

การวิเคราะห์ดัชนีความวิกฤติเพื่อจัดลำดับความสำคัญในการบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง ของระบบจำหน่ายเหนือดินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Critical index analysis for improvement maintenance ranking of PEA's overhead
distribution system

อรรถวุฒิ เทียนชัย^{1*} ปานจิต ดำรงกุลกำจร¹ และ ดุลย์พิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์¹

Atthawut Thainchai^{1*}, Parnjit Damrongkulkamjorn¹ and Dulpichet Rerkpreedapong¹

บทคัดย่อ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีโครงข่ายขนาดใหญ่โดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบจำหน่ายเหนือดินแรงดันกลาง ซึ่งผ่านการติดตั้งใช้งานมานาน ส่งผลให้เกิดปัญหาการชำรุดและเสื่อมสภาพ เพื่อลดปัญหาการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระหว่างการให้บริการ กฟภ. จึงมีการวางแผน จัดเตรียมงบประมาณสำหรับใช้ในการบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง เพื่อให้การจัดสรรงบประมาณเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ การศึกษาวิจัยนี้จึงได้นำเสนอวิธีการกำหนดดัชนีความวิกฤติ (critical index) ซึ่งประกอบด้วย 2 ดัชนีย่อยคือ 1) ความเสี่ยงตั้งต้นของระบบไฟฟ้า 2) สภาพของระบบไฟฟ้า โดยการวิเคราะห์ความเสี่ยง (risk analysis) จากข้อมูลการตรวจสภาพ (inspection data) และดำเนินการประเมินความคุ้มค่าของกิจกรรมในการบำรุงรักษา ด้วยอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (benefit cost ratio: B/C ratio) ในบทความนี้จะเลือกพิจารณาเฉพาะกิจกรรมการเปลี่ยนชนิดสายเปลือยในระดับแรงดันกลางเป็นสายหุ้มฉนวนเป็นสำคัญก่อนเพราะสามารถช่วยลดปัญหาเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องได้ทุกสาเหตุ และเป็นกิจกรรมที่ใช้งบประมาณในการดำเนินการสูงที่สุด ซึ่งจากการทดลองในระบบจำหน่ายเหนือดินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 35 วงจร พบว่าสามารถช่วยให้เห็นระดับความวิกฤติของระบบจำหน่ายอยู่ในช่วง 1-5 (ระดับ 5 แทนระบบจำหน่ายวิกฤติเสี่ยงต่อเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องสูงสุด) และเห็นความคุ้มค่าของการลงทุน ซึ่งสามารถใช้เป็นเครื่องมือช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง และใช้ประกอบการตัดสินใจในการจัดสรรงบประมาณของกิจกรรมการเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้าได้

คำสำคัญ: ดัชนีความวิกฤติ การวิเคราะห์ความเสี่ยง ระบบจำหน่าย การบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง

Abstract

The Provincial Electricity Authority (PEA) has significantly large electrical networks, especially medium voltage overhead lines, which have been installed and utilized for a long period of time. As a result, the deterioration of electrical equipment and the damaged components can occur. In order to reduce the interruption of service, PEA has planned the budget allocation for the improvement maintenance in order to be efficient for the budget allocation. The research proposes the evaluation of the critical index by risk analysis using inspection data, which comprises two sub-indices 1) the inherent risk of the power system, and 2) the condition of the power system. The benefit-cost ratio (B/C ratio) of the maintenance project was obtained for the economic assessment. The improvement maintenance project solely considered in this research was changing bare conductors in medium voltage overhead systems to insulated conductors because this project can reduce most outage causes and has the largest budget. Based on the experimental results obtained from 35 overhead distribution circuits of the PEA, the study revealed the ability to identify critical levels of the distribution system ranging from level 1-5 (level 5 representing distribution systems with the highest risk of electrical disruption). It demonstrated the investment's value, which can be utilized to enhance maintenance efficiency, effectively identify the critical levels within the distribution system, and assess the B/C ratio of the project. These insights

¹ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

¹ Faculty of Engineering, Kasetsart University

* Corresponding author E-mail: atthawut.t@ku.th

serve as a valuable tool for optimizing the efficiency of improvement maintenance while supporting decision-making for conductor replacement budget allocation.

Keywords: critical index, risk analysis, distribution system, improvement maintenance

บทนำ

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสินทรัพย์ระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่ง อุปกรณ์ป้องกันในระบบสายส่ง ระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง ระบบจำหน่ายแรงต่ำ และหม้อแปลงระบบจำหน่าย มีมูลค่าการได้มาของสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 671,995.84 ล้านบาท และมีมูลค่าสินทรัพย์คงเหลือภายหลังการหักค่าเสื่อมแล้วคิดเป็นมูลค่าทั้งสิ้น 330,281.49 ล้านบาท (Asset Accounting Division, 2025) ดัง (Table 1) ซึ่งมีค่าเสื่อมสะสมคิดเป็น 50.85 เปอร์เซ็นต์ของมูลค่าการได้มา แสดงให้เห็นว่าสินทรัพย์จำนวนมากอยู่ในช่วงปลายของอายุการใช้งาน ต้องการการบำรุงรักษาหรือการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงทดแทน หากเปรียบเทียบปริมาณสินทรัพย์ระบบไฟฟ้า ดัง (Table 2) จะเห็นว่าปริมาณสินทรัพย์ระบบจำหน่ายแรงดันกลางคิดเป็น 38 เปอร์เซ็นต์ของความยาวระบบไฟฟ้าทั้งหมด (Provincial Electricity Authority, 2022) และมีมูลค่าคิดเป็น 46 เปอร์เซ็นต์ของมูลค่าสินทรัพย์ระบบไฟฟ้าทั้งหมด แสดงให้เห็นความสำคัญของระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง เมื่อพิจารณาจากข้อมูลสถิติการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทั่วประเทศตั้งแต่ปี 2017-2022 ดัง (Table 3) จะพบว่าปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องมักเกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายแรงดันกลาง โดยเฉพาะอุปกรณ์ครอบเอาต์พิวส์ ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไลน์แยก ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นวงกว้าง ซึ่งปัญหาไฟฟ้าขัดข้องที่เกิดขึ้นจำนวนมาก ย่อมส่งผลกระทบต่อภาพลักษณ์ของ กฟภ. และทำให้สูญเสียรายได้จากการขายไฟฟ้า

Table 1 Asset value of the power system.

asset type	acquisition cost (million baht)	accumulated depreciation (million baht)
substation	101,113.38	52,015.22
transmission line	47,536.51	18,266.04
switches and protective devices in transmission systems	3,139.21	1,252.85
medium voltage distribution line	305,708.47	154,252.89
switches and protective devices in distribution line	6,554.70	1,969.47
low voltage distribution line	146,240.37	81,029.00
distribution transformer	35,951.81	19,056.99
electronic meter and mechatronic meter	24,887.69	13,642.19
EV charging station and street lighting system	863.69	229.69
total value	671,995.84	341,714.33

