ขยายดังกล่าว กฟผ. จะชำระเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับการซื้อไฟฟ้าเท่านั้น

20.5 คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบในทันทีที่สามารถทำได้ถึงเหตุสุดวิสัย พร้อมด้วยข้อมูลรายละเอียดของเหตุสุดวิสัย และระยะเวลาที่จำเป็นจะต้องใช้ในการแก้ไขความเสียหายอันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยดังกล่าว

21. กรณีพิพาทและอนุญาโตตุลาการ

21.1 ในกรณีที่มีข้อโต้แย้งเกิดขึ้นระหว่างคู่สัญญาเกี่ยวกับข้อกำหนดแห่งสัญญานี้หรือเกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญานี้ และคู่สัญญาไม่สามารถตกลงกันได้ ให้เสนอข้อโต้แย้งหรือข้อพิพาทนั้นต่ออนุญาโตตุลาการเพื่อพิจารณาชี้ขาด

21.2 เว้นแต่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะเห็นพ้องกันให้อนุญาโตตุลาการคนเดียวเป็นผู้ชี้ขาด การระงับข้อพิพาทให้กระทำโดยอนุญาโตตุลาการ 2 คน โดยคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งจะทำหนังสือแสดงเจตนาจะให้มีอนุญาโตตุลาการระงับข้อพิพาท และระบุชื่ออนุญาโตตุลาการคนที่ตนแต่งตั้งส่งไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง จากนั้นภายในระยะเวลา 30 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งดังกล่าว คู่สัญญาฝ่ายที่ได้รับแจ้งจะต้องแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนที่สอง ถ้าอนุญาโตตุลาการทั้งสองคนดังกล่าวไม่สามารถประนีประนอมระงับข้อพิพาทนั้นได้ ให้อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนร่วมกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดภายในกำหนดเวลา 30 วัน นับจากวันที่ไม่สามารถตกลงกัน ผู้ชี้ขาดดังกล่าวจะพิจารณาระงับข้อพิพาทต่อไป กระบวนการพิจารณาของอนุญาโตตุลาการให้ถือตามข้อบังคับอนุญาโตตุลาการของสถาบันอนุญาโตตุลาการกระทรวงยุติธรรมโดยอนุโลมเว้นแต่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายเจตนาเป็นอย่างอื่นว่ากระบวนการพิจารณาและตัดสินของอนุญาโตตุลาการ ให้ทำโดยใช้กฎสมาคมหอการค้าระหว่างประเทศ (International Chamber of Commerce) ทั้งนี้ให้กระทำในกรุงเทพมหานคร โดยใช้ภาษาไทยในการดำเนินกระบวนการพิจารณา

21.3 อนุญาโตตุลาการที่ได้รับการแต่งตั้ง จะต้องมีคุณสมบัติเป็นผู้ที่มีความเชี่ยวชาญเกี่ยวกับการพัฒนาการจัดหาเงินกู้ การก่อสร้าง การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า หรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และจะต้องไม่เป็นลูกจ้าง ตัวแทน ที่ปรึกษาของคู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง เว้นแต่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งจะยินยอมเป็นอย่างอื่น

21.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตนหรือในกรณีที่อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนไม่สามารถตกลงกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้ คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต่างมีสิทธิร้องขอต่อศาลแพ่งเพื่อแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการหรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้แล้วแต่กรณี

21.5 คำชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการหรือของอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดแล้วแต่กรณีให้ถือเป็นเด็ดขาดและถึงที่สุดผูกพันคู่สัญญา หากคณะอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

21.6 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการฝ่ายตนและออกค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการดำเนินกระบวนพิจารณาฝ่ายละครึ่ง ในกรณีที่มีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนเดียวหรือมีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาด ให้อนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดเป็นผู้กำหนดภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการคนเดียวหรือภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดคนเดียว แล้วแต่กรณี

22. ความเสียหายต่อเนื่อง

คู่สัญญาไม่มีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายต่อเนื่อง หรือค่าเสียหายอันมิใช่ค่าเสียหายโดยตรงที่เกิดแก่คู่สัญญาเนื่องจากการปฏิบัติผิดสัญญา

23. กรรมสิทธิ์และการเสี่ยงภัย

กรรมสิทธิ์และการเสี่ยงภัยในไฟฟ้า ตั้งแต่จุดเชื่อมโยงถึงโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ เป็นของบริษัทฯ

24. กฎหมายที่ใช้บังคับ

สัญญานี้อยู่ภายใต้ตามกฎหมายแห่งราชอาณาจักรไทย

สัญญานี้ได้ทำขึ้นเป็นสองฉบับ มีข้อความถูกต้องตรงกันทุกประการ คู่สัญญาได้อ่านและเข้าใจข้อความในสัญญานี้ดีแล้ว จึงลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี) ไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยานและคู่สัญญาต่างยึดถือสัญญาฝ่ายละหนึ่งฉบับเก็บไว้เป็นหลักฐาน

บริษัท ..... จำกัด	**การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**
ลงชื่อ.....ผู้ขาย	ลงชื่อ.....ผู้ซื้อ
(.....)	(.....)
----------ตำแหน่ง----------	ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ลงชื่อ.....พยาน	ลงชื่อ.....พยาน
(.....)	(.....)
----------ตำแหน่ง----------	----------ตำแหน่ง----------

SPP Grid Code

1. คำจำกัดความ

2. ข้อมูลก่อนการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้า

    Generator parameter

    Machine parameter

    Transformer parameter

    เชื้อเพลิง

3. ขั้นตอนการประสานงาน

    กำหนดการซ่อมบำรุงเครื่อง

        แผนหยุดเครื่องล่วงหน้า 1 ถึง 3 ปี

        แผนหยุดเครื่องรายเดือน

        แผนหยุดเครื่องรายสัปดาห์

        แผนหยุดเครื่องรายวัน

    แผนการผลิตรายปี

    การประสานงานด้านความปลอดภัย

    แผนปฏิบัติงานช่วงฉุกเฉิน

    คุณภาพไฟฟ้า

4. แผนการเดินเครื่อง

    แผนรายเดือน

    แผนเพิ่มเติม

    การผลิตไฟฟ้าในรอบเดือน

5. การติดต่อสื่อสาร

6. การปรับปรุงและแก้ไข SPP Grid Code

1. คำจำกัดความ

การหยุดเครื่อง (Outage) คือ การที่บริษัทฯ ขอหยุดเครื่องหรือลดกำลังผลิตลงเพื่อตรวจสอบ บำรุงรักษาเครื่องหรืออุปกรณ์และระบบส่งซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของบริษัทฯ หรืออุปกรณ์ต่างๆ โดยการหยุดเครื่องแบ่งเป็น

ก) แผนรายปี (Planed Outage) คือ การหยุดเครื่องที่จัดทำแผนล่วงหน้าเป็นรายปี

ข) การหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษา (Maintenance Outage) ซึ่งไม่กำหนดแผน ในแผนรายปี แต่มีการแจ้งล่วงหน้าตามข้อกำหนดที่ 3.1.6 และ 3.1.7

เหตุฉุกเฉิน คือ เหตุการณ์ที่ทำให้ การไฟฟ้า ไม่สามารถควบคุมระบบให้อยู่ในสภาพปกติได้ เช่น

ก) เหตุการณ์ซึ่งทำให้ความถี่ในระบบสูงกว่า 50.75 Hz หรือต่ำว่า 49.25 Hz เป็นเวลานานกว่า 1 นาที

ข) เหตุการณ์ที่ทำให้สายส่ง Over Load

ค) เหตุการณ์ที่ทำให้แรงดันในระบบต่ำกว่า Nominal Voltage เกิน 10 %

คุณภาพไฟฟ้า (Quality of Supply) คือ คุณภาพไฟฟ้าที่จะเชื่อมกับระบบการไฟฟ้าต้องได้มาตรฐานด้านแรงดัน Harmonic Flickering ตามที่ได้กำหนดอยู่ในข้อ 3.5

แผนบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า (Maintenance Cycle) ประกอบด้วยการตรวจสอบประจำปีและการซ่อมใหญ่ เช่น ปีใดจะทำการตรวจสอบประจำปี (Yearly Inspection) และปีใดจะทำการซ่อมใหญ่ (Major Overhaul)

2. ข้อมูลก่อนการเชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า โรงไฟฟ้าที่จะต่อเชื่อมเข้าระบบ จะต้องส่งข้อมูลรายละเอียดของโรงไฟฟ้าแต่ละ Unit ที่จะเชื่อมกับระบบของการไฟฟ้าและระบบส่งเชื่อมโยง เช่น

Generator Parameter

Type ☐ round rotor ☐ salient pole

Number Poles

Speed (RPM)

Rating

KVA

Armature Amp. (A)

Armature Voltages (KV)

Field Currents (A)

Exciter Voltages (V)

Power Factor

ข้อมูลเพื่อการศึกษา Dynamic Simulation เช่น

H = inertia constant of the machine

D = Damping constant of the machine

Xd = direct-axis reactance

X'd = direct-axis transient reactance

X"d = direct-axis subtransient reactance

X'q = quatrature - axis reactance

Xq' = quatrature-axis tranaient reactance

Xq" = quatrature-axis subtranaient reactance

Xl = legleage reactance

Td' = direct-axis transient time constant

Td" = direct-axis subtransient time constant

Tq' = quadrature-axis transient time constant

Tq" = quadrature-axis subtransient time constant

Turbine, Governor และ **Excitation System** แสดง block diagram และค่า Parameters ในรูปแบบของ IEEE Standard

Unit transformer Name Plate

เชื้อเพลิง Primary Fuel หรือ Back Up Fuel

3. ขั้นตอนการประสานงาน

3.1 กำหนดการซ่อมบำรุงเครื่อง

3.1.1 คำนำ

3.1.1.1 เป็นการกำหนดขั้นตอนในการประสานงานในการขอปลดเครื่องหรือระบบส่งเชื่อมโยงของบริษัทฯ ออกจากระบบของการไฟฟ้า เพื่อการตรวจซ่อมบำรุงรักษา

3.1.1.2 แผนหยุดเครื่องที่ กฟผ. จัดทำขึ้นจะพิจารณาจากกำหนดการหยุดเครื่องที่บริษัทฯ จัดส่งให้ประกอบกับความมั่นคงในการจ่ายไฟในบริเวณที่บริษัทฯ ตั้งอยู่ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในระบบ

3.1.1.3 การส่งข้อมูลต้องส่งตามวันเวลาที่กำหนดในข้อ 3.1.3 - 3.1.8 แต่ถ้าวันดังกล่าวเป็นวันหยุดให้ส่งในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุด

3.1.1.4 ขั้นตอนการกำหนดแผนหยุดเครื่องเพื่อบรรลุวัตถุประสงค์ร่วมกัน

3.1.2 จุดประสงค์

จุดประสงค์ในหัวข้อนี้เพื่อให้ กฟผ. จัดแผนหยุดเครื่องให้สอดคล้องกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยคำนึงถึง

ก) เมื่อหยุดซ่อมเครื่องจะมีกำลังผลิตเพียงพอต่อความต้องการของลูกค้าบริเวณนั้นทั้งในสภาวะปกติและเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน

ข) การหยุดเครื่องจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงของระบบและคุณภาพไฟในบริเวณนั้น

3.1.3 แผนหยุดเครื่องล่วงหน้า 1 ถึง 3 ปี

ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 30 วัน บริษัทฯ จะต้องส่งแผนบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า (Maintenance Cycle) และกำหนดการหยุดเครื่องในแต่ละปีล่วงหน้า 3 ปี และภายในทุกวันที่ 1 กรกฎาคม ของทุกปี บริษัทฯ จะต้องยืนยันแผนเดิมที่ได้ส่งมาแล้วหรือเสนอขอปรับปรุงแผนใหม่ พร้อมทั้งแจ้งแผนหยุดเครื่องล่วงหน้า 3 ปีถัดไป ให้ กฟผ. ทราบโดยมีข้อมูลดังต่อไปนี้

ก) เครื่องที่จะทำการบำรุงรักษา

ข) กำลังผลิตของเครื่อง

ค) จำนวนวันที่จะหยุดเครื่อง

ง) ช่วงเวลาที่ต้องการจะเริ่มหยุด

จ) ช่วงเวลาอื่นถ้าไม่สามารถกำหนดให้หยุดได้ตามข้อ 3.1.3 ง.

3.1.4 ขั้นตอนการพิจารณาในส่วนของ กฟผ.

3.1.4.1 พิจารณาแผนหยุดเครื่องของโรงไฟฟ้าต่างๆ โดยพิจารณาเรื่องประกอบดังนี้

ก) ความต้องการใช้ไฟฟ้าประกอบกับแผนบำรุงรักษาระบบส่งในบริเวณนั้น

ข) แผนหยุดซ่อมเครื่องของบริษัทฯ

ค) แผนหยุดซ่อมเครื่องของโรงไฟฟ้าอื่นๆ ในบริเวณเดียวกันโดยจะพยายามให้ทุกโรงไฟฟ้าสามารถหยุดเครื่องตามแผนที่กำหนดไว้เดิม

3.1.4.2 เมื่อพิจารณาเสร็จ กฟผ. จะแจ้งเป็นหนังสือภายในวันที่ 30 กรกฎาคม เพื่อให้บริษัทฯ ทราบผลการพิจารณาถ้า กฟผ.ไม่สามารถให้หยุดตามเวลาที่โรงไฟฟ้าแจ้งมาในข้อ 3.1.3 ง และ 3.1.3 จ กฟผ. จะเสนอวันอื่นให้ทราบ

3.1.4.3 ถ้าบริษัทฯ ไม่พอใจช่วงเวลาที่ กฟผ. เสนอให้ จะต้องติดต่อ กฟผ. และพิจารณาร่วมกันเพื่อหาข้อสรุปภายในวันที่ 14 สิงหาคม โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก

3.1.5 แผนหยุดเครื่องรายเดือน

ในกรณีที่ บริษัทฯ มีเหตุจำเป็นที่ไม่สามารถหยุดเครื่องตามช่วงเวลาที่ได้ตกลงไว้ในแผนรายปี (Planned Outage) ตามข้อ 3.1.4 จะต้องรีบแจ้งให้ กฟผ. ทราบในทันที ทั้งนี้ต้องไม่น้อยกว่า 30 วันก่อนกำหนดในแผนรายปี (Planned Outage) ซึ่ง กฟผ. และบริษัทฯ จะพิจารณาหาช่วงเวลาที่เหมาะสมร่วมกันโดยยึดถือความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก หาก กฟผ. ไม่สามารถให้บริษัทฯ หยุดตามช่วงเวลาที่บริษัทฯ ต้องการได้ แต่บริษัทฯ ยืนยันที่จะหยุดก็สามารถทำได้โดย กฟผ. จะคิดชั่วโมงดังกล่าวเป็นการหยุดเพื่อบำรุงรักษา (Maintenance Outage) <u>เพิ่ม</u> จากแผนรายปี (Planned Outage)

3.1.6 แผนหยุดเครื่องรายสัปดาห์

ในกรณีที่บริษัทฯ มีเหตุจำเป็นต้องหยุดเพื่อบำรุงรักษา (Maintenance Outage) ต่อเนื่องเกิน 24 ชั่วโมง นอกเหนือจากแผนรายปี (Planned Outage) จะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า 7 วัน เพื่อ กฟผ. จะได้มีเวลาจัดแผนเดินเครื่องให้สอดคล้องกับแผนบำรุงรักษาระบบส่ง โดยกระทบต่อต้นทุนการผลิตน้อยที่สุด ถ้าบริษัทฯ แจ้งให้ กฟผ. ทราบน้อยกว่า 7 วัน กฟผ. จะถือเป็นการแจ้งกระชั้นชิด และจะยอมรับการแจ้งกระชั้นชิดนี้ได้ปีละไม่เกิน 3 ครั้ง โดยจะนับเป็นชั่วโมงหยุดเครื่องปกติ แต่ถ้าบริษัทฯ แจ้งกระชั้นชิดเกิน 3 ครั้ง กฟผ. จะคิดชั่วโมงสะสมการหยุดเครื่องเท่ากับ 1.5 เท่าของชั่วโมงหยุดเครื่องจริง เพื่อชดเชยความเสียหายในส่วนของ กฟผ.

3.1.7 แผนหยุดเครื่องรายวัน (หยุดน้อยกว่า 24 ชั่วโมง)

ในกรณีที่บริษัทฯ มีความจำเป็นต้องหยุดเพื่อบำรุงรักษา (Maintenance Outage) ไม่เกิน 24 ชั่วโมง จะต้องแจ้งล่วงหน้าในแผนความพร้อมรายวัน ให้ กฟผ. ทราบก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนที่บริษัทฯ จะหยุดเครื่องจริง เพื่อให้ กฟผ. มีเวลาพอที่จะสามารถวางแผนการเดินเครื่องใหม่ โดยมีผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตและกำลังผลิตสำรองน้อยที่สุด และ กฟผ. จะถือว่าชั่วโมงหยุดเครื่องนั้นเป็นชั่วโมงหยุดเครื่องปกติ แต่ถ้าบริษัทฯ แจ้งขอหยุดเครื่องหลัง 12.00 น. ของวัน ก่อนที่บริษัทฯ จะหยุดเครื่องทำให้ กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนใหม่ได้ทันมีผลให้กำลังผลิตสำรองต่ำ กฟผ. จะคิดชั่วโมงดังกล่าวเป็นชั่วโมงการจำหน่ายไฟฟ้าตามปกติ

3.2 แผนการผลิตรายปี

ภายในอาทิตย์แรกของเดือน กันยายน บริษัทฯ จะต้องส่งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะจำหน่ายให้ กฟผ. ในแต่ละเดือนจากเดือนตุลาคมของปีปัจจุบันถึงเดือนธันวาคมปีถัดไปให้ กฟผ. โดยแผนนี้จะต้องสอดคล้องกับแผนหยุดเครื่องที่ได้ตกลงไว้แล้ว

3.3 การประสานงานด้าน Safety

เมื่อบริษัทฯ จะทำการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อความมั่นคงและปลอดภัยของระบบไฟฟ้าหรือบุคคลใดๆ จะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าทันทีที่สามารถทำได้ ทั้งนี้ต้องไม่น้อยกว่า 24 ชั่วโมง เพื่อ กฟผ. จะได้เตรียมระวังป้องกัน และในกรณีเกิดเหตุการณ์ที่กระทบต่อการจ่ายไฟให้การไฟฟ้า จะต้องแจ้งรายละเอียดให้การไฟฟ้าทราบเพื่อเป็นข้อมูลในการจัดประชุมร่วมกันเพื่อป้องกัน

3.4 การปฏิบัติงานเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินในระบบ

ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินในระบบ โดยความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.25 - 50.75 Hz และไม่ได้รับการติดต่อจากศูนย์ควบคุมฯ ของกฟผ. บริษัทฯ ทุกบริษัทฯ จะต้องช่วยระบบโดยเพิ่มหรือลดกำลังผลิต เพื่อจะทำให้ความถี่ของระบบกลับมาอยู่ที่ 50 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวบริษัทฯ จะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟ แต่ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 48.0 - 51.0 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ทางบริษัทฯ สามารถปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของบริษัทฯ

3.5 คุณภาพการจ่ายไฟฟ้า Quality of Supply

3.5.1 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายให้ลูกค้า

3.5.1.1 แรงดันที่จุดส่งมอบให้ กฟภ., กฟน. และลูกค้าตรงในสภาวะปกติจะอยู่ในช่วง $\pm$ 5% ของ Nominal Voltage

3.5.1.2 ความถี่ของระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติจะอยู่ในช่วง 50 ± 0.5 Hz

3.5.2 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ การไฟฟ้า

3.5.2.1 ต้องสามารถควบคุมแรงดันที่จุดซื้อขายไฟฟ้าได้ตามที่ การไฟฟ้ากำหนด ($\pm$ 5% ของ Nominal Voltage) ทั้งนี้ Power Factor จะอยู่ระหว่าง 0.85 lagging และ 0.85 leading

3.5.2.2 ความถี่ของระบบไฟฟ้าอยู่ในช่วง 50 ± 0.5 Hz

3.5.2.3 Harmonics

อุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทฯ จะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนดังกล่าววัดที่จุดต่อระหว่างระบบของการไฟฟ้า กับอุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา (จุดต่อร่วม) ต้องไม่เกินขีดจำกัดต่อไปนี้

ขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิก เป็นค่าขีดจำกัดของแต่ละอันดับมีหน่วยเป็นแอมแปร์ ดังแสดงไว้ในตารางข้างล่างนี้

ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม (ยอมให้นำค่าความคลาดเคลื่อน 10% หรือ 0.5 A (ค่าที่มากกว่าค่าใดค่าหนึ่ง) มาใช้กับขีดจำกัดของกระแสแต่ละอันดับได้ไม่เกิน 2 อันดับ)

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม (kV)	อันดับฮาร์มอนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.4	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11 and 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22,24,33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1
69	8.8	5.9	4.3	7.4	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1
115 and above	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1

ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์มอนิก เป็นค่าขีดจำกัดของทั้งแต่ละอันดับและค่าความเพี้ยนรวม (V_T) ดังแสดงไว้ในตารางข้างล่างนี้

ขีดจำกัดค่าความเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆ ที่จุดต่อร่วม (รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม (kV)	ค่าความเพี้ยนของแรงดัน รวม V_T (%)	ค่าความเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.4	5	4	2
11,12,22,24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 and above	1.5	1	0.5

$$V_T = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{19} [V_n]^2}}{V_1} \times 100\%$$

V_T = ค่าความเพี้ยนของแรงดันรวม VT (%)

V_1 = แรงดัน Fundamental (ที่ความถี่ 50 Hz)

V_n = แรงดันฮาร์มอนิกอันดับที่ n

3.5.2.4 ขีดจำกัดไฟกระพริบ (Flicker) ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้เกิดไฟกระพริบ (Flicker) ที่จุดต่อระหว่างระบบของการไฟฟ้ากับอุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา (จุดต่อร่วม) ต้องไม่เกินขีดจำกัดต่อไปนี้

ขีดจำกัดค่าความรุนแรงของไฟกระพริบ (รวมทั้งระดับความค่าความรุนแรงของไฟกระพริบที่มีอยู่เดิม)

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

P_{st} = ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในช่วงเวลาสั้น ๆ (10 นาที)

$$P_{st} = \sqrt[m]{(P_{st1})^m + (P_{st2})^m + (P_{st3})^m + \ldots + (P_{stm})^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภทโดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

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

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

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

4. แผนการเดินเครื่อง

4.1 แผนรายเดือน

ภายในสัปดาห์ที่ 4 ของเดือน กฟผ. จะส่งแผนการรับซื้อไฟฟ้าล่วงหน้า 3 เดือน ให้ทาง บริษัทฯ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการผลิตไฟฟ้า โดยแผนจะระบุพลังไฟฟ้าที่จะรับซื้อในแต่ละช่วงเวลาของวันธรรมดา วันอาทิตย์และวันหยุดพิเศษ ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟและใช้เป็นแผนปฏิบัติตลอดทั้งเดือน

