

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

นายกิตติศักดิ์ ไชยสุวรรณ¹, ดร.ธนาวุธ แสงภาคนิย์²

¹กองบริการลูกค้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา kittisak.cha@pea.co.th

²สาขาวิชาบริหารธุรกิจ คณะวิทยาการจัดการ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ thanawut.sa@psu.ac.th

บทคัดย่อ

การวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินในการสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่าย 33 kV ที่มีอายุการใช้งานมา 20 ปี ด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องใหม่ เทียบกับการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าต่อไปจนชำรุด ซึ่งมีการพิจารณาแบ่งเป็น 2 โครงการ ระยะเวลาของทั้ง 2 โครงการ อยู่ที่ 40 ปี รายละเอียดคือ โครงการที่ 1 เป็นการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ แรกเริ่มโครงการหรือปีที่ 0 และ 20 ของโครงการ โครงการที่ 2 เป็นการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ในปีที่ 10 ของโครงการ ข้อมูลที่นำมาศึกษาเก็บรวบรวมจากการสัมภาษณ์ ข้อมูลการเงิน และข้อมูลทางสถิติ มีการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินที่อัตราผลตอบแทนที่คาดหวัง 6.54%

ผลการศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของทั้ง 2 โครงการ พบว่า โครงการที่ 2 มีความคุ้มค่าทางการเงินมากกว่าโครงการที่ 1 เนื่องจากโครงการที่ 2 มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) อยู่ที่ 44.44 ล้านบาท และ 13.64% ตามลำดับ ซึ่งมีค่ามากกว่าโครงการที่ 1 ที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) อยู่ที่ 42.62 บาท และ 12.35% ตามลำดับ

คำสำคัญ: ความคุ้มค่าทางการเงิน หม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่าย

1. บทนำ

หม้อแปลงไฟฟ้าถือเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญอย่างมากต่อระบบกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า^{[9][10]} ทั้ง

ยังเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีราคาสูง ประกอบกับหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่ายมีจำนวนที่ติดตั้งใช้งานเป็นจำนวนมาก ย่อมส่งผลให้เกิดต้นทุนในการบำรุงรักษาและซ่อมแซม หม้อแปลงไฟฟ้ามากขึ้นตามไปด้วย^[7] อีกทั้งการเสื่อมสภาพหรือการชำรุดที่เป็นต้นทุนของการบำรุงรักษาและซ่อมแซมมักแปรผันเพิ่มขึ้นตามอายุการใช้งาน^[4] ซึ่งหากหม้อแปลงไฟฟ้าชำรุดเสียหาย จะส่งผลกระทบต่อรายได้จากขายพลังงานไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ดังนั้น เพื่อให้เกิดการใช้งบประมาณที่มีอยู่อย่างจำกัด เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด ผู้วิจัยได้เห็นถึงความสำคัญของงบประมาณในการบำรุงรักษาและซ่อมแซมหม้อแปลงไฟฟ้า การลงทุนในหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ และคุณภาพการให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงมีความสนใจที่จะศึกษาและวิเคราะห์หาความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีอายุการใช้งานมาแล้ว 20 ปี ซึ่งมีต้นทุนในการบำรุงรักษาและซ่อมแซมที่สูงตามอายุการใช้งาน ด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องใหม่ เทียบกับการใช้งานต่อไปจนชำรุด ทั้งนี้หม้อแปลงไฟฟ้าจะมีอายุการใช้งานเฉลี่ยอยู่ที่ 30 ปี โดยประมาณ

2. วัตถุประสงค์

เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินในการสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่าย 33 kV ที่มีอายุการใช้งานมา 20 ปี ด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องใหม่ เทียบกับการติดตั้งใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องเดิมต่อไปจนชำรุด โดยที่

หม้อแปลงไฟฟ้าจะมีอายุการใช้งานเฉลี่ยอยู่ที่ 30 ปี โดยประมาณ

3. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

สามารถนำผลที่ได้จากการศึกษาไปใช้ในการประกอบการตัดสินใจในการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าระบบจำหน่าย 33 kV ที่มีอายุการใช้งาน 20 ปี เพื่อเพิ่มคุณภาพการให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และเป็นแนวทางการใช้งบประมาณในการบำรุงรักษา และซ่อมแซมหม้อแปลงไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพมากที่สุด

4. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

4.1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุน

การศึกษากิจการที่เกิดขึ้นของโครงการทั้งในด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านการเงิน จากข้อมูลหรือเอกสารต่าง ๆ เพื่อประเมินหรือตัดสินใจในการลงทุนโครงการ ความเป็นไปได้มากน้อยเพียงใดซึ่งแบ่งเป็น 3 ระยะ ได้แก่ ระยะก่อนลงทุน (Pre-investment Phase) ระยะลงทุน (Investment Phase) และระยะดำเนินการ (Operation Phase)^[3]

4.2 ทฤษฎีการจัดการการเงินและการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน

การเก็บรวบรวมข้อมูลในด้านต่าง ๆ ของโครงการเพื่อนำมาประมาณการต้นทุน ผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับทางการเงิน และพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนตามที่กิจการหรือผู้ลงทุนคาดหวัง และมีเงินทุนหมุนเวียนเพียงพอที่จะใช้ในการดำเนินงานตลอดโครงการ^[3] โดยมีเครื่องมือที่ใช้ในการประเมินความเป็นไปได้ทางการเงินจากการศึกษาจำนวน 6 เครื่องมือ^{[1][5][8]} ได้แก่ วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period Method : PB) วิธีระยะเวลาคืนทุนที่มีการปรับลด (Discount Payback Period Method : DPB) วิธีมูลค่าเงินปัจจุบัน (Net Present Value Method: NPV) วิธีดัชนีกำไร (Profitability Index Method : PI) วิธีอัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return Method : IRR) และวิธีการปรับอัตราผลตอบแทนของโครงการ (Modified Internal Rate of Return Method : MIRR)

4.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการลงทุน

การลงทุนในแต่ละโครงการย่อมมีความเสี่ยงเกิดขึ้นได้ โครงการที่มีความเสี่ยงสูง ย่อมส่งผลให้ต้นทุนของเงินลงทุนสูงขึ้นตามไปด้วย การประเมินความเสี่ยงของโครงการสามารถแยกประเภทความเสี่ยงของโครงการได้ 3 ประเภท^[8] ดังนี้

- Stand-alone risk เป็นความเสี่ยงเฉพาะตัวของโครงการแต่ละโครงการ สามารถวิเคราะห์ได้จากความไม่แน่นอนของกระแสเงินสดของโครงการ และลักษณะการกระจายตัวของกระแสเงินสดในแต่ละรายการ

- With-in firm risk หรือ Corporate risk เป็นความเสี่ยงของโครงการที่มีผลกระทบต่อกิจการ เนื่องมาจากความเสี่ยงของโครงการใดโครงการหนึ่งหรือเพียงส่วนหนึ่งของโครงการทั้งหมด อาจจะกระจายความเสี่ยงมายังกิจการ ซึ่งส่งผลต่อความไม่แน่นอนของรายได้กิจการในอนาคต

- Market risk หรือ Beta risk เป็นความเสี่ยงของโครงการซึ่งเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของราคา หรือมูลค่าการลงทุนจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยในตลาดอัตราแลกเปลี่ยน

4.4 แนวคิดเกี่ยวกับการเพิ่มประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

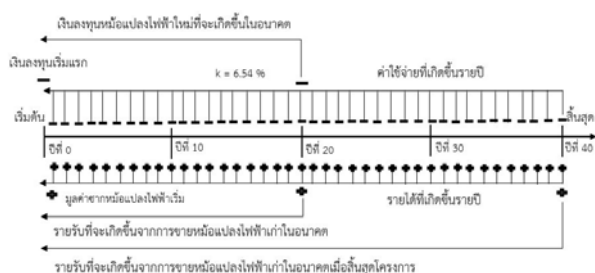
ความสามารถของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการจัดส่งพลังงานไฟฟ้าสนองต่อความต้องการผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอในช่วงเวลาที่กำหนด โดยการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถวิเคราะห์ได้จากดัชนีความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องต่าง ๆ^[7] ซึ่งการใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าไประยะหนึ่ง ย่อมทำให้เกิดการเสื่อมสภาพของวัสดุหรือส่วนประกอบต่าง ๆ ของหม้อแปลงไฟฟ้า ที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ชำรุดหรือล้มเหลวได้ ส่งผลกระทบต่อการทำงานโดยรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงต้องรีบแก้ไขให้ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ตามปกติโดยเร็ว ซึ่งการบำรุงรักษาซ่อมแซมดังกล่าว เป็นการบำรุงรักษาเชิงแก้ไขที่ทำให้ใช้ระยะเวลาค่อนข้างนาน เกิดความเสียหายสูงเนื่องจากไม่ได้มีการวางแผนล่วงหน้า ส่งผลให้ประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าลดลง