Table 2 PEA overhead line system.

item	total length of PEA power grid (circuit-km)
transmission system	15,282
medium voltage distribution system	336,868
low voltage distribution system	519,347

จากข้อมูลดังกล่าวข้างต้นแสดงให้เห็นความท้าทายที่สำคัญของ กฟผ. ที่กำลังเผชิญกับการเสื่อมสภาพของสินทรัพย์ระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง โดยสาเหตุหลักเกิดจากปัญหาอุปกรณ์ชำรุด และปัญหาสภาพแวดล้อม (Phochkoh & Limsiri, 2019) จึงควรมีการวางแผนบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง ซึ่งกองบริหารจัดการระบบไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีหน้าที่ความรับผิดชอบในการพิจารณาจัดสรรงบประมาณสำหรับการเปลี่ยนอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายที่ชำรุดเสื่อมสภาพ ปัจจุบันเลือกใช้วิธีพิจารณาจัดสรรงบประมาณจากการเปลี่ยนสายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นหลัก และพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในไลน์แยกย่อยเป็นลำดับถัดไป ซึ่งพบปัญหางบประมาณไม่เพียงพอในการจัดสรรเนื่องจากระบบจำหน่ายของ กฟผ. มีการชำรุดและเสื่อมสภาพจำนวนมาก (Power System Maintenance Division, 2017)

Table 3 Statistics on the number of outages of protective devices from 2017-2022. (Grid Analyzation Division, 2022)

year	breaker (times per year)	recloser (times per year)	dropout fuse (times per year)
2017	38,463	23,138	215,352
2018	40,911	27,855	231,653
2019	37,879	24,034	216,587
2020	31,174	20,513	211,090
2021	33,113	27,663	217,939
2022	43,469	49,347	225,663

เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านงบประมาณ จึงมีความจำเป็นที่จะต้องประเมินสภาพระบบของระบบไฟฟ้าเพื่อจัดลำดับความสำคัญ และเป็นการนำข้อมูลที่ได้จากตรวจสอบระบบไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้ในการบ่งบอกระดับความรุนแรงที่จะเกิดปัญหาการชำรุด (Tsimberg et al., 2014) รวมถึงสามารถประเมินระดับของความเสี่ยงที่อุปกรณ์จะเกิดการชำรุดเสียหายขึ้นได้ในระหว่างการใช้งาน (Sae-Heng & Noohawm, 2021) และสามารถนำผลจากการประเมินสภาพไปใช้ในการจัดการสินทรัพย์หรือวางแผนบำรุงรักษาที่เหมาะสมได้ (Barnfather et al., 2012) โดยวิธีการประเมินสภาพสามารถทำได้หลายวิธี ซึ่งแต่ละวิธีก็มีข้อดีและข้อจำกัดที่ต่างกันไป การเลือกใช้วิธีการที่เหมาะสมจะขึ้นอยู่กับลักษณะของระบบ งบประมาณและความต้องการของผู้ใช้งาน เช่น

1. วิธีการตรวจสอบด้วยสายตา (Zhang et al., 2014) เป็นวิธีการที่สามารถประเมินสภาพได้อย่างรวดเร็ว ทำได้บ่อย แต่ก็ต้องอาศัยประสบการณ์จากผู้ตรวจ ซึ่งในหลายประเทศก็เลือกใช้วิธีการตรวจสอบด้วยสายตาร่วมกับปัจจัยอื่น ๆ เช่น สภาพแวดล้อม ไฟฟ้า (Liu et al., 2019)

2. วิธีการทดสอบแบบไม่ทำลาย เป็นวิธีการที่สามารถตรวจความผิดปกติของอุปกรณ์ได้โดยไม่ทำให้อุปกรณ์เสียหาย เช่น ultrasonic scan (Suwanasri et al., 2021), thermal scan แต่เครื่องมือก็ยังมีราคาสูง (Harsono et al., 2018)

3. วิธีการการตรวจสอบแบบออนไลน์ (Hu et al., 2015) เป็นวิธีการติดตั้งเซนเซอร์เพื่อตรวจวัดสัญญาณผิดปกติต่าง ๆ เช่น แรงดัน กระแส อุณหภูมิ และนำข้อมูลที่ได้จากเซนเซอร์ไปวิเคราะห์และประเมินสภาพของระบบต่อไป

โดยการศึกษาวิจัยนี้จึงได้นำเสนอวิธีการกำหนดดัชนีความวิกฤติ โดยการวิเคราะห์ความเสี่ยงจากข้อมูลการตรวจสอบสภาพ และดำเนินการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุน ด้วยอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าลงทุน (benefit cost ratio: B/C ratio) เพื่อใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาจัดสรรงบประมาณสำหรับการบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง จัดลำดับความสำคัญของกิจกรรมเปลี่ยนชนิดของสายไฟฟ้าต่อไป

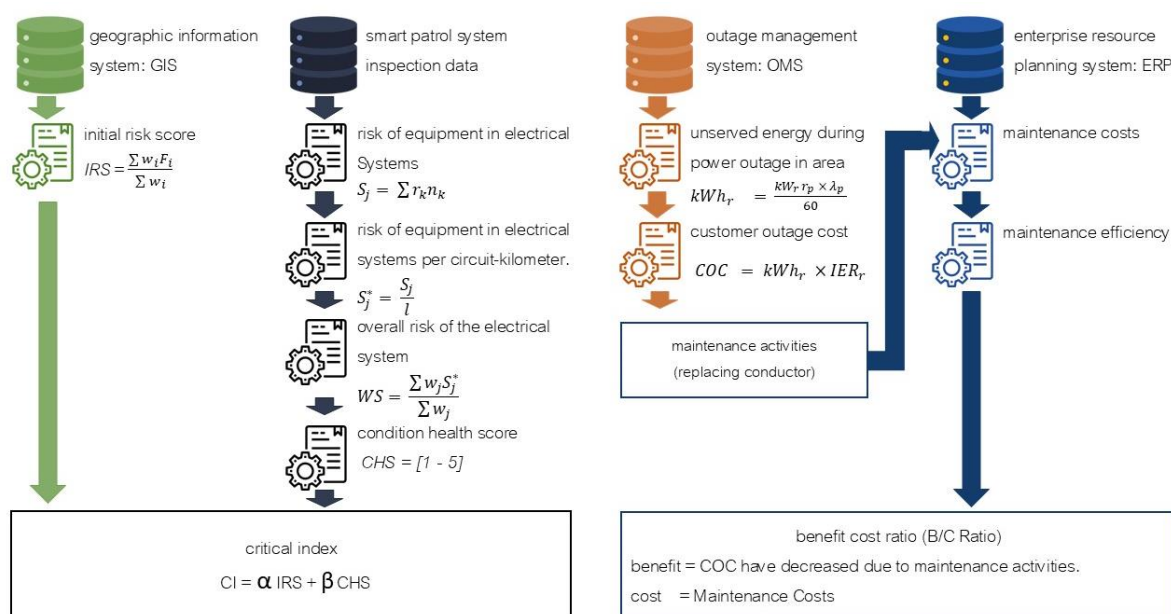


Figure 1 The steps for critical index analysis for improvement maintenance ranking.