4.2 แผนเพิ่มเติม

ในกรณีที่ กฟผ. หรือ บริษัทฯ มีความจำเป็นต้องปรับแผนรายเดือนตามที่ได้ตกลงไปแล้ว จะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบทันที และตกลงปรับแผนการเดินเครื่องรายเดือนร่วมกันใหม่ โดยจะใช้แผนใหม่นี้ไปจนถึงสิ้นเดือน การขอปรับแผนเนื่องจากบริษัทฯ ต้องไม่ขัดต่อข้อกำหนดการซ่อมบำรุงเครื่อง ข้อ 3.1

4.3 การผลิตไฟฟ้าในรอบเดือน

ภายในสัปดาห์แรกของทุกเดือน บริษัทฯ จะต้องแจ้งการผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ เป็นราย Unit ของเดือนที่ผ่านมา เพื่อเป็นข้อมูลในการคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ การวางแผนและการควบคุมระบบฯ ดังนี้

ก) Gross MW recording (Low Side) รายชั่วโมง

ข) Net MW recording (High Side) รายชั่วโมง

ค) Gross Energy Generation รายวัน

ง) Net Energy Generation รายวัน

5. การติดต่อสื่อสาร

การสื่อสารสั่งงานปกติให้ใช้โทรศัพท์ ส่วนการประสานงานที่จะมีผลต่อการคิดค่าไฟ จะต้องส่งทาง Fax. โดยผู้ส่งจะเซ็นต์ชื่อในด้านของผู้ส่งและผู้รับจะต้องเซ็นต์ชื่อรับและส่ง Fax. กลับมาให้ผู้ส่งเก็บสำเนาไว้ 1 ชุด ในกรณีที่มีปัญหาในการส่ง Fax. คู่สัญญาทั้งสองฝ่าย จะใช้ Tape Recorder บันทึกข้อความสนทนาโดยระบุชื่อทั้งสองฝ่าย เวลา และเหตุการณ์ต่าง ๆ ไว้เป็นหลักฐาน ส่วนพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจะใช้บันทึกจาก Energy meter ซึ่งทั้งสองฝ่ายสามารถเรียกข้อมูลมาดูได้โดยทาง Data Gyr เป็นหลักฐานในการคิดเงินตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

6. การปรับปรุงและแก้ไข SPP Grid Code

ข้อปฏิบัติด้านเทคนิค เรื่องซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ใน SPP Grid Code ปัจจุบัน แต่ในอนาคตการไฟฟ้าหรือผู้ใช้ SPP Grid Code นี้ เห็นว่าควรเพิ่มเติมเพื่อความชัดเจนในการปฏิบัติงานร่วมกัน และสิ่งที่เพิ่มเติมนั้นไม่มีผลกระทบต่อรายได้ของบริษัทฯ หรือค่าใช้จ่าย หรือประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ การไฟฟ้าสามารถเพิ่มเติมข้อปฏิบัติดังกล่าวใน SPP Grid Code ได้

ในกรณีลักษณะโครงสร้างการซื้อขายไฟของบริษัทฯ เปลี่ยนไปและจำเป็นต้องแก้ไขปรับปรุง SPP Grid Code ใหม่จะสามารถทำได้โดยการพิจารณาร่วมกันของผู้แทน กฟผ., กฟน., กฟภ. บริษัทฯ และ สพช.

อัตราค่าไฟฟ้า
(กรณีใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน)
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ .....

ก. ค่าพลังไฟฟ้า

ค่าพลังไฟฟ้า = ... บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. ค่าพลังงานไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้า = 1.49 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 \times [0.80 \times \frac{FX_t}{38} + 0.20] \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ถัวเฉลี่ยของ อัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

ง. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติที่บริษัทฯ ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อเดือนมกราคม 2544) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \quad \text{บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

โดย EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_o = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐานตามข้อ ข. (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ากรณีที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ ในเดือน t (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

= $[1/ 10^6] \times [P_t - P_o] \times$ Heat Rate (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

P_t = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือน t (บาท / ล้านบีทียู)

P_o = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็กในเดือนมกราคม 2544 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 151.4518 บาท / ล้านบีทียู

Heat Rate = ค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 8,600 บีทียู / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

ข้อกำหนดเกี่ยวกับมาตรฐานอุปกรณ์และระบบส่งข้อมูล

มาตรฐานนี้ เป็นมาตรฐานที่กำหนดชนิดของข้อมูล วิธีการ และอุปกรณ์ประกอบต่างๆ เพื่อส่งข้อมูลมายังศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าส่วนกลาง (NCC) และศูนย์ควบคุมของฝ่ายปฏิบัติการของ กฟผ. ที่บริษัทฯ ตั้งอยู่ ซึ่งต่อไปในเอกสารนี้จะเรียกว่า "ศูนย์ฯ"

1. ข้อกำหนดชนิดของข้อมูลที่ต้องส่งมายังศูนย์ฯ
   - 1.1 Active Power (MW)
   - 1.2 Reactive Power (MVAR)
   - 1.3 Voltage (kV)
   - 1.4 Status ของ Breaker (รวม Status ของ Breaker ด้าน กฟน. หรือ กฟภ. ด้วย)

2. การแสดงผลของข้อมูลที่ศูนย์ฯ
   จะต้องแสดงผลบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ฯ เท่านั้น ห้ามมิให้มีระบบการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศจากระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ฯ

3. PT., CT. และ Transducer
   ให้ติดตั้ง PT. และ CT. ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า ($\pm$0.5%) สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตามข้อ 1 โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ $\pm$1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับวิธีการส่งข้อมูลตามข้อ 4 โดย Transducer ต่างๆ ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm$0.3%)

4. วิธีการส่งข้อมูล
   - 4.1 สำหรับบริษัทฯ ที่มีพลังไฟฟ้าตามสัญญาตั้งแต่ 5 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 20 เมกะวัตต์ ให้ส่งข้อมูลต่อเนื่องแบบ Online โดยคาบของการ Update ข้อมูลไม่เกิน 15 นาที สำหรับวิธีการส่งนั้นให้แต่ละบริษัทฯ เลือกใช้ตามความเหมาะสม แต่ข้อมูลทั้งหมดต้องสามารถแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าส่วนกลางและศูนย์ควบคุมฝ่ายปฏิบัติการ และการรับส่งข้อมูลต้องเป็นไปโดยอัตโนมัติ

4.2 สำหรับบริษัทฯ ที่มีพลังไฟฟ้าตามสัญญาสูงกว่า 20 เมกะวัตต์ ให้ส่งข้อมูลมายังศูนย์ฯ ด้วยระบบ Real-time โดยติดตั้ง RTU ชนิด CDC8890 (2 Ports) Protocol Synchronous Type II สำหรับระบบควบคุมของ กฟผ. (หรือเทียบเท่า) และ Modem General Datacomm Model 201C/L (หรือเทียบเท่า) เพื่อส่งข้อมูลเข้าศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าส่วนกลาง และศูนย์ควบคุมของฝ่ายปฏิบัติการ และทำการเชื่อมโยงต่อเข้ากับระบบของ กฟผ. โดยใช้ Communication Channel ความเร็ว 2400 Baud โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 6

4.3 เฉพาะบริษัทฯ ที่มีพลังไฟฟ้าตามสัญญาสูงกว่า 20 เมกะวัตต์ และอยู่ในเขตปฏิบัติการของฝ่ายปฏิบัติการภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ให้ส่งข้อมูลมายังศูนย์ฯ ด้วยระบบ Real-time โดยติดตั้ง RTU ชนิด CDC8890 (1 Ports) Protocol Synchronous Type II สำหรับระบบควบคุมของ กฟผ. (หรือเทียบเท่า) และ Modem General Datacomm Model 201C/L (หรือเทียบเท่า) เพื่อส่งข้อมูลให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าส่วนกลาง และทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของ กฟผ. โดยใช้ Communication Channel ความเร็ว 2400 Baud และติดตั้ง RTU ชนิด BBC Protocol BBC สำหรับระบบควบคุมของ กฟผ. (หรือเทียบเท่า) เพื่อส่งข้อมูลให้ศูนย์ควบคุมฝ่ายปฏิบัติการภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของ กฟผ. โดยใช้ Communication Channel ความเร็ว 1200 Baud โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 6 (RTU ที่ส่งข้อมูลไปทั้ง 2 ศูนย์ อาจใช้ชนิดเครื่องเดียวที่มี 2 Protocol ก็ได้)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการซื้อขายไฟฟ้า

1. บริษัทฯ ที่ใช้น้ำมัน และ/หรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ไม่ว่าจะใช้เป็นเชื้อเพลิงหลัก หรือเชื้อเพลิงเสริมก็ตาม จะต้องมีสัดส่วนของผลบวกระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และครึ่งหนึ่งของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพ ต่อพลังงานจากน้ำมัน และ/หรือก๊าซธรรมชาติ (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ) ไม่ต่ำกว่าร้อยละสี่สิบห้า (45%) โดยคิดเฉลี่ยในแต่ละปี

2. กำหนดให้ผู้ผลิตรายเล็กติดตั้งมาตรวัดต่างๆ ทั้งด้านเชื้อเพลิง และไฟฟ้าให้ครบทุกจุด นอกเหนือจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ก่อนเริ่มมีการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา และต้องมีการตรวจสอบความเที่ยงตรงของมาตรวัดดังกล่าวเป็นระยะ

3. เชื้อเพลิงเสริม หมายถึง เชื้อเพลิงที่ใช้ในการจุดเตา และใช้ในการรักษาสภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง (Flame Stability)

4. พลังงานความร้อนที่ได้จากเชื้อเพลิงแต่ละประเภท คำนวณได้จากค่าความร้อนต่ำเฉลี่ยของเชื้อเพลิง (Average Lower Heating Value) ต่อหนึ่งหน่วยน้ำหนักหรือหนึ่งหน่วยความจุ คูณด้วยน้ำหนักรวม หรือปริมาณรวมของเชื้อเพลิงนั้นที่ใช้ในแต่ละรอบปี

5. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่บริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. และ กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าจากบริษัทฯ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

6. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ซึ่งการไฟฟ้าจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกันกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

7. จุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร (กฟผ.) หมายถึง สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ที่มีโครงข่ายระบบสื่อสารที่สามารถเชื่อมโยงไปยังศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. (NCC) ได้ และมีจำนวนวงจรการใช้งานเพียงพอสำหรับการใช้งานติดต่อสื่อสารระหว่างโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ กับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. (NCC)

8. ตัวประกอบที่ใช้ในการเปลี่ยนรูปแบบของพลังงานไฟฟ้า เป็นพลังงานความร้อนที่ใช้ในสัญญานี้คือ

1 กิโลวัตต์-ชั่วโมง = 859.845 กิโลแคลอรี (ที่ประสิทธิภาพ 100%)

9. Monthly Capacity Factor คือ อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่บริษัทฯ จ่ายให้ กฟผ. ในรอบ 1 เดือน ต่อผลคูณระหว่างพลังไฟฟ้าตามสัญญากับจำนวนชั่วโมงในรอบเดือนนั้นๆ

10. ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ใช้คำนวณจำนวนเงินค่าพลังไฟฟ้า หมายถึง ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินตามรายละเอียดในสัญญาข้อ 17.4

11. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้คำนวณจำนวนเงินค่าพลังงานไฟฟ้า หมายถึง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านได้จากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าในวันสิ้นเดือน ตามรายละเอียดในสัญญาข้อ 17.9

12. การไฟฟ้า หมายถึง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และ/หรือการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ/หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับมาตรฐานอุปกรณ์ประกอบและมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

1. ข้อกำหนดอุปกรณ์ประกอบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Instrument Transformer) CT. และ PT.
   1.1. มาตรฐานความเที่ยงตรง (Accuracy Class) ผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง (±0.2%) ตาม IEC Standard หรือ ร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%) ตาม ANSI Standard
   1.2. ต้องติดตั้งให้ครบทั้งสามเฟส
   1.3. CT. ต้องมี Burden ไม่ต่ำกว่า 50 VA ใช้ขนาดสายต่อประมาณ 6 mm^2
   1.4. PT. ต้องมี Burden ไม่ต่ำกว่า 50 VA. ใช้ขนาดสายต่อประมาณ 4 mm^2
   1.5. กำหนด CT. & PT. Ratio ตามคำร้องขอเสนอขายจากผู้ผลิตรายเล็ก ที่ระบบแรงดันและพลังงานไฟฟ้าที่เสนอขาย
   1.6. CT. & PT. ควรใช้เฉพาะมิเตอร์เท่านั้น โดย CT. ต้องแยก Secondary Core สำหรับ Main Meter และ Back-up Meter ส่วน Secondary Side ของ PT. แยก Fuse ที่ต้นทางสำหรับ Main Meter และ Back-up Meter

2. ข้อกำหนดมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Revenue Meter)
   2.1. มาตรฐานความเที่ยงตรง (Accuracy Class) ผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง (±0.2%) สำหรับ kWh และบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) สำหรับ kVarh
   2.2. เป็นชนิด 3 Phase 4 Wires
   2.3. สามารถวัดพลังงานไฟฟ้าทั้ง Import, Export และทั้ง Tariff เป็น TOU & TOD ได้
   2.4. ติดตั้ง Back-up Meter โดยมีคุณสมบัติตาม 2.1 - 2.3
   2.5. ติดตั้ง Universal Telecounting Instrument และดำเนินการ ให้สามารถส่งข้อมูลซื้อขายพลังงานไฟฟ้าโดยระบบ RMR (Remote Meter Reading) เข้าสู่ส่วนกลาง กฟผ.

3. กำหนดตำแหน่งติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าในที่ที่สามารถเข้าไปตรวจสอบ และอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก
4. ติดตั้ง Loss of Potential สำหรับ Metering Circuit
5. มีระบบ Power Supply สำรอง สำหรับระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า อย่างน้อย 6 ชั่วโมง ในกรณีที่ระบบ Power Supply หลักขัดข้อง

ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสาร

บริษัทฯ จะต้องติดตั้งระบบสื่อสารเพื่อเชื่อมโยงระหว่าง บริษัทฯ และ กฟผ. โดยให้เป็นไปตามแบบเลขที่ TYP-COMM-SPP-01 และ TYP-COMM-SPP-02 เพื่อให้ใช้งานได้ตามวัตถุประสงค์ข้างท้ายนี้

1. การส่งข้อมูลทางไกล

   (ก) กรณีพลังไฟฟ้าที่ขายอยู่ระหว่าง 5-20 MW
   บริษัทฯ จะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณข้อมูลระหว่าง Terminal Unit (TU) ที่ รฟ. บริษัทฯ และ TU ของ กฟผ. ที่ สฟ. ที่ใกล้ที่สุดเพื่อการจัดส่งสัญญาณ MW, MVAR และอื่นๆ ของโรงไฟฟ้ามายัง NCC ของ กฟผ.

   (ข) กรณีพลังไฟฟ้าที่ขายเกินกว่า 20 MW
   บริษัทฯ จะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณระหว่าง Remote Terminal Unit (RTU) ของโรงไฟฟ้าบริษัทฯ และ RTU ของ กฟผ. เพื่อการส่งสัญญาณ MW, MVAR และอื่นๆ ของโรงไฟฟ้ามาที่ NCC ของ กฟผ. (ค่า Propagation Delay Time ต้องไม่เกิน 40 msec.)

2. ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้า (Teleprotection System) ในกรณีที่ รฟ. บริษัทฯ มีการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าเข้ากับสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยตรง บริษัทจะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณและอุปกรณ์ป้องกันสายส่งระหว่าง รฟ. และสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ดังนี้
   (ก) ระบบป้องกันหลัก เป็นชนิด Current Differential Relay with 64 Kbps CCITT G.704 4 – Wire Interface (Co-Directional) (ดูรายละเอียดในแบบเลขที่ TYP-CR-03 Rev.1)
   (ข) ระบบป้องกันสำรอง เป็นชนิด Distance Relay (ไม่ต้องมีชุด Teleprotection)

3. ระบบโทรศัพท์ (PABX) และระบบสำหรับการอ่านมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
   การติดต่อทางสัญญาณเสียงระหว่าง บริษัทฯ และ กฟผ. จะเป็นการเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (PABX) ของบริษัทฯ และ กฟผ. เข้าด้วยกัน ซึ่ง บริษัทฯ จะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ต่อไปนี้
   (ก) เลขหมายจากชุมสายของ บริษัทฯ 1 เลขหมาย สำหรับต่อ Remote Revenue Meter Reading (RMR) ที่ สฟ. บริษัทฯ (1 เลขหมายสำหรับมาตรวัด 1 ชุด)
   (ข) เลขหมายจากชุมสายของ บริษัทฯ 1 เลขหมาย สำหรับ Operator ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าเพื่อติดต่อกับศูนย์ NCC ของ กฟผ. (1 เลขหมายสำหรับแต่ละห้องควบคุม)
   (ค) เลขหมายจากชุมสายของ บริษัทฯ 1 เลขหมาย สำหรับต่อเครื่อง Fax ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าบริษัทฯ

(ง) การต่อเชื่อมระหว่าง PABX ของ รฟ. บริษัทฯ และ PABX ของ กฟผ. จะเป็นแบบ 4W E&M Tie Line Interface (รูปแบบของสัญญาณจะต้องเป็นไปตาม E&M Signalling ของ กฟผ.)

4. ระบบโทรศัพท์ Party Line

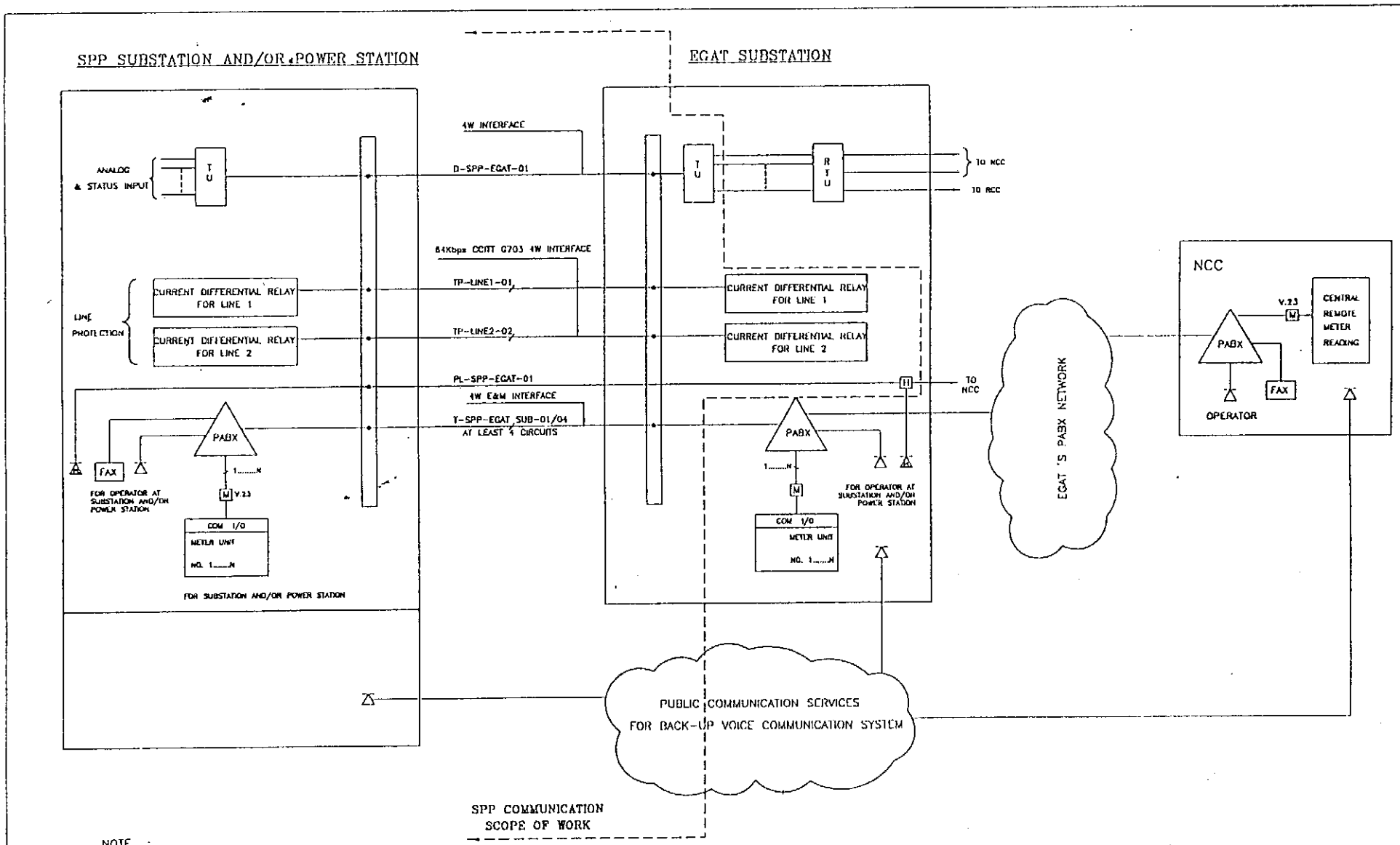
บริษัทฯ จะต้องจัดเตรียมเครื่องโทรศัพท์แบบ Party Line สำหรับติดตั้งที่ห้องควบคุมไฟฟ้าของ สฟ. และ/หรือ รฟ. ของบริษัทฯ เพื่อใช้ติดต่อกับศูนย์ NCC ของ กฟผ. และเจ้าหน้าที่ กฟผ. ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงใกล้เคียง

5. ระบบสื่อสารสำรอง

บริษัทฯ ต้องจัดหาระบบสื่อสารอื่นๆ เช่น เลขหมายโทรศัพท์จากองค์การโทรศัพท์ หรือโทรศัพท์ระบบ Cellular เพื่อเป็นระบบสำรอง สำหรับข้อ 3 (ข)

6. บริษัทฯ จะต้องดูแลให้ค่าความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสารที่กล่าวมาข้างต้น มีค่าไม่ต่ำกว่า 99.9% ของเวลาใช้เวลา (Availability $\geq$ 99.9%)

7. อุปกรณ์สื่อสารที่นำมาใช้งานระหว่าง บริษัทฯ และ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ.

