สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่ .....

ระหว่าง

บริษัท ..... จำกัด กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สัญญาซื้อขายไฟฟ้านี้ทำที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเมื่อวันที่ ..... พ.ศ. ..... ระหว่างบริษัท ..... โดย ..... ตำแหน่ง ..... สำนักงานเลขที่ .... ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "บริษัทฯ" ฝ่ายหนึ่ง กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดย นายวีระวัฒน์ ชลายน ตำแหน่ง ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำนักงานเลขที่ 53 หมู่ 2 ถนนจรัญสนิทวงศ์ ตำบล บางกรวย อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี 11130 ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า "กฟผ." อีกฝ่ายหนึ่ง

ตามที่ กฟผ. และบริษัทฯ ได้ตกลงทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เมื่อวันที่ ..... ไปแล้วนั้น เพื่อเป็นการเพิ่มเติมและแก้ไขรวมทั้งเพื่อให้ข้อตกลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีความชัดเจนสมบูรณ์ยิ่งขึ้น ทั้งสองฝ่ายจึงได้ตกลงกันว่า ในกรณีที่ข้อความใดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ฉบับลงวันที่ ..... ขัดหรือแย้งกับเงื่อนไขหรือข้อตกลงในสัญญาฉบับนี้ หรือในกรณีที่สัญญาฉบับนี้ ได้กำหนดเงื่อนไขหรือข้อตกลงใดที่มิได้กำหนดไว้ในสัญญาฉบับดังกล่าว ให้ถือว่าทั้งสองฝ่ายตกลงกันให้ใช้ข้อความในสัญญาฉบับนี้แทน ทั้งนี้ในส่วนของอัตราค่าไฟฟ้าตามข้อ 6.4 ให้มีผลตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า และให้ถือว่าสัญญาทั้งสองฉบับเป็นสัญญาเดียวกัน ทั้งสองฝ่ายตกลงซื้อขายไฟฟ้าโดยมีเงื่อนไข ดังต่อไปนี้

1. อายุของสัญญา

สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญา และให้มีอายุสัญญานับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามที่กำหนดเดิมวันที่ ..... 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 ซึ่งเกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าหรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งมีผลกระทบอย่างรุนแรงต่อค่าใช้จ่ายหรือรายได้ของบริษัทฯ (รวมถึงที่เกี่ยวกับภาษีด้วย) ให้บริษัทฯ เสนอรายละเอียดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการแก้ไขปรับปรุงนั้น ตามแต่ที่ กฟผ. จะร้องขอตามสมควร แล้วให้ กฟผ. รวบรวมผลกระทบของบริษัทต่างๆ นำเสนอสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพิจารณา

ในสัญญานี้ คำว่า "การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย" หมายความถึงเหตุการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดต่อไปนี้ ซึ่งเกิดขึ้นหลังจากวันที่ลงนามในสัญญานี้ ซึ่งเป็นผลจากการกระทำของหน่วยงานรัฐบาล คือ (1) การเปลี่ยนแปลงหรือการแก้ไขกฎหมายที่มีอยู่แล้ว (2) การออกกฎหมายใหม่ (3) การเปลี่ยนแปลงลักษณะการบังคับใช้หรือการตีความกฎหมาย (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 ไม่ได้รับแจ้งภายในกำหนด ให้ถือว่า วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าคือวันที่ 15 หลังจากวันที่ กฟผ. ได้รับทราบผลการทดสอบเดินเครื่องและระบบ

ป้องกันไฟฟ้าแล้ว โดยในช่วงการทดสอบ (Test) กฟผ. จะจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าให้บริษัทฯ เมื่อบริษัทฯได้เดินเครื่องโรงไฟฟ้าในลักษณะ 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 (และบริษัทฯ จะต้องมีกระบวนการผลิตไฟฟ้าครบถ้วนตามระบบ Cogeneration (ในกรณีที่เสนอเป็น Cogeneration) หากไม่อยู่ในช่วงเวลาดังกล่าว และ/หรือ บริษัทฯ มีกระบวนการผลิตไฟฟ้าไม่ครบถ้วนตามระบบ Cogeneration กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์การกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าใหม่ เว้นแต่เป็นกรณีที่ กฟผ. ผ่อนผันให้บริษัทฯตามที่กำหนดไว้ในข้อ 8.13 วรรค 2)

4.6 ถ้าบริษัทฯ ไม่สามารถเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ตามวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุไว้ในข้อ 6.1 เว้นแต่เป็นเพราะความผิดของการไฟฟ้าหรือเหตุสุดวิสัยที่เกิดขึ้นกับการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ตามข้อ 20.1.6 ให้ กฟผ. มีสิทธิคิดค่าปรับจากการล่าช้านั้นได้ในอัตราร้อยละศูนย์จุดสามสาม (0.33%) ต่อวันของวงเงินหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาได้ 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 เดือนของธนาคารกรุงไทย 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 ..... เดือน ..... พ.ศ .....

6.2 กฟผ. ตกลงซื้อและบริษัทฯ ตกลงขาย (1) พลังไฟฟ้าในปริมาณ ..... เมกะวัตต์ ซึ่งต่อไปนี้เรียกว่า พลังไฟฟ้าตามสัญญา ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า ..... กิโลโวลท์ โดยมีคุณภาพตามที่กำหนดใน SPP Grid Code ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าที่ .....

.....,

(2) พลังงานไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 6.3 ข้อ 8.4 และตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการซื้อขายไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 4 และให้ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้

6.3 ตั้งแต่ปีที่สองจนถึงปีก่อนปีสุดท้ายของสัญญา กฟผ. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทฯ ในปริมาณไม่ต่ำกว่าร้อยละแปดสิบ (80%) ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่คูณกับจำนวนชั่วโมงในรอบปี (24 ชั่วโมง × จำนวนวันในปีนั้นๆ) แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่บริษัทฯ ไม่สามารถจ่ายให้ กฟผ. ได้ตามที่ กฟผ. สั่งการตามปริมาณและระยะเวลาที่กำหนด และ/หรือ บริษัทฯ หยุดการผลิตและจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ บริษัทฯ เป็นผู้ขอลดการจำหน่ายให้ กฟผ. และ/หรือ กฟผ. ไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้ เนื่องจากเหตุสุดวิสัย หากรับซื้อไฟฟ้าไม่ครบในปีใด กฟผ. จะชำระค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขาดตามอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสำหรับปีนั้น และ กฟผ. มีสิทธิขอให้บริษัทฯ จ่ายไฟฟ้านั้นให้ภายในปีหนึ่งปีใดของระยะเวลาสองปีถัดไป และจะต้องเป็นปีที่ กฟผ. ซื้อไฟฟ้าครบตามปริมาณขั้นต่ำตามที่กำหนดไว้ในสัญญานี้แล้ว โดยระยะเวลาที่ กฟผ. ขอให้บริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมจะต้องไม่เป็นเวลาที่กำหนดไว้ในข้อ 9 แต่ข้อกำหนดข้อนี้มิให้มีผลต่อหน้าที่ของ กฟผ. ในส่วนที่เกี่ยวกับการร้องขอให้บริษัทฯจ่ายไฟฟ้าและการชำระค่า

พลังไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในข้อ 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 7,008 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 ต้องใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพ (Thermal Process) ซึ่งรวมเรียกว่า Topping Cycle หรือในทางตรงข้าม โดยการนำพลังงานความร้อนที่เหลือจากกระบวนการอุณหภาพ (Thermal Process) ไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งรวมเรียกว่า Bottoming Cycle โดยมีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพ (Thermal Process) นอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมดไม่ต่ำกว่าร้อยละสิบ (10%) โดยเฉลี่ยในแต่ละปี

[อนึ่ง กฟผ. จะผ่อนผันลักษณะกระบวนการผลิตดังกล่าวข้างต้นให้บริษัทฯ ตามระยะเวลาดังนี้

1. ให้บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าด้วยระบบ Open Cycle ได้เป็นเวลา 1 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามข้อ 4.5

2. ให้บริษัทฯ จำหน่ายไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยมีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่บริษัทฯ นำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพต่ำกว่าร้อยละ 10 โดยเฉลี่ยในแต่ละปีได้เป็นเวลา 3 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามข้อ 4.5]

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 : .....
.....
.....
.....
.....