วิธีการศึกษา

1. วิธีการกำหนดดัชนีความวิกฤติ (critical index: CI)

การกำหนดดัชนีความวิกฤติ จะประกอบด้วยการคำนวณคะแนนความเสี่ยงตั้งต้นของระบบไฟฟ้า (initial risk score: IRS) และการคำนวณคะแนนสภาพของระบบไฟฟ้า (condition health score: CHS) ดังสมการ (1) ซึ่งค่าดัชนีความวิกฤติของระบบไฟฟ้าจะเป็นตัวชี้วัดที่ใช้ประเมินความสำคัญหรือความเสี่ยงของระบบไฟฟ้า บ่งชี้ถึงความเสี่ยงบางของระบบต่อเหตุการณ์ไม่พึงประสงค์หรือเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งผลของดัชนีความวิกฤติ สามารถระบุองค์ประกอบที่มีความเสี่ยงสูงที่จำเป็นต้องได้รับการดูแลก่อน หรือใช้เป็นข้อมูลช่วยในการวางแผนจัดสรรทรัพยากร ตามระดับความวิกฤติได้

$$CI = \alpha IRS + \beta CHS \quad (1)$$

เมื่อ CI = ค่าดัชนีความวิกฤติของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

IRS = คะแนนความเสี่ยงตั้งต้นของระบบไฟฟ้า

CHS = คะแนนสภาพของระบบไฟฟ้า

α, β = ค่าสัมประสิทธิ์ถ่วงน้ำหนัก โดยกำหนดค่า $\alpha = 0.5, \beta = 0.5$

1.1 ขั้นตอนการคำนวณคะแนนความเสี่ยงตั้งต้นของระบบไฟฟ้า (initial risk score: IRS)

การระบุความเสี่ยงตั้งต้นจะใช้ข้อมูลจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (geographic information system: GIS) และการสำรวจระยะไกล (remote sensing) ตรวจสอบลักษณะพื้นที่การจ่ายไฟ จำนวนต้นไม้ และชนิดของสายไฟฟ้า ดัง (Figure 2) เพื่อประเมินความเสี่ยงตั้งต้นของระบบไฟฟ้า (initial risk score: IRS) ดังสมการ (2) โดยการคำนวณคะแนนจะมีการกำหนดค่าสัมประสิทธิ์ถ่วงน้ำหนักแยกตามปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง และกำหนดคะแนนความรุนแรงและน้ำหนักของแต่ละปัจจัย มาจากการสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญในงานบำรุงรักษาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าดัง (Table 4)

$$IRS = \frac{\sum w_i F_i}{\sum w_i} \quad (2)$$

เมื่อ IRS = คะแนนความเสี่ยงตั้งต้นของระบบไฟฟ้า

w_i = ค่าสัมประสิทธิ์ถ่วงน้ำหนักของปัจจัยที่ i

F_i = ค่าปัจจัยที่มีผลต่อสภาพตั้งต้นของระบบไฟฟ้า

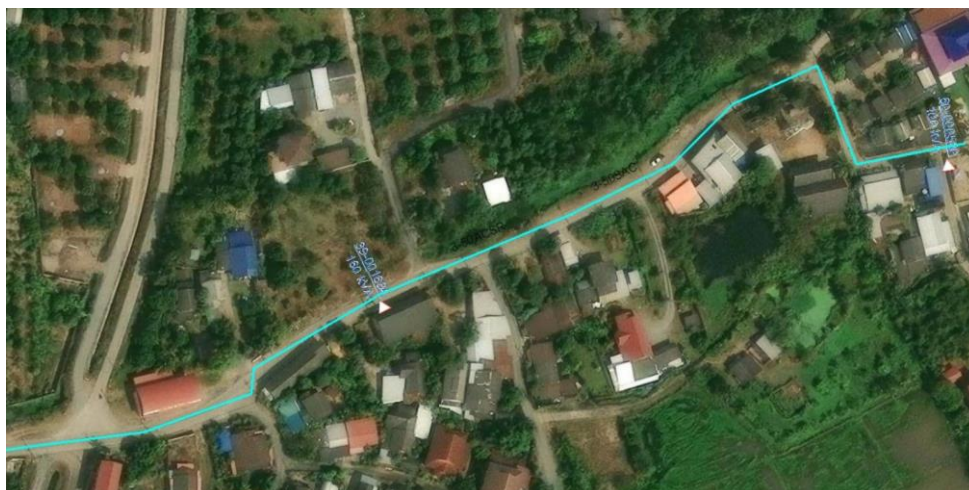


Figure 2 Remote sensing for initial risk of overhead distribution system.

Table 4 Weighting coefficients for initial risk condition of the electrical power system.

i	weight coefficient (w_i)		initial condition	factor score (F_i)
1	5	types of cable	PIC	5
			bare conductor	3
			SAC/TWIST	1
2	7	trees density	dense	5
			moderate	3
			sparse	1
3	3	pollution levels	high pollution	3
			normal pollution	1

1.2 ขั้นตอนการคำนวณคะแนนสภาพของระบบไฟฟ้า (condition health score: CHS)

นำเข้าข้อมูลจำนวนจุดความผิดปกติหรือการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้าจากฐานข้อมูลการตรวจสอบระบบไฟฟ้า (inspection data) เช่น ตรวจพบการชำรุดของฉนวนสายไฟฟ้า พบการชำรุดของอุปกรณ์จับยึดสายไฟฟ้า พบรอยอาร์คที่จุดต่อ พบสายลิดไม่เหมาะสม ดัง (Figure 3) นำจำนวนจุดที่ตรวจพบและลักษณะความผิดปกติมาบันทึกในคอลัมน์ number of anomalies คำนวณ ดังสมการ (3) โดยใช้ค่าน้ำหนัก ดัง (Table 5) เพื่อแสดงความเสี่ยงของอุปกรณ์ประกอบ (Kulachartsatoporn & Ratana-arporn, 2019) ในระบบไฟฟ้า (S_j) โดยลักษณะความผิดปกติ ตามคู่มือการตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าเหนือดิน (Power System Maintenance Division, 2019)

