

## การศึกษาแนวทางเพิ่มศักยภาพระบบไฟฟ้า 115 เควี ของ PEA เพื่อรองรับตลาดไฟฟ้าเสรีและ TPA ในอนาคต

นายณพคุณ มีสุข<sup>1</sup>, นายอชิษฐ์ธนัท บุญโสภณ<sup>2</sup>, นายณรินทร์ เทียมทัน<sup>2</sup>, นายพงศธร เรืองจันทร์<sup>1</sup><sup>1</sup>กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค noppakun.mee@pea.co.th<sup>2</sup>กองส่งเสริมพลังงานทดแทนและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค tanat.boo@pea.co.th

## บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอแนวทางการเพิ่มศักยภาพระบบไฟฟ้า 115 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ด้วยการนำสถานะ Circuit Breaker มาทำ Load-Shedding ผ่านกระบวนการทำ Logic หรือประยุกต์ใช้งานเทคโนโลยี Phasor Measurement Unit (PMU) ที่มีอยู่ เพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น ด้วยการจำลองศึกษาระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DigSILENT โดยปัจจุบันวิธีการควบคุมระบบไฟฟ้า จะใช้ระบบ SCADA ร่วมกับประสบการณ์ของผู้สั่งการ และหลักเกณฑ์ข้อกำหนดต่างๆ ในการควบคุมสั่งการเมื่อเกิดเหตุขัดข้องต่างๆ ซึ่งจะใช้ระยะเวลาในการตัดสินใจในระดับวินาทีถึงระดับนาที่ และสายส่งข้างเคียงต้องมียกตัดเพื่อรองรับโหลดฉุกเฉินได้เพียงพอ ซึ่งอาจมีการกำหนดปริมาณพิกัดคงเหลือในสายส่งมากเกินไป หากในอนาคตเมื่อเกิดตลาดไฟฟ้าเสรีตามนโยบายภาครัฐ และ Third Party Access (TPA) มีผลบังคับใช้ จะทำให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าจาก VSPP, SPP, และ Prosumer มาใช้งานระบบไฟฟ้าของ กฟภ. มากขึ้น ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากขึ้น การดำเนินการแบบเดิมอาจไม่ทันการ และหาก กฟภ. ไม่ปรับปรุงระบบไฟฟ้า อาจทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเหล่านั้นจำเป็นต้องก่อสร้างระบบไฟฟ้าเอง ซึ่งทำให้ กฟภ. เสียโอกาสในการขาย Backup-Power และการเก็บค่าบริการ Wheeling-Charge

จากผลการศึกษา พบว่าการนำเทคโนโลยีดังกล่าวมาใช้งานสามารถช่วยเพิ่มศักยภาพของระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับปริมาณโหลดได้เพิ่มขึ้น เป็นการใช้งานสายส่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ เกิดประโยชน์สูงสุด เกิดความคุ้มค่ากับอุปกรณ์ และช่วยลดการลงทุนที่ซ้ำซ้อนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนได้เป็นอย่างดี

**คำสำคัญ:** ตลาดไฟฟ้าเสรี, TPA, Load-Shedding, PMU, Backup-Power, Wheeling-Charge

## 1. บทนำ

ปัจจุบัน กฟภ. มีหลักในการควบคุมระบบไฟฟ้า โดยอ้างอิงจากหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า [1] ซึ่งเกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลด (Loading Criteria) ของสายส่ง 115 เควี จะแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดสายส่ง 115 เควี

อุปกรณ์	กรณีจ่ายไฟปกติ	กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน
สายส่งแบบแรงดัน	80% ของพิกัด	100% ของพิกัด ไม่จำกัดเวลา
สายส่งแบบวงจร	50% ของพิกัดรวม	100% ของพิกัด วงจรที่เหลือ ไม่จำกัดเวลา

โดยที่

ตัวนำขนาด 1x400 ตร.มม. รับโหลดได้สูงสุด 160 MVA

ตัวนำขนาด 2x400 ตร.มม. รับโหลดได้สูงสุด 320 MVA

จากตารางที่ 1 จะเห็นว่าหลักเกณฑ์ดังกล่าวสามารถควบคุมระบบไฟฟ้าไม่ให้เกิดปัญหาในการจ่ายไฟ และป้องกันการชำรุดของสายส่ง โดยโหลดของพิกัดในสายส่งจะพิจารณาจากโหลดสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รวมกัน แต่พฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีการใช้ไฟฟ้าแบบช่วงเวลาคือ Peak และ Off-Peak โดยช่วงเวลา Off-Peak สายส่งจะมีปริมาณกำลังไฟฟ้าไหลผ่านน้อยที่สุด