สถานที่อยู่ของ กฟผ. : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
สำนักงานเลขที่ 53 หมู่ 2
ถนนจรัญสนิทวงศ์ ตำบลบางกรวย
อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี 11130
โทรศัพท์ : 436-8510
โทรสาร : 436-8514, 433-7896

หรือในกรณีที่ขายไฟฟ้าให้ กฟผ.แล้ว
โทรศัพท์ : 436-3800, 424-9706
โทรสาร : 436-3856, 436-3832

10.2 หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดจะขอเปลี่ยนสถานที่อยู่ ให้แจ้งเป็นหนังสือให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบ

11. มาตรวัดไฟฟ้า

11.1 บริษัทฯ เป็นเจ้าของมาตรวัดไฟฟ้าทั้งชุดหลักและชุดสำรองรวมทั้งอุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย ซึ่งสามารถวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของวันได้ และให้มาตรวัดไฟฟ้าทั้งชุดหลักและชุดสำรองมีความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสอง (±0.2%) และให้อุปกรณ์ประกอบที่ใช้วัดไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกินร้อยละบวกลบ

ศูนย์จุดสอง (±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 บริษัทฯได้ยื่นหลักค้ำประกันการปฏิบัติตามสัญญาเป็น .....
.....
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 ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ให้บริษัทฯ ยื่นหลักค้ำประกันการยกเลิกสัญญาก่อนครบกำหนดอายุสัญญาเป็น.....
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 การคำนวณปริมาณเพลังไฟฟ้าจริงที่บริษัทฯ 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 ตามลำดับก่อน แล้วจึงนำจำนวนชั่วโมงและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหลือมาคำนวณหาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง โดยกรณีเหตุสุดวิสัยจากหน่วยงานรัฐบาลที่กระทบบริษัทฯ กฟผ. ยินยอมให้คำนวณตามวิธีข้างต้นได้ไม่เกินครั้งละ 6 เดือน

17.3 ในกรณีที่บริษัทฯ หยุดการจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากการไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยงตามข้อ 8.9 หรือข้อ 8.10 หรือเนื่องจากบริษัทฯ ตรวจ และ/หรือ ซ่อม และ/หรือ บำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ตามข้อ 9.1 หรือบริษัทฯ 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 7,008 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 เมื่อครบรอบปีแต่ละปี หากบริษัทฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อ 8.13 กฟผ. จะเรียกเงินค่าพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้ชำระให้แก่บริษัทฯ ในรอบปีนั้นๆ คืน ในอัตราร้อยละเท่ากับผลต่างของสัดส่วนพลังงานความร้อนที่กำหนด (10%) กับที่บริษัทฯ ทำได้จริง

17.9 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 อย่างไรก็ตามหาก

บริษัทฯ 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. จะต้องแสดงเหตุผลให้

เห็นว่าบุคคลที่เสนอให้แต่งตั้งไม่อยู่ในสถานะและไม่มีความสามารถทั้งทางด้านกฎหมาย การเงิน และเทคโนโลยี 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 หรือมีอุปกรณ์หรือส่วนใดส่วนหนึ่งของโรงไฟฟ้าที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งเป็นเจ้าของหรือเป็นผู้ประกอบกิจการอยู่เกิดเสีย

ลง 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 กระบวนการพิจารณาของอนุญาโตตุลาการให้ถือตามข้อบังคับอนุญาโตตุลาการของสถาบันอนุญาโตตุลาการกระทรวงยุติธรรม โดยอนุโลมเว้นแต่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายเจตนาเป็นอย่างอื่นว่ากระบวนการพิจารณาและตัดสินของอนุญาโตตุลาการ 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 ..... **การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**

ลงชื่อ.....ผู้ขาย
(.....)
กรรมการ

ลงชื่อ.....ผู้ซื้อ
(นายวีระวัฒน์ ชลายน)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ลงชื่อ.....พยาน
(.....)

ลงชื่อ.....พยาน
(.....)

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 บำรุงรักษา เครื่องหรืออุปกรณ์และระบบส่งซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของบริษัทฯ หรืออุปกรณ์ต่างๆ โดยการหยุดเครื่อง แบ่งเป็น

ก) แผนรายปี (Planed Outage) คือ การหยุดเครื่องที่จัดทำแผนล่วงหน้าเป็นรายปี

ข) การหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษา (Maintenance Outage) ซึ่งไม่กำหนดแผนในแผนรายปี 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) ประกอบด้วยการตรวจสอบประจำปี และการซ่อมใหญ่ 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 Currents (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
Xd'	=	direct-axis transient reactance
Xd''	=	direct-axis subtransient reactance
Xq	=	quadrature-axis reactance
Xq'	=	quadrature-axis transient reactance
Xq''	=	quadrature-axis subtransient reactance
Xl	=	leakage 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 และ 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) เมื่อหยุดซ่อมเครื่องจะมีกำลังผลิตเพียงพอต่อความต้องการของลูกค้าบริเวณนั้น ทั้งในสภาวะปกติและเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน

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 โดยคำนึงถึง ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก

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) เพิ่ม 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

ภายในอาทิตย์แรกของเดือนกันยายน 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 ของ กฟผ. บริษัทฯ ทุกบริษัทฯ จะต้องช่วยระบบโดยเพิ่มหรือลดกำลังผลิตเพื่อจะทำให้ความถี่ของระบบกลับมาอยู่ที่ 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 ±5% ของ Nominal Voltage

3.5.1.2 ความถี่ของระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติจะอยู่ในช่วง 50 ±0.5 Hz

3.5.2 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ การไฟฟ้า

3.5.2.1 ต้องสามารถควบคุมแรงดันที่จุดซื้อขายไฟฟ้าได้ตามที่การไฟฟ้ากำหนด (± 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	อันดับฮาร์มอนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																	
ที่จุดต่อร่วม (kV)	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	ค่าความเพี้ยนของแรงดัน	ค่าความเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ (%)	
ที่จุดต่อร่วม (kV)	รวม V_T (%)	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)

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

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 ให้ทางบริษัทฯ 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 เป็นหลักฐานในการคิดเงินตามสัญญาซื้อขายไฟ

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
(กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ .....

ก. ค่าพลังไฟฟ้า

ค่าพลังไฟฟ้า = ... บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. ค่าพลังงานไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้า = **0.85** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t^{GAS} = CP_0^{GAS} \times [0.80 \times \frac{FX_t}{27} + 0.20] \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t^{GAS} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0^{GAS} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

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

ง. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติที่บริษัทฯ ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2538) ตามสูตรดังนี้

$$ES_t^{GAS} = \frac{1}{10^6}(P_t - P_0) \times Heat\ Rate \qquad \text{บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

เมื่อ ES_t^{GAS} = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

P_t = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่บริษัทฯ ในเดือน t (บาท/ล้านบีทียู)

P_0 = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่บริษัทฯ ในเดือนสิงหาคม 2538 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 77.0812 บาท/ล้านบีทียู

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

จ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้า
(กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ .....

ก. ค่าพลังไฟฟ้า

ค่าพลังไฟฟ้า = ... บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. ค่าพลังงานไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้า = **0.62** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t^{COAL} = CP_0^{COAL} \times [0.70 \times \frac{FX_t}{27} + 0.30] \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t^{COAL} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0^{COAL} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

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

ง. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาถ่านหินตาม Japanese Benchmark Price (JBP) เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2538) ตามสูตรดังนี้

$$ES_t^{COAL} = \frac{1}{26.5877 \times 10^6}[(P_t \times FX_t) - P_0] \times Heat\ Rate$$ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

เมื่อ ES_t^{COAL} = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

26.5877×10^6 = Conversion Factor เชื้อเพลิงถ่านหิน (บีทียู/ตัน)

P_t = Japanese Benchmark Price ของ Steam Coal ในเดือน t (เหรียญสหรัฐ/ตัน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ถัวเฉลี่ยของ อัตราซื้อและอัตราขาย ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ของธนาคารพาณิชย์ ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

P_0 = Japanese Benchmark Price ของ Steam Coal ในเดือนสิงหาคม 2538 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 1,007 บาท/ตัน

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

จ. ภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้นไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้า
(กรณีใช้น้ำมันเตาหรืออื่นๆ เป็นเชื้อเพลิง)
บริษัท ..... กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

อัตราค่าไฟฟ้า ณ .....

