

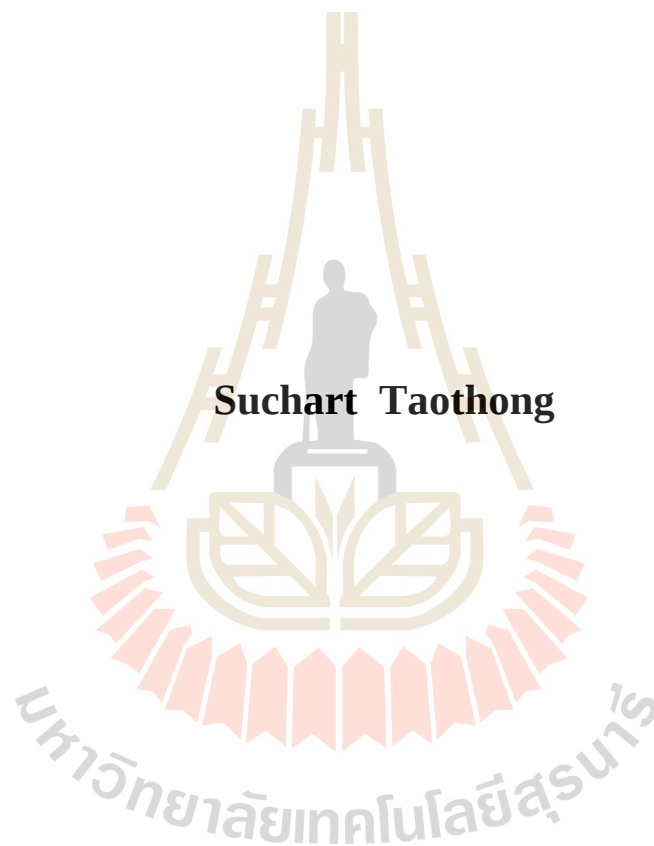
ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV
กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา



นายสุชาติ เต้าทอง

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมการจัดการพลังงานและโลจิสติกส์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2562

**IMPACTS OF KORAT LRT GREEN LINE TO 115 kV
POWER SYSTEMS : A CASE STUDY OF MUEANG
DISTRICT, NAKHON RATCHASIMA**



**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Master of Engineering in Energy and Logistics
Management Engineering
Suranaree University of Technology
Academic Year 2019**

ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV

กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(อ. ดร.สมศักดิ์ ศิวดำรงพงศ์)

ประธานกรรมการ

(ผศ. ดร.บุญเรือง มะรังศรี)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(รศ. ดร.กาญจน์ เกิดขึ้น)

กรรมการ

(อ. ดร.อุเทน ถีตน์)

กรรมการ

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ
และพัฒนาความเป็นสากล

(รศ. ดร.พรศิริ จงกล)

รักษาการแทนคณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

สุชาติ เต้าทอง : ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา (IMPACTS OF KORAT LRT GREEN LINE TO 115 kV POWER SYSTEMS : A CASE STUDY OF MUEANG DISTRICT, NAKHON RATCHASIMA) อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. บุญเรือง มะรังศรี, 212 หน้า.

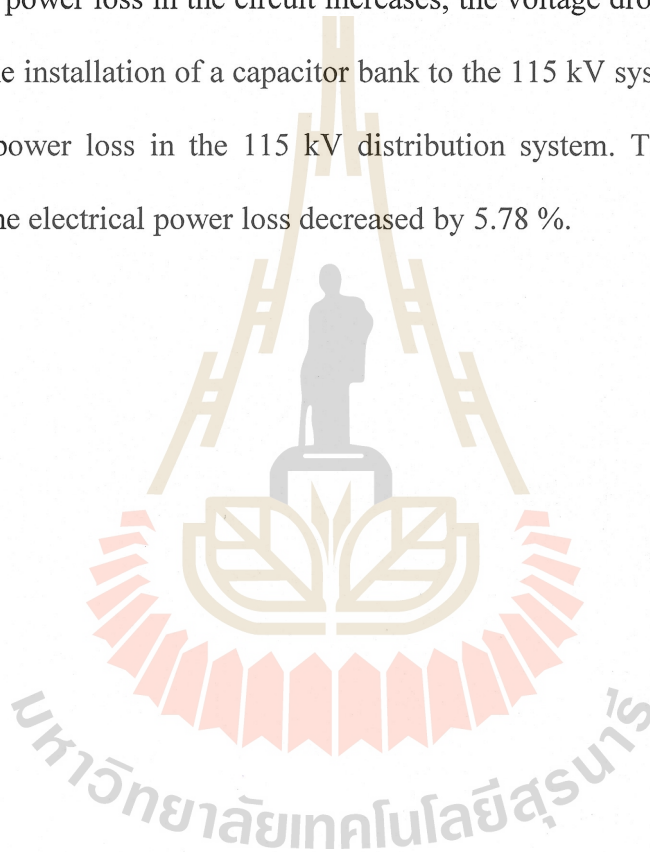
งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้เป็นการศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบา (Light Rail Transit : LRT) ในเขตอำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ต่อระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีวัตถุประสงค์ (1) เพื่อวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟฟ้า LRT ในระบบจำหน่าย 115 kV และ 22 kV และ (2) เพื่อหาแนวทางบรรเทากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้ข้อมูลของระบบ 115 kV ที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า นครราชสีมา 2 และได้กำหนดให้โหลดระบบรถไฟฟ้า LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลังที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าย่อยขนาด 10 MVA ขนาด 20 MVA และ ขนาด 30 MVA ตามลำดับ ในการวิจัยได้จำลองระบบ 115 kV ก่อนและหลังการจ่ายโหลดที่สถานีไฟฟ้าศูนย์ซ่อมบำรุง (DEPOT) และการจ่ายโหลดที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน นอกจากนี้ยังได้จำลองกรณีระบบรถไฟฟ้า LRT รับไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV จากวงจรจำหน่ายที่ 5 ของสถานีไฟฟ้า นครราชสีมา 2 ผลการวิจัยพบว่า การจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดระบบรถไฟฟ้า LRT จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งมีปริมาณเพิ่มขึ้น และยังส่งผลให้เกิดแรงดันตกต่อผู้ใช้ที่อยู่ปลายสาย แต่ก็ยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน และไม่ส่งผลต่อการรับโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง สำหรับการจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบรถไฟฟ้า LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน พบว่าเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อยกว่าการจ่ายโหลดที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT เพียงแห่งเดียว ส่วนผลการจำลองระบบ 22 kV พบว่าทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในวงจรเพิ่มขึ้น แต่แรงดันตกยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน นอกจากนี้ยังได้เสนอการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ 115 kV เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย พบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงร้อยละ 5.78

SUCHART TAOTHONG : IMPACTS OF KORAT LRT GREEN LINE TO
115 kV POWER SYSTEMS: A CASE STUDY OF MUEANG DISTRICT,
NAKHON RATCHASIMA. THESIS ADVISOR : ASST. PROF.
BOONRUANG MARUNGSRI, D. Eng., 212 PP.

DAILY LOAD CURVE /IMPACT /LIGHT RAIL TRANSIT /POWER SYSTEM

This study reports the impacts of the Light Rail Transit (LRT) system project in Mueang District, Nakhon Ratchasima province on the power distribution system of the Provincial Electricity Authority (PEA). The research objectives are (1) to analyze the power loss before and after supplying electrical power to the LRT system in 115 kV and 22 kV power distribution systems, and (2) to mitigate power loss in the 115 kV power distribution system. DlgSILENT Power Factory software is the simulation tool used in this study. The 115 kV system receiving electrical power from the Nakhon Ratchasima 2 substation station is used as the power distribution system data. Moreover, the LRT electric system loads are defined as 25%, 50%, 75%, and 100% of the power transformer rating installed in a 10 MVA, 20 MVA, and 30 MVA substations, respectively. In the current study, the 115 kV system was simulated before and after supplying electrical power to the LRT system load at the DEPOT substation, and supplying electrical power to the LRT system load at the DEPOT and the SAVE- ONE substation. Furthermore, the 22 kV feeder circuit (feeder 5) from Nakhon Ratchasima 2 substation, supplying electrical power to the LRT system load, was also simulated. For the 115 kV power distribution system, the results showed that the power supplied to the LRT system load at the DEPOT substation caused an increase of power loss and also resulted in a voltage drop to end-line users. However,

the voltage drop level was within the standard allowance, so it did not affect the load acceptance of power transformers. In the case of the power supplied to the LRT system load at the DEPOT and the SAVE-ONE substations, it was found that the power loss was less compared with the case of supply at the only DEPOT substation. Additionally, in the case of a 22 kV distribution system, the simulation results showed that while the power loss in the circuit increases, the voltage drop remains at standard allowance. The installation of a capacitor bank to the 115 kV system was simulated to mitigate the power loss in the 115 kV distribution system. The simulation results showed that the electrical power loss decreased by 5.78 %.

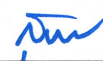
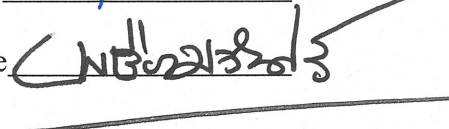


School of Mechanical Engineering

Academic Year 2019

Student's Signature

Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาแนะนำช่วยเหลือ ให้กำลังใจ และการสละเวลาตรวจแก้ไขข้อบกพร่องต่าง ๆ ด้วยความเอาใจใส่เป็นอย่างดีจากผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.บุญเรือง มะรังศรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ อาจารย์ ดร.สมศักดิ์ ศิวดำรงพงศ์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.กานต์ เกิดชื่น กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และอาจารย์ ดร.อุเทน ลีตน กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในน้ำใจและความกรุณา จึงขอกราบขอบพระคุณไว้ ณ โอกาสนี้ด้วย

ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.ชนัดชัย กุลรวรานิชพงษ์ หัวหน้าสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่กรุณาให้คำปรึกษา แก่ผู้วิจัยเสมอมา

ขอขอบพระคุณ อาจารย์ ดร.สมศักดิ์ ศิวดำรงพงศ์ รองคณบดีฝ่ายบริหาร สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่กรุณาให้คำปรึกษาแก่ผู้วิจัยด้วยไมตรีจิตอันดีและเมตตาตลอดมา

ขอขอบคุณ คุณทัศนีย์ ทิพย์สาคร ที่ให้ความช่วยเหลือด้านการติดต่อประสานงาน แก่ผู้วิจัยด้วยความประทับใจยิ่ง

ขอขอบคุณหน่วยงานการไฟฟ้าเขต 3 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลในการทำวิจัย

ขอขอบพระคุณ ครู อาจารย์ที่อบรมสั่งสอนประสาทวิชาแก่ผู้วิจัย ด้วยความเคารพยิ่ง

ท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้การเลี้ยงดูอบรมและส่งเสริมการศึกษาเป็นอย่างดีตลอดมาในอดีต จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตตลอดมา

สุชาติ เต้าทอง

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย)	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ)	ข
กิตติกรรมประกาศ	ง
สารบัญ	จ
สารบัญตาราง	ญ
สารบัญรูป	ฉ
บทที่	
1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	5
1.3 สมมุติฐานของการวิจัย	5
1.4 ข้อตกลงเบื้องต้น	5
1.5 ขอบเขตของการวิจัย	6
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	7
1.7 รายละเอียดในวิทยานิพนธ์	7
2 ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	9
2.1 กล่าวนำ	9
2.2 สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยปี พ.ศ. 2562	9
2.3 ระบบไฟฟ้ากำลัง	10
2.4 ระบบผลิตไฟฟ้า	12
2.4.1 ประเภทของโรงไฟฟ้า	13
2.4.2 โรงไฟฟ้าในประเทศไทย	14
2.5 ระบบส่งจ่ายไฟฟ้า	16
2.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อย	20
2.6.1 สถานีไฟฟ้าย่อยกำลัง	21

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.6.2	ระบบสายส่งย่อย	23
2.6.3	สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย.....	33
2.6.4	ระบบสายป้อนปฐมภูมิ	34
2.6.5	ระบบสายป้อนทุติยภูมิ	35
2.7	การควบคุมและสั่งการระบบจ่ายไฟฟ้า.....	36
2.7.1	ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.....	36
2.7.2	ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้าของ กฟภ.....	38
2.7.3	ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้าของ กฟน.....	38
2.8	ประเภทของโหลดที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า.....	39
2.9	ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท.....	40
2.9.1	ผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (< 150 หน่วย/เดือน)	40
2.9.2	ผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (> 150 หน่วย/เดือน)	41
2.9.3	ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดเล็ก.....	41
2.9.4	ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดกลาง	42
2.9.5	ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดใหญ่.....	42
2.9.6	ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการเฉพาะอย่าง	43
2.9.7	ผู้ใช้ไฟประเภท ส่วนราชการ.....	43
2.10	ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟ	44
2.10.1	ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟรางหนัก	44
2.10.2	ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟรางเบา.....	44
2.11	เทคโนโลยีระบบจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟ.....	45
2.12	ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับรถไฟรางเบา.....	49
2.13	การจัดการพลังงานไฟฟ้า.....	53
2.13.1	การไหลของกำลังไฟฟ้า	53
2.13.2	การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ	61
2.13.3	การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง.....	64

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.14	การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	64
2.14.1	การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า.....	64
2.14.2	วิธีการประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	65
2.15	พลังงานสูญเสีย ระหว่างปี 2558 - 2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ.....	66
2.16	ค่าดัชนีชี้วัดผลงานด้านพลังงานสูญเสียของ กฟภ. ระหว่างปี 2562-2566.....	69
2.17	โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory.....	69
2.18	เกณฑ์และแนวทางการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังของ กฟภ.....	70
2.19	โครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว	71
2.19.1	ความเป็นมาของโครงการ	72
2.19.2	ลักษณะโครงการ	73
2.20	ข้อมูลการเดินรถไฟฟ้างานเบา สายสีเขียว จังหวัดนครราชสีมา	74
2.21	ข้อมูลพฤติกรรมการประจุไฟฟ้าของรถไฟ LRT	77
2.22	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	78
2.23	สรุป.....	83
3	วิธีดำเนินการวิจัย	84
3.1	กล่าวนำ.....	84
3.2	วิธีดำเนินการวิจัย.....	84
3.2.1	วิธีดำเนินการวิจัย ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV	85
3.2.2	วิธีดำเนินการวิจัย ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV	87
3.3	ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย	87
3.3.1	ข้อมูลสภาพการจ่ายไฟระบบ 115 kV พื้นที่ อ.เมือง จ.นครราชสีมา	87
3.3.2	ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT	89
3.3.3	ข้อมูลระบบ 22 kV	110
3.4	เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย.....	112
3.4.1	โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า.....	112
3.4.2	โปรแกรม Arc GIS.....	112

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.5	แบบจำลองระบบไฟฟ้า.....	112
3.5.1	แบบจำลองระบบ 115 kV.....	112
3.5.2	การทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV	113
3.5.3	แบบจำลองระบบ 115 kV แต่ละกรณีศึกษา	114
3.5.4	แบบจำลองระบบ 22 kV แต่ละกรณีศึกษา	116
3.6	การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV	118
3.7	การจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV	119
3.7.1	กรณีที่ 1 กรณีฐาน (ยังไม่มีมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT)	120
3.7.2	กรณีที่ 2 นำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ...	120
3.8	สรุป.....	120
4	ผลการวิจัยและการอภิปรายผล.....	122
4.1	กล่าวนำ.....	122
4.2	ผลการทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV	122
4.2.1	ผลจากข้อมูลมิเตอร์ ระบบ 115 kV.....	122
4.2.2	ผลการจำลอง ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory	123
4.2.3	ผลการประเมินความถูกต้องของแบบจำลองระบบ 115 kV	123
4.3	ผลการจำลอง ระบบ 115 kV	125
4.3.1	ผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 1	125
4.3.2	ผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 2.....	127
4.3.3	ผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 3	129
4.4	เปรียบเทียบผลการจำลองระบบ 115 kV	132
4.4.1	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 เมื่อจ่ายไฟที่สถานีไฟฟ้า DEPOT...134	
4.4.2	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 เมื่อจ่ายไฟที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน	134
4.4.3	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบเมื่อจ่ายไฟที่สถานีไฟฟ้า DEPOT.135	

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.4.4	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบเมื่อจ่ายไฟ แบบหัว-ท้ายที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน	136
4.5	อภิปรายผลการจำลอง ระบบ 115 kV	139
4.6	ผลการจำลอง ระบบ 22 kV	140
4.6.1	ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน	140
4.6.2	ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 2	141
4.7	การอภิปรายผลการจำลอง ระบบ 22 kV	143
4.7.1	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน 22 kV	143
4.7.2	แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV	144
4.7.3	แรงดันไฟฟ้าบัสแหล่งจ่ายคั่นทาง	145
4.8	แนวทางการบรรเทาผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV	145
4.8.1	แนวทางการทำวงปิดในระบบส่งเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	146
4.8.2	แนวทางการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	146
4.9	อภิปรายผลการจำลองกรณีติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ 115 kV	148
4.10	สรุป	149
5	บทสรุป	151
5.1	สรุปผลการวิจัย	151
5.2	ข้อจำกัดของการวิจัย	153
5.3	การประยุกต์ผลการวิจัย	154
5.4	ข้อเสนอแนะในการวิจัยต่อไป	154
	รายการอ้างอิง	155
	ภาคผนวก	
	ภาคผนวก ก บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา	165
	ภาคผนวก ข การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย โดยใช้ DIgSILENT PowerFactory	186
	ประวัติผู้เขียน	212

สารบัญรูป

รูปที่

หน้า

1.1	โครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในภาพรวม.....	3
1.2	แนวคิดผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า.....	3
2.1	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึง กันยายน 2562	10
2.2	การส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้า	11
2.3	ตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดียวระบบไฟฟ้ากำลัง	12
2.4	ปรากฏการณ์โคโรนาที่เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแรงสูง.....	16
2.5	เสาส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.	18
2.6	ลูกถ้วยสำหรับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ.	18
2.7	สายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 kV ช่วงร้อยเอ็ด 2 –ชัยภูมิ 2	19
2.8	ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	20
2.9	สถานีลานไผ่ไฟฟ้า นครราชสีมา 2	23
2.10	สายส่งย่อย 115 kV ของ กฟภ. บริเวณทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2	24
2.11	เสาโครงเหล็กแบบกล่องไม้ขีด.....	25
2.12	เสาโครงเหล็กแบบขาถ่าง	26
2.13	หม้อแปลงกำลัง 25 MVA ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายของ กฟภ.....	33
2.14	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. บริเวณถนนสุรนารายณ์.....	34
2.15	ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	38
2.16	หลักการจ่ายไฟ DC ให้รถไฟ.....	39
2.17	หลักการจ่ายไฟ AC ให้รถไฟ.....	39
2.18	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (หน่วยการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 150 หน่วย/เดือน)	40
2.19	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (หน่วยการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วย/เดือน).....	41
2.20	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดเล็ก	41
2.21	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดกลาง	42

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
2.22	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดใหญ่..... 42
2.23	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการเฉพาะอย่าง..... 43
2.24	ลักษณะโหลทรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท ส่วนราชการ 43
2.25	ลักษณะโหลทรายวันของรถไฟรางหนัก..... 44
2.26	ลักษณะโหลทรายวันของรถไฟรางเบา..... 44
2.27	ไคอะแกรมระบบไฟฟ้าของสถานีขับเคลื่อนรถไฟ LRT..... 47
2.28	ตัวอย่างการวางอุปกรณ์ทั่วไปของสถานีขับเคลื่อนรถไฟ..... 48
2.29	การเปรียบเทียบความจุในการขนส่งผู้โดยสาร 49
2.30	รถไฟ LRT ผลิตภัณฑ์ Bombardier Flexity Swift M5000 High floor. 51
2.31	ตัวอย่างสถานีจอดรับส่งผู้โดยสารของรถไฟ LRT 51
2.32	รถไฟ LRT จอดที่ DEPOT 52
2.33	บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง 54
2.34	วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน..... 58
2.35	แบบจำลองสายส่งเชื่อมต่อระหว่างบัส k และ i 59
2.36	ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย..... 60
2.37	การจำแนกกำลังไฟฟ้าสูญเสีย..... 65
2.38	ลักษณะการแสดงผลทางจอภาพของโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory 70
2.39	ตำแหน่งที่ตั้งของจังหวัดนครราชสีมา..... 72
2.40	แผนที่แนวเส้นทางโครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว 73
2.41	แนวเส้นทางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียว สายสีส้ม และสายสีม่วง..... 74
2.42	แผนที่แนวเส้นทางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียว..... 75
2.43	ข้อมูลสถานีจอดตามแนวเส้นทางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียว..... 75
2.44	การชาร์จไฟที่สถานีรับส่งผู้โดยสาร 76
2.45	สถานีรถไฟ LRT 77
2.46	ไคอะแกรมระบบกักเก็บพลังงานของรถไฟ LRT..... 77
2.47	แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ขณะประจุไฟฟ้าให้รถไฟ LRT 78
3.1	วิธีดำเนินการวิจัยในภาพรวม..... 84

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.2	กรอบแนวคิดการวิจัย กรณีศึกษา ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV 85
3.3	ขั้นตอนการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบส่ง 115 kV 86
3.4	กรอบแนวคิดการวิจัย กรณีศึกษา ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV 87
3.5	สภาพการจ่ายไฟระบบ 115 kV พื้นที่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 89
3.6	ลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT..... 90
3.7	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA 91
3.8	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA 93
3.8	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA 94
3.10	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA 96
3.11	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA 98
3.12	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA 99
3.13	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA 101
3.14	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA 102
3.15	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA 104
3.16	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA 106
3.17	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA 107
3.18	โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA 109
3.19	แบบจำลองระบบ 115 kV ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory..... 113
3.20	ผังไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV ที่รับไฟจากสถานีลานไถไฟฟ้า นครราชสีมา 2 ... 114
3.21	ผังไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน..... 115
3.22	ผังไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 115
3.23	ผังไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV กรณีที่ 3 116
3.24	แบบจำลองระบบ 22 kV ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory..... 117
3.25	แบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory 117
3.26	แบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 2 ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory 118
4.1	แบบจำลองระบบ 115 kV ของ จ.นครราชสีมา ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory 125

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่

หน้า

4.2	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 ก่อนและหลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT.....	134
4.3	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 ก่อนและหลังจ่ายไฟแบบหัว-ท้าย ให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน	135
4.4	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบ 115 kV ก่อนและหลังจ่ายไฟ ให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT	136
4.5	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบ 115 kV ก่อนและหลังจ่ายไฟ แบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน	137
4.6	เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย ระหว่างกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2.....	143
4.7	เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าปลายสาย ระหว่างกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2.....	144
4.8	ไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV (พิจารณาคัดตั้งตัวเก็บประจุ).....	147



สารบัญตาราง

ตารางที่

หน้า

1.1	โหลดแต่ละสถานีไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีลานไก่อไฟฟ้า นครราชสีมา 2.....	2
1.2	เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.....	4
2.1	สัดส่วนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในประเทศไทย.....	15
2.2	การแบ่งส่วนของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	21
2.3	คุณลักษณะของสายอะลูมิเนียมดีเกลือเปลือย.....	27
2.4	คุณลักษณะของสายอะลูมิเนียมดีเกลือเปลือยแกนเหล็ก.....	28
2.5	คุณลักษณะของสายอะลูมิเนียมเจือดีเกลือเปลือย.....	29
2.6	คุณลักษณะของลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีดีเกลือ.....	30
2.7	ข้อแนะนำเกี่ยวกับระยะห่างค้ำสุดในแนวระดับ จากสายส่ง 115 kV.....	32
2.8	ข้อแนะนำเกี่ยวกับระยะห่างค้ำสุดในแนวดิ่ง จากสายส่ง 115 kV.....	32
2.9	ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.....	36
2.10	ข้อมูลด้านเทคนิคของรถไฟ LRT แต่ละผลิตภัณฑ์.....	50
2.11	ตัวอย่างข้อมูลด้านเทคนิคของรถไฟ LRT ผลิตภัณฑ์ Bombardier รุ่น Flexity Swift.....	52
2.12	พลังงานสูญเสีย (ล้านหน่วย) ปี 2558 – 2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ.....	66
2.13	ร้อยละพลังงานสูญเสีย ระหว่างปี 2558 – 2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ.....	67
2.14	ค่าดัชนีชี้วัดผลงานด้านพลังงานสูญเสียของ กฟภ. ปี 2562 - 2566.....	69
2.15	ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง.....	78
3.1	โหลดแต่ละสถานีไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสายส่ง 115 kV พื้นที่ อ.เมือง จ.นครราชสีมา.....	88
3.2	การจำแนกลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT.....	89
3.3	ข้อมูลสถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง และสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่.....	90
3.4	ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA.....	92
3.5	ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA.....	93
3.6	ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA.....	95
3.7	ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA.....	97
3.8	ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA.....	98

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
3.9 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA.....	100
3.10 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA.....	102
3.11 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA.....	103
3.12 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA.....	105
3.13 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA.....	107
3.14 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA.....	108
3.15 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA.....	110
3.16 ข้อมูลโหลดสูงสุด 22 kV ณ วันที่ 15 มิถุนายน 2562 วงจรจำหน่าย NRB05.....	111
3.17 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV.....	119
4.1 ผลลัพธ์จากข้อมูลมิเตอร์ ระบบ 115 kV.....	124
4.2 ผลลัพธ์จากแบบจำลอง 115 kV	124
4.3 ผลการทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV	125
4.4 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 1	127
4.5 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 (แบบรายชั่วโมง 24 ชั่วโมง).....	127
4.6 วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบต่อสายส่งวงจร 8 ระบบ 115 kV กรณี 2.....	129
4.7 สรุปผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (ทั้งระบบ 115 kV).....	130
4.8 วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบต่อสายส่งวงจร 8 ระบบ 115 kV กรณี 3.....	132
4.9 ผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 3 (ทั้งระบบ 115 kV).....	133
4.10 เปรียบเทียบผลการจำลองด้านผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ 115 kV.....	134
4.11 เปรียบเทียบผลการจำลองด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสายส่งของระบบ 115 kV	138
4.12 เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.....	140
4.13 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 1	141
4.14 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 2	143
4.15 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีฐาน (ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ).....	149
4.16 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (หลังติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ)	149

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ประเทศไทยพึ่งพารูปแบบการขนส่งทางถนนเป็นหลัก การขนส่งทางถนนเป็นรูปแบบการขนส่งที่มีต้นทุนสูง ซึ่งส่งผลต่อต้นทุนโลจิสติกส์และความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ดังนั้นการพัฒนาการขนส่งทางรางของประเทศไทยจะสามารถลดต้นทุนโลจิสติกส์และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในระดับโลก รัฐบาลไทยจึงมีนโยบายเพิ่มศักยภาพทางเศรษฐกิจในระยะยาวในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านการขนส่งและคมนาคม โดยพระราชกฤษฎีกากำหนดจังหวัดให้การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย (รฟม.) ดำเนินกิจการรถไฟฟ้าเพื่อแก้ไขปัญหาจราจรภายในเขตเมืองใหญ่พื้นที่เชียงใหม่ ภูเก็ต พังงา และนครราชสีมา (ราชกิจจานุเบกษา, 2562) ซึ่งเป็นไปตามนโยบายเพิ่มศักยภาพทางเศรษฐกิจในระยะยาวสำหรับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านการขนส่งและคมนาคม เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจของจังหวัดและเพื่อแก้ไขปัญหาจราจรภายในเขตเมืองใหญ่ โดย รฟม. มีแผนงานดำเนินโครงการระบบรถไฟฟ้ารางเบา (Light Rail Transit: LRT) จังหวัดนครราชสีมา เส้นทางสายสีเขียว ระยะทางรวม 11.17 km ในรูปแบบการให้เอกชนร่วมลงทุนในกิจการของรัฐ (Public Private Partnership : PPP) มูลค่าเงินลงทุน 8,275.26 ล้านบาท (การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย, 2562) ระบบรถไฟฟ้า LRT ที่จะนำมาใช้งานเป็นการเดินรถแบบไร้ตัวนำสัมผัส (Catenary-Free) ตัวรถไฟฟ้าจะใช้ระบบขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้าที่ประจุไว้ในตัวรถไฟฟ้า และทุก ๆ การจอดรับผู้โดยสารที่สถานี จะมีการชาร์จไฟฟ้าระดับแรงดัน 750 V DC เข้ามาเก็บยังตัวรถไฟฟ้าด้วย ซึ่งข้อดีคือไม่ต้องสร้างระบบรางไฟฟ้าเหนือหัวหรือระบบสายตัวนำสัมผัสอากาศ (Overhead Catenary System) ที่จะบดบังทัศนียภาพ (สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร [สนข.] และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 2560) โดยระบบจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟฟ้า (Railway Electrification) จะรับไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ของ กฟภ. ที่จ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในพื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมา ห้างสรรพสินค้า นิคมอุตสาหกรรมสุรนารี นิคมอุตสาหกรรมนวนคร โรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ แหล่งจ่ายไฟฟ้าหลักของระบบนี้รับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ระดับแรงดัน 230 kV ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 300 MVA 230/115 kV จำนวน 3 เครื่อง เพื่อลดระดับแรงดันเหลือ 115 kV เชื่อมโยงกับสถานีลานไผ่ไฟฟ้า นครราชสีมา 2 จ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด

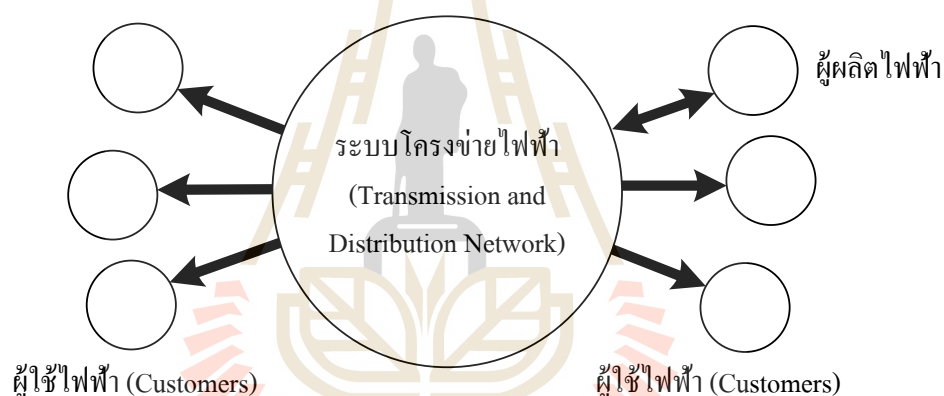
ในโครงข่ายไฟฟ้ามีทั้งสถานีไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. อีกทั้งยังมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) จ่ายไฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ด้วย โหลดของแต่ละสถานีไฟฟ้ามีข้อมูลดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 โหลดแต่ละสถานีไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีลานไโกไฟฟ้า นครราชสีมา 2

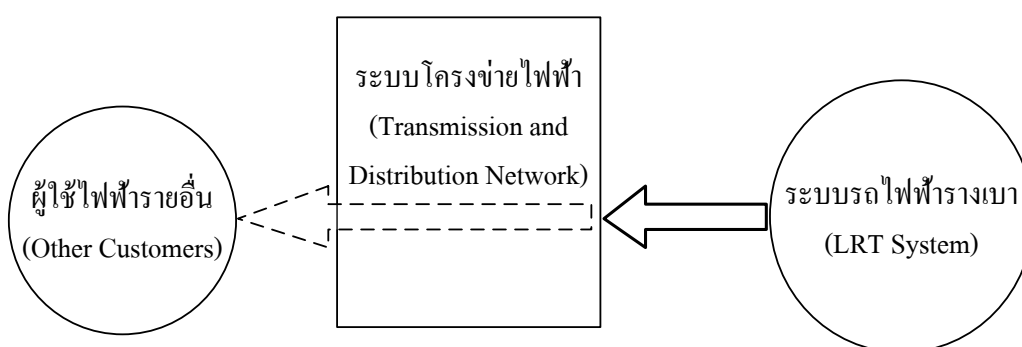
ลำดับ	สถานีไฟฟ้า	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
1	นครราชสีมา 3	44.03	15.74
2	นครราชสีมา 4	30.99	10.55
3	นครราชสีมา 5	20.35	5.84
4	บจก.เอ็มเอ็นที	9.99	8.16
5	บจก.สงวนวงษ์	9.96	6.60
6	บจก.เนเค็ค	1.56	0.76
7	บจก.ราชสีมาซอปปิ้ง	10.48	5.68
8	บจก.สยามริเทล	5.12	1.76
9	บจก.ซีพีเอ็นนครราชสีมา	6.06	1.62
10	ห้วยทะเล	35.70	18.03
11	โคกกกรวด 1	41.05	14.40
12	โคกกกรวด 2	17.72	6.94
13	บจก.พีซีเอส เอสเตท	30.60	15.21
14	บจก.ราชสีมาผลิตเหล็ก	6.12	5.04
15	บจก.แคนนอน	10.26	4.02

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลัง มีหน้าที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วย สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลาง 22 kV หม้อแปลงจำหน่าย และสายไฟฟ้าแรงต่ำ ระบบไฟฟ้ากำลังที่จ่ายไฟในพื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมาอยู่ในความรับผิดชอบของ กฟภ. ปัจจุบันมีระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ซึ่งเป็นระบบการควบคุมเฝ้ามองระยะไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุม และหรือ การชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ห่างไกลออกไปในการจัดการพลังงานไฟฟ้า

ปัญหาจากการเพิ่มโวลต์ระบบรถไฟ LRT เข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังอีกนั้นจะทำให้การทำงานและการควบคุมระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อนเพิ่มขึ้น อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น ระดับแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนไปจากค่าที่กำหนด ค่าตัวประกอบกำลังของระบบมีค่าลดลง ตลอดจนอาจจะก่อให้เกิดปัญหากับผู้ไฟฟ้ารายอื่นที่อยู่ปลายสายระบบไฟฟ้า 115 kV เป็นต้น ดังนั้นจึงต้องมีการวิเคราะห์ปัญหาและหาแนวทางบรรเทาผลกระทบของระบบ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ของ กฟภ. ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV เพื่อให้ทราบสถานการณ์ว่าเมื่อมีการเพิ่มโวลต์ระบบ LRT เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแล้วจะทำให้เกิดคุณประโยชน์หรือเกิดโทษต่อระบบไฟฟ้าด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียอย่างไร โดยต้องวิเคราะห์ผลกระทบให้สอดคล้องกับข้อมูลของระบบไฟฟ้าจริง ซึ่งโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในภาพรวมแสดงดังรูปที่ 1.1 โดยมีแนวคิดผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 1.2



รูปที่ 1.1 โครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในภาพรวม



รูปที่ 1.2 แนวคิดผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

โดยสิ่งสำคัญในการให้บริการของ กฟภ. คือ ค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใด ๆ ในระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นไปตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 โดยเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการในพื้นที่ของ กฟภ. ระบุค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใด ๆ ในระบบไฟฟ้าที่เชื่อมกับผู้ใช้บริการ ให้อยู่ในกรอบแรงดันไฟฟ้าตามตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.2 เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. (ราชกิจจานุเบกษา, 2559)

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 kV	120.7 kV	109.2 kV	126.5 kV	103.5 kV
69 kV	72.4 kV	65.5 kV	75.9 kV	62.1 kV
33 kV	34.7 kV	31.3 kV	36.3 kV	29.7 kV
22 kV	23.1 kV	20.9 kV	24.2 kV	19.8 kV
380 V	418 V	342 V	418 V	342 V
220 V	240 V	200 V	240 V	200 V

มีงานวิจัยที่ได้ศึกษาผลกระทบของรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดย Su et al. (2017) ได้ศึกษาผลกระทบระบบรถไฟ LRT ต่อคุณภาพไฟฟ้าของในระบบไฟฟ้า โดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า พบว่า แรงดันไฟฟ้าเกิดการเบี่ยงเบนและเกิดฮาร์มอนิกส์ค่อนข้างสูงที่บัสที่เชื่อมต่อในขณะประจุแบตเตอรี่ ซึ่ง AC/DC Rectifier เป็นตัวกำเนิดฮาร์มอนิกส์ Sutherland et al. (2006) ได้ศึกษาผลกระทบระบบประเมนผลกระทบของโหลดขับเคลื่อนหนึ่งเฟสบนระบบส่งกำลัง 115 kV Emadi (2006) ได้ศึกษาผลกระทบของวงจรแปลงผัน AC เป็น DC ถือได้ว่าเป็นโหลดอิเล็กทรอนิกส์กำลังซึ่งจะมีพฤติกรรมเปรียบเสมือนโหลดกำลังไฟฟ้าคงตัว เมื่อนำโหลดชนิดดังกล่าวมาต่อกับระบบไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบโดยตรง Dao et al. (2015) ได้ศึกษาพบว่ากระแสฮาร์มอนิกส์ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวด กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็ก เป็นต้น และทำให้เกิดความร้อนของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังด้วย McEachern et al. (1995) ได้ศึกษาผลกระทบของฮาร์มอนิกส์และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เกิดขึ้นจากระบบรถไฟ LRT มีผลต่อระบบไฟฟ้าอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ปัจจัยที่ทำให้เกิดฮาร์มอนิกส์ได้แก่ความผันผวนของแหล่งจ่ายไฟ ตัวเรียงกระแส (Rectifier Diode) ช่วงเริ่มวิ่ง (Starting) ช่วงเบรก (Braking) ของรถไฟ การสวิตชิงแหล่งจ่ายไฟให้กับรถไฟ ฯลฯ ในส่วนกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่สูงขึ้น

มีผลทำให้ค่าตัวประกอบกำลังของระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้น เกิดความไม่เสถียรของแรงดันไฟฟ้า งานวิจัยข้างต้นได้ให้ความสนใจในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้าในต่างประเทศในมุมมองด้านผู้ประกอบการเดินรถไฟเท่านั้น แต่ยังไม่มีการวิจัยด้านมุมมองของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้นำเสนอผลกระทบจากการจ่ายไฟ 115 kV ให้กับระบบรถไฟ LRT ของโครงการระบบรถไฟ LRT จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว มุ่งเน้นวิเคราะห์ปัญหาและแนวทางบรรเทาผลกระทบจาก LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ของ กฟภ. ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟ LRT ในพื้นที่กรณีศึกษา

1.2.2 เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 22 kV ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟ LRT ในพื้นที่กรณีศึกษา

1.2.3 เพื่อหาแนวทางบรรเทาผลกระทบจาก LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ของ กฟภ. ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV

1.3 สมมติฐานของการวิจัย

เมื่อมีการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบ LRT จะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV เพิ่มขึ้น และทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายส่ง 115 kV เปลี่ยนไปจากค่าเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.

1.4 ขอบเขตเบื้องต้น

1.4.1 งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์ปัญหาระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ของ กฟภ. ที่รับไฟฟ้าจากสถานีลานไถไฟฟ้า นครราชสีมา 2 (โดยมีแหล่งจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูง นครราชสีมา 2 กฟผ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 300 MVA 230/115 kV จำนวน 3 เครื่อง)

1.4.2 งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์ปัญหาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. เฉพาะวงจรสายจำหน่ายที่ 5 ของสถานีไฟฟ้า นม. 2 (NRB05) (โดยมีแหล่งจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนครราชสีมา 2 กฟผ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง KT1A ขนาด 50 MVA 115/22 kV)

1.4.3 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กำหนดให้ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85 กำหนดให้ขนาดโหลดของ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ตามขนาดของฟีดหม้อแปลง

กำลังสำหรับสถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Substation) 10 MVA สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง (Medium Substation) 20 MVA และสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Large Substation) 30 MVA ตามลำดับ โดยวิเคราะห์โหลดของระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน โดยอาศัยข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้ามาตรฐาน (Standard Load Pattern) จากผลการวัดค่ากราฟโหลดประจำวัน (Daily Load Curve) ระบบรถไฟฟ้ารางเบาของ Diez et al. (2017) ซึ่งลักษณะการใช้ไฟฟ้าเป็นแบบระบบสายตัวนำสัมผัสอากาศ

1.4.4 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV กำหนดให้ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1.00 กำหนดให้ขนาดโหลดของ LRT ขณะประจุไฟฟ้าให้รถไฟ เท่ากับ 0.55 MVA ของ Su et al. (2017) ซึ่งลักษณะการใช้ไฟฟ้าเป็นแบบไร้ตัวนำสัมผัส โดยพิจารณาเฉพาะการจ่ายไฟของวงจรสายจำหน่าย NRB05 ที่จ่ายไฟให้กับสถานีประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานีจอด ได้แก่ สถานีอุเอะซึกะ สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ เท่านั้น

1.4.5 วิเคราะห์ระบบ 115 kV และ 22 kV แบบรายชั่วโมง ในช่วงเวลา 24 ชั่วโมง ของข้อมูลวันที่ 15 มิถุนายน 2562 เนื่องจากระบบ 115 kV เกิดความต้องการพลังงานสูงสุดในรอบเดือน

1.4.6 สร้างแบบจำลองและจำลองเหตุการณ์ใช้โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory

1.4.7 ไม่คิดผลของฮาร์มอนิกส์ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าและการรบกวนทางไฟฟ้าอื่น ๆ

1.4.8 ไม่คำนึงถึงด้านเศรษฐศาสตร์

1.4.9 ไม่ประเมินค่าดัชนีชี้วัดผลงาน (Key Performance Indicator: KPI) ของ กฟภ. ที่จะเกิดขึ้นหากมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT เนื่องจากในปัจจุบันข้อมูลค่าดัชนีชี้วัดผลงานด้านหน่วยสูญเสียของ กฟภ. เป็นไปตามเป้าหมาย

1.4.10 ไม่คำนึงถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้า

1.4.11 ไม่พิจารณาหาค่าความเหมาะสมที่สุดทุกกรณี เพราะในความเป็นจริงไม่สามารถกำหนดตำแหน่งการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบ LRT ในระบบไฟฟ้ากำลังได้ อีกทั้งมีข้อจำกัดด้านข้อมูลในการวิเคราะห์ปัญหา เช่น ขนาดโหลดที่แท้จริง เป็นต้น

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

1.5.1 บริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้า

1.5.2 สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ที่รับไฟฟ้าจากสถานียานไถไฟฟ้า นครราชสีมา 2 โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory

1.5.3 สร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ที่รับไฟฟ้าจากสถานี นครราชสีมา 2 วงจรสายจำหน่าย 5 (NRB05) โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory และโดยใช้โปรแกรม ArcGIS ดึงข้อมูลแผนที่ระบบไฟฟ้าจากฐานข้อมูล กฟภ.

1.5.4 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV พิจารณาสถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน เพื่อวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV และวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 115 kV

1.5.5 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV พิจารณาเฉพาะการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้า กฟผ. นครราชสีมา 2 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง KT1A ขนาด 50 MVA 115/22 kV วงจรสายจำหน่าย NRB05 ที่จ่ายไฟให้กับสถานีประจูปowerให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานีจอด ได้แก่ สถานีอยู่เจริญ สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ เท่านั้น เพื่อวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย 22 kV วิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV และวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัสต้นทางของสถานีไฟฟ้า

1.5.6 ใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ในช่วงเวลา เดือน มิถุนายน 2562 เนื่องจากการจ่ายไฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า 115 kV

1.5.7 แนวทางการบรรเทาผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ใช้การพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเท่านั้น

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ผลที่จะได้รับจากการวิจัยวิทยานิพนธ์จะเกิดประโยชน์ดังนี้

1.6.1 ได้ข้อมูลประเมินผลกระทบของระบบรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV พร้อมได้แนวทางในการปรับปรุงระบบไฟฟ้า 115 kV ให้ดีขึ้น

1.6.2 ได้ข้อมูลให้หน่วยงาน กฟภ. สำหรับแก้ไขปัญหา หรือหน่วยงาน รฟม. สำหรับก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย หรือหน่วยงานอื่น นำเอาข้อมูลที่จัดทำขึ้นไปใช้ร่วมกันในอนาคต

1.6.3 ได้เผยแพร่ความรู้จากงานวิจัยเรื่องผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ในที่ประชุมวิชาการ

1.7 รายละเอียดในวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย 5 บท

บทที่ 1 เป็นบทนำกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของการวิจัย สมมุติฐานของการวิจัย ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการดำเนินงาน และ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยวิทยานิพนธ์ รวมทั้งแนะนำเนื้อหาพอสังเขปที่เป็นองค์ประกอบของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีต่าง ๆ ทัศนัวรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

บทที่ 3 กล่าวถึงวิธีการดำเนินการวิจัยและการจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory โดยแบบจำลองที่พัฒนาสามารถใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV

บทที่ 4 กล่าวถึงการนำเสนอการทดสอบความถูกต้องของแบบจำลองและผลการจำลองเหตุการณ์ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบ LRT นำเสนอผลการเปรียบเทียบผลการวิจัยด้านผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟฟ้า LRT ในพื้นที่กรณีศึกษา นำเสนอผลการเพื่อเปรียบเทียบผลการวิจัยด้านผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟฟ้า LRT ในพื้นที่กรณีศึกษา และนำเสนอผลการวิเคราะห์ปัญหาและแนวทางบรรเทาผลกระทบจาก LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ของ กฟภ. ในด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV

บทที่ 5 กล่าวถึงบทสรุปและข้อเสนอแนะ



บทที่ 2

ปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 กล่าวนำ

การศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบา จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV ภูมิศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา มุ่งเน้นหาคำตอบของผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย 115 kV เพื่อการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า อีกทั้งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีความสำคัญกับดัชนีชี้วัดผลงาน (KPI) ของ กฟภ. ดังนั้น จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องศึกษาหาข้อมูลและทฤษฎีที่เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าองค์ประกอบต่าง ๆ ของระบบ การสำรวจปรัทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ทราบถึงแนวทางการวิจัย ระเบียบวิธีที่เคยมีการใช้งานมาก่อน ผลการดำเนินงานข้อเสนอแนะต่าง ๆ จากคณณนักวิจัยตั้งแต่อดีตเป็นต้นมา โดยใช้ฐานข้อมูลที่เป็นแหล่งสะสมรายงานวิจัยและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องทางด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ผลการสำรวจสืบค้นงานวิจัยดังกล่าว จะใช้เป็นแนวทางสำหรับการประยุกต์และพัฒนาเข้ากับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

2.2 สถานการณ์พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยปี พ.ศ. 2562

พลังงานไฟฟ้า หมายถึง กำลังผลิตควบคู่กับระยะเวลาที่ทำการผลิตหรือในแง่การใช้ไฟฟ้าก็หมายถึง ความสิ้นเปลืองไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งก็คือ กำลังไฟฟ้าที่ใช้ควบคู่กับระยะเวลาในการใช้ มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) หรือ หน่วย หรือ ยูนิต

ไฟฟ้าไม่ใช่แหล่งพลังงาน แต่เป็นเพียงพลังงานรูปหนึ่งเท่านั้น แหล่งพลังงานไฟฟ้าที่แท้จริงก็คือ พลังที่นำมาใช้ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนตลอดเวลาหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดหมุน การผลิตไฟฟ้าจะหยุดไปด้วย

ความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุด คือ ค่าสูงสุดของค่าพลังไฟฟ้า ในช่วงเวลาใดช่วงเวลาหนึ่ง มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ (kW) หรือเมกะวัตต์ ($1 \text{ MW} = 1,000 \text{ kW}$) โดยความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุด จะใช้เพื่อวางแผนสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง ระบบสายจำหน่าย รองรับความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดขึ้นในแต่ละปีทั้งนี้ความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดส่วนใหญ่จะอยู่ในช่วงเดือน มีนาคม ถึง พฤษภาคม ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในทุก ๆ ปี โดยความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึง กันยายน 2562 เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม พ.ศ. 2562 เวลา 14.27 น. มีค่าเท่ากับ 30,853.20 MW แสดงดังรูปที่ 2.1

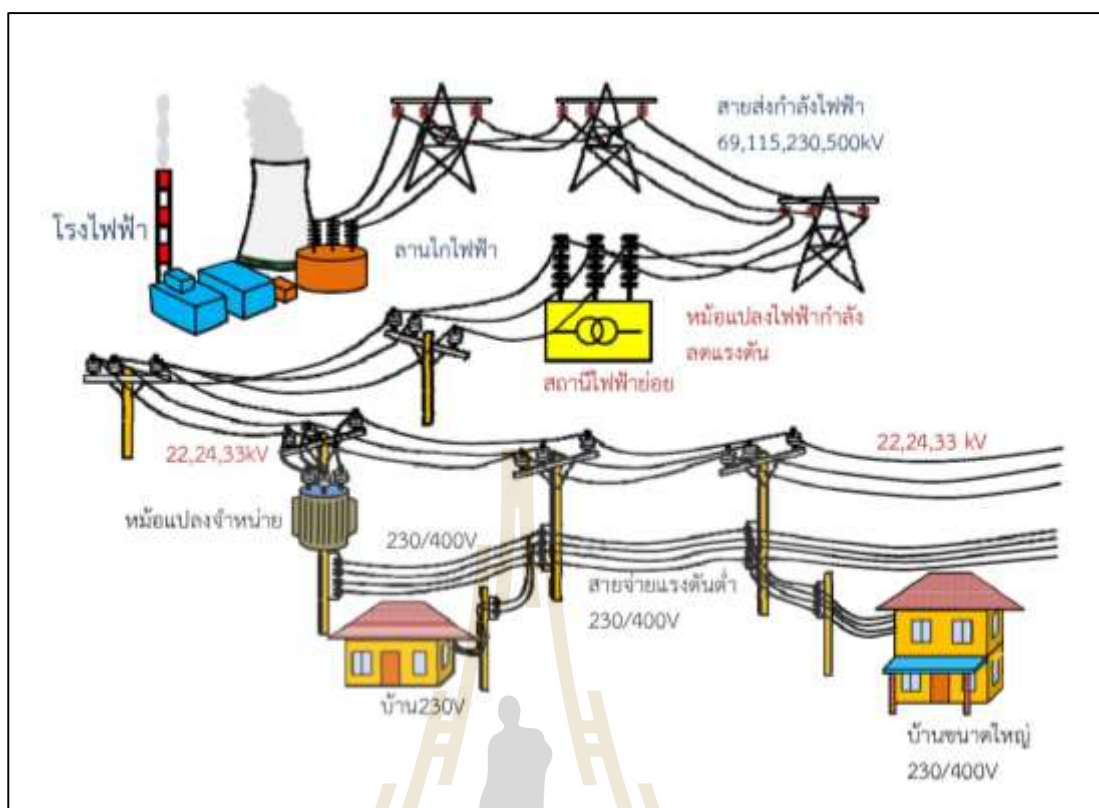


รูปที่ 2.1 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึง กันยายน 2562
(แหล่งที่มา กองสื่อสารภายนอก ฝ่ายสื่อสารและประชาสัมพันธ์องค์กร กฟผ.)

2.3 ระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบไฟฟ้ากำลัง มีส่วนประกอบ 3 ส่วน คือ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า

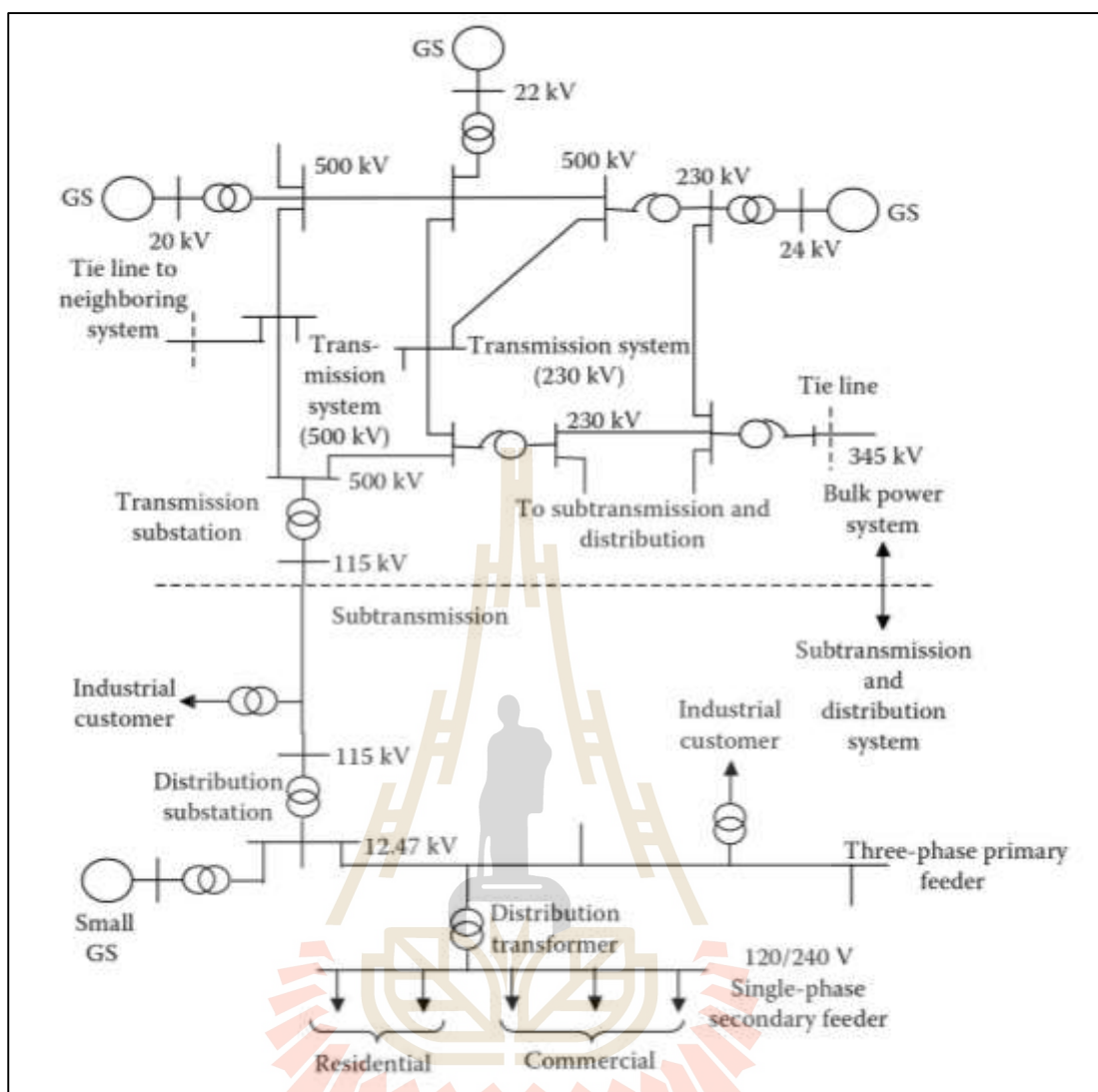
โดยทั่วไประบบผลิตและระบบส่งจ่ายไฟฟ้าหมายถึง แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Bulk Power Supply) ส่วนระบบส่งย่อยและระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นระบบที่นำพลังงานไฟฟ้าส่งไปยังโหนดของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือลูกค้า ซึ่งในประเทศไทยระบบผลิตและระบบส่งจ่ายไฟฟ้าจะอยู่ในการดูแลและรับผิดชอบโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) หรือ กฟผ. ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีหน่วยงานที่รับผิดชอบอยู่ 2 หน่วยงานการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) หรือ กฟภ. และการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) หรือ กฟน. โดยที่ กฟภ. จะมีหน้าที่จัดหาและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟในส่วนภูมิภาคจำนวน 74 จังหวัดทั่วประเทศไทย ยกเว้นพื้นที่กรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการซึ่งจะอยู่ในการดูแลและรับผิดชอบของ กฟน. การส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังได้แสดงไว้ในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 การส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้า (สภาวิศวกร, 2562)

ระบบสายส่งที่ กฟภ. ติดตั้งอาจเป็นแบบเรเดียล หรือเป็นสายส่งขนานหรือเป็นโครงข่ายสายส่งกรณีที่ต้องการให้ระบบมีความเชื่อถือสูง ระบบสายส่ง (ซึ่งอาจเป็นสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตหรือเป็นสายส่งของ กฟภ. เอง) เมื่อเข้ามาที่สถานีไฟฟ้าก็แปลงแรงดันให้ต่ำลงเพื่อส่งเข้าระบบจำหน่าย 22 kV หรือ 33 kV

โดยตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดียวระบบไฟฟ้ากำลังของต่างประเทศแสดงดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 ตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดียวระบบไฟฟ้ากำลัง (Momoh, 2017)

2.4 ระบบผลิตไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าจะอาศัยการเปลี่ยนแปลงรูปพลังงานอย่างอื่นมาเป็นพลังงานไฟฟ้า มีด้วยกันหลายอย่างขึ้นอยู่กับพลังงานที่นำมาเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า ระบบกำเนิดไฟฟ้าที่จะกล่าวถึงนี้หมายถึงระบบที่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้เป็นจำนวนมาก ๆ เช่น โรงจักรไฟฟ้าพลังงานน้ำ พลังไอน้ำ แก๊สกังหันแก๊ส เป็นต้น ระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่เหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจำนวนมากหรือพลังงานรูปอื่นที่กำลังวิจัยและพัฒนาอยู่นั้นจะ ไม่กล่าวถึงในที่นี้ โรงจักรไฟฟ้าโดยทั่วไปอยู่ห่างไกลจากศูนย์กลางโหลดเพราะต้องตั้งใกล้วัตถุดิบหรือแหล่งน้ำเพื่อการผลิตหรือระบายความร้อน หรือต้องตั้งในพื้นที่ราคาไม่สูงด้วยเพราะต้องใช้พื้นที่มาก ทำให้ไม่ต้องการติดตั้งสายส่งน้ำไฟจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าไปยังศูนย์กลางโหลด

2.4.1 ประเภทของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าทำหน้าที่แปลงพลังงานรูปต่าง ๆ เช่น พลังงานศักย์ของน้ำ พลังงานเคมีในเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานนิวเคลียร์ในเชื้อเพลิงนิวเคลียร์เป็นพลังงานไฟฟ้า โรงไฟฟ้าสามารถแบ่งประเภทตามเชื้อเพลิงที่ใช้และกระบวนการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

1) **โรงไฟฟ้าพลังความร้อน** เป็นโรงไฟฟ้าที่เผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวมวลในการทำให้น้ำกลายเป็นไอน้ำที่มีอุณหภูมิสูงและความดันสูงเพื่อใช้เดินเครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าประเภทนี้ใช้เวลาก่อสร้างนาน มีค่าก่อสร้างสูง แต่มีค่าเชื้อเพลิงค่อนข้างต่ำ

2) **โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ** เป็นโรงไฟฟ้าที่เผาไหม้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตก๊าซเสียที่มีอุณหภูมิสูงและความดันสูงเพื่อใช้เดินเครื่องกังหันก๊าซและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าประเภทนี้ใช้เวลาก่อสร้างสั้น มีค่าก่อสร้างต่ำ แต่มีค่าเชื้อเพลิงสูง

3) **โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม** เป็นโรงไฟฟ้าที่เผาไหม้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตก๊าซเสียที่ได้มีอุณหภูมิสูงและความดันสูง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ก๊าซเสียที่ได้ใช้เดินเครื่องกังหันก๊าซ ก๊าซเสียที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซยังคงมีอุณหภูมิสูง จึงใช้เดินเครื่องกังหันไอน้ำได้ด้วย โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีค่าก่อสร้างต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแต่ค่าเชื้อเพลิงสูงกว่า

4) **โรงไฟฟ้านิวเคลียร์** เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ปฏิกิริยานิวเคลียร์ในการผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิสูงและความดันสูงเพื่อใช้เดินเครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีค่าก่อสร้างสูงแต่มีค่าเชื้อเพลิงต่ำเนื่องจากใช้เชื้อเพลิงในปริมาณน้อยเพื่อผลิตไฟฟ้าในปริมาณมากได้

5) **โรงไฟฟ้าพลังน้ำ** เป็นโรงไฟฟ้าที่แปลงความพลังงานศักย์ของน้ำในเขื่อนเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกังหันน้ำ โรงไฟฟ้าประเภทนี้จึงต้องตั้งอยู่ใกล้เขื่อนและขนาดของโรงไฟฟ้าขึ้นกับขนาดของเขื่อน โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีค่าก่อสร้างสูงและไม่มีความเสี่ยงแต่มีผลกระทบทางลบต่อสิ่งแวดล้อมค่อนข้างมาก

6) **โรงไฟฟ้าดีเซล** เป็นโรงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยเครื่องยนต์ดีเซลขนาดใหญ่ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าประเภทนี้ใช้เวลาก่อสร้างสั้น มีค่าก่อสร้างต่ำ แต่มีค่าเชื้อเพลิงสูงมาก โรงไฟฟ้าประเภทนี้มักมีขนาดเล็กและเดินเครื่องเท่าที่จำเป็น

7) **โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน** ปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยมีอยู่ทั้งสิ้น 7 ประเภท แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าขยะ และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ ถึงแม้ว่าพลังงานเหล่านี้จะไม่มีค่าใช้จ่ายและไม่ส่งผลกระทบ

ต่อสิ่งแวดล้อมมากนัก แต่โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่นมากและมีขนาดเล็กมาก จึงยังไม่ที่นิยมมากนักในปัจจุบัน

การผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นการผลิตร่วมกันของโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสายส่งไฟฟ้า โดยมีศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ควบคุมสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีความพร้อมในระบบ เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า

2.4.2 โรงไฟฟ้าในประเทศไทย

โรงไฟฟ้าอาจแบ่งตามหน่วยงานที่ดูแลหรือเป็นเจ้าของ ได้แก่ (1) กฟผ. (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ หรือ IPP (Independent Power Producer) (3) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย หรือ SPP (Small Power Producer) (4) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ VSPP (Very Small Power Producer) ซึ่งอธิบายได้ดังต่อไปนี้

1) กฟผ. เป็นรัฐวิสาหกิจที่มีโรงไฟฟ้าในความรับผิดชอบหลายโรง ส่วนใหญ่จะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ซึ่งต้องการการลงทุนสูง โรงไฟฟ้าพลังน้ำทั้งหมดอยู่ในความดูแลของ กฟผ. แต่โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและเชื้อเพลิงชีวมวลบางส่วนอยู่ในความดูแลของภาคเอกชนซึ่งก็คือ IPP และ SPP

2) IPP คือ เอกชนที่สร้างโรงไฟฟ้าและผลิตไฟฟ้าเอง แต่ต้องขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. โดย กฟผ. จะกำหนดปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อเพื่อควบคุมจำนวนของ IPP เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าคือ (1) โรงไฟฟ้าจะต้องใช้เชื้อเพลิงที่สะอาดเป็นที่ยอมรับของประชาชน (2) โรงไฟฟ้าจะต้องอยู่ในบริเวณที่ กฟผ. กำหนด (3) กฟผ. จะเป็นผู้สั่งให้เดินเครื่องโรงไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า และ (4) โรงไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานทางด้านสิ่งแวดล้อม

3) SPP คือ เอกชนที่สร้างโรงไฟฟ้าและผลิตไฟฟ้าในปริมาณน้อย โดยจะจำหน่ายให้ กฟผ. ไม่เกิน 90 MW แต่อาจขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคที่อยู่บริเวณใกล้เคียงได้ SPP ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทดแทนเช่น วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร ก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ ขยะ หรือพลังงานลม แต่ถ้าใช้เชื้อเพลิงอื่นเช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน หรือถ่านหิน การผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าร่วมกับพลังงานความร้อน (Cogeneration) ซึ่งหมายถึงระบบที่พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จะไม่ปล่อยทิ้งแต่จะนำไปใช้ประโยชน์ พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์จะต้องมีปริมาณไม่ต่ำกว่า 10 % ของพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด นอกจากนี้ประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้าจะต้องไม่ต่ำกว่า 45 % มักเป็นการผลิตไฟฟ้าขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.

4) IPS คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ หรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ประชาชนโดยไม่ขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า แต่ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าและได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อแล้ว ตาม

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า มักเป็นการผลิตไฟฟ้าขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.

5) VSPP คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 10 เมกะวัตต์ มักเป็นการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือใช้ในโรงงานแปรรูปเกษตรเพื่อใช้เองและส่วนที่เหลือจะขายไฟฟ้าให้กับ กฟน. และ กฟภ.

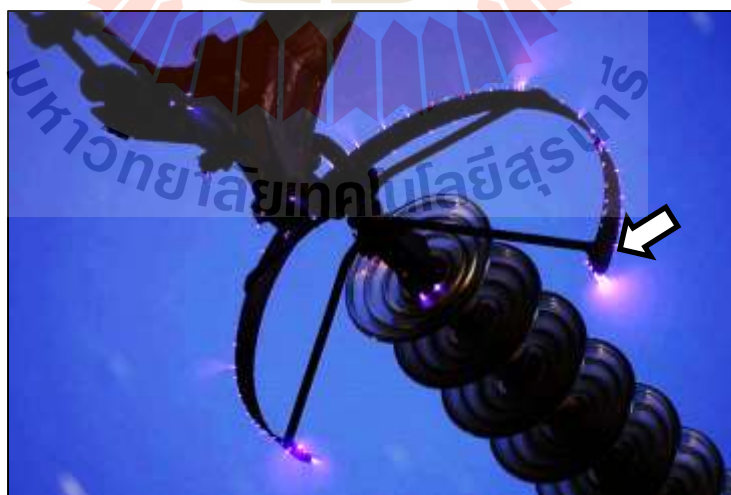
สัดส่วนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในประเทศไทยในเดือน สิงหาคม 2562 แสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สัดส่วนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในประเทศไทย (กฟผ., 2562)

ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ร้อยละ
กำลังผลิตของ กฟผ.		
- พลังความร้อน	3,687.00	8.56
- พลังความร้อนรวม	7,358.00	17.08
- พลังงานหมุนเวียน	3,054.18	7.09
- ดีเซล	30.40	0.07
- พลังงานอื่น ๆ	500.00	1.16
รวมกำลังผลิตของ กฟผ.	14,629.58	33.96
กำลังผลิตจากแหล่งอื่น		
ภายในประเทศ		
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	14,948.50	34.71
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	9,618.32	22.33
ภายนอกประเทศ	3,877.60	9.00
รวมกำลังผลิตจากแหล่งอื่น	28,444.42	66.04
รวมกำลังผลิตในระบบ	43,074.00	100.00

2.5 ระบบส่งจ่ายไฟฟ้า

ระบบส่งจ่ายไฟฟ้า หมายถึงระบบเสาส่งและสายส่งแรงสูงที่รับไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพื่อส่งต่อไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟ เหตุที่ต้องมีระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแรงสูงก็เนื่องจากโดยทั่วไปแหล่งกำเนิดไฟฟ้าอยู่ห่างไกลจากผู้บริโภคมาก เช่น เขื่อน ซึ่งต้องมีบริเวณกักเก็บน้ำจำนวนมาก หรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงประเภทน้ำมันหรือถ่านหินซึ่งอยู่ห่างจากผู้บริโภคมาก เงินลงทุนค่าเสาส่ง สายส่ง และแนวเสาส่งก็สูงมาก ในกรณีที่แหล่งกำเนิดไฟฟ้าอยู่ห่างไกลจากผู้บริโภค การพิจารณาการส่งจ่ายไฟฟ้านอกจากจะพิจารณาถึงความถี่ ระดับแรงดันไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้า ของการส่งจ่ายว่าควรเป็นเท่าใดแล้ว การเลือกจำนวนของสายส่ง ขนาดของสายส่งก็เป็นปัญหาที่ควรพิจารณาเช่นกัน ปัญหาดังกล่าวมีวิธีการตัดสินใจโดยพิจารณาจากผลของโคโรนา และอิมพีแดนซ์ของสายส่ง โคโรนา (Corona) เป็นปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นเมื่อสนามไฟฟ้ารอบ ๆ ตัวนำมีค่าสูงเกินกว่าที่ฉนวนรอบ ๆ ตัวนำจะทนได้ เช่น อากาศ หรือก๊าซ ก็ทำให้เกิดการแตกตัวของไอออน และเกิดการเบรกดาวน์บางส่วนของฉนวน ปรากฏการณ์ดังกล่าวทำให้เกิดแสง เสียง สี และทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพราะมีกระแสไหลออกจากตัวนำ เนื่องมาจากปรากฏการณ์ดังกล่าว ปรากฏการณ์โคโรนาแสดงดังรูปที่ 2.4 โดยมีจะพบเห็นได้ถี่ขึ้นหากบริเวณแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูงนั้น ๆ มีสภาพอากาศที่ร้อน แห้งแล้ง และฝนทิ้งช่วงเป็นระยะเวลานาน ทำให้บริเวณผิวลูกถ้วยสกปรก สภาพความเป็นฉนวนลดลง เกิดความเครียดของไฟฟ้าสูงเป็นผลให้อากาศบริเวณโดยรอบเกิดการแตกตัวออกมาในรูปของเสียงและแสง



รูปที่ 2.4 ปรากฏการณ์โคโรนาที่เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแรงสูง

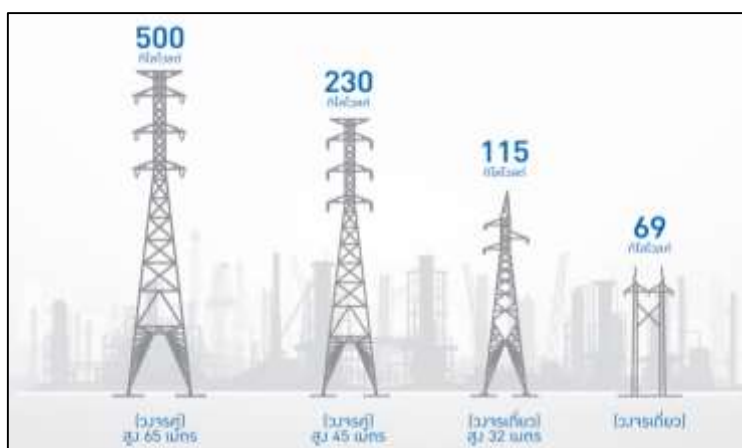
(แหล่งที่มา https://fr.m.wikipedia.org/wiki/Fichier:Corona_discharge_1.JPG เข้าถึงเมื่อ 14

สิงหาคม 2562)

นอกจากนี้ระยะระหว่างสายเฟสของสายส่งก็ต้องนำมาพิจารณาด้วยมากควรห่างกันเท่าใด จำนวนตำแหน่งติดตั้งและชนิดของตัวนำสำหรับสายดินบนเสาส่งก็ต้องพิจารณาด้วยเพื่อป้องกันไม่ให้ฟ้าผ่าลงสายเฟสได้ง่าย และฉนวนลูกถ้วยที่ใช้ในระบบสายส่งต้องมีการพิจารณาด้วยว่าควรใช้จำนวนลูกถ้วยเท่าใดจึงเหมาะสมกับระบบดังกล่าว

เสาส่งที่ใช้ต้องคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ตั้งแต่น้ำหนักของสายตั้งแต่ น้ำหนักของสาย จำนวน ฉนวนลูกถ้วย และแรงลมที่ปะทะกับเสาและสาย ขนาดความกว้างของเสาส่งหรือขนาดฐานของเสา ส่งขึ้นอยู่กับเนื้อที่ดินว่ามีมากน้อยเท่าใด และถ้าอยู่ใกล้บริเวณผู้อยู่อาศัยก็อาจต้องใช้เสาแหลม สูงขึ้นไป ระดับความสูงของเสาส่งต้องมีมากพอในการเดินสายข้ามทางรถไฟ ถนน อาคาร และ วัตถุอื่น ๆ ที่เป็นสิ่งกีดขวาง สิ่งต่าง ๆ ที่ได้กล่าวมานี้เป็นตัวจำกัดความสูงของเสาส่ง ระยะระหว่าง เสา รายการตกท้องช้างของเสาส่ง

โดยเสาส่งไฟฟ้าที่ใช้งานอยู่ 3 ชนิด คือ เสาคอนกรีต เสาโครงเหล็ก และเสาโมโนโพล (Monopole) ซึ่งจะใช้เสาประเภทใดนั้น ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขและความเหมาะสมของสภาพพื้นที่ที่ตั้ง เสาไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า และจำนวนสายที่ใช้ในระบบของ กฟผ. เสาส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. แสดงดังรูปที่ 2.5 เนื่องจากสายไฟฟ้าแรงสูงมีระยะอันตรายที่ไฟฟ้าจะกระโดดข้ามได้ ดังนั้น จึง ต้องมีการจับยึดสายไฟฟ้า ด้วยวัสดุที่เป็นฉนวนไฟฟ้า ที่เรียกว่า ลูกถ้วย ในจำนวนที่พอเหมาะกับ ไฟฟ้าแรงสูงนั้น ซึ่งจำนวนชั้นของลูกถ้วย จะบ่งบอกถึงระดับแรงดันไฟฟ้าด้วย ลูกถ้วยเป็นอุปกรณ์ ที่ใช้รองรับสายไฟฟ้าแรงสูง มีคุณสมบัติเป็นฉนวนไฟฟ้า ป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลจากสายตัว นำไปสู่โครงสร้างเสา ลูกถ้วยที่ใช้อยู่ในสายส่งของ กฟผ. ทำจากกระเบื้องเคลือบ หรือแก้ว ซึ่งจะมี เนื้อละเอียดกว่าเซรามิกและแก้วที่ใช้ทำถ้วยหม้อ ฉาบผิวด้วยสารเคลือบเงาเพื่อให้เรียบ ลื่น สกปรก ยาก ที่มีคุณสมบัติพิเศษคือมีความเป็นฉนวนมาก และมีความแข็งแรง ทนทาน แต่เมื่อใช้ไปนาน ๆ สัมผัสกับอากาศนานเข้าจะมีฝุ่นละอองมาเกาะทำให้เกิดการนำไฟฟ้าได้ จึงต้องมีการทำความสะอาดลูกถ้วยอย่างสม่ำเสมอ จำนวนลูกถ้วยสำหรับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.5 เสาส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.

