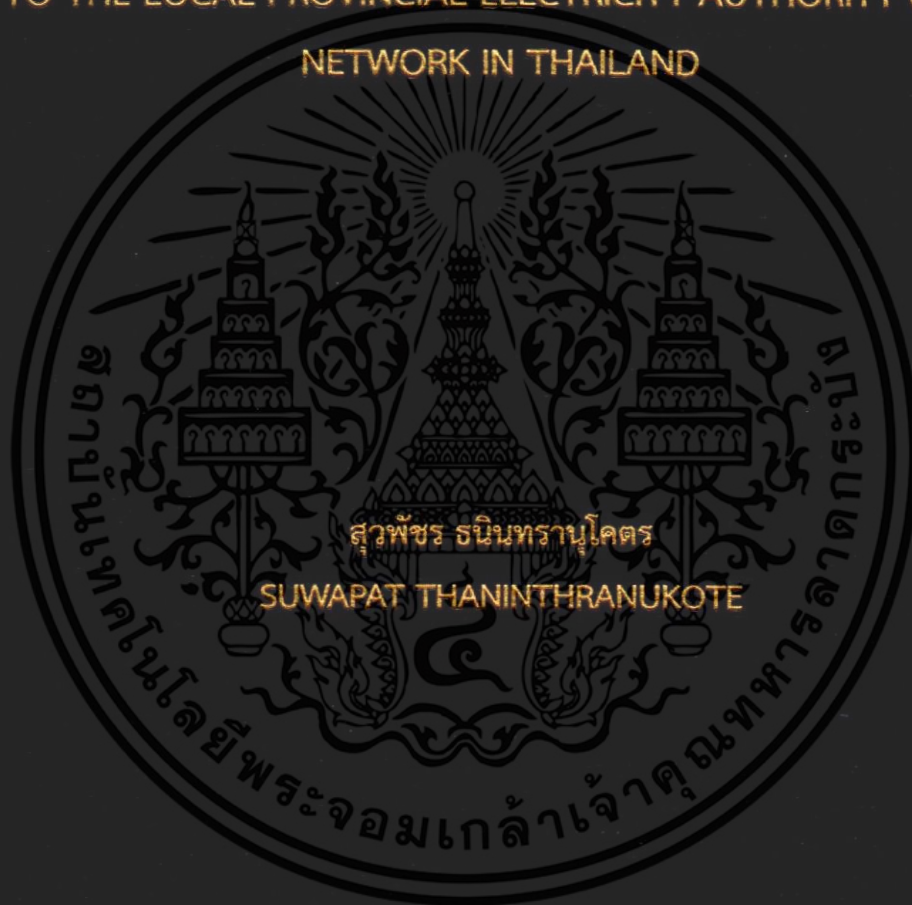


การศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์  
ขนาด 1 เมกะวัตต์ เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

GRID IMPACT STUDIES WHEN INTEGRATING A 1 MW SOLAR VSPP  
TO THE LOCAL PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY (PEA)  
NETWORK IN THAILAND



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2559

KMITL-2016-EN-M-020-041

การศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์  
ขนาด 1 เมกะวัตต์ เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

GRID IMPACT STUDIES WHEN INTEGRATING A 1 MW SOLAR VSPP  
TO THE LOCAL PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY (PEA)  
NETWORK IN THAILAND



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
พ.ศ.2559

KMITL-2016-EN-M-020-041

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

GRID IMPACT STUDIES WHEN INTEGRATING A 1 MW SOLAR VSPP  
TO THE LOCAL PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY (PEA)  
NETWORK IN THAILAND



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT  
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF  
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING  
FACULTY OF ENGINEERING  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG  
2016

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้า เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

KMITL-2016-EN-M-020-041



COPYRIGHT 2016





FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

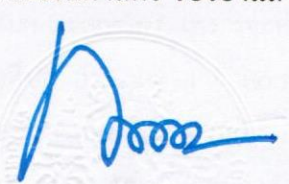
หัวข้อวิทยานิพนธ์ การศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์  
ขนาด 1 เมกะวัตต์ เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
Thesis Title Grid Impact Studies When Integrating a 1 MW Solar VSP to the Local  
Provincial Electricity Authority (PEA) Network in Thailand  
นักศึกษา นายสุพัตร์ ธนินทรานุกูล  
รหัสประจำตัว 55610715  
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า  
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินโหว  
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2016-EN-M-020-041

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
รศ.ดร.มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินโหว	
รศ.ดร.เกียรติ	ชยะกุลศิริ	
รศ.ดร.สมชาติ	จิรวีภากร	อ. ดิมศักดิ์
ผศ.ดร.เชาว์	ชมภูอินโหว	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันพฤหัสบดีที่ 19 พฤษภาคม พ.ศ. 2559 เวลา 10.00-12.00 น.  
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 3 ห้องประชุม 5

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว

  
(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปเผยแพร่โดยไม่ขออนุญาต  
ถือว่าผิดกฎหมาย ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงชื่อของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้  
วันที่ 19 พฤษภาคม พ.ศ. 2559

## หัวข้อวิทยานิพนธ์

การศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน  
แสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า  
ส่วนภูมิภาค

นักศึกษา

นายสุวัชร ธนินทรานุกุศล

รหัสประจำตัว

55610715

ปริญญา

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

พ.ศ.

2559

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว

## บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้นำเสนอผลการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในพื้นที่อำเภอเมืองอุบลราชธานี เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ขนาด 1 MW ที่สถานีอุบลราชธานี 3 ฟีดเดอร์ที่ 1 (UBC01) ซึ่งมีปริมาณการใช้โหลดสูงสุดในรอบปี 2557 ที่ 8.52 MW (9 เม.ย. 2557) โดยจะศึกษาผลกระทบจากการจำลองติดตั้ง Solar PV Rooftop 4 ตำแหน่งที่ระยะทางที่แตกต่างจากสถานีไฟฟ้า และกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ผลิตค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor: p.f.) ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 โดยใช้โปรแกรม DigSILENT Power Factory ในการสร้างโมเดลจำลองและวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งผลที่ได้จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่า แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop ความสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (Loss) และค่ากระแสลัดวงจร จะมีค่าแปรผันกับระยะทางที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop จากสถานีไฟฟ้า ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายและความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (%THD<sub>v</sub>) จะมีค่าแปรผันตรงกับระยะทางที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop จากสถานีไฟฟ้า การควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัสของ Solar PV Rooftop และแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายมีค่าสูงที่สุด และยังทำให้ความสูญเสียรวมที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายต่ำที่สุดอีกด้วย ในขณะที่การควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop และแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายลดลงเท่ากับระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย ดังนั้น ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ Solar PV Rooftop และการควบคุม p.f. ที่เหมาะสมที่สุดคือ ตำแหน่งที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าหรืออยู่ใกล้กับบริเวณที่มีการใช้โหลดสูงๆ และควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานในโหมด lagging p.f. เพราะจะทำให้ความสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายมีค่าน้อยที่สุด และทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัสของ Solar PV Rooftop และแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายมีค่าสูงขึ้น ซึ่งจะช่วยยกระดับแรงดันที่ปลายสาย ทำให้เพิ่มเสถียรภาพในการจ่ายไฟในพื้นที่ อยู่ไกลจากสถานีได้ดียิ่งขึ้น และในอนาคตตามแผน AEDP 2015 จะมีกำลังการผลิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่ออ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถึง 6,000 MW การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจต้องแบกรับเงินส่วนเพิ่มจากอัตรา FIT ที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อเดือนมากกว่า 500 ล้านบาท ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และอาจทำให้ค่า Ft ขยายปลึกเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต ซึ่งผลการศึกษาวิเคราะห์ที่ได้จะเป็นประโยชน์ในการวางแผนและพิจารณาในการติดตั้ง Solar PV Rooftop หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนในรูปแบบอื่นๆ ที่จะเชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอนาคต



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่อ||อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

<b>Thesis Title</b>	Grid Impact Studies When Integrating a 1 MW Solar VSPP to the Local Provincial Electricity Authority (PEA) Network in Thailand
<b>Student</b>	Mr.Suwapat Thanintranukote
<b>Student ID.</b>	55610715
<b>Degree</b>	Master of Engineering
<b>Program</b>	Electrical Engineering
<b>Year</b>	2016
<b>Thesis Advisor</b>	Asst. Prof. Dr. Chow Chompoo-inwai

## ABSTRACT

This thesis presents the impact studies in many aspects related to when a solar PV rooftop VSPP has been installed to the local Provincial Electricity Authority (PEA) network. The case study focuses on one megawatt solar PV rooftop connected to one of the local PEA network named Ubonratchathani#3 at the first feeder (UBC01). In 2014, a peak day demand for this feeder from the load profile equals to 8.52 megawatt on April 9, 2014. A matrix of two different variables in the simulation system concentrates on four different locations of installation and three different types of inverter reactive power control strategies which are 0.9 lagging, 0.9 leading and Unity power factor. A DigSILENT power factory program was utilized as a core analyzing tool to simulate, demonstrate and analyze many of the power system impact factors. The outcomes from this study are on voltage levels at various buses (at point of common connection: PCC and the end of line: EOL) compared to PEA's voltage regulations, percentages of total voltage harmonic distortion ( $THD_v$ ), short circuit current analysis, system total losses (kWh) and technical losses (kWh) in the distribution system. The simulation study results from this matrix configurations clearly illustrates that the optimum location for a solar PV rooftop VSPP installation is when it is installed adjacent to the highest load bus. The best control strategy in this case is found to be lagging p.f. control as the total loss is minimal. The PCC bus voltage level, system total losses and short circuit current in kiloamps (kA) will be reversed proportional to the installing distance from the main Sub-station bus. The EOL bus voltage level and the percentage of  $THD_v$  will be higher and direct proportional to the installing distance. In the near future, 6,000 MW of solar power will be installed according to the Alternative Energy Development Plan (AEDP) 2015. PEA's expenses might increase from incentive that PEA need to pay out to all new VSPPs owners up to 500 MTHB/month. As a result, the Fuel Adjustment Charge (Ft)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และด้อย่างยิ่งถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

might be increasing which might effect the electricity bill from the consumer's aspect. Conclusions, these impact study results will be highly beneficial to PEA in terms of power system planning and reliability, especially for many others renewable VSPPs which will be plugged into PEA network later.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และด้วยอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาอย่างสูงยิ่งจาก ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินทิว ที่กรุณาเป็นที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และเสียสละเวลาอันมีค่าของท่านอาจารย์มาให้ คำปรึกษาและแนวทางการศึกษาวิจัย รวมทั้งตรวจแก้ไขความเรียบร้อย ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาของท่านอาจารย์ จึงขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกๆ ท่าน ที่ได้มอบความรู้ทางวิชาการและประสบการณ์ต่างๆ ให้กับข้าพเจ้าตั้งแต่ศึกษาชั้นปริญญาตรี และปริญญาโท

ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้โอกาสข้าพเจ้าได้มาศึกษาในระดับปริญญาโท และให้การสนับสนุนทั้งด้านการเรียนและข้อมูลเพื่อใช้ในการศึกษาจนสำเร็จจุลวง

ขอขอบคุณ คุณปรภากร อินทพัฒน์ กองส่งเสริมพลังงานทดแทนและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก คุณธีรพงษ์ พลมาตย์ กองวิจัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้คำปรึกษาและอบรมการใช้โปรแกรม DIGSILENT เพื่อวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่าย รวมถึงเอื้อเฟื้อข้อมูลต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิจัยของข้าพเจ้า ข้าพเจ้าขอขอบคุณอย่างสุดซึ้ง

ขอขอบคุณพี่ๆ และน้องๆ ห้องปฏิบัติการ Energy System and Illumination Research Center (ESIRC) ที่เป็นกำลังใจให้นายามที่ข้าพเจ้าประหม่า ท้อแท้ คิดอะไรไม่ออก ข้าพเจ้าขอขอบคุณอย่างสุดซึ้ง

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อเสริมจิต คุณแม่สำเร็จ ธนินทรานุกุศล และครอบครัวของข้าพเจ้าที่ให้การสนับสนุนในทุกๆ เรื่อง และคอยเป็นกำลังใจให้ข้าพเจ้าในเวลาเหนื่อยล้า ทำให้ข้าพเจ้ามีกำลังใจและมีแรงผลักดันจนสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จจุลวงไปได้ด้วยดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณทุกๆ ท่าน

สุวพัชร ธนินทรานุกุศล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่อVอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	III
กิตติกรรมประกาศ .....	V
สารบัญ .....	VI
สารบัญรูป .....	X
สารบัญตาราง .....	XIII
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา .....	1
1.3 แนวคิดที่ใช้ในการวิจัย .....	2
1.4 ขอบเขตการวิจัย .....	2
1.5 ขั้นตอนของการศึกษา .....	2
บทที่ 2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ .....	4
2.1 รังสีจากดวงอาทิตย์ .....	4
2.1.1 รังสีดวงอาทิตย์บนพื้นโลก .....	5
2.1.2 ปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย .....	7
2.2 คุณสมบัติทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ .....	8
2.2.1 หลักการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ .....	8
2.2.2 สมบัติของกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ .....	10
2.2.3 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ .....	11
2.3 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์.....	11
2.3.1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์ .....	12
2.3.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิคอน .....	13

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต่อVIอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.3.1.2 กลุ่มที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน .....	14
2.3.2 เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์ .....	15
2.3.2.1 ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (OPV) .....	15
2.3.2.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (OPV) .....	16
2.4 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ .....	16
2.4.1 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตไฟฟ้า .....	17
2.4.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ .....	17
2.4.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์ .....	19
2.4.2 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตความร้อน .....	24
2.4.2.1 การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ .....	24
2.4.2.2 การอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ .....	25
บทที่ 3 การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) .....	27
3.1 สถานะภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ของประเทศไทย .....	28
3.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) .....	31
3.2.1 การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตรารูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) .....	32
3.2.2 รูปแบบการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่าย .....	34
3.2.3 รูปแบบของระบบ Solar PV Rooftop .....	36
3.2.3.1 ระบบแบบรวมศูนย์ (Centralize) .....	36
3.2.3.2 ระบบแบบแยกศูนย์ (Decentralized) .....	38
3.2.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่าย.....	41
3.2.4.1 แรงดันไฟฟ้าและความถี่ .....	41
3.2.4.2 ฮาร์มอนิก (Harmonics) .....	41
3.2.4.3 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) .....	42

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่อ VII อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.2.4.4 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive Power Control) .....	43
3.2.4.5 การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control) .....	43
3.2.4.6 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault ride through) .....	43
3.2.4.7 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection) .....	44
3.2.4.8 การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under and Over frequency protection) .....	45
3.2.4.9 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) ....	45
3.2.4.10 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to utility protection) .....	45
บทที่ 4 การศึกษาผลกระทบจาก Solar PV Rooftop .....	46
4.1 ผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อ VSPP เข้ามาในระบบจำหน่าย .....	46
4.2 การออกแบบระบบเพื่อศึกษาผลกระทบจาก Solar PV Rooftop .....	47
4.2.1 การเลือกพื้นที่และฟีดเดอร์ที่ใช้ทำการวิเคราะห์ .....	48
4.2.2 การสร้างโมเดลจำลองฟีดเดอร์ UBC01.....	49
4.2.3 การสร้างโมเดลจำลอง Solar PV Rooftop .....	54
4.2.4 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ .....	60
4.2.5 การกำหนดโหลดของฟีดเดอร์ UBC01 .....	60
4.2.6 การกำหนดจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า (PCC) ของ Solar PV Rooftop .....	62
บทที่ 5 ผลการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่าย 64	
5.1 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop .....	64

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และตั้ง VIII ำงอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5.1.1 การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop แตกต่างกัน .....	64
5.1.2 การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่แตกต่างกัน .....	67
5.2 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย (End of line; EOL) .....	70
5.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (Technical loss; kWh) .....	73
5.4 กระแสลัดวงจร 3 เฟสและ 1 เฟส .....	74
5.5 ความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (%THDv) .....	76
5.6 ผลกระทบจากอัตรา FiT ที่รับซื้อจาก Solar PV Rooftop .....	78
บทที่ 6 บทสรุปและข้อเสนอแนะ .....	82
6.1 บทสรุป .....	82
6.2 ความพิเศษของงานวิจัย .....	83
6.3 ข้อเสนอแนะ .....	83
เอกสารอ้างอิง .....	84
ภาคผนวก ก. โหลดรายชั่วโมงของวันที่ 9 เม.ย. 2557 สถานีอุบลราชธานี 3 วงจรที่ 1 (UBC01)...	86
ภาคผนวก ข. ค่ากระแสลัดวงจรของสถานีอุบลราชธานี 3 .....	88
ภาคผนวก ค. แผนผังการจ่ายไฟระบบ 115 kV ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ .....	93
ภาคผนวก ง. ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์ .....	95
ประวัติผู้เขียน .....	108

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และดัดแปลงอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 การวัดค่าคงที่รังสีดวงอาทิตย์ (Solar Constant) .....	5
2.2 การแผ่รังสีดวงอาทิตย์มายังพื้นโลก.....	6
2.3 แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542).....	7
2.4 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน.....	9
2.5 หลักการผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์.....	10
2.6 กราฟคุณสมบัติระหว่างกระแสกับแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ (IV-Curve) .....	10
2.7 ปัจจัยที่ลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์.....	11
2.8 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามยุคของการพัฒนา .....	12
2.9 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน .....	13
2.10 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิกอน .....	14
2.11 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) .....	14
2.12 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ .....	18
2.13 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบจำหน่าย .....	18
2.14 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน .....	19
2.15 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิด Solar parabolic dish .....	20
2.16 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิด Solar parabolic trough .....	21
2.17 โรงไฟฟ้า Ouarzazate Solar Power Station.....	22
2.18 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิด Solar Thermal Tower .....	22
2.19 โรงไฟฟ้าระบบ Solar Thermal Tower ที่ใหญ่ที่สุดในโลก .....	23
2.20 หลักการผลิตไฟฟ้าของ Solar Updraft Tower .....	23
2.21 รูปแบบการผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติ .....	24
2.22 รูปแบบการผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั้มน้ำหมุนเวียน .....	25
2.23 รูปแบบการผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสาน.....	25

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และตัด X อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.1 เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย .....	28
3.2 ไดอะแกรมการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า .....	27
3.3 ไดอะแกรมการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในกรณีที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 250-1,000 kW .....	35
3.4 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันต่ำ .....	36
3.5 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันสูง .....	37
3.6 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบ master-slave .....	38
3.7 ไดอะแกรมการต่อรูปแบบระบบย่อย .....	39
3.8 ไดอะแกรมการต่อรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์ .....	39
3.9 ไดอะแกรมการต่อรูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (Module inverter) .....	40
3.10 กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะได้ .....	44
4.1 แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ .....	48
4.2 Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายที่ฟีดเดอร์ UBC01 .....	49
4.3 รูปแบบการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย .....	49
4.4 โมดูล Network Analysis and Power Flow Modeling ของระบบ GIS .....	50
4.5 โมเดลฟีดเดอร์ UBC01 ในโปรแกรม DlgSILENT .....	51
4.6 การใช้ PEA Main Library ตั้งค่าพารามิเตอร์ให้กับฟีดเดอร์ UBC01 .....	51
4.7 การสร้างและตั้งค่าให้กับสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 ในโมเดลจำลอง .....	52
4.8 ตั้งค่ากระแสลัดวงจรให้กับ External Grid .....	54
4.9 โมเดล Solar PV Rooftop ในโปรแกรม DlgSILENT .....	55
4.10 การตั้งค่า DC Voltage ให้เป็น Solar PV Rooftop .....	56
4.11 การตั้งค่า PWM Converter ให้เป็นอินเวอร์เตอร์ .....	56
4.12 การตั้งค่า 2-Winding Transformer .....	57
4.13 ตำแหน่งละติจูดและลองจิจูดของ Solar PV Rooftop โดยใช้ Google Map .....	58

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.14 ตำแหน่ง Solar PV Rooftop ที่ปรากฏใน GIS .....	58
4.15 รหัสสายส่ง (รหัส TAG) ของ Solar PV Rooftop ใน GIS .....	59
4.16 Solar PV Rooftop ที่ตำแหน่ง PCC1 ในโปรแกรม DigSILENT .....	59
4.17 ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ใช้อ้างอิงในการวิเคราะห์ .....	60
4.18 ระบบ DMS ของ กฟฉ.2 .....	61
4.20 ปริมาณโหลดรายชั่วโมงของฟีดเดอร์ UBC01 วันที่ 9 เม.ย. 2557 .....	62
4.21 ตำแหน่งติดตั้ง Solar PV Rooftop .....	63
5.1 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging .....	65
5.2 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่ 1 .....	65
5.3 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading .....	66
5.4 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 1) .....	67
5.5 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 2) .....	67
5.6 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 3) .....	68
5.7 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 4) .....	68
5.8 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging .....	70
5.9 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อควบคุม p.f. ที่ 1 .....	71
5.10 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading .....	71
5.11 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 4 และควบคุม p.f. ที่ 1 ถึง 0.85 leading .....	72

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต่อXIIอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 การใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ในกิจกรรมต่างๆของประเทศไทย .....	17
3.1 นโยบายการรับซื้อพลังงานทดแทนของประเทศไทยในอดีตถึงปัจจุบัน .....	29
3.2 การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนของประเทศไทย .....	31
3.3 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของ Solar PV Rooftop ของแต่ละประเภท .....	32
3.4 ปริมาณการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ของ PEA และ MEA .....	32
3.5 อัตรารับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) โครงการ Solar PV Rooftop .....	34
3.6 ระดับการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า .....	37
3.7 ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า .....	41
3.8 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (THD <sub>v</sub> ) ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า .....	42
3.9 ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ .....	42
3.10 การควบคุม Power factor ของระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop แบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า .....	43
3.11 ระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะได้ .....	44
3.12 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วงแรงดันปกติ .....	44
4.1 ข้อมูลค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 .....	52
4.2 ค่าพารามิเตอร์ที่ตั้งค่าให้กับ External Grid .....	53
4.3 พารามิเตอร์ของอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส .....	60
4.4 ระยะเวลาที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop .....	62
5.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย .....	73
5.2 ค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส (3 phase fault) ที่บัส Solar PV Rooftop .....	75
5.3 ค่ากระแสลัดวงจร 1 เฟส (Single phase to ground fault) ที่บัส Solar PV Rooftop .....	75
5.4 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้า (%THD <sub>v</sub> ) ที่บัส UBC01 .....	76
5.5 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้า (%THD <sub>v</sub> ) ที่บัส Solar PV Rooftop .....	77

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และตี XIII ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.6 พลังงานไฟฟ้าที่ Solar PV Rooftop จ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่าย .....	78
5.7 ตารางคำนวณคิดคำนวณเงินส่วนเพิ่มที่ต้องจ่ายให้ผู้ผลิต Solar PV Rooftop .....	79



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และตี XIV ไปถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันประเทศไทยมีแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 813 MW หรือ 3.25% ต่อปี [1] รัฐบาลต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทุกปีเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าให้กับประเทศ รัฐบาลจึงจัดทำแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียน ซึ่งกำหนดให้มีการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือกให้ได้ร้อยละ 25 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศ โดยในปี 2556 รัฐบาลประกาศให้มีการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ในอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่สะท้อนต้นทุนจริง (Feed-in Tariff: FIT) เป็นระยะเวลา 25 ปี ในปริมาณรับซื้อที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 200 MW โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อพลังงานไฟฟ้ารวมที่ 160 MW ดังนั้นสิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึง คือ คุณภาพของระบบไฟฟ้าและผลกระทบที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย เช่น ปัญหาด้านแรงดันเกิน (Over Voltage) ปัญหาด้านแรงดันตก (Under Voltage) ปัญหาด้านฮาร์มอนิก (Harmonic) ปัญหาด้านแรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ปัญหาด้านแรงดันกระเพื่อม (Voltage Flicker) ปัญหาด้านความถี่ไฟฟ้า (Voltage Frequency) ปัญหาด้านความผิดพลาดในระบบจำหน่าย และปัญหาด้านแรงดันตกที่ปลายสาย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงจำเป็นต้องเข้ามาศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบดังกล่าวและหาแนวทางป้องกันในอนาคต เพื่อรองรับการขยายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนในรูปแบบอื่นๆ ที่จะเชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอนาคต

### 1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าที่แตกต่างกันและการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive power control) ที่แตกต่างกัน และวิเคราะห์แนวทางการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคต เพื่อลดผลกระทบและก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 6 หัวข้อ ดังนี้

- 1.2.1 แรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling: PCC)
- 1.2.2 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย (End of Line: EOL)
- 1.2.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (Technical losses)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2.4 กระแสลัดวงจร 1 เฟส (Single line to ground fault) และกระแสลัดวงจร 3 เฟส (Three phase fault)

1.2.5 ความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (Total Harmonic Distortion of voltage: THD<sub>v</sub>)

1.2.6 ผลกระทบจากอัตรา FiT ที่รับซื้อจาก Solar PV Rooftop

### 1.3 แนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

ผู้ทำวิจัยใช้ข้อมูลจริงจากโครงการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ซึ่งผลิตและขายพลังงานไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และนำมาสร้างโมเดลการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ในโปรแกรม DigSILENT เพื่อศึกษาผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยกำหนดจุดเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เข้ามาในระบบจำหน่ายเป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าที่แตกต่างกันจำนวน 4 ตำแหน่ง และมีการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor: p.f.) ของอินเวอร์เตอร์ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 ซึ่งจะศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นในกรณีรุนแรงที่สุด (Worst case scenario) โดยกำหนดให้ Solar PV Rooftop ผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด 1 MW ในช่วงเวลา 08.00-16.00 น. ซึ่งผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นต้องเป็นไปตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

### 1.4 ขอบเขตการวิจัย

ผู้ทำวิจัยศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นต่อระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่อำเภอเมืองอุบลราชธานี เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ขนาด 1 MW เข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีอุบลราชธานี 3 ฟีดเดอร์ที่ 1 (UBC01) โดยใช้โหลดของวันที่ 9 เม.ย. 2557 ซึ่งมีปริมาณการใช้โหลดสูงสุดในรอบปี (Peak day) ที่ 8.52 MW ซึ่งจะศึกษาผลกระทบจากการจำลองติดตั้ง Solar PV Rooftop 4 ตำแหน่งที่ระยะทางที่แตกต่างกันจากสถานีไฟฟ้า และควบคุมให้อินเวอร์เตอร์ผลิตค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor: p.f.) ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1

### 1.5 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์เล่มนี้แบ่งการศึกษาออกเป็น 6 บท ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย แนวคิดขอบเขตการวิจัย และขั้นตอนการศึกษาวิจัย

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานสำหรับงานวิจัย ได้แก่ ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับแสงอาทิตย์ ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ หลักการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และการใช้ประโยชน์จากแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3 กล่าวถึงสถานภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย และ  
ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)

บทที่ 4 กล่าวถึงวิธีการศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบ Solar PV Rooftop เข้ามา  
ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทที่ 5 กล่าวถึงผลการศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบ Solar PV Rooftop  
เข้ามาในระบบระบบจำหน่ายเป็นระยะทางที่แตกต่างกัน 4 ตำแหน่ง โดยควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้มี  
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor: p.f.) ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1

บทที่ 6 กล่าวถึงสรุปผลการศึกษาวิจัย และข้อเสนอแนะ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 2

### การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ เป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า กระแสตรงโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) หรือแผงพี-วีเซลล์ (Solar PV cell) โดยการนำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอน ซึ่งมีราคาถูกและมีมากที่สุดบนพื้นโลกมาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ และทันทีที่แสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์ รังสีของแสงอาทิตย์ที่มีอนุภาคของพลังงานจากโฟตอนจะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะหลุดออกจากแรงดึงดูดของอะตอม และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนอิสระเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้นและสามารถใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับได้โดยผ่านอินเวอร์เตอร์ (DC to AC Inverter)

แสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่มาก เป็นพลังงานสะอาดและมีไม่จำกัด แต่การนำมาใช้ประโยชน์อาจยังมีข้อจำกัดอยู่บ้าง เนื่องจากแสงอาทิตย์มีเฉพาะในตอนกลางวัน ตลอดจนมีความเข้มของแสงที่ไม่แน่นอน เพราะขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลที่เปลี่ยนไป แสงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ในดวงอาทิตย์ เมื่อแสงอาทิตย์เดินทางมาถึงนอกชั้นบรรยากาศของโลก จะมีความเข้มของแสงโดยเฉลี่ยประมาณ 1,350 วัตต์ต่อตารางเมตร แต่กว่าจะลงมาถึงพื้นโลก พลังงานบางส่วนต้องสูญเสียไปเมื่อผ่านชั้นบรรยากาศต่างๆ ที่ห่อหุ้มโลก เช่น ชั้นโอโซน ชั้นไอน้ำ ชั้นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ทำให้ความเข้มของแสงลดลงเหลือประมาณ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร (หรือประมาณร้อยละ 70) ปริมาณแสงอาทิตย์ที่ได้รับบนพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งจะมีปริมาณสูงสุด เมื่อพื้นที่นั้นทำมุมตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ ดังนั้นหากต้องการให้พื้นที่ได้รับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดต่อวัน จะต้องปรับพื้นที่รับแสงนั้นๆ ตามการเคลื่อนที่ของแสงอาทิตย์ ซึ่งจะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปสู่ทิศตะวันตกเสมอ

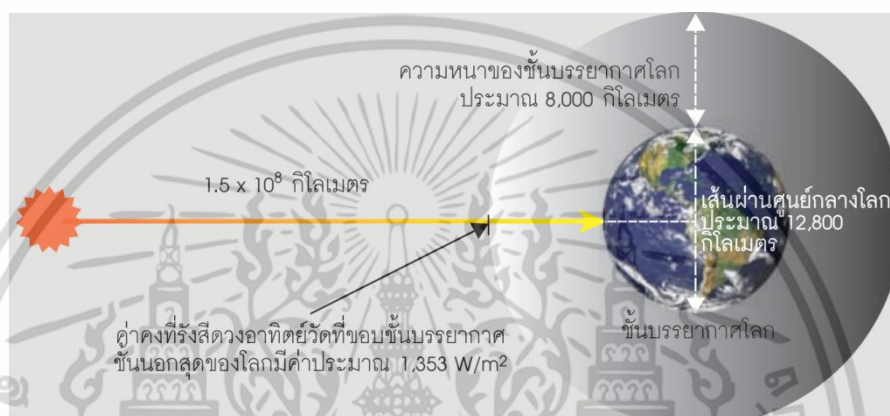
#### 2.1 รังสีจากดวงอาทิตย์

รังสีจากดวงอาทิตย์ถูกนำมาใช้ประโยชน์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าโดยอาศัยเซลล์แสงอาทิตย์ รังสีแสงอาทิตย์ประกอบด้วยสเปกตรัมในช่วงความยาวคลื่น 0.3-3 ไมโครเมตร เซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดสามารถตอบสนองต่อสเปกตรัมได้แตกต่างกัน ดังนั้นประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าจะแตกต่างกันขึ้นอยู่กับการออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ การใช้งานและการบำรุงรักษาระบบมีความจำเป็นต้องทราบเกี่ยวกับค่าความเข้มแสงอาทิตย์ในพื้นที่นั้น และลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือกใช้งาน ซึ่งความเข้มของแสงอาทิตย์มีหน่วยเป็นวัตต์ต่อตารางเมตรและพลังงานแสงอาทิตย์มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.1.1 รังสีดวงอาทิตย์บนพื้นโลก

การแผ่รังสีจากดวงอาทิตย์นอกชั้นบรรยากาศโลกจะมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 1,353 วัตต์ต่อตารางเมตร โดยจะมีค่าการแผ่รังสีเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 1,350-1,440 วัตต์ต่อตารางเมตรค่าการแผ่รังสีดังกล่าวเรียกว่า ค่าคงที่รังสีดวงอาทิตย์ (Solar Constant) [1] ซึ่งก็คือ ค่าความเข้มต่อหน่วยพื้นที่ของพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ต่อหนึ่งหน่วยเวลาที่ตกกระทบ ณ ขอบของชั้นบรรยากาศชั้นนอกของโลกตำแหน่งที่ตั้งฉากกับดวงอาทิตย์ ซึ่งห่างจากดวงอาทิตย์ประมาณ  $1.5 \times 10^8$  กิโลเมตร มีค่าประมาณ 1,353 วัตต์ต่อตารางเมตร ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การวัดค่าคงที่รังสีดวงอาทิตย์ (Solar Constant) [1]

รังสีดวงอาทิตย์ในช่วงคลื่นต่างๆ ที่แผ่มายังโลก โดยผ่านชั้นบรรยากาศต่างๆ ของโลก โมเลกุลของก๊าซ ฝุ่นละอองและเมฆทำให้รังสีดวงอาทิตย์ที่แผ่มายังโลกถูกดูดซับ (Absorbed) และทำให้กระจัดกระจาย (Scattered) อยู่ในชั้นบรรยากาศของโลก เป็นผลให้สเปกตรัมของแสงอาทิตย์เปลี่ยนไป การดูดกลืนพลังงานการแผ่รังสีโดยชั้นบรรยากาศของโลกจะเกิดขึ้นอยู่ตลอดเวลา โดยแปรผันไปตามช่วงความยาวคลื่นของรังสีซึ่งอยู่ในรูปของคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า ประกอบไปด้วย รังสีช่วงคลื่นยาว ได้แก่ รังสีอินฟราเรด (Infrared) จนถึงรังสีช่วงคลื่นสั้น ได้แก่ รังสีอัลตราไวโอเล็ต (Ultraviolet) และมีลักษณะที่สำคัญ ดังต่อไปนี้

1) รังสีช่วงคลื่นสั้น ส่วนใหญ่จะเป็นรังสีอัลตราไวโอเล็ต (Ultraviolet) โดยมีช่วงความยาวคลื่นต่ำกว่า 300 นาโนเมตรพลังงานรังสีของดวงอาทิตย์จะถูกดูดกลืนและถูกทำให้ลดลงในเขตบรรยากาศชั้น Ionosphere โดยแก๊สไนโตรเจน ออกซิเจน และแก๊สโอโซน ซึ่งทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าระดับพลังงานของอิเล็กตรอน (Electron Transition) ในอะตอมหรือในโมเลกุลของแก๊สดังกล่าว จึงทำให้รังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบลงบนผิวโลก เกือบจะไม่มีพลังงานของรังสีในช่วงคลื่นนี้เหลืออยู่เลย

2) รังสีช่วงคลื่นที่มองเห็นได้ (Visible) จะถูกดูดกลืนด้วยโมเลกุลของแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ แก๊สโอโซน แก๊สออกซิเจน และไอน้ำ ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

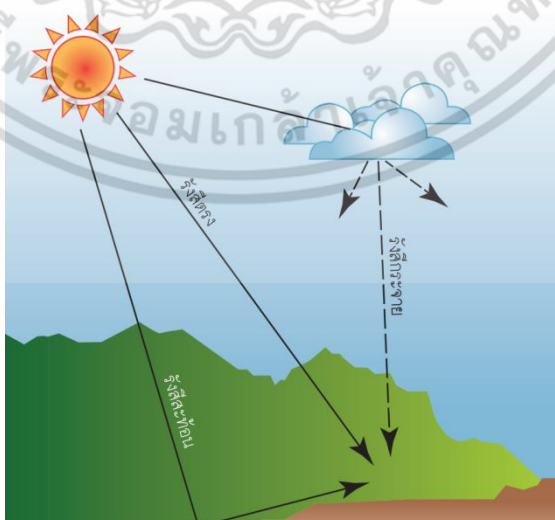
3) **รังสีช่วงคลื่นยาว** รังสีในช่วงคลื่นนี้ส่วนใหญ่จะเป็นรังสีอินฟราเรด (Infrared) มีความยาวคลื่นตั้งแต่ 4 ไมโครเมตรขึ้นไป มีพลังงานต่ำ เกิดจากการที่บรรยากาศของโลกเมฆ และพื้นโลกกักเก็บพลังงานที่ได้รับรังสีคลื่นสั้นจากดวงอาทิตย์ไว้บางส่วน และปลดปล่อยพลังงานออกสู่ชั้นบรรยากาศของโลกในรูปรังสีคลื่นยาว เพื่อรักษาสมดุลพลังงานภายในโลก

การดูดกลืนรังสีดังกล่าวจะเกิดขึ้นในชั้นบรรยากาศด้านล่างซึ่งมีความหนาประมาณ 50 กิโลเมตร และพลังงานที่ถูกดูดกลืนจะทำให้เกิดความร้อนขึ้นในชั้นของบรรยากาศ ที่ระยะความยาวคลื่นระหว่าง 8,000–12,000 นาโนเมตรรังสีในช่วงคลื่นนี้เรียกว่า Atmosphere Window ที่ความยาวคลื่นสูงกว่านี้ รังสีดวงอาทิตย์จะถูกดูดกลืนเกือบทั้งหมดด้วยน้ำในรูปของไอน้ำและแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งประเภทของรังสีดวงอาทิตย์ที่แผ่มายังโลกแบ่งออกเป็น 3 ชนิด [1] ได้แก่

1) **รังสีตรง** เป็นรังสีคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าที่แผ่จากดวงอาทิตย์มาสู่ผิวโลกโดยตรงด้วยระยะทางที่สั้นที่สุดโดยไม่มีการกระจายในชั้นบรรยากาศและไม่ถูกบดบังด้วยสิ่งกีดขวางใดๆมีทิศทางที่แน่นอนในช่วงระยะเวลาหนึ่ง การวัดปริมาณความเข้มของรังสีตรงจะวัดในวันที่มีท้องฟ้าปลอดโปร่งโดยใช้ไพร์เฮลิโอมิเตอร์ (Pyrheliometer) ที่มีระบบติดตามตำแหน่งของดวงอาทิตย์บนท้องฟ้า

2) **รังสีกระจาย** เป็นรังสีดวงอาทิตย์ที่แพร่กระจายในทุกทิศทางเมื่อสัมผัสกับเมฆ แก๊ส ฝุ่นละอองในชั้นบรรยากาศของโลก รังสีกระจายนี้มาจากทุกทิศทางในท้องฟ้า จึงไม่สามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีกระจายได้ การวัดค่ารังสีกระจายของดวงอาทิตย์สามารถวัดได้โดยใช้ไพราโนมิเตอร์ (Pyranometer)

3) **รังสีรวม** เป็นผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจาย ซึ่งจำกัดเฉพาะคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าคลื่นสั้น (ไม่เกิน 4 ไมโครเมตร) ไม่รวมพลังงานคลื่นยาวจากการแผ่รังสีของพื้นโลกและบรรยากาศ



รูปที่ 2.2 การแผ่รังสีดวงอาทิตย์มายังพื้นโลก [1]

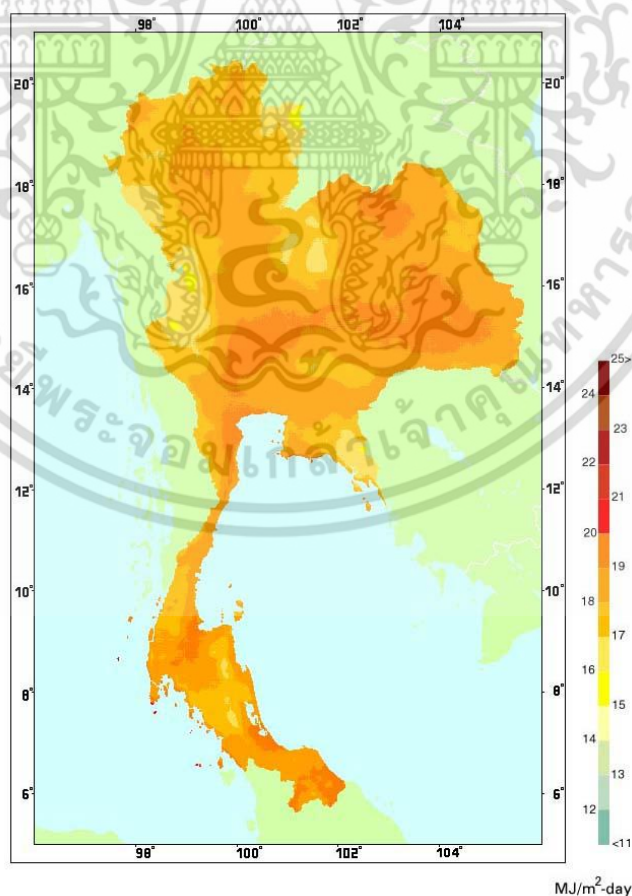
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การเปลี่ยนแปลงของรังสีตรง รังสีรวมและรังสีกระจายดังรูปที่ 2.2 ขึ้นอยู่กับปริมาณเมฆ ฝุ่นละออง และหมอกควัน ซึ่งแตกต่างกันไปตามฤดูกาล ดังนั้นปริมาณรังสีทั้ง 3 รูปแบบจึงเปลี่ยนแปลงไปตลอดทั้งปี สำหรับประเทศไทย ฤดูแล้งมีค่ารังสีรวมและรังสีตรงสูงเพราะท้องฟ้าโปร่ง แต่ฤดูฝนจะมีปริมาณรังสีกระจายมากเนื่องจากท้องฟ้าจะถูกปกคลุมไปด้วยก้อนเมฆ