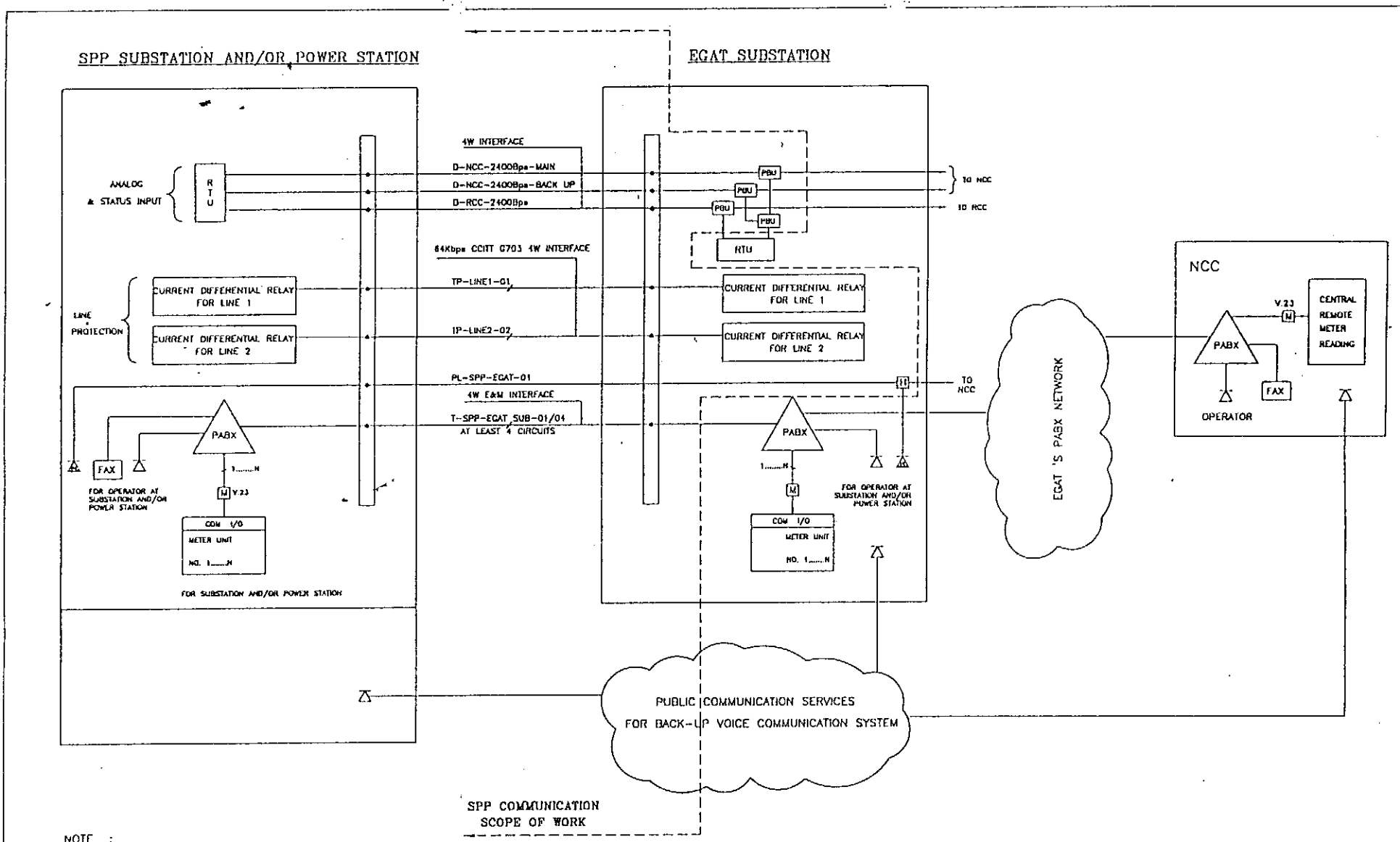


NOTE :

1.) PL = PARTY LINE DESKSET

2.) ALL COMMUNICATION EQUIPMENT TO BE INSTALLED AT EGAT SIDE , THE SPP SHALL PROVIDE SPARE MODULES TO EGAT FOR MAINTENANCE

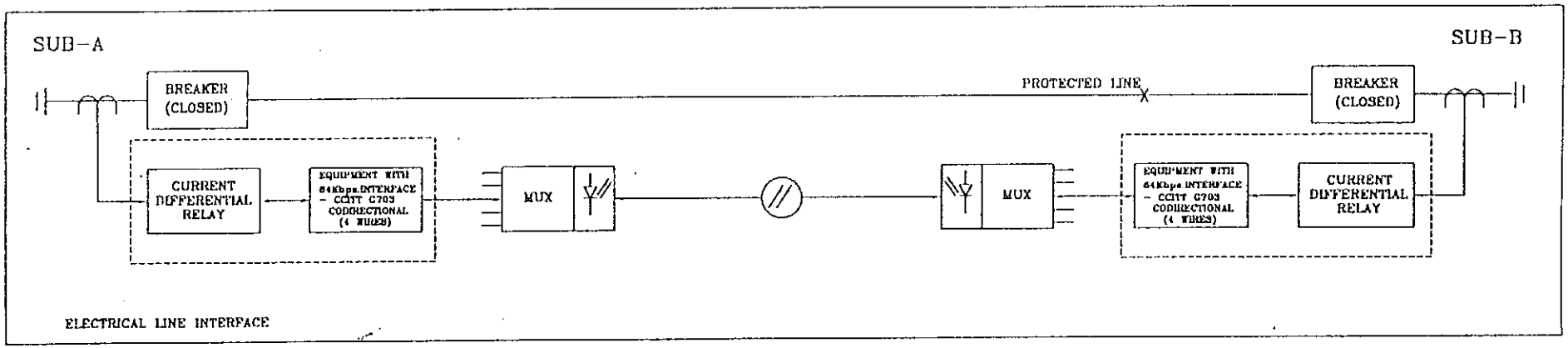
		DESIGNED	SUBMITTED Head Comm System Planning Sect	DATE	ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND COMMUNICATION SYSTEM DEPARTMENT
		DRAWN			GENERAL REQUIREMENT
		TRACED	CONCURRED Chief-Communication Planning & Engineering division	DATE	DWG. NO. TYP-COMM-SPP-01
		CHECKED			COMMUNICATION SYSTEM FOR SPP
		APPROVED	Director-Communication System Division		



NOTE :

1.) PL = PARTY LINE DESKSET
2.) RTU = REMOTE TERMINAL UNIT
3.) PBU = PASSIVE BRANCHING UNIT
4.) ALL COMMUNICATION EQUIPMENT TO BE INSTALLED AT EGAT SITE , THE SPP SHALL PROVIDE SPARE MODULES TO EGAT FOR MAINTENANCE

			DESIGNED	SUBMITTED Head Comm. System Planning Sect. DATE	ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND	REVISION
			DRAWN		*COMMUNICATION SYSTEM DEPARTMENT*	DWG. NO.
			TRACED	CHECKED Chief Communication Planning & Engineering Division DATE	GENERAL REQUIREMENT	TYP COMM SPP 02
			CHECKED			
			APPROVED	Director Communication System Division Head DATE	COMMUNICATION SYSTEM FOR SPP	



DESIGNED
DRAWN
TRACED
CHECKED
APPROVED

SUBMITTED ..... DATE
Head Comm. System Planning Sect.

CONCURRED ..... DATE
Chief - Communication Planning & Engineering division

Director Communication System Department

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
COMMUNICATION SYSTEM DEPARTMENT

STANDARD DRAWING

TRANSMISSION FACILITY
FOR CURRENT DIFFERENTIAL RELAY

REVISION

DWG. NO.

อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามระยะเวลาของสัญญา
(กรณีใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน)

ระยะเวลาสัญญา	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
ไม่เกิน 5 ปี	0
มากกว่า 5 ปี แต่ไม่เกิน 10 ปี	217
มากกว่า 10 ปี แต่ไม่เกิน 15 ปี	270
มากกว่า 15 ปี แต่ไม่เกิน 20 ปี	301
มากกว่า 20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี	400

การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทฯ ขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

[* SUBJECT TO REVISION *]

กฟผ. และบริษัทฯ ตกลงเกี่ยวกับการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทฯ เข้ากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ดังนี้

1. บริษัทฯ จะต้องแสดงผังอุปกรณ์และการทำงานของระบบการป้องกัน (Single Line Diagram, Metering And Relaying Diagram) ตามแบบที่แนบ
2. บริษัทฯ ต้องแจ้งปริมาณการใช้ Load ในปัจจุบันและอนาคต และปริมาณไฟฟ้าสำรอง
3. บริษัทฯ และ กฟผ. จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าของคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง
4. กฟผ. สงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไข เปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดอื่นๆ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า บริษัทฯ จะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม
5. กฟผ.ขอสงวนสิทธิ์ในการที่จะไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ.ที่มีรูปแบบ Automatic Reclosing Scheme
6. เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบระหว่างที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 115 เควี Instrument Transformer ด้าน กฟผ. เป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบแต่ละฝ่ายมีหน้าที่ที่จะต้องดูแลบำรุงรักษาส่วนที่เป็นทรัพย์สินของตน
7. บริษัทฯ จะต้องไม่เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้า เปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยไม่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.
8. กฟผ. สงวนสิทธิ์ที่จะปลด Interconnection Breaker ออกได้เพื่อรักษา Reliability ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และในกรณีที่บริษัทฯ ปฏิบัติผิดสัญญา หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. มีปัญหา โดยไม่ต้องรับผิดชอบความเสียหายที่เกิดขึ้นกับบริษัทฯ
9. กฟผ. สงวนสิทธิ์ที่จะอนุญาตให้มีการเดินเครื่องขนานกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หรือระงับการอนุญาตให้มีการเดินเครื่องขนานกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ถ้าปรากฏว่า
   9.1 บริษัทฯ ฝ่าฝืนระเบียบนี้ไม่ว่าข้อหนึ่งข้อใด
   9.2 ระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ ทำให้เกิดการรบกวนต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือผู้ใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ

10. มาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

10.1 ระดับแรงดัน ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดในสภาพปกติที่ กฟผ. กำหนด อยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

แรงดัน 115 เควี $\pm$ 5 %

บริษัทฯ จะต้องออกแบบระบบควบคุม และรักษาระดับแรงดัน ณ จุดส่งมอบให้อยู่ในระดับแรงดันที่ กฟผ. กำหนด

10.2 แรงดันไฟกระเพื่อม

บริษัทฯ จะต้องไม่ทำให้เกิดแรงดันไฟกระเพื่อม (Flicker) เกินกว่า 2 % เมื่อวัดที่จุดซื้อขาย

10.3 บริษัทฯ จะต้องจ่ายไฟเข้าระบบ กฟผ. คงที่ โดยมีความคลาดเคลื่อนได้ไม่มากกว่าค่าที่ตกลงกัน ซึ่งจะแนบในข้อปฏิบัติการจ่ายกระแสไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับ บริษัทฯ

10.4 Power Factor ของภาระไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าที่บริษัทฯ จะต้องจำหน่ายอยู่ในช่วง 0.85 Leading ถึง 0.85 Lagging

10.5 Harmonics อุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทฯ จะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดัน และกระแสในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยน เนื่องจาก Harmonics ที่วัดที่จุดต่อระหว่างระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับ บริษัทฯ จะต้องมีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ดังนี้

ก. Voltage Harmonics

แรงดัน (kV)	THD * (%)	Individual Harmonics Voltage Distortion (%)	
		ODD	EVEN
115	<1.5	<1	<0.50

* THD = Total Harmonic Distortion

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n}^{N} [V_n]^2}}{V1} \times 100\ \%$$

โดย V1 = แรงดัน Fundamental

n,N = อันดับ Harmonic; n = 2,...,N, N = 49

V_n = แรงดัน n^{th} Harmonic

ข. **Current Harmonics**

Maximum Allowable Harmonic Content (Current)

(In Percent Of Fundamental)

Total Current Harmonic Distortion (THD) < 5.0 %

	Maximum Individual Harmonic Current				
	n < 11	12<n<16	17<n<23	24<n<35	36<n
ODD	4.0	2.0	1.50	0.50	0.30
EVEN	1.0	0.5	0.38	0.15	0.08

10.6 Isolation Transformer เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ เข้ากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มี Connection Diagram ด้านที่ต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เป็นแบบ Wye (Grounded)

11. การจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบ

11.1 บริษัทฯ จะต้องไม่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในขณะที่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนที่เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ ไม่มีไฟฟ้า บริษัทฯ ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ขณะไม่มีไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

11.2 บริษัทฯ เป็นผู้รับผิดชอบในการ Synchronization เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และจะต้องขออนุญาตจาก กฟผ. ทุกครั้ง ก่อนที่จะมีการ Synchronization กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

11.3 การ Synchronization ให้ทำที่ Generator Breaker หรือ Incoming Breaker ด้าน 115 kV

12. รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ

12.1 การเชื่อมโยงเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องมีคุณสมบัติไม่ต่ำกว่าที่กำหนดไว้ในแบบที่แนบ ซึ่ง กฟผ. เห็นชอบ

12.2 ระบบป้องกัน (Relay) ความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องประกอบด้วยรีเลย์ที่ได้แสดงไว้แบบที่แนบ ซึ่ง กฟผ. เห็นชอบ

12.3 Generator Transformer ด้าน High Side 115 kV เป็นแบบ Wye Connected ชนิด Solidly Ground

13. อุปกรณ์ป้องกัน

13.1 รีเลย์ บริษัทฯ จะต้องติดตั้งรีเลย์ที่มีมาตรฐานที่ กฟผ. ยอมรับ

13.2 Circuit Breaker ของบริษัทฯ จะต้องเป็น Circuit Breaker ที่มีมาตรฐานที่ กฟผ. ยอมรับ และสามารถทนระดับกระแสลัดวงจรที่จุดติดตั้งได้ กระแสลัดวงจรนี้ กฟผ. เป็นผู้กำหนด

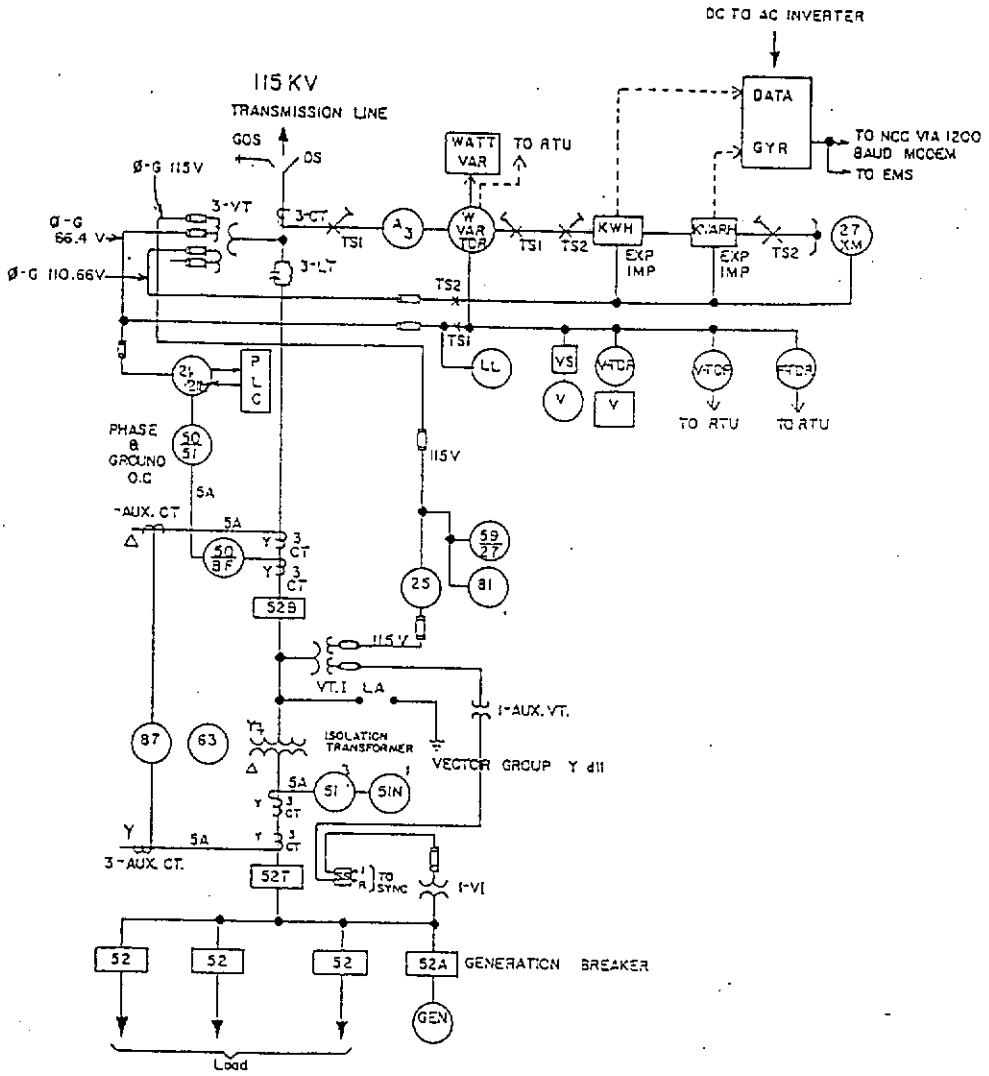
13.3 Automatic Reclosing Schemes ของ กฟผ. จะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้นบริษัทฯ ต้องแน่ใจว่าสวิทซ์ตัดตอนอัตโนมัติของบริษัทฯ จะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของ กฟผ. จะทำงาน หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ บริษัทฯ จะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม กฟผ. จะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของบริษัทฯ เนื่องจากการ Reclosing นี้

13.4 Interconnection Circuit Breaker ในระบบ 115 เควี ด้าน กฟผ. จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

14. บริษัทฯ จะต้องเก็บข้อมูลรายชั่วโมง และจัดส่งให้ กฟผ. ทุกเดือน เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนและควบคุมระบบฯ หรือสั่งการในยามที่ กฟผ. ต้องการ

15. บริษัทฯ จะต้องจัดหาอุปกรณ์ที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย โดยมีมาตรฐานเป็นไปตามที่ กฟผ. กำหนด

EGAT TRANSMISSION SYSTEM (115 KV)



Typical Transmission Interconnection for Cogeneration Power Producer

Device no	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check relay		For 52B
59/27	Overvoltage and Undervoltage relay	52B	
50/51,51	Phase Overcurrent relay	52B,52T	
51N	Ground Overcurrent relay	52B,52T	
63	Transformer Fault Pressure	52B,52T	
81	Over Frequency and Under Frequency relay	52B	
87	Transformer Differential	52B,52T	
21/21N	Directional Distance relay (non-switch) available scheme-pur, pott and blocking with built-in line fault locator	52B	
27XM	Loss of potential alarm relay		
50BF	Current Detector relay	52A,52 & DTT	
A_3	3-Ammeter one per phase		
V	Voltmeter		
W & VAR	Watt and Var meter		
SS	Synchronizing switch		
VS	Voltmeter selector switch		
KWH & KVARH	Kilowatthour meter and Kilovarhour meter		
LL	Indicating lamp line		
W & VAR TDR	Watt and Var Transducer		
V-TDR	Voltage Transducer		
F-TDR	Frequency Transducer		
RTU	Remote Terminal Unit		
PLC	Power Line Carrier Equipment		

Auxiliary Supply

AC Supply = 400/230V, 50 HZ
DC Supply For Control and Protection = 125 VDC
DC Supply For RTU and PLC = 48 VDC

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง

[* SUBJECT TO REVISION *]

1. ระเบียบนี้เรียกว่า **ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง**
2. ให้ใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2535 เป็นต้นไป
3. บรรดาคำสั่ง ระเบียบอย่างอื่นในส่วนที่กำหนดไว้แล้วในระเบียบนี้ หรือขัดแย้งกับระเบียบนี้ให้ใช้ระเบียบนี้แทน
4. ในระเบียบนี้ "ผู้ให้สัญญา" หมายถึง ผู้ที่ประสงค์จะเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงที่ได้ขออนุญาต และทำสัญญากับการไฟฟ้านครหลวง
5. **บททั่วไป**

   5.1 ผู้ให้สัญญาที่จะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวง จะต้องมีขนาดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวงไม่ต่ำกว่า 300 เควีเอ

   5.2 ผู้ให้สัญญาต้องส่งรายละเอียดให้การไฟฟ้านครหลวง พิจารณาเห็นชอบดังต่อไปนี้

   5.2.1 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา

   5.2.2 แบบแสดงการติดตั้งอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา

   5.2.3 Single Line Diagram ของระบบการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา

   5.2.4 รายละเอียดของอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้า

   5.2.5 ผังแสดงการทำงานของระบบการป้องกัน การลัดวงจร, กระแสเกิน, แรงดันต่ำหรือสูงกว่ากำหนด ความถี่ไฟฟ้าต่ำหรือสูงกว่ากำหนด, Out-Of-Phase Reclosing และการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้านครหลวง ขณะที่ไม่มีไฟฟ้าในสายที่ต่ออยู่

   5.2.6 ปริมาณการใช้ Load ในปัจจุบันและอนาคต ปริมาณที่จะจ่ายให้ระบบของการไฟฟ้านครหลวง และปริมาณไฟฟ้าสำรอง

   5.3 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบของการไฟฟ้านครหลวงให้สามารถเชื่อมโยงผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบได้ และค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์

5.4 ผู้ผลิตรายเล็ก และการไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า หากมีความเสียหายเกิดขึ้น อันเนื่องจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้า หรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

5.5 การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดในข้อ 5.2 เพื่อความปลอดภัยหรือความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ซึ่งผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

5.6 ผู้ให้สัญญาจะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้านครหลวงได้ไม่เกินค่าดังต่อไปนี้

5.6.1 ระบบ 12 เควี ไม่เกิน 5,000 เควีเอ/สายป้อน

5.6.2 ระบบ 24 เควี ไม่เกิน 8,000 เควีเอ/สายป้อน

5.6.3 หากเกินขนาดในข้อ 5.6.1 หรือข้อ 5.6.2 ให้จ่ายเข้าระบบ 69 หรือ 115 เควี แล้วแต่กรณี

ทั้งนี้ ปริมาณจริงที่จะรับเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวง จะได้พิจารณาถึงความปลอดภัย, มาตรฐานทางด้านบริการ และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

5.7 การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการที่จะไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมโยงผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบการจ่ายไฟที่มีรูปแบบ Automatic Reclosing Sectionalizer

5.8 ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงแนวเขตที่ดินสาธารณะกับที่ดินของผู้ให้สัญญาเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบระหว่างการไฟฟ้านครหลวงกับผู้ให้สัญญา แต่ละฝ่ายมีหน้าที่ที่จะต้องดูแลบำรุงรักษาส่วนที่เป็นทรัพย์สินของตน ทั้งนี้ไม่ครอบคลุมถึงในข้อ 6.7.5 และเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า

5.9 ผู้ให้สัญญาจะต้องควบคุมมิให้มีการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา เข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง นอกจากจะได้ตกลงไว้ในสัญญาเรียบร้อยแล้ว

5.10 ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้า เปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยไม่ได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้านครหลวง