5. วิธีดำเนินการวิจัย

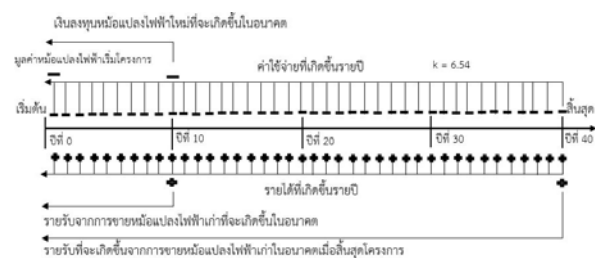
กลุ่มหม้อแปลงไฟฟ้าตัวอย่างที่ใช้ในการวิจัยครั้งนี้ประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอายุการใช้งานมาแล้ว 20 ปี

ขนาด 100 kVA จำนวน 18 เครื่อง ขนาด 160 kVA จำนวน 15 เครื่อง และขนาด 250 kVA จำนวน 10 เครื่อง เก็บรวบรวมข้อมูลแบบปฐมภูมิ เกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ซ่อมแซม และการสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า ราคาการรับซื้อหม้อแปลงไฟฟ้าเก่าสภาพชำรุดและใช้งานได้จากการสัมภาษณ์พนักงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องจำนวน 5 ราย พนักงานบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 3 ราย และผู้รับซื้อหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 2 ราย และเก็บข้อมูลประเภทข้อมูลทุติยภูมิ จากบทความทางวิชาการ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน ข้อมูลราคาหม้อแปลงไฟฟ้า อุปกรณ์สำหรับบำรุงรักษาและซ่อมแซม หม้อแปลงไฟฟ้า และงบทางการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กำหนดอายุของทั้ง 2 โครงการเท่ากันอยู่ที่ 40 ปี เพื่อให้ทั้ง 2 สามารถเปรียบเทียบผลการประเมินการลงทุนได้ โดยมีลักษณะโครงการที่ 1 และ 2 เป็นดังรูปที่ 1 และ 2 ตามลำดับ



รูปที่ 1 ลักษณะของโครงการที่ 1



รูปที่ 2 ลักษณะของโครงการที่ 2

ต้นทุนทางการเงิน (WACC) หรืออัตราผลตอบแทนที่คาดหวังอยู่ที่ 6.54% โดยกำหนดจากต้นทุนทางการเงินที่คำนวณได้จากงบการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2563 และกำหนดให้มีค่าคงที่ตลอดอายุโครงการทั้ง 2 โครงการ ทั้งนี้การวิจัยมีกรอบแนวคิดของการดำเนินการตามรูปที่ 3



รูปที่ 3 กรอบแนวคิดการวิจัย

6. ผลการวิจัย

ผลการประเมินโครงการลงทุนและวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้ง 2 โครงการในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุน สับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า การปรับราคาหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ การปรับราคาอุปกรณ์สำหรับงานบำรุงรักษา ซ่อมแซม และสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า การปรับอัตราค่าแรงบำรุงรักษา ซ่อมแซม และสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้า และการปรับอัตราผลตอบแทนที่คาดหวัง ด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และวิธีอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ได้ผลการศึกษาดังนี้

1. ผลการศึกษากระแสเงินสดสุทธิของทั้ง 2 โครงการ สามารถรวมกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการ 40 ปี ซึ่งกำหนด ได้ตารางที่ 1 ดังนี้

