

# การวิเคราะห์ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากการก่อสร้างสถานีไฟฟาล่าช้า

## Cost of Electricity Loss Analysis in Distribution System from Delayed Substation Construction

นันทชัย กานตันทนะ\* และ พันทิวา ชิตเครือ

**Nantachai Kantanantcha\* and Pantiwa Chitkrue**

สาขาวิชาการจัดการวิศวกรรม ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

50 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900

Graduate Program in Engineering Management, Department of Industrial Engineering,  
Faculty of Engineering, Kasetsart University

50 Ngamwongwan Road, Chatuchak, Bangkok, 10900, Thailand

E-mail: \*nantachai.k@ku.ac.th

### บทคัดย่อ

ปัญหาที่สำคัญอย่างหนึ่งที่ทำให้ประสิทธิภาพการจำหน่ายไฟฟ้าต่ำ คือ การที่มีสถานีไฟฟ้าไม่เพียงพอ ส่งผลให้ต้องส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งจำหน่ายที่มีระยะไกล เกิดความไม่เสถียรในระบบไฟฟ้าอยู่เป็นระยะ ๆ ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์ที่จะวิเคราะห์ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียไปในระบบ โดยการประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรก คือ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้า โดยทำการประมาณค่าความสูญเสียในขณะที่ไม่มีโหลด ขณะที่มีโหลด และจากปัจจัยอื่น ๆ ส่วนที่สอง คือ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายระดับแรงดันปานกลาง คำนวณโดยใช้หลักการการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton-Raphson จากโปรแกรม MATLAB ที่พัฒนาขึ้น จากนั้นนำค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ประมาณได้ มาคำนวณเป็นค่าเงินตามเวลาที่ ต้องมีการสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ ผลการวิจัยพบว่าค่าไฟฟ้าที่สูญเสียจะมีค่ามากขึ้นตามเวลาที่ผ่านไป โดยมีค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่อชั่วโมงเท่ากับ 497.18 กิโลวัตต์ คิดเป็นเงินเท่ากับ 2,542.35 บาทต่อชั่วโมง ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียที่เกิดขึ้นนี้จะนำไปประกอบการพิจารณาการก่อสร้างสถานีไฟฟ้ากรณีศึกษาในเวลาที่เหมาะสม

### ABSTRACT

One critical issue of low power distribution efficiency is that there is not enough substation. This causes the electric power must be transmitted along the transmission line for a long distance which periodically results in the instability of the electric power distribution. Therefore the objective of this research is to analyze the electric power loss in the system. The electric power loss estimation is divided into two parts. The first part is the electric power loss due to the power transformer in the substation which is estimated from the electric power loss during unloading, loading and other factors. The second part is the electric power loss due to the medium voltage transmission line which is calculated using the power flow principle by Newton-Raphson method from the developed MATLAB program. Then the estimated electric power loss is calculated in terms of money according to the time to build a new substation. The result shows that the cost of electric power loss will increase over time. The hourly electric power loss is 497.18 kW, equivalent to 2,542.35 baht per hour. The cost of electric power loss will be taken into consideration of the case study substation construction at the appropriate time.

### 1. บทนำ

ปัจจุบันภาครัฐมีการสนับสนุนและส่งเสริมในการกระจายตัวของกิจการธุรกิจอุตสาหกรรม รวมถึงมีการขยายตัวของบ้านจัดสรร คอนโดมิเนียม ที่อยู่อาศัยของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ทำให้ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามีอัตราเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ต้องมีการดำเนินการลงทุนก่อสร้างระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า เพื่อเพิ่มขีดความสามารถและความมั่นคงในการจ่ายกระแสไฟฟ้าจากรายงานสถิติข้อมูลพลังงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้มีการเก็บสถิติการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556-2560 [1] แสดงไว้ดังตารางที่ 1 ดังนี้

ตารางที่ 1 สถิติการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556-2560

ปี	การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า (เมกะวัตต์ชั่วโมง)
2556	116,793,350
2557	120,200,480
2558	124,376,080
2559	125,798,070
2560	130,237,600

จากตารางที่ 1 จะเห็นได้ว่ามีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง การเพิ่มสถานีไฟฟ้าให้เพียงพอต่อการใช้พลังงานไฟฟ้าจึงมีความสำคัญในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพราะเมื่อมีสถานีไฟฟ้าไม่เพียงพอ จะทำให้เกิดปัญหาไฟตก ไฟดับ สาเหตุมาจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่แต่ละส่วนต้องจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระยะทางไกล ทำให้ต้องแบกรับค่าใช้จ่ายที่เกิดจากความสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งค่าความสูญเสียนี้มีค่าค่อนข้างสูง โดยในระบบไฟฟ้าจะมีค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ค่าความสูญเสียที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [2,3] และค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่สายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [3-5] ยิ่งสายส่งจำหน่ายไฟฟ้ามีความยาวของสายมากจะทำให้เกิดค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้ามาก ดังนั้นการเพิ่ม

สถานีไฟฟ้าให้เพียงพอจะทำให้สายส่งจำหน่ายไฟฟ้าส่งจ่ายไฟฟ้าในระยะทางที่สั้นลง จะช่วยลดค่าความสูญเสียและสามารถตอบสนองความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นนอกจากนี้ยังช่วยให้จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

เนื่องจากโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแต่ละโครงการใช้งบประมาณในการก่อสร้างจำนวนมาก และเป็นการสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ตามโหลดพยากรณ์ที่มีอยู่ โดยไม่ได้คำนึงถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากความสูญเสียกำลังไฟฟ้า ทำให้ต้องแบกรับค่าใช้จ่ายที่เกิดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในกรณีที่ไม่สามารถก่อสร้างสถานีไฟฟ้าได้ตามแผนงานที่วางไว้

### 2. วัตถุประสงค์ของการวิจัย

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งจากหม้อแปลงไฟฟ้าและสายส่งจำหน่ายระดับแรงดันปานกลาง โดยประยุกต์ใช้หลักการการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton-Raphson เนื่องจากเป็นวิธีที่เหมาะสมสำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และซับซ้อน แล้วนำมาคำนวณเป็นมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อนำไปประกอบการพิจารณาการสร้างสถานีไฟฟ้ากรณีศึกษาในเวลาที่เหมาะสม

### 3. วิธีดำเนินการวิจัย

ขั้นตอนการวิจัยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า
2. กำหนดสถานีไฟฟ้ากรณีศึกษาที่ใช้ในการวิจัย พร้อมรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูล ดังนี้

2.1 ข้อมูลโหลดพยากรณ์ของสถานีไฟฟ้าในเขตพื้นที่กรณีศึกษา โดยนำข้อมูลโหลดพยากรณ์ตั้งแต่ปี 2561 ถึงปี 2565 มาพิจารณา

2.2 ข้อมูลรายละเอียดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ที่ถูกติดตั้งในสถานีไฟฟ้า และสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า แรงดันปานกลาง (22 kV)

2.3 ข้อมูลของสถานีไฟฟ้า และสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับสถานีไฟฟ้าการศึกษา ซึ่งข้อมูลจะประกอบด้วย ค่าแรงดันไฟฟ้าของการส่งจำหน่ายไฟฟ้า ค่ากระแสไฟฟ้าในแต่ละเฟสของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดในแต่ละสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า

2.4 ข้อมูลรายละเอียดของหม้อแปลงจำหน่ายที่อยู่ปลายสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง เนื่องจากที่ปลายสายของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลาง จะมีหม้อแปลงจำหน่ายทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับผู้ใช้ไฟที่อยู่ปลายทาง หม้อแปลงจำหน่ายจึงใช้เสมือนโหลดจริงของการส่งจ่ายไฟฟ้า