### 2.1.2 ปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ ณ พื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับปริมาณความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบ ณ พื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากจะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูง

จากแผนที่แสดงศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานและคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร [2] พบว่าการกระจายความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามพื้นที่ต่างๆ ของประเทศไทยในแต่ละเดือนได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือและลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดในช่วงเดือนเมษายนและพฤษภาคมโดยมีค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์อยู่ในช่วง 5.54-6.65 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) [2]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ดูแลเห็นประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.3 บริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณจังหวัดบุรีรัมย์นครราชสีมา ศรีสะเกษ ยโสธรสุรินทร์ ร้อยเอ็ด อุรธานี และอุบลราชธานีและบางส่วนของภาคกลางบริเวณจังหวัดสุพรรณบุรี พระนครศรีอยุธยาชัยนาท และลพบุรี โดยได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีอยู่ในช่วง 5.26-5.54 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน ซึ่งพื้นที่ดังกล่าวคิดเป็นร้อยละ 14.30 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่าร้อยละ 50.20 ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 4.99-5.26 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน จากการคำนวณความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 5.04 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพในด้านการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์สูง

## 2.2 คุณลักษณะทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า มักเรียกแบบย่อว่า แผงพี-วีเซลล์ หรือ Solar PV cell เซลล์แสงอาทิตย์มีหลายชนิด ชนิดที่ใช้งานอยู่มากที่สุดในปัจจุบันคือ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตโดยใช้เทคโนโลยีซิลิคอน (Silicon-based solar cell) นอกจากนี้ยังมีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film solar cell) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (Organic solar cell) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสีย้อมไวแสง (Dye-sensitized solar cell)

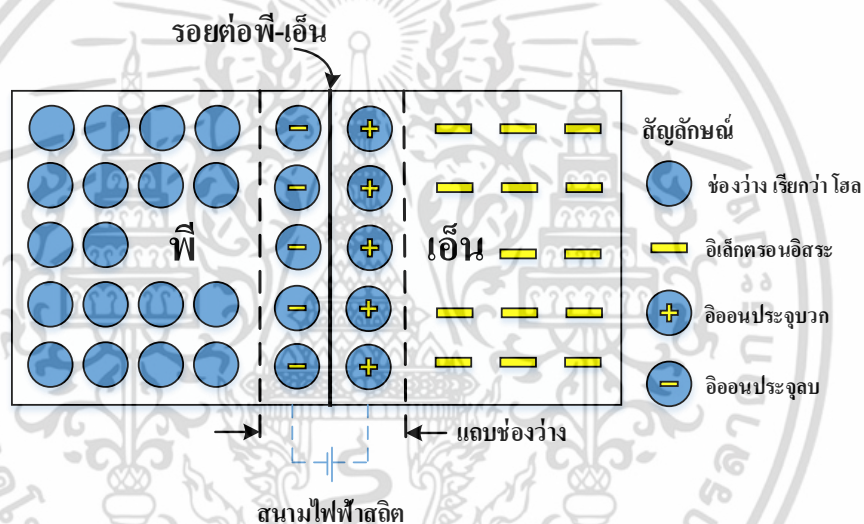
### 2.2.1 หลักการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงได้โดยอาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำที่มีค่าแตกต่างกันเมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ เมื่ออิเล็กตรอนอิสระเคลื่อนที่ครบวงจรมะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้นโครงสร้างที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วยรอยต่อระหว่างสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกันสองชั้นได้แก่สารกึ่งตัวนำชนิดพี (p-type) เป็นชั้นบวกและสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น (n-type) เป็นชั้นลบการนำไฟฟ้าของสารกึ่งนำตัวบริสุทธิ์ (Intrinsic semiconductor) ที่ปรับปรุงโดยการเจือ (Dope) อะตอมของธาตุเจือปนที่มีโครงสร้างอิเล็กทรอนิกส์ต่างกันลงไปโครงสร้างผลึกบริสุทธิ์แบ่งเป็น 2 กรณี [1] ได้แก่

1) การเจือด้วยอะตอมของธาตุที่มีจำนวนอิเล็กตรอนมากกว่าจำนวนอิเล็กตรอนของอะตอมโครงสร้างผลึก ทำให้มีจำนวนอิเล็กตรอนเกินในโครงสร้างผลึก โดยอิเล็กตรอนที่เกินนี้สามารถเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระเรียกว่า สารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น (n-type semiconductor) เช่น การเจือด้วยอะตอมของธาตุอาร์เซนิก (As) หรือฟอสฟอรัส (P) ลงในโครงสร้างผลึกของซิลิคอน (Si) หรือเจอร์มาเนียม (Ge)

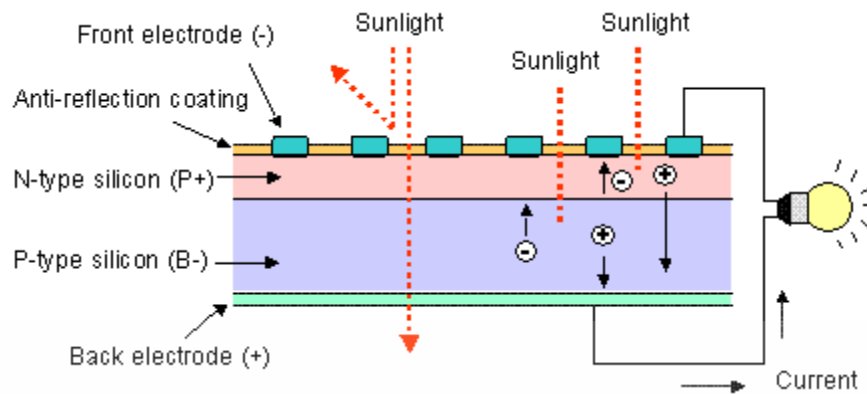
2) การเจือด้วยอะตอมของธาตุที่มีจำนวนอิเล็กตรอนน้อยกว่าจำนวนอิเล็กตรอนของอะตอมโครงสร้างผลึก ทำให้มีจำนวนหลุมโฮล (Hole) เกินในโครงสร้างผลึก จึงสามารถรับอิเล็กตรอนจากอะตอมข้างเคียงต่อเนื่องกันไปเสมือนว่าหลุมโฮลเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ เรียกว่า สารกึ่งตัวนำชนิดพี (p-type semiconductor) เช่น การเจืออะตอมของธาตุอินเดียม (In) หรือโบรอน (B) ลงในโครงสร้างผลึกของซิลิคอนหรือเจอร์มาเนียม เป็นต้น

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิดพีผลิตขึ้นจากผลึกของซิลิคอน โดยใช้สารเจือปนคือโบรอน (B) เพื่อทำให้เป็นวัสดุที่ขาดอิเล็กตรอนอิสระทั้งนี้การขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างที่เรียกว่าหลุมโฮล (Hole) ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นผ่านการเติมสารเจือปนคือฟอสฟอรัส (P) เพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกินซึ่งจุดเชื่อมต่อนี้เรียกว่ารอยต่อพี-เอ็น (P-N junction) ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิคอน [3]

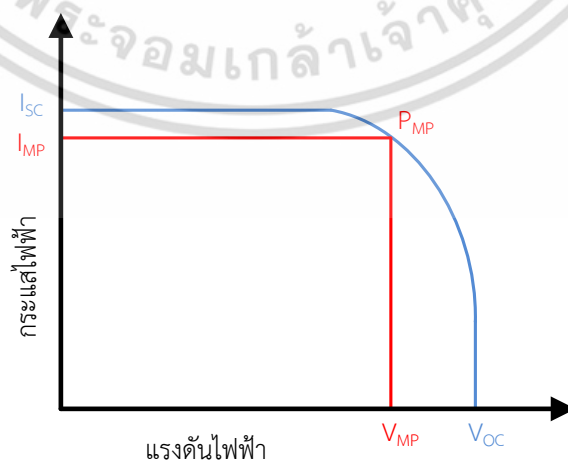
เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดการถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮลเมื่ออิเล็กตรอนมีพลังงานสูงเพียงพออิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน โดยอิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้น n - type และโฮลจะวิ่งไปยังชั้น p - type โดยที่อิเล็กตรอนจะวิ่งไปรวมกันที่ Front Electrode(-) และโฮลวิ่งไปรวมกันที่ Back Electrode (+) เมื่อต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front Electrode และ Back Electrode ให้ครบวงจรจะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้นเนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กันดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 หลักการผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์ [3]

### 2.2.2 สมบัติของกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้ากระแสตรงโดยที่แรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นอยู่กับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และอุณหภูมิของแผงเซลล์ดังรูปที่ 2.6 ค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อต่อกับโหลดที่แปรผันค่าตั้งแต่สภาวะวงจรถัด (Short circuit) จนถึงสภาวะวงจรถัดเปิด (Open circuit) เมื่อกระแสไฟฟ้าในแนวแกนตั้งมีแรงดันเป็นศูนย์จะได้ค่ากระแสที่สภาวะวงจรถัด (Short circuit current:  $I_{SC}$ ) ส่วนจุดตัดแกนนอนเมื่อกระแสเท่ากับศูนย์จะได้ค่าแรงดันขณะเปิดวงจรถัด (Open circuit voltage:  $V_{OC}$ ) และเมื่อนำค่ากระแสคูณกับแรงดันจะได้ค่ากำลังไฟฟ้า (Power) ของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งจุดตัดในพื้นที่ใต้กราฟระหว่างกระแสกับแรงดันเรียกว่ากำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด (Power at maximum point:  $P_{MP}$ ) ส่วนกระแสกับแรงดันที่จุดนี้เรียกว่ากระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point:  $I_{MP}$ ) และแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point:  $V_{MP}$ )

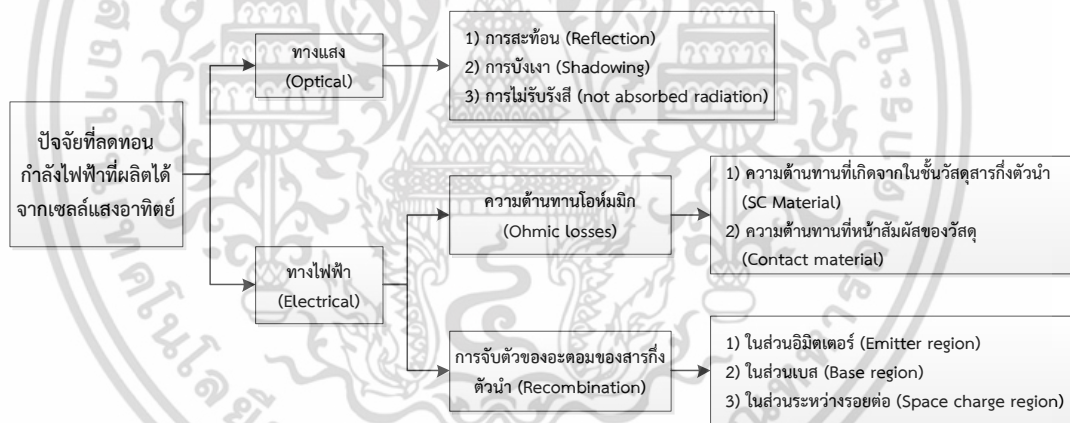


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ 2.6 กราฟคุณสมบัติระหว่างกระแสกับแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ (IV-Curve) [3] การค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.2.3 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

การลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเซลล์แสงอาทิตย์มาจากสาเหตุหลัก 2 ประการ [3] คือ ทางแสง (Optical) และทางไฟฟ้า (Electrical) สำหรับทางแสง ปัจจัยที่มีผลต่อการรับแสงได้แก่ การสะท้อน (Reflection) การบังเงา (Shadowing) และการไม่รับรังสี (not absorbed radiation) ซึ่งการลดทอนการสะท้อนของแสงนั้นทำโดยการเคลือบสารป้องกันการสะท้อน (Antireflection coating) และการทำเฟอร์เฟซเทคเจอร์ริง (Surface texturing) ส่วนการบังเงาให้พิจารณาทิศทางของแสงและเงาในการติดตั้งระบบ เพื่อป้องกันการบดบังเงาของเซลล์แสงอาทิตย์

ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ทางไฟฟ้าแบ่งการสูญเสียออกเป็น 2 ส่วน คือ โห้หมมิก (Ohmic losses) และการจับตัวของอะตอมของสารกึ่งตัวนำ (Recombination) ซึ่งความสูญเสียอันเนื่องมาจากกระบวนการออกแบบและผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ โดยที่โห้หมมิกเป็นผลที่เกิดขึ้นจากตัววัสดุสารกึ่งตัวนำและความต้านทานที่หน้าสัมผัสของวัสดุ ได้แก่ รอยต่อระหว่างโลหะตัวนำกับสารกึ่งตัวนำ ส่วนความสูญเสียจากการจับตัวของอะตอมของสารกึ่งตัวนำเกิดได้ทั้งในชั้นอิมิตเตอร์ (Emitter layer) ส่วนเบสและระหว่างรอยต่อของสารกึ่งตัวนำ ซึ่งสามารถแสดงปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 ปัจจัยที่ลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ [3]

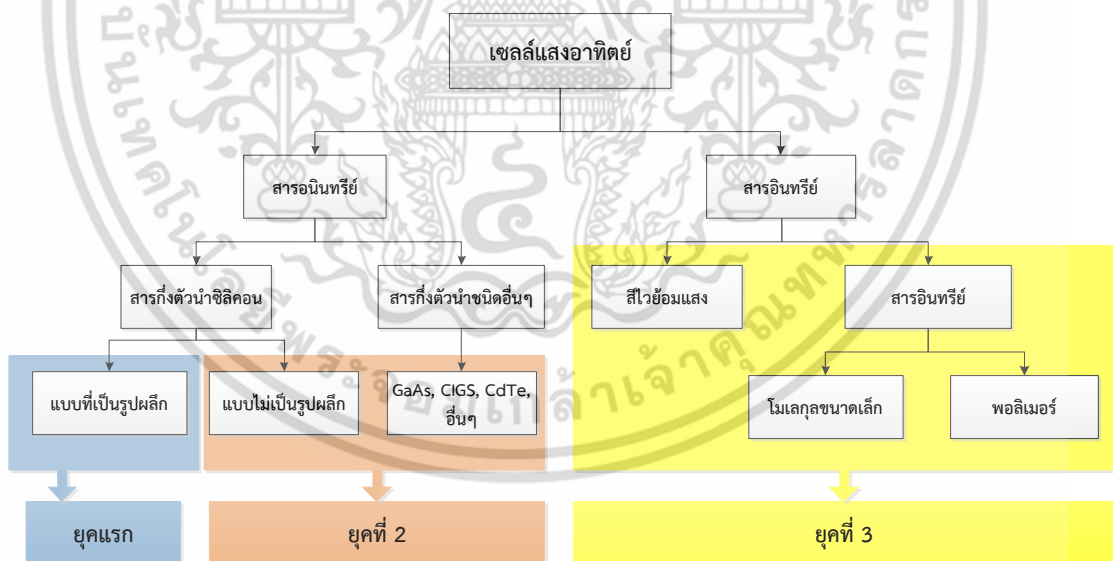
### 2.3 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่มกว้างๆ ตามประเภทของสารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้ดูดกลืนแสงและส่งผ่านประจุ คือเซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์และเซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์ โดยวิวัฒนาการของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ยุค [4] การพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ในยุคแรกคือเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอนแบบผลึก ซึ่งมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าสูงกว่า 25% จึงเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้ในท้องตลาดมากที่สุด แต่เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ต้องผลิตในห้องสะอาดและมีกระบวนการผลิตที่ซับซ้อน จึงมีราคาแพง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ต่อมาในยุคที่ 2 มีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จากสารกึ่งตัวนำซิลิกอนที่ไม่เป็นผลึก (Amorphous) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางที่มีกระบวนการผลิตที่ง่ายขึ้น สร้างบนวัสดุโค้งงอและยืดหยุ่นได้แต่ประสิทธิภาพก็จะลดลง นอกจากนี้ยังมีความสำเร็จในการสร้างเซลล์แสงอาทิตย์จากสารประกอบกึ่งตัวนำชนิดต่างๆ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแกเลียมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide: GaAs) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคอปเปอร์อินเดียมแกเลียมซีเลไนด์ (Copper Indium Gallium Selenide: CIGS) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแคดเมียมเทลลูไรด์ (Cadmium Telluride: CdTe) เป็นต้น เซลล์แสงอาทิตย์เหล่านี้สามารถผลิตได้ง่ายกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอนแบบผลึก แต่ก็มีราคาค่าถึงสารประกอบกึ่งตัวนำบางตัวที่อาจเป็นอันตราย เช่น สารประกอบแคดเมียม ทำให้ผู้ใช้บางส่วนมีกังวลในเรื่องดังกล่าว อย่างไรก็ตามในปัจจุบันมีการศึกษามากมายระบุว่าการผลิตและใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ในกลุ่มนี้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมกับผู้ใช้และสิ่งแวดล้อม

ในยุคหลังสุดมีการใช้สารกึ่งตัวนำที่เป็นสารอินทรีย์มาใช้เป็นส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสีย้อมไวแสง (Dye-sensitized solar cell: DSSC) และพอลิเมอร์นำไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (Organic photovoltaic cell: OPV) เป็นต้น การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์กลุ่มหลังนี้ทำได้ง่ายด้วยกระบวนการทางสารละลายรวมทั้งราคาในการผลิตที่ถูก แต่ประสิทธิภาพของเซลล์ยังมีค่าต่ำ คือประมาณ 12% ใน DSSC และ 5-8% ใน OPV ซึ่งชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามยุคของการพัฒนาแสดงดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามยุคของการพัฒนา [4]

### 2.3.1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์

เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์ที่นิยมใช้กันในปัจจุบันแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ กลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน และกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิกอน [5] เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.3.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิคอน

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิคอนสามารถแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้น คือ แบบที่เป็นรูปผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) โดยแบบที่เป็นรูปผลึกจะแบ่งออกเป็น 2 ชนิด ได้แก่ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single crystalline silicon solar cell) และชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly crystalline silicon solar cell) ส่วนแบบที่ไม่เป็นรูปผลึกคือ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)

เซลล์แสงอาทิตย์แบบที่เป็นรูปผลึก (Crystal) ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ทำจากซิลิคอนบริสุทธิ์โดยนำมาหลอมแล้วทำให้ตกผลึก จากนั้นนำไปตัดให้เป็นแผ่นบางแล้วจึงนำไปทำให้เกิดรอยต่อเพื่อทำให้เกิดขั้วดังรูปที่ 2.9 ประสิทธิภาพของเซลล์ประมาณ 12-15% แต่จะเริ่มผลิตไฟฟ้าได้เมื่อมีความเข้มของแสงอาทิตย์มากถึงระดับหนึ่งและมีราคาแพง



รูปที่ 2.9 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน [5]

เซลล์แสงอาทิตย์แบบที่เป็นรูปผลึก (Crystal) ชนิดผลึกรวมซิลิคอนเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาถูกลงกว่าแบบผลึกเดี่ยวซิลิคอนโดยการนำซิลิคอนมาหลอมรวมกับสารอื่นเพื่อทำให้เกิดรอยต่อที่มีประสิทธิภาพสูงดังรูปที่ 2.10 ประสิทธิภาพของเซลล์ประมาณ 12% และเริ่มผลิตไฟฟ้าได้เมื่อมีความเข้มของแสงอาทิตย์มากถึงระดับหนึ่งเหมือนชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน



รูปที่ 2.10 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน [5]

เซลล์แสงอาทิตย์แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง อะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous silicon solar cell หรือ a-Si) เป็นแผงโซลาร์เซลล์ที่มีการใช้งานอย่างแพร่หลายในพื้นที่ที่มีแสงแดดน้อย มีหมอกปกคลุม หรือมีฝนตกบ่อย เพราะมีความไวในการดูดกลืนแสงดีมาก แต่ราคาค่อนข้างแพงและมีความบอบบางมากดังรูปที่ 2.11 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ไม่สามารถประยุกต์ใช้เข้ากับอุปกรณ์หรือวงจรไฟฟ้าแบบอื่นได้มากนัก แต่เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาถูกกว่าชนิดผลึกเดี่ยวและแบบผลึกรวมซิลิคอนมีประสิทธิภาพประมาณ 7% ทำให้ถ้าต้องการกำลังไฟฟ้าที่เท่ากันจำเป็นต้องใช้พื้นที่รับแสงมากกว่าชนิดอื่น



รูปที่ 2.11 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) [5]

### 2.3.1.2 กลุ่มที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน

เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้จะมีลักษณะเป็นฟิล์มบาง มีวิธีการผลิตคล้ายเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) คือ มีกระบวนการผลิตที่ง่ายขึ้น สร้างบนวัสดุโค้งงอและยืดหยุ่นได้แต่ประสิทธิภาพก็จะลดลง เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้สร้างจากสารประกอบกึ่งตัวนำชนิดต่างๆ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแกเลียมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide: GaAs) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคอปเปอร์อินเดียมแกเลียมซีเลไนด์ (Copper Indium Gallium Selenide: CIGS) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแคดเมียมเทลลูไรด์ (Cadmium Telluride: CdTe) เป็นต้น เอกสารนี้เป็นเอกสารทวงวนเวสท์ที่บ่งชี้การใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.3.2 เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารอินทรีย์

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (Organic Photovoltaic: OPV) หรือบางครั้งเรียกว่า เซลล์แสงอาทิตย์แบบพอลิเมอร์ (Polymer solar cell) หรือ เซลล์แสงอาทิตย์แบบพลาสติก (Plastic solar cell) เป็นอุปกรณ์สำหรับการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นพลังงานไฟฟ้าชนิดใหม่ที่ใช้วัสดุสารกึ่งตัวนำแบบสารอินทรีย์มาเป็นส่วนประกอบในการดูดกลืนแสงและส่งผ่านประจุ แม้ในปัจจุบัน OPV จะสามารถแปลงพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นพลังงานไฟฟ้าได้เพียง 3–8% แต่เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้มีจุดเด่นกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่สร้างจากอนินทรีย์ที่ใช้ทั่วไปคือ ราคาถูก การผลิตง่าย สามารถผลิตลงบนพื้นผิวที่ไม่ใช่กระจกได้ และสามารถใช้งานที่มีความโค้งงอได้ดี จึงเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่กำลังเป็นที่สนใจและได้รับการพัฒนาเป็นอย่างมาก [6]

#### 2.3.2.1 ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์ (OPV)

ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์จะใช้สารกึ่งตัวนำที่เป็นสารอินทรีย์เป็นส่วนประกอบในการดูดกลืนแสงและส่งผ่านประจุแทนสารกึ่งตัวนำอนินทรีย์ที่ใช้โดยทั่วไปในเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอื่น ส่วนประกอบที่สำคัญของ OPV มีดังนี้

##### 1. ชั้นไฟฟ้าใน OPV

ชั้นไฟฟ้าใน OPV มี 2 ชั้น โดยชั้นไฟฟ้าแรกเป็นชั้นไฟฟ้าแบบโปร่งแสงเป็นส่วนประกอบที่ให้แสงผ่านและทำหน้าที่ถ่ายโอนอิเล็กตรอนกลับเข้ามายังเซลล์ ซึ่งนิยมใช้ Indium tin oxide (ITO) ที่เคลือบอยู่บนกระจกเป็นชั้นไฟฟ้าในส่วนแรกนี้ ส่วนชั้นไฟฟ้าอีกชั้นทำหน้าที่ถ่ายโอนอิเล็กตรอนออกจากเซลล์ ซึ่งนิยมใช้ชั้นโลหะบางๆ เช่นอะลูมิเนียม

##### 2. ชั้นวัสดุให้อิเล็กตรอน

เป็นชั้นสารกึ่งตัวนำที่สามารถดูดกลืนแสงอาทิตย์และมีคุณสมบัติส่งผ่านประจุบวกหรือที่เรียกว่าโฮล (Hole) ได้ดี สามารถใช้สารได้ 2 ประเภท ประเภทแรกคือสารอินทรีย์โมเลกุลเล็กที่มีสี เช่น อนุพันธ์ของพทาโลไซยาโนน (Phthalocyanine) หรืออนุพันธ์ของพอฟีริน (Porphyrin) เป็นต้น อีกประเภทที่เป็นที่นิยมมากในปัจจุบันคือกลุ่มพอลิเมอร์นำไฟฟ้า เช่น อนุพันธ์ของพอลิไทโอฟีน (Polythiophene) หรืออนุพันธ์ของพอลิพาราฟีนิลีนไวนิลีน (Polyparaphenylenevinylene) เป็นต้น ซึ่งเป็นที่มาของชื่ออื่นของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ ที่มีผู้เรียกว่า เซลล์แสงอาทิตย์แบบพอลิเมอร์หรือเซลล์แสงอาทิตย์แบบพลาสติกนั่นเอง โดยตัวอย่างสารที่เป็นที่นิยมมากในปัจจุบันคือสารอนุพันธ์ของพอลิไทโอฟีนที่ชื่อ Poly(3-hexylthiophene) (P3HT)

##### 3. ชั้นวัสดุรับอิเล็กตรอน

เป็นชั้นสารกึ่งตัวนำที่มีสมบัติส่งผ่านอิเล็กตรอนได้ดี เช่นบอลนาโนของฟูลเลอร์เร็น (Fullerene) แกรไฟต์ และท่อนาโนคาร์บอน (Carbon nanotube) เป็นต้น โดยตัวอย่างสารที่เป็นที่นิยมมากในปัจจุบันคืออนุพันธ์ของฟูลเลอร์เร็นที่ชื่อ Phenyl-C<sub>61</sub>-butyric acid methyl ester (PCBM)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4. ชั้นเพิ่มเติมอื่นๆ

เป็นชั้นที่อาจเสริมเข้ามาในเซลล์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ เช่นชั้นป้องกันโฮลไหลมาปิดขั้ว (Hole blocking layer) และชั้นรวบรวมโฮล (Hole collecting layer) เป็นต้น

OPV ในการพัฒนาระยะแรกๆ นั้นจะมีชั้นสารกึ่งตัวนำอินทรีย์ระหว่างขั้วไฟฟ้าแค่ชั้นเดียว (Single layer OPV) ต่อมามีการพัฒนาโดยมีการใช้สารกึ่งตัวนำอินทรีย์เป็นวัสดุให้และรับอิเล็กตรอนที่ต่อกันเป็นชั้น (Bi-layer OPV) แต่พบว่าการนำวัสดุให้และรับอิเล็กตรอนมาต่อกันเป็นชั้นแบบนี้ ไม่สามารถทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพที่ดีได้ เพราะพื้นที่สัมผัสระหว่างวัสดุให้และรับอิเล็กตรอนมีน้อย จึงมีการพัฒนาโครงสร้างรอยต่อแบบรวม (Bulk-heterojunction OPV) ที่วัสดุให้และรับอิเล็กตรอนมีการผสมกันทั่วถึงทั้งชั้นสารกึ่งตัวนำอินทรีย์ ทำให้เพิ่มพื้นที่สัมผัสระหว่างวัสดุให้และรับอิเล็กตรอนและเซลล์มีประสิทธิภาพสูงขึ้นอย่างมาก

##### 2.3.2.2 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์(OPV)

หลักการทำงานของ OPV มี 6 ขั้นตอนหลัก ได้แก่

1. วัสดุให้อิเล็กตรอนดูดกลืนแสงอาทิตย์หรือเรียกว่าโฟตอนแล้วเกิดอนุภาคเอ็กซิตอน (คู่ประจุของอิเล็กตรอนและโฮลที่อยู่และเคลื่อนที่ด้วยกัน) ขึ้น
2. เอ็กซิตอนจะแพร่เข้าไปในชั้นวัสดุให้อิเล็กตรอน
3. เอ็กซิตอนแพร่ไปถึงพื้นที่สัมผัสระหว่างวัสดุให้และรับอิเล็กตรอน
4. เกิดการแยกของเอ็กซิตอนกลายเป็นคู่อิเล็กตรอนและโฮล
5. ประจุเคลื่อนไปยังขั้วไฟฟ้าตรงข้ามกันกล่าวคืออิเล็กตรอนเคลื่อนไปทางวัสดุรับอิเล็กตรอน ส่วนโฮลเคลื่อนไปทางวัสดุให้อิเล็กตรอน
6. ประจุวิ่งจนครบวงจรจึงเกิดไฟฟ้ากระแสตรง

## 2.4 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์

การนำเซลล์แสงอาทิตย์มาติดตั้งใช้งานเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ เช่น การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อใช้งานในพื้นที่ชนบทที่สายส่งจากการไฟฟ้าเข้าไปไม่ถึง การนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้เพื่อสูบน้ำในการเกษตร การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านเพื่อลดค่ากระแสไฟฟ้าภายในบ้าน การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อจำหน่ายให้การไฟฟ้า (Solar Farm) การนำเซลล์แสงอาทิตย์มาประยุกต์กับเครื่องคิดเลข โคมไฟส่องถนน ที่ชาร์จแบตเตอรี่ โทรศัพท์มือถือ เครื่องบำบัดน้ำเสียแบบกังหันตึกน้ำ การใช้งานในระบบสื่อสารโทรคมนาคม เป็นต้น สำหรับประเทศไทยมีการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ในกิจกรรมต่างๆ ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 การใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ในกิจกรรมต่างๆของประเทศไทย [7]

ลำดับที่	กิจกรรมใช้งาน	ปริมาณการติดตั้ง (kW)	ร้อยละ
1	ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย	797,031.522	96.41
2	ผลิตไฟฟ้า	27,395.731	3.31
3	ระบบสื่อสารและโทรคมนาคม	1,142.022	0.14
4	ระบบประจุแบตเตอรี่	1,025.500	0.12
5	ระบบสูบน้ำ	174.000	0.02
	รวม	826,768.775	100

หมายเหตุ ข้อมูล ณ มิถุนายน 2557

การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถจำแนกออกเป็น 2 รูปแบบ คือ เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าและเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน สำหรับเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถจำแนกออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์ ส่วนเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อนแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ [8]

#### 2.4.1 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตไฟฟ้า

การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตไฟฟ้าสามารถจำแนกออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

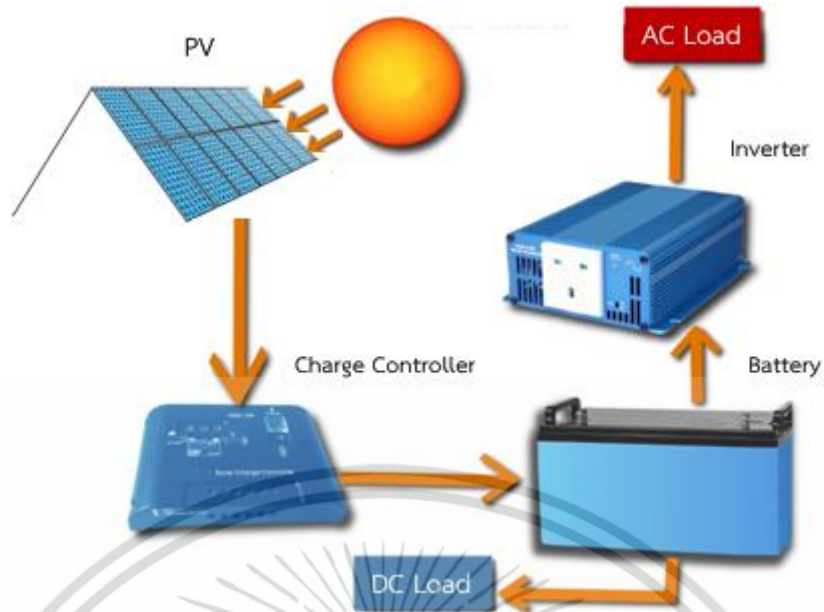
##### 2.4.1.1. ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ (PV Stand-alone system) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) และระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

##### 1. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ (PV Stand-alone system)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระเหมาะสำหรับใช้งานในพื้นที่ซึ่งระบบสายส่งของการไฟฟ้าเข้าไม่ถึงหรือใช้ประโยชน์ในการสูบน้ำเพื่อการเกษตร อุปกรณ์ที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ (Charge Controller) และอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) ดังรูปที่ 2.12

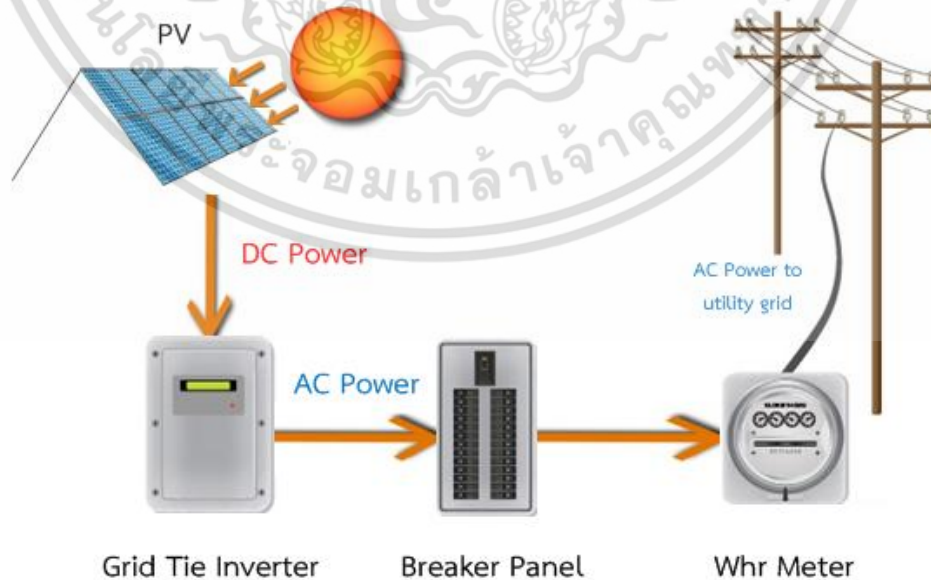
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.12 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระ [8]

2. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบจำหน่าย ออกแบบมาเพื่อใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) แล้วเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าดังรูปที่ 2.13 โดยต้องทำสัญญาการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าเท่านั้น

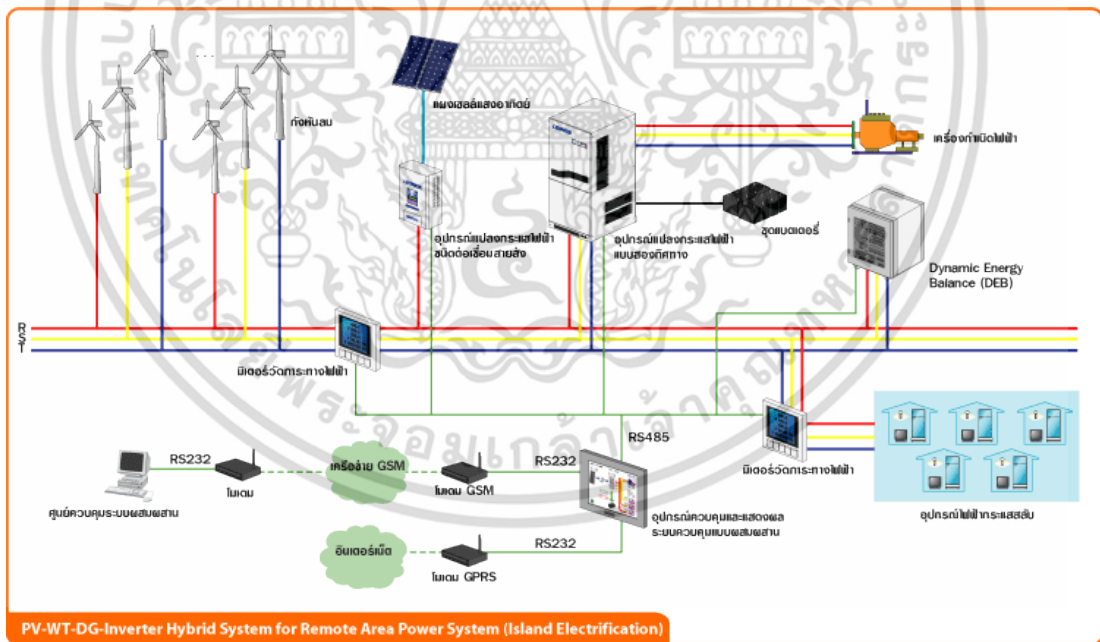


รูปที่ 2.13 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมระบบจำหน่าย [8]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ผู้ใดเห็นประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสานถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่นระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและพลังงานน้ำ เป็นต้นโดยรูปแบบของระบบจะขึ้นอยู่กับการออกแบบตามวัตถุประสงค์ของโครงการเป็นกรณีเฉพาะเช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล มีหลักการทำงาน คือ ในช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดและผลิตไฟฟ้าจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิด Multifunction ทำงานร่วมกับไฟฟ้าจากพลังงานลม จ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลดพร้อมทั้งประจุไฟฟ้าส่วนที่เกินไว้ในแบตเตอรี่ ในกรณีพลังงานลมต่ำไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้หรือเวลากลางคืนไม่มีไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดแบตเตอรี่จะจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลด และกรณีแบตเตอรี่จ่ายกระแสไฟฟ้ามากจนถึงพิกัดที่ออกแบบไว้ เครื่องยนต์ดีเซลจะทำงานโดยอัตโนมัติเปรียบเสมือนเป็นอุปกรณ์สำรองพลังงาน กล่าวคือจะจ่ายกระแสไฟฟ้าประจุแบตเตอรี่โดยตรงและแบ่งจ่ายให้กับโหลดพร้อมกัน และหากโหลดมีมากเกินไประบบจะหยุดทำงานทันที และจะทำงานใหม่อีกครั้งเมื่อเซลล์แสงอาทิตย์หรือพลังงานลมสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าประจุแบตเตอรี่ได้ปริมาณตามพิกัดที่ออกแบบไว้ พร้อมทั้งขนาดโหลดอยู่ในพิกัดที่ชุดแบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน [8]

2.4.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์

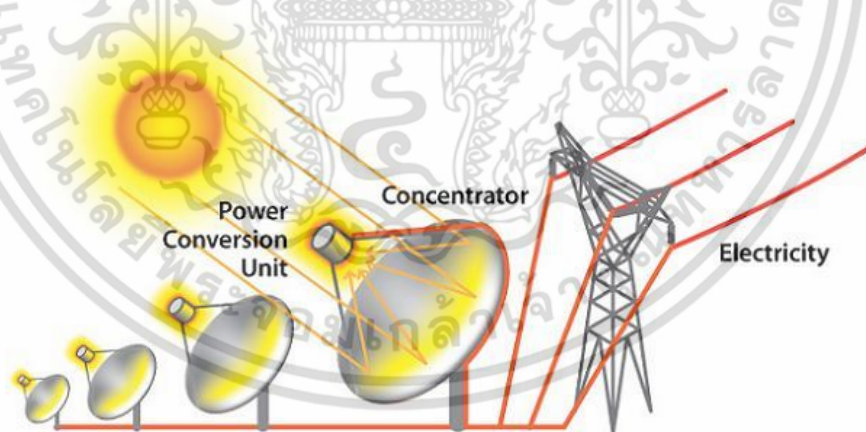
ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์เป็นเทคโนโลยีการรวมแสงอาทิตย์ไว้ที่ตัวรับแสงโดยการใช้กระจกหรือวัสดุสะท้อนแสงที่หมุนตามดวงอาทิตย์ได้ เพื่อสะท้อนเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้เพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อคุณเห็นใบโฆษณาในกระดาษนี้ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และส่งแสงอาทิตย์ไปยังตัวรับแสงซึ่งจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเป็นพลังงานความร้อนที่มีอุณหภูมิสูง ความร้อนที่ได้สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้โดยตรงกับชุดเครื่องยนต์ (Cycle Heat Engine) ซึ่งติดตั้งอยู่บนตัวรับแสงหรือนำความร้อนที่ได้ไปทำให้น้ำร้อนก่อนแล้วนำไปใช้กับเครื่องยนต์ (Central Engine)