ซึ่งหากสามารถใช้ประโยชน์จากสายส่ง ในช่วงเวลาดังกล่าว หรือช่วงเวลาอื่นๆ ที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งมีค่าโหลดต่ำ จะทำให้เกิดการใช้งานอุปกรณ์ได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ และเกิดความคุ้มค่าของทรัพย์สินที่ลงทุนมากขึ้น แต่จะอย่างไรก็สามารถตรวจสอบ และมั่นใจได้ว่าช่วงเวลานั้นๆ มีปริมาณโหลดในสายส่งเท่าไร จึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ที่สามารถช่วยตรวจสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า หรือเช็คสถานะความพร้อมของระบบไฟฟ้าได้

ดังนั้น บทความนี้จะนำเสนอแนวทางการเพิ่มศักยภาพของระบบไฟฟ้าในสายส่งที่ระดับแรงดัน 115 เควี โดยคำนึงถึงหลักเกณฑ์ด้านพิภักต่อการรับโหลดสายส่ง 115 เควี ด้วยการเปรียบเทียบการดำเนินการในปัจจุบัน ที่มีการเช็คเฉพาะค่าโหลดสูงสุดในระบบไฟฟ้ากับการเช็คสถานะความพร้อมของระบบไฟฟ้าผ่านสถานะเบรกเกอร์ที่ควบคุมสายส่งต้นทาง ด้วยการทำ Logic เพื่อทำ Load Shedding หรือนำเทคโนโลยี Phasor Measurement Unit (PMU) มาใช้งาน โดยเลือกพื้นที่การจ่ายไฟของบริเวณสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 (ลานโก) มาเป็นกรณีศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT เนื่องจากพื้นที่ดังกล่าวมีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีความต้องการ Backup-Power จาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยบทสรุปของบทความนี้จะมุ่งเน้นไปในส่วนของปริมาณ Backup-Power และ Benefit ที่ได้รับในแต่ละแนวทาง เปรียบเทียบกัน เมื่อมีการใช้งานสายส่ง 115 เควี อย่างเต็มประสิทธิภาพ

## 2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 การหาลำดับไฟฟ้าในสายส่ง

กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง 115 เควี นั้น จะเกิดจากปริมาณโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า หรือกลุ่มลูกค้า โดยสามารถแบ่งได้เป็น 3 กลุ่มหลักๆ คือ กลุ่มบ้านอยู่อาศัย กลุ่มธุรกิจ และกลุ่มอุตสาหกรรม ซึ่งกลุ่มลูกค้าดังกล่าว จะมีปริมาณ การใช้ไฟฟ้าเริ่มต้นจากเครื่องใช้ไฟฟ้าภายใน หรือหม้อแปลงติดตั้งขนาดต่างๆ โดยสามารถนำข้อมูลนี้ไปประเมินหาค่าปริมาณโหลดหรือคาดการณ์การใช้ไฟฟ้าได้ แต่จะไม่ทราบพฤติกรรมของลูกค้านั้น หากไม่ติดตั้งเครื่องวัดที่สามารถบันทึกโปรไฟล์ได้ ทำให้ทราบแต่ปริมาณโหลดสูงสุดเท่านั้น

ส่วนด้านแหล่งจ่ายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าจะประกอบด้วย 4 กลุ่มหลักๆ คือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), SPP, Vspg และ Prosumer โดยจะผลิตไฟฟ้าและส่งกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าที่เชื่อมต่อกับ กฟผ.

เมื่อทราบค่าปริมาณโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลดังกล่าว, ทราบค่าระยะทาง และพารามิเตอร์ของสายส่ง 115 เควี และทราบแหล่งจ่ายไฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ แล้ว ทำให้สามารถคำนวณหาลำดับไฟฟ้าในสายส่งได้ โดยกำหนดให้แหล่งจ่ายไฟจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นบัสอ้างอิง (Slack Bus) เนื่องจากเป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่มีความมั่นคงแข็งแรง โดยสามารถหาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในสายส่ง 115 เควี ด้วยโปรแกรม DigSILENT จากสมการที่ 1 [2]

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (1)$$

โดยที่

$P$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงหน่วยเป็นวัตต์

$V$  คือ แรงดันไฟฟ้าหน่วยเป็นโวลต์

$Y$  คือ แอดมิตแตนซ์หน่วยเป็นซีเมน

$\delta$  คือ มุมแรงดันที่บัส

### 2.2 การเช็คสถานะความพร้อมของระบบไฟฟ้าผ่าน Load Shedding

ความสามารถของระบบไฟฟ้า 115 เควี ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดจะขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ประกอบด้วย

1) ศักยภาพคงเหลือในโครงข่ายไฟฟ้า เช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และระบบโครงข่ายสายส่ง 115 เควี ของ กฟผ.

