

การวิเคราะห์ระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงาน ด้วยซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์

AN ANALYSIS OF MEDIUM POWER DISTRIBUTION SYSTEM CONNECTED TO THE POWER PLANT BY COMPUTER SOFTWARE

วันที่รับ: 13 มกราคม 2564

วันที่แก้ไข: 17 กุมภาพันธ์ 2564

วันที่ตอบรับ: 21 เมษายน 2564

ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์^{1*}, กัญญาณัฐ ทองเทพ¹,

กมล จิรเสรีอมรกุล², วันจักรี เล่นวาริ²,

เสริมสุข บัวเจริญ¹ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล¹

Supasresh Tanchaiyarodj^{1*}, Kunyanat Thongtep¹,

Kamon Jirasereeamornkul², Wanchak Lenwari²,

Sermasuk Buochareon¹ and Yingrak Auttawaitkul¹

¹วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ 50290

¹School of Renewable Energy, Maejo University 50290

²คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้าธนบุรี 10140

²Faculty of Engineering, King Mongkut's University
of Technology Thonburi (Bangmod) 10140

*Corresponding author e-mail: okkmit@gmail.com



บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มุ่งเน้นแก้ปัญหาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่มักเกิดปัญหาหน่วยสูญเสียมีค่าสูงและแรงดันไฟฟ้าไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ในระบบจำหน่ายที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างเหมาะสม สำหรับลดหน่วยสูญเสียจากโรงไฟฟ้า และปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน และเพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้ด้วยการหาค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (PBP) ที่เหมาะสม ซึ่งผู้วิจัยเลือกใช้วิธีวิเคราะห์หาค่าหน่วยสูญเสียและหาค่าแรงดันไฟฟ้าแบบ Balance power flow ที่สภาวะ Steady state ด้วยซอฟต์แวร์ DigSILENT PowerFactory โดยใช้ข้อมูลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่เกิดปัญหามาสร้างแบบจำลอง 20 บัส ควบคุมค่าตัวแปรคงที่ต่าง ๆ พร้อมกำหนดตัวแปร (n) คือ บัสที่เชื่อมโยง ESS, (b) คือลำดับช่วงห่างของขนาด ESS แต่ละช่วง, (M_p) คือขนาดของระบบ

กักเก็บพลังงานตามลำดับ b และวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อหาค่า IRR และ PBP ด้วยซอฟต์แวร์ Microsoft Excel วิเคราะห์หาค่าผลตอบแทนรายปีด้วยวิธีคำนวณจากมูลค่าหน่วยสูญเสียที่ลดลงโดยอ้างอิงราคารับซื้อไฟฟ้าทั้งช่วง Peak และ Off-Peak

ผลการวิจัยพบว่า การกำหนดขนาด ESS ที่ 2 MWh ($b = 1$, $M_b = 2$ MWh) ติดตั้งที่ตำแหน่งบัสโรงไฟฟ้า ($n = 20$) เป็นตำแหน่งที่ดีที่สุด โดยเปรียบเทียบกับกรณีติดตั้ง ESS ที่ตำแหน่งบัสอื่น ๆ สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ 8.1% สามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ 21.124 kV (0.960 PU) และมีความคุ้มค่าการลงทุนที่ดีที่สุดจากค่า IRR ที่ 5.1% และค่า PBP ที่ 18 ปี

คำสำคัญ: ระดับแรงดันไฟฟ้า, หน่วยสูญเสีย, แบตเตอรี่, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



Abstract

This research focuses on solving problems of power distribution systems that are connected to solar power plants. The problem is that the power loss is high, and the voltage is not within the standard. The objective focuses on the optimal size and location of the power distribution system's battery storage system installation. To reduce power losses in the power distribution system and improve the voltage within the standard. It also provides the best investment value through the Internal Rate of Return (IRR) and the Payback Time (PBP). The researcher analyzed the power loss and voltage balance power flow at steady-state with DIgSILENT PowerFactory software. It is using data from the complex power distribution system of the Provincial Electricity Authority. A 20-bus model was used to control a solar power plant's power factor with a unity power factor, using a base voltage of 22 kV. Specify the variable value (n) is the bus that connects the energy storage system linked from bus 1 to 20 and the energy storage system's size (b) from 10%–100% of the amount of excess energy.

The study results reveal that installing a two-megawatt-hour system ($b = 10\%$) and the electrical plant bus ($n = 20$) can reduce energy loss by 8.1%. Besides, it helped increase the voltage level from 20.847 kV (0.947 PU) to the standard of 21.124 kV (0.960 PU) and had the best investment value based on

an Internal Rate of Return of 5.1% (IRR = 5.1%), with a payback period of 18 years (PBP = 18).

Keywords: Voltage Level, Energy Loss, Battery Storage, Solar Power Plant

บทนำ

เพื่อสนับสนุนนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของประเทศไทย ที่มุ่งเน้นเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศให้ได้ร้อยละ 20 ภายในปี พ.ศ. 2579 ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2559) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ถูกกำหนดให้เป็นผู้รับเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีขนาดและตำแหน่งการเชื่อมโยงที่เหมาะสม จะสามารถช่วยปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้า และลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้ (Ymeri, Dervishi, & Qorolli, 2014; Lepadat, Helerea, Abagiu, & Mihai, 2017) แต่เพื่อส่งเสริมนโยบายรัฐบาล ส่งผลให้โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนถูกวางในตำแหน่งที่ไกลจากโหลด และมีขนาดสูงกว่าโหลด ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน และหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น (Chiandone et al., 2014; Vita, Alimardan, & Ekonomou, 2015)