การใช้พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีการใช้งานอยู่ในปัจจุบันมีอยู่ 4 รูปแบบ ได้แก่ 1) Solar parabolic dish 2) Solar parabolic trough 3) Solar thermal tower และ 4) Solar Updraft tower [8]

### 1. Solar Parabolic Dish

เป็นระบบรวมแสงอาทิตย์เพื่อให้ได้ความร้อนที่มากเพียงพอเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าการเพิ่มพลังงานความร้อนให้กับจุดศูนย์รวมของแสงทำได้โดยการใช้แผ่นสะท้อนแสงรูปพาราโบลาเรียกว่า ระบบ Solar parabolic dish ดังรูปที่ 2.15 ซึ่งจะได้ค่าพลังงานความร้อนที่สูงมากตรงบริเวณจุดโฟกัสของแสง แผ่นจานสะท้อนแสงจะหมุนรับแสงตามดวงอาทิตย์ตลอดเวลา การนำความร้อนมาใช้งานวิธีการที่สะดวกและนิยมใช้คือ เครื่องยนต์ความร้อน (Sterling Engine) หมุนเจนเนอเรเตอร์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าโดย แต่ก็มีข้อจำกัดเรื่องของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่คงที่ทำให้เกิดเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิอย่างฉับพลัน (Thermal shock) ของอุปกรณ์แต่ละชนิดและมักจะเกิดปัญหาในระบบตามมาจึงทำให้ระบบการผลิตกระแสไฟฟ้าไม่ต่อเนื่องและไม่เสถียรวิธีการนี้จึงไม่เป็นที่นิยมมากนัก

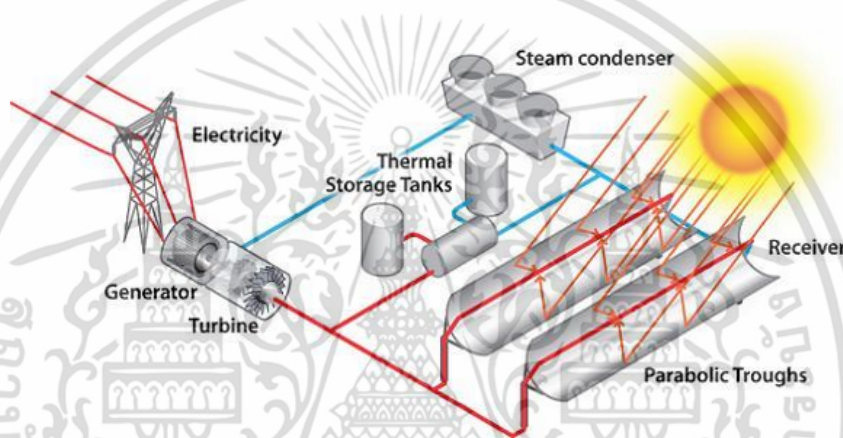


รูปที่ 2.15 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิด Solar parabolic dish [9]

### 2. Solar Parabolic Trough

เป็นวิธีการรวมแสงอาทิตย์รูปแบบคล้ายจานพาราโบลาเช่นกัน แต่จะออกแบบให้จานสะท้อนแสงวางเป็นรางยาวดังรูปที่ 2.16 การควบคุมรางให้หมุนตามดวงอาทิตย์ทำได้สะดวกขึ้นเนื่องจากเป็นระบบขับเคลื่อนรางแบบแกนเดียว การนำพลังงานความร้อนออกมาใช้สะดวก เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กว่าแบบ Parabolic dish โดยการวางท่อความร้อนไปตามแนวจุดโฟกัสของจาน พลังงานความร้อนที่ได้ จะทำให้น้ำร้อนเป็นสถานะเป็นไอน้ำ (Stream) ที่มีความดันสูงมาก สามารถนำไปหมุนกังหันไอน้ำ (Stream turbine) และหมุนเจนเนอเรเตอร์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้ ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำแล้วจะมี อุณหภูมิที่ลดลงและกลั่นตัวกลายเป็นน้ำร้อนที่สามารถหมุนวนไปรับพลังงานความร้อนที่จานได้อีก ทำให้มีประสิทธิภาพเพิ่มสูงยิ่งขึ้น ระบบนี้จึงนิยมใช้งานมากขึ้น แต่ปัญหาที่พบจะคล้ายๆกับระบบ Parabolic dish คือ ด้วยประสิทธิภาพการรวมแสงที่สูงมาก เมื่อมีการพาดผ่านของเมฆบนท้องฟ้า เพียงเล็กน้อย ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิอย่างเฉียบพลัน (Thermal shock) ทำให้อุปกรณ์ เกิดการเสียหาย ด้วยเหตุนี้วิธีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนแสงอาทิตย์ จึงได้รับการ แนะนำให้จัดตั้งในเขตพื้นที่ที่มีความชื้นน้อย เช่น เขตทะเลทราย เป็นต้น



รูปที่ 2.16 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิด Solar parabolic trough [9]

โครงการ Ouarzazate Solar Power Station [10] เป็นโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด Solar parabolic trough ที่มีกำลังการผลิตสูงที่สุดในโลกตั้งอยู่ในพื้นที่ทะเลทรายในประเทศโมร็อกโก กำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด 580 MW โครงการกำหนดแล้วเสร็จในปี 2561 ดังรูปที่ 2.17 โครงการนี้ใช้เทคโนโลยีการรวมแสงพลังงานแสงอาทิตย์ โดยวางพาราโบล่าทำหน้าที่สะท้อนแสงอาทิตย์ไปที่ท่อทำความร้อน ของเหลวนำความร้อนจะถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ เพื่อนำไอน้ำแรงดันสูงไปปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความร้อนส่วนที่เหลือจะถูกกักเก็บในถังเกลือ (Molten salt) ซึ่งจะทำให้สามารถเก็บพลังงานไว้ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่ไม่ได้มีแสงอาทิตย์ได้ การก่อสร้าง เฟส 1 ของโครงการมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 160 MW และทำการจ่ายไฟเข้าสายส่งเมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2559 โดยในเฟส 1 มีถังเกลือจะเก็บพลังงานเพียงพอสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าอีก 3 ชั่วโมง มูลค่าการลงทุน 3,900 ล้านดอลลาร์ (ประมาณ 139,000 ล้านบาท) คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ 370 GWh/ปี

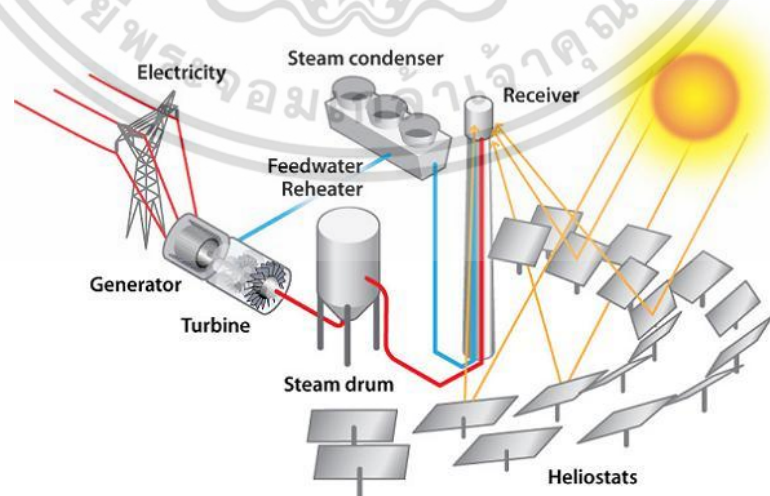
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.17 โรงไฟฟ้า Ouarzazate Solar Power Station [10]

### 3. Solar Thermal Tower

เป็นวิธีการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยวิธีการรวมแสงอาทิตย์โดยใช้แผ่นสะท้อนแสงที่ทำจากกระจกเฮลิโอสแตต (Heliostat) ซึ่งถูกควบคุมให้เคลื่อนที่ท่ามกลางดวงอาทิตย์โดยให้แสงมาตกกระทบบที่จุดรับแสงบนหอคอยสูงตลอดเวลา ซึ่งภายในหอคอยสูงจะท่อน้ำร้อน เมื่อน้ำบนหอคอยสูงได้รับพลังงานความร้อนก็จะเดือดกลายเป็นไอน้ำที่มีความดันสูงมาก ไอน้ำนี้จะถูกนำไปหมุนกังหันไอน้ำ (Steam turbine) และหมุนเจนเนอเรเตอร์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าดังรูปที่ 2.18 ประสิทธิภาพโดยรวมของการเปลี่ยนรูปพลังงานแสงอาทิตย์เป็นความร้อนของเทคโนโลยีหอคอยรวมแสงขึ้นอยู่กับชนิดและการจัดเรียงกระจกเฮลิโอสแตตความสูงของหอคอยและประสิทธิภาพการแลกเปลี่ยนความร้อนของตัวรับแสงโรงไฟฟ้าระบบหอคอยรวมแสงที่ใหญ่ที่สุดในปัจจุบันคือโครงการ Ivanpah 1 2 และ 3 ตั้งอยู่ในรัฐแคลิฟอร์เนียประเทศสหรัฐอเมริกา มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรวม 392 MW ดังรูปที่ 2.19



รูปที่ 2.18 ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าชนิด Solar Thermal Tower [9]

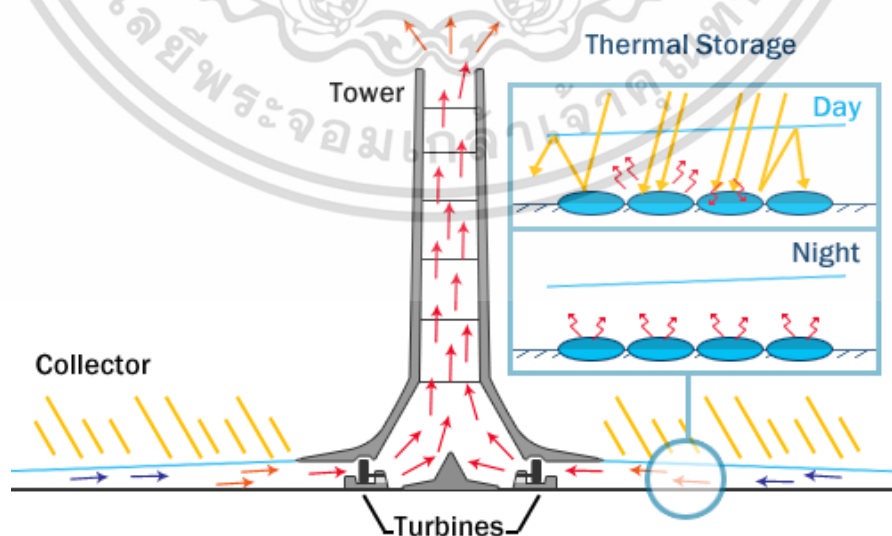
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.19 โรงไฟฟ้าระบบ Solar Thermal Tower ที่ใหญ่ที่สุดในโลก [11]

#### 4. Solar Updraft Tower

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงจากดวงอาทิตย์ที่หลักการให้แสงอาทิตย์ที่ส่องมายังส่วนที่สะสมความร้อนที่เรียกว่า Collector พลังงานความร้อนที่สะสมใน collector นั้น ทำให้อากาศในหอหรือปล่องไหลเวียนขึ้นตามทฤษฎีของซิมนีเอฟเฟค (Chimney effect) อากาศภายนอกด้านล่างจะไหลเข้ามาแทนที่ผ่านกังหันผลิตไฟฟ้าทำให้ผลิตไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 2.20 เนื่องจากต้องใช้พื้นที่มากในการก่อสร้าง อาจเหมาะสำหรับพื้นที่แห้งแล้งห่างไกล หรือที่ไม่สามารถทำการเกษตรได้



รูปที่ 2.20 หลักการผลิตไฟฟ้าของ Solar Updraft Tower [12]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2.4.2 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการผลิตความร้อน

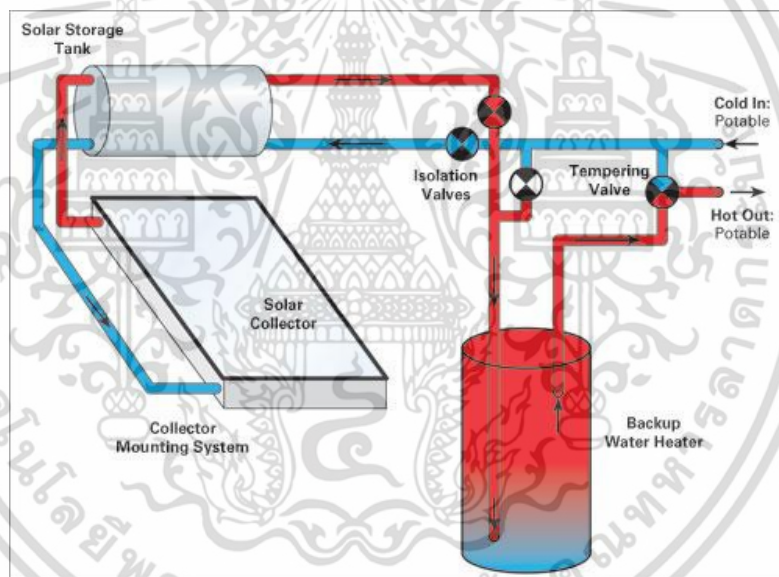
การใช้พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์มี 2 ประเภท ได้แก่ การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ [8]

### 2.4.2.1 การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 3 ชนิด ได้แก่ การผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติ การผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั๊มน้ำหมุนเวียน และการผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสาน

#### 1. การผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติ

เป็นการผลิตน้ำร้อนชนิดที่มีถังเก็บอยู่สูงกว่าแผงรับแสงอาทิตย์ใช้หลักการหมุนเวียนตามธรรมชาติเมื่อน้ำได้รับความร้อนจากแสงอาทิตย์จะมีความหนาแน่นน้อยลงจึงไหลขึ้นสู่ด้านบนของถังน้ำเย็นจึงไหลเข้ามาแทนที่ เหมาะสำหรับการใช้ในที่อยู่อาศัย หรือมีปริมาณการใช้ไม่สูงมากดังรูปที่ 2.21

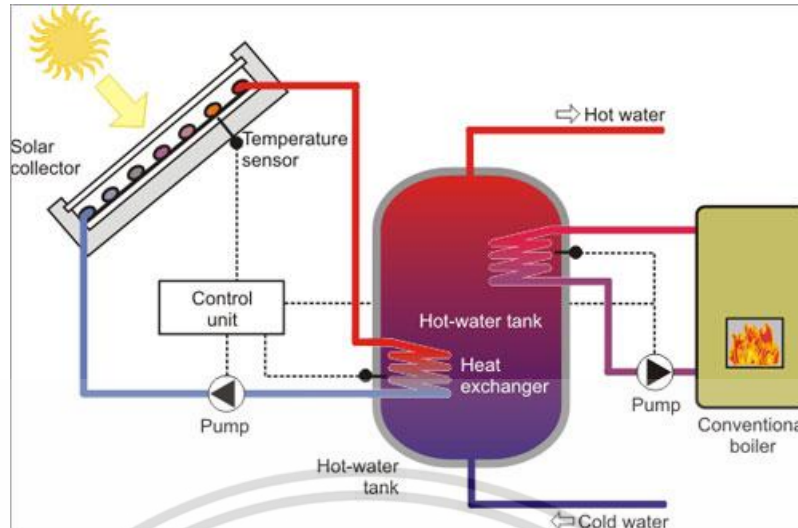


รูปที่ 2.21 รูปแบบการผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติ [11]

#### 2. การผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั๊มน้ำหมุนเวียน

การผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั๊มน้ำหมุนเวียนเหมาะสำหรับการใช้ผลิตน้ำร้อนจำนวนมากและมีการใช้อย่างต่อเนื่อง เช่น โรงแรม โรงพยาบาล และอุตสาหกรรมบางประเภท ดังรูปที่ 2.22

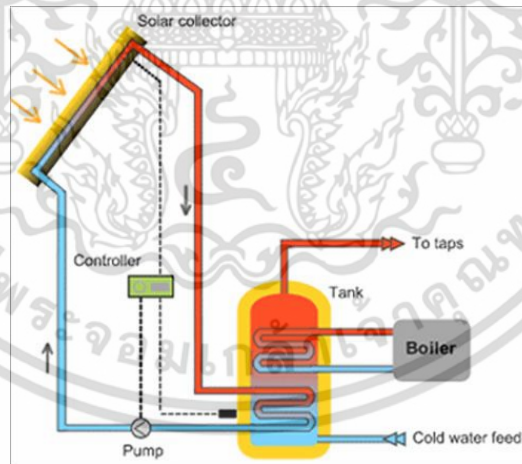
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.22 รูปแบบการผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั้มน้ำหมุนเวียน [11]

### 3. การผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสาน

เป็นการนำเทคโนโลยีการผลิตน้ำร้อนจากแสงอาทิตย์มาผสมผสานกับความร้อนที่เหลือทิ้งจากการระบายความร้อนของเครื่องทำความเย็นหรือเครื่องปรับอากาศโดยผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนดังรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 รูปแบบการผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสาน [11]

#### 2.4.2.2 การอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

การนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ในกระบวนการอบแห้งมีการใช้งานใน 3 ลักษณะ ได้แก่ การอบแห้งระบบ Passive การอบแห้งระบบ Active และการอบแห้งระบบ Hybrid

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 1. การอบแห้งระบบ Passive

เป็นระบบที่เครื่องอบแห้งทำงานโดยอาศัยพลังงานแสงอาทิตย์และกระแสลมที่พัดผ่าน ได้แก่

- เครื่องตากแห้งโดยธรรมชาติ เป็นการวางวัสดุไว้กลางแจ้ง อาศัยความร้อนจากแสงอาทิตย์และกระแสลมในบรรยากาศในการระเหยความชื้นออกจากวัสดุ

- ตู้อบแห้งแบบได้รับแสงอาทิตย์โดยตรง วัสดุที่อบจะอยู่ในเครื่องอบแห้งที่ประกอบด้วยวัสดุที่โปร่งใส ความร้อนที่โซอบแห้งได้มาจากการดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์ และอาศัยหลักการขยายตัวเอง อากาศร้อนภายในเครื่องอบแห้งทำให้เกิดการหมุนเวียนของอากาศเพื่อช่วยถ่ายเทอากาศขึ้น

- ตู้อบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสม วัสดุที่อยู่ภายในจะได้รับความร้อน 2 ทาง คือ ทางตรงจากดวงอาทิตย์และทางอ้อมจากแผงรับรังสีดวงอาทิตย์ ทำให้อากาศร้อนก่อนที่จะผ่านวัสดุอบแห้ง

### 2. การอบแห้งระบบ Active

เป็นระบบอบแห้งที่มีเครื่องช่วยให้อากาศไหลเวียนในทิศทางที่ต้องการ เช่น มีพัดลมติดตั้งในระบบเพื่อบังคับให้มีการไหลของอากาศผ่านระบบพัดลมจะดูดอากาศจากภายนอกให้ไหลผ่านแผงรับแสงอาทิตย์เพื่อรับความร้อนจากแผงรับแสงอาทิตย์ อากาศร้อนที่ไหลผ่านพัดลมและห้องอบแห้งจะมีความชื้นสัมพัทธ์ต่ำกว่าความชื้นของพืชผล จึงพาความชื้นจากพืชผลออกสู่ภายนอก ทำให้พืชผลที่อบไว้แห้ง

### 3. การอบแห้งระบบ Hybrid

เป็นระบบอบแห้งที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ และยังต้องอาศัยพลังงานในรูปแบบอื่นๆ ช่วยในเวลาที่มีแสงอาทิตย์ไม่สม่ำเสมอ หรือต้องการให้ผลผลิตทางการเกษตรแห้งเร็วขึ้นเช่น ใช้ร่วมกับพลังงานเชื้อเพลิงจากชีวมวล พลังงานไฟฟ้า วัสดุอบแห้งจะได้รับความร้อนจากอากาศร้อนที่ผ่านเข้าแผงรับแสงอาทิตย์และการหมุนเวียนของอากาศจะอาศัยพัดลมหรือเครื่องดูดอากาศช่วย

### บทที่ 3

## การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)

พลังงาน นับเป็นปัญหาใหญ่ในประเทศไทยและนับวันจะมีผลกระทบรุนแรงต่อการพัฒนาของประเทศมากขึ้นทุกที เนื่องจากเชื้อเพลิงต่างๆ ที่นำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น นับวันจะมีปริมาณน้อยลงทุกทีและอาจจะหมดไปในอนาคต นอกจากนี้ ราคาของเชื้อเพลิงดังกล่าวยังมีแนวโน้มที่สูงขึ้นตามสถานการณ์ทางเศรษฐกิจและการเมืองของโลก ถึงแม้ว่าจะมีการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังน้ำ ซึ่งเป็นพลังงานหมุนเวียนก็ตาม แต่ก็มีส่วนที่น้อยมาก อีกทั้งแหล่งน้ำที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์เพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ยังมีปริมาณน้อย และต้องประสบกับปัญหาการคัดค้านจากกลุ่มองค์กรต่างๆ ดังนั้น จึงมีความพยายามคิดค้นแหล่งพลังงานใหม่ๆ ที่ประหยัดและไม่มีความเสี่ยง เช่น แสงอาทิตย์ ลม พลังงานจากน้ำขึ้น-น้ำลง คลื่น (ทะเล) ความร้อนจากมหาสมุทร และความร้อนใต้พิภพ เป็นต้น แต่ก็ยังมีข้อจำกัดในการพัฒนา เช่น มีราคาแพงและการก่อสร้างใช้เวลานาน หรือบางประเทศไม่มีศักยภาพของแหล่งพลังงานดังกล่าวที่เพียงพอ

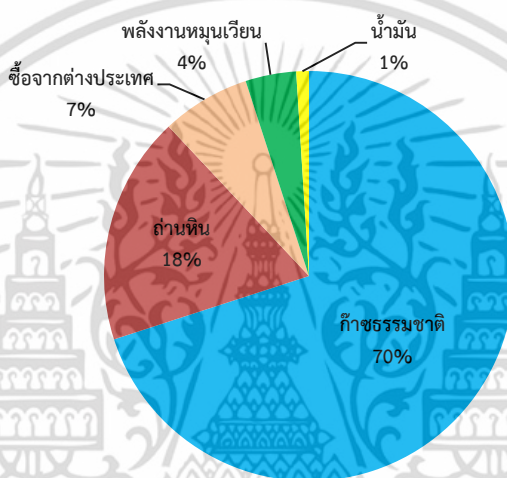
พลังงานทดแทนที่ได้รับความนิยมสูงสุดในปัจจุบันคือ พลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากเป็นพลังงานที่มีอยู่อย่างไม่จำกัด ปราศจากมลพิษ และนำมาใช้ประโยชน์ได้อย่างมากมาย เช่น การผลิตกระแสไฟฟ้า การอบแห้ง ใช้ในกระบวนการทำน้ำร้อนและน้ำเย็น เป็นต้น การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ทั่วโลกให้ความสนใจและสนับสนุนให้มีการติดตั้งภายในประเทศเป็นจำนวนมาก เนื่องจากเซลล์แสงอาทิตย์มีการพัฒนาเทคโนโลยีให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น การออกแบบและประกอบติดตั้งทำได้อย่างไม่ยุ่งยากซับซ้อนและสามารถใช้พลังงานแสงอาทิตย์ได้ไม่มีความเสี่ยง จึงมีการสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เป็นจำนวนมาก จากข้อมูลขององค์การพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency: IEA) ระบุว่า ในปี 2557 ทั่วโลกมีกำลังการผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 38.7 GW โดยประเทศเยอรมนีมีกำลังการผลิตสูงที่สุดเป็นอันดับ 1 ของโลก มีกำลังการผลิต 35.5 GW อันดับที่ 2 คือ ประเทศจีน มีกำลังการผลิต 18.3 GW อันดับที่ 3 คือ ประเทศอิตาลี โดยมีกำลังการผลิต 17.6 GW และอันดับที่ 4 คือ ประเทศญี่ปุ่น กำลังการผลิต 13.6 GW สิ่งที่น่าสนใจคือ ประเทศญี่ปุ่นมีเนื้อที่ของประเทศประมาณ 377,930 ตารางกิโลเมตร ซึ่งมีขนาดเล็กกว่าประเทศไทยที่มีเนื้อที่ประมาณ 513,115 ตารางกิโลเมตร แต่ประเทศญี่ปุ่นมีกำลังผลิตติดตั้งจากพลังงานแสงอาทิตย์ถึง 13.6 GW ในขณะที่ประเทศไทยมีกำลังการผลิต 1.3 GW แสดงให้เห็นว่า รัฐบาลญี่ปุ่นให้การสนับสนุนการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างจริงจังและประสบผลสำเร็จ สำหรับประเทศไทยอยู่ในช่วงเริ่มสนับสนุนให้เอกชนและประชาชนมีการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์อย่างจริงจัง โดยให้อัตรา

ผลตอบแทนเป็นมาตรการจูงใจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.1 สถานะภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยส่วนใหญ่ร้อยละ 96.41 ผลิตไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า เนื่องจากในปัจจุบันประเทศไทยมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นเฉลี่ยปีละ 813 MW หรือ 3.25% ต่อปี และจากการคาดการณ์ของกระทรวงพลังงานพบว่า ประเทศไทยมีแนวโน้มจะประสบกับปัญหาการขาดแคลนพลังงานอย่างมากในช่วง 7-10 ปีข้างหน้า ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่คาดว่าก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยอาจจะหมดไป อาจส่งผลทำให้เกิดการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้ามากถึง 70% ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย [13]

รัฐบาลจึงมีนโยบายส่งเสริมให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable energy) เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานจากขยะมูลฝอย พลังงานน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydro) เป็นต้น รัฐบาลจึงจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015) [14] ปัจจุบันแผน AEDP 2015 ได้รับการเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เป็นที่เรียบร้อยโดยมีเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนจากปัจจุบันอยู่ที่ร้อยละ 11.9 เป็นร้อยละ 30 ของปริมาณความต้องการพลังงานรวมของประเทศในปี 2579 โดยปรับเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งสิ้น 19,635 MW โดยให้มีกรอบระยะเวลาเดียวกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan: PDP 2015) [15] นอกจากนี้รัฐบาลยังออกนโยบายกำหนดการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในราคาที่สูงกว่าอัตราซื้อปกติผ่านมาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) และการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบที่สะท้อนต้นทุนจริง (Feed-in Tariff: FiT) ซึ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบ FiT จะมีอัตราการซื้อคงที่ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตลอดอายุโครงการ ทั้งมาตรการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบ Adder และ FiT กำหนดขึ้นเพื่อจูงใจให้ประชาชนและผู้ประกอบการเอกชนอยากลงทุนในกิจการโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน ซึ่งจะช่วยแบ่งเบาภาระทางการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับนโยบายการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยมีความเป็นมาดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 นโยบายการรับซื้อพลังงานทดแทนของประเทศไทยในอดีตถึงปัจจุบัน

ปี	นโยบายการรับซื้อพลังงานทดแทนและพลังงานหมุนเวียน
2535	ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) พลังงานนอกแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้และระบบ Cogeneration ในปริมาณขายไม่เกิน 50 MW และเริ่มมีแนวคิดรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP)
2536	แก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เป็นปริมาณขายไม่เกิน 60 MW หากเกิน 60 MW แต่ไม่เกิน 90 MW ให้เจรจាកับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ถ้าระบบสามารถรองรับได้ ก็สามารถดำเนินการจ่ายไฟได้
2537	ประกาศรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก IPP ระยะแรก
2540	กฟช. มีมติเห็นชอบให้มีการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non-Firm โดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ
2545	ประกาศระเบียบการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ขนาดไม่เกิน 1 MW
2549	ประกาศระเบียบการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก VSPP ขนาดไม่เกิน 10 MW และประกาศใช้มาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder)
2550	ขยายเวลาการให้ Adder สำหรับผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์และพลังงานลม จาก 7 ปี เป็น 10 ปี โดยไม่มีการวางหลักค้ำประกันข้อเสนอ
2552	ประกาศแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (Renewable Energy Development Plan: REDP) มีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 5,608 MW และเริ่มให้มีการวางหลักประกันยื่นข้อเสนอ และปรับปรุงค่า Adder สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานขยะ พลังงานลมและพลังงานน้ำ สำหรับระบบขนาดน้อยกว่า 1 MW
2553	หยุดรับข้อเสนอการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ และปรับลดราคาซื้อ Adder สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์จาก 8.0 บาทต่อหน่วย เหลือ 6.5 บาทต่อหน่วย มีการตั้งคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและ กฟช. มีมติเห็นชอบในหลักการเปลี่ยนรูปแบบจาก Adder มาเป็นแบบ FiT โดยให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ดำเนินการศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่ไปยังระบบอื่นด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.1 (ต่อ)

ปี	นโยบายการรับซื้อพลังงานทดแทนและพลังงานหมุนเวียน
2554	ประกาศเป้าหมายในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) 10 ปี โดยปรับเพิ่มเป้าจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (REDP) เป็น 9,201 MW และคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดำเนินการวางหลักเกณฑ์ คัดกรองและเร่งรัดโครงการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์
2556	ประกาศรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) จำนวน 200 MW ในรูปแบบ FiT และรับซื้อจาก Solar Farm 2,000 MW ในรูปแบบ Adder และโครงการโซลาร์ชุมชน 800 MW นอกจากนี้ยังปรับเป้าหมายในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในแผน AEDP จาก 9,201 MW เป็น 13,927 MW
2557	ประกาศรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ประเภทบ้านที่อยู่อาศัยเพิ่มอีก 69.36 MW และรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Solar Farm อีก 1,013 MW ในรูปแบบ FiT และยกเลิกโครงการโซลาร์ชุมชน 800 MW โดยเปลี่ยนให้ส่วนราชการและสหกรณ์การเกษตรเป็นผู้ดำเนินการแทนและรับซื้อในรูปแบบ FiT
2558	กพช. เห็นชอบแผน PDP 2015 และ AEDP 2015 และประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร 800 MW แบ่งการรับซื้อเป็น 2 ช่วง โดยช่วงแรกในปี 2558 ประกาศรับซื้อในปริมาณ 600 MW และช่วงที่สองในต้นปี 2559 อีก 200 MW

จากตารางที่ 3.1 รัฐบาลสนับสนุนให้ประชาชนและผู้ประกอบการเอกชนมีส่วนร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศผ่านมาตรการให้แรงจูงใจต่างๆ เพื่อให้มีกำลังไฟฟ้าเพียงพอรองรับต่อความต้องการใช้ไฟที่เพิ่มมากขึ้นทุกปี ประกอบกับโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงได้รับการต่อต้านจากประชาชน เนื่องจากประชาชนมีความกังวลปัญหาด้านมลพิษที่อยู่อาศัยและสิ่งแวดล้อม จึงทำให้การก่อสร้างล่าช้าไม่เป็นไปตามแผน ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตสำรอง (Reserve margin) เพื่อรองรับในกรณีที่บางช่วงเวลามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak demand) โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจึงมีบทบาทสำคัญที่จะช่วยเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศได้เป็นอย่างดี ซึ่งปัจจุบันมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนชนิดต่างๆ ที่เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าแล้วจำนวน 7,974.13 MW ซึ่งในอนาคตตามแผน AEDP ปี 2558-79 มีเป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งจากพลังงานทดแทนปริมาณ 19,634 MW ดังตารางที่ 3.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.2 การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนของประเทศไทย [14]

ชนิดของโรงไฟฟ้าพลังงาน ทดแทน	กำลังการผลิตติดตั้งปัจจุบัน ณ ม.ค. 2559 (MW)	เป้าหมายตามแผน AEDP ปี 2558-79 (MW)
ก๊าซชีวภาพ	382.25	1,280.00
ชีวมวล	2,726.60	5,570.00
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	172.12	376.00
พลังงานน้ำขนาดใหญ่	2,906.40	2,906.40
พลังงานลม	233.90	3,002.00
พลังงานแสงอาทิตย์	1,420.78	6,000.00
พลังงานขยะ	132.08	550.00
พลังงานรูปแบบใหม่	-	0.30
รวม	7,974.13	19,634.00

จากตารางที่ 3.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนพื้นดิน (Solar farm) และติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในอนาคตปี 2579 ตามแผน AEDP มีกำลังการผลิตติดตั้งมากที่สุดถึง 6,000 MW หรือคิดเป็นร้อยละ 30.35 แสดงให้เห็นถึงแนวโน้มการสนับสนุนจากรัฐบาลให้มีการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น เนื่องจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่มีอยู่อย่างไม่จำกัด ประกอบกับเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาลดลงมากขึ้นทำให้มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแสงอาทิตย์เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ซึ่งอาจก่อให้เกิดปัญหาตามมาในหลายๆด้านเช่น ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า ปัญหาด้านการบริหารจัดการระบบจำหน่าย ปัญหาด้านต้นทุนส่วนเพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้าที่สูงเป็นต้น ซึ่งปัญหาทั้งหลายดังที่กล่าวมา การไฟฟ้าแต่ละแห่งจะต้องดำเนินการวิเคราะห์ผลกระทบและพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตแต่ละรายเพื่อนำมาวางแผนการจ่ายไฟในระบบจำหน่ายให้เกิดผลกระทบต่อระบบน้อยที่สุด

### 3.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) ให้กับการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดขึ้นครั้งแรกในปี 2556 โดยรัฐบาลประกาศรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากประชาชนและผู้ประกอบการเอกชนซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) [16]

ปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งรวม 200 MW<sub>p</sub> และรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP ในอัตราค่า  
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น มิใช่ผู้เผยแพร่หรือเผยแพร่ในทาง  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รับซื้อพลังงานไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนจริง (Feed-in Tariff: FIT) เป็นเวลา 25 ปี นับจากวันกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD) ซึ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP แบ่งออกเป็น 3 ประเภทตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้งดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของ Solar PV Rooftop ของแต่ละประเภท [16]

ประเภท	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของแต่ละประเภท	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม
1. บ้านที่อยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW <sub>p</sub>	100 MW <sub>p</sub>
2. อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 - 250 kW <sub>p</sub>	100 MW <sub>p</sub>
3. อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 - 1,000 kW <sub>p</sub>	

การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) จากผู้ผลิตประเภท VSPP จะแบ่งปริมาณการรับซื้อให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้ง 2 แห่งคือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) และการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ปริมาณการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ของ PEA และ MEA [16]

พื้นที่	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อ	
	ประเภทบ้านที่อยู่อาศัย	อาคารธุรกิจขนาดเล็กและขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน
1. การไฟฟ้านครหลวง (MEA)	40 MW <sub>p</sub>	40 MW <sub>p</sub>
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)	60 MW <sub>p</sub>	60 MW <sub>p</sub>

### 3.2.1 การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตรารูปแบบ Feed-in Tariff (FiT)

การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตรารูปแบบที่สะท้อนต้นทุนจริง (Feed-in Tariff: FiT) คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่งที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เพื่อจูงใจให้ประชาชนและผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนค่อนข้างสูง) ซึ่งอัตรา FiT จะอยู่ในรูปแบบอัตรารับซื้อพลังงานไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ โดยอัตรา FiT จะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ทำให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจะมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จะไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิงแต่จะมีเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ความเสี่ยงอันเนื่องมาจากความไม่แน่นอนของพลังงานจากธรรมชาติ ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานชีวภาพได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ จะมีความเสี่ยงอันเนื่องมาจากความผันผวนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง ดังนั้น การกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่เหมาะสม สามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลัก ดังนี้

1) อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FIT fixed:  $FIT_F$ ) คิดจากต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน ใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท

2) อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FIT variable:  $FIT_V$ ) คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามเวลา ใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพ

นอกจากนี้ยังมีการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT พิเศษ (FIT Premium) เพิ่มเติมจากอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ปกติ สำหรับบางประเภทเทคโนโลยี เพื่อสร้างแรงจูงใจในการลงทุนสำหรับโครงการตามนโยบายรัฐบาล เช่น ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ และโครงการในพื้นที่บริเวณจังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานในพื้นที่ ได้แก่ ยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

สำหรับโครงสร้างของอัตรา FIT จะประกอบไปด้วย 3 ส่วน ได้แก่ 1) อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ ( $FIT_F$ ) ซึ่งจะคงที่ตลอดอายุโครงการ 2) อัตราซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน ( $FIT_V$ ) จะปรับเพิ่มขึ้นตามค่าอัตราเงินเพื่อขึ้นพื้นฐาน (Core inflation) เฉลี่ยของปีก่อนหน้าตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์ 3) อัตราซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FIT Premium) ตามนโยบายของภาครัฐที่ต้องการสร้างแรงจูงใจในการลงทุนบางประเภทเชื้อเพลิง สรุปสูตรโครงสร้างอัตรา FIT ได้ดังสมการที่ (3.1) [17]

$$FIT_i = FIT_F + \{FIT_{V,i-1} \times (1 + Core\ inflation_{i-1})\} + FIT\ Premium \quad (3.1)$$

เมื่อ  $i$  คือ ปีที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

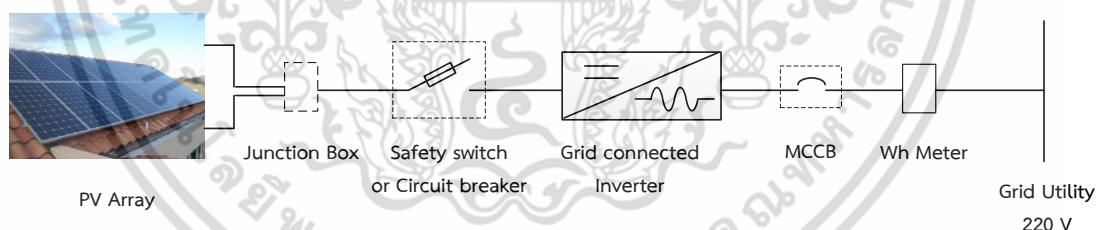
การรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ในโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) นั้นจะไม่นำอัตราซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FIT variable:  $FIT_V$ ) มาคำนวณ เนื่องจากอัตรา  $FIT_V$  จะนำมาคำนวณเฉพาะพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพ ได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ส่วนอัตรา FIT พิเศษ หรือ FIT Premium มีอัตราซื้อในราคา 0.50 บาท/หน่วย เฉพาะโครงการในพื้นที่บริเวณจังหวัดชายแดนภาคใต้ สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) จะมีอัตรา FIT ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 อัตรารับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) โครงการ Solar PV Rooftop [17]

ประเภท	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของแต่ละประเภท	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FIT)	อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FIT Premium) เฉพาะพื้นที่ชายแดนภาคใต้
1. บ้านที่อยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW <sub>p</sub>	6.96 บาท/หน่วย	0.50 บาท/หน่วย
2. อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 - 250 kW <sub>p</sub>	6.55 บาท/หน่วย	0.50 บาท/หน่วย
3. อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 - 1,000 kW <sub>p</sub>	6.16 บาท/หน่วย	0.50 บาท/หน่วย

### 3.2.2 รูปแบบการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่าย

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current: DC) เมื่อได้รับแสงอาทิตย์ และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าชนิดต่อเข้ากับระบบจำหน่าย (Grid connected Inverter) หรืออินเวอร์เตอร์ เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative current: AC) ก่อนจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้า (Watt hour meter) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ดังนั้นระบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) นี้ จึงเป็นระบบที่มีวัตถุประสงค์เพื่อเพื่อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับการไฟฟ้า ซึ่งมีไดอะแกรมการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าดังรูปที่ 3.2

