การวิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์สำหรับติดตั้งสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย

Economic Analysis for Placement of Power Distribution Sub-Stations

นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

อรุณ ชลังสุทธิ์

งานวิจัยนี้ได้รับทุนสนับสนุนจากงบประมาณเงินรายได้ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2561

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

ชื่อเรื่อง : การวิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์สำหรับติดตั้งสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย
ผู้วิจัย : รศ.ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มทร.พระนคร
ผศ.อรุณ ชลังสุทธิ์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มทร.พระนคร
พ.ศ. : 2561

บทคัดย่อ

งานวิจัยฉบับนี้ได้นำเสนอเกี่ยวกับการวางแผนประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยวัตถุประสงค์หลักคือ ความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยการวางแผนรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและในอนาคต อีกทั้งยังเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบจัดจำหน่าย โดยวิธีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยขึ้นมาใหม่หรือการขยายพื้นที่สถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ฯลฯ จากข้อมูลข้างต้นที่กล่าวมาจึงจำเป็นต้องหาข้อมูลด้วยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ โดยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ คือ กระบวนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลเชิงพื้นที่ด้วยระบบคอมพิวเตอร์ ที่ใช้กำหนดข้อมูลสารสนเทศที่มีประโยชน์และความสัมพันธ์กับตำแหน่งเชิงพื้นที่ เช่น ที่อยู่อาศัย บ้านเลขที่ สถานที่ เส้นรุ้งและเส้นแวง โดยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จะประกอบไปด้วยเครื่องมือที่สามารถทำการรวบรวม การจัดเก็บ การดึงข้อมูล การจัดการ การวิเคราะห์ และแสดงผลของข้อมูลเชิงพื้นที่ตามวัตถุประสงค์ของผู้ใช้ จึงทำให้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เป็นสาธารณูปโภคที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนโครงการสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย ซึ่งในงานวิจัยฉบับนี้ได้ทำการวางแผนใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เพื่อหาจุดคุ้มทุนระหว่าง การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยขึ้นมาใหม่กับการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งเดิม โดยได้จัดทำกรณีศึกษาทั้งหมด 2 กรณี

Title : Economic Analysis for Placement of Power Distribution Sub-Stations
Researcher : Associate Professor Dr.Nattachote Rugthaicharoencheep,
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, RMUTP
Assistant Aroon Charangsut, Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering, RMUTP
Year : 2018

Abstract

This research study is the application of Geographic Information System (GIS) for distribution substation. The main purpose is to satisfy user by planning to support the increase of load at present and in the future. Moreover, increase in creditability of distribution system by increasing new substation or expand the area of exist substation. Then, Geographic Information System is necessary for the mentioned reason. Geographic Information System is the process of geographical data in computer system that defined useful information and related to spatial data such as residential property, house number, location, latitude and longitude. Geographic Information System consists of capture, store, manipulate, analyze, manage, and present all types of geographical data according to user's objective. So, Geographic Information System is the utility that be useful for distribution substation project. The research is planning to use Geographic Information System for finding Break-even point between increasing new substation or expand the area of exist substation which is 2 case studies.

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ผลทางเศรษฐศาสตร์สำหรับติดตั้งสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยนี้ ได้รับทุนอุดหนุนจากงบประมาณเงินรายได้ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2561 ของคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

ขอขอบคุณสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่เอื้อเฟื้อสถานที่ในการทำวิจัยในครั้งนี้

ขอขอบพระคุณผู้เกี่ยวข้องที่ไม่ได้กล่าวนามในที่นี้ ที่ให้ความช่วยเหลือตลอดมา ประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยในครั้งนี้ ล้วนเป็นผลมาจากความกรุณาทุกท่าน คณะผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งเป็นอย่างดี

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากงานวิจัยนี้ คณะผู้วิจัยขอมอบบูชาแด่คณาจารย์ทุกท่านที่ประสาทวิชาความรู้แก่คณะผู้วิจัย

คณะผู้วิจัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญตาราง	VI
สารบัญรูป	VII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและความเป็นมาของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย	2
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย	3
1.4 แนวทางการดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	4
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	5
2.1 บทนำ	5
2.2 สถานีไฟฟ้าย่อย	5
2.3 ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	7
2.4 คุณลักษณะของโหลด	9
2.5 การวางแผนระบบไฟฟ้า	11
2.6 ทางเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย	15
2.7 การประเมินทางเลือก	20
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย	26
3.1 บทนำ	26
3.2 ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย	26
3.3 ทางเลือกสำหรับโครงการ	26
3.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์	28

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 4 การวิเคราะห์ข้อมูล	31
4.1 บทนำ	31
4.2 กรณีศึกษา	31
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย	48
5.1 สรุปผลการวิจัย	48
บรรณานุกรม	50
ภาคผนวก	52
คณะผู้วิจัย	57

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
4.1	ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย D ในทางเลือกที่ 1	30
4.2	ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ในทางเลือกที่ 2	31
4.3	ตารางแสดงการเปรียบเทียบราคาของทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2	32
4.4	ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย C ในทางเลือกที่ 1	36
4.5	ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ในทางเลือกที่ 2	37
4.6	ตารางแสดงการเปรียบเทียบราคาของทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2	38

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
1.1	ตัวอย่างข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์	2
2.1	แสดงระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบเรเดียล	6
2.2	แสดงระบบการจ่ายไฟฟ้าแบบลูปปิด	6
2.3	แสดงระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบลูปเปิด	7
2.4	Perpendicular bisector method	14
3.1	แสดงการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ ณ ศูนย์กลางของความต้องการใช้ไฟฟ้าและเพิ่มสายป้อนขาออก	22
3.2	แสดงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งเดิมโดยเพิ่มกำลังไฟฟ้าและสายป้อนขาออก	23
3.3	แสดงขั้นตอนในรูปแบบของ Flow Chart	25
4.1	แสดงตำแหน่งที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่และสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียงที่เพิ่มขนาด	26
4.2	ขยายส่วนพื้นที่ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อย	26
4.3	ทางเลือกที่ 1 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ณ จุดศูนย์กลางความต้องการใช้ไฟฟ้า	27
4.4	ทางเลือกที่ 2 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม	27
4.5	กราฟเปรียบเทียบราคาในทางเลือกที่ 1 กับ 2	33
4.6	แสดงตำแหน่งที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่และสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียงที่เพิ่มขนาด	33
4.7	ขยายส่วนพื้นที่ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อย	33
4.8	ทางเลือกที่ 1 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ณ จุดศูนย์กลางความต้องการใช้ไฟฟ้า	33
4.9	ทางเลือกที่ 2 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม	34
4.10	กราฟเปรียบเทียบราคาในทางเลือกที่ 1 กับ 2	40

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นปัจจัยในการดำรงชีวิตที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งของมนุษย์ กิจกรรมหลายชนิดจะมีการใช้ไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้องด้วย จึงอาจส่งผลทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นของผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันและในอนาคต ซึ่งอาจส่งผลทำให้เกิดความขัดข้องของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า โดยผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณต้นสายอาจไม่เกิดข้อผิดพลาดใดๆ อันเนื่องจาก บริเวณดังกล่าวอยู่ใกล้กับสถานีส่งจ่ายจึงทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าต้นสายไม่เกิดปัญหาแรงดันตก แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ปลายสายอาจเกิดข้อผิดพลาดอันเนื่องจาก แรงดันไฟฟ้าที่ตกลงตามระยะทางของผู้ใช้ไฟฟ้า จึงอาจทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปลายสายมีแรงดันไฟฟ้าในการใช้งานไม่เพียงพอต่อความต้องการ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างพอเพียง มีประสิทธิภาพและมีความน่าเชื่อถือที่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ โดยที่ยังคงไว้ซึ่งราคาที่เหมาะสม

ความเพียงพอของพลังงานไฟฟ้านับเป็นปัจจัยสำคัญต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว ดังนั้น จึงต้องมีการวางแผนรองรับระบบจำหน่ายให้มีความพร้อมและความน่าเชื่อถือที่เหมาะสม เนื่องจาก โดยปกติ โรงไฟฟ้าโรงหนึ่งจะใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างประมาณ 4-7 ปี ดังนั้นจึงต้องมีการวางแผนเพื่อหาทางรองรับกับปัญหาที่จะเกิดขึ้นในอนาคตด้วยวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยหรือสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นมา แต่อย่างไรก็ตามในการสร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นมาก็จำเป็นต้องมีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาวอีกด้วย โดยถ้าพยากรณ์ความต้องการสูงเกินไปก็จะทำให้เกิดการลงทุนที่มากเกินความจำเป็น แต่ถ้าหากพยากรณ์ความต้องการต่ำเกินไปก็จะทำให้เกิดผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นจึงต้องมีการคำนวณโดยใช้หลักเศรษฐศาสตร์เข้ามาช่วยโดยข้อมูลต่าง ๆ เช่น ความต้องการใช้ไฟฟ้า สถานที่อยู่ของผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น ดังนั้นจึงได้นำระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เข้ามามีส่วนร่วมในการช่วยแก้ไขปัญหาดังกล่าว

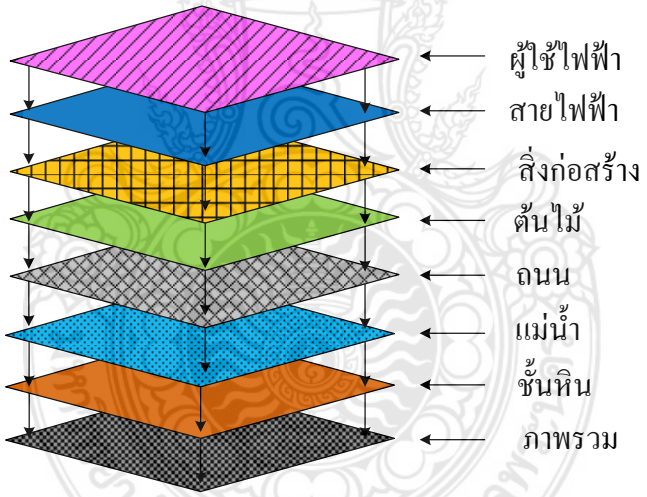
ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ คือ กระบวนการการทำงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลเชิงพื้นที่ด้วยระบบคอมพิวเตอร์ที่ใช้กำหนดข้อมูลสารสนเทศที่เป็นประโยชน์ เพื่อนำมาใช้ตัดสินใจในการแก้ปัญหา

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จะประกอบด้วยชุดของเครื่องมือที่สามารถทำการรวบรวม การจัดเก็บ การดึงข้อมูล การจัดการและการวิเคราะห์ และยังแสดงผลของข้อมูลเชิงพื้นที่

ตามวัตถุประสงค์ของผู้ใช้ นอกเหนือจากนี้ข้อมูลเชิงพื้นที่ยังเชื่อมโยงถึงกัน จึงทำให้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สามารถวิเคราะห์การแสดงความเปลี่ยนแปลงที่อิสระต่อช่วงเวลาในระบบ ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จึงเป็นสาธารณูปโภคที่มีประโยชน์สำหรับการวางแผนโครงการก่อสร้างของการไฟฟ้า แม่น้ำ ทางหลวงหรือถนน

แต่เดิมการแลกเปลี่ยนข้อมูลทางภูมิศาสตร์สามารถทำได้โดยการส่งข้อมูลทางไปรษณีย์หรือการเก็บข้อมูลด้วยตนเองแต่ในปัจจุบันข้อมูลเหล่านี้ถูกเก็บรวบรวมไว้ด้วยเว็บไซต์ต่างๆ ที่เชื่อมต่อถึงกันทั่วโลก จึงทำให้การหาข้อมูลเหล่านี้สามารถทำได้โดยง่าย ดังนั้นจึงเป็นเหตุผลที่ทำให้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เป็นระบบที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย

ในมุมมองทางด้านวิศวกรรม โดยปกติการวางแผนขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้ามีทางเลือกอยู่สองทางเลือกคือ 1 สร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่เพิ่มขึ้น หรือ 2 ขยายขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยเดิมที่มีอยู่



รูปที่ 1.1 ตัวอย่างข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1.2.1 เพื่อวิเคราะห์ในทางเศรษฐศาสตร์ ถึงการลงทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในแต่ละทางเลือก

1.2.2 เพื่อเป็นแนวทางป้องกันปัญหาการจ่ายไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

1.2.3 เพื่อนำเสนอขั้นตอนในการวางแผนการก่อสร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1.3.1 การวางแผนประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยจัดจำหน่าย โดยการเก็บข้อมูลบริเวณพื้นที่การให้บริการของการไฟฟ้านครหลวง

1.3.2 วิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ถึงจุดคุ้มทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยในแต่ละทางเลือก โดยการคำนวณด้วยโปรแกรม Microsoft Office Excel 2010

1.3.3 รวบรวมข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยโปรแกรมจำลอง ในเขตพื้นที่พื้นที่บริการของการไฟฟ้านครหลวง

1.3.4 จัดทำโปรแกรมในการวางแผนก่อสร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยโดยการใช้ฐานข้อมูลจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จำนวน 1 โปรแกรม

1.4 แนวทางการดำเนินงาน

1.4.1 กำหนดหัวข้องานวิจัย

1.4.2 ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

- งานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับดัชนีความน่าเชื่อถือ
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับหลักเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับพลังงานที่สูญเสียของระบบจำหน่าย
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับการวางแผนที่มีประสิทธิภาพของระบบจำหน่าย
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับสถานที่ตั้งหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
- งานวิจัยที่เกี่ยวกับการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง
- คู่มือการใช้งานโปรแกรม ArcGIS 9.3.1

1.4.3 กำหนดวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1.4.4 วิเคราะห์ผลของงานวิจัย

1.4.5 สรุปผลงานวิจัย

1.4.6 ตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 เพื่อนำฐานข้อมูลที่ได้มาใช้ในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย

1.5.2 วิเคราะห์ข้อมูลจุดคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยได้

1.5.3 คำนวณพลังงานที่สูญเสียของการใช้ไฟฟ้าในโรงงานได้

บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวของ

2.1 บทนำ

ในการวางแผนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยนั้น จะต้องมีความเข้าใจเกี่ยวกับระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเสียก่อน และจะต้องทราบถึงรายละเอียดในการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคตไว้ด้วย ซึ่งระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ รวมถึงการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในการวางแผนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยว่ามีความคุ้มทุนที่จะลงทุนก่อสร้างหรือไม่ ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาถึงทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

2.2 สถานีไฟฟ้าย่อย

สถานีไฟฟ้าย่อยเป็นสถานีกลางที่รับไฟฟ้าจากสายส่ง เพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าและจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่าย สำหรับหน้าที่และจุดประสงค์ของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งต้นทางและปลายทางมีดังต่อไปนี้

- เป็นสถานีเปลี่ยนระดับแรงดันให้ต่ำลงกรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าย่อยและปรับระดับแรงดันให้สูงขึ้นในกรณีที่เป็นลานไกไฟฟ้า
- เป็นสถานีควบคุมแรงดันในระบบให้มีค่าคงที่ตามความต้องการ
- เป็นสถานีเชื่อมระหว่างระบบส่งกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- เป็นสถานีวัดปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า
- เป็นสถานีเชื่อมโยงระบบสื่อสารโทรคมนาคม โทรมาตร ฝนระบบสายส่ง
- เป็นตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ฟ้าผ่า อุปกรณ์ตัดตอน อุปกรณ์ปรับปรุงระบบ

ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าต้นทางและสถานีไฟฟ้าย่อย จะขึ้นอยู่กับมาตรฐานและประสบการณ์ของการไฟฟ้าในแต่ละแห่ง ซึ่งโดยทั่วไปจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ดังต่อไปนี้

- หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า (Power Transformers)
- เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breakers)
- สวิตซ์ตัดตอน (Disconnecting Switch)
- บัส (Station Buses)
- หม้อแปลงกระแส (Current Transformers)

- หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformers)
- ชันต์คาปาซิเตอร์ (Shunt Capacitors)
- ระบบต่อลงดิน (Grounding System)
- เครื่องล่อฟ้า (Lightning Arresters)
- รีเลย์ป้องกันและระบบควบคุม (Protective Relays and Control System)
- กับดักสัญญาณสื่อสาร (Line Traps)
- แบตเตอรี่ (Battery)
- อุปกรณ์หรือเครื่องมืออื่น ๆ (Other Apparatus)

การควบคุมแรงดันให้คงที่สามารถทำได้ 2 วิธีคือ เปลี่ยนแท็ปหม้อแปลงหรือปรับปรุงตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ของระบบ หม้อแปลงที่ใช้กับสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยมักเป็นแบบเปลี่ยนแท็ปได้โดยอัตโนมัติขณะมีโหลด (On Load Tap Change) หรืออาจเป็นแบบเปลี่ยนแท็ปขณะปลดโหลด (Off Load Tap Change) ก็ได้ สำหรับการปรับปรุงตัวประกอบกำลังนั้น นอกจากจะทำให้ตัวประกอบกำลังของระบบดีขึ้นแล้ว ยังทำให้แรงดันของระบบสม่ำเสมอดีขึ้นด้วย

2.2.1 สถานีไฟฟ้าย่อยแบบภายนอกอาคาร (Outdoor Type Substation)

สถานีไฟฟ้าย่อยแบบภายนอกอาคารเหมาะสำหรับใช้งานในบริเวณที่มีเนื้อที่กว้างขวาง เช่น บริเวณชานเมือง ภายในสถานีชนิดนี้จะมีอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงแรงดัน (PT) หม้อแปลงกระแส (CT) สำหรับเครื่องวัด และอุปกรณ์อื่น ๆ ได้ติดตั้งไว้ภายนอกอาคารยกเว้นแผงควบคุมไฟฟ้า แบตเตอรี่และอื่น ๆ จะติดตั้งควบคุมอยู่ภายในอาคาร

สถานีไฟฟ้าย่อยแบบนี้มีข้อดีตรงที่ติดตั้งสะดวก รวดเร็วและระบายความร้อนได้ง่าย โดยจะใช้อากาศเป็นตัวฉนวน (Air Insulated) แยกส่วนอุปกรณ์ที่มีไฟออกจากกัน เช่น ใช้อากาศเป็นฉนวนระหว่างบัส 3 เฟส เป็นต้น ซึ่งอากาศจะมีความคงทนของไดอิเล็กทริก (Dielectric Strength) ที่ต่ำ ดังนั้นถ้าระดับแรงดันที่จ่ายเข้ามายังสถานีเป็นแรงดันไฟฟ้าแรงสูงจึงมีความจำเป็นต้องใช้ระยะห่างสำหรับการจัดเรียงอุปกรณ์ระหว่างเฟสมาก โดยระยะห่างนี้จะเป็นตัวแปรตามระดับแรงดันนั่นเอง