เนื่องจากแผนการตรวจสอบระบบจำหน่ายเหนือดินมีความยาวที่แตกต่างกัน เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบความเสี่ยงของอุปกรณ์ จึงต้องเปลี่ยนข้อมูลให้เป็นมาตรฐานเดียวกัน ในรูปแบบค่าความเสี่ยงของอุปกรณ์ต่อวงจร-กม. (S_j^*) ดังสมการ (4) และแสดงค่าความเสี่ยงรวมของระบบไฟฟ้า (WS) ดังสมการ (5)

นำค่าความเสี่ยงรวมของระบบไฟฟ้า (WS) ไปเปรียบเทียบเพื่อจัดกลุ่มคะแนนตามสภาพของระบบไฟฟ้า (CHS) ในระดับ 1-5 ดัง (Table 6) เพื่อกำหนดกลุ่มตามความเสี่ยง ระบบไฟฟ้าที่มีความเสี่ยงสูง สภาพแยะจะมีค่า CHS สูงสุดเท่ากับ 5 ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงน้อย สภาพดี จะมีค่า CHS ต่ำสุดเท่ากับ 1 รูปแบบการกำหนดช่วงชั้นระหว่าง 1-5 จะแบ่งออกเป็น 5 ระดับเท่ากัน โดยพิจารณาจากความหนาแน่นของข้อมูลความผิดปกติที่ตรวจพบในงานตรวจสอบระบบจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2022 จำนวน 496 วงจร ดัง (Figure 4)

$$S_j = \sum r_k n_k \quad (3)$$

เมื่อ S_j = ความเสี่ยงของอุปกรณ์ประกอบในระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ที่ j
 r_k = ระดับความรุนแรงของความผิดปกติ รายการ ตรวจสอบที่ k
 n_k = จำนวนจุดผิดปกติที่ตรวจพบ รายการตรวจสอบที่ k

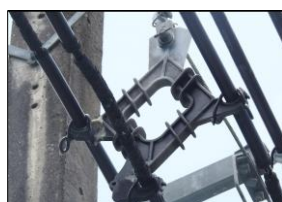
Table 5 Weighting coefficients for power system condition.

j	(w_j)	inspection items	k	condition	(r_k)	number of anomalies (n_k)
1	7	conductor (CO)	1	breakage	3	-
			2	sag	3	-
			3	loosening	3	-
			4	damaged insulation	2	1
			5	damaged cable clamping	4	-
2	3	joint (JO)	1	shows signs of arcing	4	-
			2	deformed joint	2	-
			3	substandard joint	2	-
			4	inappropriate lead wire	1	-



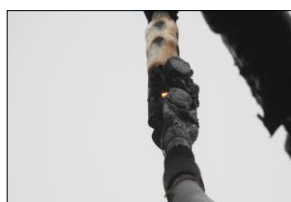
a)

damaged insulation



b)

damaged cable clamping



c)

shows signs of arcing



d)

inappropriate lead wire

Figure 3 Examples of anomalies in overhead line power systems.

$$S_j^* = \frac{S_j}{l} \quad (4)$$

เมื่อ S_j^* = ค่าความเสี่ยงของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าต่อวงจร-กม.

S_j = ความเสี่ยงของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้า

l = ความยาวระบบไฟฟ้า (วงจร-กม.)

$$WS = \frac{\sum w_j S_j^*}{\sum w_j} \quad (5)$$

เมื่อ WS = ความเสี่ยงรวมของระบบไฟฟ้า

w_j = ค่าสัมประสิทธิ์ถ่วงน้ำหนัก

Table 6 Show the range of condition health score.

CHS	condition health score criteria	
	lower limit of WS	upper limit of WS
CHS=1	...	<0.027
CHS=2	≥ 0.027	<0.051
CHS=3	≥ 0.051	<0.076
CHS=4	≥ 0.076	<0.100
CHS=5	≥ 0.100	...

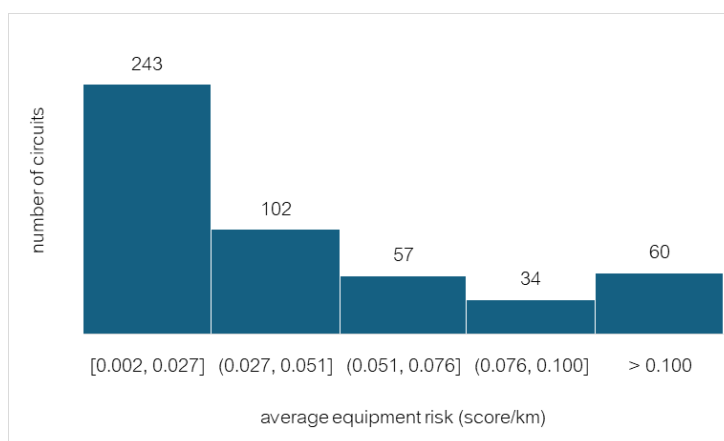


Figure 4 Show the frequency distribution of the total risk data for 496 circuits in the year 2022.

2. วิธีการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุน

การประเมินความคุ้มค่าของการลงทุน ดังสมการ (6) จะเป็นการเปรียบเทียบผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อลดผลกระทบทางสังคมของการเกิดปัญหาไฟฟ้าดับและลดมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (customer outage cost: COC) เปรียบกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนปรับปรุงระบบ และจัดลำดับความสำคัญ

ในรูปแบบของเมทริกซ์ เพื่อนำมาใช้ในการกำหนดเกณฑ์ตัดสินใจในการพิจารณาจัดสรรงบประมาณสำหรับแผนงาน
เปลี่ยนทดแทนอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{benefit}}{\text{cost}} \quad (6)$$

เมื่อ benefit = มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าลดลงจากกิจกรรมเปลี่ยนชนิดสายไฟ
 cost = ต้นทุนค่าใช้จ่ายในกิจกรรมเปลี่ยนชนิดสายไฟ

2.1 การคำนวณมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า

การคำนวณมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟ ช่วยให้ทราบถึงความรุนแรงของผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลรายงานเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (outage management system: OMS) หาจำนวน
ครั้งการเกิดไฟฟ้าดับ ระยะเวลาในการซ่อมแซมและพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายไม่ได้ เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณร่วมกับอัตราความ
เสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ ดังสมการ (7)-(8) โดยค่าอัตราความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (interrupted energy
rate: IER) จะแสดงให้เห็นว่าหนึ่งหน่วยพลังงานที่หายไปจากการเกิดไฟฟ้าดับมีมูลค่าความเสียหายเท่าใด และอัตราค่า
ความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (interruption cost per event: ICPE) จะแสดงให้เห็นว่าเกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งมีมูลค่า
ความเสียหายเท่าใด มูลค่าจะแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ (Department of electrical
and computer engineering, KMUTNB, 2013)

$$COC = kWh_r \times IER_r \quad (7)$$

$$kWh_r = \frac{kW_r r_p \times \lambda_p}{60} \quad (8)$$

เมื่อ COC = มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (บาท)
 kWh_r = ค่าพลังงานที่จ่ายไม่ได้ขณะที่เกิดไฟฟ้าดับในพื้นที่ r (กิโลวัตต์ชั่วโมง)
 IER_r = อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้อง ในพื้นที่ r
(บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ดัง (Table 7)
 λ_p = ค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับของแต่ละ section (ครั้งต่อปี)
 r_p = ค่าเฉลี่ยเวลาที่ใช้ในการซ่อมของแต่ละ section (นาที)

Table 7 Outage cost Indices of PEA's customer classified by region.