ตารางที่ 1 กระแสเงินสดของโครงการที่ 1

| ปีที่ | กระแสเงินสดรับ (บาท) | | กระแสเงินสดจ่าย (บาท) | | กระแสเงินสดสุทธิ (บาท) |
|-------|----------------------|-------------------|-----------------------|--------------------|------------------------|
| | รายรับขายไฟฟ้า | รายรับขายหม้อแปลง | ลงทุนหม้อแปลงใหม่ | บำรุงรักษา-ซ่อมแซม | |
| 0 | - | - | 5,076,463.00 | - | 5,076,463.00 |
| 1 | 2,807,434.00 | - | - | 74,041.00 | 2,733,393.00 |
| 2 | 2,857,969.00 | - | - | 75,569.00 | 2,782,400.00 |
| 3 | 2,909,412.00 | - | - | 77,129.00 | 2,832,283.00 |
| 4 | 2,961,781.00 | - | - | 78,723.00 | 2,883,058.00 |
| 5 | 3,015,094.00 | - | - | 80,350.00 | 2,934,744.00 |
| 6 | 3,069,366.00 | - | - | 82,010.00 | 2,987,356.00 |
| 7 | 3,124,615.00 | - | - | 83,704.00 | 3,040,911.00 |
| 8 | 3,180,857.00 | - | - | 85,434.00 | 3,095,423.00 |
| 9 | 3,238,113.00 | - | - | 87,199.00 | 3,150,914.00 |
| 10 | 3,296,398.00 | - | - | 157,608.00 | 3,138,790.00 |
| 11 | 3,355,733.00 | - | - | 90,841.00 | 3,264,892.00 |
| 12 | 3,416,137.00 | - | - | 92,719.00 | 3,323,418.00 |
| 13 | 3,477,626.00 | - | - | 94,636.00 | 3,382,990.00 |
| 14 | 3,540,223.00 | - | - | 96,593.00 | 3,443,630.00 |
| 15 | 3,603,947.00 | - | - | 98,591.00 | 3,505,356.00 |

ตารางที่ 1 กระแสเงินสดของโครงการที่ 1 (ต่อ)

| ปีที่ | กระแสเงินสดรับ (บาท) | | กระแสเงินสดจ่าย (บาท) | | กระแสเงินสดสุทธิ (บาท) |
|-------|----------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|
| | รายรับขายไฟฟ้า | รายรับขายหม้อแปลง | ลงทุนหม้อแปลงใหม่ | บำรุงรักษา -ซ่อมแซม | |
| 16 | 3,668,818.00 | - | - | 100,629.00 | 3,568,189.00 |
| 17 | 3,734,856.00 | - | - | 102,710.00 | 3,632,146.00 |
| 18 | 3,802,084.00 | - | - | 104,834.00 | 3,697,250.00 |
| 19 | 3,870,521.00 | - | - | 107,002.00 | 3,763,519.00 |
| 20 | 3,943,559.00 | 413,516.00 | 2,533,053.00 | - | 1,824,022.00 |
| 21 | 4,011,114.00 | - | - | 111,475.00 | 3,899,639.00 |
| 22 | 4,083,313.00 | - | - | 113,780.00 | 3,969,533.00 |
| 23 | 4,156,814.00 | - | - | 116,133.00 | 4,040,681.00 |
| 24 | 4,231,636.00 | - | - | 118,537.00 | 4,113,099.00 |
| 25 | 4,307,806.00 | - | - | 120,990.00 | 4,186,816.00 |
| 26 | 4,385,346.00 | - | - | 123,495.00 | 4,261,851.00 |
| 27 | 4,464,282.00 | - | - | 126,049.00 | 4,338,233.00 |
| 28 | 4,544,639.00 | - | - | 128,657.00 | 4,415,982.00 |
| 29 | 4,626,442.00 | - | - | 131,321.00 | 4,495,121.00 |
| 30 | 4,709,719.00 | - | - | 240,055.00 | 4,469,664.00 |
| 31 | 4,794,495.00 | - | - | 136,814.00 | 4,657,681.00 |
| 32 | 4,880,796.00 | - | - | 139,646.00 | 4,741,150.00 |
| 33 | 4,968,651.00 | - | - | 142,537.00 | 4,826,114.00 |
| 34 | 5,058,087.00 | - | - | 145,488.00 | 4,912,599.00 |
| 35 | 5,149,133.00 | - | - | 148,500.00 | 5,000,633.00 |
| 36 | 5,241,817.00 | - | - | 151,575.00 | 5,090,242.00 |
| 37 | 5,336,169.00 | - | - | 154,714.00 | 5,181,455.00 |
| 38 | 5,432,220.00 | - | - | 157,919.00 | 5,274,301.00 |
| 39 | 5,530,000.00 | - | - | 161,189.00 | 5,368,811.00 |
| 40 | 5,636,671.00 | 276,042.00 | - | 22,665.00 | 5,890,048.00 |
| รวม | 165,185,023.00 | 689,558.00 | 7,609,516.00 | 4,461,861.00 | 151,041,874.00 |