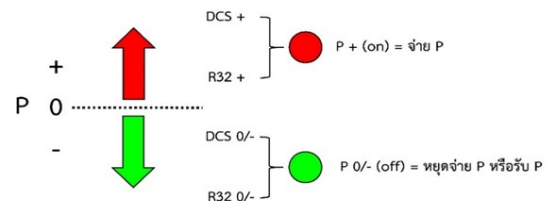
2) ปริมาณของแหล่งจ่าย ไม่ว่าจะเป็น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่น (SPP/VSP/IPS)

3) สภาพการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละกรณี ตามเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น และการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) ที่จะเปลี่ยนแปลงตามสภาพการจ่ายไฟ

ทำให้การศึกษารูปแบบระบบ Load Shedding จำเป็นต้องจำลองกรณีศึกษาของ Power Flow ตามสภาพการจ่ายไฟที่อาจเกิดขึ้น โดยนำผลการศึกษาที่ได้มาพิจารณาหาลำดับกำลังไฟฟ้าง่ายๆ ที่สามารถรับเพิ่มได้ในแต่ละกรณี ซึ่งการที่จะรับกำลังไฟฟ้าดังกล่าวได้ ต้องมีการตรวจสอบสถานะการทำงานของ Circuit Breaker ที่สถานีไฟฟ้า และตรวจสอบการจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องผ่านอุปกรณ์ Reverse Power Relay (32) [3] หรือระบบ DCS ซึ่งสามารถนำมาใช้ออกแบบการทำงานของระบบ Load Shedding เพื่อป้องกันการใช้งานเกินความสามารถของระบบได้ ดังแสดงตามรูปที่ 1 โดยกำหนดลักษณะของแหล่งจ่ายไว้ดังนี้

“ON” คือ มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

“OFF” คือ ไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ



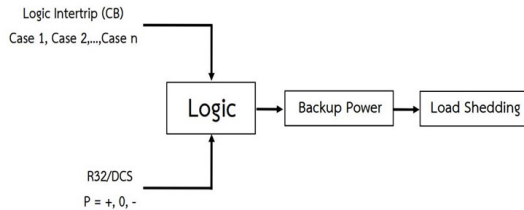
รูปที่ 1 การเลือกใช้สัญญาณจากระบบ DCS ในการช่วยตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟของโรงไฟฟ้าที่เชื่อมในโครงข่ายระบบไฟฟ้าเดียวกัน

หลักการเบื้องต้นในการออกแบบระบบ Load Shedding โดยใช้สัญญาณการตรวจวัดที่ได้จากระบบไฟฟ้าและ SPP มาทำงานร่วมกัน มีรายละเอียดดังนี้

1) ระบบโครงข่ายไฟฟ้า: ใช้สัญญาณ Logic Inter-trip จากสถานะการทำงานของ Circuit Breaker ของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง มาตรวจสอบเงื่อนไขสภาพการจ่ายไฟ

2) SPP ในโครงข่ายไฟฟ้า: ใช้สัญญาณจาก DCS หรือ R32 (ตามรูปที่ 1) นำมากำหนด Logic เพื่อตรวจสอบสภาพการรับไฟ/จ่ายไฟของโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง (SPP/VSPP)

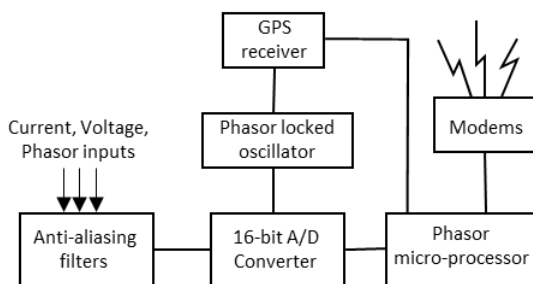
นำสัญญาณจาก (1) และ (2) มาทำ Logic ร่วมกัน เพื่อตรวจสอบว่าสภาพการจ่ายไฟในภาวะปัจจุบัน และการจ่ายไฟในกรณีศึกษา จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ปริมาณเท่าใด เพื่อกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. สามารถรองรับได้ โดยมีหลักการออกแบบแสดงตามรูปที่ 2