2.2.2 สถานีไฟฟ้าย่อยแบบภายในอาคาร (Indoor Type Substation)

สำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในเมืองใหญ่ ๆ และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่หนาแน่น เช่น กรุงเทพมหานคร ฯ นั้น จะต้องเจอกับปัญหานี้เนื่องจาก พื้นที่ในกรุงเทพมหานคร ฯ ส่วนใหญ่เป็นตึกและไม่มีพื้นที่ว่างที่มากพอที่จะสร้างสถานีขนาดใหญ่ ๆ ได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องจัดหาที่ดินเพื่อใช้ประโยชน์ให้ได้มากที่สุด วิธีการหนึ่งที่สามารถทำได้คือ

การลดพื้นที่สำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าให้มีขนาดเล็กลง โดยการรวมลานไกไฟฟ้าไว้กับอาคารที่ทำการของสถานีไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์ในส่วนของลานไกไฟฟ้านี้จะจัดเรียงไว้ในภาชนะโลหะแล้วหุ้มฉนวนอุปกรณ์ทั้งหมดด้วย SF_6 (Sulphur Hexafluoride Gas) ซึ่งเป็นฉนวนที่มีความคงทนของไดอิเล็กทริกสูงมาก นอกจากนั้นแก๊ซ SF_6 ยังไม่เป็นพิษ (Non-Toxic) และเป็นสารไม่ติดไฟ (Non-Flammable) จึงสามารถนำมาติดตั้งภายในอาคารได้ ซึ่งเราจะเรียกว่า สวิตซ์เกียร์ฉนวนด้วยแก๊ซ SF_6 (SF_6 Gas Insulated Switchgear) และจะเรียกสถานีไฟฟ้าย่อยแบบนี้ว่า Gas Insulated Substation หรือ GIS

2.3 ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า

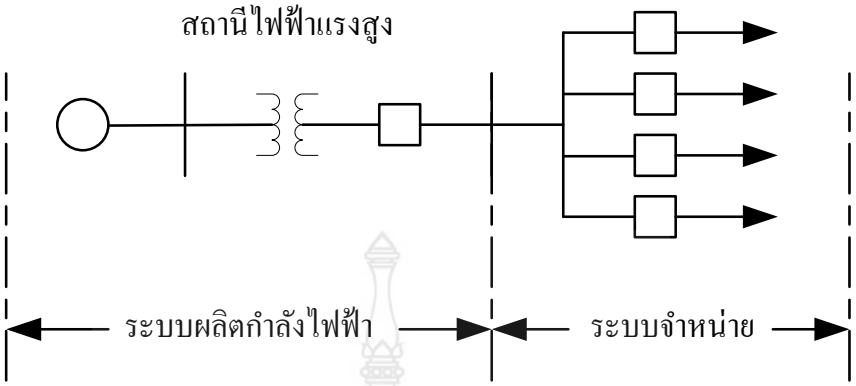
ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า จะมีองค์ประกอบของการจ่ายพลังงานอยู่หลายตัว เช่น ต้องมีความประหยัด (Economic) ความเชื่อถือได้ (Reliable) ความมั่นคง (Stability) ความยืดหยุ่น (Flexibility) และมีประสิทธิภาพ (Efficiency)

ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ดีจะต้องมีความเชื่อถือได้ ซึ่งจะต้องรับกระแสไฟฟ้าจากหลาย ๆ แหล่งและจะต้องมีเครือข่ายเชื่อมโยงถึงกันและกันได้เพื่อทดแทนพลังงานกันในกรณีที่สถานีใดเกิดเหตุขัดข้อง

การจัดการในด้านการวางแผนจัดระบบจำหน่ายก็เป็นส่วนหนึ่งในด้านของประสิทธิภาพให้กับการทำงาน เช่น การวางแผนจัดระบบแบบเรเดียล (Radial System) หรือระบบโครงข่าย (Network System) และในการควบคุมจะเป็นแบควบคุมระยะไกลหรือใกล้ก็ได้ เช่นแบบรีโมท (Remote Control) หรือแบบควบคุมด้วยมือ (Manual Control) ก็ตาม จะต้องพิจารณาให้เหมาะสมกับสภาพและชนิดของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย เช่น

2.3.1 ระบบเรเดียล (Radial System)

ระบบเรเดียลเป็นระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงด้วยทิศทางเดียว และเป็นระบบที่มีความน่าเชื่อถือได้ต่ำ เนื่องจากหากเกิดเหตุขัดข้องในระบบหรือสถานีไฟฟ้าย่อยไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ก็จะทำให้ระบบนั้นเสียความเชื่อถือไป



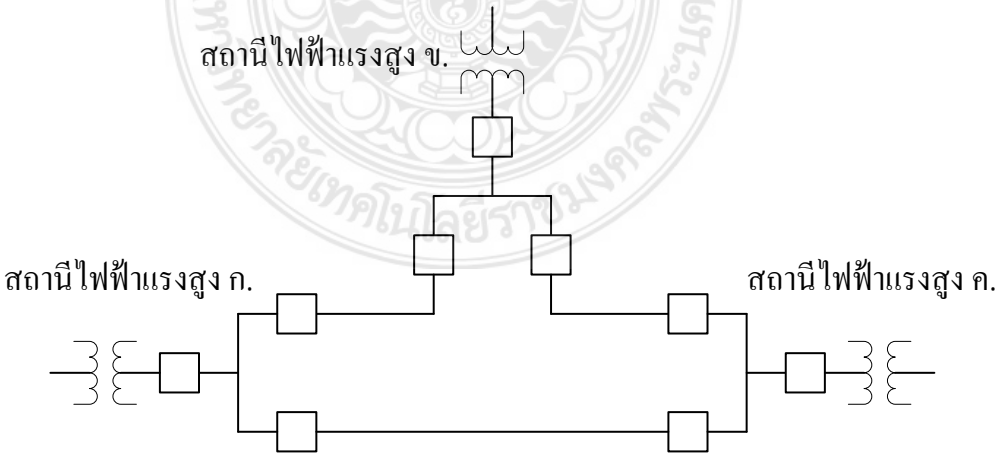
รูปที่ 2.1 แสดงระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบเรเดียล

2.3.2 ระบบโครงข่าย (Network System)

ระบบโครงข่ายจะเป็นการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เชื่อมโยงถึงกันหากเกิดปัญหาที่แหล่งจ่ายใดแหล่งจ่ายหนึ่ง แหล่งจ่ายตัวอื่นยังสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าทดแทนได้ จึงทำให้ระบบโครงข่ายมีความเชื่อถือได้สูง และระบบโครงข่ายยังสามารถแบ่งได้อีก 2 แบบ คือ

2.3.2.1 แบบลูปปิด (Close Loop)

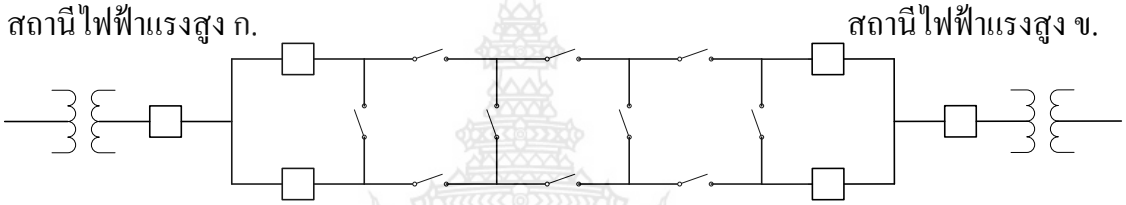
แบบลูปปิดเป็นการจ่ายไฟฟ้าขนานกันตลอดเวลาระหว่าง 2 วงจรสายส่งขึ้นไป ซึ่งอาจมาจากสถานีเดียวกันหรือต่างสถานีกันก็ได้และแรงดันไฟฟ้าในระบบจะดีกว่าในระบบแบบเรเดียล เนื่องจากมีแหล่งจ่ายอื่นสามารถจ่ายทดแทนได้ ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 แสดงระบบการจ่ายไฟฟ้าแบบลูปปิด

2.3.2.2 แบบลูปเปิด (Open Loop)

แบบลูปเปิดซึ่งในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบนี้จะเป็นการจ่ายพลังงานแบบระบบเรเดียล โดยจะมีสวิตช์ตัดตอนติดตั้งอยู่โดยการแบ่งแยกระบบออกเป็นช่วง ๆ หากเกิดเหตุขัดข้องในช่วงใดก็สามารถตัดวงจรนั้นออกไปได้ โดยใช้วงจรอื่นในการจ่ายพลังงานทดแทน เนื่องจากสายส่งส่วนใหญ่ในระบบจำหน่ายจะใช้สายอลูมิเนียมเปลือย จึงอาจทำให้เกิดไฟฟ้าดับได้บ่อย อาจเป็นเพราะกิ่งไม้ไปโดนสายหรืออาจเป็นสัตว์จำพวกงูไปโดนสายไฟ ดังนั้นจึงไม่เหมาะสมที่จะจ่ายแบบลูปปิด ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 แสดงระบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบลูปเปิด

ระบบส่งไฟฟ้าย่อยในปัจจุบันส่วนใหญ่มีรูปแบบ 2 รูปแบบคือ แบบเรเดียล กับ แบบลูปเปิดทั้งนี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบของแต่ละพื้นที่ ซึ่งการออกแบบนั้นต้องการความน่าเชื่อถือของระบบได้มากน้อยเพียงใด ซึ่งข้อดีของระบบลูป คือ หากเกิดความขัดข้องในส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบ จะไม่ทำให้สถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ๆ เกิดเหตุไฟดับขึ้น เนื่องจากยังมีแหล่งจ่ายอื่นสามารถทดแทนพลังงานในส่วนนั้นได้และยังสามารถปลดวงจรที่เกิดเหตุขัดข้องออกได้ทันที

2.4 คุณลักษณะของโหลด (Load Characteristics)

2.4.1 การแบ่งชนิดของโหลด

ในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจัดแบ่งชนิดของโหลดได้ดังนี้

2.4.1.1 การแบ่งชนิดของโหลดตามสภาพแวดล้อมหรือสภาพทางภูมิศาสตร์

2.4.1.1.1. โหลดย่านธุรกิจในเมือง (Downtown)

2.4.1.1.2. โหลดในเมือง (Urban)

2.4.1.1.3. โหลดห่างเมืองออกไป (Suburban)

2.4.1.1.4. โหลดในชนบท (Rural)

2.4.1.2 การแบ่งโหลดตามชนิดของลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้า

2.4.1.2.1 โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย (Residential)

2.4.1.2.2 โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ (Commercial)

2.4.1.2.3 โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม (Industrial)

2.4.1.3 การแบ่งโหลดที่ขึ้นอยู่กับการให้บริการ

2.4.1.3.1 โหลดวิกฤต (Critical)

2.4.1.3.2 โหลดฉุกเฉิน (Emergency)

2.4.1.3.3 โหลดปกติ (Normal)

2.4.2 นิยามพื้นฐาน

2.4.2.1 ความต้องการกำลังไฟฟ้า (Demand)

ความต้องการของไฟฟ้าในระบบคือ ค่าเฉลี่ยของคที่จุดรับไฟฟ้าในช่วงเวลาที่กำหนด โหลดอาจมีค่าเป็นกิโลวัตต์, กิโลวาร์, กิโลวัตต์แอมเปร์, กิโลแอมแปร์หรือแอมแปร์

2.4.2.2 ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Demand)

ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบคือ ความต้องการไฟฟ้าที่มีค่ามากที่สุดของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดที่เกิดขึ้นในคาบเวลาที่กำหนด

2.4.2.3 เส้นโค้งโหลด (Load Curve)

เป็นเส้นโค้งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการกำลังไฟฟ้าของโหลด มีค่าเป็นเปอร์ยูนิต (Per Unit : PU) ของโหลดค่ายอด (Peak Load) กับช่วงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า

2.4.2.4 ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าโคอินซิเดนต์ (Coincident Demand)

เป็นค่ารวมของความต้องการกำลังไฟฟ้าของกลุ่มโหลดทุกประเภท ในช่วงของคาบเวลาที่กำหนด

2.4.2.5 ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้านอนโคอินซิเดนต์ (Non-Coincident Demand)

เป็นค่ารวมของความต้องการกำลังไฟฟ้าในกลุ่มของโหลดที่ไม่จำกัดช่วงเวลาความต้องการกำลังไฟฟ้าแต่ละประเภทของโหลด

2.4.2.6 โหลดรวมพิกัด (Connected Load)

เป็นผลรวมของพิกัดต่อเนื่อง (Continuous Ratings) ของโหลดที่ต่อกับระบบ

2.4.2.7 ดีมานด์แฟกเตอร์ (Demand Factor)

คืออัตราส่วนของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบต่อโหลดรวมพิกัดของระบบ มีค่าดังนี้

$$D_F = \frac{\text{ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ}}{\text{โหลดรวมพิกัดของระบบ}} \quad (1)$$

2.4.2.8 ยูทิไลเซชั่นแฟกเตอร์ (Utilization Factor)

คืออัตรส่วนของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบต่อขนาดกำลังที่กำหนด (Rate Capacity) ของระบบ มีค่าดังนี้

$$\mathrm{F_U} = \frac{\text{ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด}}{\text{ขนาดกำลังที่กำหนดของระบบ}} \quad (2)$$

2.4.2.9 แฟกเตอร์โหลด (Load Factor)

คืออัตราส่วนของค่าโหลดเฉลี่ยในคาบเวลาที่กำหนดต่อโหลดค่ายอดที่เกิดขึ้นในคาบเวลานั้น มีค่าดังนี้

$$\mathrm{F_{LD}} = \frac{\text{ค่าโหลดเฉลี่ย}}{\text{โหลดค่ายอด}} \quad (3)$$

2.4.2.10 ไดเวอร์ซิตี้แฟกเตอร์ (Diversity Factor)

คืออัตราส่วนของค่ารวมของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในโหลดแต่ละประเภท ต่อความต้องการกำลังไฟฟ้ารวมสูงสุดของระบบ

$$F_D = \frac{\text{ค่ารวมของกำลังไฟฟ้าสูงสุดในโหลดแต่ละประเภท}}{\text{ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดโคอินซิเดนต์}} \quad (4)$$

2.4.2.11 แฟกเตอร์กำลังสูญเสีย (Loss Factor)

คืออัตราส่วนของกำลังสูญเสียเฉลี่ยต่อกำลังสูญเสียค่ายอดของโหลดในคาบเวลาที่กำหนด

$$\mathrm{F_{LS}} = \frac{\text{กำลังสูญเสียเฉลี่ย}}{\text{กำลังสูญเสียค่ายอดของโหลด}} \quad (5)$$

2.5 การวางแผนระบบไฟฟ้า

การวางแผนเป็นขั้นตอนที่ช่วยในการตัดสินใจต่าง ๆ ไว้ล่วงหน้าอย่างมีเหตุมีผล และเป็นเรื่องที่ต้องใช้ระยะเวลาในการตัดสินใจ โดยการหาข้อมูลทางด้านโครงสร้างภูมิศาสตร์ที่จะนำมาใช้ในการนำมาวางรูปแบบของอาคารและพื้นที่ในการจัดวางอุปกรณ์ต่าง ๆ และช่วยเป็นส่วนประกอบในการตัดสินใจของกระบวนการวางแผนนั้นจะต้องมีการรวบรวมข้อมูล วิเคราะห์ข้อมูล และชี้ถึงสภาพ

ของปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นได้ และเสนอทางเลือกในการแก้ไขปัญหาแล้วจึงทำการตัดสินใจในทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด

ในอดีต สถานที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าย่อยอาจถูกเลือกโดยขึ้นอยู่กับประสบการณ์ของผู้วางแผนและความสามารถในการรับกระแสไฟฟ้าของสายป้อน และถึงแม้ว่าวิธีการนี้จะได้ผลที่น่าพอใจก็ยังไม่สามารถประเมินความน่าเชื่อถือของระบบได้และอาจจะไม่ได้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดหรือใกล้เคียงที่สุดในการลงทุนทางเศรษฐกิจ แต่อย่างไรก็ตามในขั้นตอนการวางแผนมักจะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายของการสูญเสียพลังงานและยังมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่าง ๆ อีกด้วย

2.5.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

เนื่องจากเศรษฐกิจในปัจจุบันได้มีการขยายตัวเป็นวงกว้างและมีแนวโน้มว่าจะเจริญเติบโตขึ้นไปอีก จึงส่งผลให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย โดยลักษณะการใช้ไฟฟ้าในอนาคตนั้นสามารถพิจารณาได้จากลักษณะการขยายตัวของ (Gross Domestic Product หรือ GDP) หาก GDP มีการขยายตัวเพิ่มขึ้นก็จะส่งผลทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีมากขึ้นตามไปด้วย

2.5.2 การคาดคะเนความต้องการใช้ไฟฟ้า

โดยทั่วไปผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละรายจะมีระยะเวลาในการใช้ไฟฟ้าไม่เท่ากันหรือมีการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา เนื่องจากลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทของผู้ใช้มีไม่เท่ากัน เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทผู้อยู่อาศัย ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม จะเห็นได้ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมมีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากในช่วงระยะเวลากลางวัน เพราะผู้คนส่วนใหญ่จะดำเนินกิจการช่วงระยะเวลากลางวันกัน ส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัยจะมีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงระยะเวลาหัวค่ำและจะค่อย ๆ ลดลงในช่วงระยะเวลากลางคืน และเมื่อตอนใกล้รุ่งก็จะมีการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นในระยะเวลากลางวันเช่นเดิม

จากลักษณะการใช้ไฟฟ้า ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจะวัดได้ชั่วระยะเวลาขณะหนึ่งโดยจะวัดได้ที่ระยะเวลาชั่วโมงละครั้ง จึงได้มีการเรียกค่าความต้องการไฟฟ้านี้ว่า กำลังไฟฟ้า (Power) มีหน่วยเป็น วัตต์ หรือ กิโลวัตต์ หรือ เมกะวัตต์ต่อชั่วโมง

โดยวิธีการคาดคะเนความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สำคัญจะมีอยู่ 5 วิธี ดังนี้

2.5.2.1 แบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์ (Econometric Model)

วิธีการนี้อาศัยความจริงที่ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ามีความสัมพันธ์อย่างใกล้ชิดกับการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ดังนั้นความต้องการใช้ไฟฟ้าจึงขึ้นอยู่กับข้อมูลหรือตัวแปรทางเศรษฐกิจ (Economic Variables and/or Demographic Variables) เช่น ผลิตภัณฑ์ประชาชาติ (Gross Domestic Product หรือ GDP) เป็นต้น