ตารางที่ 2 กระแสเงินสดของโครงการที่ 2

| ปีที่ | กระแสเงินสดรับ (บาท) | | กระแสเงินสดจ่าย (บาท) | | กระแสเงินสดสุทธิ (บาท) |
|-------|----------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|
| | รายรับขายไฟฟ้า | รายรับขายหม้อแปลง | ลงทุนหม้อแปลงใหม่ | บำรุงรักษา -ซ่อมแซม | |
| 0 | - | - | 619,434.00 | 941,500.00 | - 1,560,934.00 |
| 1 | 2,807,434.00 | - | - | 74,041.00 | 2,733,393.00 |
| 2 | 2,857,969.00 | - | - | 75,669.00 | 2,782,400.00 |
| 3 | 2,909,412.00 | - | - | 77,129.00 | 2,832,283.00 |
| 4 | 2,961,781.00 | - | - | 78,723.00 | 2,883,058.00 |
| 5 | 3,011,236.00 | - | - | 160,700.00 | 2,850,536.00 |
| 6 | 3,069,366.00 | - | - | 82,010.00 | 2,987,356.00 |
| 7 | 3,124,615.00 | - | - | 83,704.00 | 3,040,911.00 |
| 8 | 3,176,791.00 | - | - | 170,868.00 | 3,005,923.00 |
| 9 | 3,238,113.00 | - | - | 87,199.00 | 3,150,914.00 |
| 10 | 3,292,377.00 | 479,784.00 | 5,562,489.00 | 89,001.00 | - 1,879,329.00 |
| 11 | 3,355,733.00 | - | - | 90,841.00 | 3,264,892.00 |
| 12 | 3,416,137.00 | - | - | 92,719.00 | 3,323,418.00 |
| 13 | 3,477,626.00 | - | - | 94,636.00 | 3,382,990.00 |
| 14 | 3,540,223.00 | - | - | 96,593.00 | 3,443,630.00 |
| 15 | 3,603,947.00 | - | - | 98,591.00 | 3,505,356.00 |
| 16 | 3,668,818.00 | - | - | 100,629.00 | 3,568,189.00 |
| 17 | 3,734,856.00 | - | - | 102,710.00 | 3,632,146.00 |
| 18 | 3,802,084.00 | - | - | 104,834.00 | 3,697,250.00 |
| 19 | 3,870,521.00 | - | - | 107,002.00 | 3,763,519.00 |
| 20 | 3,940,191.00 | - | - | 194,499.00 | 3,745,692.00 |
| 21 | 4,011,114.00 | - | - | 111,475.00 | 3,899,639.00 |
| 22 | 4,083,313.00 | - | - | 113,780.00 | 3,969,533.00 |
| 23 | 4,156,814.00 | - | - | 116,133.00 | 4,040,681.00 |
| 24 | 4,231,636.00 | - | - | 118,537.00 | 4,113,099.00 |
| 25 | 4,307,806.00 | - | - | 120,990.00 | 4,186,816.00 |
| 26 | 4,385,346.00 | - | - | 123,495.00 | 4,261,851.00 |
| 27 | 4,464,282.00 | - | - | 126,049.00 | 4,338,233.00 |
| 28 | 4,544,639.00 | - | - | 128,657.00 | 4,415,982.00 |
| 29 | 4,626,442.00 | - | - | 131,321.00 | 4,495,121.00 |
| 30 | 4,715,699.00 | - | - | 1,801,736.00 | 2,913,963.00 |

ตารางที่ 2 กระแสเงินสดของโครงการที่ 2 (ต่อ)

| ปีที่ | กระแสเงินสดรับ (บาท) | | กระแสเงินสดจ่าย (บาท) | | กระแสเงินสดสุทธิ (บาท) |
|-------|----------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|
| | รายรับขายไฟฟ้า | รายรับขายหม้อแปลง | ลงทุนหม้อแปลงใหม่ | บำรุงรักษา -ซ่อมแซม | |
| 31 | 4,794,495.00 | - | - | 136,814.00 | 4,657,681.00 |
| 32 | 4,880,796.00 | - | - | 139,646.00 | 4,741,150.00 |
| 33 | 4,968,651.00 | - | - | 142,537.00 | 4,826,114.00 |
| 34 | 5,058,087.00 | - | - | 145,488.00 | 4,912,599.00 |
| 35 | 5,142,604.00 | - | - | 297,000.00 | 4,845,604.00 |
| 36 | 5,241,817.00 | - | - | 151,575.00 | 5,090,242.00 |
| 37 | 5,336,169.00 | - | - | 154,714.00 | 5,181,455.00 |
| 38 | 5,425,336.00 | - | - | 315,838.00 | 5,109,498.00 |
| 39 | 5,530,000.00 | - | - | 161,189.00 | 5,368,811.00 |
| 40 | 5,629,539.00 | 261,681.00 | - | 818,833.00 | 5,072,387.00 |
| รวม | 165,155,145.00 | 741,465.00 | 4,533,739.00 | 8,359,305.00 | 150,242,236.00 |