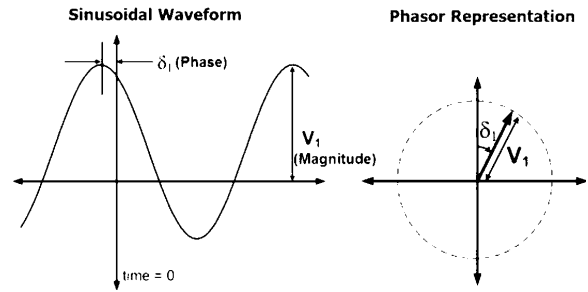
รูปที่ 2 หลักการออกแบบโดยนำสัญญาณ Logic Inter-Trip และสัญญาณจากระบบ DCS หรือ R32 มาทำงานร่วมกันเพื่อกำหนดกำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้ และปริมาณ Load Shedding

### 2.3 Phasor Measurement Unit (PMU)

การวัดด้วยระบบไฟฟ้าด้วยซิงโครเฟสเซอร์ [4] คือ การวัดสัญญาณไฟฟ้าจากวงจรกระแสสลับที่เป็นรูปคลื่นไซน์เวฟ (Sine Wave) จากระบบไฟฟ้าไปพร้อมกับ Timestamp จากระบบ GPS หรือดาวเทียม ดังแสดงในรูปที่ 3 โดยผลที่ได้จะออกมาเป็นสัญญาณใหม่ที่อยู่ในรูปแบบของเฟสเซอร์ ที่ประกอบด้วยขนาด และมุมเฟส โดยมุมเฟสที่ได้นั้น จะขึ้นอยู่กับแกนเวลาโดยเทียบระหว่างจุดยอดของรูปคลื่นสัญญาณ กับแกนเวลา ดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 3 บล็อกไดอะแกรมแสดงองค์ประกอบของการวัดแบบเฟสเซอร์



รูปที่ 4 สัญญาณรูปคลื่นไซน์ และสัญญาณเฟสเซอร์ที่ได้จากการแปลง

ซึ่งสามารถเขียนสมการของรูปคลื่นสัญญาณไซน์ และสัญญาณเฟสเซอร์ได้ ตามสมการที่ 2 และสมการที่ 3

สมการของสัญญาณไซน์

$$X(t) = X_m \sin(\omega t + \phi) \quad (2)$$

สมการของสัญญาณเฟสเซอร์

$$X(t) \leftrightarrow X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [\cos \phi + j \sin \phi] \quad (3)$$

โดยที่

$\omega$  คือ ความถี่ของสัญญาณหน่วยเป็นเรเดียนต่อวินาที

$\phi$  คือ มุมเฟสมีหน่วยเป็นเรเดียน

$X_m$  คือ แอมพลิจูดสูงสุดของสัญญาณ

จากการที่มี Timestamp จากระบบ GPS ส่งผลให้ค่าที่วัดได้ทุกๆ คำนั่น จะเป็นค่าที่มีเวลากำกับอยู่ด้วย ทำให้สามารถเห็นพฤติกรรมของระบบไฟฟ้าได้แบบเรียลไทม์ และการติดตั้งเครื่องวัดเฟสเซอร์นั้น สามารถใช้สัญญาณจากเครื่องวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าเดิมได้ ทำให้สามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าได้จากสมการที่ 4-6

$$P = VI \cos \theta \quad (4)$$

$$Q = VI \sin \theta \quad (5)$$

$$S = VI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6)$$

โดยที่

$P$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงหน่วยเป็นวัตต์

$Q$  คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟหน่วยเป็นวาร์

$S$  คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏหน่วยเป็นโวลต์แอมป์หรือโอ