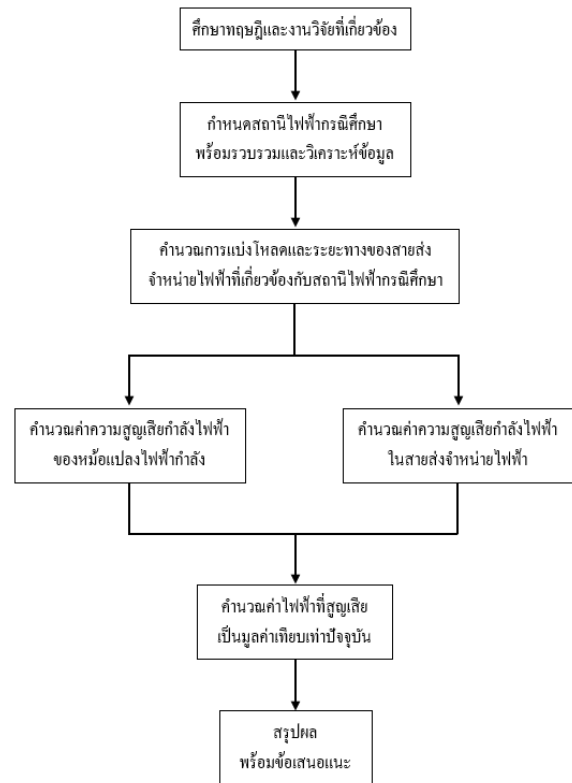
3. จำนวนการแบ่งโหลดและระยะทางของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับสถานีไฟฟ้าการศึกษา ถ้าได้รับการก่อสร้างและจ่ายไฟแล้ว จะต้องแบ่งโหลดจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม จึงจำลองการแบ่งโหลดโดยคำนึงถึงโหลดพยากรณ์ที่มีอยู่ด้วย

4. จำนวนหาค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง โดยจะคำนวณค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้าที่ได้จ่ายไฟแล้ว ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้าที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง

5. จำนวนหาค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้หลักการการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton-Raphson จากโปรแกรมประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นจากโปรแกรม MATLAB

6. นำค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ได้จากข้อ 4 และ 5 มาคำนวณเป็นมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน เนื่องจากมีค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบไฟฟ้ามาเรื่อยๆ เพิ่มขึ้นในแต่ละปี จึงต้องนำค่าไฟฟ้าที่สูญเสียที่เกิดขึ้นในอนาคตแปลงกลับมาให้เป็นมูลค่าเงินในปัจจุบัน

7. สรุปผลการวิเคราะห์ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า พร้อมข้อเสนอแนะ



รูปที่ 1 ขั้นตอนการวิจัย

#### 4. ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ปัจจุบันที่ทำให้เกิดค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า การประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าสามเฟส การคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ และการคำนวณมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน

##### 4.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า [6]

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ ระบบที่เชื่อมโยงระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยไฟฟ้าจะถูกลดแรงดันให้ต่ำ จนมีค่าเหมาะสมที่จะจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟ มีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วน ดังนี้

1. สถานีไฟฟ้า เป็นสถานที่ติดตั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยมีการแปลงจากระดับ

แรงดันที่สูงไปยังแรงดันที่ต่ำลงผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง สถานีไฟฟ้าจะมีสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมอยู่ เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟ อีกทั้งยังมีระบบป้องกันอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า การเลือกใช้การจัดรูปแบบของสถานีไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับความสำคัญของโหลดที่จ่ายไฟ วงเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ต้องการ รูปแบบของสถานีไฟฟ้าสามารถแบ่งได้ 2 แบบ คือ สถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนอากาศ และสถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนกึ่ง

2. สายส่งจำหน่ายไฟฟ้า เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ส่งกำลังไฟฟ้าจากที่หนึ่งไปยังอีกที่หนึ่ง โดยจะมีตัวนำกำลังไฟฟ้าผ่านไปตามแนวสายส่ง แรงดันที่ใช้ในส่งจำหน่ายไฟฟ้า คือ แรงดันไฟฟ้าระดับปานกลางไปจนถึงสิ้นสุดที่หม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า

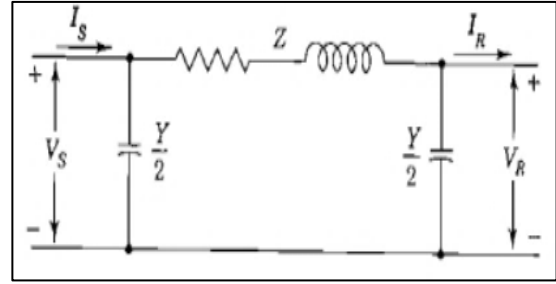
**4.2 ปัจจัยที่ทำให้เกิดค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า**

ความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดจาก 3 ปัจจัย ดังนี้ [7]

1. ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากปรากฏการณ์โคโรน่า เกิดขึ้นที่สายไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230-400 kV และเกิดขึ้นเมื่อสภาพอากาศไม่ดี เช่น หิมะตก ฝนตก ลูกเห็บตก หรืออากาศแห้งแล้งมาก [8]

2. ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วย ค่าขณะไม่มีโหลด ค่าขณะมีโหลด และปัจจัยอื่น ๆ [2]

3. ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากความต้านทาน แบบจำลองของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความยาวปานกลางหนึ่งเฟส แสดงตามรูปที่ 2



**รูปที่ 2** แบบจำลองสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าที่มีความยาวปานกลาง [9]

ซึ่งมีพารามิเตอร์ของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ดังสมการ (1) (2) และ (3) [9]

$$Z = R - jX \tag{1}$$

เมื่อ  $Z$  คือ อิมพีแดนซ์ ( $\Omega$ )

$R$  คือ ความต้านทาน ( $\Omega$ )

$j$  คือ ส่วนจินตภาพ

$X$  คือ รีแอกแตนซ์ ( $\Omega$ )

$$Y = \frac{1}{Z} = \frac{I}{V} = |Y| \angle \phi = G - jB \tag{2}$$

เมื่อ  $Y$  คือ แอดมิตแตนซ์ (S)

$Z$  คือ อิมพีแดนซ์ ( $\Omega$ )

$I$  คือ กระแสไฟฟ้า (A)

$V$  คือ แรงดันไฟฟ้า (v)

$\phi$  คือ มุมของแอดมิตแตนซ์ (Rad)

$G$  คือ คอนดักแตนซ์

$j$  คือ ส่วนจินตภาพ

$B$  คือ ซัสเซพแตนซ์

$$Loss = I^2 R \tag{3}$$

เมื่อ  $Loss$  คือ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า (W)

$I$  คือ กระแสไฟฟ้า (A)

$R$  คือ ความต้านทาน ( $\Omega$ )

โดยสมการ (1) (2) และ (3) ต้องมีหน่วยเดียวกัน โดยทำเป็นค่าเปอร์ยูนิท (per unit, p.u.) หาได้จากอัตราส่วนระหว่างค่าจริงต่อค่าฐาน นำมาใช้คำนวณหาค่ากระแสไฟฟ้า แรงดันลัดวงจร และการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ [9]

#### 4.3 การประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าสามเฟส [10]

การคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่แรงดันระดับปานกลาง โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธี Newton-Raphson จะมีวิธีคำนวณยุ่งยาก แต่มีความแม่นยำสูงและมีประสิทธิภาพกว่าวิธี Gauss-Seidel ซึ่งวิธี Newton-Raphson เหมาะสำหรับการวิเคราะห์ระบบที่มีขนาดใหญ่และซับซ้อน สามารถหาคำตอบสมการ  $n$  ตัวแปร โดยเริ่มจากการสมมติคำตอบในครั้งแรกก่อน แล้วคำนวณหาความผิดพลาด เพื่อนำไปปรับเปลี่ยนค่าของคำตอบในรอบถัดไป [3] ตามสมการ (4) โดย  $\mathbf{J}^{(k)}$  เป็นจาโคเบียนเมตริกซ์ จะได้ความสัมพันธ์ตามสมการ (5)

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} + \Delta\mathbf{X}^{(k)} \quad (4)$$

$$\Delta\mathbf{X}^{(k)} = (\mathbf{J}^{(k)})^{-1} \Delta\mathbf{C}^{(k)} \quad (5)$$