ก. ค่าพลังไฟฟ้า

ค่าพลังไฟฟ้า = ... บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ข. ค่าพลังงานไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้า = **0.71** บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค. สูตรปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

อัตราค่าพลังไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่ออัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ เปลี่ยนแปลงจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน ตามสูตรดังนี้

$$CP_t^{FO} = CP_0^{FO} \times \left[0.70 \times \frac{FX_t}{27} + 0.30\right] \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย CP_t^{FO} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0^{FO} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามข้อ ก. (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

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

ง. สูตรปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าของบริษัทฯ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาน้ำมันเตาที่ กฟผ. ซื้อ เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (ราคาเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2538) ตามสูตรดังนี้

$$ES_t^{FO} = \frac{1}{39{,}400}(P_t - P_0) \times Heat\ Rate \qquad \text{บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

เมื่อ ES_t^{FO} = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

39,400 = Conversion Factor เชื้อเพลิงน้ำมันเตา (บีทียู/ลิตร)

P_t = ราคาน้ำมันเตาเฉลี่ยที่ กฟผ. ซื้อในเดือน t (บาท/ลิตร)

P_0 = ราคาน้ำมันเตาเฉลี่ยที่ กฟผ. ซื้อในเดือนสิงหาคม 2538 ที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณ มีค่าเท่ากับ 2.9242 บาท/ลิตร

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. เชื้อเพลิงเสริม หมายถึง เชื้อเพลิงที่ใช้ในการจุดเตา และใช้ในการรักษาสภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง (Flame Stability)

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

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

5. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ซึ่งการไฟฟ้าจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกันกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

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

7. ตัวประกอบที่ใช้ในการเปลี่ยนรูปแบบของพลังงานไฟฟ้า เป็นพลังงานความร้อนที่ใช้ในสัญญานี้คือ

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

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

9. ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ใช้คำนวณจำนวนเงินค่าพลังไฟฟ้า หมายถึง ปริมาณพลังไฟฟ้าคิดเงินตามรายละเอียดในสัญญาข้อ 17.4

10. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้คำนวณจำนวนเงินค่าพลังงานไฟฟ้า หมายถึง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านได้จากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าในวันสิ้นเดือน ตามรายละเอียดในสัญญาข้อ 17.9

11. 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

Communication System for SPP Project

The communication system between SPP (The Generator) and EGAT shall be provided as follows:

1. In case of SPP Non-firm.

Voice communication between SPP (The Generator) and EGAT shall be provided as follows:

1.1 Subscriber line from Public Telephone Services or Others shall be provided for remote revenue meter reading. (dial up networking)

1.2 Subscriber line from Public Telephone Services or Others shall be provided for Operator at SPP generator control room to communicate with operator at EGAT's National Control Center (NCC). (at least 1 line for each control room)

1.3 Subscriber line from Public Telephone Services or Others shall be provided for connecting facsimile unit at SPP generator control room.

The availability of all communication systems stated above shall be better than 99% of the time.

2. In case of SPP firm and capacity not more than 5 MW.

The communication system shall be provided for the following applications.

2.1 For telemetering system

Subscriber line from Public Telephone Services (dial up networking) or leased circuit shall be provided for remote monitoring of analog values (such as MW, MVAR, and etcs.) or status points as specified elsewhere.

2.2 For remote revenue meter reading.

Subscriber line from Public Telephone Services or Others shall be provided for remote revenue meter reading. (dial up networking)

2.3 For voice communication between SPP (The Generator) and EGAT

a) Subscriber line from Public Telephone Services or Others shall be provided for operator at SPP generator control room to communicate with operator at EGAT's NCC. (at least 1 line for each control room)

b) Subscriber line from Public Telephone Services or Others shall be provided for connecting facsimile unit at SPP generator control room.

The availability of all communication systems stated above shall be better than 99% of the time.

3. In case of SPP firm and capacity more than 5 MW.

The communication system shall be provided between SPP (The Generator) and EGAT (according to Dwg. No. TYP-COMM-SPP-01, and TYP-COMM-SPP-02) for the following applications.

3.1 For telemetering system

a) In case of capacity more than 5-20 MW

Data communication link shall be provided from Terminal Unit (TU) at SPP substation and/or power house to Terminal Unit at nearest EGAT substation for transmitting analog values (such as MW, MVAR and etcs) and/or status points as specified elsewhere from SPP (The Generator) to EGAT's NCC

b) In case of capacity more than 20 MW

Data communication link shall be provided from Remote Terminal Unit (RTU) at SPP substation and/or power house to Terminal Unit at nearest EGAT substation for transmitting analog values (such as MW, MVAR and etcs) and/or status points as specified elsewhere from SPP (The Generator) to EGAT's NCC (Propagation delay time shall not excess 40 msec.)

3.2 Teleprotection System. (In case of SPP Generators connect directly to EGAT Substation)

Communication channels and Teleprotection units shall be provided for teleprotection of high voltage transmission line at the interconnection point (between SPP substation or power plant and EGAT substation) as follows:

a) Primary Protection : Current Differential relay type shall be equipped with 64 Kbit/sec. CCITT G.703 4-wires interface. (Dwg No. TYP-CR-03 Rev.1)

b) Back up : Distant Relay (Not require teleprotection)

3.3 Telephone System (PABX) and communication for remote revenue meter reading.

Voice communication between EGAT and SPP (by connecting PABX at SPP and PABX at EGAT substation) shall be provided as follows:

a) Subscriber line from SPP's PABX shall be provided for remote revenue meter reading (RMR) at SPP substation and/or power station (one line for each metering unit).

b) Subscriber line from SPP's PABX shall be provided for operator at SPP substation and/or power station control room to communicate with operator at EGAT's NCC and EGAT's substation. (at least 1 line for each control room)

c) Subscriber line from SPP's PABX shall be provided for connecting facsimile unit at SPP's power station control room.

d) 4W E&M tie line interface shall be provided for connecting EGAT's PABX and SPP's PABX. (signalling shall conform to EGAT's existing E&M signalling)

3.4 Party Line Communication System

Party line desk set shall be provided for operator at SPP substation and/or power station control room for communicate with operator at EGAT'NCC and EGAT substation control room.