PEA region	IER (baht/kWh)	ICPE (baht/event)
PEA area 1 (central)	96.29	113,410.00
PEA area 2 (central)	116.39	109,188.00
PEA area 3 (central)	100.96	130,188.00
PEA area 1 (north)	68.04	77,102.00
PEA area 2 (north)	64.81	38,605.00

Table 7 Outage cost Indices of PEA's customer classified by region. (continue)

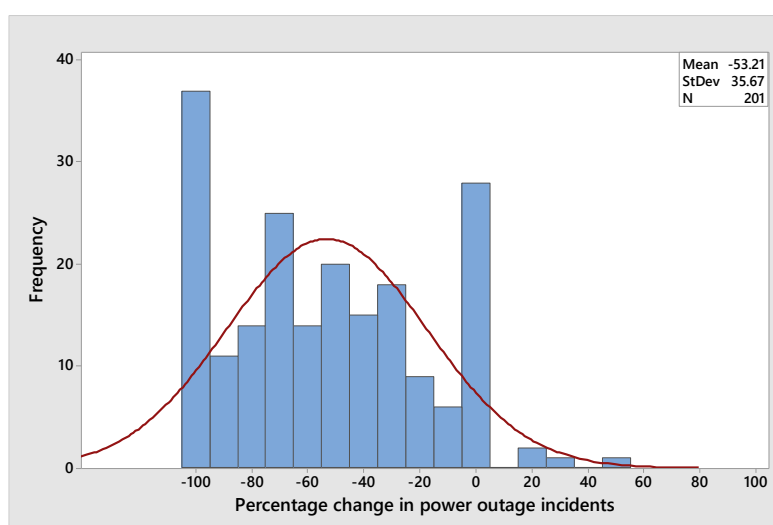
PEA region	IER (baht/kWh)	ICPE (baht/event)
PEA area 3 (north)	91.59	78,587.00
PEA area 1 (northeast)	57.93	50,978.00
PEA area 2 (northeast)	55.75	40,352.00
PEA area 3 (northeast)	77.01	82,255.00
PEA area 1 (south)	81.29	70,033.00
PEA area 1 (south)	62.80	80,989.00
PEA area 1 (south)	75.79	71,219.00

Table 8 Cost of replacing conductor.

maintenance activities	costs (baht/km)
replace bare conductor with insulated conductor 185 sq.mm (SAC)	802,770.00
replace bare conductor with insulated conductor 50 sq.mm (SAC)	520,280.00

2.2 การกำหนดค่าประสิทธิภาพของกิจกรรมบำรุงรักษาเชิงปรับปรุง

ค่าประสิทธิภาพของกิจกรรมบำรุงรักษา (maintenance performance indicator) เป็นตัวชี้วัดในการประเมินประสิทธิผลของกิจกรรมบำรุงรักษา เพื่อให้สามารถติดตาม ตรวจสอบ และปรับปรุงกระบวนการบำรุงรักษา เพื่อให้อุปกรณ์ทำงานได้อย่างต่อเนื่อง ได้แก่ เวลาเฉลี่ยระหว่างความล้มเหลว (MTBF) เวลาเฉลี่ยในการซ่อม (MTTR) หรือค่าความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า SAIFI SAIDI ในกรณีศึกษานี้จะใช้ข้อมูลทางสถิติจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นงานปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยวิธีการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนเพิ่มอีกจำนวน 201 งาน ระหว่างปี 2018-2022 วงเงินในการดำเนินงานทั้งหมด 360.095 ล้านบาท พบว่าผลจากการปรับปรุงระบบไฟฟ้า ด้วยวิธีการเปลี่ยนสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนจะส่งผลให้สถิติการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันลดลงเฉลี่ย 53 เปอร์เซ็นต์ ดัง (Figure 5)

**Figure 5** The percentage change in power outage incidents after the replacement of power lines.

ผลการศึกษาและอภิปรายผล

งานวิจัยนี้ได้ทำการประเมินค่าดัชนีความวิกฤติและวิเคราะห์ความเสี่ยงของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายเหนือดินจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ การสำรวจระยะไกล เพื่อตรวจสอบสภาพแวดล้อม ข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องจากระบบบริหารงานไฟฟ้าขัดข้อง และผลการประเมินสภาพของอุปกรณ์จากข้อมูลการตรวจสอบสภาพในพื้นที่สถานีไฟฟ้ากระน (KRN), สถานีไฟฟ้าสันป่าตอง (SGA), สถานีไฟฟ้าอุทัยธานี (UAA), สถานีไฟฟ้าศรีเชียงใหม่ (SCM), สถานีไฟฟ้าชุมพร1 (CPA), สถานีไฟฟ้าชัยบาดาล1 (CDA), สถานีไฟฟ้าแม่ระมาด (MFA), สถานีไฟฟ้าขลุง (KLG), สถานีไฟฟ้าฮอด (HOA), สถานีไฟฟ้าธาตุพนม (THA), สถานีไฟฟ้าเกาะโพธิ์ (KPO), สถานีไฟฟ้าคลองหลวง (KLO), สถานีไฟฟ้าชนแดน (CON), สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP), สถานีไฟฟ้าเชียงดาว (CDO), สถานีไฟฟ้าแมริม (MRM), สถานีไฟฟ้ากระบี่1 (KBA), สถานีไฟฟ้านครศรีธรรมราช2 (NTB) รวม 18 สถานีไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 35 วงจร ความยาวระบบไฟฟ้าที่นำมาศึกษา รวม 5,583 วงจร-กิโลเมตร และมีเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องเกิดขึ้นรวม 1,181 ครั้ง ซึ่งสถานีไฟฟ้าแมริม วงจรที่ 2 (MRM02) มีการขัดข้องมากที่สุดรวม 162 ครั้งต่อปี ดัง (Figure 6) และผลจากการคำนวณมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าพบว่าระบบจำหน่ายสถานีไฟฟ้าสันป่าตอง วงจรที่ 5 (SAG05) มีค่าสูงที่สุด เป็นเงิน 26.46 ล้านบาท ดัง (Figure 7) ผลจากข้อมูลการตรวจสอบจะพบว่าสถานีไฟฟ้าชนแดน วงจรที่ 5 (CON05) พบจุดผิดปกติมากที่สุด ดังนี้ สายตัวนำแตก 4 จุด ระยะหย่อนยานของสายไฟฟ้าไม่ได้มาตรฐาน 31 จุด ฉนวนสายไฟฟ้าชำรุด 2 จุด อุปกรณ์จับยึดสายไฟฟ้าชำรุด 1 จุด จุดต่อทางไฟฟ้าอาร์ค 2 จุด จุดต่อไม่ได้มาตรฐาน 1 จุด และสายลัดไม่ได้มาตรฐาน 1 จุด ดัง (Figure 8)