เมื่อ  $\mathbf{X}$  คือ เมตริกซ์ตัวแปรที่ไม่ทราบค่า

$\mathbf{J}$  คือ จาโคเบียนเมตริกซ์

$\mathbf{C}$  คือ เมตริกซ์ตัวแปรที่ทราบค่า

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton-Raphson สามารถหาส่วนต่างของกำลังไฟฟ้าจริง ( $P$ ) และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ( $Q$ ) โดยเขียนในรูปเมตริกซ์ได้ตามสมการ (6)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} \quad (6)$$

เมื่อ  $\Delta P_i$  คือ ผลต่างกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส  $i$  (W)

$\Delta Q_i$  คือ ผลต่างกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัส  $i$  (VAR)

$\Delta |V_i|$  คือ ผลต่างแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$  (V)

$\Delta \delta_i$  คือ ผลต่างมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$  (rad)

$\mathbf{J}$  คือ จาโคเบียนเมตริกซ์

สมการ (7) และ (8) ใช้ในการหาผลต่างของค่าจริงที่บัสใด ๆ กับค่าที่ได้จากการคำนวณแต่ละรอบของการทำซ้ำ จนกระทั่งค่าผลต่างกำลังไฟฟ้าผิดพลาดที่ได้มีค่าอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ โดยทั่วไปอยู่ในช่วง  $10^{-4}$  ถึง  $10^{-6}$

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (7)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (8)$$

เมื่อ  $P_i^{sch}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส  $i$  (W)

$Q_i^{sch}$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัส  $i$  (VAR)

$P_i^{(k)}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงคำนวณที่บัส  $i$  (W)

$Q_i^{(k)}$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟคำนวณที่บัส  $i$  (VAR)

ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงคำนวณและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟคำนวณ สามารถหาได้จากสมการ (9) และ (10) ตามลำดับ

$$P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (9)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (10)$$

เมื่อ  $P_i$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงคำนวณที่บัส  $i$  (W)

$Q_i$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟคำนวณที่บัส  $i$  (VAR)

$V_i$  คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$  (V)

$V_j$  คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส  $j$  (V)

$Y_{ij}$  คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ระหว่างบัส  $i$  และบัส  $j$  (S)

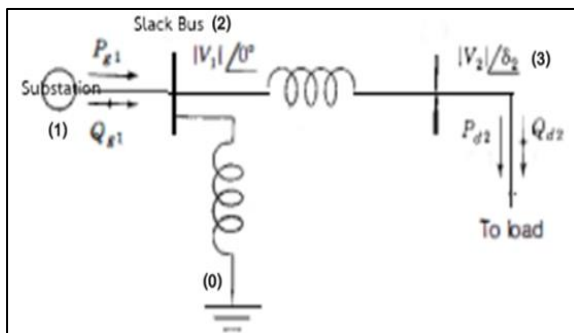
$\delta_i$  คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $i$  (rad)

$\delta_j$  คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัส  $j$  (rad)

$\theta_{ij}$  คือ มุมของค่าแอดมิตแตนซ์ระหว่างบัส  $i$  และบัส  $j$  (rad)

$N$  คือ จำนวนบัส

บัสสำหรับศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้ามีทั้งหมด 3 ประเภท คือ บัสที่มีแรงดันคงที่ บัสอ้างอิง และบัสภาระไฟฟ้า โดยรูปที่ 3 แสดงระบบที่มีบัสเชื่อมกัน 3 บัส คือ บัสที่มีแรงดันคงที่ แทนด้วยบัสหมายเลข 1 บัสอ้างอิง แทนด้วยบัสหมายเลข 2 และบัสภาระไฟฟ้า แทนด้วยบัสหมายเลข 3 (กรณีมีบัสภาระไฟฟ้าเพียงบัสเดียว) ส่วนหมายเลข 0 คือ การต่อลงดิน



รูปที่ 3 ระบบมีการไหลของกระแสไฟฟ้า [10]

เมตริกซ์แอดมิตแตนซ์สามารถหาได้จากสมการ (11)

$$[Y] = \begin{bmatrix} y_{10} + y_{12} + y_{13} & -y_{12} & -y_{13} \\ -y_{21} & y_{20} + y_{21} + y_{23} & -y_{23} \\ -y_{31} & -y_{32} & y_{30} + y_{31} + y_{32} \end{bmatrix} \quad (11)$$

เมื่อ  $y_{10}, y_{20}, y_{30}$  คือ แอดมิตแตนซ์ระหว่างหมายเลข 0 กับบัสหมายเลข 1 2 และ 3 ตามลำดับ

$y_{12}, y_{13}$  คือ แอดมิตแตนซ์ระหว่างบัสหมายเลข 1 กับบัสหมายเลข 2 และ 3 ตามลำดับ

$y_{21}, y_{23}$  คือ แอดมิตแตนซ์ระหว่างบัสหมายเลข 2 กับบัสหมายเลข 1 และ 3 ตามลำดับ

$y_{31}, y_{32}$  คือ แอดมิตแตนซ์ระหว่างบัสหมายเลข 3 กับบัสหมายเลข 1 และ 2 ตามลำดับ

การหาโหลดเริ่มต้น จะทำโดยการหาอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้ารวมกับผลรวมของค่าพิกัดของ

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่ปลายสาย (Utilization Factor) แล้วเอาอัตราส่วนที่ได้ไปคูณกับพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในแต่ละจุดของปลายสาย [5]

ผลต่างของค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสามารถคำนวณได้จากผลต่างค่ากำลังไฟฟ้าจริงและผลต่างค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัสอ้างอิง ตามสมการ (12) ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏของสถานีไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัสที่มีแรงดันคงที่ ตามสมการ (13)

$$S_{Error} = \sqrt{P_{Error}^2 + Q_{Error}^2} \quad (12)$$

$$S_{Substation} = \sqrt{P_{Substation}^2 + Q_{Substation}^2} \quad (13)$$

- เมื่อ  $S_{Error}$  คือ ผลต่างค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ (kW)
- $P_{Error}$  คือ ผลต่างค่ากำลังไฟฟ้าจริง (kW)
- $Q_{Error}$  คือ ผลต่างค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (kW)
- $S_{Substation}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏของสถานีไฟฟ้า (kW)
- $P_{Substation}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้า (kW)
- $Q_{Substation}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของสถานีไฟฟ้า (kW)

จากนั้นทำการเปรียบเทียบ  $S_{Error}$  และ  $S_{Substation}$  ถ้าค่าสัมบูรณ์ของ  $S_{Error}$  มีค่ามากกว่า 1% ของ  $S_{Substation}$  ( $|S_{Error}| > 1\% S_{Substation}$ ) ให้ทำการปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าที่โหลด ตามสมการ (14) และ (15)

$$P_{Load}^{k+1} = P_{Load}^k - \lambda_p P_{Error} \quad (14)$$

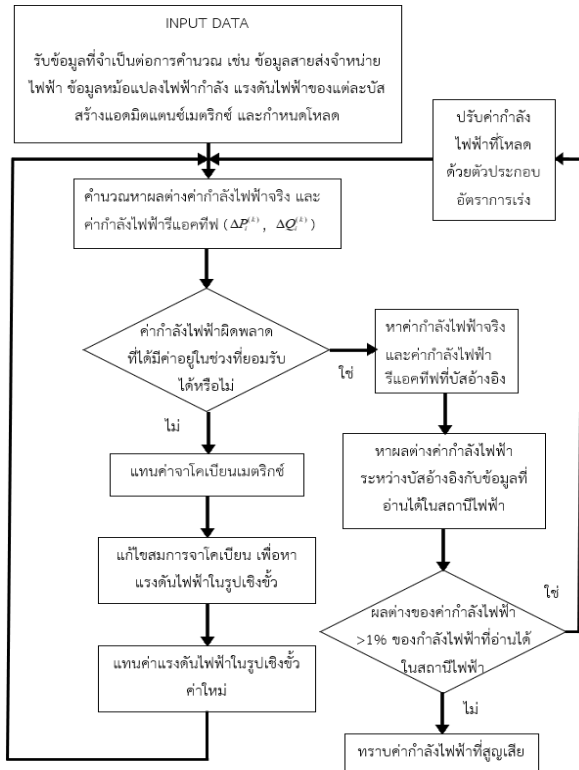
$$Q_{Load}^{k+1} = Q_{Load}^k - \lambda_q Q_{Error} \quad (15)$$