5.11 การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ที่จะปลด Interconnection Breaker ออกได้ เพื่อรักษา Reliability ของระบบจำหน่าย

5.12 การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ที่จะไม่อนุญาตให้มีการเดินเครื่องขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงหรือระงับการอนุญาตให้มีการเดินเครื่องขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงถ้าปรากฏว่า

5.12.1 ผู้ให้สัญญาฝ่าฝืนระเบียบนี้ไม่ว่าข้อหนึ่งข้อใด

5.12.2 ระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา ทำให้เกิดความรบกวนต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงหรือผู้ใช้ไฟฟ้าอื่น

5.13 การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ที่จะเปลี่ยนแปลงระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงได้ตามความจำเป็นทางเทคนิคที่จะมีขึ้น เมื่อได้แจ้งให้ผู้ให้สัญญาทราบล่วงหน้า ในเวลาอันควร

5.14 ผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตามข้อบังคับว่าด้วย การใช้ไฟฟ้าและบริการของการไฟฟ้านครหลวงที่มีอยู่ในขณะนี้ หรือที่จะแก้ไขเพิ่มเติมต่อไปด้วย

6. หลักเกณฑ์

6.1 **ช่วงการจ่ายไฟฟ้า**

6.1.1 **ระดับแรงดัน** ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด ของการไฟฟ้านครหลวงอยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

แรงดัน	115 เควี สูงสุด	117.0 เควี	ต่ำสุด	106.0 เควี
แรงดัน	69 เควี สูงสุด	72.0 เควี	ต่ำสุด	63.0 เควี
แรงดัน	24 เควี สูงสุด	24.4 เควี	ต่ำสุด	21.8 เควี
แรงดัน	12 เควี สูงสุด	12.2 เควี	ต่ำสุด	10.9 เควี

ผู้ให้สัญญาจะต้องออกแบบระบบควบคุม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะช่วงแรงดันข้างต้น

6.1.2 **Flicker (แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม)**
ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้เกิด Flicker (แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม) เกินกว่าขีดจำกัดที่แสดงไว้ในรูปที่ 3 เมื่อวัดที่จุดซื้อขาย

6.1.3 **ความถี่ไฟฟ้า** ผู้ให้สัญญาจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 $\pm$ 0.5 รอบต่อวินาที หากไม่สามารถรักษาระดับความถี่นี้ได้จะต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติตัดการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาออกจากระบบของการไฟฟ้านครหลวงภายใน 0.2 วินาที

6.1.4 **Power Factor** ของภาระไฟฟ้าในระบบฯ ที่ผู้ให้สัญญาจะต้องจ่ายจะอยู่ในช่วง 0.85 Leading ถึง 0.85 Lagging

6.1.5 **Harmonics** อุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของลูกค้าจะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดัน และกระแสในระบบของการไฟฟ้านครหลวงผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนเนื่องจากฮาร์โมนิคที่วัดที่จุดต่อระหว่างระบบของการไฟฟ้านครหลวง และผู้ให้สัญญาจะต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดดังนี้

ก. **Voltage Harmonics**

แรงดัน (kV)	THD * (%)	Individual Harmonic Voltage Distortion (%)	
		ODD	EVEN
12,24	4	3	1.75
69	3	2	1
115	1.5	1	0.5

* THD = Total Harmonic Distortion

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n}^{N} [V_n]^2}}{V1} \times 100\ \%$$

โดยที่ V1 = แรงดัน Fundamental

n,N = อันดับ Harmonic ; n = 2,...,N, N = 49

V_n = แรงดัน n^{th} Harmonic

ข. **Current Harmonics**

Maximum Allowable Harmonic Content (Current)

(In Percent Of Fundamental Current)

Total Current Harmonic Distortion (THD) ≤ 5.0 %

	Maximum Individual Harmonic Current (%)				
	n < 11	12 < n <16	17 < n < 23	24 < n < 35	36 < n
ODD	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3
EVEN	1.0	0.5	0.38	0.15	0.08

หมายเหตุ ในกรณีที่จุดเชื่อมระหว่าง การไฟฟ้านครหลวง และผู้ให้สัญญาเป็นระดับแรงดันตั้งแต่ 69 เควี ขึ้นไป ข้อจำกัดของ Harmonic Current จะมีค่าน้อยกว่านี้ ซึ่งจะต้องศึกษาเป็นราย ๆ ไป

6.2 **Isolation Transformer** การเชื่อมโยงระบบของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้านครหลวง จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มี Connection Diagram ด้านที่ต่อกับระบบของการไฟฟ้านครหลวง เป็นแบบ Wye (Grounded)

6.3 **การจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบ**

6.3.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวง ในขณะที่ระบบของการไฟฟ้านครหลวงส่วนที่ต่อกับระบบของผู้ให้สัญญาเมื่อไม่มีไฟฟ้าผู้ให้สัญญาต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงาน เพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวงขณะไม่มีไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้านครหลวง

6.3.2 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับผิดชอบในการ Synchronization เข้าสู่ระบบของการไฟฟ้านครหลวง และจะต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้านครหลวงทุกครั้ง ก่อนที่จะมีการ Synchronization เข้ากับระบบ

6.3.3 การ Synchronization ให้ทำที่ Generator Breaker หรือที่ Interconnection Circuit Breaker

6.4 **สวิตซ์ตัดตอน** การไฟฟ้านครหลวง จะต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตซ์ตัดตอนได้ในขณะปลด เพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบฯ สำหรับระบบ 69 และ 115 เควี สวิตซ์ตัดตอนนี้จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย

6.5 **อุปกรณ์วัดพลังงานไฟฟ้า**

6.5.1 การไฟฟ้านครหลวงจะติดตั้งมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ชุดหนึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้านครหลวง อีกชุดหนึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่รับจากระบบของการไฟฟ้านครหลวง

6.5.2 Instrument Transformers ที่ใช้กับ Metering ของการไฟฟ้านครหลวง จะต้องไม่ต่อร่วมกับ Meter หรือ รีเลย์ อื่นๆ

6.6 **รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ**

6.6.1 การเชื่อมโยงเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวง จะต้องมีลักษณะไม่ต่ำกว่าที่กำหนดไว้ในรูปที่ 1 และ 2 การกำหนดรูปแบบการเชื่อมโยงที่แน่นอนนั้นขึ้นอยู่กับขนาดของการจ่ายไฟของผู้ให้สัญญา, ตำแหน่งที่ตั้งและประเภทการจ่ายไฟ ซึ่งการไฟฟ้านครหลวง จะได้พิจารณาและกำหนดเป็นรายๆ ไป

6.6.2 ระบบรีเลย์ และอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายต่อระบบของการไฟฟ้านครหลวงจะต้องประกอบด้วย

6.6.2.1 Synchronizing Check Device

6.6.2.2 Overfrequency And Underfrequency Relay

6.6.2.3 Overcurrent Relay

6.6.2.4 Directional Overcurrent Relay หรือ Reverse Power Relay แล้วแต่กรณี

6.6.2.5 Overvoltage And Undervoltage Relay

6.6.2.6 Ground Overcurrent Relay

6.6.2.7 Zero-Sequence Overvoltage Relay

ในระบบ 69 และ 115 เควี จะต้องมีรีเลย์สำหรับหม้อแปลงและรีเลย์สำหรับสายส่งของการไฟฟ้านครหลวงเพิ่มคือ

6.6.2.8 Differential Relay

6.6.2.9 Transformer Fault Pressure Relay (Buchholz Relay)

6.6.2.10 Distance Relay หรือ Line Current Differential Relay แล้วแต่กรณี

6.6.3 ผู้ให้สัญญาจะต้องติดตั้งรีเลย์ ให้เหมาะสมกับการป้องกันระบบไฟฟ้าของตนเอง

6.7 อุปกรณ์ป้องกัน

6.7.1 รีเลย์ ผู้ให้สัญญาจะต้องติดตั้งรีเลย์ที่มีมาตรฐานที่การไฟฟ้านครหลวงยอมรับ

6.7.2 Circuit Breaker จะต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย ซึ่งอาจจะเป็นแบบ Vacuum หรือ Gas Circuit Breaker สามารถทนระดับกระแสลัดวงจรที่จุดติดตั้งได้ กระแสลัดวงจรนี้การไฟฟ้านครหลวงจะกำหนดเป็นรายๆ ไป

6.7.3 Automatic Reclosing Schemes โดยทั่วไปการไฟฟ้าจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้นผู้ให้สัญญาจะต้องแน่ใจว่าสวิตซ์ตัดตอนอัตโนมัติของผู้ให้สัญญาจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้านครหลวงจะทำงาน หากการพิจารณาเห็นควรปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือ ต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ ผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้านครหลวงจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ให้สัญญาเนื่องจากการ Reclosing นี้

6.7.4 Interconnection Circuit Breaker ในระบบ 69 และ 115 เควี จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้านครหลวง

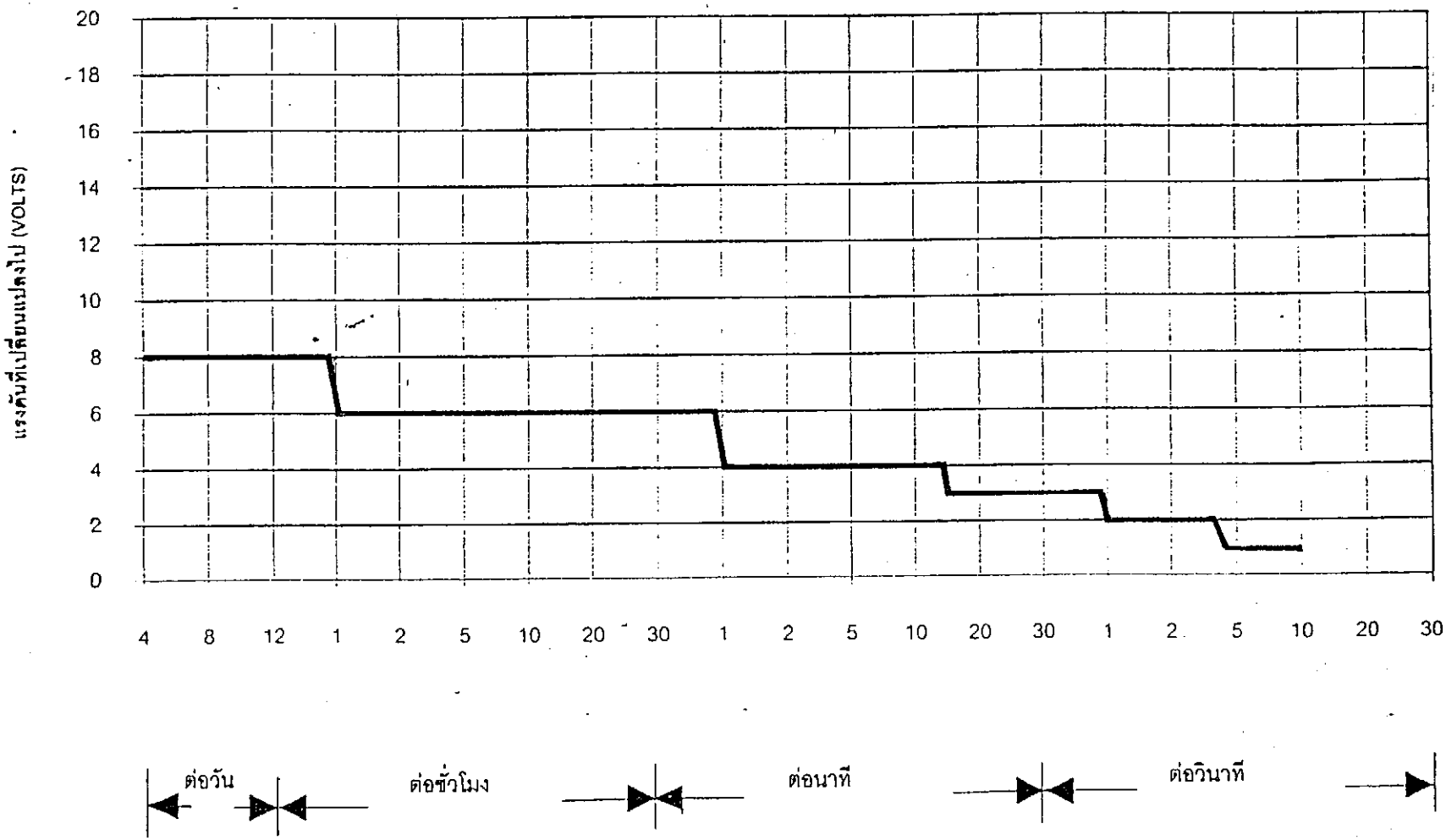
6.7.5 การไฟฟ้านครหลวง อาจยินยอมให้ผู้ให้สัญญา ปลด/สับ Interconnection Circuit Breaker ได้ตาม Switching Order ของการไฟฟ้านครหลวง โดยที่การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาเป็นรายๆ ไป และผู้ให้สัญญาจะต้องยินยอมให้การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้ตรวจสอบและบำรุงรักษา Circuit Breaker และระบบป้องกันที่เกี่ยวข้อง โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ให้สัญญา

6.8 **การติดต่อสื่อสาร**

ผู้ให้สัญญา จะต้องจัดหาเครื่องมือติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้านครหลวงได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 2 ระบบ

ขีดจำกัดของไฟกระเพื่อม

(เมื่อวัดทางด้านแรงดัน 240โวลท์)



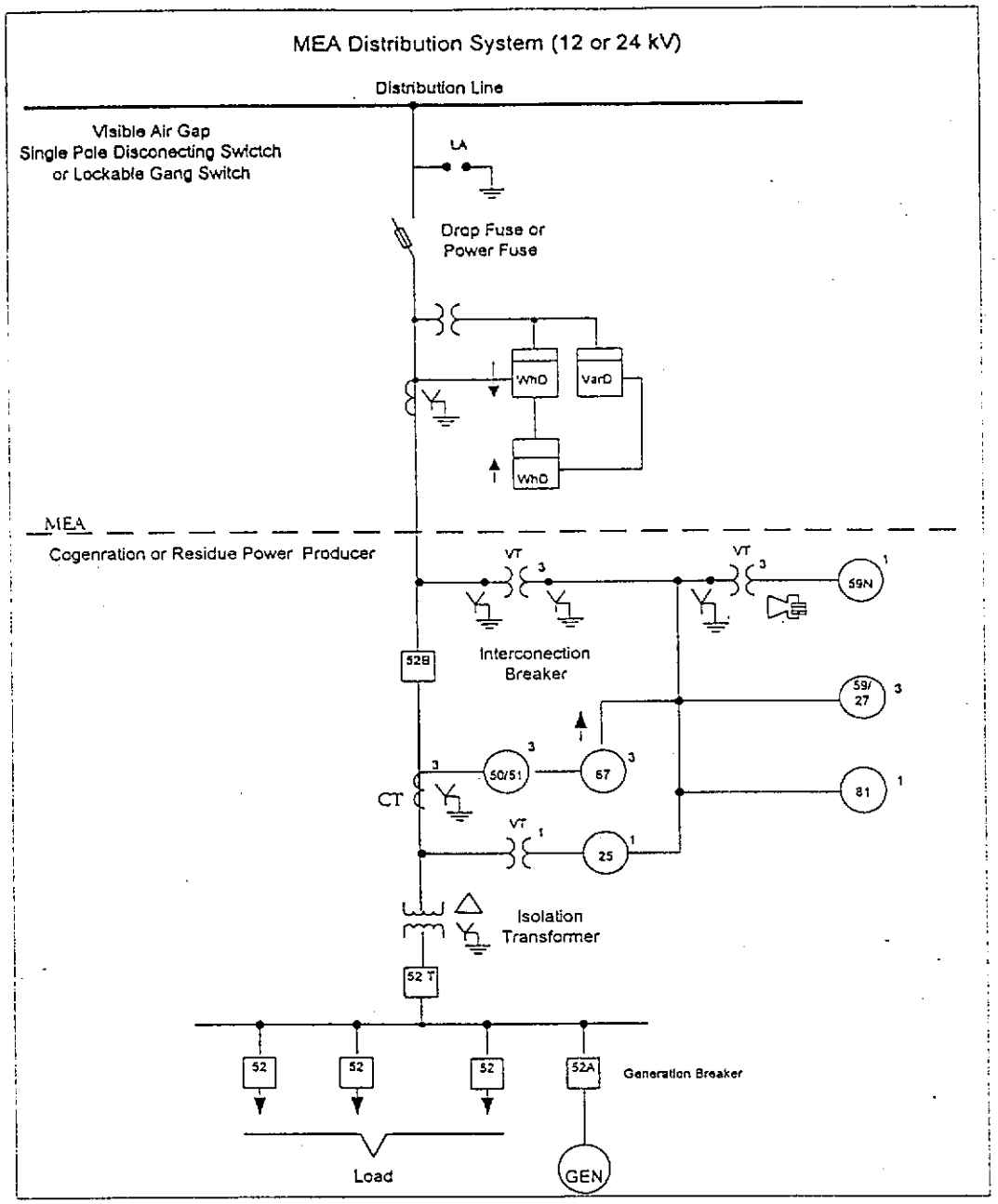


Figure 1 Typical Distribution Interconection

Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing Check	——	For 52B
59/27	Overvoltage and Undervoltage	52B	
50/51	Phase Overcurrent	52B ,52T	
59n	Zero Sequence Overvoltage	52B , 52T	
67	Directional OverCurrent	52A or B	
81	Over Frequehcy and Under Frequency	52B	

MEA Transmission System [69 or 115kV]

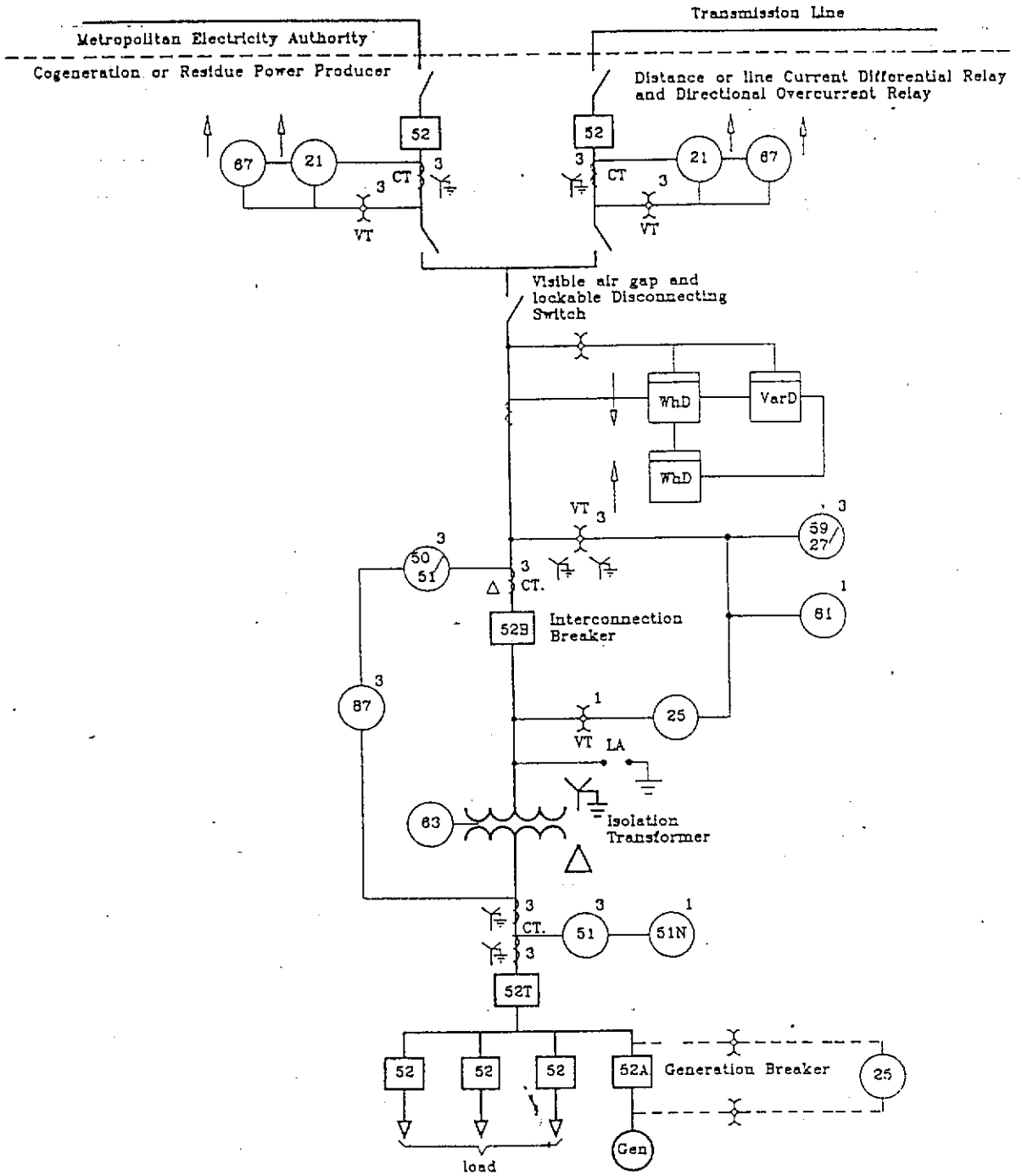


Figure 2 Typical Transmission Interconnection

Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check	–	For 52B,52A
59/27	Overvoltage and Undervoltage	52B	
50/51,51	Phase Overcurrent	52B,52T	
51N	Ground Overcurrent	52B,52T	
63	Transformer Fault Pressuse	52B,52T	
81	Over Frequency and Under Frequency	52B	
87	Transformer Differential	52B,52T	
67	Directional Overcurrent	52 } Line 69/115kV	
21 or 87L	Distance or line current Differential	52 } Line 69/115kV	

Note. 1. Power Producer shall provide adequate space for Metropolitan Electricity Authority to install a terminal station with local substation of up to 3 transformers of 60 MVA.
2 Require communication channel be installed as port of the protective scheme to remotely send to the control center

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
พ.ศ. 2543

โดยที่เห็นเป็นการสมควร แก้ไข ปรับปรุง ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงขอออกระเบียบไว้ดังนี้

