

ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อ
ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ

IMPACT OF GRID-CONNECTED SOLAR ROOF-TOP SYSTEM ON
LOW VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEM

ฐิติกร ศรีวรรณกุล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

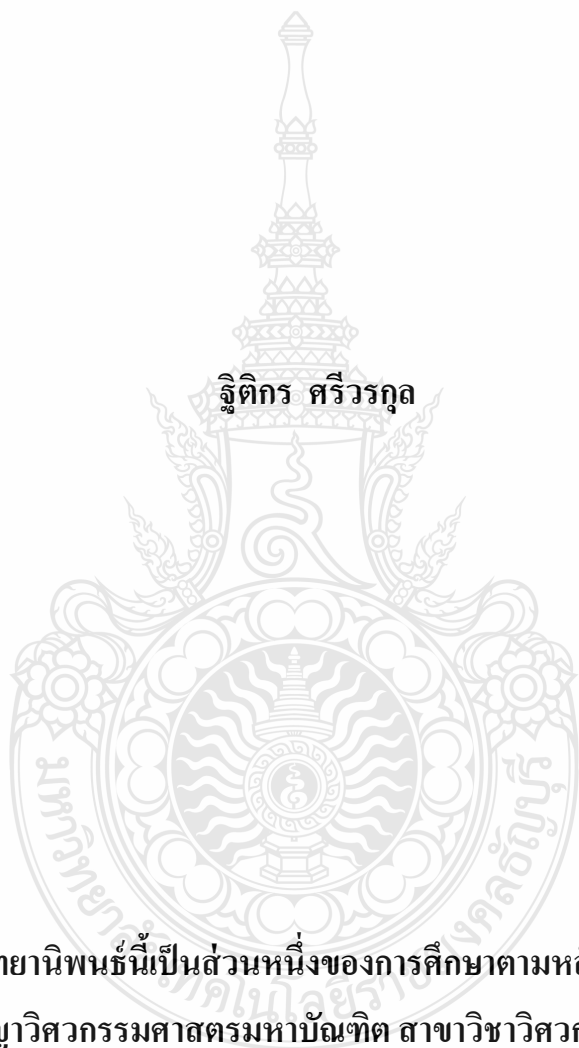
คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2561

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อ
ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ



ฐิติกร ศรีวรกุล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2561

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์

ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ

Impact of Grid-Connected Solar Roof-Top System on Low Voltage Distribution System

ชื่อ – นามสกุล

นายฐิติกร ศรีวรรกุล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า


อาจารย์ที่ปรึกษา


รองศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์, Ph.D.

ปีการศึกษา


2561

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์



..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ณัฐภัทร พันธุ์คง, Ph.D.)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์วันชัย ทรัพย์สิงห์, Ph.D.)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์มนทล นาวงษ์, วศ.ค.)


..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์, Ph.D.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต


..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิวกร อ่างทอง, Ph.D.)

วันที่ 19 เดือน มีนาคม พ.ศ. 2562

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ
ชื่อ - นามสกุล	นายฐิติกร ศรีวรกุล
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์, Ph.D.
ปีการศึกษา	2561

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำสำหรับโรงพยาบาลที่มีโหลดการใช้งาน จำนวนและตำแหน่งบัสที่แตกต่างกัน โดยใช้โปรแกรม DIgSilent PowerFactory ทำการจำลองและวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ เสถียรภาพแรงดัน พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ที่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในปัจจุบันที่ติดตั้งหรือโครงการในอนาคต

การวิจัยทำการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับโรงพยาบาลในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ออกแบบที่กำลังการผลิต 5%, 10%, 15%, 20%, และ 27% ของพิกัดหม้อแปลง 1500 kVA ระดับแรงดัน 22/0.4 kV โดยติดตั้งที่โหลดการใช้งาน จำนวนและตำแหน่งบัสที่แตกต่างกัน พบว่าการติดตั้งขนาด 15% แบบกระจายทุกบัสสามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสปลายทางระยะไกลสุด 350 เมตร จาก 0.939 เป็น 0.956 ต่อหน่วย และการกำหนด 7 รูปแบบการติดตั้ง พบว่าส่งผลดีต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบที่หม้อแปลงไฟฟ้าทำงานลดลงจาก 79.91% เหลือ 75.56%, 71.32%, 67.36%, 67.11%, 63.07% และ 57.85% ตามลำดับ แต่มีข้อเสียคือส่งผลกระทบต่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าลดลงจาก 0.88 เหลือ 0.86, 0.85, 0.83, 0.83, 0.80, และ 0.76 ตามลำดับ ส่วนการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์จาก 1.0 เหลือ 0.9 ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบสูงขึ้นจาก 0.83 เป็น 0.88

ผลการวิเคราะห์พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 15% ของพิกัดหม้อแปลงแบบกระจายทุกบัสเหมาะสมที่สุด สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสไกลสุดให้ได้ดีขึ้น ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลดลง และการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมสามารถลดค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจากค่าปรับชดเชยกิโลวาร์ของการไฟฟ้า ส่งผลให้ลดค่าใช้จ่ายทั้งจากการชดเชยค่ากระแสไฟฟ้าโดยตรง และทางอ้อมจากคุณภาพระบบไฟฟ้าที่ดีขึ้น

คำสำคัญ: พลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

Thesis Title	Impact of Grid-Connected Solar Roof-Top System on Low Voltage Distribution System
Name - Surname	Mr.Thitikorn Srivorakul
Program	Electrical Engineering
Thesis Advisor	Associate Professor Krischonme Bhumkittipich, Ph.D.
Academic Year	2018

ABSTRACT

This thesis aimed to investigate the impact of the grid-connected solar roof-top system on low voltage distribution system for the hospitals with different load profile, buses and locations. The DIgSILENT PowerFactory program was selected to simulate and analyze power flow, voltage profile, energy losses and power factor that affected low voltage distribution system for existing PV installation or the future project.

In order to analyze the impact of the grid-connected solar roof-top system for the hospital load in the PEA's distribution network, this thesis was designed to install the grid-connected solar roof-top system capacity as 5%, 10%, 15%, 20% and 27% of 1500 kVA 22/0.4 kV transformer. The study considered the different load profiles, buses and locations. It showed that the installation 15% of capacity on every bus yields the voltage profile at the end of bus (350 meter), which was raised from 0.939 to 0.956 per unit. The results of the 7 installation patterns showed that the transformer loading of the system had decreased from 79.91% to 75.56%, 71.32%, 67.36%, 67.11%, 63.07% and 57.85% respectively, but the effect of power factor had decreased from 0.88 to 0.86, 0.85, 0.83, 0.83, 0.80 and 0.76 respectively. The Inverter's power factor setting on the solar roof-top system from 1.0 to 0.9 affected the power factor of grid system, which increased from 0.83 to 0.88.

The analysis results showed that the optimized installation of the solar rooftop on every bus at 15% of transformer improved the voltage level at the far-end bus and it also reduced power losses of the system. The optimized inverter's power factor setting improved the power factor to meet the requirements of the Electricity Authority. The improved power quality resulted in direct and indirect energy saving.

Keywords: grid-connected solar roof-top, voltage stability, energy losses, power factor

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้เป็นอย่างดี เพราะได้รับความอนุเคราะห์ ความช่วยเหลือ จากรองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักดีพิชญ์ ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ที่ได้ให้คำปรึกษา ตลอดจนถึงแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์อย่างสูงในการจัดทำวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง ประธานการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนทล นาวงษ์ กรรมการ สอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วันชัย ทรัพย์สิงห์ ผู้ทรงคุณวุฒิ ดร.บุษนา คงจีน หัวหน้า ห้องปฏิบัติการ PSRC ที่กรุณาให้คำแนะนำตลอดจนให้ความช่วยเหลือแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ เพื่อให้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์ ซึ่งผู้วิจัยขอกราบขอพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่ให้การสนับสนุน และให้กำลังใจใน การศึกษาครั้งนี้ ขอขอบคุณบริษัท โกลบอลโทรนิค อินเทอร์เน็ต จำกัด ที่ให้ศึกษาต่อในขณะที่ปฏิบัติงาน ขอขอบคุณเพื่อนนักศึกษาระดับปริญญาโท รุ่นที่ 10 คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชม งคลธัญบุรี รวมทั้ง พี่ๆ น้องๆ ระดับปริญญาโทและปริญญาเอกในกลุ่มงานวิจัยห้องปฏิบัติการ PSRC ทุกท่านที่ให้ความช่วยเหลือแนะนำตลอดช่วงเวลาของการศึกษาและทำการวิจัย

ขอขอบพระคุณ คณาจารย์ทุกท่านจากชั้นอนุบาลถึงระดับปริญญาโทที่ได้ประสิทธิ์ประสาท วิชา และผู้เผยแพร่บทความวิชาการ ผู้วิจัยสามารถนำเอาหลักการทางคณิตศาสตร์ วิศวกรรมศาสตร์ มา ประยุกต์ใช้และอ้างอิงในวิทยานิพนธ์ครั้งนี้ คุณค่าอันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอมอบเพื่อบูชาคุณ บิดา มารดา ครู อาจารย์ และ ผู้มีพระคุณทุกท่าน

จิตติกร ศรีวิระกุล

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(9)
สัญลักษณ์และคำย่อ.....	(10)
บทที่ 1 บทนำ.....	11
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	11
1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย.....	15
1.3 สมมติฐานการวิจัย.....	15
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	16
1.5 ขั้นตอนการวิจัย.....	16
1.6 ข้อยกเว้นของวิทยานิพนธ์.....	17
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	17
บทที่ 2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	18
2.1 ทฤษฎีหลักการดำเนินงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์.....	18
2.2 ทฤษฎีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Power System Stability).....	20
2.3 ทฤษฎีเสถียรภาพแรงดัน (Voltage stability).....	22
2.4 ทฤษฎีระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Systems).....	24
2.5 ค่ากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า.....	28
2.6 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor : P.F.).....	30
2.7 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	33
2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	35
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	37

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.1 ศึกษาเปรียบเทียบ กฎหมาย และแผนนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของประเทศไทย	37
3.2 แบบแผนทางการวิจัย	37
3.3 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย	37
3.4 DIGSILENT โปรแกรมด้านวิศวกรรมไฟฟ้า	38
บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	40
4.1 การจำลองระบบไฟฟ้าที่นำเสนอ.....	41
4.2 ลักษณะของโหลดรายวัน	43
4.3 ขนาด รูปแบบ ตำแหน่งการติดตั้ง PV และการปรับค่าตัวประกอบกำลังของ อินเวอร์เตอร์	43
4.4 การตั้งค่าโปรแกรมวิเคราะห์ DIGSILENT	44
4.5 ผลการวิจัย	48
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ	52
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	52
5.2 ข้อเสนอแนะงานวิจัย.....	53
บรรณานุกรม	54
ภาคผนวก	56
ผนวก ก. การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยโปรแกรม DIGSILENT	57
ผนวก ข. ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่	66
ประวัติผู้เขียน	79

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	การจำแนกประเภทตัวแปรของปัจจัยต่างๆ.....	26
ตารางที่ 4.1	ค่าพารามิเตอร์สายป้อนขนาดต่างๆ	42
ตารางที่ 4.2	ค่าพารามิเตอร์ระยะสายส่ง, ประเภทโหลด, ตำแหน่งและขนาดของ PV	42
ตารางที่ 4.3	รูปแบบการติดตั้ง PV เทียบกับหม้อแปลง ที่ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งต่าง ๆ ...	44
ตารางที่ 4.4	ผลการวิจัยค่าแรงดันบัสที่ PV แต่ละขนาดและตำแหน่งต่างๆ.....	48
ตารางที่ 4.5	ผลการวิจัยค่ากำลังการสูญเสียในระบบไฟฟ้า	50
ตารางที่ 4.6	ผลการวิจัยกรณีปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์ของ PV	51
ตารางที่ 4.7	ผลการประหยัดค่าไฟฟ้าจากการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์	51



สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 1.1	กำลังการผลิตพลังงานทางเลือกปัจจุบันเทียบกับแผนนโยบายในอนาคต..... 13
รูปที่ 1.2	สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภท 13
รูปที่ 1.3	สัดส่วนโครงการและกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ กฟน.และกฟภ..... 14
รูปที่ 2.1	การทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์..... 18
รูปที่ 2.2	ไดอะแกรมการจำแนกเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า 20
รูปที่ 2.3	โครงข่ายระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล..... 25
รูปที่ 2.4	แกนเหล็กของหม้อแปลงไฟฟ้า โดยการอัดเรียงตัวในลักษณะ Laminated..... 28
รูปที่ 2.5	การพันขดลวดรอบแกนเหล็กทำให้เกิดความสูญเสียขณะมีโหลด..... 29
รูปที่ 2.6	4-Quadrant representation of power factor and power flow..... 30
รูปที่ 2.7	Phase diagram of AC power to showing active power, reactive power & apparent power..... 31
รูปที่ 2.8	ระบบไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์..... 33
รูปที่ 2.9	ตัวอย่างค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า กรณีที่ 2 และ 3 ปรับค่าที่ 1 และ 0.95..... 34
รูปที่ 3.1	ตัวอย่างโปรแกรม DIGSILENT 39
รูปที่ 3.2	ตัวอย่าง Data Management ในโปรแกรม DIGSILENT 39
รูปที่ 4.1	ภาพถ่ายโรงพยาบาลเพื่อจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 40
รูปที่ 4.2	แบบจำลอง Solar Rooftop ด้วยโปรแกรม DIGSILENT 41
รูปที่ 4.3	ลักษณะโหลดรายวันของโรงพยาบาลอาคารต่างๆ และ PV..... 43
รูปที่ 4.4	ไดอะแกรมแบบจำลองการใช้กำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม 45
รูปที่ 4.5	การใช้งานโปรแกรม 46
รูปที่ 4.6	Load Flow Calculation (Total System Summary)..... 47
รูปที่ 4.7	Load Flow Calculation (Bars/Terminal & Time Sweep) 47
รูปที่ 4.8	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ และบัส C4 รูปแบบที่ 5 48
รูปที่ 4.9	ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ตามระยะสายไฟจากใกล้ไปไกลสุด (C4)..... 49

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

สัญลักษณ์และคำย่อ	ความหมาย
AEDP	Alternative Energy Development Plan
PEA	Provincial Electricity Authority
SPP	Small Power Producer
VSPP	Very Small Power Producer
PV	Photovoltaic
MPPT	Maximum Power Point Tracking
DSL	DIgSILENT Simulation Language
TR	Transformer
LV	Low Voltage
PF	Power Factor
$\text{Cos } \theta$	Power Factor
kW	Kilowatt (Real Power, P)
kvar	Kilovar (Reactive Power, Q)
kVA	KiloVolt-Amp (Apparent Power, S)
kWp	Kilowatt peak
MWh	Megawatt-hour
kWh	Kilowatt-hour
XLPE/CV	Cross-Linked Polyethylene Cable (CV Cable)
฿	Thai Baht

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

จากการที่รัฐบาลไทยได้จัดตั้งวิสัยทัศน์เชิงนโยบายด้านการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ไทย หรือ โมเดลพัฒนาเศรษฐกิจขึ้น หรือที่เราเรียกกันย่อๆ ในชื่อ Thailand 4.0 เป็นนโยบายเพื่อการพัฒนา ปรับเปลี่ยนโครงสร้างเศรษฐกิจประเทศไทยไปสู่ “Value - Based Economy” หรือ “เศรษฐกิจที่ขับเคลื่อนด้วยนวัตกรรม” โดยมีแนวความคิดหลักคือการขับเคลื่อนประเทศด้วยภาคอุตสาหกรรม ไปสู่การขับเคลื่อนประเทศด้วยเทคโนโลยี เปลี่ยนจากการผลิตสินค้าเชิงโภคภัณฑ์ ไปสู่สินค้าเชิง นวัตกรรม ซึ่งจากนโยบายของรัฐบาลไทยนี้เอง ส่งผลให้ทุกภาคส่วนต่างจัดตั้งนโยบายต่างๆ ขึ้น เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบาย Thailand 4.0 ซึ่งกระทรวงพลังงานก็ได้ดำเนินนโยบายนี้มาวางแผนงานและ ตั้งเป้าหมายที่จะพัฒนาพลังงานไทยไปสู่ นโยบายพลังงาน 4.0 (Energy 4.0) โดยการพัฒนาและ ยกระดับประสิทธิภาพการใช้พลังงาน [1]

Energy 4.0 คือยุคของการขับเคลื่อนพลังงานภายใต้การใช้เทคโนโลยีและนวัตกรรม พัฒนาการใช้พลังงานของประเทศให้มีประสิทธิภาพและมูลค่าเพิ่มมากขึ้น มุ่งเน้นการใช้พลังงาน สะอาดให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีที่กำลังจะเปลี่ยนแปลงไป ลดการทำลายสิ่งแวดล้อมและช่วยยกระดับ คุณภาพชีวิตของประชากรไปพร้อมกัน โดยมีแนวทางการพัฒนาพลังงานไทย ดังนี้

- 1) น้ำมันเชื้อเพลิง โดยการสร้างความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานมีแผนการจัดทำท่อ ขนส่งน้ำมันเพิ่มมากขึ้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและคุณภาพด้านการขนส่ง ยังรวมถึงการ ก่อสร้างคลังน้ำมันเพื่อรองรับการขนส่งทางท่อ ถือเป็น การช่วยลดต้นทุนการขนส่ง น้ำมันทางรถยนต์ เป็นการลดการใช้ น้ำมันเชื้อเพลิงถือเป็น การส่งเสริมการอนุรักษ์ พลังงานภาคขนส่ง
- 2) ก๊าซธรรมชาติ มีการเสนอให้ร่างพระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับใหม่เพื่อกำหนด รูปแบบของการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้ครอบคลุม
- 3) ไฟฟ้า มีการผลักดันให้มีการพัฒนาทดแทนและลดการนำเข้าพลังงานทุกรูปแบบ ด้วย การให้มีโรงไฟฟ้าถ่านหินและเทคโนโลยีสะอาดและพัฒนาาระบบพลังงานอัจฉริยะ

ทิศทางของพลังงานไทย ภายใต้แผนนโยบาย Energy 4.0 โดยเบื้องต้นได้วางกรอบแผนงานไว้ 4 แผนงาน ดังนี้

- 1) การส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) เป็นพลังงานรูปแบบใหม่มาใช้ทดแทนน้ำมัน ลดการใช้พลังงานเชื้อเพลิงที่ส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อม
- 2) ระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่ (Energy Storage Systems: ESS) ถือเป็นเทคโนโลยีเป้าหมายในยุค Energy 4.0 ซึ่งหากทำได้จะเป็นส่วนสำคัญในการผลิตและใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยในระบบจะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เพื่อสนับสนุนการพัฒนาพลังงานทดแทนให้มีเสถียรภาพ
- 3) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบผสมผสาน (Hybrid Firm) ได้เปิดให้มีการผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานใช้เชื้อเพลิงได้มากกว่า 1 ประเภท ทั้งพลังงานจากธรรมชาติ เช่น แสงอาทิตย์ ลม กับพลังงานชีวภาพ
- 4) เมืองอัจฉริยะ และ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart City + Smart Grid : SC) เป็นเมืองที่ออกแบบวางแผน เพื่อการอยู่อาศัยในอนาคตโดยคำนึงถึงคุณภาพสิ่งแวดล้อม ให้ประชาชนสามารถอยู่อาศัยได้ในคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น โดยการนำ Internet of Things (IoT) มาใช้กับระบบเซ็นเซอร์ของอุปกรณ์ต่างๆ เช่นระบบ SCADA ในการควบคุมระยะไกล โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระบบสื่อสารข้อมูลอินเทอร์เน็ตความเร็วสูงมาเชื่อมต่อกับอุปกรณ์สมาร์ทต่างๆ เช่น Smart Home, Smart Office, Smart Buses, Smart Traffic, Smart Classroom, Smart SMEs, Smart Irrigation, Smart Communities เป็นต้น

ความสอดคล้องกันของ Energy 4.0 และ แผนนโยบาย Thailand 4.0 ของรัฐบาล Energy 4.0 มีแผนสอดคล้องกับนโยบาย Thailand 4.0 ของรัฐบาล ภายใต้กรอบ 5 เสาหลักคือ

- 1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP)
- 2) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)
- 3) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)
- 4) แผนบริการจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan)
- 5) แผนบริหารจัดการน้ำมัน (Oil Plan)

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015) [2] ได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิงตามแผน AEDP2015 มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนในภาพรวมของทั้งประเทศ ที่ร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy) รวมสุทธิ ซึ่งสอดคล้องตามกรอบการกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015) ที่ระบุว่าจะให้มีส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอยู่ในช่วงร้อยละ 15 - 20 ภายในปี 2579



รูปที่ 1.1 กำลังการผลิตพลังงานทางเลือกปัจจุบันเทียบกับแผนนโยบายในอนาคต[2]

จากรูปที่ 1.1 แผนพัฒนาพลังงานทางเลือกจะเห็นว่ารัฐบาลสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตมากที่สุดหากเทียบกับพลังงานทางเลือกอื่นๆ ตามแผนปี 2579 ถึงระดับ 6,000 เมกะวัตต์ จากปี 2557 ที่เพียง 1,298.51 เมกะวัตต์

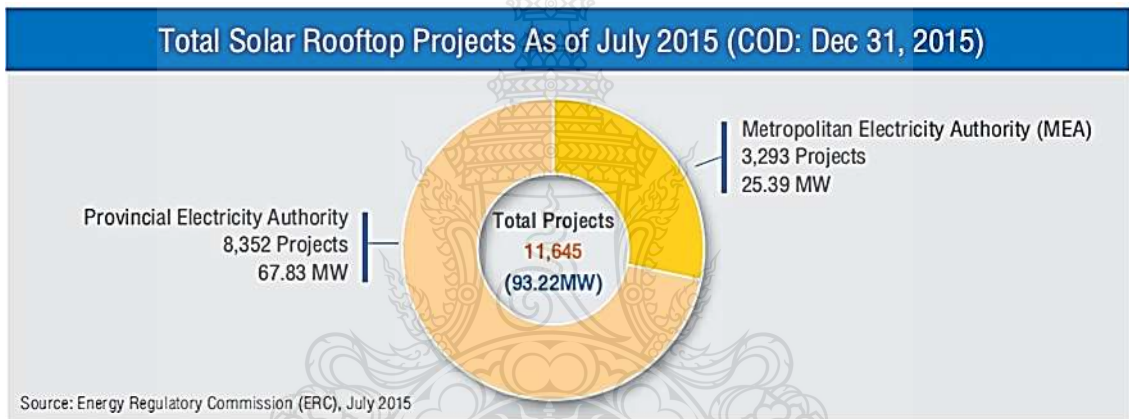
ประเภทเชื้อเพลิง	สถานภาพ สิ้นปี 2557* (เมกะวัตต์)	เป้าหมายปี 2579 (เมกะวัตต์)
1. ชยะชุมชน	65.72	500.00
2. ชยะอุตสาหกรรม	-	50.00
3. ชีวมวล	2,451.82	5,570.00
4. ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	311.50	600.00
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	142.01	376.00
6. ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	-	680.00
7. พลังงานลม	224.47	3,002.00
8. พลังงานแสงอาทิตย์	1,298.51	6,000.00
9. พลังน้ำขนาดใหญ่	-	2,906.40**
รวมเมกะวัตต์ติดตั้ง (เมกะวัตต์)	4,494.03	19,684.40
รวมพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	17,217	65,588.07
ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ (ล้านหน่วย)	174,467	326,119.00
สัดส่วนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (%)	9.87	20.11

* รวมการผลิตไฟฟ้านอกกริด (Including off grid power generation) และไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่

** เป็นกำลังการผลิตติดตั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยพลังน้ำขนาดใหญ่ถูกรวมเป็นเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในแผน AEDP2015

รูปที่ 1.2 สถานภาพและเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแต่ละประเภทเชื้อเพลิง[2]

รูปที่ 1.2 แผนนโยบายข้างต้น เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นถึง 6,000 เมกะวัตต์ ในปี 2579 ทำให้มีข้อจำกัดที่ต้องตรวจสอบ คือเรื่องของระบบสายส่งไฟฟ้าว่ามีเพียงพอรองรับปริมาณไฟฟ้าที่จะขายเข้ามาในระบบหรือไม่ ผลกระทบต่อคุณภาพระบบไฟฟ้าเล็กน้อยเพียงใด ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า [3] ซึ่งเบื้องต้นจากรูปที่ 1.3 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) พบว่าระบบสายส่งของ กฟน. ยังมีปริมาณมากในการรองรับการติดตั้งการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มเติมในอนาคต แต่ในส่วน กฟภ. ยังต้องตรวจสอบอีกครั้ง เพราะมีพื้นที่ครอบคลุมมากทั่วประเทศ ระบบสายส่งแตกต่างกันแต่ละพื้นที่ และจำนวนโครงการติดตั้งเพิ่มมากขึ้นอีกด้วย



รูปที่ 1.3 สัดส่วนโครงการและกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ กฟน. และ กฟภ.[1]

การเพิ่มระบบการผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จากการสนับสนุนของภาครัฐ หรือการลงทุนของภาคเอกชนที่มากเกินไป อาจจะทำให้เกิดปัญหาในการดำเนินงานและควบคุมยุ่งยากขึ้น หรือมีผลกระทบต่อความมั่นคงของคุณภาพไฟฟ้าทั้งระบบ และเกิดผลเสียกับระบบไฟฟ้าได้ กล่าวคือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลาจะมีค่าไม่คงที่ เนื่องจากความเข้มของแสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศและฤดูกาล อาจทำให้แรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ หรือบริเวณใกล้เคียงเกิดการกระเพื่อมของแรงดันไฟฟ้า (Voltage fluctuation) ซึ่งอาจทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาดหรือเกิดความเสียหายได้ ดังนั้น การศึกษาหาผลกระทบจากปริมาณการเชื่อมต่อของพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งใน

ระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ โดยคำนึงถึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา จะทำให้ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าต่างๆ ดังนี้