(แหล่งที่มา <https://www.egat.co.th/images/news-egat/2560/08/20170830-ART01-06.png> เข้าถึงเมื่อ 14 สิงหาคม 2562)



รูปที่ 2.6 ลูกถ้วยสำหรับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ.

(แหล่งที่มา <https://www.egat.co.th/images/news-egat/2560/08/20170830-ART01-07.png> เข้าถึงเมื่อ 14 สิงหาคม 2562)

ระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแรงสูง วงจรคู่ (Double Circuit) ขนาด 500 kV ของ กฟผ. เป็นระดับแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุดในประเทศไทย โดยวงจรเป็นแบบสายควมชนิด 4 เส้น (4 Bundle Conductors) สายส่งขนาด 500 kV จะมีระยะเท่ากับ 13.00 m และสายตัวนำแต่ละเส้นมีขนาด 795 MCM (เส้นผ่านศูนย์กลาง = 0.02772 m) และสายดินเหนือศีรษะ (Overhead Ground Wire: OHGW) แต่ละเส้นมีขนาด 3/8 inch (เส้นผ่านศูนย์กลาง = 0.009114 m) ในปัจจุบันระบบส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ใช้ระดับแรงดันไฟฟ้า คือ 69 kV (ปัจจุบันใช้อยู่ไม่มากนัก) 115 kV 230 kV และ 500 kV ตัวอย่างสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 kV ช่วงร้อยเอ็ด 2 – ชัยภูมิ 2 แสดงดังรูปที่ 2.7

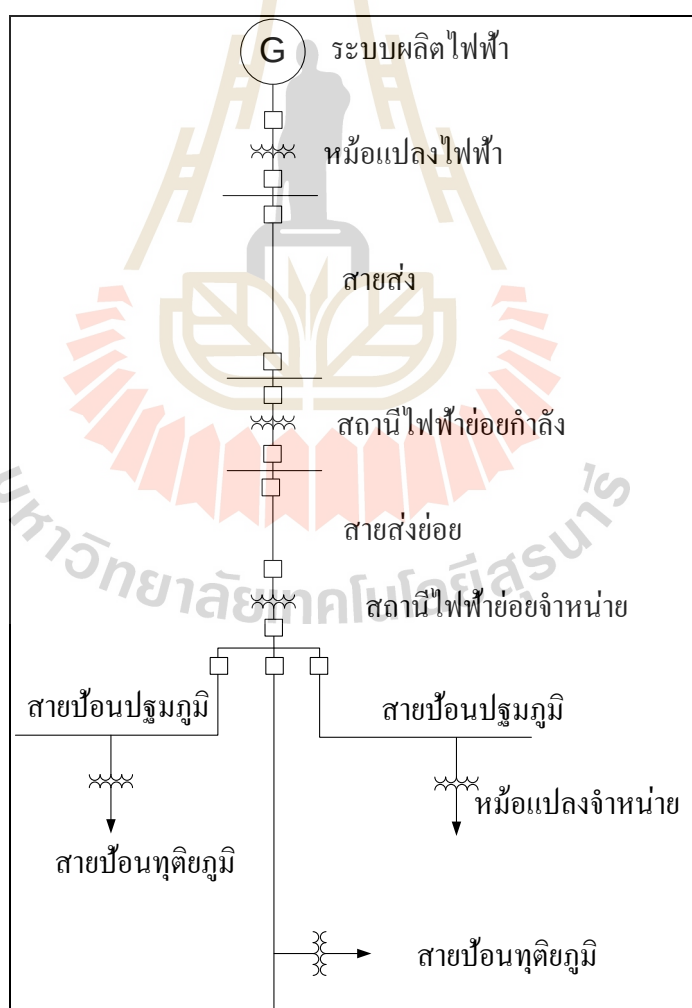


รูปที่ 2.7 สายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 kV ช่วงร้อยเอ็ด 2 - ชัยภูมิ 2

(แหล่งที่มา <https://industry-media.com/index.php/haevy-industrial/energy/power/item/5767-tata-projects> เข้าถึงเมื่อ 14 สิงหาคม 2562)

2.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อย

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบช่วงสุดท้ายที่รับไฟฟ้าจากระบบสายส่งเพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วนคือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าปฐมภูมิ ซึ่งรับไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าย่อยและส่งต่อไปที่บริเวณผู้ใช้ไฟหนาแน่นและแปลงไฟลงผ่านหม้อแปลงระบบจำหน่าย และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุติยภูมิซึ่งรับไฟฟ้าจากหม้อแปลงระบบจำหน่ายต่อไปยังผู้ใช้ไฟเพื่อการใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายสามารถจำแนกออกเป็นส่วน ๆ ที่สำคัญดังนี้ สถานีไฟฟ้าย่อยกำลัง ระบบสายส่งย่อย สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย สายป้อนปฐมภูมิ หม้อแปลงจำหน่าย และระบบจำนวนทุติยภูมิ ระบบจำหน่ายอาจแบ่งตามชนิดของโหลด เช่น อาคารพาณิชย์ ผู้อยู่อาศัย โรงงานอุตสาหกรรม หรือแบ่งตามชนิดโครงสร้าง เช่น สายจำหน่ายเหนือดิน หรือสายจำหน่ายใต้ดิน โดยไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงส่วนต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง แสดงดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง

จากรูปที่ 2.8 ซึ่งเป็นตัวอย่างของไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถอธิบายหน้าที่และการทำงานของส่วนต่าง ๆ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 การแบ่งส่วนของระบบไฟฟ้ากำลัง

ลำดับที่	ส่วนของระบบไฟฟ้ากำลัง	หน้าที่และการทำงาน
1	สถานีไฟฟ้าย่อยกำลัง (Bulk Power Substation)	รับกำลังไฟฟ้าจากระบบส่งและแปลงไฟเพื่อให้ระบบสายส่งได้
2	ระบบสายส่งย่อย (Sub-transmission System)	ระบบวงจรไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยกำลัง เพื่อส่งต่อไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย
3	สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Distribution Substation)	สถานีไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้าจากวงจรสายส่งย่อย และแปลงให้สายป้อนปฐมภูมิ
4	สายป้อนปฐมภูมิ (Primary Feeder)	วงจรไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อส่งไปยังหม้อแปลงจำหน่าย
5	สายป้อนทุติยภูมิ (Secondary Feeder)	วงจรไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากหม้อแปลงจำหน่าย และส่งไปยังผู้ใช้ไฟ

2.6.1 สถานีไฟฟ้าย่อยกำลัง

สถานีไฟฟ้าย่อย เป็นสถานที่ที่ติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบและอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแรงดันให้สูงขึ้นหรือต่ำลง มีสายส่งหรือโรงไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้าและมีอุปกรณ์ระบบควบคุมและป้องกันติดตั้งเพื่อตัดอุปกรณ์หลักออกขณะเกิดลัดวงจรในสายส่ง หรือในสายจำหน่าย หรืออุปกรณ์ในสถานีเกิดความเสียหาย

การเลือกสถานที่ตั้ง หลังจากวางแผนก่อสร้างสถานี จะทราบอุปกรณ์ที่จำเป็นในสถานี สิ่งต่อไปคือเลือกสถานที่ ซึ่งต้องคำนึงถึงด้านต่าง ๆ ดังนี้

- ความสวยงามและทัศนียภาพ ต้องไม่ขัดกับสิ่งแวดล้อม กลมกลืนกับสถานที่ใกล้เคียง เช่น ใกล้ชุมชน ใกล้สถานที่ใช้เพาะปลูก ในสถานีจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ที่มีลักษณะมีความสูง ประอบด้วย โลหะ และพอร์ซเลน (Porcelain) ซึ่งถ้าเสียหายอาจเกิดอันตรายในบริเวณกว้าง ทำให้ต้องออกแบบให้มีระยะห่างระหว่างอุปกรณ์ที่เพียงพอ

- ต้องพิจารณาเรื่องความปลอดภัย อุปกรณ์เตือนภัย เนื่องจากบางสถานีใช้ระบบควบคุมจากทางไกล (Remote Control) หรือไม่มีผู้ควบคุมอยู่ประจำ (Unmanned Substation)

- เสียง ที่เกิดส่วนใหญ่มาจากการสั่นของแกนเหล็กของหม้อแปลง อาจก่อให้เกิดความรำคาญต่อผู้อยู่อาศัยในบริเวณใกล้เคียง จึงจำเป็นต้องพิจารณาข้อกำหนดของหม้อแปลงให้มีการออกแบบระดับความดังของเสียงให้ต่ำไม่สร้างความรบกวน

- ออกแบบให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ลดเสียงรอบหม้อแปลงรวมถึงเสียงที่เกิดจากการทำงานของเบรกเกอร์ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ดับอาร์คโดยวิธีธรรมชาติ (Air Circuit Breaker) และการทำงานของกลไกเบรกเกอร์ (Breaker Mechanism) ที่ใช้ความดันลมสูง (Pneumatic Type Mechanism)

- มลพิษ ต้องคำนึงถึงผลกระทบจากมลพิษในอากาศที่มีต่ออุปกรณ์ และ มลพิษที่เกิดจากอุปกรณ์ต่อสิ่งแวดล้อม

- ควรเลือกสถานที่ตั้งให้อยู่ใกล้กับศูนย์กลางโหลด โดยเฉพาะในบริเวณที่มีโหลดหนาแน่นเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย

การออกแบบแผนผังของอุปกรณ์ในสถานี ในการออกแบบการจัดวางอุปกรณ์ มีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดคุณภาพและสะดวกในการรับ และส่งพลังงานไฟฟ้าโดยคำนึงถึง เงินลงทุน ความน่าเชื่อถือ ความมั่นคงของการจ่ายไฟฟ้า ความคล่องตัวและยืดหยุ่น และความสะดวกในการบำรุงรักษา สามารถออกแบบการจัดวางอุปกรณ์ได้หลายแบบ แต่จะกล่าวถึงเฉพาะที่ใช้กันเป็นส่วนใหญ่ ได้แก่

- 1) บัสเดี่ยวหรือบัสประธาน (Single or Main Bus)
- 2) บัสแรงสูงตัดตอน (Sectionalized High-voltage Bus)
- 3) บัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized Single Bus)
- 4) บัสประธานคู่ (Double Main Bus)
- 5) บัสประธานและบัสโอน (Main and Transfer Bus)
- 6) บัสประธานสำรองและบัสโอน (Main Reserve and Transfer Bus)
- 7) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and Reserve-transfer Bus)
- 8) บัสเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a Half Breaker)
- 9) บัสวง (Ring Bus)

โดยสถานีไฟฟ้าย่อยกำลังสำหรับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ คือ สถานีลานไผ่ไฟฟ้านครราชสีมา 2 แสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 สถานีลานไผ่ไฟฟ้า นครราชสีมา 2

2.6.2 ระบบสายส่งย่อย

สายส่งย่อยมีหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยกำลัง เพื่อส่งไปให้สถานีไฟฟ้าย่อยที่อยู่ตามแหล่งชุมชนต่าง ๆ ที่สถานีไฟฟ้าย่อยนี้ระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่งย่อยถูกแปลงให้ต่ำลงเพื่อส่งต่อไปยังสายป้อน

การจัดว่าระบบสายส่งใดเป็นสายส่งย่อยหรือไม่ต้องพิจารณาจากการทำงานของระบบไม่ใช่พิจารณาจากระดับแรงดันไฟฟ้า ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับสายส่งย่อยขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบที่สูงกว่าหรือต่ำกว่าระดับสายส่งย่อย แรงดันไฟฟ้าระหว่างสายส่ง สายส่งย่อยและสายป้อนมีค่าสูงมากเกินไปหรือต่ำมากเกินไปก็ไม่ประหยัด บางระบบใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่ง และสายส่งย่อยระดับเดียวกัน การใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าเป็นตัวแยกว่าสายส่งใดเป็นสายส่งแรงสูง สายส่งย่อย หรือสายป้อนทำได้ยากหนึ่งกับสายส่งย่อยในพื้นที่หนึ่งแต่กลับใช้กับสายป้อนในอีกพื้นที่หนึ่งก็ได้ วงจรของสายส่งย่อยอาจอยู่ในรูปเรเดียลหรือแบบอื่น ๆ ที่ยุ่งยากขึ้นไป ความแตกต่างสำคัญ 2 ประการของการแบ่งชนิดของการจัดวงจรสายส่งย่อยคือระบบที่สถานีไฟฟ้าย่อยกำลังไม่ได้มีการเชื่อมโยงด้วยสายส่งย่อย ระบบที่สถานีไฟฟ้ากำลังที่มีการ

เชื่อมโยงด้วยสายส่งย่อย ระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยกำลังด้วยสายส่งย่อยจะส่งจ่ายแบบเรเดียล วงปิด หรือกริดแบบแหล่งจ่ายเดียว สถานีไฟฟ้าย่อยกำลังสามารถเชื่อมโยงด้วยกันที่ระดับแรงดันไฟฟ้า สายส่งย่อยโดยการแตะ-ทาย (Tapped-Tie) หรือกริดแบบหลายแหล่งจ่าย ระบบสายส่งย่อยของ กฟภ. มีข้อกำหนดที่สำคัญในการออกแบบระบบสายส่ง 115 kV มีดังนี้

1) พิจารณาความเร็วลมสูงสุด 96.6 km/hr หรือ 26.67 m/s สำหรับเสาคอนกรีต และ 120 km/hr สำหรับเสาโครงเหล็ก ที่ความสูง 10 m

2) ค่าอัตราส่วนความปลอดภัย (Factor of Safety) เท่ากับสองเท่า สำหรับเสา คอนกรีต และเสาโครงเหล็ก

3) ค่าเกณฑ์ช่วงเสา (Ruling Span) ของสายส่งไฟฟ้า สำหรับเสาคอนกรีต มีค่าไม่เกิน 80 m (วงจรเดียว) ส่วนเสาประเภทเหล็กแล้วแต่ความเหมาะสม ต้องมากกว่า 80 m

4) ต้องติดตั้งระบบกราวด์ทุกต้น

5) มุมป้องกันฟ้าผ่า ไม่เกิน 30 องศา

ระบบสายส่งย่อยของ กฟภ. ส่วนใหญ่จะส่งกระแสไฟฟ้าไปตามแนวนอน โดยระบบสายส่งย่อยสำหรับงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ ดังแสดงในรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 สายส่งย่อย 115 kV ของ กฟภ. บริเวณทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 2

ส่วนประกอบที่สำคัญของระบบสายส่งย่อย 115 kV ของ กฟภ. ประกอบด้วย (1) เสาคอนกรีตอัดแรงและเสาโครงเหล็ก (2) สายไฟฟ้า (3) เขตเดินสายส่งไฟฟ้า (4) อุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ โดยอธิบายได้ดังนี้

1) เสาคอนกรีตอัดแรง (คอร.) และเสาโครงเหล็ก ประกอบด้วย

ก) เสาคอนกรีตอัดแรง (Prestressed Concrete Pole) มีขนาดความยาว 22.00 m ความต้านทานโมเมนต์ใช้งาน (Working Moment) ไม่น้อยกว่า 18,000 kg-m ปัจจุบันเสาที่ผลิตจะเป็นชนิดมีกรวดเปลือยในเสา ทั้งสองด้าน สามารถปลดสายดินเพื่อวัดค่าความต้านทานดินได้

ข) เสาโครงเหล็ก ใช้ในบริเวณที่ก่อสร้างเป็นหุบเขา ช่วงข้ามแม่น้ำ ฯลฯ เนื่องจากเสาคอนกรีตมีความสูงไม่เพียงพอ ทำให้ระยะห่างปลอดภัยจากพื้นต่ำกว่ามาตรฐาน และใช้ในบริเวณที่ก่อสร้างเป็นภูเขา เสาคอนกรีตไม่สามารถขนย้ายขึ้นไปก่อสร้างได้ เนื่องจากสภาพคดเคี้ยวของถนน และข้อจำกัดรถขนย้าย เสาโครงเหล็กรูปแบบต่าง ๆ โดยทั่วไป มี 2 แบบ ได้แก่

- เสาโครงเหล็กแบบกล่อ่งไม้ขีด (Lattice Tower) แสดงดังรูปที่ 2.11
- เสาโครงเหล็กแบบขาถ่าง (Steel Tower) แสดงดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.11 เสาโครงเหล็กแบบกล่อ่งไม้ขีด



รูปที่ 2.12 เสาโครงเหล็กแบบขาถ่าง

ค) เสาเหล็ก (Steel Pole) หรือเสาเหล็กกลม โดยความสูงขึ้นอยู่กับสภาพพื้นที่ก่อสร้าง ซึ่งจะมีความสูงมากกว่า 22.00 m ความต้านทาน โมเมนต์ใช้งานขึ้นอยู่กับแรงดึงในสาย ประหยัดค่าใช้จ่าย

2) สายไฟฟ้า

ก) ชนิดของสายไฟฟ้าที่ใช้ในระบบสายส่งของ กฟภ. สายไฟฟ้าอาจเป็นแบบตันเป็นแท่ง (Solid) หรือตีเกลียว (Stranded) สายไฟฟ้าขนาดใหญ่จะเป็นแบบตีเกลียวเพราะถ้าเป็นสายตันจะมีน้ำหนักมากและหักได้ง่าย โดยสายไฟฟ้าที่ กฟภ. ใช้ในในระบบสายส่งมี 4 ชนิด คือ (1) สายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย (All Aluminium Conductor: AAC) ตาม มอก. 85 (2) สายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยแกนเหล็ก (Aluminium Conductor Steel Reinforced: ACSR) ตาม มอก. 86 (3) สายอะลูมิเนียมเจือตีเกลียวเปลือย (Aluminium Alloy Stranded Conductors: AA) ตาม มอก. 725 และ (4) ลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียว (Galvanize Steel Wire Strand: St.) ตาม มอก. 404 โดยสายไฟฟ้าแต่ละชนิดที่กล่าวมานี้สามารถอธิบายคุณสมบัติและการใช้งานได้ดังนี้

(1) สายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย เป็นการนำเส้นลวดอะลูมิเนียมเจ็ดเส้นหรือมากกว่ามาตีเกลียวรวมจุดศูนย์กลางตามแนวแกนเดียวกัน โดยชั้นที่อยู่ติดกันต้องมีทิศทางสวนกัน และชั้นนอกสุดต้องมีทิศทางการตีเกลียวทางขวา โดยอัตราส่วนการตีเกลียวของชั้นนอกต้องไม่มากกว่าของชั้นในที่อยู่ถัดเข้าไป สายชนิดนี้รับแรงดึงได้ดี ปกติจะชิงพาดสายที่ระยะห่างเสาสั้น ๆ

(Short Span) การใช้งานทั่ว ๆ ไป ประมาณไม่เกิน 50 m ยกเว้นสายขนาด 95 mm² หรือใหญ่กว่าให้พาดได้ไม่เกิน 100 m หรือการใช้งานที่ได้กำหนดไว้เป็นการเฉพาะในแบบโครงสร้างนั้น ๆ คุณลักษณะของสายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย แสดงดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 คุณลักษณะของสายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย

พื้นที่หน้าตัดระบุ (mm ²)	พื้นที่หน้าตัดจริง (mm ²)	จำนวนเส้นลวด	เส้นผ่านศูนย์กลางเส้นลวด (mm)	เส้นผ่านศูนย์กลางตัวนำตีเกลียว (mm)	น้ำหนัก (kg/km)	แรงดึง (kg)	กระแส (A)
50	50.14	7	3.02	9.06	137	805	225
95	94.76	19	2.52	12.60	261	1585	340
120	121.21	19	2.85	14.25	333	1980	390
185	184.54	37	2.52	17.64	509	3085	520
240	242.54	61	2.25	20.25	670	4015	625
400	389.14	61	2.85	25.65	1075	6025	855
500	506.04	61	3.25	29.25	1398	7695	990
625	626.20	91	2.96	32.56	1735	9694	1140

(2) สายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยแกนเหล็ก มีโครงสร้างคล้ายกับสายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย แต่เส้นลวดที่เป็นแกนกลางจะใช้ลวดเหล็กเคลือบสังกะสีแทนเพื่อให้สามารถรับแรงดึงได้สูงขึ้น และเช่นเดียวกับสายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยในการตีเกลียวทุกครั้งชั้นที่อยู่ติดกันต้องมีทิศทางสวนกัน และชั้นนอกสุดต้องมีทิศทางการตีเกลียวทางขวา รายละเอียดทางเทคนิคบางประการตาม มอก. 86 สรุปได้ดังนี้

- เส้นลวดต้องเรียบและปราศจากข้อบกพร่อง

- ตัวนำตีเกลียวยอมให้มีรอยต่อในลวดแต่ละเส้นได้ นอกเหนือจากรอยต่อที่ทำไว้ในอะลูมิเนียมเส้นหรือเส้นลวดก่อนรีดครั้งสุดท้าย รอยต่อแต่ละแห่งในตัวนำตีเกลียวต้องห่างกันไม่น้อยกว่า 15 m ในการต่อต้องทำโดยวิธีเชื่อมต่อด้วยไฟฟ้าหรือเชื่อมต่อด้วยการอัดเย็น รอยต่อที่ใช้วิธีเชื่อมต่อด้วยไฟฟ้า ต้องนำมาอบเหนียวโดยระบอบเหนียวห่างจากรอยต่อข้างละไม่น้อยกว่า 200 mm.

- ลวดเหล็กเคลือบสังกะสีต้องไม่มีรอยต่อ นอกจากเป็นการต่อดัวยวิธีเชื่อมด้วยไฟฟ้าในเหล็กเส้น ก่อนรัดครั้งสุดท้าย

สายชนิดนี้รับแรงดึงได้ดี นิยมใช้พาดข้ามแม่น้ำ ในป่า หุบเหว ที่มีระยะห่างเสายาว (Long Span) แต่จะไม่ใช้สายชนิดนี้ในบริเวณใกล้ชายทะเลเพราะอาจเกิดการกัดกร่อนเนื่องจากไอเกลือได้ตามแบบมาตรฐานของ กฟภ. จะกำหนดให้ใช้เฉพาะในบริเวณที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเลเกินกว่า 1 km ขึ้นไป สำหรับในระบบสายส่ง 115 kV จะใช้สาย ACSR เพียงขนาดเดียวคือ 380/50 mm² คุณสมบัติของสายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยแกนเหล็ก แสดงในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 คุณสมบัติของสายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยแกนเหล็ก

พื้นที่หน้าตัด ระบุ (mm ²)	พื้นที่หน้าตัดจริง (mm ²)	จำนวนเส้นลวดอะลูมิเนียม	จำนวนเส้นลวดเหล็ก	เส้นผ่านศูนย์กลางตัวนำตีเกลียวแกนเหล็ก (m.)	น้ำหนัก (kg/km.)	แรงดึง (kg)	กระแส (A)
50/8	56.3	6	1	9.6	195	1716	170
95/15	109.7	26	7	13.6	381	3565	350
120/20	141.4	26	7	15.5	491	4555	410
185/30	213.6	26	7	19.0	741	6618	535
240/40	282.5	26	7	21.9	981	8640	645
380/50	431.5	54	7	27.0	1443	12312	840

(3) สายอะลูมิเนียมเจือตีเกลียวเปลือย มีส่วนผสมของอะลูมิเนียมแมกนีเซียมและซิลิกอนทำให้มีความเหนียวและรับแรงดึงได้สูงกว่าสายอะลูมิเนียมล้วน ใช้พาดสายที่มีระยะห่างเสายาว ๆ ได้ และใช้สายชนิดนี้ในบริเวณใกล้ชายทะเลเพราะสามารถทนต่อการกัดกร่อนของไอเกลือบริเวณชายทะเล คุณสมบัติของสายอะลูมิเนียมเจือตีเกลียวเปลือยแสดงในตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 คุณสมบัติของสายอะลูมิเนียมเจือตีเกลียวเปลือย

พื้นที่หน้าตัดระบุ (mm ²)	พื้นที่หน้าตัดจริง (mm ²)	จำนวนเส้นลวด	เส้นผ่านศูนย์กลางเส้นลวด (mm)	เส้นผ่านศูนย์กลางของตัวนำตีเกลียว (mm)	น้ำหนัก (kg/km)	แรงดึง (kg)	กระแส (A)
35	34.36	7	2.50	7.5	94	978	170
50	49.48	7	3.00	9.0	135	1408	210
95	93.27	19	2.50	12.5	256	2655	320
120	116.99	19	2.80	14.0	322	3331	365
185	181.62	37	2.50	17.5	500	5171	490
240	242.54	61	2.25	20.3	670	6905	585
400	400.14	61	2.89	26.0	1104	11392	810

(4) ลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียว เป็นลวดที่ทำจากเหล็กลวดคาร์บอนต่ำหรือเหล็กลวดคาร์บอนสูงเคลือบสังกะสีโดยวิธีจุ่มร้อนหรือเคลือบสังกะสีโดยวิธีไฟฟ้า ใน มอก. 404 แบ่งลวดเหล็กเป็นชนิด 7 เส้นและ 19 เส้น ซึ่ง กฟผ. มีการใช้งานทั้งชนิด 7 เส้นและ 19 เส้น และเป็นชั้นคุณภาพอเนกประสงค์เท่านั้น ลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียวมีการใช้งานหลายลักษณะคือ

- ใช้ทำหน้าที่เป็นสายดินเหนือศีรษะหรือสายล่อฟ้า โดยพาดเหนือเสาไฟฟ้ามีเหล็กฉากรับสายล่อฟ้าเป็นตัวค้ำยันรองรับลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียวขนาด 35 mm² สำหรับระยะห่างเสาปกติ 80 m และขนาด 50 mm² สำหรับระยะห่างเสายาว ๆ เช่น ช่วงข้ามแม่น้ำ

- ใช้ทำหน้าที่เป็นสายยึดโยง (Guying) ที่เสาดันก่อนช่วงทางโค้ง (ดัน AS) เสาดันสุดท้าย (ดัน DE) เสาดันหักฉาก 90 องศา (ดัน LA) ลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียวที่ใช้มี 2 ขนาดคือ 50 และ 95 mm²

- ใช้ทำหน้าที่เป็นสายต่อลงดิน (Ground Lead) โดยต่อจากแผ่นเพลทที่โคนเสาไปเชื่อมต่อกับแท่งหลักดินที่ฝังใต้ดินข้าง ๆ ฐานรากเสา ลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียวที่ใช้มีขนาดเดียวคือ 50 mm² คุณสมบัติของลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีตีเกลียวแสดงตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 คุณสมบัติของลวดเหล็กกล้าเคลือบสังกะสีดีเกลียว

พื้นที่ หน้าตัด ระบุ (mm ²)	พื้นที่ หน้าตัด จริง (mm ²)	จำนวน เส้น ลวด	เส้นผ่าน ศูนย์กลางของ เส้นลวด (mm)	เส้นผ่าน ศูนย์กลางของ ตัวนำดีเกลียว (mm)	น้ำหนัก (kg/km)	แรงดึง (kg)
25	22.43	7	2.1	6.3	192	1646
35	31.67	7	2.5	7.5	272	2329
50	46.24	7	3.0	9.0	392	3353
95	85.95	19	2.5	12.5	740	6320

ข) ชัดจำกัดเกี่ยวกับอุณหภูมิของสายไฟฟ้า (Thermal Limit) ในขณะที่สายส่งใช้งานอยู่จะมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่าน จึงเกิดความร้อนขึ้นที่สายไฟฟ้าเนื่องจากสายมีความต้านทาน ซึ่งถ้ามีการส่งกระแสไฟฟ้ามากเกินไป ความร้อนที่เกิดขึ้นที่สายไฟฟ้าอาจทำให้

(1) สายอาจจะหย่อนไป ทำให้ต้องออกแบบเสาให้สูงมากขึ้น เพื่อจะรักษาระยะห่างต่ำสุดของสายไฟฟ้ากับดิน เพื่อความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน แต่การออกแบบเสาให้สูงมากกว่าปกติย่อมเป็นต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นเช่นกัน

(2) คุณสมบัติทางความทนแรงดึง (Tensile Strength) ของสายลดลง เนื่องจากผลกระทบของการให้ความร้อน (Annealing Effect) ซึ่งอุณหภูมิที่มีผลกระทบทำให้คุณสมบัติทางความทนแรงดึงของสายลดลง จะเริ่มที่อุณหภูมิ 100 °C

(3) อุปกรณ์จับยึดเช่น แคลมป์บีบสาย แคลมป์เข้าปลายสาย จะมีอุณหภูมิสูงตามไปด้วยซึ่งอาจจะเกิดปัญหาเกี่ยวกับการขยายตัวของอุปกรณ์จับยึดได้

ปกติในทางปฏิบัติจะดูกราฟค่าอุณหภูมิเพิ่มของสายไฟฟ้าประเภทนั้น ๆ ซึ่งบริษัทผู้ผลิตสายได้ทดสอบคุณสมบัติของสายไว้ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านแล้วสายไฟฟ้ามีอุณหภูมิเพิ่มมากขึ้นเท่าไรและยังอยู่ในขีดจำกัดของ ขีดจำกัดทางด้านอุณหภูมิของสายหรือไม่ ในทางปฏิบัติการหาค่ากระแสของสายไฟฟ้าแต่ละประเภทให้ดูจาก มอก. เป็นหลักจะสะดวกและสามารถอ้างอิงได้

3) เขตเดินสายส่งไฟฟ้า (Right Of Way: ROW) มีความสำคัญในการป้องกันอันตรายจากเกิดการวาบไฟตามผิวฉนวนทางไฟฟ้า (Flashover) ไปยังสิ่งปลูกสร้างด้านข้าง ป้องกันต้นไม้ล้มพาดสายส่ง ป้องกันการเกิดไฟไหม้ได้แนวสายส่ง หรือ จากอาคารด้านข้าง

4) อุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ แบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ

ก) อุปกรณ์สำหรับเสาไฟฟ้า เช่น คอนรับสาย เหล็กประกบกับคอนสายที่แขวนลูกถ้วย ทางโค้ง เหล็กฉากรับสายล่อฟ้าและอื่น ๆ

ข) อุปกรณ์สำหรับสายไฟฟ้า ได้แก่ ลูกถ้วย (Insulator) อุปกรณ์ประกอบลูกถ้วยแขวน (Suspension Assembly Hardware)

(1) ลูกถ้วย เป็นอุปกรณ์ประกอบที่เป็นฉนวนไฟฟ้า ทำหน้าที่รองรับสายไฟฟ้าบนเสาไฟฟ้า และทำหน้าที่เป็นฉนวนป้องกันกระแสไฟฟ้ารั่วไหลลงสู่โครงสร้างเสา โดยลูกถ้วยที่ใช้ในระบบสายส่ง 115 kV ของ กฟภ. มีดังนี้

- ลูกถ้วยแขวน (Suspension Insulators) มีคุณสมบัติเด่นคือสามารถนำมาห้อยแขวนต่อเป็นพวงได้ ติดตั้งได้ทั้งในแนวดิ่งและแนวระนาบ เพิ่มหรือลดจำนวนให้เหมาะสมกับแรงดัน สามารถถอดเปลี่ยนลูกถ้วยลูกที่ชำรุดได้ ผิวจะเคลือบเป็นมัน เพื่อให้น้ำฝนชำระสิ่งสกปรกออกได้ง่าย แต่เนื่องจากการติดตั้งลูกถ้วยแขวนแบบรับแรงดึงจะติดตั้งในแนวนอนเมื่อฝนตกน้ำสามารถสาดเข้าไปด้านในของลูกถ้วยได้ ซึ่งถ้าหากใช้จำนวนลูกถ้วยเท่ากับลูกถ้วยที่ติดตั้งในแนวดิ่ง ก็จะทำให้เกิดเบรกดาวที่ฉนวนลูกถ้วยได้ ดังนั้น ตามมาตรฐานจึงใช้ลูกถ้วยแขวนแบบรับแรงดึง ทั้ง Class 52-3 (สายเดี่ยว) และ 52-8 (สายคู่) จำนวน 10 ลูก

- ลูกถ้วยโพสท์ไทน์ (Post Type Insulators) มีคุณสมบัติเด่นคือเหมาะสำหรับการเดินสายผ่านช่องทางที่แคบ โดยด้านข้างเป็นอาคาร หรือ ต้นไม้- เพื่อเพิ่มระยะห่างระหว่างจุดยึดสายไฟฟ้ากับสิ่งก่อสร้างด้านข้าง ให้มากขึ้น เนื่องจากความยาวรวมน้อย (ครึ่งมาก) ไม่ต้องคำนึงถึงเรื่องลม ในการพิจารณาฉนวนอากาศที่โครงสร้างเสา ใช้งานได้ไม่เกินระดับมลภาวะปานกลาง

- ลูกถ้วยคอมโพสิท (Composite or Polymer Insulators) มีคุณสมบัติเด่นคือ เป็นลูกถ้วยแรงสูง ปักทำด้วยยางโพลีเมอร์ ซึ่งจะมีน้ำหนักเบากว่าเนื้อพอร์ซเลน มีระยะรั้วสูงกว่าลูกถ้วยแขวนพอร์ซเลน ทำให้พวงลูกถ้วยสั้นกว่า ใช้งานบริเวณที่มีมลภาวะสูง เช่น ชายทะเล หรือ โรงงานอุตสาหกรรม ใช้งานได้ถึงระดับมลภาวะสูงมาก

(2) อุปกรณ์ประกอบลูกถ้วยแขวน เป็นอุปกรณ์ประกอบชุดลูกถ้วยแขวน สำหรับแบบแขวนและแบบรับแรงดึงของสายส่งระบบ 115 kV กฟภ. ใช้ทั่วไปในไลน์ ติดตั้งสำหรับเสา คอ. และ เสาโครงเหล็ก อุปกรณ์ประกอบลูกถ้วยแขวน เช่น ฟรีฟอร์มแฮกสาย (Preformed Helical Rods) แผ่นเหล็กแฮกสาย (Spacer Plate) เป็นต้น

สายไฟฟ้าแรงสูงจะมีระยะอันตรายที่จะกระโดดข้ามได้ ดังนั้น จึงต้องมีการจับยึดสายไฟฟ้าด้วยวัสดุ ที่เป็นฉนวนไฟฟ้า ในจำนวนที่พอเหมาะ กับไฟฟ้าแรงสูงนั้น ฉนวนไฟฟ้าที่ใช้กัน ส่วนใหญ่จะทำด้วยกระเบื้องเคลือบเป็นชั้น ๆ มีรูปร่างเหมือนขมคว่ำที่เรียกว่าลูกถ้วย ดังนั้น

เราจึงสามารถสังเกตว่าเป็นสายไฟฟ้าแรงสูงได้จากการยึดสายไฟฟ้าด้วยลูกถ้วยเป็นชั้น ๆ ซึ่งจำนวนชั้นของลูกถ้วยจะบ่งบอกถึงระดับแรงดันไฟฟ้าของไฟฟ้าแรงสูงนั้น

สายไฟฟ้าแรงสูงส่วนใหญ่ที่ใช้ส่งกระแสไฟฟ้าไปตามถนนหรือทุ่งนานั้น ส่วนใหญ่จะไม่มีฉนวนหุ้ม หรือหากมีฉนวนหุ้ม ก็จะหุ้มบาง ๆ ไว้เท่านั้น ซึ่งถือว่าไม่ปลอดภัยที่จะสัมผัสหรือแตะต้อง การหุ้มฉนวนที่ปลอดภัยนั้นจะต้องมีฉนวนที่หนา มีการพันทับด้วยสายชีลด์ (Shield) และมีเปลือกนอกอีกชั้นหนึ่ง ทำให้มีสายมีน้ำหนักมากจึงไม่สามารถพาดไปบนเสาไฟฟ้าทั่วไปได้ ข้อแนะนำเกี่ยวกับระยะห่างต่ำสุดในแนวระดับ แสดงในตารางที่ 2.7 และข้อแนะนำเกี่ยวกับระยะห่างต่ำสุดในแนวดิ่ง จากสายส่ง 115 kV แสดงในตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.7 ข้อแนะนำเกี่ยวกับระยะห่างต่ำสุดในแนวระดับ จากสายส่ง 115 kV (กฟภ., 2550)

ลำดับที่	สิ่งที่อยู่ใกล้สายส่ง 115 kV	ระยะห่างต่ำสุดในแนวระดับ (m)
1	ผนังด้านปิดและเปิดของอาคาร เฉลียงระเบียง หรือบริเวณที่มีคนเข้าถึงได้	2.30
2	ผิวของเสา	0.67
3	ผิวคอนสายจำหน่าย	0.67

ตารางที่ 2.8 ข้อแนะนำเกี่ยวกับระยะห่างต่ำสุดในแนวดิ่ง จากสายส่ง 115 kV (กฟภ., 2550)

ลำดับที่	ประเภทของสายส่งและแรงดันไฟฟ้า	ระยะห่างต่ำสุดในแนวดิ่ง (m)
1	สายส่งที่ไม่อยู่บนเสาดันเดียวกัน	
	11-33 kV	2.00
	115 kV	2.90
	230 kV	4.30
2	สายส่งที่อยู่บนเสาดันเดียวกัน	
	1 kV หรือน้อยกว่า	2.40
	11-33 kV	2.40
	115 kV	2.40

2.6.3 สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย

สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย คือสถานีไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าเพื่อควบคุมรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า แบ่งจ่าย และแรงดันไฟฟ้าโดยรับไฟฟ้าจากสายส่งย่อยเพื่อส่งต่อไปให้ผู้บริโภค สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย แบ่งออกได้ดังนี้

- ก) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบธรรมดา (Simple)
- ข) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบหลายสายส่งย่อย (Multiple Sub-transmission)
- ค) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบหม้อแปลงหลายชุด (Multiple Transformer)
- ง) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบจ่ายไฟและต่อไฟอัตโนมัติ (Automatic Service Restoration)
- จ) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบแหล่งจ่ายไฟขนาน (Parallel Supply)
- ฉ) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบสปอตเน็ตเวิร์ก (Spot Network)
- ช) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบการจัดบัสบาร์ซ้อน
- ซ) สถานีไฟฟ้าย่อยแบบเคลื่อนที่ได้

ส่วนอุปกรณ์หลักภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง เช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง เซอร์คิตเบรกเกอร์แรงสูง ไลน์ดิสคอนแรงสูง หม้อแปลงวัดกระแส หม้อแปลงวัดแรงดัน กัปดักฟ้าผ่า บัสบาร์ เป็นต้น ตัวอย่างหม้อแปลงกำลัง ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย ของ กฟภ. แสดงดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 หม้อแปลงกำลัง 25 MVA ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายของ กฟภ.

2.6.4 ระบบสายป้อนปฐมภูมิ

ระบบสายป้อนปฐมภูมิ หมายถึงส่วนของระบบไฟฟ้ากำลังที่อยู่ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายและหม้อแปลงจำหน่าย ระบบสายป้อนปฐมภูมิประกอบด้วยวงจรที่เรียกว่า สายป้อน หรือสายจำหน่าย ซึ่งเริ่มจากบัสแรงต่ำของสถานีไฟฟ้าย่อยจ่ายไฟผ่านไปยังบริเวณโหลดหนาแน่นและจ่ายไฟให้หม้อแปลงจำหน่าย ระบบจำหน่ายในประเทศไทยมีดังนี้คือ ระดับแรงดัน 22 kV 33 kV สำหรับระบบของ กฟภ. และระดับแรงดัน 24 kV สำหรับระบบของ กฟน.

สายป้อนปฐมภูมิประกอบด้วยสายประธานและสายกิ่ง หรือสายแท่งด้านข้างออกจากประธาน สายป้อนประธานโดยมากเป็น 3 เฟส 3 สาย ในขณะที่สายกิ่งเป็น 3 เฟสหรือเฟสเดียว ทั้งนี้ขึ้นกับปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในสายกิ่ง ถ้าเป็นผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัยและมีจำนวนไม่มากนักเดินสายกิ่งแบบเฟสเดียว สายกิ่งบางครั้งก็เรียกเป็นสายป้อนย่อย หรือไลน์ย่อย โดยระบบสายป้อนปฐมภูมิ หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. บริเวณถนนสุรนารายณ์ แสดงดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. บริเวณถนนสุรนารายณ์

2.6.5 ระบบสายป้อนทุติยภูมิ

ระบบสายป้อนทุติยภูมิ หมายถึง ส่วนของระบบไฟฟ้ากำลังระหว่างหม้อแปลงจำหน่าย และผู้ใช้ไฟ ระบบทุติยภูมินี้ประกอบด้วย หม้อแปลงจำหน่าย วงจรทุติยภูมิ สายบริการ ผู้ใช้ไฟ มิเตอร์ เพื่อจ่ายพลังงานที่ผู้ใช้ไฟใช้ ระบบสายป้อนทุติยภูมิได้แก่ ระดับแรงดัน 380/220 V หรือที่เรียกกันว่าระบบแรงดันต่ำนั่นเอง ถ้าหากระบบทุติยภูมิจ่ายไฟให้กับพื้นที่อุตสาหกรรม หรือบริเวณผู้ใช้ไฟหนาแน่นวงจรทุติยภูมิก็ไม่ต้องมี

หม้อแปลงจำหน่ายจะแปลงแรงดันไฟฟ้าของสายป้อนปฐมภูมิให้ต่ำลงให้กับระบบทุติยภูมิ วงจรทุติยภูมิออกจากหม้อแปลงจำหน่ายและจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟในที่ต่าง ๆ ระบบทุติยภูมิส่วนมากเป็นเฟสเดียว ยกเว้นบริเวณอุตสาหกรรมและอาคารพาณิชย์ 3 เฟสใช้กับบริเวณผู้อยู่อาศัยและบริเวณผู้ใช้ไฟฟ้าหนาแน่นก็ต่อเมื่อมีโหลดประเภทอุตสาหกรรมหรืออาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่รวมอยู่อาศัยในพื้นที่นั้น ๆ

การจัดวงจรของระบบทุติยภูมิแบ่งออกได้เป็น เรเดียลตรง ทุติยภูมิรวม และระบบเน็ตเวิร์กทุติยภูมิ

1) ระบบเรเดียลตรงส่วนมากใช้กับผู้อยู่อาศัย อาคารพาณิชย์ขนาดเล็ก บริเวณผู้อยู่อาศัยหนาแน่นและบริเวณอุตสาหกรรม เพราะการทำงานของระบบจ่ายไฟเป็นแบบง่าย ๆ และค่าใช้จ่ายต่ำ ระบบทุติยภูมิรวมใช้กับผู้อยู่อาศัยและอาคารพาณิชย์ขนาดเล็กซึ่งผู้ใช้ไฟอยู่ติด ๆ กันใช้กับบริเวณที่ระยะระหว่างหม้อแปลงน้อยมีความคล่องตัวในการจ่ายโหลดใหม่ ๆ

2) ระบบทุติยภูมิรวม หมายถึง ระบบสายป้อนทางด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงต่อถึงกันหมด การจัดวางวงจรทุติยภูมินี้อาจอยู่ในรูปเส้นตรง หรืออาจเป็นรูป หรือกริด เหมือนกับที่ใช้ในระบบเน็ตเวิร์กทุติยภูมิ ข้อดีของการรวมหม้อแปลงจำหน่ายซึ่งรับไฟฟ้าจากสายป้อนปฐมภูมิมีหลายประการ ได้แก่ แรงดันไฟฟ้าตกเนื่องจากสตาตร์ทอมอเตอร์น้อยลง ตกลงแรงดันไฟฟ้าทางด้านทุติยภูมิให้ดีขึ้น ทำให้ใช้ขนาดหม้อแปลงทางด้านทุติยภูมิลดลง ประหยัดความเชื่อถือและมั่นคงของระบบให้ดีขึ้น

3) ระบบเน็ตเวิร์กทุติยภูมิประกอบด้วย กริดขวงจรแรงต่ำเชื่อมโยงถึงกันและทำงานที่ระดับแรงดันไฟฟ้าใช้งาน ระบบเน็ตเวิร์กทั่วไปซึ่งวงจรแรงต่ำเชื่อมโยงกันในรูปของกริดหรือตาข่าย ระบบของสายป้อนปฐมภูมิหลายสาย ซึ่งแต่ละสายป้อนจ่ายให้หม้อแปลงจำหน่ายหลายชุด และจ่ายเข้าไปในระบบทุติยภูมิแบบกริดนั้นถูกออกแบบเพื่อไม่ให้เกิดการหยุดจ่ายไฟแก่ผู้ใช้ไฟ ยกเว้นในกรณีที่แหล่งจ่ายไฟมายังสายป้อนปฐมภูมิเกิดขัดข้อง

โดยระบบแรงดันต่ำในการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. คือ 400/230 V และระบบแรงดันต่ำในการจ่ายไฟของ กฟน. คือ 416/240 V

2.7 การควบคุมและจัดการระบบจ่ายไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้ากำลังมีความสำคัญมากต่อระบบเศรษฐกิจ และความมั่นคงของประเทศ การรักษาและควบคุมระบบไฟฟ้าให้มีคุณภาพ มีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้จึงเป็นภารกิจที่สำคัญของหน่วยงานด้านไฟฟ้าของประเทศ ได้แก่ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามีหน้าที่ควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มีคุณภาพโดยการควบคุมความถี่และแรงดัน และรักษาความเชื่อถือได้/ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรมการจัดการพลังงานไฟฟ้า (Energy Management System: EMS) เพื่อช่วยให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ สามารถรองรับความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ทุกสถานการณ์

ด้วยเหตุที่ระบบไฟฟ้าประกอบด้วยโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ สายส่งไฟฟ้าระดับแรงดันต่าง ๆ และสถานีไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งตั้งกระจายอยู่ทั่วไปตามจังหวัดต่าง ๆ จึงจำเป็นต้องมีหน่วยงานกลางเพื่อให้โรงไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูง และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องปฏิบัติงานเป็นเดียวกัน ทำให้เกิดประโยชน์สูงสุด หน่วยงานดังกล่าว มีรายละเอียด ดังนี้

2.7.1 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วยศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติและศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าเขต/ภาค ที่กระจายอยู่ในแต่ละภาคของประเทศ รวมทั้งสิ้น 6 แห่ง รายละเอียดแสดงในตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.9 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

ลำดับ	ศูนย์ควบคุม	สถานที่ตั้ง	มีหน้าที่และความรับผิดชอบ
1	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (NCC)	สำนักงานใหญ่ กฟผ. จังหวัดนนทบุรี	มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 230 kV และสูงกว่าทั่วประเทศ รวมทั้งสายส่งเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. กับบริษัทรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวและกับการไฟฟ้ามาเลเซีย พร้อมทั้งควบคุมการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ทั่วประเทศ ที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงกว่า 100 MW ขึ้นไป

ตารางที่ 2.9 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. (ต่อ)

ลำดับ	ศูนย์ควบคุม	สถานที่ตั้ง	มีหน้าที่และความรับผิดชอบ
2	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าเขตนครหลวง (MAC)	สำนักงานใหญ่ของ กฟผ. จังหวัดนนทบุรี	มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าให้ กฟน. ทั้งหมด
3	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคกลาง (CAC)	สำนักงานใหญ่ของ กฟผ. จังหวัดนนทบุรี	มีหน้าที่และรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 115 kV และต่ำกว่าและควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตต่ำกว่า 100 MW ในเขตพื้นที่ภาคกลาง ยกเว้นเขตพื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล
4	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (NEC)	สถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 อำเภอเมือง จังหวัดขอนแก่น	มีหน้าที่รับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 115 kV และต่ำกว่า พร้อมทั้งควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 MW
5	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคใต้ (SAC)	สถานีไฟฟ้าแรงสูงลำภูรา อำเภอห้วยยอด จังหวัดตรัง	มีหน้าที่และความรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 115 kV และต่ำกว่า และควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 MW ในเขตพื้นที่ภาคใต้ทั้งหมด
6	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าภาคเหนือ (NAC)	สถานีไฟฟ้าแรงสูงพิษณุโลก อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก	มีหน้าที่และความรับผิดชอบในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในสายส่ง 115 kV และต่ำกว่า และควบคุมการผลิตของโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 MW ในเขตพื้นที่ภาคเหนือทั้งหมด

2.7.2 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

กฟภ.ได้นำระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟอัตโนมัติ (SCADA) เข้ามาใช้ในการจัดการพลังงานไฟฟ้า (Energy Management) สำหรับควบคุมและสั่งการระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้งานควบคุมและสั่งการระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความปลอดภัย เชื่อถือได้ มีประสิทธิภาพ โดยเป็นศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า ที่สำนักงานใหญ่ กฟภ. กรุงเทพฯ มีหน้าที่กำกับดูแลพร้อมประสานงานสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของศูนย์ SCADA อีก 12 ศูนย์ ได้แก่ กฟน.1 เชียงใหม่ กฟน.2 พิษณุโลก กฟน.3 ลพบุรี กฟภ.1 อุตรธานี กฟภ.2 อุบลราชธานี กฟภ.3 นครราชสีมา กฟภ.1 พระนครศรีอยุธยา กฟภ.2 ชลบุรี กฟภ.3 นครปฐม กฟต.1 เพชรบุรี กฟต.2 และ กฟต.3 ยะลา โดยตัวอย่างศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ เขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

2.7.3 ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟน.

ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟน. ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ

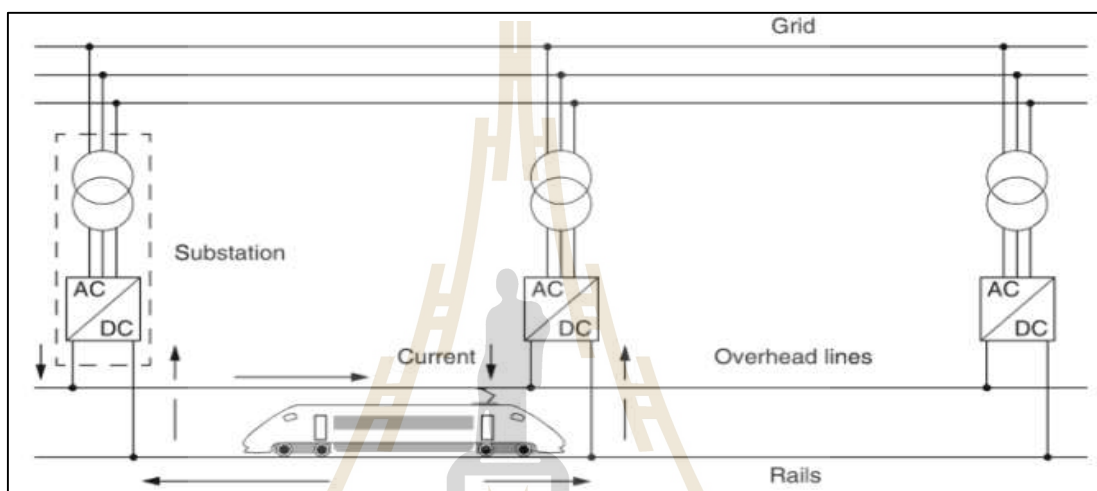
2.8 ประเภทของโหลดที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า

ประเภทของโหลดที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน แบ่งได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่

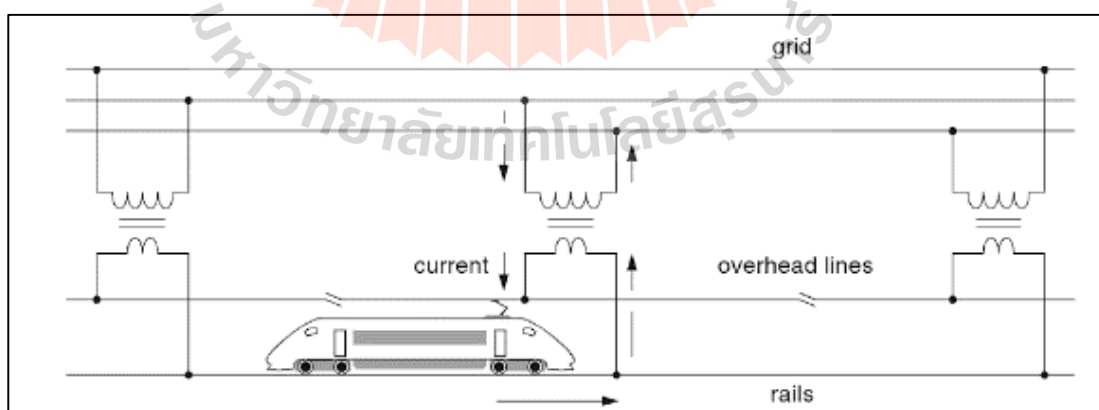
ก) โหลดที่อยู่อาศัย (Residential Loads)

ข) โหลดเชิงพาณิชย์และอุตสาหกรรม (Commercial and Industrial Loads)

ค) โหลดรถไฟ (Electric Railway Loads) โดยมีหลักการจ่ายไฟ DC ให้รถไฟ ดังรูปที่ 2.16 และหลักการจ่ายไฟ AC ให้รถไฟ ดังรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.16 หลักการจ่ายไฟ DC ให้รถไฟ (Van der Sluis, 2017)



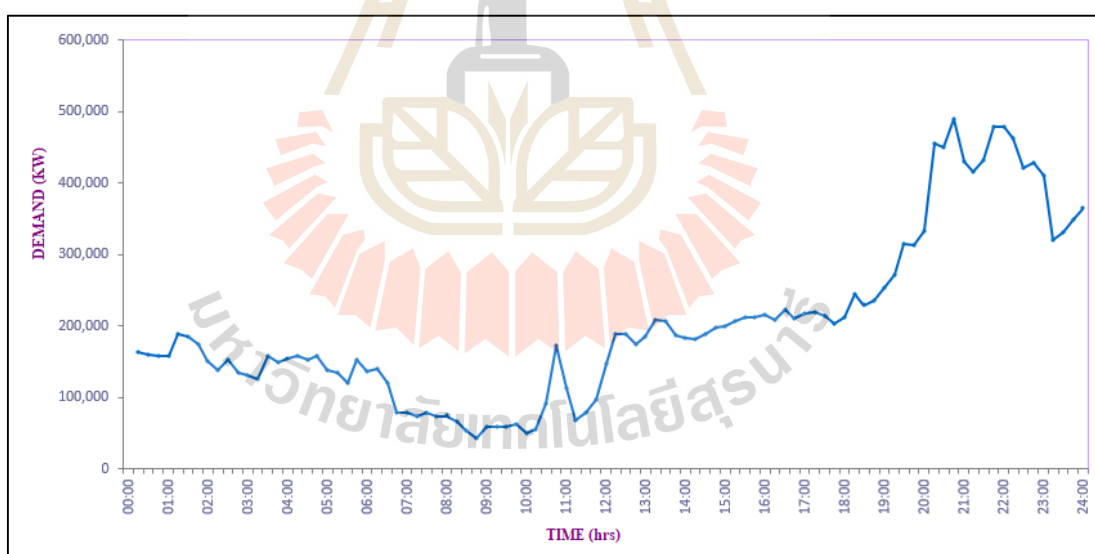
รูปที่ 2.17 หลักการจ่ายไฟ AC ให้รถไฟ (Van der Sluis, 2017)

2.9 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท

ข้อมูลกราฟของโหลดมีความจำเป็นต่อการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า กราฟของโหลดจะแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดและเวลาในแต่ละวัน เรียกว่า กราฟโหลดประจำวัน (Daily Load Curve) หรือเรียกว่า ลักษณะโหลดรายวัน หรืออาจเรียกว่า โหลดโปรไฟล์รายวัน (Daily Load Profile) สิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณาเพื่อนำประโยชน์จากกราฟของโหลดมาใช้ ประกอบด้วย กำลังไฟฟ้าสูงสุด ขนาด เวลาที่เกิด รูปร่างของกราฟของโหลด เพื่อพิจารณาว่าได้มีการใช้ไฟตลอดทั้งวันหรือใช้งานเพียงบางช่วง โหลดแฟกเตอร์ (Load Factor) จะบอกการใช้ไฟฟ้าว่ามีประสิทธิภาพมากน้อยเพียงใด

จากข้อมูลโครงการการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. พบว่า ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ จังหวัดนครราชสีมา มีลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท ดังต่อไปนี้

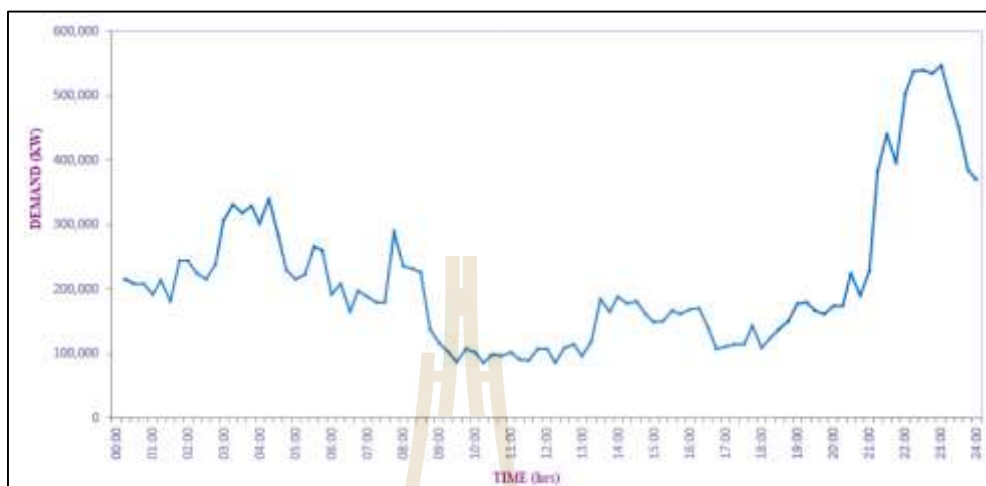
2.9.1 ผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (< 150 หน่วย/เดือน) มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.18



รูปที่ 2.18 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (หน่วยการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 150 หน่วย/เดือน)

(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.9.2 ผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (> 150 หน่วย/เดือน) มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.19



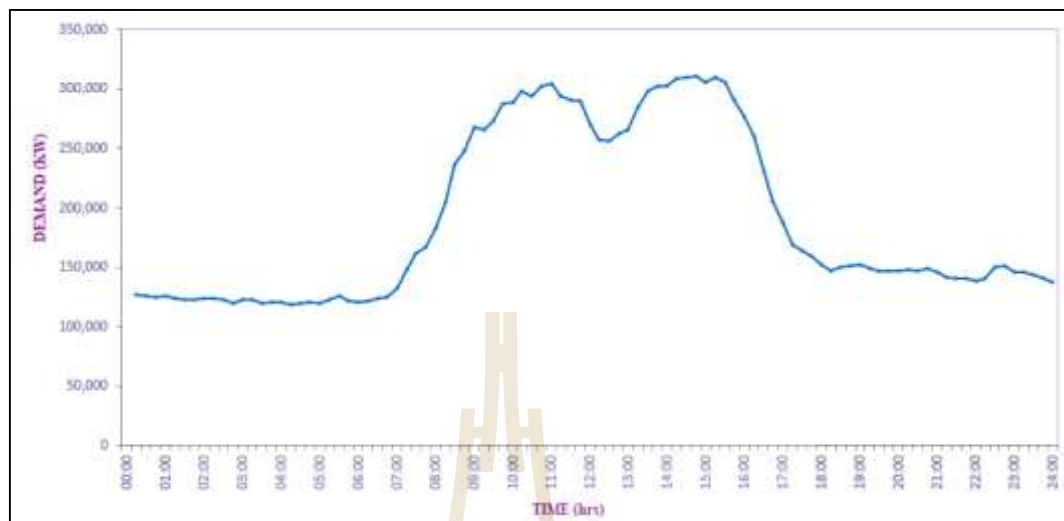
รูปที่ 2.19 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท บ้านที่อยู่อาศัย (หน่วยการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วย/เดือน)
(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.9.3 ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดเล็ก มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.20



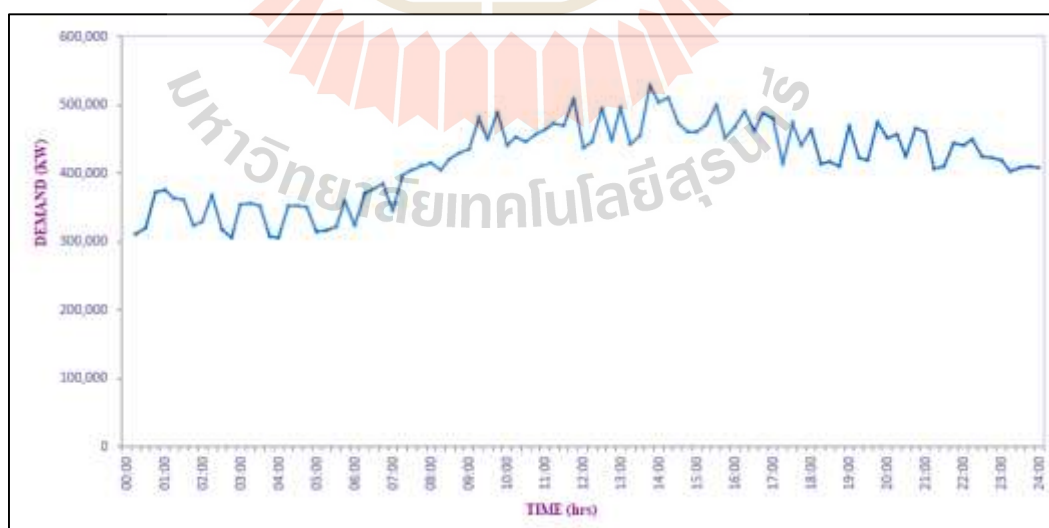
รูปที่ 2.20 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดเล็ก
(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.9.4 ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดกลาง มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.21



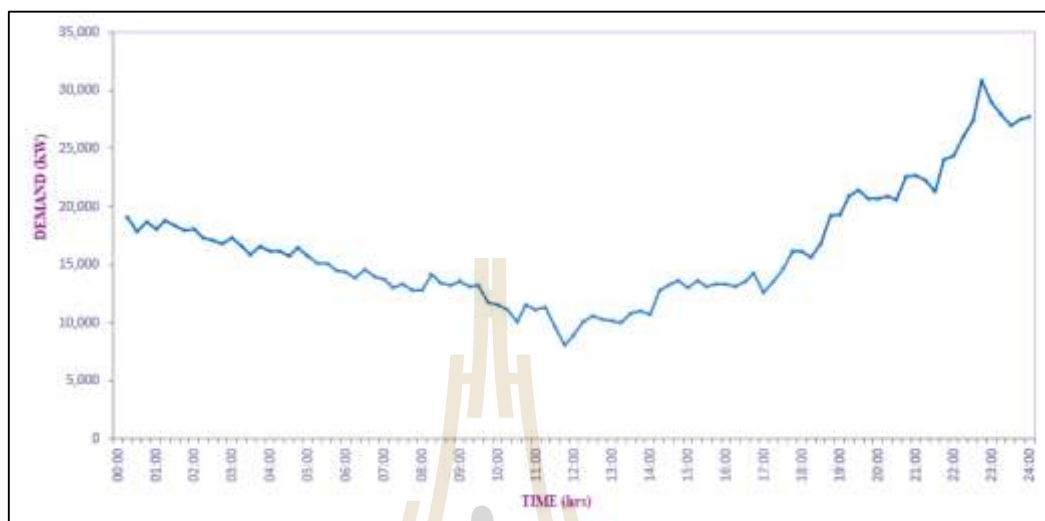
รูปที่ 2.21 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดกลาง
(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.9.5 ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดใหญ่ มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.22



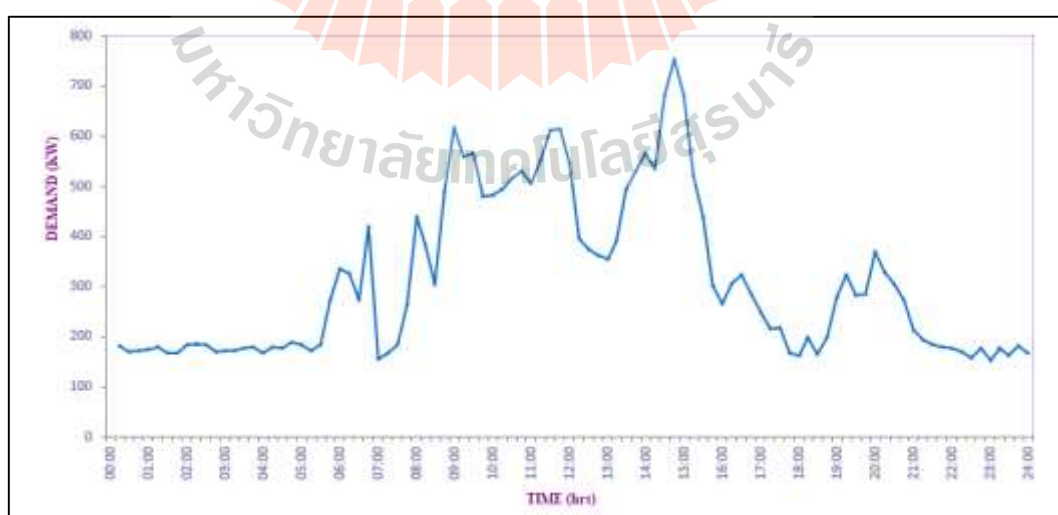
รูปที่ 2.22 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการขนาดใหญ่
(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.9.6 ผู้ใช้ไฟประเภท กิจการเฉพาะอย่าง มีลักษณะ โหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท กิจการเฉพาะอย่าง
(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.9.7 ผู้ใช้ไฟประเภท ส่วนราชการ มีลักษณะ โหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.24

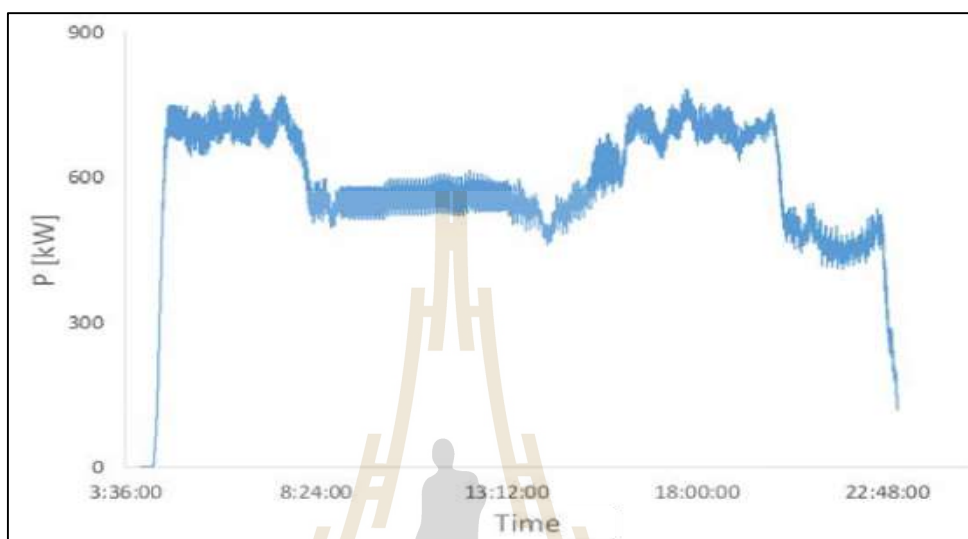


รูปที่ 2.24 ลักษณะโหลดรายวันของผู้ใช้ไฟประเภท ส่วนราชการ
(แหล่งที่มา <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/> เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

2.10 ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟ

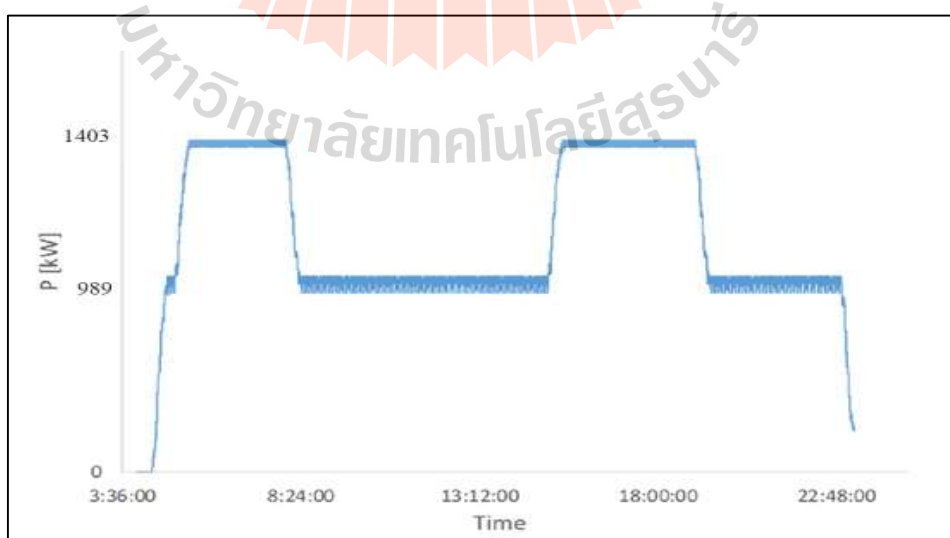
โหลดของรถไฟที่สถานีขับเคลื่อนไฟฟ้า (Traction Substation) มีดังต่อไปนี้

2.10.1 ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟรางหนัก มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.25



รูปที่ 2.25 ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟรางหนัก (Diez et al., 2017)

2.10.2 ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟรางเบา มีลักษณะโหลดรายวัน แสดงดังรูปที่ 2.26



รูปที่ 2.26 ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟรางเบา (Diez et al., 2017)

2.11 เทคโนโลยีระบบจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟ

ในปัจจุบันพลังงานไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานที่ได้รับความนิยมนำมาประยุกต์ใช้กับระบบขนส่งสาธารณะในเมืองต่าง ๆ ทั่วโลก เนื่องจากมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ ไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และการทำงานของระบบค่อนข้างเงียบ เทคโนโลยีระบบขนส่งสาธารณะที่ใช้ระบบรางข้างต้น ล้วนต้องใช้พลังงานไฟฟ้า โดยระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบขนส่งสาธารณะแต่ละประเภท มีดังนี้

- ระบบขนส่งมวลชน และ ระบบเดินรถอัตโนมัติแบบไร้คนขับ (Advance Guided Transit: AGT) ใช้พลังงานไฟฟ้าได้จากรางที่สาม

- รถไฟฟ้ารางเดี่ยว (Monorail) ใช้พลังงานไฟฟ้าจากรางที่สาม

- รถไฟฟ้ารางเบาที่วิ่งบนแทร็กเฉพาะ (Segregated Light Rail) ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบรางไฟฟ้าเหนือหัว

- รถไฟฟ้า LRT ขับเคลื่อนโดยใช้ล้อที่วิ่งบนถนน (Street-Running Light Rail) และ รถไฟฟ้า LRT ล้อยาง (Rubber-tyre Light Rail) อาศัยพลังงานไฟฟ้าจากระบบรางไฟฟ้าเหนือหัว นอกจากนี้ ในปัจจุบันได้เริ่มมีการนำนวัตกรรมเทคโนโลยีการจ่ายไฟฟ้าโดยไม่ต้องใช้สายไฟมาใช้งานในทางปฏิบัติด้วย

การจ่ายพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ระบบรางไฟฟ้าเหนือหัว จำเป็นต้องมีสายไฟฟ้ายึดโยงไปตลอดแนวเส้นทาง โดยการติดตั้งสายไฟนี้ สามารถทำได้ 3 รูปแบบ คือ ยึดโยงกับลวด ซึ่งแขวนอยู่กับฟอส่องสว่างของถนน ยึดโยงกับลวด ที่ติดตั้งที่อาคารต่าง ๆ ข้างถนน และ ยึดกับโครงเหล็กพาดระหว่างเสา (Gantry) ที่ตั้งอยู่ข้างถนน สายไฟฟ้าของระบบรางไฟฟ้าเหนือหัว ตลอดจนโครงสร้างต่าง ๆ ในการยึดโยงสายไฟฟ้ามีผลกระทบต่อทัศนียภาพของเมือง

เทคโนโลยีการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับรถไฟ ในปัจจุบันมีนวัตกรรมใหม่ของเทคโนโลยีในการจ่ายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งสามารถทำให้ระบบขนส่งสาธารณะให้บริการได้โดยไม่ต้องใช้ระบบรางไฟฟ้าเหนือหัว ตลอดทั้งเส้นทาง เทคโนโลยีดังกล่าวมีรายละเอียดดังนี้

- 1) เทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานที่เพิ่มขึ้น ทำให้ช่วยลดน้ำหนักของแบตเตอรี่ที่จำเป็นบนรถโดยสารและรถไฟรางเบา

- 2) เทคโนโลยีการประจุ (Recharge) พลังงานไฟฟ้าระดับพื้นดิน โดยใช้แถบหรือขดลวดเหนี่ยวนำติดตั้งบนพื้นผิวถนนหรือฝังอยู่ใต้ผิวถนน

- 3) เทคโนโลยีการประจุพลังงานไฟฟ้าไร้สายแบบเหนี่ยวนำสนามแม่เหล็กไฟฟ้า (Wireless/Inductive Recharge) ทำให้สามารถประจุไฟฟ้ากักเก็บไว้ในแบตเตอรี่ในขณะที่จอดหรือรับส่งผู้โดยสารที่จุดจอดหรือสถานีปลายทาง