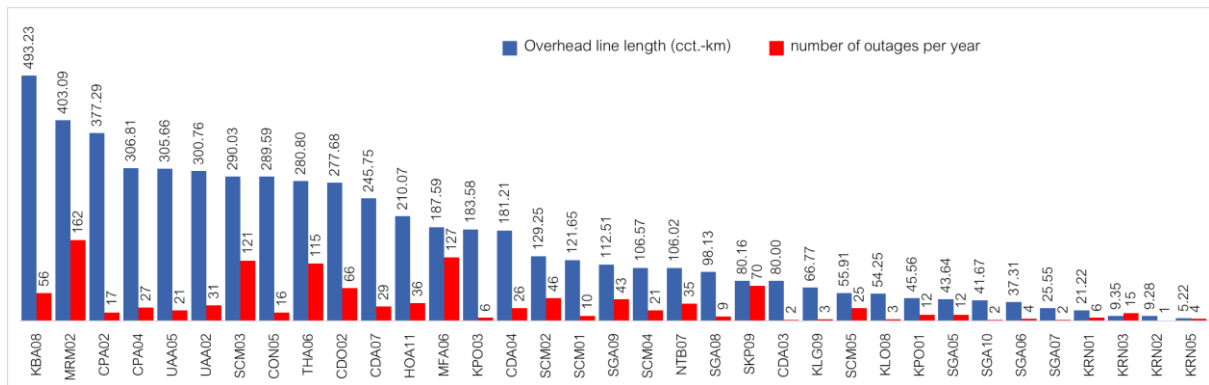


Figure 6 Overhead line length and number of outages per year (λ).

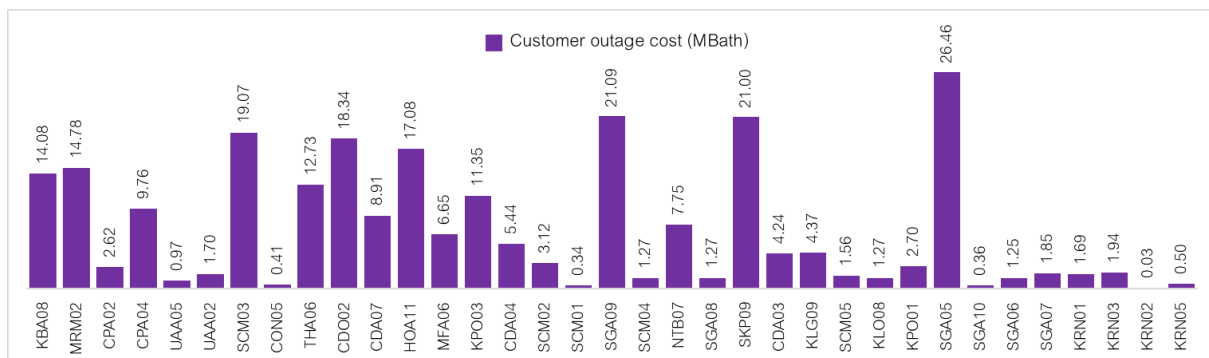


Figure 7 Customer outage cost: COC.

Inspection items in feeder		KBA08	MRM02	CPA02	CPA04	UAA05	UAA02	SMC03	CON05	THA06	CDA02	CDA07	HOA11	MFA06	KPO03	CDA04	SCM02	SCM01	SGA09	SMC04	NTB07	SGA08	SKP09	CDA03	KLGO9	SMC05	KLO08	KPO01	SGA05	SGA10	SGA06	SGA07	KRN01	KRN02	KRN03	KRN05
Conductor (CO)	Breakage	-	1	-	-	1	2	4	-	-	-	-	-	-	-	1	2	-	-	-	3	-	-	1	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-
	Sag	-	15	-	-	4	4	-	31	-	1	4	-	1	-	7	2	1	-	-	1	1	-	2	1	-	-	-	1	1	-	1	-	-	-	
	Loosening	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Damaged insulation	-	7	-	7	3	1	1	2	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	
	Damaged cable clamping	1	5	-	1	4	2	-	1	-	-	-	-	-	-	2	1	1	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	
Joint (JO)	Shows signs of arcing	2	-	-	27	-	4	-	2	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	4	-	6	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-
	Deformed joint	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Substandard Joint	-	-	-	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Inappropriate lead wire	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	33	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Figure 8 Inspection data.

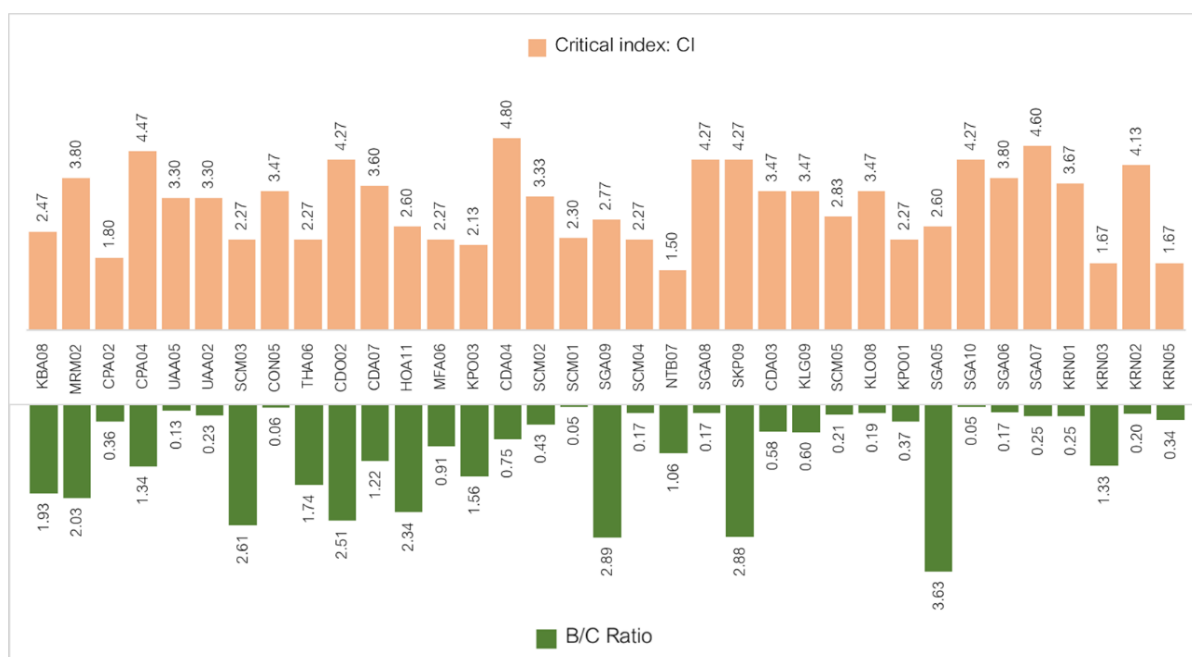


Figure 9 Critical index and B/C ratio.