เมื่อ  $P_{Load}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลด (kW)

$Q_{Load}$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลด (kW)

โดยที่  $\lambda_p$  และ  $\lambda_q$  เป็นตัวประกอบอัตราการเร่งมีค่าเท่ากับ 0.9 [5] เมื่อทำการปรับกำลังไฟฟ้าที่โหลดด้วยตัวประกอบอัตราเร่งจนกระทั่งค่าสัมบูรณ์ของ  $S_{Error}$  มีค่าน้อยกว่า 1% ของ  $S_{Substation}$  จะทำให้ได้ค่ากำลังไฟฟ้าที่ปลายสายตามที่ต้องการ

ดังนั้น จะได้แผนภาพการไหลของกำลังไฟฟ้าขึ้นพื้นฐานสำหรับวิธี Newton-Raphson ตามรูปที่ 4 ขึ้นตอนตามแผนภาพนี้จะทำให้ได้ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสอ้างอิง [5]



รูปที่ 4 แผนภาพการคำนวณกำลังไฟฟ้า

4.4 การคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในขณะที่มีโหลด [10]

โหลด คือ ภาระของวงจรไฟฟ้าที่นำมาต่อกับแหล่งจ่ายไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ไฟฟ้า เครื่องจักร เครื่องใช้ไฟฟ้า เป็นต้น ในการคิดค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าต้องใช้โหลดในการคำนวณ จะทำให้ค่าความสูญเสียที่ได้มีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น ซึ่งการคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในขณะที่มีโหลดจะคำนวณโดยใช้ตัวประกอบค่าความสูญเสียของโหลด (Load Loss Factor, LLF) คือ อัตราส่วนของความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยกับความสูญเสียกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ค่าความสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่อชั่วโมงคำนวณได้ ตามสมการ (16)

$$TR_L = \left( W_i + W_c \left[ \frac{Max.load}{Tr.Rated} \right]^2 LLF + W_{other} \right) T \quad (16)$$

- เมื่อ  $TR_L$  คือ ค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (kW)
- $W_i$  คือ ค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในขณะไม่มีโหลด (kW)
- $W_c$  คือ ค่าความสูญเสียในสายทองแดงขณะมีโหลด (kW)
- $Max.load$  คือ ค่าโหลดสูงสุด ณ ช่วงเวลาคำนวณ (kW)
- $Tr.Rated$  คือ พิกัด หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (MVA)
- $W_{other}$  คือ ค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังโดยปัจจัยอื่นๆ (kW)
- $T$  คือ ช่วงเวลาที่คิดค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า (ชั่วโมง)

ค่าความสูญเสียในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าต่อชั่วโมงสำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส คำนวณได้ตามสมการ (17)

$$Line Loss = (I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) \times R \times L \times LLF \quad (17)$$

เมื่อ  $Line Loss$  คือ ค่าความสูญเสียในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า (W)

- $I_a$  คือ กระแสไฟฟ้าที่เฟส a (A)
- $I_b$  คือ กระแสไฟฟ้าที่เฟส b (A)
- $I_c$  คือ กระแสไฟฟ้าที่เฟส c (A)
- $R$  คือ ค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้า ( $\Omega/km$ )
- $L$  คือ ค่าความยาวสายส่ง (km)

4.5 การคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

ในการคำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ สิ่งจำเป็นที่ต้องเตรียมก่อนเพื่อ

ประมาณการเกี่ยวกับการพยากรณ์ของรูปแบบจำลอง มีดังนี้ [11]

1. รูปแบบมาตรฐานโหลดของสายส่ง
2. ฐานข้อมูลที่มีอยู่ของการวัดค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า
3. โปรแกรมสำหรับการคำนวณค่าความสูญเสียของสายส่ง

งานวิจัยของ [3] และ [12] ใช้โปรแกรม MATLAB ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่

MATLAB คือโปรแกรมคำนวณเชิงตัวเลขที่มีสิ่งแวดล้อมในการคำนวณของตัวเอง และมีภาษาเฉพาะตัวในการเขียนโปรแกรมเองได้ การพัฒนาโปรแกรมด้วย MATLAB มีความง่ายและเร็วกว่าภาษาอื่น ๆ และด้วยตัวลักษณะการทำงานเชิงเมตริกซ์ ทำให้สามารถจัดการกับอาร์เรย์ได้ง่าย [13]

#### 4.6 มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน [14]

มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน (Present Worth) คือ การกำหนดค่าเงินในปัจจุบัน ซึ่งต่างจากมูลค่าอนาคต (Future Worth) เนื่องจากอัตราดอกเบี้ย สามารถหาได้จากสมการ (18)

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n} \quad (18)$$

เมื่อ  $P$  คือ มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน

$F$  คือ มูลค่าสุดท้ายหรือมูลค่าอนาคต

$i$  คือ อัตราดอกเบี้ยต่อระยะเวลา

$n$  คือ ระยะเวลาที่พิจารณา

### 5. ผลการวิจัย

#### 5.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

##### 5.1.1 ข้อมูลโหลดพยากรณ์

กำหนดสถานีไฟฟ้ากรณีศึกษา คือ สถานีไฟฟ้าที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง แทนด้วย สถานีไฟฟ้า D เมื่อพิจารณาข้อมูลระบบไฟฟ้าในเขตพื้นที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า D จะพบว่า มีสถานีไฟฟ้าที่ใกล้เคียง คือ สถานีไฟฟ้า A B และ

C ข้อมูลโหลดพยากรณ์ของสถานีไฟฟ้าในเขตพื้นที่กรณีศึกษาที่ใช้พิจารณา แสดงตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 โหลดจริงและโหลดพยากรณ์ของสถานีไฟฟ้าในพื้นที่กรณีศึกษา

สถานีไฟฟ้า	โหลดจริง (MW)		โหลดพยากรณ์ (MW)				
	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565
A	52	55	50	51	52	53	54
B	18	19	12	13	14	15	16
C	63	65	47	48	49	50	51
D			37	38	39	40	41

จากตารางที่ 2 จะเห็นว่าโหลดจริงในปี 2559 ถึง 2560 ของสถานีไฟฟ้า A, B และ C มีค่าสูง เนื่องจากต้องรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในขณะที่ปี 2561 ถึงปี 2565 สถานีไฟฟ้า A, B และ C มีค่าโหลดพยากรณ์ลดลงเนื่องจากการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้า D

#### 5.1.2 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้า

ข้อมูลรายละเอียดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง แสดงตามตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้า

รายละเอียด	บริษัทผู้ผลิต		
	P1	P2	P3
Substation	A	B	C
No-load loss (kW)	23	23	23
Load loss (kW)	133	133	133
Other loss (kW)	2	2	2

#### 5.1.3 ข้อมูลสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

ข้อมูลรายละเอียดของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง แสดงตามตารางที่ 4



ตารางที่ 4 ข้อมูลสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

รายละเอียด	บริษัทผู้ผลิต	
	E1	E2
Substation	A และ B	C
Resistance ( $\Omega$ -km)	0.193	0.193
Inductance (mH/km)	0.388	0.434
Capacitance ( $\mu$ H/km)	0.217	0.166