การคาดคะเนวิธีนี้ คือการสร้างสมการที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้ากับข้อมูลเศรษฐกิจ โดยใช้ข้อมูลในอดีตจากสมการ เมื่อทราบค่าข้อมูลทางเศรษฐกิจซึ่งจะเป็นไปในอนาคต (โดยอาศัยข้อมูลจากการทำงานแผนพัฒนาเศรษฐกิจของชาติ ซึ่งต้องคาดคะเนหรือกำหนดเป้าหมายของแผนพัฒนาไว้ก่อน) ก็จะสามารถคำนวณค่าปริมาณความต้องการใช้ฟ้าในอนาคตได้

วิธีการจำลองทางเศรษฐศาสตร์นี้ยังอาจใช้ได้ในกรณีที่ข้อมูลในอดีตที่ไม่มีหรือไม่เพียงพอ เช่น ในประเทศที่กำลังพัฒนา ทั้งนี้จะอาศัยข้อมูลความสัมพันธ์การใช้ไฟฟ้าต่อหัว (Per Capital kWh Consumption) กับต่อเมือง (Per Capital) ของประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก ดังนี้ เมื่อคาดคะเนว่าการเติบโตทางเศรษฐกิจกับจำนวนประชากรในอนาคตตามเค้าโครงแผนพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ (เป้าหมายการพัฒนา) ก็อาจจะคาดคะเนการใช้ไฟฟ้าได้

2.5.2.2 การวิเคราะห์แนวโน้ม (Time Series or Trend Analysis)

วิธีนี้เป็นวิธีที่ง่ายที่สุดโดยการสร้างสมการแสดงความสัมพันธ์ของการใช้ไฟฟ้ากับค่าของเวลาเท่านั้น โดยอาศัยหลักที่ว่าการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตลอดเวลาที่ผ่านไป ดังนั้นเมื่อวิเคราะห์แนวโน้มของการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมาในอดีตระยะยาวพอสมควร และสภาวะเศรษฐกิจของประเทศค่อนข้างมั่นคงพอ ทั้งในอดีตที่ผ่านมาและในอนาคตข้างหน้า

สมการที่ใช้แสดงความสัมพันธ์ อาจจะเริ่มจากวิธีการทางคณิตศาสตร์ที่ง่ายที่สุด เช่น การหาอัตราเพิ่มเฉลี่ย หรือการเลือกใช้สมการมาตรฐานสมการใดสมการหนึ่งที่เหมาะสมที่สุดสำหรับชุดของข้อมูลชุดหนึ่ง ๆ จนไปถึงสมการที่มีความยุ่งยากมากขึ้นได้

2.5.2.3 การศึกษาวิเคราะห์ผู้ใช้ไฟฟ้า (End-Use Method)

วิธีการนี้มีสมการแสดงความสัมพันธ์แบบง่าย ๆ ระหว่างจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าและปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ในแต่ละราย ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละรายจะต้องคำนึงถึงจุดอิ่มตัว (Saturation Level) ของการใช้ไฟฟ้า หรือการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้า โดยวิธีการนี้จะมีความแม่นยำค่อนข้างมาก หากมีการสำรวจผู้ใช้โดยละเอียด รวมทั้งการสำรวจและศึกษาแนวโน้มของการเพิ่มจำนวนประชากรผู้ใช้ไฟฟ้า แนวโน้มในการพัฒนาท้องถิ่น แนวโน้มการเติบโตของอุตสาหกรรมในอนาคต ผลกระทบการปรับอัตราค่าไฟฟ้าพฤติกรรม (Habit) รสนิยมและรายได้ (Personal Income) ของผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น วิธีการนี้จำเป็นต้องใช้ข้อมูล (Data Base) เป็นจำนวนมาก และต้องศึกษาวิเคราะห์ข้อมูลต่าง ๆ ที่กล่าวมาข้างต้นให้เพียงพอ ซึ่งอาจจะต้องใช้กำลังคนและกำลังเงินเป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ตาม วิธีการนี้อาจนำไปใช้ในบางประเทศที่มีข้อมูลในอดีตที่ไม่เพียงพอได้ แต่หากได้กำหนดเป้าหมายการพัฒนาไว้ชัดเจนก็อาจประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าได้โดยอาศัยข้อมูลทางด้านปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละราย (Average Consumption of Typical Consumers) จากประเทศอื่นได้

2.5.2.4 การใช้ข้อมูลจากตารางปัจจัยการผลิต (Input-Output Models)

วิธีนี้อาจจะใช้ร่วมในการทำการประมาณความต้องการใช้พลังงานในระดับชาติได้ โดยใช้ข้อมูลจากตารางทางเศรษฐกิจ ซึ่งอาจเรียกว่า ตารางปัจจัยการผลิต (Input-Output หรือ I/O Table) จากตาราง (I/O) จะสามารถคำนวณปริมาณพลังงานในรูปต่าง ๆ ที่ใช้ในการผลิต (ผลิตภัณฑ์อย่างใดอย่างหนึ่ง หรือในสาขาเศรษฐกิจในสาขาใดสาขาหนึ่ง) ที่ทำให้เกิดมูลค่าเพิ่ม 1 หน่วย

จากตารางปัจจัยการผลิต (I/O) จะเป็นค่าที่เกิดขึ้นในเวลาที่ระบุไว้เท่านั้น ดังนั้นในการคาดคะเนในระยะยาวค่าเหล่านั้นอาจเปลี่ยนแปลงได้เนื่องจากเทคโนโลยีได้มีการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานตลอดจนการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการใช้พลังงาน ซึ่งจะมีผลทำให้ต้องมีการพิจารณาปรับปรุงหรือการคาดคะเนตัวเลขโดยการศึกษาแนวโน้มต่าง ๆ ให้ละเอียด อย่างไรก็ตามหากกำหนดเป้าหมายการพัฒนาทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมไว้ให้ชัดเจน วิธีการนี้อาจเป็นวิธีการที่เหมาะสม

2.5.2.5 แบบจำลองทางเศรษฐกิจและพลังงาน (Energy-Economic Models)

วิธีนี้ใช้ในการวางแผนพัฒนาการเศรษฐกิจของชาติทางด้านของแผนพลังงาน เป็นการคาดคะเนโดยสร้างแบบจำลองที่แสดงความสัมพันธ์ของการใช้พลังงานทั้งในด้านเทคนิค (Technology) เศรษฐกิจและนโยบาย (Policy) แบบจำลองที่สร้างขึ้นนั้นอาจจะประกอบด้วยสมการที่ซับซ้อนหลายสมการและต้องการข้อมูลที่ละเอียดมาก วิธีการนี้เป็นวิธีการที่ทางสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ตลอดจนสำนักงานพลังงานแห่งชาติใช้อยู่

โดยที่ไฟฟ้าเป็นพลังงานในรูปแบบหนึ่ง ดังนั้นแบบจำลองนี้จะทำการคาดคะเนการใช้ไฟฟ้าออกมาด้วย ซึ่งจะเป็นวิธีการที่ทำให้การวางแผนพลังงานไฟฟ้าและการวางแผนพลังงานด้านต่าง ๆ รวมทั้งแผนพัฒนาเศรษฐกิจ ดำเนินการไปอย่างเป็นระบบเดียวกันและสอดคล้องกันและสามารถคาดคะเนถึงผลกระทบทางด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อนโยบายทางเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไปได้โดยตรง

การคาดคะเนความต้องการใช้ไฟฟ้าจะใช้วิธีการใดนั้นขึ้นอยู่กับข้อมูลที่มีอยู่ การคาดคะเนแต่ละวิธีการจึงจำเป็นต้องอาศัยดุลยพินิจหรือประสบการณ์ของผู้ดำเนินการอย่างมาก และมีข้อที่จะต้องยอมรับในการทำประมาณการอยู่ 2 ข้อคือ

2.5.2.5.1 ไม่มีการคาดคะเนวิธีไหนจะเป็นวิธีที่ดีที่สุด หรือดีกว่าอีกวิธีหนึ่ง (No Single Forecasting Method is Superior to all Others)

2.5.2.5.2 ไม่มีการคาดคะเนใดจะครอบคลุมไปหมดทุกเรื่อง หรือถือว่าถูกต้องที่สุด (No Single Forecasting is Omniscient)

2.5.3 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นขั้นตอนแรกในการวางแผนการขยายระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ จะถูกใช้สำหรับการประเมินแนวโน้มการเจริญเติบโตของการใช้ไฟฟ้า การพยากรณ์เชิงพื้นที่ที่เกี่ยวข้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าจำนวนมากของข้อมูลเชิงพื้นที่ ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สามารถให้บริการของการเก็บรวบรวมข้อมูลได้และการคาดการณ์ผลประกอบการสำหรับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเชิงพื้นที่และสามารถคำนวณได้โดยใช้ข้อมูลของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ การประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เพื่อพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเชิงพื้นที่สามารถลดปริมาณของการเก็บรวบรวมข้อมูล ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จึงเป็นสิ่งที่สามารถเข้ามาช่วยเหลือในการเก็บรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ ได้

เทคนิคในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ คือ

1. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะสั้น คิดเป็นชั่วโมงหรือเป็นวันหรือเป็นสัปดาห์
2. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะกลาง จะเริ่มตั้งแต่เป็นเดือนจนถึงเป็นปี
3. การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าระยะยาว จะเริ่มตั้งแต่หนึ่งปีจนถึงสิบปี

อย่างไรก็ตามทั้งสามวิธีก็มีประโยชน์ในการทำงานที่แตกต่างกันออกไปแล้วแต่ข้อกำหนดที่ใช้

2.5.4 การระบุบริเวณที่ไม่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า

พื้นที่ที่ไม่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าจะถูกระบุโดยตัวประกอบการจ่ายไฟฟ้า (Utilization Factor: UF) ซึ่งจะแสดงการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ถ้าหากค่าเฉลี่ย UF ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยบริเวณใกล้เคียงเกินกว่า 70% ก็ควรจะขยายระบบส่งจ่ายพลังไฟฟ้าโดยทางเลือกที่ 1 หรือ 2

2.6 ทางเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย

ทางเลือกสถานที่ก่อสร้างของสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในอนาคตจะเป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้บ่อยเนื่องจาก ในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นตลอดเวลา ซึ่งเวลาเป็นปัจจัยที่สำคัญที่มีความไม่แน่นอนสูง จึงทำให้มีความจำเป็นที่จะต้องเพิ่มกำลังในการผลิตเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอต่อความต้องการ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อให้สามารถเลือกแผนการที่เหมาะสมที่สุดในการก่อสร้างสถานีเพิ่มเติม เช่น ตำแหน่งหรือการทำงานของความต้องการใช้ไฟฟ้า

โดยจะประกอบไปด้วย 2 ทางเลือกดังต่อไปนี้

- การสร้างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยใหม่ในศูนย์กลางของความต้องการใช้ไฟฟ้ากับสายป้อนขาออก
- การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีอยู่เดิมโดยการเพิ่มขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขึ้นมาใหม่และเพิ่มสายป้อนขาออก

ส่วนใหญ่ระบบจ่ายไฟแรงดันกลางขนาด 12/24 kV จะเป็นระบบสายอากาศเพราะมีการลงทุนที่ต่ำ โดยมีเฉพาะบางพื้นที่เท่านั้นที่เป็นระบบสายใต้ดินทำให้การสับถ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าถูกจำกัดด้วยปริมาณสายป้อน ที่จำเป็นต้องใช้เขตทางซึ่งมีปริมาณจำกัดในกรณีที่ หม้อแปลงของสถานีไฟฟ้าย่อยใดสถานีไฟฟ้าย่อยหนึ่งไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ หม้อแปลงอีกลูกหนึ่งของสถานีไฟฟ้าย่อยรวมทั้งสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น จะต้องช่วยกันจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เคยรับไฟฟ้าจาก หม้อแปลงที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้านั้นได้ ดังนั้นแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยจะต้องมีกำลังไฟฟ้าสำรองส่วนหนึ่งเพื่อให้สามารถรับภาระไฟฟ้าทดแทนหม้อแปลง หรือสถานีไฟฟ้าย่อยอื่นที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ตามข้อกำหนดในการวางแผนจะให้แต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยจ่ายไฟฟ้าที่ 75% ของความสามารถสูงสุด หรือมี Utilization Factor (UF) 75%

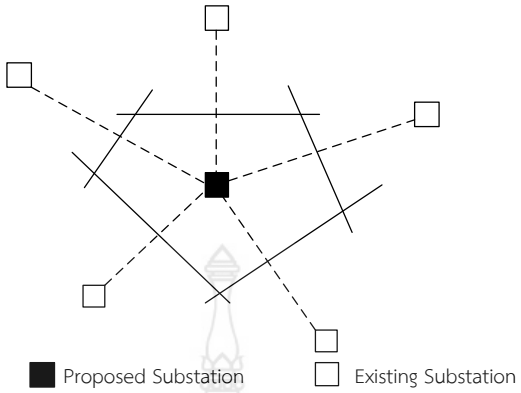
โดยทั่วไปภาระไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจะเกิดขึ้นทั้งจากผู้ใช้ไฟฟ้าใหม่ และการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมซึ่งการเพิ่มขึ้นนี้กระจายไปทั่วตามพื้นที่เศรษฐกิจต่าง ๆ อย่างไรก็ตามจะสามารถทดแทนการเพิ่มแบบการกระจายตัวนี้แบบเป็นกลุ่ม ๆ แต่ละกลุ่มจะมีศูนย์กลางภาระไฟฟ้า (Load Center) ของตน ดังนั้นจะสามารถกำหนดรูปแบบทั่วไป (General Model) ในการพิจารณาเลือกวิธีการเพิ่มกำลังไฟฟ้าของระบบจำหน่ายได้ดังนี้

สถานที่ตั้งของสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยใหม่ที่จะถูกกำหนดโดยกฎเส้นแบ่งครึ่งตั้งฉาก (Perpendicular bisector method) แนวคิดที่อยู่เบื้องหลังของกฎนี้คือ "การอยู่ใกล้" กับผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก กฎนี้นำไปประยุกต์กับแผนที่ในพื้นที่ที่ให้บริการ ดังแสดงในรูปที่ 2.4 ซึ่งประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

ก. วาดเส้นตรงระหว่างสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อยที่เสนอและเพื่อนบ้านของแต่ละคน

ข. แบ่งครึ่งให้ตั้งฉากกันของแต่ละเส้น (เช่นแบ่งในสองสายที่ตัดกันที่เก้าสิบองศา)

ค. การตั้งค่าเส้นแบ่งครึ่งตั้งฉากทุกเส้นรอบ ๆ สถานีไฟฟ้าย่อยจะเป็นผลการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตที่ให้บริการนั้น



รูปที่ 2.4 Perpendicular bisector method

เนื่องจากรูปแบบดังกล่าว จะใช้เพื่อการศึกษาทั้งทางด้านวิศวกรรมศาสตร์และเศรษฐศาสตร์ จะกำหนดข้อสมมุติฐานและค่าต่าง ๆ ที่สอดคล้องกับการศึกษาทั้ง 2 ด้าน คือ

2.6.1 ภายในวงมีพื้นที่คงที่ ภาระไฟฟ้าของพื้นที่มีอัตราเพิ่มตามสภาพภูมิศาสตร์ของแต่ละกลุ่ม ซึ่งคำนวณจากค่าเฉลี่ยของอัตราเพิ่มของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่เล็ก (โดยทั่วไปถ้าพื้นที่มีบริเวณเล็กมากในช่วงระยะเวลาช่วงแรก ๆ จะมีอัตราการเพิ่มสูง และอัตราเพิ่มจะลดลงจนถึงจุดอิ่มตัว)

2.6.2 ตามข้อกำหนดในการวางแผนในแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อย จะจ่ายไฟสูงสุดที่ 75% ของกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้ง (หรือเรียกว่า Utilization Factor : UF) แต่ในกรณีนี้พื้นที่พิจารณาจะจ่ายไฟฟ้าจากหลายสถานีไฟฟ้าย่อย ความน่าจะเป็นที่ทุกสถานีไฟฟ้าย่อยจะจ่ายไฟฟ้าเป็น 75% พร้อมกัน (ในเวลาเดียวกัน) จะมีน้อยมาก ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบหลายอย่าง

อย่างไรก็ตามเนื่องจากพื้นที่ที่พิจารณา เล็กกว่าพื้นที่รวมของการไฟฟ้านครหลวง และมีจำนวนสถานีไฟฟ้าย่อยน้อยกว่า ดังนั้นค่า UF เฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าย่อยในพื้นที่ควรอยู่ระหว่าง 60% (ระบบรวม) และ 70% (สถานีไฟฟ้าย่อยแห่งเดียว)

2.6.3 สถานีไฟฟ้าย่อยที่จ่ายไฟฟ้าในพื้นที่พิจารณา จะจ่ายไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ในแต่ละปีจนกระทั่ง UF เฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าย่อยเหล่านั้นเป็น 70% หลังจากนั้นจะจ่ายไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้าย่อยเหล่านั้น เนื่องจากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเพิ่มได้อีกหากความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่พิจารณาหรือบริเวณใกล้เคียงมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น ก็จำเป็นต้องเพิ่มกำลังไฟฟ้าซึ่งอาจจำเป็นที่จะต้องก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในพื้นที่ที่เหมาะสม หรือขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

2.6.4 ให้ขนาดติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มในพื้นที่พิจารณาเป็น 120 MVA (อาจเป็น 60 MVA 2 ลูก หรือ 40 MVA 4 ลูก) ซึ่งจะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุดคือ 90 MVA เพราะตามมาตราฐานการก่อสร้างและสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ต้องมีหม้อแปลงอย่างน้อย 2 ลูก เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดความเชื่อถือได้ ปริมาณสายป้อนที่เพิ่มขึ้นจะเป็น

$$n = \frac{(MVA \times F_D)}{FC} \tag{6}$$

โดย MVA คือ กำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

FC คือ ค่าเฉลี่ยการจ่ายไฟฟ้าของสายป้อนขนาดมาตราฐาน คือ 185 mm^2

F_D คือ ค่า Diversity Factor ของสายป้อน (เนื่องจากความไม่พร้อมกันของการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งจะขึ้นอยู่กับลักษณะการและจำนวนของสายป้อน)

n คือ จำนวนสายป้อน

ซึ่งตามข้อกำหนดในการวางแผนคือ 250 แอมแปร์ และถ้าเป็นกรณีจ่ายไฟฟ้าด้วยระบบ 24 kV (แรงดันปฏิบัติงานจะเฉลี่ยที่ 23.2 kV) จะเป็น $(250 \times \sqrt{3} \times 23.2) / 1{,}000$ จะได้ประมาณ 10 MVA และ $n = (90 \times 1.15)/10 = 10.4$ เพื่อให้ได้ตามมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้า $n \geq 10.4$ เพื่อให้สอดคล้องกับทางปฏิบัติจะได้ $n = 11$ อย่างไรก็ตามแต่ละหม้อแปลงควรจะมีจำนวนสายป้อนเท่ากัน และเพื่อเป็นการสำรองในการนำไปจ่ายไฟฟ้ากรณีสถานีอื่นขัดข้องจะให้ปริมาณสายป้อนที่จ่ายในพื้นที่พิจารณาคือ 12 สายป้อน