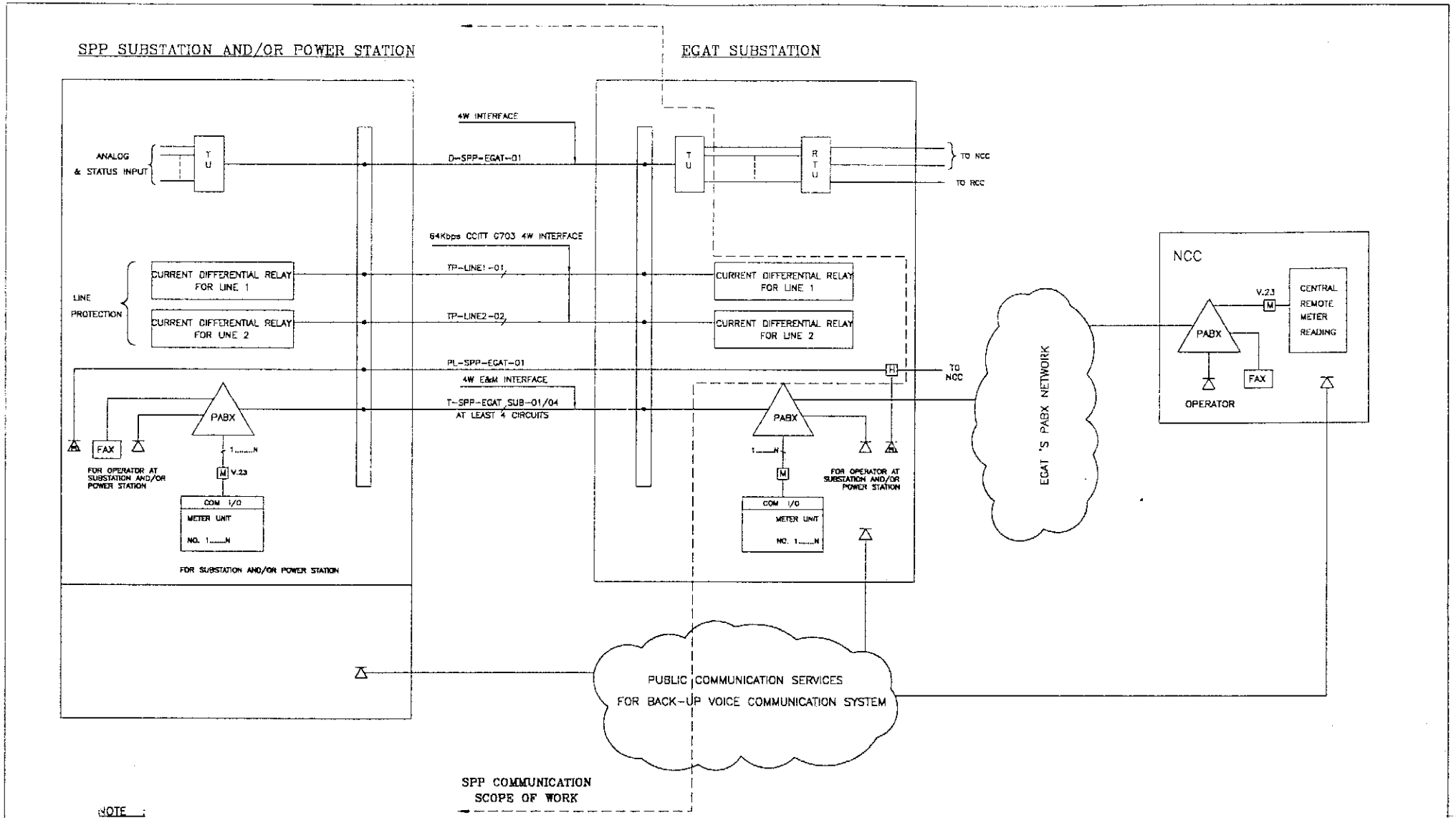
3.5 Back-up voice communication system

Public services such as TOT line, cellular mobile telephone and etcs. shall be provided for operator at control room SPP power plant as a back-up voice communication for item 3.3 (b)

3.6 The availability of all communication systems stated above shall be better than 99.9% of the time.

3.7 Communication equipment

All the communication equipments at both end of interconnecting point shall conform to EGAT's specification.



NOTE :

1.) PL = PARTY LINE DESKSET

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

LAST UPDATE 16/09/97

DATE	REVISION	BY	CONC	APP

DESIGNED.....
DRAWN.....
TRACED.....
CHECKED.....
APPROVED.....
NONTHABURI..... DATE

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

GENERAL REQUIREMENT

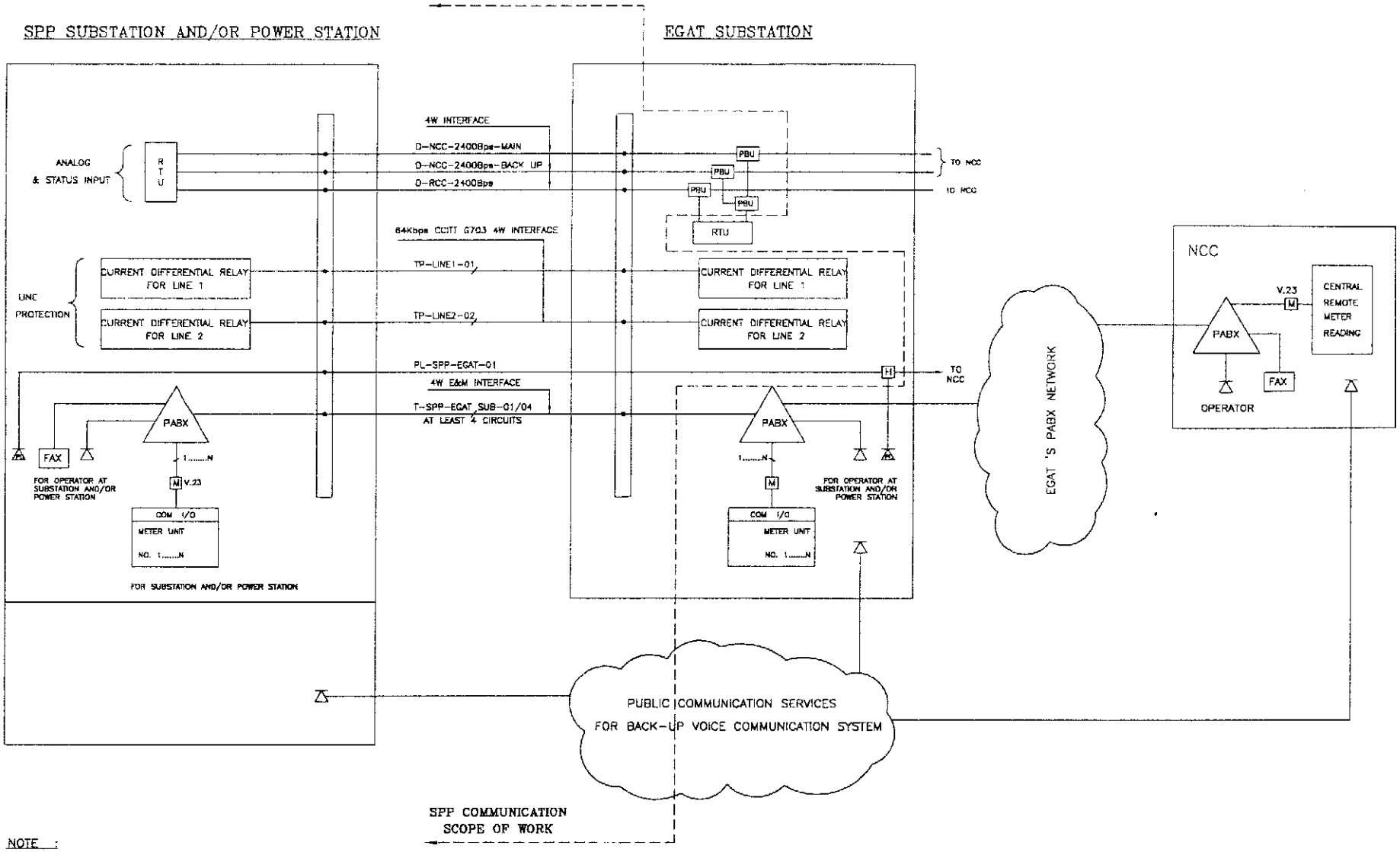
COMMUNICATION SYSTEM FOR SPP

REVISION

DWG. NO.
TYP-COMM-SPP-01

JOB NO. SPP

FILE : \TRAN-SECT\TYP-NEW\TYP-COMM-SPP-1



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

DATE	REVISION	BY	CONC	APP

DESIGNED
DRAWN
TRACED
CHECKED
APPROVED
NONTHABURI DATE

SUBMITTED Head-Comm. System Planning Sect. DATE
CONCURRED Chief-Communication Planning & Engineering division DATE
Director-Communication System Department

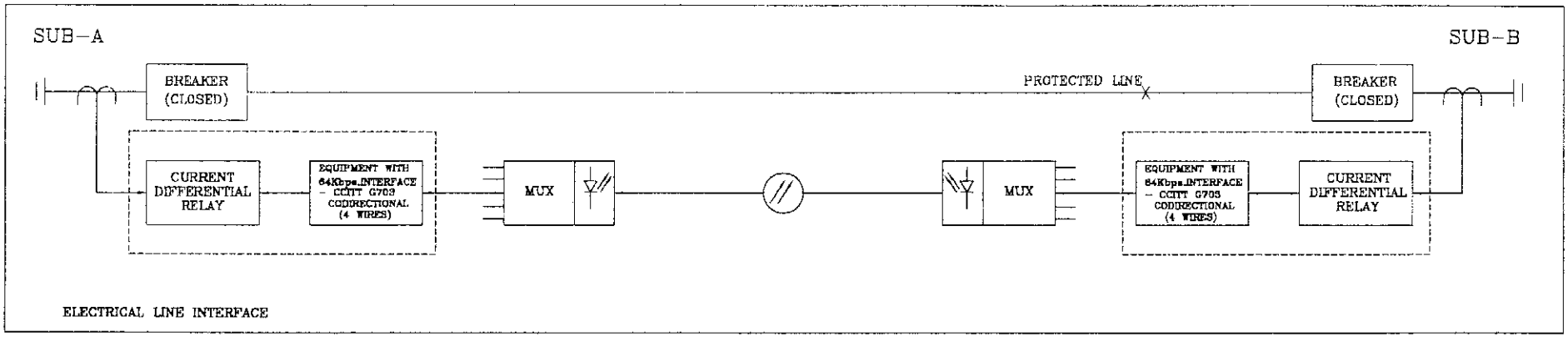
ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
COMMUNICATION SYSTEM DEPARTMENT

GENERAL REQUIREMENT

COMMUNICATION SYSTEM FOR SPP

REVISION
DWG. NO. TYP-COMM-SPP-02
JOB NO. SPP

FILE : PLAN-SEC\TP\CRIPP230



ELECTRICAL LINE INTERFACE

LAST UPDATE 1/04/97

					DESIGNED	SUBMITTED Head-Comm. System Planning Sect. DATE	ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND *COMMUNICATION SYSTEM DEPARTMENT*	REVISION 1
					DRAWN			
					TRACED	CONCURRED Chief-Communication Planning & Engineering division DATE	STANDARD DRAWING	DWG. NO. TYP-CR-03
					CHECKED			
					APPROVED Director-Communication System Department		TRANSMISSION FACILITY FOR CURRENT DIFFERENTIAL RELAY	
DATE	REVISION	BY	CONC	APP	NONTHABURI DATE			JOB NO.

อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามระยะเวลาของสัญญา
(กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)

ระยะเวลาสัญญา	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
ไม่เกิน 5 ปี	0
5 ปี แต่ไม่เกิน 10 ปี	164
10 ปี แต่ไม่เกิน 15 ปี	204
15 ปี แต่ไม่เกิน 20 ปี	227
20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี	302

อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามระยะเวลาของสัญญา
(กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)

ระยะเวลาสัญญา	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
ไม่เกิน 5 ปี	0
5 ปี แต่ไม่เกิน 10 ปี	229
10 ปี แต่ไม่เกิน 15 ปี	285
15 ปี แต่ไม่เกิน 20 ปี	317
20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี	422

อัตราค่าพลังไฟฟ้าตามระยะเวลาของสัญญา
(กรณีใช้น้ำมันเตาหรืออื่นๆ เป็นเชื้อเพลิง)

ระยะเวลาสัญญา	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
ไม่เกิน 5 ปี	0
5 ปี แต่ไม่เกิน 10 ปี	203
10 ปี แต่ไม่เกิน 15 ปี	253
15 ปี แต่ไม่เกิน 20 ปี	281
20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี	374

การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทฯ ขนานกับระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

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 บริษัท ฯ 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. จะต้องมีคุณสมบัติไม่ต่ำกว่าที่กำหนดไว้ในแบบที่แนบซึ่ง 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

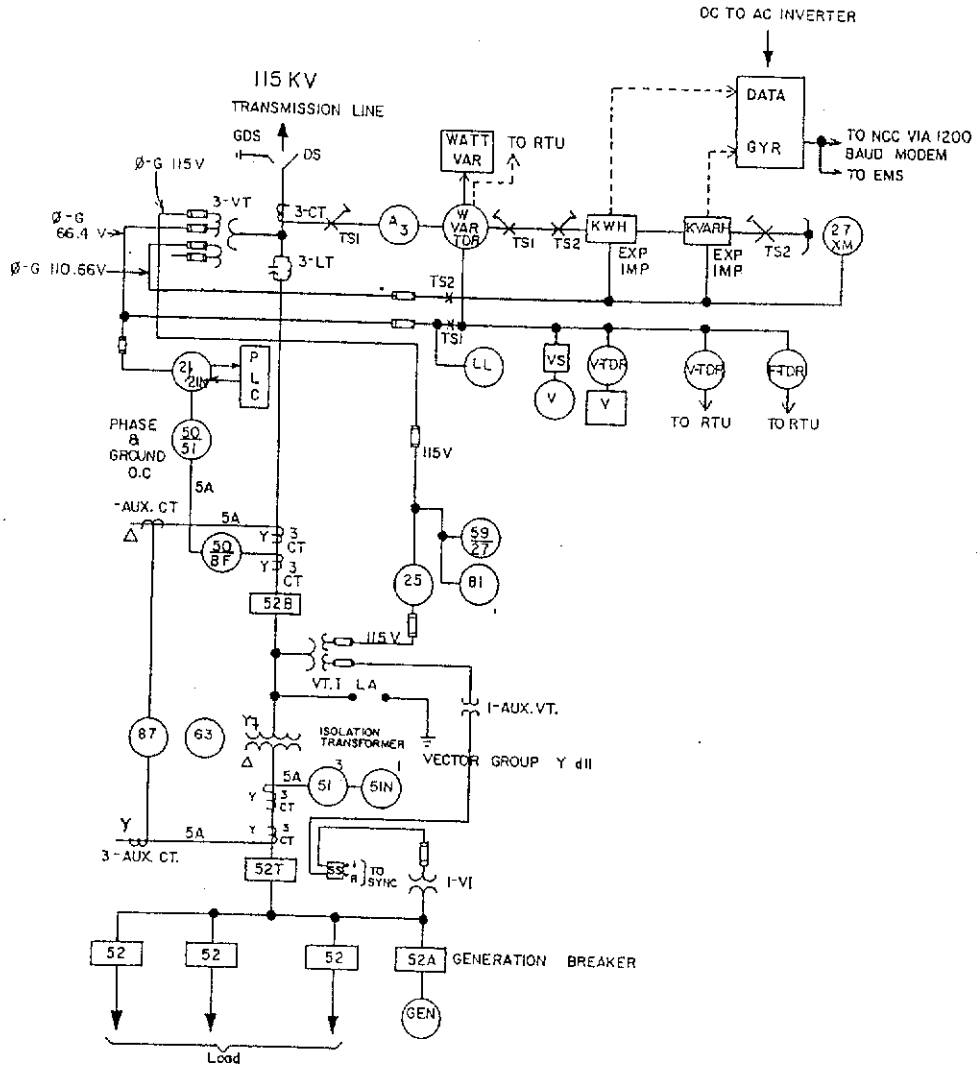
13.3 Automatic Reclosing Schemes ของ กฟผ. จะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้นบริษัทฯ ต้องแน่ใจว่าสวิทซ์ตัดตอนอัตโนมัติของบริษัทฯ จะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของ กฟผ. จะทำงาน หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ บริษัทฯ 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-puff, poff 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 = 400/230 V, 50 HZ
DC Supply For Control and Protection = 125 VDC
DC Supply For RTU and PLC = 48 VDC

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง

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

<u>หมายเหตุ</u> 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 **สวิตช์ตัดตอน** การไฟฟ้านครหลวง จะต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตช์ตัดตอนได้ในขณะปลด เพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบฯ สำหรับระบบ 69 และ 115 เควี สวิตช์ตัดตอนนี้จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย

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 ผู้ให้สัญญาจะต้องติดตั้งรีเลย์ให้เหมาะสมกับการป้องกันระบบไฟฟ้าของตนเอง

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 หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ ผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้านครหลวงจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ให้สัญญาเนื่องจากการ Reclosing นี้

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

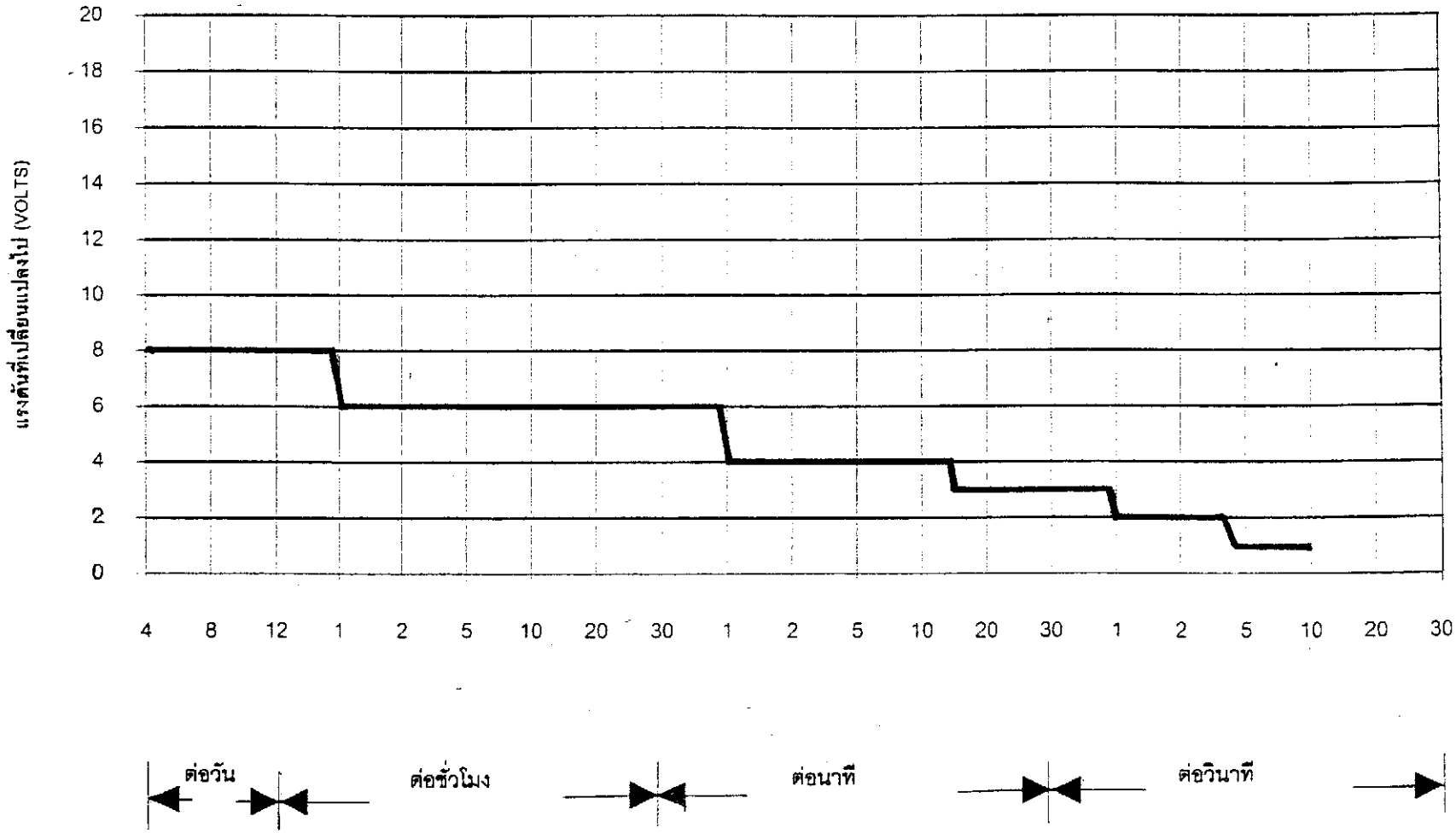
6.7.5 การไฟฟ้านครหลวง อาจยินยอมให้ผู้ให้สัญญา ปลด/สับ Interconnection Circuit Breaker ได้ตาม Switching Order ของการไฟฟ้านครหลวง โดยที่การไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาเป็นรายๆ ไป และผู้ให้สัญญาจะต้องยินยอมให้การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้ตรวจสอบและบำรุงรักษา Circuit Breaker และระบบป้องกันที่เกี่ยวข้อง โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ให้สัญญา