แม้ว่าการแก้ปัญหาด้วยวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าให้สัมพันธ์กับโหลด ในวงจรสามารถช่วยลดระดับแรงดันไฟฟ้าและหน่วยสูญเสียได้ (Zehir et al., 2017) แต่การควบคุมดังกล่าวส่งผลต่อผลประโยชน์ของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ลดลง และใช้กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าได้ไม่เต็มประสิทธิภาพ สำหรับการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor: PF) ให้โรงไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐาน (Tang, Burgos, Li, & Boroyevich, 2015) เป็นวิธีที่นิยมใช้มากที่สุดในปัจจุบัน แต่การรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทำให้กระแสไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นส่งผลให้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องเป็นผู้รับภาระหน่วยสูญเสียในส่วนนี้ สำหรับวิธีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (ระบบกักเก็บพลังงาน) เก็บพลังงานส่วนเกินที่โรงไฟฟ้าผลิตช่วงกลางวัน และนำพลังงานดังกล่าวมาใช้ในช่วงที่วงจรไฟฟ้ามีโหลดสูง โดยติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในแต่ละตำแหน่ง สามารถช่วยลดหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นกับวงจรไฟฟ้าได้ (ศุภเสฏฐ์ ต้นไชยโรจน์ และคนอื่นๆ, 2560b) แต่งานวิจัยดังกล่าวยังไม่ได้คำนวณหาขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสม ส่วนการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแต่ละขนาดเพื่อเก็บพลังงานส่วนเกิน

ที่โรงไฟฟ้าผลิตมากกว่าโหลด และจ่ายพลังงานคืนในช่วงที่วงจรไฟฟ้ามีโหลดสูง สามารถปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้า โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดที่เหมาะสม สามารถปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าในช่วงที่โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าให้ลดลง และเพิ่มแรงดันไฟฟ้าขณะที่โหลดมีค่าสูง ทำให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในค่ามาตรฐานได้ (ศุภเสฏฐ์ ต้นไชยโรจน์ และคนอื่นๆ, 2560a) แต่งานวิจัยดังกล่าว ยังไม่ได้พิจารณาความคุ้มค่าการลงทุนและระยะเวลาการคืนทุน จึงยังไม่สามารถหาขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งเพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าและปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าได้

ทั้งนี้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ายังส่งผลโดยตรงกับอุปกรณ์ไฟฟ้าตามบ้านเรือนและชุมชน เนื่องจากระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานจะส่งผลให้อุปกรณ์ไฟฟ้าได้รับแรงดันไฟฟ้าไม่เพียงพอ ทำงานอย่างไม่มีประสิทธิภาพและเกิดความเสียหายได้ เช่น หลอดไฟไม่สว่าง ไฟถนนไม่สว่าง เครื่องปรับอากาศไม่เย็น โทรทัศน์ไม่มีภาพ และหากระดับแรงดันไฟฟ้าเกินค่ามาตรฐานจะส่งผลให้อุปกรณ์ไฟฟ้าไม่สามารถรับแรงดันไฟฟ้าดังกล่าวได้ และเกิดความเสียหายในที่สุด เช่น มอเตอร์ปั๊มน้ำไหม้ โทรทัศน์ไหม้ หลอดไฟขาด ดังนั้นงานวิจัยนี้ สามารถช่วยลดความเสียหายกับอุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าตามบ้านเรือนและชุมชน เนื่องจากการปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของงานวิจัยนี้ส่งผลทุก ๆ หมู่บ้านที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าวงจรนี้พาดผ่าน



วัตถุประสงค์การวิจัย

1. เพื่อกำหนดขนาดระบบกักเก็บพลังงานและตำแหน่งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างเหมาะสม สำหรับลดหน่วยสูญเสียจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้า และปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับปรุงระบบไฟฟ้านี้ด้วยการหาค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period: PBP) ที่เหมาะสม



ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การหาช่วงเวลาเก็บและจ่ายพลังงาน ขนาดกำลังไฟฟ้า และขนาดความจุระบบกักเก็บพลังงาน

การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ต้องคำนึงถึงขนาดของระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน คือ กำลัง

ไฟฟ้าฟักัด (Rated power) หน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW) และพลังงานไฟฟ้าฟักัด (Rated energy) หน่วยเป็นเมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh) และต้องคำนึงถึงช่วงเวลาเก็บพลังงานและช่วงเวลาจ่ายพลังงาน โดยคำนึงถึงความสามารถในการคายประจุและประสิทธิภาพของระบบด้วย สำหรับขนาดของกำลังไฟฟ้าฟักัด สำหรับช่วงเวลาเก็บพลังงานและช่วงเวลาจ่ายพลังงาน มีรายละเอียดและเงื่อนไขการคำนวณตามสมการที่ (1)–(4)

$$E_{BATT} = E_{BESS} \cdot \eta_{BESS} \quad (1)$$

$$E_{BI}, E_{BO} = E_{BATT} \cdot \eta_{BESS} \quad (2)$$

$$E_{BO} = E_{BO1} + E_{BO} \quad (3)$$

$$P_{BESS} = \max(P_{BI}, P_{BO}) \quad (4)$$

เมื่อ

E_{BESS} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าฟักัด หรือขนาดของระบบกักเก็บพลังงาน (MWh)

E_{BATT} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แบตเตอรี่สามารถเก็บสะสมได้ (MWh)

η_{BATT} คือ ความสามารถในการคายประจุของแบตเตอรี่ (เปอร์เซ็นต์)

η_{BESS} คือ ประสิทธิภาพของระบบกักเก็บพลังงาน (เปอร์เซ็นต์)

E_{BI} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบกักเก็บพลังงานเก็บพลังงาน (MWh)

E_{BO} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายพลังงาน (MWh)

E_{BO1} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายพลังงานช่วงที่ 1 (MWh)

E_{BO2} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายพลังงานช่วงที่ 2 (MWh)

P_{BESS} คือ กำลังไฟฟ้าฟักัดของระบบกักเก็บพลังงาน (MW)

P_{BI}, P_{BO} คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดช่วงเก็บพลังงาน และจ่ายพลังงานตามลำดับ (MW)

การหาอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PBP)

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) หมายถึงอัตราคิดลด (Discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการเท่ากับ เงินสดจ่ายลงทุนสุทธิพอดี หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์ เป็นอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีที่ผู้ลงทุนจะได้รับจากการลงทุนตลอดอายุโครงการ มีสูตรการคำนวณตามสมการที่ (5) สำหรับระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PBP) หมายถึง ระยะเวลาของการลงทุนที่กระแสเงินสดรับสุทธิจากโครงการเท่ากับกระแส

เงินสดจ่ายสุทธิพอดิ หรือกล่าวได้ว่าการลงทุนไม่มีกำไรและไม่ขาดทุนนั่นเอง มีสูตรการคำนวณตามสมการที่ (6)

$$\sum_{t=1}^y \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = I \quad (5)$$