2. ผลการประเมินการลงทุนและวิเคราะห์ความอ่อนไหวของทั้ง 2 โครงการ ด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการ^[1]

$$NPV = \left(\frac{R_1}{(1+k)^1} + \frac{R_2}{(1+k)^2} + \frac{R_3}{(1+k)^3} + \dots + \frac{R_n}{(1+k)^n} \right) - A_0 \quad (1)$$

กำหนดให้

A_0 = เงินลงทุน ณ ปีที่ 0

R_1 = เงินสดรับ ณ ปีที่ 1

R_2 = เงินสดรับ ณ ปีที่ 2

R_3 = เงินสดรับ ณ ปีที่ 3

R_n = เงินสดรับ ณ ปีที่ n

k = อัตราผลตอบแทนที่คาดหวัง หรือต้นทุน

ของเงินลงทุน ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 6.54%

และวิธีอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการ^[8]

$$\sum_{t=1}^n \frac{R_t(1+r)^{n-t}}{(1+MIRR)^n} = A_0 \quad (2)$$

กำหนดให้

A_0 = เงินลงทุน ณ ปีที่ 0

R_t = เงินสดรับ ณ ปีที่ 1 ถึงปีที่ n

r = อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของ

กระแสเงินสดรับเท่ากับเงินลงทุน หรืออัตราผลตอบแทนของโครงการ

n = อายุของโครงการ

t = ระยะเวลาปีที่ 1 ถึงปีที่ n

จากการศึกษาและการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการกรณีปรับราคาหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่จากลดลง 11% ต่อ 3 ปี เป็น 5% และเพิ่มขึ้น 1 % ต่อ 3 ปี กรณีปรับค่าอุปกรณ์ของหม้อแปลงไฟฟ้าจากเพิ่มขึ้น 2.2% ต่อปี เป็น 4.2% และ 6.2% ต่อปี กรณีปรับค่าแรงของหม้อแปลงไฟฟ้าจากเพิ่มขึ้น 2% ต่อปี เป็น 4% และ 6% ต่อปี (การวิเคราะห์ความอ่อนไหวปรับเพิ่ม 2% จากข้อมูลที่ได้จากการศึกษาตามอัตราการเงินเพื่อเฉลี่ย 2% ต่อปี^[2] และกรณีปรับอัตราผลตอบแทนจาก 6.54% เป็น 8.54 และ 4.54% มีผลการศึกษาตามตารางที่ 3 และ 4

ตารางที่ 3 การประเมินผลการลงทุนด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

หน่วยเป็น ล้านบาท

| การประเมิน | โครงการที่ 1 | โครงการที่ 2 | ผลต่าง โครงการ (2-1) |
|-----------------------------------|--------------|--------------|----------------------------|
| จากการศึกษา | 42.62 | 44.44 | 1.82 |
| ราคาหม้อแปลงลดลง 5% ต่อ 3 ปี | 42.28 | 44.03 | 1.75 |
| ราคาหม้อแปลงเพิ่มขึ้น 1% ต่อ 3 ปี | 41.82 | 43.57 | 1.75 |
| ราคาอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 4.2% ปี | 42.43 | 43.92 | 1.49 |
| ราคาอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 6.2% ปี | 42.13 | 43.12 | 0.99 |
| ค่าแรงเพิ่มขึ้น 4% ปี | 42.31 | 44.07 | 1.76 |
| ค่าแรงเพิ่มขึ้น 6% ปี | 41.83 | 43.50 | 1.67 |
| อัตราผลตอบแทน 8.54% | 31.91 | 34.03 | 2.12 |
| อัตราผลตอบแทน 4.54% | 59.30 | 60.70 | 1.4 |

ตารางที่ 4 การประเมินผลการลงทุนด้วยวิธีอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR)

| การประเมิน | โครงการที่ 1 | โครงการที่ 2 | ผลต่าง โครงการ (2-1) |
|-----------------------------------|--------------|--------------|----------------------------|
| จากการศึกษา | 12.35 % | 13.64 % | 1.29 % |
| ราคาหม้อแปลงลดลง 5% ต่อ 3 ปี | 12.19 % | 13.34 % | 1.15 % |
| ราคาหม้อแปลงเพิ่มขึ้น 1% ต่อ 3 ปี | 11.98 % | 13.03 % | 1.05 % |
| ราคาอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 4.2% ปี | 12.34 % | 13.59 % | 1.25 % |
| ราคาอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 6.2% ปี | 12.32 % | 13.51 % | 1.19 % |
| ค่าแรงเพิ่มขึ้น 4% ปี | 12.33 % | 13.62 % | 1.29 % |
| ค่าแรงเพิ่มขึ้น 6% ปี | 12.30 % | 13.58 % | 1.28 % |
| อัตราผลตอบแทน 8.54% | 13.48 % | 15.34 % | 1.86 % |
| อัตราผลตอบแทน 4.54% | 10.92 % | 12.03 % | 1.11 % |