2.6.5 ให้ D_i และ m_i คือระยะทาง (กิโลเมตร) และจำนวนสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าย่อย S_i ($i = 1, 2, 3, ..., n$) ที่เข้ามาจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่พิจารณาจนถึงจุด S_C

ให้ Y_i และ m_i คือระยะทาง (กิโลเมตร) และจำนวนสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ที่ก่อสร้างเพื่อจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่พิจารณา ซึ่งถ้าเป็นกรณีที่ไม่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ $cm^2 = 0.2$

กรณีนี้จะให้จำนวนสายป้อนในแต่ละทิศทางทั้ง 2 วิธีเท่ากัน คือ m_i ซึ่งในทางปฏิบัติอาจแตกต่างกันได้ตามสภาพภูมิศาสตร์และกำลังไฟฟ้าที่เหลืออยู่ของสถานีไฟฟ้าย่อย S_i อย่างไรก็ตามถ้าขจัดข้อกำจัดดังกล่าว ควรจะต้องเท่ากันเพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละบริเวณ

2.6.5.1 จำนวนสายป้อน : $\sum_{i=1}^{n} m_i = 12$

m_i คือ จำนวนสายป้อนของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ i มายังภาระไฟฟ้าส่วนเพิ่ม

2.6.5.2 ระยะทางที่ก่อสร้างสายป้อน :

กรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ V

กรณีเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม $80°C$

2.6.6 ให้ W_{-1} คือภาระทางไฟฟ้า (kVA) ก่อนมีการเพิ่มกำลังทางไฟฟ้าในพื้นที่พิจารณา ให้ $j\%$ คืออัตราเพิ่มของภาระไฟฟ้าต่อปีในพื้นที่พิจารณา

จะได้ ปีที่ k ใดๆ ($k = 0,1,2,...,24$) มีภาระทางไฟฟ้าในพื้นที่พิจารณาคือ

$$W_k = W_{-1}(1+j)^{k+1}$$

ภาระไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เพิ่มในพื้นที่พิจารณาในปีที่ k คือ

$$\Delta W_k = W_k - W = W_{-1}(1+j)^{k+1} - W_{-1} = W_{-1}\left\lfloor (1+j)^{k+1} - 1 \right\rfloor$$

โดย ΔW_k คือ ภาระไฟฟ้าส่วนเพิ่มของปีที่ k

$j\%$ คือ จำนวนสายป้อนของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ i มายังภาระไฟฟ้าส่วนเพิ่ม

V คือ แรงดันไฟฟ้า หน่วยเป็น kV

อย่างไรก็ตามการเพิ่มกำลังไฟฟ้าดังกล่าว จะจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ได้ปริมาณหนึ่งเท่านั้น ซึ่งการศึกษานี้จะพิจารณาโดยให้ทุกสถานีไฟฟ้าย่อยในพื้นที่พิจารณา จ่ายภาระไฟฟ้าในแต่ละปีจนกระทั่งค่า UF เฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าย่อยในพื้นที่พิจารณาประมาณ 70% กล่าวคือจ่ายไฟฟ้าถึงปีที่ k เมื่อ

ΔW_k ทำให้ค่า UF เฉลี่ยของทุกสถานีไฟฟ้าย่อย $\leq 70\%$ และ

ΔW_{k+1} ทำให้ค่า UF เฉลี่ยของทุกสถานีไฟฟ้าย่อย $> 70\%$

ในการศึกษาจะใช้ค่าความต้านทานของสายป้อนขนาด 185 mm^2 เป็น 0.000201 โอห์ม/ม./เฟส ซึ่งเป็นความต้านทานที่ $80°C$ และให้เป็นค่าคงที่ หรือ $R = 0.2$ โอห์ม/กม./เฟส

2.7 การประเมินทางเลือก

การประเมินทางเลือกสำหรับการวางแผนการขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าจะต้องพิจารณาจากค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับโครงการแต่ละโครงการ คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเช่นอุปกรณ์ ที่ดิน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายของการสูญเสียพลังงาน โดยจะประเมินจุดคุ้มทุนในการลงทุนของแต่ละทางเลือก

2.7.1 หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis)

หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์นับเป็นปัญหาหนึ่งในงานทางด้านวิศวกรรม เนื่องจากวิศวกรมีหน้าที่รับผิดชอบการประเมินราคาโครงการโดยตรง ซึ่งโดยปกติจะต้องพิจารณาจากค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์หรือค่าปฏิบัติการล่วงหน้าในอนาคตโดยจะประกอบกับการตัดสินใจด้วย ซึ่งในทางเศรษฐศาสตร์มูลค่าของจำนวนเงินในปัจจุบันและมูลค่าของจำนวนเงินในอนาคตจะมีค่าไม่เท่ากัน เช่น เงิน หนึ่งพันบาทในปัจจุบันอาจไม่เท่ากับเงินหนึ่งพันบาทในอีก 10 ปีข้างหน้า เป็นต้น ดังนั้นเราจึงต้องคิดมูลค่าของเงินให้อยู่ในช่วงเวลาเดียวกันก่อนโดยใช้หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อที่จะสามารถนำเงินในช่วงเวลาที่ต่างกันมาคิดรวมกันได้

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ที่จะมาใช้พิจารณาในแต่ละทางเลือกของโครงการโดยให้ใช้มูลของค่าปัจจุบันสุทธิในการคำนวณ ซึ่งการไฟฟ้าจะพิจารณาใช้ที่ 25 ปี ดังสมการ

$$NPV = \frac{S_k}{(1+d)^k} \tag{7}$$

โดย NPV คือ มูลค่าของเงินในปีปัจจุบัน (Present Value)

S_k คือ มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value)

d คือ อัตราลดค่า (Discount Rate)

k คือ อายุของโครงการ

ตัวอย่างการคำนวณ จงหาว่าเงินจำนวน $1,000,000$ บาท ณ ปีที่ 10 ถัดไปจากปีปัจจุบันจะคิดเทียบเป็นมูลค่าเท่าใด ณ ปีปัจจุบัน โดยกำหนดให้อัตราลดค่าอยู่ที่ 8%

$$NPV = \frac{1,000,000}{(1+0.08)^{10}}$$

$$= 463,193.5 \text{ บาท}$$

ดังนั้นเงินจำนวน $1,000,000$ บาท ณ ปีที่ 10 จะคิดเทียบเป็นมูลค่าได้เท่ากับ $463,193.5$ บาท ณ ปีปัจจุบัน หรือ อาจกล่าวได้ว่าเงินจำนวน $463,193.5$ บาท ณ ปีปัจจุบันจะมีมูลค่าเท่ากับ $1,000,000$ บาท เมื่อเวลาผ่านไป 10 ปี

เมื่อมูลค่าของโครงการเป็นบวก หมายถึง โครงการที่จะทำนั้นเป็นโครงการที่ทำกำไรให้กับหน่วยงาน เป็นศูนย์ หมายถึง โครงการที่จะทำนั้นไม่สามารถทำกำไรได้แต่อยู่ในจุดคุ้มทุนพอดี เป็นลบ หมายถึง โครงการที่จะทำนั้นเป็นโครงการที่ทำแล้วขาดทุนต่อหน่วยงาน

เพราะเนื่องจากการก่อสร้างหรือการขยายพื้นที่จำเป็นที่จะต้องใช้เงินในการลงทุนเป็นจำนวนมาก และมีอายุของโครงการในระยะยาว ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการหามูลค่าของเงินในปัจจุบันกับค่าเงินในอนาคตเพื่อหาระยะเวลาที่ถึงจุดคุ้มทุน

ซึ่งกรณีคิดต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

2.7.1.1 กรณีเพิ่มขนาดสถานีฟ้าย่อยเดิม ค่าลงทุนจะประกอบไปด้วย

- ค่าลงทุนเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อย
- ค่าลงทุนก่อสร้างหรือขนาดของสายส่ง ให้สอดคล้องกับการเพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย
- ค่าลงทุนสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าย่อยที่เพิ่มขนาด และสถานีไฟฟ้าย่อยที่ไม่เพิ่มขนาด (ระยะ $m_i D_i$) เพื่อให้สอดคล้องกับความจำกัดของเขตทางจะให้เป็นสายป้อนอากาศระยะ $m_i Y_i$ และเป็นสายใต้ดินระยะ $m_i \left(D_i - Y_i\right)$

2.7.1.2 กรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ค่าลงทุนประกอบด้วย

- ค่าลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่
- ค่าลงทุนก่อสร้างสายส่งเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่
- ค่าลงทุนก่อสร้างสายป้อน (ระยะ $m_i Y_i$) เพื่อให้สอดคล้องกับค่าเฉลี่ยในปัจจุบัน จะให้เป็นสายป้อนอากาศ 90% และสายใต้ดิน 10%

2.7.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนและการบำรุงรักษา

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างประกอบด้วยหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง สวิตซ์เกียร์และอุปกรณ์อื่น ๆ ภายในสถานีสายส่งแรงสูงและสายป้อนทั้งสายไฟฟ้าบนดินและในสายไฟฟ้าใต้ดินและรวมถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์โดยคิดเป็นร้อยละ 3% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด

2.7.3 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย

ค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย คือ ค่าใช้จ่ายให้กับกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปในสายส่ง (Power Loss) จะทำให้เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า 2 ส่วน คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (Real Power Loss) และค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power Loss) ในส่วนนี้จะนำค่ากำลังไฟฟ้าจริงมาคำนวณซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (Watt) และมีสมการดังนี้

$$Peak\ Loss = 3I^2R \tag{8}$$

โดย $Peak\ Loss$ คือ กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียจริงในระบบ (kW)

I คือ กระแสในสายส่ง (Amp)

R คือ ความต้านทานของสายส่ง (Ohm)

ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีสมการดังนี้

$$I = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_{LL}} \tag{9}$$

โดย $S_{3\phi}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริง 3 เฟสที่ไหลผ่านในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด

V_{LL} คือ แรงดันไฟฟ้าฐานของระบบ (Line to Line Base Voltage)

แทนค่ากระแสจากสมการที่ 9 ลงในสมการที่ 8 จะได้สมการดังนี้

$$Peak\ Loss = \frac{\left(P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2\right)}{V_{LL}^2}R \tag{10}$$

โดย P คือ กำลังไฟฟ้าจริง 3 เฟสที่ไหลผ่านในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด

Q คือ กำลังไฟฟ้าเสมือน 3 เฟสที่ไหลผ่านในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด

จากสมการที่ 9 จะเห็นว่าหากทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้าเสมือน Q ที่ไหลผ่านในสายส่งช่วงใด ๆ ก็สามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง P_{Loss} ของสายส่งช่วงนั้นได้ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนนี้สามารถหาค่าได้โดยการใช้โปรแกรมวิเคราะห์โหลดโฟลว์โดยใช้หลักการของนิวตันราฟสันซึ่งเป็นที่รู้จักกันทั่วไป

ตัวอย่างการคำนวณ จงคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงขณะจ่ายโหลดสูงสุด $Peak\ Loss$ ของสายส่งระบบ 115 kV ที่เชื่อมโยงจากสถานีไฟฟ้า A ไปยัง สถานีไฟฟ้า B ซึ่งมีระยะทาง 40 กม. และมีค่าความต้านทานในสายส่งเท่ากับ 0.085 โอห์ม/กม. ค่ากำลังไฟฟ้าจริง 3 เฟสที่ไหลในสายส่งเท่ากับ 2 MW ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน 3 เฟสที่ไหลในสายส่งเท่ากับ 0.6 MVAR

$$Peak\ Loss = \frac{\left(2^2+0.6^2\right)\times 10^{12}}{115^2\times 10^6}\times\left(0.085\times 40\right)$$

$$= 1{,}122 \text{ Watt}$$

กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะที่จ่ายโหลดสูงสุดแต่การคำนวณค่าใช้จ่ายที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้นจะต้องหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยมาคูณกับจำนวนชั่วโมงที่จ่ายไฟภายใน 1 ปี เพื่อให้ได้ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมรายปีและนำมาคูณกับค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยก็จะได้ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียออกมาดังสมการ

ถ้าเป็นกรณีที่เพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม พลังงานไฟฟ้าสูญเสียปีที่ k คือ

$$L_{K1} = \frac{2}{3}\sum_{i=1}^{n} 3m_i \left(\frac{\Delta W_k / 12}{\sqrt{3}V}\right)^2 RD_i \tag{11}$$

ถ้าเป็นกรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ พลังงานไฟฟ้าสูญเสียปีที่ k คือ

$$L_{K2} = \frac{2}{3}\sum_{i=1}^{n} 3m_i \left(\frac{\Delta W_k / 12}{\sqrt{3}V}\right)^2 RY_i \tag{12}$$

พลังงานไฟฟ้าสูญเสียลดลงเนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในปีที่ k คือ

$$L_{KR} = L_{K1} - L_{K2} \tag{13}$$

$$= \frac{0.9259}{V^2}\sum_{i=1}^{n} m_i \left(\Delta W_k\right)^2 \left(D_i - Y_i\right)$$

โดย R คือ ความต้านทานของสายป้อนขนาด 185 $cm^2 = 0.2$ โอห์ม/กม./เฟส

D_i คือ ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยที่ i ถึงจุดศูนย์กลางการจ่ายไฟฟ้า

Y_i คือ ระยะทางการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

L_{K1} คือ พลังไฟฟ้าสูญเสียรวมปีที่ k กรณีเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม (Watt)

L_{K2} คือ พลังไฟฟ้าสูญเสียรวมปีที่ k กรณีเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ (Watt)

m_i คือ จำนวนสายป้อนของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ i มายังภาระไฟฟ้าส่วนเพิ่ม

V คือ แรงดันไฟฟ้า หน่วยเป็น kV

ΔW_k คือ ภาระไฟฟ้าส่วนเพิ่มของปีที่ k

การคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสีย

ให้พื้นที่พิจารณามี Yearly Load Factor เป็น 65% ซึ่งเป็นค่า Load Factor เฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าย่อยในปัจจุบันจะได้ Yearly Load Factor $= 0.7(0.65)^2 + 0.3(0.65) = 0.491 \approx 0.5$

การสูญเสียพลังงานในปีที่ k สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$E_k = L_k \times F_{LS} \times T \tag{14}$$

โดย E_k คือ พลังงานที่สูญเสีย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

L_k คือ กำลังการสูญเสีย (กิโลวัตต์)

F_{LS} คือ แฟกเตอร์ที่สูญเสีย

T คือ 8,760 (ชั่วโมง-ปี)

ซึ่ง
$$\begin{aligned} E_k &= L_k \times F_{LS} \times T \\ &= L_k \times 0.5 \times 8,760 \\ &= 4.38 L_k \end{aligned}$$

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในปีที่ k ของ

1. กรณีเพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม คือ $E_{k1} = 4.38\ L_{k1}$
2. กรณีเพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ $E_{k2} = 4.38\ L_{k2}$
3. ส่วนที่ลดลงเนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ

ลดการสูญเสียพลังงานในปีที่ k เนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

$$E_{kR} = E_{k2} - E_{k1} \tag{15}$$

โดย E_{kR} คือ การลดการสูญเสียพลังงาน (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

E_{k2} คือ พลังงานที่สูญเสียสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

E_{k1} คือ พลังงานที่สูญเสียสำหรับขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ค่าพลังงานไฟฟ้าในปีที่ k ผลคูณของปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในปีที่ k (หน่วย) กับอัตราค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย) ดังนั้นจะได้

กรณีเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม คือ $B_{k1} = 1.7035E_{k1} = 7.46L_{k1}$ บาท

กรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ $B_{k2} = 1.7035E_{k2} = 7.46L_{k2}$ บาท

ส่วนลดลงเนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ คือ $B_{kR} = 1.7035E_{kR} = 7.46L_{kR}$ บาท

การพิจารณาทางเลือก

จะเลือกวิธีที่ผลรวมของค่าใช้จ่ายเมื่อคิดเป็นเงินปัจจุบันต่ำสุด นั่นคือเงินปัจจุบันของผลรวมของราคาลงทุน ค่าปฏิบัติการและค่าบำรุงรักษา และค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุด

$$NPV = \sum_{k=0}^{24} PV_k = \sum_{k=0}^{24} \frac{I_k + O_k + B_k}{(1+d)^k} = \sum_{k=0}^{24} \frac{S_k}{(1+d)^k} \tag{16}$$

กรณีเพิ่มขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

$$NPV_1 = \sum_{k=0}^{24} \frac{S_{k1}}{(1+d)^k} \tag{17}$$

กรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่

$$NPV_2 = \sum_{k=0}^{24} \frac{S_{k2}}{(1+d)^k} \tag{18}$$

โดย d คือ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำของโครงการ (Discount Rate)

I_k คือ ค่าลงทุนในปีที่ k

O_k คือ ค่าปฏิบัติการและค่าบำรุงรักษาในปีที่ k

B_k คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในปีที่ k

NPV_k คือ มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายรวมในปีที่ k

S_k คือ มูลค่าของเงินในอนาคต

บทที่ 3
วิธีการดำเนินงาน

3.1 บทนำ

พื้นที่ที่ทำการศึกษา เป็นข้อมูลในรูปแบบของพื้นที่ข้อมูลแผนที่ทางเวคเตอร์ ซึ่งได้นำมาจากโปรแกรมระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ของทางการไฟฟ้านครหลวง และในที่นี้จะเป็นการนำข้อมูลบางส่วนของการไฟฟ้านครหลวงมาใช้ในการคำนวณหาจุดโหลด เพื่อที่จะทำการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียงเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

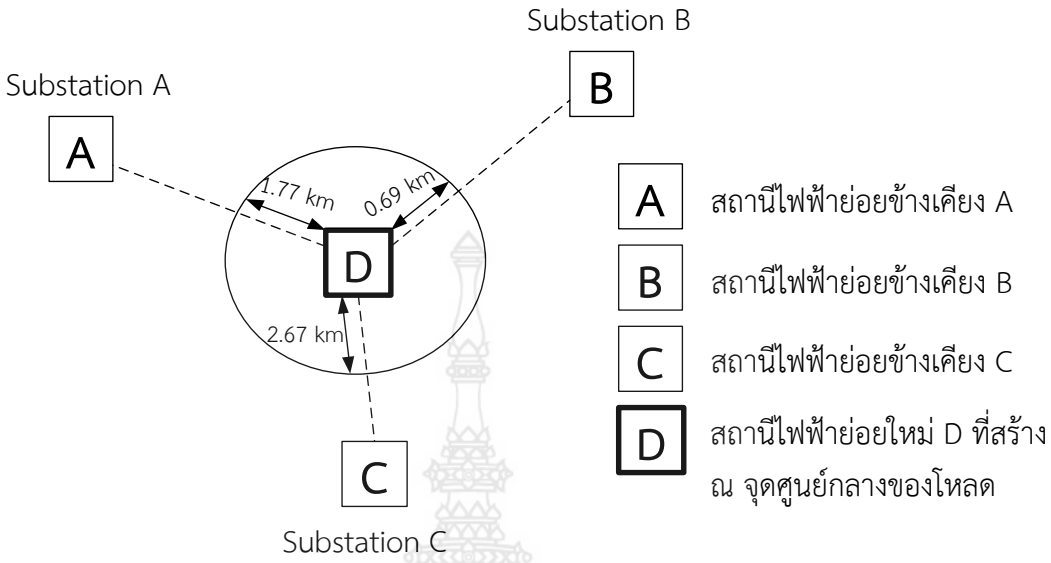
3.2 ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย

กำหนดพื้นที่ที่จะพิจารณาและทำการแบ่งพื้นที่ออกเป็นช่องสี่เหลี่ยมในพื้นที่เล็ก ๆ เพื่อหาพื้นที่ที่ต้องทำการเพิ่มขนาดกำลังไฟฟ้า เพื่อรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต โดยจะพิจารณาเมื่อค่า Utilization Factor มีค่าเกินกว่า 75% ด้วยการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ถ้าหากสามารถถ่ายโอนความต้องการใช้ไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยอื่นได้ให้จัดทำการถ่ายโอนก่อน แต่ถ้าหากไม่สามารถถ่ายโอนไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยอื่นได้แล้วให้ทำการพิจารณาถึงขั้นตอนต่อไป

3.3 ทางเลือกสำหรับโครงการ

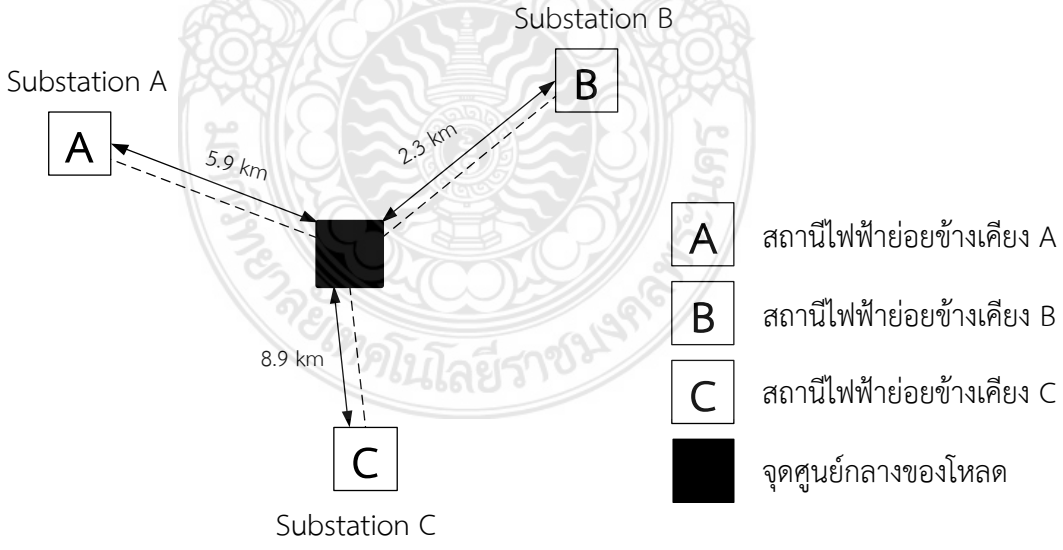
เพื่อเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกว่าทางเลือกใดมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดและคุ้มทุนที่สุดที่จะลงทุนในการเพิ่มกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะประกอบไปด้วย ทางเลือก 2 ทางเลือก คือ

- ทางเลือกที่ 1 การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในศูนย์กลางของความต้องการใช้ไฟฟ้ากับเพิ่มสายป้อนขาออก



รูปที่ 3.1 แสดงการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ ณ ศูนย์กลางของโหลดและเพิ่มสายป้อนขาออก

- ทางเลือกที่ 2 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมโดยการเพิ่มขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขึ้นมาใหม่และเพิ่มสายป้อนขาออก



รูปที่ 3.2 แสดงการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งเดิมโดยเพิ่มกำลังไฟฟ้าและสายป้อนขาออก

3.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์

3.4.1 การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ ณ จุดศูนย์กลางของโหลด

- กำหนดค่าของอุปกรณ์และราคาในปัจจุบัน ดังนี้ ระยะสายส่ง ระยะสายป้อน ขนาดของหม้อแปลงที่จะสร้างสถานีใหม่และจำนวนของหม้อแปลง ราคาระยะสายส่งต่อ 1 กิโลเมตร ระยะการวางสายของสถานีไฟฟ้าย่อย ค่า Diversity Factor ค่า Power Factor ค่า Growth ของโหลด
- กำหนดระยะทางจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับศูนย์กลาง ณ จุดโหลด นำระยะทางมาคิด 30% จากระยะทางทั้งหมด จะได้ระยะทางของสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ที่จะต้องจ่ายไฟให้กับโหลด และจะทำให้ได้ค่าลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ และจะได้ค่าลงทุนในการก่อสร้างค่าสายส่ง และค่าสายป้อน
- กำหนดตัวแปร peak load ของแต่ละสถานีเพื่อหาอัตราการเติบโตของโหลดแต่ละสถานี ซึ่งระยะการดำเนินการจะอยู่ในแผนการขั้นที่ 2 คือ ในระยะเวลา 10 ปี และ UF ต้องมีค่าไม่เกิน 75% ถ้าเกินจะสิ้นสุดการคำนวณ
- คำนวณหาค่าพลังงานสูญเสียในระบบด้วย $L_{K2} = \frac{2}{3}\sum_{i=1}^{n} 3m_i \left(\frac{\Delta W_k / 12}{\sqrt{3}V} \right)^2 RY_i$
- คำนวณหาค่าบำรุงรักษาจากราคาก่อสร้างทั้งหมด จะพิจารณาโดยการนำราคาก่อสร้างทั้งหมดมาคิดเพียง 3% จะได้ค่าราคาบำรุงรักษา
- คำนวณเงินปัจจุบันสุทธิด้วย $NPV_2 = \sum_{k=0}^{24} \frac{S_{k2}}{(1+d)^k}$

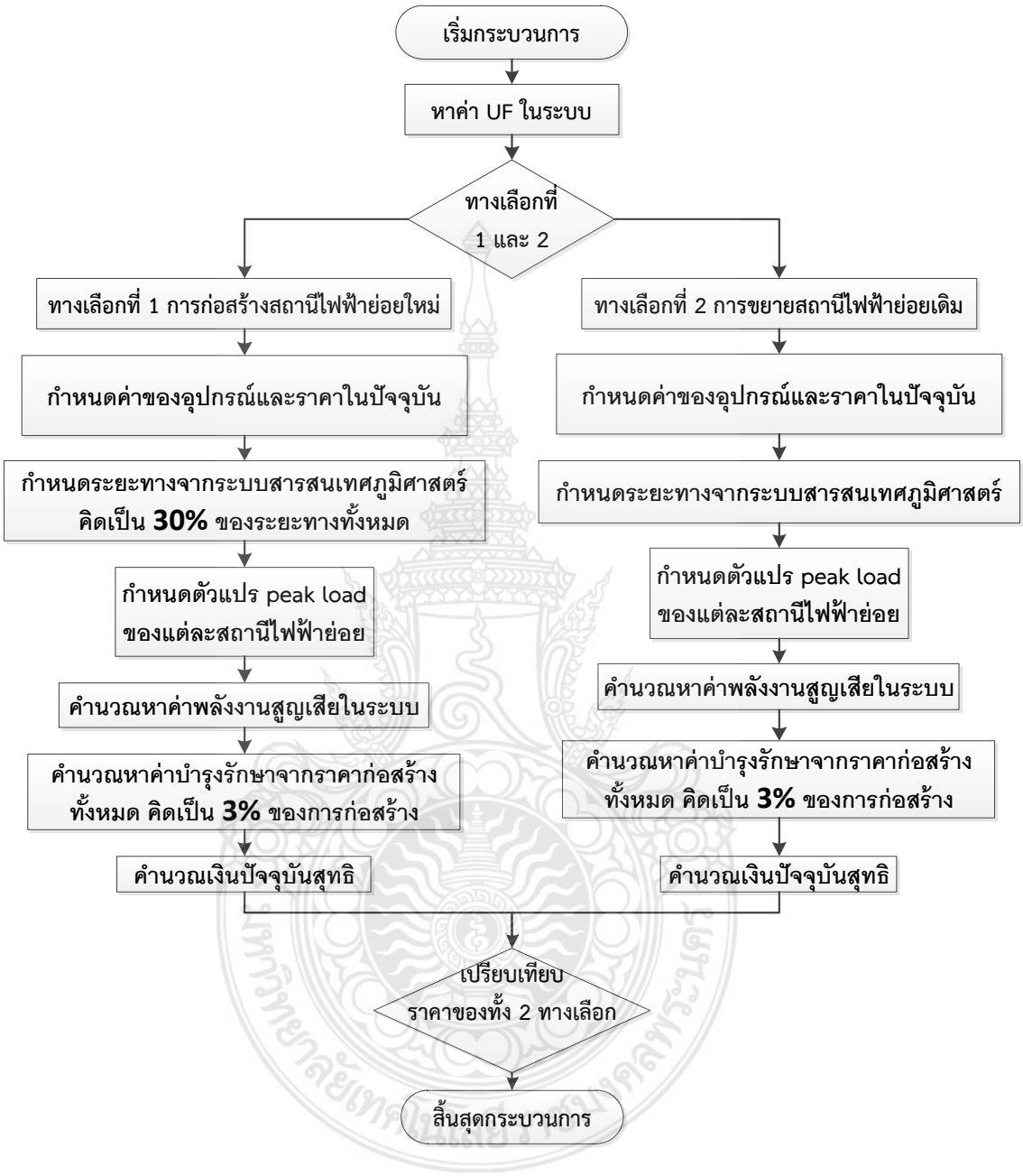
3.4.2 การขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

- กำหนดค่าของอุปกรณ์และราคาในปัจจุบัน ดังนี้ ระยะสายส่ง,ระยะสายป้อน ขนาดของหม้อแปลงที่จะเพิ่มในสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมและจำนวนของหม้อแปลง ราคาระยะสายส่งต่อ 1 กิโลเมตร ระยะการวางสายของสถานีไฟฟ้าย่อย ค่า Diversity Factor ค่า Power Factor ค่า Growth ของโหลด
- กำหนดระยะทางจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมกับศูนย์กลาง ณ จุดโหลด มาคำนวณเพื่อหาระยะทางสายป้อนที่ต้องทำการเพิ่มและ ขนาด

ของหม้อแปลง ซึ่งจะทำให้ได้ค่าลงทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งเดิม และจะได้ค่าลงทุนในการก่อสร้าง ค่าสายส่ง และค่าสายป้อน

- กำหนดตัวแปร peak load ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อหาอัตราการเติบโตของโหลดแต่ละสถานี ซึ่งระยะการดำเนินการจะอยู่ในแผนการขั้นที่ 2 คือ ในระยะเวลา 10 ปี และ UF ต้องมีค่าไม่เกิน 75% ถ้าเกินจะสิ้นสุดการคำนวณ
- คำนวณหาค่าพลังงานสูญเสียในระบบด้วย $L_{K1} = \frac{2}{3}\sum_{i=1}^{n} 3m_i \left(\frac{\Delta W_k / 12}{\sqrt{3}V} \right)^2 RD_i$
- คำนวณหาค่าบำรุงรักษาจากราคาก่อสร้างทั้งหมด จะพิจารณาโดยการนำราคาก่อสร้างทั้งหมดมาคิดเพียง 3% จะได้ค่าราคาบำรุงรักษา
- คำนวณเงินปัจจุบันสุทธิด้วย $NPV_1 = \sum_{k=0}^{24} \frac{S_{k1}}{(1+d)^k}$

เมื่อทราบถึงราคาในปัจจุบันของทั้ง 2 ทางเลือกแล้วให้นำราคาทั้ง 2 มาเปรียบเทียบกันถึงราคาที่เหมาะสมที่สุดในการเพิ่มขนาดกำลังไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งในการหาจุดคุ้มทุนนี้จะเป็นการหาราคาในด้านการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยและเพื่อเลือกทางเลือกที่ประหยัดที่สุดและได้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดในการเลือกใช้ทางเลือกของแต่ละทางเลือกด้วยเช่นกัน



รูปที่ 3.3 แสดงขั้นตอนในรูปแบบของ Flow Chart

บทที่ 4
การวิเคราะห์ข้อมูล

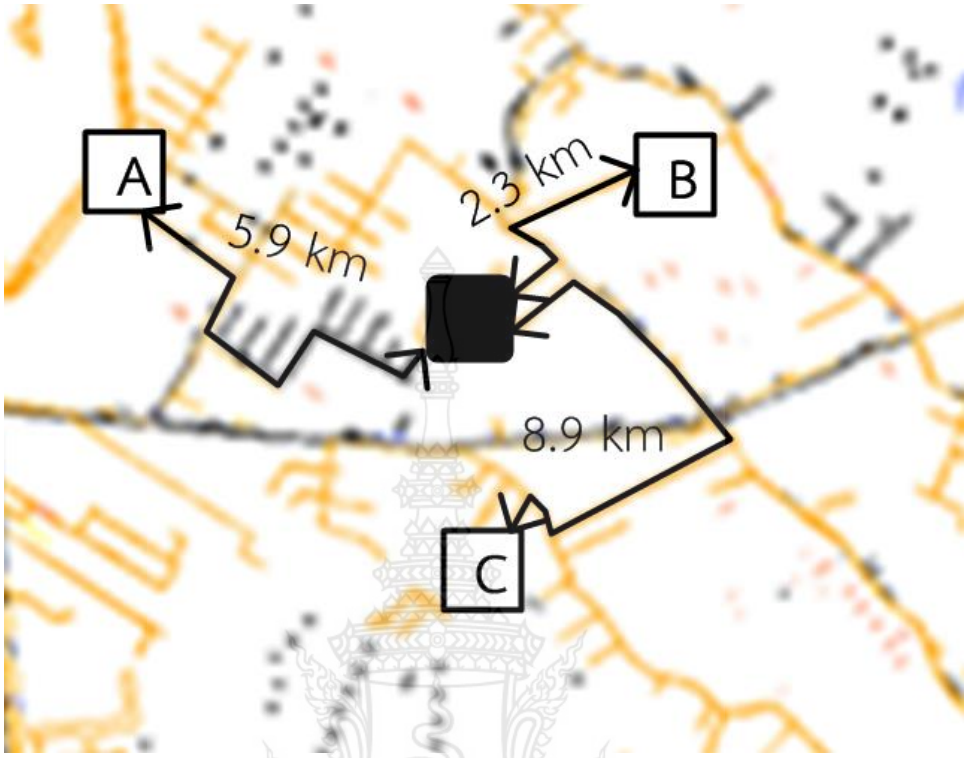
4.1 บทนำ

ในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการทดสอบโปรแกรมโดยการประยุกต์ใช้กับข้อมูลสถานีไฟฟ้าย่อยและจำนวนสายส่งที่อยู่บนระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ซึ่งการวิเคราะห์ในครั้งนี้จะเป็นการวิเคราะห์ถึงต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่กับการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมว่าทางเลือกใดเหมาะสมมากที่สุด ซึ่งจะเป็นกรณีศึกษา 2 กรณี ดังนี้

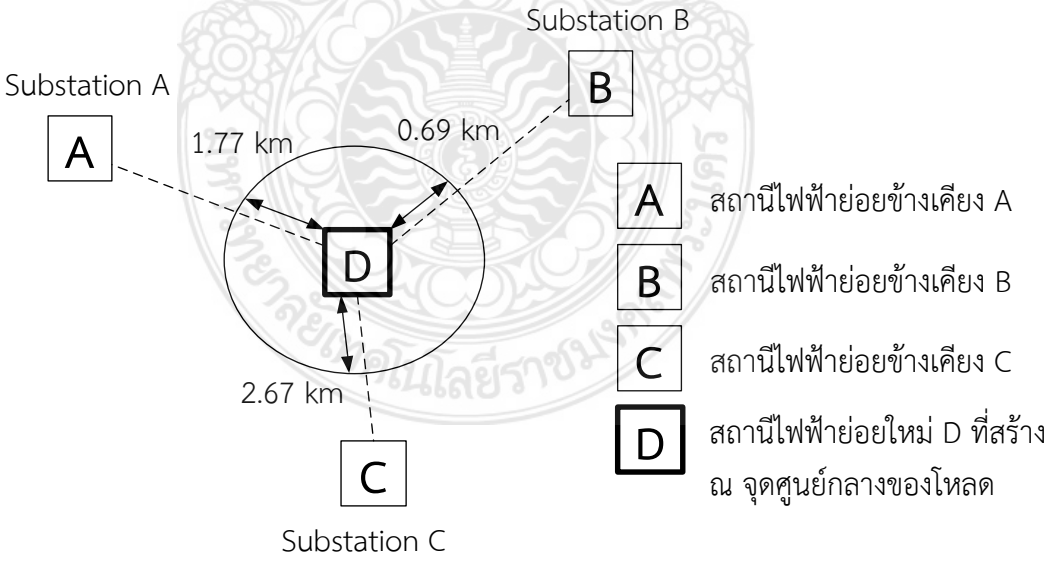
4.2 กรณีศึกษา

4.2.1 Case 1

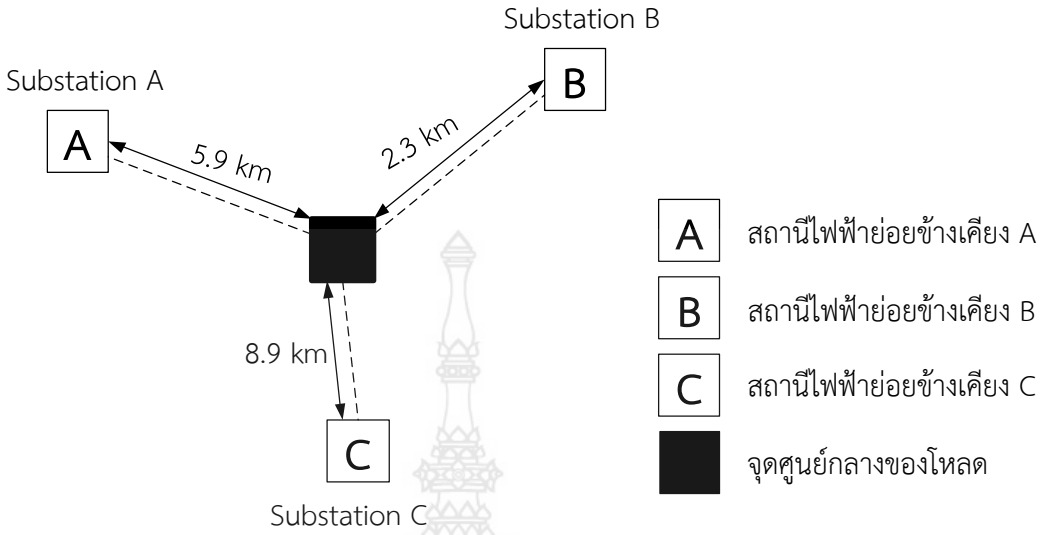
รูปที่ 4.1 แสดงตำแหน่งที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่และสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียงที่เพิ่มขนาด