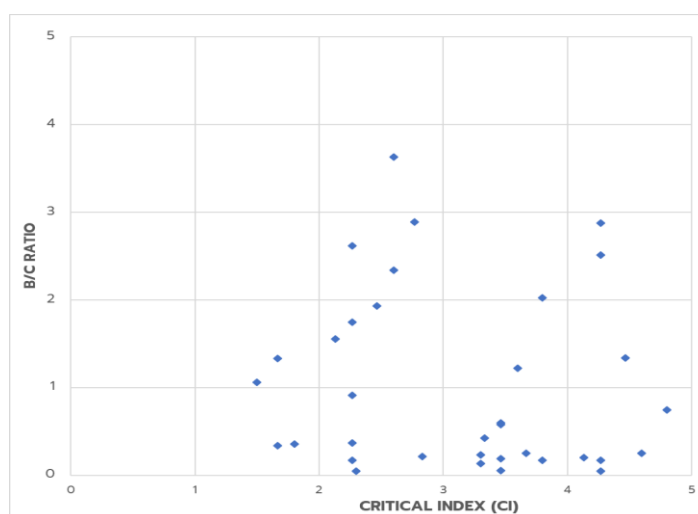


Figure 10 Critical index analysis for improvement maintenance ranking of PEA's overhead distribution system 35 circuits.

เมื่อนำข้อมูลไปวิเคราะห์ด้วยดัชนีความวิกฤติตามขั้นตอน (Figure 1) พบว่าสามารถช่วยให้เห็นความแตกต่างของระดับความวิกฤติของระบบจำหน่ายได้ ดัง (Figure 9) โดยตำแหน่งการกระจายตัวของจุด ดัง (Figure 10) สามารถแปลผลได้ดังนี้

1. จุดที่อยู่ทางขวาบนของกราฟ (CI สูง และ B/C ratio สูง) แสดงถึงระบบจำหน่ายมีความเสี่ยงสูง กิจกรรมที่ดำเนินการมีความสำคัญเร่งด่วน และมีความคุ้มค่าสูง
2. จุดที่อยู่ทางขวาล่างของกราฟ (CI สูง และ B/C ratio ต่ำ) แสดงถึงระบบจำหน่ายมีความเสี่ยงสูง กิจกรรมที่ดำเนินการมีความสำคัญเร่งด่วน แต่มีความคุ้มค่าน้อย
3. จุดที่อยู่ทางขวากลางของกราฟ (CI ต่ำ และ B/C ratio สูง) แสดงถึงกิจกรรมที่ดำเนินการมีความคุ้มค่าสูง แต่ระบบจำหน่ายมีความเสี่ยงต่ำ ความสำคัญต่ำ
4. จุดที่อยู่ทางขวาล่างของกราฟ (CI ต่ำ และ B/C ratio ต่ำ) แสดงถึงกิจกรรมที่ดำเนินการมีความคุ้มค่าต่ำ และระบบจำหน่ายมีความเสี่ยงต่ำ ความสำคัญต่ำ

กรณีตัวอย่างเช่น สถานีไฟฟ้าสันป่าตอง (SGA) วงจรที่ 9 (SGA09) มีความยาวระบบจำหน่ายรวม 112.51 วงจร-กิโลเมตร เกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง (λ) จำนวน 43 ครั้ง มีมูลค่าความเสียหายของลูกค้า (COC) รวม 21.092 ล้านบาท ซึ่งมีค่าดัชนีความวิกฤติ (CI) เท่ากับ 4.27 มีความประสงค์ต้องการเปลี่ยนสายไฟฟ้า ระยะทาง 5 วงจร-กิโลเมตร วงเงินงบประมาณ (cost) ที่ต้องใช้ในการดำเนินงาน 4.013 ล้านบาท ตามประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินกิจกรรมเปลี่ยนสายไฟฟ้าดัง (Table 8) หากปรับปรุงระบบไฟฟ้าแล้วเสร็จ คาดว่าจะช่วยลดความเสียหายของลูกค้าเป็นจำนวนเงิน 11.60 ล้านบาท อัตราส่วนของผลประโยชน์และเงินลงทุน (B/C ratio) มีค่าเท่ากับ 2.89 ดัง (Table 9) การกำหนดดัชนีความวิกฤติและวิเคราะห์ความเสี่ยง สามารถใช้เป็นเครื่องมือช่วยในการจัดลำดับความสำคัญได้ (Kongsong & Pooworarlchai, 2020) โดยการพิจารณาควรให้ความสำคัญกับ CI และ B/C ratio ที่มีค่าสูง (จุดที่อยู่ทางขวาบนของกราฟก่อน) เนื่องจากเป็นกิจกรรมที่สำคัญเร่งด่วนและมีความคุ้มค่าสูง ซึ่งผลการศึกษาในครั้งนี้ก็อาจมีข้อจำกัดของคุณภาพของข้อมูล เช่น ข้อมูลเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องไม่สมบูรณ์ การบันทึกเวลาเริ่ม/สิ้นสุดไม่ถูกต้อง จะส่งผลต่อการคำนวณมูลค่าความเสียหายของลูกค้า

Table 9 Case study: a critical index analysis for improvement maintenance ranking.

substation	feeder ID	overhead line (cct.-km)	outage (λ)	COC (Mbaht)	CI	replace (cct.-km)	cost (Mbaht)	benefit (Mbaht)	B/C ratio
Karon electric station (KRN)	KRN01	21.22	6	1.69	3.67	4.56	3.66	0.93	0.25
	KRN02	9.28	1	0.03	4.13	0.11	0.09	0.02	0.20
	KRN03	9.35	15	1.94	1.67	1.00	0.80	1.07	1.33
	KRN05	5.22	4	0.50	1.67	1.00	0.80	0.27	0.34
Sanpatong electric station (SGA)	SGA05	43.64	12	26.46	2.60	5.00	4.01	14.55	3.63
	SGA06	37.31	4	1.25	3.80	5.00	4.01	0.69	0.17
	SGA07	25.55	2	1.85	4.60	5.00	4.01	1.02	0.25
	SGA08	98.13	9	1.27	4.27	5.00	4.01	0.70	0.17
	SGA09	112.51	43	21.09	2.77	5.00	4.01	11.60	2.89
	SGA10	41.67	2	0.36	4.27	5.00	4.01	0.20	0.05