เมื่อ IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน
 I คือ เงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ
 CF_t คือ กระแสเงินสดสุทธิ ณ ปีที่ t
 t คือ ปีของโครงการ
 y คือ อายุโครงการ

$$PBP = \frac{OC}{CI} \quad (6)$$

เมื่อ PBP คือ ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
 OC คือ เงินลงทุนของโครงการ (Original Cost of the Asset)
 CI คือ เงินรายรับต่อปี (Cash Inflows)

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตามระเบียบ กฟผ. ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ปี 2559 (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2562) กำหนดให้ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ (kV) รวมไม่เกิน 8 MW ต่อวงจร และกำหนดให้ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐาน มีค่าระดับแรงดันไฟฟ้าในสภาวะปกติต่ำสุดไม่เกิน 20.9 kV และสูงสุดไม่เกิน 23.1 kV



วิธีดำเนินการวิจัย

ซอฟต์แวร์วิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

การศึกษานี้เลือกใช้ซอฟต์แวร์ DigSILENT PowerFactory (DigSILENT GmbH, ม.ป.ป.) เพื่อจำลองระบบไฟฟ้า คำนวณค่าแรงดันแต่ละจุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ใช้ฟังก์ชัน Time Sweep MW ซึ่งเป็นชุดคำสั่งย่อยของซอฟต์แวร์ (Digsilent Programming Language: DPL Script) สำหรับวิเคราะห์และคำนวณค่าหน่วยสูญเสีย โดยซอฟต์แวร์สามารถแสดงผลเป็นกราฟและชุดข้อมูลตามช่วงเวลาได้ และเลือกใช้ซอฟต์แวร์ไมโครซอฟท์เอกซ์เซล

(Microsoft Excel) เพื่อคำนวณหาอัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาการคืนทุนตามเงื่อนไขที่กำหนด ซึ่ง Microsoft Excel สามารถประหยัดเวลาการคำนวณหากระแสเงินสดสุทธิ ณ ปีที่ 1 ถึง 30 จากมูลค่าหน่วยสูญเสียที่ลดลงตามเงื่อนไขต่าง ๆ เพื่อคำนวณหาค่า IRR และ PBP ได้ และสามารถลดข้อผิดพลาดจากการใช้เครื่องคิดเลขวิทยาศาสตร์ โดยใช้ชุดคำสั่ง IRR ใน Microsoft Excel ได้

แบบจำลองการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

ในงานวิจัยนี้ ผู้วิจัยได้รับความอนุเคราะห์ข้อมูลระบบไฟฟ้า ข้อมูลโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช วงจรที่ 10 และข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่เกิดปัญหาด้านหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าสูงและแรงดันไฟฟ้าไม่เป็นไปตามค่ามาตรฐาน จากกองส่งเสริมพลังงานทดแทนและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อใช้วิจัยการแก้ปัญหาดังกล่าวด้วยระบบกักเก็บพลังงาน โดยมีแบบจำลองการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ดังนี้

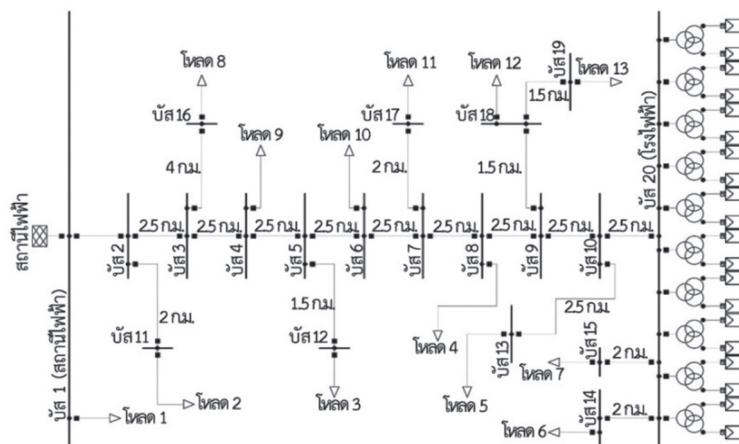
1. วงจรระบบไฟฟ้า

รูปแบบวงจรไฟฟ้าในงานวิจัยนี้ใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช กฟภ. วงจรที่ 10 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าแบบเส้นทางเดียว นำมาสร้างแบบจำลองวงจร 20 บัส โดยกำหนดค่าระดับแรงดันไฟฟ้าฐาน 22 kV กำหนดแรงดันที่สถานีไฟฟ้า 22.66 kV หรือ 1.03 เพอร์ยูนิต (PU) ใช้สายป้อนขนาด 185 ตารางมิลลิเมตรทั้งวงจร เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บัส 20 มีระยะทางจากสถานีไฟฟ้าถึงบัสที่ 20 รวม 25 กิโลเมตร เชื่อมโยงโหลดทั้งหมด 13 ตำแหน่ง โดยโหลดมีหนาแน่นช่วงปลายสายคือโหลดที่ 11, 12 และ 13 รับกำลังไฟฟ้าร้อยละ 45 ของกำลังไฟฟ้าทั้งวงจร และมีรูปแบบระบบไฟฟ้าแสดงตามรูปที่ 1

2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้ ใช้ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมโยงกับสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวชวงจรที่ 10 ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่เข้าร่วมนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่ 9.80 MW (ใช้แผงโซลาร์เซลล์ขนาด 280 W จำนวน 35,000 แผง) มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย หรือปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายเข้าระบบสูงสุดที่ 8.0 MW ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าจะมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งสูงกว่าปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายพอสมควร เนื่องจากต้องการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบให้ได้ปริมาณมากที่สุดในขณะที่มีความเข้มแสงน้อย และพลังไฟฟ้าส่วนหนึ่งจะถูกแปลงเป็นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อลดระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อให้มีระดับแรงดันตามข้อกำหนด กฟภ. และเชื่อมโยงแผงโซลาร์เซลล์ผ่านอินเวอร์เตอร์ขนาด 500 กิโลโวลต์-แอมแปร์ (KVA) จำนวน 20 ชุด รวมกำลังผลิตของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10 เมกะโวลต์-แอมแปร์ (MVA)