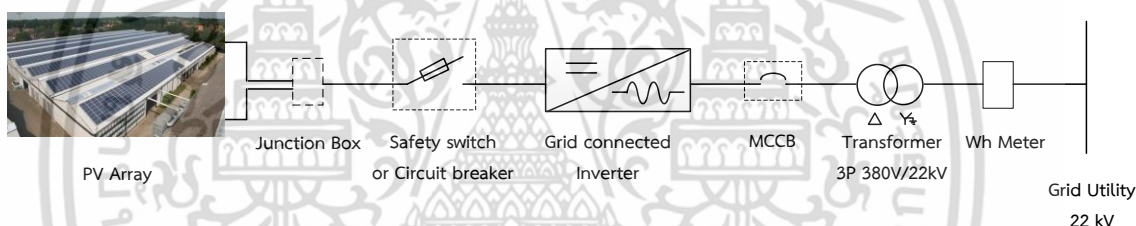


รูปที่ 3.2 ไดอะแกรมการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า [18]

จากไดอะแกรมการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า PV Array คือ การนำเซลล์แสงอาทิตย์มาวางเรียงกันเป็นจำนวนมากและเชื่อมต่อกันในรูปแบบอนุกรมหรือขนานกันขึ้นอยู่กับกรอกแบบระบบ กรณีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเป็นชนิด Crystalline silicon ต้องได้รับรองตามมาตรฐาน มอก.1843 หรือได้รับรองมาตรฐาน IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules-Design qualification and type approval กรณีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเป็นชนิด Thin film ต้องได้รับรองตามมาตรฐาน มอก.2210 หรือได้รับรองมาตรฐาน IEC 61646 Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules-Design qualification and type approval ส่วนอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(Grid connected Inverter) หรืออินเวอร์เตอร์จะทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งต้องที่ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน IEC 61727 Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface และมาตรฐาน IEC 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters และมีคุณสมบัติเฉพาะทางไฟฟ้า (Electrical specification) เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 [18]

การเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าตามไดอะแกรมดังรูปที่ 3.2 นั้น ใช้สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่น้อยกว่า 250 kW หรือใช้กับผู้ผลิต VSPP ประเภทบ้านอยู่อาศัยและอาคารธุรกิจขนาดเล็ก ซึ่งจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายในระดับแรงดัน 220 V ในกรณีที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปริมาณ 250-1,000 kW ซึ่งเป็นผู้ผลิต VSPP ประเภทอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน ไฟฟ้ากระแสสลับด้านออกของอินเวอร์เตอร์จะต่อผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแปลงแรงดันขึ้น (Step-Up Transformer) จาก 380 V เป็น 22 kV ก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้า ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ไดอะแกรมการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ในกรณีที่มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 250-1,000 kW [18]

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ต้องมีการทดสอบภาคสนาม (Field Test) และการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า ก่อนที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD) เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ซึ่งการทดสอบจะดำเนินการโดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังนี้

- 1) การทดสอบภาคสนาม
  - (1) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)
  - (2) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to utility recovery)
  - (3) การทดสอบปลดการเชื่อมต่อ (Load rejection)
- 2) การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า
  - (1) แรงดัน (Voltage Level)
  - (2) ความถี่ (Frequency)
  - (3) ฮาร์โมนิก (Harmonics)
  - (4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้ (4) อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลการทดสอบภาคสนามและการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องผ่านเกณฑ์ตามมาตรฐาน การทดสอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และเป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 [18] ผู้ผลิต VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) จึงจะสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายของ การไฟฟ้าได้

### 3.2.3 รูปแบบของระบบ Solar PV Rooftop

รูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) จะพิจารณาจากอินเวอร์เตอร์ที่ต้องการใช้งานได้แก่ ระบบแบบรวมศูนย์ (Centralize) และระบบ แบบแยกศูนย์ (Decentralized) ซึ่งแต่ละแบบจะมีผลต่อประสิทธิภาพและการบริหารจัดการระบบ โดยรวมแตกต่างกันขึ้นอยู่กับชนิดของการใช้งาน [3]

#### 3.2.3.1 ระบบแบบรวมศูนย์ (Centralize)

รูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) แบบรวมศูนย์ (Centralize) แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ แบบแรงดันต่ำ แบบแรงดันสูง และแบบ master-slave

##### 1. แบบแรงดันต่ำ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) แบบรวมศูนย์ประเภทแบบแรงดันต่ำ จะใช้ในกรณีที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ในช่วงแรงดันต่ำ ( $U_{dc} < 120V$ ) การต่อวงจรของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละสตริงจะใช้แผงไม่มาก (ประมาณ 3-5 โมดูล) ดังรูปที่ 3.4






รูปที่ 3.4 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันต่ำ [3]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อดีของการต่อวงจรแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละสตริงน้อยๆ คือ หากเกิดการบังเงาขึ้นจะส่งผลกระทบต่อระบบน้อยกว่าแบบสตริงยาว เนื่องจากกระแสเหลือค้ำจากสตริงอื่นๆ ที่ไม่ถูกบังเงาจะไหลไปยังอินเวอร์เตอร์ นอกจากนี้การที่แรงดันต่ำกว่า 120 V จึงเป็นไปได้ที่จะออกแบบระบบโดยใช้อุปกรณ์ที่มีระบบการป้องกันใน Class III ได้ ดังตารางที่ 3.6

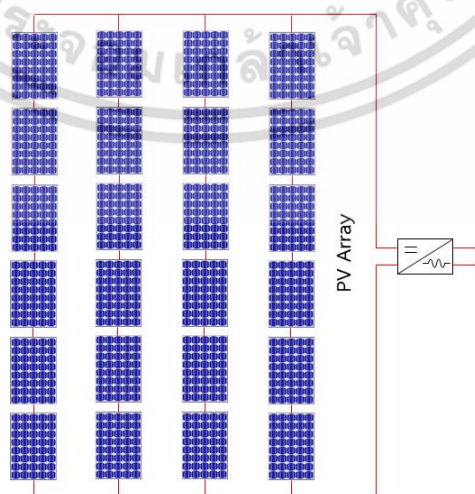
ตารางที่ 3.6 ระดับการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า [3]

การแบ่งระดับการป้องกัน		สัญลักษณ์
Class I	อุปกรณ์ประเภทกราวด์	
Class II	ฉนวนป้องกัน	
Class III	ความปลอดภัยที่แรงดันต่ำมาก (ค่าสูงสุดไฟฟ้ากระแสตรง 50 V และค่าสูงสุดไฟฟ้ากระแสสลับ 120 V)	

ข้อเสียจะเกิดขึ้นเมื่อกระแสไหลในระบบมาก ดังนั้นสายไฟจำเป็นต้องมีขนาดใหญ่หรืออินเวอร์เตอร์ต้องอยู่ใกล้กับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Array) เพื่อลดผลของ Ohmic losses ทั้งนี้การใช้งานจริงจึงเหมาะกับการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (Building integrated PV system)

## 2. แบบแรงดันสูง

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) แบบรวมศูนย์ประเภทแบบแรงดันสูงต้องการอุปกรณ์ที่มีระดับการป้องกัน Class II เพื่อต่อวงจรแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในสตริงเป็นจำนวนมาก ( $U_{dc} > 120V$ ) ดังรูปที่ 3.5 ข้อดีของแบบแรงดันสูงคือ สายไฟมีขนาดเล็กเนื่องจากกระแสในระบบน้อย สำหรับข้อเสียคือ การบังเงาจะส่งผลกระทบต่อระบบมาก

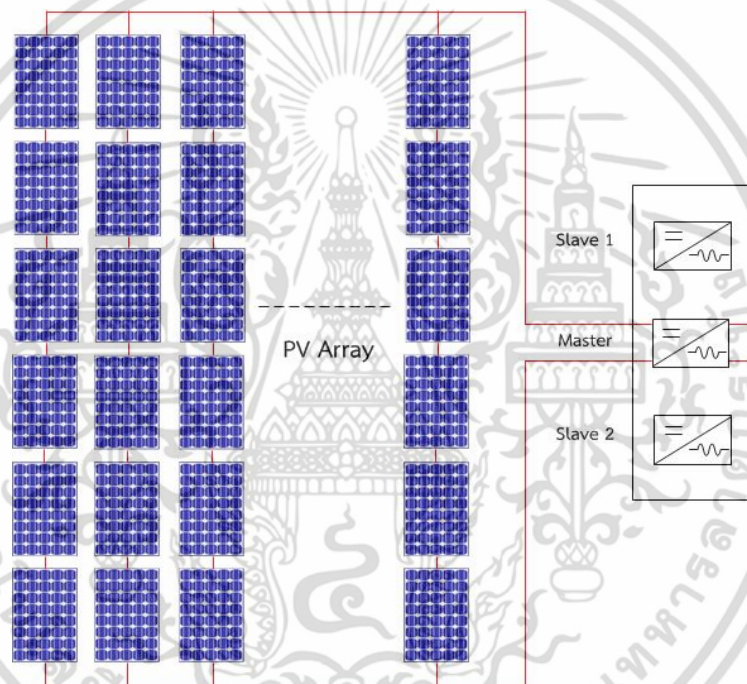


รูปที่ 3.5 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบแรงดันสูง [3]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้เพื่อการศึกษาเท่านั้น มิฉะนั้นผู้ใดเห็นเป็นประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3. แบบ master-slave

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่ใช้รูปแบบรวมศูนย์มักต่อวงจรของระบบแบบ master-slave คือ มีอินเวอร์เตอร์มากกว่าหนึ่งตัว โดยการแบ่งพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ออกไปให้อินเวอร์เตอร์มาสเตอร์ (Master) ทำงานในช่วงความเข้มรังสีต่ำ จนกระทั่งความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นได้กำลังไฟฟ้ามากเกินกว่าอินเวอร์เตอร์มาสเตอร์ทำงานได้ จึงให้อินเวอร์เตอร์สลาฟ (slave) ทำงาน ดังรูปที่ 3.6 ข้อแนะนำคือ ควรให้อินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่สลับกันเป็นรอบ (Rotating master) เพื่อให้ทำงานที่โหลดเฉลี่ยเท่ากัน ข้อดีของแบบ master-slave คือ ทำให้ประสิทธิภาพรวมของระบบในขณะความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ต่ำดีกว่าการใช้อินเวอร์เตอร์เพียงตัวเดียว ข้อเสียคือ การลงทุนสำหรับอินเวอร์เตอร์สูงขึ้น



รูปที่ 3.6 ไดอะแกรมการต่อระบบรูปแบบรวมศูนย์แบบ master-slave [3]

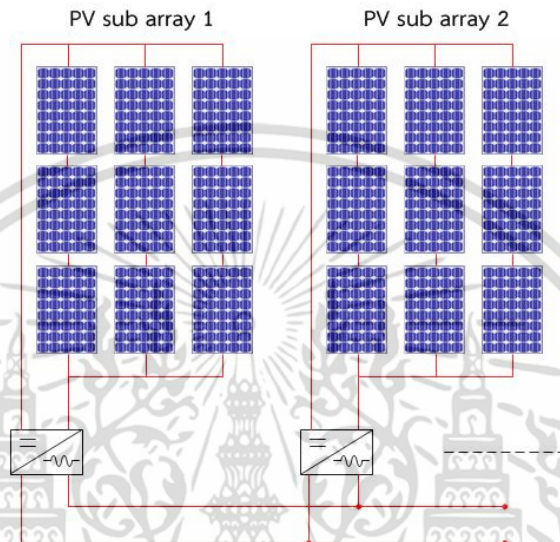
#### 3.2.3.2 ระบบแบบแยกศูนย์ (Decentralized)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) แบบแยกศูนย์แบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ รูปแบบระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์ และรูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (Module inverter)

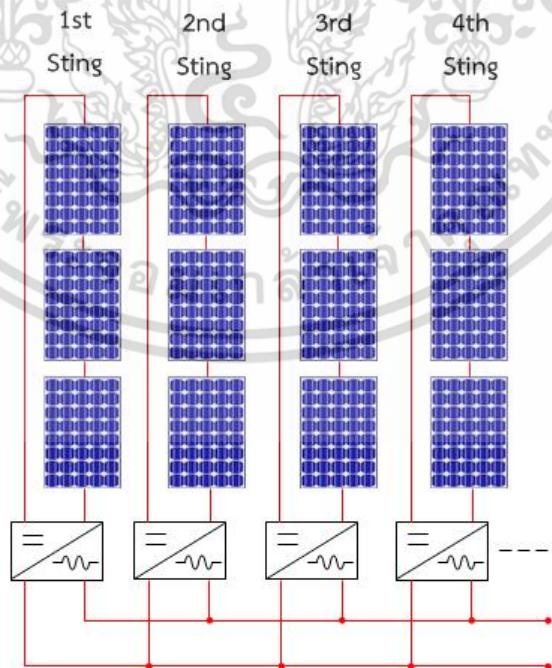
##### 1. รูปแบบระบบย่อยและสตริงอินเวอร์เตอร์

ระบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ที่มีกำลังการผลิต 3 kW ขึ้นไป ส่วนใหญ่นิยมใช้งานอินเวอร์เตอร์ในรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์ หากเป็นระบบขนาดกลางหรือขนาดใหญ่หลายๆ จะใช้อินเวอร์เตอร์ในรูปแบบระบบย่อย ดังรูปที่ 3.7 และ 3.8 เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อดีคือ ทำให้สามารถปรับพิคกำลังของระบบตามความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ได้ดี โดยในแต่ละระบบย่อยหรือสตริงต้องมีทิศทางและมุมเดียวกันในการติดตั้ง ส่วนข้อเสียคือ เมื่อเกิดการบังเงาจะทำให้เกิดการสูญเสียมาก นั่นคือ ข้อดีจากการใช้งานอินเวอร์เตอร์ต่อโดยตรงกับสตริงเปรียบเทียบกับรูปแบบรวมศูนย์คือ ไม่ต้องมีการเชื่อมต่อกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือกล่องเชื่อมต่อระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ (Junction box) และลดจำนวนสายไฟรวมถึงไม่ต้องใช้เมนไฟฟ้ากระแสตรง



รูปที่ 3.7 ไดอะแกรมการต่อรูปแบบระบบย่อย [3]

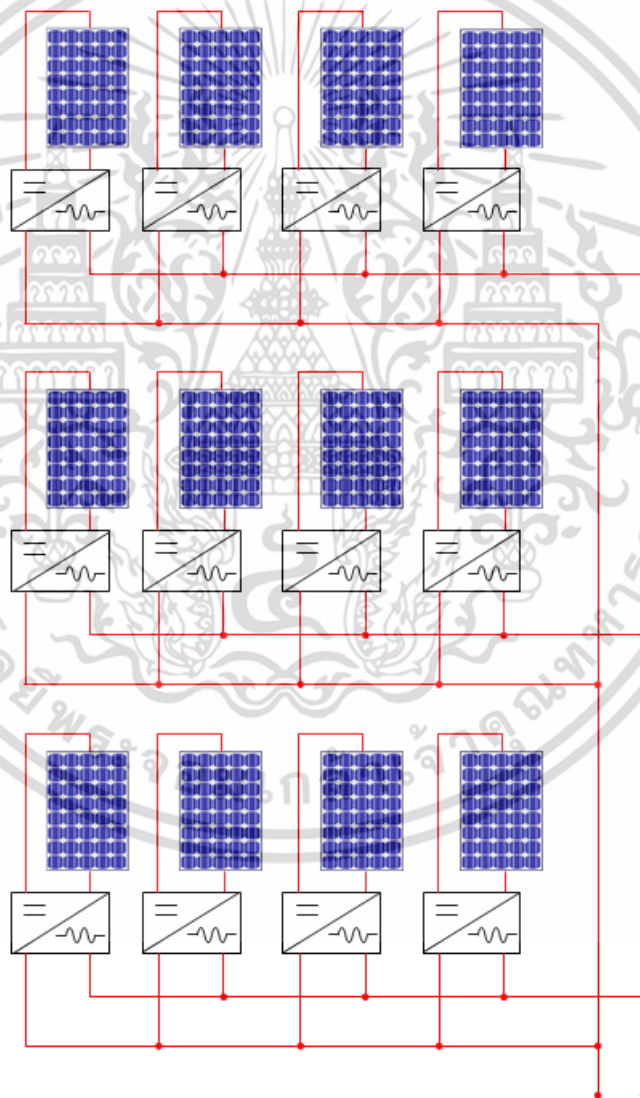


รูปที่ 3.8 ไดอะแกรมการต่อรูปแบบสตริงอินเวอร์เตอร์ [3]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 2. รูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (Module inverter)

รูปแบบนี้มีแนวคิดจากความต้องการให้แต่ละเซลล์ทำงานที่จุดกำลังสูงสุด ส่งผลให้ประสิทธิภาพรวมของระบบสูง โดยการนำอินเวอร์เตอร์ไปติดตั้งที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง ซึ่งอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้เรียกว่า AC Module มีขนาดเล็กสามารถนำไปติดตั้งภายในกล่องเชื่อมต่อระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ (Junction box) ได้ ดังรูปที่ 3.9 รูปแบบนี้มีข้อดีคือ ระบบสามารถต่อขยายไปได้เรื่อยๆ ซึ่งรูปแบบอื่นไม่สามารถทำได้ ส่วนใหญ่แล้วอินเวอร์เตอร์แบบนี้มักจะถูกกล่าวว่ามีประสิทธิภาพต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ ซึ่งในความเป็นจริงแล้วเมื่อมองในภาพรวมของระบบแล้วนั้น ประสิทธิภาพต่ำกว่าเพียงเล็กน้อย ซึ่งจะถูกลดชดเชยด้วยการทำงานที่จุดกำลังสูงสุดตลอดเวลา ซึ่งข้อเสียก็คือ AC Module ยังมีราคาสูง



รูปที่ 3.9 ไดอะแกรมการต่อรูปแบบโมดูลอินเวอร์เตอร์ (Module inverter) [3]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.2.4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่าย

การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าจะต้องเป็นไปตามมาตรฐานและข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เพื่อให้ระบบจำหน่าย ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อ-ขายไฟฟ้า (Point of Common Coupling: PCC) มีเสถียรภาพ (Stability) และมีความเชื่อถือได้ไฟฟ้า (Reliability) ที่ดี รวมถึงการป้องกัน (Security) ต่างๆ เพื่อรักษาคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) ในระบบจำหน่ายให้เป็นไปตามมาตรฐานและข้อกำหนด สำหรับข้อกำหนดที่จะกล่าวถึงในที่นี้เป็นข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [18] ซึ่งผู้ผลิตระบบ Solar PV Rooftop จะต้องผ่านเกณฑ์ตามข้อกำหนดดังกล่าว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงยินยอมให้เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายได้ ซึ่งมีข้อกำหนดดังนี้

#### 3.2.4.1 แรงดันไฟฟ้าและความถี่

แรงดันไฟฟ้าและความถี่ของระบบผลิต Solar PV Rooftop จะต้องเข้ากันได้กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยในสภาวะปกติ ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจะต้องมีระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง  $\pm 5\%$  ของแต่ละระดับแรงดัน และในสภาวะฉุกเฉินมีระดับแรงดันอยู่ในช่วง  $\pm 10\%$  ส่วนความถี่ของระบบไฟฟ้าต้องอยู่ในเกณฑ์  $50 \pm 0.5$  Hz ซึ่งในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติกับระบบ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 48.00 - 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องออกแบบให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) ปลดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันทีด้วยระบบอัตโนมัติ

#### 3.2.4.2 ฮาร์โมนิก (Harmonics)

ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์โมนิกและค่าความเพี้ยน ฮาร์โมนิกรวมของแรงดัน (Total Harmonics Distortion of Voltage: THD<sub>v</sub>) เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ ดังตารางที่ 3.7 และ 3.8

ตารางที่ 3.7 ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิก ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า [18]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (kV)	อันดับฮาร์โมนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																		
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
0.400	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6	
11 และ 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1	
22 24 และ 33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1	
69	8.8	5.9	4.3	7.3	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1	
115 หรือสูงกว่า	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.8 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (THD<sub>v</sub>) ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า [18]

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดเชื่อมต่อ (kV)	ค่า THD <sub>v</sub> (%)	ค่า THD <sub>v</sub> (%) แต่ละอันดับ	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.400	5	4	2
11 12 22 และ 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 หรือสูงกว่า	1.5	1	0.5

### 3.2.4.3 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ ดังตารางที่ 3.9 ซึ่งสามารถตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมได้โดยใช้เครื่องมือ Flickermeter ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values: Pst) จากนั้นนำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values: Plt) จากสมการที่ (3.2) [18]

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (Pst_j)^3} \quad (3.2)$$

เมื่อ  $Plt$  คือ ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว  
 $Pst$  คือ ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น  
 $n$  คือ จำนวนค่า Pst ในช่วงเวลาที่ตรวจวัด ซึ่งปกติใช้ประมาณ 2 ชั่วโมง

ตารางที่ 3.9 ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ [18]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (kV)	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

หากผลการตรวจเช็คหรือตรวจวัดเกินข้อกำหนดตามตารางดังกล่าว ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อไม่ให้แรงดันกระเพื่อมเกินข้อกำหนดดังกล่าว โดยอาจใช้วิธีการต่างๆ เช่น ปรับปรุงระบบไฟฟ้าโดยอาจจะก่อสร้างวงจรเฉพาะ ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระเพื่อม และปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ เป็นต้น เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.2.4.4 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power Control)

ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power factor: p.f.) หรือกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อรักษาระดับแรงดัน ณ จุดต่อเชื่อมให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด โดยระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องมีความสามารถในการปรับค่า Power factor ดังตารางที่ 3.10 ดังนี้

**ตารางที่ 3.10** การควบคุม Power factor ของระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop แบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อบนระบบไฟฟ้า [18]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (PCC)	ความสามารถในการปรับค่า Power factor	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
ระดับแรงดันต่ำ	0.95 lagging ถึง 0.95 leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมได้อย่างน้อย 1 วิธี คือ A fixed displacement factor $\cos \theta$
ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 kW)	0.90 lagging ถึง 0.90 leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) A fixed displacement factor $\cos \theta$ 2) A variable reactive power depending on the voltage Q(U)

### 3.2.4.5 การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

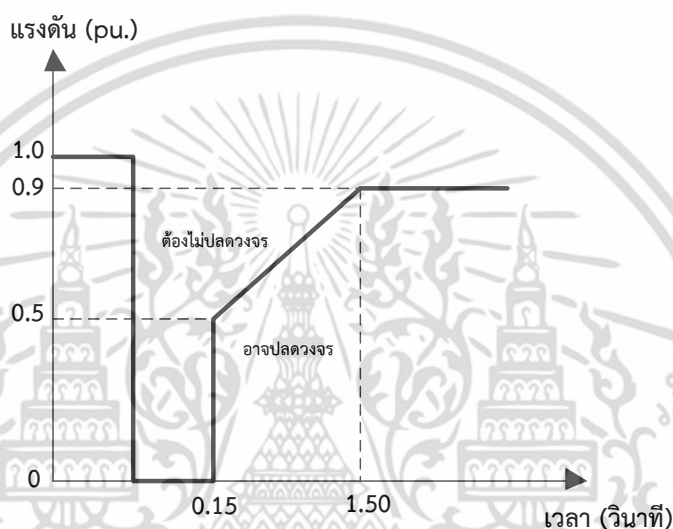
ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100% เหลือ 0% ได้โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าน้อยครั้งละ 10% ต่อนาที เพื่อในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติในโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ใดๆที่การไฟฟ้าพิจารณาแล้วเห็นว่ามีผลกระทบต่อความปลอดภัยและเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าจะแจ้งหรือสั่งการให้ปรับลดกำลังไฟฟ้าได้ตามเหมาะสม

### 3.2.4.6 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault ride through)

ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่กำหนดขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อบนระบบไฟฟ้า ดังตารางที่ 3.11

ตารางที่ 3.11 ระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะได้ [18]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (PCC)	Duration time (วินาที)
ระดับแรงดันต่ำ	ไม่ต้องการ
ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 kW)	
ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 kW)	เป็นไปตามรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะได้ [18]

#### 3.2.4.7 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection)

ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากขนาดแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัดดังตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.12 ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด [18]

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (PCC)	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.2.4.8 การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under and Over frequency protection)

ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 0.1 วินาที เมื่อความถี่ ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (PCC) ไม่อยู่ในช่วง 48-51 Hz

### 3.2.4.9 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่โครงข่ายไฟฟ้าไม่มีกระแสไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายภายใน 2 วินาที

### 3.2.4.10 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to utility protection)

ภายหลังที่ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน ความถี่ไม่อยู่ในช่วงตามข้อกำหนด เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับสู่สภาวะปกติแล้ว ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเป็นเวลาอย่างน้อย 20 วินาที ถึง 5 นาที

## การศึกษาผลกระทบจาก Solar PV Rooftop

### 4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อ VSPP เข้ามาในระบบจำหน่าย

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อ VSPP เข้ามาในระบบจำหน่าย อาจเกิดขึ้นได้มากมายเช่น ทำให้คุณภาพไฟฟ้าของระบบจำหน่ายลดลง ส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อหรือจุดซื้อ-ขายไฟฟ้า (PCC) เพิ่มสูงขึ้นหรือต่ำลงจนเกินขีดจำกัดตามมาตรฐาน [18-19] ทำให้ความผิดเพี้ยนของรูปคลื่นแรงดัน (%THD<sub>v</sub>) สูงเกินมาตรฐานที่กำหนด และอาจทำให้ความถี่ของระบบจำหน่ายไม่อยู่ในช่วงที่มาตรฐานกำหนด [18, 20] เป็นต้น นอกจากนี้ยังอาจส่งผลกระทบทำให้เกิดความสูญเสีย (Losses) ในระบบจำหน่ายเพิ่มสูงขึ้น [21] และค่ากระแสลัดวงจรในระบบจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่งอาจส่งผลให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์และรีเลย์ป้องกันกระแสลัดวงจรของฟีดเดอร์ทำงานผิดพลาดได้ [22] นอกจากนี้ยังมีผลกระทบอันเนื่องมาจากกำลังการผลิตของ VSPP สูงเกินความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ (Reverse power flow) ทำให้เกิดผลกระทบทั้งในเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ [23]

ผลกระทบที่มีโอกาสเกิดขึ้นบ่อยครั้งและอาจทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าได้คือแรงดันไฟฟ้าสูงเกินขีดจำกัด (Over voltage) ซึ่งปัจจัยที่ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่ PCC สูงได้แก่ ปริมาณโหลด อิมพีแดนซ์ของสายและการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor: p.f.) [23] ซึ่งการควบคุม p.f. ของอินเวอร์เตอร์เป็นการควบคุมทิศทางกำลังไฟฟ้านำเข้าที่ฟีด เป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุด PCC ได้เป็นอย่างดี [24] ซึ่งปัญหาเรื่องแรงดันที่ PCC สูงเกินมาตรฐานมักจะพบในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ (400/230 V สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ 415/240 V สำหรับการไฟฟ้านครหลวง) และระบบแรงดันปานกลาง (22-33 kV สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและ 12-24 kV สำหรับการไฟฟ้านครหลวง) นอกจากนี้ยังพบปัญหาขนาดกำลังการผลิตของ VSPP มากกว่าความต้องการใช้โหลดในฟีดเดอร์ ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปที่สถานี

สำหรับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตหากมี VSPP เข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้ามากขึ้น และไม่มีศึกษาผลกระทบและการวางแผนบริหารจัดการ VSPP อย่างละเอียดรอบคอบ ก็จะทำให้เกิดผลกระทบและความเสียหายเป็นจำนวนมากทั้งด้านที่เป็นตัวเงินและไม่เป็นตัวเงิน เช่น ด้านที่เป็นตัวเงินได้แก่ ผลกระทบอันเนื่องมาจากความสูญเสีย (Loss) ในภาพรวมสูงขึ้น การชดใช้ความเสียหายต่อทรัพย์สินของผู้ใช้ไฟอันเนื่องมาจากแรงดันไฟฟ้าสูงเกินขีดจำกัด เป็นต้น ในด้านที่ไม่เป็นตัวเงิน ได้แก่ การควบคุมระบบไฟฟ้าทำได้ลำบากมากขึ้น เนื่องจาก VSPP จะช่วยจ่ายโหลดให้กับฟีดเดอร์ในระบบจำหน่าย ทำให้หน่วยงานควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามองไม่เห็นโหลด

ที่เกิดขึ้นจริงในฟีดเดอร์ ซึ่งอาจจะมีปัญหาในกรณีที่ต้องมีการย้ายโหลดหรือถ่ายเทโหลด รวมถึงการนำโหลดกลับคืนในกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับ

ผู้ศึกษาได้ตระหนักและเล็งเห็นถึงผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้น จึงได้ทำการศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เมื่อเชื่อมต่อระบบระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (VSPP) จากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ซึ่งจะเป็นประโยชน์ในการวางแผนและพิจารณาในการติดตั้ง Solar PV Rooftop หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนในรูปแบบอื่นๆ ที่จะเชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอนาคต

## 4.2 การออกแบบระบบเพื่อศึกษาผลกระทบจาก Solar PV Rooftop

การศึกษาในครั้งนี้ จะศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาดกำลังการผลิต 1 MW ที่สถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 ฟีดเดอร์ที่ 1 (UBC01) โดยกำหนดให้มีกำลังการผลิต 1 MW ออกมาเท่ากันตลอดทุกช่วงเวลา (08.00-16.00 น.) เพื่อศึกษาผลกระทบในกรณีที่รุนแรงที่สุด ซึ่งฟีดเดอร์ UBC01 มีปริมาณการใช้โหลดสูงสุดในรอบปีในวันที่ 9 เม.ย. 2557 ปริมาณ 8.52 MW เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้าใน 6 ด้าน ได้แก่

- 1) แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop
- 2) แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย (End of line: EOL)
- 3) กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (Technical loss: kWh)
- 4) กระแสลัดวงจร 3 เฟสและ 1 เฟส
- 5) ความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (%THD<sub>v</sub>)
- 6) ผลกระทบจากอัตรา FIT ที่รับซื้อจาก Solar PV Rooftop

ในการวิเคราะห์จะกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ผลิต p.f. ออกมาที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 โดยใช้วิธีการควบคุมอินเวอร์เตอร์แบบ A fixed displacement factor  $\cos\theta$  ซึ่งจะกำหนดจุดเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายจำนวน 4 ตำแหน่ง (PCC 1-4) เป็นระยะที่แตกต่างกัน โดยเริ่มจากตำแหน่งที่ใกล้สถานีไฟฟ้ามากที่สุด (PCC 1) ไปจนถึงตำแหน่งที่ไกลจากสถานีมากที่สุด (PCC 4) เพื่อศึกษาผลกระทบทั้ง 6 ด้านเมื่อติดตั้ง Solar PV Rooftop เป็นระยะที่แตกต่างกันและผลกระทบจากการควบคุมอินเวอร์เตอร์ที่แตกต่างกัน

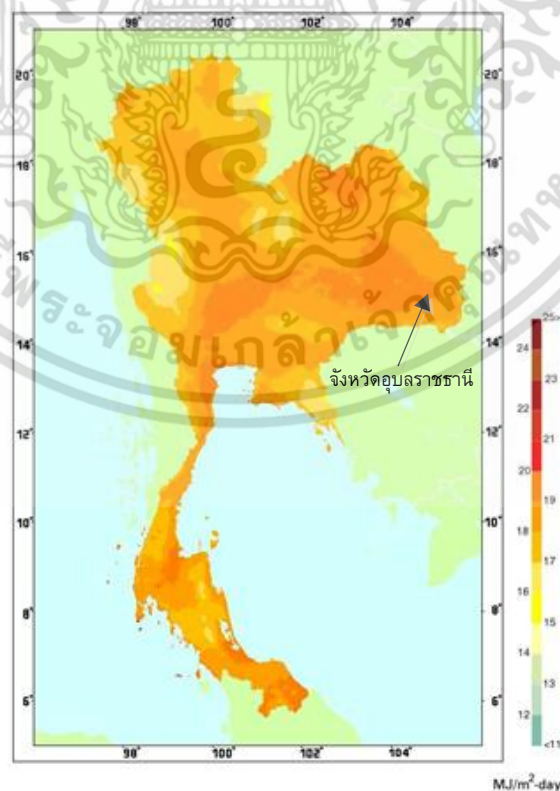
การวิเคราะห์จะใช้ฐานข้อมูลจริงจากระบบ SCADA และระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาทำการสร้างโมเดลจำลองในโปรแกรม DigSILENT เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบและคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งค่าดังกล่าวจะต้องเป็นไปตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 [18] ซึ่งมีขั้นตอนและวิธีการศึกษาผลกระทบดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 1) การเลือกพื้นที่และฟีดเดอร์ที่ใช้ทำการวิเคราะห์
- 2) การสร้างโมเดลจำลองฟีดเดอร์ UBC01
- 3) การสร้างโมเดลจำลอง Solar PV Rooftop
- 4) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
- 5) การกำหนดโหลดของฟีดเดอร์ UBC01
- 6) การกำหนดจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า (PCC) ของ Solar PV Rooftop

#### 4.2.1 การเลือกพื้นที่และฟีดเดอร์ที่ใช้ทำการวิเคราะห์

งานวิจัยนี้ ผู้ศึกษาเลือกพื้นที่ที่มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop ในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย เนื่องจากภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีค่าเฉลี่ยความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าภาคอื่นๆ ดังแสดงในแผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ในรูปที่ 4.1 สำหรับฟีดเดอร์ที่ใช้ทำการวิเคราะห์จะต้องเป็นฟีดเดอร์ที่ Solar PV Rooftop เชื่อมต่ออยู่ในระบบจริง ผู้ศึกษาจึงเลือกฟีดเดอร์ที่ 1 ของสถานีอุบลราชธานี 3 (UBC01) ซึ่งมี Solar PV Rooftop ประเภทอาคารธุรกิจ ขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน ขนาดกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟ  $1 \text{ MW}_p$  ซึ่งมีกำหนดจ่ายไฟเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคภายในเดือนธันวาคม 2557 ดังรูปที่ 4.2 และกำหนดให้จุดเชื่อมต่อของ Solar PV Rooftop ดังกล่าวอยู่ในตำแหน่ง PCC 1 มีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี ประมาณ 260 เมตร



รูปที่ 4.1 แผนที่พลังงานแสงอาทิตย์ [2]

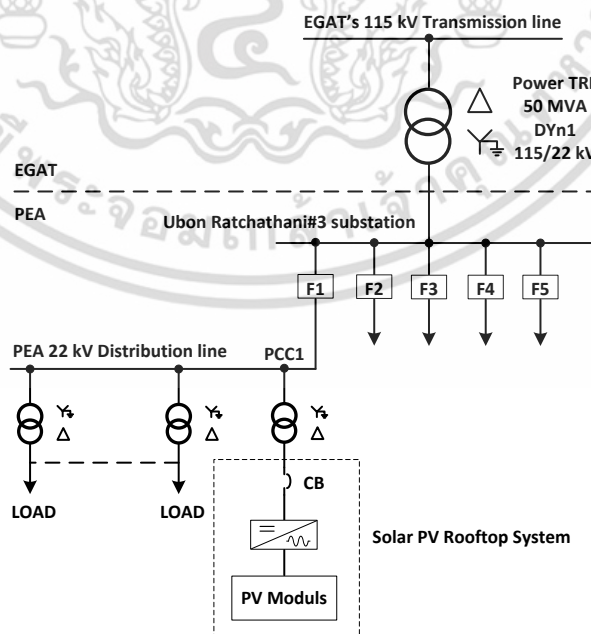
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับครูเชิงงานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.2 Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายที่ฟีดเดอร์ UBC01

#### 4.2.2 การสร้างโมเดลจำลองฟีดเดอร์ UBC01

การสร้างโมเดลจำลองในโปรแกรม DigSILENT จะใช้ข้อมูลจริงจากสถานีไฟฟ้ามาทำการวิเคราะห์เพื่อให้ผลที่ได้มีความเสมือนจริงมากที่สุด โดยการสร้างโมเดลการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เข้าระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 ฟีดเดอร์ที่ 1 (UBC01) ซึ่งมีโหลดเชื่อมต่อในฟีดเดอร์นี้ทั้งหมด 72 บัส และมีรูปแบบการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ดังรูปที่ 4.3

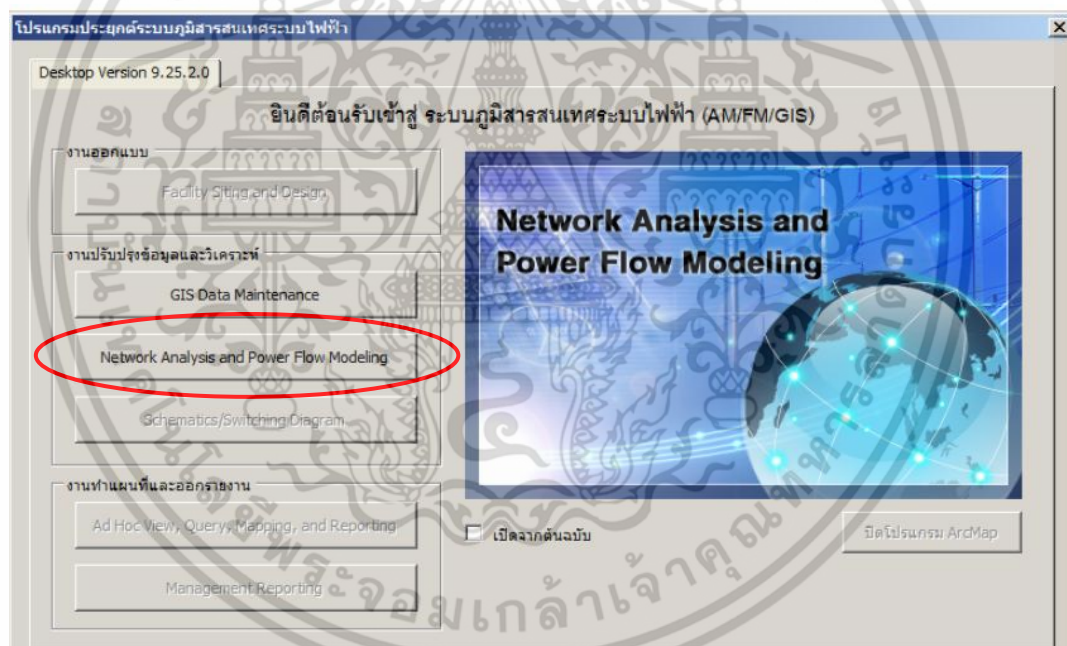


รูปที่ 4.3 รูปแบบการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้ใดเห็นใจประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

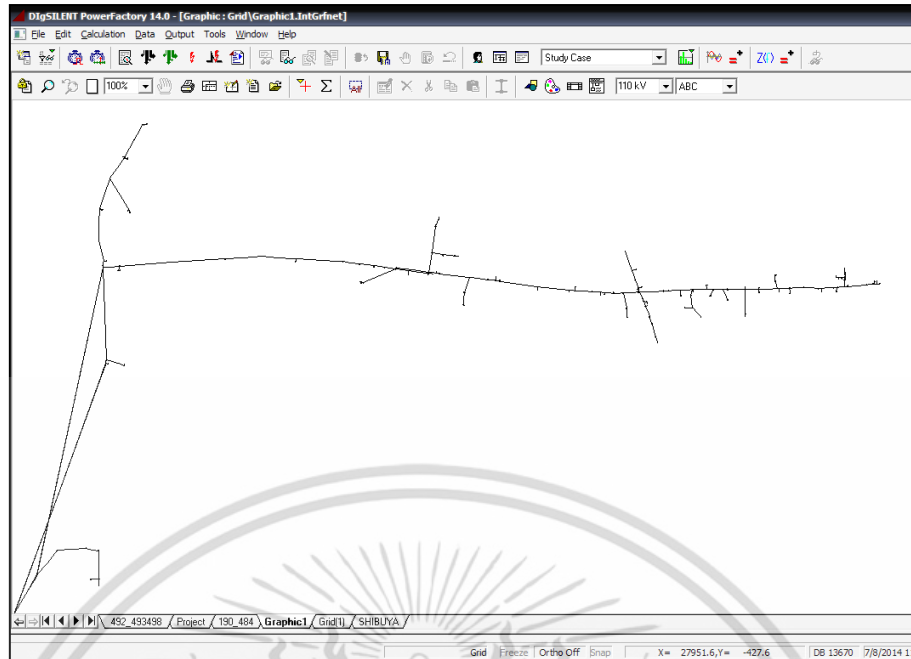
จากรูปที่ 4.3 จุดเชื่อมต่อ PCC 1 เป็นจุดเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW ที่จะเชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจริง ซึ่งมีกำหนดจ่ายไฟเข้าระบบจำหน่ายปลายปี 2557 PCC 1 มีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานีเป็นระยะทาง 260 เมตร กระแสไฟฟ้าที่ผลิตออกมาจาก Solar PV Rooftop เป็นไฟฟ้ากระแสตรงต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส จำนวน 2 ตัว เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ จากนั้นจะต่อผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,000 kVA Dyn1 พิกัดแรงดัน 22 kV-400/230V 50 Hz ก่อนเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จุด PCC 1