1. ระเบียบนี้เรียกว่า ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2543
2. ให้ใช้ระเบียบนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2543 เป็นต้นไป
3. ให้ยกเลิกระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2535 และ พ.ศ. 2542 และใช้ระเบียบนี้แทน บรรดาคำสั่ง ระเบียบอย่างอื่นในส่วนที่กำหนดไว้ แล้วในระเบียบนี้ หรือ ขัดแย้งกับระเบียบนี้ ให้ใช้ระเบียบนี้แทน
4. ในระเบียบนี้ "ผู้ให้สัญญา" หมายถึง ผู้ที่ประสงค์จะเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้ขออนุญาต และทำสัญญากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
5. **ทั่วไป**
   - 5.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องควบคุมมิให้มีการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากจะได้ตกลงไว้ในสัญญาเรียบร้อยแล้ว
   - 5.2 ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาที่จะขนาน เพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครวมกันต้องไม่ต่ำกว่า 100 เควีเอ
   - 5.3 รายละเอียดที่ผู้ให้สัญญาต้องส่งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พิจารณาเห็นชอบ ประกอบด้วย
     - 5.3.1 ตำแหน่งที่ตั้งโรงงานของผู้ให้สัญญา
     - 5.3.2 แบบแสดงการติดตั้งอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา
     - 5.3.3 Single Line Diagram ของระบบการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา
     - 5.3.4 รายละเอียดของอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้า
     - 5.3.5 ผังแสดงการทำงานของระบบการป้องกัน การลัดวงจร, กระแสเกิน, แรงดันต่ำหรือสูงกว่ากำหนด ความถี่ไฟฟ้าต่ำหรือสูงกว่ากำหนด, Out-Of-Phase Reclosing และการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.3.6 ปริมาณการใช้ Load ในปัจจุบันและอนาคต ปริมาณที่จะจ่ายให้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และปริมาณไฟฟ้าสำรอง

5.4 ผู้ให้สัญญา เป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่าย ในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้สามารถขนานจ่ายเข้ากับระบบได้ และค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์

5.5 ผู้ให้สัญญา และการไฟฟ้า จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้าตามระเบียบว่าด้วยการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้า หรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

5.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดในข้อ 5.2 เพื่อความปลอดภัย หรือความมั่นคงของระบบ ซึ่งผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับ และปฏิบัติตาม

5.7 ผู้ให้สัญญาจะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ไม่เกินค่าต่อไปนี้

5.7.1 ระบบ 22 เควี ไม่เกิน 8,000 เควีเอ/สายป้อน

5.7.2 ระบบ 33 เควี ไม่เกิน 10,000 เควีเอ/สายป้อน

5.7.3 หากเกินขนาดในข้อ 5.7.1 หรือข้อ 5.7.2 ให้จ่ายเข้าระบบ 69 หรือ 115 เควี แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ ปริมาณจริงที่จะรับเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้พิจารณาถึงความปลอดภัย มาตรฐานทางด้านบริการ และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

5.8 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะไม่อนุญาตผู้ให้สัญญาขนานเพื่อจ่ายเข้าระบบการจ่ายไฟที่มีรูปแบบ Automatic Reclosing Sectionalizer

5.9 ในระบบ 22 และ 33 เควี เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบ ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กับผู้ให้สัญญา ส่วนในระบบ 69 และ 115 เควี สวิตช์ตัดตอนก่อนถึง Instrument Transformer ด้านการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบแต่ละฝ่ายมีหน้าที่ที่จะต้องดูแลบำรุงรักษาส่วนที่เป็นทรัพย์สินของตน ทั้งนี้ ไม่ครอบคลุมถึงในข้อ 6.7.6

6. หลักเกณฑ์ในการขนานระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.1 ช่วงการจ่ายไฟฟ้า

6.1.1 **ระดับแรงดัน** ระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

แรงดัน 115 เควี สูงสุด 120.7 เควี ต่ำสุด 109.2 เควี

แรงดัน 69 เควี สูงสุด 72.4 เควี ต่ำสุด 65.5 เควี

แรงดัน 33 เควี สูงสุด 34.6 เควี ต่ำสุด 31.3 เควี

แรงดัน 22 เควี สูงสุด 23.1 เควี ต่ำสุด 20.9 เควี

ผู้ให้สัญญาต้องออกแบบระบบควบคุม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะช่วงแรงดันข้างต้น

6.1.2 **Voltage Fluctuation** (แรงดันกระเพื่อม)

ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้เกิด Voltage Fluctuation เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ 3 การไฟฟ้า เมื่อตรวจวัดที่จุดต่อร่วม

6.1.3 **ความถี่ไฟฟ้า** ผู้ให้สัญญาจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที หากไม่สามารถรักษาระดับความถี่นี้ได้ จะต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติตัดการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาออกจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายใน 0.2 วินาที

6.1.4 **Power Factor** ผู้ให้สัญญาต้องจ่ายไฟฟ้าโดยรักษาค่า Power Factor ให้อยู่ในช่วง 0.85 Leading ถึง 0.85 Lagging

6.1.5 **Harmonics** ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดัน และ กระแสในระบบของการไฟฟ้าผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนดังกล่าววัดที่จุดต่อร่วมจะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า ประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ของ 3 การไฟฟ้า

6.2 **Isolation Transformer** การเชื่อมโยงระบบของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มี Connection diagram ด้านที่ต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นแบบ Delta หรือ Grounded - wye การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาความเหมาะสมเป็นรายๆ ไป

6.3 **การจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**

6.3.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในขณะที่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่วนที่ต่อกับระบบของผู้ให้สัญญาเมื่อไม่มีไฟฟ้า ผู้ให้สัญญาต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขณะไม่มีไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.3.2 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับผิดชอบในการ Synchronization เข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจะต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกครั้งก่อนที่จะมีการ Synchronization เข้าระบบ

6.3.3 การ Synchronization ให้ทำที่ Generator Breaker หรือที่ Interconnection Circuit Breaker แล้วแต่กรณี

6.4 **สวิตช์ตัดตอน** การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตช์ตัดตอนได้ในขณะปลด เพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบฯ หากเป็นชุดสวิตช์ (Group Switch) จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย

6.5 **อุปกรณ์วัดพลังงานไฟฟ้า**

6.5.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะติดตั้งมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ชุดหนึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อีกชุดหนึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่รับจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.5.2 Instrument Transformers ที่ใช้กับ Metering ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องไม่ต่อร่วมกับ Meter หรือ รีเลย์ อื่นๆ

6.6 **รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ**

6.6.1 การเชื่อมโยงเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องมีลักษณะไม่ต่ำกว่าที่กำหนดไว้ในรูปที่ 1 และ 2 การกำหนดรูปแบบการเชื่อมโยงที่แน่นอนนั้นขึ้นอยู่กับขนาดของการจ่ายไฟของผู้ให้สัญญา ตำแหน่งที่ตั้ง และประเภทการจ่ายไฟ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้พิจารณา และกำหนดเป็นรายๆ ไป

6.6.2 ระบบรีเลย์ และอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายต่อระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องประกอบด้วย

6.6.2.1 Synchronizing Check Device

6.6.2.2 Overfrequency and Underfrequency Relay

6.6.2.3 Overcurrent Relay

6.6.2.4 Directional Overcurrent Relay

6.6.2.5 Overvoltage (แบบ Single phase ทำงาน 2 stages) and Undervoltage Relay

6.6.2.6 Ground Overcurrent Relay

6.6.2.7 Zero-Sequence Overvoltage Relay

6.6.2.8 Voltage Relay Block Closing Circuit While deenergize

6.6.2.9 Transformer Differential Relay

ในระบบ 69 และ 115 เควี จะต้องมีรีเลย์เพิ่มเติมคือ

6.6.2.10 Transformer Fault Pressure Relay (Buchholz Relay)

6.6.2.11 Distance Relay

6.6.2.12 Line Current Differential Relay

6.6.2.13 Breaker Fail Relay

6.6.2.14 Directional Ground Over Current Relay

6.6.2.15 Auto-reclose Relay

6.6.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดในข้อ 6.6.1 และข้อ 6.6.2 เพื่อความปลอดภัยหรือความมั่นคงของระบบ ซึ่งผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับ และปฏิบัติตาม

6.7 **อุปกรณ์ป้องกัน**

6.7.1 รีเลย์ ผู้ให้สัญญาจะต้องติดตั้งรีเลย์ที่มีมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

6.7.2 Circuit Breaker จะต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย ซึ่งอาจจะเป็นแบบ Vacuum หรือ Gas Circuit Breaker สามารถทนระดับกระแสลัดวงจรที่จุดติดตั้งได้ กระแสลัดวงจรนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะกำหนดเป็นรายๆ ไป

6.7.3 Automatic Reclosing Schemes โดยทั่วไปการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบจำหน่าย ดังนั้นผู้ให้สัญญาจะต้องแน่ใจว่าสวิตช์ตัดตอนอัตโนมัติของผู้ให้สัญญาจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือ ต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น ติดตั้งระบบ Synchronizing, ระบบ Transfertrip หรือระบบ Block Reclosing ทั้งในส่วนของผู้ให้สัญญา และในส่วนของการไฟฟ้า โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ให้สัญญา ผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับ และปฏิบัติตาม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ให้สัญญาเนื่องจากการ reclosing นี้ Interconnection Circuit Breaker ในระบบ 69 และ 115 เควี จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบ Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.7.4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้ปฏิบัติต่อระบบป้องกันของผู้ให้สัญญา และสงวนสิทธิที่จะมอบหมายให้ผู้ให้สัญญาเป็นผู้ปฏิบัติเองก็ได้

6.7.5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาจยินยอมให้ผู้ให้สัญญาปลด/สับ Interconnection Circuit Breaker ได้ตาม Switching Order ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาเป็นรายๆ ไป และผู้ให้สัญญาจะต้องยินยอมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้ตรวจสอบและบำรุงรักษา Circuit Breaker และระบบป้องกันที่เกี่ยวข้องปีละ 1 ครั้ง โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ให้สัญญา

6.8 **การติดต่อสื่อสาร**

ผู้ให้สัญญาจะต้องจัดหาเครื่องมือติดต่อสื่อสาร ที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 2 ระบบ

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก
เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

● การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ● การไฟฟ้านครหลวง ● การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

PRC_PQG_01_1998

สารบัญ

	หน้า
1. ขอบเขต	1
2. วัตถุประสงค์	1
3. มาตรฐานอ้างอิง	1
4. นิยาม	2
5. ขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก	3
6. วิธีการประเมิน	4
7. การบังคับใช้	6
ภาคผนวก ข้อแนะนำในการวัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก	8
เอกสารอ้างอิง	

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีขอบเขตดังนี้

1.1 เพื่อเป็นข้อกำหนดกฎเกณฑ์สำหรับขีดจำกัดและวิธีการตรวจสอบฮาร์มอนิก (Harmonics) สำหรับลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.2 เพื่อกำหนดมาตรการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแก้ไขและปรับปรุงวงจรที่ทำให้เกิดฮาร์มอนิกที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) ที่ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมสำหรับระบบไฟฟ้า ทั้งอุปกรณ์ชนิดเฟสเดียวและสามเฟส

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดที่ยอมรับได้ของระดับความเพี้ยนของแรงดันที่เกิดจากฮาร์มอนิก (Harmonic Voltage Distortion) และระดับความเพี้ยนของกระแสที่เกิดจากฮาร์มอนิก (Harmonic Current Distortion) ของอุปกรณ์ที่ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม

3. มาตรฐานอ้างอิง

- Engineering Recommendation G.5/3

  September 1976 The Electricity Council Chief Engineer' Conference

  "Limits for Harmonics in The United Kingdom Electricity Supply System"

- The State Energy Commission of Western Australia (SECWA)

  Part 2 : Technical Requirement

- IEC 1000 Electromagnetic Compatibility (EMC)

  Part 4 : Testing and Measurement Techniques

  Section 7 : General Guide for Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto

4. นิยาม

4.1 **ฮาร์มอนิก** (Harmonic) - ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) ตัวอย่างเช่น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 2 เท่าของความถี่หลักมูลจะเรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 2 (Second Harmonic)

4.2 **ความเพี้ยนฮาร์มอนิก** (Harmonic Distortion) - การเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform)ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่หลักมูล (Fundamental) และฮาร์มอนิกอื่นๆ เข้าด้วยกัน

4.3 **ส่วนประกอบฮาร์มอนิก** (Harmonic Component) - ส่วนประกอบของอันดับฮาร์มอนิก ที่มากกว่าหนึ่งของปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งแสดงในรูปของอันดับ (Order) และค่า RMS ของอันดับนั้น

4.4 **ปริมาณรวมฮาร์มอนิก** (Harmonic Content) - ปริมาณที่ได้จากการหักค่า DC และส่วนประกอบความถี่หลักมูลจากปริมาณเป็นคาบที่ไม่อยู่ในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave)

4.5 **ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกเฉพาะ** (Individual Harmonic Distortion, IHD) **หรือ อัตราส่วนฮาร์มอนิก** (Harmonic Ratio) - อัตราส่วนระหว่างค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) ต่อค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อยละ

4.6 **ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม** (Total Harmonic Distortion, THD) - คืออัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) กับค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อยละดังแสดงในสมการ (1) และ (2)

$$\text{THD (Voltage)} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \cdots\cdots}}{V_1} \qquad \cdots\cdots (1)$$

$$\text{THD (Current)} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \cdots\cdots}}{I_1} \qquad \cdots\cdots (2)$$

4.7 **แรงดันตกชั่วขณะ** (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งไซเกิลจนถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือโหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดพร่อง (Fault) ในระบบไฟฟ้า

4.8 **จุดต่อร่วม** (Point of Common Coupling , PCC) – ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

4.9 **เครื่องมือที่เคลื่อนย้ายได้** (Portable Tool) – อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในช่วงเวลาการทำงานปกติ และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆเท่านั้น (2-3 นาที)

4.10 **อุปกรณ์สามเฟสสมดุล** (Balanced Three-Phase Equipment) - อุปกรณ์ที่มีพิกัดกระแสในสายเส้นไฟ (Line) ของแต่ละเฟสต่างกันไม่เกินร้อยละ 20

5. ขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก

ตารางที่ 5-1

ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆที่จุดต่อร่วม *

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	อันดับฮาร์มอนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.400	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11 and 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22 , 24 and 33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1
69	8.8	5.9	4.3	7.3	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1
115 and above	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1

* : ยอมให้นำค่าความคลาดเคลื่อนร้อยละ 10 หรือ 0.5 A (ค่าที่มากกว่าค่าใดค่าหนึ่ง) มาใช้กับขีดจำกัดของกระแสแต่ละอันดับได้ไม่เกิน 2 อันดับ

ตารางที่ 5-2

ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆที่จุดต่อร่วม (รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (V_{THD},%)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันแต่ละอันดับ (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.400	5	4	2
11 , 12 , 22 and 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 and above	1.5	1	0.5

6. วิธีการประเมิน

ขีดจำกัดความเพี้ยนของแรงดันที่เกิดจากฮาร์มอนิก แบ่งการพิจารณาออกเป็น 3 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

6.1 ขั้นตอนที่ 1

6.1.1 อุปกรณ์ไฟฟ้า 3 เฟส

อุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C. Regulator ไม่เกิน 1 ตัว ที่จะนำเข้าระบบแรงดัน 0.400, 11 , 12 kV หากมีขนาดไม่เกินตารางที่ 6-1 สามารถนำเข้าระบบได้โดยไม่ต้องพิจารณาในส่วนฮาร์มอนิก แต่ถ้ามีอุปกรณ์หลายตัวให้พิจารณาใน ขั้นตอนที่ 2

ตารางที่ 6-1

ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ประเภท Convertor และ A.C. Regulator แต่ละตัว

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	Convertors ชนิด 3 เฟส			A.C. Regulator ชนิด 3 เฟส	
	3-Pulse (kVA)	6-Pulse (kVA)	12-Pulse (kVA)	6-Thyristor (kVA)	3-Thyristor / 3-Diode (kVA)
0.400	8	12	-	14	10
11 and 12	85	130	250	150	100

6.1.2 อุปกรณ์ไฟฟ้า 1 เฟส

6.1.2.1 เครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป หรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่มีค่าตามมาตรฐาน IEC-1000-3-2 สามารถ ติดตั้งเข้าระบบได้

6.1.2.2 อุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C. Regulator ที่ไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิกอันดับคู่ (Even Harmonic Current) สามารถนำเข้าระบบได้ โดยอุปกรณ์ต้องมีขนาดตามที่กำหนดคือ ไม่เกิน 5 kVA ที่ระดับแรงดัน 230 V อุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C. Regulator ที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกทั้งอันดับคู่ และอันดับคี่ จะไม่อนุญาตให้นำเข้าระบบ และหากมีการติดตั้งอุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C.Regulator สำหรับ Single-Phase อยู่แล้ว แต่ต้องการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มขึ้น อนุญาตให้ทำได้หากมีการติดตั้งที่เฟสอื่น ทั้งนี้เพื่อทำให้เกิดการสมดุลของอุปกรณ์ประเภท Non-Linear Load แต่หากต้องการติดตั้งอุปกรณ์มากกว่าหนึ่งตัวต่อเฟส ให้พิจารณาตามขั้นตอนที่ 2

6.2 ขั้นตอนที่ 2

6.2.1 อุปกรณ์ไฟฟ้า 3 เฟส

อุปกรณ์ที่มีขนาด (Size) เกินขอบเขตจำกัดในขั้นตอนที่ 1 สามารถนำเข้าระบบได้ก็ต่อเมื่อ

(ก) ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิก (Harmonic Current) ที่จุด PCC. เกินค่าขีดจำกัดในตารางที่ 5-1

(ข) ค่าแรงดันฮาร์มอนิกที่จุด PCC. ก่อนที่จะต่อเชื่อมโหลดใหม่จะต้องมีค่าไม่เกิน 75% ของค่าขีดจำกัดในตารางที่ 5-2

(ค) ค่า Shot-Circuit Level ต้องมีค่าไม่ต่ำมาก เพื่อความสะดวกในการพิจารณา ตารางที่ ผ-1 และ ผ-2 ในภาคผนวกได้แสดงขนาดของอุปกรณ์ประเภท Convertor และ A.C. Regulator ที่มีค่ากระแสฮาร์มอนิกไม่เกินค่าตามตารางที่ 5-1

6.2.2 อุปกรณ์ไฟฟ้า 1 เฟส

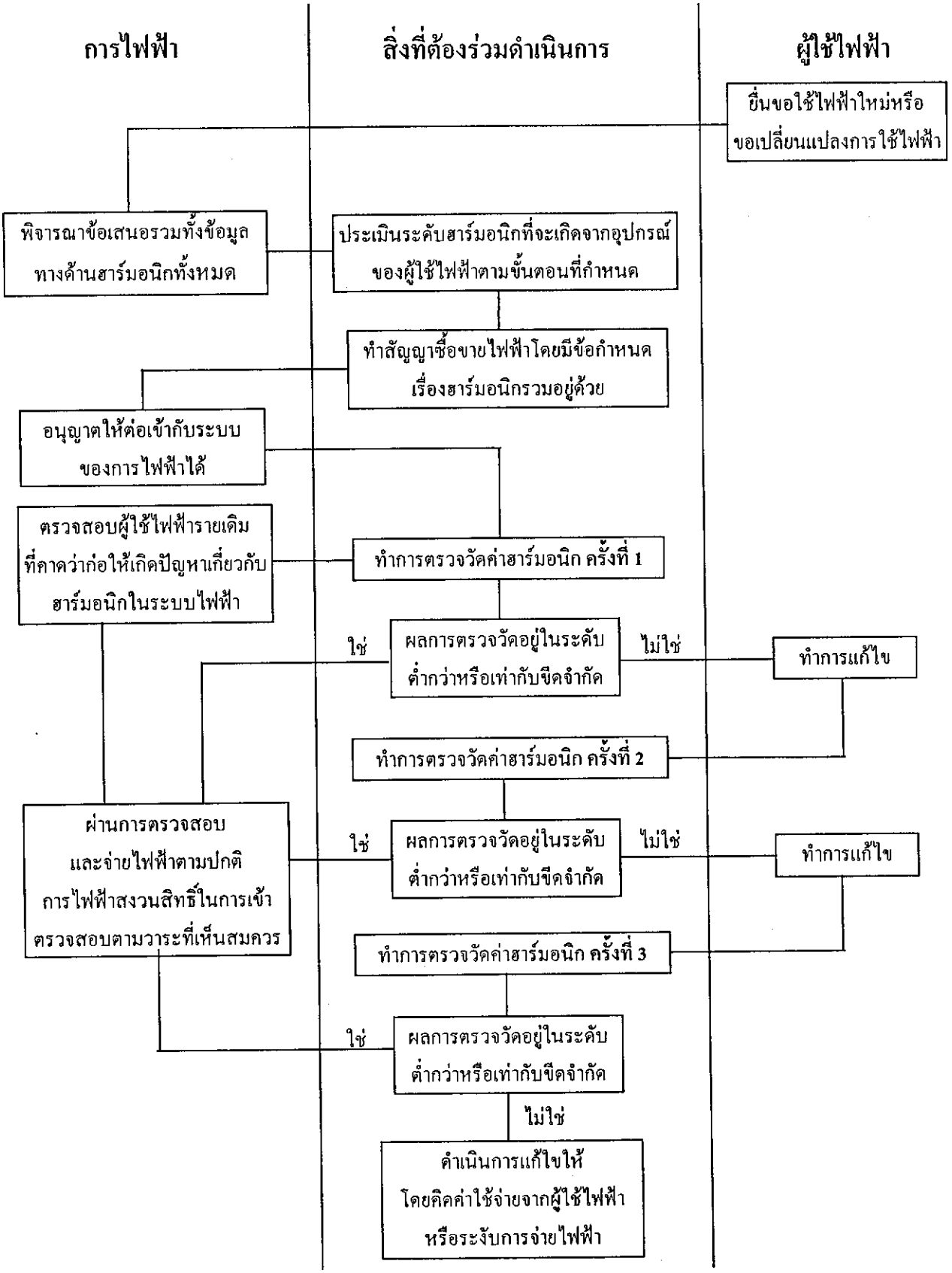
อุปกรณ์ที่เกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 1 ไม่อนุญาตให้ต่อเข้ากับระบบ

การติดตั้งอุปกรณ์ 1 เฟสจะต้องสอดคล้องกับขีดจำกัดแรงดันไม่สมดุลตาม Engineering Recommendation P.16 จึงจะสามารถนำเข้าระบบได้

6.3 ขั้นตอนที่ 3

อุปกรณ์ประเภท Non-Linear ที่ไม่ผ่านการพิจารณาตาม ขั้นตอนที่ 2 หรือที่จุด PCC. ของระบบมีค่าแรงดันฮาร์มอนิก (Harmonic Voltage) เกิน 75% ของค่าในตารางที่ 5-2 ให้พิจารณาค่าฮาร์มอนิกที่สามารถยอมรับอุปกรณ์เหล่านั้นเข้าระบบได้ตาม ภาคผนวก ผ.3.6

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

7.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าจะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้าหรืองดการจ่ายไฟฟ้า

ภาคผนวก

ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก

ผ.1 ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ Convertor - พิจารณาตามขั้นตอนที่ 2

ตารางที่ ผ-1 และ ผ-2 เป็นแนวทางในการพิจารณาขนาดของอุปกรณ์ที่อนุญาตให้ติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นไปตามขอบเขตกำหนดในขั้นตอนที่ 2