#### 5.1.4 ข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้า

ข้อมูลสถานีไฟฟ้าที่ใช้ในการวิจัยมีข้อมูลโหลดสูงสุด ต่ำสุด และโหลดเฉลี่ย ของสถานีไฟฟ้า A B และ C และสายส่งไฟฟ้า โดยข้อมูลของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าจะประกอบด้วย ค่าแรงดันไฟฟ้าของการส่งจำหน่ายไฟฟ้า ค่ากระแสไฟฟ้าในแต่ละเฟสของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดในแต่ละสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในปี 2559 และปี 2560

#### 5.2 การแบ่งโหลดจากสถานีไฟฟ้า A B และ C กรณีที่มีสถานีไฟฟ้า D

สถานีไฟฟ้า D คือ สถานีไฟฟ้ากรณีศึกษาที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง มีสถานีไฟฟ้าที่ใกล้เคียง คือ สถานีไฟฟ้า A, B และ C ดังนั้น จึงต้องทำการแบ่งโหลดจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า A, B และ C ที่อยู่ในพื้นที่ที่จะก่อสร้างของสถานีไฟฟ้า D ได้แก่ สายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 จากสถานีไฟฟ้า A หมายเลข B05 จากสถานีไฟฟ้า B หมายเลข C04, C05 และ C10 จากสถานีไฟฟ้า C แต่ละสายส่งจำหน่ายไฟฟ้ามีหม้อแปลงจำหน่ายอยู่ปลายสาย รูปที่ 4 แสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวของวงจรสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า A05 โดยบัสหมายเลข 1 แทนสถานีไฟฟ้า A บัสหมายเลข 2 แทนบัสอ้างอิง และบัสหมายเลข 3 ถึง 104 แทนบัสโหลดที่มีหม้อแปลงจำหน่ายอยู่ปลายสายจำนวน 102 เครื่อง

การแบ่งโหลดจะคำนึงถึงระยะทางและโหลดพยากรณ์ที่มีอยู่ สายส่งจำหน่ายไฟฟ้า A05 ถ้าวัดระยะทางด้วยโปรแกรม Google Map จากสถานีไฟฟ้า A ถึงบัสสิ้นสุดของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า A05 ที่บัส 104 จะมี

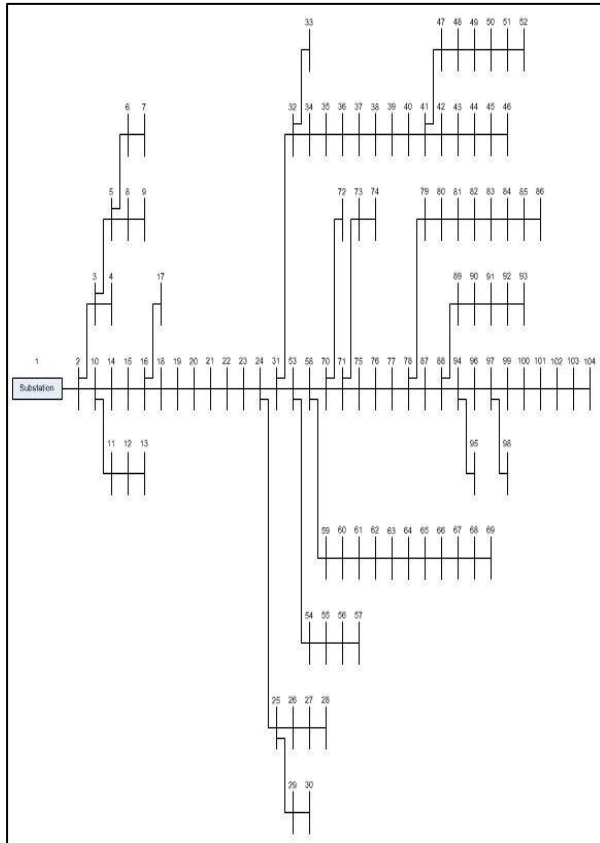
ความยาวทั้งสิ้น 4.25 กิโลเมตร ดังนั้น ระยะทางของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 ที่สถานีไฟฟ้า D ใช้จะยาวเท่ากับครึ่งหนึ่งของความยาวสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหรือเท่ากับ 2.125 กิโลเมตร จากโปรแกรม Google Map สถานีไฟฟ้า D อยู่ใกล้กับบัส 104 และระยะทางจากสถานีไฟฟ้า A ถึงบัส 30 เท่ากับ 2.2 กิโลเมตร ถ้าตัดตั้งแต่บัส 31 เป็นต้นไป จะทำให้สถานีไฟฟ้า A มีโหลดลดลง 4.7 เมกะวัตต์ ใกล้เคียงกับโหลดพยากรณ์ในปี 2561 ที่สถานีไฟฟ้า A จะมีโหลดลดลงประมาณ 5 เมกะวัตต์ ดังนั้น จึงใช้บัส 31 ถึงบัส 104 เป็นโหลดที่สถานีไฟฟ้า A ต้องแบกรับโหลดแทนหากสถานีไฟฟ้า D ไม่สามารถจ่ายไฟได้ตามโหลดพยากรณ์ ตามตารางที่ 5

จากนั้นทำการแบ่งโหลดเช่นเดียวกันในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข B05 C04 C05 และ C10

ตารางที่ 6 แสดง Ratio ของโหลดที่สถานีไฟฟ้าต้องแบกรับหลังการแบ่งตามโหลดและระยะทางของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่ง Ratio นี้จะนำไปใช้ในการคำนวณค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่อไป ทั้งนี้ หากสถานีไฟฟ้า D ไม่สามารถจ่ายไฟได้ตามโหลดพยากรณ์ สถานีไฟฟ้า A, B และ C ต้องรับโหลดแทนสถานีไฟฟ้า D

ตารางที่ 5 การคิดโหลดที่ปลายสายของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 เมื่อแบ่งโหลดให้กับสถานีไฟฟ้า D

บัส	ผลรวมของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (กิโลวัตต์)	Ratio
3 ถึง 30	6,760	0.1887
31 ถึง	29,060	0.8113
รวม	35,820	1



รูปที่ 4 แผนภาพเส้นเดี่ยวของวงจรสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า  
หมายเลข A05

### 5.3 กำหนดค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

ค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังหาได้จากการแทนค่าในสมการ (16) แล้วนำมาคูณกับ Ratio ของหม้อแปลงจำหน่ายตามตารางที่ 6 ส่วนค่า  $W_i$ ,  $W_c$  และ  $W_{other}$  ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง แสดงตามตารางที่ 7

โดย  $W_i$ ,  $W_c$  และ  $W_{other}$  เป็นค่าคงที่ สามารถหาได้จากค่ามาตรฐานของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแต่ละผลิตภัณฑ์ตามตารางที่ 3 และ ตัวประกอบค่าความสูญเสีย (Loss factor) ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง หาได้จากสมการ (19) [10]

$$Loss\ Factor = LF^2 + 0.273(LF - K)^2 \quad (19)$$

เมื่อ Loss Factor คือ ตัวประกอบค่าความสูญเสีย

LF คือ ค่าเฉลี่ยโหลด / ค่าสูงสุดของโหลด

K คือ ค่าต่ำสุดของโหลด / ค่าสูงสุดของโหลด

ตารางที่ 6 ค่า Ratio ที่คิดตามโหลดพยากรณ์ และระยะทางของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า

สายส่งจำหน่าย	Ratio ของโหลดที่แบกรับโดยสถานี			
	A	B	C	D
A05	0.1887	-	-	0.8113
B05	-	0.2685	-	0.7315
C04	-	-	0.3967	0.6033
C05	-	-	0.4404	0.5596
C10	-	-	0.1958	0.8042

ตารางที่ 7 ค่า  $W_i$ ,  $W_c$  และ  $W_{other}$  ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

บริษัทผู้ผลิต	P1	P2	P3
$W_i$ (kW)	23	23	23
$W_c$ (kW)	133	133	133
$W_{other}$ (kW)	2	2	2

ตารางที่ 8 ข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า A (A05)