ในส่วนของโมเดลฟีดเดอร์ UBC01 นั้น จะนำข้อมูลมาจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยใช้โปรแกรมประยุกต์ระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า โดยใช้โมดูล Network Analysis and Power Flow Modeling ในการ Export ข้อมูลและพารามิเตอร์ของฟีดเดอร์ UBC01 ดังรูปที่ 4.4 และนำข้อมูลที่ Export ได้จากระบบ GIS ป้อนเข้าสู่โปรแกรม DlgSILENT ดังรูปที่ 4.5



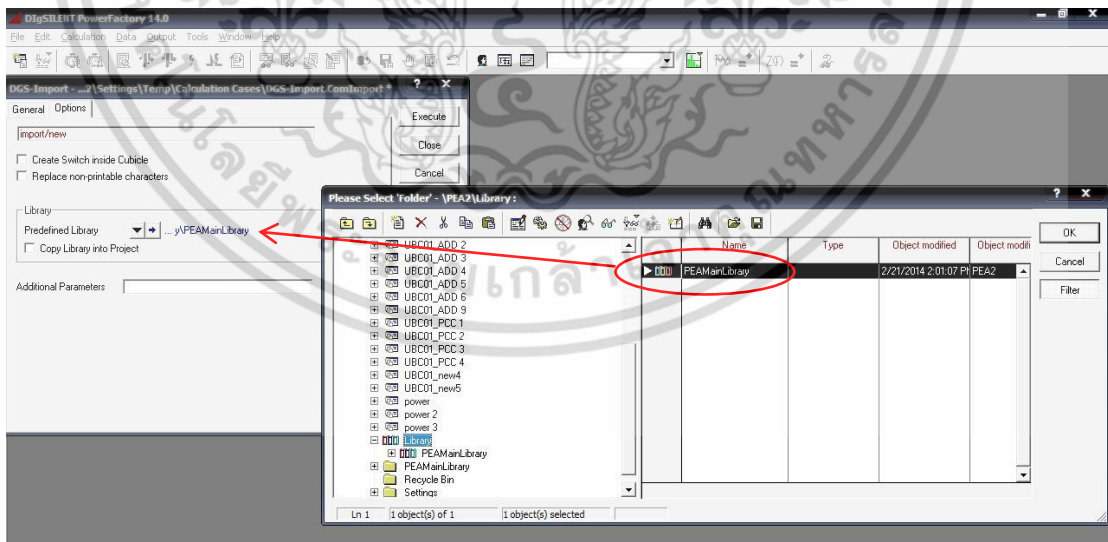
รูปที่ 4.4 โมดูล Network Analysis and Power Flow Modeling ของระบบ GIS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.5 โมเดลฟีดเดอร์ UBC01 ในโปรแกรม DigSILENT

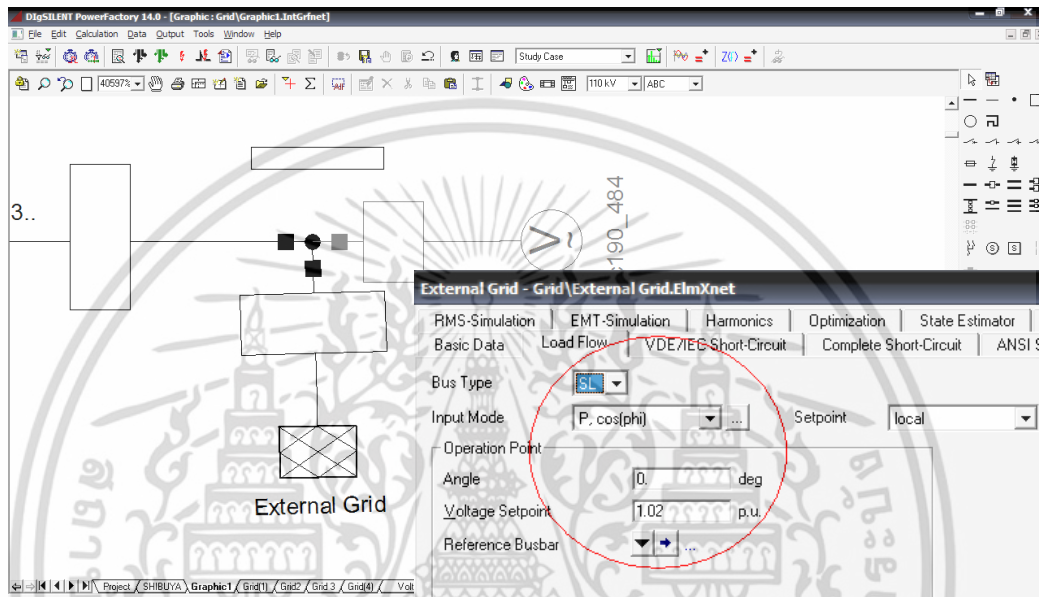
สำหรับค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลง พิวส์แรงสูง และสายส่งในระบบจำหน่ายของฟีดเดอร์ UBC01 ที่ใช้ในการวิเคราะห์ในโปรแกรม DigSILENT นั้น จะใช้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้ PEA Main Library ในการตั้งค่าพารามิเตอร์ให้กับฟีดเดอร์ UBC01 ดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 การใช้ PEA Main Library ตั้งค่าพารามิเตอร์ให้กับฟีดเดอร์ UBC01

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การสร้างโมเดลจำลองของสถานีอุบลราชธานี 3 จะใช้เครื่องมือในโปรแกรม DigSILENT สร้าง External Grid เพื่อกำหนดให้เป็นสถานีไฟฟ้า และตั้งค่าเป็น Slack bus (Swing or Reference bus) ซึ่งมีค่าแรงดันไฟฟ้าและมุมเฟสที่คงที่ ส่วนกำลังไฟฟ้าแอกทีฟ (Active power) และกำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟ (Reactive power) ยังไม่ทราบค่า เนื่องจากขึ้นอยู่กับปริมาณโหลดในฟีดเดอร์ซึ่งต้องมีการกำหนดค่าโหลดในฟีดเดอร์ต่อไป สำหรับ Slack bus นี้ จะกำหนดแรงดันไฟฟ้าไว้ที่ 1.02 pu. และมุมเฟส 0 องศา ดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 การสร้างและตั้งค่าให้กับสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 ในโมเดลจำลอง

สำหรับค่าพารามิเตอร์ของสถานีอุบลราชธานี 3 จะใช้ข้อมูลค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [25] เพื่อนำไปตั้งค่าให้กับ External Grid เพื่อให้การวิเคราะห์ในโปรแกรม DigSILENT มีความเสมือนจริงมากที่สุด ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 [25]

พารามิเตอร์สถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3	ค่าพารามิเตอร์
ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	25 MVA
Voltage level	115 kV/22 kV
3 phase fault	6.367 kA
Single phase to ground fault	8.369 kA
$R_1$	0.02704 pu.
$X_1$	0.41126 pu.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.1 (ต่อ)

พารามิเตอร์สถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3	ค่าพารามิเตอร์
$R_2$	0.02698 pu.
$X_2$	0.41092 pu.
$R_0$	0.00878 pu.
$X_0$	0.11641 pu.

ค่าพารามิเตอร์จากตารางที่ 4.1 จะถูกนำมาคำนวณเพื่อใช้ในการตั้งค่ากระแสลัดวงจรของ External Grid ให้มีคุณลักษณะเหมือนสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 การตั้งค่ากระแสลัดวงจรให้กับ External Grid

พารามิเตอร์ของ External Grid	ค่าพารามิเตอร์
Short-Circuit Power $S_{k(max)}$	242.6313 MVA
Short-Circuit Current $I_{k(max)}$ หรือ 3 phase fault	6.36742 kA
$R_1/X_1$	0.06574916
$Z_2/Z_1$	0.9991673
$X_0/X_1$	0.2830569
$R_0/X_0$	0.07542307

จากตารางที่ 4.2 สามารถหาค่าอัตราส่วนระหว่าง  $Z_2/Z_1$  ได้จากสมการที่ (4.1) ดังนี้

$$\frac{Z_2}{Z_1} = \frac{\sqrt{(R_2)^2 + (X_2)^2}}{\sqrt{(R_1)^2 + (X_1)^2}} \quad (4.1)$$

สามารถหาค่า  $I_{k(max)}$  หรือค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส (3 phase fault) ได้จากสมการที่ (4.2)

$$I_{k(max)} = \frac{I_{Base}}{\sqrt{(R_1)^2 + (X_1)^2}} \quad (4.2)$$

เมื่อ  $I_{base}$  คือ กระแสไฟฟ้าฐาน ซึ่งสามารถหาค่าได้จากสมการที่ (4.3)

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} \quad (4.3)$$

เมื่อ  $S_{base}$  คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏฐาน ซึ่งในการคำนวณจะกำหนดค่า  $S_{base}$  ไว้ที่ 100 MVA

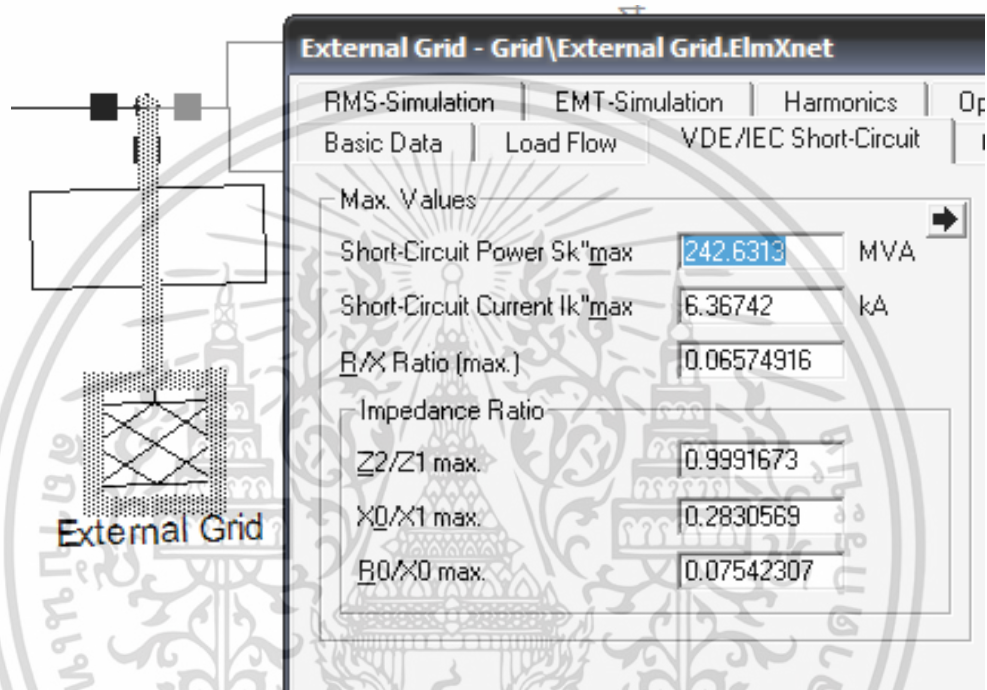
$V_{base}$  คือ แรงดันไฟฟ้าฐาน มีค่าเท่ากับ 22 kV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อได้ค่า  $I_{k(max)}$  แล้ว สามารถค่า  $S_{k(max)}$  ได้จากสมการที่ (4.4)

$$S_{k(max)} = \sqrt{3} \cdot V_{base} \cdot I_{k(max)} \quad (4.4)$$

ค่าพารามิเตอร์ในตารางที่ 4.2 จะถูกนำไปตั้งค่าให้กับ External Grid เพื่อให้โมเดลจำลองของสถานีอุบลราชธานี 3 มีความเสมือนจริงมากที่สุด เพื่อให้ได้ผลลัพธ์จากการ Simulation มีน่าเชื่อถือและใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุดดังรูปที่ 4.8

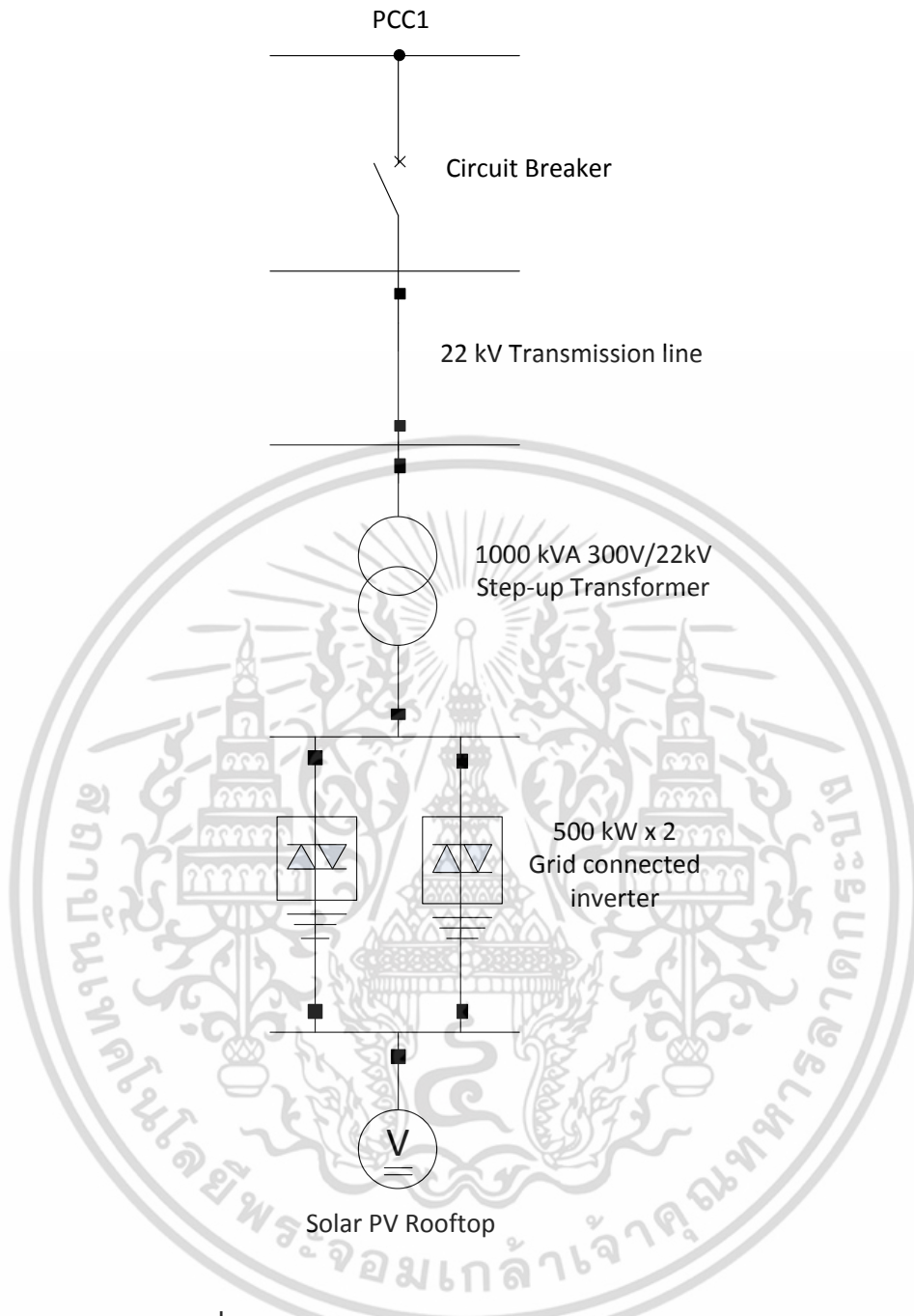


รูปที่ 4.8 ตั้งค่ากระแสลัดวงจรให้กับ External Grid

#### 4.2.3 การสร้างโมเดลจำลอง Solar PV Rooftop

การสร้างโมเดล Solar PV Rooftop ในโปรแกรม DigSILENT จะอ้างอิงรูปแบบการเชื่อมโยงระบบจริงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิต Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้ DC Voltage เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงต่อผ่านไปยังอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ขนาด 500 kW จำนวน 2 ตัว (รุ่น XC 540 ของผลิตภัณฑ์ Schneider) เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ จากนั้นต่อผ่านหม้อแปลงปรับแรงดันขึ้นขนาด 1,000 kVA พิกัดแรงดัน 300 V/22 kV 50 Hz ก่อนเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ตำแหน่ง PCC1 แสดงได้ดังรูปที่ 4.9

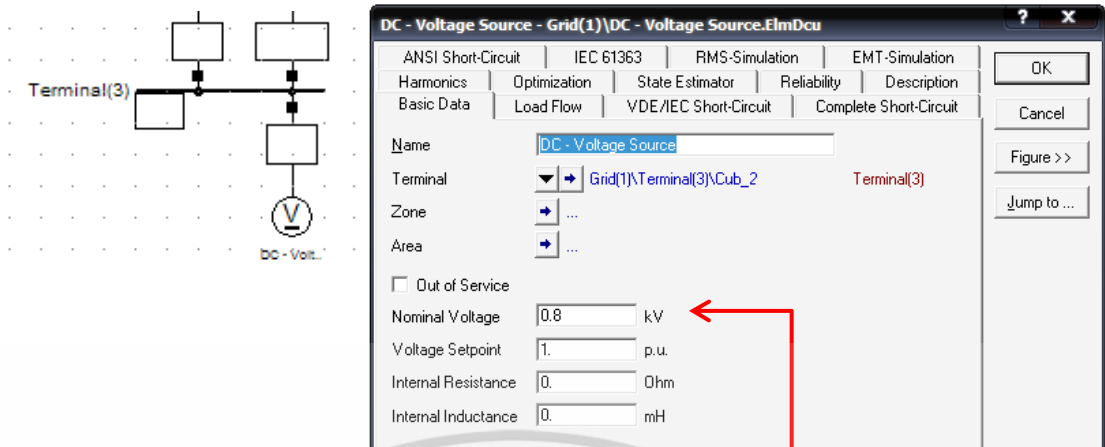
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.9 โมเดล Solar PV Rooftop ในโปรแกรม DigSILENT

การสร้างโมเดล Solar PV Rooftop ในโปรแกรม DigSILENT จะใช้ DC Voltage ซึ่งเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงทำหน้าที่เป็น Solar PV Rooftop โดยตั้งค่า Nominal Voltage ของ DC Voltage เท่ากับ 0.8 kV ซึ่งเป็นค่า Input voltage range, MPPT (Maximum power point tracking) ของอินเวอร์เตอร์เมื่อทำงานในสภาวะ p.f. เป็น 1 ดังรูปที่ 4.10

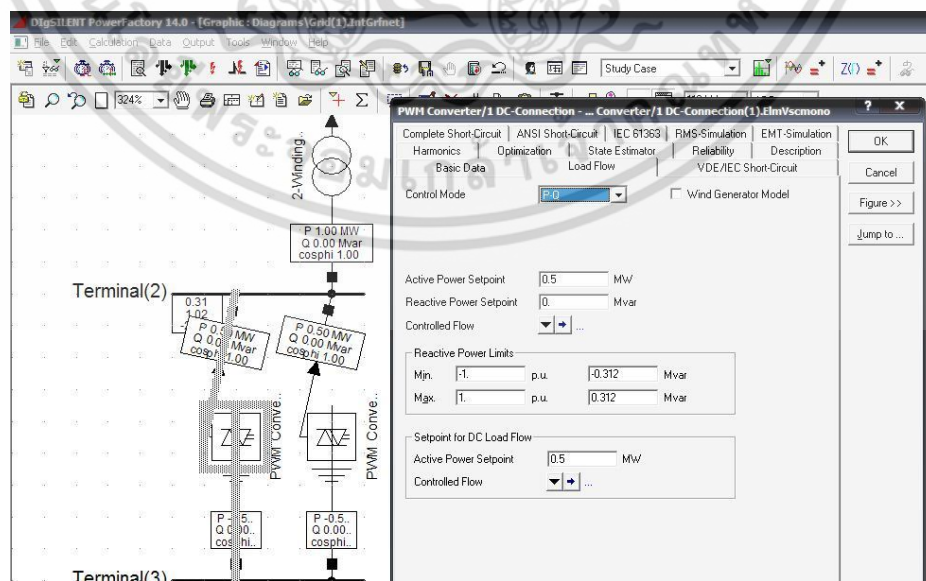
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



Device short name	XC 540
<b>Electrical specifications</b>	
<b>Input (DC)</b>	
Suggested photovoltaic power	621 kW
Input voltage range, MPPT	440 - 800 V (at PF=1)
Input voltage range, operating	440 - 850 V
Max. input voltage, open circuit	1000 V
Max. input current	1280 A

รูปที่ 4.10 การตั้งค่า DC Voltage ให้เป็น Solar PV Rooftop

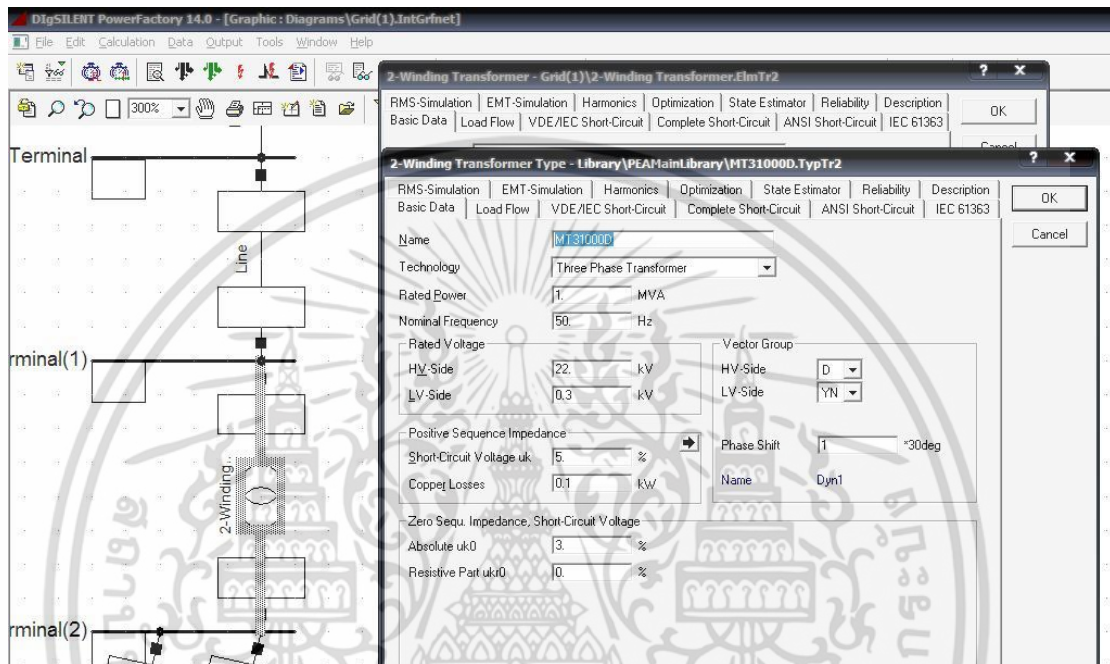
สำหรับการสร้างโมเดลของอินเวอร์เตอร์ในโปรแกรม DigSILENT จะใช้ PWM Converter จำนวน 2 ตัว ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยเลือกใช้การควบคุมโหมด PQ Control Mode เพื่อควบคุม p.f. ให้มีค่าคงที่ดังรูปที่ 4.11



รูปที่ 4.11 การตั้งค่า PWM Converter ให้เป็นอินเวอร์เตอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์เพื่อการใช้ในองค์กรเท่านั้น มิใช่เพื่อเผยแพร่สู่สาธารณะโดยไม่ผ่านการคัดค้าน ไม่ว่าการณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สำหรับการสร้างโมเดลของหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,000 kVA ในโปรแกรม DigSILENT จะใช้ 2-Winding Transformer ทำหน้าที่เป็นหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าขึ้น (Step-up Transformer) จากแรงดันไฟฟ้า 300 V เป็น 22 kV ก่อนเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ตำแหน่ง PCC1 โดยการตั้งค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงไฟฟ้าจะใช้ PEA Main Library รหัสหม้อแปลง MT31000D เพื่อตั้งค่าให้กับ 2-Winding Transformer ดังรูปที่ 4.12

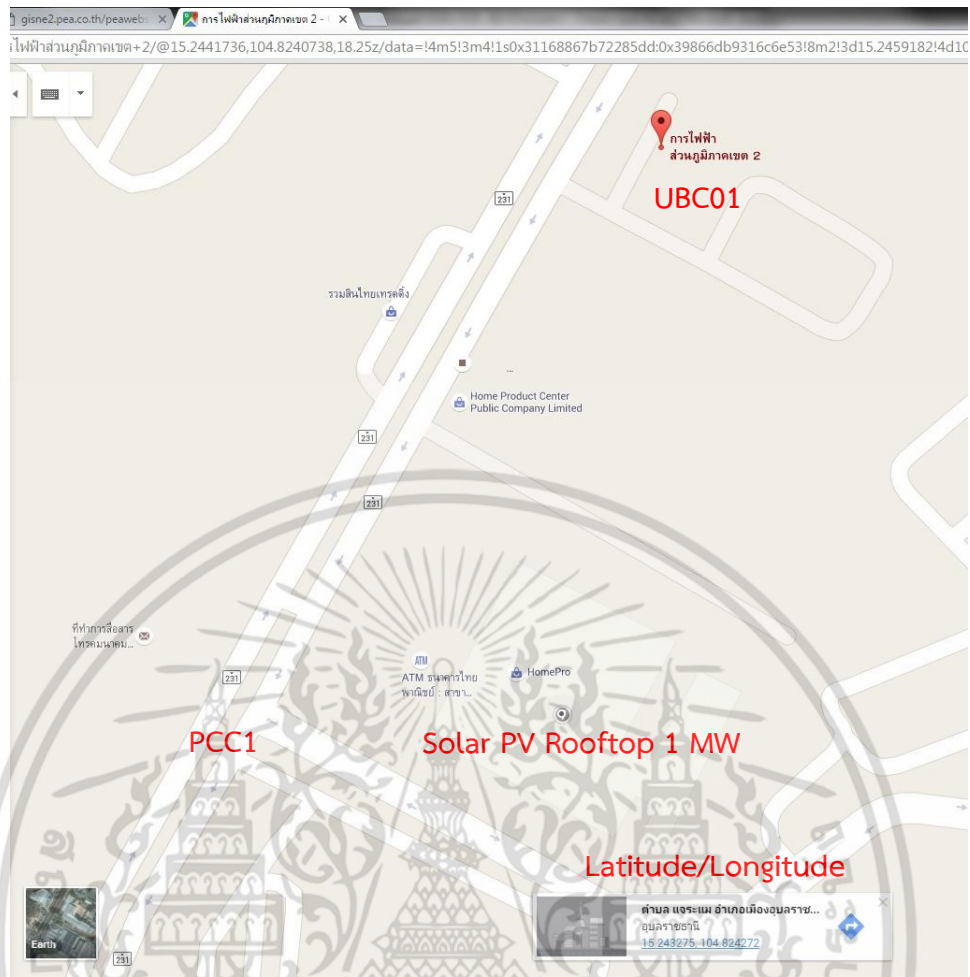


รูปที่ 4.12 การตั้งค่า 2-Winding Transformer

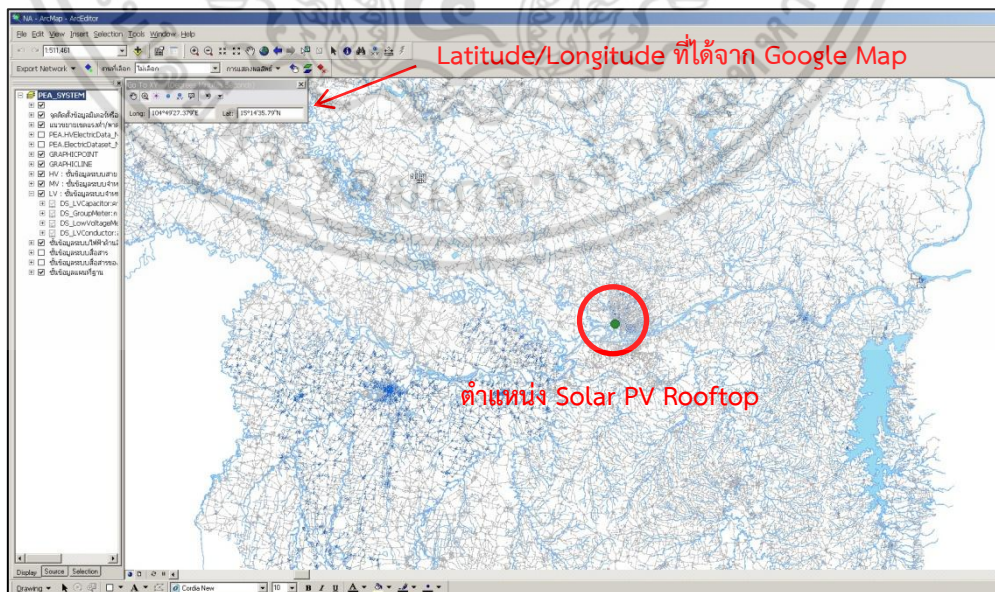
เมื่อสร้างโมเดล Solar PV Rooftop และตั้งค่าพารามิเตอร์ต่างๆเรียบร้อยแล้ว ขั้นตอนถัดไปคือ การระบุตำแหน่ง PCC1 ที่เชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เข้ากับโมเดลฟีดเดอร์ UBC01 ในโปรแกรม DigSILENT ซึ่งสามารถหาตำแหน่ง PCC1 ได้ โดยใช้ Google Map ในการหาตำแหน่งที่ตั้งละติจูด (Latitude) และลองจิจูด (Longitude) ของ Solar PV Rooftop ซึ่งมีตำแหน่งละติจูดที่ 15.243275 และลองจิจูดที่ 104.824272 ดังรูปที่ 4.13

เมื่อทราบค่าละติจูดและลองจิจูดของตำแหน่ง Solar PV Rooftop จาก Google Map แล้ว จะนำค่าตำแหน่งที่ได้ดังกล่าวไปค้นหาใน GIS ซึ่งจะปรากฏขึ้นเป็นจุดสีเขียวบนหน้าจอ GIS ดังรูปที่ 4.14

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



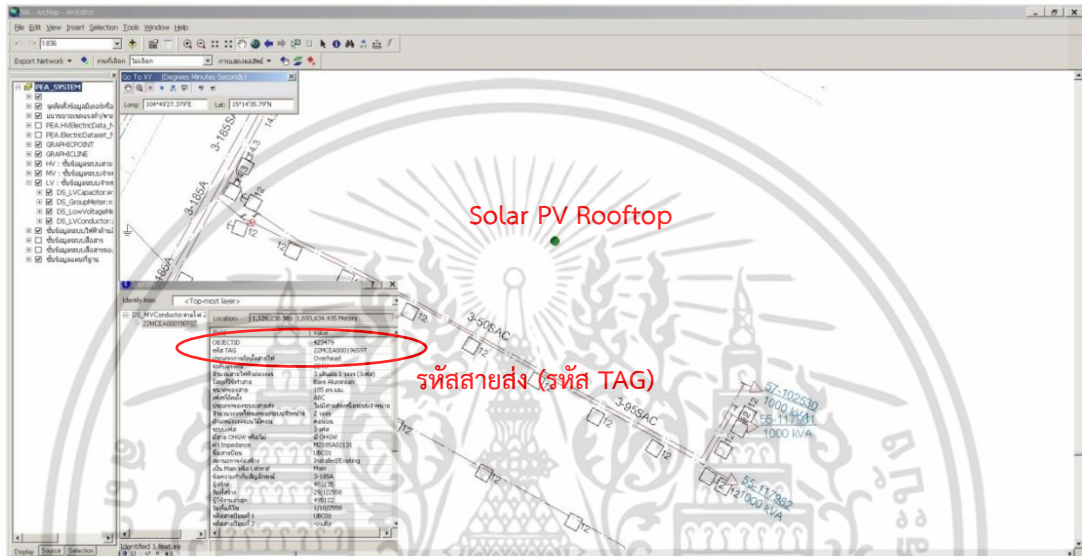
รูปที่ 4.13 ตำแหน่งละติจูดและลองจิจูดของ Solar PV Rooftop โดยใช้ Google Map



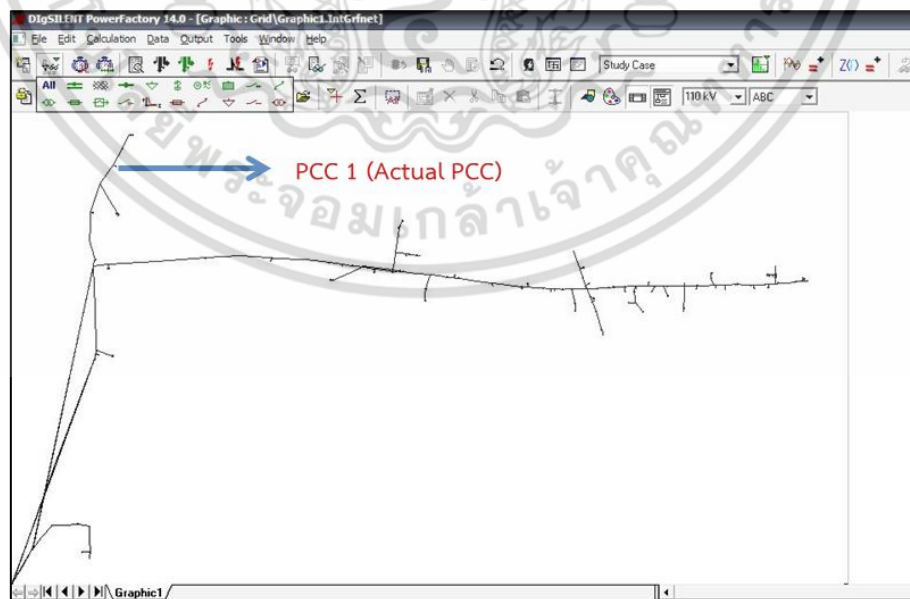
รูปที่ 4.14 ตำแหน่ง Solar PV Rooftop ที่ปรากฏใน GIS

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อตำแหน่ง Solar PV Rooftop ที่ PCC1 ปรากฏขึ้นเป็นจุดสีเขียวใน GIS ดังรูปที่ 4.14 แล้ว จึงซูมเข้าไปหาตำแหน่ง Solar PV Rooftop เพื่อหารหัสสายส่ง (รหัส TAG) ของฟีดเตอร์ UBC01 ในบริเวณนั้นดังรูปที่ 4.15 แล้วจึงนำรหัสสายส่ง (รหัส TAG) ไปหาตำแหน่งในโปรแกรม DigSILENT ซึ่งจะทราบว่าตำแหน่ง PCC1 ที่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจริงจาก Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอยู่บริเวณใดหรือ Node ใดในโปรแกรม DigSILENT ดังรูปที่ 4.16



รูปที่ 4.15 รหัสสายส่ง (รหัส TAG) ของ Solar PV Rooftop ใน GIS



รูปที่ 4.16 Solar PV Rooftop ที่ตำแหน่ง PCC1 ในโปรแกรม DigSILENT

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

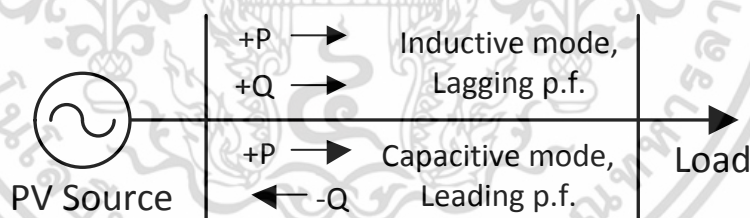
#### 4.2.4 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิต Solar PV Rooftop ส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop และแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย ซึ่งต้องให้อยู่ในเกณฑ์ตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดคือ 0.95-1.05 pu. การศึกษาวิจัยนี้จะควบคุมให้อินเวอร์เตอร์ผลิต p.f. ออกมาที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 โดยใช้วิธีการควบคุมอินเวอร์เตอร์แบบ A fixed displacement factor  $\cos\theta$  ซึ่งมีค่าพารามิเตอร์ของอินเวอร์เตอร์ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 พารามิเตอร์ของอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส

อินเวอร์เตอร์ 3 เฟส	ค่าพารามิเตอร์
Photovoltaic power (DC input)	621 kW
Nominal output power (AC)	500 kW
Output voltage	300 V
Frequency	50 Hz
Power factor	0.9 to 1 lead/lag

การควบคุม p.f. เป็นการควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ให้มีการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ โดยพิจารณาการทำงานอินเวอร์เตอร์ในโหมดเจนเนอเรเตอร์และกำหนดทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้อ้างอิงในการวิเคราะห์ดังรูปที่ 4.17



รูปที่ 4.17 ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ใช้อ้างอิงในการวิเคราะห์ [26]

#### 4.2.5 การกำหนดโหลดของฟีดเดอร์ UBC01

ในการกำหนดโหลดของฟีดเดอร์ UBC01 จะเลือกโหลดโปรไฟล์ของฟีดเดอร์ UBC01 ในวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในรอบปี เพื่อให้ได้ผลการวิเคราะห์ผลกระทบในกรณีรุนแรงที่สุด และกำหนดให้ Solar PV Rooftop มีกำลังการผลิต 1 MW ออกมาเท่ากันทุกช่วงเวลา 08.00-16.00 น. โดยใช้โหลดโปรไฟล์ของวันที่ 9 เม.ย. 2557 ซึ่งสามารถวิเคราะห์ปริมาณการใช้โหลดรายชั่วโมงของฟีดเดอร์ UBC01 ได้จากระบบ Distribution Management System (DMS) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กพล.2) ดังรูปที่ 4.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The screenshot displays the DMS@NE2 Data Web interface. The main content area is divided into several sections:

- สถานะไฟฟ้า (Power Status):** A list of power stations and their status, with 'โหลดรายชั่วโมง' (Hourly Load) circled in red.
- รายงานโหลดประจำวัน (Daily Load Report):** A table showing load data for various stations and times.
- การทำงานของ Circuit Breaker (Circuit Breaker Operation):** A table with columns for date-time, breaker name, and status.
- การทำงานของ Recloser (Recloser Operation):** A table with columns for date-time, recloser name, and status.
- สถานะปัจจุบันของสถานีไฟฟ้า (Current Status of Power Stations):** A grid showing the status of various substations like ANA, BOR, CYN, etc.
- เหตุการณ์ผิดปกติการเชื่อมต่อของ สฟฟ. (SRTU) (Abnormal Connection Events of SRTU):** A table listing connection events with columns for date-time, event name, and duration.
- สถานะอุปกรณ์ FRTU (FRTU Equipment Status):** A table showing the status of FRTU equipment.
- เหตุการณ์ผิดปกติการเชื่อมต่อของ FRTU (Abnormal Connection Events of FRTU):** A table listing connection events for FRTU equipment.