รูปที่ 4.2 ขยายส่วนพื้นที่ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อย



รูปที่ 4.3 ทางเลือกที่ 1 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ณ จุดศูนย์กลางโหลด



รูปที่ 4.4 ทางเลือกที่ 2 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

4.2.1.1 การกำหนดค่าของพารามิเตอร์และการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย

กำหนด	ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมที่จะขยายขนาด-ถึงจุดศูนย์กลางโหลด Di (km)	ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่-ออกไปสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมเป็นระยะทาง 30% Yi (km)
A	5.9	1.77
B	2.3	0.69
C	8.9	2.67

กำหนด	Capacity(MVA)		
	หม้อแปลงเดิม(MVA)	หม้อแปลงที่เพิ่ม(MVA)	ราคาหม้อแปลงที่เพิ่ม(MB)
A	2 x 60	1 x 60	110
B	3 x 60	1 x 60	110
C	2 x 40	-	-
D	-	2 x 60	200

กำหนดให้สายส่งย่อย Over-Head กับ Duct-Bank เป็นสายขนาด 2x400 sq.mm.Cu และกำหนดให้สายส่งย่อย Open-Cut กับ Pipe-Jacking เป็นสายขนาด 2x800 sq.mm.Cu

เพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย B

ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 1.5 km ราคา 5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 3 km ราคา 29 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 0.3 km ราคา 37.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการดันท่อร้อยสายใต้ดิน Pipe-Jacking ระยะ 3 km ราคา 47.2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

สร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในสถานีไฟฟ้าย่อย D

ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 14.4 km ราคา 5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 2.5 km ราคา 35 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 1 km ราคา 43.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการดันท่อร้อยสายใต้ดิน Pipe-Jacking ระยะ 0.5 km ราคา 53.2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

กำหนดให้สายป้อน Over-Head กับ Duct-Bank เป็นสายขนาด 2x185 sq.mm.Cu และกำหนดให้สายป้อน Open-Cut กับ Pipe-Jacking เป็นสายขนาด 2x400 sq.mm.Cu

เพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย A

จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 6 สายป้อน
ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 10.62 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 7.43 km ราคา 7 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 17.35 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

เพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย B

จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 6 สายป้อน
ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 4.14 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 2.9 km ราคา 7 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 6.76 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

เพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย C

จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 2 สายป้อน

ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 5.34 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 3.74 km ราคา 7 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 8.72 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

สร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในสถานีไฟฟ้าย่อย D

จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 14 สายป้อน

ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 18.09 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 2.01 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

กำหนดให้ค่า Power Factor กับ Diversity Factor ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยเป็น

สถานีไฟฟ้าย่อย A จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.982 และ D.F. เท่ากับ 1.193

สถานีไฟฟ้าย่อย B จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.920 และ D.F. เท่ากับ 1.193

สถานีไฟฟ้าย่อย C จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.935 และ D.F. เท่ากับ 1.325

สถานีไฟฟ้าย่อย D จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.982 และ D.F. เท่ากับ 1.193

กำหนด	Coin. Load(MW)	
	ปีก่อนเริ่มทำโรงการ (-1)	ปีที่เริ่มทำโครงการ (0)
A	67	64
B	90	92
C	40	33
D	0	45

กำหนด	การพยากรณ์โหลดโดยเฉลี่ย(Growth.AVG)
แผนที่ 1 ตั้งแต่ปี 2555-2559	0.031
แผนที่ 2 ตั้งแต่ปี 2560-2564	0.024
แผนที่ 3 ตั้งแต่ปี 2565-2569	0.065
แผนที่ 4 ตั้งแต่ปี 2570-2573	0.052

กำหนดให้อัตราลดค่า (Discount Rate) = 10% = 0.1

ตารางที่ 4.1 ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย D ในทางเลือกที่ 1

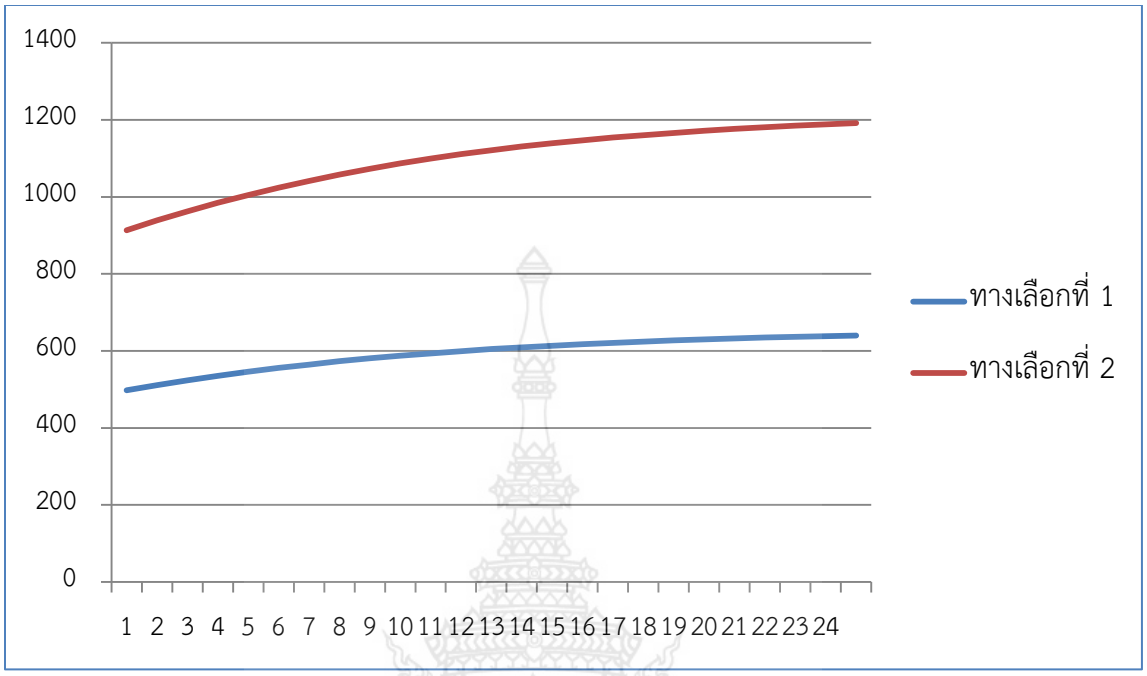
Year	Load (MVA)	Cost (MB) ทางเลือกที่ 1			
		Invest	Maintenance	Loss	Total
0	43.70	482.86	14.49	0.42	497.77
1	48.45	-	14.49	0.51	15.00
2	53.72	-	14.49	0.63	15.12
3	59.56	-	14.49	0.78	15.26
4	66.03	-	14.49	0.96	15.44
5	73.21	-	14.49	1.18	15.66
6	81.17	-	14.49	1.45	15.93
7	90.00	-	14.49	1.78	16.26
8	90.00	-	14.49	1.78	16.26
9	90.00	-	14.49	1.78	16.26
10	90.00	-	14.49	1.78	16.26
11	90.00	-	14.49	1.78	16.26
12	90.00	-	14.49	1.78	16.26
13	90.00	-	14.49	1.78	16.26
14	90.00	-	14.49	1.78	16.26
15	90.00	-	14.49	1.78	16.26
16	90.00	-	14.49	1.78	16.26
17	90.00	-	14.49	1.78	16.26
18	90.00	-	14.49	1.78	16.26
19	90.00	-	14.49	1.78	16.26
20	90.00	-	14.49	1.78	16.26
21	90.00	-	14.49	1.78	16.26
22	90.00	-	14.49	1.78	16.26
23	90.00	-	14.49	1.78	16.26
24	90.00	-	14.49	1.78	16.26

ตารางที่ 4.2 ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ในทางเลือกที่ 2

Year	Load (MVA)	Cost (MB) ทางเลือกที่ 2			
		Invest	Maintenance	Loss	Total
0	43.70	885.09	26.55	1.40	913.03
1	48.45	-	26.55	1.72	28.27
2	53.72	-	26.55	2.11	28.66
3	59.56	-	26.55	2.59	29.15
4	66.03	-	26.55	3.19	29.74
5	73.21	-	26.55	3.92	30.47
6	81.17	-	26.55	4.82	31.37
7	90.00	-	26.55	5.92	32.48
8	90.00	-	26.55	5.92	32.48
9	90.00	-	26.55	5.92	32.48
10	90.00	-	26.55	5.92	32.48
11	90.00	-	26.55	5.92	32.48
12	90.00	-	26.55	5.92	32.48
13	90.00	-	26.55	5.92	32.48
14	90.00	-	26.55	5.92	32.48
15	90.00	-	26.55	5.92	32.48
16	90.00	-	26.55	5.92	32.48
17	90.00	-	26.55	5.92	32.48
18	90.00	-	26.55	5.92	32.48
19	90.00	-	26.55	5.92	32.48
20	90.00	-	26.55	5.92	32.48
21	90.00	-	26.55	5.92	32.48
22	90.00	-	26.55	5.92	32.48
23	90.00	-	26.55	5.92	32.48
24	90.00	-	26.55	5.92	32.48

ตารางที่ 4.3 ตารางแสดงการเปรียบเทียบราคาของทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2

Year	Present Value ทางเลือกที่ 1		Present Value ทางเลือกที่ 2		Difference
	PV	Acc.PV	PV	Acc.PV	PV (2)-(1)
0	497.77	497.77	913.03	913.03	415.27
1	13.64	511.41	25.70	938.73	427.33
2	12.49	523.90	23.69	962.42	438.52
3	11.47	535.37	21.90	984.32	448.95
4	10.55	545.92	20.31	1,004.63	458.72
5	9.72	555.64	18.92	1,023.55	467.91
6	8.99	564.63	17.71	1,041.26	476.63
7	8.35	572.98	16.67	1,057.93	484.95
8	7.59	580.57	15.15	1,073.08	492.51
9	6.90	587.46	13.77	1,086.85	499.39
10	6.27	593.73	12.52	1,099.37	505.64
11	5.70	599.43	11.38	1,110.75	511.32
12	5.18	604.61	10.35	1,121.10	516.49
13	4.71	609.33	9.41	1,130.51	521.18
14	4.28	613.61	8.55	1,139.06	525.45
15	3.89	617.50	7.77	1,146.83	529.33
16	3.54	621.04	7.07	1,153.90	532.86
17	3.22	624.26	6.43	1,160.33	536.07
18	2.93	627.18	5.84	1,166.17	538.99
19	2.66	629.84	5.31	1,171.48	541.64
20	2.42	632.26	4.83	1,176.31	544.05
21	2.20	634.46	4.39	1,180.69	546.24
22	2.00	636.45	3.99	1,184.68	548.23
23	1.82	638.27	3.63	1,188.31	550.04
24	1.65	639.92	3.30	1,191.61	551.69



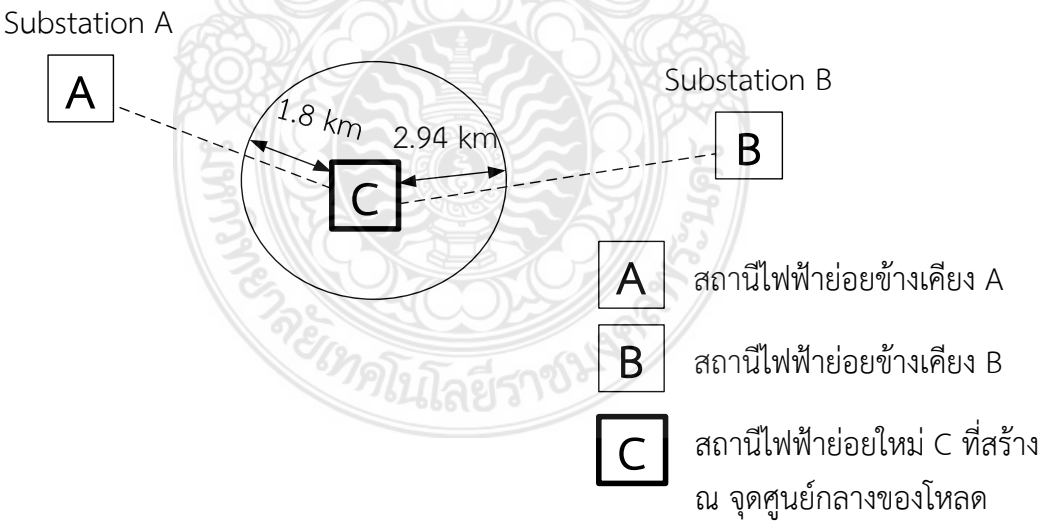
รูปที่ 4.5 กราฟเปรียบเทียบราคาในทางเลือกที่ 1 กับ 2

ซึ่งในที่นี้ แกน x จะเป็นระยะเวลา (ปี) ส่วนในแกน y จะเป็นราคา (ล้านบาท)

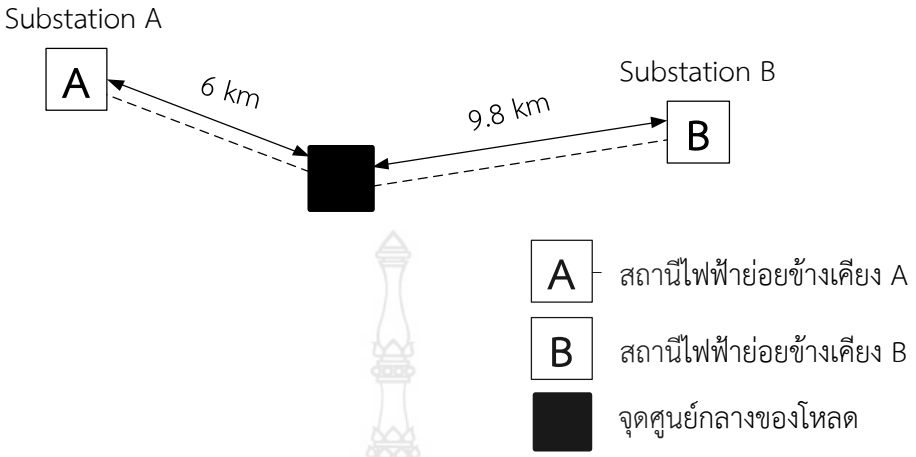
4.2.2 Case 2

รูปที่ 4.6 แสดงตำแหน่งที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่และสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียงที่เพิ่มขนาด

รูปที่ 4.7 ขยายส่วนพื้นที่ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อย



รูปที่ 4.8 ทางเลือกที่ 1 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ ณ จุดศูนย์กลางโหลด



รูปที่ 4.9 ทางเลือกที่ 2 การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

4.2.2.1 การกำหนดค่าของพารามิเตอร์และการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนในการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม

กำหนด	ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมที่จะขยายขนาด-ถึงจุดศูนย์กลางโหลด Di (km)	ระยะทางจากสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่-ออกไปสถานีไฟฟ้าย่อยเดิมเป็นระยะทาง 30% Yi (km)
A	6.0	1.8
B	9.8	2.94

กำหนด	Capacity(MVA)		
	หม้อแปลงเดิม(MVA)	หม้อแปลงที่เพิ่ม(MVA)	ราคาหม้อแปลงที่เพิ่ม(MB)
A	2 x 60	1 x 60	110
B	3 x 60	1 x 60	110
C	-	2 x 60	200

กำหนดให้สายส่งย่อย Over-Head กับ Duct-Bank เป็นสายขนาด 2x400 sq.mm.Cu และกำหนดให้สายส่งย่อย Open-Cut กับ Pipe-Jacking เป็นสายขนาด 2x800 sq.mm.Cu

สร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในสถานีไฟฟ้าย่อย C
ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 17 km ราคา 5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 7 km ราคา 35 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 3 km ราคา 43.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการดันท่อร้อยสายใต้ดิน Pipe-Jacking ระยะ 2 km ราคา 53.2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

กำหนดให้สายป้อน Over-Head กับ Duct-Bank เป็นสายขนาด 2x185 sq.mm.Cu และกำหนดให้สายป้อน Open-Cut กับ Pipe-Jacking เป็นสายขนาด 2x400 sq.mm.Cu

เพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย A
จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 7 สายป้อน
ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 12.6 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 8.82 km ราคา 7 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 20.58 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

เพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย B
จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 7 สายป้อน
ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 20.58 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างท่อร้อยสายในคอนกรีต Duct-Bank ระยะ 14.41 km ราคา 7 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 33.61 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

สร้างสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ในสถานีไฟฟ้าย่อย C
จำนวนสายป้อน Feeder เท่ากับ 14 สายป้อน
ก่อสร้างสายส่ง Over-Head ระยะ 29.86 km ราคา 2 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร
ก่อสร้างการขุดเปิดหน้าดิน Open-Cut ระยะ 3.32 km ราคา 8.5 ล้านบาทต่อระยะทาง 1 กิโลเมตร

กำหนดให้ค่า Power Factor กับ Diversity Factor ของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยเป็น

สถานีไฟฟ้าย่อย A จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.982 และ D.F. เท่ากับ 1.193

สถานีไฟฟ้าย่อย B จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.920 และ D.F. เท่ากับ 1.193

สถานีไฟฟ้าย่อย C จะมี P.F. โดยเฉลี่ยเท่ากับ 0.982 และ D.F. เท่ากับ 1.193

กำหนด	Coin.Load(MW)	
	ปีก่อนเริ่มทำโรงการ (-1)	ปีที่เริ่มทำโครงการ (0)
A	67	64
B	90	92
C	0	45

กำหนด	การพยากรณ์โหลดโดยเฉลี่ย(Growth.AVG)
แผนที่ 1 ตั้งแต่ปี 2555-2559	0.031
แผนที่ 2 ตั้งแต่ปี 2560-2564	0.024
แผนที่ 3 ตั้งแต่ปี 2565-2569	0.065
แผนที่ 4 ตั้งแต่ปี 2570-2573	0.052

กำหนดให้อัตราลดค่า (Discount Rate) = 10% = 0.1

ตารางที่ 4.4 ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย C ในทางเลือกที่ 1