ตารางที่ ผ-1

ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ Convertor แต่ละตัว

พิจารณาตามขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิก ขั้นตอนที่ 2

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม(kV)	การทำงานของ Convertor	ขนาดของอุปกรณ์ (kVA) แบ่งตามจำนวนพัลซ์ของอุปกรณ์ 3 เฟส		
		3 พัลซ์	6 พัลซ์	12 พัลซ์
0.400	ไม่มีการควบคุม	-	150	300
	กึ่งควบคุม	-	65*	-
	ควบคุม	-	100	150
11 , 12 , 22 และ 24	ไม่มีการควบคุม	400	1000	3000
	กึ่งควบคุม	-	500*	-
	ควบคุม	-	800	1500
33	ไม่มีการควบคุม	1200	3000	7600
	กึ่งควบคุม	-	1200*	-
	ควบคุม	-	2400	3800
115	ไม่มีการควบคุม	1800	5200	15000
	กึ่งควบคุม	-	2200*	-
	ควบคุม	-	4700	7500

* หมายเหตุ

1. **การติดตั้งอุปกรณ์ Convertor จำนวนมาก**

ขนาดโดยรวมของอุปกรณ์ Convertor อาจมีค่าสูงกว่าตาราง ผ-1 หากมีการใช้งาน หรือการควบคุมที่ต่างกัน พิจารณาตามหัวข้อ ผ.2.1 "Coincidence Factor" และตารางที่ ผ-3

2. **อุปกรณ์ Convertor ชนิด 3 พัลซ์**

จะไม่ยอมรับการติดตั้งอุปกรณ์ Convertor ชนิดนี้ที่ระดับแรงดัน 400 V เพราะจะเกิดกระแสตรง (Direct Current) ในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ

* หมายเหตุ (ต่อ)

3. **อุปกรณ์ Convertor ที่มีการทำงานแบบกึ่งควบคุม**

จากตาราง ผ-1 ขนาดของอุปกรณ์Convertorแบบ 6 พัลซ์ ที่มีการทำงานแบบกึ่งควบคุมจะเป็น Convertor แบบ Three-Thyristor / Three-Diode Half Controlled Bridges

4. **อุปกรณ์ Convertor ที่มีการทำงานแบบไม่มีการควบคุม Firing Angle**

ขนาดของ Convertor ที่มีการทำงานแบบไม่มีการควบคุม Firing Angle ในตาราง ผ-1 เป็นขนาดที่คำนึงถึงผลสืบเนื่องจากอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงที่จะช่วยลดกระแสฮาร์มอนิกให้ต่ำลงกว่าค่าที่ควรจะเป็นจากการคำนวณทางทฤษฎี

5. **ความแม่นยำในการควบคุม**

ขนาดของอุปกรณ์ดังกล่าว ถือว่าการทำงานของอุปกรณ์ต้องมีความแม่นยำในการควบคุมการทำงาน เช่น Firing Pulse จะต้องสอดคล้องกันทั้ง 3 เฟส

ตารางที่ ผ-2

ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ A.C Regulator

พิจารณาตามขอบเขตของกระแสฮาร์มอนิก ขั้นตอนที่ 2

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม(kV)	3 เฟส		1 เฟส
	* 6 Thyristor Type (kVA)	3 Diode/ 3 Thyristor Type (kVA)	* 2 Thyristor Full Wave Type (kVA)
0.400	100	85	25 (240 V)
11 และ 12	900	600	45 (415 V)

* หมายเหตุ อุปกรณ์กลุ่มนี้ อาจรวมถึงอุปกรณ์แบบ 3 เฟส หรือ 1 เฟส ไตรแอก (Triac) โดยไตรแอกจะมีโครงสร้างเป็น Two Thyristors แบบ Common Gate

ผ.2 วิธีการพิจารณาเมื่อมีการใช้งานอุปกรณ์ที่สร้างฮาร์มอนิกมากกว่า 1 ตัว

โดยสถิติเกี่ยวกับกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากการใช้งานอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) หลายตัวที่แหล่งจ่ายพลังงานเดียวกัน ได้ทำการตรวจสอบเปรียบเทียบระหว่างค่าที่วัดได้จริงกับค่าที่คำนวณพบว่าสามารถใช้ค่าตัวประกอบการคูณจากตาราง ผ-3 เพื่อประมาณค่าฮาร์มอนิกที่เกิดจากการใช้อุปกรณ์ดังกล่าว หลาย ๆ ตัวที่จุดต่อร่วมเดียวกันได้ แต่หากพบว่ามีอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งสร้างฮาร์มอนิกมากกว่าร้อยละ 60 ของค่ากระแสฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นทั้งหมด ควรจะใช้ค่าที่เกิดขึ้นจริง สำหรับตัวประกอบการคูณ (Coincidence Factor) การพิจารณาจะเป็นไปตามที่แสดงไว้ในตาราง ผ-3

ตารางที่ ผ-3

ค่าตัวประกอบการคูณสำหรับใช้หาผลรวมของกระแสฮาร์มอนิก *

กลุ่มที่	ชนิดและรูปแบบการใช้งาน Convertor	ตัวประกอบการคูณ
1	Convertor ชนิดทำงานแบบไม่มีการควบคุม (มีค่าสูงเพราะโอกาสที่จะเกิดฮาร์มอนิกสูงสุดมีมาก)	0.9
2	Convertor ชนิดทำงานโดยวิธีควบคุม Firing Angle ซึ่งมีการใช้งานเป็นช่วงเวลาที่แน่นอน และทำให้เกิดกระแสฮาร์มอนิกสูงหลายครั้งในแต่ละวัน (มีโอกาสพอสมควรในการเกิดฮาร์มอนิกสูงสุดจากอุปกรณ์หลายๆตัว)	0.75
3	Convertor ชนิดทำงานโดยวิธีควบคุม Firing Angle ซึ่งมีการใช้เป็นอิสระใช้งานเป็นพักๆ ตลอดวัน หรือเพียงสร้างกระแสฮาร์มอนิกในช่วงเวลาเริ่มเดินเครื่อง (มีค่าต่ำเหมาะสำหรับใช้พิจารณาค่ากระแสฮามอนิกสูงสุด ที่ช่วงเวลาอื่นๆ)	0.6 เมื่อมีการใช้งาน Convertorไม่เกิน 3 ตัว 0.5 เมื่อมีการใช้งาน Convertor ตั้งแต่ 4 ตัวขึ้นไป

* หมายเหตุ ตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ ผ.2 คือค่าตัวคูณดังกล่าวจะใช้ก็ต่อเมื่อไม่มี Convertor ตัวใดสร้างกระแสฮาร์มอนิกเกินร้อยละ 60 ของค่ากระแสฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นทั้งหมด แต่หากพบว่า Convertor ตัวใดตัวหนึ่งสร้างกระแสฮาร์มอนิกเกินร้อยละ 60 จะใช้ตัวคูณเท่ากับ 1 ตัวคูณในตาราง ผ-3 สามารถใช้สำหรับพิจารณาผลรวมของกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากการใช้งานอุปกรณ์จำนวนมาก ๆ ได้ โดยใช้ประกอบการพิจารณากับค่าในตารางที่ 5-1 หรือตาราง ผ-1 และ ผ-2

ผ.3 การปฏิบัติตามข้อกำหนดในขั้นตอนที่ 2 และ 3

ผ.3.1 วิธีการวัด

จำเป็นต้องมีการตรวจวัดฮาร์มอนิกก่อนที่จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นไม่ว่าจะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือลูกค้าเดิมที่ต้องการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม ซึ่งควรจะตรวจวัดขณะที่เกิดความเพี้ยนฮาร์มอนิกสูงสุด ส่วนใหญ่จะเป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานต่ำสุดจากระบบไฟฟ้าโดยไม่มีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช่ของระบบ โดยแบ่งขั้นตอนการตรวจวัดดังนี้

การตรวจวัดตามขั้นตอนที่ 2

(1) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ ตรวจวัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันเพื่อดูว่าค่าความเพี้ยนของแรงดันที่จุดต่อร่วมไม่เกินร้อยละ 75 ของค่าในตารางที่ 5-2 และพิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้าตามขั้นตอนที่ 2

(2) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ตรวจวัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันเหมือนข้อ (1) และตรวจวัดค่ากระแสฮาร์มอนิก เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับประมาณค่าอุปกรณ์ใหม่ ตามขั้นตอนที่ 2 (วิธีการคำนวณตามข้อ ผ.3.5)

การตรวจวัดตามขั้นตอนที่ 3

(3) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ ตรวจวัดความเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกที่จุดต่อร่วม เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับประมาณค่าความเพี้ยนของแรงดันที่จะยอมรับได้สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นตัวใหม่ และอาจตรวจวัดค่ากระแสฮาร์มอนิก เพื่อดูการเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลาต่างๆ ของค่ากระแสแต่ละเฟสในแต่ละวัน ของ Feeder ที่มีการขอใช้ไฟฟ้า (วิธีการคำนวณตามหัวข้อ ผ.3.6.1)

(4) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ตรวจวัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันและกระแสของ Feeder ผู้ใช้ไฟฟ้ารายดังกล่าว เพื่อให้ได้ข้อมูลสำหรับการการประมาณค่าอุปกรณ์ที่จะติดตั้งเพิ่ม (วิธีการคำนวณตามหัวข้อ ผ.3.6.2)

ผ.3.2 ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาตามขั้นตอนที่ 2 และ 3

การขอใช้ไฟฟ้า ผู้ขอจะต้องให้ข้อมูลเกี่ยวกับโรงงาน และอุปกรณ์ที่มีการใช้งานในโรงงานซึ่งข้อมูลบางอย่างอาจขอได้จากผู้ผลิตอุปกรณ์ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่

(1) ประเภทและขนาดของโรงงานที่ต้องการใช้ไฟฟ้า

(2) ขนาดและจุดต่อร่วมของคาปาซิเตอร์ที่ใช้ปรับปรุง Power Factor และอุปกรณ์กรองฮาร์มอนิก

(3) จำนวนพัลซ์ของ Convertor , ชนิดของ A.C. Regulator และรายละเอียดอื่นๆเกี่ยวกับอุปกรณ์รวมทั้งวิธีการต่อหม้อแปลง ซึ่งอาจทำให้เกิด Phase Displacement ระหว่างอุปกรณ์ Convertor แต่ละตัว

(4) ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นทั้งหมด โดยจะแสดงค่าสูงสุดแบบ R.M.S. ของแต่ละอันดับฮาร์มอนิกที่เวลาใด ๆ และจะวัดค่ากระแสฮาร์มอนิกขณะที่มีค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสูงสุด ซึ่งจะเป็นขณะที่มีโหลดเต็มพิกัดของโรงงาน

(5) ชนิดและช่วงเวลาทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโรงงาน โดยเฉพาะช่วงเวลาที่เกิดกระแสฮาร์มอนิกสูงสุด

(6) ข้อมูลขณะเกิดกระแสฮาร์มอนิกสูงผิดปกติ (พิจารณาตามหัวข้อที่ 9 ของ Engineering Recommendation G.5/3 เรื่อง "Short Duration Harmonic")

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ใช้ข้อมูลเช่นเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ตั้งแต่ (1)-(6) และ

(7) ความสัมพันธ์ของ Phase Displacement ของฮาร์มอนิกที่เกิดจากอุปกรณ์ที่มีอยู่ หากไม่สามารถหาข้อมูลนี้ได้ ให้พิจารณาตามหัวข้อ ผ.2 ของภาคผนวก ตามตาราง ผ-3 หรือพิจารณาค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุด ที่เกิดจากผู้ใช้ไฟ หลังจากการติดตั้งสมบูรณ์แล้ว โดยจะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดไว้ในตารางที่ 5-1 ซึ่งสามารถตรวจสอบได้โดยการวัดจริง

ผ.3.3 ข้อมูลสำหรับผู้ขอใช้ไฟฟ้า

(1) ระดับของการลัดวงจรของระบบที่จุดต่อร่วม

(2) รายละเอียดของค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่จุดต่อร่วมที่มีอยู่แล้ว

(3) หากพิจารณาตามขั้นตอนที่ 3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่จะต้องการข้อมูลของค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมให้เกิดขึ้นที่จุดต่อร่วม ส่วนผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมจะต้องการข้อมูลค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมให้เกิดขึ้นที่จุดต่อร่วม ซึ่งเป็นผลรวมระหว่างอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มกับอุปกรณ์เดิมที่มีอยู่

ผ.3.4 ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ (System Impedance)

ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจ่ายไฟฟ้า เมื่อมองจากจุดต่อร่วม (PCC) จะขึ้นอยู่กับความถี่ของกระแสที่กำลังใช้งาน ค่าความต้านทาน ค่าอินดัคแตนซ์ (Inductance) และค่าคาปาซิแตนซ์ (Capacitance) ของระบบและของโหลดที่ต่ออยู่กับระบบ เมื่อพิจารณาถึงผลของกระแสฮาร์มอนิกที่ผลิตโดยผู้ใช้ไฟฟ้าพบว่าเป็นไปได้ยากที่จะมีข้อมูลอย่างเพียงพอเกี่ยวกับระบบและคุณสมบัติของโหลดเพื่อใช้ในการศึกษาเกี่ยวกับฮาร์มอนิกได้อย่างถูกต้องและชัดเจน จุดประสงค์ของเอกสารเพื่อแนะนำใช้ในกรณีที่ข้อมูลมีไม่เพียงพอ โดยจะสมมุติว่าค่าอิมพีแดนซ์ของระบบเป็นอินดัคทีฟ (Inductive) และแปรผันกับความถี่ และไม่มีผลของรีโซแนนซ์ (Resonance)

ที่ระดับแรงดัน 115 kV ควรจะมีข้อมูลอย่างเพียงพอเพื่อใช้ในการคำนวณโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยเฉพาะฮาร์มอนิกอันดับที่สูงขึ้น และอันดับที่เป็น 3 เท่า (Triplen) ควรจะสนใจเป็นพิเศษ ในกรณีที่กล่าวแล้ว การต่อขดลวดของหม้อแปลงจะเป็นสาเหตุหลักและต้องถูกแทนในการคำนวณอย่างระมัดระวัง

ผ.3.5 การประเมินกระแสฮาร์มอนิกสำหรับขั้นตอนที่ 2

กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมต้องการที่จะติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) เพิ่มภายในขั้นตอนที่ 2 การพิจารณาถึงการประยุกต์ใช้มีความจำเป็นที่จะต้องทำร่วมกับผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อหาค่ากระแสฮาร์มอนิก ซึ่งเกิดจากโหลดตัวใหม่ โดยต้องไม่มีการรวมของค่าที่มีอยู่เดิม กับค่าของกระแสฮาร์มอนิกใหม่ ซึ่งเกินจากค่าที่อนุญาตในตารางที่ 5-1 จากนั้นก็เป็นไปได้ที่

ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้ขายอุปกรณ์จะไปประมาณคุณสมบัติเกี่ยวกับฮาร์มอนิกของอุปกรณ์ให้ได้ตามที่กำหนด

การประมาณค่าถูกทำขึ้นโดยใช้ผลที่ได้จากการวัดยังสถานที่จริงดังที่วางไว้ในส่วนที่ ผ.3.1(2) และอธิบายในส่วน ผ.4 :

สำหรับแต่ละฮาร์มอนิก กำหนดให้

Im = ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ได้จากการวัด (หัวข้อ (2) ของส่วน ผ.3.1)

Ip = ค่ารวมของกระแสฮาร์มอนิกที่อนุญาตตามตารางที่ 5-1

Ia = ค่าของกระแสฮาร์มอนิกจากโหลดที่ต่อใหม่ ซึ่งยอมรับได้ภายใต้ขั้นตอนที่ 2

k1 = ตัวคูณจากตาราง ผ-3 โดยพิจารณาทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมและโหลดที่ต่อใหม่ ดังนี้

$$Ia = \frac{Ip}{k1} - Im \qquad A\ rms$$

จากนั้นก็สามารถแนะนำต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ว่า ถ้าการทำงานร่วมกันของโหลดเดิมกับโหลดที่ต่อเข้าไปใหม่จะเป็นที่ยอมรับ เมื่อโหลดที่ติดตั้งทั้งหมดไปทำให้เกิดกระแสฮาร์มอนิกเกินจาก Ip (จากตารางที่ 5-1) ซึ่งได้ประมาณว่า Ia อาจถูกผลิตโดยโหลดที่ต่อเข้ามาใหม่ การวัดควรจะถูกทำในระหว่างการทดสอบนำอุปกรณ์เข้าใช้งาน เพื่อมั่นใจว่าค่าของ Ip ไม่เกินจากที่กำหนด

ในการใช้วิธีการที่กล่าวมาแล้ว คำนวณค่าของ Ia ไม่ให้เกินจากที่กำหนด จะต้องใช้ตัวประกอบการคูณ k1 (Coincidence Factor) ดังนั้นเป็นไปได้ว่าบางครั้งค่าของ Ip จะเกินจากที่กำหนด (ดู Section 10.2 ของ Engineering Recommendation G.5/3 เรื่อง "Automatic Mains Harmonic Analyzer") เมื่อทำการวัดเพื่อหาค่าจริงของกระแสฮาร์มอนิกที่ถูกผลิตขึ้น ก็ควรตระหนักถึงเรื่องนี้ไว้ด้วย ซึ่งก็จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการหาวิธีการวัดแบบใหม่

ผ.3.6 <u>การประมาณค่าแรงดันและกระแสฮาร์มอนิกสำหรับขั้นตอนที่ 3</u>

จะมีปัญหา 2 แบบเกิดขึ้นในขั้นตอนที่ 3 ดังที่แสดงไว้ในส่วนที่ ผ.3.1(3) และ (4) เชื่อว่าการต่อเข้าระบบของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือการพิจารณาถึงการติดตั้งอุปกรณ์ประเภทไม่เป็นเชิงเส้นเพิ่มสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ความจริงการพิจารณาการเพิ่มโหลดภายใต้ขั้นตอนที่ 3 นี้ บอกเป็นนัยว่ากระแสฮาร์มอนิกที่คาดว่าจะถูกผลิตออกมาจะมีค่ามากกว่าค่าที่แนะนำไว้ตามตารางที่ 5-1 หรือค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (Voltage Distortion) ที่จุดต่อร่วม (PCC) เกินร้อยละ 75 ของค่าในตารางที่ 5-2 การประเมินผลกระทบจากโหลดที่เพิ่มเข้ามาในระบบนั้นควรทำโดยใช้ข้อมูลที่ดีที่สุดเท่าที่หาได้ และวิเคราะห์โดยพิจารณาคุณลักษณะที่แท้จริงของระบบ เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) และความถี่ อย่างไรก็ตามอาจเป็นไปได้ยากที่จะมีข้อมูลอย่างเพียงพอให้คำนวณได้อย่างจริงจัง และวิธีการประมาณต่อไปนี้ เป็นเสมือนข้อแนะนำ (Guide) สำหรับแต่ละฮาร์มอนิกให้

kV = แรงดันของระบบที่จุดต่อร่วม (PCC) หน่วย kV (เฟสต่อเฟส)

n = อันดับของฮาร์มอนิก

Vp = ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่ยอมรับได้ ตามตารางที่ 5-2

Vm = ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่วัดได้ ตามส่วนที่ ผ.3.1(3), ผ.3.1(4) และ ผ.4

Va = ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันซึ่งควรจะเป็น ที่ยอมภายใต้ขั้นตอนที่ 3 เนื่องจากโหลดที่ต่อเข้าไปใหม่

k2 = ตัวประกอบการคูณจากตาราง ผ-3 โดยพิจารณาทั้งโหลดใหม่ และโหลดที่มีอยู่แล้วที่จุดต่อร่วม PCC

F = ระดับของการลัดวงจรของระบบที่จุดต่อ (System Short-Circuit Level) หน่วย MVA, ดูส่วน ผ.3.3(1)

ดังนั้น

$$Va = \frac{Vp}{k2} - Vm \qquad \%$$

ผ.3.6.1 <u>ผู้ขอใช้ไฟฟ้าใหม่</u>

เริ่มแรกในกรณีของการเชื่อมต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ภายใต้ขั้นตอนที่ 3 ต้องประมาณค่าของกระแสฮาร์มอนิกที่ยอมรับได้ก่อน

ในกรณีที่ต้องเปลี่ยนค่าของ Va ไปเป็นกระแสฮาร์มอนิกให้ Ia = ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ควรจะเป็นที่ยอมรับได้ถ้าถูกสร้างขึ้นโดยโหลดที่ต่อใหม่

ดังนั้น

$$Ia = \frac{Va \times 10 \times F}{\sqrt{3} \times kV \times n} \qquad A\ rms$$

จากนั้นก็สามารถแนะนำกับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ว่าโหลดที่จะต่อใหม่ยอมรับได้หรือไม่ ซึ่งทำให้กระแสฮาร์มอนิกที่สร้างขึ้นไม่เกินค่าของ Ia ที่คำนวณได้ และจะทำการวัดหลังจากต่อโหลดเข้าใช้งาน เพื่อแสดงให้เห็นว่าค่าดังกล่าวไม่เกินจากที่กำหนด

ผ.3.6.2 <u>ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิม</u>

ในรายการที่ 2 นี้ การต่อโหลดประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) เพิ่มเข้าไปโดยผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมจำเป็นที่จะต้องประมาณค่ากระแสฮาร์มอนิกที่สามารถยอมรับโดยพิจารณาทั้งโหลดที่มีอยู่เดิม และโหลดใหม่รวมกัน เริ่มแรกให้กำหนดตามส่วนที่ ผ.3.6 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (Va) ซึ่งสามารถยอมรับได้ ภายใต้ขั้นตอนที่ 3 เนื่องจาก โหลดที่ต่อเข้าไปใหม่โดยผู้ใช้ไฟฟ้า สำหรับการคำนวณในส่วนนี้ ตัวประกอบ

การคูณที่จะได้จากตารางที่ ผ-3 จะต้องสัมพันธ์กับความแตกต่างในการติดตั้งอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา และผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นรอบจุดต่อร่วม (PCC) นั้นคือ k2 ของส่วน ผ.3.6

สำหรับแต่ละฮาร์มอนิกกำหนดให้

Ic = กระแสฮาร์มอนิกที่ยอมรับได้จากการรวมกันของโหลดเดิมกับโหลดใหม่

Im = ค่าที่วัดได้ของกระแสฮาร์มอนิกที่มีอยู่เดิมที่จุด PCC (ดูข้อ (2) ของหัวข้อ ผ.3.1)