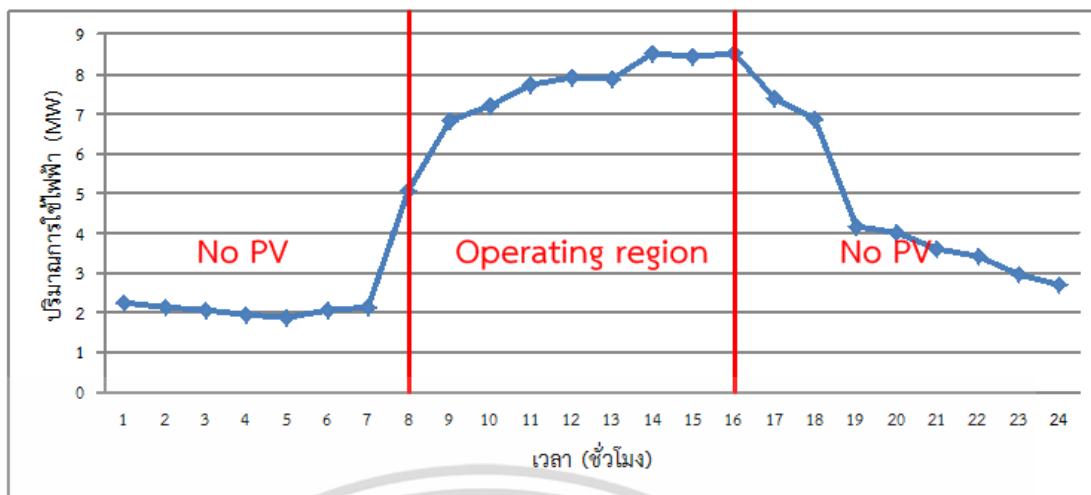
รูปที่ 4.18 ระบบ DMS ของ กฟผ.2

จากรูปที่ 4.18 สามารถวิเคราะห์ที่โหลดรายชั่วโมงของฟีดเตอร์ UBC01 ของวันที่ 9 เม.ย. 2557 ซึ่งมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่เวลา 16.00 น. ปริมาณ 8.52 MW แสดงปริมาณโหลดรายชั่วโมงและโหลดโปรไฟล์ได้ดังรูปที่ 4.19 และ 4.20

Date	Time	UBC01VB-01								
		VAB(kV)	VBC(kV)	VCA(kV)	IA(A)	IB(A)	IC(A)	QMvar	P(MW)	PF(%)
9 Apr 14	00.00	22.64	22.76	22.43	64	64	63	0.47	2.48	97.96
	01.00	22.67	22.73	22.43	56	58	57	0.38	2.22	97.96
	02.00	22.76	22.86	22.48	53	56	55	0.3	2.13	97.96
	03.00	22.78	22.85	22.54	50.99	52	52	0.3	2.05	97.96
	04.00	22.85	22.97	22.6	48.99	49.99	50.99	0.3	1.95	97.96
	05.00	22.49	22.64	22.24	45.99	49.99	48.99	0.21	1.86	97.96
	06.00	22.63	22.79	22.43	52	55	53	0.35	2.05	97.96
	07.00	22.84	22.94	22.66	52	55	53	0.35	2.11	97.96
	08.00	22.76	22.83	22.58	128.99	130.99	126.99	0.67	5.05	99.06
	09.00	22.5	22.58	22.32	177	180.99	173	1.38	6.81	99.06
	10.00	22.47	22.47	22.27	187.99	194.99	187.99	1.5	7.21	99.06
	11.00	22.59	22.58	22.39	199.99	204.99	198.99	1.7	7.74	99.06
	12.00	22.68	22.72	22.52	207	210	198.99	1.69	7.9	99.06
	13.00	22.56	22.61	22.44	206	213	201.99	1.7	7.86	99.06
	14.00	22.37	22.37	22.23	224	229	220	1.85	8.5	99.06
	15.00	22.56	22.58	22.44	221	224	218	1.85	8.43	99.06
	16.00	22.73	22.75	22.58	222	227	221	2.01	8.52	99.06
	17.00	22.78	22.83	22.65	191.99	194.99	187.99	1.62	7.38	99.06
	18.00	22.32	22.43	22.16	181.99	186.99	177	1.4	6.86	99.06
	19.00	22.79	22.88	22.47	114	118	112	1.83	4.14	92.84
	20.00	22.87	22.96	22.58	105	114	110	1.65	4.02	92.84
	21.00	22.95	23.04	22.64	92.99	98.99	95.99	1.23	3.58	95.03
	22.00	22.81	22.91	22.55	86.99	91.99	89.99	1.04	3.4	95.03
	23.00	22.85	22.99	22.61	75.99	78.99	77.99	0.73	2.96	95.03

รูปที่ 4.19 ปริมาณโหลดรายชั่วโมงของฟีดเตอร์ UBC01 วันที่ 9 เม.ย. 2557

เอกสารนี้เป็นเอกสารของบริษัทฯ การใช้งานเอกสารนี้โดยไม่ได้รับอนุญาตถือว่าผิดกฎหมาย การนำเอกสารนี้ไปใช้โดยไม่ได้รับอนุญาตถือว่าผิดกฎหมาย



รูปที่ 4.20 โหลดโปรไฟล์ของฟีดเดอร์ UBC01 วันที่ 9 เม.ย. 2557

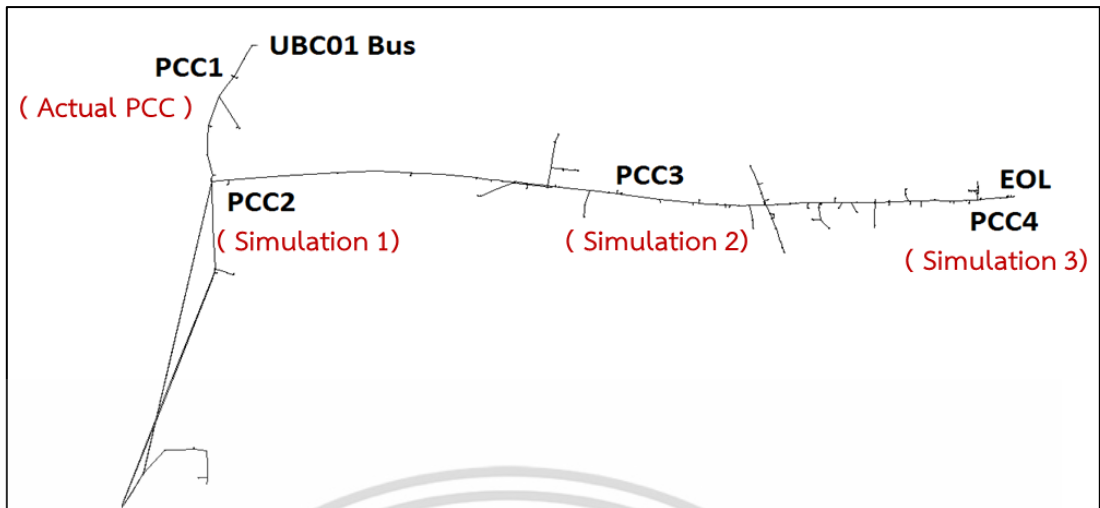
#### 4.2.6 การกำหนดจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า (PCC) ของ Solar PV Rooftop

การศึกษามลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะกำหนดจุดเชื่อมต่อ (PCC) หรือจุดที่มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop จำนวน 4 ตำแหน่ง เป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังตารางที่ 4.4 เพื่อศึกษามลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อการติดตั้ง Solar PV Rooftop เป็นระยะทางที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 4.4 ระยะทางที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop

ตำแหน่งการติดตั้ง Solar PV Rooftop	ระยะทางที่ติดตั้งห่างจากสถานีไฟฟ้า (กิโลเมตร)
PCC 1	0.26
PCC 2	1.16
PCC 3	3.64
PCC 4	5.80

ตำแหน่งที่ PCC 3 และ PCC 4 เป็นบริเวณที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าตำแหน่ง PCC 1 และ PCC 2 เนื่องจากมีโหลดเชื่อมต่ออยู่ในบริเวณนั้นมาก และกำหนดตำแหน่งที่ปลายสาย (End of line: EOL) เพื่อวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย ซึ่งมีตำแหน่งห่างจากสถานีไฟฟ้าเป็นระยะทาง 6.08 กิโลเมตร ดังรูปที่ 4.21



รูปที่ 4.21 ตำแหน่งติดตั้ง Solar PV Rooftop

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 5

# ผลการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่าย

การวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เข้าสู่ระบบจำหน่าย โดยกำหนดให้มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop เป็นระยะทางที่แตกต่างกัน 4 ตำแหน่ง (PCC1-4) และควบคุมอินเวอร์เตอร์ให้มีค่า p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 ซึ่งจะวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย 6 ด้าน ได้แก่

- 1) แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop
- 2) แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย (End of line: EOL)
- 3) กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (Technical loss: kWh)
- 4) กระแสลัดวงจร 3 เฟสและ 1 เฟส
- 5) ความผิดเพี้ยนฮาร์โมนิกรวมของแรงดัน (%THD<sub>v</sub>)
- 6) ผลกระทบจากอัตรา FIT ที่รับซื้อจาก Solar PV Rooftop

### 5.1 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop

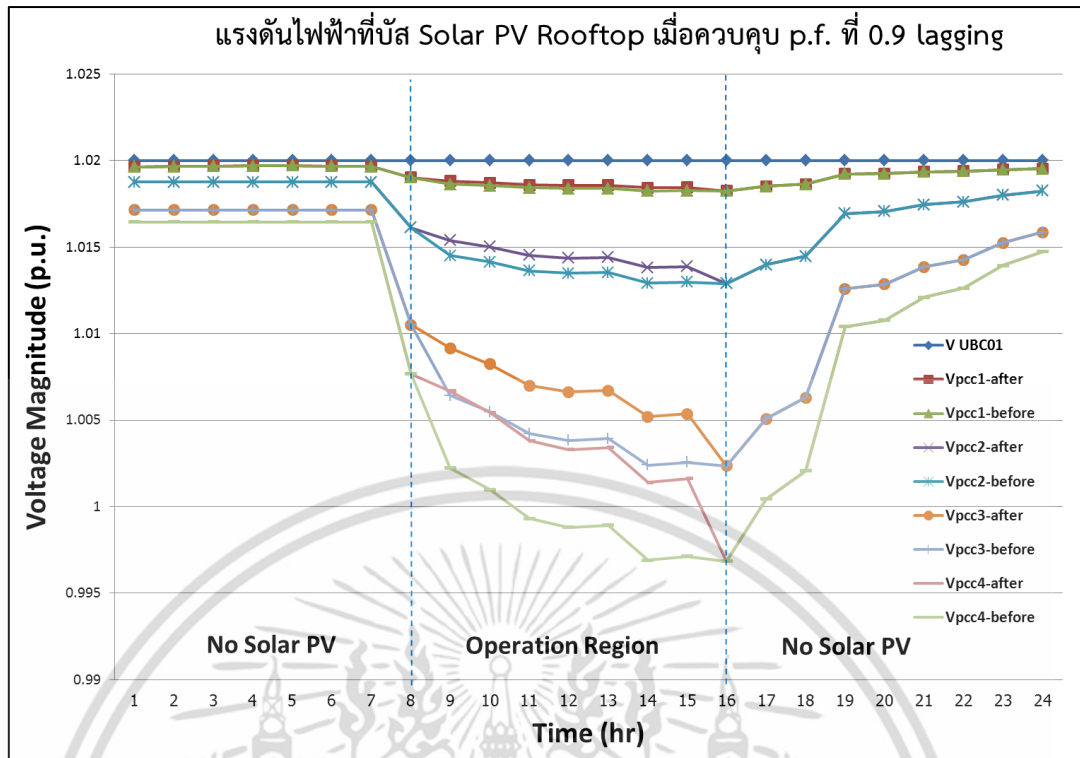
Solar PV Rooftop ที่เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องมียกระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อหรือจุดซื้อ-ขายไฟฟ้า ไม่เกินตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด ดังนั้นจึงต้องมีการวิเคราะห์ผลกระทบอันเนื่องมาจากแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop โดยแบ่งผลการวิเคราะห์ออกเป็น 2 ส่วน คือ การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop แตกต่างกันและการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่แตกต่างกัน

#### 5.1.1 การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop แตกต่างกัน

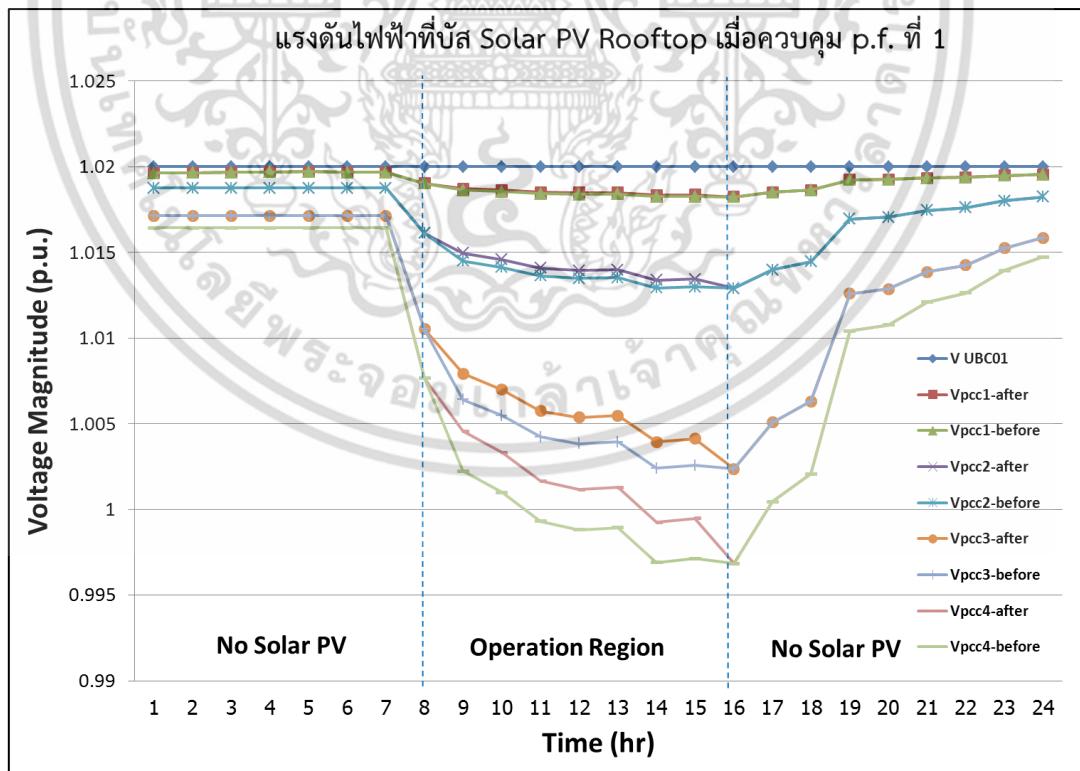
การวิเคราะห์ในส่วนนี้ จะศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop มีระยะไกลจากสถานีไฟฟ้ามากขึ้น ซึ่ง PCC 1 มีตำแหน่งการติดตั้งที่ใกล้กับสถานีไฟฟ้ามากที่สุดและมีปริมาณโหลดที่ต่อเชื่อมอยู่ในบริเวณนั้นน้อย ในขณะที่ PCC 4 มีตำแหน่งการติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุดแต่มีปริมาณโหลดที่ต่อเชื่อมอยู่ในบริเวณนั้นสูง โดยในการวิเคราะห์จะแสดงแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เปรียบเทียบกันระหว่างก่อนและหลังการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย เมื่อมีการควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1

ผลการวิเคราะห์แสดงได้ดังรูปที่ 5.1-5.3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

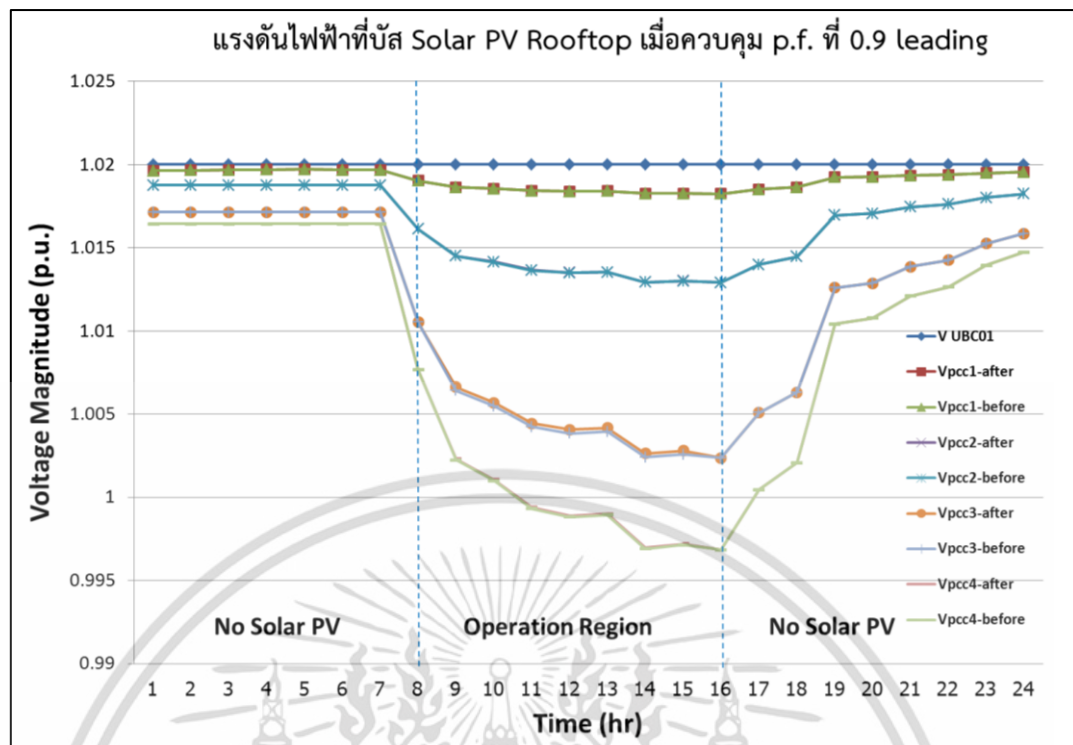


รูปที่ 5.1 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging



รูปที่ 5.2 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่ 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



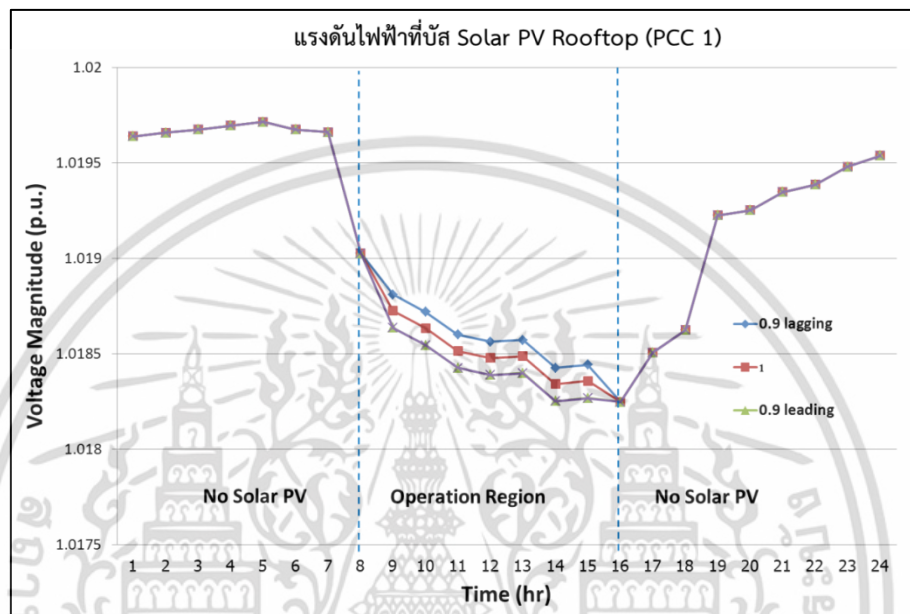
รูปที่ 5.3 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading

จากรูปที่ 5.1-5.3 พบว่า การควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging และ 1 จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับก่อนที่จะมีการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย และเมื่อพิจารณาที่แต่ละ PCC พบว่า แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop มีค่าลดลงเมื่อระยะทางในการติดตั้ง Solar PV Rooftop จากสถานีไฟฟ้ามีค่ามากขึ้นหรืออยู่ใกล้โหลดมากขึ้น และการควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop ก่อนและหลังเชื่อมต่อไม่เปลี่ยนแปลง

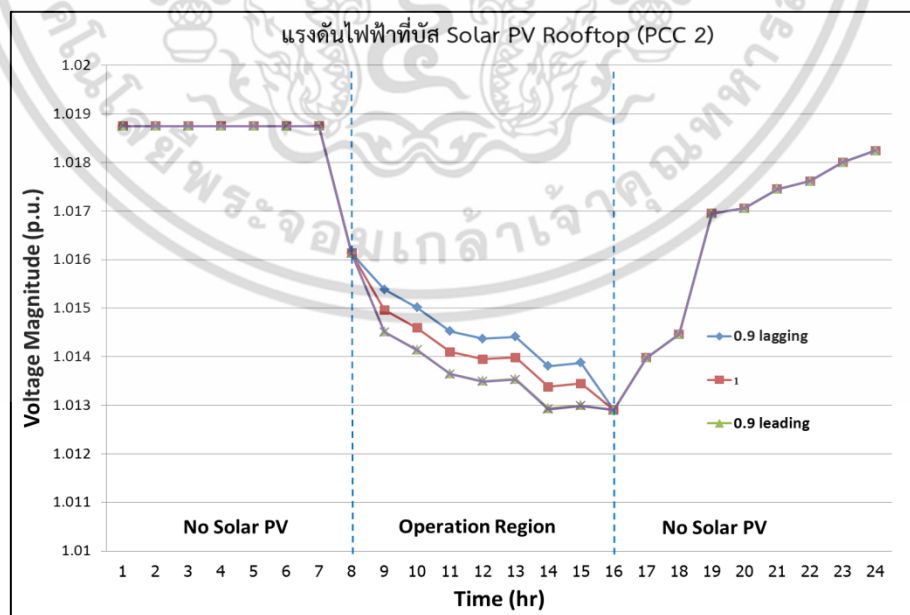
ตำแหน่งการติดตั้ง Solar PV Rooftop มีผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดต่อเชื่อม (PCC) หากติดตั้งในบริเวณที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงๆหรือบริเวณศูนย์กลางของโหลด จะช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าในพื้นที่บริเวณนั้นได้มากโดยเฉพาะเมื่อบริเวณนั้นอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งเมื่อพิจารณาที่ PCC 4 และการควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging จะพบว่า แรงดันไฟฟ้าที่บัสถูกยกระดับแรงดันสูงมาก เมื่อเปรียบเทียบกับ การเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าที่ PCC อื่นๆ ดังนั้นในการวางแผนพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิต Solar PV Rooftop ควรพิจารณาให้มีการติดตั้งหรือมีจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าในบริเวณที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง เพื่อช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าในบริเวณนั้นให้สูงขึ้นและช่วยเพิ่มเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย

### 5.1.2 การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่แตกต่างกัน

การวิเคราะห์ในส่วนนี้ จะศึกษาผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อ Solar PV Rooftop มีการควบคุม p.f. ที่แตกต่างกัน ซึ่งการควบคุม p.f. เป็นการควบคุมให้มีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าวาร์แอกทีฟ (Reactive power) โดยในการวิเคราะห์จะแสดงแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop แต่ละ PCC เมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 ผลการวิเคราะห์แสดงได้ดังรูปที่ 5.4-5.7

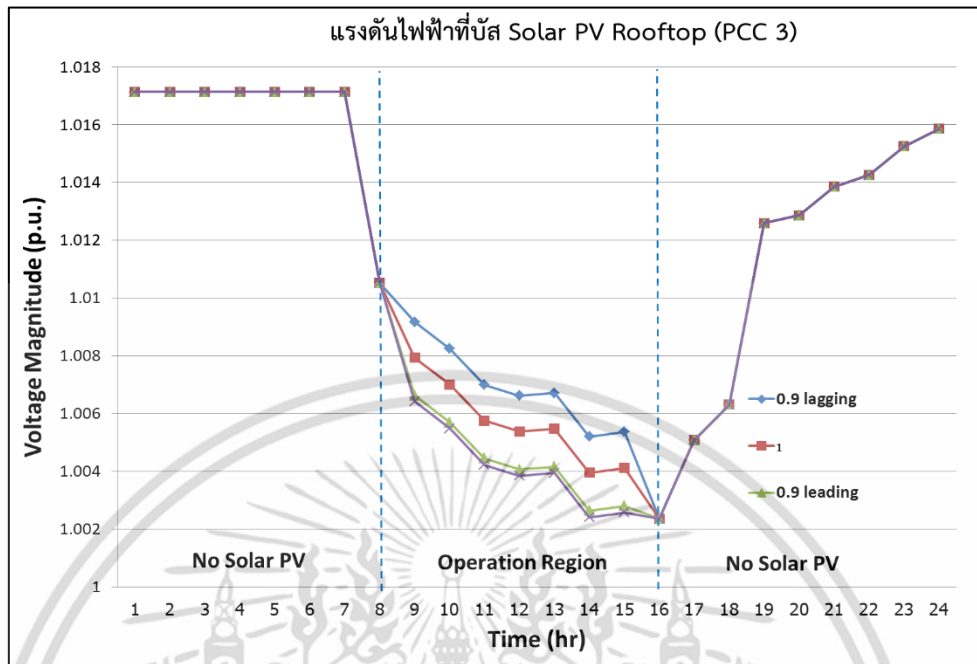


รูปที่ 5.4 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 1)

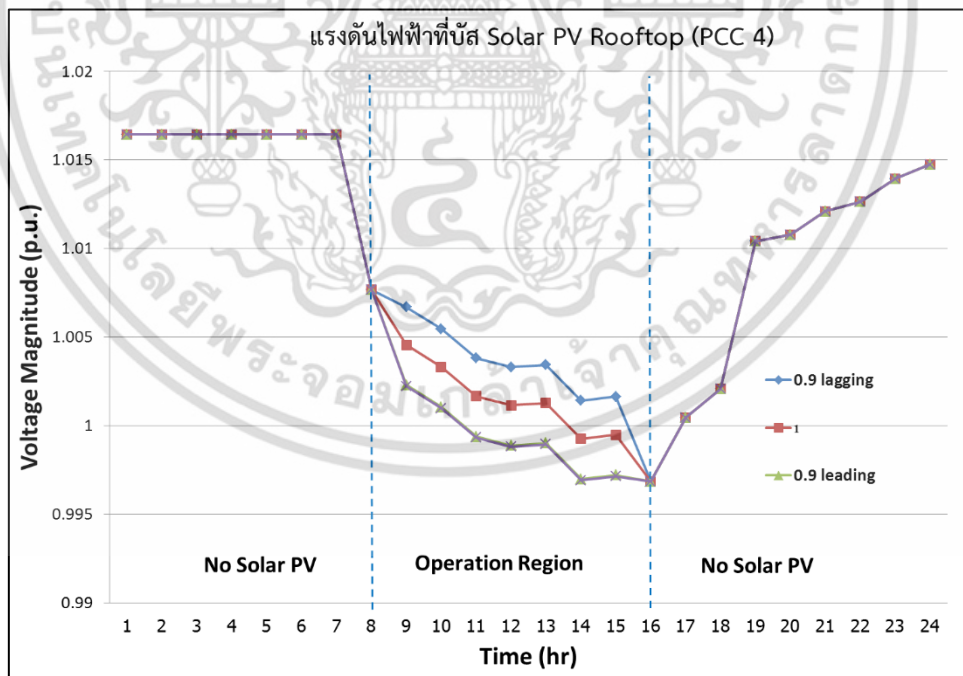


รูปที่ 5.5 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 2)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.6 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 3)



รูปที่ 5.7 แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop (PCC 4)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 5.4-5.7 พบว่า เมื่อมี Solar PV Rooftop เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่าย จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เพิ่มสูงขึ้นหรือถูกยกระดับแรงดันขึ้น ซึ่งพิจารณาได้จากการควบคุม p.f. ที่ 1 และการควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เพิ่มสูงขึ้นอีกและเป็นการควบคุม p.f. ที่ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัสถูกยกระดับแรงดันสูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับ การควบคุม p.f. ที่ 1 และ 0.9 leading ส่วนการควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop ที่ PCC 1-4 ลดลงมากจนระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสใกล้เคียงกับระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop

จากการวิเคราะห์ผลกระทบแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อควบคุม p.f. ที่แตกต่างกัน ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เพิ่มขึ้นหรือลดลงขึ้นอยู่กับ การควบคุม โดยการควบคุม p.f. ในโหมด lagging จะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop เพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากการทำงานในโหมด lagging อินเวอร์เตอร์จะจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive power) เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ดังนั้นการทำงานในโหมด lagging จะมีลักษณะคล้ายกับมี คาปาซิเตอร์แบงค์ (Capacitor bank) ต่อขนานเข้ากับระบบจำหน่าย ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) เพิ่มสูงขึ้น และทางตรงกันข้ามหากควบคุม p.f. ในโหมด leading อินเวอร์เตอร์จะรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) ลดลง ซึ่งกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะแปรผันตรงกับแรงดันดังสมการที่ (5.1)

$$Q_{3\phi} = 6 \cdot \pi \cdot c \cdot f \cdot V^2 \cdot 10^{-9} \quad (5.1)$$

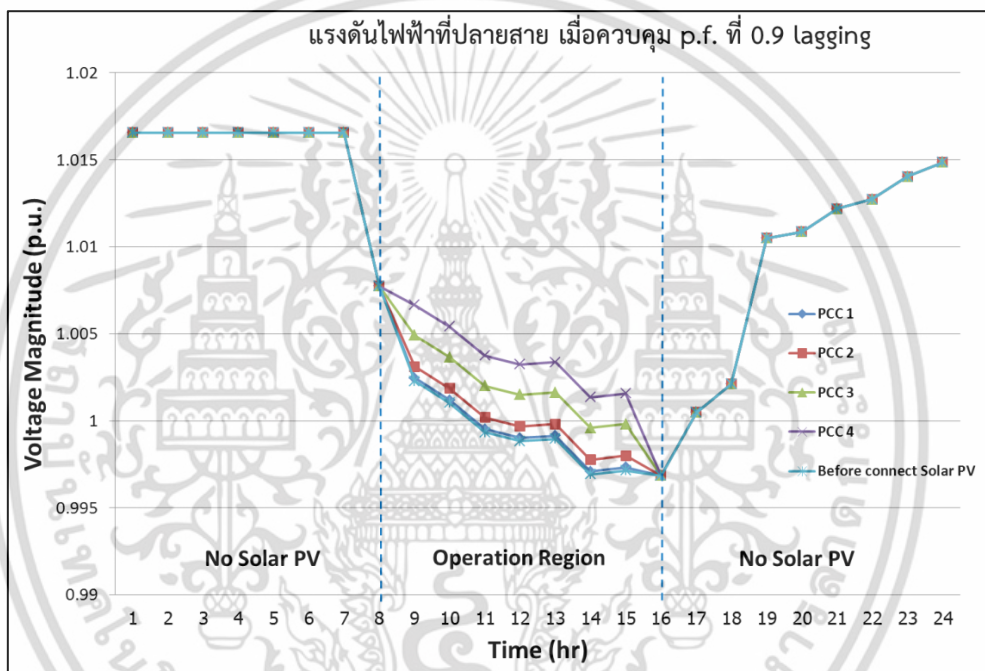
เมื่อ  $Q_{3\phi}$  คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ มีหน่วยเป็น kVAR  
 $c$  คือ ขนาดของคาปาซิเตอร์ มีหน่วยเป็น  $\mu\text{F}$   
 $f$  คือ ความถี่ในระบบไฟฟ้า มีหน่วยเป็น Hz  
 $V$  คือ แรงดันในระบบไฟฟ้า มีหน่วยเป็น V

จากสมการที่ (5.1) การทำงานของอินเวอร์เตอร์ในโหมด lagging จะทำให้ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้ามีกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นไปด้วย ในขณะที่อินเวอร์เตอร์ในโหมด leading จะทำให้ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้ามีกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟลดลง จึงทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) ลดลง

จากการศึกษาผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop ทั้ง 2 กรณี จะพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop ยังคงอยู่ในเกณฑ์ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คืออยู่ในช่วง 0.95-1.05 pu.

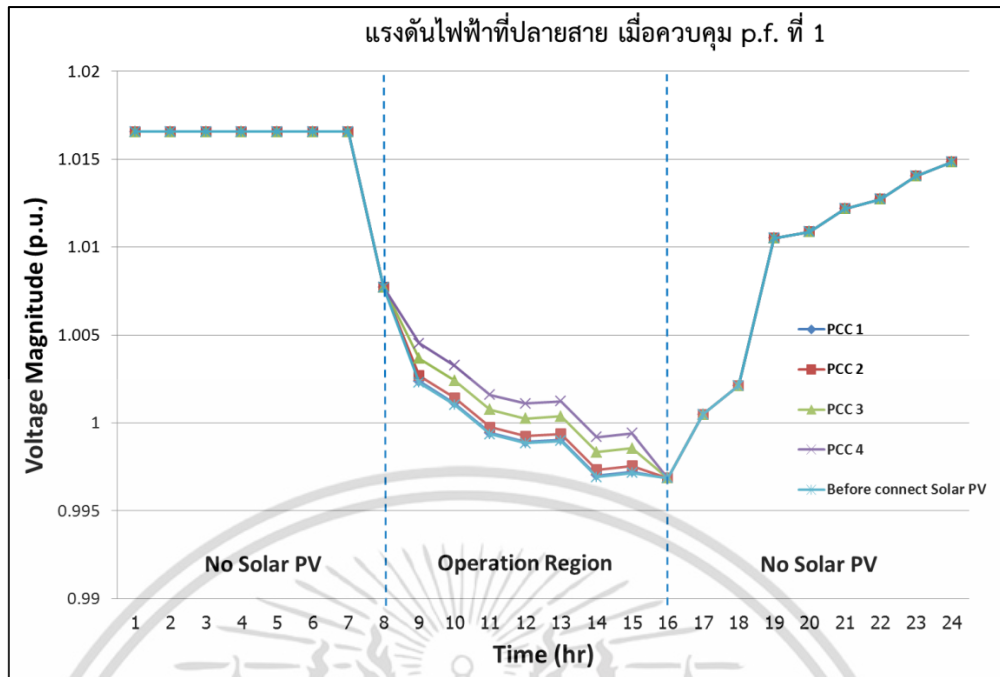
## 5.2 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย (End of line: EOL)

เนื่องจากโหลดบริเวณปลายสายของระบบจำหน่ายอาจเกิดแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่ามาตรฐาน เนื่องจากอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้ามาก ทำให้เกิดความสูญเสียในสายส่ง ส่งผลให้บริเวณปลายสายมักเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่ามาตรฐาน ซึ่งเมื่อมีระบบผลิต Solar PV Rooftop เชื่อมต่อเข้าไปในระบบจำหน่ายจะต้องไม่ทำให้เกิดแรงสูงเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ จึงต้องมีการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการพิจารณาตำแหน่งการติดตั้งหรือเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop และวิธีการควบคุม p.f. เพื่อให้เกิดผลกระทบน้อยที่สุดหรือทำให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อระบบจำหน่าย โดยผลการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.8-5.10

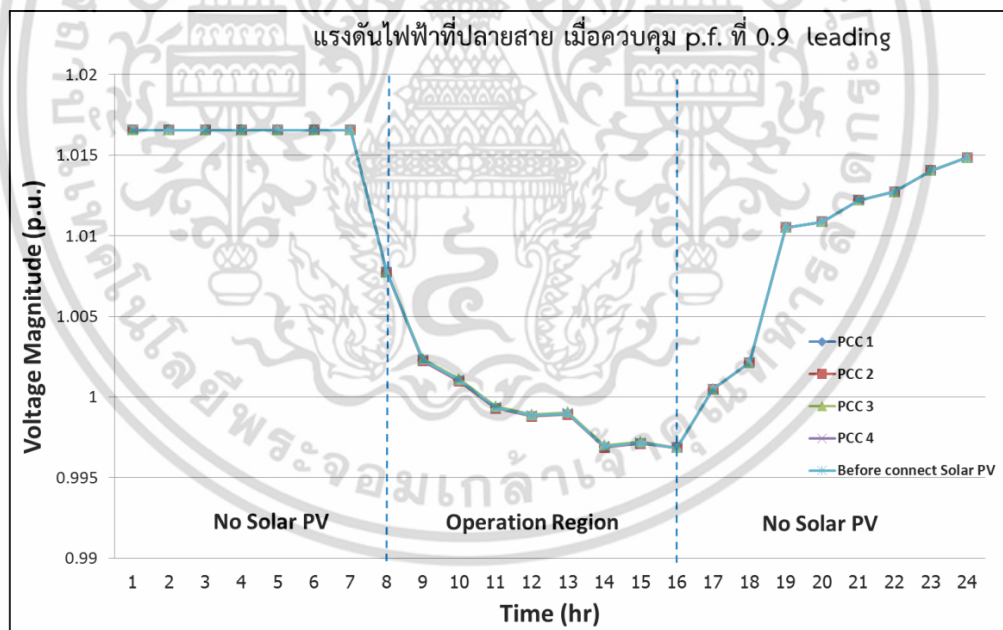


รูปที่ 5.8 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.9 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อควบคุม p.f. ที่ 1

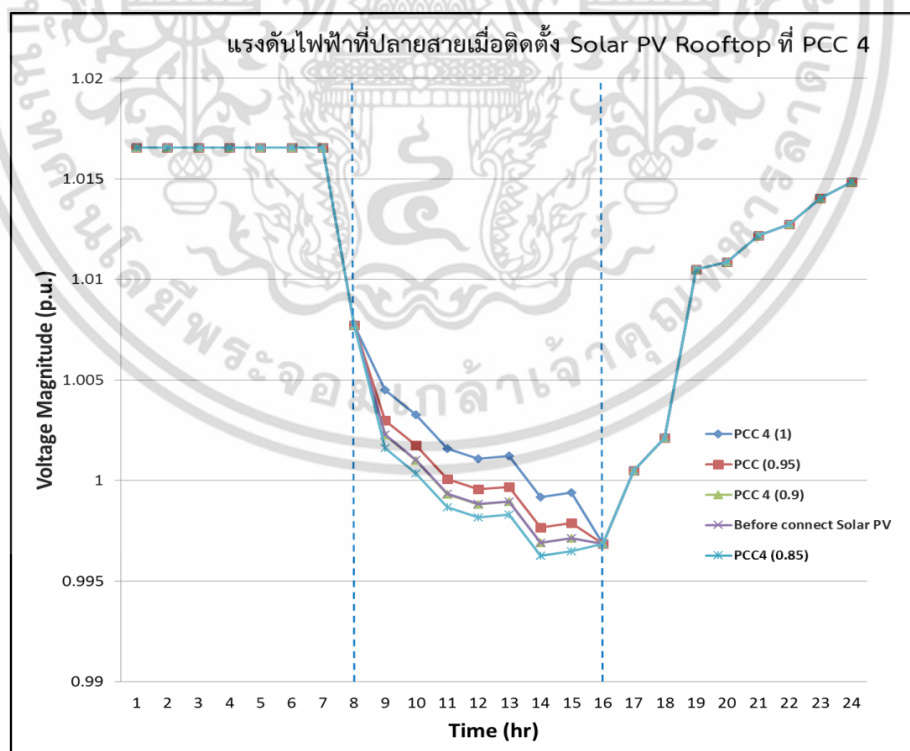


รูปที่ 5.10 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading

จากรูปที่ 5.8-5.10 พบว่า การติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ตำแหน่ง PCC 1 ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายมีระดับแรงดันใกล้เคียงกับก่อนที่จะมีการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย หรือกล่าวได้ว่า การติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 1 ไม่ส่งผลให้เกิดการเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เปลี่ยนแปลงระดับแรงไฟฟ้าที่ปลายสาย ในขณะที่การติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 4 ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายถูกยกระดับเพิ่มขึ้นสูงที่สุด และไม่เกินขีดจำกัดตามมาตรฐานที่กำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งการควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging และ 1 จะทำให้เกิดยกระดับแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสาย ในขณะที่การควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายไม่เปลี่ยนแปลง ซึ่งในความเป็นจริงแล้วการควบคุม p.f. ในโหมด leading จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าลดลง แสดงว่าการควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าลดลงมากจนใกล้เคียงกับระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่ายหากทดลองควบคุม p.f. ที่ 0.85 leading ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ปลายก็จะลดลงไปอีก ดังรูปที่ 5.11

ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่า ในการวางแผนและพิจารณาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิต Solar PV Rooftop ควรพิจารณาให้มีตำแหน่งติดตั้งหรือเชื่อมโยงระบบจำหน่ายในบริเวณปลายสาย และควบคุม p.f. ในโหมด lagging เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าปลายสายให้สูงขึ้น ซึ่งจะสังเกตได้ว่าแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายในช่วงเวลาที่มีการใช้โหลดมากๆ คือ 08:00 – 16:00 น. แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายจะตกลงจาก 1.017 pu. ลงมาถึง 0.997 pu. เมื่อมี Solar PV Rooftop เชื่อมต่อเข้ามาที่ PCC 4 และควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายถูกยกระดับแรงดันไฟฟ้าขึ้นมา 0.005 pu. โดยประมาณ ทำให้แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีความมั่นคงเพิ่มสูงขึ้น