ข้อมูล	สถานีไฟฟ้า A		สายส่งจำหน่ายไฟฟ้า หมายเลข A05	
	2559	2560	2559	2560
โหลดสูงสุด (MW)	65.4	59.4	10.1	6.6
โหลดต่ำสุด (MW)	7.3	6.0	0.3	0.8
โหลดเฉลี่ย (MW)	32.3	33.5	3.0	3.6

ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าต่อชั่วโมงเมื่อสถานีไฟฟ้า A มีสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 จะได้เท่ากับค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าขณะที่มีสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 ลบด้วยค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าขณะที่ไม่มีสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 แล้วนำค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ได้คูณด้วยค่า Ratio ของหม้อแปลงจำหน่าย ซึ่งได้จากการแบ่งตามโหลดและระยะทางของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับสถานีไฟฟ้า A ใช้หม้อ

แปลงไฟฟ้ากำลังผลิตภัณฑ์ P1 ขนาดพิกัด 50 MVA จำนวน 2 เครื่อง โดยมีข้อมูลโหลดตามตารางที่ 8 เมื่อแทนค่าในสมการที่ (16) และ (19) จะได้ข้อมูลในการคิดค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในกรณีที่มิและมีสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า A05 ดังตารางที่ 9 จากนั้นนำข้อมูลความสูญเสียทั้งสองกรณีมาหาผลต่างแล้วคูณด้วยค่า Ratio จะได้ค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในกรณีที่ไม่มีสถานีไฟฟ้า D หรือขณะที่สถานีไฟฟ้า A ต้องแบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ดังตารางที่ 10

**ตารางที่ 9** ข้อมูลในการคิดค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้า A

ข้อมูล	กรณีมีสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า หมายเลข A05		กรณีไม่มีสายส่ง จำหน่ายไฟฟ้า หมายเลข A05	
	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2559	ปี 2560
โหลดสูงสุด (MW)	65.4	59.4	55.3	52.8
โหลดต่ำสุด (MW)	7.3	6.0	7.0	5.2
โหลดเฉลี่ย (MW)	32.3	33.5	29.3	29.9
$LF$	4.4247	5.5833	4.1857	5.7500
$K$	8.9589	9.9000	7.9000	10.1538
$Loss$ $Factor$	25.1903	36.2606	21.2865	38.3570
$TR.Rated$ (MVA)	100	100	100	100
$W_i$ (kW)	23	23	23	23
$W_c$ (kW)	133	133	133	133
$W_{other}$ (kW)	2	2	2	2
$TR_L$ ใน 1 ชั่วโมง (kW)	42.8538	42.3616	38.8724	38.7944

**ตารางที่ 10** ค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้า A

ข้อมูลสถานีไฟฟ้า A	กรณีที่สถานีไฟฟ้า A ต้อง แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D	
	ปี 2559	ปี 2560
ผลต่าง $TR_L$ ใน 1 ชั่วโมง (kW)	3.9814	3.5672
Ratio ที่สถานีไฟฟ้า D แกรับ	0.8113	0.8113
$TR_L$ ใน 1 ชั่วโมง (kW)	3.2301	2.8940

จากนั้นทำการคำนวณหาค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง เช่นเดียวกันในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข B05, C04, C05 และ C10 จะได้ค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้า A, B และ C ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในปี 2559 และปี 2560 ตามตารางที่ 11

ดังนั้น ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้า A, B และ C ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในปี 2559 มีค่าเท่ากับ 28.4282 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง และในปี 2560 มีค่าเท่ากับ 24.9803 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง

#### 5.4 คำนวณหาค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า

การประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า จะทำการวิเคราะห์สายส่งจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง เนื่องจากความต้านทาน โดยการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB มาใช้ในการประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เริ่มจากการเตรียมข้อมูลเพื่อป้อนในโปรแกรม MATLAB ได้แก่ ค่ารีซิสแตนซ์ (R) รีแอคแตนซ์ (X) อิมพีแดนซ์ (Z) แอดมิตแตนซ์ (Y) คอนดักแตนซ์ (G) และชัชเซฟแตนซ์ (B) แสดงตามตารางที่ 12

ตารางที่ 11 ค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้า A, B และ C

สถานีไฟฟ้า	สายส่งจำหน่าย	TR <sub>L</sub> ใน 1 ชั่วโมง (kW)	
		ปี 2559	ปี 2560
A	A05	3.2301	2.8940
B	B05	5.2316	5.5360
C	C04	7.0778	5.5056
	C05	5.5068	4.9192
	C10	7.3819	6.1254
รวม		28.4282	24.9803

ตารางที่ 12 ข้อมูลสำหรับใช้คำนวณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าสำหรับสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า

บริษัทผู้ผลิต	E1	E2
Resistance (Ω-km)	0.193	0.193
Inductance (mH/km)	0.388	0.434
Capacitance (mH/km)	0.217	0.166
R (p.u.)	0.0399	0.0399
X <sub>L</sub>	0.122	0.136
X <sub>L</sub> (p.u.)	0.0252	0.0282
X <sub>C</sub>	14,662.7566	19,167.5794
X <sub>C</sub> (p.u.)	3,029.4952	3,960.2437
B <sub>C</sub> (p.u.)	0.00033	0.00025
Z (p.u.)	0.0399 - j0.0252	0.0399 - j0.0282

ค่าแรงดันไฟฟ้าของการส่งจำหน่ายไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของโหลดแสดงตามตารางที่ 13

ตารางที่ 13 ข้อมูลสถานีไฟฟ้า A สายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05 ที่ใช้ในการป้อนโปรแกรม

รายละเอียด	A05	
	ปี 2559	ปี 2560
Voltage magnitude in p.u. at Slack bus (p.u.)	1.02	1.04
Voltage angle at Slack bus (Degree)	0	0
Voltage magnitude in p.u. at Load bus (p.u.)	1.00	1.00
Voltage angle at Load bus (Degree)	0	0
Voltage magnitude in p.u. at Generator bus (p.u.)	1.00	1.00
Voltage angle at Generator bus (Degree)	0	0
Maximum Generator real power (MW)	10.1	6.6
Maximum Generator reactive power (MVar)	5	4.2
Average Generator real power (MW)	3	3.6
Average Generator reactive power (MVar)	1.6	2.3
Base MVA	100	100
Maximum Utilization Factor (Real power)	0.2820	0.1843
Maximum Utilization Factor (Reactive power)	0.1396	0.1173
Average Utilization Factor (Real power)	0.0829	0.0993
Average Utilization Factor (Reactive power)	0.0446	0.0645

เมื่อป้อนข้อมูลในโปรแกรม MATLAB โปรแกรมจะทำตามขั้นตอนในรูปที่ 4 เมื่อโปรแกรมทำครบทุกขั้นตอนแล้ว จะได้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าปรากฏตามสมการ (20)

$$S_{Loss} = \sqrt{P_{Loss}^2 + Q_{Loss}^2} \quad (20)$$

เมื่อ  $S_{Loss}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียปรากฏ (kW)

$P_{Loss}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (kW)

$Q_{Loss}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรีแอกทีฟ (kW)

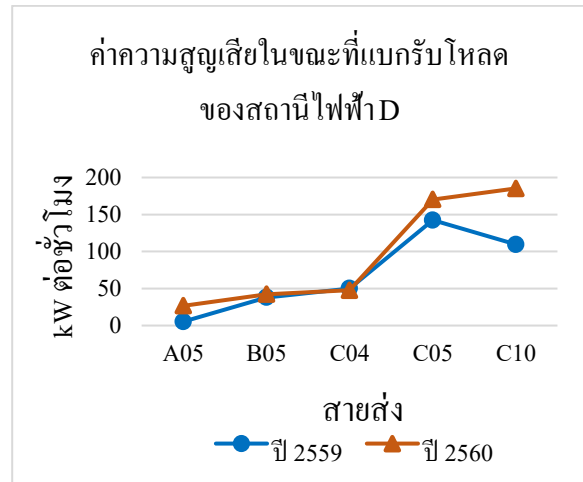
นำ  $S_{Loss}$  ที่โหลดสูงสุด และ  $S_{Loss}$  ที่โหลดเฉลี่ยไปหาตัวประกอบค่าความสูญเสียของโหลด (Load Loss Factor) ซึ่งมีความสัมพันธ์ คือ อัตราส่วนของความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยกับความสูญเสียกำลังไฟฟ้าสูงสุด ทำให้ได้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า ตามความยาวของสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าจากสมการ (17) เมื่อทำการคำนวณตามขั้นตอนข้างต้นแล้ว จะได้ค่าความสูญเสียในสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05, B05, C04, C05 และ C10 ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในปี 2559 และปี 2560 ตามตารางที่ 14 และรูปที่ 5