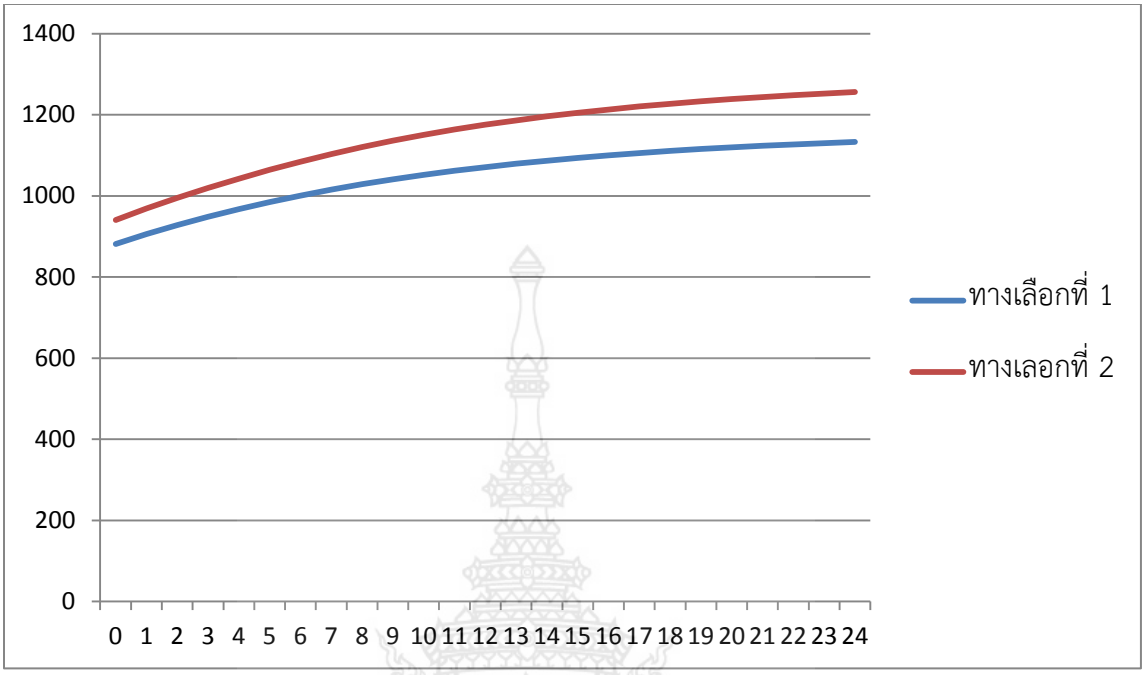
Year	Load (MVA)	Cost (MB) ทางเลือกที่ 1			
		Invest	Maintenance	Loss	Total
0	53.62	854.82	25.64	1.04	881.51
1	57.74	-	25.64	1.21	26.85
2	62.17	-	25.64	1.40	27.04
3	66.94	-	25.64	1.62	27.27
4	72.08	-	25.64	1.88	27.53
5	77.62	-	25.64	2.18	27.83
6	83.58	-	25.64	2.53	28.17
7	90.00	-	25.64	2.93	28.58
8	90.00	-	25.64	2.93	28.58
9	90.00	-	25.64	2.93	28.58
10	90.00	-	25.64	2.93	28.58
11	90.00	-	25.64	2.93	28.58
12	90.00	-	25.64	2.93	28.58
13	90.00	-	25.64	2.93	28.58
14	90.00	-	25.64	2.93	28.58
15	90.00	-	25.64	2.93	28.58
16	90.00	-	25.64	2.93	28.58
17	90.00	-	25.64	2.93	28.58
18	90.00	-	25.64	2.93	28.58
19	90.00	-	25.64	2.93	28.58
20	90.00	-	25.64	2.93	28.58
21	90.00	-	25.64	2.93	28.58
22	90.00	-	25.64	2.93	28.58
23	90.00	-	25.64	2.93	28.58
24	90.00	-	25.64	2.93	28.58

ตารางที่ 4.5 ตารางแสดงข้อมูลของค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ในทางเลือกที่ 2

Year	Load (MVA)	Cost (MB) ทางเลือกที่ 2			
		Invest	Maintenance	Loss	Total
0	53.62	909.59	27.29	3.47	940.35
1	57.74	-	27.29	4.02	31.31
2	62.17	-	27.29	4.67	31.95
3	66.94	-	27.29	5.41	32.70
4	72.08	-	27.29	6.27	33.56
5	77.62	-	27.29	7.27	34.56
6	83.58	-	27.29	8.43	35.72
7	90.00	-	27.29	9.78	37.07
8	90.00	-	27.29	9.78	37.07
9	90.00	-	27.29	9.78	37.07
10	90.00	-	27.29	9.78	37.07
11	90.00	-	27.29	9.78	37.07
12	90.00	-	27.29	9.78	37.07
13	90.00	-	27.29	9.78	37.07
14	90.00	-	27.29	9.78	37.07
15	90.00	-	27.29	9.78	37.07
16	90.00	-	27.29	9.78	37.07
17	90.00	-	27.29	9.78	37.07
18	90.00	-	27.29	9.78	37.07
19	90.00	-	27.29	9.78	37.07
20	90.00	-	27.29	9.78	37.07
21	90.00	-	27.29	9.78	37.07
22	90.00	-	27.29	9.78	37.07
23	90.00	-	27.29	9.78	37.07
24	90.00	-	27.29	9.78	37.07

ตารางที่ 4.6 ตารางแสดงการเปรียบเทียบราคาของทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2

Year	Present Value ทางเลือกที่ 1		Present Value ทางเลือกที่ 2		Difference
	PV	Acc.PV	PV	Acc.PV	PV (2)-(1)
0	881.51	881.51	940.35	940.35	58.84
1	24.41	905.92	28.47	968.81	62.90
2	22.35	928.27	26.41	995.22	66.95
3	20.49	948.75	24.57	1,019.79	71.03
4	18.80	967.55	22.92	1,042.71	75.16
5	17.28	984.83	21.46	1,064.17	79.34
6	15.90	1,000.74	20.16	1,084.33	83.60
7	14.67	1,015.40	19.02	1,103.35	87.95
8	13.33	1,028.73	17.29	1,120.64	91.91
9	12.12	1,040.85	15.72	1,136.36	95.51
10	11.02	1,051.87	14.29	1,150.65	98.78
11	10.02	1,061.89	12.99	1,163.65	101.76
12	9.11	1,070.99	11.81	1,175.46	104.46
13	8.28	1,079.27	10.74	1,186.19	106.92
14	7.53	1,086.80	9.76	1,195.95	109.16
15	6.84	1,093.64	8.87	1,204.83	111.19
16	6.22	1,099.86	8.07	1,212.89	113.03
17	5.65	1,105.51	7.33	1,220.23	114.71
18	5.14	1,110.65	6.67	1,226.89	116.24
19	4.67	1,115.32	6.06	1,232.95	117.63
20	4.25	1,119.57	5.51	1,238.46	118.89
21	3.86	1,123.43	5.01	1,243.47	120.04
22	3.51	1,126.94	4.55	1,248.02	121.08
23	3.19	1,130.14	4.14	1,252.16	122.03
24	2.90	1,133.04	3.76	1,255.93	122.89



รูปที่ 4.10 กราฟเปรียบเทียบราคาในทางเลือกที่ 1 กับ 2

ซึ่งในที่นี้ แกน x จะเป็นระยะเวลา (ปี) ส่วนในแกน y จะเป็นราคา (ล้านบาท)

บทที่ 5
สรุปผล

5.1 สรุปผล

ในการวิจัยเรื่องการวางแผนประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับสถานีจำหน่ายไฟฟ้าย่อย กรณีศึกษาเป็นเขตพื้นที่การให้บริการของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งเป็นการนำเอาข้อมูลจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System : GIS) เข้ามาประยุกต์ใช้ โดยการนำ GIS มาใช้ในขั้นตอนการวางแผนระบบไฟฟ้าเป็นการเตรียมความถูกต้องที่เกิดจากการลงทุนของแต่ละทางเลือกเพื่อเป็นการป้องกันปัญหาภาระโหลดเกิน (Overload) จนไม่สามารถรองรับความต้องใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นเนื่องจากอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ ดังนั้น GIS จึงถูกนำมาช่วยในการวางแผนขยายสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อที่จะใช้ในการหาตำแหน่ง ณ จุดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้น และเป็นการบอกขอบเขตการจ่ายไฟของสถานีที่เหมาะสม ซึ่งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นจะถูกแบ่งออกโดยทางเลือกที่ 1 หรือ 2 คือ ทางเลือกที่ 1 จะเป็นการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ ณ จุดศูนย์กลางของความต้องการใช้ไฟฟ้า และเพิ่มขนาดของสายป้อนหรือ ทางเลือกที่ 2 การเพิ่มขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งเดิม โดยทำการเพิ่มกำลังไฟฟ้า บริเวณสถานีไฟฟ้าย่อยข้างเคียง และเพิ่มขนาดของสายป้อน โดยทั้งนี้จะเป็นการทำเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นทั้งในปัจจุบันและในอนาคตนั่นเอง ซึ่งการวิจัยในครั้งนี้เป็นการวิจัยที่สามารถช่วยลดต้นทุนในการก่อสร้างของแต่ละทางเลือกให้อยู่ในระดับที่สามารถใช้ต้นทุนให้น้อยที่สุดแต่ยังคงไว้ซึ่งประสิทธิภาพที่ดีอย่างเดิมนั่นเอง

จากกรณีศึกษาใน Case ที่ 1 และ 2 จะเป็นการเปรียบเทียบระหว่างการก่อสร้างของทั้ง 2 ทางเลือก ซึ่งจะได้ข้อสรุปดังนี้

5.1.1 Case 1

จากผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ พบว่ามีความคุ้มทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย D ขึ้นมาใหม่ โดยเมื่อคิดอัตราลดค่า (Discount Rate) ที่ 10% จะมีความคุ้มทุนอยู่ในช่วงปีที่ 0 หรือปีที่เริ่มก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั่นเอง ซึ่งจะมีจุดคุ้มทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย D มากกว่าขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม อยู่ 415.27 ล้านบาท ส่วนพลังงานที่สูญเสียคิดในเวลา 25 ปี ในทางเลือกที่ 1 จะมีค่าพลังงานสูญเสียน้อยกว่าทางเลือกที่ 2 อยู่ถึง 28.98 ล้านบาท

5.1.2 Case 2

จากผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ พบว่ามีความคุ้มทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย C ขึ้นมาใหม่ โดยเมื่อคิดอัตราลดค่า (Discount Rate) ที่ 10% จะมีความคุ้มทุนอยู่ในช่วงปีที่ 0 หรือปีที่เริ่มก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั่นเอง ซึ่งจะมีจุดคุ้มทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย C ใหม่มากกว่าขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม อยู่ 58.84 ล้านบาท ส่วนพลังงานที่สูญเสียคิดในเวลา 25 ปี ในทางเลือกที่ 1 จะมีค่าพลังงานสูญเสียน้อยกว่าทางเลือกที่ 2 อยู่ถึง 51.71 ล้านบาท

ในการเลือกขนาดและตำแหน่งในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยโดยส่วนใหญ่แล้วสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นจะต้องคำนึงถึงขนาดและตำแหน่งของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นก่อน โดยเฉพาะตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นมีความสำคัญต่อค่าใช้จ่ายเป็นอย่างมากเนื่องจากพื้นที่ให้บริการของการไฟฟ้านครหลวงนั้นจะเป็นพื้นที่ในเมืองเป็นส่วนใหญ่ จึงทำให้ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ มีราคาที่เพิ่มขึ้นตามไปด้วย ไม่ว่าจะเป็น ค่าก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย สายป้อน ค่าก่อสร้างสายส่ง ค่าพลังงานสูญเสีย และค่าที่ดิน เป็นต้น

บรรณานุกรม

[1] Z. Quan and et al., "GIS based distribution system spatial load forecasting and the optimal planning of substation location and capacity," in Proc. of IEEE Conf. on Power System Technology vol. 2 pp. 885-889, 10 December 2002.

[2] A. Phayomhom and et al., "Application of GIS to Distribution SubstationPlanning: Case Study of Metropolitan Electricity Authority," PEA-AIT International Conference on Energy and Sustainable Development. 2-4 June 2010.

[3] J. Almeida and et al., "Web Platform Architecture to Support the Geographic Information System of the University of Trás-os-Montes and Alto Douro Campus," in Proc. of IEEE Conf. on New Trends in Information and Service Science, pp. 1112-1117, 25 September 2011.

[4] R. Kasturi and et al., "Map data processing in geographic information systems," in Proc. of IEEE Conf. Computer Society On Computer, pp. 10-21, 6 August 2002.

[5] C. Yangyuenbangchan and J. Thamjaroen, "GIS Application to Reliability in Metropolitan Electricity Authority," in Proc. of Conf. of 21st Meeting of the General Planning Managers of Southeast and Northeast Asian Power Utilitys Conference Malaysia, 30 November-2 December 2005.

[6] B. E. Mennecke and M. D. Crossland, "Geographic information systems: applications and research opportunities for information systems researchers," in Proc. of IEEE Conf. The Twenty-Ninth Hawaii International Conference on System Sciences. pp. 537-546, 6 August 2001.

[7] A. K. Menon, P. Jayaprakash and P. V. Usha, "Design of a geographic information system using OPS5," in Proc. of IEEE Conf. on Geoscience and Remote Sensing Symposium. pp. 408-410, 6 August 2001.

[8] F. T. Fonseca and M. J. Egenhofer, "Knowledge Sharing in geographic information systems," in Proc. of IEEE Conf. on Knowledge and Data Engineering Exchange, pp. 85-90, 6 August 2001.

[9] W. J. Denton and D. N. Reps, "Distribution Substation and Primary Feeder Planning," IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, pp. 484-499, 7 May 2008.

[10]L. Zhou and et al., "Study on the practical spatial load forcasting based on geographic information system," China in Proc. of IEEE Conf. on Electricity Distribution, pp. 1-4, 21 May 2009.

[11]S. Sachdeva and C. M. Verma, "Load Forecasting using Fuzzy Methods," Indai in Proc. of IEEE Conf. on Power System Technology, pp. 1-4, 9 January 2009.

[12]G. Kjolle, L. Rolfseng and E. Dahl, "The economic aspect of reliability in distribution system planning," IEEE Transactions on Power Delivery, 6 august 2001.

[13]"Planning for Effective Distribution," IEEE Power and Energy Magazine, pp.54-62, 19 December 2002.

[14]รัตติยา ยุทธวิชยานนท์. "**การประยุกต์ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายสายส่ง**". (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, ๒๕๔๙).

[15]โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ. **การผลิต การส่งและการจ่ายไฟฟ้า**. กรุงเทพ ฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น, ๒๕๔๐.

[16]วัฒนา ถาวร. **โรงต้นกำลังไฟฟ้า**. กรุงเทพ ฯ : สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น), ๒๕๕๑.

[17]มงคล ทองสงคราม. **การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า**. กรุงเทพ ฯ : รายการพิมพ์, ๒๕๓๕.

[18]ชัด อินทะสี. **การส่งและจ่ายกำลังไฟฟ้า**. กรุงเทพ ฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น, ๒๕๕๔.

[19]ชวลิต ดำรงรัตน์. **การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เล่ม 1.** กรุงเทพ ฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น, ๒๕๔๑.

ภาคผนวก ก

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์
บทความวิชาการที่ตีพิมพ์ในการประชุมวิชาการระดับชาติ

1. คมสันต์ คมรัตนปัญญา อดิศักดิ์ วิริยกรรม และนัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ “การวางแผนระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ที่ดีที่สุดสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย”

การวางแผนระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ที่ดีที่สุดสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย

Geographic Information System Optimal Planning for Distribution Substation

คมสันต์ คมรัตนปัญญา อดิศักดิ์ วิริยกรรม และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
1381 ถนนพิบูลสงคราม แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร 10800 โทรศัพท์: 02-913-2424 ต่อ 150 โทรสาร: 02-913-2424 ต่อ 151
E-mail: km.komsan@gmail.com, nattachote@ieee.org

บทคัดย่อ

บทความวิชาการฉบับนี้นำเสนอเกี่ยวกับการวางแผนระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ที่ดีที่สุดสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย วัตถุประสงค์หลักคือ ความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยการวางแผนรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและในอนาคต อีกทั้งยังเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบจัดจำหน่าย โดยวิธีการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยขึ้นมาใหม่หรือการขยายพื้นที่สถานีไฟฟ้าย่อยเดิม ฯลฯ จากข้อมูลข้างต้นที่กล่าวมาจึงจำเป็นต้องหาข้อมูลด้วยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ โดยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ คือ กระบวนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลเชิงพื้นที่ด้วยระบบคอมพิวเตอร์ ที่ใช้กำหนดข้อมูลสารสนเทศที่มีประโยชน์และความสัมพันธ์กับตำแหน่งเชิงพื้นที่ เช่น ที่อยู่อาศัย บ้านเลขที่ สถานที่ เส้นรุ้งและเส้นแวง โดยระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จะประกอบไปด้วยเครื่องมือที่สามารถทำการรวบรวม การจัดเก็บ การดึงข้อมูล การจัดการ การวิเคราะห์ และแสดงผลของข้อมูลเชิงพื้นที่ตามวัตถุประสงค์ของผู้ใช้ จึงทำให้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เป็นสาธารณูปโภคที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนโครงการสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย

คำสำคัญ: ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย ดัชนีความน่าเชื่อถือ การวางแผนระบบจำหน่าย การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ

1. บทนำ

ด้วยการพัฒนาเทคโนโลยีในปัจจุบันที่เป็นไปอย่างรวดเร็วจึงอาจส่งผลทำให้เกิดการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นของผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันและในอนาคต ซึ่งอาจส่งผลทำให้เกิดความขัดข้องของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า โดยผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณต้นสายอาจไม่เกิดข้อผิดพลาดอันเนื่องจากบริเวณดังกล่าวอยู่ใกล้กับสถานีส่งจ่ายจึงทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าต้นสายไม่เกิดปัญหาแรงดันตก แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ปลายสาย อาจเกิดข้อผิดพลาดอันเนื่องจาก แรงดันไฟฟ้าที่ตกลงตามระยะทางของผู้ใช้ไฟฟ้า จึงอาจทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปลายสายมีแรงดันไฟฟ้าในการใช้งานไม่เพียงพอต่อความต้องการ ดังนั้นจึงได้มีการวางแผนเพื่อหาทางรับมือกับปัญหาที่จะเกิดขึ้นในอนาคตด้วยวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยหรือสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มขึ้นมา โดยการใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เข้ามามีส่วนร่วมในการช่วยแก้ไขปัญหาดังกล่าว [1]

2. ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ คือ กระบวนการการทำงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลเชิงพื้นที่ด้วยระบบคอมพิวเตอร์ที่ใช้กำหนดข้อมูลสารสนเทศที่มีประโยชน์ เพื่อนำมาใช้ตัดสินใจในการแก้ปัญหา [3]-[5]