7. สรุปผลและอภิปรายผล

การสรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าของทั้ง 2 โครงการ โดยการนำกระแสเงินสดที่ได้รับตั้งแต่ปีที่ 0 – 40 ของแต่ละโครงการมาคิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในอัตราผลตอบแทน 6.54% และอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ซึ่งมีการปรับค่าอุปกรณ์สำหรับบำรุงรักษาและซ่อมแซมหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 2.2% ต่อปี ค่าแรงสำหรับบำรุงรักษา ซ่อมแซม และสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 2% ต่อปี และราคาหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ลดลง 11% ต่อ 3 ปี ตามตารางที่ 3 จากการศึกษาพบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการที่ 1 มีค่าอยู่ที่ 42.62 ล้านบาท และโครงการที่ 2 มีค่าอยู่ที่ 44.44 ล้านบาท และตามตารางที่ 4 จากการศึกษาพบว่าอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ของโครงการที่ 1 มีค่าอยู่ที่ 12.35% และโครงการที่ 2 มีค่าอยู่ที่ 13.64% จึงยอมรับโครงการที่ 2 กล่าวคือ ใช้หม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอายุใช้งานมาแล้ว 20 ปี ต่อไปแล้วสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าในปีที่ 10 ของโครงการ หรือมีการสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่เมื่อมีการชำรุด เนื่องจากโครงการที่ 2 มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มากกว่าโครงการที่ 1 ซึ่งมีความมากกว่าอยู่ที่ 1.29 ล้านบาท และอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ของโครงการที่ 2 สูงกว่าโครงการที่ 1

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของทั้ง 2 โครงการ โดยการปรับค่าอุปกรณ์สำหรับบำรุงรักษาและซ่อมแซมหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 2.2% ต่อปี เป็น 4.2% และ 6.2% ค่าแรงสำหรับบำรุงรักษา ซ่อมแซม และสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจาก 2% ต่อปี เป็น 4% และ 6% ต่อปี และราคาหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ลดลงจาก 11% ต่อ 3 ปี เป็น 5% ต่อ 3 ปี และเพิ่มขึ้นเป็น 1 % ต่อ 3 ปี และการปรับอัตราผลตอบแทน (อัตราคิดลด) จาก 6.54% เป็น 8.54% และ 4.54% ยังพบว่าโครงการที่ 2 มีความคุ้มค่าทางการเงินมากกว่าโครงการที่ 1 เนื่องจากโครงการที่ 2 มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) สูงกว่าโครงการที่ 1

การอภิปรายผลการศึกษาการลงทุนสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าของทั้ง 2 โครงการ พบว่า การปรับราคาหม้อแปลงไฟฟ้าใหม่ลดลงจาก 11% ต่อ 3 ปี เป็น 5% ต่อ 3 ปี และปรับเพิ่มขึ้นเป็น 1% ต่อ 3 ปี หรือการปรับต้นทุนทางการเงินหรือ