$V$  คือ แรงดันไฟฟ้าหน่วยเป็นโวลต์

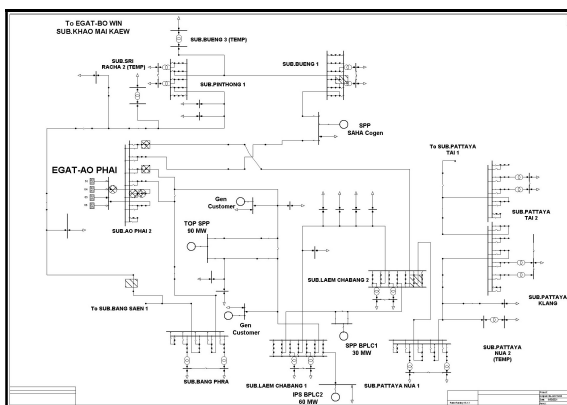
$I$  คือ กระแสไฟฟ้าหน่วยเป็นแอมป์

$\theta$  คือ มุมค่าตัวประกอบกำลัง

### 3. กรณีศึกษา

#### 3.1 ระบบไฟฟ้าในการศึกษาเพื่อทำแบบจำลองโมเดล

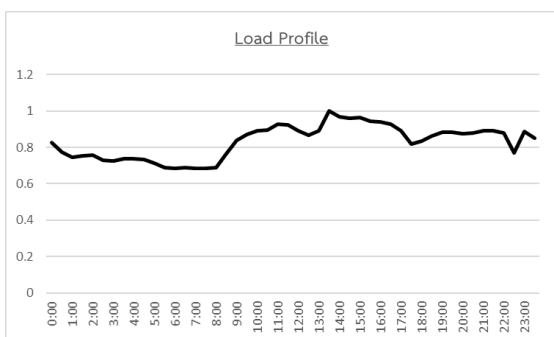
บทความนี้ได้พิจารณาเลือกพื้นที่การจ่ายไฟในเทศบาลนครแหลมฉบัง ที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่าวไผ่มาใช้ในการศึกษา เนื่องจากพื้นที่ดังกล่าวมีนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง มีลูกค้าหลากหลายประเภท และมีการแข่งขันด้านกำลังไฟฟ้าจากกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้า SPP ในพื้นที่ และกลุ่ม SPP เหล่านั้นบางรายมีความประสงค์ต้องการกำลังไฟฟ้าสำรองจาก กฟภ. เพื่อเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองในกรณีโรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยสามารถนำข้อมูลในพื้นที่มาจำลองโมเดลระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DigSILENT ได้ ดังแสดงในรูปที่ 5



รูปที่ 5 ระบบไฟฟ้าที่แรงดัน 115 เควี ของพื้นที่เทศบาลนครแหลมฉบัง

#### 3.2 ปริมาณโหลดและพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่

จากข้อมูลของระบบการอ่านหน่วยมิเตอร์แบบอัตโนมัติหรือที่เรียกว่า Automatic Meter Reading (AMR) เฉลี่ยที่ปี 2563 ทั้งปีนั้น พบว่าการใช้ไฟฟ้าของกลุ่มโหลดในพื้นที่เทศบาลนครแหลมฉบัง ที่รับไฟจากแหล่งจ่ายต้นทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่าวไผ่ จะมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ช่วงเวลาประมาณ 13.30 น. หลังจากนั้นการใช้ไฟฟ้าก็จะค่อยๆ ลดลงไปตามที่แสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 6 พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่าวไผ่

จากข้อมูลรายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานีไฟฟ้าช่วงปี พ.ศ. 2563-2580 ของกองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฉบับเดือน มกราคม 2564 [5] พบว่าจะมีค่าโหลดสูงสุดแบบ Coincident (การรวมค่าโหลดสูงสุดจากการใช้ไฟฟ้าที่เวลาเดียวกัน) และแบบ Non-Coincident (การรวมค่าโหลดสูงสุดจากการใช้ไฟฟ้าที่เวลาต่างกัน) ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ปริมาณโหลดสูงสุดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่าวไผ่

Year	Coincident (MW)	Non-Coincident (MW)
2563	508.63	725.50
2564	555.34	778.60
2565	516.31	735.60

#### 3.3 แนวทางการวิเคราะห์

เมื่อทราบปริมาณโหลดที่แหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางต้องจ่ายจากปริมาณโหลดรายสถานีไฟฟ้า ทราบผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะรายที่รับไฟ 115 เควี ทราบระยะทางสายส่ง 115 เควี ทราบคุณสมบัติพารามิเตอร์ของสายส่ง 115 เควี ชนิดต่างๆ และทราบปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าของ SPP แต่ละรายในระบบไฟฟ้าแล้ว ทำให้สามารถทำการวิเคราะห์แบบจำลองระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DigSILENT ตามแผนผังการจ่ายไฟที่ได้รับ ความอนุเคราะห์ข้อมูลจากหน่วยงาน กบป. กฟภ.2 ได้ทันที โดยจะทำการศึกษาลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อหาปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือของระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟได้ด้วยเงื่อนไขที่เป็นไปได้ทั้งหมด 4 แนวทาง ดังนี้