6.8 **การติดต่อสื่อสาร**

ผู้ให้สัญญา จะต้องจัดหาเครื่องมือติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้านครหลวงได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 2 ระบบ

ขีดจำกัดของไฟกระเพื่อม

(เมื่อวัดทางด้านแรงดัน 240โวลท์)



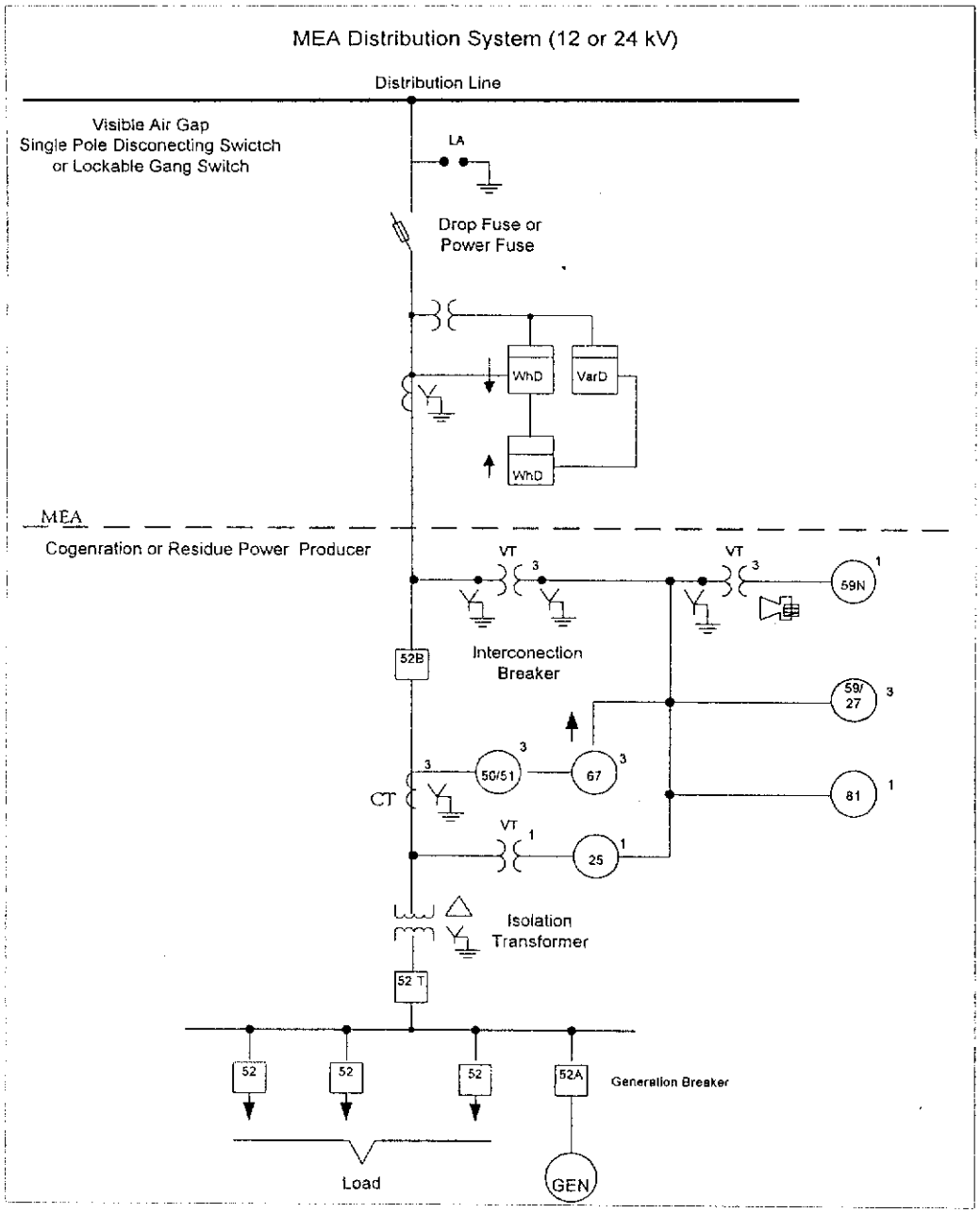


Figure 1 Typical Distribution Interconection

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 Frequency and Under Frequency	52B	

MEA Transmission System [69 or 115kV]