รูปที่ 5.11 แรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายเมื่อติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้และควบคุม p.f. ที่ 1 ถึง 0.85 leading อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 5.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (Technical loss: kWh)

กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ 1) กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิค (Technical loss) เป็นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าอันเนื่องมาจากความร้อนที่เกิดขึ้นในขดขวด สายตัวนำไฟฟ้า และส่วนที่เกิดจากการทำงานของหม้อแปลงไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ รวมถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดจากการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ฉนวนไฟฟ้า การเกิดโคโรน่า การเกิดดิสชาร์จบางส่วน (Partial discharge) ในระบบไฟฟ้า 2) กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค (Non - Technical loss) เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดจากความผิดพลาดในการตรวจวัด ความคลาดเคลื่อนของอุปกรณ์วัดพลังงานไฟฟ้า การจดหน่วยที่ผิดพลาด การลักลอบตัดแปลงมิเตอร์ ให้หมุนช้ากว่าปกติ และการลักลอบใช้ไฟ เป็นต้น

การวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียสำหรับวิทยานิพนธ์เล่มนี้ จะวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิค (Technical loss) มีหน่วยวัดเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมง (kWh) เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางเทคนิค (Non - Technical loss) ใช้ระยะเวลาในการเก็บข้อมูลจากพีดีเตอร์ที่มีการใช้งานจริงเป็นเวลานาน และมีความยากลำบากในการติดตามหาสาเหตุที่ทำให้เกิด Non - Technical loss การศึกษาวิจัยนี้ จึงวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางด้านเทคนิค (Technical loss) ที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเป็นระยะเวลา 30 วัน เมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ที่ตำแหน่ง PCC 1-4 และมีการควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 ดังตารางที่ 4.1 ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจำหน่ายก่อนที่มีการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop มีค่าเท่ากับ 21,630.03 kWh

ตารางที่ 5.1 กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย

ตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop	กำลังไฟฟ้าสูญเสียทางเทคนิคใน 1 เดือน (kWh)		
	0.9 lagging p.f.	1	0.9 leading p.f.
PCC 1	21,616.77	21,698.97	21,866.55
PCC 2	20,045.73	20,425.05	20,951.37
PCC 3	17,050.35	18,051.00	19,375.86
PCC 4	15,719.55	16,987.50	18,728.04

จากตารางที่ 5.1 พบว่า การติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 4 ซึ่งมีระยะทางไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุดและอยู่ในพื้นที่ที่มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายลดต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับที่ PCC 1-3 และพบว่า การควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายลดต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับ การควบคุม p.f. ที่ 1 และ 0.9 leading

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากการวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นระบบจำหน่ายพบว่า สาเหตุที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ PCC 4 ต่ำที่สุด เพราะว่ามีตำแหน่ง PCC 4 มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงและอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้า เมื่อมี Solar PV Rooftop เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่ายจะช่วยลดการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มาจากสถานีไฟฟ้าได้มาก กระแสไฟฟ้าที่จ่ายมาจากสถานีก็ลดลงเช่นกัน เมื่อกระแสไฟฟ้าลดลงก็จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลงด้วยเช่นกัน ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้ดังสมการที่ (5.2)

$$P_L = I^2 \cdot R \quad (5.2)$$

เมื่อ  $P_L$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง มีหน่วยเป็น W

$I$  คือ กระแสไฟฟ้าในระบบ มีหน่วยเป็น A

$R$  คือ ความต้านทานรวมของสาย มีหน่วยเป็น  $\Omega$

ส่วนสาเหตุที่การควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging ส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าส่วนเสียในระบบน้อยที่สุด เพราะว่า การควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายถูกยกระดับแรงดันเพิ่มสูงขึ้นมากที่สุด เมื่อแรงดันในระบบเพิ่มขึ้น กระแสไฟฟ้าในระบบจะลดลงเพื่อทำให้กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent power: S) มีค่าคงที่ ดังนั้นเมื่อกระแสไฟฟ้าในระบบลดลง กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจึงลดลง

เมื่อพิจารณาที่ตำแหน่ง PCC1 ซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจริงของ Solar PV Rooftop เข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่า เมื่อควบคุม p.f. เป็น 1 ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบเพิ่มขึ้น 0.31% แต่ไม่เกินตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่กำหนดไว้ 2% ซึ่งโดยทั่วไประบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะควบคุม p.f. ให้ใกล้เคียง 1 มากที่สุดเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าสูงสุด ดังนั้น ผลกระทบที่เกิดขึ้นจริงที่ตำแหน่ง PCC1 คือ ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มสูงขึ้น ถึงแม้ว่าจะไม่เกินข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่อาจจะส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในภาพรวมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่า ในการวางแผนและพิจารณาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิต Solar PV Rooftop ควรพิจารณาให้มีตำแหน่งติดตั้งหรือเชื่อมโยงระบบจำหน่ายในบริเวณปลายสายหรืออยู่ใกล้ศูนย์กลางของโหลด และควบคุม p.f. ในโหมด lagging เพื่อให้มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายน้อยที่สุด

#### 5.4 กระแสลัดวงจร 3 เฟสและ 1 เฟส

ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed generation: DG) หรือมีระบบผลิต Solar PV Rooftop เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่าย อาจส่งผลให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์และรีเลย์ป้องกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กระแสลัดวงจรของฟีดเดอร์ทำงานผิดพลาดได้ ดังนั้นจึงต้องมีการวิเคราะห์ผลกระทบอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าและที่บัส Solar PV Rooftop โดยจะศึกษาผลกระทบค่ากระแสลัดวงจร 2 ประเภท คือ 1) ค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส (3 phase fault) และ 2) ค่ากระแสลัดวงจร 1 เฟส (Single phase to ground fault) ซึ่งแต่ละประเภทจะต้องมีค่ากระแสลัดวงจรรวมไม่เกิน 25 kA ตามพิกัดค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยผลการวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อติดตั้งที่ตำแหน่ง PCC 1-4 และควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 5.2 และ 5.3

ตารางที่ 5.2 ค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส (3 phase fault) ที่บัส Solar PV Rooftop

ตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop	ค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส ที่บัส Solar PV Rooftop (kA)		
	0.9 lagging p.f.	1	0.9 leading p.f.
PCC 1	6.113	6.113	6.113
PCC 2	5.268	5.268	5.268
PCC 3	3.926	3.926	3.926
PCC 4	3.068	3.068	3.068

ตารางที่ 5.3 ค่ากระแสลัดวงจร 1 เฟส (Single phase to ground fault) ที่บัส Solar PV Rooftop

ตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop	ค่ากระแสลัดวงจร 1 เฟส ที่บัส Solar PV Rooftop (kA)		
	0.9 lagging p.f.	1	0.9 leading p.f.
PCC 1	7.435	7.435	7.435
PCC 2	5.298	5.298	5.298
PCC 3	2.914	2.914	2.914
PCC 4	2.086	2.086	2.086

จากตารางที่ 5.2 และ 5.3 พบว่า การควบคุม p.f. ไม่มีผลกระทบต่อค่ากระแสลัดวงจร โดยค่ากระแสลัดวงจรจะมีค่าเท่ากันในทุกโหมดของการควบคุม p.f. ของอินเวอร์เตอร์ และค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส และ 1 เฟส มีค่าไม่เกิน 25 kA ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับได้ แต่ตำแหน่งการติดตั้ง Solar PV Rooftop มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจร โดยตำแหน่งที่ PCC 4 ซึ่งมีระยะทางติดตั้งที่ไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด และมีค่ากระแสลัดวงจรน้อยที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับค่ากระแสลัดวงจรที่ PCC 1-3 ซึ่งสามารถอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างกระแสลัดวงจรและตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop ได้ดังสมการที่ (5.3)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$I_{SC} = \frac{V_L}{\sqrt{3} \cdot Z_L} \quad (5.3)$$

เมื่อ  $I_{SC}$  คือ ค่ากระแสลัดวงจร 3 เฟส มีหน่วยเป็น A

$V_L$  คือ แรงดันไฟฟ้าด้านแรงต่ำของหม้อแปลง มีหน่วยเป็น V

$Z_L$  คือ อิมพีแดนซ์รวมขณะเกิดลัดวงจร มีหน่วยเป็น  $\Omega$

จากสมการที่ (5.3) หากติดตั้ง Solar PV Rooftop ในตำแหน่งที่ไกลจากสถานีมากๆ ส่งผลให้อิมพีแดนซ์รวมขณะเกิดลัดวงจรจะมีค่าสูงเนื่องจากสายส่งมีระยะทางยาว ค่ากระแสลัดวงจรจึงมีค่าน้อยตามความสัมพันธ์ที่แปรผกผันกันระหว่าง  $I_{SC}$  และ  $Z_L$  ดังนั้นในการวางแผนและพิจารณารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิต Solar PV Rooftop ควรพิจารณาให้มีตำแหน่งติดตั้งหรือเชื่อมโยงระบบจำหน่ายในบริเวณที่ไกลจากสถานีหรืออยู่บริเวณปลายสาย ซึ่งจะทำให้ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าต่ำ

## 5.5 ความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (%THD<sub>v</sub>)

ฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้า หมายถึง การที่กระแสและแรงดันในระบบไฟฟ้ามีขนาดและรูปร่างผิดเพี้ยน (Distortion) ไปจากสภาพการจ่ายไฟปกติ โดยสาเหตุส่วนใหญ่เกิดจากผู้ใช้งานไฟฟ้ามีการใช้อุปกรณ์ที่มีการทำงานแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear load) ซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิก เช่น คอนเวอร์เตอร์ (Convertor) ตัวเรียงกระแสกำลัง (Power Rectifier) และชุดขับเคลื่อนปรับความเร็ว (Adjustable-Speed Drive) เป็นต้น

ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้า Solar PV Rooftop จะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิกและค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ โดยการวิเคราะห์ฮาร์มอนิกในวิทยานิพนธ์นี้ จะวิเคราะห์ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้า (%THD<sub>v</sub>) ที่บัส UBC01 และที่บัส Solar PV Rooftop เมื่อติดตั้งที่ตำแหน่ง PCC 1-4 และควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 โดยจะต้องมีค่า %THD<sub>v</sub> ไม่เกิน 4% ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการวิเคราะห์แสดงได้ดังตารางที่ 5.4 และ 5.5

ตารางที่ 5.4 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้า (%THD<sub>v</sub>) ที่บัส UBC01

ตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop	%THD <sub>v</sub> ที่บัส UBC01		
	0.9 lagging p.f.	1	0.9 leading p.f.
PCC 1	0.17	0.15	0.17
PCC 2	0.19	0.17	0.19
PCC 3	0.25	0.22	0.24
PCC 4	0.29	0.25	0.27

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.5 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้า (%THD<sub>v</sub>) ที่บัส Solar PV Rooftop

ตำแหน่งที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop	%THD <sub>v</sub> ที่บัส Solar PV Rooftop		
	0.9 lagging p.f.	1	0.9 leading p.f.
PCC 1	0.18	0.16	0.17
PCC 2	0.23	0.21	0.23
PCC 3	0.41	0.36	0.40
PCC 4	0.56	0.50	0.55

จากตารางที่ 5.4 และ 5.5 พบว่า การควบคุม p.f. ที่ 1 ส่งผลให้ค่า %THD<sub>v</sub> มีค่าต่ำที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับ การควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging และ 0.9 leading และตำแหน่งการติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 4 ซึ่งมีระยะทางติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุด มีค่า %THD<sub>v</sub> สูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับตำแหน่งการติดตั้งที่ PCC 1-3 เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ามีค่าต่ำลงตามระยะทางที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ไกลจากสถานีไฟฟ้ามากขึ้น จึงทำให้ค่า %THD<sub>v</sub> เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง %THD<sub>v</sub> กับแรงดันไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (5.4)

$$\%THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2 (rms)}}{V_1 (rms)} \quad (5.4)$$

เมื่อ %THD<sub>v</sub> คือ เปอร์เซนต์ความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน

$V_h$  คือ แรงดันไฟฟ้า (RMS) ของฮาร์มอนิกลำดับที่ h มีหน่วยเป็น V

$V_1$  คือ แรงดันไฟฟ้า (RMS) ที่ความถี่หลักมูล (50 Hz) มีหน่วยเป็น V

จากสมการที่ (5.4) พบว่า  $V_1$  แปรผกผันกับ %THD<sub>v</sub> ดังนั้นเมื่อติดตั้ง Solar PV Rooftop ในตำแหน่งที่ไกลจากสถานีไฟฟ้ามากๆ จะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูลหรือ  $V_1$  มีค่าต่ำลง จึงทำให้ค่า %THD<sub>v</sub> มีค่าสูงขึ้น การติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 4 จึงมีค่า %THD<sub>v</sub> สูงที่สุด และจากการวิเคราะห์พบว่า การติดตั้ง Solar PV Rooftop ที่ PCC 1-4 มีค่า %THD<sub>v</sub> ไม่เกิน 4% ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงไม่ส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

## 5.6 ผลกระทบจากอัตรา FiT ที่รับซื้อจาก Solar PV Rooftop

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องแบกรับค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการ Solar PV Rooftop ซึ่งมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ Solar PV Rooftop ในอัตรา FiT (ตารางที่ 3.5) เป็นระยะเวลา 25 ปี ซึ่งมีอัตรารับซื้อค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 6.40 บาทต่อหน่วย แต่ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในระดับแรงดัน 115 kV เฉลี่ย 3.00 บาทต่อหน่วย ทำให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องแบกรับค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในแต่ละเดือน

การศึกษาในส่วนนี้จะวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ตำแหน่ง PCC 1 ซึ่งเป็นตำแหน่งจริงที่มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop และทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยในการวิเคราะห์จะกำหนดให้ Solar PV Rooftop ผลิตกำลังไฟฟ้า 1 MW เป็นเวลา 4.5 ชั่วโมงต่อวัน ซึ่งเป็นช่วงเวลาเฉลี่ยที่ Solar PV Rooftop ทำงานได้เต็มประสิทธิภาพต่อวัน โดยสามารถหาค่าพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่จ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายใน 1 เดือน ได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 พลังงานไฟฟ้าที่ Solar PV Rooftop จ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่าย

ประเภทของวัน	ช่วงเวลาที่จ่ายเข้าระบบจำหน่าย	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh)	จำนวนวันที่ผลิตไฟฟ้าใน 1 เดือน (วัน)	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 เดือน (kWh)
วันธรรมดา	Peak	4,500	22	99,000
	Off-Peak	-	-	-
วันเสาร์	Off-Peak	4,500	4	18,000
วันอาทิตย์	Off-Peak	4,500	4	18,000
รวมพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบจำหน่าย				135,000

จากตารางที่ 5.6 พลังงานไฟฟ้าที่ Solar PV Rooftop จ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายเท่ากับ 135,000 kWh ซึ่งใกล้เคียงกับข้อมูลจริงของระบบผลิต Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW ที่จ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายเฉลี่ยต่อเดือน 120,000 kWh การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตรา FiT 6.16 บาทต่อหน่วย ในขณะที่สถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 3 ซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ระดับแรงดัน 115 kV ซึ่งมีอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU Rate) ในช่วง Peak เท่ากับ 3.6199 บาทต่อหน่วย และในช่วง Off-Peak เท่ากับ 2.3341 บาทต่อหน่วย และมีอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ขายส่งเฉลี่ยเดือน ต.ค. 2558 เท่ากับ 0.2489 บาทต่อหน่วย ซึ่งสามารถหาค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop

ได้ดังตารางที่ 5.7

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 5.7 ตารางคำนวณคิดคำนวณเงินส่วนเพิ่มที่ต้องจ่ายให้ผู้ผลิต Solar PV Rooftop

ลำดับ	รายละเอียด	กฟผ.			Solar PV Rooftop		
		Peak	Off-Peak	รวม	Peak	Off-Peak	รวม
1	หน่วยซื้อ (kWh)	99,000	36,000	135,000	99,000	36,000	135,000
2	อัตราค่าซื้อไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	3.6199	2.3341	3.0966	6.1600	6.1600	6.1600
3	ค่าซื้อไฟฟ้า (บาท)	358,370	84,028	418,041	609,840	221,760	831,600
4	ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.2489	0.2489	0.2489	-	-	-
5	ค่า Ft (บาท)	89,198	20,914	104,050	-	-	-
6	ค่าซื้อสุทธิ (บาท)	447,568	104,942	522,091	609,840	221,760	831,600
7	อัตราค่าซื้อไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	-	-	<b>3.8673</b>	-	-	<b>6.1600</b>
8	ส่วนต่างของอัตราค่าไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)						<b>2.2926</b>
9	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นต่อเดือน (บาท)						<b>309,509</b>

จากตารางที่ 5.7 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องแบกรับค่าใช้จ่ายต่อเดือนเป็นเงิน 309,509 บาทต่อเดือนสำหรับผู้ผลิต Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW เพียงรายเดียว หากมีหลายรายจะยิ่งทำให้ค่าใช้จ่ายที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องแบกรับเพิ่มสูงขึ้นหลายเท่าตัว

ข้อมูลปัจจุบันจากฝ่ายนโยบายและเศรษฐกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ กุมภาพันธ์ 2559 มีผู้ผลิต Solar PV Rooftop ที่เชื่อมต่อและขายไฟให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้วจำนวน 882 ราย แบ่งเป็นประเภทที่อยู่อาศัยจำนวน 813 ราย ประเภทธุรกิจขนาดเล็กจำนวน 24 ราย และประเภทธุรกิจขนาดใหญ่/โรงงานจำนวน 45 ราย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับแบกรับภาระค่าใช้จ่ายจากโครงการ Solar PV Rooftop เฉลี่ยต่อเดือนเป็นเงิน 17 ล้านบาท และจะมีค่าใช้จ่ายสะสมต่อปีคิดเป็นเงินประมาณ 204 ล้านบาท

แต่เนื่องจาก ในการประชุมคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ครั้งที่ 16/2554 (ครั้งที่ 125) วันที่ 20 เม.ย. 2554 มีมติให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยคำนวณภาระค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐบาล โดยนำเงินส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) และที่ กฟผ. จ่ายให้กับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) มาคำนวณในสูตรค่า Ft ขายปลีก ซึ่งผลกระทบที่เกิดขึ้นจะถูกผลักไปให้ประชาชนทั้งประเทศเป็นผู้แบกรับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากนโยบายของภาครัฐ ส่งอาจจะส่งผลกระทบทำให้ค่า Ft ขายปลีกเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต และมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอีกตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015-2036) ซึ่งมีเป้าหมายให้มีกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ 6,000 MW ซึ่งปัจจุบันโครงการ

Solar PV Rooftop 200 MW การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบกรับภาระค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อเดือน 17 ล้านบาท เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หากเป็นไปตามแผน AEDP 2015 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจต้องแบกรับภาระค่าใช้จ่ายจากการรับซื้อในอัตรา FiT เฉลี่ยต่อเดือนมากกว่า 500 ล้านบาท ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและอาจส่งผลทำให้ค่า Ft ขยายปฏิกเพิ่มสูงมากยิ่งขึ้นในอนาคต ซึ่งค่า Ft ขยายปฏิกคำนวณได้ดังสมการที่ (5.5)

$$F_t = \frac{FAC + AF}{EU} \quad (5.5)$$

เมื่อ  $F_t$  คือ อัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขยายปฏิก ( $F_t$  ขยายปฏิก) มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วย  
 $FAC$  คือ ส่วนต่างระหว่างประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนและค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) กับค่าเชื้อเพลิงฯ ฐาน (BFC) ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็นบาท

$AF$  คือ ส่วนต่างของเงินค่า Ft จริง และเงินค่า Ft เรียกเก็บ สะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา มีหน่วยเป็น บาท

$EU$  คือ ประมาณการหน่วยขยายปฏิกที่ กฟน. กฟผ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า (ไม่รวมหน่วยที่ซื้อมาจาก VSPP มาขายปฏิก และหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 50 หน่วยต่อเดือน) และ กฟผ. ขายให้กับลูกค้าตรงในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย (kWh)

ซึ่งค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) ประกอบด้วย 2 ส่วนคือ 1) เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้า 2) เงินส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า ที่ กฟน. กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs) และที่ กฟผ. จ่ายให้กับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (Small Power Producers : SPPs) เป็นต้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐอื่นๆ

จากสมการที่ (5.5) หากค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในส่วนของเงินส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า ที่ กฟน. กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กมาก (VSPP) มากขึ้น จะส่งผลกระทบต่อ  $F_t$  ขยายปฏิกที่ กฟน. และ กฟผ. เรียกเก็บจากประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งอาจจะผลกระทบต่อรายจ่ายของประชาชนเนื่องจากต้องจ่ายค่าไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น

สำหรับแนวทางแก้ไขปัญหา ผู้ศึกษามีข้อเสนอแนะว่า กระทรวงพลังงานควรรับผิดชอบเงินส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งไม่ควรผลักภาระไปให้ประชาชนทั้งประเทศเป็นผู้รับผิดชอบจากโครงการที่สนับสนุนโดยรัฐบาล โดยอาจตั้งเป็นกองทุนส่งเสริมพลังงานทดแทนของประเทศ แล้วประมาณการกำลังผลิตจากพลังงานทดแทนทั้งหมดล่วงหน้าเป็นรายปี เพื่อตั้งงบประมาณประจำปีสำหรับกองทุนฯ ซึ่งกองทุนนี้ก็เป็นส่วนหนึ่งของการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งจะทำให้ประเทศไทยมีพลังงานไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอและยั่งยืน และช่วยลดปัญหาสภาวะโลกร้อนได้เป็นอย่างดี



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 6

### บทสรุปและข้อเสนอแนะ

#### 6.1 บทสรุป

การศึกษาผลกระทบต่อระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าที่แตกต่างกัน 4 ตำแหน่ง โดยควบคุม p.f. ที่ 0.9 lagging 0.9 leading และ 1 สามารถสรุปผลการศึกษาดังนี้

1. Solar PV Rooftop ช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้เพิ่มสูงขึ้น ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า (PCC)

2. ตำแหน่งติดตั้ง Solar PV Rooftop มีระยะทางไกลจากสถานีไฟฟ้ามากขึ้น ส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Losses) รวมในระบบจำหน่ายและค่ากระแสลัดวงจรมีค่าลดลง แต่ส่งผลทำให้ %THD<sub>v</sub> จะมีค่าเพิ่มสูงขึ้น

3. การควบคุม p.f. ในโหมด lagging ส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop และแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายมีค่าเพิ่มสูงขึ้น และทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Losses) รวมในระบบจำหน่ายมีค่าต่ำที่สุดอีกด้วย ซึ่งเป็นผลดีต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบจำหน่าย

4. การควบคุม p.f. ในโหมด leading ส่งผลทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัส Solar PV Rooftop และแรงดันไฟฟ้าที่ปลายสายมีค่าลดลง และลดลงมากที่สุดเมื่อควบคุม p.f. ที่ 0.9 leading ซึ่งมีระดับแรงดันไฟฟ้าเท่ากับระดับแรงดันก่อนเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่าย

5. การควบคุม p.f. ที่ 1 จะทำให้ %THD<sub>v</sub> มีค่าต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับ การควบคุม p.f. ในโหมด lagging และ leading

6. การควบคุม p.f. ไม่มีผลกระทบต่อค่ากระแสลัดวงจร

7. ที่ตำแหน่ง PCC 1 ซึ่งเป็นตำแหน่งที่มีการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจริง เมื่อควบคุม p.f. เป็น 1 ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Losses) ในระบบเพิ่มสูงขึ้น 0.31% ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อ ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Losses) ในภาพรวมของ กฟภ. ได้

8. ในการวางแผนและพิจารณารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิต Solar PV Rooftop ควรพิจารณาให้มีตำแหน่งติดตั้งหรือเชื่อมโยงระบบจำหน่ายในบริเวณปลายสายหรืออยู่ใกล้ศูนย์กลางของโหลดและควบคุม p.f. ในโหมด lagging เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Losses) ในระบบจำหน่าย

9. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแบกรับภาระเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ Solar PV Rooftop เฉลี่ยเดือนละ 17 ล้านบาท ซึ่งเงินส่วนเพิ่มนี้ถูกนำไปคิดคำนวณในค่าอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ขายปลีก เพื่อผลักดันให้ประชาชนเป็นผู้รับผิดชอบ ในอนาคตตามแผน AEDP 2015

เอกสารนี้จะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถึง 6,000 MW การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจต้องจ่ายเงินไม่ต่ำกว่าครึ่งโหล ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ส่วนเพิ่มจากอัตรา FIT ที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อเดือนมากกว่า 500 ล้านบาท ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และอาจทำให้ค่า Ft ขยับปฏิกเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต

## 6.2 ความพิเศษของงานวิจัย

1. งานวิจัยนี้ดำเนินการศึกษาภายใต้ระบบจริงที่มีการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับผู้ผลิต Solar PV Rooftop ขนาด 1 MW โดยใช้ข้อมูลจากระบบ SCADA และ GIS เพื่อนำมาสร้างโมเดลจำลองในโปรแกรม ทำให้ผลลัพธ์ที่ได้จากการ Simulation มีความเสมือนจริงมากที่สุด

2. ผลลัพธ์ที่ได้จากงานวิจัยนี้ สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการวางแผนและพิจารณา รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิต Solar PV Rooftop หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ที่จะเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอนาคต

## 6.3 ข้อเสนอแนะ

การศึกษาของงานวิจัยนี้ทำการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อเชื่อมต่อ Solar PV Rooftop เข้ามาในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในโปรแกรม DigSILENT เท่านั้น เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่มีความแม่นยำและมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ควรมีการเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า (PCC) ภายในระยะเวลา 14 วัน ตามมาตรฐาน เพื่อนำข้อมูลมาวิเคราะห์เปรียบเทียบกับผลลัพธ์ที่ได้จากการ Simulation สำหรับแนวทางแก้ไขปัญหาเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ผู้ศึกษามีข้อเสนอแนะว่า กระทรวงพลังงานควรรับผิดชอบเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งไม่ควรผลักภาระไปให้ประชาชนทั้งประเทศเป็นผู้รับผิดชอบจากโครงการที่สนับสนุนโดยรัฐบาล โดยอาจตั้งเป็นกองทุนส่งเสริมพลังงานทดแทนของประเทศ แล้วประมาณการกำลังผลิตจากพลังงานทดแทนทั้งหมดล่วงหน้าเป็นรายปีเพื่อตั้งงบประมาณประจำปีสำหรับกองทุนฯ ซึ่งกองทุนนี้ก็เป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งจะทำให้ประเทศไทยมีพลังงานไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอและยั่งยืน และช่วยลดปัญหาสถานะโลกร้อนได้เป็นอย่างดี

## เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. สารานุกรมพลังงานทดแทน Alternative Energy Encyclopedia. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ : โรงพิมพ์ตะวันออก, 2557.
- [2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. “แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542).” [Online]. Available : [www4.dede.go.th/dede](http://www4.dede.go.th/dede).
- [3] ศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. “เอกสารประกอบการอบรมหลักสูตร การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์สำหรับวิศวกรออกแบบระบบ.” 2558.
- [4] ดร.สุรวุฒิ ช่วงโชติ ศูนย์ความเป็นเลิศนาโนเทคโนโลยี (HyNAE) คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. “มารู้จักเซลล์แสงอาทิตย์กันเถอะ.” [Online]. Available : [www.kmutt.ac.th/hynae](http://www.kmutt.ac.th/hynae).
- [5] วรุษ แจ่มสว่าง. พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy). กรุงเทพฯ : สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2551.
- [6] ดร.สุรวุฒิ ช่วงโชติ ศูนย์ความเป็นเลิศนาโนเทคโนโลยี (HyNAE) คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. “เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารอินทรีย์.” [Online]. Available : [www.kmutt.ac.th/hynae](http://www.kmutt.ac.th/hynae).
- [7] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. “การใช้ประโยชน์เซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย.” [Online]. Available : [www4.dede.go.th/dede](http://www4.dede.go.th/dede).
- [8] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานแสงอาทิตย์.” มี.ค. 2557.
- [9] Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), Department of Energy Washington, DC. “Concentrating Solar Power Technology.” [Online]. Available : [www.eeremultimedia.energy.gov](http://www.eeremultimedia.energy.gov).
- [10] Cassie Werber. “The world’s largest concentrated solar power plant opens in the Moroccan desert.” [Online]. Available : [www.qz.com](http://www.qz.com), 10 ก.พ. 2559.
- [11] BrightSource Energy and Bechtel. “Ivanpah Solar Power Facility.” [Online]. Available : [www.wikipedia.org/wiki/Ivanpah\\_Solar\\_Power\\_Facility](http://www.wikipedia.org/wiki/Ivanpah_Solar_Power_Facility).
- [12] บริษัท ภูเก็ตเอ็นเนอร์จี้ จำกัด. “เครื่องทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Collector).” [Online]. Available : [www.phuketenergy.com/Solar](http://www.phuketenergy.com/Solar).
- [13] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. “รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2558 (Energy Statistics of Thailand 2015).” E-Book online 29 ต.ค. 2558. Available : [www.eppo.go.th](http://www.eppo.go.th).
- [14] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. “แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 (Alternative Energy Development Plan; AEDP 2015).” กันยายน 2558.
- [15] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2558-2579 (PDP 2015).” มิถุนายน 2558.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [16] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. “ประกาศเรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา.” 6 กันยายน 2556.
- [17] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. “นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff.” [Online]. Available : [www.eppo.go.th/power](http://www.eppo.go.th/power).
- [18] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า.” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551.
- [19] M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi and D. Sutanto. “Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems.” *IEEE Trans. Power Syst.*, VOL. 28, NO. 4, pp. 3874-3884, November 2013.
- [20] ศุภชัย ทักษะ และคณะ. “การศึกษาผลกระทบความเข้มแสงจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON35), หน้า 331-334, ฉบับที่ 1 ธันวาคม 2555.
- [21] M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi and D. Sutanto. “A SAX-Based Advanced Computational Tool for Assessment of Clustered Rooftop Solar PV Impacts on LV and MV Networks in Smart Grid.” *IEEE Trans. Smart Grid*, VOL. 4, NO. 1, pp. 557-585, March 2013.
- [22] M. Brandao, A. Panosyan and R. Walling. “Potential to Increase Rooftop Solar PV penetration in LV networks in Australia.” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*, November 2011.
- [23] Rung Punyachai, Weerakorn Ongsakul and Uwe Schmidt. “Impact of High Solar Rooftop PV Penetration on Voltage Profiles in Distribution Systems.” *International Conference and Utility Exhibition (ICUE 2014)*, March 2014.
- [24] Thomas Stetz, Frank Marten and Martin Braun. “Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany.” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, VOL. 4, NO. 2, April 2013.
- [25] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. “ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2555.
- [26] Raymond H. Stevens. “Power Flow Directions Definitions for Metering of Bidirectional Power.” *IEEE Trans. App. Syst.*, VOL. PAS-102, NO. 9, pp. 3018-3022, September 1983.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โหลดรายชั่วโมงของวันที่ 9 เม.ย. 2557 สถานีอุปถุภราชธานี 3 วงจรที่ 1 (UBC01)

Date	Time	UBC01VB-01								
		VAB(kV)	VBC(kV)	VCA(kV)	IA(A)	IB(A)	IC(A)	Q(Mvar)	P(MW)	PF(%)
9 Apr 2014	00.00	22.64	22.76	22.43	64	64	63	0.47	2.48	97.96
	01.00	22.67	22.73	22.43	56	58	57	0.38	2.22	97.96
	02.00	22.76	22.86	22.48	53	56	55	0.3	2.13	97.96
	03.00	22.78	22.85	22.54	50.99	52	52	0.3	2.05	97.96
	04.00	22.85	22.97	22.6	48.99	49.99	50.99	0.3	1.95	97.96
	05.00	22.49	22.64	22.24	45.99	49.99	48.99	0.21	1.86	97.96
	06.00	22.63	22.79	22.43	52	55	53	0.35	2.05	97.96
	07.00	22.84	22.94	22.66	52	55	53	0.35	2.11	97.96
	08.00	22.76	22.83	22.58	128.99	130.99	126.99	0.67	5.05	99.06
	09.00	22.5	22.58	22.32	177	180.99	173	1.38	6.81	99.06
	10.00	22.47	22.47	22.27	187.99	194.99	187.99	1.5	7.21	99.06
	11.00	22.59	22.58	22.39	199.99	204.99	198.99	1.7	7.74	99.06
	12.00	22.68	22.72	22.52	207	210	198.99	1.69	7.9	99.06
	13.00	22.56	22.61	22.44	206	213	201.99	1.7	7.86	99.06
	14.00	22.37	22.37	22.23	224	229	220	1.85	8.5	99.06
	15.00	22.56	22.58	22.44	221	224	218	1.85	8.43	99.06
	16.00	22.73	22.75	22.58	222	227	221	2.01	8.52	99.06
	17.00	22.78	22.83	22.65	191.99	194.99	187.99	1.62	7.38	99.06
	18.00	22.32	22.43	22.16	181.99	186.99	177	1.4	6.86	99.06
	19.00	22.79	22.88	22.47	114	118	112	1.83	4.14	92.84
	20.00	22.87	22.96	22.58	105	114	110	1.65	4.02	92.84
	21.00	22.95	23.04	22.64	92.99	98.99	95.99	1.23	3.58	95.03
	22.00	22.81	22.91	22.55	86.99	91.99	89.99	1.04	3.4	95.03
	23.00	22.85	22.99	22.61	75.99	78.99	77.99	0.73	2.96	95.03

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

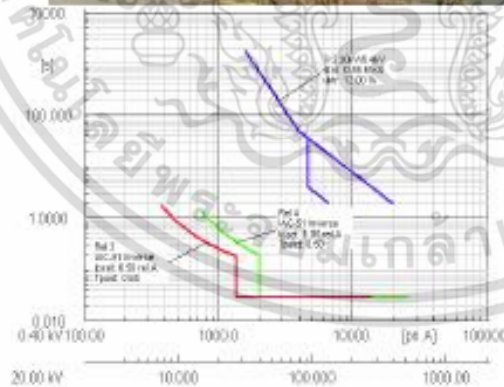


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



## รายงาน

# ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ปี 2555 (2012)



กองแผนงานระบบไฟฟ้า  
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า  
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ธันวาคม 2555

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## คำนำ

รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อรายงานค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน รวมทั้งค่า Thevenin Impedance ของสถานีไฟฟ้า กฟผ., กฟภ. และ ผู้ใช้ไฟ 115 เควี โดยสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น เป็นค่าที่ได้มาจาก กฟผ. ส่วนสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. และผู้ใช้ไฟ 115 เควี จะคำนวณค่ากระแสลัดวงจรโดยใช้โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า DigSILENT ในรายงานฉบับนี้ประกอบไปด้วยทฤษฎี และตัวอย่างการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร พร้อมทั้งการนำค่ากระแสลัดวงจรไปใช้งาน

ค่ากระแสลัดวงจรนี้สามารถนำไปใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้าสำหรับการวางแผน หรือการสั่งการจ่ายไฟ รวมทั้งเป็นข้อมูลที่จะให้หน่วยงานด้านวิศวกรรมป้องกันระบบนำไปใช้ในการกำหนดทิศทางอุปกรณ์ป้องกัน, Coordination และตั้งค่า อุปกรณ์ป้องกัน ค่ากระแสลัดวงจรนี้จะแม่นยำมากน้อยเพียงใดนั้น ขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT เช่น ระยะทางสายส่ง, ชนิดสายส่ง และพารามิเตอร์ของหม้อแปลง ดังนั้นหากผู้ใช้งานเห็นว่า ค่าดังกล่าวมีความผิดพลาด โปรดแจ้งให้ผู้จัดทำตามพื้นที่รับผิดชอบทราบด้วยจักเป็นพระคุณยิ่ง

คณะผู้จัดทำหวังเป็นอย่างยิ่งว่ารายงานฉบับนี้จะเป็นประโยชน์กับผู้ใช้งาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งวิศวกรด้านระบบจำหน่ายที่จะมีข้อมูลเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรในระบบจำหน่าย ต่อไป

คณะผู้จัดทำ

- |                              |             |
|------------------------------|-------------|
| 1. นางรัตติยา ทระชาติพัฒน์   | ทผ.вр.1     |
| 2. นางอศารัตน์ มีทราช        | ทผ.вр.2     |
| 3. นายภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย | ชผ.вр.1     |
| 4. นายเมตต์ ไซมงคล           | ชผ.вр.2     |
| 5. น.ส.พรทิพย์ ศรีมงคล       | วคก.4 มвр.1 |
| 6. น.ส.โรชา อุทัยพันธุ์      | วคก.4 มвр.2 |
| 7. นายพัฒนพันธ์ บุญทอง       | วคก.4 มвр.2 |

กองแผนงานระบบไฟฟ้า (กผพ.), ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า (ผวร.) โทร. 02-5905384, 02-5905386 โทรสาร 02-5905299

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด และ THEVENIN IMPEDANCE ในระบบ  
ไฟฟ้าเขต กฟผ.2

---

แผนวิเคราะห์ และวางแผนระบบไฟฟ้า 1, 2 ของแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า โทร 5384, 5386 โทรสาร 5299


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าในเขต กฟผ.2 (กฟผ.)