- 1) แรงดันในแต่ละบัส (Voltage profile)
- 2) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ (Total power losses)
- 3) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor)
- 4) เสถียรภาพทางแรงดันไฟฟ้า (Voltage stability)

เราสามารถนำผลที่ได้มาใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานต่างๆ ทางระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และพัฒนาให้ระบบมีความมั่นคงต่อไปในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อหาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกลุ่มอาคารโรงพยาบาล ที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำเมื่อมีปริมาณติดตั้งสะสมรวมมากขึ้น โดยคำนึงถึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละช่วงเวลา

1.2.2 เพื่อหาขนาดกำลังติดตั้งไฟฟ้ารวมสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่สามารถติดตั้งเพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ โดยที่ระดับแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสูญเสีย และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ยังคงอยู่ภายในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

1.2.3 เพื่อเป็นแนวทางในการวางแผน ปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ ให้มีผลกระทบต่อคุณภาพระบบไฟฟ้าอยู่ในข้อกำหนด และประสิทธิภาพดีขึ้น

1.3 สมมติฐานการวิจัย

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณสูงโดยไม่มีการควบคุมและวางแผน มีผลต่อเสถียรภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ เช่น

1.3.1 แรงดันไฟฟ้าเกิน/ตก (Grid over/under voltage)

1.3.2 ความร้อนเกินพิกัด (Thermal overloading) ของอุปกรณ์ในระบบ เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า สายไฟ และอุปกรณ์ป้องกัน เป็นเหตุให้สูญเสียพลังงานไฟฟ้าโดยไม่มีประโยชน์

1.3.3 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่ามาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนด ทำให้ผู้ใช้งานต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจากค่าปรับกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ ส่งผลต่อการคำนวณความคุ้มค่าที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.3.4 การไฟฟ้าต้องเสียค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบ

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 ศึกษาสร้างแบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลตามมาตรฐาน IEEE แบบไม่สมดุล 3 เฟส (3-phase Unbalanced Load Flow)

1.4.2 ศึกษาจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งทั้งแบบ 1 เฟส ขนาดไม่เกิน 10 kWp และ 3 เฟส ขนาดไม่เกิน 250 kWp ที่มีลักษณะการเชื่อมต่อกระจายและไม่สม่ำเสมอในระบบจำหน่าย

1.4.3 ศึกษาวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียและค่าตัวประกอบกำลัง ที่มีผลกระทบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำของผู้ใช้งานกลุ่มโรงพยาบาล จากการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อทราบถึงจำนวน และตำแหน่งการติดตั้ง เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดอยู่ในข้อกำหนดของการไฟฟ้าฯ

1.5 ขั้นตอนในการดำเนินงาน

1.5.1 ศึกษาข้อมูลแผนนโยบายและแนวโน้มในการสนับสนุนการการใช้พลังงานทางเลือกที่เหมาะสมผู้ใช้ไฟและภูมิภาคของประเทศ

1.5.2 ศึกษาและค้นคว้าข้อมูลเกี่ยวกับข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการรองรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.5.3 ศึกษาผลกระทบ ข้อจำกัดทางด้านเทคนิค และจำแนกสภาพปัญหาต่างๆของระบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากแหล่งข้อมูลทั้งในและต่างประเทศ

1.5.4 ศึกษาการใช้โปรแกรม DIGSILENT เพื่อใช้ในการออกแบบสร้างแบบจำลอง

1.5.5 วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า แบบสามเฟส (3-Phase power flow) เปรียบเทียบกับทฤษฎีที่ค้นคว้า

1.5.6 กำหนดแนวทางแก้ปัญหาผลกระทบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำจากการเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.5.7 ดำเนินการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.6 ข้อจำกัดของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้ใช้งานกลุ่มอาคารโรงพยาบาล ซึ่งมีความหลากหลายของการใช้ไฟฟ้าทั้ง 24 ชั่วโมง แต่สำหรับกลุ่มผู้ใช้อื่นๆ เช่น บ้านพักอาศัย หรือโรงงานอุตสาหกรรม อาจมีผลกระทบของระบบคุณภาพไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับขนาดและตำแหน่งที่อยู่ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.7.1 ได้ฝึกการวิเคราะห์ปัญหาและการแก้ปัญหาต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบที่เราสนใจ พร้อมทั้งได้ใช้ความรู้ความสามารถที่ได้ศึกษามาใช้ในการดำเนินการวิจัย

1.7.2 ได้ศึกษาแผนการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทางเลือกสำหรับประเทศ นอกเหนือจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เป็นเพียงส่วนหนึ่งของแผนฯ

1.7.3 สามารถวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้าและปรับปรุงให้ระบบไฟฟ้าดีขึ้น ไม่ก่อให้เกิดปัญหาในอนาคต

1.7.4 สามารถออกแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยคำนึงถึงผลกระทบจากประเภทของผู้ใช้งานที่แตกต่างกัน

1.7.5 ผลของงานวิจัยสามารถนำไปใช้วิเคราะห์เป็นแนวทางสำหรับโรงพยาบาลต่างๆ ที่มีความสนใจในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

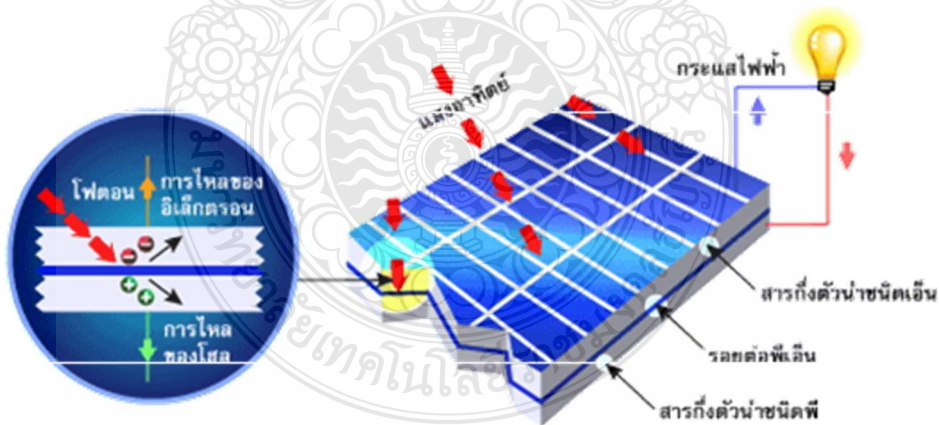
1.7.6 หาแนวทางป้องกันระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนนครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อวางแผนการปรับปรุงประสิทธิภาพของคุณภาพระบบไฟฟ้า

บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

บทนี้จะกล่าวถึงองค์ความรู้ทางทฤษฎีของระบบไฟฟ้าทั้งหมด เพื่อพิจารณาวิเคราะห์ผลกระทบต่อการเชื่อมต่อบรรณผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Roof-top) ต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำในกลุ่มผู้ใช้งาน โรงพยาบาล[4] กล่าวถึงทฤษฎีระบบจำหน่ายจะถูกเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ได้แก่ หลักการทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ ทฤษฎีที่เกี่ยวกับการไหลของระบบไฟฟ้ากำลัง เสถียรภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทั้งของระบบ และค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ ข้อมูลจำเป็นที่ใช้ในการคำนวณการไหลของโหลด และผลที่จะได้จากการคำนวณ ในทางปฏิบัติจะใช้โปรแกรม DIGSILENT ซึ่งเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปที่ กฟภ. นำมาใช้ในการประมวลผลระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในปัจจุบัน มาช่วยในการประมวลผล จึงได้กล่าวถึงคุณลักษณะของโปรแกรมหดังกล่าวไว้ในบทนี้ด้วย และจะนำมาใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในบทต่อไป

2.1 ทฤษฎีหลักการทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 2.1 การทำงานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะเกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบบวกขึ้นได้แก่อิเล็กตรอนและโฮล โครงสร้างรอยต่อพีเอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์เพื่อ

แยกพาหะนำไฟฟ้าชนิดอิเล็กตรอนไปที่ขั้วลบและพาหะนำไฟฟ้าชนิดโฮลไปที่ขั้วบวกปกติ ที่ฐานจะใช้สารกึ่งตัวนำชนิดพี ขั้วไฟฟ้าด้านหลังจึงเป็นขั้วบวก ส่วนด้านรับแสงใช้สารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น ขั้วไฟฟ้าจึงเป็นขั้วลบ ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าแบบกระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสอง เมื่อต่อให้ครบวงจรไฟฟ้าจะเกิดกระแสไฟฟ้าไหลขึ้น ตัวอย่างเช่นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 4 นิ้วจะให้กระแสไฟฟ้าประมาณ 2-3 แอมแปร์ และให้แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิดประมาณ 0.6 โวลต์ เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ไม่มากนัก ดังนั้นเพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้ามักเพียงพอสำหรับใช้งานจึงมีการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆเซลล์มาต่อกันเป็นเรียกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Modules) ลักษณะการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับความต้องการกระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนานจะทำให้ได้กระแสไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น การต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรมจะทำให้ได้แรงดันไฟฟ้าสูงขึ้น

คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์มีส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกันและมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่มีดังนี้

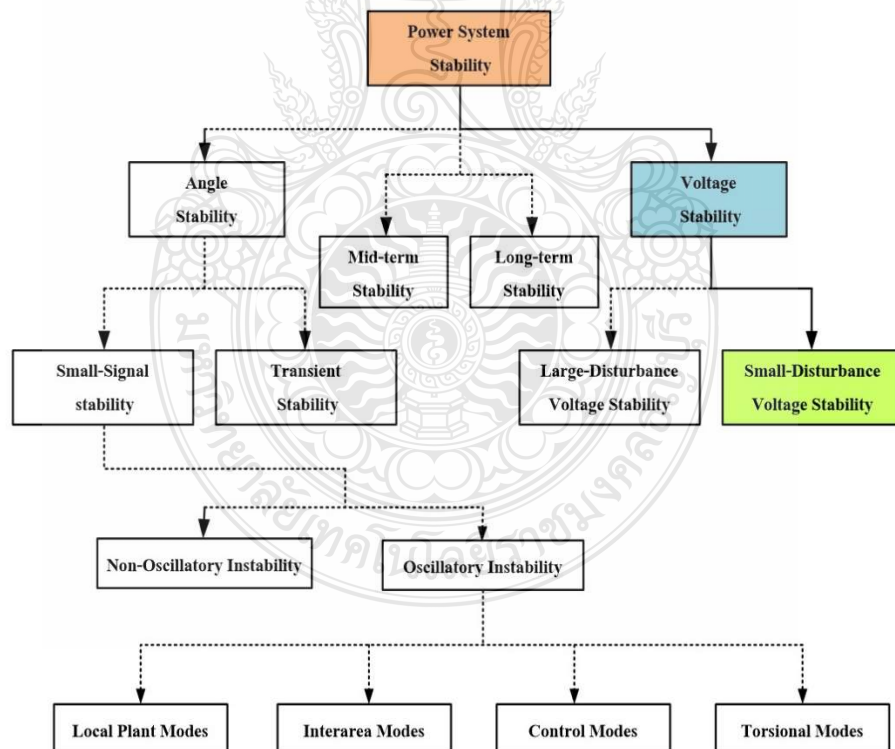
2.1.1 ความเข้มของแสง ค่ากระแสไฟฟ้า (Current) เป็นสัดส่วน โดยตรงกับความเข้มของแสงหมายความว่าเมื่อความเข้มของแสงสูงกระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้นในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือ โวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐานคือความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่งปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลกซึ่งความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับ 100 mW/cm^2 หรือ $1,000 \text{ W/m}^2$ ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้าแสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศากับพื้นโลก ความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับประมาณ 75 mW/cm^2 หรือ 750 W/m^2 ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 2.0 กรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

2.1.2 อุณหภูมิ ค่ากระแสไฟฟ้า (Current) จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไปในขณะที่แรงดันไฟฟ้า(โวลต์) แต่จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุก ๆ 1 องศา ที่เพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คืออุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส เช่นกำหนดไว้ว่าแผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (Open Circuit Voltage หรือ V_{oc}) ที่ 21 โวลต์ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ก็ จะหมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส จะเท่ากับ 21 โวลต์ ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียส เช่น อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% ($0.5\% \times 5$ องศาเซลเซียส) นั่นคือ

แรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ V_{OC} จะลดลง 0.525 V ($21 \text{ V} \times 2.5\%$) เหลือเพียง 20.475 V ($21 \text{ V} - 0.525 \text{ V}$) สรุปได้ว่า เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นแรงดันไฟฟ้าจะลดลงซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

จากข้อกำหนดดังกล่าวข้างต้น ก่อนที่ผู้ใช้จะเลือกใช้แผงแสงอาทิตย์จะต้องคำนึงถึงคุณสมบัติของแผงที่ระบุไว้ในแผงแต่ละชนิดด้วยว่าใช้มาตรฐานอะไรหรือมาตรฐานที่ใช้วัดแตกต่างกันหรือไม่ เช่น แผงชนิดหนึ่งระบุว่าให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 80 W ที่ความเข้มแสง 1,200 W/m² ณ อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียส ขณะที่อีกชนิดหนึ่ง ระบุว่าให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ 75 W ที่ความเข้มแสง 1,000 W/m² และอุณหภูมิมาตรฐาน 25 องศาเซลเซียสแล้ว จะพบว่าแผงที่ระบุว่าให้ กำลังไฟฟ้า 80 W จะให้กำลังไฟฟ้าต่ำกว่า จากสาเหตุดังกล่าวผู้ที่ใช้แผงจึงต้องคำนึงถึงข้อกำหนดเหล่านี้ในการเลือกใช้แผงแต่ละชนิดด้วย

2.2 ทฤษฎีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Power System Stability)



รูปที่ 2.2 ไคอะแกรมการจำแนกเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

เสถียรภาพระบบไฟฟ้า คือความสามารถของระบบไฟฟ้าที่ระบบสามารถรักษาสมดุลภายใต้การทำงานปกติ และหากเกิดการรบกวนภายในระบบแล้วยังสามารถนำกลับสู่สภาวะสมดุลที่ยอมรับได้ ซึ่งอาจจะเป็นการรบกวนขนาดเล็ก (Small-Disturbance) หรือการรบกวนขนาดใหญ่ (Large-Disturbance) ก็ได้ โดยหากมีความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น ก็จะส่งผลกระทบต่อปัญหาการขาดเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบเสถียรภาพระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 3 ลักษณะ คือ เสถียรภาพทางมุม (Angle Stability) เสถียรภาพความถี่ (Frequency Stability) และเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า (Voltage Stability) สามารถจำแนกประเภทเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าตามลักษณะที่เกิดขึ้นทางด้านเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง ได้ดังรูปที่ 2.2 โดยสามารถอธิบายได้ดังนี้

2.2.1 เสถียรภาพทางมุม

ความสามารถของระบบในการรักษาสมดุลของเครื่องกลซึ่งโรตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ และยังคงอยู่ได้ในสภาวะซิงโครไนซ์หลังจากเกิดการรบกวนในระบบ ซึ่งขึ้นอยู่กับความสามารถในการรักษาและฟื้นฟูให้เกิดความสมดุลระหว่างแรงบิดของสนามแม่เหล็กและแรงบิดทางกลของเครื่องกลซึ่งโรตอร์ในระบบ สำหรับความไม่มีเสถียรภาพในระบบนี้อาจจะเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของมุมการเคลื่อนที่ของเครื่องกำเนิดตัวใดตัวหนึ่งในระบบ ซึ่งส่งผลให้เกิดการสูญเสียสภาวะซิงโครไนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นในระบบ

2.2.2 เสถียรภาพความถี่

ความสามารถของระบบในการรักษาความถี่ให้คงที่ หลังจากเกิดการขาดความสมดุลของแหล่งจ่ายกับโหลดและจะส่งผลกระทบต่อระบบอย่างมาก ซึ่งความสามารถของระบบนี้ขึ้นอยู่กับรักษาและฟื้นฟูความสมดุลระหว่างแหล่งจ่ายกับโหลด สำหรับความไม่มีเสถียรภาพนี้อาจเป็นผลจากการเปลี่ยนแปลงความถี่ทำให้แหล่งจ่ายหรือ โหลดถูกตัดออกจากการทำงาน

2.2.3 เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า

ความสามารถคือความสามารถของระบบในการรักษาระดับของแรงดันไฟฟ้าให้คงที่ทุกบัสในระบบหลังจากเกิดปัญหาขึ้นภายในระบบ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับความสามารถในการเก็บรักษาความสมดุลระหว่างโหลดกับแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบ ความไม่มีเสถียรภาพนี้อาจเกิดขึ้นจากแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำลงหรือเพิ่มสูงขึ้น เนื่องมาจากการสูญเสียที่โหลดหรือในสายส่งสภาวะแรงดันไฟฟ้าพังทลาย (Breakdown Voltage) คือ สภาวะที่แรงดันไฟฟ้าของระบบเปลี่ยนแปลงตามความต้องการของโหลด เมื่อโหลดเพิ่มมากขึ้นแรงดันไฟฟ้าของระบบจะค่อย ๆ ลดลงจนถึงจุดวิกฤตในขณะนี้หากมีการเพิ่มขึ้นของ โหลดเพียงเล็กน้อยจะทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบตกลงอย่างมาก เป็นเหตุให้ระบบไม่สามารถจ่ายแรงดันไฟฟ้าให้กับ โหลดได้อีก ซึ่งมีสาเหตุมาจากความสามารถของ

ระบบในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดไม่เพียงพอ สาเหตุของการเกิดพ้อจะสรุปได้เป็น 2 กรณี คือ การเพิ่มขึ้นของโหลด และไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าสู่ระบบเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าได้เพียงพอ ทั้งนี้เพราะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟส่วนมากสูญเสียไปกับสายส่งระหว่างตำแหน่งของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ากับตำแหน่งของโหลด ซึ่งในทางปฏิบัติการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าสู่ระบบใช้อุปกรณ์ชดเชยต่าง ๆ เช่น ชุดตัวเก็บประจุ และอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าแบบยืดหยุ่น กับการที่แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหรือสายส่งชุดใดชุดหนึ่งถูกตัดออกจากระบบทันทีทันใด ทำให้สายส่งหรือแหล่งจ่ายพลังงานอีกชุดหนึ่งต้องจ่ายโหลดเกินพิกัด

2.3 ทฤษฎีเสถียรภาพแรงดัน (Voltage stability)

เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าเป็นอีกเรื่องที่ต้องคำนึงถึง เพราะมีผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ดีควรต้องคำนึงถึงคุณสมบัติที่สำคัญ ซึ่งจำเป็นที่จะต้องใช้ในการออกแบบระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย คุณภาพของกำลังไฟฟ้า (Power Quality) เสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า (Power Stability) ความเชื่อถือได้ของกำลังไฟฟ้า (Power Reliability) ความยืดหยุ่นของกำลังไฟฟ้า (Power Flexibility) ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้ากำลังมี 3 ส่วน คือ ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า โดยทั่วไประบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าจะเริ่มจากระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีเครื่องกำเนิดผลิตไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันไฟฟ้า 13.8 kV ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง เพื่อเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีระดับสูง 69-500 kV จ่ายผ่านระบบส่งจ่ายไฟฟ้า จากนั้นจะถูกแปลงให้มีระดับแรงดันไฟฟ้าลดลงเหลือ 11-33 kV ที่สถานีจ่ายไฟฟ้ย่อยโดยหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้ย่อยและจ่ายผ่านสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลังจากนั้นจะถูกแปลงลดลงมาเหลือ 400/380 V

เสถียรภาพแรงดันอาจเกิดจากสาเหตุหลายประการ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่ง และโหลดเป็นส่วนประกอบที่มีความสำคัญที่ต้องดูแล เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นสิ่งสำคัญอันดับแรกเพราะจะช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้กับระบบ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดจะถูกกำหนดด้วยสนามกระแสไฟฟ้าและกระแสแอมเจอร์ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีส่วนสำคัญต่อการปรับปรุงเสถียรภาพแรงดัน ทำให้การขาดเสถียรภาพจะส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเมื่อกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกจำกัดที่กระแสสนามไฟฟ้ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟด้านออกจะขึ้นอยู่กับแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า โหลดสูงสุดจะถูกลดเมื่อกระแสสนามไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกจำกัด สายส่งของระบบไฟฟ้ากำลังก็มีส่วนสำคัญต่อเสถียรภาพแรงดัน กำลังไฟฟ้าสามารถส่งผ่านสายส่งได้สูงสุดจะถูกจำกัดในระบบไฟฟ้า โดยจะคำนึงถึงองค์ประกอบหลายอย่าง

2.3.1 เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดการรบกวนภายในระบบอย่างรุนแรง

ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีความสามารถในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า เมื่อเกิดการรบกวนภายในระบบอย่างรุนแรง เช่น การเกิดความผิดปกติในระบบ หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบตัวใดตัวหนึ่งชำรุดเสียหาย

2.3.2 เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดการรบกวนภายในระบบเพียงเล็กน้อย

ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีความสามารถในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าเมื่อมีการรบกวนหรือมีความผิดปกติภายในระบบเพียงเล็กน้อย เช่น การเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบไฟฟ้าเป็นต้น กรอบเวลาสำหรับปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบส่วนมากจะเริ่มจากวินาทีไปจนถึง 10 นาที ดังนั้นเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าจึงแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ ระยะเวลาสั้น ๆ (Short-Term) และระยะเวลานาน (Long-Term)

2.3.2.1 เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในระยะเวลาสั้นๆ

ส่วนประกอบของโหลดที่มีการเคลื่อนที่อย่างรวดเร็ว เช่น มอเตอร์เหนี่ยวนำ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ควบคุมโหลด และอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้ากระแสตรง คาบเวลาการศึกษาจะมีหน่วยเป็นวินาที

2.3.2.2 เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าในระยะเวลานาน

อุปกรณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างช้า ๆ เช่น การควบคุมอุณหภูมิของโหลด และการจำกัดกระแสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า คาบเวลาของการศึกษาจะมีหน่วยเป็นนาที เสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าขึ้นอยู่กับองค์ประกอบต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- 1) การทำงานของอุปกรณ์ในระบบ การเกิดแรงดันไฟฟ้าฟัลทลายมีสาเหตุมาจากอุปกรณ์ป้องกันด้วย ซึ่งการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันควรพิจารณาถึงการเพิ่มขึ้นของโหลดอย่างรวดเร็ว ความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ และมีการตัดตอนส่วนที่มีผลกระทบต่อระบบน้อยที่สุดออกไป
- 2) กรณีการเกิดความผิดปกติในระบบ ถ้าใช้เวลาในการตัดความผิดปกติมากเกินไปจะทำให้แรงดันไฟฟ้าของระบบลดลงจนอาจทำให้เกิดสภาวะการฟัลทลายได้ ดังนั้นการออกแบบระบบและการตั้งเวลาวิกฤติของระบบ จะต้องคำนึงถึงการเกิดสภาวะแรงดันไฟฟ้าฟัลทลายเอาไว้ด้วย
- 3) ปริมาณและตำแหน่งของอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากแหล่งกำเนิดจะส่งผ่านมาสู่โหลด เนื่องจากความสูญเสียใน

สายส่งระหว่างการจ่ายกำลังไฟฟ้า การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจึงขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งต้องมีปริมาณที่พอเพียง และอยู่ในบริเวณที่ใกล้เคียงกับจุดที่เกิดแรงดันไฟฟ้าพังทลาย

- 4) ปัจจัยอื่นๆ เนื่องมาจากปัญหาเศรษฐกิจ สังคม และการเมือง เพราะปกติ การเกิดสถานะแรงดันไฟฟ้าพังทลายมักจะเกิดขึ้นกับระบบที่อยู่ในสถานะเครียดนั้น คือ ระบบมีความยืดหยุ่นต่ำอันเนื่องมาจากสายจ่ายที่เพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับรายได้ จากสถานะทางสังคมและเหตุผลทางด้านเศรษฐกิจ ทำให้บรรดาผู้ผลิตไฟฟ้าต่าง ๆ ต้องปิดโรงไฟฟ้าลงอันเนื่องมาจากความไม่คุ้มทุน ส่งผลให้แหล่งจ่ายพลังงานลดลงแต่โหลดมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทำให้ส่งผลต่อเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า

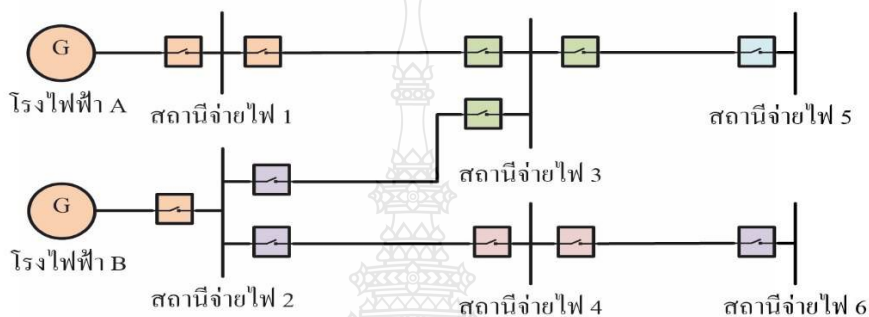
2.4 ทฤษฎีระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Systems)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าที่ถูกสร้างมาจากระบบผลิตไฟฟ้าผ่านมายังระบบส่งจ่ายไฟฟ้า เพื่อแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดผู้ใช้ไฟฟ้า มีส่วนประกอบที่สำคัญคือ สถานีไฟฟ้าทำหน้าที่ปรับลดแรงดันไฟฟ้าก่อนส่งจ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่แล้วระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีระดับแรงดันไฟฟ้าครอบคลุมทั้งทางด้านปฐมภูมิ ทุติยภูมิ รวมถึงระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุด สำหรับประเทศไทยจะกำหนดแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 115 kV รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบหลัก คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดิน และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ค่าใช้จ่ายในการลงทุนความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และความสวยงาม เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดิน เนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีต้องเดินสายไฟข้ามแม่น้ำหรือภายในนิคมอุตสาหกรรม นิยมใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดินเพราะสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ยึดมีความปลอดภัยและความมั่นคงสูงกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าเหนือดินในอากาศซึ่งมักจะเป็นสายเปลือย ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งต้องมีการวางแผนการก่อสร้างระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงองค์ประกอบต่าง ๆ เช่น ระดับของแรงดันไฟฟ้า ชนิดของวงจรการจ่ายไฟฟ้า ตลอดจนความเหมาะสมในการใช้งานในแต่ละพื้นที่