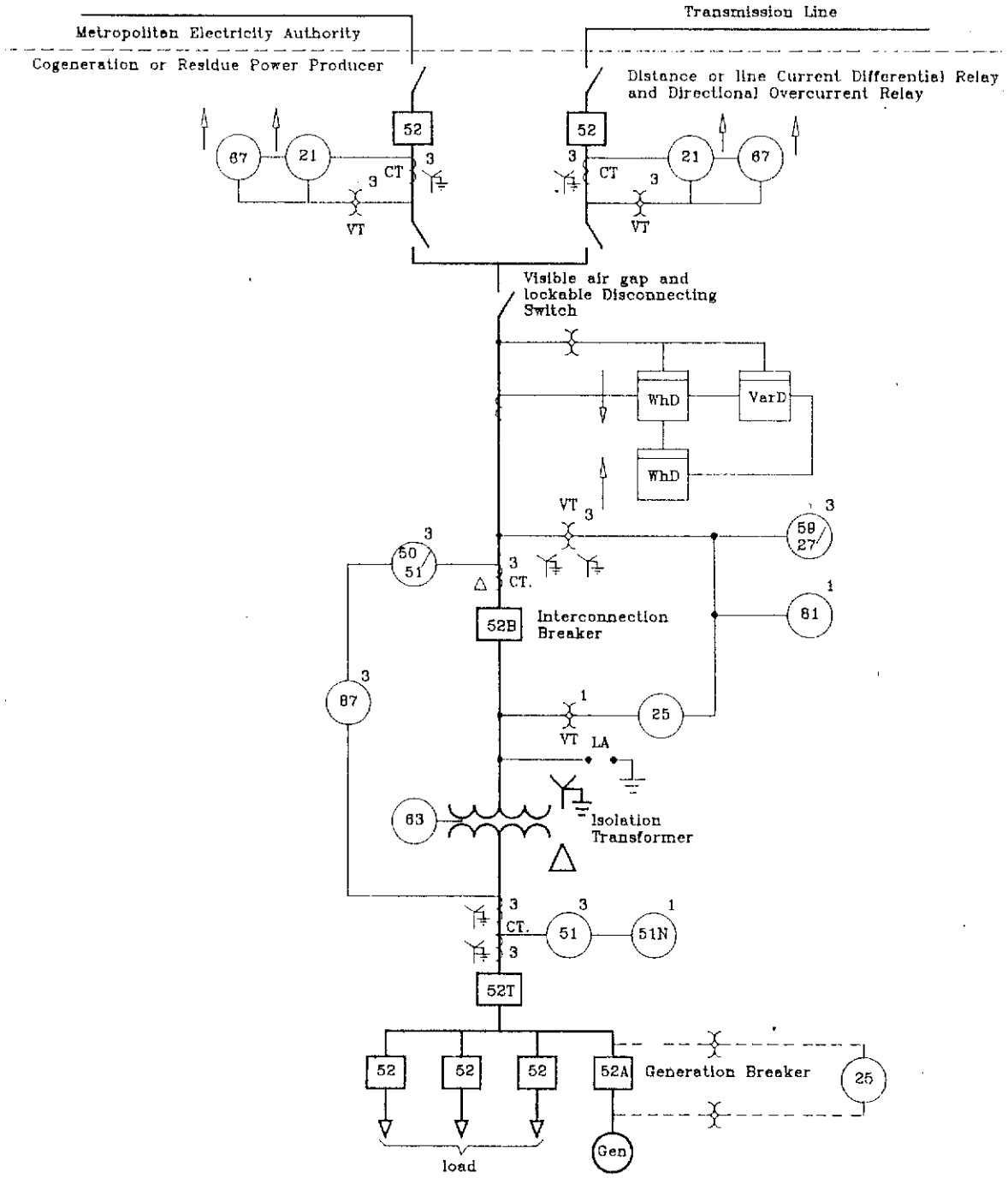


Figure 2 Typical Transmission Interconnection

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

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1. ระเบียบนี้เรียกว่า **ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**
2. ให้ใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2535 เป็นต้นไป
3. บรรดาคำสั่ง ระเบียบอย่างอื่น ในส่วนที่กำหนดไว้แล้วในระเบียบนี้ หรือขัดแย้งกับระเบียบนี้ให้ใช้ระเบียบนี้แทน
4. ในระเบียบนี้ **"ผู้ให้สัญญา"** หมายถึง ผู้ที่ประสงค์จะเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้ขออนุญาต และทำสัญญากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
5. **ทั่วไป**
   - 5.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องควบคุมมิให้มีการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากจะได้ตกลงไว้ในสัญญาเรียบร้อยแล้ว
   - 5.2 ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาที่จะขนาน เพื่อจ่ายเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครวมกันต้องไม่ต่ำกว่า 100 เควีเอ
   - 5.3 รายละเอียดที่ผู้ให้สัญญาต้องส่งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นชอบ 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 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้สามารถขนานจ่ายเข้ากับระบบได้และค่าใช้จ่ายในการตรวจอุปกรณ์

5.5 ผู้ให้สัญญา และการไฟฟ้า จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้าตามระเบียบว่าด้วยการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้า หรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใดฝ่ายนั้น จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

5.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดในข้อ 5.2 เพื่อความปลอดภัยหรือความมั่นคงของระบบ ซึ่งผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

5.7 ผู้ให้สัญญาจะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ไม่เกินค่าดังต่อไปนี้

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 ปริมาณเจริงที่จะรับเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะได้พิจารณาถึงความปลอดภัย, มาตรฐานทางด้านบริการ และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

5.8 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ที่จะไม่อนุญาตผู้ให้สัญญาขนาน เพื่อจ่ายเข้าระบบการจ่ายไฟที่มีรูปแบบ Automatic Reclosing Sectionalizer

5.9 ในระบบ 22 และ 33 เควี เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเป็นจุดแบ่งความรับผิดชอบระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กับผู้ให้สัญญา ส่วนในระบบ 69 และ 115 เควี สวิตซ์ตัดตอนก่อนถึง 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

ผู้ให้สัญญาจะต้องออกแบบระบบควบคุม เพื่อให้สอดคล้องกับสภาวะช่วงแรงดันข้างต้น

6.1.2 **Flicker (แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม)** ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่ทำให้เกิด Flicker (แรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม) เกินกว่า 2 % เมื่อวัดที่จุดซื้อขาย

6.1.3 **ความถี่ไฟฟ้า** ผู้ให้สัญญาจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที หากไม่สามารถรักษาระดับความถี่นี้ได้จะต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติตัดการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาออกจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายใน 0.2 วินาที

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

6.1.5 **Harmonics** อุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ให้สัญญา จะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนเนื่องจากฮาร์โมนิค วัดที่จุดต่อระหว่างระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ให้สัญญาจะต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดดังนี้

ก. **Voltage Harmonics**

แรงดัน (kV)	THD * (%)	Individual Harmonic Voltage Distortion (%)	
		ODD	EVEN
22,33	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 Total 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 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ให้สัญญาเป็นระดับแรงดันตั้งแต่ 69 เควี ขึ้นไป ข้อจำกัดของ Harmonic Current จะมีค่าน้อยกว่านี้ ซึ่งจะต้องศึกษาเป็นรายๆ ไป

6.2 **Isolation Transformer** การเชื่อมโยงระบบของผู้ให้สัญญาเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มี Connection ด้านที่ต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นแบบ Delta สำหรับระบบ 22 เควี หรือ 33 เควี และสำหรับระบบ 69 เควี หรือ 115 เควี เป็นแบบ Wye (Grounded)

6.3 **การจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**

6.3.1 ผู้ให้สัญญาจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในขณะที่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่วนที่ต่อกับระบบของผู้ให้สัญญาเมื่อไม่มีไฟฟ้า ผู้ให้สัญญาต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงาน เพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขณะไม่มีไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.3.2 ผู้ให้สัญญาเป็นผู้รับผิดชอบในการ Synchronization เข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจะต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกครั้งก่อนที่จะมีการ Synchronization เข้ากับระบบ

6.3.3 การ Synchronization ให้ทำที่ Generator Breaker หรือที่ Interconnection Circuit Breaker แล้วแต่กรณี

6.4 **สวิตซ์ตัดตอน** การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตซ์ตัดตอนได้ในขณะปลด เพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบฯ หากเป็นชุดสวิตซ์ (Group Switch) จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย

6.5 อุปกรณ์วัดพลังงานไฟฟ้า

6.5.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะติดตั้งมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจำนวน 2 ชุด ชุดหนึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อีกชุดหนึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่รับจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.5.2 Instrument Transformers ที่ใช้กับ Metering ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องไม่ต่อร่วมกับ Meter หรือ รีเลย์ อื่นๆ

6.6 รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ

6.6.1 การเชื่อมโยงเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องมีลักษณะไม่ต่ำกว่าที่กำหนดไว้ ในรูปที่ 1 และ 2 การกำหนดรูปแบบการเชื่อมโยงที่แน่นอนนั้นขึ้นอยู่กับขนาดของการจ่ายไฟของผู้ให้สัญญา ตำแหน่งที่ตั้งและประเภทการจ่ายไฟ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้พิจารณาและกำหนดเป็นรายๆ 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 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

ในระบบ 69 และ 115 เควี จะต้องมีรีเลย์สำหรับหม้อแปลงเพิ่มคือ

6.6.2.9 Distance Relay

6.6.2.10 Transformer Fault Pressure Relay (Buchholz 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 ดังนั้นผู้ให้สัญญาจะต้องแน่ใจว่าสวิตซ์ตัดตอนอัตโนมัติของผู้ให้สัญญาจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือ ต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ ผู้ให้สัญญาจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ให้สัญญาเนื่องจากการ Reclosing นี้

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

6.7.5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้ปฏิบัติต่อระบบป้องกันของผู้ให้สัญญา และสงวนสิทธิที่จะมอบหมายให้ผู้ให้สัญญาเป็นผู้ปฏิบัติเองก็ได้

6.7.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาจยินยอมให้ผู้ให้สัญญาปลด/สับ Interconnection Circuit Breaker ได้ตาม Switching Order ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาเป็นรายๆ ไป และผู้ให้สัญญาจะต้องยินยอมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้ตรวจสอบ และบำรุงรักษา Circuit Breaker และระบบป้องกันที่เกี่ยวข้อง โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ให้สัญญา

6.8 **การติดต่อสื่อสาร**

ผู้ให้สัญญา จะต้องจัดหาเครื่องมือติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 2 ระบบ