และเชื่อมโยงอินเวอร์เตอร์ 2 ชุด ต่อหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1.25 MVA 1 ลูก โดยมีหม้อแปลงไฟฟ้ารวมทั้งหมด 10 ลูก กำหนดใช้การควบคุมโรงไฟฟ้าแบบควบคุมพาวเวอร์แฟกเตอร์ (PF Control) กำหนดค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ควบคุมเท่ากับ 1 ในช่วงแรงดันไม่เกิน 23 kV (1.05 PU) และควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบควบคุมแรงดัน (PV Control) กำหนดให้รักษาระดับแรงดันคงที่ 23 kV (1.05 PU) กรณีแรงดันเริ่มเกิน 1.05 PU เพื่อรับกำลังรีแอกทีฟช่วยปรับระดับแรงดัน พร้อมควบคุมกำลังไฟฟ้าเข้าระบบไม่เกิน 8.0 MW โดยรายละเอียดค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าแสดงตามตารางที่ 1



รูปที่ 1 รูปแบบวงจรระบบไฟฟ้า

3. โหลดผู้ใช้ไฟฟ้า

ในงานวิจัยนี้เลือกใช้ข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช กฟภ. วงจรที่ 10 ในสัปดาห์ที่ 2 ของเดือนพฤษภาคม 2561 นำค่าโหลดรายชั่วโมงของแต่ละวันมาเฉลี่ย เพื่อใช้เป็นข้อมูลโหลดรายชั่วโมงของวงจรที่ 10 โดยโหลดแต่ละตำแหน่งถูกจำลองด้วยวิธีการจัดกลุ่มหม้อแปลงไฟฟ้าในข้อมูลระบบไฟฟ้าแต่ละบัส และเฉลี่ยปริมาณโหลดให้กับโหลดแต่ละตำแหน่งตามร้อยละของกลุ่มหม้อแปลงไฟฟ้า ณ บัสนั้น ๆ ต่อปริมาณหม้อแปลงรวมของวงจร ซึ่งความหนาแน่นของโหลดเกาะกลุ่มในช่วงปลายสายระบบจำหน่าย โดยมีรายละเอียดปริมาณโหลดในวงจรที่ 10 ของสถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช ตามตารางที่ 1 และร้อยละของการกระจายโหลดวงจรที่ 10 สู่อุปกรณ์ที่ 1-13 ตามตารางที่ 2

4. ระบบกักเก็บพลังงาน

ในงานวิจัยนี้ใช้แบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานที่มีค่าประสิทธิภาพรวมของระบบเท่ากับ 95 เปอร์เซนต์ ($\eta_{BESS} = 95\%$) เลือกใช้แบตเตอรี่ตะกั่ว-กรด แบบดีฟไซเคิล (Deep cycle) มีค่าการคายประจุ (Depth of Discharge: DOD) ที่ร้อยละ 70 ของขนาดความจุแบตเตอรี่

($\eta_{BATT} = 70\%$) เชื่อมโยงผ่านคอนเวอร์เตอร์และหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 5.0 MVA ใช้การควบคุมแบบควบคุมพาวเวอร์แฟกเตอร์ กำหนดค่าเท่ากับ 1 ทั้งการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณหาขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้เป็นตัวแปรในงานวิจัยนี้ได้ตามตารางที่ 3

ตารางที่ 1 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบและข้อมูลโหลดรายชั่วโมงของวงจรที่ 10 สถานีไฟฟ้าเดิมบางนางบวช

กำลังไฟฟ้า (MW)	เวลา (ชั่วโมงที่)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
โรงไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	1.63	4.00	6.88	8.00	8.00
โหลดวงจร	3.10	2.74	3.10	3.83	4.20	5.40	6.45	6.97	6.27	5.57	5.67	5.80

กำลังไฟฟ้า (MW)	เวลา (ชั่วโมงที่)											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
โรงไฟฟ้า	8.00	8.00	7.50	4.75	1.50	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
โหลดวงจร	5.61	5.20	5.09	5.40	6.10	7.18	7.60	7.77	5.75	5.30	4.02	3.65

ตารางที่ 2 ร้อยละของการกระจายโหลดวงจรที่ 10 สู่โหลดที่ 1–13

โหลดลำดับที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ร้อยละของโหลดวงจรที่ 10	3	6.5	8	5.5	7.5	3.5	3	7	5.5	5.5	15	20	10

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

ในงานวิจัยนี้กำหนดสมมติฐานสำหรับวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อหาอัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาการคืนทุน โดยกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าปี พ.ศ. 2562 ช่วงพีค (Peak) เท่ากับ 4.2243 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และออฟ-พีค (Off-peak) เท่ากับ 2.3567 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2562) กำหนดให้ใน 1 ปี มีช่วงเวลาพีค 261 วัน และออฟ-พีค 104 วัน (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2562) กำหนดให้ราคาซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละ 3 เปอร์เซ็นต์ โดยประมาณการจากการเติบโตของราคารับซื้อไฟฟ้าช่วงปี 2554 ถึง 2559 (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2562) พร้อมปรับลดการเติบโตของราคารับซื้อไฟฟ้าเนื่องจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงในตลาดโลก กำหนดสมมติฐานรากระบบกักเก็บพลังงานเท่ากับ 5,000,000 บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งต้องซ่อมบำรุงระบบกักเก็บพลังงานทุก 10 ปี มีค่าใช้จ่าย 3,000,000 บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (คณะวิศวกรรมศาสตร์

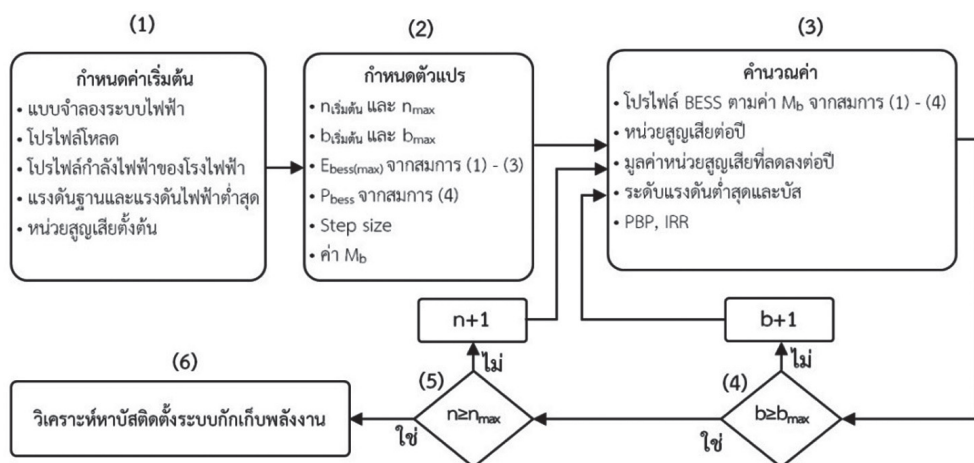
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2558) และกำหนดอายุโครงการเท่ากับ 30 ปี โดยประมาณการจาก
อายุโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และอายุแผงโซลาร์เซลล์
ซึ่งมีอายุประมาณ 25–35 ปี