เทคโนโลยีการประจุไฟฟ้ากักเก็บไว้ในแบตเตอรี่ระดับพื้นดินสำหรับรถไฟฟ้ารางเบาแบบ รถไฟฟ้า LRT ขับเคลื่อนโดยใช้ล้อที่วิ่งบนถนนและรถโดยสารด่วนพิเศษ (Bus Rapid Transit: BRT) ในปัจจุบันอาจแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่

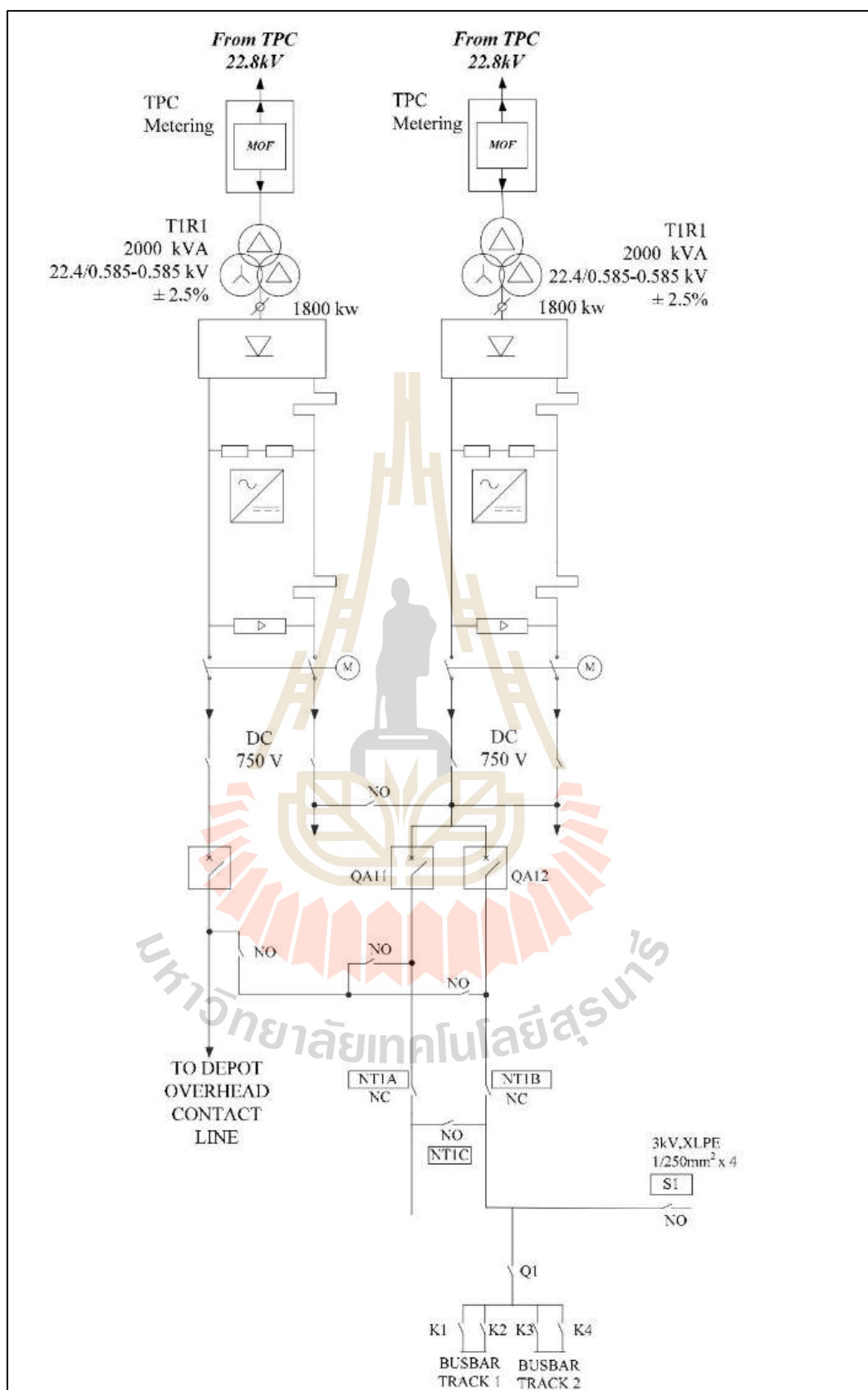
(ก) ระบบการชาร์จไฟระดับพื้น (Alimoiere Par le Sol: APS) พัฒนาโดย Alstom โดยมีการติดตั้งแถบสัมผัสบนพื้นถนนและให้กระแสไฟฟ้าเมื่อรถวิ่งผ่าน รถจะดึงพลังงานไฟฟ้าจาก แถบดังกล่าว โดยการใช้ตัวรับกระแสไฟฟ้า (Collector Shoes) ที่ติดอยู่ใต้ตัวถัง ถึงแม้ว่าระบบ ดังกล่าวสามารถใช้งานได้หลายประเทศแต่ก็ยังไม่มีการใช้งานในภูมิภาคอาเซียน เช่น ฝนชุก เช่น ประเทศไทย

(ข) ระบบการชาร์จไฟแบบคงที่ระดับพื้นดิน (Static Recharge System: SRS) พัฒนา โดยบริษัท อัลสตอม (Alstom) ของฝรั่งเศส ที่เหมาะสำหรับการใช้งานทั้ง LRT และรถโดยสารด่วน พิเศษ โดยการใช้ ตัวรับกระแสไฟฟ้าดึงพลังงานไฟฟ้าจากแถบสัมผัสดังกล่าวในขณะที่รถจอดอยู่ที่ สถานีจอด

(ค) ระบบ PRIMOVE พัฒนาโดยบริษัท บอมบาร์ดีเออร์ (Bombardier) ซึ่งใช้ลูบ เหนียวนำกระแสไฟฟ้าสลับที่ส่งลึกลงไปจากผิวถนนประมาณ 40 mm. เพื่อส่งกระแสไฟฟ้าโดยไร้ สายไฟไปยังตัวรถไฟ ลูบดังกล่าวทำงานเมื่อรถวิ่งอยู่บนลูบและอาจติดตั้งอยู่ที่สถานีหรืออยู่ในที่ เนิน ระบบนี้ไม่มีปัญหาเกี่ยวกับความชื้นและน้ำฝนอย่างไรก็ตาม เนื่องจากลูบถูกฝังอยู่ก่อนข้างต้น จึงต้องหาพื้นที่ที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้ลูบได้รับความเสียหายจากรถขนาดใหญ่

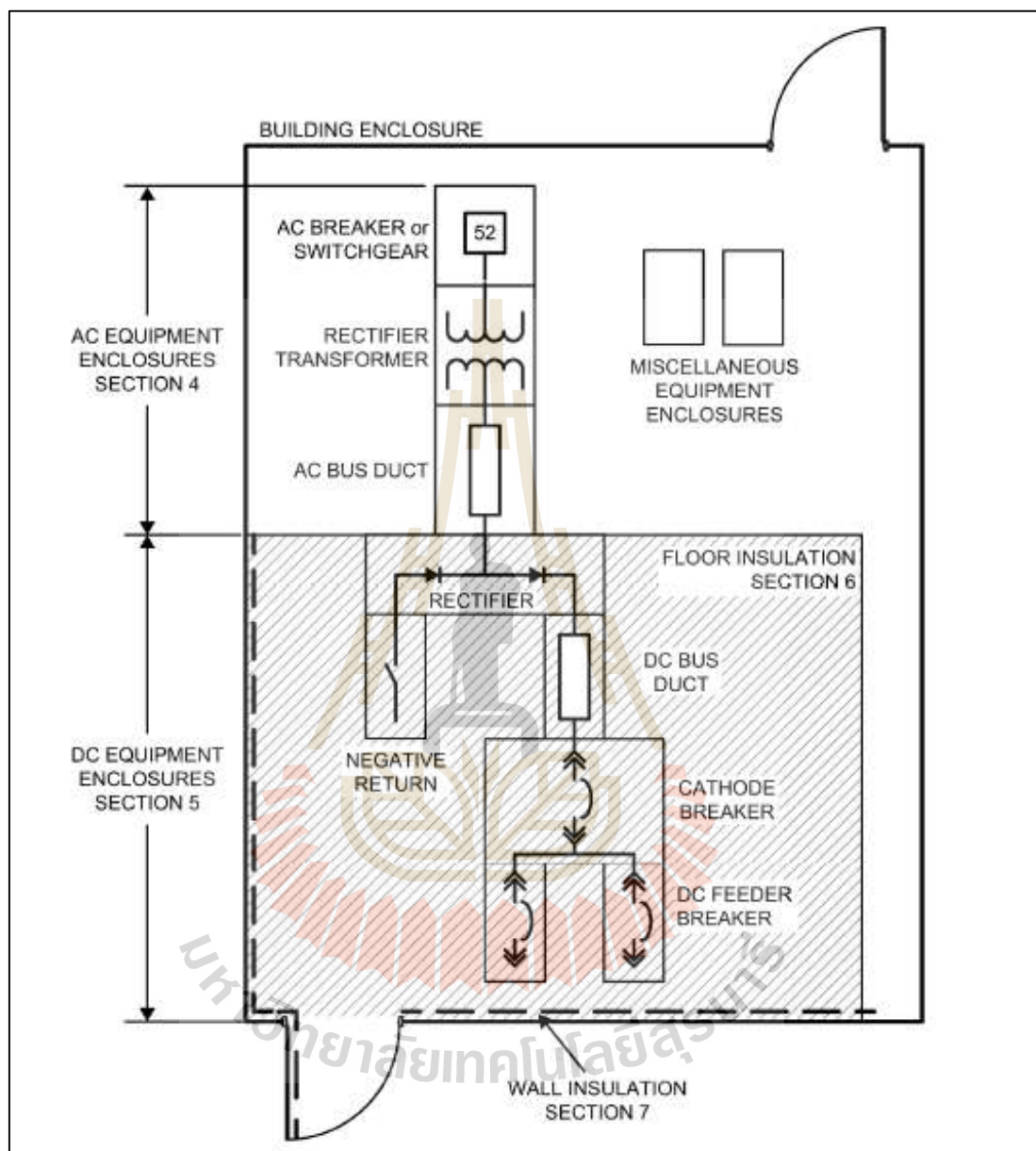
ตัวอย่างไดอะแกรมระบบไฟฟ้าของสถานีขับเคลื่อน (Traction Substation: TSS) สำหรับ รถไฟ LRT แสดงดังรูปที่ 2.27

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 2.27 ไดอะแกรมระบบไฟฟ้าของสถานีขับเคลื่อนรถไฟ LRT (Su et al., 2017)

ตัวอย่างลักษณะการวางอุปกรณ์ทั่วไปของสถานีขับเคลื่อนรถไฟแสดงดังรูปที่ 2.28



รูปที่ 2.28 ตัวอย่างการวางอุปกรณ์ทั่วไปของสถานีขับเคลื่อนรถไฟ (IEEE, 2018)

2.12 ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับรถไฟฟ้ารางเบา

ระบบขนส่งมวลชนทางรางกำลังเป็นทางเลือกที่สำคัญในการเดินทางแทนการใช้รถยนต์ในถนนที่แออัดของเมืองและพื้นที่หนาเมือง เช่น รถไฟชานเมือง รถไฟฟ้าใต้ดิน และรถราง เป็นต้น

รถไฟฟ้ารางเบา เป็นรถไฟขนาดเล็กที่วิ่งให้บริการในเขตเมือง ให้บริการในบริเวณที่ความหนาแน่นของผู้โดยสารไม่มากนัก สามารถวางรางวิ่งร่วมกับขบวนอื่น ๆ บนถนนก็ได้ หรือจัดวางรางให้เป็นการเฉพาะ เป็นที่รู้จักกันในนาม Street Car หรือ Trolley Car หรือ Tram หรือ LRT โดยสามารถเปรียบเทียบความจุในการขนส่งผู้โดยสาร แสดงดังรูปที่ 2.29



*218 persons = 1 Tram = 2 Articulated Busses = 145 Cars

รูปที่ 2.29 การเปรียบเทียบความจุในการขนส่งผู้โดยสาร

(แหล่งที่มา <http://reconnectingamerica.org/assets/Uploads/The-Modern-Tram-in-Europe.pdf>

เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

รถไฟฟ้า LRT แบ่งเป็น 2 แบบ คือ แบบล้อเหล็ก และแบบล้อยาง เมื่อเปรียบเทียบความเหมาะสมด้านเทคนิคแล้วพบว่า รถ LRT ล้อเหล็ก มีความคุ้มค่าในการลงทุน มีอายุการใช้งานที่ยาวนานและมีค่าบำรุงรักษาต่ำที่สุด รถไฟฟ้า LRT ช่วยแก้ปัญหาฝุ่นละอองขนาดเล็กไม่เกิน $2.5 \mu\text{m}$. (PM2.5) ที่เป็นอันตรายอย่างยิ่งต่อสุขภาพของมนุษย์ สาเหตุของการเกิด PM2.5 ที่เกิดจากการเผาไหม้ ทั้งจากเครื่องยนต์ของยานพาหนะต่าง ๆ รถไฟฟ้ารางเบา มีหลายผลิตภัณฑ์ โดยข้อมูลเปรียบเทียบด้านเทคนิคของรถไฟฟ้า LRT แต่ละผลิตภัณฑ์ แสดงดังตารางที่ 2.10

ตารางที่ 2.10 ข้อมูลด้านเทคนิคของรถไฟฟ้า LRT แต่ละผลิตภัณฑ์



Model	Leoliner NGWT6-L	Flexity 2	TMK 2200	ULF Typ B	Citadis de Bordeaux	120N
Manufacturer	Heiterblick	Bombardier	CroTram	Siemens	Alstom	PESA
Length	ca. 23 m	32.5 m	32 m	35.47 m	ca. 44 m	31.8 m
Width	2.3 m	2.65 m	2.3 m	2.4 m	2.4 m	2.35 m
Height	3.69 m	3.42 m	3.4 m	n/a	3.27 m	3.4 m
Weight (Empty)	27.3 t	40.9 t	n/a	n/a	54.9 t	n/a
Engine Power	4 x 65 kW	4 x 120 kW	390 kW	8 x 60 kW	880 kW	420 kW
Entry Height	290 mm	320 mm	300 mm	180 mm	320 mm	n. a.
Floor Height	350-475 mm	320 mm	350 mm	197 mm	350 mm	350 mm
LF Area						
LF Percen- tage	60%	100%	100%	100%	100%	100%
Standing room*	118	148	156	154	140	148
Seats	39	74	46	66	90	63
Top Speed	70 km/h	70 km/h	70 km/h	70 km/h	60 km/h	70 km/h

(ที่มา www.dresden.de/media/pdf/stadtplanung/verkehr/Staedtische_Strassenbahnsysteme_engl.pdf เข้าถึงเมื่อ 14 สิงหาคม 2562)

ตัวอย่างรถไฟรางเบาที่มีระบบกักเก็บพลังงานในตัวรถ แสดงดังรูปที่ 2.30 ตัวอย่างสถานีจอดของรถไฟ LRT แสดงดังรูปที่ 2.31 และรถไฟ LRT จอดที่ DEPOT แสดงดังรูปที่ 2.32



รูปที่ 2.30 รถไฟ LRT ผลิตภัณฑ์ Bombardier Flexity Swift M5000 High floor.
(แหล่งที่มา https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Trams_on_Cross_Street%2C_Metrolink_Second_City_Crossing%2C_David_Dixon%2C_5301810.jpg เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)



รูปที่ 2.31 ตัวอย่างสถานีจอดรับส่งผู้โดยสารของรถไฟ LRT
(แหล่งที่มา https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Audenshaw_Metrolink_Stop%2C_David_Dixon%2C_geograph%2C_3692324.jpg เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)



รูปที่ 2.32 รถไฟ LRT จอดที่ DEPOT

(แหล่งที่มา https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Metrolink_Depot%2C_geograph-4523325-by-Peter-McDermott.jpg เข้าถึงเมื่อ 30 มิถุนายน 2562)

ตัวอย่างรถไฟ LRT ที่มีระบบกักเก็บพลังงานในตัวรถ ผลิตภัณฑ์ Bombardier รุ่น Flexity Swift M5000 High floor มีข้อมูลด้านเทคนิคดังแสดงในตารางที่ 2.11

ตารางที่ 2.11 ตัวอย่างข้อมูลด้านเทคนิคของรถไฟ LRT ผลิตภัณฑ์ Bombardier รุ่น Flexity Swift

รายการ	ผลิตภัณฑ์	รายละเอียดข้อมูลด้านเทคนิค
เส้นทางเดินรถ	-	เส้นทาง Qilin line มีระยะทาง 9 km ตลอดเส้นทางเดินรถประกอบด้วย รถแบบไร้ตัวนำสัมผัส 90 % และแบบระบบตัวนำเหนือหัว อีก 10 %
ตัวรถไฟ (Rolling Stock)	Bombardier รุ่น Flexity Swift	ใช้เทคโนโลยี Flexity Swift ของ Bombardier ที่มีอุปกรณ์ขับเคลื่อนและอุปกรณ์ควบคุมแบบ MITRAC 500 โบกี้เป็นแบบ FLEXX Urban 3000 โดยมีแบตเตอรี่บนตัวรถไฟ
อุปกรณ์กักเก็บ พลังงาน	PRIMOVE รุ่น Battery 50	แบตเตอรี่ Li-ion และตัวเก็บประจุยิ่งยวด 49 kWh แรงดันไฟฟ้า 532V
ระบบการ ขับเคลื่อน	MITRAC 500	ระบบการขับเคลื่อน 4×120 kW ระบบไฟฟ้าสำหรับการปรับอากาศ 400 VAC แรงดันไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าอินพุตเข้าตัวรถไฟ 750 V

2.13 การจัดการพลังงานไฟฟ้า

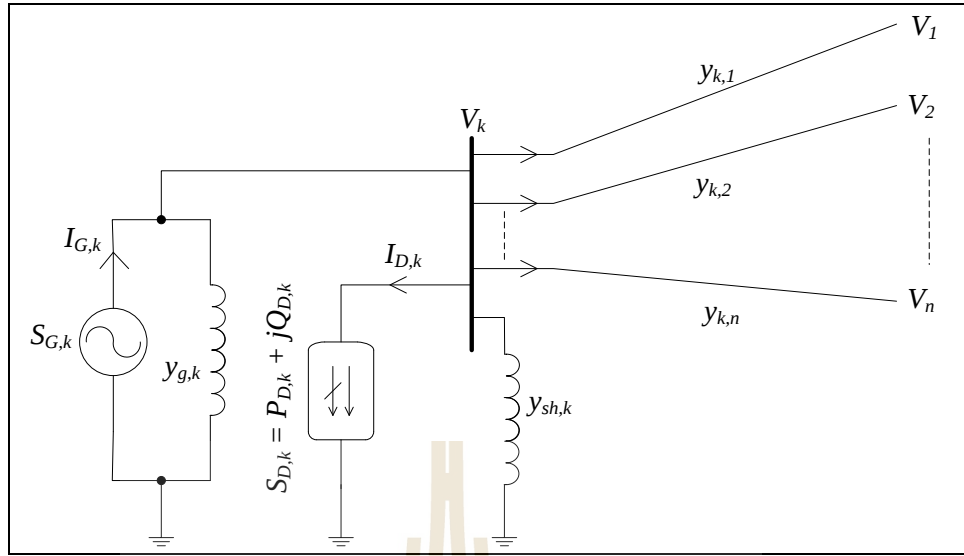
2.13.1 การไหลของกำลังไฟฟ้า

เนื่องจากในปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นมาก ปัญหาเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า (Voltage Stability) เป็นปัญหาที่ได้รับความสนใจนอกเหนือจากการควบคุมระบบไฟฟ้าในสถานะปกติด้วย ปัญหานี้เกิดขึ้นจากการที่เบรกเกอร์ตัดหรือทริป (Trip) ต่อเนื่องของอุปกรณ์ป้องกันในระบบสายส่งและโรงไฟฟ้า เหตุการณ์เหล่านี้ทำให้รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้าไหลผิดปกติไปจากเดิมจนท้ายที่สุดอาจส่งผลให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งระบบ (Blackout) หรือแค่บางส่วน (Browout)

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังด้วยเทคนิคเชิงตัวเลข และการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดถูกนำมาประยุกต์ใช้แก้ปัญหาด้านสมรรถนะของอุปกรณ์คำนวณ ทำให้เทคนิคทางคณิตศาสตร์ที่พึ่งพาระเบียบวิธีเชิงตัวเลขทำได้ยากยุคก่อนหน้าที่คอมพิวเตอร์ยังไม่ทันสมัย จนกระทั่งปัจจุบันเมื่อมีคอมพิวเตอร์สมรรถนะสูงขึ้นทำให้การแก้ปัญหาที่ซับซ้อนและมีขนาดใหญ่ทำได้ไม่ยากนัก และใช้เวลาคำนวณไม่นานเกินไป ในระบบไฟฟ้ากำลังมีปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมหลายปัญหา เช่น การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal Power Flow) การจัดสรรโหลดอย่างประหยัด (Economic Dispatch) การจัดสรรกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Dispatch) เป็นต้น

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นการแก้ปัญหาฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้นเหมือนในวงจรไฟฟ้าทั่วไป ซึ่งจะหาคำตอบโดยวิธีตรงทำได้ยาก เมื่อแก้ปัญหาทางตรงไม่ได้ก็แก้ปัญหาทางอ้อม ซึ่งอาศัยเทคนิคเชิงตัวเลขเข้าช่วยในการคำนวณหาผลเฉลย ซึ่งเป็นการวนรอบซ้ำของผลเฉลย ซึ่งได้จากการสุ่มกำหนดค่าเริ่มต้น จนกระทั่งผลเฉลยที่ได้ลู่ออกค่าตอบและค่าความผิดพลาดอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ การคำนวณเชิงตัวเลขมีอัตราการลู่เข้าเร็วและเป็นที่ยอมรับกันมาก คือ วิธีการวนรอบแบบนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson Iterative Methods)

การคำนวณหาผลเฉลยแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังอาศัยพื้นฐานการวิเคราะห์แรงดันบัสต่าง ๆ เพื่อสร้างสมการ เมื่อเทียบกับการวิเคราะห์วงจรเชิงเส้นทั่วไปจะใช้สมการสมดุลกระแสที่โนดตามหลักของ KCL สำหรับในระบบไฟฟ้ากำลัง จะเปลี่ยนใช้หลักการสมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัสแทนค่าของกระแสดังกล่าว ผลจากการใช้กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน จะได้สมการที่เรียกว่า สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน ผลเฉลยของระบบสมการนี้ คือ เฟสเซอร์แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ที่ยังไม่ทราบค่า พิจารณาจากระบบไฟฟ้ากำลังดังรูปที่ 2.33 จากสมการโนดจะได้สมการสมดุลกระแสที่โนด k ใด ๆ ดังนี้



รูปที่ 2.33 บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

$$Y_{k,1}V_1 + Y_{k,2}V_2 + \dots + Y_{k,n}V_n = I_{G,k} - I_{D,k} \quad (2.1)$$

หรือ

$$\sum_{i=1}^n Y_{k,i}V_i = I_{G,k} - I_{D,k} \quad (2.2)$$

เนื่องจากโหลดและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะอยู่ในรูปของกำลังไฟฟ้า ดังนั้น

$$\sum_{i=1}^n Y_{k,i}V_i = \left(\frac{S_{G,k} - S_{D,k}}{V_k} \right)^* \quad (2.3)$$

จัดสมการใหม่จะได้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่บัส k ใด ๆ เป็น

$$S_{G,k}^* - S_{D,k}^* = V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{k,i}V_i \quad (2.4)$$

ถ้ากำหนดค่าเชิงซ้อนของกำลังไฟฟ้า เฟสเซอร์ของแรงดันและแอดมิตแตนซ์ดังนี้

$$S_{G,k} = P_{G,k} + jQ_{G,k} \quad (2.5)$$

$$S_{D,k} = P_{D,k} + jQ_{D,k} \quad (2.6)$$

จัดรูปสมการให้อยู่ฟังก์ชันเชิงซ้อนจะได้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนดังนี้

$$(P_{G,k} - P_{D,k}) - j(Q_{G,k} - Q_{D,k}) = (|V_k| \angle -\delta_k) \sum_{i=1}^n (|Y_{k,i}| \angle \theta_{k,i}) (|V_i| \angle \delta_i) \quad (2.7)$$

$$(P_{G,k} - P_{D,k}) - j(Q_{G,k} - Q_{D,k}) = \sum_{i=1}^n |Y_{k,i}| V_k V_i \angle (\theta_{k,i} + \delta_i - \delta_k) \quad (2.8)$$

โดยที่	$S_{G,k}^*$	คือ กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ผลิตและถูกจ่ายเข้าบัส k
	$S_{D,k}^*$	คือ กำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนของโหลดที่บัส k
	$P_{G,k}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตและถูกจ่ายเข้าบัส k
	$Q_{G,k}$	คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตและถูกจ่ายเข้าบัส k
	$P_{D,k}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส k
	$Q_{D,k}$	คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลดที่บัส k
	V_k	คือ เฟสเซอร์แรงดัน
	$ V_k $	คือ ขนาดเฟสเซอร์แรงดันที่บัส k
	δ_k	คือ มุมเฟสเซอร์แรงดันที่บัส k
	Y_k	คือ องค์ประกอบหรือสมาชิกเมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์แถวที่ k บัสที่ i
	$ Y_k $	คือ ขนาดเฟสเซอร์ของสมาชิกเมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์แถวที่ k บัสที่ i
	θ_k	คือ มุมเฟสเซอร์ของสมาชิกเมตริกซ์บัสแอดมิตแตนซ์แถวที่ k บัสที่ i

การหาผลเฉลยแรงดันของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการวนรอบนิวตันราฟสัน ใช้หลักการของอนุกรมเทเลอร์มาช่วยในการแก้ปัญหา จะติดอยู่ในรูปแบบอนุพันธ์ย่อย (Partial Differential) ที่เรียกว่า จาโคเบียนเมตริก (Jacobian Matrix) จะได้สมการผลเฉลยแรงดันของนิวตันราฟสัน จากสมการที่ 2.9 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน

กำหนดให้

$$P_{sch,k} - jQ_{sch,k} = (P_{G,k} - P_{D,k}) - j(Q_{G,k} - Q_{D,k}) \quad (2.9)$$

กำหนดให้แรงดันบัสเริ่มต้นของทุกบัสมีค่าเป็น 1.00 p.u. หรือใช้ผลเฉลยแรงดันของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทำงาน ณ จุดทำงานก่อนหน้าที่พิจารณา ถ้าค่าเริ่มต้นเหล่านี้ไม่ใช่ผลเฉลยแรงดันของระบบ จะทำให้สมการดังกล่าวไม่เป็นศูนย์ เกิดความคลาดเคลื่อนของผลรวมกำลังไฟฟ้าที่บัสขึ้นมา เรียกว่า ความไม่สอดคล้องของกำลังไฟฟ้า (Power Mismatches) ซึ่งทั้งสองส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ดังนี้

$$\Delta P_k = P_{sch,k} - P_{cal,k} = f_{p,k} \quad (2.10)$$

$$\Delta Q_k = Q_{sch,k} - Q_{cal,k} = f_{q,k} \quad (2.11)$$

โดยที่

$$P_{cal,k} = \sum_{i=1}^n |Y_{k,i}| V_k V_i |\cos(\theta_{k,i} + \delta_i - \delta_k)| \quad (2.12)$$

$$Q_{cal,k} = -\sum_{i=1}^n |Y_{k,i}| V_k V_i |\sin(\theta_{k,i} + \delta_i - \delta_k)| \quad (2.13)$$

ใช้ระเบียบวิธีการวนรอบนิวตันราฟสันประมาณผลเฉลยของระบบสมการที่รอบการคำนวณที่ $k+1$ ใด ๆ จะได้

$$f_{p,k+1} = \Delta P_{k+1} = \Delta P_k + [\nabla f_{p,k}]^T \times \Delta x = 0 \quad (2.14)$$

$$\Delta P_k = -[\nabla f_{p,k}]^T \times \Delta x \quad (2.15)$$

เมื่อ $x = [\delta \quad |V|]^T$ นั่นคือ

$$\Delta P_k = -\left[\frac{\partial f_{p,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial f_{p,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \right] \quad (2.16)$$

เนื่องจาก $P_{sch,k}$ มีค่าคงที่ จะได้ว่า $\frac{\partial f_{p,k}}{\partial x} = -\frac{\partial f_{cal,k}}{\partial x}$ นั่นคือ

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial P_{cal,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (2.17)$$

ในทำนองเดียวกันสำหรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะได้ว่า

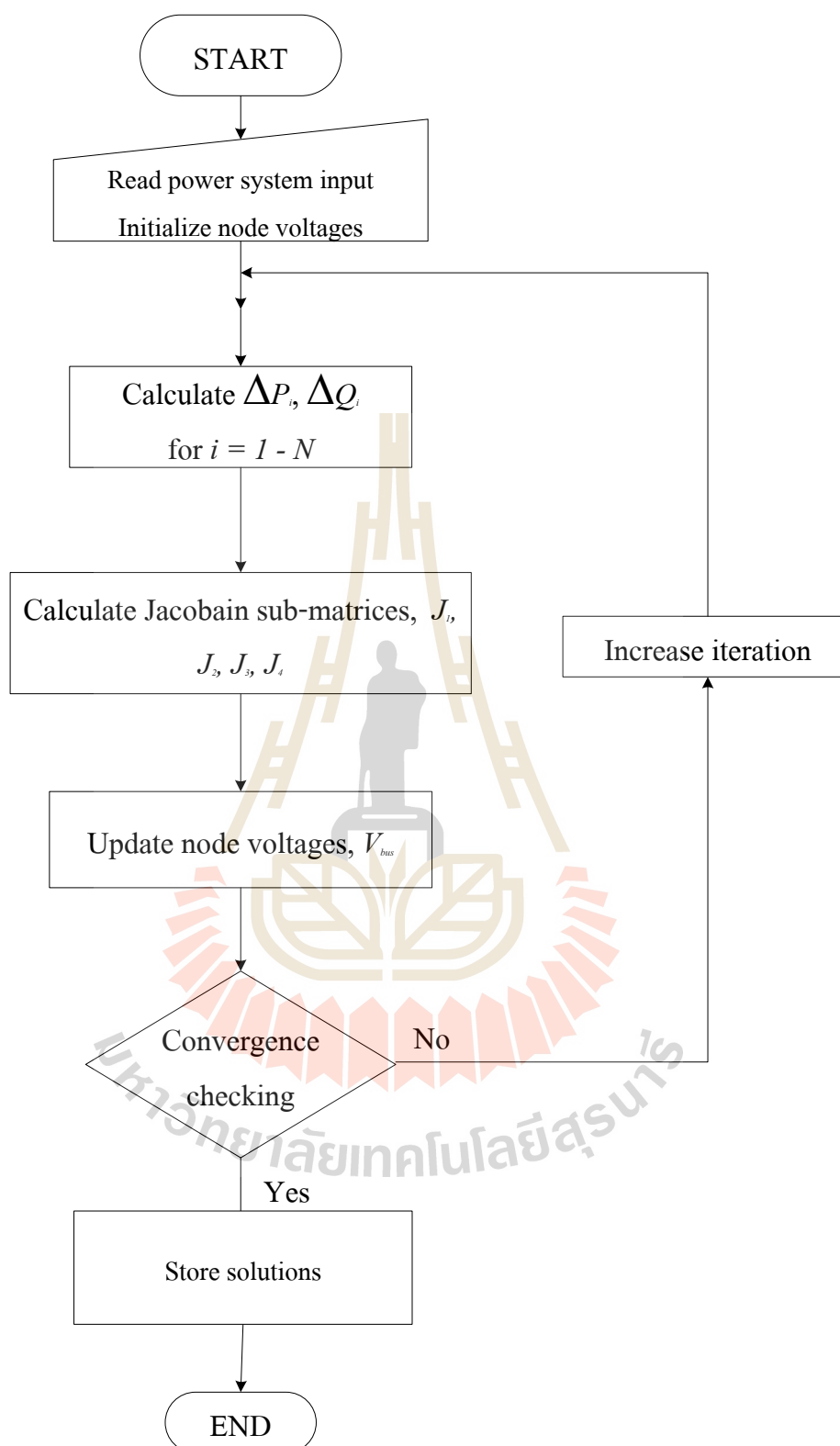
$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_{cal,k}}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial Q_{cal,k}}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (2.18)$$

สำหรับสมการเพื่อสร้างเมตริกซ์สำหรับปรับปรุงผลเฉลยแรงดันด้วยวิธีนิวตันราฟสันได้เป็น

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{cal}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{cal}}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q_{cal}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{cal}}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^{h+1} = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^h + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}^h = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}^h + \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix}^{-1(h)} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^h \quad (2.20)$$

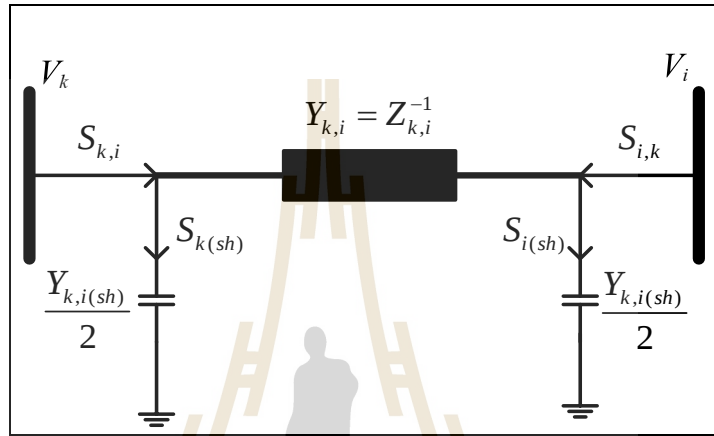
คำนวณสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียน J_1, J_2, J_3, J_4 รายละเอียดสามารถอ่านได้ตามหนังสือการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังทั่ว ๆ ไปได้ วิธีการของการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยนิวตันราฟสันแสดงดังรูปที่ 2.34



รูปที่ 2.34 วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตันราฟสัน

การประยุกต์และวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า มีดังนี้

1) การคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียผ่านสายส่ง เมื่อคำนวณผลเฉลยแรงดันบัสเสร็จสิ้นแล้ว ขั้นตอนต่อไปคือ การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งเพื่อดูการกระจายของการไหลของกำลังไฟฟ้า ว่ามีทิศทางไปทางใด และมีปริมาณเท่าใด คุณสมบัติเหล่านี้เป็นตัวแปรสำคัญสำหรับการวางแผนการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาแบบจำลอง ดังรูปที่ 2.35



รูปที่ 2.35 แบบจำลองสายส่งเชื่อมต่อระหว่างบัส k และ i

จากรูปที่ 2.35 ใช้สูตรการคำนวณสังยุคของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน จะได้

$$S_{k,i}^* = S_{k(sh)}^* + S_{k,i(line)}^* = \frac{1}{2} y_{k,i(sh)} V_k V_k^* + y_{k,i} (V_k - V_i) V_k^* \quad (2.21)$$

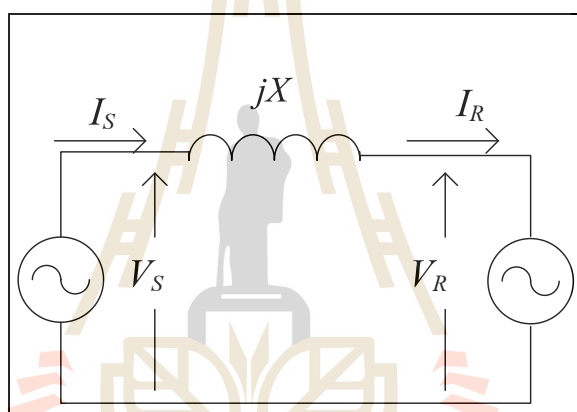
$$S_{k,i}^* = \frac{1}{2} y_{k,i(sh)} |V_k|^2 + y_{k,i} V_k^* (V_k - V_i) = P_{k,i} - Q_{k,i} \quad (2.22)$$

$$S_{i,k}^* = \frac{1}{2} y_{k,i(sh)} |V_i|^2 + y_{k,i} V_i^* (V_i - V_k) = P_{i,k} - Q_{i,k} \quad (2.23)$$

ดังนั้น กำลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งในสาย คำนวณได้ดังสมการต่อไปนี้

$$S_{k,i(loss)}^* = S_{k,i}^* + S_{i,k}^* = P_{k,i(loss)} - jQ_{k,i(loss)} \quad (2.24)$$

2) การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นงานที่มีความสำคัญในการทำงานในระบบไฟฟ้ากำลัง เนื่องจากปริมาณกระแสไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีปริมาณสูงและในหลาย ๆ กรณีมีค่าใกล้เคียงกับความสามารถในการถ่ายโอนกำลังงานสูงสุด (Maximum Transfer Capacity) ของสายส่ง การควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบส่งจ่ายกระจายตัวกันไปสายส่งเส้นต่าง ๆ อย่างเหมาะสม จะช่วยให้ไม่เกิดเหตุการณ์ที่สายส่งเส้นใดเส้นหนึ่ง จะทำงานเกินพิกัดการส่งกำลังไฟฟ้าหรือโหลดเกิน (Overload) ผลดังกล่าวจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันสายส่งทำงาน อาจจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ถ้าการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไม่ดีพอ โดยหลักการการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าขออธิบายโดยใช้รูปแบบระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย ดังรูปที่ 2.36



รูปที่ 2.36 ระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย

พิจารณาวจรในรูปที่ 2.36 เพื่อนำเสนอเทคนิคการแก้ปัญหาดังกล่าว การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งคำนวณได้จาก

$$I_s = I_R = \frac{V_s - V_R}{jX} \quad (2.25)$$

$$S_{SR}^* = V_S^* I_s = V_S^* \left(\frac{V_s - V_R}{jX} \right) = \frac{V_S^2}{jX} - \frac{V_S^* V_R}{jX} \quad (2.26)$$

กำหนดเฟสเซอร์แรงดันไฟฟ้าเป็นดังนี้ $V_s = |V_s| \angle 0^\circ$ และ $V_R = |V_R| \angle \delta$

จะได้ว่า

$$S_{SR}^* = P_{SR} - jQ_{SR} = \frac{-j|V_s|^2}{X} + \frac{-j|V_s V_R|}{X}(\cos \delta + j \sin \delta)$$

$$= \frac{-|V_s V_R|}{X} \sin \delta - j \frac{(|V_s|^2 - |V_s V_R| \cos \delta)}{X}$$

นั่นคือ

$$P_{SR} = \frac{-|V_s V_R|}{X} \sin \delta \quad (2.27)$$

$$Q_{SR} = \frac{|V_s|^2 - |V_s V_R| \cos \delta}{X} \quad (2.28)$$

จะพบว่า สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากสมการที่ 2.27 และสมการที่ 2.28 ขึ้นอยู่กับตัวแปร 3 ตัวแปรได้แก่ ขนาดแรงดัน มุมแรงดัน และค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่ง ดังนั้นการควบคุมกำลังไฟฟ้าไหลไปในทิศทางที่ต้องการในปริมาณที่กำหนด ทำการปรับค่าตัวใดตัวหนึ่ง หรือ 2 จาก 3 ตัว หรือทั้งหมดในเวลาเดียวกัน ซึ่งการควบคุมทั้ง 3 รูปแบบรู้จักกันดีและพัฒนาอย่างต่อเนื่องในชื่อของ การชดเชยกำลังไฟฟัรีแอคทีฟ (Reactive Power Compensation)

2.13.2 การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟัรีแอคทีฟ

แรงดันไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาตามความเปลี่ยนแปลงของปริมาณการใช้ไฟฟ้า ปริมาณการส่งไฟฟ้าในสายส่ง การควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า และการเกิดเหตุฉุกเฉินในระบบ เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการให้คุณภาพแรงดันไฟฟ้าที่จุดส่งมอบเป็นไปตามเกณฑ์ที่ตกลง ดังนั้นจึงเป็นหน้าที่ของศูนย์ควบคุมที่จะต้องควบคุมให้แรงดันเป็นไปตามข้อตกลง โดยการควบคุมแรงดันเป็นปัญหาของแต่ละพื้นที่ดังนั้นการแก้ปัญหาจึงต้องแก้เป็นพื้นที่โดยจัดให้มีแหล่งรับจ่ายกำลังเสมือนให้เพียงพอเพื่อควบคุมแรงดันให้ได้ตามที่ได้กำหนด เราสามารถ กำหนดปัญหาออกได้เป็น 2 ช่วง คือ ช่วงปกติและช่วงฉุกเฉิน สำหรับแหล่งรับจ่ายกำลังเสมือน แบ่งเป็น 2 ส่วนคือแบบสถิต (Static) และไดนามิก (Dynamic) ในส่วนของสถิต ได้แก่ ชุดตัวเก็บประจุที่ต่อขนานใช้งานในวงจรไฟฟ้ากำลัง (Shunt Capacitor) และรีแอคเตอร์ (Reactor) ส่วนของไดนามิก เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตัวชดเชยกำลังไฟฟ้าจินตภาพแบบสถิต (Static Var Compensator: SVC) และ OLTC ที่ทำงานโดยอัตโนมัติ เป็นต้น ซึ่งทางศูนย์ควบคุมต้องจัดทำข้อมูลติดตามความพร้อมใช้งานของอุปกรณ์และเขียนขั้นตอนการควบคุม อุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการรองรับในสภาวะปกติและฉุกเฉินซึ่งอาจนำไปสู่การเกิดสภาวะจ่ายโหลดเกินเป็นปริมาณมากจนอาจเกิดการปลดวงจร

ตามมา (Cascade Trip) และเกิดสภาพแรงดันไฟฟ้าต่ำมากอย่างรวดเร็ว (Voltage Collapse) ซึ่งจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

การควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนี้เป็นวิธีการปรับปรุงระบบกรณีแรงดันตกเกินกว่าจะใช้งานได้ โดยการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าของบัสขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ป้อนให้กับบัสนั้น ๆ บัสใดที่ต้องการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นสามารถทำได้โดยการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าโดยตรงด้วยการใช้หม้อแปลงหรือด้วยการป้อนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือตัวเก็บประจุไฟฟ้า โดยการควบคุมแรงดันและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีดังนี้

1) การจ่ายและรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ อุปกรณ์แต่ละอย่างในระบบไฟฟ้ามีคุณสมบัติต่างกันในเรื่องของการจ่ายและรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ การศึกษาการจ่ายได้รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟก็เพื่อให้ทราบว่าอุปกรณ์ต่าง ๆ เหล่านี้มีผลต่อแรงดันไฟฟ้าอย่างไร อุปกรณ์ใดที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ก็ทำให้บัสที่ตัวอยู่มีระดับแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้น อุปกรณ์ใดที่รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมาก เมื่อต่ออยู่กับบัสใดก็จะไม่แรงดันไฟฟ้าของบัสนั้นตกลงมาก อุปกรณ์ที่จะกล่าวถึงเกี่ยวกับการจ่าย และรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนี้ ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่งเหนือดิน หม้อแปลง เกล็ด โหลด

2) การควบคุมแรงดันไฟฟ้าบัสด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นเอาที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่มีขนาดแรงดันไฟฟ้าคงที่ และกำลังไฟฟ้าจริงคงที่ ส่วนมุมของแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต้องหาจากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า ในที่นี้จะกล่าวถึงผลของขนาดแรงดันไฟฟ้าต่อกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลัง การเปลี่ยนขนาดของกระแสไฟฟ้านอกจากจะทำให้ขนาดแรงดันไฟฟ้า เปลี่ยนแปลงไปแล้วยังทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงพร้อมกันไปด้วย

3) การยกกระด้นแรงดันไฟฟ้าบัสด้วยตัวเก็บประจุไฟฟ้า วิธีการยกกระด้นแรงดันไฟฟ้าของบัสใดในระบบไฟฟ้ากำลังที่สำคัญ ได้แก่การใช้ตัวเก็บประจุไฟฟ้าต่อเข้ากับบัสนั้น ตัวเก็บประจุไฟฟ้ามีใช้ทั้งในระบบสายส่งแรงสูง ซึ่งอาจต่ออยู่ที่สถานีไฟฟ้ากำลัง ส่วนในระบบจำหน่ายตัวเก็บประจุไฟฟ้าอาจต่ออยู่ที่สถานีไฟฟ้าย่อย หรือต่ออยู่บนเสาไฟฟ้าตามทางที่จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟ ตัวเก็บประจุไฟฟ้าทำหน้าที่เหมือนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ตัวเก็บประจุไฟฟ้าที่ต่ออยู่การต่อแบบถาวรหรือสวิตช์เข้าระบบและออกจากระบบเป็นเวลา เมื่อโหลดของระบบมากแรงดันไฟฟ้าบัสก็ตกลงมามาก ดังนั้นการสับสวิตช์ชุดตัวเก็บประจุไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจะช่วยยกกระด้นแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น แต่เมื่อโหลดของระบบน้อยลงถ้าไม่ปลดชุดตัวเก็บประจุไฟฟ้าออกจากระบบจะทำให้แรงดันไฟฟ้าบัสนั้นมีขนาดสูงเกินค่ามาตรฐาน

4) การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลง หม้อแปลงสามารถใช้ควบคุมได้ทางกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟการทำงานของหม้อแปลงเป็นที่รู้จักกันดีก็คือ การแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าหนึ่ง ไปยังอีกระดับแรงดันไฟฟ้าหนึ่ง เช่นระดับแรงดันไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดขึ้นสายส่งแรงสูง เป็นต้น หม้อแปลงที่จะกล่าวถึงในที่นี้เป็นหม้อแปลงสำหรับเปลี่ยนแปลงขนาดแรงดันไฟฟ้าในช่วง $\pm 10\%$ สำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้เปลี่ยนมุม หรือที่เรียกว่าหม้อแปลงเฟสชิฟ จะกล่าวถึงในเรื่องการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง หม้อแปลงส่วนใหญ่มีการเปลี่ยนแท็ปที่ขดลวดได้ หลักการเปลี่ยนแท็ปของหม้อแปลงสามารถทำได้ ในขณะที่จ่ายโหลดเราเรียกว่า หม้อแปลง LTC (Load Tap Changing) หรือหม้อแปลง TCUL (Tap Changing - Under - Load) ถ้าการเปลี่ยนแท็ปของหม้อแปลงสามารถทำได้ก็ต่อเมื่อไม่มีการจ่ายโหลดหรือเมื่อไม่ได้ต่อไฟเราเรียกว่า หม้อแปลง OLTC (Off Load Tap Changing) การเปลี่ยนแท็ปที่หม้อแปลงทำทางด้านแรงสูงเพราะ กระแสมีค่าน้อย ทำให้การเปลี่ยนแท็ปง่ายขึ้น โดยเฉพาะกรณีที่ต้องเปลี่ยนแท็ปขณะมีการจ่ายโหลด เช่นหม้อแปลงมีแท็ป $-4 \times 2.5\%$ หมายถึง แท็ปลดจำนวนรอบของขดลวดหม้อแปลงลงได้ 4 ชั้น ๆ ละ 2.5% ทำให้แรงดันทางด้านแรงต่ำเพิ่มขึ้นได้ 4 ชั้น ๆ ละ 2.5% หม้อแปลงเร็กกูเรเตอร์ที่ได้กล่าวมามีหน้าที่เพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นและมีใช้กันมากโดยเฉพาะในระบบจำหน่ายที่เดินสายเป็นระยะทางไกล ๆ และเกิดแรงดันไฟฟ้าตกที่ปลายทางมาก นอกจากประโยชน์ของหม้อแปลงเร็กกูเรเตอร์ที่เพิ่มแรงดันไฟฟ้าที่ปลายทางแล้ว ยังมีประโยชน์ใช้ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ตัวอย่างเช่น สายส่งที่มีวงจรขนานกันร่วมจ่ายโหลด ถ้าหากสายส่งทั้ง 2 และหม้อแปลงในวงจรเหมือนกันทุกประการ กำลังไฟฟ้า S จะแบ่งไหลในสายส่งแต่ละวงจรเท่า ๆ กัน คือ $S/2$ เมื่อต้องการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ให้ไหลในสายส่ง แต่ละวงจรไม่เท่ากัน โดยใช้หม้อแปลงก็สามารถทำได้โดยเปลี่ยนอัตราส่วนแรงดันไฟฟ้าในแต่ละวงจรไม่ให้เท่ากัน เพื่อให้เข้าใจถึงการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ด้วยหม้อแปลงขนานกันที่มีอัตราส่วนแรงดันไฟฟ้าไม่เท่ากันทำได้อย่างไรให้พิจารณาหม้อแปลงสองหม้อขนานกันช่วยกันจ่ายโหลด โดยที่มีอัตราส่วนแรงดันไฟฟ้าหรือรอบขดลวด I/n และ I/n' ทั้งสองเหมือนกันทุกประการกำลังไฟฟ้าและกระแสจะแบ่งไหลผ่านหม้อแปลงแต่ละลูกเท่า ๆ กัน แต่เมื่ออัตราส่วนแรงดันไฟฟ้าหรือรอบขดลวดไม่เท่ากันทำให้คลื่นกระแสไหลวนภายใน กระแสที่ไหลวนภายในก็เนื่องจากความต่างแรงดันไฟฟ้าระหว่างหม้อแปลงทั้งสอง เมื่อเขียนเป็นวงจรสมมูลก็เปรียบเสมือนมีหม้อแปลงอุดมคติที่มีอัตราส่วนรอบขดลวด $1/a$ (หรือ $a=n'/n$) เป็นตัวขับเคลื่อนกระแสไหลวนภายใน ดังนั้น เมื่อนำหม้อแปลง 2 ชุดมาต่อขนานกันเพื่อจ่ายโหลดเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าของสายส่งอีกชุด จะพบว่า กำลังไฟฟ้าที่ผ่านหม้อแปลงทั้งสองมีกำลังไฟฟ้าจริงไม่ต่างกันมาก ส่วนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟไหลในหม้อแปลงอีกลูกสูงกว่าหม้อแปลงอีกลูก แสดงว่าการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าในวงจรใดของวงจรสายส่งที่ขนานกันจะทำให้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟไหลในวงจรนั้นสูงขึ้น

2.13.3 การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง เป็นวิธีการปรับปรุงระบบกรณีแรงดันตกเกินกว่าจะใช้งานได้ การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงที่ใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า หมายถึง การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงที่ออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการควบคุมไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งต่าง ๆ โดยการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงมีดังนี้

- 1) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 2) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง ด้วยหม้อแปลง

2.14 การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

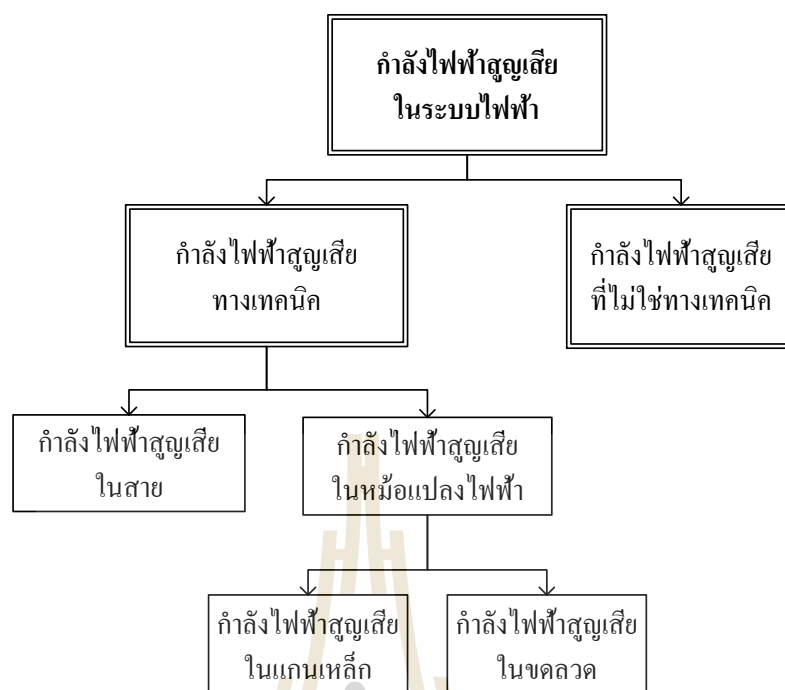
หลักการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย มีดังนี้

2.14.1 การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

1) กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค (Technical Loss) คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สามารถคำนวณได้ทางเทคนิค ได้แก่ กำลังสูญเสียในสาย กำลังสูญเสียในสาย และกำลังสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้า โดยกำลังสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้านั้นยังแบ่งออกได้เป็นการสูญเสียในแกนเหล็กและการสูญเสียในขดลวด

2) กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค (Non-technical Loss) คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่สามารถคำนวณได้ทางเทคนิค ได้แก่ การสูญเสียที่เกิดจากทำงานผิดพลาดเคลื่อนของมิเตอร์ไฟฟ้าและการบันทึกค่า หรือการลักลอบใช้ไฟฟ้า และการอ่านหน่วยผิดพลาดเนื่องจากความผิดพลาดเคลื่อนของมิเตอร์ โดยในการกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค เกิดจากการนำหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่ายรวมหักด้วยกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิคอาจเกิดจากความผิดพลาดเคลื่อนของอุปกรณ์วัดปริมาณไฟฟ้า การติดตั้งมิเตอร์วัดไฟฟ้าไม่ครบถ้วนตลอดจนการจดหน่วยไฟฟ้า หรือการเรียกเก็บเงินไม่ครบถ้วน และการลักลอบใช้ไฟฟ้า

กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิคไม่มีความเกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อโหลดของระบบรถไฟฟ้ารางเบา จึงไม่ควรนำมาพิจารณาผลกระทบแต่อย่างใด กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็กของหม้อแปลงไฟฟ้าไม่ได้รับผลกระทบทางเทคนิคจากการเชื่อมต่อโหลดของระบบรถไฟฟ้ารางเบา เพราะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็กของหม้อแปลงไฟฟ้ายังคงเท่าเดิม เมื่อโหลดระบบรถไฟฟ้ารางเบามีการเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้า อาจทำให้การสูญเสียในสายและในขดลวดของหม้อแปลงเพิ่มขึ้นก็ได้ ขึ้นกับความต้องการกำลังไฟฟ้าของโหลด ลักษณะการต่อเชื่อมของโครงข่ายระบบไฟฟ้า รูปแบบการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยสามารถจำแนกการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าดังอธิบายข้างต้น ได้ดังรูปที่ 2.37



รูปที่ 2.37 การจำแนกกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

2.14.2 วิธีการประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย มีดังนี้

1) วิธีการวัดผลต่างระหว่างหน่วยไฟฟ้าที่ซื้อและหน่วยไฟฟ้าที่ขาย มีข้อดีคือเป็นวิธีการที่ทราบผลรวมของทั้งกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค สามารถคำนวณได้โดยสะดวกและชัดเจน เนื่องจากการบันทึกข้อมูลไว้แต่มีข้อเสียคือเกิดความผิดพลาดได้ง่าย เนื่องจากรอบการจดหน่วยที่แตกต่างกัน ไม่สามารถแยกปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค ไม่สามารถแยกแยะว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นมาจากส่วนประกอบใด เช่น สายแรงสูง หม้อแปลง สายแรงต่ำ เป็นต้น และมีค่าเป็นปริมาณมากน้อยเพียงใด

2) วิธีการคำนวณโดยใช้แบบจำลองของระบบไฟฟ้า มีข้อดี คือสามารถแยกแยะได้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นมาจากส่วนประกอบใด เช่น สายแรงสูง หม้อแปลง สายแรงต่ำ เป็นต้น และมีค่าเป็นปริมาณมากน้อยเพียงใด แต่มีข้อเสียคือทราบเฉพาะกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค

2.15 พลังงานสูญเสีย ระหว่างปี 2558- 2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ.

จากรายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 2561 กองเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงานของ กฟภ. ได้นำเสนอพลังงานสูญเสีย (ล้านหน่วย) ปี 2558-2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ. ซึ่งมีพลังงานสูญเสียเป็นล้านหน่วยหรือล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง แสดงในตารางที่ 2.12

ตารางที่ 2.12 พลังงานสูญเสีย (ล้านหน่วย) ปี 2558-2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ.

การไฟฟ้าเขต ในหน่วยงาน กฟภ.	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561
1. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคเหนือ) จังหวัดเชียงใหม่	460.50	473.87	479.79	496.43
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิษณุโลก	426.88	429.8	435.82	467.51
3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคเหนือ) จังหวัดลพบุรี	486.48	543.67	497.4	535.74
ภาคเหนือ	1,373.86	1,447.33	1,413.01	1,499.68
4. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี	499.83	487.14	485.37	552.04
5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุบลราชธานี	483.65	493.25	478.87	488.99
6. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดนครราชสีมา	509.87	525.45	515.69	553.95
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,493.35	1,505.84	1,479.93	1,594.97
7. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา	865.24	917.95	839.49	971.11
8. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี	1,020.25	1,049.35	1,021.20	1,084.75
9. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม	857.11	847.43	810.72	843.67
ภาคเหนือ	2,742.59	2,814.73	2,671.41	2,899.52

ตารางที่ 2.12 พลังงานสูญเสีย (ล้านหน่วย) ปี 2558-2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ. (ต่อ)

การไฟฟ้าเขต ในหน่วยงาน กฟภ.	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561
10. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี	501.36	527.44	519.65	542.27
11. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคใต้) จังหวัดนครศรีธรรมราช	645.51	680.51	664.48	687.86
12. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา	420.53	428.27	398.67	398.62
ภาคใต้	1,567.40	1,636.22	1,582.81	1,628.75
รวม	7,177.20	7,404.12	7,147.15	7,622.93

และจากรายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 2561 กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน ของ กฟภ. ได้นำเสนอร้อยละพลังงานสูญเสีย (% Loss) ปี 2558-2561 รายเขต ทั้ง 12 เขต ในหน่วยงาน กฟภ. ซึ่งมีพลังงานสูญเสียเป็นร้อยละ แสดงในตารางที่ 2.13

ตารางที่ 2.13 ร้อยละพลังงานสูญเสีย ระหว่างปี 2558-2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ.

การไฟฟ้าเขต ในหน่วยงาน กฟภ.	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561
1. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคเหนือ) จังหวัดเชียงใหม่	6.30	6.20	6.09	6.17
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคเหนือ) จังหวัดพิจิตร	7.60	7.41	7.53	7.87
3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคเหนือ) จังหวัดลพบุรี	7.60	8.11	7.26	7.74
ภาคเหนือ	7.11	7.18	6.89	7.17
4. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี	7.64	7.06	6.91	7.62
5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุบลราชธานี	8.45	8.11	7.76	7.80
6. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดนครราชสีมา	6.01	5.77	5.51	5.73

ตารางที่ 2.13 ร้อยละพลังงานสูญเสีย ระหว่างปี 2558-2561 รายเขต ในหน่วยงาน กฟภ. (ต่อ)

การไฟฟ้าเขต ในหน่วยงาน กฟภ.	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	7.20	6.82	6.56	6.88
7. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา	3.62	3.75	3.41	3.95
8. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี	3.66	3.52	3.33	3.48
9. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคกลาง) จังหวัดนครปฐม	5.24	4.98	4.70	4.76
ภาคเหนือ	4.03	3.95	3.68	3.95
10. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จังหวัดเพชรบุรี	7.30	7.45	7.09	7.12
11. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคใต้) จังหวัดนครศรีธรรมราช	6.76	6.64	6.34	6.35
12. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 (ภาคใต้) จังหวัดยะลา	7.26	6.93	6.47	6.30
ภาคใต้	7.06	6.96	6.61	6.57
รวม	5.50	5.40	5.12	5.36

จากตารางที่ 2.13 จะพบว่า พลังงานสูญเสียในภาพรวมสูง ซึ่งประกอบด้วย พลังงานสูญเสียทางเทคนิคและพลังงานสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค โดยพลังงานสูญเสียทางเทคนิคเป็นพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าโดยไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ เกิดจากหลายสาเหตุ เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย กำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวดหม้อแปลง เป็นต้น ดังที่อธิบายมาแล้วข้างต้น

โดย กฟภ. ให้ความสำคัญกับการเพิ่มขีดความสามารถระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพและลดพลังงานสูญเสีย พลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้าถือเป็นค่าดัชนีชี้วัดผลงานของหน่วยงาน กฟภ. ซึ่งก็มีการตั้งเป้าหมายดำเนินงานในอนาคตของ กฟภ. ด้วย

2.16 ค่าดัชนีชี้วัดผลงานด้านพลังงานสูญเสียของ กฟภ. ระหว่างปี 2562-2566

คณะกรรมการกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์ กฟภ. ได้กำหนดตัวชี้วัด เป้าหมาย และแผนการดำเนินงานที่สำคัญของ กฟภ. ปี 2562-2566 โดยในมุมมองทางด้านการบริหารภายใน (Internal Business Process) ตามแนวคิดการประเมินแบบสมดุล (Balanced Scorecard: BSC) ในข้อย่อย OM1 การเพิ่มประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่าย ได้กำหนด ค่าดัชนีชี้วัดผลงานด้านพลังงานสูญเสียของหน่วยงาน กฟภ. ระหว่างปี 2562-2566 เป็นไปตามตารางที่ 2.14 (แผนยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2557-2566, 2562)

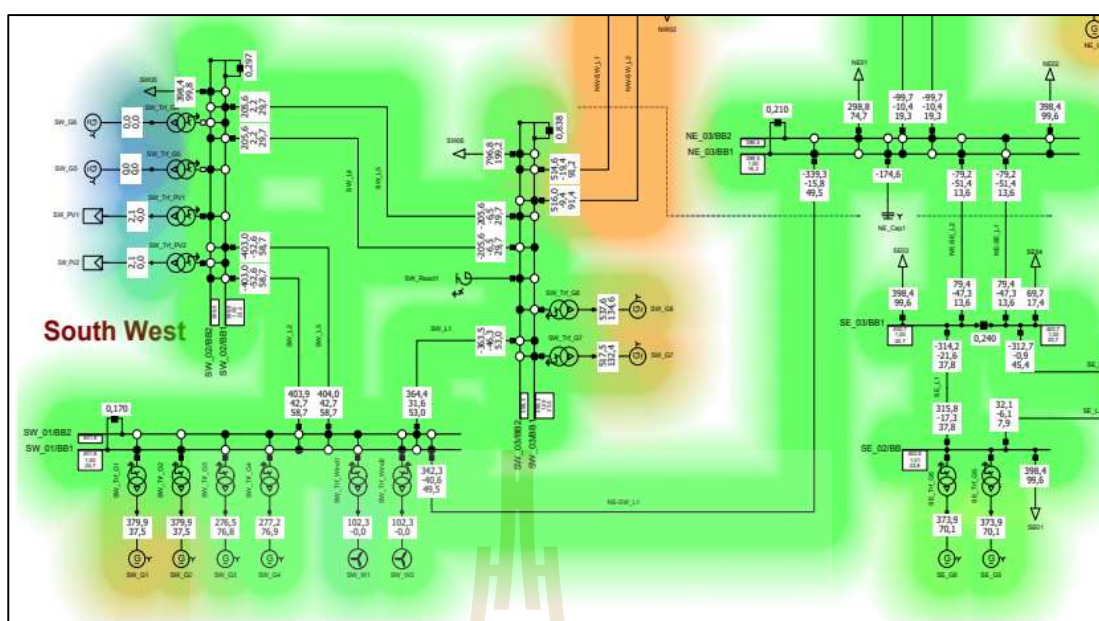
ตารางที่ 2.14 ค่าดัชนีชี้วัดผลงานด้านพลังงานสูญเสียของ กฟภ. ปี 2562-2566 (กฟภ., 2561)

ค่าดัชนีชี้วัดผลงาน	2562	2563	2564	2565	2566
ร้อยละของหน่วยสูญเสีย	5.18	5.18	5.18	5.18	5.18

จากตารางที่ 2.14 จะพบว่า ค่าดัชนีชี้วัดผลงานของพลังงานสูญเสียระหว่างปี 2562-2566 กำหนดไว้ที่ 5.18 % ดังนั้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีความสำคัญกับดัชนีชี้วัดผลงานของหน่วยงาน กฟภ. เพราะหากมีโหลดของระบบไฟฟ้าแรงเบาเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายระบบไฟฟ้าของ กฟภ. แล้ว ก็อาจส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นก็ได้

2.17 โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

เป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการวิเคราะห์ปัญหาด้านวิศวกรรมไฟฟ้าที่ใช้งานกันอย่างแพร่หลาย โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory เป็นโปรแกรมหนึ่งซึ่งเป็นที่นิยม สามารถช่วยวิเคราะห์ปัญหาต่าง ๆ เช่น การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า การวิเคราะห์กระแสลัดวงจร การวิเคราะห์ปัญหาด้านเสถียรภาพ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย แรงดันไฟฟ้าตก แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล และปัญหาทางด้านเสถียรภาพพลวัต (Dynamic Stability) ของระบบไฟฟ้ากำลัง อีกทั้ง ช่วยวิเคราะห์ปัญหาการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ประกอบการกิจการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) โดยลักษณะการแสดงผลทางจอภาพของโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory แสดงดังรูปที่ 2.38 ซึ่งรายละเอียดในการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายโดยใช้ DIgSILENT PowerFactory ได้อธิบายไว้ในภาคผนวก ข ด้วยแล้ว



รูปที่ 2.38 ลักษณะการแสดงผลทางจอภาพของโปรแกรม DIGSILENT PowerFactory
(แหล่งที่มา <https://www.digsilent.de/en/downloads.html> เข้าถึงเมื่อ 14 สิงหาคม 2562)

2.18 เกณฑ์และแนวทางการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังของ กฟภ.

ระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยทั่วไปเป็นแบบเรเดียล โดยสามารถต่อเชื่อมกับสายป้อนของระบบจำหน่ายจากสถานีเดียวกันหรือจากสถานีอื่นได้ การวางแผนระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปต้องให้ได้ตามวัตถุประสงค์ต่าง ๆ ได้แก่ มีกำลังไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเพียงพอ มีคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่รับได้ตั้งระดับแรงดันความเชื่อถือได้ของระบบความสูญเสียในระบบและอื่น ๆ มีความคล่องตัวในการขยายระบบในอนาคตอันใกล้และไกล มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด

เกณฑ์และแนวทางการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลัง มีดังนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการกำลังไฟฟ้าที่มีคุณภาพ ถ้าเกิดไฟดับในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ต้องการใช้ไฟไม่ถือเป็นความเสียหายหรือเกิดไฟดับในช่วงที่เป็นวันหยุดที่ไม่ต้องการใช้ไฟฟ้าก็ไม่ถือเป็นเรื่องเสียหาย กรณีของการเกิดแรงดันเกิน แรงดันตก หรือฮาร์โมนิกส์ต่าง ๆ โดยที่ไม่เกิดผลกับผู้ใช้ไฟฟ้าก็ไม่ถือเป็นเรื่องเสียหาย การเกิดไฟดับถือว่าผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้ไฟฟ้าใช้เลย ไม่ใช่เรื่องคุณภาพไฟฟ้า ส่วนที่เกี่ยวกับเรื่องคุณภาพไฟฟ้าหมายถึง มีไฟฟ้าใช้แต่ไม่ได้คุณภาพ ดังนั้นต้องแยกความแตกต่างระหว่าง ความพร้อมใช้งาน (Availability) และ คุณภาพไฟฟ้า (Quality) ซึ่งเกณฑ์และมาตรฐานฯ มีดังนี้

- 1) เกณฑ์การวางแผน
- 2) เกณฑ์และมาตรฐานที่ต้องทำตามและไม่ให้เกิน
 - ก) เกณฑ์ด้านแรงดันไฟฟ้า

- ข) เกณฑ์ด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- 3) เกณฑ์และแนวทางการวางแผนในระบบจำหน่าย
 - ก) เกณฑ์และแนวทางการออกแบบสถานีไฟฟ้า
 - ข) เกณฑ์และแนวทางการออกแบบระบบสายส่ง 115 kV
 - ค) เกณฑ์และแนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงสูง 22 kV 33 kV
 - ง) เกณฑ์และแนวทางการออกแบบระบบจำหน่ายแรงต่ำ 400 V
- 4) เกณฑ์และมาตรฐานที่ต้องทำตามและไม่ให้เกิน ที่ กฟภ. ใช้จริง ได้แก่
 - ก) กำลังไฟฟ้า
 - ข) รูปแบบของระบบไฟฟ้า
 - ค) ระดับความเชื่อถือได้
 - ง) ความสูญเสีย
 - จ) แรงดันตก
 - ฉ) แรงดันที่จุดจ่ายไฟฟ้า
 - ช) ฮาร์มอนิกส์
 - ซ) แรงดันกระเพื่อม
 - ณ) หลักเกณฑ์และข้อกำหนดทางเทคนิคอื่น ๆ

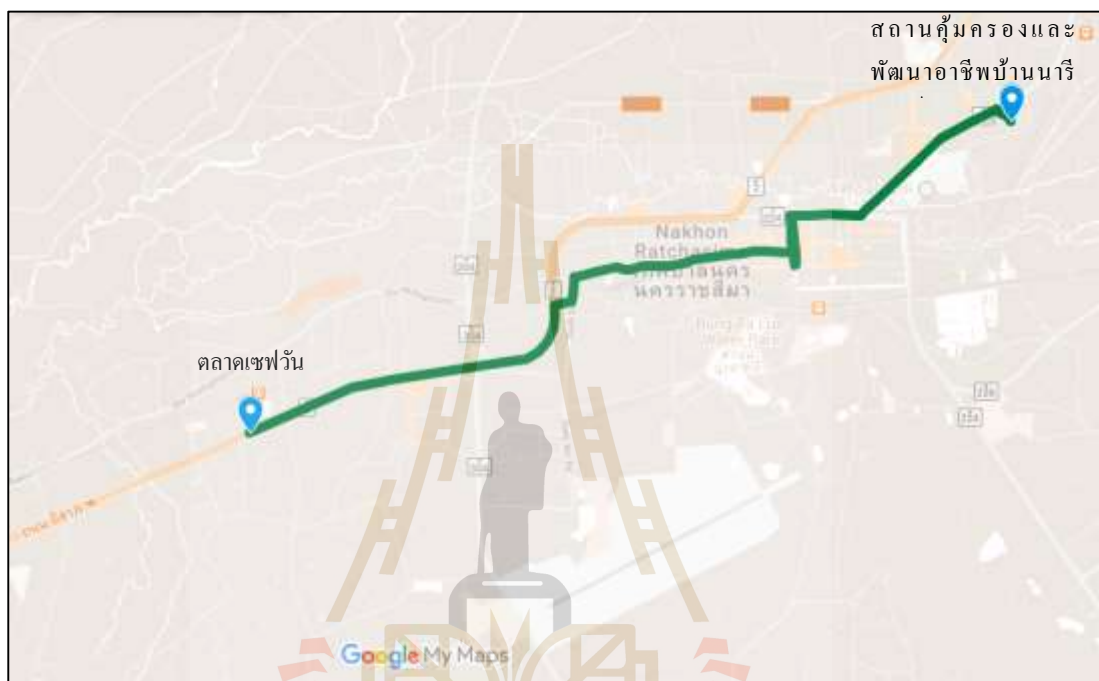
ปัจจุบัน กฟภ. ได้ใช้งานระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS) ซึ่งเป็นการนำระบบทางด้านไอที มาช่วยในการทำงานของ กฟภ. ซึ่งมีฐานข้อมูลสำคัญ ตั้งแต่ มิเตอร์ไฟฟ้า เสาไฟ สายไฟ หม้อแปลงไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่ถูกบันทึกไว้ในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ช่วยให้การทำงานของ กฟภ. มีประสิทธิภาพมากขึ้น เพื่อเป็นฐานข้อมูลรองรับระบบงานหลักในการให้บริการผู้ใช้ไฟ เช่น งานขอใช้ไฟ งานขอติดตั้งมิเตอร์ และงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง รวมทั้งใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลระบบไฟฟ้าเพื่อวางแผนการจ่ายไฟและขยายเขตระบบไฟฟ้า

2.19 โครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว

จังหวัดนครราชสีมา หรือรู้จักในชื่อ โคราช ตั้งอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โดยตำแหน่งที่ตั้งของจังหวัดนครราชสีมา แสดงดังรูปที่ 2.39

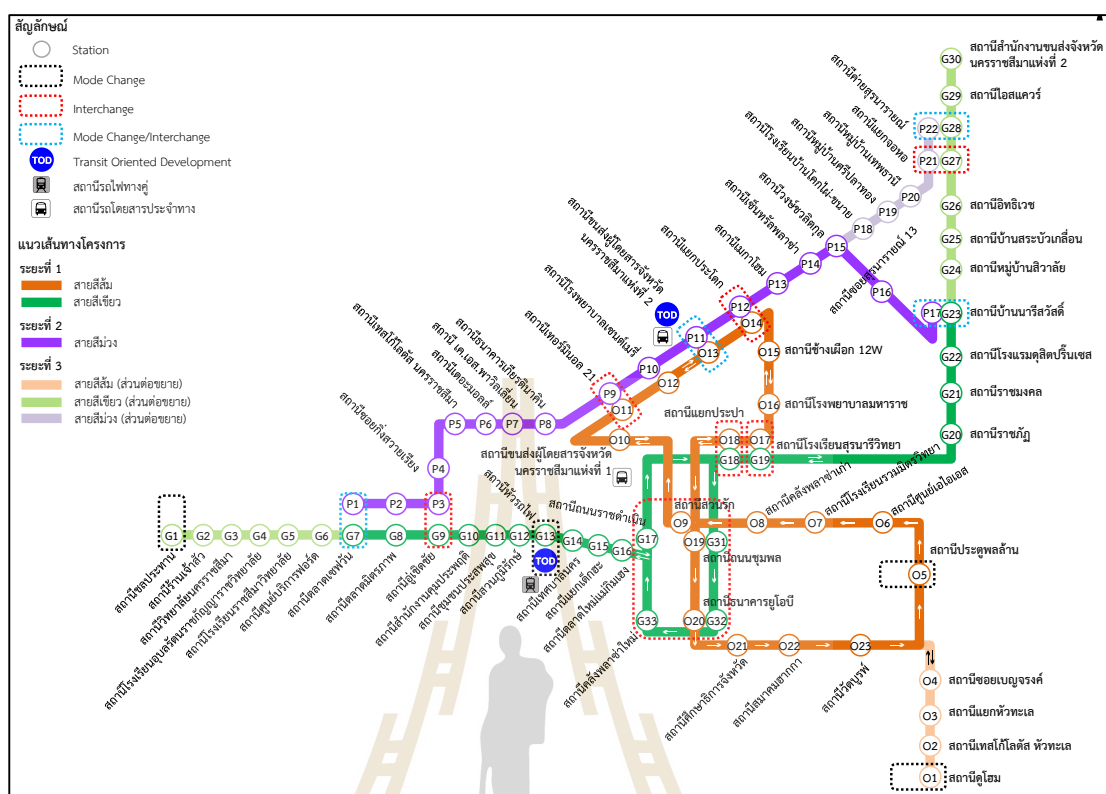
นารี เข้าสู่ทางหลวงหมายเลข 224 เลี้ยวเข้าสู่ถนนสุนทรารายณ์ ผ่านหน้ามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสานนครราชสีมา และมาสิ้นสุดที่บริเวณสถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนารีสวัสดิ์

โดยแผนที่แนวเส้นทางโครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว แสดงดังรูปที่ 2.40



รูปที่ 2.40 แผนที่แนวเส้นทางโครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว

โครงสร้างทางวิ่งเป็นโครงสร้างทางวิ่งระดับพื้นดิน (At Grade) และมีบางช่วงที่เป็นทางลอดใต้ดิน (Underpass) มีระยะทางรวม 11.17 km ระบบรถไฟฟ้าเป็นระบบรถไฟฟ้า LRT สถานี ประกอบด้วยสถานีทั้งหมด 20 สถานี DEPOT หรือศูนย์ซ่อมบำรุงอยู่ในพื้นที่ตอนในฝั่งตะวันออกของถนนสุนทรารายณ์ สถานีต้นทางคือสถานีตลาดเซฟวัน และสถานีปลายทางคือสถานีบ้านนารีสวัสดิ์ โครงการรถไฟฟ้า LRT ทั้งหมด มี 3 แนวเส้นทาง แสดงดังรูปที่ 2.41 โดย (1) สายสีเขียว ช่วงตลาดเซฟวัน – ถนนมุขมนตรี - สถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนารีสวัสดิ์ และส่วนต่อขยายช่วงสถานีทดลองการใช้น้ำชลประทานที่ 3 (ห้วยบ้านยาง) - ตลาดเซฟวัน และช่วงสถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนารีสวัสดิ์-สำนักงานขนส่งจังหวัดนครราชสีมา สาขา 2 (2) สายสีส้ม ช่วงแยกประโดก – ถนนช้างเผือก - คูเมืองเก่า และส่วนต่อขยายช่วงโรงเรียนเทศบาล 1 – ห้วยทะเล - คูโฮม และ (3) สายสีม่วง ช่วงตลาดเซฟวัน – ถนนมิตรภาพ - สถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนารีสวัสดิ์ และส่วนต่อขยาย ช่วงมหาวิทยาลัยวงษ์ชวลิตกุล-แยกจอหอ-ค่ายสุนทรารายณ์



รูปที่ 2.41 แนวเส้นทางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียว สายสีส้ม และสายสีม่วง (รฟม., 2562)

2.20 ข้อมูลการเดินรถไฟฟ้รางเบา สายสีเขียว จังหวัดนครศรีธรรมราช

โครงการรถไฟ LRT จังหวัดนครศรีธรรมราชเป็นระบบรถไฟฟ้รางเบา สายสีเขียว ช่วงตลาด เซฟวัน-ถนนมุขมนตรี-สถานีคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนารีสวัสดิ์ ระยะทาง 11.17 km มีจำนวนสถานี 20 สถานี แผนที่แนวเส้นทางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียวในตัวเมืองนครศรีธรรมราช แสดงดังรูปที่ 2.42 ข้อมูลสถานีจอดตามแนวเส้นทางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียว แสดงดังรูปที่ 2.43

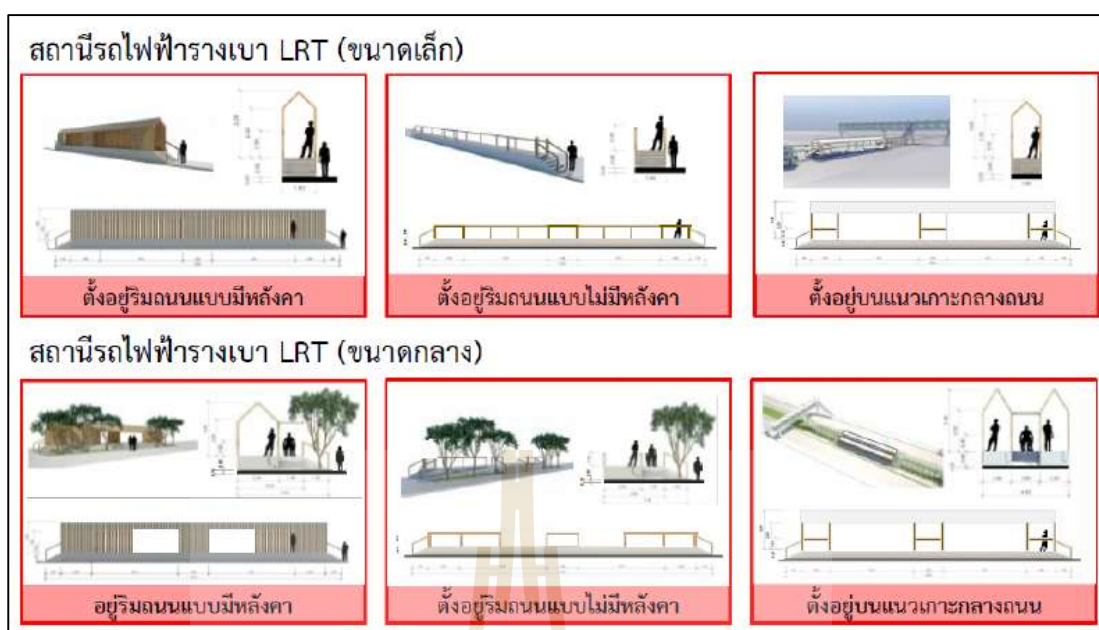
โดยมีกำหนดเวลาการเดินทางสายสีเขียว (เที่ยวไป) มีดังนี้ สถานีตลาดเซฟวัน สถานีตลาดมิตรภาพ สถานีอยู่เชิดชัย สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ สถานีห้วยรถไฟ สถานีเทศบาลนคร สถานีแยกเต็กสะ สถานีตลาดแม่กิมเฮง สถานีถนนราชดำเนิน สถานีแยกประปา สถานีโรงเรียนสุนารีวิทยา สถานีราชภัฏ สถานีราชมงคล สถานีโรงแรมดุสิตปรีนเซส และสถานีบ้านนริศวาส์ เวลา 06:00 น. 06:04 น. 06:06 น. 06:09 น. 06:11 น. 06:13 น. 06:15 น. 06:18 น. 06:20 น. 06:21 น. 06:23 น. 06:25 น. 06:28 น. 06:30 น. 06:32 น. 06:34 น. และ 06:36 น. ตามลำดับ โดยปล่อยขบวนรถไฟทุก ๆ 15 นาที

และมีกำหนดเวลาการเดินทางสายสีเขียว (เที่ยวกลับ) มีดังนี้ DEPOT สถานีบ้านนริศวาส์ สถานีโรงแรมดุสิตปรีนเซส สถานีราชมงคล สถานีราชภัฏ สถานีโรงเรียนสุนารีวิทยา สถานีแยกประปา สถานีถนนชุมพล สถานีธนาคารยูโอบี สถานีคลังปลาซ่าใหม่ สถานีตลาดแม่กิมเฮง สถานีแยกเต็กสะ สถานีเทศบาลนคร สถานีห้วยรถไฟ สถานีสวนภูมิรักษ์ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีอยู่เชิดชัย สถานีตลาดมิตรภาพ และสถานีตลาดเซฟวัน เวลา 06:00 น. 06:02 น. 06:04 น. 06:06 น. 06:07 น. 06:09 น. 06:12 น. 06:15 น. 06:17 น. 06:19 น. 06:21 น. 06:24 น. 06:26 น. 06:27 น. 06:29 น. 06:33 น. 06:35 น. 06:38 น. 06:40 น. และ 06:43 น. ตามลำดับ โดยปล่อยขบวนรถไฟทุก ๆ 15 นาที

ตัวรถไฟไฟฟ้า LRT จะใช้ระบบขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้าที่ประจุไว้ในตัวรถไฟตัวเอง และทุก ๆ การจอดรับผู้โดยสารที่สถานี จะมีการชาร์จไฟฟ้าเข้ามาเก็บยังตัวรถไฟ ซึ่งข้อดีคือไม่ต้องสร้างระบบรางไฟฟ้าเหนือหัวที่จะบดบังทัศนียภาพของเมือง โดยการชาร์จไฟฟ้าที่สถานีรับส่งผู้โดยสาร แสดงดังรูปที่ 2.44 โครงการรถไฟ LRT จังหวัดนครราชสีมาในรูปแบบสถานีจอดรับส่งผู้โดยสาร แสดงดังรูปที่ 2.45



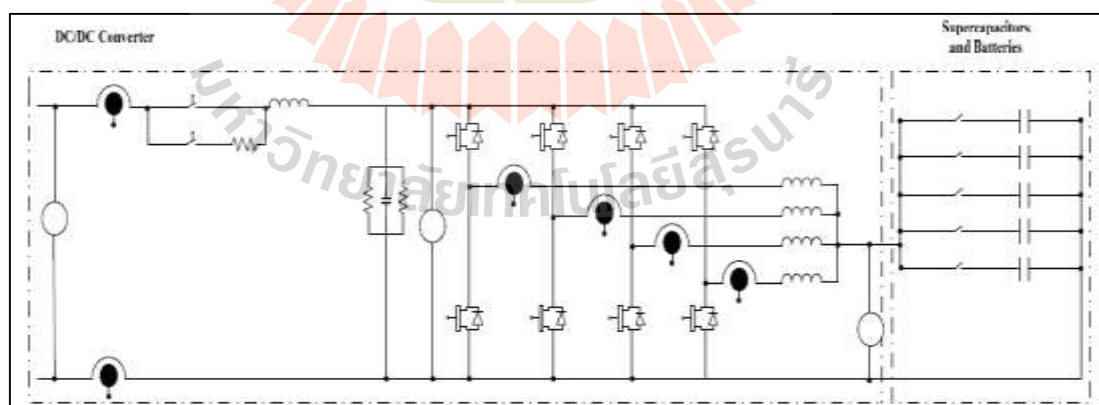
รูปที่ 2.44 การชาร์จไฟฟ้าที่สถานีรับส่งผู้โดยสาร (สนข., 2560)



รูปที่ 2.45 สถานีรถไฟฟ้า LRT (สนข., 2560)

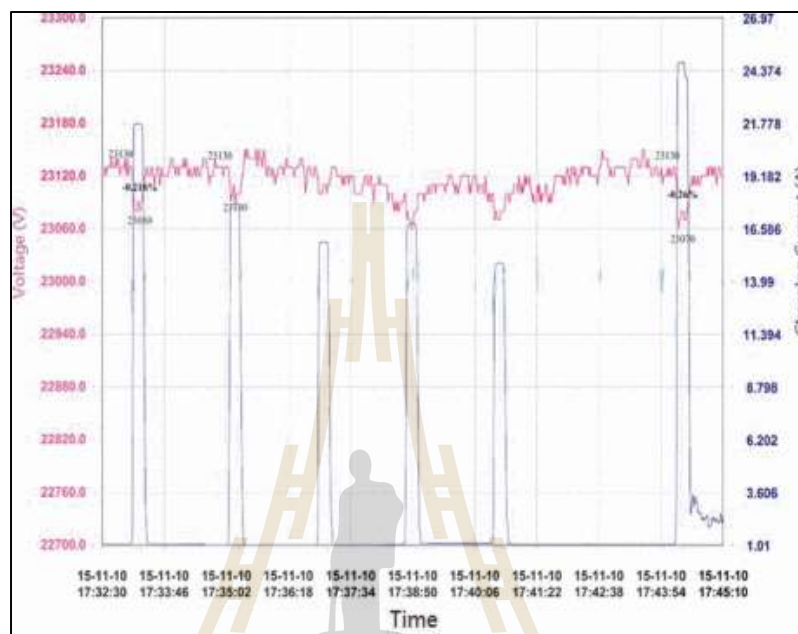
2.21 ข้อมูลพฤติกรรมการประจุไฟฟ้าของรถไฟฟ้า LRT

รถไฟฟ้า LRT แต่ละผลิตภัณฑ์มีพฤติกรรมการประจุไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับการออกแบบ โดยไดอะแกรมระบบกักเก็บพลังงานของรถไฟฟ้า LRT แบบไร้ตัวนำสัมผัส ดังในรูปที่ 2.46



รูปที่ 2.46 ไดอะแกรมระบบกักเก็บพลังงานของรถไฟฟ้า LRT (Su et al., 2017)

โดยข้อมูลพฤติกรรมกรรมการการประจุไฟฟ้าของรถไฟ LRT อ้างอิงผลการวัดค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า โดยขณะประจุไฟฟ้า ใช้กำลังไฟฟ้า 550 kW ดังแสดงในรูปที่ 2.47 ซึ่งระบบประจุไฟฟ้า LRT เป็นแบบระบบชาร์จเร็วยิ่ง (Ultra-fast Charging System) 750 V DC 1800 kW



รูปที่ 2.47 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ขณะประจุไฟฟ้าให้รถไฟ LRT (Su et al., 2017)

2.22 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากการทบทวนวรรณกรรมของบทความวิชาการทั่วโลกแล้ว ผู้วิจัยจะนำเสนอเรียงตามความทันสมัย ตามลำดับปีที่ตีพิมพ์จากปีล่าสุดเป็นอันดับแรก รวมถึงอธิบายสาระสำคัญของแต่ละงานวิจัยไว้พอสังเขป ดังนั้นการปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องนำเสนอในตารางที่ 2.15

ตารางที่ 2.15 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

ปีที่พิมพ์	ผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2019	Popescu and Bitoleanu	นำเสนอการศึกษาที่มุ่งเน้นไปที่ประเด็นเฉพาะของการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในระบบรถไฟรางแบบไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อลดการปล่อย CO ₂ โดยการลดพลังงานสูญเสียด้วยการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า

ตารางที่ 2.15 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	ผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2018	Boonkird, Premrudeepreechacharn and Baghzouz	นำเสนอการศึกษาแรงดันไฟฟ้าตกบนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จ่ายพลังงานให้กับปั๊มน้ำหลายแห่งในเมืองแม่เมาะ เมืองแม่เมาะเป็นเมืองแบบเปิด ดังนั้นปั๊มน้ำไฟฟ้าจึงเป็นอุปกรณ์สำคัญในการสูบน้ำออกจากเหมือง โดยใช้ซอฟต์แวร์ DIgSILENT PowerFactory ในการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้าและประเมินความรุนแรงของแรงดันไฟฟ้าที่เกิดจากการสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่ตามลำดับเนื่องจากอาจส่งผลกระทบต่อกรับแรงที่ไวต่อการรับส่งของบัสต่าง ๆ ซึ่งกรณีนี้ที่แย่กว่านั้นคือการยอมรับแรงดันไฟฟ้าตกที่เกิดขึ้น
2018	Pothinun and Premrudeepreechacharn	นำเสนอผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าของสถานีชาร์จไฟบนระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ในกรณีศึกษาระบบไฟฟ้ากำลังในความรับผิดชอบของ กฟภ. เนื่องจากเครื่องชาร์จแบบเร็วมีกำลังไฟ 50 kW 150 kW และ 350-400 kW (350-400A) โดยใช้แบบจำลองเหตุการณ์ที่สถานีย่อยที่จังหวัดเชียงใหม่ 4 แห่ง ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory เป็นเครื่องมือจำลองสถานการณ์ พบว่า ผลกระทบที่เกิดจากฮาร์มอนิกส์ของสถานีประจวบเตียรี่ต่อแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าพบว่า จุดสูงสุดของการเพี้ยนฮาร์มอนิกส์เกิดขึ้นในช่วงเวลา 09:00-10:00 น.
2018	Chua	นำเสนอความเป็นไปได้ในการปรับปรุงการบริการสาธารณะของการขนส่งผู้โดยสาร ด้วยกระบวนการวิเคราะห์ถดถอยปัวซอง (Poisson Regression) ในตรวจสอบความสัมพันธ์ของปริมาณการบริการใช้จริงจากระบบ LRT และช่วงเวลาที่มีการใช้บริการสูงสุดในระบบนั้น

ตารางที่ 2.15 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	ผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2017	Ronanki, Singh and Williamson	นำเสนอภาพรวมโทโพโลยีที่ครอบคลุมของสถาปัตยกรรมตัวรถไฟและแนวโน้มล่าสุดในระบบฉุดรถไฟไฟฟ้า
2017	Li, Han, Che and Wang	นำเสนอผลกระทบของระบบขนส่งทางรางที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากการขนส่งทางรถไฟเป็นระบบโหลดแบบพิเศษ ทำให้คุณภาพไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าลดลง จากปัญหาฮาร์มอนิกส์และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
2017	Su, Chin, Leou, and Lin	นำเสนอผลการศึกษากับคุณภาพไฟฟ้าของระบบจ่ายไฟฟ้าให้กับ LRT แบบประจุแบตเตอรี่เร็วพิเศษ ด้วยการตรวจวัดทางภาคสนามโดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า พบว่า แรงดันไฟฟ้าเกิดการเบี่ยงเบนและเกิดฮาร์มอนิกส์ค่อนข้างสูงที่บัสที่เชื่อมต่อในขณะประจุแบตเตอรี่ ซึ่งตัวกำเนิดฮาร์มอนิกส์ก็คือ เรกติไฟเออร์
2017	Diez, Rodriguez, Arroyave, Munera, Restrepo and Castrillon	นำเสนอวิธีการกำหนดโครงสร้างพื้นฐานที่เหมาะสมในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำหรับระบบการขนส่งสาธารณะแบบหลายรูปแบบ ได้แก่ รถไฟรางหนัก รถไฟรางเบา และรถกระเช้าไฟฟ้า ผลการวัดค่าความต้องความต้องการกำลังไฟฟ้าของระบบขนส่งสาธารณะแต่ละระบบ ดำเนินการเดินรถโดย Metro de Medellin ซึ่งขณะนี้กำลังประสบกับการขยายตัว
2017	Iraklis and Hoffrichter	นำเสนอแนวคิดของการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ด้วยแบตเตอรี่ที่ใช้กรดหรือแบตเตอรี่แบบคงที่ พร้อมโอกาสในการประจุแบตเตอรี่ของระบบ LRT แบบไร้ตัวนำสัมผัส สำหรับการแก้ปัญหาที่มีแนวโน้มขยายเส้นทางเดินรถของรถไฟในราคาประหยัด

ตารางที่ 2.15 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	ผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
2016	Cebeci, Tör, Yılmaz, Güreç and Benli	นำเสนอบทเรียนที่ได้เรียนรู้จากการเชื่อมต่อข้อมูล ArcGIS กับโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้งานความสามารถของสมรรถกิริยาที่ประเทศตุรกี ช่วยแก้ปัญหาทางด้านการวิเคราะห์การดำเนินงานและการวางแผน เพราะแต่เดิมคุณภาพและปริมาณของข้อมูลในฐานข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ มักถูกจำกัดเฉพาะผู้วางแผนเท่านั้น
2015	Dao, Phung and Blackburn	นำเสนอผลการทดสอบการลัดวงจรและเปิดวงจรทางไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของฮาร์โมนิกส์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการนำเสนอวิธีสองความถี่มาใช้เพื่อแยกการสูญเสียฮิสเทรีซิสที่ไม่โหลดและการสูญเสียกระแสไหลวนที่ไม่โหลด
2006	Salimi-Beni, Farrokhzad, Fotuhi-Firuzabad and Alemohammad	นำเสนอวิธีการทางสถิติแบบใหม่ในการคำนวณสามส่วนหลักของความถี่การพลังงานไฟฟ้าของระบบ ได้แก่ โหลดฐาน โหลดช่วงกลาง และโหลดสูงสุดโดยใช้การวิเคราะห์กลุ่มซึ่งเป็นหนึ่งในวิธีการทางสถิติในการจัดหมวดหมู่ข้อมูล ข้อได้เปรียบหลักของเทคนิคที่เสนอคือสามารถนำไปใช้กับสถานการณ์ที่ปัจจัยการโหลดระบบแตกต่างกันไป การบังคับใช้เทคนิคที่นำเสนอ นั้นแสดงให้เห็นโดยการกำหนดฐาน กลาง และสูงสุดสำหรับฤดูกาลต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าประเทศอิหร่าน
2005	Choi, Tran, El-Keib, Thomas, Oh and Billinton	นำเสนอการแก้ปัญหาการวางแผนการขยายระบบส่งจ่ายไฟฟ้ากำลังที่ขึ้นอยู่กับความไม่แน่นอนในอนาคตในทางปฏิบัติ โดยพิจารณาถึงเกณฑ์ความน่าจะเป็นที่น่าจะเป็น (Probabilistic Reliability Criterion)

ตารางที่ 2.15 ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปีที่พิมพ์	ผู้วิจัย	สาระสำคัญของงานวิจัย
1999	Bhargava	นำเสนอภาพรวมการกำหนดค่าระบบการจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟที่ถูกนำมาใช้ในสหรัฐอเมริกาและทั่วโลก ซึ่งทางเลือกของระบบขึ้นอยู่กับข้อกำหนดในการให้บริการของรถไฟเช่น รถไฟฟ้าชานเมือง (Commuter Rail) รถไฟขนส่งสินค้า (Freight Rail) รถไฟฟ้ารางเบา โหลดรถไฟ และแหล่งจ่ายไฟฟ้า โหลดรถไฟเป็นโหลดที่ยุงยากที่สุดที่จะได้รับจากระบบไฟฟ้า และนำเสนอความท้าทายทั้ง บริษัทรถไฟและระบบสาธารณูปโภค สำหรับสถานีย่อยขนาดใหญ่ที่อาจส่งผลให้คุณภาพไฟฟ้าของลูกค้ารายอื่น แต่ด้วยเทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ทันสมัยอาจเป็นทางเลือกในการเพิ่มศักยภาพในการจัดหาระบบการจ่ายไฟฟ้ารถไฟที่ราคาไม่แพงและเป็นที่ต้องการ
1988	Bayless, Selman, Truax, and Reid	นำเสนอผลกระทบของการสับสวิตช์ชุดตัวเก็บประจุ 115 kV ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง มีผลทำให้หม้อแปลงกำลังเสียหาย โดยติดตั้งชุดตัวเก็บประจุขนาด 15 Mvar 115 kV เมื่อสับสวิตช์ตัวเก็บประจุเข้าสู่ระบบ พบว่า รีเลย์ป้องกันความผิดปกติที่บัสส่งงานไวเกินไปทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร รีเลย์ทำงานเมื่อเกิดกระแสพุ่งเข้าจากการสับสวิตช์จ่ายไฟให้กับชุดตัวเก็บประจุ อีกทั้งการสับสวิตช์ชุดตัวเก็บประจุยังทำให้หม้อแปลงไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยได้รับความเสียหาย โดยเกิดความผิดปกติระหว่างขดลวดหม้อแปลงในเฟส B ซึ่งอยู่ใกล้กับบัสซึ่ง 115 kV เนื่องจากเกิดแรงดันเกินที่ขดลวดหม้อแปลงกำลัง

จากการศึกษาผลกระทบระบบรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้าของนักวิจัยในอดีตเป็นเพียงมุมมองด้านผู้ใช้ไฟฟ้าหรือเป็นมุมมองด้านกิจการเดินรถไฟ LRT เท่านั้น McEachern et al. (1995)

Sutherland et al. (2006) Emadi et al. (2006) Dao et al. (2015) และ Su et al. (2017) ยังคงไม่มีมุมมองศึกษาผลกระทบระบบรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้าของฝั่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งถือว่าเป็นกระบวนการใหม่หรือปรับปรุงให้ดีขึ้น

จากข้อมูลผลการวัดความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งวัน ที่สถานีขับเคลื่อนไฟฟ้า (Traction Substation) ของ Diez et al. (2017) ซึ่งมีลักษณะโหลทรายวันของรถไฟรางหนัก รถไฟรางเบา และรถกระเช้าไฟฟ้า ทำให้ผู้วิจัยนำแนวทางนี้ในการกำหนดการจ่ายโหลดระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อยของระบบ LRT

จากข้อมูลการวิเคราะห์ลักษณะความต้องการกำลังไฟฟ้าของ Salimi-Beni et al. (2006) เพื่อการเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม ได้แก่ (1) โหลดฐาน (2) โหลดปานกลาง และ (3) โหลดสูงสุด ทำให้ผู้วิจัยนำแนวทางนี้ในการกำหนดการจ่ายโหลดระบบ LRT ได้แก่ โหลดฐานและโหลดสูงสุด มาใช้ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้

จากผลตรวจวัดค่าแรงดันและกระแสไฟฟ้าขณะประจุไฟฟ้าของ Su et al. (2017) ทำให้ผู้วิจัยได้ข้อมูลโหลดของรถไฟ LRT สูงสุด มีค่า 0.55 MW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 สำหรับการจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV ซึ่งวิเคราะห์ผลรายชั่วโมง ตลอด 24 ชั่วโมง

จากปริทัศน์วรรณกรรมและผลงานวิจัยที่ได้สรุปผ่านมา ทำให้ทราบว่าผู้วิจัยได้คิดค้นและนำเสนอผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาในรูปแบบต่าง ๆ การจัดการพลังงาน แต่งานวิจัยข้างต้นได้ให้ความสนใจในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้าในต่างประเทศในมุมมองด้านผู้ประกอบการเดินรถไฟเท่านั้น แต่ยังไม่มียงานวิจัยด้านมุมมองของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้วิจัยจึงมองเห็นแนวทางในการศึกษาวิจัยผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ในการจำลองระบบ และนำผลการจำลองมาวิเคราะห์ต่อไป

2.23 สรุป

ในบทที่ 2 นี้ได้นำเสนอปริทัศน์วรรณกรรมและการวิจัยในรูปแบบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย โดยการค้นคว้าจากฐานข้อมูลของ IEEE Science Direct และอื่น ๆ ทำให้ทราบถึงผลงานดำเนินงานวิจัย จุดประสงค์ แนวทางการวิจัยของผู้วิจัยอื่น ๆ ซึ่งจะถูกใช้เป็นข้อมูลอ้างอิง และเป็นแนวทางสำหรับการดำเนินงานวิจัยต่อไป จึงได้เริ่มทำการวิจัยวิทยานิพนธ์ขึ้นเพื่อศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ซึ่งรายละเอียดในการวิเคราะห์และการจำลองจะอธิบายในบทถัดไป

บทที่ 3

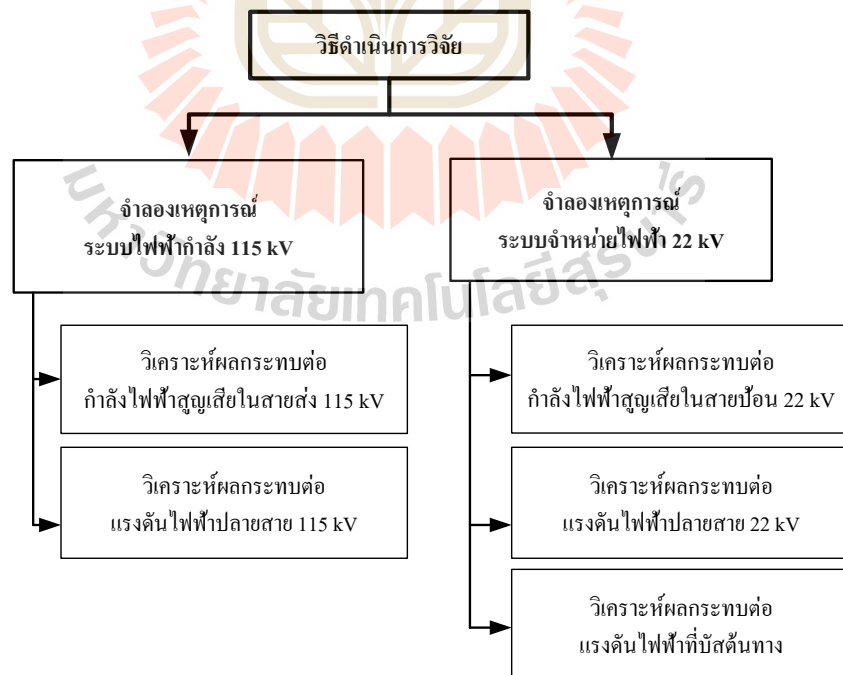
วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 กล่าวนำ

ในบทนี้ผู้วิจัยนำเสนอแนวคิดกระบวนการวิจัย ดำเนินการจำแนกขนาดโหลดแบบรายวัน (24 ชั่วโมง) ของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของสถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MVA สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง 20 MVA และสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 30 MVA ดำเนินการสร้างแบบจำลองในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory พร้อมทั้งได้ทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV ดำเนินการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV ดำเนินการจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory วิธีดำเนินการวิจัยมีรายละเอียดแสดงไว้ดังนี้

3.2 วิธีดำเนินการวิจัย

วิธีดำเนินการวิจัยในภาพรวม แสดงดังรูปที่ 3.1

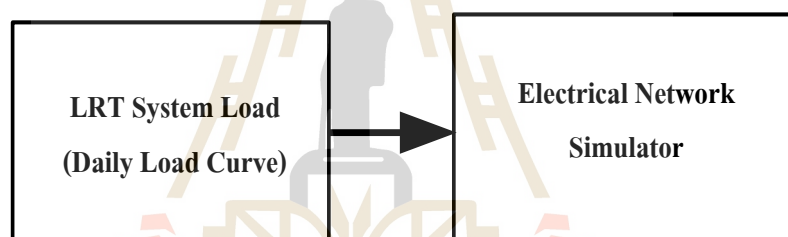


รูปที่ 3.1 วิธีดำเนินการวิจัยในภาพรวม

จากรูปที่ 3.1 วิธีดำเนินการวิจัยในส่วนแรกเป็นระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV โดยวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV และผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสาย 115 kV วิธีดำเนินการวิจัยในส่วนที่สองเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันไฟฟ้า 22 kV โดยมีกระบวนการวิเคราะห์เพื่อหาคำตอบผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย 22 kV ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV และผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่บัสต้นทางของสถานีไฟฟ้า รายละเอียดกระบวนการวิจัยดังจะได้กล่าวในหัวข้อต่อไป

3.2.1 วิธีดำเนินการวิจัย ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV

การวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV แบ่งเป็นก่อนการเชื่อมต่อระบบ LRT เปรียบเทียบกับหลังการเชื่อมต่อระบบ LRT ที่จ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และเปรียบเทียบกับหลังการเชื่อมต่อระบบ LRT ที่จ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน โดยมีกรอบแนวคิดการวิจัย ดังแสดงในรูปที่ 3.2



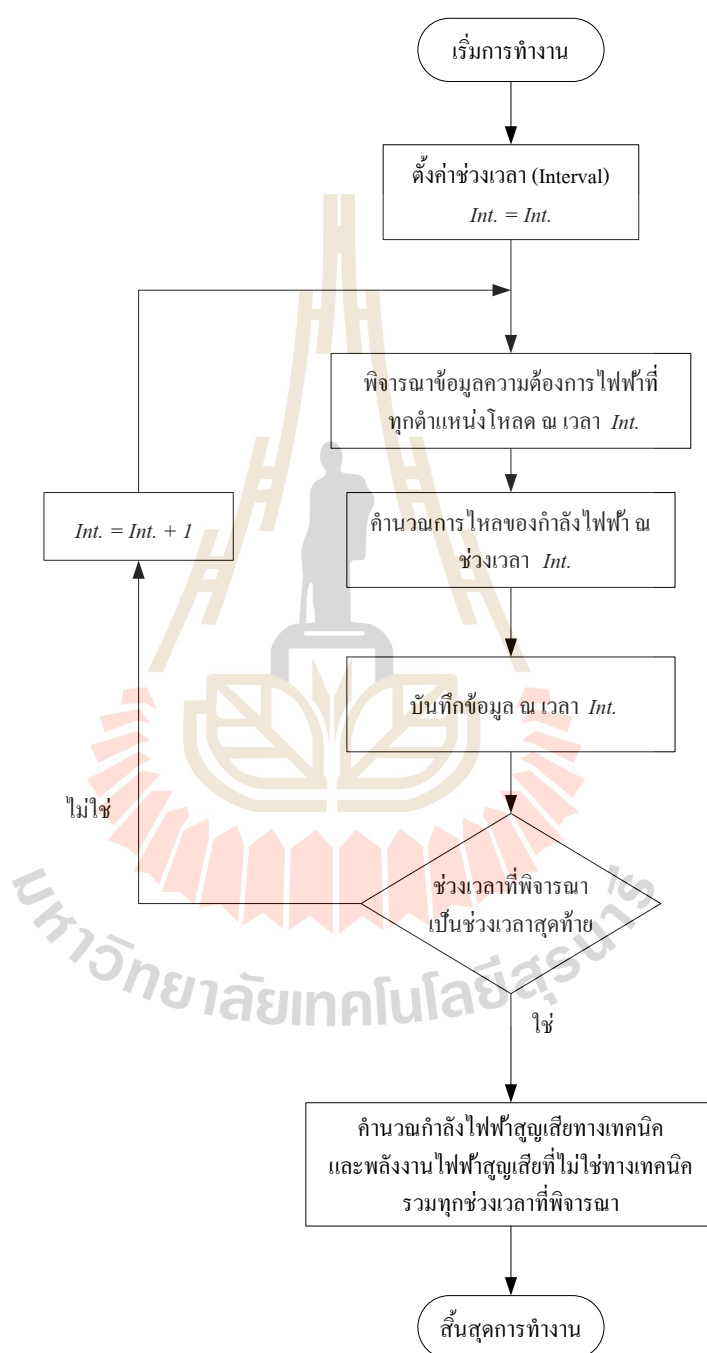
รูปที่ 3.2 กรอบแนวคิดการวิจัย กรณีศึกษาระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV

วิธีดำเนินการวิจัย อาศัยวิธีการประเมินพลังงานไฟฟ้าสูญเสียด้วยวิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแบบ 3 เฟส 3 สายไม่สมดุล

ความต้องการกำลังไฟฟ้าหรือโหลด ที่ใช้สำหรับการจำลองสถานการณ์เป็นค่าโหลดรายชั่วโมง (Hourly Load) งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์ขนาดโหลดโดยอาศัยข้อมูลโหลดมาตรฐานจากลักษณะโหลดรายวันของรถไฟฟ้ารางเบา สำหรับโหลดของระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน ผู้วิจัยได้กำหนดให้เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถจำแนกตามขนาดของสถานีไฟฟ้าได้ดังต่อไปนี้

- 1) สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก มีพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 10 MVA
- 2) สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง มีพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 20 MVA
- 3) สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ มีพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 30 MVA

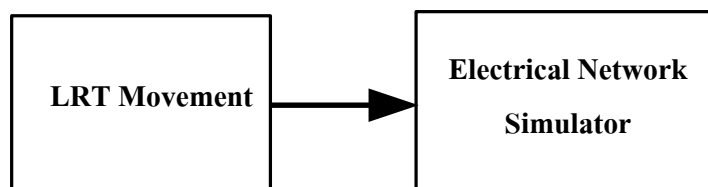
เพื่อพิจารณาโหลดของระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้า
ย่อยเซฟวัน ดำเนินการทดสอบ 3 กรณีศึกษา โดยมีขั้นตอนการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบส่ง
115 kV ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียระบบส่ง 115 kV

3.2.2 วิธีดำเนินการวิจัย ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV

กรอบแนวคิดการวิจัย กรณีศึกษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV แสดงดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 กรอบแนวคิดการวิจัย กรณีศึกษาระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV

ขั้นตอนแรกพิจารณารางเดินรถไฟ LRT สายสีเขียว เทียบไป และเทียบกลับ อ้างอิงข้อมูลตามตารางการเดินรถไฟ LRT ของโครงการศึกษาแผนแม่บทจราจรและแผนแม่บทพัฒนาระบบขนส่งสาธารณะในเขตเมืองนครราชสีมา อ้างอิงผลการวัดค่าแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้า ขณะประจุไฟฟ้าให้รถไฟ LRT ของ Su et al. (2017) ขั้นตอนถัดไปดำเนินการจำลองเหตุการณ์โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

เลือกศึกษาสถานีไฟฟ้า นม.2 วงจรจำหน่าย 5 (NRB05) พิจารณาในสถานะช่วงที่โหลดเต็มพิกัด ขณะประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุเอ็ดชัย สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ โดยกำหนดให้ ขณะประจุไฟฟ้าที่สถานีรับส่งผู้โดยสาร โหลดของรถไฟ LRT สูงสุด มีค่า 0.55 MW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1.00 อ้างอิงจากผลตรวจวัดค่าแรงดันและกระแสไฟฟ้าขณะประจุไฟฟ้าของ Su et al. (2017) ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้วิเคราะห์ผลรายชั่วโมง ตลอด 24 ชั่วโมง

3.3 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย

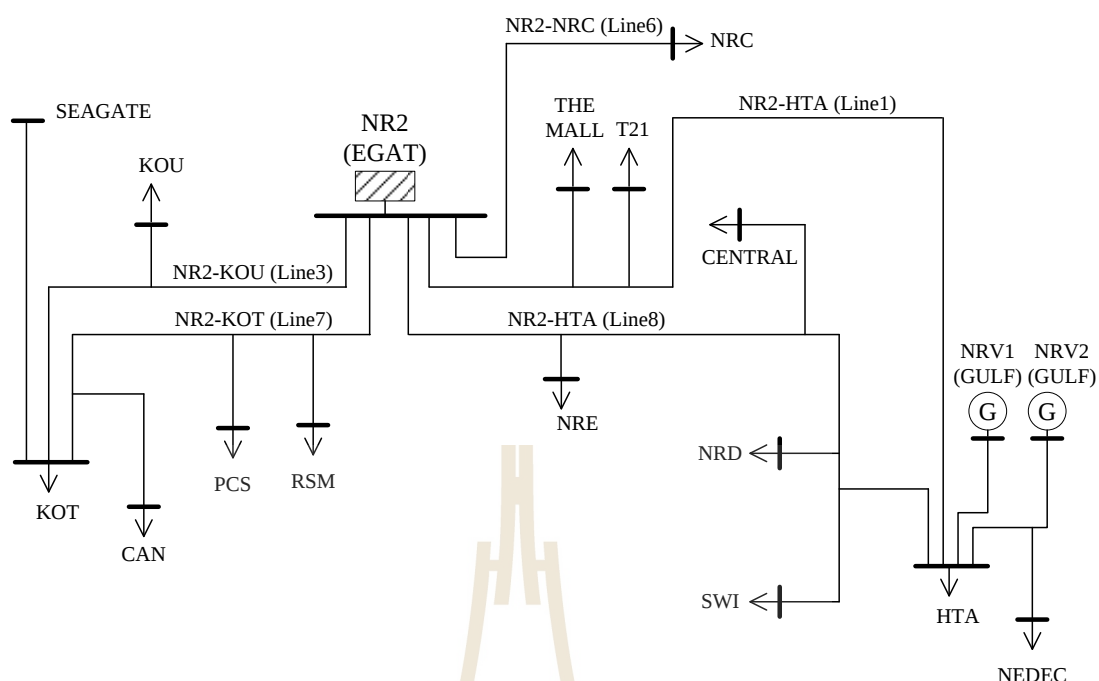
3.3.1 ข้อมูลสภาพการจ่ายไฟระบบ 115 kV พื้นที่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา

กรณีศึกษานี้ เลือกระบบสายส่งไฟฟ้า 115 kV ของ กฟภ. ที่จ่ายไฟให้กับโหลดในพื้นที่เทศบาลนครนครราชสีมา ห้างสรรพสินค้าขนาดใหญ่ นิคมอุตสาหกรรมสุรนารี นิคมอุตสาหกรรมนวนคร โรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ แหล่งจ่ายไฟฟ้าหลักของระบบนี้รับไฟฟ้าจากการ กฟผ. ที่ระดับแรงดัน 230 kV ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 3×300 MVA 230/115 kV เพื่อลดระดับแรงดันเหลือ 115 kV โหลดของแต่ละสถานีไฟฟ้ามีข้อมูลดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 โหลดแต่ละสถานีไฟฟ้าที่รับไฟจากสายส่ง 115 kV พื้นที่ อ.เมือง จ.นครราชสีมา

ลำดับ	สถานีไฟฟ้า	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
		กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
1	นครราชสีมา 3	44.03	15.74
2	นครราชสีมา 4	30.99	10.55
3	นครราชสีมา 5	20.35	5.84
4	บจก.เอ็มเอ็นที	9.99	8.16
5	บจก.สงวนวงษ์	9.96	6.60
6	บจก.เนเค็ค	1.56	0.76
7	บจก.ราชสีมาช้อปปี้ง	10.48	5.68
8	บจก.สยามรีเทล	5.12	1.76
9	บจก.ซีพีเอ็นนครราชสีมา	6.06	1.62
10	หัวทะเล	35.70	18.03
11	โคกกรวด 1	41.05	14.40
12	โคกกรวด 2	17.72	6.94
13	บจก.พีซีเอส เอสเตท	30.60	15.21
14	บจก.ราชสีมาผลิตเหล็ก	6.12	5.04
15	บจก.แคนนอน	10.26	4.02

สภาพการจ่ายไฟระบบ 115 kV พื้นที่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา แสดงดังรูปที่ 3.5 ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีลานไผ่ไฟฟ้า นครราชสีมา 2 ประกอบด้วย (1) สายส่งเป็นรูปแบบวงปิดระหว่างสายส่งวงจร 1 กับสายส่งวงจร 8 (2) สายส่งเป็นรูปแบบวงปิดระหว่างสายส่งวงจร 3 กับสายส่งวงจร 7 และ (3) สายส่งวงจร 6



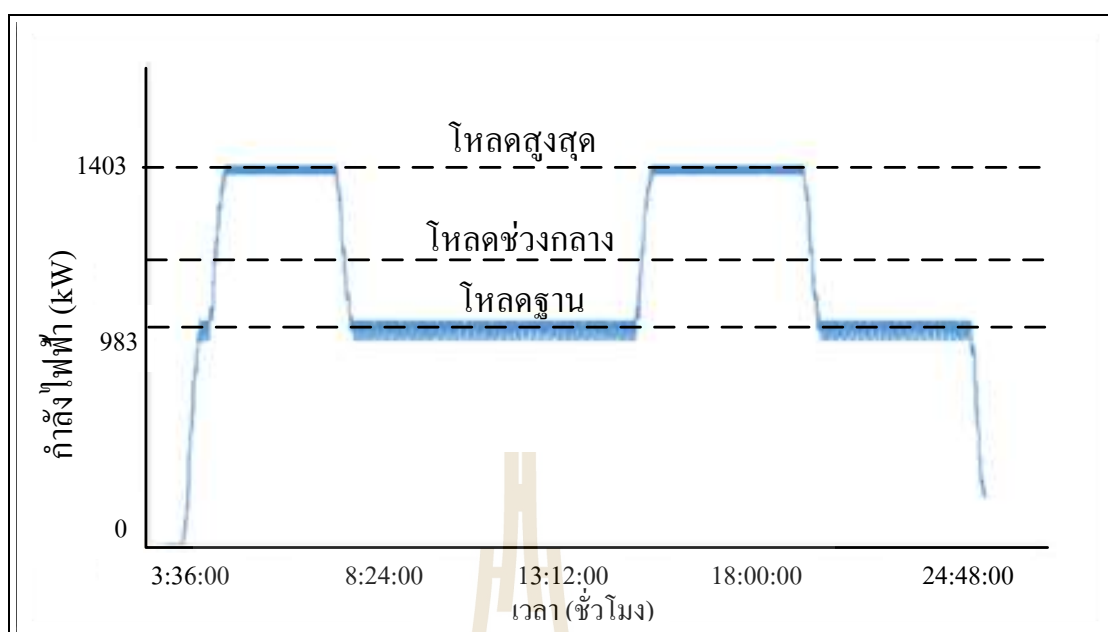
รูปที่ 3.5 สภาพการจ่ายไฟระบบ 115 kV พื้นที่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา

3.3.2 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้ข้อมูลนำเข้าโดยใช้หลักการประมาณการขนาดโหลดแบบรายวัน (24 ชั่วโมง) ที่สถานีไฟฟ้าย่อย โดยผลการจำแนกลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT แสดงดังตารางที่ 3.2 และลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT แสดงดังรูปที่ 3.6

ตารางที่ 3.2 การจำแนกลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT

การจำแนกลักษณะโหลด	ช่วงร้อยละของค่าโหลด	ความต้องการกำลังไฟฟ้า
โหลดฐาน	อยู่ระหว่าง 0.0 % ถึง 70.5 %	989 kW
โหลดช่วงกลาง	อยู่ระหว่าง 70.5 % ถึง 80.8 %	1,133 kW
โหลดสูงสุด	อยู่ระหว่าง 80.8 % ถึง 100.0 %	1,403 kW



รูปที่ 3.6 ลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT (ดัดแปลง Diez et al., 2017)

ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์ลักษณะโหลดรายวันของรถไฟ LRT เพียง 2 ช่วงเท่านั้น ได้แก่ (1) โหลดฐานมีค่าร้อยละของช่วงค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 0.0 % ถึง 70.5 % ของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าโดยรวม และ (2) โหลดสูงสุดมีค่าร้อยละของช่วงค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 80.8 % ถึง 100.0 % ของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าโดยรวม

จากนั้นผู้วิจัยได้นำลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT มาประเมินโหลดตามขนาด 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ได้แก่ สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง และสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งข้อมูลสถานีไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลสถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง และสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่

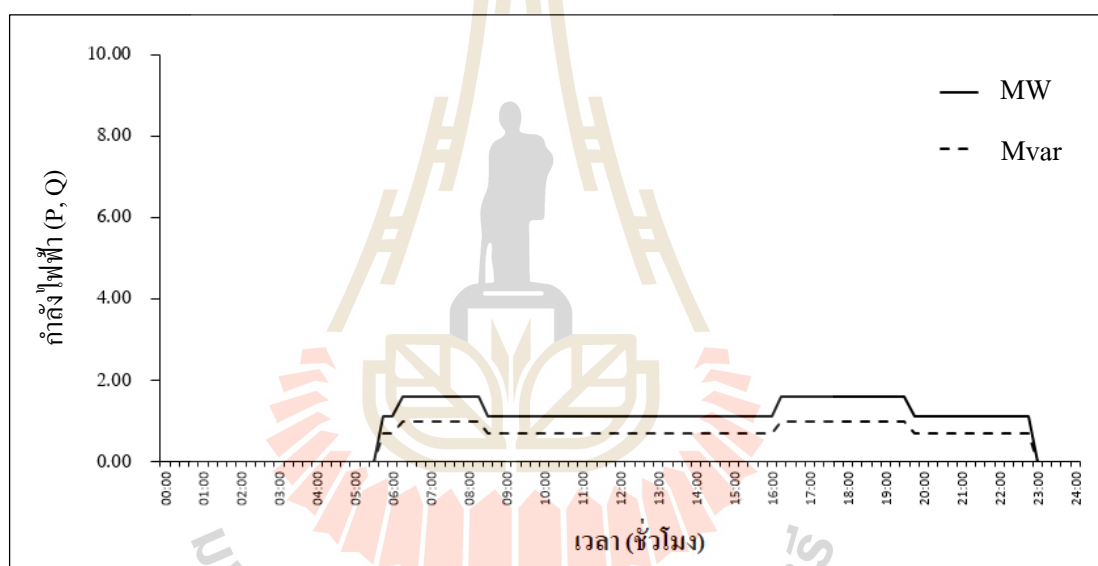
ลำดับ	รายการ	พิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	แรงดันไฟฟ้า (kV)
1	สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก	10 MVA	115/22 kV
2	สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง	20 MVA	115/22 kV
3	สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่	30 MVA	115/22 kV

การจำแนกลักษณะความต้องการกำลังไฟฟ้าของระบบรถไฟฟ้างานเบา มาประกอบการวิเคราะห์ลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย ที่ตำแหน่งต่าง ๆ นั้น

กำหนดให้เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และกำหนดให้มีตัวประกอบกำลัง 0.85 กำหนดให้โหลดฐานมีค่าร้อยละของช่วงค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ 70.5 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่วิเคราะห์แต่ละกรณีศึกษา และโหลดค่ายอดมีค่าร้อยละของช่วงค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าอยู่ที่ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่วิเคราะห์แต่ละกรณีศึกษาดังต่อไปนี้

1) สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก พิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 10 MVA กำหนดตัวประกอบกำลัง 0.85 จะได้ กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด 8.50 MW และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สูงสุด 5.27 Mvar

ก) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA แสดงดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA

โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 10 MVA แสดงในตารางที่ 3.4

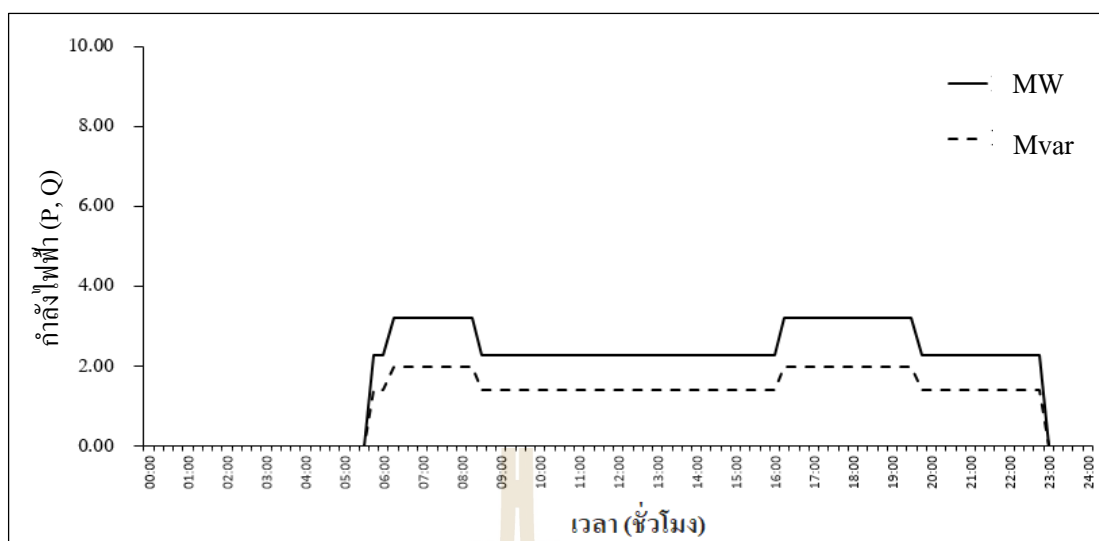
ตารางที่ 3.4 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00

ตารางที่ 3.4 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	1.50	0.93
7:00	2.13	1.32
8:00	2.13	1.32
9:00	1.50	0.93
10:00	1.50	0.93
11:00	1.50	0.93
12:00	1.50	0.93
13:00	1.50	0.93
14:00	1.50	0.93
15:00	1.50	0.93
16:00	1.50	0.93
17:00	2.13	1.32
18:00	2.13	1.32
19:00	2.13	1.32
20:00	1.50	0.93
21:00	1.50	0.93
22:00	1.50	0.93
23:00	0.00	0.00

ข) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA แสดงดังรูปที่ 3.8 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 10 MVA แสดงในตารางที่ 3.5



รูปที่ 3.8 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA

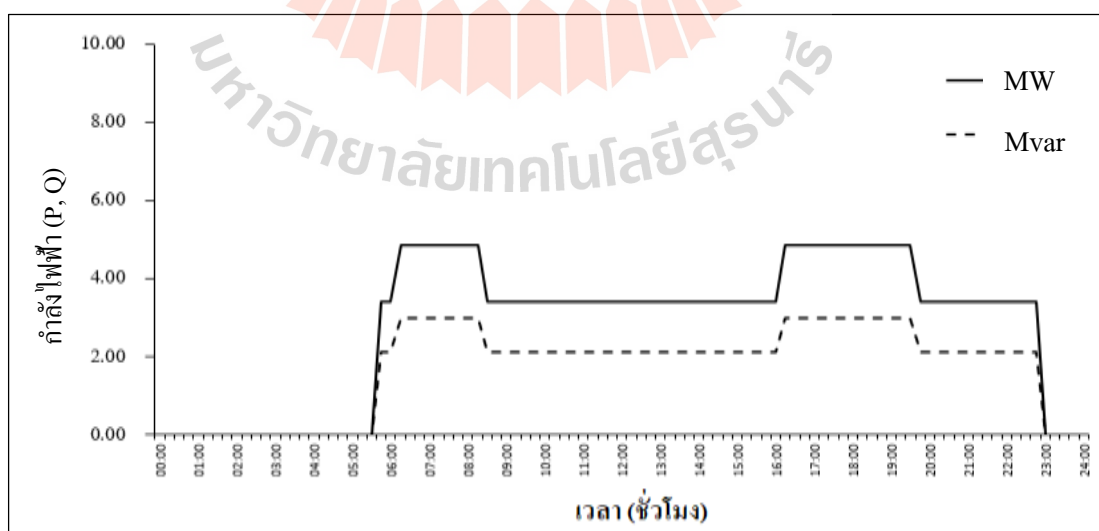
ตารางที่ 3.5 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	3.00	1.86
7:00	4.25	2.64
8:00	4.25	2.64
9:00	3.00	1.86
10:00	3.00	1.86
11:00	3.00	1.86
12:00	3.00	1.86
13:00	3.00	1.86

ตารางที่ 3.5 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
14:00	3.00	1.86
15:00	3.00	1.86
16:00	3.00	1.86
17:00	4.25	2.64
18:00	4.25	2.64
19:00	4.25	2.64
20:00	3.00	1.86
21:00	3.00	1.86
22:00	3.00	1.86
23:00	0.00	0.00

ค) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA แสดงดังรูปที่ 3.9 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 10 MVA แสดงในตารางที่ 3.6



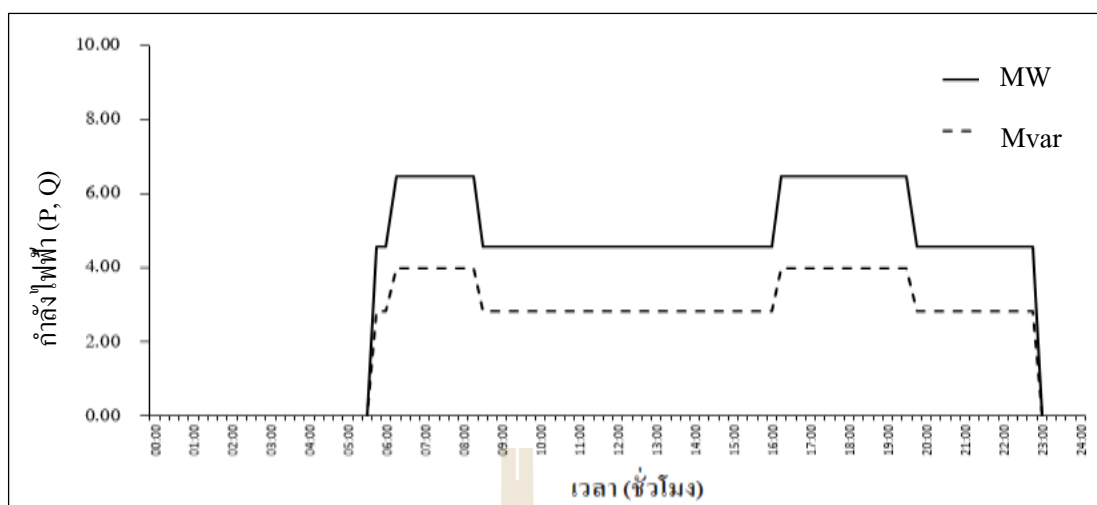
รูปที่ 3.9 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA

ตารางที่ 3.6 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	4.49	2.79
7:00	6.38	3.95
8:00	6.38	3.95
9:00	4.49	2.79
10:00	4.49	2.79
11:00	4.49	2.79
12:00	4.49	2.79
13:00	4.49	2.79
14:00	4.49	2.79
15:00	4.49	2.79
16:00	4.49	2.79
17:00	6.38	3.95
18:00	6.38	3.95
19:00	6.38	3.95
20:00	4.49	2.79
21:00	4.49	2.79
22:00	4.49	2.79
23:00	0.00	0.00

ง) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลง 10 MVA

แสดงดังรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA

โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 10 MVA แสดงในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลง 10 MVA

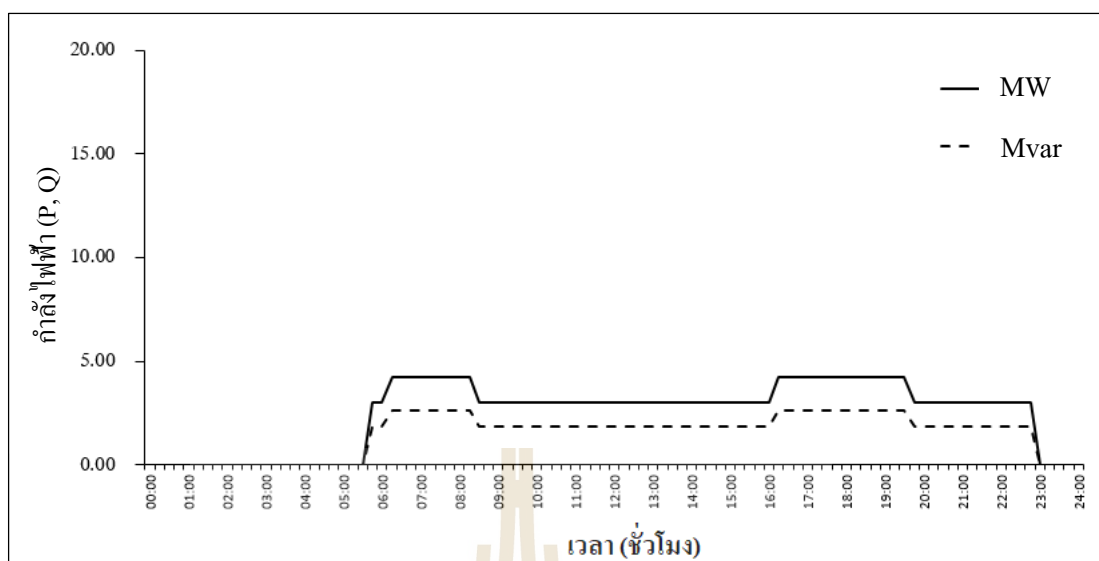
เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	5.99	3.72
7:00	8.50	5.27
8:00	8.50	5.27
9:00	5.99	3.72
10:00	5.99	3.72
11:00	5.99	3.72

ตารางที่ 3.7 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลง 10 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
12:00	5.99	3.72
13:00	5.99	3.72
14:00	5.99	3.72
15:00	5.99	3.72
16:00	5.99	3.72
17:00	8.50	5.27
18:00	8.50	5.27
19:00	8.50	5.27
20:00	5.99	3.72
21:00	5.99	3.72
22:00	5.99	3.72
23:00	0.00	0.00

2) สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง ฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 20 MVA กำหนดตัวประกอบกำลัง 0.85 จะได้ กำลังไฟฟ้าจริง สูงสุด 17.00 MW และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สูงสุด 10.54 Mvar

ก) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA แสดงดังรูปที่ 3.11 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 20 MVA แสดงในตารางที่ 3.8



รูปที่ 3.11 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA

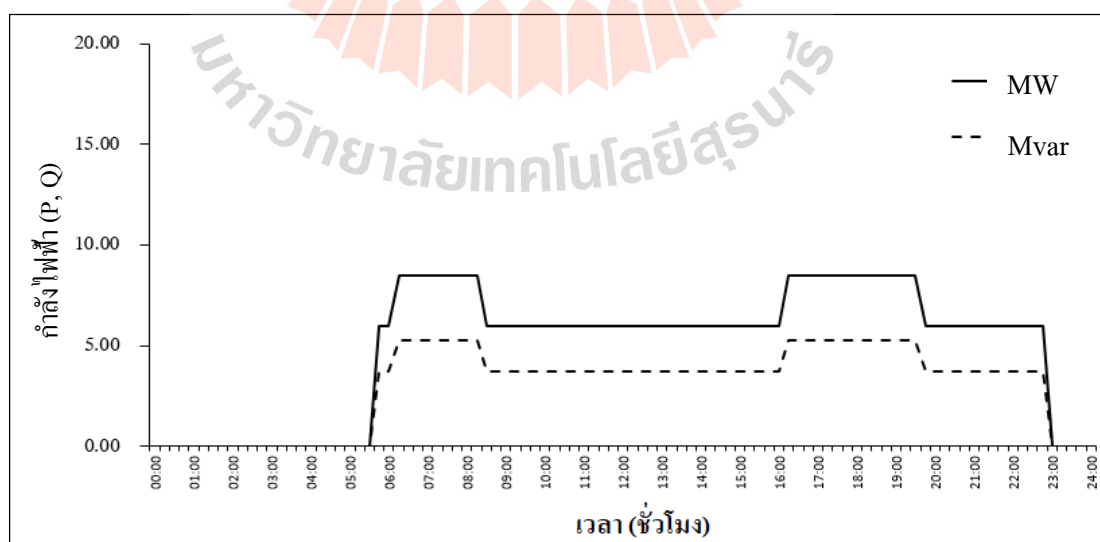
ตารางที่ 3.8 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของฟีดหม้อแปลง 20 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	3.00	1.86
7:00	4.25	2.64
8:00	4.25	2.64
9:00	3.00	1.86
10:00	3.00	1.86
11:00	3.00	1.86
12:00	3.00	1.86
13:00	3.00	1.86

ตารางที่ 3.8 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
14:00	3.00	1.86
15:00	3.00	1.86
16:00	3.00	1.86
17:00	4.25	2.64
18:00	4.25	2.64
19:00	4.25	2.64
20:00	3.00	1.86
21:00	3.00	1.86
22:00	3.00	1.86
23:00	0.00	0.00

ข) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA แสดงดังรูปที่ 3.12 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 20 MVA แสดงในตารางที่ 3.9

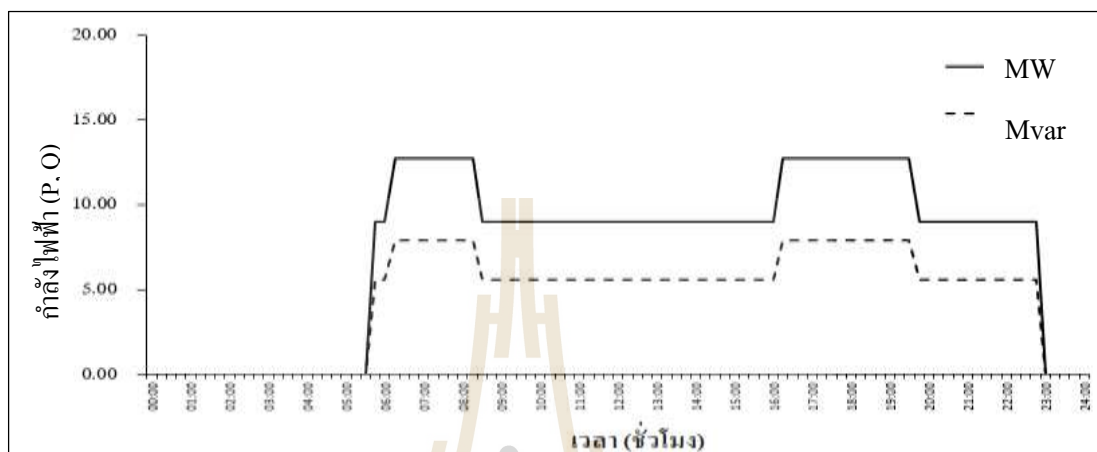


รูปที่ 3.12 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA

ตารางที่ 3.9 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลง 20 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	5.99	3.72
7:00	8.50	5.27
8:00	8.50	5.27
9:00	5.99	3.72
10:00	5.99	3.72
11:00	5.99	3.72
12:00	5.99	3.72
13:00	5.99	3.72
14:00	5.99	3.72
15:00	5.99	3.72
16:00	5.99	3.72
17:00	8.50	5.27
18:00	8.50	5.27
19:00	8.50	5.27
20:00	5.99	3.72
21:00	5.99	3.72
22:00	5.99	3.72
23:00	0.00	0.00

ค) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA แสดงดังรูปที่ 3.13 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 20 MVA แสดงในตารางที่ 3.10



รูปที่ 3.13 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA

ตารางที่ 3.10 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA

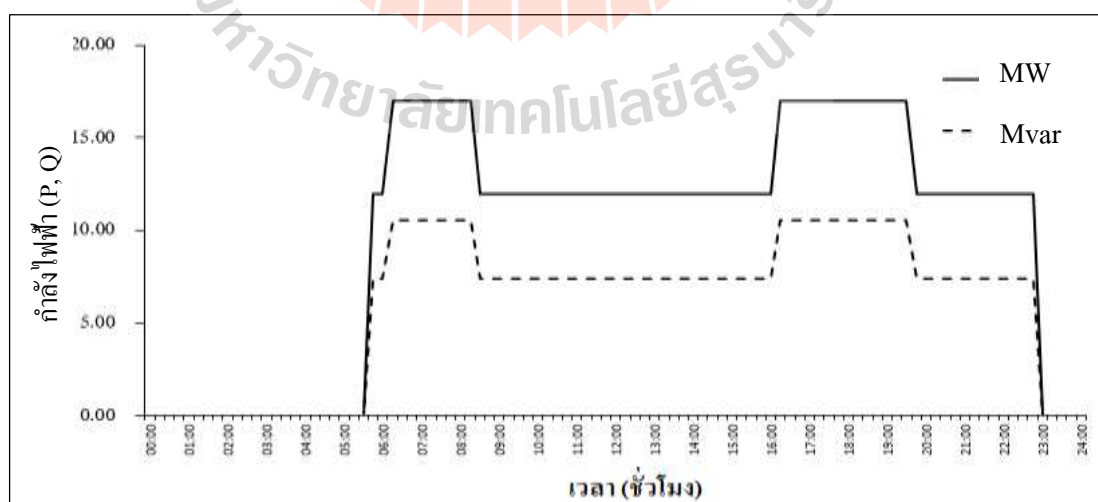
เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	8.99	5.57
7:00	12.75	7.91
8:00	12.75	7.91
9:00	8.99	5.57
10:00	8.99	5.57
11:00	8.99	5.57

ตารางที่ 3.10 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 %ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
12:00	8.99	5.57
13:00	8.99	5.57
14:00	8.99	5.57
15:00	8.99	5.57
16:00	8.99	5.57
17:00	12.75	7.91
18:00	12.75	7.91
19:00	12.75	7.91
20:00	8.99	5.57
21:00	8.99	5.57
22:00	8.99	5.57
23:00	0.00	0.00

ง) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลง 20 MVA

แสดงดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA

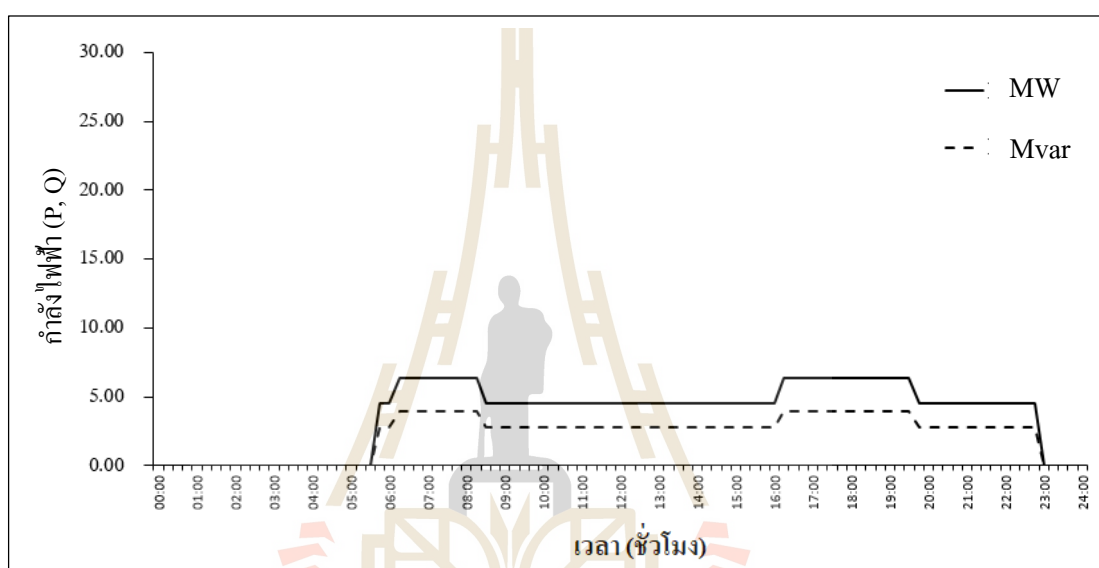
โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 20 MVA แสดงในตารางที่ 3.11

ตารางที่ 3.11 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลง 20 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	11.99	7.43
7:00	17.00	10.54
8:00	17.00	10.54
9:00	11.99	7.43
10:00	11.99	7.43
11:00	11.99	7.43
12:00	11.99	7.43
13:00	11.99	7.43
14:00	11.99	7.43
15:00	11.99	7.43
16:00	11.99	7.43
17:00	17.00	10.54
18:00	17.00	10.54
19:00	17.00	10.54
20:00	11.99	7.43
21:00	11.99	7.43
22:00	11.99	7.43
23:00	0.00	0.00

3) สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ พิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 30 MVA กำหนดตัวประกอบกำลัง 0.85 จะได้ กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุด 25.50 MW และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุด 15.80 Mvar

ก) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลง 30 MVA แสดงดังรูปที่ 3.15 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 30 MVA แสดงในตารางที่ 3.12



รูปที่ 3.15 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

ตารางที่ 3.12 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % พิกัดหม้อแปลง 30 MVA

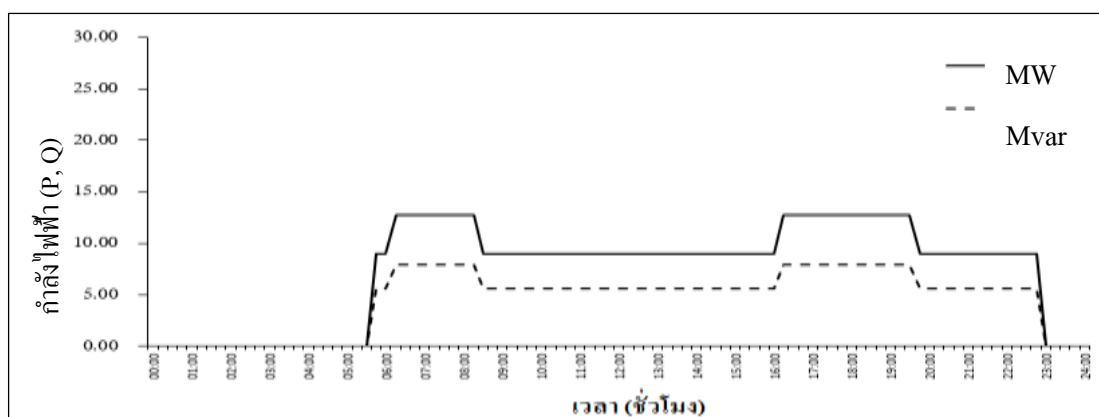
เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	4.49	2.78

ตารางที่ 3.12 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 25 % พิกัดหม้อแปลง 30 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
7:00	6.38	3.95
8:00	6.38	3.95
9:00	4.49	2.78
10:00	4.49	2.78
11:00	4.49	2.78
12:00	4.49	2.78
13:00	4.49	2.78
14:00	4.49	2.78
15:00	4.49	2.78
16:00	4.49	2.78
17:00	6.38	3.95
18:00	6.38	3.95
19:00	6.38	3.95
20:00	4.49	2.78
21:00	4.49	2.78
22:00	4.49	2.78
23:00	0.00	0.00

ข) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % พิกัดหม้อแปลง 30 MVA แสดง

ดังรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.16 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 30 MVA แสดงในตารางที่ 3.13