1. ใช้ปริมาณโหลดสูงสุดรายสถานีฯ แบบ Non-Coincident
2. ใช้ปริมาณโหลดสูงสุดรายสถานีฯ แบบ Coincident
3. ใช้ปริมาณโหลดสูงสุดรายสถานีฯ แบบ Coincident ร่วมกับการเช็คสถานะความพร้อมของระบบไฟฟ้าผ่าน Load Shedding

4. ใช้ปริมาณโหลดสูงสุดรายสถานีฯ แบบ Coincident ร่วมกับระบบ Phasor Measurement Unit (PMU)

เงื่อนไขการจำลองคือ ให้สายส่ง 115 เควี ทุกช่วงในระบบเกิดเหตุการณ์ขัดข้องที่ละวงจร และจะพิจารณาการหยุดเดินโรงไฟฟ้าในพื้นที่ด้วย โดยจะเริ่มจากการให้สับกันหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ละแห่ง จนกระทั่งไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ เพื่อศึกษาความสามารถของการจ่ายกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 115 เควี ต้นทางเพื่อหาปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือในระบบที่สามารถจ่ายเพิ่มได้

### 3.4 ผลการวิเคราะห์

จากแนวทางการวิเคราะห์ในข้อ 3.3 สามารถหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายได้ ทั้ง กรณีโหลดแบบ Non-Coincident และ แบบ Coincident บนเงื่อนไขที่พิกัด 80% ของสายส่ง จากทั้งหมด 35 กรณี ที่เป็นไปได้ โดยมีค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือในระบบไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 3 และตารางที่ 4

กรณีโหลดแบบ Non-Coincident จะเห็นว่าระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมให้ลูกค้าที่ต้องการได้แล้วทุกกรณีถึงแม้จะไม่เกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า

กรณีโหลดแบบ Coincident จะเห็นว่าระบบไฟฟ้ามีปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือที่จะสามารถจ่ายให้กับลูกค้าได้ หากไม่เกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า

### 3.5 การประยุกต์ใช้ Load Shedding และ PMU

จากผลการวิเคราะห์ของทั้ง 4 แนวทาง สามารถหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายได้ดังแสดงในตารางที่ 5 และสามารถสรุปผลการศึกษาของแต่ละแนวทางได้ดังนี้

แนวทางที่ 1 ไม่มีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และโหลดแบบ Non-co จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพิ่มอีก

แนวทางที่ 2 ไม่มีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และโหลดแบบ Co จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพิ่มประมาณ 45.79 MW ของการจ่ายไฟสภาวะปกติ และการจ่ายไฟในกรณี N-1 เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในสายส่ง 115 เควี จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ 35.36 MW

แนวทางที่ 3 มีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี Load Shedding และโหลดแบบ Co จะทำให้สามารถติดตามการเปลี่ยนของระบบไฟฟ้าได้จากการ ปลด – สับ อุปกรณ์ในระบบ ซึ่งทำให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 126.79 MW และต่ำสุด 45.79 MW ของการจ่ายไฟสภาวะปกติ และการจ่ายไฟในกรณี N-1 เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในสายส่ง 115 เควี จะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 125.92 MW และต่ำสุด 35.36 MW

แนวทางที่ 4 มีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี PMU และโหลดแบบ Co จะทำให้สามารถติดตามการเปลี่ยนแปลงของระบบไฟฟ้าได้ทั้งหมด ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มได้ตั้งแต่ 0-126.79 MW ทั้งสภาวะปกติ และ N-1 เนื่องจากสามารถมองเห็นทุกการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้

ตารางที่ 3 ปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือกรณีโหลดแบบ Non-Coincident

Detail	Incoming	Line Out	Line Out	SPP1	SPP2	SPP3	Reserve (MW)
Case1-35	normal	normal	normal	on	on	on	✗ -100.000

ตารางที่ 4 ปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือกรณีโหลดแบบ Coincident

Detail	Incoming	Line Out	Line Out	SPP1	SPP2	SPP3	Reserve (MW)
Case1	normal	normal	normal	on	on	on	✓ 126.795
Case2	normal	normal	normal	on	off	on	✓ 106.984
Case3	normal	normal	normal	on	on	off	✓ 126.700
Case4	normal	normal	normal	on	off	off	✓ 106.901
Case5	normal	normal	normal	off	off	off	✓ 45.792
Case6	n-1	normal	normal	on	on	on	✗ -6.699
Case7	n-1	normal	normal	on	off	on	✗ -27.738
Case8	n-1	normal	normal	on	on	off	✗ -6.788
Case9	n-1	normal	normal	on	off	off	✗ -27.814
Case10	n-1	normal	normal	off	off	off	✗ -89.767
Case11	normal	n-1 (no.1)	normal	on	on	on	✓ 67.255
Case12	normal	n-1 (no.1)	normal	on	off	on	✓ 43.456
Case13	normal	n-1 (no.1)	normal	on	on	off	✓ 67.289
Case14	normal	n-1 (no.1)	normal	on	off	off	✓ 43.171
Case15	normal	n-1 (no.1)	normal	off	off	off	✓ 35.364
Case16	normal	n-1 (no.2)	normal	on	on	on	✓ 124.077
Case17	normal	n-1 (no.2)	normal	on	off	on	✓ 103.897
Case18	normal	n-1 (no.2)	normal	on	on	off	✓ 124.076
Case19	normal	n-1 (no.2)	normal	on	off	off	✓ 106.187
Case20	normal	n-1 (no.2)	normal	off	off	off	✓ 40.396
Case21	normal	normal	n-1 (no.3)	on	on	on	✓ 85.899
Case22	normal	normal	n-1 (no.3)	on	off	on	✓ 62.569
Case23	normal	normal	n-1 (no.3)	on	on	off	✓ 85.900
Case24	normal	normal	n-1 (no.3)	on	off	off	✓ 62.580
Case25	normal	normal	n-1 (no.3)	off	off	off	✓ 60.097
Case26	normal	normal	n-1 (no.4)	on	on	on	✓ 125.925
Case27	normal	normal	n-1 (no.4)	on	off	on	✓ 105.637
Case28	normal	normal	n-1 (no.4)	on	on	off	✓ 125.801
Case29	normal	normal	n-1 (no.4)	on	off	off	✓ 105.524
Case30	normal	normal	n-1 (no.4)	off	off	off	✓ 45.343
Case31	normal	normal	n-1 (no.5)	on	on	on	✓ 122.896
Case32	normal	normal	n-1 (no.5)	on	off	on	✓ 105.578
Case33	normal	normal	n-1 (no.5)	on	on	off	✓ 122.896
Case34	normal	normal	n-1 (no.5)	on	off	off	✓ 105.465
Case35	normal	normal	n-1 (no.5)	off	off	off	✓ 45.298

ตารางที่ 5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายได้ของแต่ละรูปแบบ

แนวทาง	Normal		N-1*	
	Min (MW)	Max (MW)	Min (MW)	Max (MW)
1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	45.792	45.792	35.364	35.364
3	45.792	126.795	35.364	125.925
4	0.00-126.795			

\*พิจารณาเฉพาะสายส่งในวงรูปที่เกิดเหตุขัดข้องเท่านั้น

## 4. สรุปผลประโยชน์ที่ได้รับ

ข้อดี-ข้อเสีย และผลประโยชน์ที่ได้รับจากผลการศึกษาในแต่ละแนวทาง สามารถสรุปได้ดังนี้

### แนวทางที่ 1

ข้อดี คือ ใช้งานไม่เต็มพิกัดของอุปกรณ์ เนื่องจากค่าโหลดที่พิจารณาปริมาณสูงกว่าความเป็นจริง ดังนั้น จึงทำให้อุปกรณ์มีอายุการใช้งานมากขึ้น จุดเสี่ยงในระบบมีโอกาสเกิดขึ้นได้ต่ำ

ข้อเสีย คือ ไม่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือ เสียโอกาสในการขายไฟ ทั้งที่ระบบไฟฟ้ายังมีความสามารถในการจ่ายไฟ เสมือนเป็นการลงทุนที่เกินความต้องการของปริมาณโหลด

### แนวทางที่ 2

ข้อดี คือ ปริมาณโหลดใกล้เคียงความเป็นจริง สามารถวางแผนปรับปรุงระบบไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเหมาะสมกับปริมาณโหลด

ข้อเสีย คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือนั้นจะใช้ได้เพียง กรณีระบบเกิดสถานะ N-1 เท่านั้น ทำให้เสียโอกาสในการขายไฟที่มากขึ้น ทั้งที่ระบบไฟฟ้ายังมีความสามารถในการจ่ายไฟได้ (แต่ไม่สามารถมองเห็นได้) หากไม่เกิดเหตุขัดข้องเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