2.4.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Distribution Systems)

โครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ง่ายที่สุดที่มีการจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายเพียงด้านเดียว โดยที่พลังงานไฟฟ้าจะไหลไปในทิศทางเดียวกันจากสถานีไฟฟ้าไปยังภาระ

การใช้งาน การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายนี้หากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายแบบลูป หรือระบบจำหน่ายแบบร่างแหต่อไปได้ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบท เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทนี้ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบง่าย ๆ และลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสีย คือ ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ ลักษณะโครงข่ายระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล แสดงดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 โครงข่ายระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล

2.4.2 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Analysis of Power Flow)

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายจะทำให้ทราบระดับแรงดันที่โหนดต่าง ๆ ได้ และคำตอบของการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายนั้น จะช่วยในการวางแผนเพื่อควบคุมระบบตลอดจนการขยายระบบให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ซึ่งการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ด้วยหลักการใช้เมทริกซ์จาโคเบียน (Jacobian-based) เช่น นิวตันราฟสัน หรือเก๊าเซิล นั้นไม่เหมาะสมกับการวิเคราะห์ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบจำหน่ายที่บางครั้งเกิดปัญหาเกี่ยวกับการลู่เข้าสู่คำตอบ ดังนั้นควรใช้วิธีแพร่กระจายถอยหลังและเดินหน้า (Backward and forward propagations) เพื่อแก้ปัญหาเกี่ยวกับการลู่เข้าสู่คำตอบ โดยมีรายละเอียดของลำดับขั้นตอนการวิเคราะห์ระบบ ดังต่อไปนี้

- 1) รับข้อมูลระบบจำหน่าย
- 2) จัดลำดับสายจ่าย
- 3) คำนวณกระแสในสายจ่ายโดยใช้วิธีแพร่-กระจายถอยหลัง
- 4) คำนวณแรงดันที่โหนดโดยใช้วิธีแพร่-กระจายเดินหน้า
- 5) การเข้าสู่คำตอบของแรงดัน
- 6) คำนวณกระแสในสาย แรงดันที่โหนด และกำลังไฟฟ้าในสาย

สมการที่ (1) เป็นสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Equation) รูปแบบกำลังเชิงซ้อน ที่บัส i ส่วนสมการที่ (2) และ (3) เป็นสมการพื้นฐานการไหลของโหลด (Load Flow Equation)

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (1)$$

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (3)$$

จะเห็นว่า มี 4 ตัวแปร ที่เชื่อมต่อกับบัส n จำนวน จะมีตัวแปรทั้งหมด $4n$ โดยจะมีตัวแปรระบุได้ $2n$ และเป็นตัวแปรที่ต้องแก้จากสมการการไหลของโหลด ส่วนตัวแปร m สามารถสรุปสามารถแยกตัวแปรที่ระบุและต้องหาจากสมการของบัสประเภทต่าง ๆ [3] ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 การจำแนกประเภทตัวแปรของบัสชนิดต่าง ๆ

BusType	Total no.of buses	Specified Qty.	Solution Qty.
PQ	$n-m$	P_i, Q_i	V_i, θ_i
PV	$m-1$	P_i, V_i	Q_i, θ_i
Slack	1	V_i, θ_i	P_i, Q_i

2.4.3 การคำนวณกระแสแต่ละสาขาโดยวิธีแพร่กระจายถอยหลัง (Backward Propagation)

อาศัยกฎความสัมพันธ์ของกระแสเคอร์ชอฟฟ์ โดยเริ่มต้นจากกระแสที่โหนด จะมีค่าดังสมการที่ (4)

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S}{V_i^{(k-1)}} \right) - Y_i V_i^{(k-1)} \quad (4)$$

โดยที่ : S^i คือ กำลังที่โหนด i ($S^i = P^i \pm jQ^i$), Y^i คือ ผลรวมของแอดมิตแดนซ์ส่วนลงดินทั้งหมดที่โหนด i และ $V_i^{(k-1)}$ คือ แรงดันที่โหนด i รอบคำนวณที่ $k-1$

การคำนวณกระแสเริ่มให้ขนาดแรงดันเป็น 1 p.u. และมุมแรงดันเป็นศูนย์ที่ทุกๆ โหนดส่วนการคำนวณกระแสในสายจะเริ่มจาก การคำนวณที่เรียกว่า การแพร่กระจายถอยหลัง โดยที่รอบการคำนวณที่ k จะคำนวณกระแส J ในสายที่สุดท้ายเรื่อยเข้าสู่จุดโหนดหรือรูตบัส โดยกระแสที่สาย L หาได้จากสมการที่ (5)

$$J_L^k = -I_{L2}^k + \sum (\text{กระแสในสายที่พุ่งจากโหนด } L_2) \quad (5)$$

2.4.4 การคำนวณแรงดันที่โหนดโดยวิธีแพร่กระจายเดินหน้า (Forward Propagation)

อาศัยกฎความสัมพันธ์ของแรงดันเคอร์ซอพฟ์ โดยเริ่มจากบัสอ้างอิงรูตโหนด (Root node) หรือรูตบัส (Root bus) โดยที่ค่าแรงดันกำหนดให้มีค่าคงที่และเฟสเป็นศูนย์ ส่วนค่าแรงดันและมุมเฟสของแรงดันที่บัสอื่น ๆ ถัดจากบัสอ้างอิงในรอบการคำนวณที่ k จะถูกคำนวณค่าแรงดันที่บัสเรื่อยไปสู่บัสสุดท้าย ดังสมการ (6)

$$V_{L2}^{(k)} = V_{L1}^{(k)} - Z_L J_L^{(k)} \quad (6)$$

โดยที่ : Z_L คือ ค่าอิมพีแดนซ์อนุกรมของสายจ่ายช่วง L ระหว่าง โหนด L_2 และ L_1 คือ โหนดปลายทาง, L_1 คือ โหนดต้นทาง, J คือ กระแสในสายและ k คือ รอบการคำนวณ

2.4.5 การเข้าสู่คำตอบของแรงดัน

กระทำในลักษณะเวียนซ้ำในแต่ละรอบของการคำนวณ โดยจะตรวจสอบค่า mismatch ของแรงดันในแต่ละบัส ดังแสดงในสมการที่ (7)

$$\Delta V_j^{(k)} = V_j^{(k-1)} \quad (7)$$

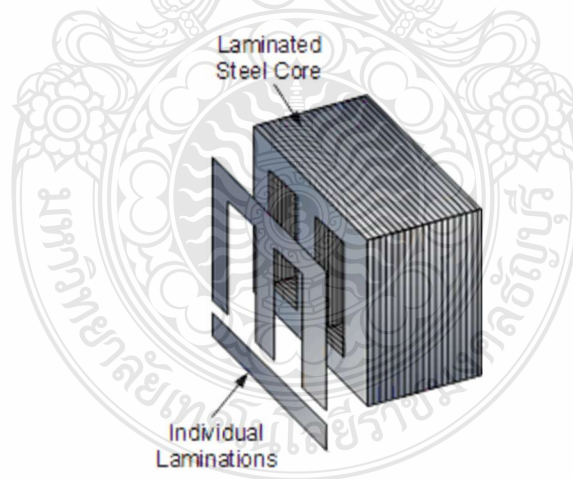
โดยที่ : V คือ ค่าความคลาดเคลื่อนของแรงดันที่ยอมรับได้ที่บัส j หลังจากการคำนวณ ในรอบที่ k , V คือแรงดันที่บัส j ในรอบการคำนวณที่ k และ V คือ แรงดันที่บัส j ในรอบการคำนวณที่ $k-1$ การเข้าสู่คำตอบของแรงดันอาจหาได้จากผลต่างของค่าอื่น ๆ ดังสมการที่ (8)

$$\begin{cases} |\operatorname{Re}(\Delta V_j^{(k)})| \leq \varepsilon \\ |\operatorname{Im}(\Delta V_j^{(k)})| \leq \varepsilon \\ |\Delta V_j^{(k)}| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (8)$$

2.5 ค่ากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า

2.5.1 ค่ากำลังสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้า[5]

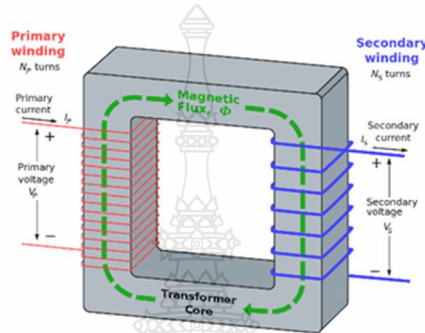
กำลังสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วนได้แก่ ส่วนที่หนึ่ง กำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะไม่มีโหลด (No load loss) คือ กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้ายังไม่จ่ายโหลด กำลังสูญเสียนี้อาจเกิดขึ้นในแกนเหล็ก เรียกว่า Iron Loss หรือ Core Loss ซึ่งค่า Core Loss นี้ มีค่าเกือบคงที่ไม่ขึ้นอยู่กับโหลดแต่จะเปลี่ยนแปลงไปตามการเปลี่ยนแปลงของเส้นแรงแม่เหล็กในแกนเหล็ก และขึ้นอยู่กับความถี่ ความหนาแน่นสูงสุดของเส้นแรงแม่เหล็กในแกนเหล็ก คุณภาพของแกนเหล็ก ปริมาตร หรือน้ำหนักของแกนเหล็ก หม้อแปลงชนิดความสูญเสียต่ำ ใช้คุณภาพของเนื้อเหล็ก Silicon ที่มีคุณภาพนำมาตัดและเรียงเป็นแบบ Step Lab Core จะทำให้เกิด Noise ต่ำและค่า No-Load Loss ลดลงได้ประมาณ 8-15 % หรือลดเสียงรบกวน (Noise Level) ได้อีก 3-4 เดซิเบล และลดค่า No Load Current ได้ 50 % เป็นผลให้ผู้ใช้หม้อแปลงไฟฟ้าลดค่าใช้จ่ายสำหรับค่ากำลังสูญเสียที่เกิดขึ้น



รูปที่ 2.4 แกนเหล็กของหม้อแปลงไฟฟ้า โดยการอัดเรียงตัวในลักษณะ Laminated

ส่วนที่สอง กำลังสูญเสียขณะมีโหลด (Load loss) คือ กำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องมาจากความต้านทานของขดลวดขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลด กำลังสูญเสียนี้นี้เรียกว่า Copper Loss สำหรับ

หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดความสูญเสียต่ำ จะมีการปรับปรุงในส่วนของขดลวดเพื่อลดความสูญเสีย โดยขดลวดแรงสูงใช้เทคโนโลยีการพัน Coils แบบ Log Layer Winding ที่มีการพัฒนาใช้ Paper Strip เป็นฉนวน ที่สามารถเพิ่มความหนาในแต่ละช่วงของการพัน Coil ได้ ส่วนขดลวดแรงต่ำ ใช้ Copper Foil เป็นขดลวดพันคอยล์แทนลวดทองแดง ซึ่ง Copper Foil นี้จะทนต่อกระแสกระชากและกระแสลัดวงจร (Short Circuit) ได้สูงสุด



รูปที่ 2.5 การพันขดลวดรอบแกนเหล็กทำให้เกิดความสูญเสียขณะมีโหลด

กำลังสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถนำมาคำนวณหาประสิทธิภาพของหม้อแปลงไฟฟ้า ได้ดังสมการที่ (9)

$$\text{Efficiency (\%)} = \frac{P_{load}}{P_{load} + \text{Core Loss} + \text{Copper Loss}} \quad (9)$$

2.5.2 ค่าการสูญเสียในสายไฟฟ้า

สายไฟฟ้า (Cable) หรือ ตัวนำไฟฟ้าชนิดอื่นๆ เช่น บัสบาร์ (Busbar) เป็นส่วนประกอบที่มีความสำคัญไม่ยิ่งหย่อนไปกว่า หม้อแปลงไฟฟ้า และแผงจ่ายไฟฟ้าหลัก เนื่องจากการเลือกขนาดและชนิดของสายไฟฟ้า และอุณหภูมิตัวนำที่สูงขึ้นจะทำให้มีสายไฟมีค่าความต้านทานต่ำ จะช่วยให้สามารถลดความสูญเสียระหว่างแหล่งจ่ายไฟ ไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้าปลายทาง (โหลด) ได้เช่นเดียวกัน ความสูญเสียในสายไฟเป็นสัดส่วน โดยตรงกับ ค่ากระแสยกกำลังสอง ดังสมการที่ (10)

$$Z = I^2 R \quad (10)$$

การแก้ไขค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์จากค่าแฟคเตอร์เดิมไปเป็นค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ใหม่จะทำให้ความสูญเสียของสายลดลงจำนวนหนึ่ง ดังสมการที่ (11)

$$Z\% = \left[1 - \left(\frac{\cos \theta_1}{\cos \theta_2} \right)^2 \right] \times 100 (\%) \quad (11)$$

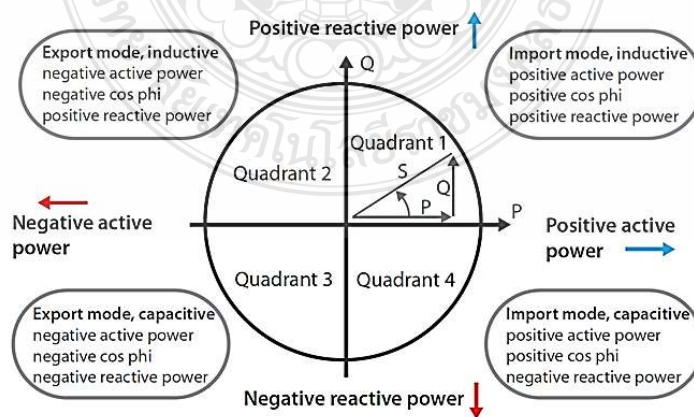
เมื่อ

- Z คือ ค่าความต้านทานของสาย
- I คือ กระแสในสายไฟ
- R คือ ค่าความต้านทาน
- Z% คือ ความสูญเสียลดลง
- $\cos \theta_1$ คือ เพาเวอร์แฟคเตอร์เดิม
- $\cos \theta_2$ คือ เพาเวอร์แฟคเตอร์ใหม่ที่เปลี่ยนไป

2.6 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor : P.F.)

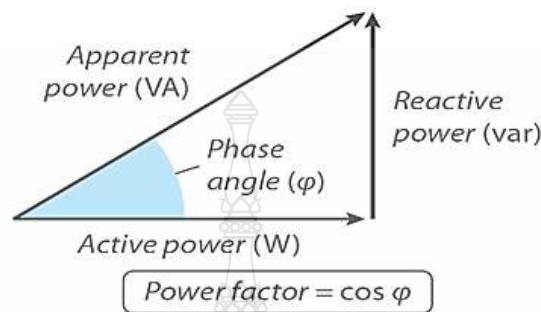
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า[6] คือค่าตัวเลขอัตราส่วนของกำลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงหรือ Real Power (P) ซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (Watt :W)หารด้วยค่ากำลังงานที่ปรากฏ หรือ Apparent Power (S) ซึ่งมีหน่วยเป็นโวลต์-แอมแปร์ (VA) แสดงได้ตามสมการที่ (12)

$$\text{Power factor} = \cos \phi = \frac{\text{Active power (W)}}{\text{Apparent power (VA)}} \dots \quad (12)$$



รูปที่ 2.6 4-Quadrant representation of power factor and power flow

สามารถอธิบายให้เข้าใจง่ายได้ว่า Power Factor คือตัวเลขที่บอกถึงกำลังงานไฟฟ้าที่ได้ใช้ประโยชน์หรือเกิดการทำงานจริงกับขนาดของกำลังงานทั้งหมดที่ต้องการจากระบบไฟฟ้าโดยส่วนที่เกินจากกำลังงานที่ใช้ทำงานจริงจะเรียกว่า Reactive Power ซึ่งมีหน่วยเป็น วาร์ (VAR) ตามรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 Phase diagram of AC power showing active power, reactive power, and apparent power

ประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้าในกรณีระบบที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ ต้องมีการปรับปรุงค่า[6] ทั้งนี้เป็นเพราะอาจเกิดแรงดันไฟฟ้าตก กระแสไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นและทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจากนิยามของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า แสดงให้เห็นว่า ระบบไฟฟ้าใดที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ นั่นคือ อัตราส่วนระหว่างกำลังไฟรีแอกตีฟหรือกำลังไฟฟ้าเสมือน (กิโลวาร์) ต่อ กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) มีค่าสูง ซึ่งจะทำให้เกิดการสูญเสียทั้งในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าและของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง สาเหตุที่ต้องปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้น

2.6.1 อุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ มีผลทำให้ระบบการจ่ายไฟฟ้ามีคุณภาพต่ำไปด้วย เนื่องจากประโยชน์ที่จะได้รับจากกำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์) ในระบบไฟฟ้าจะต่ำกว่า ซึ่งทำให้การไฟฟ้าจำเป็นต้องเพิ่มขนาดของอุปกรณ์จำหน่ายและอุปกรณ์ส่งไฟฟ้าให้สูงขึ้น

2.6.2 เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนที่ไม่จำเป็นหรือรีแอกตีฟ (กิโลวาร์) ที่เกิดขึ้นด้วย อันไม่เป็นผลดีต่อประเทศชาติโดยรวม ดังนั้น ประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้าในกรณีระบบที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำ จะต่ำกว่าระบบที่มีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูง ทั้งนี้เป็นเพราะอาจเกิดแรงดันไฟฟ้าตก กระแสไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นและทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ามากขึ้น ซึ่งเราสามารถใส่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านี้ เป็นตัววัดประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้าได้ ผลประโยชน์ที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

2.6.3 สามารถประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟ (กิโลวาร์) ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ที่ต่ำกว่า 0.85 จะต้องเสียค่าปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ในอัตรา 56.07 บาทต่อกิโลวาร์ ซึ่งเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มีค่ามากกว่า 0.85 จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าในส่วนนี้ลงได้

2.6.4 ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถประหยัดการลงทุนในการขยายระบบไฟฟ้าลงได้ เนื่องจากเมื่อมีการปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้วจะเป็นการเพิ่มความสามารถของสายไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้าในการรับโหลด ได้เพิ่มขึ้น

2.6.5 เมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแล้ว จะเป็นการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายไฟฟ้าและหม้อแปลง อีกทั้งแรงดันไฟฟ้าตกจะน้อยลง (แรงดันไฟฟ้าดีขึ้น)

2.6.6 ผลข้างต้นจะนำมาซึ่งประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถประหยัดค่าไฟฟ้าลงได้ และยังเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ที่สามารถแสดงได้เป็นรูปธรรมที่ชัดเจน

2.6.7 การปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้มากกว่า 0.85 จะทำให้ระบบอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น จะเป็นการประหยัดการลงทุนในการขยายระบบไฟฟ้า

2.6.8 ผลที่เกิดขึ้นเมื่อมีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่อส่วนรวม นั่นก็คือ การสามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้โดยสามารถลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดเนื่องจากการลดค่ากระแสไฟฟ้าในสายส่งและอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ซึ่งเป็นการประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าโดยรวมของประเทศได้

2.7 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลกระทบที่เกิดจากตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor)[7] ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ส่วนใหญ่จะถูกตั้งค่าที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูง หรือเข้าใกล้ 1 มากที่สุด เพื่อให้ระบบผลิตพลังงาน Active power มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ โดยไม่คำนึงถึง Reactive power ทำให้มีปริมาณสูงขึ้นในระบบจำหน่าย กล่าวคือ ทำให้ค่า Power factor ของระบบลดต่ำลง ก่อให้เกิดปัญหาในระบบจำหน่ายด้วยเช่นกัน ตัวอย่าง สมมุติว่าโรงพยาบาลแห่งหนึ่งมีโหลดคงที่ 100 kW ตลอดเวลา

2.7.1 กรณีที่ 1 ไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดค่าไฟฟ้าภายในหน่วยงานมีโหลดใช้กำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าคือ

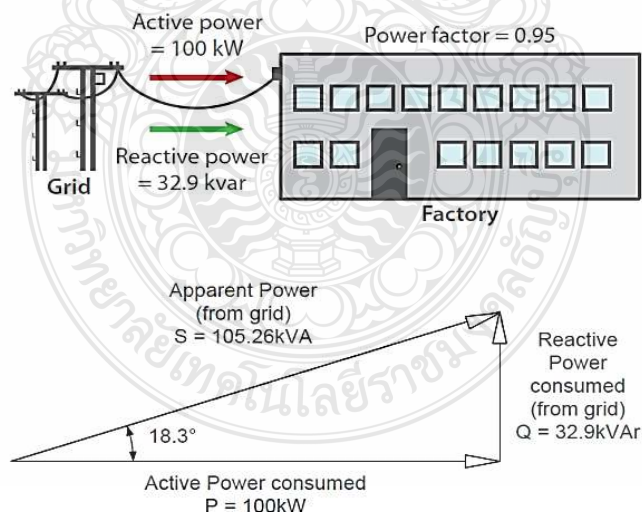
$$P = 100 \text{ kW} , Q = 32.9 \text{ kvar} , S = 105.26 \text{ kVA} \text{ จะได้ } PF = 0.95$$

ซึ่งยังอยู่ในเกณฑ์ปกติ ถ้าโหลด 100 kW กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสาย คือ

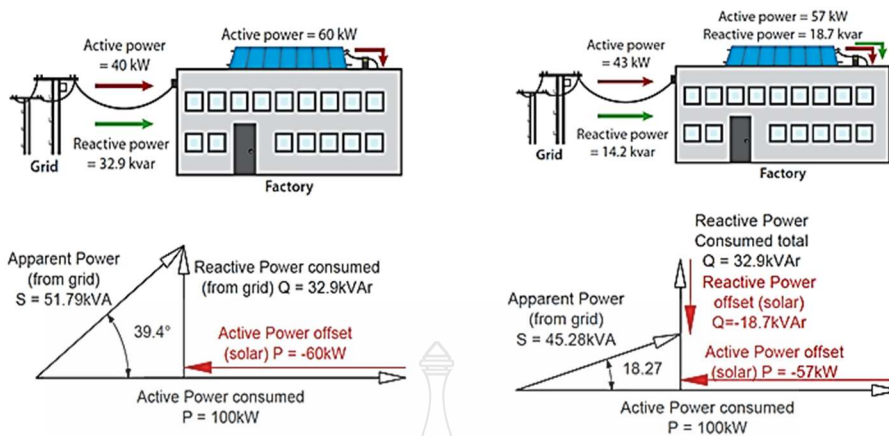
$$I = 100 \text{ kW} / (1.732 \times 380 \times 0.95) = 160 \text{ A}$$

ดังรูปที่ 2.8 สายไฟ 200 เมตร มีความต้านทาน 0.1 โอห์มจะได้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย

$$P = 3 \times 160^2 \times 0.1 = 7.68 \text{ kW}$$



รูปที่ 2.8 ระบบไฟฟ้าก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 2.9 ตัวอย่างค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า กรณีที่ 2 และ 3 ปรับค่าที่ 1 และ 0.95

2.7.2 กรณีที่ 2 มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อลดค่าไฟฟ้าภายในหน่วยงานขนาด 80 kWp โซลาร์เซลล์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริง P เท่ากับ 60 kW ($80 \text{ kWp} \times 75\%$) ทำให้ต้องดึงกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้ามา P เท่ากับ 40kW ตั้งอินเวอร์เตอร์ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 เพื่อจ่ายโหลด โดยโหลดยังคงดึงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเท่าเดิม Q เท่ากับ 32.9kvar ทำให้กำลังไฟฟ้าปรากฏ S มีค่า 51.79 kVA คำนวณเป็น Power factor (PF) เท่ากับ 0.77 (ลดลงจากเดิม 0.18) ซึ่งค่า power factor 0.77 นั้นถือว่าผิดปกติ เพราะการไฟฟ้ามีค่าปรับกรณีค่าต่ำกว่าข้อกำหนดคือไม่น้อยกว่า 0.85 ซึ่งการติดตั้งโซลาร์เซลล์ดังกล่าวทำให้โรงงานจะต้องถูกค่าปรับ power factor ในอัตรา 56.07 บาทต่อกิโลวัตต์ ดังรูปที่ 2.9 (ซ้าย)

2.7.3 กรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกรณีที่ 2 แต่ตั้งค่าเปิดฟังก์ชันทำการชดเชย P,Q อัตโนมัติเพื่อให้ power factor ดีขึ้น (ลด P, เพิ่มQ) อยู่ในช่วงที่ต้องการ อาทิเช่น power factor เป็น 0.95 เท่าเดิม จะทำให้หน่วยงานดังกล่าวไม่ต้องเจอค่าปรับ power factor จากการไฟฟ้าโดยการเปิดใช้งานฟังก์ชันดังกล่าวในตัวอินเวอร์เตอร์ แต่อย่างไรก็ตามการทำแบบนี้จะทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบโซลาร์เซลล์ลดลงเล็กน้อย แต่ผลการคำนวณการประหยัดพลังงานดีที่สุด ดังรูปที่ 2.9 (ขวา)

2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การจัดทำวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ได้ทำการศึกษางานวิจัยที่ถูกตีพิมพ์ทั้งในและต่างประเทศ สำหรับในประเทศไทยนั้นยังไม่พบงานวิจัยที่เกี่ยวข้องโดยตรง ซึ่งได้พิจารณาตามหลักการพื้นฐานของทฤษฎีและแนวทางการวิเคราะห์ที่มีความสอดคล้องกับงานวิจัยฉบับนี้ เพื่อใช้เป็นเอกสารอ้างอิงประกอบการทำวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้ศึกษาและสรุปพอสังเขปได้ดังนี้