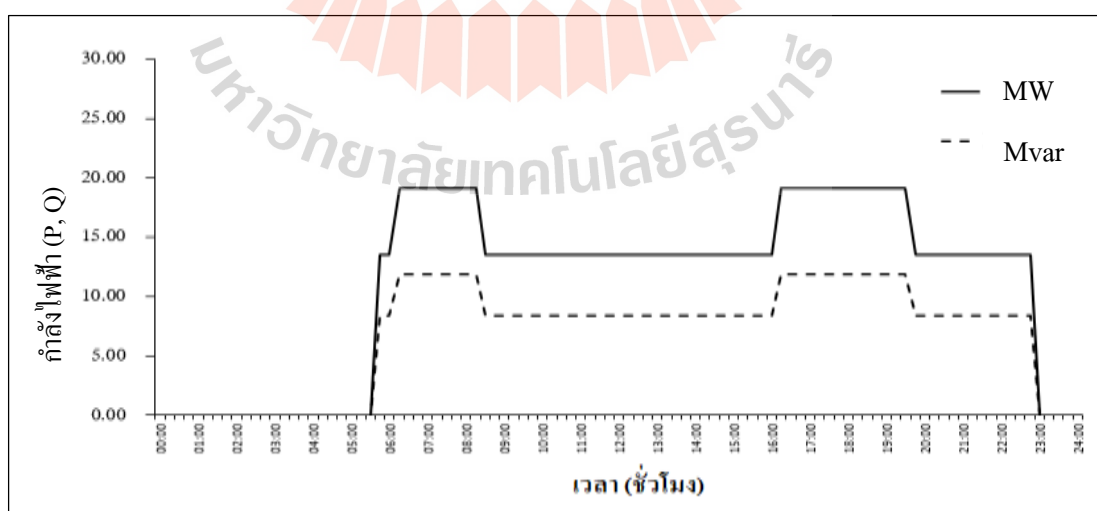
ตารางที่ 3.13 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของฟักัดหม้อแปลง 30 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	8.99	5.57
7:00	12.75	7.90
8:00	12.75	7.90
9:00	8.99	5.57
10:00	8.99	5.57
11:00	8.99	5.57
12:00	8.99	5.57
13:00	8.99	5.57

ตารางที่ 3.13 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 50 % ของพิกัดหม้อแปลง 30 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
14:00	8.99	5.57
15:00	8.99	5.57
16:00	8.99	5.57
17:00	12.75	7.90
18:00	12.75	7.90
19:00	12.75	7.90
20:00	8.99	5.57
21:00	8.99	5.57
22:00	8.99	5.57
23:00	0.00	0.00

ค) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลง 30 MVA แสดงดังรูปที่ 3.17 โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 30 MVA แสดงในตารางที่ 3.14



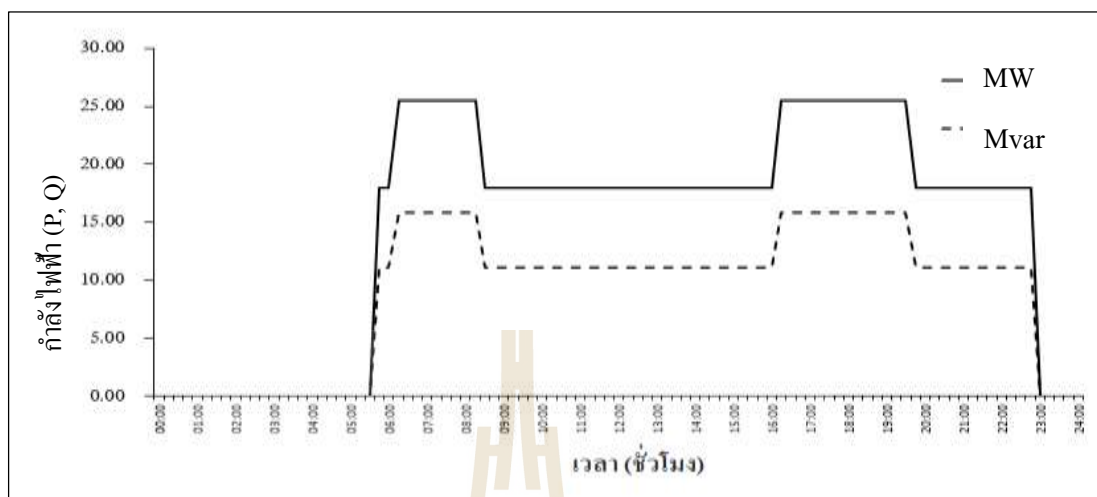
รูปที่ 3.17 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

ตารางที่ 3.14 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 75 %ของพิกัดหม้อแปลง 30 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	13.48	8.35
7:00	19.13	11.85
8:00	19.13	11.85
9:00	13.48	8.35
10:00	13.48	8.35
11:00	13.48	8.35
12:00	13.48	8.35
13:00	13.48	8.35
14:00	13.48	8.35
15:00	13.48	8.35
16:00	13.48	8.35
17:00	19.13	11.85
18:00	19.13	11.85
19:00	19.13	11.85
20:00	13.48	8.35
21:00	13.48	8.35
22:00	13.48	8.35
23:00	0.00	0.00

ง) โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลง 30 MVA

แสดงดังรูปที่ 3.18



รูปที่ 3.18 โหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

โดยมีรายละเอียดข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 30 MVA แสดงในตารางที่ 3.15

ตารางที่ 3.15 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของฟักัดหม้อแปลง 30 MVA

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	0.00	0.00
1:00	0.00	0.00
2:00	0.00	0.00
3:00	0.00	0.00
4:00	0.00	0.00
5:00	0.00	0.00
6:00	17.98	11.14
7:00	25.50	15.80
8:00	25.50	15.80
9:00	17.98	11.14

ตารางที่ 3.15 ข้อมูลโหลดรายวันของระบบ LRT ขนาด 100 % ของพิกัดหม้อแปลง 30 MVA (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
10:00	17.98	11.14
11:00	17.98	11.14
12:00	17.98	11.14
13:00	17.98	11.14
14:00	17.98	11.14
15:00	17.98	11.14
16:00	17.98	11.14
17:00	25.50	15.80
18:00	25.50	15.80
19:00	25.50	15.80
20:00	17.98	11.14
21:00	17.98	11.14
22:00	17.98	11.14
23:00	0.00	0.00

3.3.3 ข้อมูลระบบ 22 kV

กรณีศึกษา ระบบ 22 kV เลือกวิเคราะห์วงจรจำหน่าย NRB05 (นม. 2 วงจร 5) ที่จ่ายไฟให้กับโหลด LRT ขณะประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุเอ็ดชัย สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ โดยข้อมูลโหลดสูงสุด ณ วันที่ 15 มิถุนายน 2562 รายชั่วโมง วงจรจำหน่าย NRB05 แสดงในตารางที่ 3.16

ตารางที่ 3.16 ข้อมูลโหลดสูงสุด 22 kV ณ วันที่ 15 มิถุนายน 2562 วงจรจำหน่าย NRB05

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
0:00	2.11	0.52
1:00	2.03	0.46

ตารางที่ 3.16 ข้อมูลโหลดสูงสุด 22 kV ณ วันที่ 15 มิถุนายน 2562 วงจรจำหน่าย NRB05 (ต่อ)

เวลา	ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Mvar)
2:00	1.77	0.30
3:00	1.79	0.43
4:00	1.69	0.37
5:00	1.69	0.37
6:00	1.70	0.32
7:00	4.65	1.20
8:00	5.43	1.67
9:00	6.44	2.01
10:00	6.70	2.30
11:00	7.16	2.32
12:00	6.87	2.06
13:00	6.36	2.02
14:00	6.55	2.34
15:00	6.43	2.18
16:00	6.39	2.20
17:00	5.87	1.91
18:00	5.72	2.01
19:00	6.50	2.54
20:00	6.72	2.63
21:00	7.20	2.63
22:00	6.77	2.27
23:00	6.35	2.06

ข้อมูลพฤติกรรมการประจุไฟฟ้าของรถไฟ LRT อ้างอิงผลการวัดค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ของ Su et al. (2017) ค่าพารามิเตอร์ รถไฟ LRT พิจารณาโหลดสูงสุดเมื่อประจุไฟฟ้าที่สถานีจอดที่เกี่ยวข้อง โดยระบุในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ประกอบด้วย ค่า Load Flow / Input Mode = S, $\cos \theta$ ค่า Apparent Power = 0.55 MVA ค่า Power Factor (PF) = 1.00

โดยข้อมูลแหล่งจ่ายไฟ (Source Data) ค่าพารามิเตอร์ ข้อมูลแหล่งจ่ายไฟ ใช้ข้อมูลจากผลการวัดจากมาตรวัดสถานีไฟฟ้าและระบบ SCADA โดยระบุในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ค่า Nominal Voltage = 22.73 kV (Line to Line)

3.4 เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

3.4.1 โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

เป็นโปรแกรมในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้รับความนิยม มีความน่าเชื่อถือสูง และใช้ในการวิเคราะห์ปัญหาต่าง ๆ เช่น การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า การวิเคราะห์กระแสลัดวงจร กำลังไฟฟ้าสูญเสีย แรงดันไฟฟ้าตก เป็นต้น

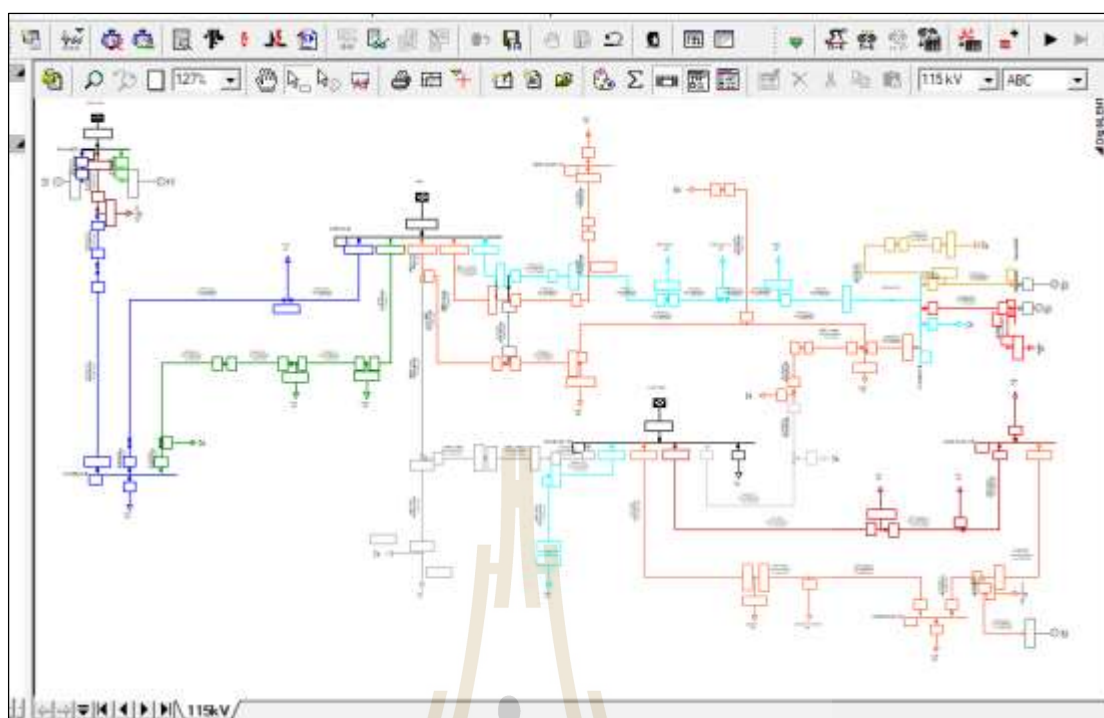
3.4.2 โปรแกรม Arc GIS

การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV พื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมา โดยนำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกมาจากโปรแกรม ArcGIS เพื่อนำไปใช้งานใน DIgSILENT PowerFactory ทำได้โดยการใช้โปรแกรม GIS Interface Import/Export tool ผ่านคอมพิวเตอร์ลูกข่ายที่อยู่ในเครือข่ายคอมพิวเตอร์ภายในของ กฟภ. แล้วเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าเฉพาะในส่วนของวงจรจ่ายไฟที่ต้องการวิเคราะห์ ออกมาจากฐานข้อมูล GIS ที่มีอยู่ของ กฟภ.

3.5 แบบจำลองระบบไฟฟ้า

3.5.1 แบบจำลองระบบ 115 kV

เพื่อให้ผลการวิเคราะห์มีความถูกต้อง จำเป็นต้องมีการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าบนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ให้มีความถูกต้องมากที่สุด ตามข้อมูลผังวงจรไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้า ค่าพารามิเตอร์และพิกัดของอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น หม้อแปลง สายส่ง และโหลดของแต่ละสถานีไฟฟ้า โดยลักษณะการแสดงผลทางจอภาพของ แบบจำลองระบบ 115 kV แสดงดังรูปที่ 3.19

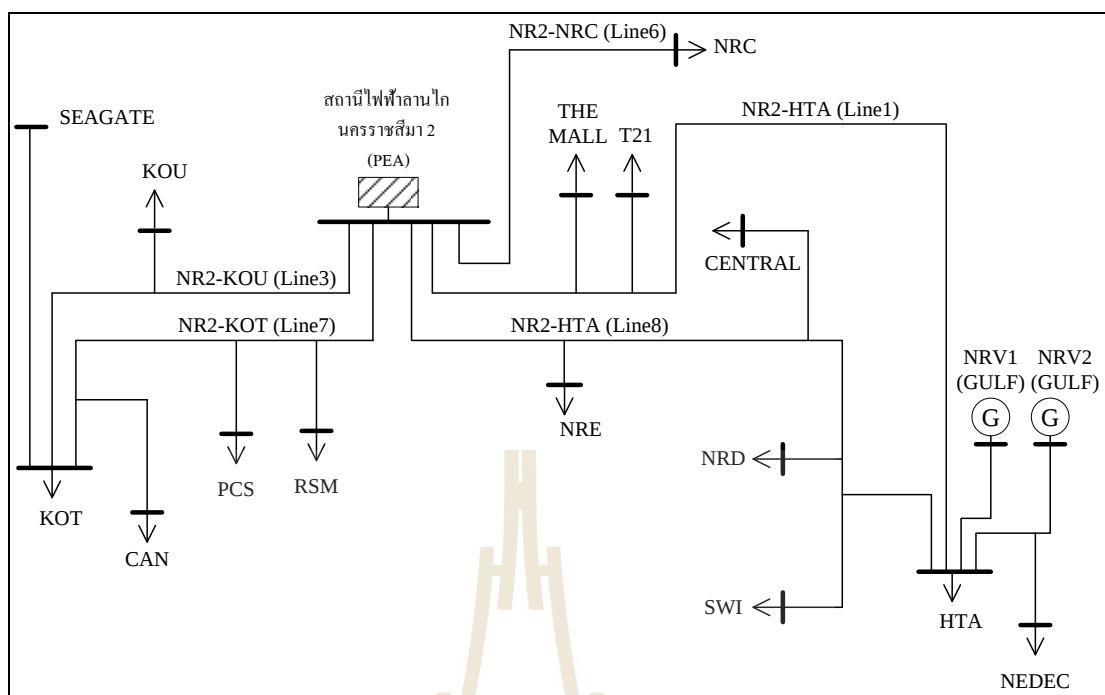


รูปที่ 3.19 แบบจำลองระบบ 115 kV ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

3.5.2 การทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV

เมื่อทำการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory แล้ว จำเป็นต้องมีการตรวจสอบความถูกต้องของระบบที่ได้สร้างแบบจำลองขึ้นมา โดยระบบไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีลานโกไฟฟ้า นครราชสีมา 2 เป็นระบบที่มีความยาวสายส่ง 141.26 วงจร-km และมีโหลดเฉลี่ยประมาณ 133.5 ล้านkWh/เดือน โดยมีสถานีลานโกไฟฟ้า นครราชสีมา 2 เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ผู้วิจัยได้ทำการวิเคราะห์ข้อมูลในช่วงวันที่ 1 มิถุนายน 2562 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2562 โดยการประเมินพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมโดยอาศัยวิธีหน่วยซื้อหักออกด้วยหน่วยขาย และพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคที่คำนวณด้วยวิธีการที่นำเสนอของระบบดังกล่าวมีผลลัพธ์การทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV ในบทถัดไป

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีลานโกไฟฟ้า นครราชสีมา 2 ประกอบด้วย (1) สายส่งเป็นรูปแบบวงปี่ระหว่างสายส่งวงจร 1 กับสายส่งวงจร 8 (2) สายส่งเป็นรูปแบบวงปี่ระหว่างสายส่งวงจร 3 กับสายส่งวงจร 7 และ (3) สายส่งวงจร 6 ดังแสดงในรูปที่ 3.20



รูปที่ 3.20 ผังไดอะแกรมเส้นเคเบิล ระบบ 115 kV ที่รับไฟจากสถานีลานไถไฟฟ้า นครราชสีมา 2

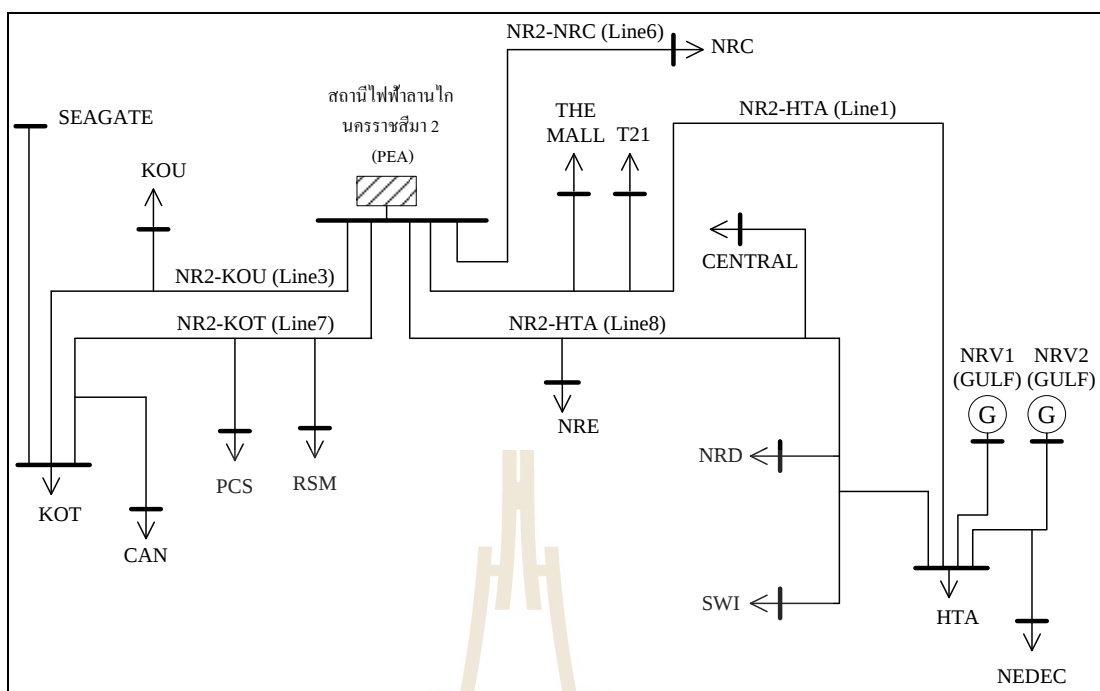
3.5.3 แบบจำลองระบบ 115 kV แต่ละกรณีศึกษา

แบบจำลองระบบ 115 kV ที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า 115 kV ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบ LRT โดยทำการวิเคราะห์เมื่อจ่ายโหลดที่สถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของระบบ LRT ในพื้นที่กรณีศึกษา ซึ่ง 3 กรณีศึกษา ดังนี้

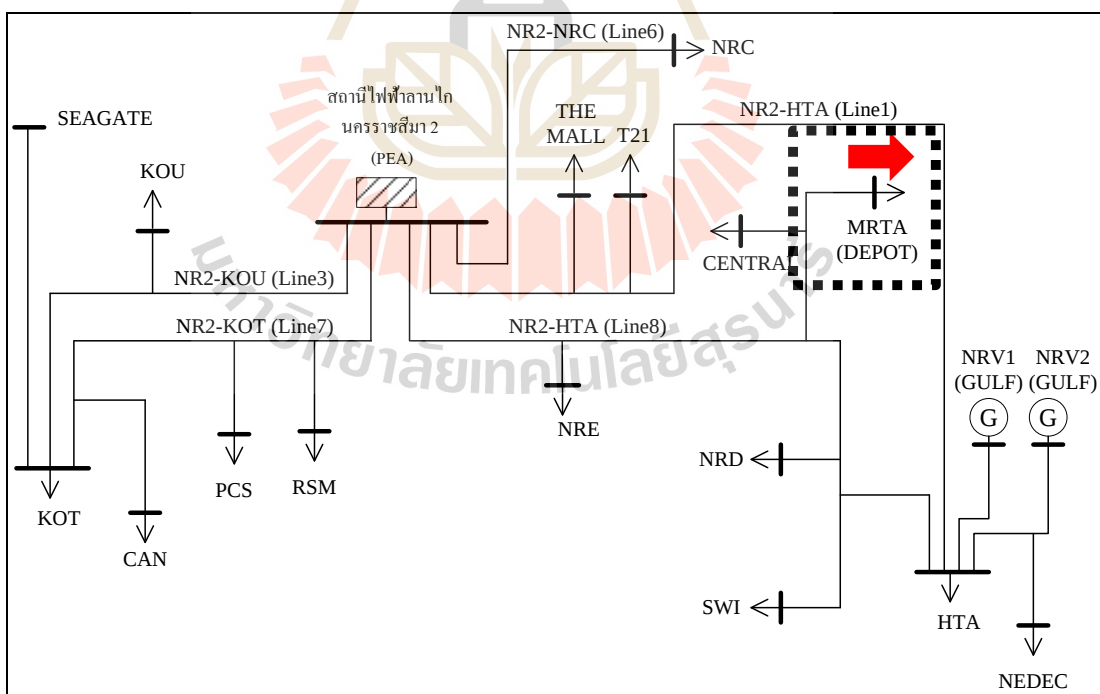
1) แบบจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน (ยังไม่มี การจ่ายไฟให้ระบบ LRT) แสดงดังรูปที่ 3.21

2) แบบจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 2 จ่ายไฟให้ระบบ LRT โดยที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT รับไฟจากสายส่งวงจร 8 แสดงดังรูปที่ 3.22

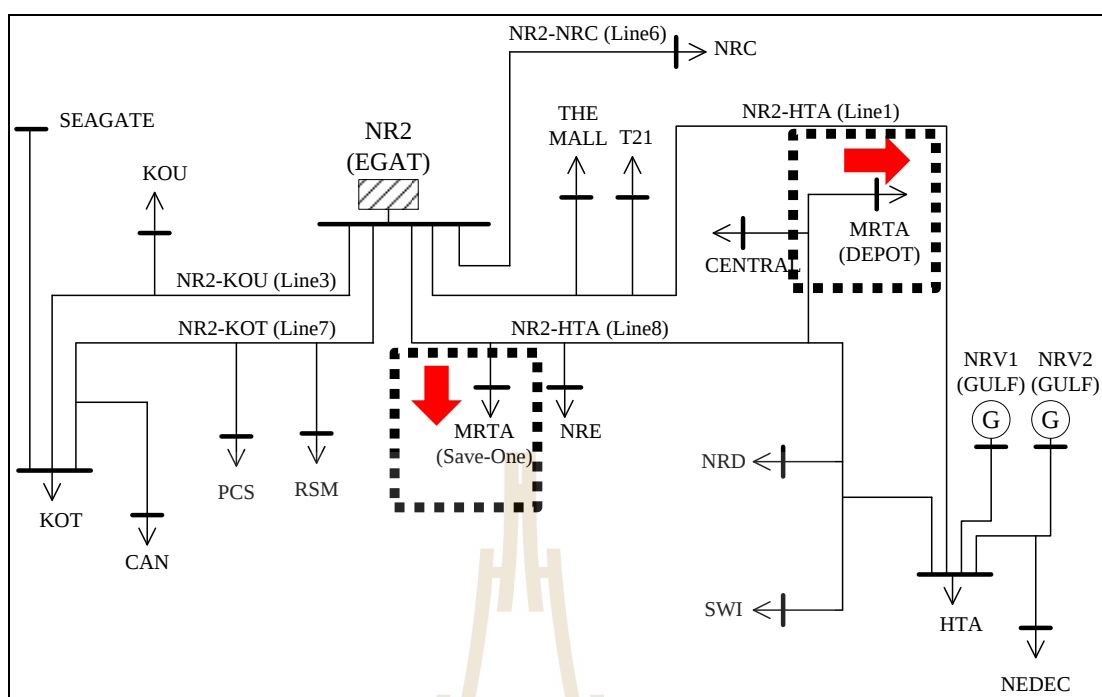
3) แบบจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 3 จ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้าย (Double End Feeding) โดยที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และเซฟวัน รับไฟจากสายส่งวงจร 8 แสดงดังรูปที่ 3.23



รูปที่ 3.21 ฟังไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน



รูปที่ 3.22 ฟังไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV กรณีที่ 2

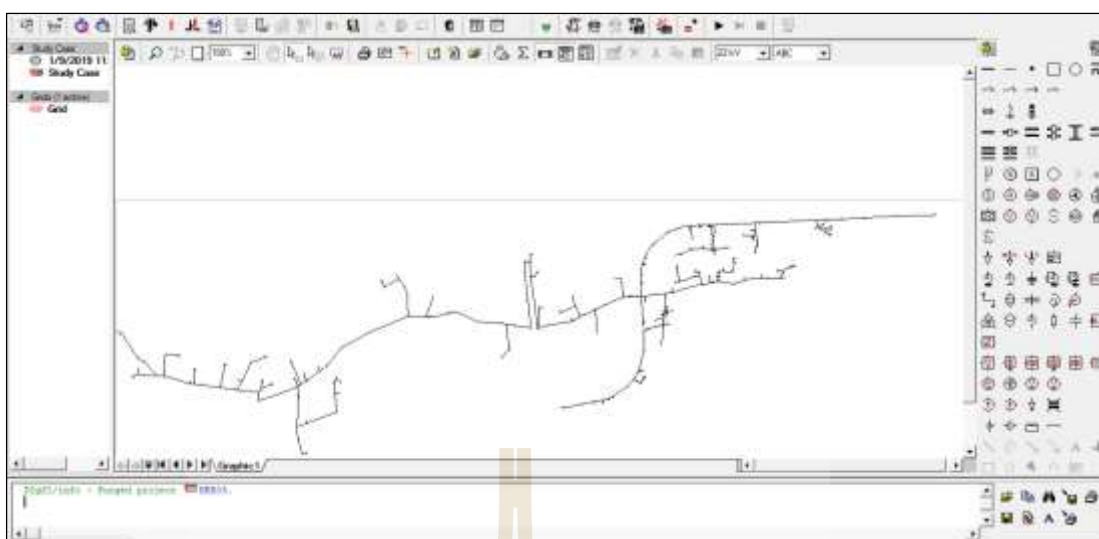


รูปที่ 3.23 พังไคอะแกรมเส้นเดียว ระบบ 115 kV กรณีที่ 3

3.5.4 แบบจำลองระบบ 22 kV แต่ละกรณีศึกษา

เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัยวิทยานิพนธ์ประกอบด้วย โปรแกรม ArcGIS เวอร์ชัน 9.3 โปรแกรม DIgSILENT การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV พื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมา โดยนำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกมาจากโปรแกรม ArcGIS เพื่อนำไปใช้งานใน DIgSILENT ทำได้โดยใช้โปรแกรม GIS Interface Import/Export tool ผ่านคอมพิวเตอร์ลูกข่ายที่อยู่ในเครือข่ายคอมพิวเตอร์ภายในของ กฟภ. แล้วเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าเฉพาะในส่วนของวงจรจ่ายไฟที่ต้องการวิเคราะห์ ออกมาจากฐานข้อมูล GIS ที่มีอยู่ของ กฟภ. แล้วตรวจสอบความสมบูรณ์ของไฟล์ข้อมูลด้วยการ Run: Load Flow Calculation แล้วติดตั้งระบบรถไฟ LRT เข้าไปในแบบจำลองระบบไฟฟ้า 22 kV เพื่อทดสอบแต่ละกรณีศึกษา โดยลักษณะการแสดงผลทางจอภาพของแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 22 kV แสดงดังรูปที่ 3.24

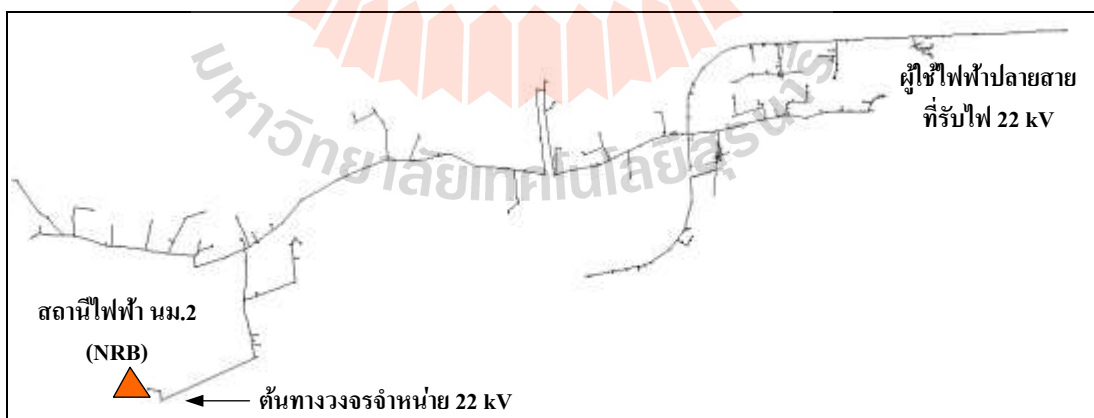
ในการจำลองเหตุการณ์ เลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ที่มีโหลดหนาแน่น คือ สถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 เพื่อใช้วิเคราะห์เป็นกรณีฐาน จากนั้นดำเนินการวิเคราะห์กรณีที่ มีการจ่ายไฟให้กับสถานีประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุเชิษฐ์ สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ โดยมีตำแหน่งผู้ใช้ไฟฟ้าปลายสายไกลสุด มีระยะทาง 10.45 km สำหรับวิเคราะห์ปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก



รูปที่ 3.24 แบบจำลองระบบ 22 kV ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

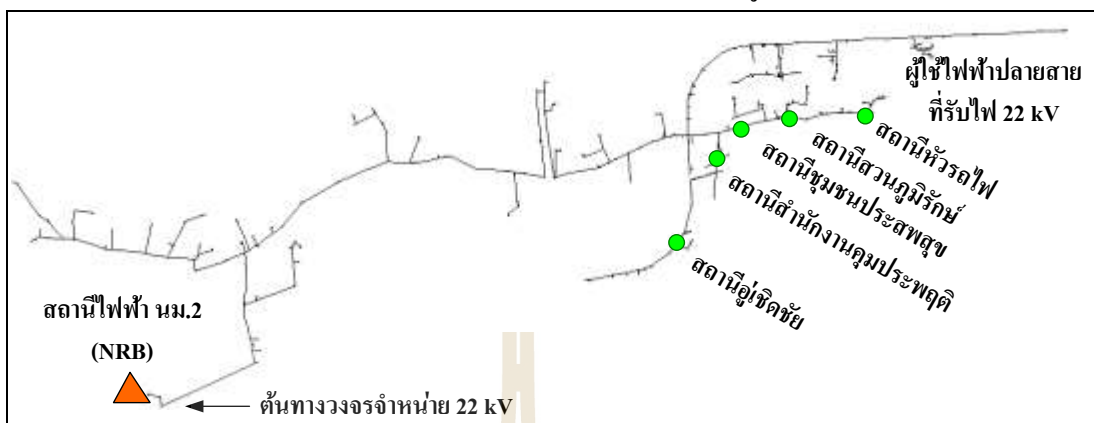
แบบจำลองระบบ 22 kV ที่ใช้ในการผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า 22 kV ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟฟ้า LRT ในพื้นที่การศึกษา มีจำนวน 2 กรณี ดังนี้

1) แบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน ยังไม่มีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT โดยแบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory แสดงดังรูปที่ 3.25



รูปที่ 3.25 แบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

2) แบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 2 จ่ายไฟให้ระบบ LRT โดยแบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 2 ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory แสดงดังรูปที่ 3.26



รูปที่ 3.26 แบบจำลองระบบ 22 kV กรณีที่ 2 ใน โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

3.6 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ที่รับไฟจากสถานีลานไถไฟฟ้า นครราชสีมา 2 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 3×300 MVA 230/115 kV พื้นที่อำเภอเมือง จังหวัด นครราชสีมา ในช่วงระยะเวลา 1 มิถุนายน 2562 ถึง 30 มิถุนายน 2562 ในกระบวนการวิจัยได้ จำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV ทั้งก่อนและหลังจ่ายไฟให้กับโหนดระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV ทั้งก่อนและหลังจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้กับโหนดระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน โดยดำเนินการจำลองเหตุการณ์ 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 ยังไม่มีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT กรณีที่ 2 จ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT และ กรณีที่ 3 จ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้ายที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน โดยสามารถแจกแจงสถานการณ์ การจำลองเหตุการณ์ ดังแสดงในตารางที่ 3.17

ตารางที่ 3.17 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV

กรณีที่	การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้า/ขนาด	ร้อยละการจ่ายโหลดของฟักัดหม้อแปลงกำลัง
1	ยังไม่มี การจ่ายไฟให้ระบบ LRT	-	-
2	จ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT	สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 10 MVA	25 %
			50 %

ตารางที่ 3.17 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV (ต่อ)

กรณีที่	การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้า/ขนาด	ร้อยละการจ่ายโหลดของฟักัดหม้อแปลงกำลัง
			75 %
			100 %
		สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 20 MVA	25 %
			50 %
			75 %
			100 %
		สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 30 MVA	25 %
			50 %
			75 %
			100 %
3	จ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้าย ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน	สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 10 MVA และสถานีไฟฟ้าเซฟวัน ขนาด 10 MVA	25 %
			50 %
			75 %
			100 %
		สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 20 MVA และสถานีไฟฟ้าเซฟวัน ขนาด 20 MVA	25 %
			50 %
			75 %
			100 %
		สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 30 MVA และสถานีไฟฟ้าเซฟวัน ขนาด 30 MVA	25 %
			50 %
			75 %
			100 %

3.7 การจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV

เลือกศึกษาสถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 (NRB05) หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 50 MVA 115/22 kV พิจารณาสภาพการจ่ายไฟระหว่างวันที่ 1 มิถุนายน 2562 ถึง 30 มิถุนายน 2562 ซึ่ง

สถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นของ กฟผ. จ่ายไฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยมีระบบจำหน่ายไฟฟ้าปลายสายระยะทาง 10.45 km โดยการจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV มี 2 กรณีศึกษา ดังนี้

3.7.1 กรณีที่ 1 กรณีฐาน (ยังไม่มีมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT)

กรณีฐานนี้พิจารณาสถานการณ์จ่ายไฟที่ยังไม่มีมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT เพื่อศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้างานต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า ก่อนจ่ายไฟให้ระบบ LRT ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 22 kV แรงดันไฟฟ้าตกปลายสาย 22 kV และแรงดันไฟฟ้าบัสแหล่งจ่ายต้นทาง สถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 ด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

3.7.2 กรณีที่ 2 นำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV

ในการจำลองเหตุการณ์กรณีที่ 2 พิจารณาในสถานะช่วงที่โหลดเต็มพิกัด ขณะประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุเอ็ดชัย สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ ซึ่งรับไฟจากสถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 จ่ายไฟให้ขบวนรถไฟ LRT โดยกำหนดให้ ขณะประจุไฟฟ้าที่สถานีรับส่งผู้โดยสาร โหลดของรถไฟ LRT สูงสุด มีค่า 0.55 MW ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1.00 อ้างอิงจากผลตรวจวัดค่าแรงดันและกระแสไฟฟ้าขณะประจุไฟฟ้าของ Su et al. (2017) ในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้วิเคราะห์ผลรายชั่วโมง ตลอด 24 ชั่วโมง

กรณีที่ 2 นี้ได้จำลองเหตุการณ์เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT เพื่อศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้างานต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า หลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 22 kV แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV และแรงดันไฟฟ้าบัสแหล่งจ่ายต้นทาง สถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 ด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

3.8 สรุป

ในบทนี้ได้นำเสนอแนวคิดกระบวนการวิจัย ดำเนินการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory และทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV อ.เมือง จ. นครราชสีมา ซึ่งแบบจำลองที่พัฒนาสามารถใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV และแรงดันไฟฟ้าปลายสายส่ง 115 kV รายชั่วโมง ได้เป็นอย่างดี จึงเหมาะสมที่จะนำไปเป็นกรณีศึกษาในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ ในการจำลองเหตุการณ์ได้กำหนดตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85 โดยจำแนกโหลดรายชั่วโมงของ LRT ตามขนาดของพิกัดหม้อแปลงกำลัง สถานีไฟฟ้าย่อย ที่ตำแหน่งต่าง ๆ พิจารณาดังนี้ (1) สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA (2) สถานีไฟฟ้า

ขนาดปานกลาง 20 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 ของ พิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA และ (3) สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 30 MVA จำลองขนาดโหลดของ ระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA อีกทั้งได้นำเสนอ แนวคิดกระบวนการวิจัย ดำเนินการสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV โดยนำข้อมูล ระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกมาจากโปรแกรม ArcGIS เพื่อนำไปใช้งานใน DIgSILENT PowerFactory

ผู้วิจัยขอสรุปผลที่ได้รับจากงานวิจัยวิทยานิพนธ์ตามกรอบแนวคิด ดังนี้

(ก) บัณฑิตนำเข้าได้แก่ ข้อมูลระบบไฟฟ้า ข้อมูลโหลด LRT กรณีศึกษา เครื่องมือวัสดุและ อุปกรณ์ในการวิจัย เช่น โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory โปรแกรม ArcGIS เป็นต้น ข้อมูล ผลการตรวจวัดทางไฟฟ้าจาก SCADA ข้อมูลผลการตรวจวัดทางไฟฟ้าจากมิเตอร์ AMR

(ข) กระบวนการ ได้แก่ การสร้างแบบจำลอง การทดสอบแบบจำลอง การจำลองเหตุการณ์ ระบบ 115 kV จำนวน 3 กรณี และการจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV จำนวน 2 กรณี

(ค) ผลผลิต ได้แก่ ข้อมูลผลกระทบของระบบ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV พื้นที่กรณีศึกษา ข้อมูลผลกระทบของระบบ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 22 kV พื้นที่กรณีศึกษา การเผยแพร่ผลงานวิจัยดัง แสดงในภาคผนวก ก และการนำเสนอการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย โดยใช้ DIgSILENT PowerFactory เป็นเครื่องมือ ดังแสดงในภาคผนวก ข



บทที่ 4

ผลการวิจัยและการอภิปรายผล

4.1 กล่าวนำ

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ได้เสร็จสิ้นการดำเนินการตามวิธีการที่ได้นำเสนอไว้แล้วในบทที่ 3 โดยวิเคราะห์ข้อมูลแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV มีแหล่งจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูง นครราชสีมา 2 กฟผ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 300 MVA 230/115 kV จำนวน 3 เครื่อง ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory เพื่อจำลองเหตุการณ์ 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 เป็นกรณีฐาน (ยังไม่มีกระจายไฟให้ระบบ LRT) กรณีที่ 2 เป็นการกระจายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT และ กรณีที่ 3 เป็นการกระจายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้าย (Double End Feeding) ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT และสถานีไฟฟ้าเซฟวัน ในการจำลองกำหนดตัวประกอบกำลัง 0.85 พร้อมทั้งจำแนกโหลดของ LRT ตามขนาดของฟักัดหม้อแปลงกำลัง สถานีไฟฟ้าย่อย ที่ตำแหน่งต่าง ๆ ประกอบด้วย (1) สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MVA (2) สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง 20 MVA (3) สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 30 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของฟักัดหม้อแปลง อีกทั้งได้วิเคราะห์ปัญหาโดยใช้แบบจำลองระบบ 22 kV มีแหล่งจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนครราชสีมา 2 กฟผ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง KTA1A ขนาด 50 MVA 115/22 kV โดยจำลองเหตุการณ์ ก่อนและหลังนำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อับระบบไฟฟ้า 22 kV

ผลการวิจัย ประกอบด้วย 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนแรก การวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV ส่วนที่สอง การวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาคู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.2 ผลการทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV

4.2.1 ผลจากข้อมูลมิเตอร์ ระบบ 115 kV

พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบสายส่ง 115 kV ที่รับไฟฟ้าจากสถานีสานไโกไฟฟ้านครราชสีมา 2 คำนวณจากหน่วยซื้อพลังงานไฟฟ้าลบด้วยหน่วยขายของพลังงานไฟฟ้า โดยข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณได้จากผลการวัดของมิเตอร์ระบบ 115 kV ดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ผลลัพธ์จากข้อมูลมิเตอร์ ระบบ 115 kV

รายการ	หน่วย (kWh)	คิดเป็น (ร้อยละ)
รวมหน่วยซื้อ 115 kV จากมิเตอร์สถานีไฟฟ้า กฟผ. นครราชสีมา 2 และมิเตอร์ SPP GULF	133,532,500	100.00 %
รวมหน่วยขาย 115 kV ออกจากสายส่ง	132,990,510	99.59 %
พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย	541,990	0.41 %

จากตารางที่ 4.1 เมื่อพิจารณาข้อมูลที่ได้จากผลการวัดจากมิเตอร์ ระบบ 115 kV ในภาพรวม พบว่าเป็นพลังงานไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคและพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ใช่ด้านเทคนิคของระบบมีค่า 0.41 %

4.2.2 ผลการจำลองระบบ 115 kV ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคของระบบสายส่ง 115 kV ด้วยวิธีการที่นำเสนอ ใช้ข้อมูลที่ได้จากผลการประเมินจากแบบจำลอง 115 kV ดังแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ผลลัพธ์จากแบบจำลอง 115 kV

รายการ	หน่วยประเมิน (kWh)	คิดเป็น (ร้อยละ)
หน่วยซื้อ	138,732,780	100.00 %
หน่วยขาย	138,366,240	99.74 %
พลังงานไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิค	366,540	0.26 %

จากตารางที่ 4.2 เมื่อพิจารณาข้อมูลที่ได้จากผลการประเมินจากแบบจำลอง 115 kV ในภาพรวม จะพบว่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคของแต่ละระบบมีค่า 0.26 %

4.2.3 ผลการประเมินความถูกต้องของแบบจำลองระบบ 115 kV

ผลการทดสอบแบบจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV สามารถเปรียบเทียบผลการทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV ระหว่างผลการวัดกับผลการประเมินจากแบบจำลอง 115 kV ดังแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ผลการทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV

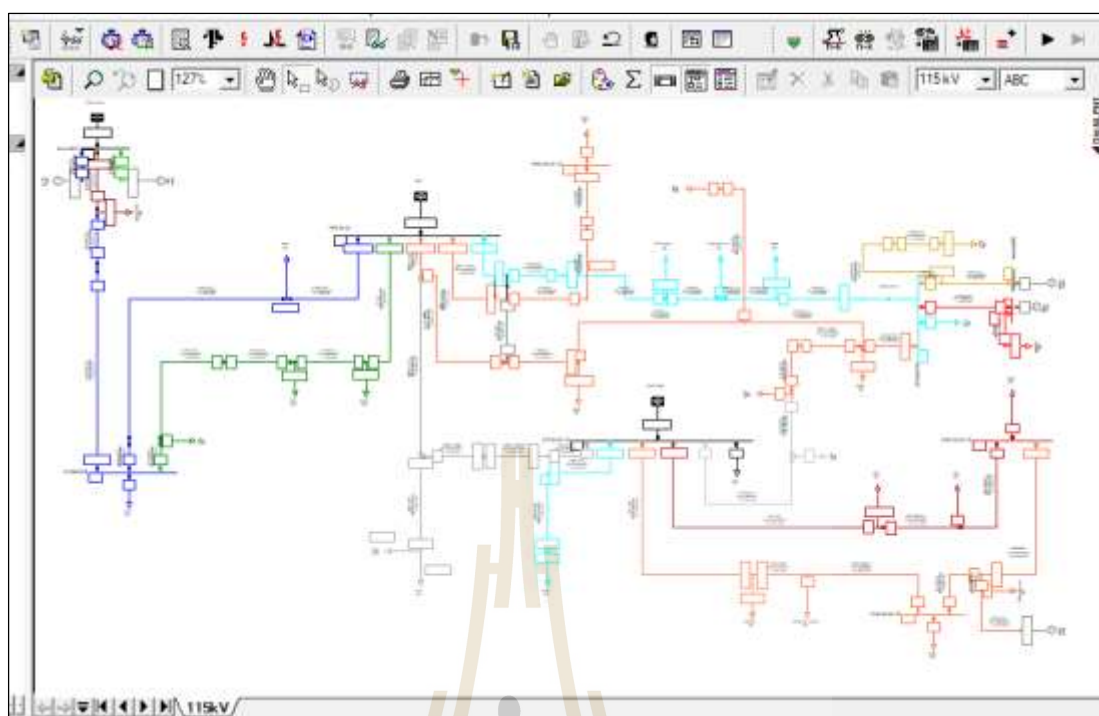
รายการวิเคราะห์	หน่วย (kWh)	หมายเหตุ
พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย จากข้อมูลที่ได้จากผลการวัดจากมิเตอร์ ระบบ 115 kV	541,990	เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคและกำลังไฟฟ้าที่ไม่ใช่ด้านเทคนิค (100 %)
กำลังไฟฟ้าสูญเสีย จากข้อมูลที่ได้จากผลการประเมินจากแบบจำลอง 115 kV	366,540	เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียด้านเทคนิคเท่านั้น (67.63 %)
ค่าความแตกต่าง	175,450	เป็นกำลังไฟฟ้าที่ไม่ใช่ด้านเทคนิค (32.37 %)

จากการเปรียบเทียบผลของการวัดและผลของการประเมินจากแบบจำลอง 115 kV ดังแสดงในตารางที่ 4.3 จะพบว่าระบบมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวม มากกว่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค อย่างไรก็ตาม ผลการประเมินดังกล่าวมิได้บ่งชี้ว่า ในระบบส่งมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิคอยู่เป็นจำนวนมาก แต่ความแตกต่างระหว่างพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคที่เกิดขึ้น มีสาเหตุหลักมาจากความคลาดเคลื่อนในการวัดของข้อมูลที่ใช้ในการประเมิน

ในความเป็นจริงแล้ว พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งควรมาจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคเป็นหลัก ดังนั้นผลลัพธ์ดังกล่าวน่าจะบ่งชี้ว่าข้อมูลจากการวัดมีความคลาดเคลื่อนสูงจากการวิเคราะห์ดังกล่าว เราจะสังเกตได้ว่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในส่วน of ระบบส่งมีค่าไม่สูงมากและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมควรมีค่าใกล้เคียงกับพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค

ผลการประเมินความถูกต้องของแบบจำลอง จะเห็นได้ว่าแบบจำลองที่สร้างขึ้นมีความถูกต้อง และสามารถนำมาใช้จำลองเหตุการณ์ ระบบ 115 kV กรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี ได้เป็นอย่างดี ซึ่งผลการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV จะได้นำเสนอในหัวข้อถัดไป

โดยแบบจำลองระบบ 115 kV ของ จ.นครราชสีมา แสดงดังรูปที่ 4.1 ซึ่งเป็นลักษณะการแสดงผลทางจอภาพของ แบบจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ด้วยวิธีการที่นำเสนอ ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory



รูปที่ 4.1 แบบจำลองระบบ 115 kV ของ จ.นครราชสีมา ในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

4.3 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV

จากการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV ทั้ง 3 กรณี ได้ผลการจำลอง ดังนี้

4.3.1 ผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 1

กรณีที่ 1 ยังไม่มีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT ซึ่งกรณีนี้ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV เป็นระบบที่มีความยาวสายส่ง 141.26 วงจร-km และมีโหลดเฉลี่ยประมาณ 4,624,426 kWh/day โดยมีสถานีแกนไฟฟ้า นครราชสีมา 2 เป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ผู้วิจัยได้วิเคราะห์ข้อมูลในช่วงวันที่ 1 มิถุนายน 2562 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ผลการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคที่คำนวณด้วยวิธีการที่นำเสนอของระบบดังกล่าว แสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 1

สายส่ง	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงานสูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลายสาย (kV)
วงจร 1	85.562	1,636,547	6,687	117.99	115.74
วงจร 3	55.134	1,058,923	1,843	117.99	117.51

ตารางที่ 4.4 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 (ต่อ)

สายส่ง	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงานสูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลายสาย (kV)
วงจร 7	27.503	374,396	236	117.99	117.62
วงจร 6	37.823	623,503	1,385	117.99	117.26
วงจร 8	44.906	931,057	2,067	117.99	116.74
รวม	-	4,624,426	12,218	-	-

การวิเคราะห์ระบบ 115 kV แบบรายชั่วโมง ในช่วงเวลา 24 ชั่วโมง ของข้อมูล เดือนมิถุนายน 2562 เนื่องจากระบบ 115 kV เกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด ในรอบเดือน ซึ่ง ผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 (แบบรายชั่วโมง 24 ชั่วโมง)

เวลา	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงานสูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลายสาย (kV)
0:00	58.709	190,463	423	117.99	116.63
1:00	55.249	163,839	369	117.99	116.70
2:00	54.759	158,663	333	117.99	116.70
3:00	52.749	154,143	333	117.99	116.71
4:00	52.239	157,044	344	117.99	116.72
5:00	50.689	157,129	339	117.99	116.77
6:00	52.099	162,616	366	117.99	116.73
7:00	50.659	165,033	343	117.99	116.74
8:00	49.649	151,546	316	117.99	116.70
9:00	62.299	180,243	453	117.99	116.21
10:00	71.760	190,686	526	117.99	116.05
11:00	78.199	201,413	573	117.99	115.96
12:00	77.149	193,685	555	117.99	115.99

ตารางที่ 4.5 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 1 (แบบรายชั่วโมง 24 ชั่วโมง) (ต่อ)

เวลา	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงานสูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลายสาย (kV)
13:00	76.610	190,648	528	117.99	116.06
14:00	85.139	213,893	653	117.99	115.74
15:00	83.120	214,994	644	117.99	115.79
16:00	80.460	214,906	636	117.99	115.85
17:00	75.840	209,404	594	117.99	115.99
18:00	77.339	203,352	562	117.99	116.04
19:00	81.580	228,554	674	117.99	115.90
20:00	80.410	230,116	686	117.99	115.94
21:00	78.569	236,836	686	117.99	116.01
22:00	73.619	229,926	656	117.99	116.11
23:00	70.949	227,085	615	117.99	116.21

จากตารางที่ 4.5 เป็นผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV ก่อนจ่ายไฟให้ระบบ LRT กรณีศึกษา ซึ่งพบว่า ณ เวลา 14:00 น. ระบบ 115 kV เกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด เท่ากับ 85.139 MW ทำให้แรงดันไฟฟ้าตกปลายสายส่งมีค่าต่ำสุด เท่ากับ 115.74 kV เวลา 14:00 น.

4.3.2 ผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 2

เมื่อจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT จากสายส่งวงจร 8 ซึ่งผล จำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 โดยการวิเคราะห์ลักษณะโหนดรายวันของระบบ LRT ตาม ขนาด 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณากรณีย่อย รวม ทั้งสิ้น 12 กรณีย่อย ดังนี้

- 1) ขนาดโหนดระบบ LRT เท่ากับ 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 2) ขนาดโหนดระบบ LRT เท่ากับ 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 3) ขนาดโหนดระบบ LRT เท่ากับ 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 4) ขนาดโหนดระบบ LRT เท่ากับ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 5) ขนาดโหนดระบบ LRT เท่ากับ 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 6) ขนาดโหนดระบบ LRT เท่ากับ 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA

- 7) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 8) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 9) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 25 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 10) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 50 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA
- 11) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 75 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA
- 12) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

ในหัวข้อนี้ได้วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของ LRT ต่อระบบ 115 kV ด้วยการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 เมื่อจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT จากสายส่งวงจร 8 ผู้วิจัยได้วิเคราะห์กรณีศึกษาอย่างละเอียดอีกจำนวนทั้งสิ้น 12 กรณีย่อย จึงขอเสนอเฉพาะสายส่งวงจร 8 ที่เชื่อมต่อกับระบบ LRT เข้าสายส่งวงจรนี้เท่านั้น เพราะสายส่งเส้นอื่นค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียยังมีค่าเดิม ข้อมูลการวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบต่อสายส่งวงจร 8 จากผลการจำลองระบบ 115 kV กรณี 2 ดังแสดงในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบต่อสายส่งวงจร 8 ระบบ 115 kV กรณี 2

ขนาดหม้อแปลงกำลัง	ร้อยละการจ่ายโหลด LRT	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานส่งผ่าน (kWh)	พลังงานสูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัสแหล่งจ่าย (kV)	แรงดันปลายสาย (kV)
สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 10 MVA	25 %	46.414	959,846	2,206	117.99	116.94
	50 %	47.922	988,596	2,357	117.99	116.74
	75 %	49.865	1,017,288	2,518	117.99	116.50
	100 %	51.999	1,046,060	2,690	117.99	116.61
สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 20 MVA	25 %	47.922	988,596	2,357	117.99	116.74
	50 %	51.999	1,046,060	2,690	117.99	116.50
	75 %	56.280	1,103,689	3,069	117.99	116.50
	100 %	60.566	1,161,363	3,493	117.99	116.50
สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 30 MVA	25 %	49.865	1,017,287	2,517	117.99	116.73
	50 %	56.280	1,103,689	3,069	117.99	116.50
	75 %	62.715	1,190,120	3,721	117.99	116.38
	100 %	69.150	1,276,725	4,476	117.99	115.69

โดยสรุปผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (12 กรณีย่อย) แสดงในตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 สรุปผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (ทั้งระบบ 115 kV)

ขนาดหม้อ แปลงกำลัง	ร้อยละการ จ่ายโหลด LRT	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดัน ที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลาย สาย (kV)
สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 10 MVA	25 %	85.562	4,655,017	12,358	117.99	115.74
	50 %	85.562	4,683,767	12,508	117.99	115.74
	75 %	85.562	4,712,459	12,669	117.99	115.74
	100 %	85.562	4,741,231	12,842	117.99	115.74
สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 20 MVA	25 %	85.562	4,683,767	12,508	117.99	115.74
	50 %	85.562	4,741,231	12,842	117.99	115.74
	75 %	85.562	4,798,860	13,221	117.99	115.74
	100 %	85.562	4,856,534	13,644	117.99	115.74
สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 30 MVA	25 %	85.562	4,712,458	12,669	117.99	115.74
	50 %	85.562	4,798,860	13,221	117.99	115.74
	75 %	85.562	4,885,291	13,872	117.99	115.74
	100 %	85.562	4,971,897	14,627	117.99	115.74

จากตารางที่ 4.7 เป็นผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV หลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT กรณีศึกษา ซึ่งพบว่า ณ เวลา 14:00 น. ระบบ 115 kV เกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 85.562 MW ที่สายส่งวงจร 1 ทำให้แรงดันไฟฟ้าตกปลายสายส่งวงจร 1 มีค่าต่ำสุด เท่ากับ 115.74 kV ณ เวลา 14:00 น

4.3.3 ผลการจำลองระบบ 115 kV กรณีที่ 3

เมื่อจ่ายไฟแบบห้ว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวันเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่สายส่งวงจร 8 โดยการวิเคราะห์ลักษณะโหลดรายวันของระบบ LRT ตามขนาด 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ได้แก่ สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MVA สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง 20 MVA และสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 30 MVA โดยพิจารณากรณีย่อย รวมทั้งสิ้น 12 กรณีย่อย ดังนี้

- 1) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 25 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 2) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 50 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 3) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 75 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 4) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 100 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA
- 5) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 25 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 6) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 50 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 7) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 75 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 8) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 100 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA
- 9) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 25 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA
- 10) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 50 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA
- 11) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 75 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA
- 12) ขนาดโหลดระบบ LRT เท่ากับ 100 % ของฟีดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

ในหัวข้อนี้เพื่อวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV มีผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 3 เมื่อจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่สายส่งวงจร 8 วิเคราะห์ปัญหาจำนวนทั้งสิ้น 12 กรณีย่อย ดังแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบต่อสายส่งวงจร 8 ระบบ 115 kV กรณี 3

ขนาดหม้อแปลง กำลัง	ร้อยละ การ จ่าย โหลด LRT	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดัน ที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลาย สาย (kV)
สถานีไฟฟ้า	25 %	47.916	988,529	2,239	117.99	116.93
DEPOT ขนาด 10	50 %	51.977	1,045,916	2,426	117.99	116.73
MVA สถานีไฟฟ้า	75 %	56.253	1,103,179	2,629	117.99	116.63
เซฟวัน 10 MVA	100 %	60.512	1,160,597	2,847	117.99	116.61
สถานีไฟฟ้า	25 %	51.977	1,045,916	2,426	117.99	116.73
DEPOT 20 MVA	50 %	60.512	1,160,597	2,847	117.99	116.61
สถานีไฟฟ้าเซฟวัน	75 %	69.052	1,275,581	3,331	117.99	116.50
20 MVA	100 %	77.598	1,390,629	3,879	117.99	116.38

ตารางที่ 4.8 วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบต่อสายส่งวงจร 8 ระบบ 115 kV กรณี 3 (ต่อ)

ขนาดหม้อแปลง กำลัง	ร้อยละ การ จ่าย โหลด LRT	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดัน ที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลาย สาย (kV)
สถานีไฟฟ้า	25 %	56.253	1,103,178	2,628	117.99	116.61
DEPOT 30MVA	50 %	69.052	1,275,581	3,331	117.99	116.50
สถานีไฟฟ้าเซฟวัน	75 %	81.883	1,447,985	4,175	117.99	116.27
30 MVA	100 %	94.708	1,620,673	5,163	117.99	116.15

ในการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV กรณีที่ 3 ได้วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบ (ทั้งระบบ) จากผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV โดยพิจารณากรณีย่อย รวมทั้งสิ้น 12 กรณีย่อย เพื่อวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV โดยผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 3 (ทั้งระบบ) ดังแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 3 (ทั้งระบบ 115 kV)

ขนาดหม้อแปลง กำลัง	ร้อยละ การ จ่าย โหลด LRT	ความ ต้องการ กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดัน ที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลาย สาย (kV)
สถานีไฟฟ้า	25 %	85.562	4,683,700	12,390	117.99	115.74
DEPOT 10 MVA	50 %	85.562	4,741,088	12,577	117.99	115.74
สถานีไฟฟ้าเซฟวัน	75 %	85.562	4,798,350	12,780	117.99	115.74
ขนาด 10 MVA	100 %	85.562	4,855,768	12,999	117.99	115.74
สถานีไฟฟ้า	25 %	85.562	4,741,087	12,578	117.99	115.74
DEPOT 20 MVA	50 %	85.562	4,855,768	12,999	117.99	115.74
สถานีไฟฟ้าเซฟวัน	75 %	85.562	4,970,753	13,483	117.99	115.74
ขนาด 20 MVA	100 %	85.562	5,085,800	14,031	117.99	115.74

ตารางที่ 4.9 ผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 3 (ทั้งระบบ 115 kV) (ต่อ)

ขนาดหม้อแปลง กำลัง	ร้อยละ การ จ่าย โหลด LRT	ความ ต้องการ กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดัน ที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลาย สาย (kV)
สถานีไฟฟ้า	25 %	85.562	4,798,349	12,780	117.99	115.74
DEPOT ขนาด 30	50 %	85.562	4,970,753	13,483	117.99	115.74
MVA สถานีไฟฟ้า	75 %	85.562	5,143,156	14,327	117.99	115.74
เซฟวัน 30 MVA	100 %	94.708	5,315,844	15,315	117.99	115.74

จากตารางที่ 4.7 ณ เวลา 14:00 น. ระบบ 115 kV เกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 85.139 MW ทำให้แรงดันไฟฟ้าตกปลายสายส่งมีค่าต่ำสุด เท่ากับ 115.74 kV

4.4 เปรียบเทียบผลการจำลองระบบ 115 kV

การเปรียบเทียบผลการจำลองด้านผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ 115 kV ทั้ง 3 กรณีศึกษา ได้แก่ กรณีที่ 1 เป็นกรณีฐาน (ยังไม่มีจ่ายไฟให้ระบบ LRT) กรณีที่ 2 เป็นการจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT และ กรณีที่ 3 เป็นการจ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้าย (Double End Feeding) ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT และสถานีไฟฟ้าเซฟวัน ดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 เปรียบเทียบผลการจำลองด้านผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ 115 kV

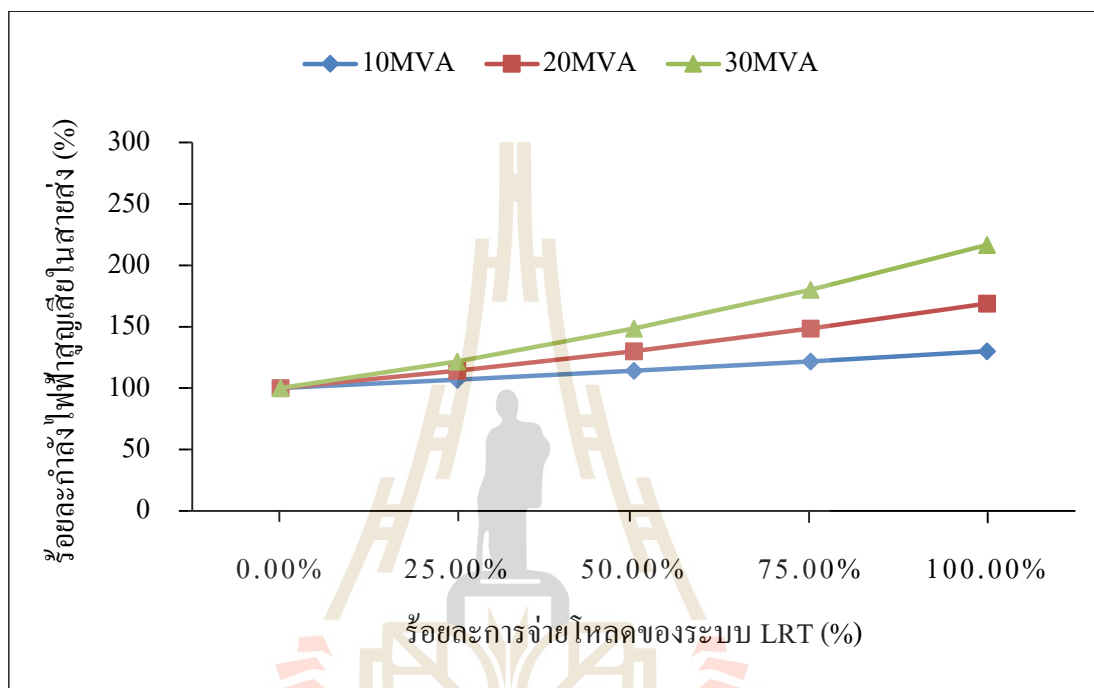
กรณี ที่	การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้า/ขนาด	ร้อยละการจ่าย โหลดของฟักัด หม้อแปลงกำลัง	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)
1	ยังไม่จ่ายไฟให้ระบบ LRT	-	-	12,218
2	จ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่ สถานีไฟฟ้า DEPOT	สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 10 MVA	25 %	12,358
			50 %	12,508
			75 %	12,669
			100 %	12,842

ตารางที่ 4.10 เปรียบเทียบผลการจำลองด้านผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ 115 kV (ต่อ)

กรณี ที่	การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้า/ขนาด	ร้อยละการจ่าย โหลดของฟีด หม้อแปลงกำลัง	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)
3	จ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบ หัว-ท้าย ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT และสถานีไฟฟ้า เซฟวัน	สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 20 MVA	25 %	12,508
			50 %	12,842
			75 %	13,221
			100 %	13,644
		สถานีไฟฟ้า DEPOT ขนาด 30 MVA	25 %	12,669
			50 %	13,221
			75 %	13,872
			100 %	14,627
		สถานีไฟฟ้า DEPOT 10 MVA และสถานี ไฟฟ้าเซฟวัน 10 MVA	25 %	12,358
			50 %	12,508
			75 %	12,669
			100 %	12,842
		สถานีไฟฟ้า DEPOT 20 MVA และสถานี ไฟฟ้าเซฟวัน 20 MVA	25 %	12,508
			50 %	12,842
			75 %	13,221
			100 %	13,644
		สถานีไฟฟ้า DEPOT 30 MVA และสถานี ไฟฟ้าเซฟวัน 30 MVA	25 %	12,669
			50 %	13,221
			75 %	13,872
			100 %	14,627

4.4.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 เมื่อจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT

ผลการเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 ที่เกิดขึ้นก่อนและหลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT แสดงดังรูปที่ 4.2

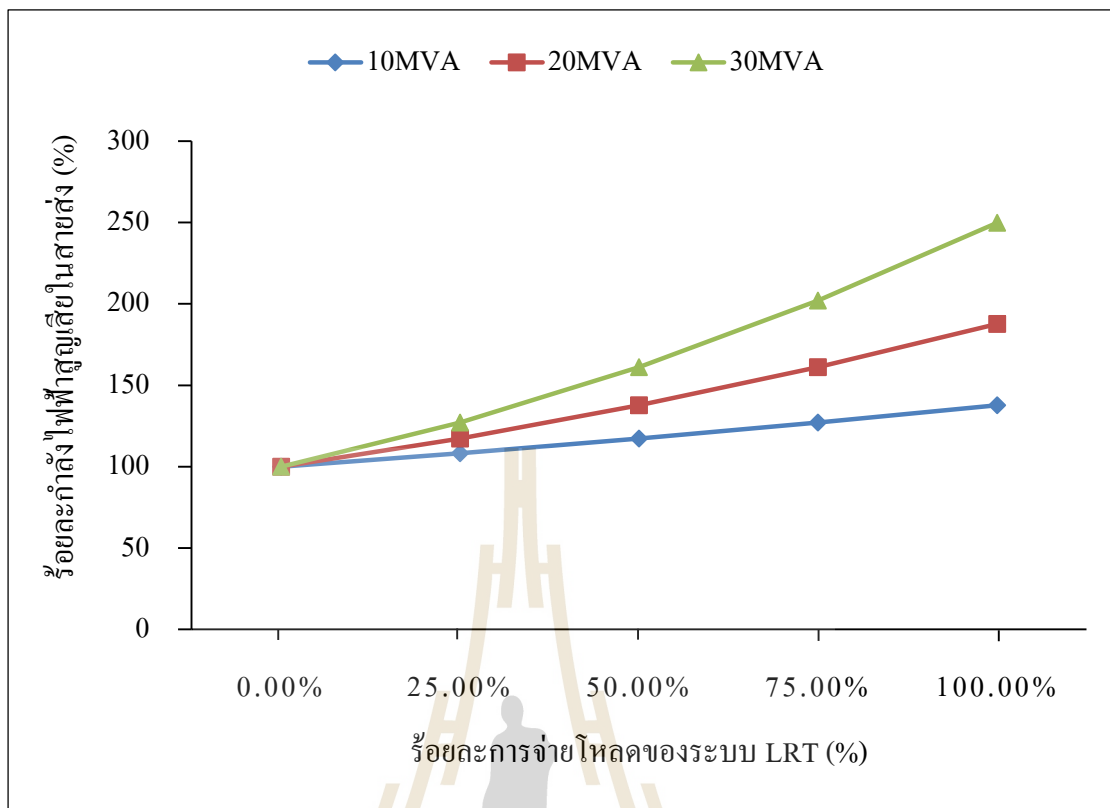


รูปที่ 4.2 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 ก่อนและหลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT

4.4.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 เมื่อจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน

ผลการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 ที่เกิดขึ้นก่อนและหลังจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน แสดงดังรูปที่

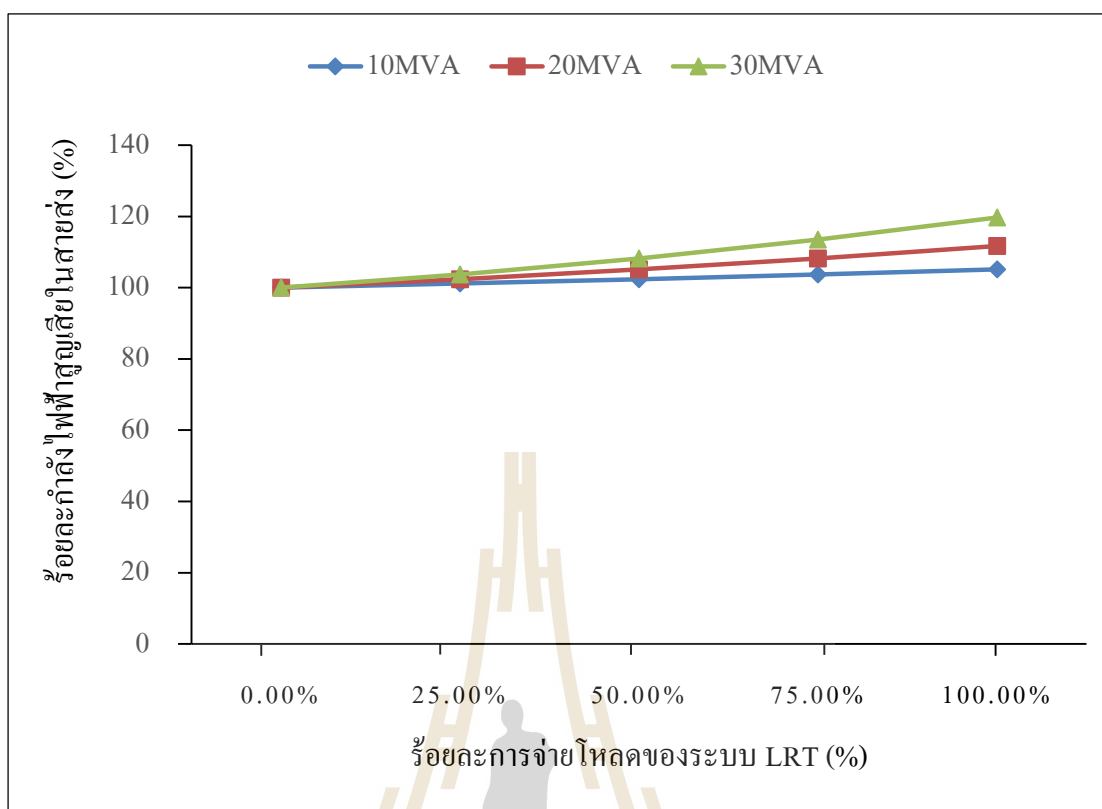
4.3



รูปที่ 4.3 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งวงจร 8 ก่อนและหลังจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน

4.4.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบเมื่อจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT

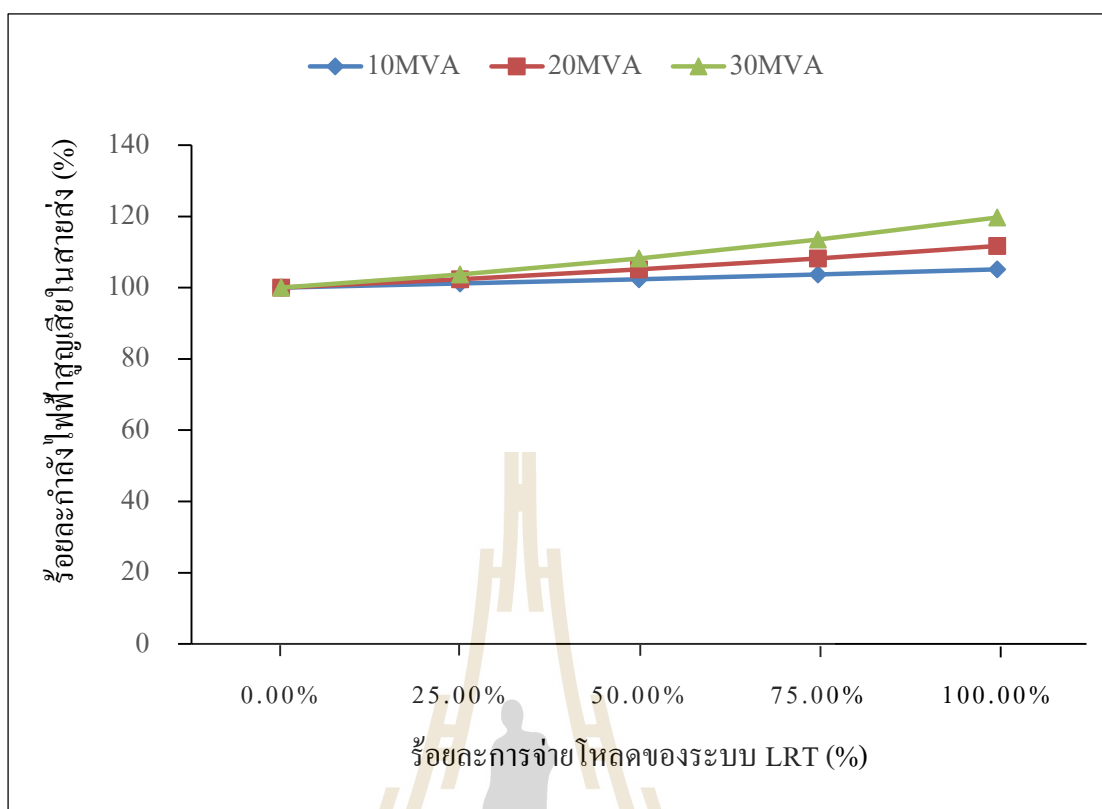
ผลการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบ 115 kV ที่เกิดขึ้น ก่อนและหลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT แสดงดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบ 115 kV ก่อนและหลังจ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT

4.4.4 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบเมื่อจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน

ผลการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบ 115 kV ที่เกิดขึ้น ก่อนและหลังจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน แสดงดังรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้งระบบ 115 kV ก่อนและหลังจ่ายไฟแบบห้ว-
ท้ายให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT ร่วมกับสถานีไฟฟ้าเซฟวัน

การเปรียบเทียบผลการจำลองแรงดันตกปลายสายส่ง 115 kV ดังแสดงในตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 เปรียบเทียบผลการจำลองด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสายส่งของระบบ 115 kV

กรณีที่	การจำลอง เหตุการณ์ระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้าย่อย/ขนาด	ร้อยละการจ่าย โหลดของฟักัด หม้อแปลงกำลัง	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)
1	ยังไม่มี การจ่ายไฟ ให้ระบบ LRT	-	-	115.74
2	จ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้า DEPOT	สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ขนาด 10 MVA	25 %	115.74
			50 %	115.74
			75 %	115.74
			100 %	115.74

ตารางที่ 4.11 เปรียบเทียบผลการจำลองด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสายส่งของระบบ 115 kV (ต่อ)

กรณีที่	การจำลอง เหตุการณ์ระบบ 115 kV	สถานีไฟฟ้าย่อย/ขนาด	ร้อยละการจ่าย โหลดของฟักัด หม้อแปลงกำลัง	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)
		สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ขนาด 20 MVA	25 %	115.74
			50 %	115.74
			75 %	115.74
			100 %	115.74
		สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ขนาด 30 MVA	25 %	115.74
			50 %	115.74
			75 %	115.74
			100 %	115.74
3	จ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้าย ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ร่วมกับ สถานีไฟฟ้าย่อย เซฟวัน	สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ขนาด 10 MVA และสถานี ไฟฟ้าย่อยเซฟวัน ขนาด 10 MVA	25 %	115.74
			50 %	115.74
			75 %	115.74
			100 %	115.74
		สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ขนาด 20 MVA และสถานี ไฟฟ้าย่อยเซฟวัน ขนาด 20 MVA	25 %	115.74
			50 %	115.74
			75 %	115.74
			100 %	115.74
		สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ขนาด 30 MVA และสถานี ไฟฟ้าย่อยเซฟวัน ขนาด 30 MVA	25 %	115.74
			50 %	115.74
			75 %	115.74
			100 %	115.74

4.5 อภิปรายผลการจำลอง ระบบ 115 kV

ตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 โดยเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการในพื้นที่ของ กฟภ. ระบุค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใด ๆ ในระบบไฟฟ้าที่เชื่อมกับผู้ออกให้บริการ ให้อยู่ในกรอบแรงดันไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. (ราชกิจจานุเบกษา, 2559)

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 kV	120.7 kV	109.2 kV	126.5 kV	103.5 kV
69 kV	72.4 kV	65.5 kV	75.9 kV	62.1 kV
33 kV	34.7 kV	31.3 kV	36.3 kV	29.7 kV
22 kV	23.1 kV	20.9 kV	24.2 kV	19.8 kV
380 V	418 V	342 V	418 V	342 V
220 V	240 V	200 V	240 V	200 V

จากตารางที่ 4.10 พบว่า ในภาวะปกติ เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้า 115 kV ของ กฟภ. ค่าต่ำสุด เท่ากับ 109.2 kV และ ในภาวะฉุกเฉิน เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้า 115 kV ของ กฟภ. ค่าต่ำสุด เท่ากับ 103.5 kV

การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค เนื่องจากไม่สามารถวัดค่าได้ในสภาพจริง ได้ ผู้วิจัยจึงวิเคราะห์ข้อมูลใช้แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory โดยดำเนินการจำลองเหตุการณ์ 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 กรณีฐาน (ยังไม่มีมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT) กรณีที่ 2 จ่ายไฟให้ระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และ กรณีที่ 3 จ่ายไฟให้ระบบ LRT แบบหัว-ท้าย ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน โดยในการจำลองผลกำหนดตัวประกอบกำลัง 0.85 โดยจำแนกโหลดของ LRT ตามขนาดของฟักัดหม้อแปลงกำลัง สถานีไฟฟ้าย่อย ที่ตำแหน่งต่าง ๆ ดังต่อไปนี้ (1) สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA (2) สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง 20 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA และ (3) สถานีไฟฟ้า

ขนาดใหญ่ 30 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบ LRT จะส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV โดยพบว่าหากทาง รฟม. มีการจ่ายไฟแบบหัวและท้ายให้กับระบบ LRT จะยังเป็นผลดีต่อหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของโหลด LRT ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ได้แก่ ผลกระทบในด้านของแรงดัน และผลกระทบด้านค่าพิกัดการรับโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังสามารถรองรับระบบ LRT ได้

4.6 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV

4.6.1 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน

พิจารณาสถานการณ์จ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าย่อย นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 (NRB05) ในวันที่ 15 มิถุนายน 2562 ยังไม่มีการเชื่อมต่อระบบรถไฟ LRT เข้าไปในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ซึ่งผลการจำลองเหตุการณ์ ระบบ 22 kV กรณีที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 1

เวลา	กำลังไฟฟ้าจริง สูงสุด (MW)	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ สูงสุด (Mvar)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (MWh)	แรงดันไฟฟ้าที่ บัสแหล่งจ่าย (kV)	แรงดันไฟฟ้า ปลายสาย (kV)
0:00	2.11	0.52	0.04	22.73	22.67
1:00	2.03	0.46	0.04	22.73	22.68
2:00	1.77	0.3	0.04	22.73	22.72
3:00	1.79	0.43	0.04	22.73	22.71
4:00	1.69	0.37	0.04	22.73	22.72
5:00	1.69	0.37	0.04	22.73	22.72
6:00	1.7	0.32	0.09	22.73	22.72
7:00	4.65	1.2	0.11	22.73	22.38
8:00	5.43	1.67	0.15	22.73	22.26
9:00	6.44	2.01	0.16	22.73	22.14

ตารางที่ 4.13 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 1 (ต่อ)

เวลา	กำลังไฟฟ้าจริง สูงสุด (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สูงสุด (Mvar)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (MWh)	แรงดันไฟฟ้าที่ บัสแหล่งจ่าย (kV)	แรงดันไฟฟ้า ปลายสาย (kV)
10:00	6.7	2.3	0.18	22.73	22.09
11:00	7.16	2.32	0.17	22.73	22.04
12:00	6.87	2.06	0.15	22.73	22.09
13:00	6.36	2.02	0.16	22.73	22.14
14:00	6.55	2.34	0.15	22.73	22.10
15:00	6.43	2.18	0.15	22.73	22.12
16:00	6.39	2.2	0.13	22.73	22.13
17:00	5.87	1.91	0.12	22.73	22.20
18:00	5.72	2.01	0.16	22.73	22.21
19:00	6.5	2.54	0.17	22.73	22.08
20:00	6.72	2.63	0.19	22.73	22.05
21:00	7.2	2.63	0.16	22.73	22.01
22:00	6.77	2.27	0.15	22.73	22.08
23:00	6.35	2.06	0.04	22.73	22.14

จากข้อมูลตารางที่ 4.11 เป็นผลการจำลองเหตุการณ์ ระบบ 22 kV กรณีที่ 1 (Base case) มีผลรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายในระยะเวลา 24 ชั่วโมง มีค่า 2.80 MWh หรือ 2,800 kWh ในช่วงความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีค่าสูงที่สุด และเกิดแรงดันตกปลายสาย มีค่าต่ำสุด ณ เวลา 21.00 น.