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จะประกอบด้วยชุดของเครื่องมือที่สามารถทำการรวบรวม การจัดเก็บ การดึงข้อมูล การจัดการและการวิเคราะห์ และยังแสดงผลของข้อมูลเชิงพื้นที่ตามวัตถุประสงค์ของผู้ใช้ นอกเหนือจากนี้ข้อมูลเชิงพื้นที่ยังเชื่อมโยงถึงกัน จึงทำให้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สามารถวิเคราะห์การแสดงความเปลี่ยนแปลงการเป็นอิสระต่อช่วงเวลาในระบบ ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จึงเป็นสาธารณูปโภคที่มีประโยชน์สำหรับการวางแผนโครงการก่อสร้างของการไฟฟ้า แม่น้ำ ทางหลวงหรือถนน [2], [6], [7]

แต่เดิมการแลกเปลี่ยนข้อมูลทางภูมิศาสตร์สามารถทำได้โดยการส่งข้อมูลทางไปรษณีย์หรือการเก็บข้อมูลด้วยตนเองแต่ในปัจจุบันข้อมูลเหล่านี้ถูกเก็บรวบรวมไว้ด้วยเว็บไซต์ต่างๆที่เชื่อมต่อถึงกันทั่วโลก จึงทำให้การหาข้อมูลเหล่านี้สามารถทำได้โดยง่าย ดังนั้นนี่จึงเป็นเหตุผลที่ทำให้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เป็นระบบที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย [8]

3. ประโยชน์ของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ประโยชน์ของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ คือ ข้อมูลรูปแบบที่ได้รับและสามารถประมวลผลทางคอมพิวเตอร์ได้ เช่น สถานที่ ที่อยู่ แผนที่ บ้านเลขที่ เบอร์โทรศัพท์ติดต่อ ข้อมูลผู้ใช้งาน การวางแผนการใช้ทรัพยากรในการผลิต การวิเคราะห์ความพร้อมของวัตถุดิบและแรงงาน รวมถึงความต้องการของประชากรในแต่ละพื้นที่จากข้อมูลพื้นฐาน ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อสถานีไฟฟ้าเป็นอย่างมากเนื่องจาก การแก้ปัญหาหรือการให้บริการต่อผู้ใช้งาน ไม่ว่าจะเป็นเหตุขัดข้องในด้านไฟฟ้า น้ำ หรือการคมนาคม [2]-[8]

4. ขั้นตอนการวางแผน

ในอดีต สถานที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายถูกเลือกโดยขึ้นอยู่กับประสบการณ์ของผู้วางแผนและความสามารถในการรับ

กระแสไฟฟ้าของสายป้อน ถึงแม้ว่าวิธีการนี้จะได้ผลที่น่าพอใจก็ไม่สามารถประเมินความน่าเชื่อถือของระบบและอาจจะไม่ให้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดหรือใกล้เคียงที่สุดในการลงทุนทางเศรษฐกิจ [2] แต่อย่างไรก็ตาม ในขั้นตอนการวางแผนมักจะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายของการสูญเสียพลังงานและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา [13] ในบทความนี้จึงเป็นวิธีการใหม่ที่สามารถให้ผลลัพธ์ในการวางแผนที่ถูกต้อง ดังนั้นการวางแผนการจัดจำหน่ายจึงประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

4.1. การพยากรณ์โหลด

การพยากรณ์โหลดเป็นขั้นตอนแรกในการวางแผนการขยายระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ จะถูกใช้สำหรับการประเมินแนวโน้มการเจริญเติบโตของการใช้ไฟฟ้า [2] การพยากรณ์เชิงพื้นที่ที่เกี่ยวข้องกับโหลดจำนวนมากของข้อมูลเชิงพื้นที่ ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สามารถให้บริการของการเก็บรวบรวมข้อมูลได้และการคาดการณ์ผลประกอบการสำหรับการพยากรณ์โหลดเชิงพื้นที่และสามารถคำนวณได้โดยใช้ข้อมูลของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ [10] การประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เพื่อพยากรณ์โหลดเชิงพื้นที่สามารถลดปริมาณของการเก็บรวบรวมข้อมูล ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์จึงเป็นสิ่งที่สามารถเข้ามาช่วยเหลือในการเก็บรวบรวมข้อมูล [1], [17]

เทคนิคในการพยากรณ์โหลดสามารถแบ่งออกเป็นสามรูปแบบคือ 1. การพยากรณ์โหลดระยะสั้น เป็นชั่วโมงหรือเป็นวันหรือเป็นสัปดาห์ 2. การพยากรณ์โหลดระยะกลาง จะเริ่มตั้งแต่เป็นเดือนจนถึงเป็นปี 3. การพยากรณ์โหลดระยะยาว เริ่มตั้งแต่หนึ่งปีจนถึงสิบปี อย่างไรก็ตามทั้งสามวิธีก็มีประโยชน์ในการทำงานที่แตกต่างกันออกไปแล้วแต่ข้อกำหนดที่ใช้ [11], [17]

4.2. การระบุบริเวณที่ไม่รองรับโหลด

พื้นที่ที่ไม่รองรับโหลดจะถูกระบุโดยปัจจัยที่ใช้ประโยชน์จากการคำนวณโดยปัจจัยที่ใช้ (Utilization Factor: UF) จะแสดงความสามารถของอุปกรณ์ไฟฟ้าว่าดีอย่างไร ถ้าหากค่าเฉลี่ยปัจจัยการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงของสถานีส่งจ่ายบริเวณใกล้เคียงเกินกว่า 70% ก็ควรจะขยายสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย [2]

4.3. ทางเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยจัดจำหน่าย

ทางเลือกสถานที่ก่อสร้างของสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายเพื่อตอบสนองความต้องการสูงสุดในอนาคตจะเป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้บ่อยเนื่องจากการเจริญเติบโตของโหลดในปัจจุบันมีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นตลอดเวลา ซึ่งเวลาเป็นปัจจัยที่สำคัญที่มีความไม่แน่นอนสูง จึงทำให้มีความจำเป็นที่จะต้องเพิ่มกำลังในการผลิตเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอต่อความต้องการ[12] ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อให้สามารถเลือกแผนการที่เหมาะสมที่สุดในการก่อสร้างสถานีเพิ่มเติม เช่น ตำแหน่งหรือการทำงานของโหลด โดยจะประกอบไปด้วยสองทางเลือกดังต่อไปนี้ [2] ทางเลือกที่ 1. การสร้างสถานีไฟฟ้าใหม่ในศูนย์กลางของโหลดกับสายป้อนขาออก ทางเลือกที่ 2. การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมโดยการเพิ่มหม้อแปลงไฟฟ้าขึ้นมาใหม่และเพิ่มสายป้อนขาออก

สถานที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าย่อยใหม่ที่จะถูกกำหนดโดยกฎเส้นแบ่งครึ่งตั้งฉาก แนวคิดที่อยู่เบื้องหลังของกฎนี้คือ "การอยู่ใกล้" กับผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก กฎนี้นำไปประยุกต์กับแผนที่ในพื้นที่ที่ให้บริการ ซึ่งประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

ก.วาดเส้นตรงระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยที่เสนอและเพื่อนบ้านของแต่ละคน

ข.แบ่งครึ่งให้ตั้งฉากกันของแต่ละเส้น (เช่นแบ่งในสองสายที่ตัดกันที่เก้าสิบองศา)

ค.การตั้งค่าเส้นแบ่งครึ่งตั้งฉากทุกเส้นรอบๆ สถานีย่อยไฟฟ้าจะเป็นผลการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเขตที่ให้บริการนั้น [2]

4.4. การประเมินผล

ทางเลือกการวางแผนการขยายตัวของแต่ละทางจะถูกเลือกโดยเป็นธรรมบนพื้นฐานของเศรษฐกิจที่ดี ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับโครงการแต่ละโครงการคือค่าใช้จ่ายการลงทุน, ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน, การบำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายของการสูญเสียพลังงาน [2]

4.4.1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนประกอบด้วยการทำระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ของหม้อแปลงไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ภายในสถานีที่มีสายส่งและสายป้อนทั้งในสายเคเบิลบนดินและในสายเคเบิลใต้ดินและรวมถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์โดยคิดเป็น 3% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุน [2], [13], [17]

4.4.2. การคำนวณพลังงานที่สูญเสีย

การสูญเสียพลังงานในปีที่ k สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$E_k = L_k \times F_{LS} \times T \qquad (1)$$

โดย E_k คือ พลังงานที่สูญเสีย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

L_k คือ กำลังการสูญเสีย (กิโลวัตต์)

F_{LS} คือ แฟกเตอร์ที่สูญเสีย

T คือ 8,760 (ชั่วโมง-ปี)

ลดการสูญเสียพลังงานในปีที่ k^{th} เนื่องจากการก่อสร้างสถานีย่อยไฟฟ้าใหม่

$$E_{kR} = E_{k2} - E_{k1} \quad (2)$$

โดย E_{kR} คือ การลดการสูญเสียพลังงาน (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

E_{k2} คือ พลังงานที่สูญเสียสำหรับสถานีใหม่ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

E_{k1} คือ พลังงานที่สูญเสียสำหรับขยายสถานี (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

4.4.3. การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ

การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจที่จะมาขยายโครงการของแต่ละโครงการโดยให้ใช้มูลของค่าปัจจุบันสุทธิในการคำนวณ [2]

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+t)^t} \quad (3)$$

โดย NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท)

CF_t คือ กระแสเงินสุทธิในช่วงเวลา t

i คือ อัตราลดค่า

t คือ จำนวนปี

n คือ อายุของโครงการ

4.5. ดัชนีความน่าเชื่อถือ

ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าเกิดการขัดข้อง (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) คือ การวัดจำนวนความถี่ของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่ไฟฟ้าเกิดการขัดข้องตามระยะเวลาที่กำหนด [14], [15] ในระบบของการไฟฟ้านครหลวง ถ้ากำลังไฟฟ้าเกิดขัดข้องมากกว่า 1 นาที จะเป็นไฟฟ้าขัดข้องแบบยั่งยืน ถูกกำหนดโดย [2]

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Total Number of Customer Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Service}} \quad (4)$$

ดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าที่เกิดการขัดข้อง (System Average Interruption Duration Index: SADI) โดยขึ้นอยู่กับการวัดระยะเวลาของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่ไฟฟ้าเกิดการขัดข้องตามระยะเวลาที่กำหนด ในกรณีนี้จะกำหนดระยะเวลา 1 ปี ถูกกำหนดโดย [2], [15]

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Total Customer Interruptions Durations}}{\text{Total Number of Customers Service}} \quad (5)$$

ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าเกิดการกระพริบ (Momentary Average Interruption Frequency Index: MAIFI) คือ การวัดจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าเกิดการขัดข้องขึ้นของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยที่ระยะเวลาที่กำหนด ถ้ากำลังไฟฟ้าขัดข้องภายใน 1 นาที จะเป็นไฟฟ้าขัดข้องแบบกระพริบ ถูกกำหนดโดย [2], [14]

$$\text{MAIFI} = \frac{\text{Total Number of Customer Momentary Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Service}} \quad (6)$$

จากสมการทั้งสามที่กล่าวมาข้างต้น(4)-(6)จำเป็นต้องมีจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อไปถึงสายป้อน แต่ในทางปฏิบัติจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อไปถึงสายป้อนไม่สามารถนำมาใช้ได้โดยตรง เนื่องจากการระบุจำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ ด้วยเหตุนี้จำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าจึงต้องมีการประมาณการแทน ดังนั้นจึงทำให้ค่าดัชนีมีการบิดเบือนไปจากข้อมูลที่แท้จริง โดยดัชนีทั้งสามตัวนี้จะทำการวัดการดำเนินการที่มีประโยชน์และถูกใช้เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการวัดผลการดำเนินงานในระดับองค์กร เช่น การไฟฟ้านครหลวง [2], [16]

5. สรุป

จากการศึกษาการวางแผนขยายสถานีไฟฟ้าย่อยจะได้ว่า การเจริญเติบโตของโหลดในปัจจุบันมีผลทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจเกิดปัญหาความขัดข้องของระบบไฟฟ้าได้ เนื่องจากโหลดที่มีมากขึ้นตามผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นบทความฉบับนี้จึงเป็นการป้องกันเพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบที่จะตามมาในอนาคต โดยการใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เข้ามาช่วยในการวางแผน การเก็บข้อมูล การกำหนดพื้นที่รองรับ การวิเคราะห์ข้อมูล และอีกทั้งยังเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับระบบจัดจำหน่าย ดังนั้นขั้นตอนการวางแผนจึงประกอบไปด้วย 1. การพยากรณ์โหลด คือการวางแผนแรกในการประเมินการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ในอนาคต 2. การระบุบริเวณพื้นที่ที่ไม่รองรับโหลด คือ การคำนวณโดยการแสดงความสามารถของอุปกรณ์ไฟฟ้า ถ้ามีมากกว่า 70% จึงจะมีการขยายสถานีไฟฟ้าย่อย 3. ทางเลือกสถานที่ก่อสร้างระบบจัดจำหน่าย โดยมีทางเลือกอยู่สองทางเลือกคือ การสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยขึ้นมาใหม่หรือการขยายสถานีไฟฟ้าย่อยเดิม 4. การประเมินผล คือ ทางเลือกการวางแผนการขยายตัวทั้งสองทาง แต่ละทางจะถูกเลือกอย่างเป็นธรรมบนพื้นฐานของเศรษฐกิจที่ดี 5. ดัชนีความน่าเชื่อถือ คือ ความขัดข้องของผู้ใช้ไฟฟ้าในระยะเวลาที่กำหนด

เอกสารอ้างอิง

[1] Z. Quan and et al., "GIS based distribution system spatial load forecasting and the optimal planning of substation location and capacity," in Proc. of IEEE Conf. on Power System Technology vol. 2 pp. 885-889, 10 December 2002.

[2] A. Phayomhom and et al., "Application of GIS to Distribution SubstationPlanning: Case Study of Metropolitan Electricity Authority," PEA-AIT International Conference on Energy and Sustainable Development. 2-4 June 2010.

[3] J. Almeida and et al., "Web Platform Architecture to Support the Geographic Information System of the University of Trás-os-Montes and Alto Douro Campus," in Proc. of IEEE Conf. on New Trends in Information and Service Science, pp. 1112-1117, 25 September 2011.

[4] R. Kasturi and et al., "Map data processing in geographic information systems," in Proc. of IEEE Conf. Computer Society On Computer, pp. 10-21, 6 August 2002.

[5] C. Yangyuenbangchan and J. Thamjaroen, "GIS Application to Reliability in Metropolitan Electricity Authority," in Proc. of Conf. of 21st Meeting of the General Planning Managers of Southeast and Northeast Asian Power Utilitys Conference Malaysia, 30 November-2 December 2005.

[6] B. E. Mennecke and M. D. Crossland, "Geographic information systems: applications and research opportunities for information systems researchers," in Proc. of IEEE Conf. The Twenty-Ninth Hawaii International Conference on System Sciences. pp. 537-546, 6 August 2001.

[7] A. K. Menon, P. Jayaprakash and P. V. Usha, "Design of a geographic information system using OPS5," in Proc. of IEEE Conf. on Geoscience and Remote Sensing Symposium. pp. 408-410, 6 August 2001.

[8] F. T. Fonseca and M. J. Egenhofer, "Knowledge Sharing in geographic information systems," in Proc. of IEEE Conf. on Knowledge and Data Engineering Exchange, pp. 85-90, 6 August 2001.

[9] W. J. Denton and D. N. Reps, "Distribution-Substation and Primary-Feeder Planning," IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, pp. 484-499, 7 May 2008.

[10] L. Zhou and et al., "Study on the practical spatial load forcasting based on geographic information system," China in Proc. of IEEE Conf. on Electricity Distribution, pp. 1-4, 21 May 2009.

[11] S. Sachdeva and C. M. Verma, "Load Forecasting using Fuzzy Methods," Indai in Proc. of IEEE Conf. on Power System Technology, pp. 1-4, 9 January 2009.

[12] X. J. Jun and et al., "Selecting location of transformer substation based on FAHP," in Proc. of IEEE Conf. Chinese Control and Decision, pp. 1925-1929, 12 August 2008.

[13] G. Kjolle, L. Rolfseng and E. Dahl, "The economic aspect of reliability in distribution system planning," IEEE Transactions on Power Delivery, 6 august 2001.

[14] R.E. Brown, "Electric Power Distribution Reliability," New York, Marcel Dekker, Inc 2002.

[15] P. Jahangiri and M.F. Firuzabad, "Reliability Assessment of Distribution System With Distributed Generation," in Proc. of IEEE Conf. on Power and Energy, pp. 1551-1556, 27 january 2011.

[16] R. Boateng, L. Nguyen and S. Agarwal, "Distribution Systems Reliability – Lakeland Electric Case Study," in Proc. of IEEE Conf. Annual Reliability and Maintainability Symposium, pp. 546-550, 28 February 2005.

[17] "Planning for Effective Distribution," IEEE Power and Energy Magazine, pp. 54-62, 19 December 2002.

คณะผู้วิจัย

รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
E-mail: nattachote.r@rmutp.ac.th

การศึกษา

ปร.ด. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
วศ.บ. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
คอ.บ. (วิศวกรรมไฟฟ้า) สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตเทเวศร์

งานวิจัยที่สนใจ

การวางแผนและปฏิบัติการในระบบไฟฟ้ากำลัง ผลกระทบของการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเทคนิคการหาค่าเหมาะสมที่สุด

ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพ

ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม ระดับสามัญวิศวกร สาขาไฟฟ้า งานไฟฟ้ากำลัง
ใบอนุญาตผู้ตรวจสอบอาคาร

สมาชิกสมาคมวิชาชีพ

- สมาคมวิชาการวิศวกรรมไฟฟ้า (แห่งประเทศไทย)
- สมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ (วสท.) สามัญสมาชิก ตลอดชีพ
- Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology Association of Thailand (ECTI Thailand)
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)
- The Institution of Engineering and Technology (IET)
- International Association of Computer Science and Information Technology (IACSIT)

คณะผู้วิจัย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์อรุณ ชลังสุทธิ์
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
E-mail: aroon.c@rmutp.ac.th

การศึกษา

ค.อ.ม.(บริหารอาชีวะและเทคนิคศึกษา) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
อส.บ.(เทคโนโลยีไฟฟ้าอุตสาหกรรม) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

งานวิจัยที่สนใจ

ระบบไฟฟ้ากำลัง และการต่อลงดินของระบบไฟฟ้า

ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพ

ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม ระดับภาคีวิศวกร สาขาไฟฟ้า งานไฟฟ้ากำลัง

สมาชิกสมาคมวิชาชีพ

- สมาคมวิชาการวิศวกรรมไฟฟ้า (แห่งประเทศไทย)