สำหรับการหาค่า IRR โดยสมการที่ 5 สามารถแทนค่าปีของโครงการ (y) ด้วยอายุ
โครงการ 30 ปี, แทนค่าเงินสดจ่ายลงทุนของโครงการ (I) จากขนาด ESS ที่คำนวณได้คูณกับ
ราคา 5,000,000 บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง, แทนค่ากระแสเงินสดสุทธิ (CF_t) จากมูลค่าหน่วย
สูญเสียที่ลดลง โดยอ้างอิงราคาจากอัตราซื้อไฟฟ้า การเติบโตของราคาซื้อไฟฟ้า และ
ค่าซ่อมบำรุง ส่วนการหาค่า PBP สามารถคำนวณจากงบการเงินซึ่งแสดงเงินลงทุนของโครงการ
(OC) และเงินรายรับต่อปี (CI) ของแต่ละปี

ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

การวิจัยนี้ดำเนินการตามขั้นตอนแผนภาพรูปที่ 2 มีรายละเอียดดังนี้

ลำดับที่ 1 กำหนดค่าเริ่มต้น โดยการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าจากวงจรจริง
ในซอฟต์แวร์ DigSILENT PowerFactory และกำหนดค่าพารามิเตอร์พร้อมโปรไฟล์โหลดและ
โปรไฟล์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามข้อ 1.–3. ซึ่งได้หน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้ากรณี
ไม่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเท่ากับ 2,258,144 หน่วยต่อปี (กรณีฐาน) มีค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด
20.847 kV (0.947 PU) ณ บัสลำดับที่ 14 ได้ค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสง
อาทิตย์จ่ายเกินกว่าโหลดในวงจรที่ 20.22 MWh



รูปที่ 2 ขั้นตอนดำเนินงานวิจัย

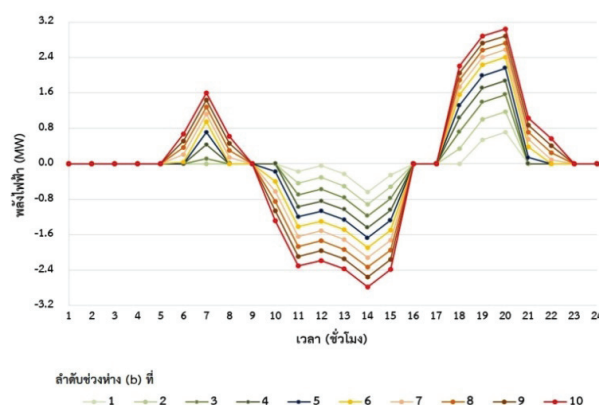
ลำดับที่ 2 กำหนดค่าแปรผันและค่าโปรไฟล์สำหรับกรณีศึกษา โดยกำหนดให้ n แสดง
ถึงลำดับบัสในวงจรไฟฟ้า โดยบัสที่เริ่มต้นคำนวณคือบัสที่ 1 ($n = 1$) และบัสสุดท้ายคือ

ปีที่ 20 ($n_{\max} = 20$) กำหนดเงื่อนไขให้ขนาดของระบบกักเก็บพลังงานมีค่าตั้งแต่ 10% ถึง 100% ของค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเกินกว่าโหลด โดยให้ช่วงห่าง (Step size) อยู่ที่ช่วงละ 10% กำหนดให้ b แทนลำดับช่วงห่างของขนาดระบบกักเก็บพลังงานแต่ละช่วง ซึ่งลำดับช่วงห่างเริ่มต้นคือ 1 ($b = 1$) และลำดับช่วงห่างสุดท้ายคือ 10 ($b_{\max} = 10$) กำหนดให้ M_b คือ ขนาดของระบบกักเก็บพลังงานตามลำดับช่วงห่าง (b) แทนด้วย M_1 ถึง M_{10} ดังนั้นจะได้ขนาดของระบบกักเก็บพลังงานสูงสุด ($M_{\max}$ หรือ M_{10}) เท่ากับ 20.22 MWh ซึ่งงานวิจัยนี้กำหนดให้ M_{10} มีค่า 20 MWh โดยค่าของ M_1 – M_{10} เป็นไปตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ขนาดของระบบกักเก็บพลังงานตามลำดับช่วงห่าง (M_b)

ตัวแปร M_b ตามลำดับ b	M_1	M_2	M_3	M_4	M_5	M_6	M_7	M_8	M_9	M_{10}
ขนาด ESS (M_b) (MWh)	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20

ลำดับที่ 3 คำนวณหาโปรไฟล์ระบบกักเก็บพลังงานสำหรับเงื่อนไขที่แตกต่างกันจากสมการ (1)–(4) ซึ่งได้โปรไฟล์การรับและจ่ายพลังงานของระบบกักเก็บพลังงาน ตามลำดับช่วงห่าง (b) สำหรับซอฟต์แวร์ DigSILENT PowerFactory เป็นไปตามรูปที่ 3 พร้อมทั้งคำนวณค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าต่อปี ระดับแรงดันที่ต่ำที่สุด บัสที่มีระดับแรงดันต่ำที่สุดหลังจากนั้นนำค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าต่อปีมาวิเคราะห์หาค่าหน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้ต่อปี และอัตราผลตอบแทนภายในระยะเวลาการคืนทุน สำหรับแต่ละกรณีศึกษาจากสมการ (5)–(6) โดยใช้ซอฟต์แวร์ Microsoft Excel