4.6.2 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 2

พิจารณากรณีมีการจ่ายไฟกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 จ่ายไฟให้กับสถานีประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุเอ็ดชัย สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ ตามช่วงเวลาการประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT ซึ่งอ้างอิงตามข้อมูลตารางการเดินรถไฟ LRT ซึ่งผลการจำลองเหตุการณ์ ระบบ 22 kV กรณีที่ 2 ดังแสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 ผลการจำลอง ระบบ 22 kV กรณีที่ 2

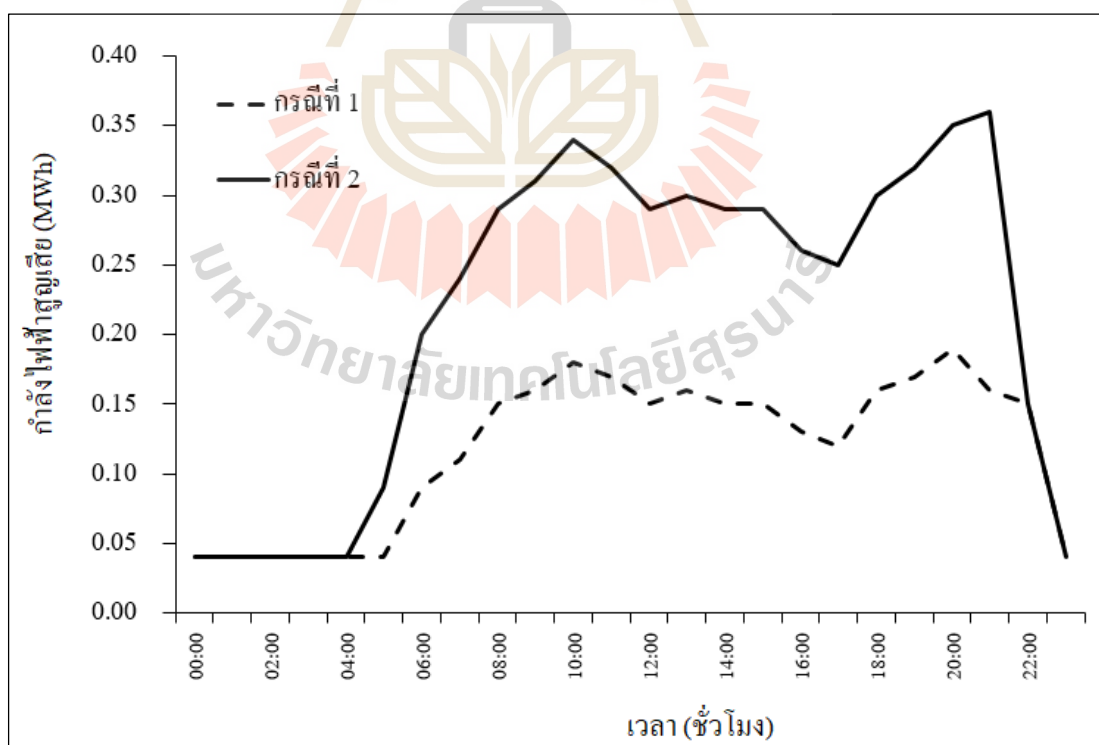
เวลา	กำลังไฟฟ้าจริง สูงสุด (MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สูงสุด (Mvar)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (MWh)	แรงดันไฟฟ้าที่ บัสแหล่งจ่าย (kV)	แรงดันไฟฟ้า ปลายสาย (kV)
0:00	2.11	0.52	0.04	22.73	22.67
1:00	2.03	0.46	0.04	22.73	22.68
2:00	1.77	0.3	0.04	22.73	22.72
3:00	1.79	0.43	0.04	22.73	22.71
4:00	1.69	0.37	0.04	22.73	22.72
5:00	1.69	0.37	0.09	22.73	22.72
6:00	7.45	1.14	0.20	22.73	22.51
7:00	8.24	1.68	0.24	22.73	22.15
8:00	9.28	2.19	0.29	22.73	22.03
9:00	9.55	2.49	0.31	22.73	21.90
10:00	10.02	2.61	0.34	22.73	21.85
11:00	9.72	2.33	0.32	22.73	21.80
12:00	9.20	2.18	0.29	22.73	21.86
13:00	9.39	2.49	0.30	22.73	21.91
14:00	9.27	2.33	0.29	22.73	21.86
15:00	9.23	2.34	0.29	22.73	21.89
16:00	8.69	1.98	0.26	22.73	21.89
17:00	8.54	2.03	0.25	22.73	21.97
18:00	9.34	2.66	0.30	22.73	21.85
19:00	9.57	2.79	0.32	22.73	21.82
20:00	10.07	2.89	0.35	22.73	21.77
21:00	9.63	2.48	0.36	22.73	21.75
22:00	6.30	1.98	0.15	22.73	22.14
23:00	6.35	2.06	0.04	22.73	22.14

จากข้อมูลผลการจำลองเหตุการณ์ ระบบ 22 kV กรณีที่ 2 ผลรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย ในระยะเวลา 24 ชั่วโมง มีค่า 5.19 MWh หรือ 5,190 kWh ในช่วงที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีค่าสูงที่สุด และเกิดแรงดันตกปลายสาย มีค่าต่ำสุด ณ เวลา 21:00 น. แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.

4.7 อภิปรายผลการจำลอง ระบบ 22 kV

4.7.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย 22 kV

เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบรถไฟ LRT พบว่า เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย เนื่องจากการที่มีโหลดทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะทำให้เกิดการสูญเสียพลังงานขึ้น ซึ่งการสูญเสียนี้จะไม่เป็นเชิงเส้น แต่จะแปรผันตามกำลังสองของกระแสไฟฟ้าในขณะนั้น ดังนั้น การจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบรถไฟ LRT ในช่วงที่มีภาระทางไฟฟ้าสูงสุด จะเพิ่มการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ผลการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย ระหว่างกรณีศึกษาที่ 1 กับ กรณีศึกษาที่ 2 แสดงดังรูปที่ 4.6 ส่วนแนวทางบรรเทาผลกระทบดังกล่าวจะต้องดำเนินการการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มและตัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหมาะสม



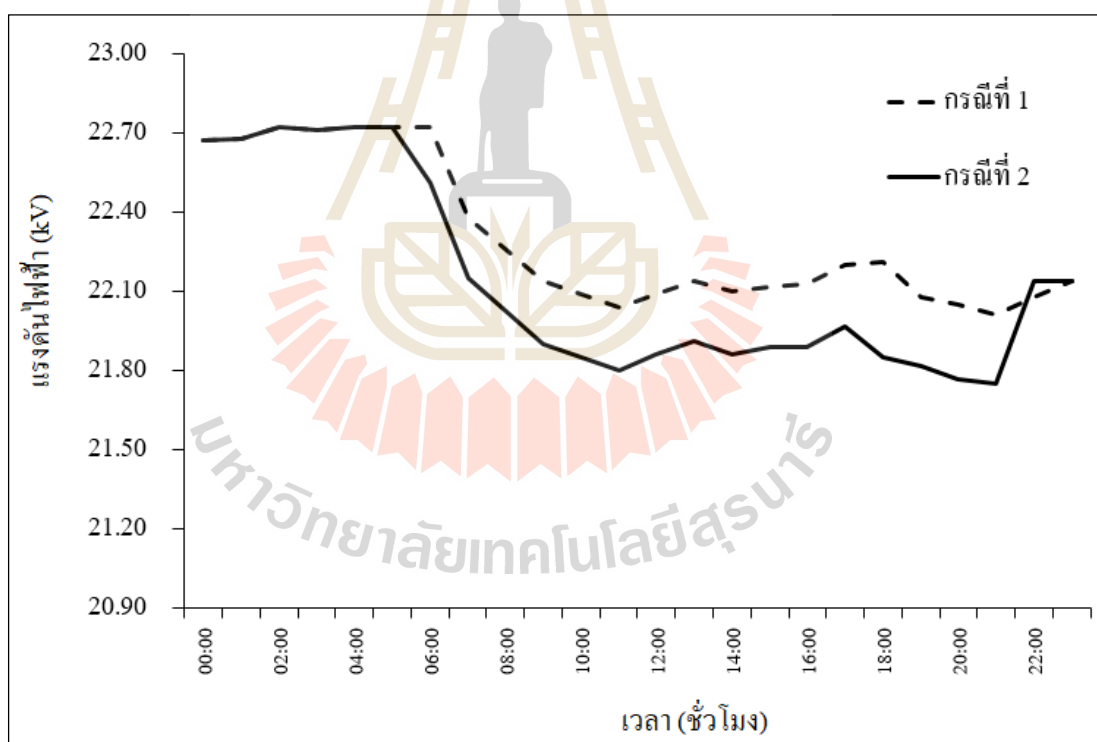
รูปที่ 4.6 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย ระหว่างกรณีศึกษาที่ 1 กับ กรณีศึกษาที่ 2

4.7.2 แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV

เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบรถไฟ LRT พบว่า เกิดแรงดันตกปลายสาย 22 kV เนื่องจากการจ่ายภาระเพิ่มขึ้น ส่งผลต่อความมั่นคงด้านการจ่ายไฟ มีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ปลายสาย ผลการเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าปลายสาย ระหว่างกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2 แสดงดังรูปที่ 4.7

จากตารางที่ 4.6 พบว่า ในภาวะปกติ เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ค่าต่ำสุด เท่ากับ 20.9 kV และ ในภาวะฉุกเฉิน เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. ค่าต่ำสุด เท่ากับ 19.8 kV

ผลการจำลองเหตุการณ์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบรถไฟ LRT ทำให้เกิดแรงดันตกปลายสาย 22 kV แต่ยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งผลกระทบดังกล่าวไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ แต่ก็มีแนวทางในการจัดการพลังงานไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบดังกล่าวด้วยการเพิ่มสถานีไฟฟ้าและตัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบใหม่



รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าปลายสาย ระหว่างกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2

4.7.3 แรงดันไฟฟ้าบัลแหล่งจ่ายดันทาง

ผลการจำลองระบบ 22 kV เพื่อศึกษาผลกระทบอีกประเด็นคือ แรงดันไฟฟ้าที่บัลแหล่งจ่ายดันทางเกิดผลกระทบด้านแรงดันตกหรือเกินหรือไม่ ภายหลังจากการนำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย โดยในแบบจำลองได้กำหนดบัลแหล่งจ่ายไฟนี้เป็นแอสลบัล บัสนชนิดนี้บางครั้งก็เรียกว่าสวิงบัล หรือบัสอนันต์ หรือบัสอ้างอิง หรือบัลแรงดันและความถี่ที่ บัสนชนิดนี้มีแรงดันไฟฟ้าคงที่มุมคงที่และโดยทั่วไปกำหนดให้เป็นมุมศูนย์โดยใช้บัสนี้เป็นบัสอ้างอิงที่มุมของบัลอื่นทั้งระบบจะเทียบกับบัสนี้ บัสดังกล่าวนี้ถือเป็นแหล่งกำเนิดใหญ่ที่สามารถให้กำลังไฟฟ้าออกมาตามต้องการได้โดยขนาดแรงดันไฟฟ้าและความถี่ไม่เปลี่ยนแปลง ในทางปฏิบัติบัลที่จะถือเป็นบัสอ้างอิงนี้หมายถึงบัลที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ต่ออยู่หรือเป็นระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่มากเมื่อเทียบกับระบบที่กำลังศึกษาอยู่ ค่าคงที่สำหรับบัสนี้ก็คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมของแรงดันไฟฟ้า

จากการตรวจสอบแรงดันตกหรือเกินที่บัลแหล่งจ่ายสถานีไฟฟ้าดันทาง เมื่อมีการเชื่อมต่อกับระบบ LRT พบว่า ไม่มีผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าในเรื่องแรงดันตกที่บัลแหล่งจ่ายสถานีไฟฟ้าดันทาง สถานีไฟฟ้าดันทาง ถึงแม้ว่าในกรณีที่มีการเดินรถไฟ LRT หลาย ๆ ขบวนพร้อมกัน หรือช่วงเวลาเร่งด่วน ระบบ LRT มีการดึงกำลังไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปริมาณมาก เนื่องจากระบบจ่ายไฟฟ้าในตัวเมืองนครราชสีมามีการจ่ายไฟในลักษณะบัสอนันต์ และกรณีที่ระบบ LRT หยุดการเดินรถไฟในช่วงดึก ระบบ LRT ไม่มีการดึงกำลังไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า พบว่าไม่ส่งผลให้เกิดสภาวะแรงดันสูงในระบบไฟฟ้าที่บัล 115 kV สถานีไฟฟ้าดันทาง

4.8 แนวทางการบรรเทาผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV

จากผลการจำลองเหตุการณ์และการวิเคราะห์ผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV พื้นที่กรณีศึกษา ซึ่งมุ่งเน้นด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ที่ได้ดำเนินการในงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ ทำให้ผู้วิจัยสามารถเห็นสาเหตุหลักของปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าของ กรฟก. ชัดเจนมากขึ้นซึ่งนำมาสู่การนำเสนอแนวทางการลดผลกระทบของระบบรถไฟฟารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา

ผู้วิจัยได้พบว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในภาพรวมของระบบส่งมีค่าไม่สูงมากซึ่งสอดคล้องกับทางทฤษฎี ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นมีสาเหตุมาจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคจากความต้านทานของสายส่งเป็นหลัก

ผลการทดสอบก่อนและหลังการจ่ายพลังงานไฟฟ้า จากสถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT ในการส่งกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ LRT มีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV เพิ่มขึ้น ซึ่งจากผลลัพธ์ดังกล่าวจะต้องมีมาตรการในการจัดการพลังงานไฟฟ้ากำลังหรือแนวทางบรรเทาผลกระทบ

ด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันไฟฟ้าปลายสาย 115 kV บทนี้นำเสนอการจัดการพลังงานไฟฟ้ากำลัง 115 kV เพื่อบรรเทาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้างานเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา

จากข้อมูลในหัวข้อข้างต้นจะพบว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคส่วนใหญ่ที่เกิดขึ้นในระบบส่ง เกิดจากความต้านทานของสายส่งซึ่งไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ แนวทางการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เป็นไปได้ในส่วนของระบบส่งอาจจะประกอบด้วย (1) การทำวงปิด (Loop-line) ในระบบส่งเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และ (2) การพิจารณาคัดตั้งตัวเก็บประจุในระบบเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย โดยผู้วิจัยมุ่งเน้นด้านการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อลดผลกระทบ ดังนี้

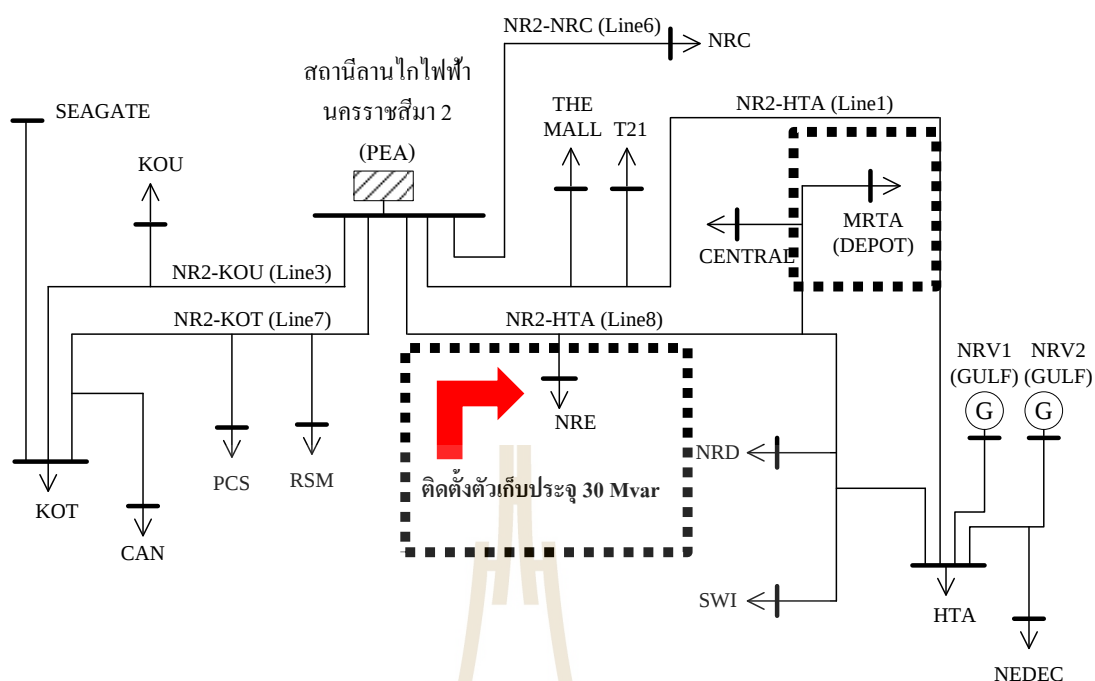
4.8.1 แนวทางการทำวงปิดในระบบส่งเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

เนื่องจากในปัจจุบันโครงข่ายระบบไฟฟ้าที่รับไฟฟ้าจากสถานีลานไโกไฟฟ้า นครราชสีมา 2 ประกอบด้วย (1) สายส่งเป็นรูปแบบวงปิดระหว่างสายส่งวงจร 1 กับสายส่งวงจร 8 (2) สายส่งเป็นรูปแบบวงปิดระหว่างสายส่งวงจร 3 กับสายส่งวงจร 7 และ (3) สายส่งวงจร 6 โดยบทนี้ผู้วิจัยมุ่งเน้นเฉพาะแนวทางการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่ง 115 kV การพิจารณาคัดตั้งตัวเก็บประจุในระบบเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเท่านั้น

4.8.2 แนวทางการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ในส่วนนี้ ผู้วิจัยทำการวิเคราะห์ผลของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงจากการดำเนินการตาม มาตรการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบส่ง 115 kV ของ กฟภ. โดยจะอาศัยระบบไฟฟ้าที่บริเวณสถานีไฟฟ้า นม. 5 (NRE) เป็นระบบตัวอย่าง และอาศัยข้อมูลผลการจำลองเหตุการณ์ กรณีที่ 2 เป็นกรณีฐาน เลือกพิจารณากรณีที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT เป็นสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 30 MVA ที่มีขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 100 % ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA

ทั้งนี้ผู้วิจัยพิจารณาหาตำแหน่งสำหรับการติดตั้งตัวเก็บประจุ ที่สถานีไฟฟ้า นม. 5 (NRE) เนื่องจากเป็นตำแหน่งปลายสายและโหลด LRT อยู่ใกล้ที่สุด ไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV (พิจารณาคัดตั้งตัวเก็บประจุ) แสดงดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 ไดอะแกรมเส้นเดียว ระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV (พิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุ)

ผู้วิจัยได้จำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีฐาน (ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ) มีผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีฐาน (ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ) ดังแสดงในตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีฐาน (ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ)

สายส่ง	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลายสาย (kV)
วงจร 1	85.562	1,636,547	6,687	117.99	115.74
วงจร 3	55.134	1,058,923	1,843	117.99	117.51
วงจร 7	27.503	374,396	236	117.99	117.62
วงจร 6	37.823	623,503	1,385	117.99	117.26
วงจร 8	69.150	1,276,725	4,476	117.99	115.74
รวม	-	4,971,897	14,627	-	-

ผู้วิจัยได้จำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ) มีผลการจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (หลังติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ) ดังแสดงในตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 ผลการจำลอง ระบบ 115 kV กรณีที่ 2 (หลังติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ)

สายส่ง	กำลังไฟฟ้า สูงสุด (MW)	พลังงาน ส่งผ่าน (kWh)	พลังงาน สูญเสีย 24 ชม. (kWh)	แรงดันที่บัส แหล่งจ่าย (kV)	แรงดัน ปลายสาย (kV)
วงจร 1	85.562	1,636,547	6,687	117.99	115.74
วงจร 3	55.134	1,058,923	1,843	117.99	117.51
วงจร 7	27.503	374,396	236	117.99	117.62
วงจร 6	37.823	623,503	1,385	117.99	117.26
วงจร 8	65.154	1,202,947	4,217	117.99	117.55
รวม	-	4,896,316	14,368	-	-

4.9 อภิปรายผลการจำลองกรณีติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ 115 kV

จากตารางที่ 4.13 พบว่า ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ จะพบว่า ระบบนี้มีกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ สภาวะโหลดสูงสุดเท่ากับ 69.150 MW

จากตารางที่ 4.14 พบว่า เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 30 Mvar ที่สถานีไฟฟ้า นม. 5 (NRE) จะพบว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ สภาวะโหลดสูงสุดลดลงเหลือ 65.154 MW

จากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว จะพบว่า ณ สภาวะโหลดสูงสุดเมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าไปในระบบแล้ว ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงได้ไม่มาก กล่าวคือ ลดลงเพียง 3.996 MW ที่สภาวะโหลดสูงสุดเท่านั้น ผลการปรับปรุงดังกล่าวอาจจะไม่คุ้มค่ากับการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบส่งแรงดัน 115 kV ซึ่งมีราคาแพง และมีความยุ่งยากในทางเทคนิคอื่น ๆ เช่นผลการรบกวนของกระแสฮาร์มอนิกส์ในระบบ เป็นต้น โดยส่วนใหญ่ การติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะกระทำโดยมีจุดประสงค์หลัก เพื่อแก้ไขปัญหาแรงดันในระบบเท่านั้น

4.10 สรุป

บทนี้ได้นำเสนอผลการวิจัย ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV และระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ประกอบด้วย

ส่วนแรก นำเสนอผลการทดสอบแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ซึ่งผลการประเมินความถูกต้องของแบบจำลอง จะเห็นได้ว่าแบบจำลองที่สร้างขึ้นมีความถูกต้อง และสามารถนำมาใช้จำลองเหตุการณ์ ระบบ 115 kV กรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี ได้เป็นอย่างดี

ส่วนสอง วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV โดยมุ่งเน้นศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้า 115 kV ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT โดยการจำลองเหตุการณ์ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟฟ้ารางเบาสายสีเขียว ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory เพื่อศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้านเทคนิค ซึ่งการศึกษาพบว่า ระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV เพิ่มขึ้น อีกทั้งพบว่าหากทาง รฟม. มีการจ่ายไฟแบบหัวและท้ายให้กับระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และที่สถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน จะยังเป็นผลดีต่อหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

ส่วนสาม เปรียบเทียบผลการจำลองด้านผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียว ต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV ซึ่งผลการเปรียบเทียบพบว่า ระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV เพิ่มขึ้น เฉพาะสายส่งวงจรที่เชื่อมต่อเท่านั้น ทำให้ผู้วิจัยมีข้อมูลสำหรับใช้เป็นแนวทางในการแก้ไขปัญหาดังกล่าว อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของโหลด LRT ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ได้แก่ ผลกระทบในด้านของแรงดัน และ ผลกระทบด้านค่าพิกัดการรับโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังสามารถรองรับระบบ LRT ได้

ส่วนที่สี่ วิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 22 kV แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV และแรงดันไฟฟ้าบัสแหล่งจ่ายต้นทาง เลือกวงจรการจ่ายไฟพื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมา สถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 เมื่อมีการเชื่อมต่อการประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟฟ้า LRT ที่สถานีรับส่งผู้โดยสารที่เกี่ยวข้อง ตามเส้นทางการเดินรถของโครงการรถไฟฟ้า LRT จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว โดยการจำลองเหตุการณ์ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบ LRT สายสีเขียว ด้วยโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ผลการศึกษาพบว่า เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบรถไฟฟ้า LRT ขนาดของโหลดทางไฟฟ้าของรถไฟฟ้า LRT มีผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย 22 kV เพิ่มขึ้น และเกิดแรงดันตกปลายสาย 22 kV แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งผลกระทบดังกล่าวไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ แต่ก็มีแนวทางบรรเทาผลกระทบโดยตัดจ่ายวงจรจำหน่ายไฟฟ้า

ส่วนที่ห้า นำเสนอแนวทางการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เป็นไปได้ในส่วนจากระบบส่ง อาจจะประกอบด้วย การพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย

งานวิจัยนี้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในภาพรวมจากระบบส่งมีค่าไม่สูงมากซึ่งสอดคล้องกับทาง ทฤษฎี ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นมีสาเหตุมาจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคจาก ความต้านทานของสายส่งเป็นหลัก ดังนั้น ระบบรถไฟฟ้างานเบาโคราชสายสีเขียว ส่งผลกระทบทำให้ เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของโหลด LRT ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ได้แก่ ผลกระทบในด้านของแรงดัน และผลกระทบด้านค่าพิกัดการรับโหลดของ หม้อแปลงไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังสามารถรองรับระบบ LRT ได้ แนวทางการลดพลังงาน ไฟฟ้าสูญเสียที่เป็นไปได้ในส่วนจากระบบส่งจ่ายไฟฟ้ากำลังคือ การพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุ ไฟฟ้าในระบบเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย พบว่า เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 30 Mvar 115 kV ที่สถานีไฟฟ้า นม. 5 (NRE) จะพบว่า พบว่ากำลังงานไฟฟ้าสูญเสียลดลงร้อยละ 5.78 ณ สภาวะ โหลดสูงสุด



บทที่ 5

บทสรุป

5.1 สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้มีเนื้อหาเกี่ยวกับการศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟรางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ได้นำข้อมูลของระบบไฟฟ้าจริงในปัจจุบัน โดยมีแหล่งจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนครราชสีมา 2 กฟผ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 300 MVA 230/115 kV จำนวน 3 เครื่อง และแหล่งจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงนครราชสีมา 2 กฟผ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง KT1A ขนาด 50 MVA 115/22 kV) ข้อมูลของโครงการ LRT จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว มาใช้ในการวิเคราะห์

การดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์ดังกล่าวนี้ได้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ โดยสามารถสรุปผลการดำเนินงานวิจัยได้ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 ได้นำเสนอความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา โดยกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา โดยวัตถุประสงค์หลักงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้คือ ศึกษาผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง 115 kV ก่อนการเชื่อมต่อระบบ LRT เปรียบเทียบกับหลังการเชื่อมต่อระบบ LRT ที่จ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และเปรียบเทียบกับหลังการเชื่อมต่อระบบ LRT ที่จ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และสถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน ซึ่งทั้งสองสถานีไฟฟ้านี้อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงาน รฟม. เนื้อหาในบทนี้ยังรวมถึงวัตถุประสงค์ ข้อตกลงเบื้องต้น ขอบเขตของงานวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ด้วย

บทที่ 2 ได้นำเสนอทฤษฎีและสมมติฐานต่าง ๆ การปริทัศน์วรรณกรรมและการวิจัยในรูปแบบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการวิจัย โดยการค้นคว้าจากฐานข้อมูลของ IEEE Science Direct และอื่น ๆ ทำให้ทราบถึงผลงานดำเนินงานวิจัย จุดประสงค์ แนวทางการวิจัยของผู้วิจัยอื่น ๆ ซึ่งจะถูกใช้เป็นข้อมูลอ้างอิง และเป็นแนวทางสำหรับการดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์ในอนาคตด้วย

บทที่ 3 ได้นำเสนอแนวคิดกระบวนการวิจัย ดำเนินการสร้างแบบจำลองใน โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory และทดสอบแบบจำลองระบบ 115 kV กรณีศึกษา ในการจำลองผลกำหนดตัวประกอบกำลัง 0.85 โดยจำแนกโหลดของ LRT ตามขนาดของฟักัดหม้อแปลงกำลัง สถานีไฟฟ้าย่อย ที่ตำแหน่งต่าง ๆ พิจารณาดังนี้ (1) สถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 10 MVA (2) สถานีไฟฟ้าขนาดปานกลาง 20 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 %

และ 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 20 MVA และ (3) สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 30 MVA จำลองขนาดโหลดของระบบ LRT เป็น 25 % 50 % 75 % และ 100 % ของฟักัดหม้อแปลงกำลัง 30 MVA อีกทั้งได้นำเสนอวิธีดำเนินการวิจัย ระบบไฟฟ้ากำลัง 22 kV แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV การจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV ทั้งหมด 2 กรณีศึกษาได้แก่ (1) กรณีที่ 1 ซึ่งเป็นกรณีฐานได้พิจารณาสถานการณ์จ่ายไฟของวงจรจำหน่าย NRB05 ในวันที่ 15 มิถุนายน 2562 ที่ยังไม่มีกรเชื่อมต่อระบบรถไฟ LRT เข้าไปในแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV และ (2) กรณีที่ 2 นำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV พิจารณากรณมีการจ่ายไฟกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า นม. 2 วงจรจำหน่าย 5 จ่ายไฟให้กับสถานีประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุเอ็ดชัย สถานีสำนักงานคุมประพฤติ สถานีชุมชนประสพสุข สถานีสวนภูมิรักษ์ และสถานีหัวรถไฟ ตามช่วงเวลาการประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT ซึ่งอ้างอิงตามข้อมูลตารางการเดินรถไฟ LRT โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ผู้วิจัยขอสรุปผลที่ได้รับจากงานวิจัยตามกรอบแนวคิด ดังนี้

(ก) ปัจจัยนำเข้า ได้แก่ ข้อมูลระบบไฟฟ้า ข้อมูลโหลด LRT กรณีศึกษา เครื่องมือวัสดุและอุปกรณ์ในการวิจัยวิทยานิพนธ์ เช่น โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory โปรแกรม ArcGIS เป็นต้น ข้อมูลผลการตรวจวัดทางไฟฟ้าจาก SCADA ข้อมูลผลการตรวจวัดทางไฟฟ้าจากมิเตอร์ระบบการอ่านหน่วยมิเตอร์แบบอัตโนมัติ หรือ AMR (Automatic Meter Reading)

(ข) กระบวนการ ได้แก่ การสร้างแบบจำลอง การทดสอบแบบจำลอง การจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV จำนวน 3 กรณี การจำลองเหตุการณ์ระบบ 22 kV จำนวน 2 กรณี

(ค) ผลผลิต ได้แก่ ข้อมูลผลกระทบของระบบ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 115 kV พื้นที่กรณีศึกษา ข้อมูลผลกระทบของระบบ LRT ต่อระบบไฟฟ้า 22 kV พื้นที่กรณีศึกษา การเผยแพร่ผลงานวิจัยดังแสดงในภาคผนวก ก การนำเสนอการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายโดยใช้ DIGSILENT PowerFactory ดังแสดงในภาคผนวก ข

บทที่ 4 ได้นำเสนอผลการทดสอบแบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV นำเสนอการวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของระบบรถไฟฟารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า กรณีศึกษา โดยการจำลองเหตุการณ์ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟให้กับระบบรถไฟฟารางเบาสายสีเขียว ด้วยโปรแกรม DIGSILENT PowerFactory ซึ่งการศึกษาพบว่า ระบบรถไฟฟารางเบาโคราชสายสีเขียวส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV เพิ่มขึ้น การเปรียบเทียบผลการวิจัยด้านผลกระทบของระบบ LRT ต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV พบว่า เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV เพิ่มขึ้นขณะที่มีการจ่ายโหลดเพิ่มขึ้น อีกทั้งพบว่าหากทาง รฟม. มีการจ่ายไฟแบบหัว-ท้ายให้กับระบบ LRT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย DEPOT และที่สถานีไฟฟ้าย่อยเซฟวัน จะยังเป็นผลดีต่อหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งจากการ

วิเคราะห์ปัญหาพบว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเกิดผลกระทบเฉพาะสายส่งวงจรที่มีการเชื่อมต่อกับระบบ LRT เท่านั้น ในบทนี้ยังได้นำเสนอการวิเคราะห์ปัญหาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ได้แก่ ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 22 kV ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV และผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าบัสแหล่งจ่ายต้นทาง พบว่า เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบรถไฟ LRT ขนาดของโหลดทางไฟฟ้าของรถไฟ LRT มีผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่าย 22 kV เพิ่มขึ้น และเกิดแรงดันตกปลายสาย 22 kV แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. อีกทั้งได้นำเสนอแนวทางการบรรเทาผลกระทบของ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 115 kV ซึ่งแนวทางการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เป็นไปได้ในส่วนหนึ่งของระบบส่ง ผู้วิจัยนำเสนอการพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบ พบว่า เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 30 Mvar ที่สถานีไฟฟ้า นม. 5 (NRE) พบว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง ณ สภาวะโหลดสูงสุด อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของโหลด LRT ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ได้แก่ ผลกระทบในด้านของแรงดัน ผลกระทบด้านค่าพิกัดการรับโหลดของสายส่ง และ ผลกระทบด้านค่าพิกัดการรับโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้ากำลังสามารถรองรับระบบ LRT ได้

บทสรุป เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียว พบว่า ส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายเพิ่มขึ้น และส่งผลกระทบต่อแรงดันปลายสาย แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งผลกระทบดังกล่าวไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ แต่ก็มีแนวทางในการจัดการพลังงานไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบดังกล่าว ผู้วิจัยนำเสนอแนวทางบรรเทาผลกระทบของ LRT ต่อระบบ 115 kV คือ แนวทางติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย พบว่า เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 30 Mvar 115 kV ที่สถานีไฟฟ้า นม. 5 (NRE) จะพบว่า กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงร้อยละ 5.78 ณ สภาวะโหลดสูงสุด

5.2 ข้อจำกัดของการวิจัย

5.2.1 ข้อจำกัดของขนาดโหลดของระบบ LRT ซึ่งยังไม่ทราบแน่ชัดว่ามีขนาดเท่าใด ดังนั้นงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้จึงพิจารณาโหลดระบบ LRT ตามพิกัดของหม้อแปลงกำลังของสถานีไฟฟ้าย่อย (Bulk Substation) ปัจจุบันหน่วยงาน รฟม. อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาขนาดโหลดของระบบ LRT

5.2.2 โครงการระบบรถไฟฟ้า LRT จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว เป็นรูปแบบการให้เอกชนร่วมลงทุนในกิจการของรัฐ (PPP) ซึ่งทางหน่วยงานรับผิดชอบ คือ รฟม. อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาเพิ่มเติมและดำเนินการในส่วนที่เหลือ ประกอบด้วย ศึกษารายละเอียดความเหมาะสม จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ออกแบบ จัดเตรียมเอกสารประกวดราคาเพื่อคัดเลือกผู้รับจ้างงานก่อสร้างโครงการ และ/หรือ เอกสารประกวดข้อเสนอเพื่อคัดเลือกเอกชนร่วม

ลงทุนงานโยธา งานระบบไฟฟ้า งานบำรุงรักษาและงานให้บริการเดินรถ และดำเนินการตามพระราชบัญญัติการให้เอกชนร่วมลงทุน

5.3 การประยุกต์ผลการวิจัย

5.3.1 หน่วยงาน กฟภ. ควรมีการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าโดยพิจารณาจากระบบ LRT ที่จะเปิดให้บริการควบคู่กับการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าปกติ

5.3.2 หน่วยงาน กฟภ. หรือหน่วยงาน รฟม. สามารถนำเอาข้อมูลที่จัดทำขึ้นไปใช้ร่วมกันในอนาคตได้

5.4 ข้อเสนอแนะในการวิจัยต่อไป

จากการดำเนินงานวิจัยวิทยานิพนธ์พบว่า เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบรถไฟฟ้า LRT จะส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย ส่งผลกระทบทำให้เกิดแรงดันตกปลายสาย แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. ผลที่ได้ทำให้เกิดแนวคิดและข้อเสนอแนะในการดำเนินงานวิจัยต่อไปในอนาคต ดังต่อไปนี้

5.4.1 ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้า LRT ที่เกี่ยวข้องกับฮาร์มอนิกส์ทั้งก่อนและหลังจ่ายไฟฟ้าให้ระบบรถไฟฟ้า LRT เป็นอย่างไร

5.4.2 หากมีการจ่ายไฟในสถานการณ์จริงก็ควรมีการติดตามค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียอย่างต่อเนื่องด้วย

ผู้วิจัยหวังว่าผลการศึกษาจากงานวิจัยวิทยานิพนธ์นี้ จะช่วยนำไปสู่การบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียอันเป็นประโยชน์ต่อ กฟภ. และประเทศชาติอย่างยั่งยืนต่อไป

รายการอ้างอิง

กองเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.). (2561).

รายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 2561.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2562). กราฟและสถิติ ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด. สืบค้นเมื่อ 20 ตุลาคม 2562. จาก https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=348&Itemid=114

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สาย(ไฟฟ้า)ไหน ไฟแรงเวอร์. สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=2107:art-20170830-01&catid=49&Itemid=251

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2547). คู่มือการวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2550). คำแนะนำแบบมาตรฐานการก่อสร้างสายส่ง 115 kV.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2550). โครงการการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. สืบค้นเมื่อ 30 มิถุนายน 2562. จาก <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/>

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2552). คู่มือการฝึกอบรมโปรแกรมประยุกต์ Network Analysis and Power Flow Modeling (Training Manual). โครงการพัฒนาสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์ ระยะที่ 2

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ. (2559). คู่มือการปฏิบัติงาน (Work Manual) งานวิเคราะห์และประเมินค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้านเทคนิค.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ. (2562). รายงานสภาพการจ่ายไฟระบบ 115 kV พื้นที่ อ.เมืองนครราชสีมา จังหวัดนครราชสีมา.

การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย. (2562). เอกสารประกอบการประชุมหรือผู้ว่าราชการจังหวัดนครราชสีมา. งานจ้างที่ปรึกษาศึกษารายละเอียดความเหมาะสมออกแบบ และจัดเตรียมเอกสารประกวดราคาโครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา

การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย. (2562). โครงการรถไฟฟ้า. โครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา (สายสีเขียว). สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก <https://www.mrta.co.th/th/projectelectrictrain/regional-major-cities/nakhonratchasima/>

การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย. (2562). งานศึกษารายละเอียดความเหมาะสมออกแบบ จัดเตรียมเอกสารประกวดราคา โครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัด

นครราชสีมา สายสีเขียว (ตลาดเซฟวัน - สถานีคู่มือครองและพัฒนาอาชีพบ้านนารีสวัสดิ์).

สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก <http://korat-transitgreenline.com/>

คณะกรรมการกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์ กฟผ. (2561). แผนยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2557-2566

ชำนาญ ห่อเกียรติ (2548). ระบบไฟฟ้ากำลัง. คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
 รัชต์ชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2550). การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง (Electric Power System Analysis), สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รัชต์ชัย กุลวรวานิชพงษ์ (2561). ระบบจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟ (Railway Electrification), สำนัก
 วิชาวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.

บริษัท สื่ออุตสาหกรรม จำกัด. TATA Projects ประสบความสำเร็จโครงการก่อสร้างสายส่งแรงสูง
 ในไทย. สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก <https://industry-media.com/index.php/haevy-industrial/energy/power/item/5767-tata-projects>

ประสิทธิ์ สิริทิพย์ศรี, วรรณภา สุวรรณรัตน์, รวิน ดุลยฤทธิ์รงค์ (2557). การวิเคราะห์ลักษณะ
 ความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย. Journal of Environmental Management วารสารการ
 จัดการสิ่งแวดล้อม, 10(1).

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. (2562). รายงานฉบับสมบูรณ์การพัฒนาระบบการประสานสัมพันธ์พื้นที่
 กว้างของรีเลย์ป้องกันโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (2542). คู่มือการเขียนวิทยานิพนธ์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
 ราชกิจจานุเบกษา (2559). ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยมาตรฐานการ
 ให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559,
 สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก <http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2559/E/051/3.PDF>

ราชกิจจานุเบกษา (2562). พระราชกฤษฎีกากำหนดจังหวัดให้การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่ง
 ประเทศไทยดำเนินกิจการรถไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก

http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2562/A/044/T_0020.PDF

ราชบัณฑิตยสถาน. (2554). พจนานุกรม ฉบับราชบัณฑิตยสถาน พ.ศ. 2554. สืบค้นเมื่อ 14
 สิงหาคม 2562 จาก <http://www.royin.go.th/dictionary/>

ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์
 มหาวิทยาลัย. (2552). รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาและออกแบบชุดตัวเก็บประจุใน
 สถานีไฟฟ้าระดับ 115 kV

- ศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. (2551). รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการวิจัยเพื่อลด
กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระยะที่ 2
สกว. องค์กรความรู้เลื่อนระดับ. การควบคุมและตั้งการระบบจ่ายไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 14
สิงหาคม 2562. จาก <http://www.coe.or.th/coe-2/Download/Articles/EE/EE11.pdf>
สกว. องค์กรความรู้เลื่อนระดับ. หม้อแปลงไฟฟ้า. สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562. จาก
<http://www.coe.or.th/coe-2/Download/Articles/EE/EE8.pdf>
สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
(2560). รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแผนแม่บทจราจรและแผนแม่บทพัฒนาระบบ
ขนส่งสาธารณะในเขตเมืองนครราชสีมา.
- Al-Ezee, H., Tennakoon, S. B., Taylor, I., and Scheidecker, D. (2015). Aspects of catenary free
operation of DC traction systems. In 2015 50th **International Universities Power
Engineering Conference (UPEC)** (pp. 1-5). IEEE. DOI: 10.1109/UPEC.2015.7339959
- Bayless, R. S., Selman, J. D., Truax, D. E., and Reid, W. E. (1988). Capacitor switching and
transformer transients. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 3(1), 349-357. DOI:
10.1109/61.4263
- Bhargava, B. (1999). Railway electrification systems and configurations. In 1999 **IEEE Power
Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings** (Cat. No.
99CH36364) (Vol. 1, pp. 445-450). IEEE.
- Bollen, M. H., and Hassan, F. (2011). **Integration of distributed generation in the power
system (Vol. 80)**. John Wiley and sons.
- Boonkird, W., Premrudeepreechacharn, S., and Baghzouz, Y. (2018). Impact of voltage sag on
electrical system for water pumping of Mae Moh mine. In 2018 18th **International
Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)** (pp. 1-6). IEEE. DOI:
10.1109/ICHQP.2018.8378839
- Boonseng, T., and Sarasiri, N. (2016). Dynamic railway simulation using dgsilent programming
language. In 2016 19th **International Conference on Electrical Machines and Systems
(ICEMS)** (pp. 1-4). IEEE. INSPEC Accession Number: 16639766
- Castillo, M., Gmeiner, D., Premrudeepreechacharn, S., and Tantichayakorn, N. (2019).
Development of an Approach to Verify, Calculate and Optimise Protection Settings in a

- DSO Electrical Network. In 2019. **IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)** (pp. 455-459). IEEE. DOI: 10.1109/GTDAAsia.2019.8
- Cebeci, M. E., Tör, O. B., Yılmaz, S. C., Güreç, O., and Benli, O. (2016). Lessons learnt from interfacing ArcGIS and DIgSILENT powerfactory at BaŞkent DISCO. In 2016 4th **International Istanbul Smart Grid Congress and Fair (ICSG)** (pp. 1-5). IEEE. DOI: 10.1109/SGCF.2016.7492436
- Celtekligil, U. (2008). Capacitive power factor and power quality correction of a light rail transportation system. In 2008 50th **International Symposium ELMAR** (Vol. 2, pp. 415-418). IEEE. INSPEC Accession Number: 10457060
- Cheng, L., Acuna, P., Wei, S., Fletcher, J., Wang, W., and Jiang, J. (2017). Fast-swap charging: an improved operation mode for catenary-free light rail networks. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, 67(4), 2912-2920. DOI: 10.1109/TVT.2017.2780924
- Chiangkakun, N., Premrudeepreechacharn, S., Pongsriwat, C., and Baghzouz, Y. (2012). Analysis of voltage sag in an industrial distribution system of the provincial electricity authority of Thailand. In 2012 **IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power** (pp. 197-202). IEEE. DOI: 10.1109/ICHQP.2012.6381195
- Choi, J., Tran, T., El-Keib, A. A., Thomas, R., Oh, H., and Billinton, R. (2005). A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria. **IEEE Transactions on Power Systems**, 20(3), 1606-1615. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.
- Chua, S. S. (2018). Feasibility improvement of transportation for light rail train system. In 2018 5th **International Conference on Business and Industrial Research (ICBIR)** (pp. 221-225). IEEE. DOI: 10.1109/ICBIR.2018.8391196
- Chymera, M., Renfrew, A. C., and Barnes, M. (2008). Measuring the performance of a centenary class tram on the Blackpool Tramway. 2008 4th **IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives**. DOI: 10.1049/cp:20080601
- Ciccarelli, F., Iannuzzi, D., Kondo, K., and Fratelli, L. (2015). Line-voltage control based on wayside energy storage systems for tramway networks. **IEEE Transactions on power electronics**, 31(1), 884-899. DOI: 10.1109/TPEL.2015.2411996

- Conejo, A. J., Arroyo, J. M., Alguacil, N., and Guijarro, A. L. (2002). Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms. **IEEE transactions on Power Systems**, 17(3), 571-576.
- Dao, T., Phung, B. T., and Blackburn, T. (2015). Effects of voltage harmonics on distribution transformer losses. In 2015 **IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)** (pp. 1-5). IEEE. DOI: 10.1109/APPEEC.2015.7380953
- Davidson, I. E., Odubiyi, A., Kachienga, M. O., and Manhire, B. (2002). Technical loss computation and economic dispatch model for T&D systems in a deregulated ESI. **Power Engineering Journal**, 16(2), 55-60. DOI: 10.1049/pe:20020201
- Diez, A. E., Rodriguez, M., Arroyave, D. A., Munera, D. A., Restrepo, J. V., and Castrillon, L. E. (2017). A Planning method for electric infrastructure to supply multimodal transportation system. **WIT Transactions on Ecology and the Environment**, 224, 213-224. DOI: 10.2495/ESUS170201
- DIgSILENT GmbH (n.d.). **DIgSilent PowerFactory**. (Version 2019) [Computer Software]. Germany. Available from <https://www.digsilent.de/en/products.html>
- DIgSILENT GmbH. **PowerFactory 2019**. Public Download Area. [online] on 14 August 2019 at <https://www.digsilent.de/en/downloads.html>
- Emadi, A., Khaligh, A., Rivetta, C. H., and Williamson, G. A. (2006). Constant power loads and negative impedance instability in automotive systems: definition, modeling, stability, and control of power electronic converters and motor drives. **IEEE Transactions on vehicular technology**, 55(4), 1112-1125. DOI: 10.1109/TVT.2006.877483
- Engineering Division of the Regional Transportation District. (2005). **RTD Light rail design criteria manual**. [online] on 14 August 2019 at https://nacto.org/wp-content/uploads/2015/04/rtd_light_rail_design_criteria_regional_trans_district.pdf
- Filchev, T., Cook, D., Wheeler, P., Van den Bossche, A., Clare, J., and Valchev, V. (2008, September). High power, high voltage, high frequency transformer/rectifier for HV industrial applications. In 2008 **13th International Power Electronics and Motion Control Conference** (pp. 1326-1331). IEEE. DOI: 10.1109/EPEPEMC.2008.4635452
- Gonzalez-Longatt, F. M., and Rueda, J. L. (Eds.). (2014). **PowerFactory applications for power system analysis**. Springer.

- Griffin, T., Tomsovic, K., Secrest, D., and Law, A. (2000, January). Placement of dispersed generation systems for reduced losses. In **Proceedings of the 33rd annual Hawaii international conference on system sciences** (pp. 9-pp). IEEE.
- Grenier, A., and Page, S. (2012). The impact of electrified transport on local grid infrastructure: A comparison between electric cars and light rail. **Energy policy**, 49, 355-364. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.033>
- Grigoras, G., and Gavrilas, M. (2018). An Improved Approach for Energy Losses Calculation in Low Voltage Distribution Networks based on the Smart Meter Data. In **2018 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)** (pp. 0749-0754). IEEE. DOI: 10.1109/ICEPE.2018.8559612
- Hong, A., Boarnet, M. G., and Houston, D. (2016). New light rail transit and active travel: A longitudinal study. **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, 92, 131-144. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2016.07.005>
- IEEE Std 1653.6-2018. (2018). **IEEE Recommended Practice for Grounding of DC Equipment Enclosures in Traction Power Distribution Facilities**. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8637181
- IEEE Std 260.1-2004 (Revision of IEEE Std 260.1-1993). (2014). **260.1-2004 - IEEE Standard Letter Symbols for Units of Measurement (SI Units, Customary Inch-Pound Units, and Certain Other Units)**. IEEE. DOI: 10.1109/IEEESTD.2004.94618
- Iraklis, A., Iraklis, C., and Hoffrichter, A. (2017). Catenary free battery electric operation with opportunity charging for light rail networks. **Newsletter. IEEE Transportation Electrification Community**
- Iraklis, A., Schirmer, T., Dittus, H., Lusiewicz, A., and Winter, J. (2019). Overview of Three-Stage Power Converter Topologies for Medium Frequency-Based Railway Vehicle Traction Systems. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, 68(4), 3268-3278. DOI: 10.1109/TVT.2019.2895500
- Jiang, J., Cheng, L., Acuna, P., An, F., Yang, S., and Zhang, S. (2017). Fast-swap charging mode: An operation mode for on-board-powered light rail networks. In **2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)** (pp. 477-482). IEEE. DOI: 10.1109/CPE.2017.7915218

- Kothari, D. P., and Nagrath, I. J. (1989). **Modern power system analysis**. Tata McGraw-Hill
- Kulworawanichpong, T. (2015). Multi-train modeling and simulation integrated with traction power supply solver using simplified Newton–Raphson method. **Journal of Modern Transportation**, 23(4), 241-251.
- Landers, T. L., Richeda, R. J., Krizanskas, E., Stewart, J. R., and Brown, R. A. (1998). High phase order economics: Constructing a new transmission line. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 13(4), 1521-1526.
- Li, F., and Yang, Z. Y. (2010). Analysis and management research on the impact of Shanghai-Nanjing intercity railway traction load on power grid. In **CICED 2010 Proceedings** (pp. 1-6). IEEE.
- Li, Z., Han, L., Che, D., and Wang, Q. (2017). Impact of Rail Transit System on Grid Power Quality. In **International Conference on Electrical and Information Technologies for Rail Transportation** (pp. 223-230). Springer, Singapore.
- Mandri-Perrott, C. (2010). Private sector participation in light rail-light metro transit initiatives. **World Bank Publications**.
- Marín, J. A., Jurado, M. F., Pérez, F. E., Arcos, H. N., and Quilumba, F. L. (2017). Study and analysis of harmonic disturbances in the network of the quito electric company to the incorporation of the metro system in quito. In 2017 **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)** (pp. 1-6). IEEE.
- McEachern, A., Grady, W. M., Moncrief, W. A., Heydt, G. T., and McGranaghan, M. (1995). Revenue and harmonics: An evaluation of some proposed rate structures. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 10(1), 474-482. DOI: 10.1109/61.368364
- Meishner, F., and Sauer, D. U. (2019). Wayside energy recovery systems in DC urban railway grids. **eTransportation, Elsevier**. <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.04.001>
- Meyer, D., and Wang, J. (2018). Integrating ultra-fast charging stations within the power grids of smart cities: a review. **IET Smart Grid**, 1(1), 3-10. DOI: 10.1049/iet-stg.2018.0006
- Momoh, J. A. (2017). **Electric power system applications of optimization**. CRC press.
- Moskowitz, J. P., and Cohuau, J. L. (2010). STEEM: ALSTOM and RATP experience of supercapacitors in tramway operation. In 2010 **IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference** (pp. 1-5). IEEE. DOI: 10.1109/VPPC.2010.5729152

- Natarajan, R. (2002). **Computer-aided power system analysis**. CRC Press.
- Pan, H., and Zhang, M. (2008). Rail transit impacts on land use: Evidence from Shanghai, China. **Transportation Research Record**, 2048(1), 16-25. <https://doi.org/10.3141/2048-03>
- Paul, D. (2002). Light rail transit DC traction power system surge overvoltage protection. **IEEE Transactions on Industry Applications (Volume: 38, Issue: 1, Jan/Feb 2002)**, 38(1), 21-28. DOI: 10.1109/28.980340
- Popescu, M., and Bitoleanu, A. (2019). A Review of the Energy Efficiency Improvement in DC Railway Systems. **Energies**, 12(6), 1092. <https://doi.org/10.3390/en12061092>
- Pothinun, T., and Premrudeepreechacharn, S. (2018). Power Quality Impact of Charging Station on MV Distribution Networks: A Case Study in PEA Electrical Power System. In 2018 53rd **International Universities Power Engineering Conference (UPEC)** (pp. 1-6). IEEE. DOI: 10.1109/UPEC.2018.8541921
- Ramadan, H., Ali, A., and Farkas, C. (2018). Assessment of plug-in electric vehicles charging impacts on residential low voltage distribution grid in Hungary. In 2018 6th **International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)** (pp. 105-109). IEEE. DOI: 10.1109/SGCF.2018.8408952
- Ronanki, D., Singh, S. A., and Williamson, S. S. (2017). Comprehensive topological overview of rolling stock architectures and recent trends in electric railway traction systems. **IEEE Transactions on transportation Electrification**, 3(3), 724-738.
- Sadhu, P. K., and Das, S. (2015). **Elements of Power Systems**. CRC Press.
- Salee, S., and Wirasanti, P. (2018). Optimal siting and sizing of battery energy storage systems for grid-supporting in electrical distribution network. In 2018 **International ECTI Northern Section Conference on Electrical, Electronics, Computer and Telecommunications Engineering (ECTI-NCON)** (pp. 100-105).
- Salimi-Beni, A., Farrokhzad, D., Fotuhi-Firuzabad, M., and Alemohammad, S. J. (2006). A new approach to determine base, intermediate and peak-demand in an electric power system. In 2006 **International Conference on Power System Technology** (pp. 1-5).
- Salimi-Beni, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Gharagozloo, H., and Farrokhzad, D. (2005). Impacts of load pattern variation in iran power system on generation system planning. In **Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering**, 2005. (pp. 2216-2219). IEEE.

- Schavemaker, P., and Van der Sluis, L. (2017). **Electrical power system essentials**. John Wiley and Sons.
- Su, C. L., Chin, H. M., Leou, R. C., and Lin, C. H. (2017). Power quality measurements of distribution systems with LRT ultra-fast charging infrastructures. In 2017 **IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia** (IFEEC 2017-ECCE Asia) (pp. 823-827). IEEE. DOI: 10.1109/IFEEC.2017.7992146.
- Sutherland, P. E., Wacławski, M., and McGranaghan, M. F. (2006). System impacts evaluation of a single-phase traction load on a 115-kV transmission system. **IEEE Transactions on power delivery**, 21(2), 837-844. DOI: 10.1109/TPWRD.2006.873126
- Swales, J. M., and Feak, C. B. (2004). **Academic writing for graduate students: Essential tasks and skills (Vol. 1)**. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press.
- Tangprasert, P. (2019). Light rail needs public input. **Bangkok Post** Online Business Section available. [Online] on 14 August 2019 at <https://www.bangkokpost.com/thailand/general/1738563/light-rail-needs-public-input>
- The Modern Tram in Europe (2008). **The Tramway as a Driving Force of Urban Development**. [online] on 14 August 2019 at <http://reconnectingamerica.org/assets/Uploads/The-Modern-Tram-in-Europe.pdf>
- The Qian'an project. (2014). **Urban Tramway Systems**. **Center for Technology and Society**. [online] on 14 August 2019 at https://www.dresden.de/media/pdf/stadtplanung/verkehr/Staedtische_Strassenbahnsystem_e_engl.pdf.
- The San Diego Association of Governments (SANDAG). (2014). **LRT Design criteria manual**. [online] on 14 August 2019 at https://www.sandag.org/uploads/publicationid/publicationid_1896_18413.pdf
- Tonmitr, K., Ratanabuntha, T., Tonmitr, N., and Kaneko, E. (2016). Reduction of power loss from corona phenomena in high voltage transmission line 115 and 230 kV. **Procedia Computer Science**, 86, 381-384. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2016.05.108>
- Topalovic, P., Carter, J., Topalovic, M., and Krantzberg, G. (2012). Light rail transit in Hamilton: Health, environmental and economic impact analysis. **Social Indicators Research**, 108(2), 329-350.

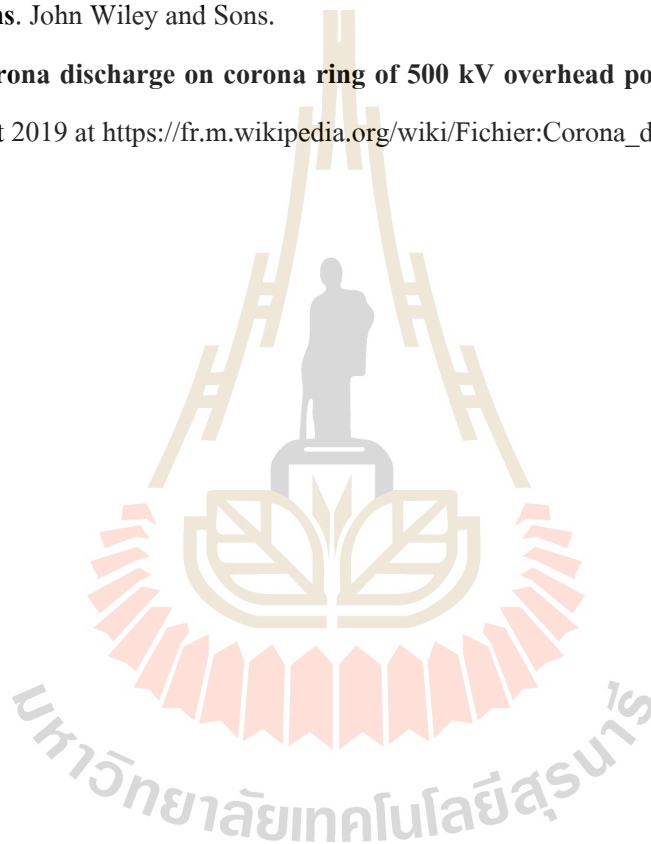
Transport for Greater Manchester. (2018). **21years of Metrolink**. [online] on 14 August 2019 at http://www.bowe.cc/techlib/pdf/Tramways__amp__Urban_Transit_vol76_no910S.pdf

Vuchic, V. R. (2007). **Urban transit systems and technology**. John Wiley and Sons.

Walling, R. A., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J., and Kojovic, L. A. (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on power delivery**, 23(3), 1636-1644.

Weedy, B. M., Cory, B. J., Jenkins, N., Ekanayake, J. B., and Strbac, G. (2012). **Electric power systems**. John Wiley and Sons.

Wikipedia. **Corona discharge on corona ring of 500 kV overhead power line**. [online] on 14 August 2019 at https://fr.m.wikipedia.org/wiki/Fichier:Corona_discharge_1.JPG



ภาคผนวก ก

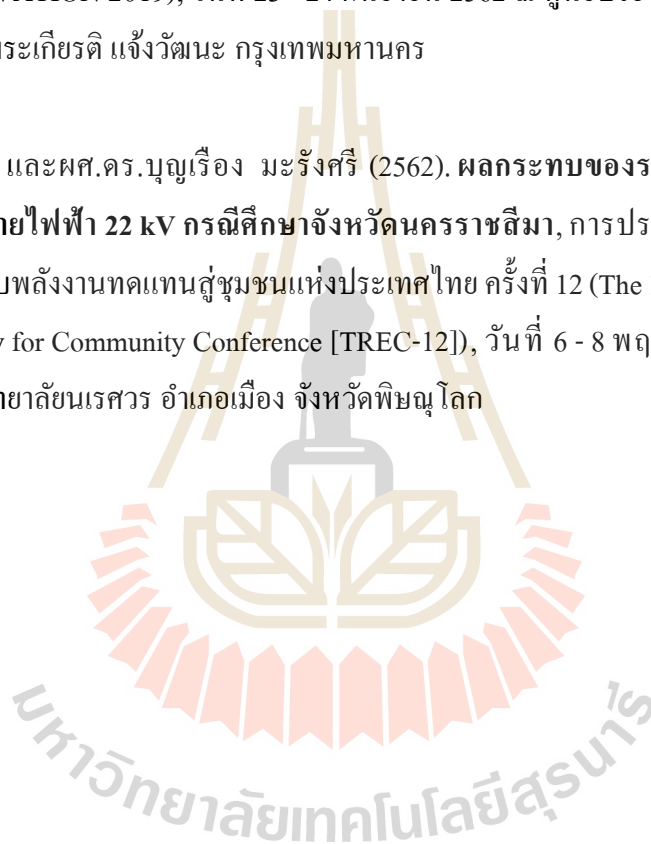
บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา



รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

สุชาติ เต้าทอง และ ผศ.ดร.บุญเรือง มะรังศรี (2562). ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราช สายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา, การประชุมสัมมนาวิชาการ งานประชุมวิชาการ และนวัตกรรม กฟภ. ปี 2562 (PEACON & INNOVATION 2019), วันที่ 23 - 24 กันยายน 2562 ณ ศูนย์ประชุมวายุภักษ์ ศูนย์ราชการเฉลิมพระเกียรติ แจ้งวัฒนะ กรุงเทพมหานคร

สุชาติ เต้าทอง และ ผศ.ดร.บุญเรือง มะรังศรี (2562). ผลกระทบของรถไฟฟ้ารางเบาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV กรณีศึกษาจังหวัดนครราชสีมา, การประชุมสัมมนาเชิงวิชาการ รูปแบบพลังงานทดแทนสู่ชุมชนแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 12 (The 12th Thailand Renewable Energy for Community Conference [TREC-12]), วันที่ 6 - 8 พฤศจิกายน พ.ศ. 2562 ณ มหาวิทยาลัยนเรศวร อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก





PEACON
& INNOVATION

งานประชุมวิชาการ และนวัตกรรม กฟภ. ปี 2562

"PEA Digital Utility"

23 - 24 กันยายน 2562

ณ ศูนย์ประชุมวายุภักษ์ ศูนย์ราชการเฉลิมพระเกียรติฯ แจ้งวัฒนะ

ผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา (IMPACTS OF KORAT LRT GREEN LINE TO 115 KV POWER SYSTEMS : A CASE STUDY OF MUANG DISTRICT, NAKHON RATCHASIMA.)