**ตารางที่ 14** ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D

สายส่งหมายเลข	Line Loss ใน 1 ชั่วโมง (kW)	
	ปี 2559	ปี 2560
A05	5.2112	26.6070
B05	37.9472	42.3369
C04	50.0350	47.7094
C05	142.4601	170.2707
C10	109.4365	185.2803
รวม	345.0901	472.2044

ดังนั้น ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าหมายเลข A05, B05, C04, C05 และ C10 ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในปี 2559 มีค่าเท่ากับ 345.0901 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง และในปี 2560 มีค่าเท่ากับ 472.2044 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง

จากรูปที่ 5 จะเห็นว่าค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในปี 2560 มีค่าเพิ่มขึ้นจากปี 2559 สาเหตุเนื่องจากมีโหลดการใช้งานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น จึงส่งผลให้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D มีค่าสูงขึ้น



**รูปที่ 5** ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D

### 5.5 จำนวนมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าที่สูญเสีย

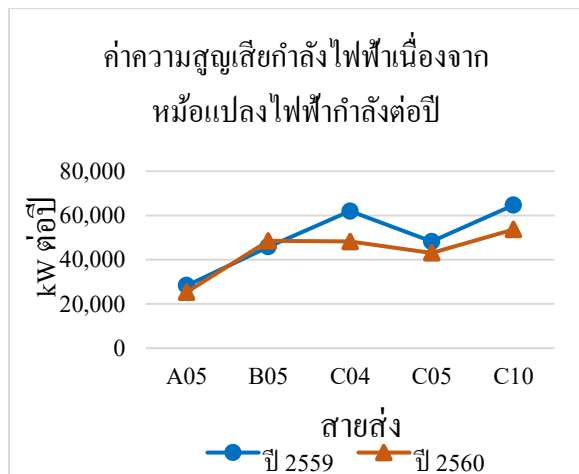
จากผลการวิจัยข้อ 5.3 และ 5.4 จะได้ค่าความสูญเสียต่อชั่วโมงในระบบไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้าและสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในปี 2559 และปี 2560 จากนั้นจึงคำนวณเป็นค่าความสูญเสียต่อปี โดยคูณค่าความสูญเสียต่อชั่วโมงกับ 8,760 ซึ่งเป็นจำนวนชั่วโมงต่อปี ได้ผลดังแสดงในตารางที่ 15 และรูปที่ 6 และ 7

จากนั้นนำค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ได้มาคำนวณเป็นมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน เนื่องจากมีค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบไฟฟ้ามากเพิ่มขึ้นในแต่ละปี จึงต้องนำค่าไฟฟ้าที่สูญเสียที่เกิดขึ้นในอนาคตแปลงกลับมาให้เป็นมูลค่าเงินในปัจจุบัน

จากตารางที่ 15 จะเห็นว่าค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในปี 2559 รวมกันมีค่าเท่ากับ 3,272,020.35 kW และในปี 2560 มีค่าเท่ากับ 4,355,337.28 kW ซึ่งมีค่าเพิ่มขึ้น 1,083,316.93 kW คิดเป็นเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เท่ากับ 33.11% ดังนั้น จึงใช้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าในปี 2561 ถึงปี 2565 เพิ่มขึ้นในอัตราปีละ 33.11% ทำให้ได้ค่าประมาณของค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าของปี 2561 ถึงปี 2565 ดังตารางที่ 16 และรูปที่ 8

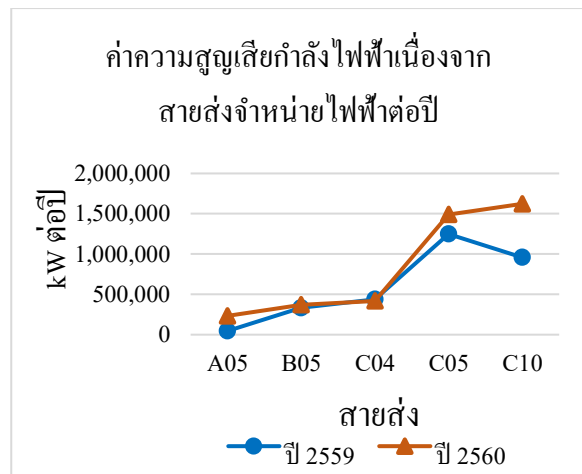
**ตารางที่ 15** ค่าความสูญเสียเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้าและสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D

สายส่งหมายเลข	ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่อปี (kW)		ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้ากำลังต่อปี (kW)	
	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2559	ปี 2560
A05	28,295.78	25,351.73	45,650.46	233,077.30
B05	45,828.60	48,495.40	332,417.30	370,871.37
C04	62,001.49	48,229.08	438,306.81	417,934.12
C05	48,239.28	43,092.20	1,247,950.86	1,491,571.62
C10	64,665.78	53,658.72	958,664.01	1,623,055.75
รวม	249,030.93	218,827.13	3,022,989.43	4,136,510.16



**รูปที่ 6** ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่อปี

จากรูปที่ 6 จะเห็นว่าค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในปี 2560 มีค่าเพิ่มขึ้นจากปี 2559 สาเหตุเนื่องจากมีโหลดการใช้งานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จึงส่งผลให้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D มีค่าสูงขึ้น

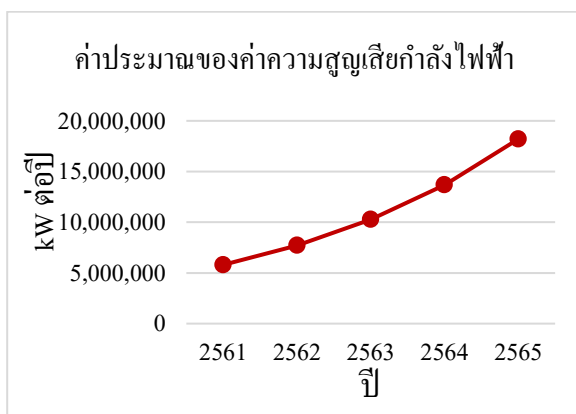


**รูปที่ 7** ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าต่อปี

จากรูปที่ 7 จะเห็นว่าค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้าในปี 2560 มีค่าเพิ่มขึ้นจากปี 2559 สาเหตุเนื่องจากมีโหลดการใช้งานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น จึงส่งผลให้ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่งจำหน่ายไฟฟ้า ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D มีค่าสูงขึ้น

**ตารางที่ 16** ค่าประมาณของค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าของปี 2561 ถึงปี 2565

ปี	ค่าประมาณของค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า (kW)
2561	5,797,324.22
2562	7,716,731.44
2563	10,271,625.65
2564	13,672,407.05
2565	18,199,136.25



**รูปที่ 8** ค่าประมาณของค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าของปี 2561 ถึงปี 2565

จากรูปที่ 8 จะเห็นว่าค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าแต่ละปีมีค่าสูงขึ้นเรื่อย ๆ เนื่องจากโหลดหรือมีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นทุกปี โดยพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยของอัตราแรงดัน 22 kV มีค่าเท่ากับการใช้พลังงาน 1 กิโลวัตต์ ใน 1 ชั่วโมง มีค่าไฟฟ้าเท่ากับ 5.1135 บาทต่อหน่วย ดังนั้น เมื่อคูณค่าประมาณของค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้ากับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจะได้ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเมื่อแปลงค่าไฟฟ้าที่สูญเสียเป็นมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันตามสมการ (18) ซึ่งในงานวิจัยนี้ใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายย่อยขั้นดี (Minimum Retail Rate, MRR) เท่ากับ 7% จะได้มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในปี 2561 ถึงปี 2565 ตามตารางที่ 17