รูปที่ 3 โปรไฟล์ของระบบกักเก็บพลังงาน ตามลำดับช่วงห่าง (b) ที่ 1 ถึง 10

ลำดับที่ 4 ตรวจสอบค่าลำดับช่วงห่าง (b) มากกว่าหรือเท่ากับลำดับช่วงห่างสุดท้าย ($b_{\max}$) หรือไม่ หากไม่ใช่ ให้เพิ่มลำดับช่วงห่างอีก 1 ช่วง ($b = b + 1$) หากใช่ ให้ไปลำดับที่ 5

ลำดับที่ 5 ตรวจสอบลำดับบัส (n) มากกว่าหรือเท่ากับลำดับบัสสุดท้าย ($n_{\max}$) หรือไม่ หากไม่ใช่ ให้เพิ่มลำดับบัสอีก 1 ลำดับ ($n = n + 1$) หากใช่ ให้ไปลำดับที่ 6

ลำดับที่ 6 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากแต่ละกรณีศึกษาเพื่อหาตำแหน่งติดตั้งและขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถลดหน่วยสูญเสียได้มากที่สุด ตำแหน่งติดตั้งและขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่น้อยที่สุดที่ทำให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ตำแหน่งติดตั้งและขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่ทำให้อัตราผลตอบแทนภายในและระยะเวลาการคืนทุนที่ดีที่สุด ซึ่งจากผลลัพธ์ข้างต้น นำมาวิเคราะห์เพื่อกำหนดขนาดและตำแหน่งติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมที่สุด

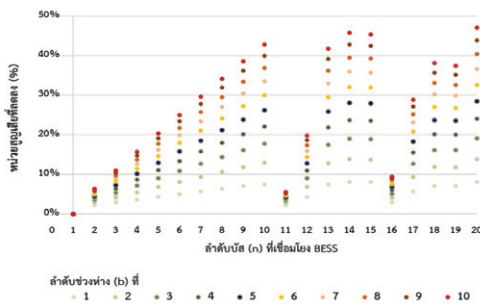


ผลการวิจัย

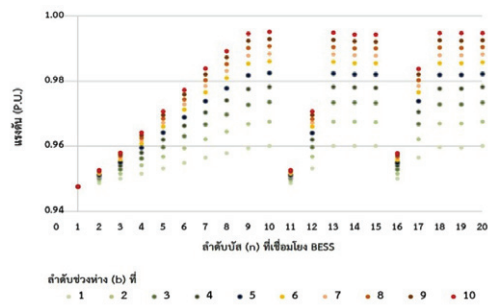
การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามขนาดและตำแหน่งติดตั้งที่บัสต่าง ๆ ส่งผลต่อหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและระดับแรงดันไฟฟ้า ดังนี้

1. ผลการวิจัยสำหรับการลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงด้วยข้อมูลร้อยละของปริมาณหน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้เปรียบเทียบกับกรณีฐานตามกราฟรูปที่ 4 (ก) พบว่าในลำดับช่วงห่างเดียวกัน (ลำดับ b เดียวกัน) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานบัสลำดับที่ 20 ($n = 20$) สามารถช่วยลดหน่วยสูญเสียได้มากที่สุด โดยหากติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามลำดับช่วงห่างที่ 10 ($b = 10$) ขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่ 20 MWh (M_{10}) จะสามารถลดหน่วยสูญเสียของวงจรไฟฟ้าได้มากถึง 47% และแม้ว่าติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามลำดับช่วงห่างที่ 1 ($b = 1$) ขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่ 2 MWh (M_1) ก็สามารถลดหน่วยสูญเสียของวงจรไฟฟ้าได้ถึง 8.1% ซึ่งขนาดระบบกักเก็บพลังงานมีผลอย่างเป็นนัยสำคัญต่อหน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้

2. สำหรับการปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานตามกรณีศึกษาแต่ละกรณี แสดงตามกราฟรูปที่ 4 (ข) พบว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามลำดับช่วงห่างที่ 1 ($b = 1$) ขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่ 2 MWh (M_1) บัสที่ 10, 13, 14, 15, 20 เพียงพอให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน โดยมีแรงดันไฟฟ้าของวงจรไฟฟ้าต่ำที่สุดอยู่บัสที่ 19 มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่ 0.9602 PU ซึ่งจากกราฟแสดงให้เห็นว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานบัสที่ 20 ($n = 20$) หรือบัสโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้ผลด้านแรงดันไฟฟ้าที่ดีที่สุด และผลดังกล่าวมีแนวโน้มแย่ลงเมื่อติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานห่างจากบัสที่ 20 ($n = 20$)



(ก)



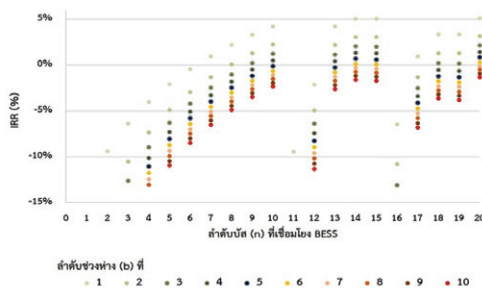
(ข)

รูปที่ 4 (ก) ร้อยละของหน่วยสูญเสียที่สามารถลดได้ ตามกรณีศึกษาแต่ละกรณี และ
(ข) แรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดในวงจรไฟฟ้า ตามกรณีศึกษาแต่ละกรณี

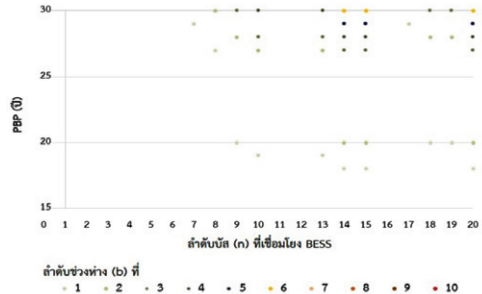
การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามขนาดและตำแหน่งติดตั้งที่ต่างกัน ส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PBP) ดังนี้