สุชาติ เต้าทอง¹ *, ผศ.ดร.บุญเรือง มะรังศรี²

¹สาขาวิชาวิศวกรรมการจัดการหลังจบและโลจิสติกส์

²สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

เลขที่ 111 ถนนมหาวิทยาลัย ตำบลสุรนารี อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000

* E-mail: Suchart.tao@pea.co.th

บทคัดย่อ

ตามที่รัฐบาลไทยได้อนุมัติโครงการระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนที่มีแผนดำเนินการภายในเขตเมืองใหญ่ได้แก่ จังหวัดเชียงใหม่ พังงา ภูเก็ต และนครราชสีมาในปี 2563 ซึ่งเป็นไปตามนโยบายเพิ่มศักยภาพทางเศรษฐกิจในระยะยาวในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านการขนส่งและคมนาคมในจังหวัดดังกล่าว เพื่อยกระดับเศรษฐกิจของจังหวัดและเพื่อแก้ไขปัญหารถจราจรภายในเขตเมืองใหญ่ งานศึกษานี้เป็นการศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 kV โดยมุ่งเน้นศึกษาถึงไฟฟ้าสูญเสียทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้า 115 kV ที่โรงซ่อมบำรุง โดยการจำลองเหตุการณ์ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบรถไฟฟ้ารางเบาสายสีเขียว ด้วยโปรแกรม (DeSILENT PowerFactory เพื่อศึกษาผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้านเทคนิค ซึ่งการศึกษาพบว่า ระบบรถไฟฟ้ารางเบาโคราชสายสีเขียวส่งผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV เพิ่มขึ้น ปัจจัยหนึ่งที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษานี้คือ กฟภ. สามารถนำข้อมูลมาใช้ในการจัดเตรียมความพร้อม พัฒนาปรับปรุงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และสามารถนำข้อมูลไปวางแผนระบบโครงข่ายไฟฟ้า 115 kV เพื่อรองรับการใช้งานระบบขนส่งมวลชนแบบ LRT ในเขตเมืองใหญ่ได้

คำสำคัญ: Railway Electrification, LRT, 115 kV, Losses, DeSILENT PowerFactory, Korat LRT Green line

1. บทนำ

ประเทศไทยซึ่งพหุรูปแบบการขนส่งทางถนนเป็นหลัก การขนส่งทางถนนเป็นรูปแบบการขนส่งที่มีต้นทุนสูง ซึ่งส่งผลต่อต้นทุนโลจิสติกส์และความสามารถในการแข่งขันของประเทศไทย ดังนั้นการพัฒนาการขนส่งทางรางของประเทศไทยจะสามารถลดต้นทุนโลจิสติกส์และเพิ่มขีดความสามารถทางการแข่งขันในระดับโลก รัฐบาลไทยจึงมีนโยบายเพิ่มศักยภาพทางเศรษฐกิจในระยะยาวในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านการขนส่งและคมนาคม โดยพระราชกฤษฎีกากำหนดจังหวัดให้การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย (รฟม.) ดำเนินการรถไฟฟ้าเพื่อแก้ไขปัญหารถจราจรภายในเขตเมืองใหญ่พื้นที่เชียงใหม่ ภูเก็ต พังงา และนครราชสีมา [1] โดย รฟม. ได้ดำเนินโครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว มูลค่า 8,275.26 ล้านบาท ระบบรถไฟฟ้ารางเบา (Light Rail Transit : LRT) [2] ซึ่งจากข้อมูลรายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแผนแม่บทจราจรและแผนแม่บทพัฒนาระบบขนส่งสาธารณะในเขตเมืองนครราชสีมา (สนช., เดือนตุลาคม 2560) ได้ชี้ให้เห็นเทคโนโลยีระบบรถไฟ LRT ที่มีระบบการจ่ายพลังงานแบบ Wire-free system หรืออาจเรียกว่า Catenary free ตัวรถไฟจะใช้ระบบขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้าที่ประกอบอยู่ในตัวรถไฟเอง และทุก ๆ การจอดรับผู้โดยสารที่สถานีจะมีการชาร์จไฟฟ้าเข้ามาเก็บยังอุปกรณ์เก็บพลังงานภายในตัวรถไฟ ในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะรับผิดชอบในการจ่ายไฟกระแสไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า 115 kV ส่งจ่ายมายังสถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของ รฟม. ที่โรงซ่อมบำรุง (DEPOT) ณ บริเวณสถานีคูมครองและพัฒนาศักยภาพบ้านนาสีวลี โดยระบบไฟฟ้าภายในของ รฟม. จะเดินสายไฟฝังใต้ดินอยู่ใต้รางรถไฟ LRT จ่ายไฟไปยังสถานี

รถไฟ (Station) ตามแนวเส้นทาง ดังนั้นหาก กฟผ. จ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของ รฟม. ที่โรงซ่อมบำรุง (DEPOT) แล้วอาจจะส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ 115 kV วัตถุประสงค์การศึกษานี้เพื่อศึกษาข้อมูลการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงสุดในการเตรียมรับมือหรือตอบสนองความต้องการพลังงานไฟฟ้าของระบบโลจิสติกส์ในภาคการขนส่งมวลชนสาธารณะในเขตเมืองใหญ่กรณีศึกษานี้

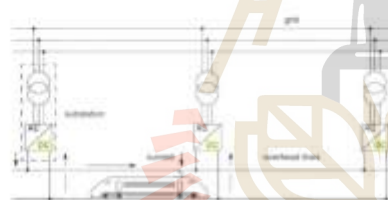
2. ทฤษฎีและข้อมูลทั่วไปที่เกี่ยวข้อง

2.1 ประเภทของโหลดที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า [6]

2.1.1 โหลดที่อยู่อาศัย (Residential loads)

2.1.2 โหลดเชิงพาณิชย์และอุตสาหกรรม (Commercial and Industrial loads)

2.1.3 โหลดรถไฟ (Electric Railway loads) โดยมีหลักการจ่ายไฟ DC ให้รถไฟ ดังรูปที่ 1 และหลักการจ่ายไฟ AC ให้รถไฟ ดังรูปที่ 2



รูปที่ 1 หลักการจ่ายไฟ DC ให้รถไฟ



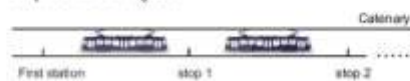
รูปที่ 2 หลักการจ่ายไฟ AC ให้รถไฟ

2.1 ระบบไฟฟ้าของรถไฟ (Electrification System)

ระบบไฟฟ้าที่ใช้สำหรับจ่ายไฟให้รถไฟ เพื่อขับเคลื่อนขบวนรถ แบ่งได้ดังนี้

- 1) ระบบจ่ายไฟเหนือหัว (Overhead Catenary) ดังรูปที่ 3
- 2) ระบบจ่ายไฟแบบใช้รางที่สาม (Third Rail Collector Shoe)

3) ระบบจ่ายไฟ Catenary free เช่น แบบเจ้าสถานีแล้วให้เทคโนโลยีชาร์จไฟแบบรวดเร็วเข้า Battery On board ในรถไฟเพื่อใช้ในการขับเคลื่อน แบบมีระบบจ่ายไฟที่ด้านใต้รางเข้าชุดขับเคลื่อน ดังรูปที่ 4

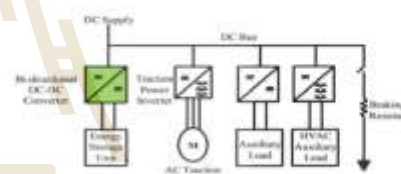


รูปที่ 3 ระบบจ่ายไฟเหนือหัว



รูปที่ 4 ระบบจ่ายไฟ Catenary free

ตัวอย่างโคดระบบระบบกับพลังงานแบบ On board ของรถไฟ LRT แบบ Catenary free แสดงดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 ตัวอย่างโคดระบบระบบกับพลังงานแบบ On board

2.3 รถไฟฟ้ารางเบา (Light Rail Vehicle) เป็นรถไฟขนาดเล็กที่วิ่งให้บริการในเขตเมือง ให้บริการในบริเวณที่ความหนาแน่นของผู้โดยสารไม่มากนัก สามารถวางรางวิ่งร่วมกับขบวนอื่นๆ บนถนนก็ได้ หรือจัดวางรางให้เป็นการเฉพาะเป็นที่รู้จักกันในนาม Street car หรือ Trolley car หรือ Tram รถไฟฟ้ารางเบาช่วยแก้ไขปัญหาด้านขนส่งขนาดเล็กไม่เกิน 2.5 ไมครอน (PM2.5) ซึ่งเป็นอันตรายอย่างยิ่งต่อสุขภาพของมนุษย์ จากสาเหตุจากการเผาไหม้จากเครื่องยนต์ของยานพาหนะต่างๆ ตัวอย่างรถไฟ LRT แบบ Catenary-Free รุ่น Bombardier, Flexity Swift, M5 0 0 0, High floor, with MITRAC Energy Saver แสดงดังรูปที่ 6 รถไฟ LRT แบบ Catenary-Free ที่ DEPOT ในต่างประเทศ แสดงดังรูปที่ 7



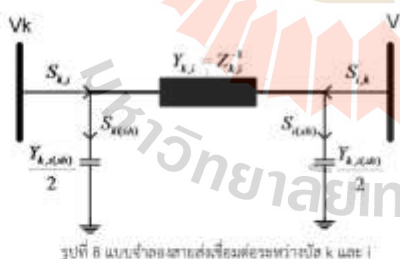
รูปที่ 6 รถไฟ LRT แบบ Catenary-Free ขณะจอดที่สถานีบีบีซี โดยสถานีในต่างประเทศ (ที่มา: https://tfgn.com/)



รูปที่ 7 รถไฟ LRT แบบ Catenary-Free ที่ DEPOT ในต่างประเทศ (ที่มา: https://tfgn.com/)

2.4 สมการการไหลกำลังไฟฟ้า

การศึกษาไหลของไฟฟ้า มีประโยชน์ คือทราบสถานะความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของระบบปัจจุบัน และระบบในอนาคตเมื่อมีโหลดที่คาดการณ์การพยากรณ์มากขึ้น โดยพื้นฐานการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ามีหลายวิธี เช่น วิธีของเกาส์ และเกาส์-ไฮดัล วิธีของนิวตัน-ราฟ เป็นต้น แบบจำลองพื้นฐานในการศึกษาไหลของไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 8



รูปที่ 8 แบบจำลองสายส่งเชื่อมระหว่างบัส k และ i

กำลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสาย ตามรูปที่ 8 คำนวณได้ดังนี้

$$S_{k,i(loss)}^* = S_{k,i}^* + S_{i,k}^* = P_{k,i(loss)} - jQ_{k,i(loss)} \quad (1)$$

2.5 หลักการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

2.5.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า มีดังนี้

1) กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิค (Technical loss) คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สามารถคำนวณได้ทางเทคนิค ได้แก่ กำลังสูญเสียในระบบส่งและสถานีไฟฟ้า กำลังสูญเสียในสายป้อน กำลังสูญเสียในหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า กำลังสูญเสียเนื่องจากจุดต่อของอุปกรณ์ และกำลังสูญเสียในสายแรงต่ำ

2) กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค (Non-technical loss) คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่สามารถคำนวณได้ทางเทคนิค ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ณ จุดต่อเชื่อมอุปกรณ์ในระบบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดจากการคายประจุของฉนวนลูกถ้วย การลักลอบใช้ไฟฟ้า และการอ่านหน่วยผิดพลาดเนื่องจากความคลาดเคลื่อนของมิเตอร์ โดยในการประเมิน เราจะคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียส่วนนี้โดยการหาผลต่างระหว่างข้อมูลกำลังไฟฟ้าเข้า กับข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่จุดไหลรวมกับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคที่คำนวณได้

2.5.2 การประเมินค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย มีดังนี้

1) วิธีการวัดผลต่างระหว่างหน่วยไฟฟ้าที่ซื้อและหน่วยไฟฟ้าที่ขาย มีข้อดีคือเป็นวิธีการที่ทราบผลรวมของทั้ง Technical และ Non-technical loss สามารถคำนวณได้โดยสะดวกและชัดเจน เนื่องจากการบันทึกข้อมูลไว้ แต่มีข้อเสีย คือ เกิดความผิดพลาดได้ง่าย เนื่องจากระบบการจดหน่วยที่แตกต่างกัน ไม่สามารถแยกปริมาณ Technical และ Non-technical loss ไม่สามารถแยกแยะว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นมาจากส่วนประกอบใด (สายแรงสูง หม้อแปลง สายแรงต่ำ) และมีค่าเป็นปริมาณมากน้อยเพียงใด

2) วิธีการคำนวณโดยใช้แบบจำลองของระบบไฟฟ้า มีข้อดีคือสามารถแยกแยะได้ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นมาจากส่วนประกอบใด (สายแรงสูง หม้อแปลง สายแรงต่ำ) และมีค่าเป็นปริมาณมากน้อยเพียงใด แต่มีข้อเสียคือทราบเฉพาะ Technical loss

2.6 เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.

ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 โดยเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการในพื้นที่ของ กฟภ. ระบุค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใดๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมกับผู้ใช้บริการ ให้อยู่ในกรอบแรงดันไฟฟ้าตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ.

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 kV	120.7 kV	109.2 kV	126.5 kV	103.5 kV
69 kV	72.4 kV	65.5 kV	75.9 kV	62.1 kV
33 kV	34.7 kV	31.3 kV	36.3 kV	29.7 kV
22 kV	23.1 kV	20.9 kV	24.2 kV	19.8 kV
380 V	418 V	342 V	418 V	342 V
220 V	240 V	200 V	240 V	200 V

2.7 ข้อมูลโครงการ Korat LRT สายสีเขียว

โครงการรถไฟฟ้า LRT จังหวัดนครราชสีมา เส้นทางสายสีเขียว สายสีส้ม สายสีม่วง และเส้นทางส่วนต่อขยาย แสดงดังรูปที่ 9

โครงการรถไฟฟ้า LRT สายสีเขียว ช่วงตลาดเซฟวัน-ถนนมรุขมนคร-สถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนาสีสุรินทร์ ระยะทาง 11.17 กิโลเมตร ตัวรถไฟฟ้า LRT จะใช้ระบบขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้าที่ประจุไว้ในตัวรถเอง และทุกๆ การจอดรับผู้โดยสารที่สถานี จะมีการชาร์จไฟฟ้าเข้ามาเก็บยังตัวรถไฟฟ้า ซึ่งข้อดีคือไม่ต้องสร้างระบบรางไฟฟ้าเหมือนที่หัวขบวนบีทีเอสของเมือง ใช้ระบบประจุไฟฟ้าเข้ามาเก็บยังตัวรถทุกๆ การจอดที่สถานีแทน รองรับการใช้งานได้ตลอดทั้งวัน โดยไม่ต้องหยุดชาร์จไฟเป็นเวลานาน อุปกรณ์กักเก็บพลังงานไฟฟ้าถูกชาร์จไฟจนเต็มที่ DEPOT และเมื่อวิ่งออกไปให้บริการ โดยมีแหล่งจ่ายไฟเพื่อเพิ่มระดับประจุไฟฟ้า ทุกๆ สถานีรับส่งผู้โดยสาร พื้นที่โครงการ แสดงดังรูปที่ 10 แนวเส้นทางของโครงการ LRT สายสีเขียว แสดงดังรูปที่ 11



รูปที่ 9 โครงการรถไฟฟ้า LRT เส้นทางสายสีเขียว สายสีส้ม สายสีม่วง



รูปที่ 10 พื้นที่ของโครงการ LRT สายสีเขียว



รูปที่ 11 แนวเส้นทางของโครงการ LRT สายสีเขียว

2.8 ข้อมูลการจ่ายไฟของกรณีศึกษา

กรณีศึกษาเลือกระบบสายส่งไฟฟ้า 115 kV ของ กฟผ. ที่จ่ายไฟให้กับโหลดในพื้นที่เทศบาลนครนครราชสีมา ทางสรรพสินค้า นิคมอุตสาหกรรมสุรนารี นิคมอุตสาหกรรมนวนคร โรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ แหล่งจ่ายไฟฟ้าหลักของระบบนี้รับไฟจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ระดับแรงดัน 230 kV ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเพื่อลดระดับแรงดันเหลือ 415 kV สถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในโครงข่ายไฟฟ้ามีทั้งสถานีไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. อีกทั้งยังมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (VSPP) จ่ายไฟเข้าสู่ระบบ 22 kV ด้วย โดยโหลดของแต่ละสถานีไฟฟ้ามีข้อมูลดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 โหลดแต่ละสถานีไฟฟ้าที่รับไฟจากสายส่ง 115 kV ที่เกี่ยวข้องกับกรณีศึกษา

ลำดับ	สถานีไฟฟ้า	Peak Load	
		(MW)	(MVA)

ลำดับ	สถานีไฟฟ้า	Peak Load	
		(MW)	(MVar)
1	สหกรณ์การเกษตร 3	44.03	15.74
2	สหกรณ์การเกษตร 8	30.99	10.55
3	สหกรณ์การเกษตร 5	20.35	5.84
4	บจก.เอ็นเอ็นที	9.99	8.16
5	บจก.สวทวช	9.96	6.6
6	บจก.เนตส์	1.56	0.76
7	บจก.ราชธานีพาณิชย์	10.48	3.68
8	บจก.สยามวิเทศ	5.12	1.76
9	บจก.ซีทีบีธนชาต	6.06	1.62
10	สห.หัวหมาก	35.70	18.03
11	สห.โคกกระดังงะ 1	41.05	14.4
12	สห.โคกกระดังงะ 2	17.72	6.94
13	บจก.พีซีเอส เอสเคพี	30.60	15.21
14	บจก.ราชธานีพาณิชย์	6.12	5.04
15	บจก.แสนย	10.26	4.02
16	บจก.ซีเมนต์	63.84	18.36

4. การจำลองเหตุการณ์

4.1 วิธีการศึกษา

ทำการวิเคราะห์ข้อมูลในช่วงวันที่ 1 มิถุนายน 2562 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2562 โดยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DigSILENT ดังนี้

- 1) การทดสอบกรณีฐาน (Base case) โดยพิจารณาสถานการณ์จ่ายไฟในปัจจุบัน
- 2) การทดสอบกรณี 1 โดยพิจารณากรณีที่มีการจ่ายไฟกระแสไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า 115 kV ส่งเข้ามายังสถานีไฟฟ้า 115 kV ของ รฟม. ที่เขตดอนเมือง (DEPOT) ณ บริเวณสถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนาวิสัย
- 3) การทดสอบกรณี 2 โดยพิจารณากรณีที่มีการจ่ายไฟกระแสไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า 115 kV ส่งเข้ามายังสถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของ รฟม. ที่ตลาดเซฟวัน และส่งจ่ายมายังสถานีไฟฟ้า 115 kV ของ รฟม. ที่ DEPOT ณ บริเวณสถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนาวิสัย ซึ่งเป็นการจ่ายไฟแบบพัวและท้ายให้กับระบบ ERT โดยพิจารณากรณีโหลด 24 ชั่วโมงของสถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของ รฟม. ที่ตลาดเซฟวัน และที่ DEPOT ณ บริเวณสถานคุ้มครองและพัฒนาอาชีพบ้านนาวิสัย

4.2 โหลดสถานีไฟฟ้า 115 kV ของ รฟม. ที่ DEPOT

การประเมินโหลด 24 ชั่วโมงของสถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของ รฟม. ที่ DEPOT แสดงดังรูปที่ 12



รูปที่ 12 โหลด 24 ชั่วโมงของสถานีไฟฟ้า DEPOT 115 kV ของ รฟม.

4.3 โหลดสถานีไฟฟ้า 115 kV ของ รฟม. ที่ตลาดเซฟวัน

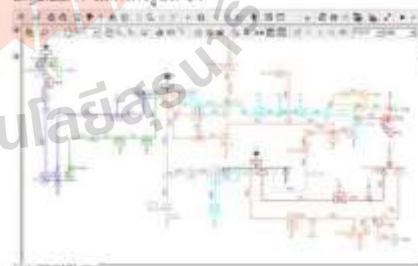
การประเมินโหลด 24 ชั่วโมงของสถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ของ รฟม. ที่ตลาดเซฟวัน แสดงดังรูปที่ 13



รูปที่ 13 โหลด 24 ชั่วโมงของสถานีไฟฟ้า SAVEONE 115 kV ของ รฟม.

4.4 แบบจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV

แบบจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DigSILENT แสดงดังรูปที่ 14



รูปที่ 14 แบบจำลองเหตุการณ์ระบบ 115 kV

5 ผลการศึกษา

5.1 ผลการจำลองเหตุการณ์กรณีฐาน (Base case) แสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการจำลองเหตุการณ์กรณีฐาน

ระบบสายส่ง Line	Peak Load (MW)	Infeed (kWh)	Losses 24 ชั่วโมง (kWh)
NR2 - HTA (Line 1)	85.562	1,636,547	6,687
NR2 - KOT (Line 3)	55.134	1,058,923	1,843
NR2 - KOU (Line 7)	27.503	374,396	236
NR2 - NRC	37.823	623,503	1,385
NR2-HTA (Line 8)	44.906	931,057	2,067

5.2 ผลการจำลองเหตุการณ์กรณี 1 แสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ผลการจำลองเหตุการณ์กรณี 1

ระบบสายส่ง Line	Peak Load (MW)	Infeed (kWh)	Losses 24 ชั่วโมง (kWh)
NR2 - HTA (Line 1)	85.562	1,636,547	6,687
NR2 - KOT (Line 3)	55.134	1,058,923	1,843
NR2 - KOU (Line 7)	27.503	374,396	236
NR2 - NRC	37.823	623,503	1,385
NR2-HTA (Line 8)	54.747	1,116,682	2,972

5.3 ผลการจำลองเหตุการณ์กรณี 2 แสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลการจำลองเหตุการณ์กรณี 2

ระบบสายส่ง Line	Peak Load (MW)	Infeed (kWh)	Losses 24 ชั่วโมง (kWh)
NR2 - HTA (Line 1)	85.562	1,636,547	6,687
NR2 - KOT (Line 3)	55.134	1,057,080	1,843
NR2 - KOU (Line 7)	27.503	374,396	236
NR2 - NRC	37.823	625,305	1,385

ระบบสายส่ง Line	Peak Load (MW)	Infeed (kWh)	Losses 24 ชั่วโมง (kWh)
NR2-HTA (Line 8)	56.471	1,146,830	3,019

6. การอภิปรายผล

งานวิจัยเรื่องนี้มุ่งศึกษากำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิค โดยที่รถไฟ LRT วิ่งที่ความเร็ว 30 km ต่อชั่วโมง เนื่องจากไม่สามารถประมาณได้ในสภาพจริงได้ ผู้วิจัยจึงศึกษากรณีฐาน (Base case) กรณี 1 กรณี 2 ผลของการจำลองเหตุการณ์สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เปรียบเทียบผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคของระบบ ด้วยวิธีการที่นำเสนอ

Case	Losses 24 ชั่วโมง (kWh)
Base case	12,218
กรณี 1	13,123
กรณี 2	13,170

การที่มีโหลดทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังจะทำให้เกิดการสูญเสียทางไฟฟ้าขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ซึ่งการสูญเสียนี้จะเป็นเชิงเส้น แต่จะแปรผันตามกำลังสองของกระแสไฟฟ้าในขณะนั้น ดังนั้นการจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบ LRT ในช่วงที่มีการะทางไฟฟ้าสูงสุด จะเพิ่มปริมาณกำลังสูญเสียทางไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังด้วย

6. สรุปผลการศึกษา

งานวิจัยเรื่องนี้พบว่า เมื่อมีการจ่ายไฟฟ้าให้ระบบ LRT จะส่งผลกระทบต่อให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 115 kV โดยพบว่าหากทาง รฟม. มีการจ่ายไฟแบบฟิวและฟ้ายให้กับระบบ 115 kV จะยังเป็นผลต่อหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. งานวิจัยในอนาคตต้องพยายามตอบคำถามว่า จะต้องมีการควบคุมหรือแนวทางการบรรเทาผลกระทบดังกล่าวอย่างไร และหากมีการจ่ายไฟในสถานการณ์จริงก็ควรมีการติดตามค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียอย่างต่อเนื่องด้วย

7. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ รศ.ดร. ธนัชชัย กุลวรรณิพงษ์ ที่ให้การสนับสนุนในการศึกษานี้ และขอขอบคุณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จังหวัดนครราชสีมา (กฟภ.3) ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลระบบไฟฟ้าในการศึกษานี้

เอกสารอ้างอิง

- [1] ราชกิจจานุเบกษา (2562), พระราชกฤษฎีกากำหนดจังหวัดให้การรถไฟฟ้ามหานครแห่งประเทศไทยดำเนินการรถไฟฟ้า, [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2562/A/044/T_0020.PDF, เข้าดูเมื่อวันที่ 04/04/2562
- [2] การรถไฟฟ้ามหานครแห่งประเทศไทย (2562), โครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา (สายสีเขียว), [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา <https://www.mvta.co.th/th/projectelectrictrain/regional-major-cities/nakhonratchasima/?AspxAutoDetectCookieSupport=1>, เข้าดูเมื่อวันที่ 19/05/2562
- [3] ชนิดชัย กุลธรรมาภิบาล (2561), ระบบจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟ (Railway Electrification), สำนักวิชาการวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
- [4] สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (2560), รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแผนแม่บทจราจรและแผนแม่บทพัฒนาระบบขนส่งสาธารณะในเขตเมืองนครราชสีมา
- [5] ราชกิจจานุเบกษา (2559), ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. ๒๕๕๙, [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา <http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2559/E/051/3.PDF>, เข้าดูเมื่อวันที่ 04/04/2562
- [6] Iraklis, A., Iraklis, C., & Hoffrichter, A. (2017). Catenary free battery electric operation with opportunity charging for light rail networks. Newsletter.
- [7] Schavemaker, P., & Van der Sluis, L. (2017). Electrical power system essentials. John Wiley & Sons.
- [8] Davidson, I. E., Odubiyi, A., Kachienga, M. O., & Manhire, B. (2002). Technical loss computation and economic dispatch model for T&D systems in a deregulated ESL. *Power Engineering Journal*, 16(2), 55-60.
- [9] Gonzalez-Longatt, F. M., & Rueda, J. L. (Eds.). (2014). *PowerFactory applications for power system analysis*. Springer.
- [10] Sutherland, P. E., Wacławski, M., & McGranaghan, M. F. (2006). System impacts evaluation of a single-phase traction load on a 115-kV transmission system. *IEEE Transactions on power delivery*, 21(2), 837-844.
- [11] Cheng, L., Acuna, P., Wei, S., Fletcher, J., Wang, W., & Jiang, J. (2017). Fast-swap charging: an improved operation mode for catenary-free light rail networks. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 67(4), 2912-2920.
- [12] Jiang, J., Cheng, L., Acuna, P., An, F., Yang, S., & Zhang, S. (2017, April). Fast-swap charging mode: An operation mode for on-board-powered light rail networks. In 2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG) (pp. 477-482). IEEE.
- [13] Al-Ezee, H., Tennakoon, S. B., Taylor, L., & Scheidecker, D. (2015, September). Aspects of catenary free operation of DC traction systems. In 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC) (pp. 1-5). IEEE.
- [14] Natarajan, R. (2002). *Computer-aided power system analysis*. CRC Press.
- [15] ศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการวิจัยเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายจ่ายไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระยะที่ 2



**ผลกระทบของรถไฟฟ้ารางเบาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV
กรณีศึกษาจังหวัดนครราชสีมา**
**Impacts of Light Rail Transit on 22 kV Distribution Systems:
Case Study in Nakhon Ratchasima Province.**

สุชาติ เชาว์ทอง ^{1*} และ ผศ.ดร.บุญเรือง วัชรวัศรี ²

¹ สาขาวิศวกรรมการจัดการพลังงานและโลจิสติกส์ สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

² สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีเป้าหมายศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟฟ้ารางเบาต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า 22 kV และแรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV เมื่อวงจรการจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่เมืองนครราชสีมา สถานีไฟฟ้า นม.2 พิคเจอร์ 5 เมื่อมีการเชื่อมต่อการประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟฟ้า LRT ที่สถานีรับส่งผู้โดยสารที่เกี่ยวข้อง ตามเส้นทางการเดินรถของโครงการรถไฟฟ้า LRT จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว โดยการจำลองเหตุการณ์ทั้งก่อนและหลังการจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบ LRT สายสีเขียว ด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ผลการศึกษาพบว่า เมื่อมีการจ่ายไฟฟ้าให้ระบบรถไฟฟ้า LRT ขนาดของโหลดทางไฟฟ้าของรถไฟฟ้า LRT มีผลกระทบทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน 22 kV เพิ่มขึ้น และเกิดแรงดันตกปลายสาย 22 kV แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานความแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งผลกระทบดังกล่าวไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ แต่ก็มีแนวทางในการจัดการพลังงานไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบดังกล่าวด้วยการเพิ่มสถานีไฟฟ้าและตัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหมาะสม

คำสำคัญ: ผลกระทบ, รถไฟฟ้ารางเบา, LRT, ระบบไฟฟ้ากำลัง, การจัดการพลังงาน, DigSILENT PowerFactory

บทนำ

ตามที่รัฐบาลไทยได้อนุมัติแผนดำเนินการระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนที่จังหวัดเชียงใหม่ พังงา ภูเก็ต และ นครราชสีมาในปี 2563 [1] ซึ่งเป็นไปตามนโยบายเพิ่มศักยภาพทางเศรษฐกิจในระยะยาวสำหรับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านการขนส่งและคมนาคม เพื่อยกระดับขีดความสามารถของจังหวัดและเพื่อแก้ไขปัญหาจราจรภายในเขตเมืองใหญ่ โดยการรถไฟแห่งประเทศไทย (รฟท.) มีแผนงานดำเนินการระบบรถไฟฟ้ารางเบา (Light Rail Transit: LRT) จังหวัดนครราชสีมา เส้นทางสายสีเขียว ระยะทางรวม 11.17 กิโลเมตร ในรูปแบบการไม่ใช้คนร่วมลงทุนในกิจการของรัฐ (PPP) มูลค่าเงินลงทุน 8,275.26 ล้านบาท [2] ระบบรถไฟฟ้า LRT ที่จะนำมาใช้ดำเนินการเดินรถแบบไร้ตัวนำสัมผัส (Catenary-free) ตัวรถไฟฟ้าจะใช้ระบบขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้าที่ประจุไว้ในตัวรถไฟฟ้าแต่ละตู้ การจ่ายและผู้โดยสารที่สถานี จะมีการชาร์จไฟฟ้าระดับแรงดัน 750 V-DC เข้ามาเก็บยังตัวรถไฟฟ้าด้วย ซึ่งข้อดีคือไม่ต้องสร้างระบบวางไฟฟ้าเหนือหัวหรือระบบสายตัวนำสัมผัสอากาศ (Overhead catenary system) ที่จะบดบังทัศนียภาพ [3] โดยระบบจ่ายไฟฟ้าสำหรับรถไฟ (Railway electrification) จะรับไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟผ.)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลัง มีหน้าที่ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) ไปให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วย สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันกลาง 22 kV หม้อแปลงจำหน่าย และสายไฟฟ้าแรงต่ำ ระบบไฟฟ้ากำลังที่จ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมาอยู่ในความรับผิดชอบของ กฟผ. ซึ่ง

*Corresponding author: Tel.: 081-8063591, E-mail address: Suchart.tao@psa.co.th

ปัจจุบันมีระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ (SCADA) ในการจัดการพลังงานไฟฟ้า มีสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 5 สถานี ไฟฟ้าได้แก่ นม.1 นม.2 นม.3 นม.4 และ นม.5 มีระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22kV จำนวน 45 ฟีดเดอร์ จ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้า

ปัญหาจากการเพิ่มโวลต์ระบบรถไฟ LRT เข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นจะทำให้การทำงานและการควบคุมระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อนเพิ่มขึ้น อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น ระดับแรงดันไฟฟ้า หรือขนาดกระแสลัดวงจรในระบบเปลี่ยนไปจากค่าที่กำหนด ค่าเทรเวอร์แอมป์เตอร์ของระบบมีค่าลดลง เป็นต้น อีกทั้งประเด็นการมีจ่ายไฟฟ้า 22 kV ให้ระบบจราจรไฟของรถไฟตามสถานีรับส่งผู้โดยสาร โดยมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. อาจก่อให้เกิดปัญหากับผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นที่อยู่ปลายสายระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาผลกระทบของรถไฟ LRT ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อนำข้อมูลมาบริหารจัดการพลังงาน เช่น วางแผนการจ่ายไฟฟ้าในระบบรถไฟ LRT ในตำแหน่งที่เหมาะสม สอดคล้องกับข้อมูลของระบบไฟฟ้าจริงในปัจจุบัน เป็นต้น โดยสำคัญในการให้บริการของ กฟผ. คือ ค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใดๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นไปตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 โดยคณะกรรมการให้การให้บริการในพื้นที่ของ กฟผ. ระบบแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใดๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมกับผู้ใช้บริการ ให้อยู่ในกรอบแรงดันไฟฟ้าตามตารางที่ 1 [4]

ตารางที่ 1 เกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ.

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 kV	120.7 kV	109.2 kV	126.5 kV	103.5 kV
69 kV	72.4 kV	65.5 kV	75.9 kV	62.1 kV
33 kV	34.7 kV	31.3 kV	36.3 kV	29.7 kV
22 kV	25.1 kV	20.9 kV	24.2 kV	19.8 kV
380 V	418 V	342 V	418 V	342 V
220 V	240 V	200 V	240 V	200 V

มีงานวิจัยที่ได้ศึกษาผลกระทบของรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดย [5] ได้ศึกษาผลกระทบระบบรถไฟ LRT ต่อคุณภาพไฟฟ้าของในระบบไฟฟ้า โดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า พบว่า แรงดันไฟฟ้าเกิดการเบี่ยงเบนและเกิดการมีฮาร์มอนิกส์ค่อนข้างสูงที่บัสที่เชื่อมต่อในระบบประจุแบบแคปซิเตอร์ ซึ่งตัวกำเนิดฮาร์มอนิกส์ก็คือ AC/DC Rectifier [6] ได้ศึกษาผลกระทบของวงจรแปลงคลื่น AC เป็น DC ถือได้ว่าเป็นโหลดอิเล็กทรอนิกส์กำลังซึ่งจะมีพฤติกรรมเสมือนเป็นโหลดกำลังไฟฟ้าคงตัว เมื่อนำโหลดชนิดดังกล่าวมาต่อกับระบบไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบโดยตรง [7] ได้ศึกษาผลกระทบของระบบรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้ากำลังระดับแรงดัน 115 kV [8] ได้ศึกษาพบว่ากระแสฮาร์มอนิกส์ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวด กำลังไฟฟ้าสูญเสียในแกนเหล็ก เป็นต้น และทำให้เกิดความร้อนของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังด้วย [9] ศึกษาผลกระทบของฮาร์มอนิกส์และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เกิดขึ้นจากระบบรถไฟ LRT ที่มีต่อระบบไฟฟ้าข้างอีกเสียงไม่ได้ ปัจจัยที่ทำให้เกิดฮาร์มอนิกส์ ได้แก่ ความผันผวนของแหล่งจ่ายไฟ, ตัวเรียงกระแส (Rectifier diode), วงจรเริ่มวิ่ง (Starting) หรือการเบรก (Braking) ของรถไฟ, การสวิตช์แหล่งจ่ายไฟให้กับรถไฟ ฯลฯ ในส่วนกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่สูงขึ้นนี้จะทำให้ค่าเทรเวอร์แอมป์เตอร์ของระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้น เกิดความไม่เสถียรของแรงดันไฟฟ้า งานวิจัยข้างต้นได้ให้ความสนใจในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของรถไฟ LRT ต่อระบบไฟฟ้าในต่างประเทศในแง่มุมด้านประสิทธิภาพการเดินรถไฟเท่านั้น แต่ยังไม่มีความวิจัยด้านมุมมองของการไฟฟ้าจำหน่าย

ในงานวิจัยนี้นำเสนอผลกระทบจากการจ่ายไฟ 22 kV ให้กับระบบรถไฟ LRT ตามตำแหน่งสถานีรับส่งผู้โดยสารของโครงการระบบรถไฟ LRT จังหวัดนครราชสีมา สายสีเขียว มุ่งเน้นหาค่าขอบของผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน 22 kV เนื่องจากค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีความสำคัญกับดัชนีชี้วัดผลงาน (Key Performance Indicator: KPI) ของหน่วยงาน กฟผ. และผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22 kV ก็เป็นสิ่งสำคัญในการให้บริการของ กฟผ.

สถานีตลาดแม่กิมเฮง, สถานีถนนราชดำเนิน, สถานีแยกประปา, สถานีโรงเรียนสุรนารีวิทยา, สถานีราชภัฏ, สถานีราช มงคล, สถานีโรงแรมดุสิตปิ่นเกล้า, สถานีบ้านนาวิสิทธิ์ เวลา 06:00 น., 06:04 น., 06:06 น., 06:09 น., 06:11 น., 06:13 น., 06:15 น., 06:18 น., 06:20 น., 06:21 น., 06:23 น., 06:25 น., 06:28 น., 06:30 น., 06:32 น., 06:34 น., 06:36 น. ตามลำดับ โดยปล่อยขบวนรถไฟทุก ๆ 15 นาที

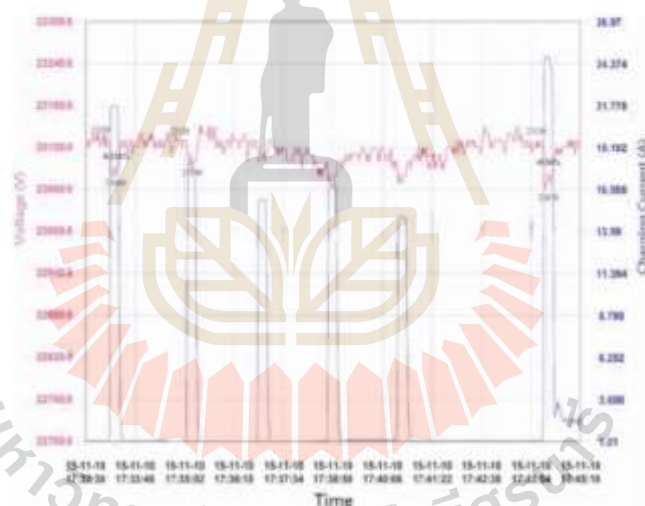
ตารางเดินรถสายสีเขียว (เที่ยวกลับ) มีดังนี้ DEPOT, สถานีบ้านนาวิสิทธิ์, สถานีโรงแรมดุสิตปิ่นเกล้า, สถานีราช มงคล, สถานีราชภัฏ, สถานีโรงเรียนสุรนารีวิทยา, สถานีแยกประปา, สถานีถนนชุมพล, สถานีธนาคารยูโอบี, สถานีคลอง พลาซ่าใหม่, สถานีตลาดแม่กิมเฮง, สถานีแยกเกียกชะ, สถานีเทศบาลนคร, สถานีหัวรถไฟ, สถานีสวนภูมิรักษ์, สถานีชุมชน ประสาทสุข, สถานีสำนักงานคุมประพฤติ, สถานีอุเอ็ดชัย, สถานีตลาดมิตรภาพ, สถานีตลาดเจฟวัน เวลา 06:00 น., 06:02 น., 06:04 น., 06:06 น., 06:07 น., 06:09 น., 06:12 น., 06:15 น., 06:17 น., 06:19 น., 06:21 น., 06:24 น., 06:26 น., 06:27 น., 06:29 น., 06:33 น., 06:35 น., 06:38 น., 06:40 น., 06:43 น. ตามลำดับ โดยปล่อยขบวนรถไฟทุก ๆ 15 นาที

1.2 ข้อมูลพฤติกรรมการประจุไฟฟ้าของรถไฟ LRT

ข้อมูลพฤติกรรมการการประจุไฟฟ้าของรถไฟ LRT อ้างอิงผลการวัดค่าแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้า ดังในภาพ ที่ 3 (ที่มาข้อมูล: Chun-Lien Su, 2017)

ค่าพารามิเตอร์ รถไฟ LRT พิจารณาโหลดสูงสุดเมื่อประจุไฟฟ้าที่สถานีที่เกี่ยวข้อง

- ค่า Load Flow / Input mode = $S_i \cos(\phi)$
- ค่า Apparent power = 0.55 MVA
- ค่า Power factor (PF) = 1



ภาพที่ 3 แสดงการวัดค่าแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าขณะประจุไฟฟ้าให้รถไฟ LRT (ที่มา: Chun-Lien Su, 2017) [5]

1.3 ข้อมูลแหล่งจ่ายไฟ (Source data)

ค่าพารามิเตอร์ ข้อมูลแหล่งจ่ายไฟ ใช้ข้อมูลจากผลการวัดจากมาตรวัดสถานีไฟฟ้าและระบบ SCADA

- ค่า Nominal voltage = 22.73 kV (Line to Line)

1.4 ข้อมูลโหลดระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV พื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมา

ข้อมูลโหลดสูงสุด ณ วันที่ 15 กรกฎาคม 2562 รายชั่วโมง พีดเดอร์ NR805 (นม.2 วงจร 5) แสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ข้อมูลโหลดสูงสุด ณ วันที่ 15 กรกฎาคม 2562 รายชั่วโมง พีดเดอร์ NR805 (นม.2 วงจร 5)

เวลา	Peak Load (MW)	Peak Load (MVar)
0:00	2.11	0.52
1:00	2.03	0.46
2:00	1.77	0.3
3:00	1.79	0.43
4:00	1.69	0.37
5:00	1.69	0.37
6:00	1.7	0.32
7:00	4.65	1.2
8:00	5.43	1.67
9:00	6.44	2.01
10:00	6.7	2.3
11:00	7.16	2.32
12:00	6.87	2.06
13:00	6.36	2.02
14:00	6.55	2.34
15:00	6.43	2.18
16:00	6.39	2.2
17:00	5.87	1.91
18:00	5.72	2.01
19:00	6.5	2.54
20:00	6.72	2.63
21:00	7.2	2.63
22:00	6.77	2.27
23:00	6.35	2.06

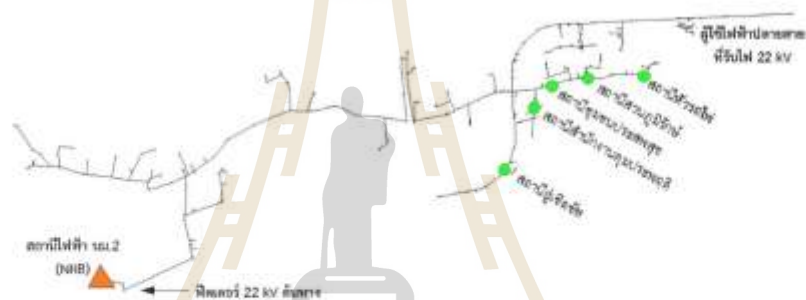
2 แบบจำลองระบบไฟฟ้า 22kV

เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัยประกอบด้วย โปรแกรม ArcGIS เวอร์ชัน 9.3 โปรแกรม DigSILENT การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV พื้นที่ตัวเมืองนครราชสีมา โดยนำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกมาจากโปรแกรม ArcGIS เพื่อนำไปใช้รวมใน DigSILENT ทำได้โดยการใส่โปรแกรม GIS Interface Import/Export tool ผ่านคอมพิวเตอร์ถูกขานตั้งอยู่ในเครือข่ายคอมพิวเตอร์ภายในของ กฟภ. แล้วเลือกระบบจำหน่ายไฟฟ้าและพื้นที่ส่วนของการจะจ่ายไฟที่ต้องทำการวิเคราะห์ ออกมาจากฐานข้อมูล GIS ที่มีอยู่ของ กฟภ. แล้วตรวจสอบความสมบูรณ์ของไฟล์ข้อมูลด้วยการ Run Load Flow calculation แล้วติดตั้งระบบรถไฟ LRT เข้าไปในแบบจำลองระบบไฟฟ้า 22kV เพื่อทดสอบแต่ละกรณีศึกษา

ในการจำลองเหตุการณ์ เมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22kV ที่มีโครงสร้างแบบเป็น คือ สถานีไฟฟ้า นม.2 พีดเดอร์ 5 ซึ่งแบบจำลองกรณีที่ 1 แสดงถึงกรณีที่ 2 ส่วนในการนี้ศึกษาที่ 2 มีห้จ่ายไฟให้กับสถานีประจุไฟฟ้าไฟฟ้าให้รถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีผู้เขตร้อย, สถานีสำนักงานคุมประพฤติ, สถานีชุมชนประสพสุข, สถานีสวนภูมิวิทย์, สถานีฟิวเจอไฟ ซึ่งแบบจำลองกรณีที่ 2 แสดงถึงภาพที่ 5 โดยตำแหน่งปลายสายไกลสุด มีระยะทางห่างจากแหล่งจ่ายไฟต้นทาง (สถานีไฟฟ้า นม.2) มีระยะทาง 10.45 กิโลเมตร



ภาพที่ 4 แบบจำลองระบบไฟฟ้า 22kV กรณีที่ 1 กรณีฐาน (Base case)



ภาพที่ 5 แบบจำลองระบบไฟฟ้า 22kV กรณีที่ 2

3. การทดสอบ

3.1 กรณีที่ 1 กรณีฐาน (Base case)

เลือกศึกษาสถานีไฟฟ้า นม.2 ทิศเตอร์ 5 (NRB05) พิจารณาสถานการณ์การจ่ายไฟในวันที่ 15 กรกฎาคม 2562

3.2 กรณีที่ 2 นำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV

เลือกศึกษาสถานีไฟฟ้า นม.2 ทิศเตอร์ 5 (NRB05) พิจารณาในสภาวะช่วงที่โหลดเต็มที่สุด ขณะประจุไฟฟ้า ไฟฟ้าแรงดัน LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีอุ้งเชิงชุม, สถานีสำนักงานกรุงเทพมหานคร, สถานีศูนย์ราชการ, สถานีสวนภูมิวิทย์, สถานีหัวหมาก ซึ่งรับไฟจากสถานีไฟฟ้า นม.2 ทิศเตอร์ 5 จ่ายไฟให้ขบวนรถไฟ LRT โดยกำหนดให้ ขณะประจุไฟฟ้าที่สถานีรับส่งได้สูงสุด โหลดของรถไฟ LRT สูงสุด มีค่า 0.55 MW เพาเวอร์แฟกเตอร์เท่ากับ 1 ยืนยันจากผลตรวจวัดค่าแรงดันและการไหลที่จุดจ่ายไฟฟ้า (Chun Chen Su, 2016) ในงานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์ผลรายชื่อโมเดลตลอด 24 ชั่วโมง ของวันที่ 15 กรกฎาคม 2562

ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย

ผลการวิจัยกรณีที่ 1 กรณีฐาน (Base case)

การทดสอบกรณีฐาน (Base case) พิจารณาสถานการณ์จ่ายไฟในวันที่ 15 กรกฎาคม 2562 ซึ่งได้มีการเชื่อมต่อระบบรถไฟ LRT เข้าไปในแบบจำลองระบบไฟฟ้า ผลการทดสอบกรณีที่ 1 แสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ข้อมูลผลการวิจัย กรณีที่ 1

เวลา	Peak Load (MW)	Peak Load (MVar)	Loss (MWh)	แรงดันไฟฟ้าปลายสาย (kV)
0:00	2.11	0.52	0.04	22.67
1:00	2.03	0.46	0.04	22.68
2:00	1.77	0.3	0.04	22.72
3:00	1.79	0.43	0.04	22.71
4:00	1.69	0.37	0.04	22.72
5:00	1.69	0.37	0.04	22.72
6:00	1.7	0.32	0.09	22.72
7:00	4.65	1.2	0.11	22.38
8:00	5.43	1.67	0.15	22.26
9:00	6.44	2.01	0.16	22.14
10:00	6.7	2.3	0.18	22.09
11:00	7.16	2.32	0.17	22.04
12:00	6.87	2.06	0.15	22.09
13:00	6.36	2.02	0.16	22.14
14:00	6.55	2.34	0.15	22.10
15:00	6.43	2.18	0.15	22.12
16:00	6.39	2.2	0.13	22.13
17:00	5.87	1.91	0.12	22.20
18:00	5.72	2.01	0.16	22.21
19:00	6.5	2.54	0.17	22.08
20:00	6.72	2.63	0.19	22.05
21:00	7.2	2.63	0.16	22.01
22:00	6.77	2.27	0.15	22.08
23:00	6.35	2.06	0.04	22.14

การทดสอบกรณีที่ 1 (Base case) ผลรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนในระยะเวลา 24 ชั่วโมง มีค่า 2.80 MWh หรือ 2,800 kWh ในช่วง Peak load มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีค่าสูงที่สุด และเกิดแรงดันตกปลายสาย มีค่าต่ำสุด ณ เวลา 21.00 น.

ผลการวิจัยกรณีที่ 2 นำระบบรถไฟ LRT เชื่อมต่อับระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV

การทดสอบกรณีที่ 2 พิจารณาวงจรที่มีการจ่ายไฟจากระบบไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า นม.2 พิคเซอร์ 5 จ่ายไฟให้กับสถานีประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT จำนวน 5 สถานี ได้แก่ สถานีจตุจักร, สถานีสำนักงานกรุงเทพมหานคร, สถานีศูนย์ราชการ, สถานีสวนภูมิรักษ์, สถานีหัววัดไฟ ตามช่วงเวลาการประจุไฟฟ้าให้กับรถไฟ LRT ซึ่งอ้างอิงข้อมูลตารางการเดินรถไฟ LRT ผลการทดสอบกรณีที่ 2 แสดงในตารางที่ 4

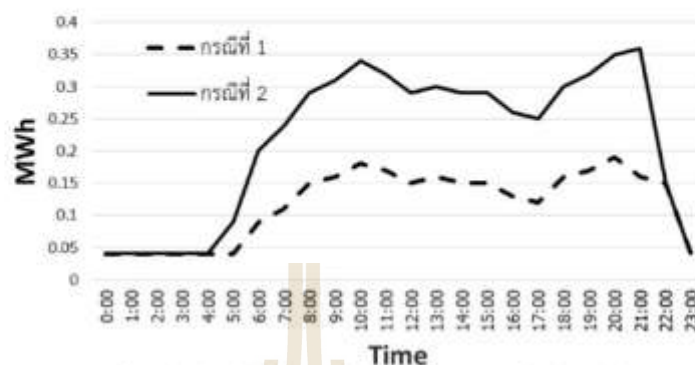
ตารางที่ 4 ข้อมูลผลการวิจัย กรณีที่ 2

เวลา	Peak Load (MW)	Peak Load (MVar)	Loss (MWh)	แรงดันไฟฟ้าปลายสาย (kV)
0:00	2.11	0.52	0.04	22.67
1:00	2.03	0.46	0.04	22.68
2:00	1.77	0.3	0.04	22.72
3:00	1.79	0.43	0.04	22.71
4:00	1.69	0.37	0.04	22.72
5:00	1.69	0.37	0.09	22.72
6:00	7.45	1.14	0.20	22.51
7:00	8.24	1.68	0.24	22.15
8:00	9.28	2.19	0.29	22.03
9:00	9.55	2.49	0.31	21.90
10:00	10.02	2.61	0.34	21.85
11:00	9.72	2.33	0.32	21.80
12:00	9.20	2.18	0.29	21.86
13:00	9.39	2.49	0.30	21.91
14:00	9.27	2.33	0.29	21.86
15:00	9.23	2.34	0.29	21.89
16:00	8.69	1.98	0.26	21.89
17:00	8.54	2.03	0.25	21.97
18:00	9.34	2.66	0.30	21.85
19:00	9.57	2.79	0.32	21.82
20:00	10.07	2.89	0.35	21.77
21:00	9.63	2.48	0.36	21.75
22:00	6.30	1.98	0.15	22.14
23:00	6.33	2.06	0.04	22.14

การทดสอบกรณีที่ 2 ผลรวมกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน ในระยะเวลา 24 ชั่วโมง มีค่า 5.19 MWh หรือ 5,190 kWh ในช่วง Peak Load เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีค่ามากที่สุด ในช่วง Peak Load เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่มีค่าสูงที่สุด และเกิดแรงดันตกปลายสาย มีค่าต่ำสุด ณ เวลา 21:00 น. แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ.

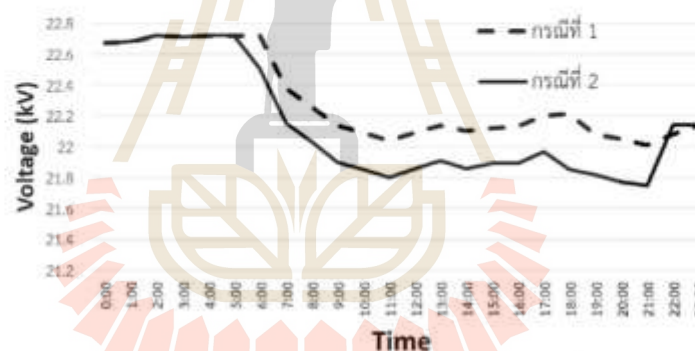
อภิปรายผลการวิจัย

กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน 22 kV เมื่อมีการเชื่อมต่อบรรณไฟ LRT พบว่า มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน เนื่องจากการที่มีโวลต์ทาบไฟฟ้าเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะทำให้เกิดการสูญเสียพลังงานขึ้นซึ่งการสูญเสียนี้จะไม่เป็นเชิงเส้น แต่จะแปรผันตามกำลังสองของกระแสไฟฟ้าในขณะนั้น ดังนั้นการจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบรถไฟ LRT ในช่วงที่มีการทาบไฟฟ้าสูงสุด จะเพิ่มการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ผลการเปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน ระหว่างกรณีศึกษาที่ 1 กับ กรณีศึกษาที่ 2 และในภาพที่ 6 ส่วนแนวทางการบรรเทาผลกระทบดังกล่าวจะต้องดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มและจัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหมาะสม



ภาพที่ 6 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน ระหว่างกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2

แรงดันไฟฟ้าปลายสาย 22kV เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบรถไฟฟ้า LRT พบว่า เกิดแรงดันตกปลายสาย 22kV เนื่องจากการจ่ายภาระเพิ่มขึ้น ส่งผลต่อความมั่นคงด้านการจ่ายไฟ มีผลกระทบต่องานใช้ไฟฟ้าที่อยู่ปลายสาย ผลการเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าปลายสาย ระหว่างกรณีศึกษาที่ 1 กับ กรณีศึกษาที่ 2 แสดงดังภาพที่ 7 ส่วนแนวทางการบรรเทาผลกระทบดังกล่าวจะต้องดำเนินการการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มและจัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหมาะสม



ภาพที่ 7 เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าปลายสาย ระหว่างกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2

สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยเรื่องนี้พบว่า เมื่อมีการจ่ายไฟให้ระบบรถไฟฟ้า LRT จะส่งผลกระทบต่อทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อน ส่งผลกระทบทำให้เกิดแรงดันตกปลายสาย 22 kV แต่ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานค่าแรงดันไฟฟ้าของ กฟผ. โดยแนวทางการบรรเทาผลกระทบดังกล่าว เช่น การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มและจัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหมาะสม เป็นต้น หากมีการจ่ายไฟในสถานการณ์จริงก็ควรมีการติดตามค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียและแรงดันไฟฟ้าปลายสายอย่างต่อเนื่องด้วย งานวิจัยในอนาคตต้องพยายามลดข้อจำกัดว่า ผลกระทบจากระบบรถไฟฟ้า LRT ที่เกี่ยวข้องกับฮาร์โมนิกส์ทั้งก่อนและหลังจ่ายไฟฟ้าให้ระบบรถไฟฟ้า LRT เป็นอย่างไร

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าเขต 3 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในสังกัดกระทรวงมหาดไทย ที่ให้การสนับสนุนข้อมูลระบบไฟฟ้าในการศึกษานี้

เอกสารอ้างอิง

- [1] ราชกิจจานุเบกษา (2562), พระราชกฤษฎีกากำหนดจังหวัดให้การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทยดำเนินกิจการรถไฟฟ้า, สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562 จาก http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2562/A/044/T_0020.PDF
- [2] การรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย (2562), โครงการระบบขนส่งมวลชนจังหวัดนครราชสีมา (สายสีเขียว), สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562 จาก <https://www.mta.co.th/th/project/electrictrain/regional-major-cities/nakhonratchasima/%20?AspxAutoDetectCookieSupport=1>
- [3] สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (2560), รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาแผนแม่บทจราจรและแผนแม่บทพัฒนาระบบขนส่งสาธารณะในเขตเมืองนครราชสีมา
- [4] ราชกิจจานุเบกษา (2559), ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. ๒๕๕๙, สืบค้นเมื่อ 14 สิงหาคม 2562 จาก <http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2559/E/051/3.PDF>
- [5] Chun-Lien Su, Hai-Ming Chin, Rong-Ceng Leou, Chien-Hung Lin (2017), Power quality measurements of distribution systems with LRT ultra-fast charging infrastructures, 2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia), Kaohsiung, Taiwan.
- [6] Sutherland, P. E., Wacławski, M., & McGranaghan, M. F. (2006). System impacts evaluation of a single-phase traction load on a 115-kV transmission system. *IEEE Transactions on power delivery*, 21(2), 837-844.
- [7] Emadi, A., Khaligh, A., Rivetta, C. H., & Williamson, G. A. (2006). Constant power loads and negative impedance instability in automotive systems: definition, modeling, stability, and control of power electronic converters and motor drives. *IEEE Transactions on vehicular technology*, 55(4), 1112-1125.
- [8] Dao, T., Phung, B. T., & Blackburn, T. (2015, November). Effects of voltage harmonics on distribution transformer losses. In 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) (pp. 1-5). IEEE.
- [9] McEachern, A., Grady, W. M., Moncrief, W. A., Heydt, G. T., & McGranaghan, M. (1995). Revenue and harmonics: An evaluation of some proposed rate structures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(1), 474-482.
- [10] สุชาติ คำทอง และ ศศธร บุญเรือง มะรังศรี, ผลกระทบของระบบไฟฟ้าแรงดันโคราชสายสีเขียวต่อระบบไฟฟ้า 115 KV กรณีศึกษา อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา, PEACON & INNOVATION



ที่ อว 0603.23/ว0114

วิทยาลัยพลังงานทดแทน
และสมาร์ตกริดเทคโนโลยี
มหาวิทยาลัยนครสวรรค์
อำเภอเมืองพิษณุโลก
จังหวัดพิษณุโลก 65000

11 ตุลาคม 2562

เรื่อง ตอบรับบทความวิจัยเพื่อนำเสนอการประชุมสัมมนาวิชาการรูปแบบพลังงานทดแทนสู่ชุมชนแห่ง
ประเทศไทย ครั้งที่ 12

เรียน คุณคุณสุชาติ เต้าทอง

ตามที่ท่านได้ส่งบทความวิจัย เรื่อง “ผลกระทบของโรงไฟฟ้ารางน้ำต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV
กรณีศึกษาจังหวัดนครราชสีมา” เพื่อเข้าร่วมนำเสนอในงานประชุมสัมมนาวิชาการรูปแบบพลังงานทดแทนสู่
ชุมชนแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 12 (The 12th Thailand Renewable Energy for Community Conference
(TREC12)) ในระหว่างวันที่ 6-8 พฤศจิกายน 2562 ณ วิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ตกริดเทคโนโลยี มหา
วิทยาลัยนครสวรรค์ นั้น

ในการนี้ คณะกรรมการได้พิจารณาบทความของท่านเป็นที่เรียบร้อยแล้ว ผลงานของท่าน
“ผ่านการพิจารณา” และได้รับตอบรับให้นำเสนอประเภท “Oral Presentation” โดยให้ท่านนำเสนอผลงาน
ในวันและเวลาดังประกาศในเว็บไซต์การประชุมวิชาการฯ <https://conference2.sqtech.nu.ac.th/>

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

ขอแสดงความนับถือ

(รองศาสตราจารย์ ดร.วัฒนพงศ์ รักขวิเชียร)

ผู้อำนวยการวิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ตกริดและเทคโนโลยี

สำนักงานเลขานุการ

วิทยาลัยพลังงานทดแทนและสมาร์ตกริดเทคโนโลยี

โทร 0 5596 3180, 0 5596 3182



ครบรอบ 30 ปี มหาวิทยาลัยนครสวรรค์

- Internationalization
- Innovative Products
- Integrative Team & Networking

ภาคผนวก ข

การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย โดยใช้ DIgSILENT PowerFactory



ภาคผนวก ข

การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย โดยใช้ DIgSILENT PowerFactory

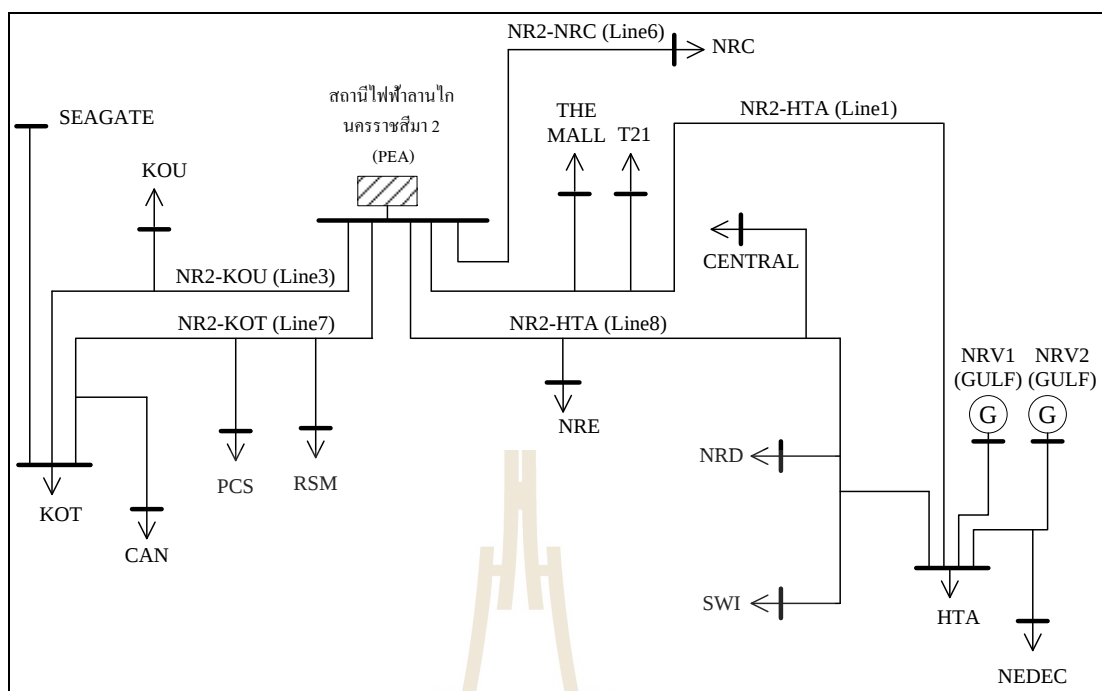
ข.1 กล่าวนำ

เพื่อให้ผลการวิเคราะห์มีความถูกต้องใกล้เคียงกับการปฏิบัติงานจริงของระบบระบบไฟฟ้าของ กฟภ. จำเป็นต้องมีการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าบนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ให้มีความถูกต้องมากที่สุด ทั้งรายละเอียดวงจรไฟฟ้า ตามข้อมูลผังวงจรไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้า ค่าพารามิเตอร์และพิกัดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ เช่น หม้อแปลง สายส่ง รวมถึงปริมาณโหลดของแต่ละสถานีไฟฟ้าและค่าพิกัดต่าง ๆ ของจุดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. เมื่อทำการสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าบนโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory แล้ว จำเป็นต้องมีการตรวจสอบความถูกต้องของระบบที่ได้สร้างมา โดยจะทำการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่าระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละจุด และปริมาณกระแสโหลดที่ไหลในสายส่ง เพื่อพิจารณาว่ามีจุดไหนบ้างที่ผิดปกติ (เช่น แรงดันสูง หรือ ต่ำเกินไป) หรือมีค่าไม่ตรงตามกับค่าที่วัดได้จากระบบที่มีการใช้งานจริง หลังจากตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองระบบไฟฟ้าเรียบร้อยแล้ว จะต้องทำการสร้างแบบจำลองในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ในกรณีที่ระบบมีขนาดใหญ่และซับซ้อน อาจจะต้องแบ่งระบบที่จะทำการวิเคราะห์ออกเป็นโซนย่อย ๆ เพื่อลดความซับซ้อนของการวิเคราะห์ รวมถึงทำให้เวลาการคำนวณทำได้ไวขึ้น โดยที่ขนาดแต่ละโซนจะพิจารณาจากจุดรับไฟของ กฟภ. และจุดที่มีการเปิดวงจรไว้ในระบบโดยขั้นตอนการวิเคราะห์สามารถแบ่งได้ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

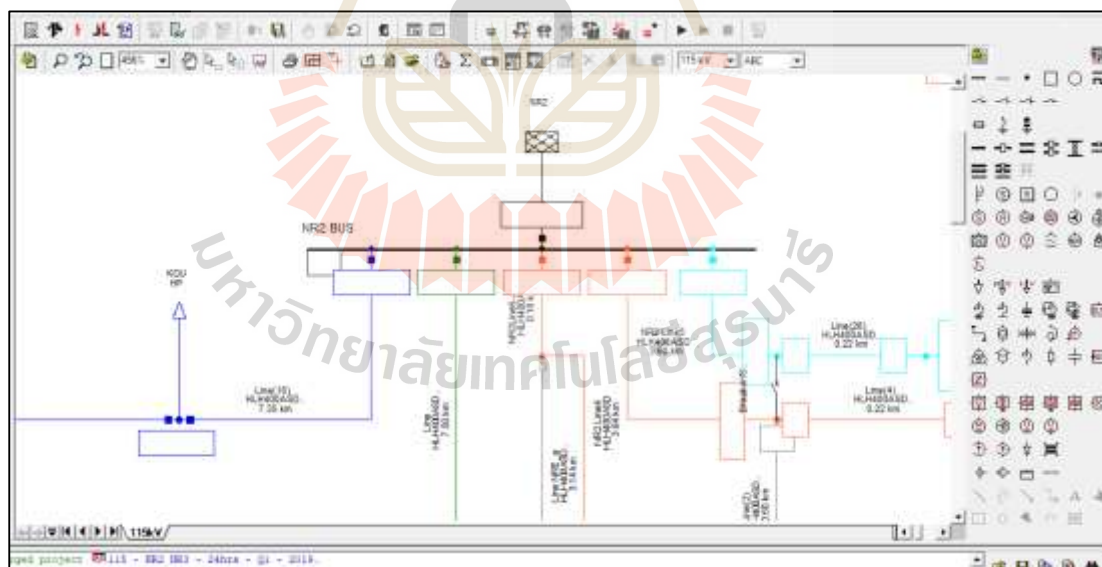
ข.2 จัดเตรียมข้อมูลและสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า

ข้อมูลของระบบไฟฟ้าอาจนำมาจากผังวงจรไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้า ซึ่งควรมีสถานะล่าสุดในส่วนพิกัดของอุปกรณ์ต่าง ๆ อาจหาได้จากป้ายเนมเพลท (Nameplate) และเอกสารข้อมูล (Data sheet) ตามรุ่นและผลิตภัณฑ์ของอุปกรณ์นั้น ๆ ซึ่งการจัดเตรียมข้อมูลเพื่อวิเคราะห์โครงข่ายระบบไฟฟ้า มีวิธีปฏิบัติดังต่อไปนี้

ข.2.1 สร้างแบบจำลองวงจรระบบไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษาบน โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory ตามแบบที่ได้รับจากฝั่งจ่ายไฟฟ้า ณ ปัจจุบัน โดยวงจรระบบไฟฟ้าจากฝั่งจ่ายไฟแสดงดังรูปที่ ข.1 จากนั้นสร้างแบบจำลองวงจรระบบไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ ข.2



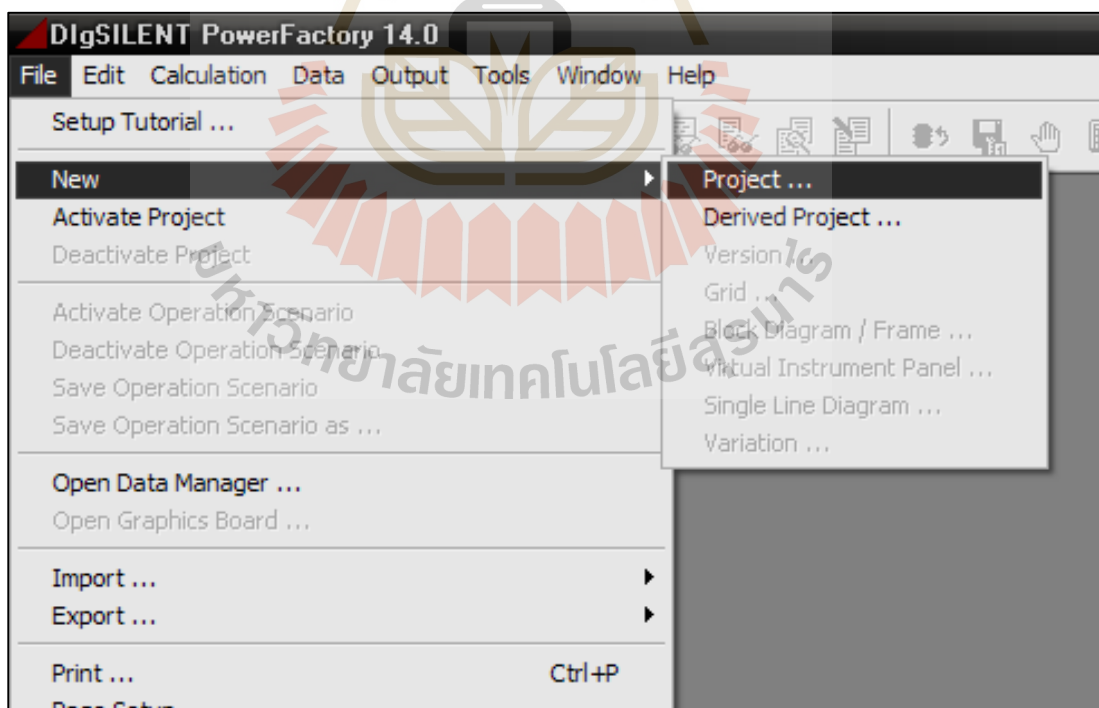
รูปที่ ข.1 วงจรระบบไฟฟ้าจากฝั่งจ่ายไฟ



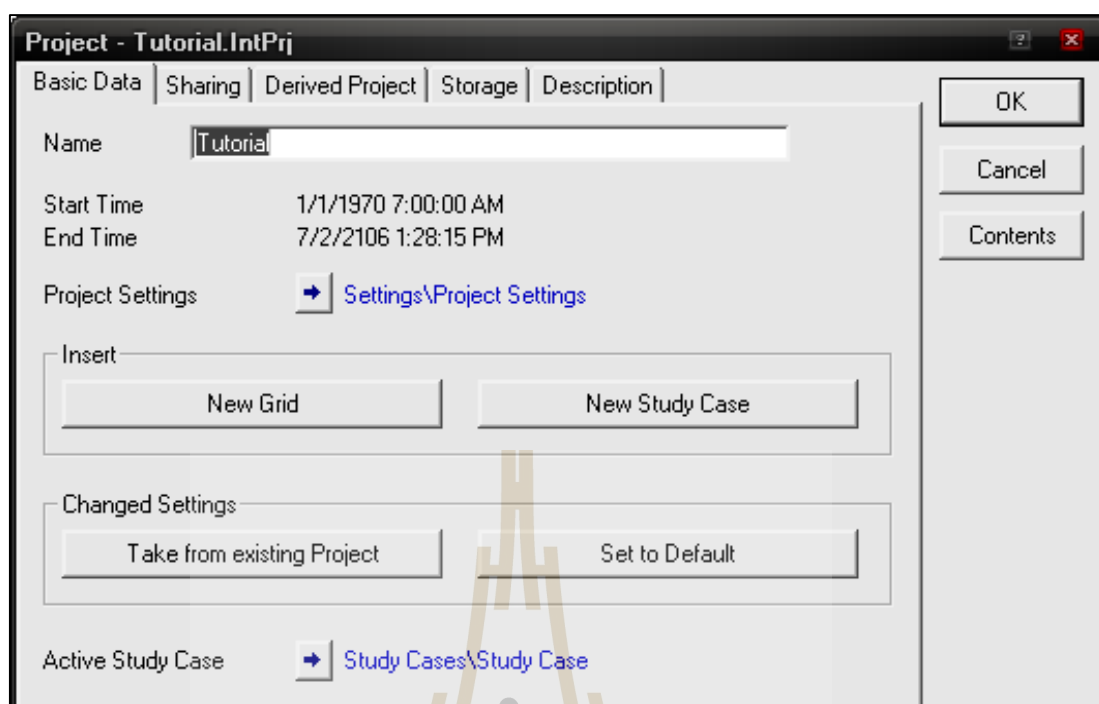
รูปที่ ข.2 แบบจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory

ข.2.2 การสร้างโครงการ (New Project) ในขั้นตอนนี้จะอธิบายการสร้างโครงการขึ้นใหม่ (New Project) ภายใต้ User Train โดยจะตั้งชื่อ Project ใหม่เป็น “Simple System” และตั้งชื่อ Grid เป็น “HV_System” จากนั้นจะเปลี่ยนชื่อ Study Case ให้เป็น “Case Study 1” มีขั้นตอนดังนี้

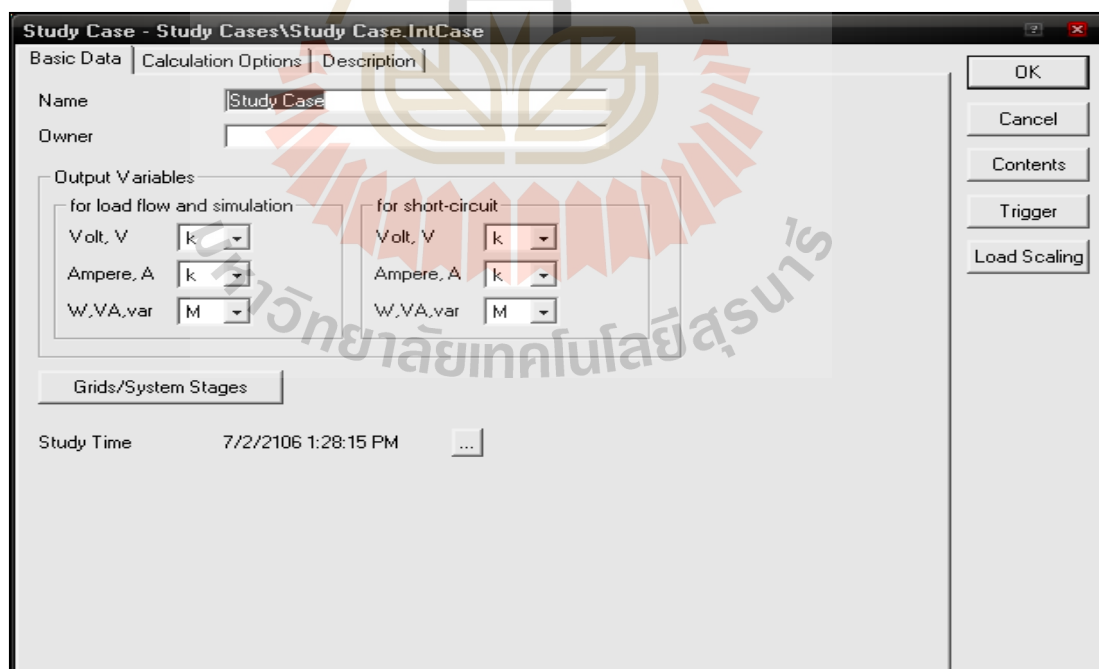
- 1) เลือกที่ File menu -New จะมี Dialog New แสดงขึ้นมา
- 2) ใส่ชื่อโครงการ Name = Simple System
- 3) เลือก Project ใน New Block แสดงในรูปที่ ข.3
- 4) กดปุ่ม Execute ซึ่งจะมี Dialog ของ Grid ขึ้นมา แสดงในรูปที่ ข.4
- 5) ใส่ชื่อ Name = HV System เลือก OK ที่หน้าจะแสดงรูป Single line diagram ที่ว่างเปล่า แสดงในรูปที่ ข.5
- 6) เลือกที่ Edit menu - Tutorial แสดงในรูปที่ ข.6
- 7) แก้ไขชื่อ Name = Study Case
- 8) เลือก OK สังเกตที่ Current Study Case ใน Toolbar จะเปลี่ยนชื่อจาก Study Case ไปเป็น Case Study 1 แสดงในรูปที่ ข.7
- 9) ตั้งค่าระดับแรงดันปกติ แสดงในรูปที่ ข.8