อัตราผลตอบแทนที่คาดหวังจาก 6.54% เป็น 8.54% ทำให้ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการที่ 2 เพิ่มขึ้น หรือส่วนต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ของโครงการที่ 2 กับ โครงการที่ 1 เพิ่มขึ้น เนื่องจากโครงการที่ 1 เป็นโครงการที่มีการลงทุนหม้อแปลงไฟฟ้าทุก ๆ 20 ปี ซึ่งมีจำนวนครั้งในการลงทุนสูงกว่าโครงการที่ 2 ที่มีการลงทุนทุก ๆ 30 ปี โดยประมาณ ทำให้โครงการที่ 1 มีการใช้งบประมาณในการลงทุนมากกว่าโครงการที่ 2 การปรับราคาหม้อแปลงไฟฟ้า ดังกล่าว เป็นการเพิ่มจำนวนเงินทุนให้กับโครงการ อีกทั้งต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มขึ้นย่อมส่งผลต่อต้นทุนเงินของเงินลงทุนและความเสี่ยงของโครงการที่เพิ่มขึ้น^[6] ในทางกลับกันการปรับค่าอุปกรณ์สำหรับบำรุงรักษาและซ่อมแซม หม้อแปลงไฟฟ้าจาก 2.2% ต่อปี เป็น 4.2% และ 6.2% ต่อปี หรือการปรับค่าแรงสำหรับบำรุงรักษา ซ่อมแซม และสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าจาก 2% ต่อปี เป็น 4% และ 6% ต่อปี และการปรับต้นทุนทางการเงินหรืออัตราผลตอบแทนที่คาดหวังจาก 6.54% เป็น 4.54% ทำให้ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการที่ 2 ลดลง หรือส่วนต่างของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายในแบบปรับค่า (MIRR) ของโครงการที่ 2 กับ โครงการที่ 1 ลดลง เนื่องจากโครงการที่ 2 มีการใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าที่อายุที่มาก ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ซ่อมแซม มากกว่าโครงการที่ 1 ซึ่งเป็นผลมาจากการเสื่อมสภาพของหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอายุการใช้งานมาก ย่อมทำให้ต้นทุนการบำรุงรักษาที่เพิ่มขึ้น^[7]

ทั้งนี้ จากการศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของทั้ง 2 โครงการยังอีกพบว่า ผลการประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน (NPV, MIRR) มีความใกล้เคียงกัน ซึ่งหากพิจารณาทางด้านการเงินในการใช้งบประมาณให้เกิดความคุ้มค่าเพียงอย่างเดียว จึงควรตัดสินใจเลือกโครงการที่ 2 หรือใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้าต่อไปจนชำรุด แต่หากพิจารณาถึงความเชื่อถือได้และประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าร่วมด้วยโครงการที่ 1 เป็นอีกลักษณะที่ควรพิจารณาตัดสินใจ เนื่องจากเป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน ที่สามารถวางแผนล่วงหน้า ส่งผลให้ประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งควรหาช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการสับเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าต่อไป

เอกสารอ้างอิง

- [1] ทิพย์วรรณ เรืองกิตติสกุล. (2548). การบริหารการเงิน 1 (Financial Management 1). สงขลา: ภาควิชาบริหารธุรกิจ คณะวิทยาการจัดการ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์.
- [2] ธนาคารแห่งประเทศไทย. (2562). EC_EI_027 เครื่องชี้เศรษฐกิจมหภาคของไทย 1/. ค้นจาก https://www.bot.or.th/App/BTWS_STAT/statistics/BOTWEBSTAT.aspx?reportID=409&language=TH
- [3] ประสิทธิ์ ดงยั้งศิริ. (2545). การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ: ห้างหุ้นส่วนจำกัด เม็ดทราย พรินต์.
- [4] ไพโรจน์ วงษ์วิบูลย์สิน. (2548). การประเมินอายุของหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยอาศัยการทดสอบเร่งด้วยอุณหภูมิ. (วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต). จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพฯ.
- [5] เพชร ชุมทรัพย์. (2538). หลักการบริหารการเงิน (พิมพ์ครั้งที่ 1). กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- [6] ศิรประภา ศรีวิโรจน์. (2561). โครงสร้างเงินทุน หนึ่งองค์ประกอบสำคัญในการสร้างมูลค่าของธุรกิจ. วารสารวิชาการมหาวิทยาลัยอีสเทิร์นเอเชีย, 8(2), 91-102.
- [7] สิทธิพร ตระกูลไทย. (2559). การจัดสรรงบประมาณแบบเหมาะสมที่สุดสำหรับการบำรุงรักษาแบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า. (วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต). จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพฯ.
- [8] Brigham, F. E., Houston, F. J., (2544). การจัดการการเงิน Fundamentals of Financeial Management (เร็กซ์ จำปาเงิน, ผู้แปล). กรุงเทพฯ: บุ๊คเน็ต.
- [9] Omar M. Elmabrouk, Farag A. Masoud and Naji S. Abdelwanis., "Diagnosis of Power Transformer Faults using Fuzzy Logic Techniques Based on IEC Ratio Method", ICEMIS'20: Proceedings of the 6th International Conference on Engineering & MIS, September, 2020.
- [10] David Granados-Lieberman et al., "Harmonic PMU and Fuzzy Logic for Online Detection of Short-Circuited Turns in Transformers", Electric Power System Research, vol 190, pp 1-11, 2021.