2.7.1 เผด็จ ไชยมงคล, 2557 [8] นำเสนอการจัดการพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย แบบสมาร์ตกริดอย่างมีประสิทธิภาพ โดยการแบบจำลองระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ระดับแรงดัน 22 เควี จำนวน 9 บัส 8 จุดโหลด โดยหาขนาดและตำแหน่งติดตั้งระบบจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ (BESS) ที่เหมาะสม สำหรับการจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด และจ่ายกลับคืนให้กับระบบในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไม่ให้เกิน 8 MW โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT สรุปได้ว่า PV ขนาด 8 MW ตำแหน่งติดตั้ง BESS ที่เหมาะสม คือ 12.5 เปอร์เซ็นต์ โดยที่ PV กระจายตัวสม่ำเสมอและหนาแน่นปลายทาง

2.7.2 Demirok E., Dezso S., Remus T., Pedro R., 2009 [9] ได้ทำการทดลองโดยใช้ PSCAD/EMTDC วิเคราะห์หาผลกระทบของเสถียรภาพแรงดันและคุณภาพระบบไฟฟ้าจากการติดตั้ง PV ในโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ผลการทดลองสามารถสรุปว่าการติดตั้ง PV ในปริมาณมากส่งผลกระทบต่อคุณภาพระบบไฟฟ้า ทำให้แรงดันเพิ่มมากขึ้นเกินกว่ามาตรฐาน EN50160 กำหนด หากมีการเชื่อมต่อนิวเวอร์เตอร์พิกัดกำลังสูง และอีกกรณีการปรับลดค่า Reactive power ในระบบจำหน่ายจะลดต่ำลงหากมีการติดตั้ง PV เพื่อปรับลดค่า Reactive power ในระบบ

2.7.3 Greg Shirek, 2012 [10] ได้ศึกษาและบันทึกผลเกี่ยวกับค่าพลังงานของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้ค่าพลังงานแต่ละช่วงเวลาและความต้องการปริมาณทางไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาทั้งนี้รวมในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ห่างจากแหล่งกำเนิดในระยะทางที่ต่างกัน เพื่อเปรียบเทียบการสูญเสียทางไฟฟ้า ผลจากการทดลองสรุปได้ว่ามีความสูญเสียเกิดขึ้นในระบบจำหน่ายเนื่องจากระยะทางระหว่างแหล่งจ่ายและโหลดจากผู้ใช้ไฟฟ้า

2.7.4 Sheppy M., Pless S., Kung F., 2014 [11] ได้ทำการศึกษาวัดค่าการใช้พลังงานของผู้ใช้งานโรงพยาบาลแห่งหนึ่งในเมืองบอสตัน สหรัฐอเมริกา โดยสามารถวัดค่าเพื่อแยกปริมาณการใช้งานของโรงพยาบาลได้ตาม กลุ่มโหลดไฟฟ้าที่ใช้งานแต่ละช่วงเวลา กลุ่มของแผนกที่ดำเนินการ และวิเคราะห์การใช้พลังงานต่อพื้นที่แยกแต่ละแผนก เพื่อนำไปวิเคราะห์หาค่าการใช้พลังงานและแนวทางในการปรับปรุงแก้ไขการใช้ไฟฟ้า และการอนุรักษ์พลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

2.7.5 Bernards, R., Morren, J., Slootweg, J.G., 2014 [12] ได้ทำการวิจัยหาค่าปริมาณสูงสุดของการติดตั้ง PV เข้าสู่ระบบโดยไม่มีผลกระทบต่อเกินค่ามาตรฐานในประเทศเนเธอร์แลนด์ ซึ่งได้พิจารณาติดตั้งขนาดต่างๆ เทียบกับโหลดผู้ใช้งานแบ่งเป็น 4 ประเภท พิกัดสูงสุดของโหลด และขนาดของสายส่งตามระยะทาง สูงสุดที่ 600 เมตร สรุปได้ว่าการติดตั้ง PV ส่งผลกระทบต่อแรงดันเกินค่ามาตรฐาน 3% ที่ระยะต้นทางของสายส่งที่ระยะ 160-240 เมตรตามพิกัดโหลดผู้ใช้งาน แต่ระยะกลางและปลายสายส่งผลกระทบต่อไม่เกินค่ามาตรฐานของพิกัดแรงดันและพิกัดสายไฟ

2.7.6 Appen J., Stetz T., Braun M., 2014 [13] นำเสนอกลยุทธ์การปรับตั้งค่าการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเบตเตอร์กักเก็บพลังงานเพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบในประเทศเยอรมัน ได้อ้างอิงข้อกำหนดแรงดันไฟฟ้าและค่าตัวประกอบกำลังตามมาตรฐาน EN50160 โดยกำหนดรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของ PV แบบ 100% ของพิกัดติดตั้ง แบบ 70% โดยปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์คงที่และแบบปรับปรุงเพาเวอร์แฟกเตอร์อัตโนมัติตามข้อกำหนด พร้อมทั้งพิจารณาขนาดของเบตเตอร์เพื่อใช้กักเก็บและจำหน่ายที่มีผลตอบแทนสูงสุด

2.7.7 M. Karimi, H.Mokhlis., 2016 [14] ทำการวิจัยผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มสูงขึ้นในปัจจุบัน นำเสนอเทคนิคในการตรวจจับคุณภาพไฟฟ้ากรณี Islanding โดยมีแบบ Remote และแบบ Local โดยใช้เทคนิค Passive, Active และ Hybrid ในการตรวจจับกรณีเกิดปัญหา Islanding ในระบบไฟฟ้า

2.7.8 Ahmad H., Sarder S., 2017 [15] ทำการวิเคราะห์ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้ากรณีมีการเชื่อมต่อกับแหล่งพลังงาน (DG) ชนิด Wind turbine ขนาด 1 MW และ 5 MW โดยกำหนด 7 รูปแบบตำแหน่งการติดตั้งในโครงข่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ใช้โปรแกรม ETAP (Electric Transient Analysis Program) วิเคราะห์หาผลกระทบของระบบ สรุปได้ว่าเพิ่มขนาดของ DG แบบกระจายไม่ส่งผลกระทบต่อระบบ และทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าดีขึ้น

2.7.9 ฮาฟิซ แมแรกาเจ และ ดร.สมพร สิริสารานุกูล., 2560 [16] นำเสนอการวิเคราะห์ผลกระทบของการเชื่อมต่อแหล่งผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาจำนวนมากต่อแรงดันและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยได้ใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.) เป็นกรณีศึกษา โดยสมมติให้สายป้อนของระบบนั้นจ่ายไฟให้กับบ้านอยู่อาศัยจำนวน 360 หลังที่มีปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่แปรผัน กราฟโหลด 24 ชั่วโมงสำหรับผู้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย พบว่าการติดตั้งที่ขนาด 15kW ทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียมากที่สุด โดยได้แนะนำให้ติดตั้งควบคู่ไปกับเบตเตอร์

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 ศึกษาเปรียบเทียบ กฎหมาย มาตรฐาน และแผนนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาของประเทศไทย

3.1.1 ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภท โรงพยาบาล หรือ โรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

3.1.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

3.1.3 แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน

3.1.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง และค่าไฟกลุ่มโรงพยาบาล หรือ โรงงานอุตสาหกรรม

3.2 แบบแผนทางการวิจัย

3.2.1 ศึกษาวิธีการในงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าเป้าหมายที่จะวางแผนงานวิจัย

3.2.2 ศึกษาคุณลักษณะ การใช้งาน และการติดตั้งของอุปกรณ์ประกอบสำหรับระบบ ทั้งยังศึกษาอุปกรณ์ที่ได้รับผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.2.3 ศึกษาเรียนรู้ ฝึกอบรม เพื่อทดลองใช้โปรแกรม DIGSILENT เพื่อพัฒนาทักษะอย่างชำนาญ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หาค่าทางไฟฟ้าให้เป็นวิธีการตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

3.2.4 วิเคราะห์เพื่อได้ผลการวิจัย และสรุปผล ตามหลักวิชาการ

3.3 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

3.3.1 ค้นคว้าข้อมูลการดำเนินการ ลักษณะ และปริมาณการใช้ไฟฟ้า ผลกระทบและปัญหาของกลุ่มโรงพยาบาลเป้าหมายเพื่อใช้ในการดำเนินงานวิจัย

3.3.2 ค้นคว้าเทคโนโลยีปัจจุบัน และอนาคตของวัสดุ และอุปกรณ์ เช่นแผงโซลาร์ อินเวอร์เตอร์ สายไฟ หม้อแปลง และอุปกรณ์ประกอบ หากมีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วจะทำให้การอัปเดตอย่างทันการณ์ การวิจัยจึงจะมีคุณค่า คุณประโยชน์ทันตาม โลกที่พัฒนาอย่างรวดเร็ว

3.3.3 ฝึกอบรม และเรียนรู้การใช้งานจากเว็บไซต์เพื่อศึกษาโปรแกรม DIGSILENT ทั้งการตั้งค่าคุณลักษณะ ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าและทางกลของอุปกรณ์ ที่ต้องการเลือกใช้และรันโปรแกรมการวิเคราะห์ผล และรายงาน

3.3.4 สรุปกำหนดรูปแบบ และแนวทางในการกำหนดหัวข้อในการวิจัย

3.3.5 สอบหัวข้อในการวิจัย พร้อมทั้งนำเสนอบทความในการประชุมสัมมนาวิชาการด้านวิศวกรรม

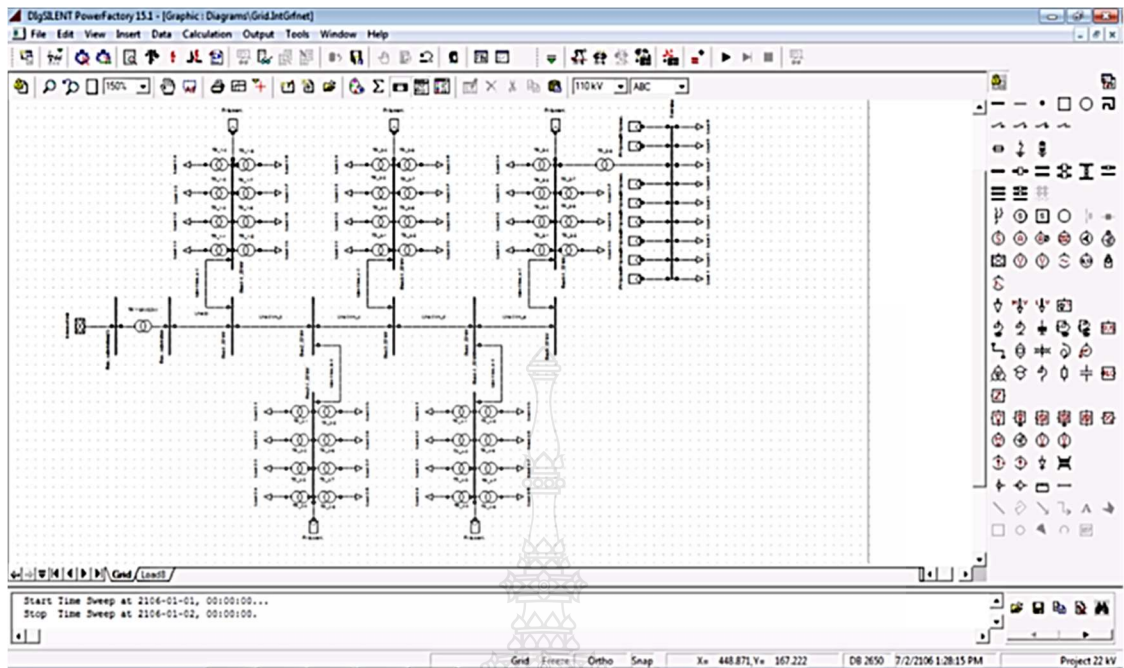
3.3.6 จัดทำเล่มวิทยานิพนธ์ ดำเนินการนำเสนอการวิจัย

3.4 DIGSILENT โปรแกรมด้านวิศวกรรมไฟฟ้า

ปัญหาทางด้านเสถียรภาพพลวัต (Dynamic Stability) ของระบบไฟฟ้ากำลังเป็นปัญหาหนึ่งที่มีความสำคัญมากขึ้นในปัจจุบันและจำเป็นต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการวิเคราะห์ปัญหา เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบันมีการเชื่อมต่อที่เป็นโครงข่ายที่ซับซ้อนและมีขนาดใหญ่มากขึ้น หากผู้เกี่ยวข้องมีความเข้าใจปัญหาทางด้านเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการประยุกต์ใช้โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory เข้ามาช่วยวิเคราะห์ปัญหา จะมีประโยชน์เป็นอย่างมาก เช่น ปัญหาการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ประกอบการผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (SPP) และเล็กมาก (VSPP) หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งแบบติดตั้งบนพื้น (Solar Farm) และติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop)

เนื่องด้วยในปัจจุบันได้มีการพัฒนาโปรแกรมด้านวิศวกรรมไฟฟ้าที่ใช้งานกันอย่างแพร่หลายโปรแกรมหนึ่งที่เป็นที่นิยมคือ โปรแกรม DIGSILENT ซึ่งสามารถช่วยวิเคราะห์ปัญหาต่าง ๆ อาทิเช่น

- 1) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า
- 2) การวิเคราะห์กระแสลัดวงจร
- 3) การวิเคราะห์ปัญหาด้านเสถียรภาพ ทั้งในระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 3.1 ตัวอย่างโปรแกรม DIGSILENT

The screenshot shows the Data Manager window for the TTS-Thesis PF project. The left pane displays a tree view of the database structure, including Configuration, Library, System, and Helpdesk folders. The right pane shows a table of objects with columns for Name, Type, and Object modified. The 'Library' object is selected.

Name	Type	Object modified
Library		01/04/2008 21:25:2
Network Model		01/04/2008 21:25:2
Operation Scenarios		27/07/2010 16:21:4
Study Cases		01/04/2008 21:25:2
Settings		01/04/2008 21:25:2
AddPV2		09/08/2013 03:59:4
CheckVLoading		08/08/2013 19:03:1
DG Allcation		30/07/2013 23:32:5
Time Sweep MW		31/07/2013 12:02:1
TimeSweep		30/07/2013 21:56:5

Ln 1 | 10 object(s) of 10 | 1 object(s) selected | Drag & Drop

รูปที่ 3.2 ตัวอย่าง Data Manager ในโปรแกรม DIGSILENT

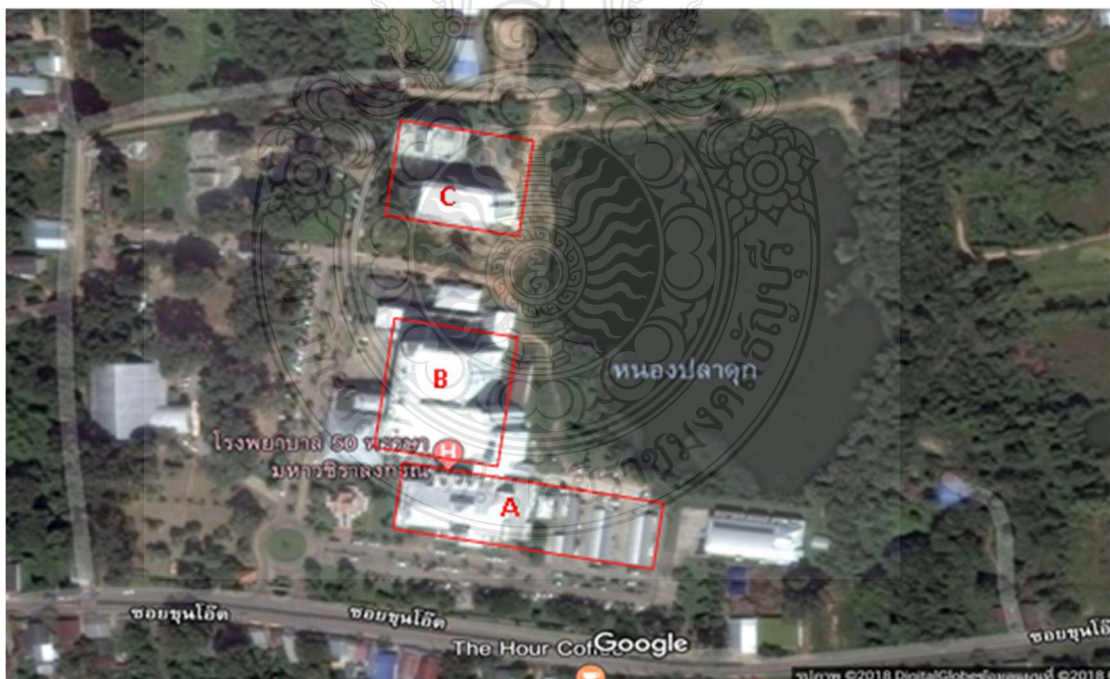
บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

4.1 การจำลองระบบไฟฟ้าที่นำเสนอ

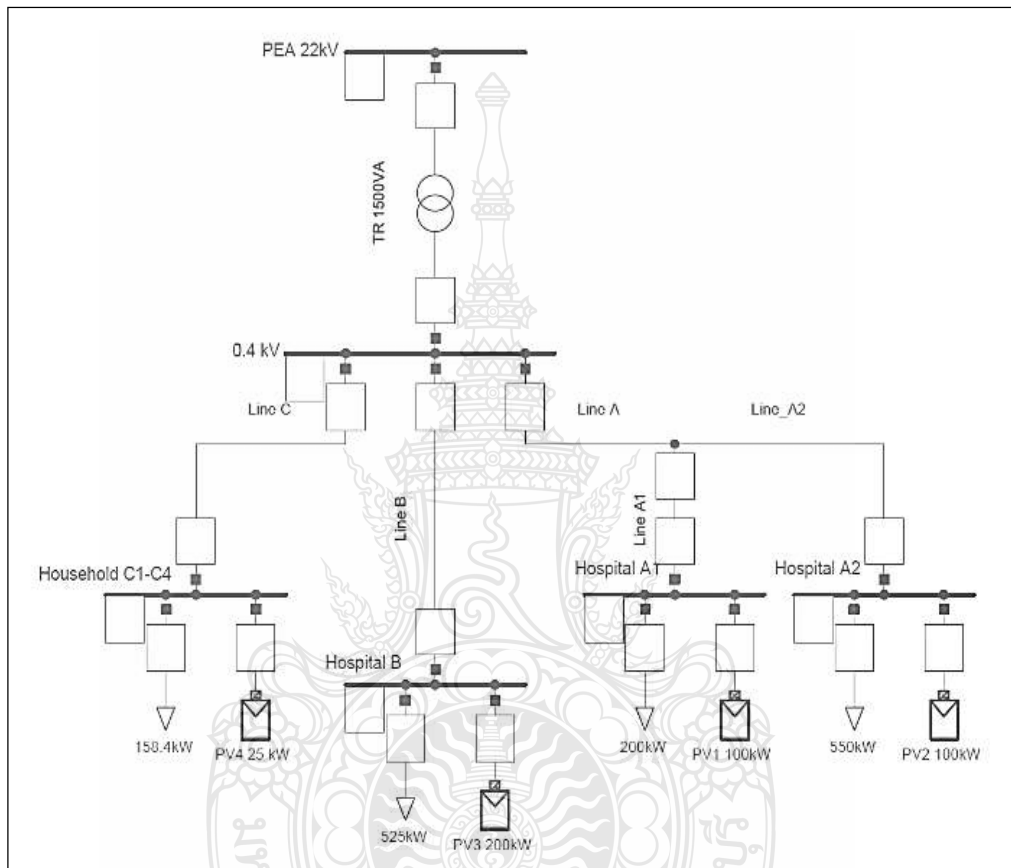
การสร้างแบบจำลองในการวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อหาผลกระทบต่อระบบจำหน่ายสำหรับการติดตั้งพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ในรูปแบบโหนดการใช้งานกระจายและมีกลุ่มกำลังไฟฟ้าไม่เท่ากัน โดยพิจารณากลุ่มใช้ไฟฟ้าคือโรงพยาบาล เนื่องจากลักษณะโหนดที่แตกต่างกัน ได้แก่ อาคารปฏิบัติการของโรงพยาบาล หอพักผู้ป่วย และบ้านพักอาศัย ที่ 50%, 35% และ 15% ของโหนดทั้งหมดตามลำดับ ทั้งยังมีระยะทาง และขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ตำแหน่งแตกต่างกันในโรงพยาบาล ดังรูปที่ 4.1 ดังนี้

- A คือ หลังคาของอาคารอำนวยการและลานจอดรถ
- B คือ อาคารหอพักผู้ป่วย
- C คือ อาคารที่พนักบุคลากรในโรงพยาบาล



รูปที่ 4.1 ภาพถ่ายโรงพยาบาลเพื่อจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ทำการวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำกำหนดตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแบบจำลองไดอะแกรมโดยย่อ แสดงในรูปที่ 4.2 มีรายละเอียดการตั้งค่า และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้โปรแกรมอย่างละเอียดใน ภาคผนวก ก.



รูปที่ 4.2 แบบการจำลอง Solar Rooftop ด้วยโปรแกรม DIgSILENT

กำหนดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งอาคารต่างๆ ดังนี้

- Bus A1 อาคารอำนวยการ ติดตั้ง PV ขนาด 100 kWp
- Bus A2 อาคารปฏิบัติการและหลังคาลาดจอดรถ ติดตั้ง PV ขนาด 100 kWp
- Bus B อาคารหอผู้ป่วย 12 ชั้น ติดตั้ง PV ขนาด 250 kWp
- Bus C1-C4 หอพักบุคลากร รพ. ติดตั้ง PV ขนาด 25kWp เข้าที่ระยะปลายสาย (C4)

การวิเคราะห์ผลกระทบโดยการจำลองระบบด้วยโปรแกรมทางวิศวกรรมไฟฟ้ามีค่าพารามิเตอร์ของแต่ละองค์ประกอบดังนี้

ตารางที่ 4.1 ค่าพารามิเตอร์สายป้อนขนาดต่าง ๆ [17]

ขนาดสาย (mm ²)	ชนิด	R (Ω/km)	L (mH/km)	Ro (Ω/km)	Xo (Ω/km)
3x185	XLPE/CV	0.128	0.256	0.277	2.034
3x95	XLPE/CV	0.247	0.264	0.396	2.104
3x50	XLPE/CV	0.494	0.281	0.643	2.167

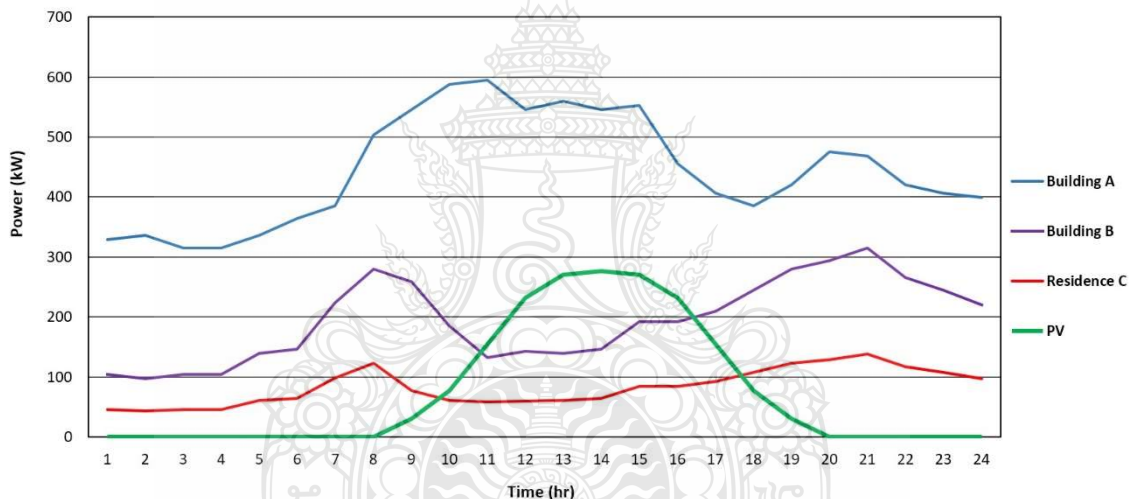
ตารางที่ 4.2 ค่าพารามิเตอร์ระยะสายส่ง, ประเภทโหลด, ตำแหน่งและขนาดของ PV

Bus	โรงพยาบาล				บ้านพักอาศัย		
	A1	A2	B	C1	C2	C3	C4
ระยะสายเมน	15 m.	65 m.	100 m.	150 m.	200 m.	250 m.	350 m.
Load (kW)	200	550	525	9.9	49.5	49.5	49.5
% Load	50%		35%		15%		
PV (kWp)	100	100	200	0	0	0	25

กำหนดหม้อแปลงไฟฟ้า ขนาด 1500 kVA พิกัด 22/0.4 kV สายป้อนไปโหลด มีค่าพารามิเตอร์สายตามตารางที่ 4.1 และความยาวสายจาก Main Feeder ไปแต่ละกลุ่มผู้ใช้งานตามตารางที่ 4.2

4.2 ลักษณะของโหลดรายวัน

โรงพยาบาลมีโหลดไฟฟ้าที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ใช้งาน[4] และทำการติดตั้งกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโหลดเท่ากับ 0.9 คงที่ ลักษณะกำลังผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใน 1 วัน จะมีลักษณะเปลี่ยนแปลงตามสภาพภูมิอากาศของประเทศนั้น และที่สำคัญสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะในเวลากลางวัน โดยปกติ ตั้งแต่เวลา 07.00 น.-18.00 น. และผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดในช่วงเวลา 11.00 น.-14.00 น. ดังแสดงในรูปที่ 4.3 เราพบว่า ช่วงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของบ้านอยู่อาศัยและช่วงเวลากำลังผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงสุดในรอบ 1 วันไม่ตรงกัน ปัญหาดังกล่าวส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งในส่วนของแรงดันไฟฟ้าเกินในช่วงเวลากลางวัน