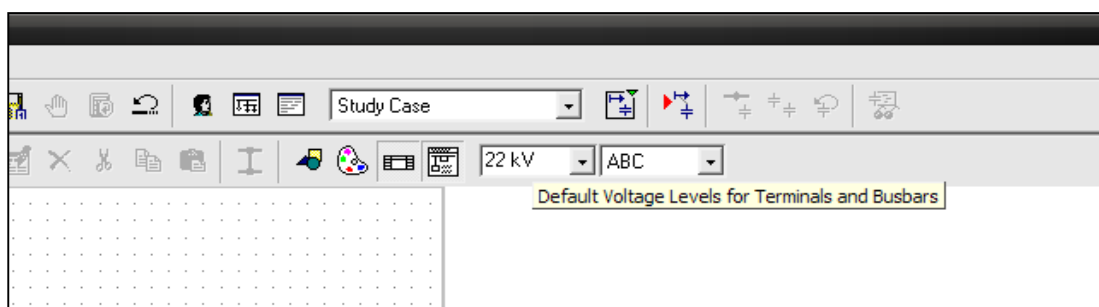
รูปที่ ข.3 สร้างโครงการขึ้นใหม่ (New Project)



รูปที่ ข.6 การเลือก Edit menu - Tutorial



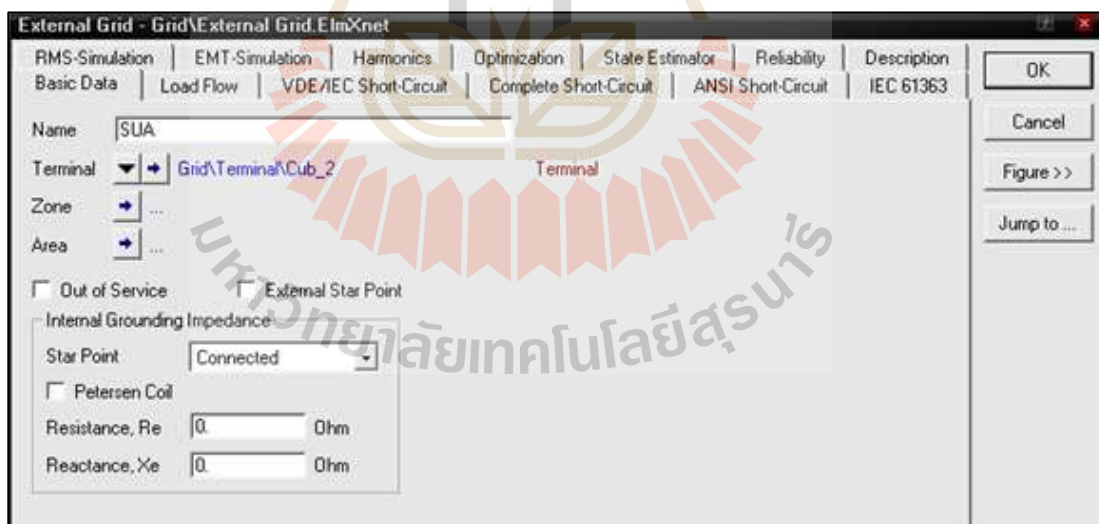
รูปที่ ข.7 Dialog ของ Study Case



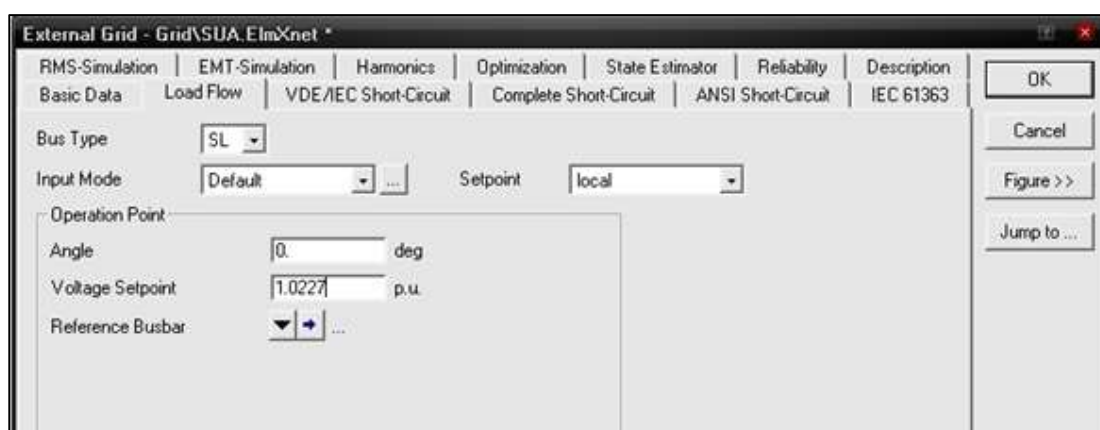
รูปที่ ข.8 การตั้งค่าระดับแรงดันปกติ

ข.2.3 การใส่ข้อมูลอุปกรณ์ต่าง ๆ ให้ถูกต้องตามความเป็นจริง ได้แก่ จุดรับไฟฟ้าจาก กฟผ. บัสบาร์ หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่ง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1) การกำหนดชนิด (Type) ของ External Grid Line และ Load โดย External Grid จะถูกกำหนด Bus Type เป็น Slack bus คือ บัสอ้างอิงของระบบ (Reference Bus) และมีการกำหนดแรงดันที่บัส (Voltage Set Point) เป็นค่า Per Unit เทียบกับแรงดันฐาน (22 kV 33 kV หรือ 115 kV) โดยขั้นตอนการกำหนดชนิดของ External Grid แสดงดังรูปที่ ข.9 และรูปที่ ข.10 ตามลำดับ

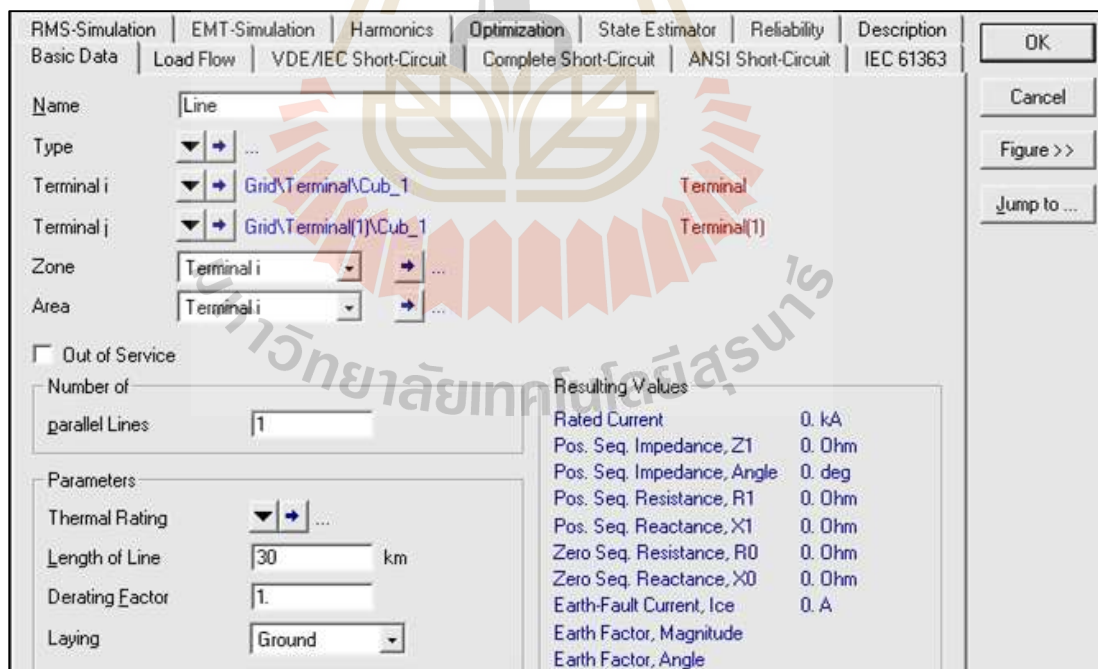


รูปที่ ข.9 การกำหนดชนิด (Type) ของ External Grid

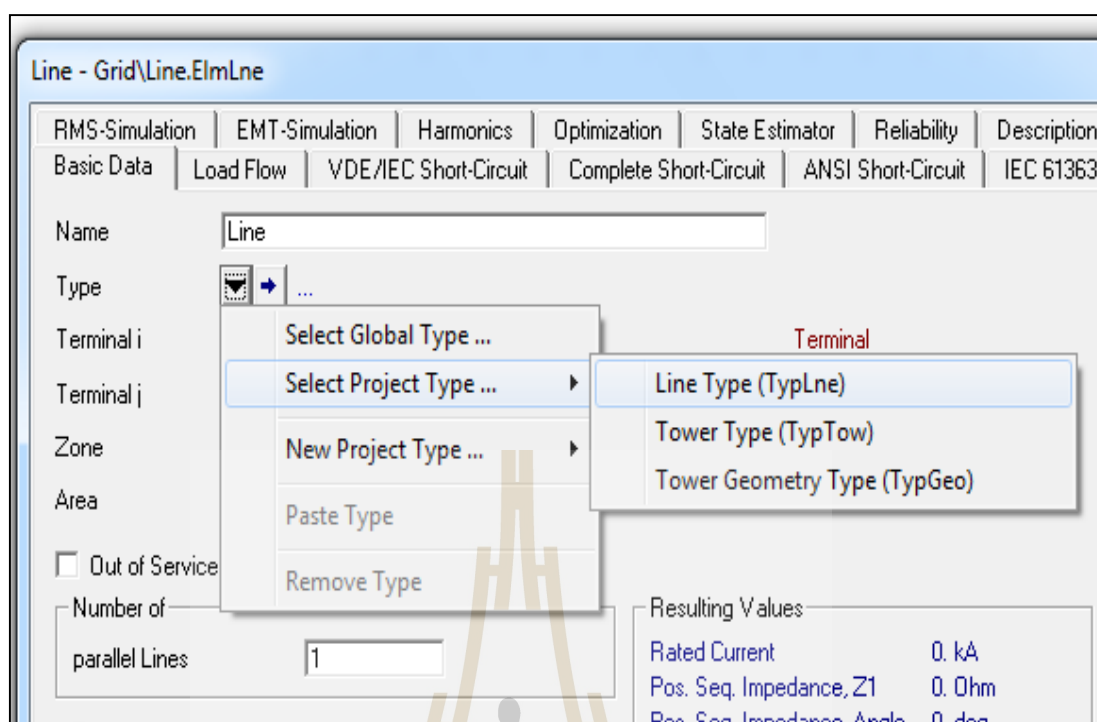


รูปที่ ข.10 การกำหนดพารามิเตอร์ของ External Grid

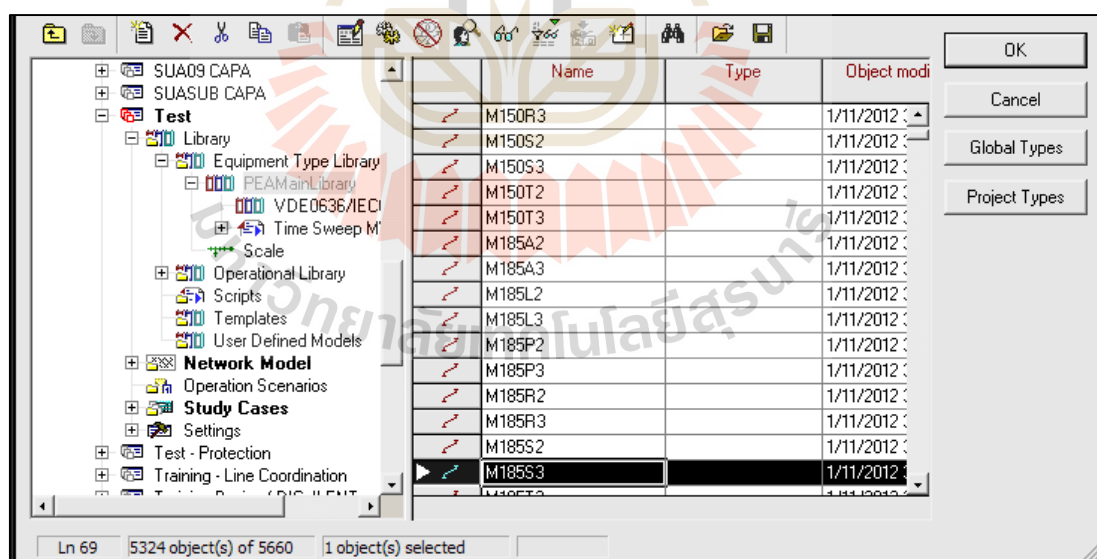
2) การกำหนดชนิดของสาย (Line Type) สามารถเลือกได้จาก Library ไลน์ PEAMainLibrary โดยขั้นตอนการกำหนดพารามิเตอร์ของสาย (Line Type) แสดงดังรูปที่ ข.11 รูปที่ ข.12 และรูปที่ ข.13 ตามลำดับ



รูปที่ ข.11 การกำหนดพารามิเตอร์ของสาย (Line Type)



รูปที่ ข.12 การกำหนดชนิด (Type) ของ Line



รูปที่ ข.13 การกำหนดพารามิเตอร์ของชนิดสายส่ง จาก PEAMainLibrary

การกำหนดชนิดของโหลด สามารถกำหนดได้ที่ Input Mode และกำหนดค่าได้ที่ช่อง Operating Point โดยการกำหนดพารามิเตอร์ของโหลดแสดงดังรูปที่ ข.14 ขั้นตอนการกำหนด

Input Mode แสดงดังรูปที่ ข.15 และวิธีเรียกดูและแก้ไขข้อมูลอุปกรณ์ที่อยู่ใน Case Study 1 แสดงดังรูปที่ ข.16

Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation
 Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit

Name: Ld001
 Type: ...
 Terminal: Grid\Terminal(1)\Cub_2
 Zone: ...
 Area: ...
☐ Out of Service
 Technology: 3PH-'D'

Terminal(1)

OK
 Cancel
 Figure >>
 Jump to ...

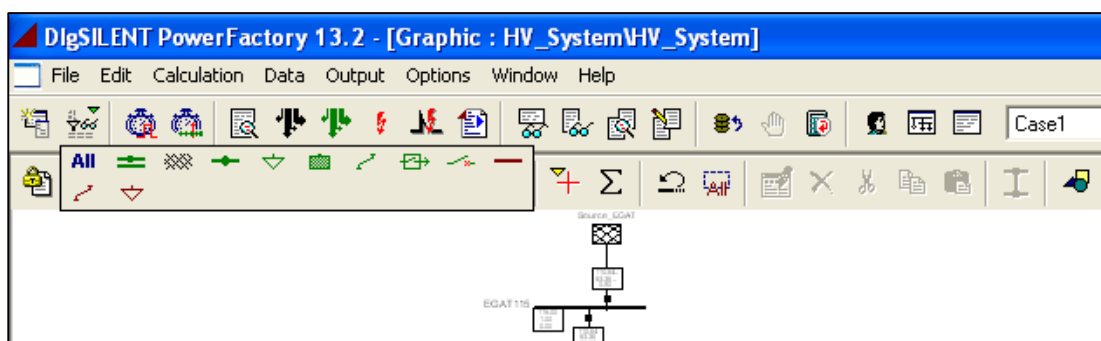
รูปที่ ข.14 การกำหนดพารามิเตอร์ของโหลด

Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation
 Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit

Input Mode: P, cos(phi)
 Balanced/Unbalanced: Balanced
 Operating Point:
 Active Power: 3000. kW
 Power Factor: 0.85 ind.
 Voltage: 1. p.u.
 Scaling Factor: 1.
☒ Adjusted by Load Scaling
 Actual Values:
 Active Power: 3000. kW
 Power Factor: 1
 Voltage: 1
 Zone Scaling Factor: 1

OK
 Cancel
 Figure >>
 Jump to ...

รูปที่ ข.15 การกำหนด Input Mode



รูปที่ ข.16 ปุ่มสำหรับเรียกดูและแก้ไขข้อมูลอุปกรณ์ที่อยู่ใน Study Case 1

ข.3 การตรวจสอบและยืนยันความถูกต้องของข้อมูล

เมื่อจัดทำแบบจำลองระบบไฟฟ้าและใส่ข้อมูลต่าง ๆ ของพื้นที่ศึกษา ลงในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory เป็นที่เรียบร้อยแล้ว จะต้องทำการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้ เพื่อเป็นการยืนยันความถูกต้องของแบบจำลองและข้อมูลสำหรับนำไป วิเคราะห์โครงข่ายระบบไฟฟ้า

ข.3.1 วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า แบบ 3 เฟส สมดุล (กระแสสลับ) โดยพิจารณาปริมาณต่าง ๆ ดังนี้

- 1) ระดับแรงดันไฟฟ้าของทุกบัสในระบบต้องมีขนาดการเปลี่ยนแปลง $\pm 5\%$ ที่สถานะปกติ
- 2) กระแสโหลดที่ไหลในสายส่งและอุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องมีขนาดไม่เกิน 80 % ของพิกัดสายส่งและอุปกรณ์นั้น ๆ

ข.3.2 ในกรณีทดสอบ Power Flow ไม่ผ่าน เนื่องจากมีข้อบกพร่อง ได้แก่

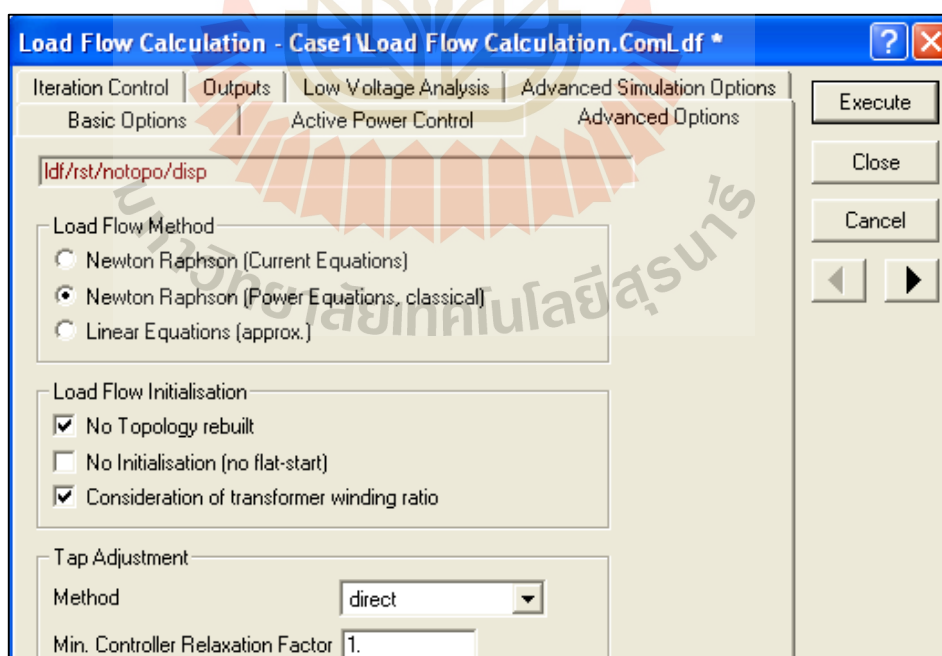
- 1) ข้อบกพร่องกรณีเฟสของจุด node กับ Line (2PH, ABC) ไม่สัมพันธ์กัน ให้ดำเนินการค้นหาจุดที่เกิดปัญหาและทำการแก้ไข
- 2) ข้อบกพร่องกรณีไม่ลู่เข้า (No Convergence) ภายหลังแก้ไข Scaling Factor เป็น 0.1 แล้ว เกิดจากปัญหาเรื่องเฟส แก้ไขโดยเปิดปิดสวิตช์ก่อนเข้าไลน์แยกเพื่อค้นหาว่าเป็นที่ใดปัญหานี้มักเกิดในไลน์แยก
- 3) ข้อบกพร่องกรณีไม่ลู่เข้า (No Convergence) ก่อนแก้ไข Scaling Factor เกิดจากขนาดของโหลดติดตั้งมีค่ามาก ไม่สามารถคำนวณ Load Flow ได้
- 4) ข้อบกพร่องกรณีคำนวณ Load Flow ได้เมื่อ Scaling Factor มีค่าน้อย แต่ไม่สามารถคำนวณได้ (No Convergence) เมื่อ Scaling Factor มีค่าเพิ่มขึ้นแต่ไม่เกินความสามารถของวงจร 11 - 12 MW ให้ดำเนินการตรวจสอบ % Loading ของไลน์และหม้อแปลง

ข.4 การคำนวณ Load Flow และการแสดงผลลัพธ์

การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า เพื่อประเมินค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้านเทคนิค โดยการเลือกฟังก์ชัน Calculate Load Flow และเลือกวิธีการคำนวณ (Calculate Method) แบบ 3 เฟสสมดุล หรือสามเฟสไม่สมดุล ให้กด Execute เพื่อคำนวณ ถ้าระบบทำการคำนวณเสร็จจะมีข้อความ Load Flow Calculation Successful หากระบบไม่สามารถคำนวณได้ จะมีข้อความสีแดง และแจ้งสาเหตุของการเกิด Error ดังกล่าว

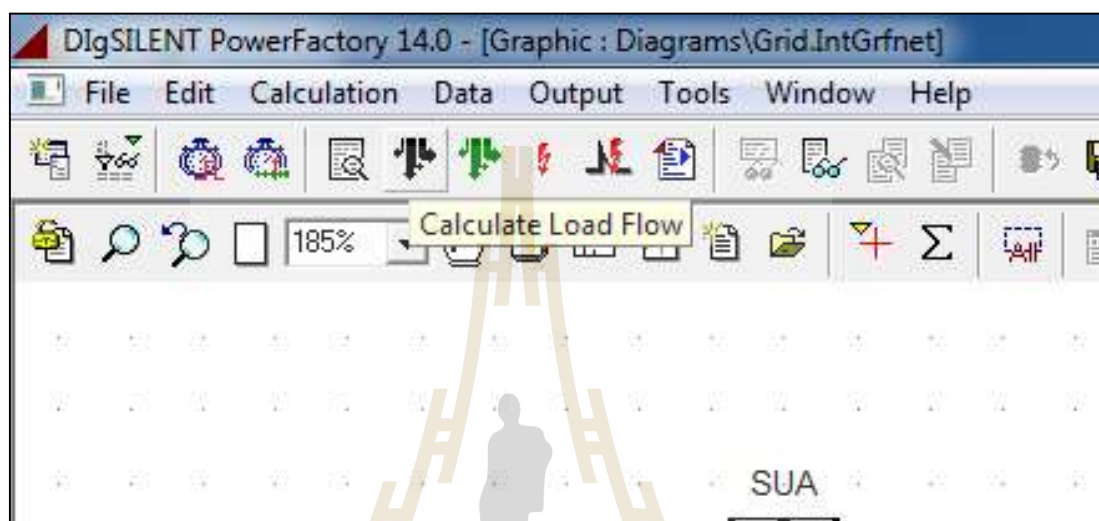
การกำหนดค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในการคำนวณที่สำคัญมีดังนี้

- 1) Balanced, Positive Sequence สำหรับระบบที่เป็น Balanced System เช่น ระบบ 115 kV
- 2) Unbalanced, 3-Phase (ABC) สำหรับระบบที่มีทั้ง 3 เฟส และ 1 เฟส อยู่ในระบบ เช่น ระบบ 22 kV 33 kV
- 3) Automatic Tap Adjust of Transformer ให้คำนวณโดยปรับ Tap ของหม้อแปลงให้โดยอัตโนมัติ (ถ้าไม่เลือกโปรแกรมจะคำนวณโดยการ Fix Tap)
- 4) Feeder Load Scaling ให้คำนวณโดยใช้ค่าโหลดตามที่ได้ Scale Load ไว้ตอนที่ Define Feeder
- 5) Dialog Box ในการคำนวณ Load Flow หน้า Tab Advanced Options แสดงดังรูปที่ ข.17

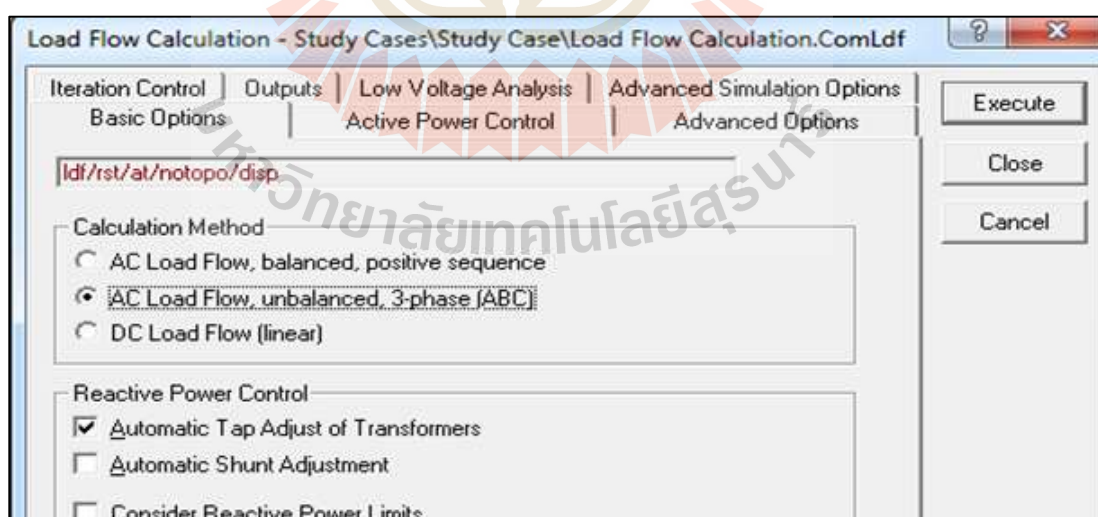


รูปที่ ข.17 Dialog Box การคำนวณ Load Flow หน้า Tab Advanced Options

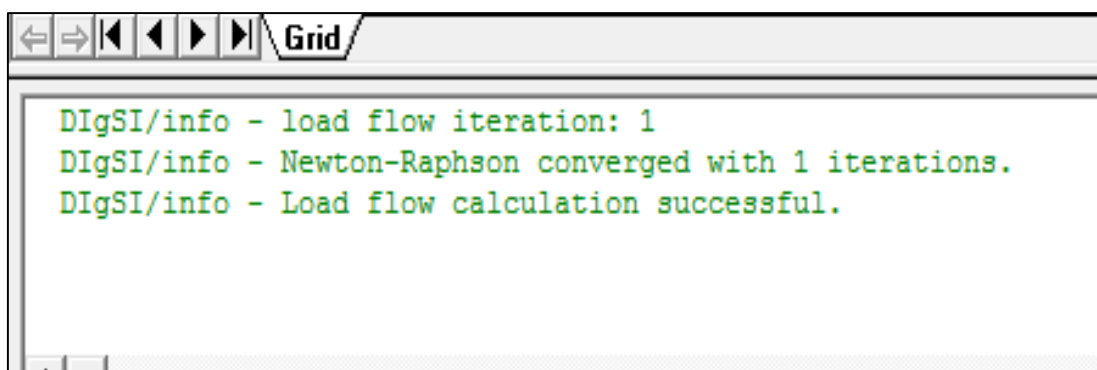
เมื่อคลิกปุ่ม Calculate Load Flow รูปที่ ข.18 จะปรากฏ Dialog box ให้ตั้งค่าพารามิเตอร์ที่จะใช้ในการคำนวณ Load Flow รูปที่ ข.19 จากนั้นจึงคลิกปุ่ม Execute เพื่อสั่งให้โปรแกรมทำการคำนวณตามที่ได้กำหนดค่าไว้ โดยการแสดงผลลัพธ์ใน Result Box แสดงดังรูปที่ ข.20 และการแสดงผลลัพธ์ของการไหลกำลังไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ ข.21



รูปที่ ข.18 ขั้นตอนคลิกปุ่ม Calculate Load Flow



รูปที่ ข.19 Dialog Box การคำนวณ Load Flow หน้า Tab Basic Options



รูปที่ ข.20 การแสดงผลลัพธ์ใน Result Box

File Edit Calculation Data Output Tools Window Help

Study Case

Grid

		DigSILENT		Project:	
		PowerFactory			
		14.0.523		Date:	

Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)		Automatic Model Adaptation for Convergency		No	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for		
Consider Reactive Power Limits		No	Nodes		1.00 kVA
			Model Equations		0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex:		/ 1	
Grid: Grid		Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	0	No. of Terminals	2	No. of Lines	1		
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0		
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	= 0.00 kW	0.00	kvar	0.00	kVA				
External Infeed	= 3000.00 kW	1859.23	kvar	3529.41	kVA				
Inter Grid Flow	= 0.00 kW	0.00	kvar						
Load P(U)	= 3000.00 kW	1859.23	kvar	3529.41	kVA				
Load P(Un)	= 3000.00 kW	1859.23	kvar	3529.41	kVA				

รูปที่ ข.21 การแสดงผลลัพธ์ของการไหลกำลังไฟฟ้า

การใส่ข้อมูลปริมาณโหลดของแต่ละสถานีไฟฟ้า ซึ่งควรเป็นค่าโหลด ณ ช่วงเวลาที่มีการใช้ปริมาณไฟฟ้าสูง (Peak load condition) เช่น ข้อมูลโหลดของแต่ละสถานีในวันที่มีการใช้ไฟฟ้ารวมสูงสุดของเขตนั้น ๆ หรืออาจใช้ข้อมูลของวันที่มีการใช้ไฟฟ้ารวมสูงสุดของทั้งประเทศก็ได้ (ยกตัวอย่างข้อมูลของปี 2562 คือวันที่ วันที่ 15 มิถุนายน 2562 เวลา 14.00 น.) โดยอาจดึงข้อมูลการใช้งานโหลดของแต่ละสถานีจากระบบ SCADA ได้

ข.5 การจำลองระบบ เพื่อคำนวณ Load Flow แบบ 24 ชั่วโมง

ข.5.1 นำค่า Load Profile, Gen Profile มาคำนวณหา Per Unit ของ MVA และ PF โดยใช้ค่าฐานคือค่าที่ Scale ในโปรแกรม Power Factory โดยมีตัวอย่างการคำนวณค่าที่ Scale ในโปรแกรม Power Factory แสดงดังรูปที่ ข.22

Time	Load	MVA	Scaling	PF
1	0	4.75	2.1	0.91
2	1	4.5	1.9	0.92
3	2	4.16	1.88	0.91
4	3	4.16	1.9	0.91
5	4	3.82	1.9	0.90
6	5	4.29	2	0.91
7	6	5.22	2.07	0.93
8	7	3.5	1.48	0.92
9	8	3.1	1.47	0.90
10	9	3.43	2.05	0.86
11	10	3.69	1.14	0.96
12	11	3.86	1.39	0.94
13	12	3.78	1.42	0.94
14	13	3.61	1.23	0.93
15	14	4.24	1.25	0.95
16	15	4.52	1.19	0.97
17	16	4.36	0.94	0.98
18	17	4.28	0.67	0.99
19	18	4.38	0.3	1.00
20	19	5.15	3.24	0.89
21	20	5.6	3.79	0.83
22	21	5.6	3.31	0.86
23	22	5.65	2.88	0.89
24	23	5.12	2.29	0.91
25	24	5.61	0.88	1.02
26	Max	5.65	2.88	0.8909
27	Scaling	5.65	2.88	0.8909

Load Profile 24 ชั่วโมง (ไม่รวม VSPP)

Scaling Factor (Per Unit)

PF (Per Unit)

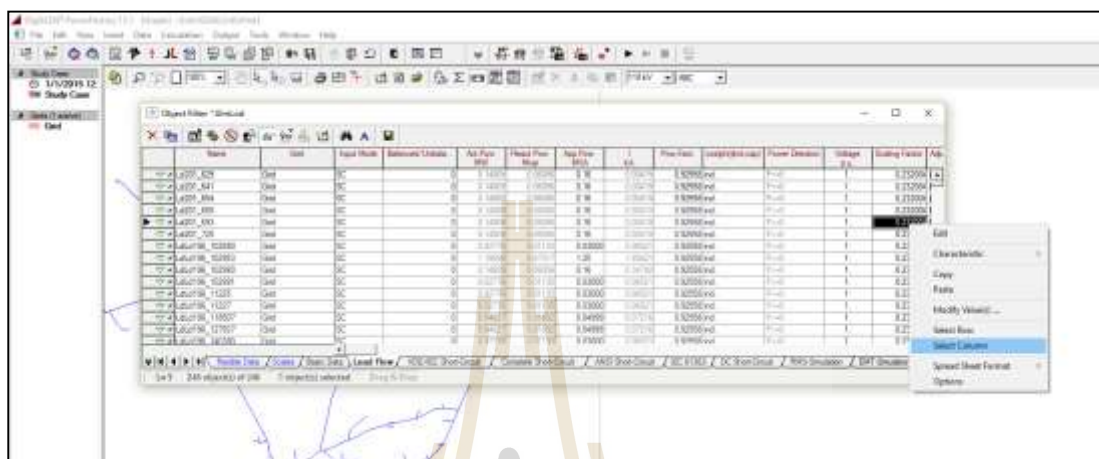
ค่าโหลดสูงสุด

ค่า Scale

รูปที่ ข.22 ตัวอย่างการคำนวณค่าที่ Scale ในโปรแกรม Power Factory

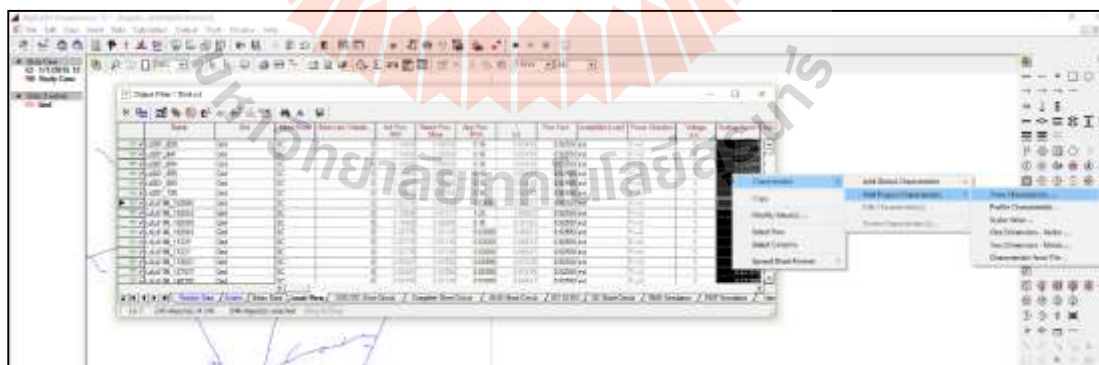
ข.5.2 การสร้าง Profile ให้ Scaling Factor และ Power Factor

1) เลือก General Load > เลือกแท็บ Load Flow > คลิกขวาที่ช่อง Scaling Factor > เลือก Select Column โดยมีขั้นตอนการ Select Column รูปที่ ข.23



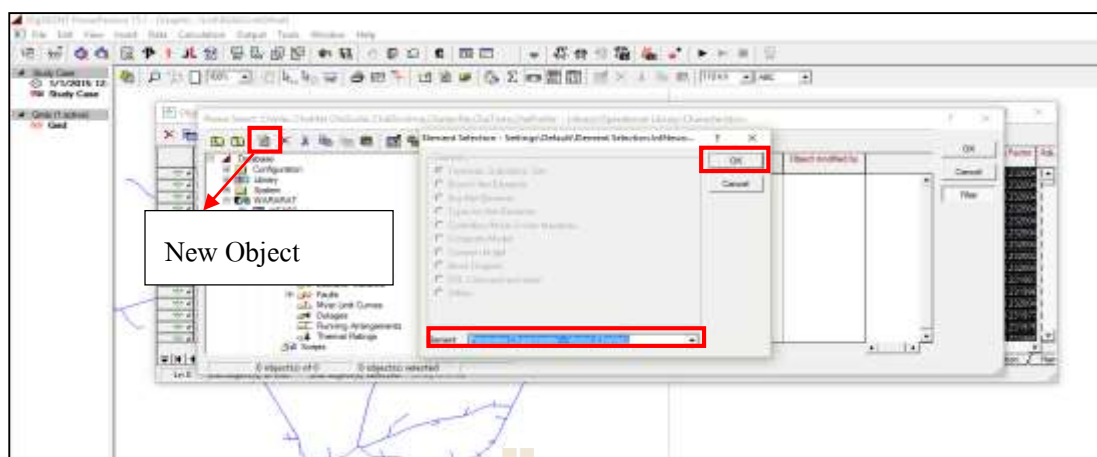
รูปที่ ข.23 ขั้นตอนการ Select Column

2) คลิกขวาที่ช่อง Scaling Factor > เลือก Characteristic > เลือก Add Project Characteristic > เลือก Time Characteristic โดยขั้นตอนการสร้าง Time Characteristic รูปที่ ข.24



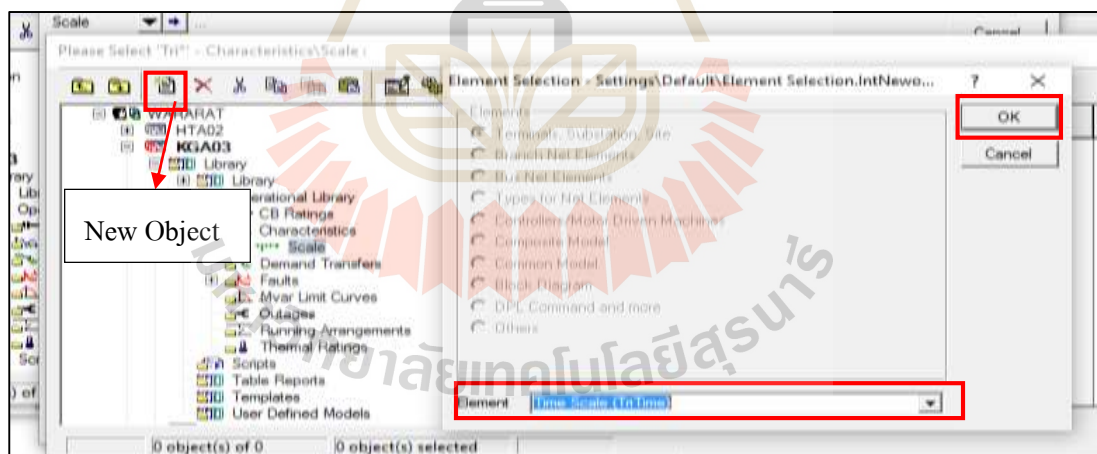
รูปที่ ข.24 ขั้นตอนการสร้าง Time Characteristic

3) เลือก New Object > ตั้งค่าเป็น Parameter Characteristic – Vector (ChaVec) > เลือก OK โดยขั้นตอนการสร้าง Parameter Characteristic – Vector (ChaVec) แสดงดังรูปที่ ข.25

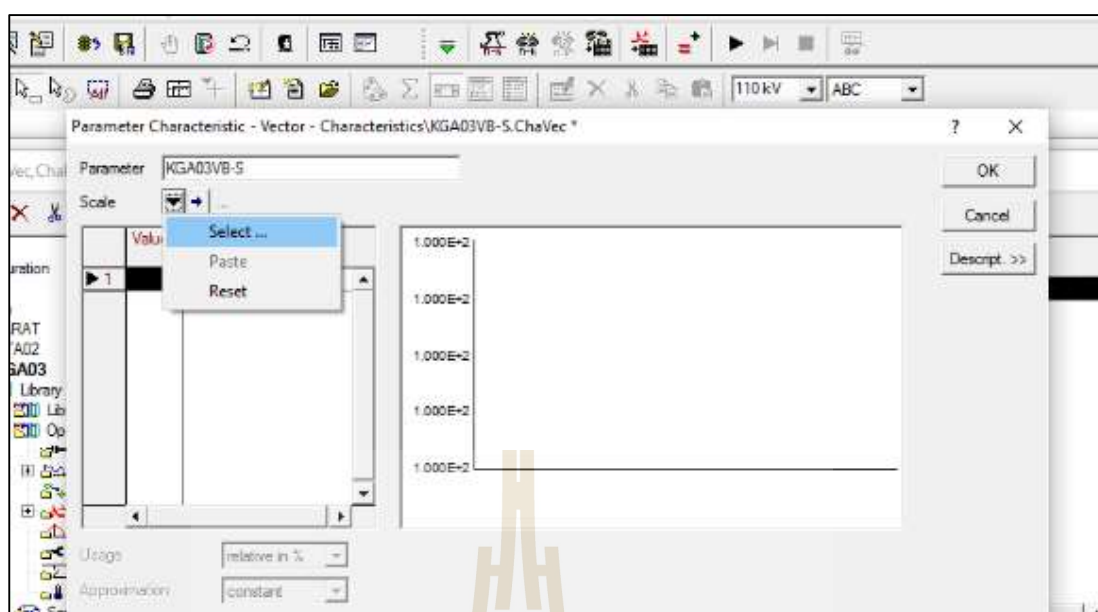


รูปที่ ข.25 ขั้นตอนการสร้าง Parameter Characteristic – Vector (ChaVec)

4) เลือก Scale ของเวลา เลือก Select > New Object > ตั้งค่าเป็น Time Scale (TriTime) > คลิก OK โดยขั้นตอนการสร้าง New Object แสดงดังรูปที่ ข.26 และขั้นตอนการใส่ค่า Scale ของเวลาแสดงดังรูปที่ ข.27

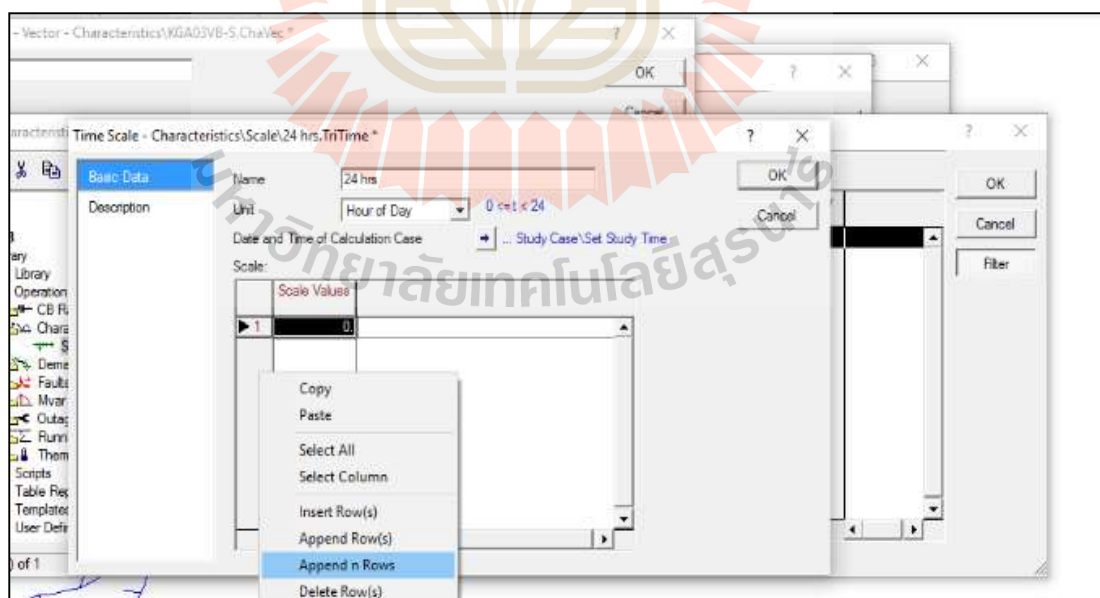


รูปที่ ข.26 ขั้นตอนการสร้าง New Object

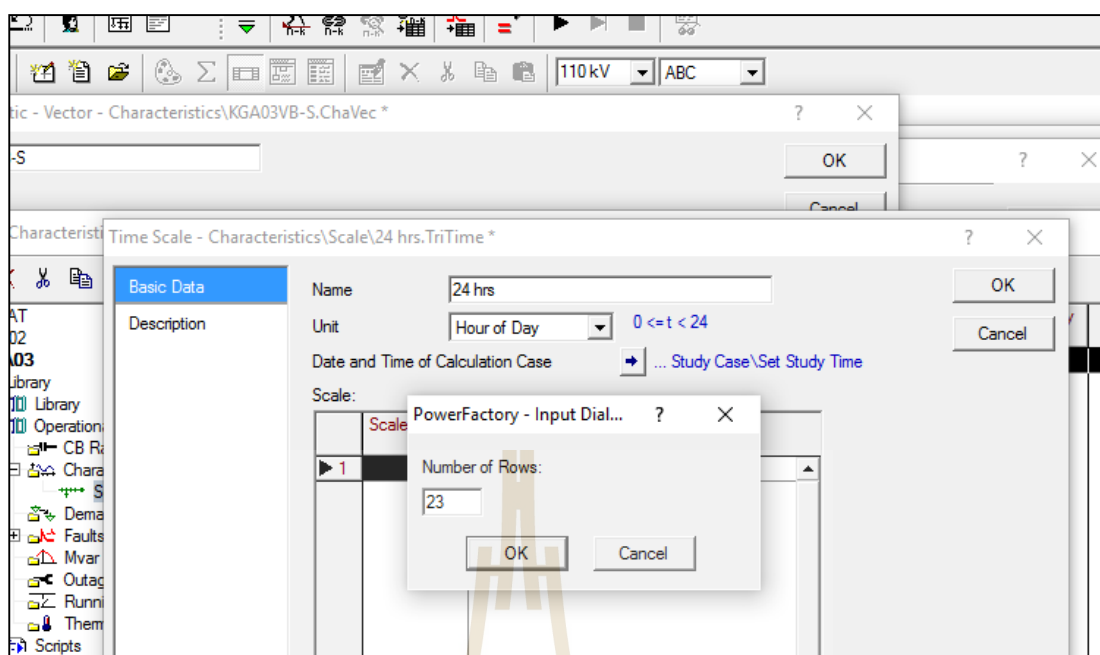


รูปที่ ข.27 ขั้นตอนการใส่ค่า Scale ของเวลา

5) คลิกขวาได้ช่องเลข 1 > เลือก Append n Rows > ใส่ 23 > OK โดยขั้นตอนการสร้าง Append n Rows แสดงดังรูปที่ ข.28 และขั้นตอนการใส่ค่า 23 บรรทัดแสดงดังรูปที่ ข.29

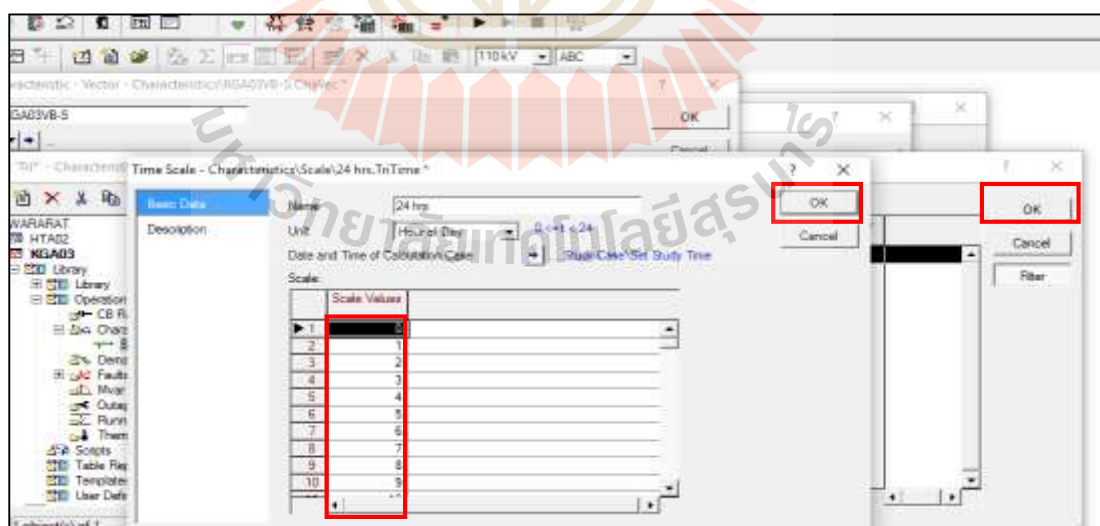


รูปที่ ข.28 ขั้นตอนการสร้าง Append n Rows



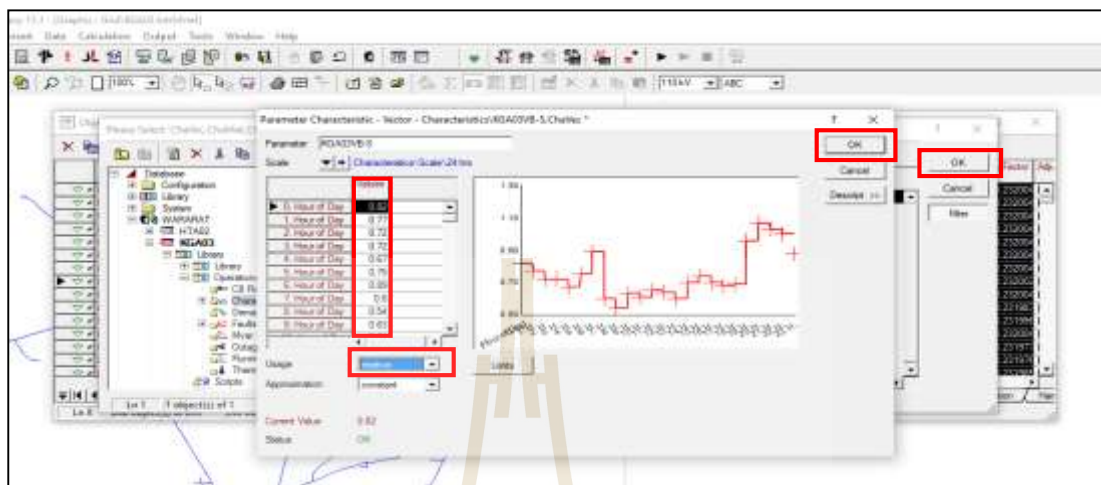
รูปที่ ข.29 ขั้นตอนการใส่ค่า 23 บรรทัด

6) ตั้ง Scale เวลาเป็น 0 – 23 > OK > OK โดยขั้นตอนการสร้างเวลารายชั่วโมง แสดงดังรูปที่ ข.30



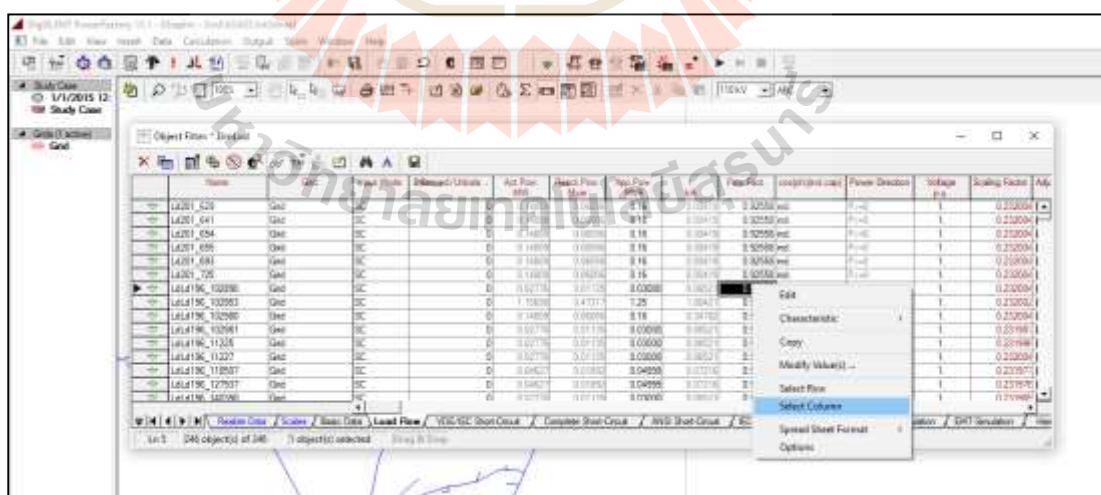
รูปที่ ข.30 ขั้นตอนการสร้างเวลารายชั่วโมง

7) นำค่า Scaling Factor (Per Unit) ใส่ในช่อง Values > เลือก Usage เป็น relative > OK > คลิก OK โดยมีขั้นตอนการนำค่า Scaling Factor แสดงดังรูปที่ ข.31



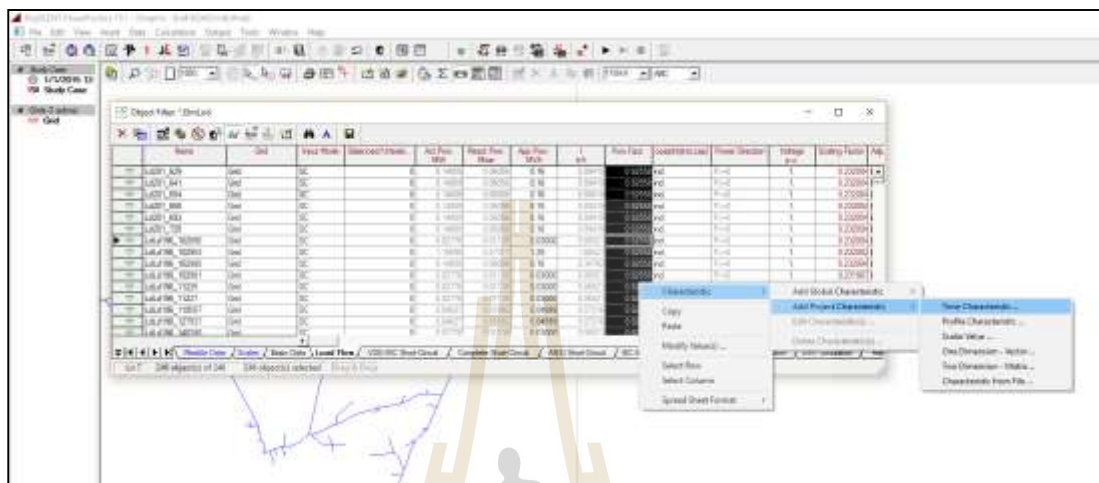
รูปที่ ข.31 ขั้นตอนการป้อนค่า Scaling Factor

8) เลือก General Load > เลือกแท็บ Load Flow > คลิกขวาที่ช่อง Power Factor > เลือก Select Column โดยมีขั้นตอน Select Column แสดงดังรูปที่ ข.32



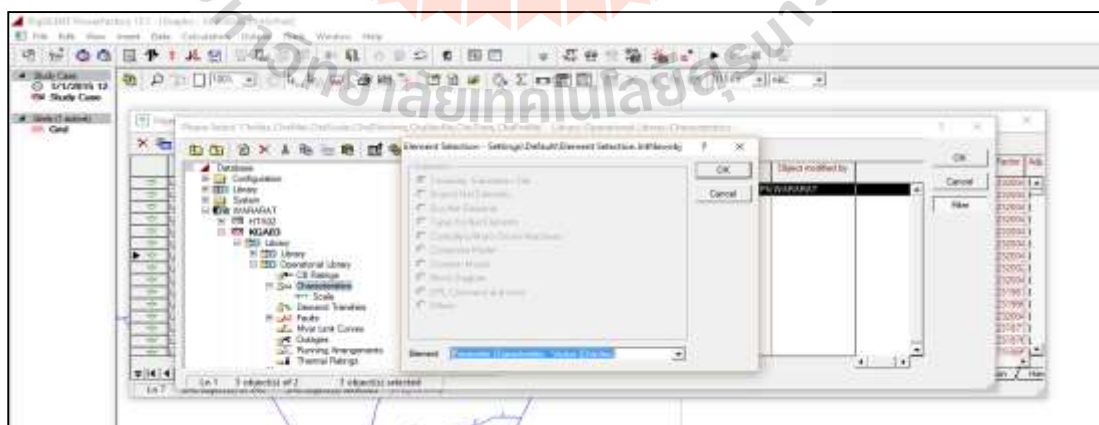
รูปที่ ข.32 ขั้นตอน Select Column

9) คลิกขวาที่ช่อง Power Factor > เลือก Characteristic > เลือก Add Project Characteristic > เลือก Time Characteristic โดยขั้นตอนการสร้าง Time Characteristic เพื่อกำหนดข้อมูลแบบ 24 ชั่วโมง แสดงดังรูปที่ ข.33



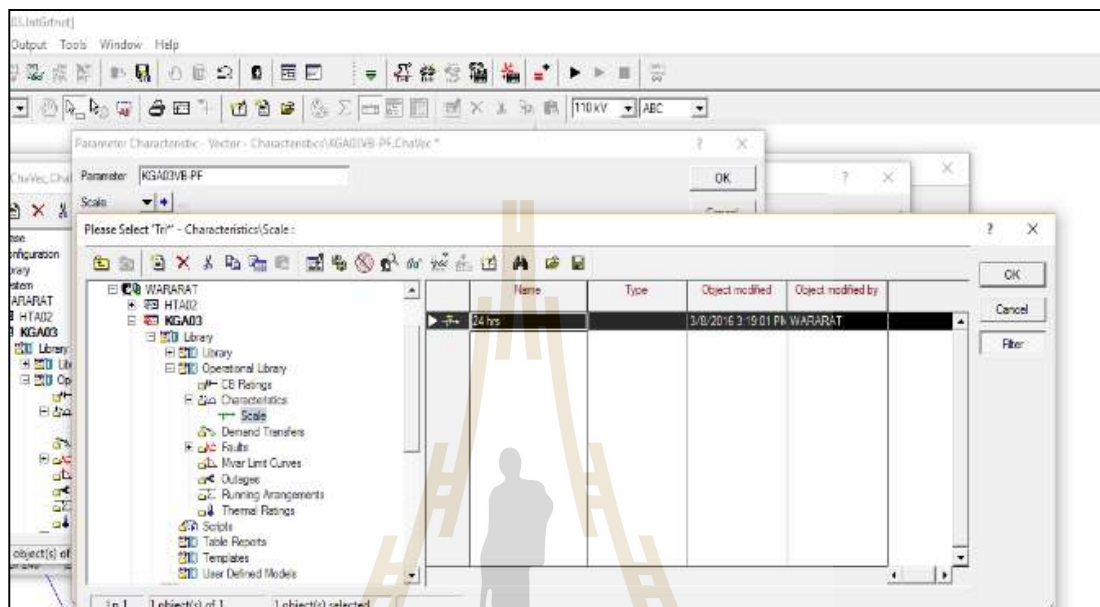
รูปที่ ข.33 ขั้นตอนการสร้าง Time Characteristic

10) เลือก New Object > ตั้งค่าเป็น Parameter Characteristic – Vector (ChaVec) > เลือก คลิก OK โดยขั้นตอนการสร้าง Parameter Characteristic – Vector (ChaVec) ซึ่งเป็นขั้นตอนที่สำคัญ แสดงดังรูปที่ ข.34

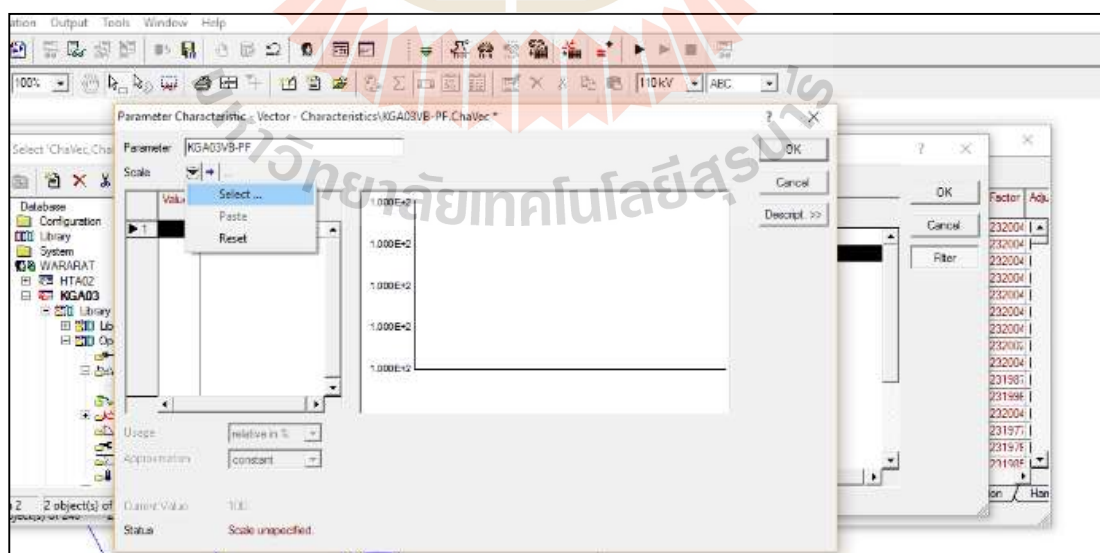


รูปที่ ข.34 ขั้นตอนการสร้าง Parameter Characteristic – Vector (ChaVec)

11) เลือก Scale ของเวลา เลือก Select > เลือก Time Scale ที่ตั้งไว้แล้ว > OK โดยขั้นตอนการเลือก Scale ของเวลาแสดงดังรูปที่ ข.35 และขั้นตอนการสร้าง Time Scale แสดงดังรูปที่ ข.36

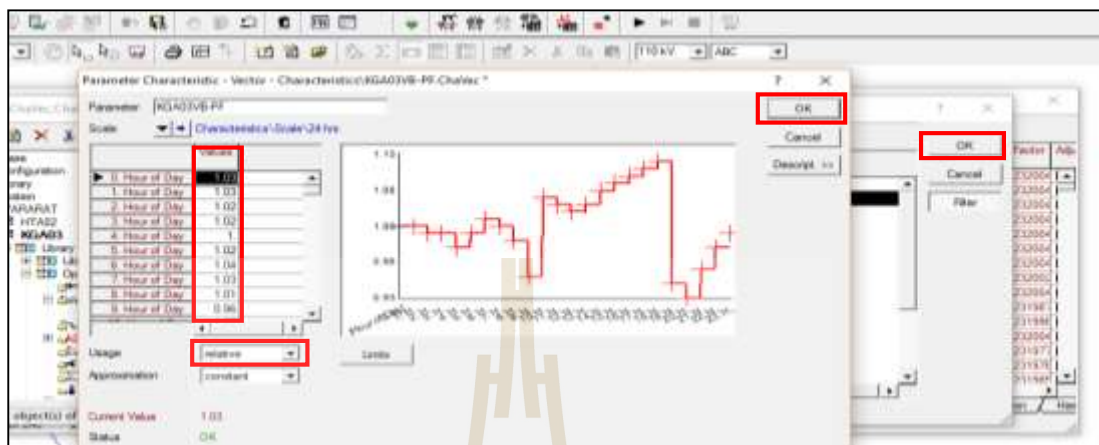


รูปที่ ข.35 ขั้นตอนการเลือก Scale ของเวลา



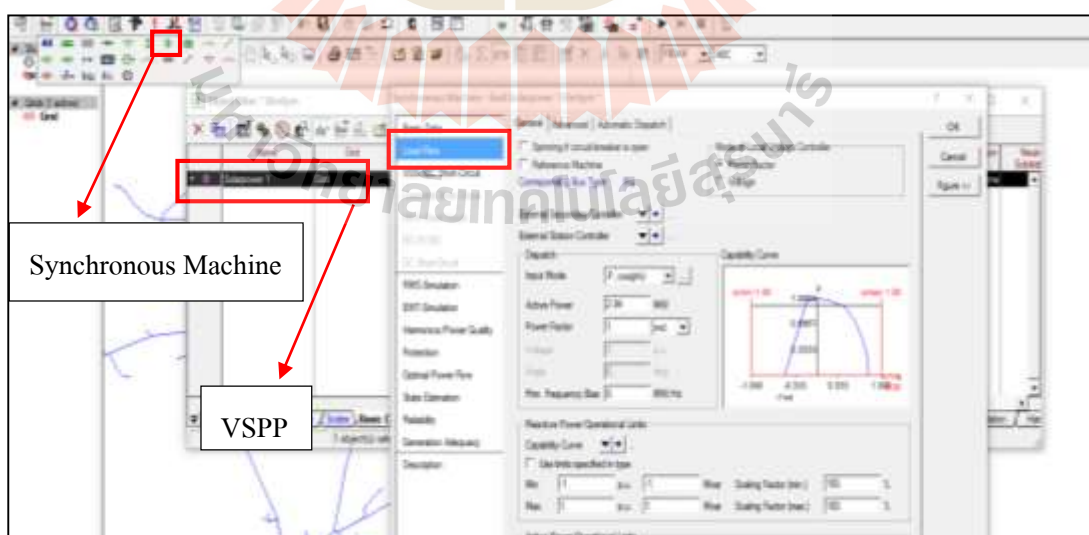
รูปที่ ข.36 ขั้นตอนการสร้าง Time Scale

12) นำค่า Power Factor (Per Unit) ใส่ในช่อง Values > เลือก Usage เป็น relative > OK > คลิก OK โดยขั้นตอนการป้อนข้อมูล Power Factor แสดงดังรูปที่ ข.37



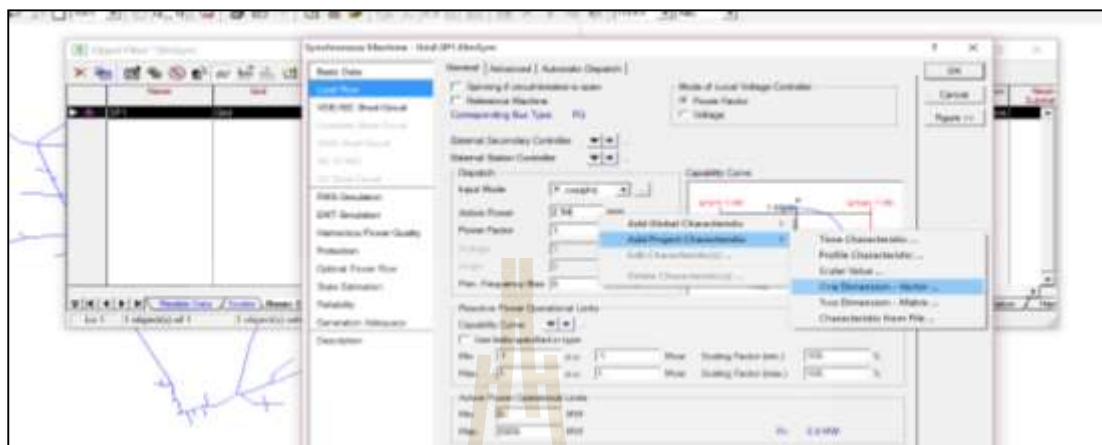
รูปที่ ข.37 ขั้นตอนการป้อนข้อมูล Power Factor

13) กำหนดค่า Gen Profile ให้กับ VSPP เลือก Synchronous Machine > ดับเบิลคลิกที่ VSPP > เลือกแท็บ Load Flow โดยขั้นตอนกำหนดค่าพารามิเตอร์ให้กับ VSPP แสดงดังรูปที่ ข.38



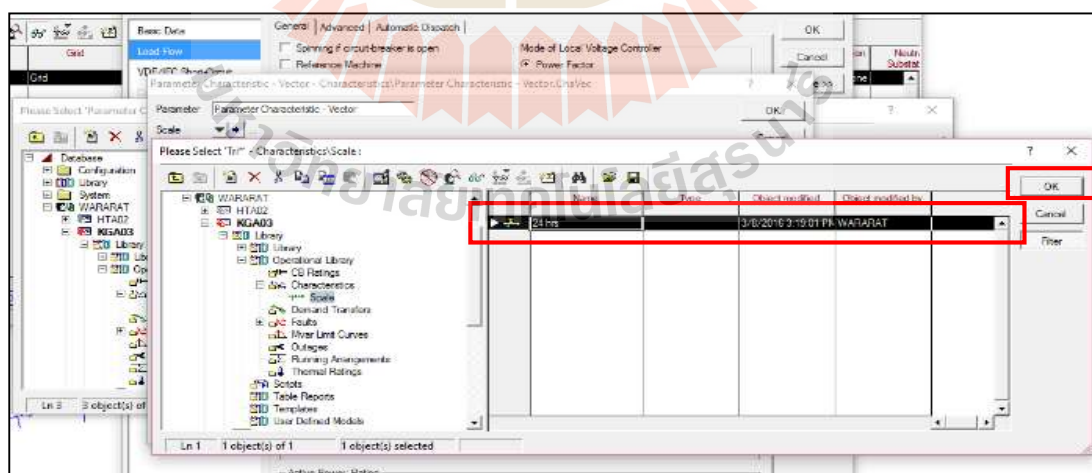
รูปที่ ข.38 ขั้นตอนกำหนดค่าพารามิเตอร์ให้กับ VSPP

14) คลิกขวาที่ช่อง Active Power > เลือก Add Project Characteristic > เลือก One Dimension – Vector โดยมีขั้นตอนคลิกที่ช่อง Active Power แสดงดังรูปที่ ข.39

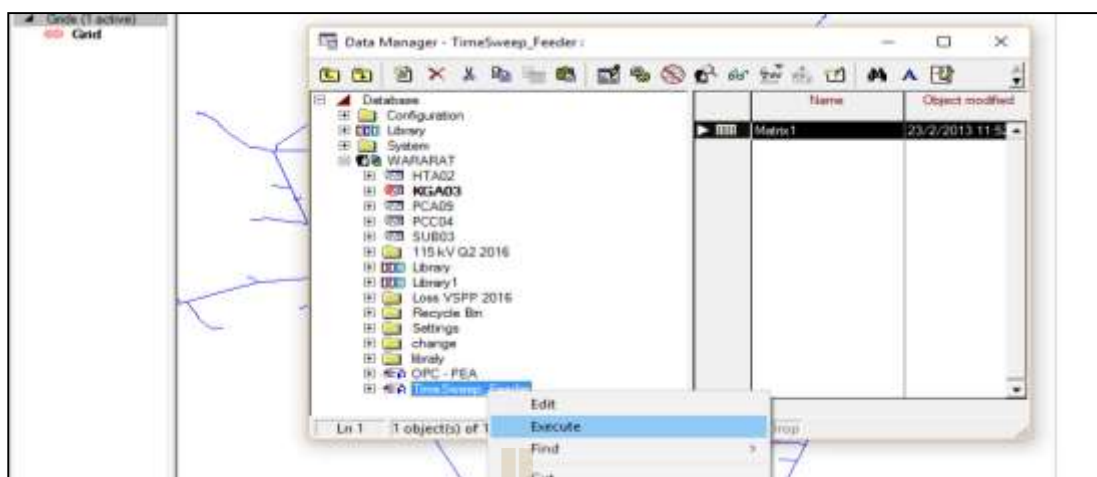


รูปที่ ข.39 ขั้นตอนคลิกที่ช่อง Active Power

15) คลิกขวาที่ช่อง Active Power > เลือก Add Project Characteristic > เลือก One Dimension – Vector โดยมีขั้นตอน Add Project Characteristic แสดงดังรูปที่ ข.40 และขั้นตอนสร้าง One Dimension – Vector แสดงดังรูปที่ ข.41

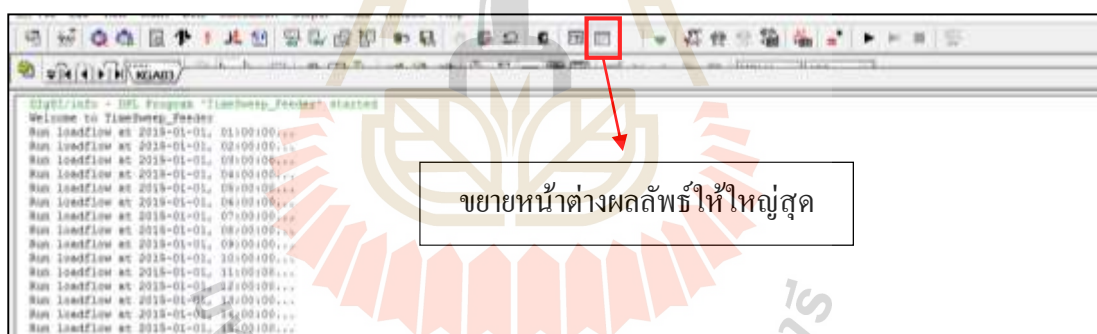


รูปที่ ข.40 ขั้นตอนการ Add Project Characteristic



รูปที่ ข.43 ขั้นตอนการรันแบบ 24 ชั่วโมง

18) คลิก Maximize Output Window เพื่อขยายหน้าต่างผลลัพธ์ให้ใหญ่สุด ซึ่งจะปรากฏข้อมูล Loss ทุกชั่วโมงใน 1 วัน โดยการแสดงผลดังรูปที่ ข.44



รูปที่ ข.44 การแสดงผล

จากรูปที่ ข.44 โปรแกรมจะแสดง Technical Loss ของระบบแบบรายวัน (24 ชม.) คือ Total Losses มีหน่วยเป็น kWh เท่านั้น แต่ที่โปรแกรมแสดง MWh เนื่องจากเป็น Default ฟังก์ชันสำเร็จในโปรแกรม DiGSILENT PowerFactory

ประวัติผู้เขียน

นายสุชาติ เต้าทอง เกิดเมื่อวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2522 สถานที่เกิด อำเภอเมืองยโสธร เมื่อปี พ.ศ. 2545 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ภายหลังสำเร็จการศึกษาได้เข้าทำงาน กับบริษัท นันทกิจและสหยา จำกัด ตำแหน่ง วิศวกรโครงการ จากนั้นในปี 2551 เข้าทำงานใน หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตำแหน่งบรรจุ วิศวกร ระดับ 4 จากการทำงานกับการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มากกว่า 9 ปี จึงทำให้เกิดแรงจูงใจที่จะศึกษาต่อในระดับปริญญาโททางด้าน วิศวกรรมศาสตร์ เมื่อเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2560 ได้เข้าศึกษาต่อในสาขาวิชาวิศวกรรมการจัด การพลังงานและโลจิสติกส์ สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ขณะศึกษา ได้มีผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ดังปรากฏในภาคผนวก ก

ปัจจุบัน ดำรงตำแหน่ง หัวหน้าแผนกแผนธุรกิจ กองบริการลูกค้า ฝ่ายวิศวกรรมและบริการ การไฟฟ้าเขต 3 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดนครราชสีมา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในสังกัด กระทรวงมหาดไทย