สรุป

งานวิจัยนี้ได้นำเสนอการนำข้อมูลการประเมินสภาพระบบไฟฟ้าเหนือดินมาใช้ประโยชน์เพิ่มเติม ด้วยการวิเคราะห์ความเสี่ยง และกำหนดดัชนีความวิกฤติ เพื่อนำมาเป็นเครื่องมือช่วยจัดลำดับความสำคัญในการตัดสินใจลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยสามารถเลือกพิจารณาโครงการโดยใช้เกณฑ์ CI ควบคู่กับ B/C โดยในพื้นที่ที่มีค่าดัชนีความวิกฤติสูง ($CI=5$) ถือว่ามีความเสี่ยงสูง และเลือกโครงการที่มี B/C ratio สูง ควรได้รับพิจารณาก่อน ถือว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากผลประโยชน์ที่ได้มากกว่าเงินลงทุน

วิธีการกำหนดดัชนีความวิกฤติ อาจมีข้อจำกัดที่อาจเกิดขึ้น จากการระบุปัจจัยนำเข้าและการกำหนดน้ำหนักความสำคัญของแต่ละปัจจัยที่มาจากประสบการณ์ของผู้เชี่ยวชาญที่ปฏิบัติงานด้านการบำรุงรักษาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาจเปลี่ยนแปลงไปตามบริบทขององค์กรและสถานการณ์ในปัจจุบัน ความเป็นไปได้ในการนำดัชนีความวิกฤติมาประยุกต์ใช้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาจทำได้เฉพาะกิจกรรมปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการเปลี่ยนสายไฟฟ้า เนื่องจากยังขาดข้อมูลประสิทธิภาพของกิจกรรมบำรุงรักษานิดอื่น ๆ ซึ่งทางผู้วิจัยจะได้ทำการวางแผนเก็บข้อมูล ศึกษาข้อมูล และพัฒนาวิธีการในโอกาสต่อไป

เอกสารอ้างอิง

- Asset Accounting Division. (2025). *PEA's asset value*. Provincial Electricity Authority. <https://bit.ly/BI-AV>. (in Thai)
- Barnfather, P., Hughes, D., & Wells, R. (2012). Condition-based risk management of physical assets within the electrical power sector. *Proceedings of the IET & IAM Asset Management Conference*. (pp. 1-5). United Kingdom. <https://doi.org/10.1049/cp.2012.1911>
- Department of electrical and computer engineering. (2013). Chapter 11 Outage cost by direct cost assessment method. *Project Report on Outage Cost Estimation*. Faculty of engineering, King Mongkut's University of Technology North Bangkok. (in Thai)
- Grid Analyzation Division. (2022). *Outage Management System Report 52*. Provincial Electricity Authority. <https://bit.ly/BI-RPT52> (in Thai)
- Harsono, B. B., Tambunan, H. B., Munir, B. S., & Priambodo, N. W. (2018). The evaluation of ceramic insulator performance around thermal power plant in Indonesia. *Proceedings of the International Conference on Smart Green Technology in Electrical and Information Systems (ICSGTEIS)*. Indonesia. (pp. 77-81). <https://doi.org/10.1109/ICSGTEIS.2018.8709112>
- Hu, Z., Shi, S., Dong, X., & Ma, Z. (2015). The research on distribution network health index based on real-time information record. *Proceedings of the International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*. Austria. (pp. 241-244). DOI: 10.1109/SEDST.2015.7315214
- Kongsong, W., & Pooworarlchai, C. (2020). Risk analysis in construction projects by matrix method. *RMUTSB Academic Journal*, 8(1), 126-139. <https://li01.tci-thaijo.org/index.php/rmutsb-sci/article/view/229296/167152> (in Thai)
- Kulachartsataporn, K., & Ratana-arporn, L. (2019). Cause analysis and preventive measure of high voltage cable broken in Pattaya city. *Journal of Srinakharinwirot University (Journal of Sciences and Technology)*, 11(21), 52-63. <https://ph02.tci-thaijo.org/index.php/swujournal/article/view/200143/142808> (in Thai)

- Liu, Y., Xv, J., Yuan, H., Lv, J., & Ma, Z. (2019). Health assessment and prediction of overhead line based on health index. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(7), 5546-5557. <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2868028>
- Phochkoh, A. & Limsiri, C. (2019). Appropriate maintenance strategies for power distribution systems. *NKRAFA Journal of Science and Technology*, 15(1), 112-123. <https://ph02.tci-thaijo.org/index.php/nkrafa-sct/article/view/189219/155022> (in Thai)
- Provincial Electricity Authority. (2022). *Annual Report 2022*. <https://www.pea.co.th/about-pea/annual-report/view/fbda685d-853a-47df-b6b7-866ac5a5633a> (in Thai)
- Power System Maintenance Division. (2017). *Plan for replacement of deteriorated electrical equipment*. Provincial Electricity Authority. <https://infocenter.oic.go.th/FILEWEB/CABINFOCENTER40/DRAWER054/GENERAL/DATA0000/00000327.PDF> (in Thai)
- Power System Maintenance Division. (2019). Chapter 11 Inspection and assessment. *Maintenance Policy*. Provincial Electricity Authority. (in Thai)
- Sae-Heng, S., & Noohawm, O. (2021). Risk assessment for protective relays in substation. *UBU Engineering Journal*, 14(4), 74-85. https://ph02.tci-thaijo.org/index.php/eng_ubu/article/view/245810/166617 (in Thai)
- Suwanasri, S., Khetcharoen, W., Suwanasri, T., Panmala, N., Rungsivattagapong, S., Atiwet, N. & Poonpoch, P. (2021). Partial discharge investigation and failure analysis on distribution network using acoustic camera. *International Proceedings of the 9th International Electrical Engineering Congress*. (pp. 181-184). Thailand <https://doi.org/10.1109/IEECON51072.2021.9440301>
- Tsimberg, Y., Lotho, K., Dimnik, C., Wrathall, N., & Mogilevsky, A. (2014). Determining transmission line conductor condition and remaining life. *Proceedings of the IEEE PES T&D Conference and Exposition*. (pp. 773-777). USA. <https://doi.org/10.1109/TDC.2014.6863242>
- Zhang, D. B., Li, W. Y., & Xiong, X. F. (2014). Overhead line preventive maintenance strategy based on condition monitoring and system reliability assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), 1839-1846. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2295379>