รูปที่ 4.3 ลักษณะโหลดรายวันของโรงพยาบาลอาคารต่าง ๆ และ PV

4.3 ขนาด รูปแบบ ตำแหน่งการติดตั้ง PV และการปรับค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์

การทดลองกำหนดให้มีการติดตั้ง PV ในพื้นที่โรงพยาบาลที่ประกอบด้วยอาคารอำนวยการเพื่อรักษาพยาบาล อาคารหอผู้ป่วย และบ้านพักอาศัยของบุคลากรของโรงพยาบาล โดยออกแบบกรณีศึกษา 7 รูปแบบ ตารางที่ 4.3 เทียบกับสถานที่จริงเพื่อกำหนดให้มีการกำลังการผลิตที่แตกต่างกัน เพื่อทำการวิเคราะห์หาค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ตาม เช่น แรงดันตกเปอร์เซ็นต์ (p.u.) ของบัส A1, A2, B,

C1, C2, C3 และ C4 ค่าเปอร์เซ็นต์กำลังสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor)

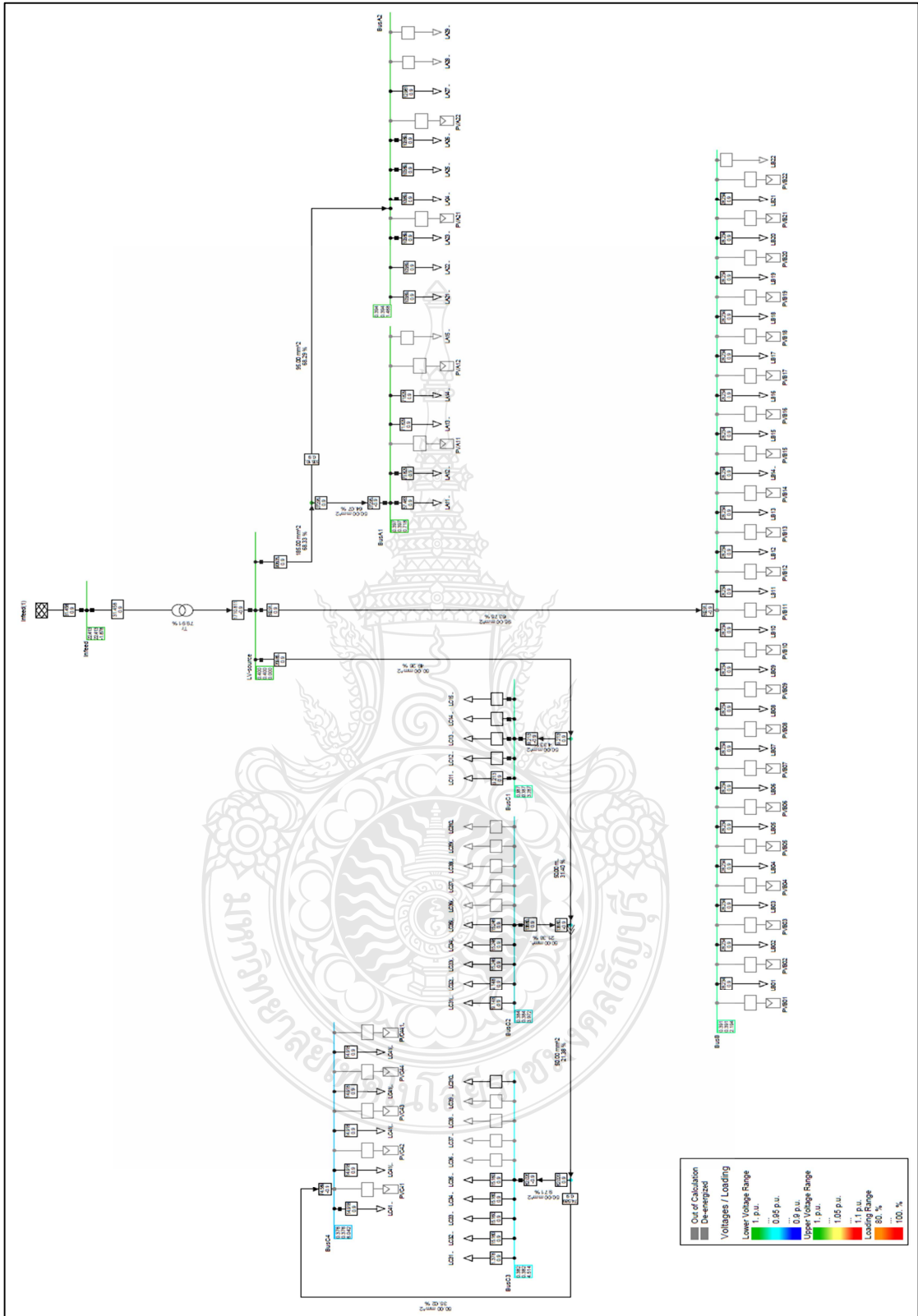
ทั้งนี้ยังสามารถทดลองการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ให้ต่ำลงเพื่อวิเคราะห์หาข้อดี ข้อเสีย และค่าที่เหมาะสมต่อการใช้งานจริง

ตารางที่ 4.3 รูปแบบการติดตั้ง PV เทียบกับหม้อแปลง ที่ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งต่าง ๆ

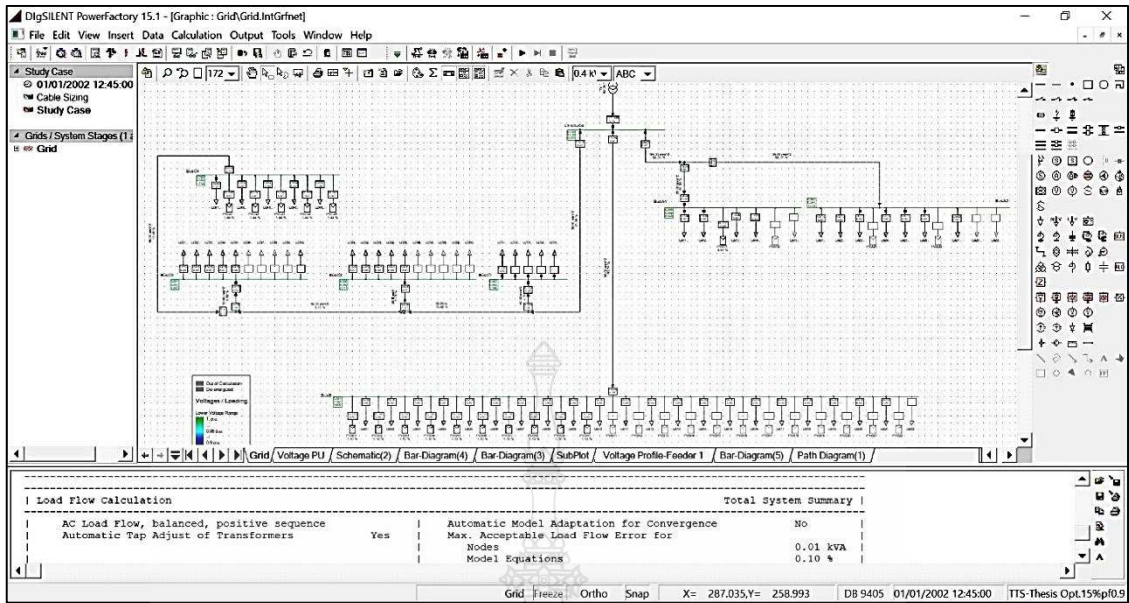
รูปแบบที่	PV (kWp)	% PV/TR	ขนาดติดตั้ง PV (kWp) แต่ละตำแหน่งบัส		
			บัส A	บัส B	บัส C
1	0	0%	-	-	-
2	75	5%	-	75	-
3	150	10%	-	150	-
4	225	15%	100	125	-
5	225	15%	100	100	25
6	300	20%	150	150	-
7	400	27%	200	175	25

4.4 การตั้งค่าโปรแกรมวิเคราะห์ DIgSILENT

จากหัวข้อที่ 4.1-4.3 ผู้วิจัยได้ใช้โปรแกรม DIgSILENT เพื่อทำการออกแบบไดอะแกรมรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล และกำหนดค่าพารามิเตอร์อุปกรณ์ไฟฟ้าต่างตั้ง เช่น หม้อแปลงบัสไฟฟ้า โหลดการใช้งาน เป็นต้น โดยได้ไดอะแกรม ดังรูปที่ 4.4 และ 4.5



รูปที่ 4.4 ไดอะแกรมแบบจำลองการใช้กำลังไฟฟ้าโดยโปรแกรม



รูปที่ 4.5 การใช้งานโปรแกรม

การวิเคราะห์ค่าทางไฟฟ้า ใช้ฟังก์ชันต่างๆ ดังนี้

4.4.1 Data Management เพื่อจัดการข้อมูล โครงการวิจัย

4.4.2 Load Flow Calculation เพื่อรัน โปรแกรมวิเคราะห์ค่าต่าง ๆ

4.4.3 Output Calculation Analysis เพื่อรันค่าทางไฟฟ้าต่าง ๆ ดังรูปที่ 4.6 และ 4.7 โดยทำ

การเลือกรัน โปรแกรมหาค่าเอาท์พุท 2 ข้อมูล ต่อรูปแบบที่ศึกษา ได้แก่

1) Total System Summary

2) Busbars/Terminals

4.4.4 Time Sweep เพื่อรัน โปรแกรมหาปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่ากำลังสูญเสียต่อปี

สามารถศึกษา รายงานผลการวิเคราะห์ โดยใช้ โปรแกรม DIGSILENT รันแบบจำลองที่ใช้ในการวิจัยในหัวข้อนี้ ในภาคผนวก ก.

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 9/15/2018	
Load Flow Calculation				Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		0.01 kVA	
Consider Reactive Power Limits		Nodes Model Equations		0.10 %	
Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
External Infeed	= 1068.81 kW	590.75 kvar	1221.21 kVA		
Load P(U)	= 1045.29 kW	506.26 kvar	1161.43 kVA		
Load P(Un)	= 1088.86 kW	527.36 kvar	1209.84 kVA		
Load P(Un-U)	= 43.57 kW	21.10 kvar			
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Grid Losses	= 23.52 kW	84.50 kvar			
Line Charging	=	30.52 kvar			
Compensation ind.	=	0.00 kvar			
Compensation cap.	=	0.00 kvar			
Installed Capacity	= 0.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 0.00 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

รูปที่ 4.6 Load Flow Calculation (Total System Summary)

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 9/15/2019		
Load Flow Calculation				Busbars/Terminals		
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No		
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		0.01 kVA		
Consider Reactive Power Limits		Nodes Model Equations		0.10 %		
Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		
				Annex: / 1		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [MVar]	Power Factor [-]	Current Loading [%]	Additional Data
BusC3	0.40	0.98	0.39	1.04		
Cub_16 /Lod	LC31	0.86	0.42	0.90	1.41	P10: 0.90 kW Q10: 0.44 kvar
Cub_17 /Lod	LC32	9.49	4.59	0.90	15.54	P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_18 /Lod	LC33	9.49	4.59	0.90	15.54	P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_19 /Lod	LC34	9.49	4.59	0.90	15.54	P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_20 /Lod	LC35	9.49	4.59	0.90	15.54	P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_21 /Lod	LC36					P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_22 /Lod	LC37					P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_23 /Lod	LC38					P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_24 /Lod	LC39					P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_25 /Lod	LC310					P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_10 /Lne	LineC-C3	-39.81	-18.80	-0.90	63.53	Pw: 0.01 kW cLod: 0.00 kvar L: 5.00 m
	Total Load:	38.81	18.80			
Infeed	22.00	1.02	22.41	-28.41		
Cub_1 /Xnet	Infeed(I)	849.62	581.04	0.83	26.52	SK*: 500.00 MVA Tap: 3.00
Cub_2 /Tr2	Tr	849.62	581.04	0.83	26.52	Min: 1 Max: 5
LV-source	0.40	1.00	0.40	0.00		
Cub_1 /Tr2	Tr	-849.42	-517.00	-0.85	1435.28	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_2 /Lne	LineLV-C	40.89	44.65	0.69	128.22	Pw: 1.83 kW cLod: 0.00 kvar L: 150.00 m
Cub_5 /Lne	LineLV-A	517.60	273.66	0.88	844.32	Pw: 1.37 kW cLod: 0.00 kvar L: 15.00 m
Cub_6 /Lne	LineB	271.53	178.67	0.84	469.15	Pw: 5.44 kW cLod: 0.00 kvar L: 100.00 m
Line						
No variable selection found for Load 90kW Hospital						
Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00..						
Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.						
Summary:						
Total External Infeed = 18347.936 MWh						
Total Generation = 1629.653 MWh						
Total Load = 19562.557 MWh						
Total Losses = 415.029 MWh						

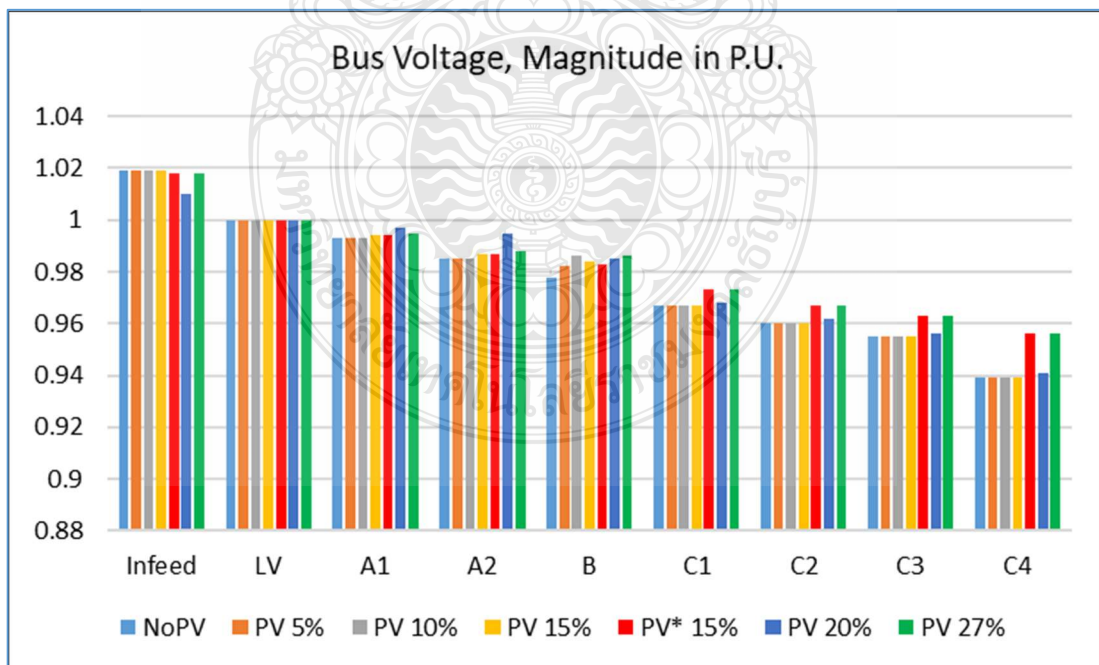
รูปที่ 4.7 Load Flow Calculation (Bars/Terminals & Time Sweep)

4.5 ผลการวิจัย

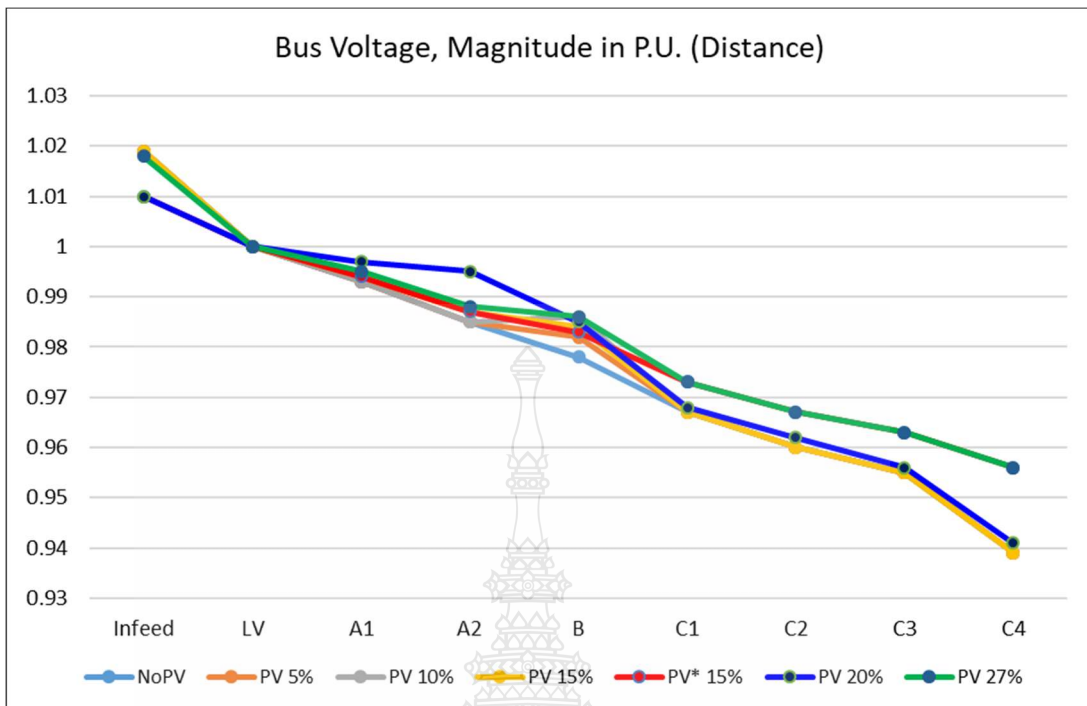
4.5.1 ผลการวิจัยคุณภาพระบบไฟฟ้า (Voltage Profile)

ตารางที่ 4.4 ผลการวิจัยค่าแรงดันบัสที่ PV แต่ละขนาดและตำแหน่งต่าง ๆ

Voltage, Magnitude in P.U.							
Bus	NoPV	PV 5%	PV 10%	PV 15%	PV* 15%	PV 20%	PV 27%
Infeed	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.010	1.018
LV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
A1	0.993	0.993	0.993	0.994	0.994	0.997	0.995
A2	0.985	0.985	0.985	0.987	0.987	0.995	0.988
B	0.978	0.982	0.986	0.984	0.983	0.985	0.986
C1	0.967	0.967	0.967	0.967	0.973	0.968	0.973
C2	0.960	0.960	0.960	0.960	0.967	0.962	0.967
C3	0.955	0.955	0.955	0.955	0.963	0.956	0.963
C4	0.939	0.939	0.939	0.939	0.956	0.941	0.956



รูปที่ 4.8 ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ และบัส C4 รูปแบบที่ 5



รูปที่ 4.9 ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ตามระยะทางสายไฟจากใกล้ไปไกลสุด (C4)

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเฉพาะบัส ส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันไฟฟ้าในบัสนั้น ๆ ตามขนาดกำลังติดตั้ง แต่มีผลต่อบัสที่ไม่มีการติดตั้งน้อยมาก โดยที่บัส C4 ระยะทางสายส่งไกลสุดที่ 350 เมตร มีระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่ามาตรฐานที่ 0.939 เปรอ์ยูนิต แต่ตามรูปแบบที่ 5 และ 7 ที่มีการติดตั้งแบบกระจายทุกบัส ผลการวิจัยพบว่าสามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าของบัส C4 ขึ้นมาที่ 0.956 เปรอ์ยูนิต

4.5.2 ผลการวิจัยค่ากำลัการสูญเสียระบบไฟฟ้า (Power Losses)

ตารางที่ 4.5 ผลการวิจัยค่ากำลัการสูญเสียในระบบไฟฟ้า

System Summary	NoPV	PV 5%	PV 10%	PV 15%	PV*15%	PV 20%	PV 27%
PV (kWp)	0	75	150	225	225	300	400
P (kW)	1,068.81	994.64	921.05	846.51	846.55	773.29	674.36
Q (kvar)	590.75	586.24	582.31	577.90	578.68	574.84	571.19
S (kVA)	1,221.20	1,154.55	1,089.69	1,024.96	1,025.44	963.54	883.75
P.F.	0.88	0.86	0.85	0.83	0.83	0.80	0.76
TR Load (%)	79.91 %	75.56 %	71.32 %	67.36 %	67.11%	63.07%	57.85 %
Grid (kW)	23.52	20.98	19.03	18.65	16.24	17.07	13.11
Losses (kvar)	84.5	78.61	73.32	68.78	68.27	64.36	58.63
Line Charge (kvar)	30.52	30.52	30.52	30.52	30.52	30.52	30.52
Infeed (MWh/yr)	19,953	19,411	1,873	18,329	18,330	17,793	17,107
Total PV (MWh/yr)	-	543	1,086	1,630	1,630	2,173	2,861
Total Load (MWh/yr)	19,470	19,491	19,511	19,513	19,526	19,554	19,554
Total Loss (MWh/yr)	483	464	458	446	433	432	413
Monthly (kWh)	Based	1,601	2,084	3,129	4,160	4,257	5,851
Saving (THB)	Based	฿ 5,605	฿ 7,294	฿ 10,950	฿14,559	฿14,898	฿ 20,480

การเพิ่มขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะสามารถลดค่าการใช้พลังงานของโรงพยาบาลได้ โดยมีการทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้า และค่ากำลัการสูญเสียในระบบลดลงตามขนาดที่ติดตั้ง แต่ส่งผลเสียให้ค่าตัวประกอบกำลัการของระบบลดลงเช่นกัน และหากพิจารณาการติดตั้ง PV* ขนาด 15% ของพิกัดหม้อแปลงแบบกระจายทุกบัส มีค่าการประหยัดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบเท่ากับ 14,559.00 บาทต่อเดือน ซึ่งมากกว่าขนาดติดตั้งที่เท่ากันแบบเฉพาะบัส และใกล้เคียงกับขนาดติดตั้ง 20% ของพิกัดหม้อแปลง

4.5.3 ผลการวิจัยค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor, PF)

ทำการวิเคราะห์รูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 15% (225 kWp) ของกำลังไฟฟ้าที่ใช้งาน ตามรูปแบบที่ 4 ในตารางที่ 4.3 ที่กระจายทั้ง 3 บัส โดยทำการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตัวอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จาก 1.0 เป็น 0.9 ได้ผลการวิจัยตามตารางที่ 4.6 และการประหยัดค่าไฟฟ้าตามตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.6 ผลการวิจัยกรณีปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์ของ PV

System Summary	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	P.F.	TR Load	Total Losses (kWh/Month)
Infeed System						
No PV	1,068.81	590.75	1,221.20	0.88	79.91%	40,268
PV 15% pf = 1.0	849.62	581.04	1,029.30	0.83	67.08%	36,108
PV 15% pf = 0.9	859.83	469.43	979.63	0.88	64.34%	33,509
PV System						
PV pf = 1.0 setting	223.35	-	223.35	1.00		
PV pf = 0.9 setting	211.40	108.17	237.47	0.89		

ตารางที่ 4.7 การประหยัดค่าไฟฟ้าจากการปรับตั้งตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่อินเวอร์เตอร์ของ PV

Infeed System	Q (kvar) 61.97% x P (kW)	Actual Q (kvar)	kvar charge	56.07 B/kvar
No PV	662.34	590.75	No Charge	
PV 15% pf=1.0	526.51	581.04	55	B 3,083.85
PV 15% pf=0.9	532.84	469.43	No Charge	

จะเห็นได้ว่าการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จาก 1.0 เป็น 0.9 สามารถทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบดีขึ้น จาก 0.83 เป็น 0.88 อยู่ในข้อกำหนดของการไฟฟ้า ทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายค่าปรับกิโลวาร์กรณีค่าเกิน 0.85 ได้ 3,083.85 บาทต่อเดือน ทั้งยังทำให้หม้อแปลงไฟฟ้าทำงานลดลง ส่งผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบลดลงเช่นกัน

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากผลการทดลองสามารถสรุปได้ว่า การออกแบบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาดกำลังติดตั้ง (kWp) ต่างกันที่ 5%, 10%, 15%, 20%, และ 27% ของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า โดยการติดตั้งแบบแยกแต่ละบัส และแบบกระจายทุกบัส โดยเฉพาะตำแหน่งบัสปลายสุดระยะทางสายส่ง ในที่นี้คือที่พักอาศัยของบุคลากรที่อยู่ด้านหลังโรงพยาบาล ก่อนการติดตั้งมีระดับแรงดันไฟฟ้าตกเนื่องจากผลของระยะทางของสายไฟ ต่ำกว่า 0.950 เอร์ยูนิท การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสไกลสุด 350 เมตร จาก 0.941 เป็น 0.956 เอร์ยูนิท ส่งผลดีต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง แต่หากติดตั้งที่บัสอื่นจะไม่ส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันไฟฟ้าของบัสไกลสุดที่ทำการพิจารณา

การกำหนดรูปแบบทั้ง 7 แบบข้างต้น ผลการใช้โปรแกรม DIGSILENT วิเคราะห์หาค่าทางไฟฟ้า สรุปได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สามารถส่งผลดีต่อกำลังการสูญเสียรวมของระบบไฟฟ้า เนื่องการทำงานที่ลดลงของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ 79.91% ลดลงเหลือ 75.56%, 71.32%, 67.36%, 67.11%, 63.07% และ 57.85% ตามลำดับ สามารถประหยัดค่าไฟฟ้า 5,605, 7,294, 10,950, 14,559, 14,898, และ 20,480 บาทต่อเดือน ตามลำดับ แต่มีข้อเสียคือส่งผลกระทบต่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโรงพยาบาลจาก 0.88 ลงเหลือ 0.86, 0.85, 0.83, 0.83, 0.80, และ 0.76 ตามลำดับ เช่นกันที่ต้องจ่ายค่าปรับในการชดเชยค่ากิโลวาร์จากผลของค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

จากผลการวิเคราะห์จะเห็นได้ว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ควรติดตั้งไม่เกิน 15% ของพิกัดหม้อแปลง เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรมทำให้เห็นว่า หากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ 15% ของโหลด และมีการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์จาก 1.0 เหลือ 0.9 จะส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบสูงขึ้นจาก 0.83 เป็น 0.88 เกินตามข้อกำหนดของ กฟภ. ทำให้เกิดการประหยัดไม่ต้องจ่ายค่าปรับกิโลวาร์จากการที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่าข้อกำหนด 0.85 ที่ 3,083.85 บาทต่อเดือน และที่สำคัญเป็นการช่วยปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า ช่วยลดภาระของการไฟฟ้าฯ ที่จะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อจ่ายค่ากิโลวาร์เข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางแก้ไขปัญหา

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่ม โรงงานอุตสาหกรรม ที่มีเครื่องจักรใหญ่หรือ โหลดมอเตอร์ปริมาณมาก ค่าตัวประกอบกำลังของผู้ใช้งานจะต่ำมาก อาจมีค่าเพียง 0.5-0.7 ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายค่าปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ ได้ จึงขอแนะนำแนวทางในการอนุรักษ์พลังงานสำหรับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าที่ใช้งานในอุตสาหกรรม ประกอบไปด้วย

5.2.1 การใช้หม้อแปลงไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง การเลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงหรือแบบความสูญเสียต่ำ ซึ่งจะมีค่าการสูญเสียในแกนเหล็ก (Core loss) และค่าการสูญเสียในขดลวด (Copper loss) ต่ำกว่าแบบธรรมดา ทำให้ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้

5.2.2 การปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้า การปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยการติดตั้งชุดคาปาซิเตอร์ (Capacitor Bank) เป็นการลดกำลังสูญเสียพลังงานลงได้ และป้องกันการเสียดำปรับจากทางการไฟฟ้าอันเนื่องมาจากค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.85

5.2.3 การปรับตั้งแรงดันใช้งานอย่างเหมาะสม การปรับตั้งแรงดันใช้งานของหม้อแปลงไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่ใช้งานอย่างเหมาะสม เนื่องจากการที่แรงดันไฟฟ้าที่ใช้งานที่ไม่เหมาะสมจะก่อให้เกิดการสูญเสียพลังงานเพิ่มขึ้น สามารถทำการลดแรงดันได้โดยการปรับ Tap ของหม้อแปลงไฟฟ้าหรือการติดตั้งใช้งานอุปกรณ์ปรับระดับแรงดัน (Voltage Regulator)

5.2.4 การลดกำลังสูญเสียขณะไม่มีโหลด หม้อแปลงไฟฟ้าจะมีกำลังสูญเสียในแกนเหล็ก (Core loss) ที่มีการสูญเสียพลังงานอยู่เท่าเดิมตลอดเวลา ไม่ว่าหม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลดมากหรือน้อย หรือไม่มีการจ่ายโหลดเลย สามารถทำการลดกำลังสูญเสียนี้โดยการปลดโหลดหม้อแปลงโดยการรวมโหลดหม้อแปลงเข้าด้วยกัน

5.2.5 การลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด การบริหารจัดการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด สามารถลดค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดลงได้ รวมถึงสถานประกอบการมีตัวประกอบโหลดอย่างเหมาะสม เป็นการให้ไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์สูงสุด

5.2.6 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาควรศึกษารายละเอียดอุปกรณ์และหลักเกณฑ์ตาม มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา[18] ที่กำหนดโดย สมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ (วสท.)