Ia = ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมรับได้ภายใต้ขั้นตอนที่ 3 จากโหลดที่ต่อใหม่

k1 = ตัวประกอบการคูณร่วมระหว่างโหลดเดิมของผู้ใช้ไฟฟ้ากับโหลดที่ต่อใหม่

ดังนั้น

$$Ia = \frac{Va \times 10 \times F}{\sqrt{3} \times kV \times n} \quad A\ rms$$

ซึ่ง Va ได้ถูกกำหนดนิยามไว้แล้วในข้อที่ ผ.3.6 และ

$$Ic = k1\ (Im + Ia) \quad A\ rms$$

จากนั้นก็สามารถบอกกับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ว่าการต่อโหลดเข้าใช้งานร่วมกันระหว่างโหลดเดิมกับโหลดใหม่จะเป็นที่ยอมรับได้ เมื่อไม่ทำให้เกิดกระแสฮาร์มอนิกเกินจากค่าของ Ic แล้ว ยังรวมถึงค่ากระแสฮาร์มอนิก Ia ที่มีผลต่อโหลดใหม่ ข้อตกลงนี้จะเป็นการจำกัดค่ากระแสฮาร์มอนิกรวมที่ถูกผลิตออกมาจากโหลดที่ติดตั้งอยู่ทั้งหมดให้เป็นค่า Ic และการวัดควรจะถูกทำหลังจากต่อโหลดเข้าใช้งาน เพื่อให้แน่ใจว่ามีค่าไม่เกินจากที่กำหนด

ในทำนองเดียวกันการวัดค่าของ Ia และ Ip (ดูย่อหน้าสุดท้ายของส่วน ผ.3.5) ก็มีโอกาสเป็นไปได้ที่ว่าบ้างครั้งจะมีค่าสูงกว่าค่าของ Ic ที่ได้จากการคำนวณ

ผ.4 <u>หลักการของการวัด</u> (Measurement Procedure)

โดยทั่วไปการวัดค่ากระแสฮาร์มอนิก และค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน เพื่อประเมินตามขีดจำกัดของข้อกำหนดนี้ จะต้องวัดค่าที่มีอยู่เดิม หรือบริเวณที่จะติดตั้งอุปกรณ์ใหม่ในอนาคต เพื่อให้ได้ข้อมูลที่ถูกต้องจะต้องคำนึงถึง เครื่องวัด วิธีการวัด และจุดตรวจวัด ให้สอดคล้องกับชนิดของฮาร์มอนิกที่จะทำการวัด สิ่งที่ควรจะต้องให้ความสำคัญ มีดังต่อไปนี้

จุดตรวจวัด	จุดที่จะทำการวัดโดยทั่วไปแล้วจะดำเนินการที่จุดต่อร่วม (PCC) ซึ่งเป็นจุดที่ใช้ประเมินผู้ใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตามอาจมีความจำเป็นที่จะต้องวัดที่จุดอื่นๆ เพิ่มเติม เช่น จุดที่ต่อกับอุปกรณ์ที่มีคุณสมบัติไม่เป็นเชิงเส้นโดยตรง เพื่อหาคุณลักษณะของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้น สำหรับนำมาประกอบในการพิจารณาประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าได้ถูกต้องยิ่งขึ้น ในกรณีที่จุดต่อร่วมเป็นระบบแรงต่ำสามารถที่จะต่อวัดแรงดันได้โดยตรง สำหรับระดับแรงดันที่สูงขึ้นจุดต่อเครื่องวัดจะเป็นด้านแรงต่ำของหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer : VT) ส่วนจุดวัดกระแสจะต้องต่อผ่านหม้อแปลงกระแส (Current Transformer : CT) ดังนั้นคุณสมบัติของทั้งหม้อแปลงแรงดันและหม้อแปลงกระแสจะต้องตอบสนองความถี่ได้ถูกต้องในช่วงกว้าง
ช่วงเวลาทำการวัด	ช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการวัดขึ้นกับคุณลักษณะของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้น เช่น ถ้า ฮาร์มอนิกมีลักษณะที่ค่อนข้างจะคงที่ (Steady) เวลาที่ใช้วัดเพียง 24 ชั่วโมงก็อาจจะเพียงพอ จุดสำคัญคือช่วงเวลาทำการวัดต้องครบช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์หรือการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้นๆ โดยทั่วไปแล้วช่วงเวลาสำหรับการวัดอย่างต่ำ 7 วัน
เวลาของการวัด [1]	10 วินาทีต่อการวัดฮาร์มอนิก 1 ครั้ง
การทำการวัดซ้ำ [1]	ทำการวัดซ้ำทุกๆ 15 นาที หรือครบช่วงเวลาทำงาน
ฮาร์มอนิกที่จะวัด	ทำการวัดตั้งแต่อันดับที่ 2 ถึงอันดับที่ 19 ของกระแสและแรงดันฮาร์มอนิกตามที่ระบุในตารางขีดจำกัด นอกจากนี้ให้ดูหมายเหตุข้อ 4

<u>หมายเหตุ</u>

1) ค่านี้ระบุไว้ใน Engineering Recommendation G.5/3 อย่างไรก็ตามในการกำหนดค่าต่างๆ และวิธีการวัดที่เหมาะสม สามารถประยุกต์ใช้ตามข้อแนะนำการวัดฮาร์มอนิกใน IEC 1000-4-7
2) ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ข้อมูลที่เกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้า อุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิด และระดับความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่มีอยู่เดิม รวมทั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต่อเข้ากับระบบใหม่ จะเป็นประโยชน์สำหรับการกำหนดช่วงเวลาของการวัดได้เหมาะสมยิ่งขึ้น
3) ผลของความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน และสภาวะรีโซแนนซ์ ส่วนใหญ่จะแสดงให้เห็นในช่วง Light Load
4) การบันทึกค่าแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก อาจเปลี่ยนแปลงได้ เพื่อให้ได้ข้อมูลมีเพียงพอที่แสดงให้เห็นว่าฮาร์มอนิกไหนมีความสำคัญ การสุ่มวัดค่าอาจช่วยในการเลือกฮาร์มอนิกที่จะทำการบันทึก
5) ไม่ควรใช้ Capacitive Voltage Transformer (CVT) ในการตรวจวัดค่าฮาร์มอนิก เพราะว่าจะให้ผลที่อันดับสูงๆ ผิดเพี้ยนไปเนื่องจากการตอบสนองที่ความถี่สูงๆของ CVT ไม่ดีเพียงพอ
6) สำหรับในกรณีที่มีการต่อคาปาซิเตอร์ทั้งจุดประสงค์เพื่อแก้ปัญหา Power Factor หรือระบบกรองฮาร์มอนิก (Harmonic Filter) อยู่ใกล้กับจุดตรวจวัด จะต้องทำการวัดหลายๆ กรณีเพื่อให้สะท้อนและครอบคลุมถึงผลการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้ทุกๆ กรณีต่อระดับฮาร์มอนิกที่จุดต่อร่วม

เอกสารอ้างอิง

1. Engineering Recommendation G.5/3 September 1976 The Electricity Council Chief Engineer Conference "Limits for Harmonics in The United Kingdom Electricity Supply System"
2. The State Energy Comission of Western Australia (SECWA)

   Part 2 : Technical Requirement
3. IEC 1000 : Electromagnetic Compatibility (EMC)

   Part 4 : Testing and Measurement Techniques

   Section 7 : General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto

สารบัญ

	หน้า
1. ขอบเขต	1
2. วัตถุประสงค์	1
3. มาตรฐานอ้างอิง	1
4. นิยาม	2
5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม	4
6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลายๆแหล่งกำเนิด	6
7. การบังคับใช้	12
ภาคผนวก ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม	14
เอกสารอ้างอิง	

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีขอบเขตดังนี้

1.1 เพื่อเป็นข้อกำหนดกฎเกณฑ์สำหรับขีดจำกัดและวิธีการตรวจสอบแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.2 เพื่อกำหนดมาตรการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแก้ไขและปรับปรุงวงจรที่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3 ข้อกำหนดนี้จะให้แนวทางเกี่ยวกับขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อมที่ยอมรับได้ที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling) ซึ่งเกิดจากการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งในระบบแรงสูงและแรงต่ำ

1.4 ข้อกำหนดนี้ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีพิกัดโหลดมากกว่า 3.5 kVA และก่อให้เกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงขณะใช้งานตั้งแต่ 1 ครั้งต่อวัน ถึง 1,800 ครั้งต่อนาที อุปกรณ์ดังกล่าวตัวอย่างเช่น มอเตอร์คอมเพรสเซอร์ , มอเตอร์ปั๊มต่างๆ , เครื่องเชื่อมโลหะ , เตาหลอมโลหะ , ลิฟต์ , เครื่องปรับอากาศ , มอเตอร์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในขบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มิให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน

3. มาตรฐานอ้างอิง

- A.S 2279.4-1991 Australian Standard
- Engineering Recommendation P.28 , 1989

  "Planning Limits for Voltage Fluctuations Caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom"

4. นิยาม

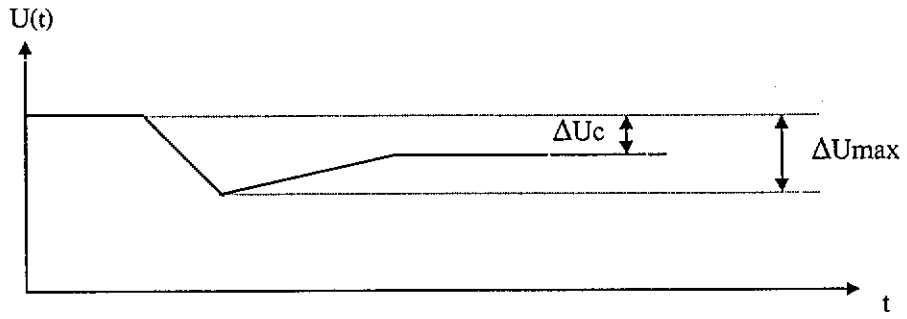
4.1 แรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) - การเปลี่ยนแปลงของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้กัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

4.2 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) - ชุดของแรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) หรือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS

4.3 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งไซเกิลจนถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือโหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดพร่อง (Fualt) ในระบบไฟฟ้า

4.4 แรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด (Maximum Voltage Change , ΔUmax) - ความแตกต่างระหว่างค่า RMS สูงสุดและต่ำสุดของลักษณะแรงดันเปลี่ยนแปลง U(t) (พิจารณารูปที่ 4-1)

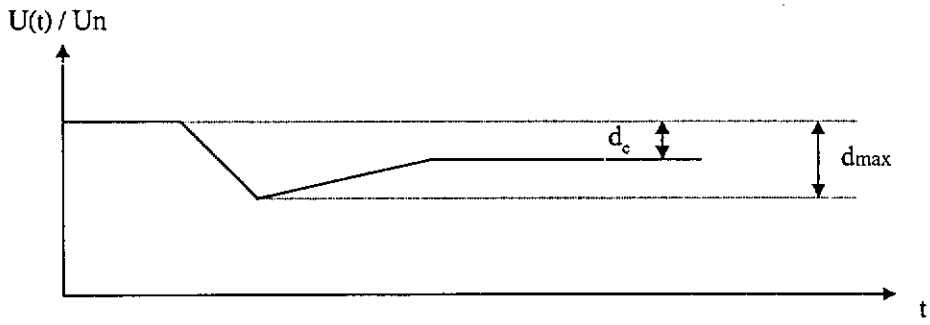
4.5 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ (Steady-State Voltage Change , ΔUc) - ความแตกต่างระหว่างแรงดันภาวะคงที่ 2 ค่าที่อยู่ใกล้กัน แบ่งแยกโดยแรงดันเปลี่ยนแปลงอย่างน้อย 1 ชุด (พิจารณารูปที่ 4-1)



รูปที่ 4-1 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงแบบต่างๆ

4.6 แรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์สูงสุด (Maximum Relative Voltage Change , d_{max}) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ΔUmax กับแรงดัน Nominal ของระบบ , Un (พิจารณารูปที่ 4-2)

4.7 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่สัมพัทธ์ (Relative Steady-State Voltage Change , d_c) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ ΔUc กับแรงดัน Nominal ของระบบ , Un (พิจารณารูปที่ 4-2)



รูปที่ 4-2 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์แบบต่างๆ

4.8 **ไฟกะพริบ** (Flicker) - ความรู้สึกในการมองที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา โดยเกิดจากการป้อนแรงดันกระเพื่อมให้กับหลอด Coiled-Coil Filament 230 V / 60 W

4.9 **เครื่องวัดไฟกะพริบ** (Flickermeter) - เครื่องมือที่ออกแบบสำหรับใช้วัดปริมาณที่เกี่ยวข้องกับไฟกะพริบ (โดยปกติใช้วัดค่า Pst และ Plt)

4.10 **ดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น** (Short-Term Severity Values , Pst) – ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในช่วงเวลาสั้นๆ(10 นาที)

4.11 **ดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว** (Long-Term Severity Values , Plt) – ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง) โดยหาได้จากค่า Pst ตามสูตร

$$\sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{j=n}(Pst_j)^3}$$

n = จำนวนของค่า Pst ในช่วงระยะเวลาที่หาค่า Plt

ช่วงระยะเวลาที่แนะนำ คือ 2 ชั่วโมง ดังนั้น n = 12

4.12 **จุดต่อร่วม** (Point of Common Coupling ,PCC) – ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

4.13 **เครื่องมือที่เคลื่อนย้ายได้** (Portable Tool) – อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในช่วงเวลาการทำงานปกติ และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆเท่านั้น (2-3 นาที)

4.14 **อุปกรณ์สามเฟสสมดุล** (Balanced Three-Phase Equipment) - อุปกรณ์ที่มีพิกัดกระแสในสายเส้นไฟ (Line) ของแต่ละเฟสต่างกันไม่เกินร้อยละ 20

5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม

ในการประเมินแรงดันกระเพื่อม แบ่งเป็น 3 ขั้นตอน ตามขนาดของโหลดในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

โหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็น เควีเอ. น้อยกว่า 0.002 เท่าของพิกัดเควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม

ขั้นตอนที่ 2

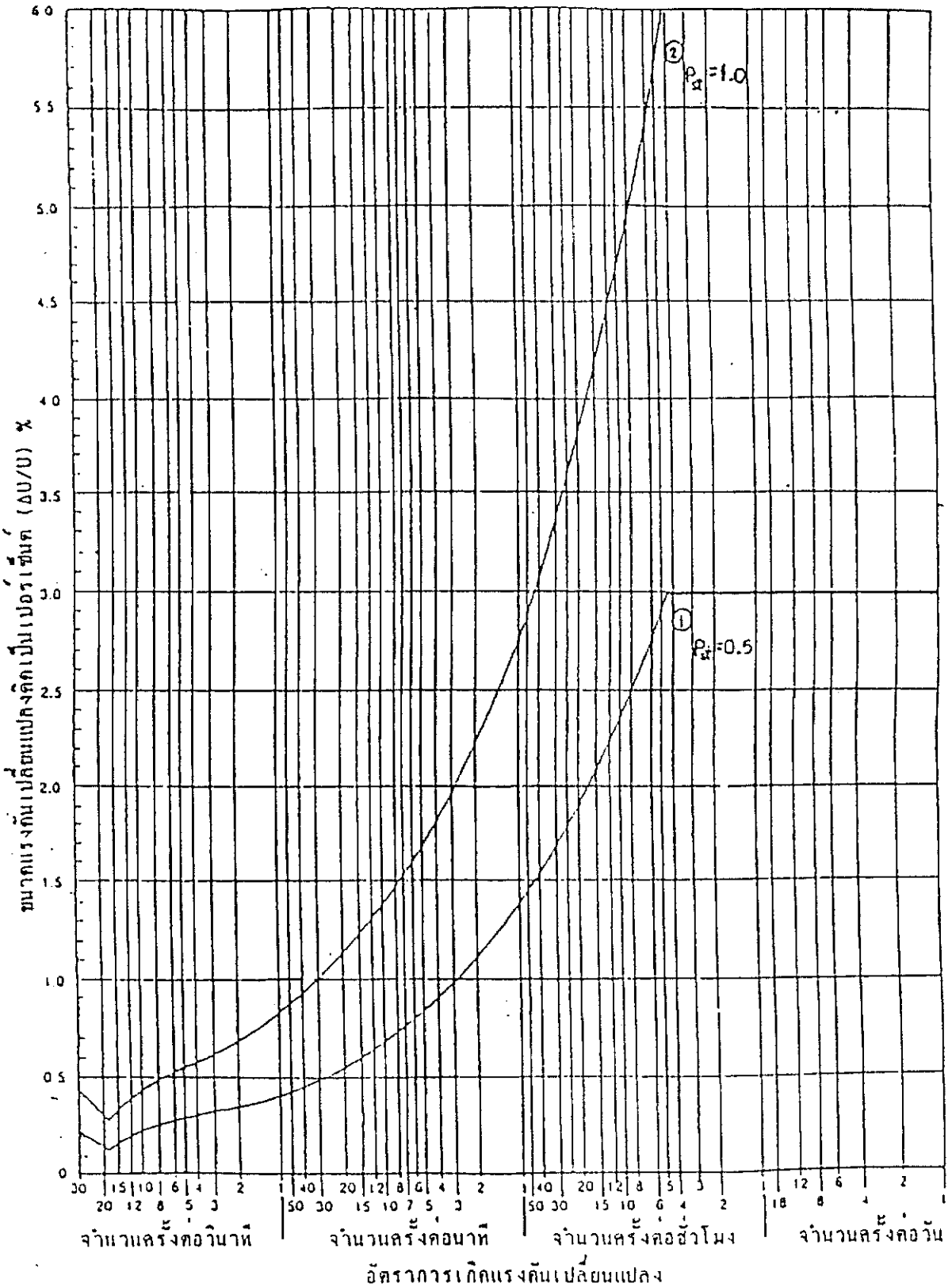
ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็นเควีเอ. อยู่ระหว่าง 0.002-0.03 เท่าของพิกัด เควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยมีข้อจำกัดดังนี้

- ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง (Magnitude and Rate of Occurrence of Voltage Change) ของอุปกรณ์แต่ละตัว (Individual Load) จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 1ในรูปที่ 5-1
- สำหรับอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ที่มีรูปแบบที่ไม่แน่นอน ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst) ของอุปกรณ์จะต้องไม่เกิน 0.5

ขั้นตอนที่ 3

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมมีค่าเกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 2 จะต้องมาดำเนินการตรวจสอบในขั้นตอนที่ 3 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ตรวจสอบระบบเดิม (Background) ว่ามีขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงมากน้อยเพียงใด หรือถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม เป็นแบบไม่แน่นอนก็ให้ใช้วิธีตรวจวัดค่า Pst
- นำผลการตรวจสอบขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง หรือผลการตรวจวัดค่า Pst ในระบบเดิมมารวมกับขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหรือค่า Pst ของอุปกรณ์ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบผลลัพธ์ที่ได้ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนด ในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิดตามข้อ 6



รูปที่ 5-1 รูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิด

การรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดจากหลายแหล่ง สามารถนำเอาวิธีการทางสถิติ มาใช้ในการคำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้

6.1 กรณีที่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบมีขนาดเท่ากัน แต่เกิดขึ้นไม่พร้อมกัน หรือมีวงจรอินเตอร์ล็อค ป้องกันมิให้เกิดขึ้นพร้อมกัน ค่าอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงรวม จะเท่ากับผลรวมของอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
2) ถ้าแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบเกิดขึ้นพร้อมกัน ขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงรวมจะเท่ากับผลรวมของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
3) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม หรืออุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบอันใดอันหนึ่ง มีขนาดน้อยมากให้ตัดทิ้งได้ไม่ต้องนำมาคิด

ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ที่หามาได้ใหม่ตามที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้อ เมื่อนำมาพิจารณากับรูปกราฟ จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์ตัวใหม่เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

4) ถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ ไม่สามารถรวมกันได้ตามหลักเกณฑ์ในทั้ง 3 ข้อดังกล่าวแล้ว ให้ใช้วิธีการประเมินดังนี้

ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหลายค่า ที่เกิดจากแหล่งกำเนิดเดียวหรือหลายแหล่งกำเนิด สามารถประยุกต์ใช้ได้กับกราฟในรูปที่ 5-1 ได้ โดยค่า $\sqrt[m]{R_1^m+R_2^m+...+R_N^m}$ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 จึงจะยอมให้อุปกรณ์ตัวใหม่ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

เมื่อ Ri คือ อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงแต่ละค่าที่เกิดจากแหล่งกำเนิด i ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงเดียวกัน และใช้ค่า m เท่ากับ 2

6.2 กรณีที่ไม่สามารถรู้ค่าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้ Flickermeter ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst)

2) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้จะต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 6-1

$$Pst_t = \sqrt[m]{(Pst_1)^m + (Pst_2)^m + ... + (Pst_n)^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

3) นำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values, Plt) ตามสูตรดังนี้

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{j=n}(Pst_j)^3}$$

เมื่อ n คือจำนวนค่า Pst ในช่วงเวลาที่ตรวจวัด ซึ่งช่วงเวลาที่ใช้ ปกติประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้นค่า n จึงเท่ากับ 12 ค่า Plt ที่คำนวณได้ จะต้องไม่เกินค่าในตารางที่ 6-1

ถ้าผลการตรวจเช็คหรือตรวจวัดเกินข้อกำหนดในขั้นที่ 3 จะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อมิให้ค่าแรงดันกระเพื่อมเกินข้อกำหนดดังกล่าวแล้ว โดยอาจจะใช้วิธีการต่าง ๆ ดังนี้

1) ปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยอาจจะก่อสร้างวงจรเฉพาะ

2) ปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องจักรโดยไม่ให้เดินเครื่องจักรหลาย ๆ เครื่องพร้อมกัน หรืออาจจะใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)

3) ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลด

4) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระเพื่อม

5) จำกัดเวลาเดินเครื่องจักรบางประเภท

6) ปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ

<u>หมายเหตุ</u> ทั้งนี้ข้อกำหนดดังกล่าวแล้วทั้งหมด มิได้รับประกันว่าจะไม่เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟข้างเคียงหากเป็นแต่เพียงมาตรการเพื่อควบคุมมิให้เกิดผลกระทบที่รุนแรงเท่านั้น ดังนั้นหลังจากการติดตั้งใช้งานจริงแล้วหากพบว่ายังมีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟข้างเคียงอยู่อีก ก็จะต้องปรับปรุงแก้ไขจนเป็นที่ยอมรับกันได้