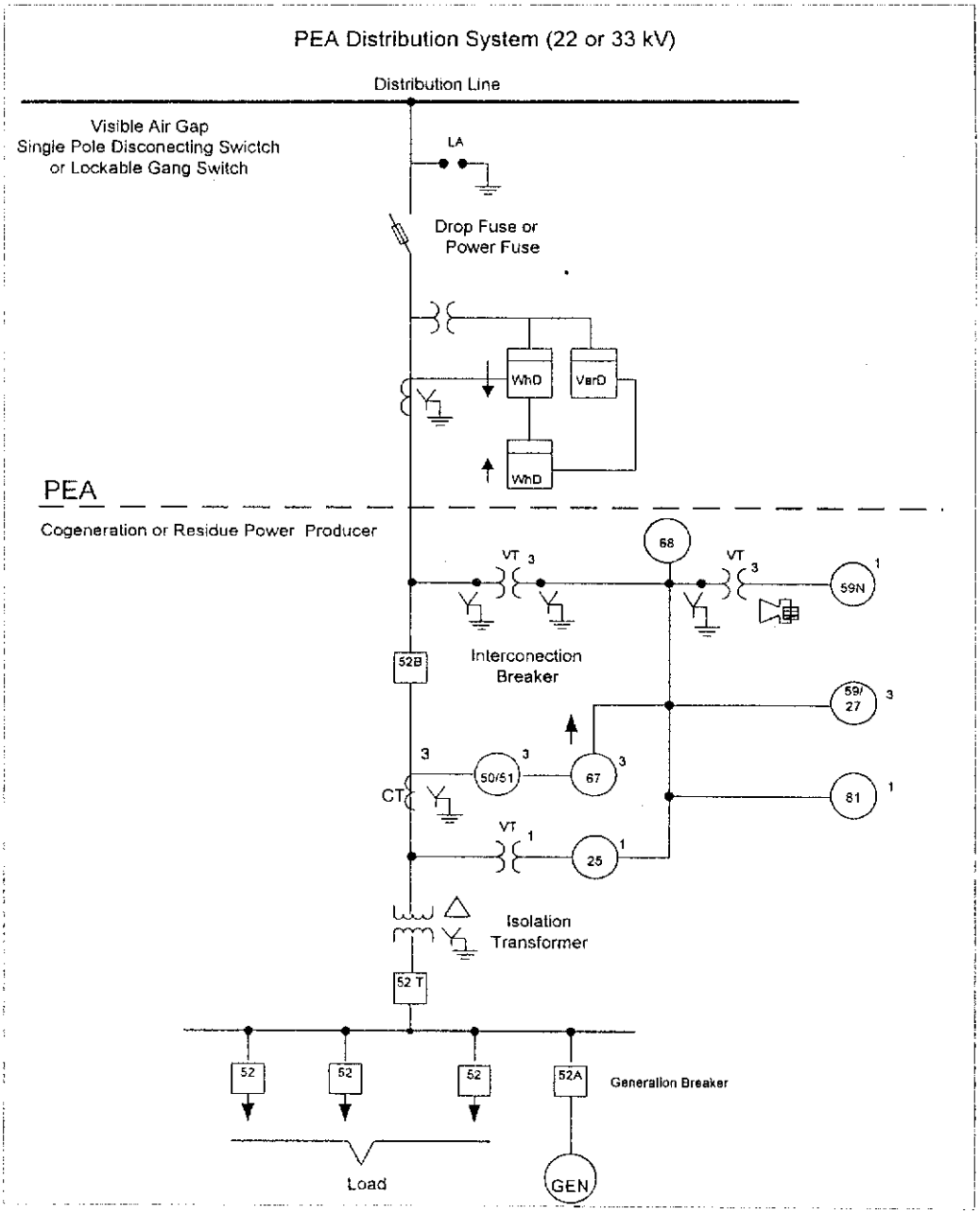


Figure 1 Typical Distribution Interconection

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 Frequency and Under Frequency	52B	
68	Voltage Relay Block Closing Circuit While Deenergize		For 52B

PEA Transmission System (69 or 115 kV.)

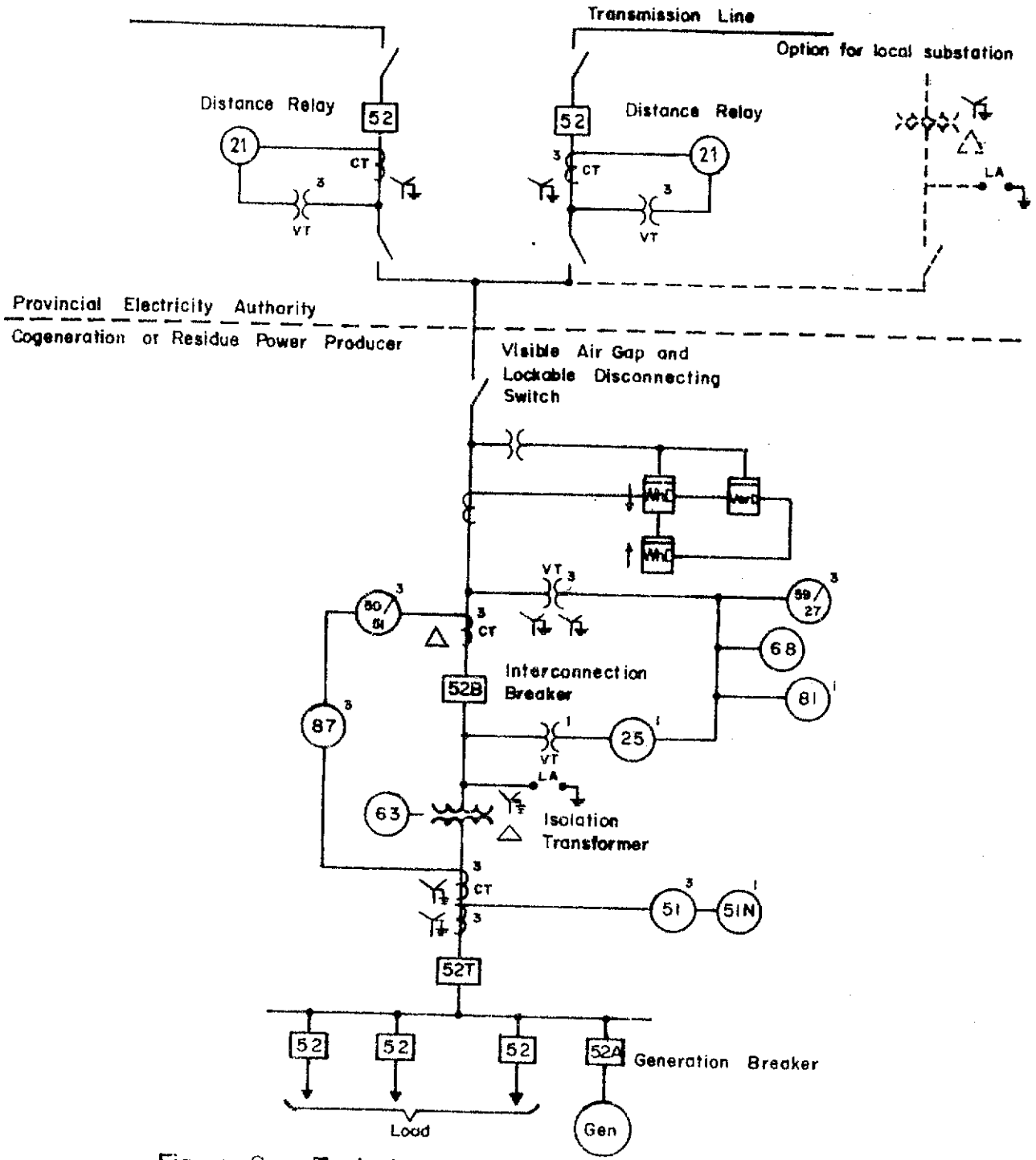


Figure 2 — Typical Transmission Interconnection

Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing Check	—	For 52B
59/27	Overvoltage and Undervoltage	52B	
50/51, 51	Phase Overcurrent	52B, 52T	
51N	Ground Overcurrent	52B, 52T	
63	Transformer Fault Pressure	52B, 52T	
81	Over Frequency and Under Frequency	52B	
87	Transformer Differential	52B, 52T	
68	Voltage Relay Block Closing Circuit while Deenergize		For 52B

Note. 1. Power Producer shall provide adequate space for Provincial Electricity Authority to install a terminal station with local substation of up to 3 transformers of 40 MVA.

2. Require communication channel be installed as part of the protective scheme to remotely send to the control center.