จากตารางที่ 17 สามารถคำนวณหามูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสะสมของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียเมื่อสถานีไฟฟ้า D

ยังไม่ได้ก่อสร้างเป็นเวลา 5 ปี ได้ตามตารางที่ 18 ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อสถานีไฟฟ้า D ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามโหลดพยากรณ์ภายในปี 2561 จะมีค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากค่าไฟฟ้าที่สูญเสีย 27,705,249.93 บาท และค่าไฟฟ้าที่สูญเสียนี้อาจเพิ่มขึ้นตามเวลา จนมีมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสะสมของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียสูงถึง 265,984,315.97 บาท ในปี 2565

**ตารางที่ 17** ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียและมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ปี	ค่าไฟฟ้าที่สูญเสีย (บาท)	มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าไฟฟ้าที่สูญเสีย (บาท)
2561	29,644,617.42	27,705,249.93
2562	39,459,506.24	36,878,043.22
2563	52,523,957.75	49,087,810.98
2564	69,913,853.47	65,340,049.97
2565	93,061,283.20	86,973,161.87

**ตารางที่ 18** มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสะสมของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียเมื่อสถานีไฟฟ้า D ยังไม่ได้ก่อสร้างเป็นเวลา 5 ปี

ปี	มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสะสมของค่าไฟฟ้าที่สูญเสีย (บาท)
2561	27,705,249.93
2562	64,583,293.15
2563	113,671,104.13
2564	179,011,154.10
2565	265,984,315.97

## 6. สรุปและอภิปรายผล

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาการประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกคือค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้า โดยทำการประมาณค่าความสูญเสียในขณะที่ไม่มีโหลด ขณะที่ไม่มีโหลด และจากปัจจัยอื่น ๆ ส่วนที่สองคือ ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากสายส่ง

จำหน่ายระดับแรงดันปานกลาง โดยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น จากนั้นนำค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ได้ มาคำนวณเป็นมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันที่แผนงานล่าช้า

จากผลการศึกษาพบว่า เมื่อสถานีไฟฟ้า D จำหน่ายไฟฟ้าไม่เป็นไปตามโหลดพยากรณ์ที่กำหนดไว้ จะส่งผลกระทบต่อให้มีค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเกิดขึ้น โดยมีค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าสรุปได้ ดังนี้

(1) ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เนื่องจากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในสถานีไฟฟ้า ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในปี 2559 มีค่าเท่ากับ 249,030.93 กิโลวัตต์ และในปี 2560 มีค่าเท่ากับ 218,827.13 กิโลวัตต์

(2) ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้า เนื่องจากสายส่งจำหน่ายระดับแรงดันปานกลาง ในขณะที่แบกรับโหลดของสถานีไฟฟ้า D ในปี 2559 มีค่าเท่ากับ 3,022,989.43 กิโลวัตต์ และในปี 2560 มีค่าเท่ากับ 4,136,510.16 กิโลวัตต์

ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าโดยรวมในปี 2560 เพิ่มขึ้น 33.11% เมื่อเทียบกับปี 2559 และเมื่อใช้อัตราการเพิ่มขึ้นดังกล่าวมาประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ก็จะสามารถประมาณค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าที่สูญเสียในปี 2561 ถึงปี

2565 ได้ รวมถึงยังสามารถคำนวณเป็นมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสะสมของค่าไฟฟ้าที่สูญเสียได้อีกด้วย

ผลการวิจัยพบว่า ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าเป็นค่าใช้จ่ายที่ต้องแบกรับเพิ่มมากขึ้นในทุกปี โดยมีค่าสูญเสียกำลังไฟฟ้าเมื่อสถานีไฟฟ้า D ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ต่อชั่วโมงเท่ากับ 497.18 กิโลวัตต์ คิดเป็นเงินเท่ากับ 2,542.35 บาทต่อชั่วโมง เมื่อคิดเป็นระยะเวลา 1 ปี จะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น 27,705,249.93 บาท และค่าใช้จ่ายนี้จะเพิ่มขึ้นจนถึง 265,984,315.97 บาท เมื่อไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้เป็นระยะเวลา 5 ปี ซึ่งเท่ากับราคาการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 1 สถานี จะเห็นว่าแผนงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ควรนำค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าร่วมในการพิจารณาการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ในเวลาที่เหมาะสมต่อไป

ทั้งนี้ โปรแกรม MATLAB ที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียกำลังไฟฟ้าที่ได้พัฒนาขึ้นนั้น สามารถประยุกต์ใช้กับระบบจำหน่ายในพื้นที่อื่น ๆ ได้ เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีลักษณะคล้ายคลึงกัน แต่ควรพัฒนาโปรแกรม MATLAB คู่กับโปรแกรม MS-Excel เพื่อสะดวกในการนำค่ามาคำนวณ เนื่องจากข้อมูลของสถานีไฟฟ้าเก็บในรูปแบบของไฟล์ MS-Excel ถ้าสามารถดึงค่าจากโปรแกรม MS-Excel มาที่โปรแกรม MATLAB จะสะดวกยิ่งขึ้น

### เอกสารอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า. 2562. [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา: <http://www.egat.co.th>
- [2] Kulkarni, V.A. and Katti, P.K. Estimation of Distribution Transformer Losses in Feeder Circuit. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, 2011; 3 (5): 659-662.
- [3] Pande, S. and Ghodekar, J.G. Computation of Technical Power Loss of Feeders and Transformers in Distribution System Using Load Factor and Load Loss Factor. *International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering*, 2012; 3 (6): 22-25.
- [4] Bamigbola, O.M., Ali, M.M. and Oke, M.O. Mathematical Modeling of Electric Power Flow and the Minimization of Power Losses on Transmission Lines. *Applied Mathematics and Computation*, 2014; 241: 214-221.
- [5] ศิริชัย วัฒนาโสภณ. การประมาณกำลังสูญเสียทางไฟฟ้าในระบบจำหน่าย. วิทยานิพนธ์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย กรุงเทพมหานคร, 2554.
- [6] ชัด อินทะสี. การส่งและจ่ายกำลังไฟฟ้า. บริษัท ซีเอ็ดดูเคชั่น จำกัด (มหาชน), กรุงเทพมหานคร, 2554.



- [7] Chatterje, S. and Mandal, S. A Novel Comparison of Gauss-Seidel And Newton-Raphson Methods for Load Flow Analysis. International Conference on the Power and Embedded Drive Control (ICPEDC), 16 - 18 March, Chennai, India, 2017.
- [8] Momani, M.A. Factor affecting corona power losses in Jordan power grid. The 2015 Third International Conference on Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering (TAECE), 29 April – 1 May, Beirut, Lebanon, 2015.
- [9] Grainger, J.J. and Stevenson, W.D. Power System Analysis. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [10] Singhal, K. Comparison between Load Flow Analysis Methods in Power System Using MATLAB. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 2014; 5 (5): 1412-1419.
- [11] Kral, V., Rusek, S. and Rudolf, L. Calculation and Estimation of Technical Losses in Transmission Network. *Przełqd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, 2012; 88: 88–91.
- [12] Mandava, S., Ramesh, V. and Karthikeyan, P. A Simple Load Flow Method for Radial Distribution System, International Conference on the Advances in Electrical Engineering (ICAEE), 9-11 January, Vellore, India, 2014.
- [13] ปริญญา สงวนสัจย์. คู่มือการใช้งาน MATLAB. บริษัท ไอดีซี พรีเมียร์ จำกัด, นนทบุรี, 2556.
- [14] Newman, D.G., Eschenbach, T.G. and Lavelle, J.P. Engineering Economic Analysis. Oxford University Press, United States of America, 2004.