1. ผลการวิจัยหาอัตราผลตอบแทนภายในตามกรณีศึกษาแต่ละกรณีแสดงตามกราฟรูปที่ 5 (ก) พบว่าในลำดับช่วงห่างเดียวกัน (ลำดับ b เดียวกัน) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานบัสลำดับที่ 20 ($n = 20$) ให้อัตราผลตอบแทนภายในดีที่สุด ซึ่งลำดับช่วงห่างที่มีอัตราผลตอบแทนภายในเป็นบวก คือ ลำดับช่วงห่าง (b) ที่ 1, 2, 3, 4, 5, 6 มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ร้อยละ 5.1, 3.2, 2.2, 1.5, 0.9, 0.4 ตามลำดับ และมีระยะเวลาคืนทุนในปีที่ 18, 20, 27, 28, 29, 30 ตามลำดับ จากกราฟยังพบอีกว่ายิ่งระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดเพิ่มขึ้น ผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุนยิ่งลดลง

2. ผลการวิจัยหาระยะเวลาคืนทุนตามกรณีศึกษาแต่ละกรณีแสดงตามรูปที่ 5 (ข) พบว่าการเชื่อมโยงระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งบัส (n) 14, 15 และ 20 ขนาด 2 MWh มีระยะเวลาคืนทุนที่ดีที่สุดคือ 18 ปี และมีระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้นเมื่อลำดับช่วงห่าง (b) มีค่าเพิ่มสูงขึ้น โดยหากลำดับช่วงห่างมีค่าเกินกว่า 6 (b มากกว่า 6) หรือขนาดระบบกักเก็บพลังงานเกินกว่า 12 MWh จะส่งผลให้โครงการไม่เกิดการคืนทุน



(ก)



(ข)

รูปที่ 5 (ก) อัตราผลตอบแทนภายใน และ (ข) ระยะเวลาการคืนทุน ตามกรณีศึกษาแต่ละกรณี



อภิปรายผลการวิจัย

1. ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่า การกำหนดขนาดระบบกักเก็บพลังงานตามลำดับช่วงห่าง (b) ทุกขนาดที่ตำแหน่งบัสโรงไฟฟ้า ($n = 20$) สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้สูงที่สุดในลำดับช่วงห่าง (b) เดียวกัน และประสิทธิภาพจะลดลงเมื่อติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานห่างจากบัสโรงไฟฟ้า สำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ตำแหน่งบัสสถานีไฟฟ้า ($n = 1$) ไม่สามารถลดหน่วยสูญเสียไฟฟ้าได้ ซึ่งสอดคล้องกับผลการวิจัยเรื่อง การวิเคราะห์หาตำแหน่งติดตั้งแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า (ศุภเสฏฐ์ ต้นไชยโรจน์ และคนอื่นๆ, 2560b) เนื่องจากหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า เกิดจากกระแสไฟฟ้าที่ไหลย้อนกลับจากระบบกักเก็บพลังงานสู่บัสโรงไฟฟ้า อีกทั้งการกำหนดลำดับช่วงห่าง (b) ที่เพิ่มขึ้นยังสามารถช่วยเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น โดยการกำหนดขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่ 2 MWh (M_1) หรือลำดับช่วงห่างที่ 1 ($b = 1$) ที่ตำแหน่งบัสโรงไฟฟ้า ($n = 20$) เพียงพอให้ระดับแรงดันไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสอดคล้องกับผลการวิจัยเรื่อง การวิเคราะห์หาขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่าย (ศุภเสฏฐ์ ต้นไชยโรจน์ และคนอื่นๆ, 2560a) เนื่องจากการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า คือการนำพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ มาใช้ในช่วงเวลาที่มีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าสูง ดังนั้นหากขนาดระบบกักเก็บพลังงานมีค่าสูงก็จะช่วยให้ประสิทธิภาพในการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าในบริเวณที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำให้สูงขึ้นตาม

2. ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่าการกำหนดตำแหน่งติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่บัสโรงไฟฟ้า ($n = 20$) ทุกขนาด ได้ค่า IRR ที่ดีที่สุดในกลุ่ม อันเนื่องมาจากสามารถลดหน่วย

สูญเสียได้สูงที่สุด ส่งผลให้ CF_t ตามสมการที่ 5 มีค่าสูงที่สุด ในขณะที่มูลค่าโครงการมีค่าเท่าเดิม ซึ่งการเปลี่ยนตำแหน่งติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานไปตำแหน่งใกล้สถานียไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่า CF_t ลดลง ดังนั้นค่า IRR จึงลดลงเช่นกัน สำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ตำแหน่งบัสโรงไฟฟ้า ($n = 20$) ขนาด 2 MWh (M_1) ส่งผลให้ค่า PBP มีค่าต่ำที่สุดเนื่องจากสามารถลดหน่วยสูญเสียได้มากที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับ การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตำแหน่งอื่น ดังนั้นค่า CI จากสมการที่ 6 มีค่าสูงที่สุด ในขณะที่ค่า OC มีค่าเท่าเดิม ซึ่งผลการวิจัยได้ค่า IRR สูงสุดที่ 5.1% และ PBP ที่ 18 ปี หากปรับขนาดระบบกักเก็บพลังงานลงอีก ก็จะสามารถเพิ่มค่า IRR ให้สูงขึ้น และค่า PBP ที่ต่ำลงได้อีก แต่ต้องคำนึงถึงระดับแรงดันไฟฟ้าที่ยอมรับได้ อีกทั้งหากนำแนวทางวิจัยนี้ไปใช้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระยะทางที่ไกลจากสถานียไฟฟ้ามากขึ้น มีโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สูง และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ห่างไกลกว่าโหลด การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจะสามารถลดหน่วยสูญเสียได้เพิ่มขึ้น ดังนั้นค่า CF_t จะเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่า OC มีค่าเท่าเดิม ดังนั้นค่า IRR จะสูงขึ้น และค่า PBP จะลดลงเช่นกัน



สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ดีที่สุดจากผลการวิจัยคือ ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดเท่ากับ 2 MWh (M_1) ตำแหน่งบัสลำดับที่ 20 ($n = 20$) สามารถลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าลงได้ 8.1% สามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าจากเดิม 20.847 kV (0.947 PU) ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ 21.124 kV (0.960 PU) และมีความคุ้มค่าการลงทุนที่ดีที่สุดจากอัตราผลตอบแทนภายในที่ 5.1% (IRR = 5.1%) พร้อมทั้งมีระยะเวลาการคืนทุนอยู่ที่ 18 ปี (PBP = 18) อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขนาดระบบกักเก็บพลังงานจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น มีหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่ลดลง ซึ่งจากผลการวิจัยพบว่าการเพิ่มขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่ยังให้ความคุ้มค่าการลงทุน สามารถเพิ่มขนาดระบบกักเก็บพลังงานได้ถึง 12 MWh (M_2) ทั้งนี้หากไม่สามารถติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตำแหน่งบัสที่ 20 ($n = 20$) ก็สามารถติดตั้งในตำแหน่งบัสใกล้เคียง ที่ให้ความคุ้มค่าการลงทุน สามารถปรับปรุงระดับแรงดันไฟฟ้าและลดหน่วยสูญเสียแทนได้

ทั้งนี้ ผู้วิจัยได้นำเสนอวิธีดำเนินการวิจัยพร้อมผลการวิจัยนี้ ให้กองส่งเสริมพลังงานทดแทนและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะนำวิธีดำเนินการวิจัยนี้ไปสร้างชุดคำสั่งย่อยในซอฟต์แวร์ DigSiLENT PowerFactory เพื่อให้สามารถวิเคราะห์วงจรระบบจำหน่ายไฟฟ้าอื่น ๆ ได้รวดเร็วและแม่นยำยิ่งขึ้น โดยมุ่งเน้นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระยะทางที่ยาว และมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในตำแหน่งใกล้เคียง

กับปลายสายระบบจำหน่าย เนื่องจากมีความผันผวนด้านแรงดันไฟฟ้าและหน่วยสูญเสียไฟฟ้าที่สูง ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จะใช้เป็นส่วนหนึ่งของการวางแผนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การออกแบบระบบกักเก็บพลังงานต้องพิจารณาถึงการใช้ประโยชน์ในด้านอื่นร่วมด้วย เช่น การลดผลกระทบจากแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม การสำรองพลังงานกรณีฉุกเฉิน การลดผลกระทบจากไฟฟ้าดับ โดยให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายพลังงานแบบ Off-Grids เสริมความแข็งแกร่งในระบบไฟฟ้า การลดผลกระทบของ Duck Curve การช่วยจ่ายพลังงานให้กับ EV กรณีเกินความจุของสายส่ง สามารถช่วยเพิ่มมูลค่าของระบบกักเก็บพลังงาน ส่งผลให้ค่า IRR มีค่าสูงขึ้น และ PBP มีค่าลดลงได้อีก

สำหรับการวิจัยในครั้งนี้ ผู้วิจัยเสนอให้เปรียบเทียบการใช้ระบบเก็บพลังงานชนิดอื่น ๆ เช่น แบตเตอรี่ตะกั่วกรด ที่สามารถคายประจุได้มากกว่าร้อยละ 90 ของขนาดความจุ และมีราคาลดลงอย่างต่อเนื่อง เพื่อหาความคุ้มค่าการลงทุนที่ดีที่สุด และเพิ่มการวิเคราะห์ผลกระทบในด้านการลดความเสียหายกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในบ้านเรือนและชุมชนที่เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน เนื่องจากสามารถนำมูลค่าความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ลดลง มาวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เพิ่มเติมได้



เอกสารอ้างอิง

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2559). *แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558–2579 (AEDP2015)*. สืบค้น 18 กุมภาพันธ์ 2564,
จาก <http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/AEDP2015.pdf>
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2562). *อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง สำหรับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)*. สืบค้น 12 ธันวาคม 2562,
จาก https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=174&Itemid=222
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2562). *ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การกำหนดช่วงเวลาสำหรับอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ Time of Use (TOU)*. สืบค้น 18 กุมภาพันธ์ 2564,
จาก <https://www.pea.co.th/ข่าวสารประกาศ/ปฏิทิน-Off-Peak>

- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2564). *เอกสารประชาสัมพันธ์ค่าไฟฟ้าและค่า Ft*. สืบค้น 18 กุมภาพันธ์ 2564, จาก <http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Upload/News/26512017095154>
เอกสารประชาสัมพันธ์ค่าไฟฟ้าและค่าFtพ.ค.-ส.ค.60.PDF
- คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. (2558). *รายงานฉบับสมบูรณ์ แนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่*. สืบค้น 12 ธันวาคม 2562, จาก <http://www.eppo.go.th/epposite/images/webcontent/education/PDF/FinalGRID.pdf>
- ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์ และคนอื่นๆ. (2560a). การวิเคราะห์หาขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายระบบจำหน่าย. ใน *งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560*, (น. 47–53). กรุงเทพมหานคร.
- ศุภเสฏฐ์ ตันไชยโรจน์ และคนอื่นๆ. (2560b). การวิเคราะห์หาตำแหน่งติดตั้งแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันระดับปานกลางที่เชื่อมโยงโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้า. ใน *งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2560*, (น. 70–76). กรุงเทพมหานคร.
- Chiandone, M., Campaner, R., Massi Pavan, A., Sulligoi, G., Mania, P., & Piccoli, G. (2014). Impact of Distributed Generation on Power Losses on an Actual Distribution Network. In *International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, USA, 1007–1011.
- DigSILENT GmbH. (ม.ป.ป.). *PowerFactory Applications*. สืบค้น 3 มีนาคม 2563, จาก <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- Lepadat, I., Helerea, E., Abagiu, S., & Mihai, C. (2017). Impact of Distributed Generation on Voltage Profile and Power Losses in a Test Power Grid. In *International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP)*, (pp. 128–133). Romania.

- Tang, Y., Burgos, R., Li, C., & Boroyevich, D. (2015). Assessment of Medium Voltage Distribution Feeders under High Penetration of PV Generation. In *IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, (pp. 1–6). United States.
- Vita, V., Alimardan, T., & Ekonomou, L. (2015). The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses. In *IEEE European Modelling Symposium (EMS)*, (pp. 260–265). Spain.
- Ymeri A., Dervishi L., & Qorolli, A. (2014). Impacts of Distributed Generation in Energy Losses and Voltage Drop in 10 kV Line in the Distribution. In *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, (pp. 1315–1319). Croatia.
- Zehir, M. A. et al. (2017). Mitigation of Negative Impacts of Distributed Generation on LV Distribution Networks through Microgrid Management Systems. *IEEE Manchester PowerTech*, 27(1), 1–6.