### แนวทางที่ 3

ข้อดี คือ ปริมาณโหลดใกล้เคียงความเป็นจริงสามารถวางแผนปรับปรุงระบบไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเหมาะสมกับปริมาณโหลด มีการใช้งานอุปกรณ์ได้อย่างคุ้มค่าเงินลงทุน

ข้อเสีย คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าคงเหลือของระบบที่สามารถจ่ายไฟได้นั้น มีโอกาสผิดพลาดสูง เนื่องจากระบบอาจมีการเปลี่ยนแปลงไปจากที่ได้ออกแบบไว้ใน Load Shedding

### แนวทางที่ 4

ข้อดี คือ ระบบไฟฟ้าเห็นปริมาณโหลดที่ใกล้เคียงความเป็นจริงทุกสถานะทั้งช่วง Peak และ Off-Peak สามารถวางแผนปรับปรุงระบบไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเหมาะสมกับปริมาณโหลด ทำให้มีการใช้งานอุปกรณ์ได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ คุ้มค่าเงินลงทุน

ข้อเสีย คือ เนื่องจากระบบดังกล่าวยังใหม่กับการใช้งานในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. อาจต้องใช้ระยะเวลาเรียนรู้และศึกษาพอสมควร ซึ่งปัจจุบันมีเพียง กฟผ. เท่านั้น ที่นำเทคโนโลยีนี้มาใช้งานอย่างเต็มรูปแบบ

และสามารถวิเคราะห์หาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ตลอดอายุระยะเวลา 25 ปี ได้ ดังแสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เปรียบเทียบผลประโยชน์ที่ได้รับ

แนวทาง	เงินลงทุน (ลบ.)	รายได้ตลอดอายุ อุปกรณ์ (ลบ.)	รายได้เฉลี่ย/ปี (ลบ.)
1	0.00	0.00	0.00
2	0.00	518.32	21.60
3	10.00	1,834.70	73.39
4	12.50	1,844.71	73.79

สุดท้ายนี้จะเห็นได้ว่าการนำเทคโนโลยี Load Shedding และระบบ Phasor Measurement Unit (PMU) มาใช้งานนั้น จะช่วยทำให้ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เกิดการใช้งานอย่างเต็มประสิทธิภาพ คุ้มค่าเงินลงทุนที่ก่อสร้างระบบไฟฟ้ามากขึ้น อีกทั้งยังช่วยเพิ่มรายได้จากการเก็บค่า Wheeling-Charge เนื่องจากระบบมีศักยภาพคงเหลือ เพิ่มรายได้จากการขายไฟฟ้า สามารถลดการลงทุนก่อสร้างระบบไฟฟ้าที่เข้าซ้อนระหว่างภาครัฐกับภาคเอกชนได้เป็นอย่างดี พร้อมทั้งยังสามารถรองรับตลาดไฟฟ้าเสรีที่จะเกิดขึ้นในอนาคต และรองรับ TPA ที่มีแผนจะประกาศใช้งานประมาณปี 2565 ได้อีกด้วย

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีแผนจะนำเทคโนโลยีดังกล่าวมาใช้งานนำร่องในพื้นที่จังหวัดชลบุรี ซึ่งเป็นพื้นที่เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก หรือ Eastern Economic Corridor (EEC) ที่ภาครัฐมีโครงการนำร่องในพื้นที่มากมาย เช่น การนำร่องทำตลาดไฟฟ้าเสรีนำร่องทำตลาด RE100 โครงการ ERC-Sandbox โครงการ EECd โครงการเมือง 5G โครงการรถไฟความเร็วสูงเชื่อมสามสนามบิน และโครงการเมืองใหม่นาอู่อัญริยะ เป็นต้น อีกทั้งในพื้นที่ดังกล่าวมีผู้ผลิตไฟฟ้าจำนวนมากหลายราย ที่มีความต้องการใช้ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการส่งกำลังไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ เพื่อตอบสนองนโยบายของภาครัฐ

### เอกสารอ้างอิง

- [1] หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ปี 2561. กอวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ธันวาคม 2561)
- [2] John J. Grainger, William D. Stevenson, Jr. 1994. Power System Analysis, p. 347.
- [3] Muhammad M. Aman, Ghauth B. Jasmon, Qadeer A. Khan, Halim Bin A. Bakar J. Jamian, 2012. "Modeling and Simulation of Reverse Power Relay for Generator Protection" IEEE International PEOCO2012, Melaka, Malaysia: 6-7 June 2012
- [4] A.G. Phadke and J.S. Thorp. 2008. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer,
- [5] รายงานพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2563-2580. กอวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (มกราคม 2564)