บรรณานุกรม

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, กระทรวงพลังงาน. (2560). วรรณนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 121 สิงหาคม-กันยายน 2560. สืบค้นจาก <http://www.eppo.go.th/>
- [2] กระทรวงพลังงาน. (2559). แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015) สืบค้นจาก [http://www.eppo.go.th/index.php /th/plan-policy/tieb/aedp](http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb/aedp)
- [3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2559). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า. สืบค้นจาก <http://www.pea.co.th>
- [4] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.). (2555). เอกสารเผยแพร่ โครงการศึกษาเกณฑ์การใช้พลังงานในอุตสาหกรรมและอาคารต่างๆ (SEC) กลุ่มอาคารโรงพยาบาล. www2.dede.go.th/km_berc/downloads/menu4/.../08%20sec/01_โรงพยาบาล.pdf
- [5] เอกสารเผยแพร่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, หมวดที่13: ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Power Distribution), สืบค้นจาก [http://www2.dede.go.th/bhrd/old/web_display/websemple /Industrial\(PDF\)/Bay35%20Power%20Distribution.pdf](http://www2.dede.go.th/bhrd/old/web_display/websemple /Industrial(PDF)/Bay35%20Power%20Distribution.pdf)
- [6] การไฟฟ้านครหลวง. การปรับปรุงค่า Power factor. สืบค้นจาก <http://www.mea.or.th/profile /110/269>.
- [7] GSES Technical Papers, Global Sustainable Energy Solutions Pty Ltd. (2015). Power Factor and Grid-Connected Photovoltaics, www.gses.com.au
- [8] เพล้ง ไชยมงคล, วิชัย สุระพัฒน์ และ คมสันต์ หงษ์สมบัติ (2557). การจัดการพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแบบสมาร์ทกริดอย่างมีประสิทธิภาพ., วิศวกรรมสาร มก., ม.เกษตรศาสตร์, (น.81-92).
- [9] Demirok E., Dezso S., Remus T., Pedro R. (2009), Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies. Aalborg University, Denmark. Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2009. (pp.1-6).
- [10] Greg Shirek (2012), IEEE, B. A. Lassiter. Solar PV Modeling Impacts on Distribution Systems - PV Case Study.
- [11] Sheppy M., Pless S., Kung F. (2014), Healthcare Energy End-Use Monitoring. Technical Report in National Renewable Energy Laboratory (NREL)/TP-5500-61064 August 2014.

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [12] Bernards, R., Morren, J., Slootweg, J.G. (2014), Maximum PV-penetration in low-voltage cable networks. 7th IEEE Young Researchers Symposium, 24-25 April 2014, Ghent, Belgium, (pp.1-5)
- [13] Appen J., Stetz T., Braun M. (2014), Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids. IEEE Transactions on Smart Grid · February 2014.
- [14] M. Karimi, H.Mokhlis. (2016), Photovoltaic Penetration Issues and Impacts in Distribution Network -A review. ELSEVIER Renewable and Sustainable Energy Reviews 53 (2016) (pp.594–605)
- [15] Ahmad H., Sarder S. (2017), Impact of Distributed Generation on the Reliability of Local Distribution System. International Journal of Advanced Computer Science and Applications (IJACSA) Vol.8 No.6 (pp.375-382).
- [16] ฮาฟิซ แมแรกาเจ และ ดร.สมพร สิริสารานุกูล (2560). ผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็กที่ติดตั้งบนหลังคาจำนวนมากต่อแรงดันไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า, การประชุมวิชาการเสนอผลงานวิจัยบัณฑิตศึกษาระดับชาติและนานาชาติ 2560 (น.362-373), ม.ขอนแก่น.
- [17] Phelps Dodge International Corp., Low Voltage Power and Control Cables Specification Book. (pp.6-8)
- [18] มาตรฐาน วสท. 022013-59 (2559), มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา, สมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ (วสท.)

ภาคผนวก ก

การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยโปรแกรม DIGSILENT



1. กรณีโรงพยาบาลใช้ไฟฟ้าโดยไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยแบ่งรูปแบบการติดตั้งทั้งหมด 7 รูปแบบ ดังนี้

1.1 รูปแบบที่ 1 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล ไม่มีการติดตั้ง PV

Load Flow Calculation				Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence	
Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Max. Acceptable Load Flow Error for		No
Consider Reactive Power Limits		No	Nodes		0.01 kVA
			Model Equations		0.10 %
Total System Summary				Study Case: Study Case	
				Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of asyn. Machines	0
Generation	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
External Infeed	=	1068.81 kW	590.75 kvar	1221.21 kVA	
Load P(U)	=	1045.29 kW	506.26 kvar	1161.43 kVA	
Load P(Un)	=	1058.86 kW	527.36 kvar	1209.84 kVA	
Load P(Ur-U)	=	43.57 kW	21.10 kvar		
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA	
Grid Losses	=	23.52 kW	84.50 kvar		
Line Charging	=		30.52 kvar		
Compensation ind.	=		0.00 kvar		
Compensation cap.	=		0.00 kvar		
Installed Capacity	=	0.00 kW			
Spinning Reserve	=	0.00 kW			
Total Power Factor:					
Generation	=	0.00 [-]			
Load/Motor	=	0.90 / 0.00 [-]			

Load Flow Calculation				Busbars/Terminals						
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence						
Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Max. Acceptable Load Flow Error for		No					
Consider Reactive Power Limits		No	Nodes		0.01 kVA					
			Model Equations		0.10 %					
Grid: Grid				System Stage: Grid						
				Study Case: Study Case						
				Annex: / 1						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data		
LV-source	0.40	1.00	0.40	-0.00						
Cub_1 /Tr2		Tr	-1068.59	-512.84	-0.90	1710.81	79.91	Tap: 3.00	Min: 1	Max: 5
Cub_2 /Lne		LineLV-C	131.75	61.48	0.91	209.86	49.26	Pv: 4.90 kW	cLod: 0.00 kvar	L: 150.00 m
Cub_5 /Lne		LineLV-A	566.56	273.49	0.90	908.05	68.33	Pv: 1.58 kW	cLod: 0.00 kvar	L: 15.00 m
Cub_6 /Lne		LineB	370.28	177.87	0.90	592.92	63.75	Pv: 8.68 kW	cLod: 0.00 kvar	L: 100.00 m
Infeed	22.00	1.02	22.41	-28.00						
Cub_1 /Xnet		Infeed(1)	1068.81	590.75	0.88	31.46		Sk": 500.00 MVA		
Cub_2 /Tr2		Tr	1068.81	590.75	0.88	31.46	79.91	Tap: 3.00	Min: 1	Max: 5
BusC3	0.40	0.95	0.38	0.77						
Cub_16 /Lod		LC31	0.82	0.40	0.90	1.38		P10: 0.90 kW	Q10: 0.44 kvar	
Cub_17 /Lod		LC32	9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_18 /Lod		LC33	9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_19 /Lod		LC34	9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_20 /Lod		LC35	9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_21 /Lod		LC36						P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_22 /Lod		LC37						P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_23 /Lod		LC38						P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_24 /Lod		LC39						P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_25 /Lod		LC310						P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar	
Cub_10 /Lne		LineC-C3	-36.93	-17.88	-0.90	62.02	9.71	Pv: 0.01 kW	cLod: 0.00 kvar	L: 5.00 m
Total										
Load:			36.93	17.88						
Line										
Line(2)										

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00.7.
Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.

Summary:
Total External Infeed = 19952.864 MWh
Total Generation = 0.000 MWh
Total Load = 19469.644 MWh
Total Losses = 483.217 MWh

1.2 รูปแบบที่ 2 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล การติดตั้ง PV ขนาด 75kWp (5%) ที่บัส B

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 74.45 kW		-0.00 kvar		74.45 kVA
External Infeed	= 994.64 kW		586.24 kvar		1154.55 kVA
Load P(U)	= 1048.11 kW		507.62 kvar		1164.57 kVA
Load P(Un)	= 1088.86 kW		527.36 kvar		1209.84 kVA
Load P(Un-U)	= 40.75 kW		19.73 kvar		
Motor Load	= 0.00 kW		0.00 kvar		0.00 kVA
Grid Losses	= 20.98 kW		78.61 kvar		
Line Charging	= 0.00 kW		30.52 kvar		
Compensation ind.	= 0.00 kW		0.00 kvar		
Compensation cap.	= 0.00 kW		0.00 kvar		
Installed Capacity	= 6400.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1								
LV-source	Rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	Angle [deg]	Active/Reactive Power			Current [A]	Loading [%]	Additional Data				
					Power [kW]	Power [kVar]	Factor [-]			Tap	Min	Max	L	m
Cub_1 /Tr2	0.40	1.00	0.40	0.00	-994.44	-513.41	-0.89	1615.35	75.56	Tap: 3.00	Min: 1	Max: 5		
Cub_2 /Lne			LineLV-C		131.75	61.48	0.91	209.86	49.26	Pv: 4.90 kW	cLod: 0.00	kvar L: 150.00	m	
Cub_5 /Lne			LineLV-A		566.56	273.49	0.90	908.05	68.33	Pv: 1.58 kW	cLod: 0.00	kvar L: 15.00	m	
Cub_6 /Lne			LineB		296.12	178.44	0.86	499.01	53.66	Pv: 6.15 kW	cLod: 0.00	kvar L: 100.00	m	
Infeed	22.00	1.02	22.41	-28.14	994.64	586.24	0.86	29.74	75.56	Sk": 500.00 MVA	Min: 1	Max: 5		
Cub_1 /Xnet			Infeed(1)		994.64	586.24	0.86	29.74	75.56	Tap: 3.00				
Cub_2 /Tr2			Tr											
BusC3	0.40	0.95	0.38	0.77	0.82	0.40	0.90	1.38		P10: 0.90 kW	Q10: 0.44 kvar			
Cub_16 /Lod			LC31		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_17 /Lod			LC32		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_18 /Lod			LC33		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_19 /Lod			LC34		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_20 /Lod			LC35		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_21 /Lod			LC36		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_22 /Lod			LC37		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_23 /Lod			LC38		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_24 /Lod			LC39		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_25 /Lod			LC310		9.03	4.37	0.90	15.16		P10: 9.90 kW	Q10: 4.79 kvar			
Cub_10 /Lne			LineC-C3		-36.93	-17.88	-0.90	62.02	9.71	Pv: 0.01 kW	cLod: 0.00	kvar L: 5.00	m	
Total					36.93	17.88								
Line														

Summary:
 Total External Infeed = 19411.329 MWh
 Total Generation = 543.208 MWh
 Total Load = 19490.535 MWh
 Total Losses = 463.999 MWh

1.3 รูปแบบที่ 3 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล การติดตั้ง PV ขนาด 150 kWp (10%) ที่บัส B

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	0.10 %
		Model Equations	

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 148.90 kW	-0.00	kvar	148.90	kVA
External Infeed	= 921.05 kW	582.31	kvar	1089.69	kVA
Load P(Un)	= 1050.92 kW	508.99	kvar	1167.69	kVA
Load P(Un)	= 1088.86 kW	527.36	kvar	1209.84	kVA
Load P(Un-U)	= 37.93 kW	18.37	kvar		
Motor Load	= 0.00 kW	0.00	kvar	0.00	kVA
Grid Losses	= 19.03 kW	73.32	kvar		
Line Charging	=	30.52	kvar		
Compensation ind.	=	0.00	kvar		
Compensation cap.	=	0.00	kvar		
Installed Capacity	= 12000.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	0.10 %
		Model Equations	

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1								
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Reactive Power				Additional Data						
				Power [kW]	Power [kvar]	Factor [-]	Current [A]	Loading [%]						
LV-source														
0.40	1.00	0.40	-0.00											
Cub_1 /Tr2	Tr			-920.85	-514.15	-0.87	1522.27	71.32	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
Cub_2 /Lne	LineLV-C			131.75	61.48	0.91	209.86	49.26	Fv:	4.90 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	150.00 m
Cub_5 /Lne	LineLV-A			566.56	273.49	0.90	908.05	68.33	Fv:	1.58 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	15.00 m
Cub_6 /Lne	LineB			222.53	179.18	0.78	412.38	44.34	Fv:	4.20 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	100.00 m
Infeed														
22.00	1.02	22.41	-28.27											
Cub_1 /Xnet	Infeed(1)			921.05	582.31	0.85	28.07	71.32	Sk":	500.00 MVA	Min:	1	Max:	5
Cub_2 /Tr2	Tr			921.05	582.31	0.85	28.07	71.32	Tap:	3.00				
BusC3														
0.40	0.95	0.38	0.77											
Cub_16 /Lod	LC31			0.82	0.40	0.90	1.38		P10:	0.90 kW	Q10:	0.44 kvar		
Cub_17 /Lod	LC32			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_18 /Lod	LC33			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_19 /Lod	LC34			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_20 /Lod	LC35			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_21 /Lod	LC36								P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_22 /Lod	LC37								P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_23 /Lod	LC38								P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_24 /Lod	LC39								P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_25 /Lod	LC310								P10:	9.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_10 /Lne	LineC-C3			-36.93	-17.88	-0.90	62.02	9.71	Fv:	0.01 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	5.00 m
Total														
Load:				36.93	17.88									
Line														

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00...
 Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.

Summary:
 Total External Infeed = 18873.138 MWh
 Total Generation = 1086.431 MWh
 Total Load = 19511.356 MWh
 Total Losses = 449.210 MWh

1.4 รูปแบบที่ 4 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล การติดตั้ง PV ขนาด 225 kWp (15%) ที่บัส A และ B

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trifs.	1	No. of 3-w Trifs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 223.35 kW	-0.00 kvar	223.35 kVA		
External Infeed	= 846.41 kW	577.93 kvar	1024.90 kVA		
Load P(U)	= 1051.84 kW	509.43 kvar	1168.71 kVA		
Load P(Un)	= 1088.86 kW	527.36 kvar	1209.84 kVA		
Load P(Un-U)	= 37.02 kW	17.93 kvar			
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Grid Losses	= 17.92 kW	68.51 kvar			
Line Charging	=	30.52 kvar			
Compensation ind.	=	0.00 kvar			
Compensation cap.	=	0.00 kvar			
Installed Capacity	= 12400.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data
LV-source	0.40	1.00	0.40	-0.00			
Cub_1 /Tr2	Tr	-846.21	-514.18	-0.85	1429.20	67.08	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_2 /Line	LineLV-C	131.75	61.48	0.91	209.86	49.26	Fv: 4.90 kW cLod: 0.00 kvar L: 150.00 m
Cub_5 /Line	LineLV-A	467.46	273.78	0.86	781.92	58.84	Fv: 1.17 kW cLod: 0.00 kvar L: 15.00 m
Cub_6 /Line	LineB	247.00	178.92	0.81	440.22	47.34	Fv: 4.79 kW cLod: 0.00 kvar L: 100.00 m
Infeed	22.00	1.02	22.41	-28.41			
Cub_1 /Xnet	Infeed(1)	846.41	577.93	0.83	26.41	67.08	Sk": 500.00 MVA
Cub_2 /Tr2	Tr	846.41	577.93	0.83	26.41	67.08	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
BusC3	0.40	0.95	0.38	0.77			
Cub_16 /Lod	LC31	0.62	0.40	0.90	1.38		F10: 0.90 kW Q10: 0.44 kvar
Cub_17 /Lod	LC32	9.03	4.37	0.90	15.16		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_18 /Lod	LC33	9.03	4.37	0.90	15.16		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_19 /Lod	LC34	9.03	4.37	0.90	15.16		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_20 /Lod	LC35	9.03	4.37	0.90	15.16		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_21 /Lod	LC36						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_22 /Lod	LC37						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_23 /Lod	LC38						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_24 /Lod	LC39						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_25 /Lod	LC310						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_10 /Line	LineC-C3	-36.93	-17.88	-0.90	62.02	9.71	Fv: 0.01 kW cLod: 0.00 kvar L: 5.00 m
Total Load:		36.93	17.88				
Line							

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00.7
 Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.

Summary:
 Total External Infeed = 18329.772 MWh
 Total Generation = 1629.648 MWh
 Total Load = 19512.741 MWh
 Total Losses = 445.675 MWh

1.5 รูปแบบที่ 5 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล การติดตั้ง PV ขนาด 225 kWp (15%) ที่บัส A, B และ C ที่โหลดปลายทาง C4 ระยะ 350 เมตร จาก LV Source

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	0.01 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 223.35 kW	-0.00	kvar	223.35	kVA
External Infeed	= 846.55 kW	578.68	kvar	1025.44	kVA
Load P(U)	= 1053.66 kW	510.31	kvar	1170.73	kVA
Load P(Un)	= 1088.86 kW	527.36	kvar	1209.84	kVA
Load P(Un-U)	= 35.20 kW	17.05	kvar		
Motor Load	= 0.00 kW	0.00	kvar	0.00	kVA
Grid Losses	= 16.24 kW	68.37	kvar		
Line Charging	=	30.52	kvar		
Compensation ind.	=	0.00	kvar		
Compensation cap.	=	0.00	kvar		
Installed Capacity	= 15000.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00	[-]			
Load/Motor	= 0.90 / 0.00	[-]			

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	0.01 kVA
		Model Equations	0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data
LV-source	0.40	1.00	0.40	-0.00			
Cub_1 /Tr2	Tr	-846.36	-514.89	-0.95	1429.91	67.11	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_2 /Lne	LineLV-C	107.37	62.44	0.86	179.28	42.08	Fv: 3.57 kW cLod: 0.00 kvar L: 150.00 m
Cub_5 /Lne	LineLV-A	467.46	273.78	0.86	781.92	58.84	Fv: 1.17 kW cLod: 0.00 kvar L: 15.00 m
Cub_6 /Lne	LineB	271.53	178.67	0.84	469.15	50.45	Fv: 5.44 kW cLod: 0.00 kvar L: 100.00 m
Infeed	22.00	1.02	22.41	-28.41			
Cub_1 /Xnet	Infeed(1)	846.55	578.68	0.83	26.42	67.11	Sk": 500.00 MVA
Cub_2 /Tr2	Tr	846.55	578.68	0.83	26.42	67.11	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
BusC3	0.40	0.96	0.39	0.86			
Cub_16 /Lod	LC31	0.83	0.40	0.90	1.38		F10: 0.90 kW Q10: 0.44 kvar
Cub_17 /Lod	LC32	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_18 /Lod	LC33	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_19 /Lod	LC34	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_20 /Lod	LC35	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_21 /Lod	LC36	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_22 /Lod	LC37						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_23 /Lod	LC38						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_24 /Lod	LC39						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_25 /Lod	LC310						F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_10 /Lne	LineC-C3	-37.57	-18.20	-0.90	62.56	9.79	Fv: 0.01 kW cLod: 0.00 kvar L: 5.00 m
Total Load:		37.57	18.20				
Line							

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00.
 Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.

Summary:
 Total External Infeed = 18329.669 MWh
 Total Generation = 1629.647 MWh
 Total Load = 19526.011 MWh
 Total Losses = 433.301 MWh

1.6 รูปแบบที่ 6 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล การติดตั้ง PV ขนาด 300 kWp (20%) ที่บัส A และ B

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 297.80 kW		0.00 kvar	297.80 kVA	
External Infeed	= 773.19 kW		574.87 kvar	963.48 kVA	
Load P(U)	= 1054.64 kW		510.79 kvar	1171.82 kVA	
Load P(Un)	= 1088.86 kW		527.36 kvar	1209.84 kVA	
Load P(Un-U)	= 34.22 kW		16.57 kvar		
Motor Load	= 0.00 kW		0.00 kvar	0.00 kVA	
Grid Losses	= 16.35 kW		64.09 kvar		
Line Charging	= 0.00 kW		30.52 kvar		
Compensation ind.	= 0.00 kW		0.00 kvar		
Compensation cap.	= 0.00 kW		0.00 kvar		
Installed Capacity	= 18000.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1								
Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power	Reactive Power	Factor [-]	Current Loading [A]	Loading [%]	Additional Data					
				[kW]	[kVar]				Tap:	Min:	Max:			
LV-source														
0.40	1.00	0.40	-0.00						Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
Cub_1 /Tr2	Tr			-772.99	-515.04	-0.83	1340.70	63.06	Pv:	4.90 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	150.00 m
Cub_2 /Lne	LineLV-C			131.75	61.48	0.81	209.86	49.26	Pv:	1.17 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	15.00 m
Cub_5 /Lne	LineLV-A			467.46	273.78	0.86	781.92	58.84	Pv:	3.22 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	100.00 m
Cub_6 /Lne	LineB			173.78	179.78	0.70	360.91	38.81	Pv:		cLod:		L:	
Infeed														
22.00	1.02	22.41	-28.55						Sk":	500.00 MVA	Min:	1	Max:	5
Cub_1 /Xnet	Infeed(1)			773.19	574.87	0.80	24.82	63.06	Tap:	3.00				
Cub_2 /Tr2	Tr			773.19	574.87	0.80	24.82	63.06						
BusC3														
0.40	0.95	0.38	0.77						P10:	0.90 kW	Q10:	0.44 kvar		
Cub_16 /Lod	LC31			0.82	0.40	0.90	1.38		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_17 /Lod	LC32			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_18 /Lod	LC33			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_19 /Lod	LC34			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_20 /Lod	LC35			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_21 /Lod	LC36			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_22 /Lod	LC37			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_23 /Lod	LC38			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_24 /Lod	LC39			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_25 /Lod	LC310			9.03	4.37	0.90	15.16		P10:	0.90 kW	Q10:	4.79 kvar		
Cub_10 /Lne	LineC-C3			-36.93	-17.88	-0.90	62.02	9.71	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.00 kvar	L:	5.00 m
Total				36.93	17.88									
Line														

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00...
 Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.

Summary:
 Total External Infeed = 17792.789 MWh
 Total Generation = 2172.869 MWh
 Total Load = 19533.517 MWh
 Total Losses = 432.138 MWh

1.7 รูปแบบที่ 6 การใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล การติดตั้ง PV ขนาด 400 kWp (27%) ที่บัส A, B และ C

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 392.10 kW	-0.00 kvar	392.10 kVA		
External Infeed	= 679.23 kW	571.35 kvar	887.58 kVA		
Load P(U)	= 1058.13 kW	512.47 kvar	1175.70 kVA		
Load P(Un)	= 1088.86 kW	527.36 kvar	1209.84 kVA		
Load P(Un-U)	= 30.73 kW	14.88 kvar			
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA		
Grid Losses	= 13.21 kW	58.88 kvar			
Line Charging	= 0.00 kW	30.52 kvar			
Compensation ind.	= 0.00 kW	0.00 kvar			
Compensation cap.	= 0.00 kW	0.00 kvar			
Installed Capacity	= 22600.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data
LV-source	0.40	1.00	0.40	0.00			
Cub_1 /Tr2	Tr	-679.05	-516.04	-0.90	1231.02	58.10	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_2 /Lne	LineLV-C	107.37	62.44	0.86	179.28	42.08	Fv: 3.57 kW cLod: 0.00 kvar L: 150.00 m
Cub_5 /Lne	LineLV-A	368.67	274.18	0.80	663.16	49.90	Fv: 0.84 kW cLod: 0.00 kvar L: 15.00 m
Cub_6 /Lne	LineB	203.00	179.41	0.75	391.04	42.05	Fv: 3.78 kW cLod: 0.00 kvar L: 100.00 m
Infeed	22.00	1.02	22.41	-28.73			
Cub_1 /Xnet	Infeed(1)	679.23	571.35	0.77	22.87	58.10	Sk": 500.00 MVA
Cub_2 /Tr2	Tr	679.23	571.35	0.77	22.87	58.10	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
BusC3	0.40	0.96	0.39	0.86			
Cub_16 /Lod	LC31	0.83	0.40	0.90	1.39		F10: 0.90 kW Q10: 0.44 kvar
Cub_17 /Lod	LC32	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_18 /Lod	LC33	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_19 /Lod	LC34	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_20 /Lod	LC35	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_21 /Lod	LC36	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_22 /Lod	LC37	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_23 /Lod	LC38	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_24 /Lod	LC39	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_25 /Lod	LC310	9.18	4.45	0.90	15.29		F10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_10 /Lne	LineC-C3	-37.57	-18.20	-0.90	62.56	9.79	Fv: 0.01 kW cLod: 0.00 kvar L: 5.00 m
Total Load:		37.57	18.20				
Line							

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00...
 Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00...