ตารางที่ 6-1

ขีดจำกัดสำหรับ

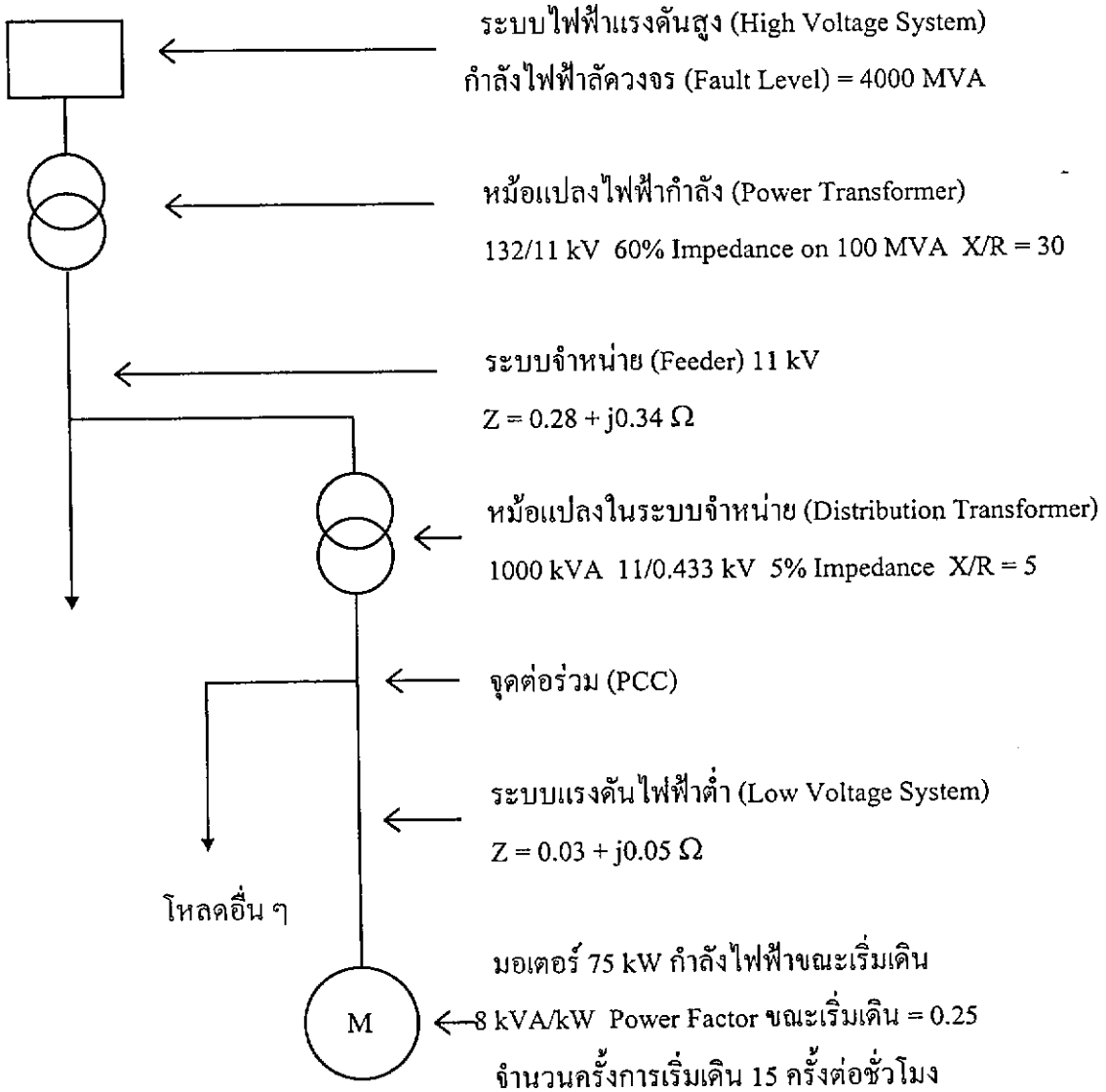
ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt)

เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

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

ตัวอย่างการคำนวณ

กำหนดค่าตัวแปรและลักษณะของวงจรดังรูปที่ 6-1



รูปที่ 6-1 แสดงแผนผังวงจร

ขั้นตอนที่ 1 การหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม ที่ค่า Base 100 MVA.

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าแรงดันสูง

$$Z_{pu} = \frac{Z_{S/C}}{Z_B} = \frac{(kV_{S/C})^2}{MVA_{S/C}} \times \frac{MVA_B}{(kV_B)^2}$$

$$Z_{pu} = \frac{j\,MVA_B}{MVA_{S/C}} = \frac{j\,100}{4000} = j\,0.025 \quad \text{p.u.}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

$$\frac{60}{100} \times \frac{\overline{(1+j30)}}{\sqrt{(1+30^2)}} = 0.020+j0.600 \quad \text{p.u.}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่าย 11 kV

$$\frac{100}{(11)^2}(0.28+ j0.34) = 0.231+ j0.281 \quad \text{p.u.}$$

4) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

$$\frac{5}{100} \times \frac{100}{1.0} \times \frac{\overline{(1+j5)}}{\sqrt{1+5^2}} = 0.981+ j4.903 \quad \text{p.u.}$$

5) ค่าอิมพีแดนซ์รวม ณ จุดต่อร่วม

$$0.000 + j0.025$$

$$0.020 + j0.600$$

$$0.231 + j0.281$$

$$0.981 + j4.903$$

$$1.232 + j5.809$$

$Z_t = 1.232+j5.809$ p.u.

$|Z_t| = 5.938$ p.u.

6) กำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

จากสมการในขั้นตอนที่ 1

$$|Z_{pu}| = \frac{MVA_B}{MVA_{S/C}}$$

$$MVA_{S/C} = \frac{MVA_B}{Z_{pu}} = \frac{100}{5.938} = 16.8 \text{ MVA}$$

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร = 16.8 MVA

ขั้นตอนที่ 2 การหาค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

$$\text{อัตราส่วน} = \frac{8\ \text{kVA/kW} \times 75\text{kW}}{16.8\text{MVA} \times 1000}$$

$$= 0.0357$$

อัตราส่วนนี้มีค่าเกิน 0.03 ดังนั้นการต่อมอเตอร์เข้าในระบบจะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 3 การหาค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

1) ค่าอิมพีแดนซ์ขณะเริ่มเดินมอเตอร์

$$\frac{100\ \text{MVA} \times 1000}{8\ \text{kVA/kW} \times 75\text{kW}}\ (0.25 + j0.9682) = 41.667 + j161.367 \quad \text{p.u.}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบแรงต่ำ

$$\frac{100}{0.433^2}\ (0.03 + j0.05) = 16.001 + j26.668 \quad \text{p.u.}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์รวมทางด้านโหลดของจุดต่อร่วม

$$\begin{array}{l} 41.667 + j161.367 \\ \underline{16.001 + j26.668} \\ 57.668 + j188.035 \end{array}$$

$$Z_2 = 57.668 + j188.035 \quad \text{p.u.}$$

$$|Z_2| = 196.679 \quad \text{p.u.}$$

$$Z_1 + Z_2 = 58.900 + j193.844 \quad \text{p.u.}$$

$$|Z_1 + Z_2| = 202.595 \quad \text{p.u.}$$

4) ค่าแรงดันขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

$$= \left| \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \right| \times 100\%$$

$$= \frac{196.679}{202.595} \times 100\%$$

$$= 97.08\%$$

5) ดังนั้นค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ณ จุดต่อร่วม

$$= 100\% - 97.08\%$$

$$= 2.92\%$$

การพิจารณา

- กรณีที่ 1 ระบบเดิมไม่มีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม จากกราฟในรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งต่อชั่วโมงเท่ากับร้อยละ 4.2 ดังนั้นจึงยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
- กรณีที่ 2 หากระบบเดิมมีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมอยู่แล้ว โดยมีค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดร้อยละ 2 และมีอัตราการเกิด 12 ครั้งต่อชั่วโมง

จากกราฟรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้ง และ 12 ครั้งต่อชั่วโมง เท่ากับร้อยละ 4.2 และร้อยละ 4.5 ตามลำดับ

อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจริง ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง มีค่า เท่ากับ (2.92 / 4.2) = 0.69 และ (2 / 4.5) = 0.44 ตามลำดับ

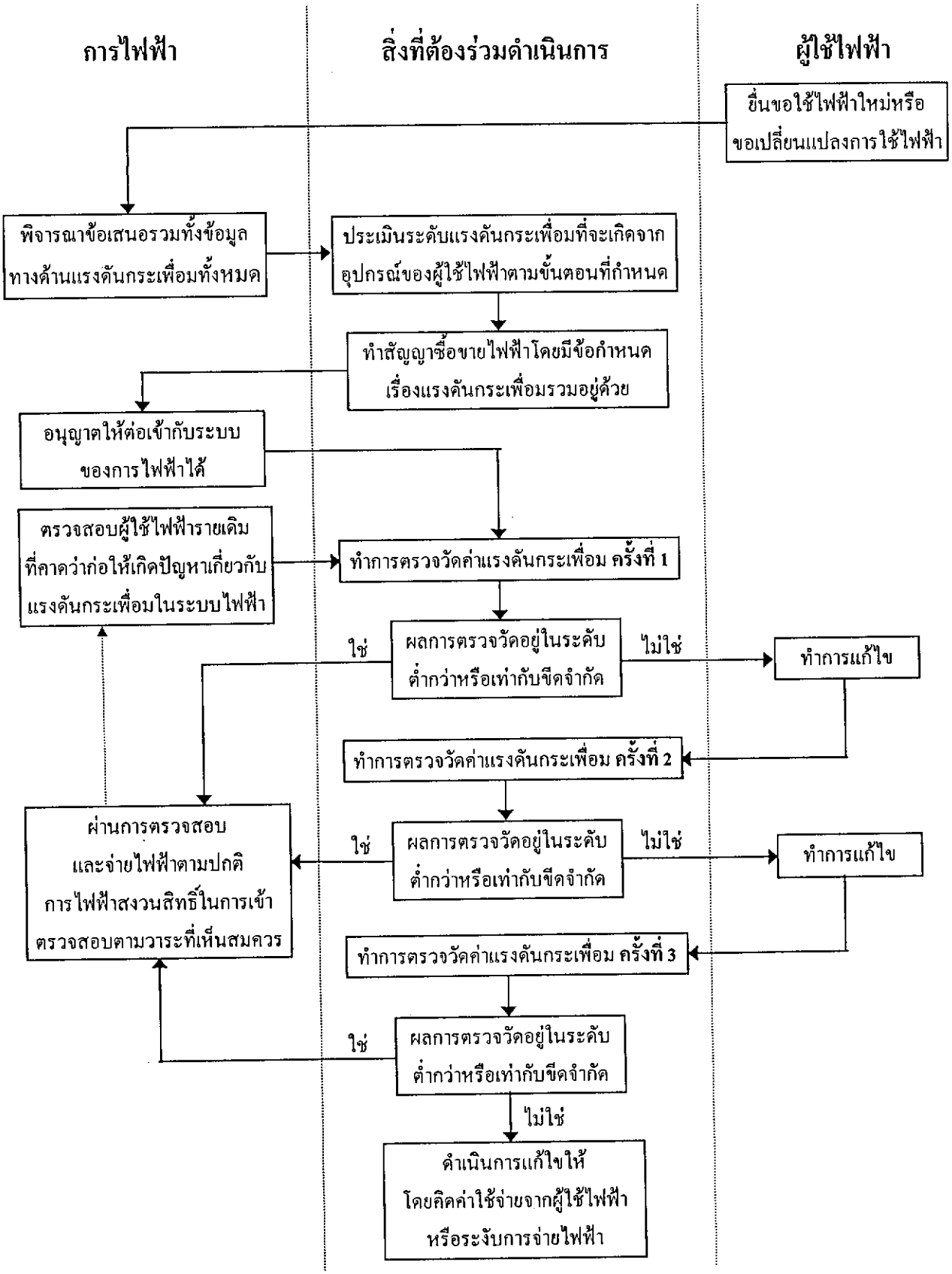
จากข้อกำหนดค่า $\sqrt[m]{R^m_1+R^m_2+...+R^m_n}$ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 (โดยที่ m = 2)

ดังนั้น $\sqrt[m]{R^2_1+R^2_2+...+R^2_n} = \sqrt{0.69^2+0.44^2}$

$= 0.81$

จากผลการตรวจสอบดังกล่าวจึงสามารถยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

7.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าจะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรืองดการจ่ายไฟฟ้า

ภาคผนวก

ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

ผ.1 อุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

- Flickermeter ตามมาตรฐาน IEC 868
- Disturbance Recorder

ผ.2 วิธีการวัด

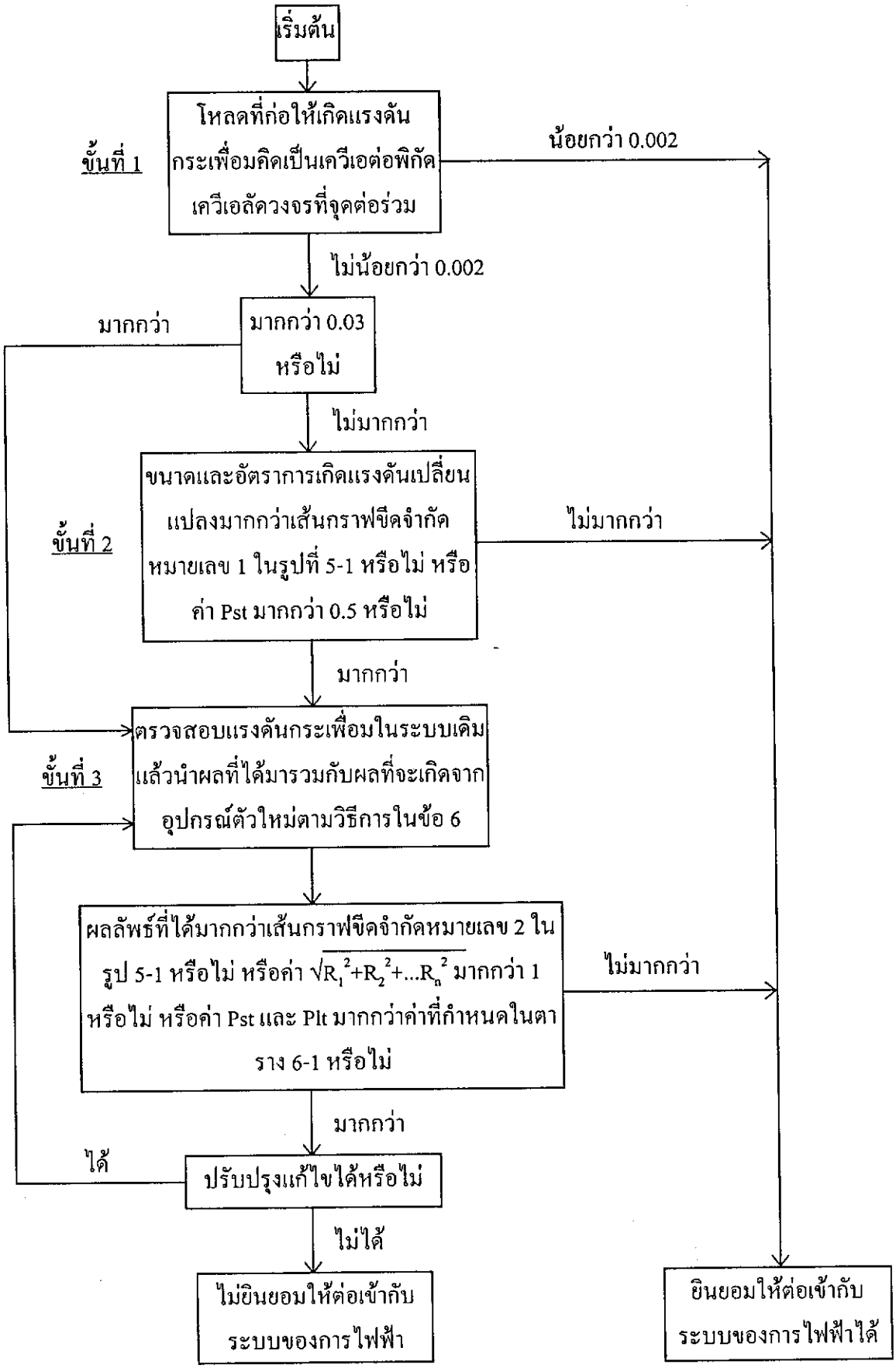
- วัดโดยตรงใช้ Flickermeter ไปตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) ที่จุด PCC (Point of Common Coupling)
- วัดทางอ้อม Disturbance Recorder ไปตรวจวัดค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงที่จุด PCC แล้วนำผลที่ได้ไปตรวจสอบกับรูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

ผ.3 ข้อกำหนดในการวัด

- อุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งเพิ่มของผู้ใช้ไฟเดิม หรืออุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งของผู้ใช้ไฟรายใหม่ ถ้าผลการพิจารณาในเบื้องต้นก่อนการติดตั้งใช้งานปรากฏว่าเกินข้อจำกัด (Limit) ในขั้นตอนที่ 2 (Stage 2) แต่ยอมรับได้ในขั้นตอนที่ 3 (Stage 3) ควรจะต้องไปตรวจวัดหลังการติดตั้งใช้งานไปแล้ว 3 ถึง 6 เดือน
- การวัดจะไม่รวมเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น กรณีเกิดฟอลต์ในระบบสายส่งหรือสายจำหน่าย หรือระบบการผลิตขัดข้อง
- ระยะเวลาในการวัดต้องนานพอจนครบวงรอบ หรือคาบเวลาการเดินเครื่องจักร ปกติ 1 วัน หรือ 1 อาทิตย์ในกรณีที่เป็นโหลดเตาหลอมไฟฟ้า
- ต้องวัดให้ครบทุกเฟส เพื่อจะได้ทราบว่าเฟสไหนมีความรุนแรงต่างกันอย่างไร
- การวัดในระบบแรงดันสูงผ่านอุปกรณ์แปลงแรงดันให้ตระหนักถึงความสัมพันธ์ของเฟสที่จะวัดว่าสอดคล้องกับเฟสเทียบกับจุดนิวตรอลในระบบแรงดันต่ำหรือไม่ เพราะผลกระทบที่แท้จริงจะเกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทแสงสว่าง ซึ่งจะต่ออยู่ระหว่างสายเฟสกับสายนิวตรอล ดังนั้นในการวัดให้วัดแรงดันระหว่างเฟสกับนิวตรอล

ผ.4 แผนผังลำดับขั้นตอนในการตรวจสอบ

ขั้นตอนการตรวจสอบเบื้องต้นจนกระทั่งการตรวจสอบด้วยวิธีการตรวจวัดแสดงเป็นแผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบ (Flow Diagram) ได้ดังรูปที่ ผ-1



รูปที่ ผ-1 แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโหลดที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม

เอกสารอ้างอิง

1. A.S 2279.4-1991 Australian Standard

2. Engineering Recommendation P.28 , 1989 " Planning Limits for Voltage Fluctuations caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom"

PEA Distribution System (22 or 33 kV.)

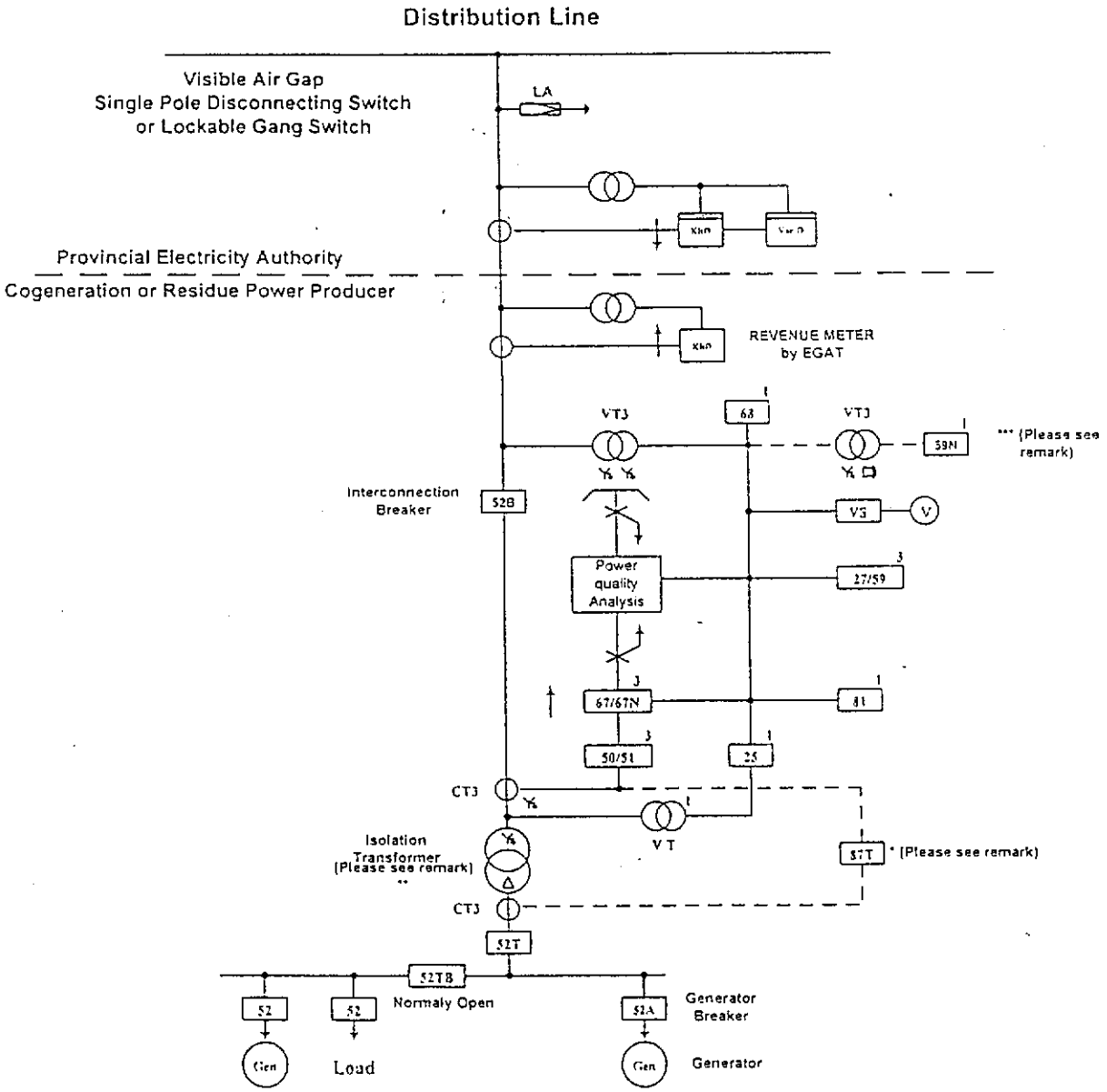


Figure 1 - Typical Distribution Interconnection

Device No.	Function	Trids	Note
25	Synchronizing Check	-	For 52B
27/59	Undervoltage and Overvoltage (Phase to Neutral)	52B	
50/51	Phase Overcurrent	52B,52T	
59N	Zero Sequence Overvoltage	52B,52T	
67/67N	Directional Overcurrent (Phase and Ground)	52A or 52B	
81	Under Frequency and Over Frequency	52B	
68	Voltage Relay Block Closing Circuit while Deenergize	-	For 52B

Remark:

* 87T Transformer Differential use for Isolation Transformer more than 5 MVA.

** Delta - wye connection for Power purchasing up to 3 MW.

*** Depend on connection of Isolation Transformer. (Delta - wye only)