Summary:
 Total External Infeed = 17106.782 MWh
 Total Generation = 2860.944 MWh
 Total Load = 19553.731 MWh
 Total Losses = 413.991 MWh

2. กรณีโรงพยาบาลติดตั้ง PV ขนาด 225 kWp (15%) แบบกระจายที่บัส A, B, และ C ในรูปแบบที่ 5

โดยทำการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor, PF) ที่อินเวอร์เตอร์ จากเดิม 1.0 เป็น 0.9

Load Flow Calculation		Total System Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	2	No. of Busbars	3	No. of Terminals	10
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	48	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	= 211.40 kW	108.17 kvar		237.47 kVA	
External Infeed	= 859.83 kW	469.43 kvar		979.63 kVA	
Load P(U)	= 1057.86 kW	512.35 kvar		1175.40 kVA	
Load P(Un)	= 1088.86 kW	527.36 kvar		1209.84 kVA	
Load P(Un-U)	= 30.99 kW	15.01 kvar			
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA	
Grid Losses	= 13.36 kW	65.26 kvar			
Line Charging	= 0.00 kW	30.42 kvar			
Compensation ind.	= 0.00 kW	0.00 kvar			
Compensation cap.	= 0.00 kW	0.00 kvar			
Installed Capacity	= 14200.00 kW				
Spinning Reserve	= 0.00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 0.89 [-]				
Load/Motor	= 0.90 / 0.00 [-]				

Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	0.01 kVA
		Model Equations	0.10 %

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
rated Voltage [KV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	Active Power [KW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data
LV-source							
Cub_1 /Tr2	0.40 / 1.00	0.40	-0.00				Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_2 /Line	LineLV-C	-859.63	-408.38	-0.90	1373.67	64.34	Pv: 1.36 kW cLod: 0.00 kvar L: 150.00 m
Cub_5 /Line	LineLV-A	71.33	28.18	0.93	110.70	25.99	Pv: 1.32 kW cLod: 0.00 kvar L: 15.00 m
Cub_6 /Line	LineB	516.96	249.57	0.90	828.57	62.35	Pv: 4.67 kW cLod: 0.00 kvar L: 100.00 m
Cub_6 /Line	LineB	271.34	130.63	0.90	434.67	46.74	Pv: 4.67 kW cLod: 0.00 kvar L: 100.00 m
Infeed							
Cub_1 /Xnet	22.00 / 1.02	22.33	-28.38				Sk": 500.00 MVA
Cub_2 /Tr2	Infeed(1) /Tr	859.83	469.43	0.88	25.33	64.34	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_2 /Tr2	Infeed(1) /Tr	859.83	469.43	0.88	25.33	64.34	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
BusC3							
Cub_16 /Lod	0.40 / 0.98	0.39	0.28				P10: 0.90 kW Q10: 0.44 kvar
Cub_17 /Lod	LC31	0.86	0.42	0.90	1.41		P10: 0.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_18 /Lod	LC32	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_19 /Lod	LC33	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_20 /Lod	LC34	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_21 /Lod	LC35	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_22 /Lod	LC36	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_23 /Lod	LC37	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_24 /Lod	LC38	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_25 /Lod	LC39	9.45	4.58	0.90	15.51		P10: 9.90 kW Q10: 4.79 kvar
Cub_10 /Line	LineC-C3	-38.67	-18.73	-0.90	63.47	9.93	Pv: 0.01 kW cLod: 0.00 kvar L: 5.00 m
Total Load:		38.67	18.73				
Line							

Start Time Sweep at 2002-01-01, 00:00:00...
Stop Time Sweep at 2002-01-02, 00:00:00.

Summary:
Total External Infeed = 18377.239 MWh
Total Generation = 1590.520 MWh
Total Load = 19565.642 MWh
Total Losses = 402.113 MWh



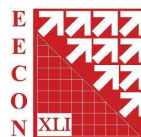
ภาคผนวก ข

ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่

1. จูติกร ศรีวรกุล, กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์. “ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ,” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า, EECON, ครั้งที่ 41, 21-23 พฤศจิกายน 2561, อุบลราชธานี, pp. 109-112.



SPU
SRIPATUM
UNIVERSITY



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๑

The 41st Electrical Engineering Conference (EECON-41)

วันที่ ๒๑ - ๒๓ พฤศจิกายน ๒๕๖๑

โรงแรมสุณีย์ แกรนด์ โฮเทล แอนด์ คอนเวนชั่น เซ็นเตอร์ จังหวัดอุบลราชธานี
เจ้าภาพจัดงาน มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี และ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

Volume 1

ไฟฟ้ากำลัง
อิเล็กทรอนิกส์กำลัง
ระบบควบคุมและการวัดคุม
การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล
ไฟโตนิคส์



ประธาน

ผศ.ดร.วรการ	วงศ์สายเชื้อ	มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
ผศ.ดร.ภรชัย	จูอนุวัฒน์กุล	มหาวิทยาลัยศรีปทุม

กรรมการสามัญ

อ.บุญช่วย	ทรัพย์มนชัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ผศ.ดร.ศิริโรจน์	ศิริสุขประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผศ.ดร.นันทิยา	ชัยบุตร	มหาวิทยาลัยกรุงเทพ
อ.ดร.ชาติ	ฤทธิทธิรัฐ	มหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต
ผศ.ดร.นรารัตน์	เรืองชัยจตุพร	มหาวิทยาลัยขอนแก่น
อ.ยศนัย	ศรีอุทัยศิริวงศ์	มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
ผศ.ดร.ไกรสร	ไชยขาววงศ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
อ.ดร.เอกชัย	มูจกลิ่นทวีมุตติ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.สมมาตร	แสงเงิน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
รศ.ดร.บุญยัง	ปลั่งกลาง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รศ.ดร.มนตรี	วิบูลย์รัตน์	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
อ.ดร.สุพรรณ	ทิพย์ทิพากร	มหาวิทยาลัยมหิดล
อ.ดร.สุพัฒนา	นิรัคชนาภรณ์	มหาวิทยาลัยรังสิต
ผศ.ดร.กภาพล	วรดิษฐ์	มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
ผศ.วันชัย	จันไกรผล	มหาวิทยาลัยศรีปทุม
อ.ดร.มงคล	แซ่เจีย	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
ผศ.ดร.ยงยุทธ	นาราชภูร์	มหาวิทยาลัยสยาม
ผศ.ดร.วันชัย	ฉิมฉวี	มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
รศ.ดร.บุญเลิศ	สื่อเฉย	มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ผศ.ดร.สาคร	วุฒิปัทฒนพันธุ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผศ.ดร.ภักดิ์วัฒน์	จันทร์ตรี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
อ.ดร.ยุทธนา	จงเจริญ	มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต
ผศ.ดร.มุขิตา	สงฆ์จันทร์	มหาวิทยาลัยนเรศวร
ผศ.ปฏิภาณ	เกิดลาภ	มหาวิทยาลัยอีสเทิร์นเอเซีย
ผศ.ดร.วรการ	วงศ์สายเชื้อ	มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
ดร.สิรินทร	อินทร์สวาท	ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ
อ.ณรงค์	นันททุกศล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
อ.ดร.วุฒิวัฒน์	คงรัตน์ประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลกรุงเทพ



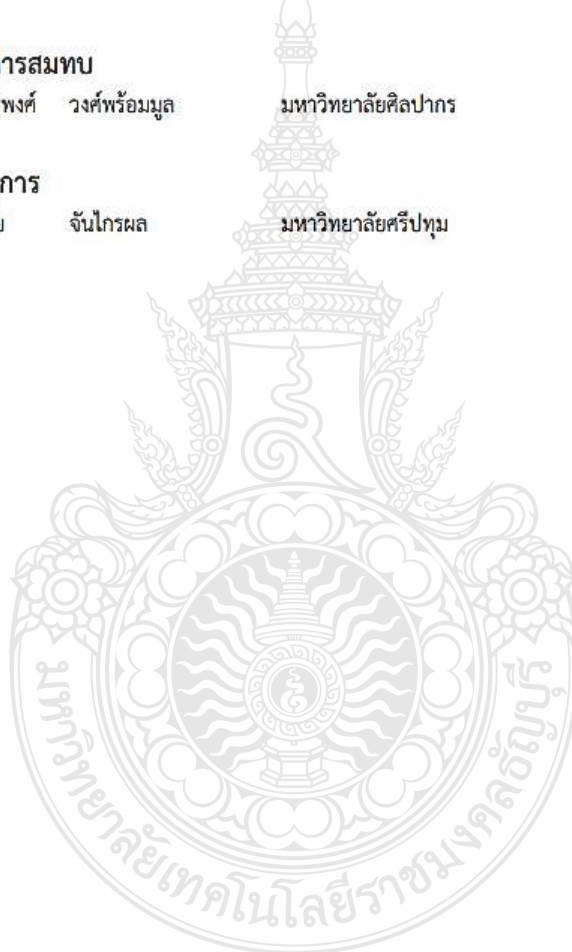
รศ.ดร.เชวศักดิ์ รักเป็นไทย	มหาวิทยาลัยพะเยา
รศ.ดร.กานนท์ เกิดชื่น	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน
รศ.ดร.กิริติ ชยะกุลศิริ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
อ.ดร.ทัศนีย์ ภาธรรัตน์	มหาวิทยาลัยอัสสัมชัญ
ผศ.ดร.กัณฑ์พงษ์ ศรีสถิตย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์

กรรมการสมทบ

อ.ดร.ณัฐพงศ์ วงศ์พร้อมมูล	มหาวิทยาลัยศิลปากร
---------------------------	--------------------

เลขานุการ

ผศ.วันชัย จันไกรผล	มหาวิทยาลัยศรีปทุม
--------------------	--------------------



Reviewer

Organization

Akekachai Deesiri	Sripatum University
Amarin Ratanavis	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Amnoi Ruengwaree	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Amorn Jirasereeamornkun	Mahanakorn University of Technology
Anon Namin	Rajamangala University of Technology Lanna
Anuree Lorsawatsiri	Mahanakorn University of Technology
Aphibal Pruksanubal	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Aphirak Jansang	Kasetsart University
Apichai Bhatranand	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Apinan Aurasopon	Maharakham University
Apiwat Lekuthai	Chulalongkorn University
Araya Florence	Ubon Ratchathani University
Arporn Teeramongkonrasmee	Chulalongkorn University
Arthit Sodeyome	Siam University
Arthit Srikaew	Suranaree University of Technology
Atipong Suriya	Ubonratchathani University
Atipong Suriya	Ubon Ratchathani University
Bhichate Chiewthanakul	Khonkhan University
Bongkoj Sookananta	Ubon Ratchathani University
Boonchai Boonchu	Mahanakorn University of Technology
Boonchai Techaumnat	Chulalongkorn University
Boonchuay Supmonchai	Chulalongkorn University
Boonlert Suechoey	Southeast Asia University
Boonruang Marungsri	Suranaree University of Technology
Boonsong Sutapun	Suranaree University of Technology
Boonsri Kaewkhamai	Chiang Mai University
Boonyang Plangklang	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Budhapon Sawetsakulanond	Mahanakorn University of Technology
Cattareeya Suwanasri	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chai Chompoonwai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chainarin Ekkaravarodome	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chainarong Wisassakwichai	Rajamangala University of Technology Krungthep
Chaiwut Chatuthai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chaiyachet Saivichit	Chulalongkorn University
Chaiyan Jettanasen	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chaiyaporn Lothongkam	Mahanakorn University of Technology

Reviewer

Organization

Chaiyo Thammarat	South East Asia University
Chaiyut Sumpavakup	Suranaree University of Technology
Chalee Vorakulpipat	National Electronics and Computer Technology Center
Chanchai Dechthummarong	Rajamangala University of Technology Lanna Chiangmai
Chanchai Thongsopa	Suranaree University of Technology
Chanchana Tangwongsan	Chulalongkorn univerisy
Chanin Wissawinthanon	Chulalongkorn univerisy
Channarong Banmongkol	Chulalongkorn University
Chantana Chantrapomchai	Kasetsart University
Chanwit Kaewkasi	Suranaree University of Technology
Chaowan Jamroen	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Charnyut Karnjanapiboon	Rajamangala University of Technology Lanna
Chatchai Suppitaksakul	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Chawasak Rakpenthai	University of Phayao
Chirawat Kotchasarn	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Chirdpong Deelertpaiboon	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chokchai Sangdao	Mahanakorn University of Technology
Chonlatee Photong	Mahasarakham University
Chowarit Mitsantisuk	Kasetsart University
Chutham Sawigun	Mahanakorn University of Technology
Chutham Sawigun	Mahanakorn University of Technology
Chuttchaval Jeraputra	Mahidol University
Chuwong Phongcharoenpanich	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Danucha Prasertsom	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Daranee Hormdee	Khonkhan University
David Banjerdpongchai	Chulalongkorn University
Decha Wilairat	Mahidol University
Denchai Worasawate	Kasetsart University
Doldet Tantraviwat	Chiang Mai Univeristy
Don Isarakorn	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Duangarthit Srimoon	Rangsit University
Dulpichet Rerkpreedapong	Kasetsart University
Dusit Thanapatay	Kasetsart University
Jakkree Srinonchat	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Jantana Panyavaraporn	Burapha University
Jasada Kudtongngam	National Electronics and Computer Technology Center.

Reviewer	Organization
Jedsada Arunruerk	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Jirapat Sangthong	Mahanakorn University of Technology
Jirasak Chanwutitum	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Jirawadee Polprasert	Narasauen University
Jukkrit Kluabwang	Rajamangala University of Technology Lanna Tak
Jukkrit Tagapanij	Mahanakorn University of Technology
Kampol Woradit	Srinakharinwirot University
Kanokphan Lertriphonphan	KDDI Research
Karn Patanukhom	Chiang Mai University
Khanit Matra	Srinakharinwirot University
Khanittha Kaewdang	Ubon Ratchathani University
Kiattisin Kanjanawanishkul	Mahasarakham University
Kittaya Somsai	Rajamangala University of Technology Isan Sakon Nakhon
Kittisak Kerdprasop	Suranaree University of Technology
Kittisak Tripipatpornchai	Rangsit University
Kitiwann Nimkerdphol	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Komsan Hongesombut	Kasetsart University
Komson Daroj	Ubonratchathani University
Kornchawal Chaipah	Khon Kaen University
Kraisorn Chaisaowong	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Krek Piromsopa	Chulalongkorn University
Krischonme Bhumkittipich	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mana Sriyudthsak	Chulalongkorn University
Mongkol Konghirun	King Mongkut University's Technology Thonburi
Monthon Nawong	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nachirat Rachburee	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nalin Sidahao	Mahanakorn University of Technology
Nararat Ruangchaijatupon	Khon Kaen University
Narong Yoothanom	Sripatum University
Narongrit Sanajit	Mahanakorn University of Technology
Natee Thongun	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Nathabhat Phankong	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nattachai Watcharapinchai	National Electronics and Computer Technology Center
Nattachote Rugthaicharoencheep	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Nattapong Phanthuna	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Nattha Jindapetch	Prince of Songkla University

Reviewer	Organization
Natthawuth Somakettarin	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nimit Boonpirom	Sripatum University
Nirudh Jirasuwankul	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Nisachon Tangsangiumvisai	Chulalongkorn University
Nisai Fuengwarodsakul	King Mongkut 's University of Technology North Bangkok
Nit Petcharaks	Dhurakij Pundit University
Nithiphat Teerakawanich	Kasetsart University
Nitikarn Nimsuk	Thammasat University
Nitipong Panklang	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Nopporn Patcharaprakiti	Rajamangala University of Technology Lanna
Norasage Pattanadech	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Noraset Wichaipanich	Rajamangala university of Technology Thanyaburi
Nuttaporn Ritnoom	University of the Thai Chamber of Commerce
Nutthaphong Tanthanuch	Thammasat University
Ongart Sadmai	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Pakit Suwat	Siam University
Pakpum Somboon	Chulalongkorn University
Panich Intra	Rajamangala University of Technology Lanna
Panjai Tantatsanawong	Silpakom University
Panuwat Janpugdee	Chulalongkorn University
Parachai Juanuwattanakul	Sripatum University
Parnjit Damrongkulkamjorn	Kasetsart University
Pasawee Srmode	Sripatum University
Pasist Suwanapingkarl	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Patamaporn Sripadungtham	Kasetsart University
Pattarawit Polpinit	Khon Kaen University
Pauline Kongsuwan	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Peerapol Yuvapoositanon	Mahanakorn University of Technology
Petch Nantivatana	Sripatum University
Phakkawat Jantree	Rajamangala University of Technology Suvarnabhumi
Phayung Desyoo	King Mongkuts University of Technology North Bangkok
Phichai Youplao	Rajamangala University of Technology Isan Sakon Nakhon
Phisan Kaewprapha	Thammasat University
Pichai Aree	Thammasat University
Pichaya Chaipanya	Srinakharinwirot University
Pinit Jitjing	Rajamangala University of Technology Thanyaburi

Reviewer	Organization
Pinit Nuangpirom	Rajamangala University of Technology Lanna Chiang Mai
Pinit Thepsatorn	Srinakharinwirot University
Pipat Prommee	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Pisut Raphisak	Kasetsart University
Pitkhate Sooraksa	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Pokkroong Vongkoon	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Poompat Saengudomlert	Bangkok University
Poonlap Lamsrichan	Kasetsart University
Poonsri Wannakarn	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Pornrapeepat Bhasaputra	Thammasat University
Pracha Khamphakdi	Ubon Ratchathani University
Prajuab Pawarangkoon	Mahanakorn University of Technology
Prasit Nakonrat	Ubon Ratchathani University
Prasopchok Hothongkham	Rajamangala University of Technology Rattanakosin
Prattana Kaewpet	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Prayoth Kumsawat	Suranaree university of technology
Promsak Apiratikul	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Pruet Boonma	Chiang Mai University
Punyaphat Phumiphak	Mahanakorn University of Technology
Rachu Punchalard	Mahanakorn University of Technology
Rangsan Wongsan	Suranaree University of Technology
Rathdharshagorn Suriyakulnaayudhya	Kasetsart University
Rawid Banchuin	Siam University
Rungsimant Sitdhikom	Mahanakorn University of Technology
Sakhon Woothipatanapan	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Salitip Sinthusonthisat	Mahanakorn University of Technology
Samroeng Hintamai	Sripatum University
Sanchai Dechanupaprittha	Kasetsart University
Sangsuree Vasuponngayya	Prince of Songkla University
Sansanee Auephanwiriyaikul	Chiangmai University
Sermsak Uatrongjit	Chiang Mai University
Settawit Poochaya	Suranaree University of Technology
Sipat Triukose	Chulalongkorn University
Sirichai Dangeam	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Sirichai Triamlumlert	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Siriroj Sirisukprasert	Kasetsart University

Reviewer

Organization

Sirivat Poonvasin	Kasetsart University
Sitthidet Vachirasricirikul	University of Phayao
Somboon Sooksatra	Rangsit University
Somchat Jirivibhakorn	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Somphop Rodamporn	Srinakharinwirot University
Sompob Polmai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Somying Thainimit	Kasetsart University
Songphol Kanjanachuchai	Chulalongkorn University
Suchin Tirongjitmoah	Ubon Ratchatani University
Sudarat Khwanon	Suranaree University of Technology
Sunisa Kunarak	Srinakharinwirot University
Supachai Vorapojpisut	Thammasat University
Supachate Innet	University of the Thai Chamber Commerce
Supakit Kawdungta	Rajamangala university of Technology Lanna Chiang Mai
Suparek Janjarasjitt	Ubon Ratchathani University
Suparek Manitpornsut	University of the Thai Chamber Commerce
Supat Kittiratsatcha	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Supattana Nirukkanaporn	Rangsit University
Suphattra Phetnil	Mahanakorn University of Technology
Surachai Chaitusaney	Chulalongkorn University
Surachoke Thanapitak	Mahidol University
Suradej Tretriluxana	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Surapong Suwankawin	Chulalongkorn University
Suree Pumrin	Chulalongkorn University
Surin Kittitornkun	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Surin Ngaemngam	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Suwannee Adsavakulchai	University of the Thai Chamber Commerce
Suwat Pattaramalai	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Suwit Kiravittaya	Naresuan University,
Tatpong Katanyukul	Khonkhan University
Teeraphon Phophongviwat	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Teerasak Somsak	Rajamankala University of Technology Lanna
Teratam Bunyagul	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Thanakorn Khongdeach	Kasetsart University
Thanakorn Namhormchan	Eastern Asia University
Thanapat Promwatthanapakdee	Sripatum University

Reviewer

Organization

Sirivat Poonvasin	Kasetsart University
Sitthidet Vachirasricirikul	University of Phayao
Somboon Sooksatra	Rangsit University
Somchat Jirivibhakorn	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Somphop Rodamporn	Srinakharinwirot University
Sompob Polmai	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Somying Thainimit	Kasetsart University
Songphol Kanjanachuchai	Chulalongkorn University
Suchin Tirongjitmoah	Ubon Ratchatani University
Sudarat Khwanon	Suranaree University of Technology
Sunisa Kunarak	Srinakharinwirot University
Supachai Vorapojpisut	Thammasat University
Supachate Innet	University of the Thai Chamber Commerce
Supakit Kawdungta	Rajamangala university of Technology Lanna Chiang Mai
Suparek Janjarasjitt	Ubon Ratchathani University
Suparek Manitpornsut	University of the Thai Chamber Commerce
Supat Kittiratsatcha	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Supattana Nirukkanaporn	Rangsit University
Suphattra Phetnil	Mahanakorn University of Technology
Surachai Chaitusaney	Chulalongkorn University
Surachoke Thanapitak	Mahidol University
Suradej Tretriluxana	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Surapong Suwankawin	Chulalongkorn University
Suree Pumrin	Chulalongkorn University
Surin Kittitornkun	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Surin Ngaemngam	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Suwannee Adsavakulchai	University of the Thai Chamber Commerce
Suwat Pattaramalai	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Suwit Kiravittaya	Naresuan University,
Tatpong Katanyukul	Khonkhan University
Teeraphon Phophongviwat	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Teerasak Somsak	Rajamankala University of Technology Lanna
Teratam Bunyagul	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Thanakorn Khongdeach	Kasetsart University
Thanakorn Namhormchan	Eastern Asia University
Thanapat Promwatthanapakdee	Sripatum University

Reviewer	Organization
Thanaset Thosdeekoraphat	Suranaree University of Technology
Thanatchai Kulworawanichpong	Suranaree University of Technology
Theerawut Chaiyatham	Ubon Ratchathani University
Theerayod Wiangtong	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Thummaros Rugthum	Ubon Ratchathani University
Thumrongrat Amornraksa	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Toempong Phetchakul	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Tosaporn Narongrit	Suranaree University of Technology
Touchai Angchuan	Prince of Songkla University
Ukrit Mankong	Chiang Mai University
Upady Hatthasin	Rajamangala University of Technology Lanna Chiangmai
Usana Tuntolavest	Kasetsart University
Uthen Kamnarn	Rajamangala University of Technology Lanna
Uthen Leeton	Suranaree University of Technology
Vara Varavithya	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Varakorn Kasemsuwan	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Vichakorn Hengsrirawat	Sripatum University
Vijit Kinnares	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Vinai Silaruam	Mahanakorn University of Technology
Virote Pirajnanchai	Rajamangala University Technology Thanyaburi
Vorapoj Patanavijit	Assumption University
Vuttipon Tarateeraseth	Srinakharinwirot University
Wachira Chongburee	Kasetsart University
Wanayuth Sangsoen	Sripatum University
Wanchai Chankaipol	Sripatum University
Wanchai Chimchavee	University of the Thai Chamber Commerce
Wanchai Khamsen	Rajamangala University of Technology Lanna Lampang
Wanchai Subsingha	Rangsit University
Wanchak Lenwari	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Wanchalerm Pora	Chulalongkorn University
Wannarat Suntiamorntut	Prince of songkla university
Wannaree Wongtrairat	Rajamangala University of Technology Isan
Warin Sootkaneung	Rajamangala University of Technology Phra Nakorn
Watanyu Meesrisuk	Nakhon Pathom Rajabhat University
Watcharee Veerakachen	Kasetsart University
Wattana Puntumjeak	Rajamangala University of Technology Thanyaburi

Reviewer

Wekin Piyarat
Werachet Khanngern
Wichian Ooppakaew
Wijittra Petchakit
Wipavan Narksarp
Wiroonsak Santipach
Wirotpong Ponglangka
Wirote Sangtungtong
Worakarn Wongsachua
Worapong Tangsrirat
Worawat Nakawiro
Worawat Sangiamvibool
Wuthiporn Loedwassana
Wuttipong Kumwilaisak
Wuttiwat Kongrattanaprasert
Yongyuth Naras
Yutana Chongjarearn
Yuthapong Somchit
Yuttana Kumsuwan
Yuttapong Jiraraksopakun
Yutthana Kanthaphayao
ทัศนัย พลอยสุวรรณ
นิพนธ์ ทางทอง
ประเมศวร์ ท่อนแก้ว
ปราโมทย์ อนันต์วราพงษ์
ไวยพจน์ ศุภาวรเสถียร
สายชล ชุตเจื้อจิ้น
สุภณ พลสิงห์

Organization

Srinakharinwirot University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Walailak University
Siam University
Kasetsart University
Rajamangala University of Technology Lanna Chiang Rai
Suranaree University of Technology
Ubon Ratchathani University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Mahasarakham University
Mahanakorn university of technology
King Mongkut's University of Technology Thonburi
Rajamangala University of Technology Krungthep
Siam University
Dhurakij Pundit University
Chiang Mai University
Chiang Mai university
King Mongkut's University of Technology Thonburi
Rajamangala University of Technology Suvarnabhumi
Siam University
Rajamangala University of Technology Krungthep
Suranaree University of Technology
Rajamangala University of Technology Krungthep
Siam University
Rajamangala University of Technology Krungthep
Rajamangala University of Technology Krungthep

ไฟฟ้ากำลัง Electrical Power System (PW)	27 บทความ
อิเล็กทรอนิกส์กำลัง Power Electronics (PE)	28 บทความ
ไฟฟ้าสื่อสาร Communication (CM)	15 บทความ
ระบบควบคุมและการวัดคุม Control system and Instrument Technology (CT)	11 บทความ
อิเล็กทรอนิกส์ Electronics (EL)	7 บทความ
การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล Digital Signal Processing (DS)	6 บทความ
คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ Computer and Information Technology (CP)	12 บทความ
โฟโตนิกส์ Photonics (PH)	2 บทความ
วิศวกรรมชีวการแพทย์ Bio-Electronics (BE)	6 บทความ
งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า General Research Related to Electrical Engineering (GN)	32 บทความ
รวม	146 บทความ

รหัส	ชื่อบทความ	หน้า
PW25	ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ	109
PW26	ผลของการควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อปริมาณกำลังผลิตที่สามารถติดตั้งได้สูงสุดในระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง	113
PW27	Under Frequency Load Shedding for EDL System	117
IPE01	Design of Light Electric Vehicle for Commercial Use	121
IPE02	เทคนิคการลดความถี่ของพัลส์เชิงสเปกตรัมสำหรับอินเวอร์เตอร์สามระดับชนิดครึ่งจุดนิวทริค	125
PE01	แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของวงจรทระดับแรงดันแบบสวิตช์เดี่ยวที่มีอัตราขยายแรงดันสูง	129
PE02	การควบคุมพีชชีสำหรับวงจรทระดับแรงดันแบบสวิตช์เดี่ยวที่มีอัตราขยายแรงดันสูง	133
PE03	การสังเกตพฤติกรรมความผิดเพี้ยนของสวิตช์เปิดวงจรของวงจรบูสต์คอนเวอร์เตอร์เรียงต่อกันสามขั้นที่ถูกควบคุม	137
PE04	ระบบอัตโนมัติสำหรับอนุกรมตัวเก็บประจุยิ่งยวดโดยวงจรแปลงผันชนิดฟอร์เวิร์ดและหม้อแปลงหลายขดลวด	141
PE05	วงจรบูสต์คอนเวอร์เตอร์แบบอินเวอร์ต 4 เฟสสำหรับระบบซูเปอร์แคปซิเตอร์ไฟฟ้	145
PE06	State Observer-Based Parameter Estimation for PMSM Drive by using Extended Luenberger Observer	149
PE07	State Observer-Based Parameter Estimation for PMSM Drive by using Non-linear State Observer	153
PE08	การควบคุมอินเวอร์เตอร์ 5 ระดับ แบบคลาสสิก สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหนึ่งเฟสที่มีฟังก์ชันการติดตามกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้วิธีการรบกวนและสังเกต	157
PE09	การพัฒนาเซลล์เชื้อเพลิงจำลยชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน	161
PE10	การออกแบบหม้อแปลงพลาสมาเร่งอนุภาค-พูลคอนเวอร์ชันชนิดหลายเอาต์พุตด้วยซิงโครนัสเรกติไฟลัซชนิดหลายขดลวดสำหรับเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	165
PE11	การประยุกต์คอนเวอร์เตอร์แบบแยกโคจรทางไฟฟ้าเป็นวงจรถ่านหน้าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ บนพื้นฐานวงจรแปลงผันไฟฟ้ากระแสตรงแบบพูลเรโซแนนซ์ที่มีอัตราขยายแรงดันด้านออกสูง	169
PE12	แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของวงจรกรองกำลังแอกทีฟสำหรับการชดเชยซิงโครนัสแบบสถิต	173
PE13	การวิเคราะห์หลักการชดเชยกำลังแอกทีฟด้วยวงจรเอสวิชชีสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังหนึ่งเฟส	177
PE14	อินเวอร์เตอร์แบบต่อเข้าระบบจำหน่ายสามเฟสด้วยตัวกรองแบบแอสซิมเมตริกที่ใช้การหน่วงแบบพาสซีฟ	181
PE15	การปรับปรุงประสิทธิภาพของมอเตอร์ไฟฟ้ากระแสตรงแบบยกเว้นแอกโดยใช้การควบคุมกระแสสนาม	185
PE16	การศึกษาการปรับปรุงตัวเหนี่ยวนำใหม่คผลรวมสามเฟสสำหรับระบบขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้าสามเฟส	189
PE17	การเปรียบเทียบตัวควบคุมกระแสชดเชยของวงจรกรองกำลังแอกทีฟแบบขนานสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังหนึ่งเฟส	193
PE18	การออกแบบวงจรกรองกำลังแอกทีฟแบบขนานสำหรับการกำจัดฮาร์มอนิกในระบบรางไฟฟ้า	197
PE19	ระบบควบคุมแรงดันไฟฟ้าตรงสำหรับวงจรกรองกำลังแอกทีฟด้วยตัวควบคุมฟลูอิ์ที่พิจารณาพลังงานสะสมในตัวเก็บประจุ	201
PE20	การออกแบบวงจรแปลงผันไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับแบบควอดราติกบูสต์คอนเวอร์เตอร์	205
PE21	แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้ากระแสสลับที่ใช้คอนเวอร์เตอร์แบบไฮบริดด้วยเซลล์แบบเซมิบริดจ์ที่มีแหล่งจ่ายไฟตรงไม่เท่ากัน	209
PE22	การศึกษาสภาวะที่เหมาะสมที่ทำให้เกิดการส่งผ่านมีประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับการส่งผ่านพลังงานไร้สายแบบเคลื่อนที่	213
PE23	การออกแบบและทดสอบวงจรเมตริกซ์คอนเวอร์เตอร์หนึ่งเฟส	217

ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่อระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ

IMPACT OF SOLAR ROOF-TOP GRID-CONNECTED FOR LOW VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEM

ฐิติกร ศรีวรรณ และ กฤษณ์พนธ์ ภูมิภักดีพิชญ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
39 หมู่ 1 ถนนรังสิต-นครนายก(คลองหก) อําเภอดัญบุรี จังหวัดปทุมธานี 12110 โทรศัพท์ 02-549-3571
E-mail: thitikorn@mail.rmutt.ac.th, krischonme.b@en.rmutt.ac.th

PW25

บทคัดย่อ

บทความนี้วิเคราะห์ผลกระทบของระบบจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าต่ำในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในระบบจำหน่าย 22/0.4 kV ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า 1500 kVA มีภาระโหลดแบบกระจายที่ 50%, 35% และ 15% โดยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละวัน (Load Profile) ที่แตกต่างกัน คือบ้านพักอาศัยและโรงพยาบาล ทำการจำลองการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาที่มีกำลังการผลิตและตำแหน่งที่แตกต่างกัน โดยใช้โปรแกรม DigSILENT PowerFactory ทำการจำลองและวิเคราะห์ การไหลของระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ เสถียรภาพแรงดัน พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และ ค่าตัวประกอบกำลัง ที่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า การศึกษานี้สามารถตรวจสอบผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้ในการออกแบบและติดตั้งในอนาคต

คำสำคัญ: พลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา, แรงดันเกิน, พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย, ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

Abstract

This article analyzes the impact of grid-connected solar rooftop for high penetration in low voltage distribution network of the 22/0.4 kV grid system. Transformer capacity is 1500 kVA which each loaded 50%, 35% and 15% respectively. The study considers the different load profiles at hospital and household. The solar-powered systems installed at roof that is varied the PV capacity and location. In this study, the DigSILENT PowerFactory program is used to simulate and analyze Power flow, Voltage stability, Energy loss and Power factor at the proposed distribution network. The study can be verified that it can express the impact of solar roof-top grid-connected design and installation for the future work.

Keywords: Grid-Connected Solar Rooftop, Overvoltage, Energy Loss, Power Factor.

1. ข้อมูลทั่วไป

ปัจจุบันรัฐบาลได้ส่งเสริมให้มีการลงทุนทางด้านพลังงานหมุนเวียนที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย โดยเฉพาะการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic System) โดยวางแผนเพิ่มกำลังการผลิตอีก 6,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2036[1] ดังรูปที่ 1 ทั้งนี้ภาครัฐบาลยังส่งเสริมหน่วยงานราชการต่าง ๆ ให้ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการใช้พลังงาน แม้มีข้อจำกัดที่ต้องตรวจสอบในเรื่องของระบบไฟฟ้าว่ามีเพียงพอรองรับปริมาณไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้ามาในระบบหรือไม่ ผลกระทบต่อคุณภาพระบบไฟฟ้าเพียงใด



รูปที่ 1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP2015)

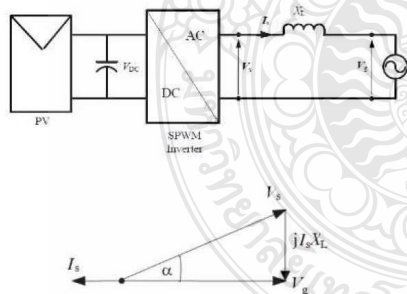
เนื่องจากมีการเพิ่มระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้นไป มีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และเกิดผลเสียกับระบบไฟฟ้าได้[1] กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลาจะขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศและฤดูกาล ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ เกิดการกระเพื่อมของแรงดันไฟฟ้า (Voltage Fluctuation) ซึ่งอาจทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาดเสียหายได้

ดังนั้นการศึกษาค่าผลกระทบจากปริมาณการเชื่อมต่อของพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ[2] โดยคำนึงถึงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา จะทำให้ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงของแรงดันในแต่ละบัส (Voltage Profile) เสถียรภาพทางแรงดันไฟฟ้า (Voltage Stability) ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ (Total Power Losses) และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำผลที่ได้มาใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าได้

บทความนี้นำเสนอแนวคิดการสร้างแบบจำลองการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเข้ากับระบบจำหน่ายแรงดันต่ำด้วยโปรแกรมวิเคราะห์ทางวิศวกรรม DlgSilent PowerFactory เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเลือกศึกษาตัวอย่างเป็นพื้นที่โรงพยาบาลขนาดใหญ่และบ้านพักอาศัยขนาดต่าง ๆ โดยมีปริมาณภาระโหลดแบบกระจายที่ 50%, 35% และ 15% ทำการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาทั้ง 3 ประเภทโหลดที่ 5%, 10%, 15%, 20% และ 27% ของกำลังหม้อแปลงไฟฟ้า แล้ววิเคราะห์ผลกระทบของแรงดันไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายใน 1 วัน

2. ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะเกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบบวกขึ้น ได้แก่อิเล็กตรอนและโฮล โครงสร้างรอยต่อที่เอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์เพื่อแยกพาหะนำไฟฟ้าชนิดอิเล็กตรอนไปที่ขั้วลบและพาหะนำไฟฟ้าชนิดโฮลไปที่ขั้วบวกปกติพื้นฐานจะใช้สารกึ่งตัวนำชนิด P ขั้วไฟฟ้าด้านหลังจึงเป็นขั้วบวกส่วนด้านรับแสงใช้สารกึ่งตัวนำชนิด N ขั้วไฟฟ้าจึงเป็นขั้วลบ เรียกว่าเป็น P-N Junction ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าแบบกระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสองเมื่อต่อให้ครบวงจรไฟฟ้าจะเกิดกระแสไฟฟ้าไหลขึ้น เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ไม่มากนัก ดังนั้นเพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าเพียงพอสำหรับใช้งานจึงมีการนำเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆเซลล์มาต่อกัน เรียกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Modules) ลักษณะการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับต้องการกระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้าการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนานจะทำให้ได้กระแสไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 วงจรสมมูล และ เฟสเซอร์โวลเตจแอมแปร์ของเซลล์แสงอาทิตย์

ตัวแปรที่ส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกันและมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่นี้ คือ ความเข้มและอุณหภูมิของแสง

กระแสไฟฟ้า (Current) จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง ส่วนแรงดัน (Voltage) จะเป็นสัดส่วนผกผันกับอุณหภูมิของแสง

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \tag{1}$$

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_j V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \tag{2}$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_j V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \tag{3}$$

สมการที่ (1) เป็นสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Equation) รูปแบบกำลังเชิงซ้อน ที่บัส i ส่วนสมการที่ (2) และ (3) เป็นสมการพื้นฐานการไหลของโหลด (Load Flow Equation) จะเห็นว่ามี 4 ตัวแปร ที่เชื่อมต่อกับบัส n จำนวน จะมีตัวแปรทั้งหมด 4n โดยจะมีตัวแปรระบุได้ 2n และเป็นตัวแปรที่ดึงออกจากสมการการไหลของโหลด ส่วนตัวแปร n สามารถสรุปสามารถแยกตัวแปรที่ระบุและต้องหากสมการของบัสประเภทต่าง ๆ [3] ดังตารางที่ 1

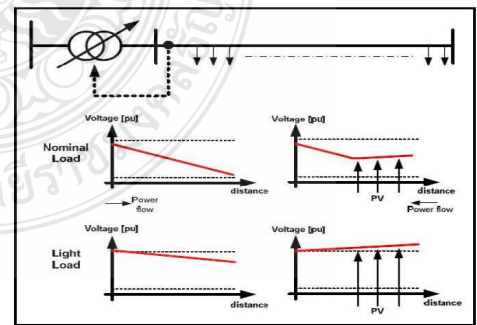
ตารางที่ 1 การจำแนกประเภทตัวแปรของบัสชนิดต่าง ๆ

Bus Type	Total no. of buses	Specified Qty.	Solution Qty.
PQ	n-m	P_i, Q_i	V_i, θ_i
PV	m-1	P_i, V_i	Q_i, θ_i
Slack	1	V_i, θ_i	P_i, Q_i

3. เสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพ (Stability) และความน่าเชื่อถือ (Reliability) ต่อคุณภาพของไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Power Quality) โดยทำการศึกษาผลกระทบดังต่อไปนี้

ผลกระทบแรงดันไฟฟ้าเกิน (Overvoltage) การเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบที่ภาคเกิดความต้องการของโหลดรวมจะทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบแรงดันต่ำ โดยขนาดความรุนแรงขึ้นอยู่กับขนาดของกำลังไฟฟ้าระบบพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ และตำแหน่งที่ติดตั้ง[4] ดังแสดงในรูปที่ 3



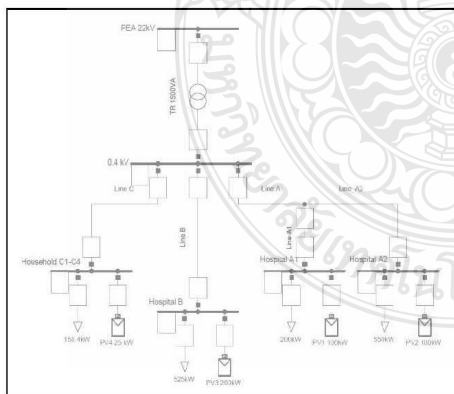
รูปที่ 3 ระดับแรงดันไฟฟ้าเกินตามระยะทางการติดตั้ง PV

ผลกระทบพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (Energy Losses) จากองค์ประกอบการใช้พลังงานไฟฟ้าต้องมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ตัวนำไฟฟ้า และภาระไฟฟ้า โดยการจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านตัวนำไฟฟ้าที่มีความต้านทาน จะเกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นในตัวนำไฟฟ้า[5] มากน้อยขึ้นอยู่กับปริมาณกระแสไหลผ่านและค่าความต้านทานของตัวนำไฟฟ้านั้น ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นในระบบ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันมีผลต่อพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบเช่นเดียวกัน

ผลกระทบที่เกิดจากตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ส่วนใหญ่จะถูกตั้งค่าที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูง หรือเข้าใกล้ 1 มากที่สุด เพื่อที่จะให้ระบบผลิตพลังงาน Active power มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ โดยไม่คำนึงถึง Reactive power ทำให้มีปริมาณสูงขึ้นในระบบจำหน่าย กล่าวคือ ทำให้ค่า Power factor ของระบบลดต่ำลงก่อให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับหม้อแปลงไฟฟ้าของระบบจำหน่ายด้วยเช่นกัน

4. การจำลองระบบไฟฟ้าที่นำเสนอนอ

การสร้างแบบจำลองในการวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อหาผลกระทบต่อระบบจำหน่ายสำหรับการติดตั้งพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาในรูปแบบโหนดกระจายและหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าไม่เท่ากัน ที่มีลักษณะโหนดทั้งโรงพยาบาล และบ้านพักอาศัย ที่ 50%, 35% และ 15% โดยระยะทาง และขนาดการติดตั้ง PV ที่ตำแหน่งแตกต่างกัน ตามพื้นที่หลังคาของอาคารและที่พอกอาศัยในโรงพยาบาล โดยมีวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำไปขึ้นข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้โปรแกรม DigSilent ในการวิเคราะห์ ดังแสดงในรูปที่ 4 การวิเคราะห์ผลกระทบ โดยการจำลองระบบด้วยโปรแกรมทางวิศวกรรมไฟฟ้าที่ค่าพารามิเตอร์ของแต่ละองค์ประกอบดังนี้



รูปที่ 4 แบบจำลอง Solar Rooftop ด้วยโปรแกรม DigSilent

ตารางที่ 2 ค่าพารามิเตอร์สายป้อนขนาดต่างๆ

ขนาดสาย (mm ²)	ชนิด	R (Ω/km)	L (mH/km)	XL (Ω/km)	Z (Ω/km)
3x150	SAC	0.1597	0.2251	0.0707	0.1747
3x95	SAC	0.2471	0.2248	0.0706	0.2561
3x50	SAC	0.4939	0.2342	0.0736	0.4994

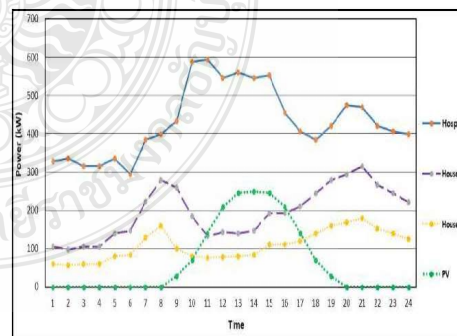
ตารางที่ 3 ค่าพารามิเตอร์ระยะสายส่ง, ประเภทโหนด, ตำแหน่งและขนาดของ PV

Bus	โรงพยาบาล			บ้านพักอาศัย			
	A1	A2	B	C1	C2	C3	C4
ระยะสายส่ง	15 m.	65 m.	100 m.	150 m.	200 m.	250 m.	300 m.
Load (kW)	200	550	525	9.9	49.5	49.5	49.5
% Load	50%		35%	15%			
PV (kW)	100	100	200	0	0	0	25

กำหนดหม้อแปลงไฟฟ้า ขนาด 1500kVA พิกัด 22/0.4 kV สายป้อนไปโหนด มีค่าพารามิเตอร์สายตามตารางที่ 2 และความยาวสายจาก Main Feeder ไปแต่ละกลุ่มผู้ใช้งานตามตารางที่ 3

4.1 ลักษณะของโหนดรายวัน

ออกแบบให้ระบบมีโหนดไฟฟ้าที่แตกต่างกันในพื้นที่โรงพยาบาล และทำการติดตั้งกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ดังตารางที่ 2 ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโหนดอยู่ที่ 0.85 ลักษณะกำลังผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใน 1 วัน จะมีลักษณะเปลี่ยนแปลงตามสภาพภูมิอากาศของประเศนั้นและที่สำคัญสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะในเวลากลางวัน โดยปกติ ตั้งแต่เวลา 07.00 น.-18.00 น. และผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดในช่วงเวลา 11.00 น.-14.00 น. ดังแสดงในรูปที่ 5 ระบุว่าช่วงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของบ้านพักอาศัยและช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงสุดในรอบ 1 วัน ไม่ตรงกัน ปัญหาดังกล่าวส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งในส่วนของแรงดันไฟฟ้าเกินในช่วงเวลากลางวัน



รูปที่ 5 ลักษณะโหนดรายวันของโรงพยาบาลบ้านพักอาศัย B, C และ PV

4.2 รูปแบบการติดตั้ง PV

การทดลองกำหนดให้มีการติดตั้ง PV ในพื้นที่โรงพยาบาลที่ประกอบด้วยอาคารทำการหลักเพื่อรักษาพยาบาล อาคารผู้ป่วย และบ้านพักอาศัยของเจ้าหน้าที่ โดยออกแบบให้กำลังการผลิตที่แตกต่างกัน เพื่อทำการวิเคราะห์หาค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ตามตารางที่ 4 เช่น แรงดันตกต่อหน่วย (p.u.) ของบัส A1, A2, B, C1, C2, C3 และ C4 ค่าเปอร์เซ็นต์กำลังสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (P.F.)

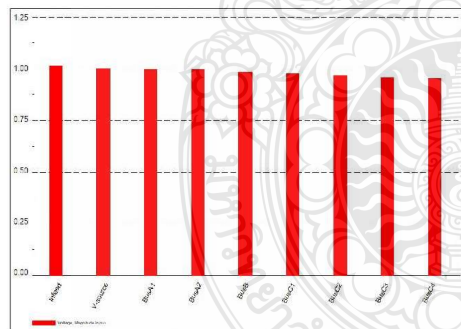
ตารางที่ 4 กำลังการผลิต PV เทียบกับหม้อแปลง

PV (kW)	% PV/TR
0	0%
75	5%
150	10%
225	15%
300	20%
400	27%

5. ผลการทดลอง

ตารางที่ 5 ผลการทดลองเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลังในการติดตั้ง PV ขนาดต่างๆ

PV (kW)	PV/TR	TR Load	TR Loss	P.F.	dimax (p.u.)
0	0%	79%	Based	0.82	4.10%
75	5%	75%	-2%	0.80	2.91%
150	10%	71%	-3%	0.78	4.10%
225	15%	67%	-8%	0.75	2.91%
300	20%	63%	-9%	0.72	4.10%
400	27%	59%	-11%	0.67	4.10%



รูปที่ 6 สัดส่วนการติดตั้ง PV ที่แตกต่างกัน

6. สรุป

จากผลการทดลองสามารถสรุปได้ว่า การออกแบบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดต่างๆ ที่ 0%, 5%, 10%, 15%, 20% และ 27% ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า (โวลต์-แอมป์) มีผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยข้อดีสามารถลดการสูญเสียและการทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ 79%, 75%, 71%, 67%, 63% และ 59%

ตามลำดับ แต่ข้อเสียคือมีผลต่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ลดลงที่ 0.82, 0.80, 0.78, 0.75, 0.72, และ 0.67 ตามลำดับ เช่นกัน

การติดตั้ง PV ขนาด 50% ของโหลดใช้งาน ที่ตำแหน่งปลายทางของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทดลองไกลสุด 300 เมตร (C4) สามารถทำให้ปรับปรุงแรงดันไฟฟ้าตกได้จาก 4.10% เป็น 2.91% ของ p.u. ของบัสที่ติดตั้งปลายทาง แต่หากติดตั้ง PV ที่บัสอื่นไม่ว่าขนาดใดก็ตามจะไม่มีผลต่อบัสปลายทางที่ทดลอง ดังนั้นหากต้องการติดตั้ง PV เพื่อปรับปรุงค่าแรงดันไฟฟ้าควรติดตั้งที่ตำแหน่งของบัสนั้น ๆ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่เกิน 15% ของขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า หากต้องการเพิ่มกำลังผลิตมากกว่าที่กำหนด ให้ทำการเพิ่มขนาดหรือต่อขนานหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง [6]

เอกสารอ้างอิง

- [1] แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558 – 2579 : AEDP2015, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
- [2] M. Karimi, "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, 2016, P.594-605.
- [3] S. Ali, "Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network", *ICREPO'12*, Santiago de Compostela (Spain), 2012, P.519-522.
- [4] Erhan Demirok, "Control of Grid Interactive PV Inverters for High Penetration in Low Voltage Distribution Networks", *Dept. of Energy Technology, Aalborg University, Denmark*, 2012.
- [5] R. Bernards, "Maximum PV-penetration in low-voltage cable networks", *7th IEEE Young Researchers Symposium*, Ghent, Belgium, 2014.
- [6] ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้า 2559



ดร.ศิริวรกุล จบการศึกษา ป.ตรี ม.เทคโนโลยีมหานคร กำลังศึกษาาระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ม.เทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี สนใจงานวิจัยระบบไฟฟ้ากำลังและพลังงาน



ดร.นตพงษ์ นตพงษ์ รองศาสตราจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ และผู้อำนวยการศูนย์วิจัยระบบไฟฟ้ากำลังและพลังงาน มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายฐิติกร ศรีวรกุล
วัน เดือน ปีเกิด	24 กันยายน 2521
ที่อยู่	169/219 ซ.คู້บอน 27 ถ.รามอินทรา แขวงท่าแร้ง เขตบางเขน จังหวัดกรุงเทพมหานคร 10220
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษาวศกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี 2544
ประสบการณ์การทำงาน	ผู้จัดการฝ่ายขายอาวุโส บริษัท โกลบอลโทรนิค อินเตอร์เทรด จำกัด พ.ศ. 2547 ถึงปัจจุบัน
เบอร์โทรศัพท์	08-5484-5200
อีเมล	thitikom@mail.rmutt.ac.th