รายชื่อสถานีไฟฟ้า	BUS KV	หม้อแปลง MVA	3 P Fault kA	SLG Fault kA	R1 pu.	X1 pu.	R2 pu.	X2 pu.	R0 pu.	X0 pu.
1 วาฬน้ำรวบ	115		4.716	4.038	0.01827	0.10488	0.01821	0.10453	0.01781	0.15962
	22-TP1	50	6.675	8.953	0.02402	0.39244	0.02396	0.39209	0.00600	0.09321
2 ตระการพิชผล	115		2.251	2.084	0.03674	0.22003	0.03668	0.21969	0.01964	0.27706
	22-TP1	25	5.216	7.016	0.05278	0.50040	0.05272	0.50005	0.00649	0.11604
	22-TP2	25	5.216	7.016	0.05278	0.50040	0.05272	0.50005	0.00649	0.11604
3 เดชอุดม	115		2.769	2.318	0.03786	0.17731	0.03779	0.17696	0.03207	0.28642
	22-TP1	50	5.621	7.359	0.04361	0.46487	0.04355	0.46452	0.01080	0.13592
4 เขมราฐ	115		1.585	1.483	0.05157	0.31254	0.05151	0.31219	0.02151	0.38289
	22-TP1	25	4.398	5.858	0.06762	0.59291	0.06756	0.59256	0.00711	0.15100
	22-TP2	25	4.398	5.858	0.06762	0.59291	0.06756	0.59256	0.00711	0.15100
5 ราชโกล	115		2.334	2.010	0.05115	0.20896	0.05113	0.20890	0.02759	0.32024
	22-TP1	25	5.313	7.041	0.06720	0.48933	0.06718	0.48927	0.00912	0.13030
	22-TP2	25	5.313	7.041	0.06720	0.48933	0.06718	0.48927	0.00912	0.13030
6 เกษตรวิสัย	115		1.825	1.635	0.05917	0.26863	0.05923	0.26893	0.02832	0.37199
	22-TP1	50	4.687	6.127	0.06493	0.55619	0.06499	0.55649	0.00954	0.16475
	22-TP2	50	4.687	6.127	0.06493	0.55619	0.06499	0.55649	0.00954	0.16475
7 บรชัย	115		1.635	1.222	0.06770	0.29951	0.06774	0.29980	0.06130	0.61711
	22-TP1	50	4.436	5.499	0.07345	0.58707	0.07349	0.58736	0.02065	0.24732
8 ชูพันธ์	115		1.345	1.181	0.07933	0.36488	0.07926	0.36453	0.05163	0.52868
	22-TP1	50	3.989	5.134	0.08508	0.65244	0.08501	0.65210	0.01739	0.21753
9 อู่ปลาวงมาณี 3 (ชั่วคราว)	115		4.000	3.135	0.02129	0.12370	0.02122	0.12356	0.02607	0.22849
	22-TP1	25	6.367	8.369	0.02704	0.41126	0.02698	0.41092	0.00878	0.11641
10 มหาสารคาม 2 (ชั่วคราว)	115		6.041	4.592	0.01935	0.08082	0.01941	0.08106	0.02341	0.16018
	22-TP1	25	7.231	9.794	0.03540	0.36119	0.03546	0.36143	0.00773	0.07742
11 เสดภูมิ	115		2.785	1.918	0.03845	0.17610	0.03849	0.17639	0.05166	0.42201
	22-TP1	50	5.634	7.066	0.04420	0.46367	0.04424	0.46395	0.01740	0.18160
12 เชียงชื่น	115		2.468	1.394	0.03562	0.20024	0.03564	0.20038	0.12191	0.66219
	22-TP1	50	4.862	3.878	0.04561	0.53780	0.04563	0.53795	0.01903	0.95122

แผนภูมิคราะห์ และวางแผนระบบไฟฟ้า 1, 2 กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า โทร 5384, 5386 โทรสาร 5299

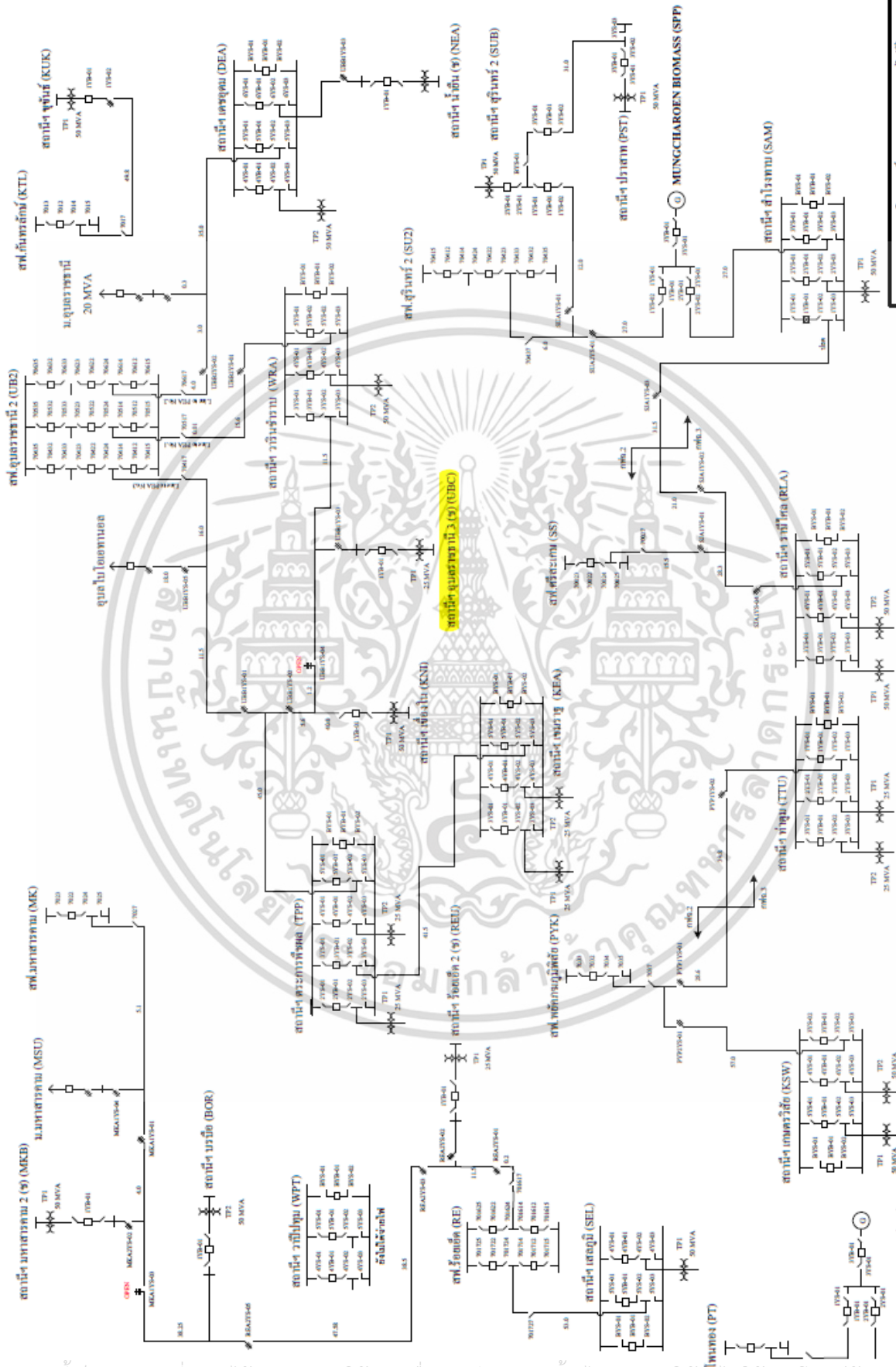
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ค  
แผนผังการจ่ายไฟระบบ 115 kV ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค  
เขต 2 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผังที่ 6



ผู้จัดทำ:	SMC-NE2-1/1
ผู้ตรวจสอบ:	SS UB2 KTL RE MK PYK
วันที่:	31.12.2557
โครงการวิเคราะห์วางแผนระบบไฟฟ้า	
แผนผังการเชื่อมต่อระบบ 115 KV	
PEA NE2 Switching Diagram	

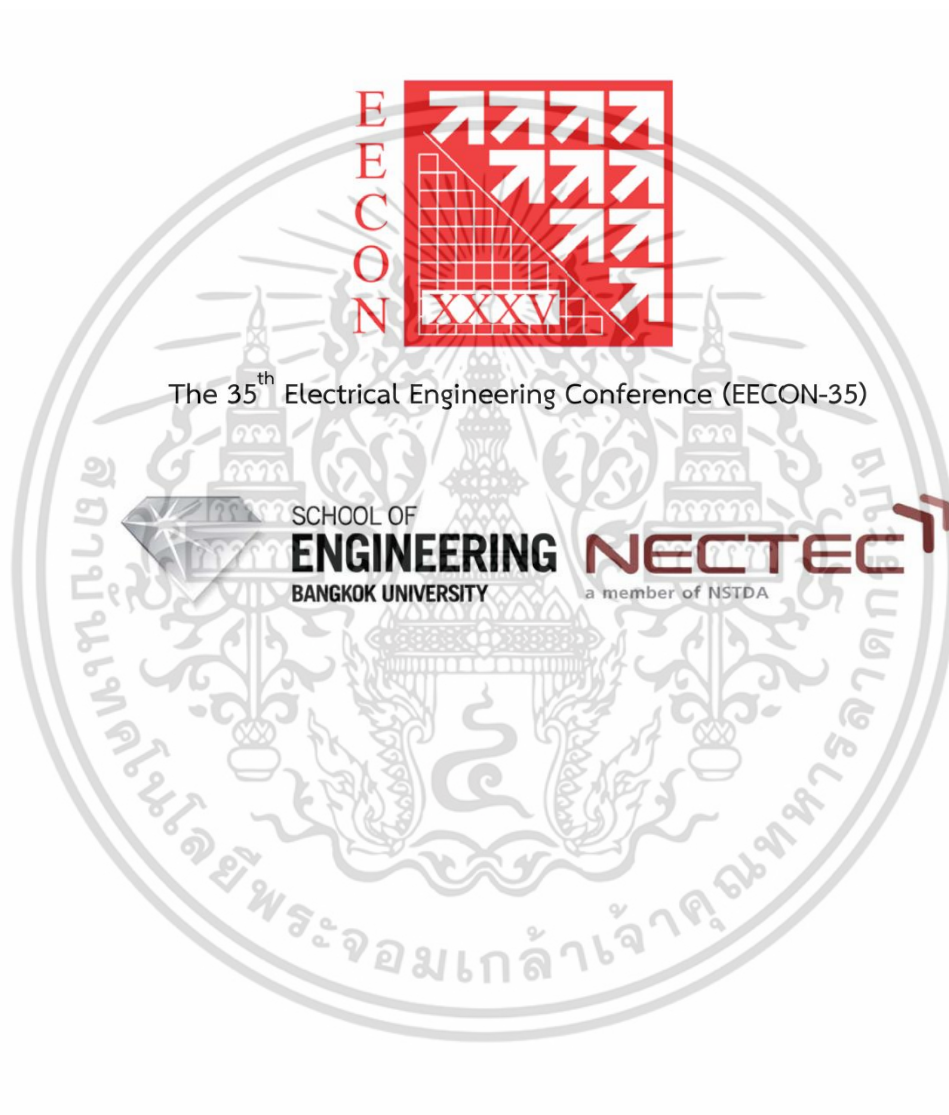
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น ยกเว้นที่เห็นได้ชัดแต่โดยเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการแก้ไข



ภาคผนวก ง

ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การวิเคราะห์และตรวจจัดการเกิดดิสร่างบางส่วนด้วยวิธีการตรวจจับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าย่านความถี่สูง

The Novel-Design Method and Implementation on PD Measurement Using the LPDA Ultra High Frequency Technique

สุวัชร ฐนินทรานุโกตร สักคัมภล สีลาจินดาไกรฤกษ์ เซวี่ ชมภูอินโทว ชาย ชมภูอินโทว  
 ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
 ถนนลาดกองกรุง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520 โทรศัพท์: 0-2326-9902 E-mail: su.wapat@hotmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการออกแบบและสร้างอุปกรณ์การตรวจจับดิสร่างบางส่วนโดยใช้เทคนิคการตรวจจับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าย่านความถี่สูง ซึ่งเป็นวิธีสมัยใหม่ที่มีความสะดวกในการนำไปใช้ตรวจจับในวัตถุทดสอบ โดยออกแบบสร้างสายอากาศสี่เหลี่ยมไดโพลโลตารี (LPDA) (1) เพื่อตรวจจับดิสร่างบางส่วนแล้ววิเคราะห์ผลการทดสอบโดยเปรียบเทียบกับวิธีการทดสอบแบบดั้งเดิม (Conventional Method) และสายอากาศดิสก์โมโนโพล (DM)(2) ที่มีอยู่แล้วในห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูง พบว่าผลการทดสอบที่ได้ให้ผลเช่นเดียวกับวิธีแบบดั้งเดิม ซึ่งจุดเด่นของการวัดโดยใช้สายอากาศสี่เหลี่ยมไดโพลโลตารีนั้นสามารถตรวจจับดิสร่างบางส่วนในสภาวะที่มีสัญญาณรบกวนสูงได้ และสามารถเคลื่อนย้ายแล้วติดตั้งเพื่อใช้ในการตรวจจับได้อย่างรวดเร็ว ไม่ยุ่งยากรวมทั้งสิ้นทุนในการผลิตต่ำ

คำสำคัญ: ดิสร่างบางส่วน, สี่เหลี่ยมไดโพลโลตารี, ดิสก์โมโนโพล

Abstract

This article proposes the design and implementation of the newly-designed prototype of the Partial Discharge (PD) detector using the ultra-high frequency (UHF) technique. The Log-Periodic Dipole Array (LPDA) method is used in this design. The easy-to-find and low-cost equipment were used in the implementation process to build the prototype. The experimental by comparing the detecting performances of the proposed prototype with the other two methods – the conventional method and the disc monopole (DM) technique using the conventional UHF method detected simultaneously. The experimental results clearly state that the proposed prototype of the LPDA-type PD detector has the ability to detect the PD signal from all kind of different PD sources in the laboratory even in the case of heavy background noise. The advantage of using the prototype of the LPDA-type is portable and installed to detect quickly, simply and with low operating costs.

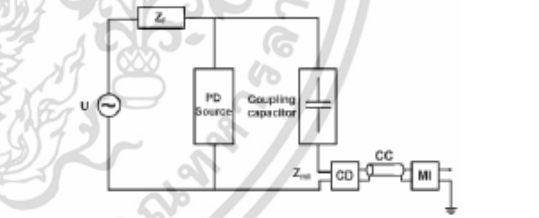
Keyword: Partial discharge, Log-Periodic Dipole Array, Disc monopole

1. บทนำ

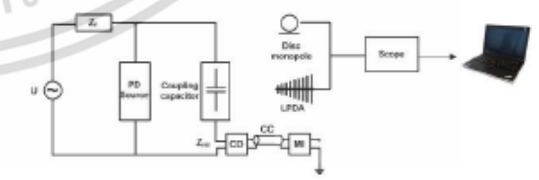
ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นความน่าเชื่อถือของระบบเป็นสิ่งที่สำคัญอย่างมาก ความเสียหายของระบบที่เกิดจากความล้มเหลวของระบบการฉนวนที่มาจากกรอกแบบระบบการฉนวนที่ไม่ได้คุณภาพหรือความบกพร่องในกระบวนการผลิต ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดดิสร่างบางส่วนภายในเมื่อฉนวน แล้วนำไปสู่การเสียหายที่สมบูรณ์(3) ดังนั้นจำเป็นที่จะต้องมีการตรวจจับดิสร่างบางส่วนในอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง โดยการตรวจจับดิสร่างบางส่วนจะใช้จรรยาบรรณมาตรฐาน IEC 60270(4) ซึ่งเป็นการวัดแบบดั้งเดิมที่จำเป็นต้องทดลองในห้องทดลอง ไม่สามารถตรวจจับ PD ในขณะที่อุปกรณ์กำลังทำงานได้ ดังนั้นจึงมีการนำเสนอการตรวจจับดิสร่างบางส่วนโดยใช้เทคนิคการตรวจจับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า ซึ่งมีข้อดีคือ สามารถเคลื่อนย้ายได้ รองรับการทำงานแบบ online network ได้ และต้นทุนในการผลิตต่ำ ซึ่งทำให้การตรวจจับ PD นั้นมีความทันสมัยและมีความคล่องตัวมากยิ่งขึ้น

2. ทฤษฎีและหลักการการตรวจวัดดิสร่างบางส่วน

วงจรพื้นฐานในการตรวจวัดดิสร่างบางส่วน



(ก) วงจรทดสอบแบบ Conventional method



(ข) วงจรทดสอบของสายอากาศ LPDA และ DM

รูปที่ 1 วงจรทดสอบแบบดั้งเดิมและแบบใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า

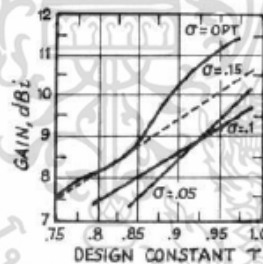
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การตรวจจับคิซาร์บางส่วนในรูปที่ 1 โดยใช้เทคนิคการตรวจจับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าความถี่สูง (DM และ LPDA) เป็นวิธีการตรวจจับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า ที่แพร่ออกมาขณะเกิด PD ภายในเนื้อฉนวนของอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง เป็นการตรวจสอบหาความบกพร่องขณะที่กำลังเกิดคิซาร์ขึ้นภายในเนื้อฉนวน ข้อได้เปรียบของวิธีนี้เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการวัดแบบดั้งเดิม (Conventional method) คือ ช่วยลดผลของสัญญาณรบกวนที่อยู่ในย่านความถี่ต่ำ สามารถควบคุมการทำงานจากระยะทางไกลทำให้มีความปลอดภัยสูง ต้นทุนในการผลิตต่ำ และสามารถตรวจจับได้ในขณะที่ online network ซึ่งจะทำให้การตรวจจับ PD มีความสะดวกสบายและทันสมัยมากขึ้น และยังสามารถนำไปประยุกต์ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ เช่น GIS, Cable, Switch Gear, Power Transformer [5]

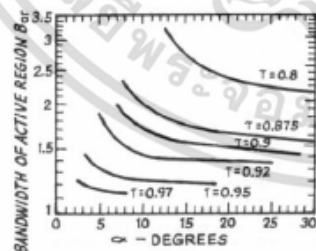
3. การออกแบบสายอากาศ LPDA

ช่วงที่เลือกใช้ในการออกแบบเพื่อตรวจจับ PD จะเลือกใช้ความถี่ในช่วง 75 MHz - 300 MHz โดยการออกแบบจะมีขั้นตอนดังนี้

1. เลือกช่วงความถี่  $f_{max}$  -  $f_{min}$  เพื่อหาขนาดของแบนด์วิธ (B) กำหนด  $f_{min} = 75$  MHz,  $f_{max} = 300$  MHz
2. เลือกค่าพารามิเตอร์ในการออกแบบ Design constant ( $\tau$ ) และค่า Relative spacing constant ( $\sigma$ ) มาได้จากรูปที่ 2



รูปที่ 2 กราฟความสัมพันธ์ของ  $\tau$  กับค่า Gain, dBi ที่  $\sigma$  ต่างกัน



รูปที่ 3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ของมุม  $\alpha$  กับ  $\beta_{\sigma}$  ที่  $\tau$  ต่างกัน

โดย คำนึงถ่วงจะเลือกดังนี้

$$0.8 \leq \tau \leq 0.98$$

$$0.5 \leq \sigma \leq \sigma_{opt}$$

$$\sigma_{opt} = 0.258\tau - 0.066$$

3. หาค่า Bandwidth of the active group ( $\beta_{\sigma}$ ) จากรูปที่ 3
4. หาค่า The apex half angle ( $\alpha$ ) จากสมการ

$$\cot \alpha = \frac{4\sigma}{(1-\tau)} \tag{2}$$

5. หาค่าของ Structure Bandwidth ( $\beta_s$ )

$$\beta_s = \beta \times \beta_{\sigma} \tag{3}$$

6. หาความยาวของ Boom ( $L$ )

$$L = \left[ \frac{1}{4} \left( 1 - \frac{1}{\beta_s} \right) \cot \alpha \right] \lambda_{max} \tag{4}$$

7. หาจำนวนของ Element

$$N = 1 + \frac{\log(\beta_s)}{\log\left(\frac{1}{\tau}\right)} \tag{5}$$

8. หาความยาวของ Element ที่ยาวที่สุด

$$l_1 = \frac{492}{f_{min}} \tag{6}$$

9. หาความยาวของแต่ละ Element

$$\tau = \frac{l_n}{l_{n-1}} \tag{7}$$

เมื่อ  $l_n$  คือ ความยาวของ Element ที่สั้นที่สุด

10. หาระยะห่างของ Element ที่ 1 กับ Element ที่ 2

$$d_{1 \leftrightarrow 2} = \frac{1}{2} (l_1 - l_2) \cot \alpha \tag{8}$$

11. หาระยะห่างของแต่ละ Element

$$\tau = \frac{d_{n,n-1}}{d_{n-2,n-1}} \tag{9}$$

จากการออกแบบจะมีส่วนประกอบของสายอากาศแต่ละส่วนมีขนาดดังตารางที่ 1 โดยกำหนดค่าของ  $\tau = 0.92$ ,  $\sigma = 0.05$ ,  $L = 6.83$  ฟุต ตารางที่ 1 ส่วนประกอบของสายอากาศ LPDA

Items	$\phi$ (inch)	ความยาวของท่ออูมิเนียม (ft)
แกนกลาง	1	6.83 x 2
กิ่งสายอากาศ	5/8	$L_1=13.12, L_2=12.07, L_3=11.11$
	1/2	$L_4=10.22, L_5=9.39, L_6=8.65, L_7=7.95, L_8=7.32, L_9=6.73, L_{10}=6.19$
	3/8	$L_{11}=5.69, L_{12}=5.24, L_{13}=4.82, L_{14}=4.43$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

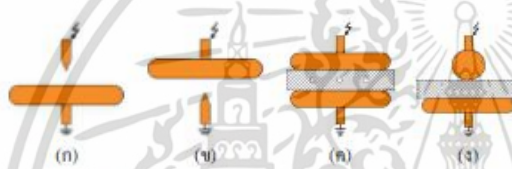
จากข้อมูลข้างต้นสามารถแสดงให้เห็นสายอากาศ LPDA ได้ดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 สายอากาศ LPDA ที่ออกแบบด้วยโปรแกรม AutoCAD

4. ผลการทดลอง

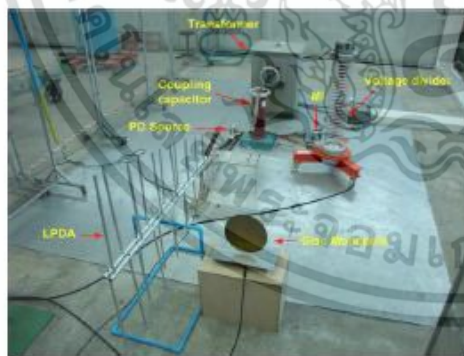
งานวิจัยนี้เป็นการตรวจจับ PD โดยตรวจจับด้วยวิธีแบบ คั้งเดิม ตรวจจับด้วยสายอากาศ LPDA และตรวจจับด้วยสายอากาศ DM ซึ่งมีวงจรการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 60270 และมี PD source 4 แบบ คือ (ก) HV-electrode corona discharge, (ข) Ground-electrode corona discharge, (ค) Internal discharge, (4) Surface discharge



รูปที่ 5 รูปแบบของแหล่งกำเนิด PD ที่ใช้ในการทดสอบ

4.1 วิธีการทดสอบ

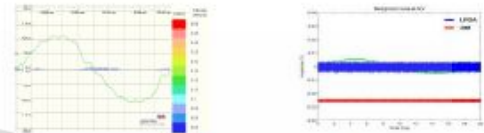
การทดสอบการตรวจจับ PD จะใช้วงจรตามมาตรฐาน IEC 60270 ซึ่งเป็นวิธีการตรวจจับแบบคั้งเดิม ทำการตรวจจับ PD ไปพร้อมๆ กับวิธี UHF Method ซึ่งใช้สายอากาศ LPDA และ DM ดังรูปที่ 6



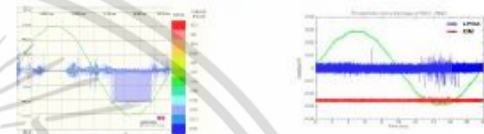
รูปที่ 6 การวัด PD ด้วยสายอากาศ LPDA และ DM

4.2 ผลของการตรวจจับ PD ด้วยสายอากาศ LPDA เปรียบเทียบกับแบบคั้งเดิมและสายอากาศ DM

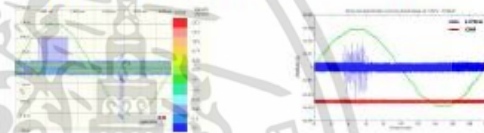
การตรวจจับ PD ด้วยวิธี UHF method จะทำการตรวจจับโดย ติดคั้งสายอากาศ LPDA และสายอากาศ DM ให้มีระยะห่างจาก PD source 1.5 เมตร โดยผลการทดสอบจะแสดงให้เห็น 2 ส่วนคือ ผลที่ได้ จากวิธีการวัดแบบคั้งเดิม และการวัดด้วยสายอากาศ LPDA และ DM โดยจะแสดงในรูปที่ 7-11



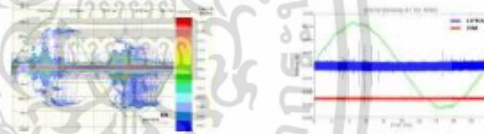
รูปที่ 7 Background noise



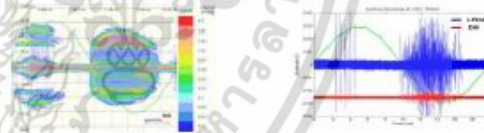
รูปที่ 8 High Voltage-electrode corona discharge at 10kV, 151.4pC



รูปที่ 9 Grounded-electrode corona discharge at 10kV, 1.767nC



รูปที่ 10 Internal discharge at 11.16kV, 487.9pC



รูปที่ 11 Surface discharge at 10kV, 491.9pC

จากผลการทดลอง ทงข้างมือแสดงการตรวจจับ PD ด้วยวิธี แบบคั้งเดิม ทางขวามือเป็นการตรวจจับแบบ UHF method โดยใช้ สายอากาศ LPDA ที่ออกแบบสร้างขึ้นและสายอากาศ DM โดยตรวจจับ PD พร้อมกัน

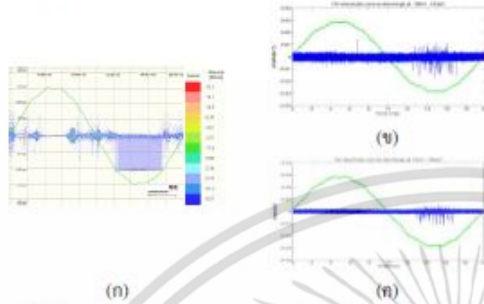
ผลการเปรียบเทียบพบว่า สายอากาศ LPDA สามารถตรวจจับ PD ได้และมีตำแหน่งที่เกิด PD เหมือนกับการตรวจจับด้วยวิธีแบบ คั้งเดิม และสายอากาศ LPDA สามารถตรวจจับ PD ได้ชัดเจนกว่า สายอากาศ DM

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

#### 4.3 ผลการตรวจจับ PD จากลักษณะการติดตั้งสายอากาศ

##### LPDA

การตรวจจับ PD โดยการติดตั้งสายอากาศ LPDA ในลักษณะ อลิเมนต์ตั้งฉากกับพื้นโลกและอลิเมนต์ขนานกับพื้นโลก ผลการทดลอง แสดงดังรูปที่ 12

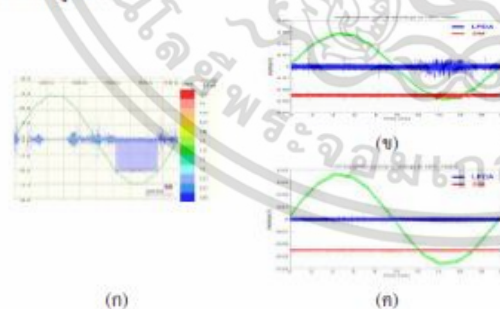


รูปที่ 12 HV-electrode corona discharge ลักษณะการติดตั้งสายอากาศ LPDA ที่แตกต่างกัน (ก) Conventional method, (ข) ผลจากอลิเมนต์ที่ตั้งฉากกับพื้นโลก, (ค) ผลจากอลิเมนต์ขนานกับพื้นโลก

จากการทดลองเปรียบเทียบผลการตรวจจับ PD โดยลักษณะการติดตั้งสายอากาศ LPDA ที่แตกต่างกันดังแสดงใน รูปที่ 12 จะพบว่า การติดตั้งสายอากาศทั้ง 2 แบบ สามารถตรวจจับ PD ได้เหมือนกันและ ลักษณะตำแหน่งมุมเฟสที่เกิด PD เดียวกัน

#### 4.4 ผลการตรวจจับ PD โดยติดตั้งสายอากาศ LPDA และ DM ที่ระยะต่างๆ

การตรวจจับ PD โดยการติดตั้งสายอากาศที่ระยะต่างๆเพื่อ เปรียบเทียบประสิทธิภาพการตรวจจับ PD ระหว่างสายอากาศ LPDA และ DM โดยติดตั้งสายอากาศห่างจาก PD source เป็นระยะทาง 1.5 เมตร และ 8 เมตร ซึ่งทดสอบกับ PD source ทั้ง 4 แบบ โดยผลการทดสอบ แสดงดังรูปที่ 13



รูปที่ 13 HV-electrode corona dischargeลักษณะการติดตั้งสายอากาศ LPDA ที่แตกต่างกัน (ก) Conventional method, (ข) ที่ระยะ 1.5 เมตร, (ค) ที่ระยะ 8 เมตร

จากการตรวจจับ PD โดยติดตั้งสายอากาศในระยะต่างๆ ผลที่ ได้คือในระยะ 1.5 เมตร สายอากาศ LPDA สามารถตรวจจับ PD ได้ดีกว่า สายอากาศ DM และในระยะ 8 เมตร สายอากาศ LPDA ก็ยังสามารถ ตรวจจับ PD ได้ในขณะที่สายอากาศ DM ไม่สามารถตรวจจับ PD ได้ จึง สรุปได้ว่า สายอากาศ LPDA มีประสิทธิภาพในการตรวจจับ PD สูงกว่า สายอากาศ DM อย่างเห็นได้ชัด


#### 5. บทสรุป

จากการทดลองตรวจจับ PD ด้วยวิธี UHF method โดยใช้ สายอากาศ LPDA ที่ได้ทำการออกแบบไว้ สามารถตรวจจับ PD ได้ จริง เมื่อนำไปเปรียบเทียบกับกรตรวจจับแบบดั้งเดิมตามมาตรฐาน IEC 60270 และเปรียบเทียบกับสายอากาศ DM ที่มีอยู่แล้วใน ห้องปฏิบัติการ ไฟฟ้าแรงสูงจะพบว่า สายอากาศ LPDA สามารถตรวจจับ PD ได้และมีตำแหน่งมุมที่เกิด PD เหมือนกับการตรวจจับด้วยวิธีแบบ ดั้งเดิม สามารถตรวจจับ PD ได้ผลที่ชัดเจนและตรวจจับได้ในระยะที่ โดดกว่าสายอากาศ DM

จุดเด่นที่ดีกว่าการตรวจจับ PD แบบวิธีอื่น คือสามารถ ตรวจจับ PD ในสภาวะปกติที่มีสัญญาณรบกวนภายนอกสูง ใน ขณะเดียวกันสามารถตรวจจับแบบ online network ได้ลดปัญหา สัญญาณรบกวนที่ทำให้การตรวจจับ PD ผิดพลาด มีความปลอดภัยกว่า การตรวจจับแบบดั้งเดิม ทั้งนี้ยังง่ายต่อการออกแบบรวมถึงต้นทุนในการผลิตที่ต่ำ ทั้งนี้การพัฒนาในอนาคตคาดว่าอุปกรณ์ตรวจจับจะมีขนาด ที่เล็กลงทำให้การตรวจจับ PD มีความคล่องตัวมากยิ่งขึ้น


#### 6. เอกสารอ้างอิง

- [1] THE LOG-PERIODIC DIPOLE ARRAY: "Log-periodic dipole array basic theory and Design procedure", <http://www.salsburg.com/Log-Periodic.pdf>, pp.1-8
- [2] วิชาเอกอุถึงหม้อย, สราวุธ แก้วมณี, สุภร เป็นมันคง, และ อำนวย ทองศรี, "การวัดคิซาร์จบางส่วนด้วยสายอากาศยูเอชเอฟ", (2550),ปริชญานันทน์วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- [3] สรรวย สังข์สะอาด, วิศวกรรมไฟฟ้าแรงสูง, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547
- [4] IEC-60270:2000, "High-Voltage test techniques-Partial discharge Measurement"
- [5] CIGRE, C.Neumann, B. Krampe, R. Feger, K. Feser, M. Knapp, A. Breuer, V. Rees, "PD Measurements on GIS of different designs by non-conventional UHF sensors", (2000).



# ICEE 2015

5 - 9 July 2015  
Hong Kong



**HKIE**  
HKIE

**SEEE**  
CSEE

**IEEJ**

**KIEE**

**ORGANISED BY**  
The Hong Kong Institution of Engineers (HKIE)

**CO-ORGANISED BY**  
The Chinese Society for Electrical Engineering (CSEE)  
The Institute of Electrical Engineers of Japan (IEEJ)  
The Korean Institute of Electrical Engineers (KIEE)

**SPONSORED BY**  
CLP Power Hong Kong Limited  
The Hongkong Electric Co Ltd  
The MTR Corporation Limited

**CLP 中電**

**港燈 HK Electric**

**MTR**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## Grid Impact Studies on the Integration of a New Renewable Energy VSPP to the Local Provincial Electricity Authority (PEA) Network in Thailand

THANINTHRANUKOTE Suwapat, LEELAJINDAKRAIRERK Monthon,  
CHOMPOO-INWAI Chai, POTIVEJAKUL Siriwat and CHOMPOO-INWAI Chow

Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,  
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang,  
Ladkrabang, Bangkok, THAILAND, 10520  
[chompoo@gmail.com](mailto:chompoo@gmail.com) [suwapat@hotmail.com](mailto:suwapat@hotmail.com)

### Abstract

The amount of a small solar rooftop site, also called a very small power producer (VSPP: less than 1 megawatt), in Thailand has been constantly increased, especially, during the past three years according to the very encouraging policy from Thailand's ministry of Energy through the latest version of power development plan (Thailand's PDP-2012-Rev3). The interconnection regulation for solar photovoltaic (PV) rooftop has been urgently set since December 2012. Around 200 megawatts of power purchase agreement (PPA) licenses have been issued but only about 50 megawatts have already been installed. It certainly is required for detailed analysis about the impact of solar PV rooftop on system security and operations. Unfortunately, finding of such studies from local Thailand's researchers are very rare and limit. This research paper is mainly focusing on impact studies in many aspects related to when a solar PV rooftop type VSPP installed to the local PEA network. A DigSILENT power factory program was utilized as a core analyzing tool to simulate, demonstrate and analyze many of the power system impact factors. The case study assumes to connect one megawatt solar PV rooftop to one of the local PEA network named Ubonratchathani#3 at the first feeder (UBC01). In recent year, the peak demand for this feeder from the load profile is equal to 8.52 megawatt on April 9, 2014. A matrix of two different variables in the simulated system configurations concentrates on four different locations of installation and three different types of inverter reactive power control strategies which are 0.9 lagging, 0.9 leading and Unity power factor. The outcomes from this study are on voltage levels at various buses (at point of common connection: PCC and the end of line: EOL) compared to PEA's voltage regulations, percentages of total voltage harmonic distortion (THDv), short circuit current analysis, system total losses (kWh) and technical losses (kWh) in the distribution system. The simulation study results from this matrix configurations clearly illustrates that the optimum location for a solar PV rooftop VSPP installation is when it is installed adjacent to the highest load bus. The best control strategy in this case is found to be 0.9 lagging p.f. control as the total loss is minimal. The PCC bus

voltage level, system total losses and short circuit current in kiloamps (kA) will be reversed proportional to the installing distance from the main Sub-station bus. The EOL bus voltage level and the percentage of THDv will be higher and direct proportional to the installing distance. Conclusions, these impact study results will be highly beneficial to Thailand's future to come power system planning and reliability, especially for many others renewable VSPPs which will be plugged into PEA network later.

### Keywords

very small power producer, VSPP, solar PV rooftop, DigSILENT, Power system planning

### 1. INTRODUCTION

At the present, electricity demand in Thailand has a tendency to annually increase around 813 MW (approximately 3.25%) on average [Ministry of Energy Thailand, 2012]. Thai government has launched the Alternative Energy Development Plan (AEDP 2012-2121) which states that at least 25% of Thailand's electricity demand must come from all the renewable energy power plants combined. The example for one of the strategic policies in that AEDP is that, in year 2013, 200 MW of the power purchase agreements for solar rooftop had been issued. The incentive for such a policy is set to be Feed-in Tariff at the rate of approximate 6 Thai Baht (THB) per kilowatt-hour. Around 80 MW from those 200 MW licenses must be installed in the Metropolitan area under the supervision from Metropolitan Electricity Authority (MEA). The rest 120 MW shall be installed in the rural and suburb areas under the supervision from the Provincial Electricity Authority (PEA). This paper will be focusing only on the grid impact studies on the integration of a new very small power plant (VSPP: less than 10 MW of installed capacity) connected to PEA grid network.

In general, connecting the solar PV rooftop system to the PEA grid could be done in two voltage levels: low voltage (220/380 V) or medium voltage (22/33 kV) depending on the installed capacity. Two main concerns from PEA point of views usually are (1) the overvoltage problems at each point of common

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

coupling (PCC) [M.J.E. Alam et al, 2013] and (2) losses in PEA transmission line system [M.J.E. Alam et al, 2013]. Typically, the overvoltage at PCC problem is found in the low voltage system. Three factors that really cause PCC overvoltage problems normally are line impedance, load and power factor control strategy [Rung Punyachai et al, 2014]. Many research results confirm that the power factor control or reactive power control is one of the best strategies to limit the PCC voltage not to be too high [Thomas Stetz et al, 2013]. For the medium-voltage connection of the Solar PV rooftop system, the reverse power flow problem may occur when the power generation is higher than the certain time of electricity demands. As a result, the protection scheme of the main feeders or distribution system must be recalculated [M. Brandao et al, 2011].

This paper mainly presents the impact study results when a one-megawatt solar PV rooftop system is connected to the local PEA network at the medium voltage level (PEA 22kV transmission line). The connection point is assumed to be at the PEA substation named Ubonratchathani#3 (UBC) at the first feeder (UBC01). Assumption is set such that the Solar PV Rooftop generated power of 1 MW at the same time (08.00 a.m.-04.00 p.m.) for study affects the worst cases scenario. The study is focusing on system impacts in many aspects. The analysis is based on actual data from the PEA SCADA system and PEA Geographic Information System (GIS) to create the model and analyze the impacts on the DIgSILENT program. These settings will be subject to the terms of the PEA Guideline for Grid Interconnection 2008 [PEA, 2008].

## 2. METHODOLOGY AND NETWORK MODEL

This section explains how to create a network model for DIgSILENT simulation and where all four locations of PCC1 to PCC4 in such a network are. The inverter control strategies and the load configurations are also mentioned in this section.

### 2.1 Network Model

In this paper, actual data from PEA substation had been used to create a network model for simulation in DIgSILENT program. A PV rooftop system sizing of 1 MWp is connected to the local PEA network at F1 (UBC01) of the UBC substation. The overall connected load at this feeder is equal to 72 buses. Fig.1 below illustrates the single line diagram of such a network model used in this paper.

It can be seen from Fig.1 that the solar PV rooftop system studied in this paper is connected to the grid via PCC1. PCC1 is set to be the common connection point to PEA grid (COD date was set to be late 2014) with the distance from UBC substation approximately 260 meters. Such a system was connected to the grid at the voltage level at 22 kV PEA transmission system

through two units of 500 kW inverters and a 1,000 kVA 400/230-22kV, Dyn11 transformer. The model feeder UBC01 data and parameters are from PEA main library SCADA and GIS systems. All of the aforementioned parameters can be seen in Table 1.

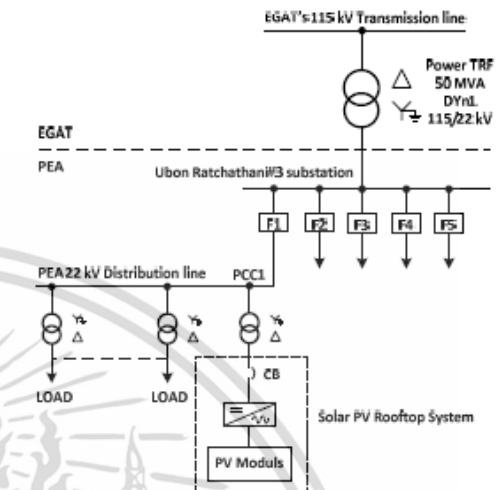


Fig. 1 Single line diagram of the network model in this paper

Table 1 Network model parameters set at the UBC01

Parameters	Power transformer
Rating	50 MVA
Voltage level	115 kV/22 kV
Vector group	Dyn11
3 phase short circuit current	7.18 (kA)
$R_1$	1.31 ( $\Omega$ )
$X_1$	6.00 ( $\Omega$ )
$R_2$	1.35 ( $\Omega$ )
$X_2$	6.05 ( $\Omega$ )
$R_0$	1.70 ( $\Omega$ )
$X_0$	12.59 ( $\Omega$ )

### 2.2 Reactive power control strategies

The reactive power control in any general PV rooftop system can be done via power factor control setting of the inverters used considering the inverter mode of operation as a generator. The power flow directions [Raymond H. Stevens, 1983] of the electricity generated from the PV system in this study is set as in Fig.2.

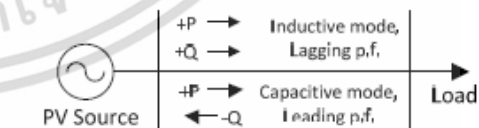


Fig. 2 The direction of power flow is used as reference in the analysis

The inverter control strategies in this study were varied from 0.9 lagging, 0.9 leading and unity power factor according to PEA new regulation for interconnection year 2008 [PEA, 2008]. The inverter parameters used in this study can be seen in Table 2.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 2 Parameters of the inverter used in this research

Descriptions	Inverter Setting Parameters
Photovoltaic power (DC input)	621 kWp
Nominal output power (AC)	540 kWp
Output voltage	300 V
Frequency	50 Hz
Power factor	0.9 lagging, unity, 0.9 leading

### 2.3 Load Profile

We choose to use the PEA actual load profile of April 9, 2014 at the UBC01 as on that day; the peak demand on this feeder was recorded to be highest at 8.52 MW (4:00 p.m.). From this selection, the most severe case in any circumstances will be achieved in this study. Another assumption is made here i.e. we assume that the solar PV rooftop system can generate maximum power at 1 MW from 8:00 a.m. to 4:00 p.m. The load profile of the electricity demand on April 9, 2014 is illustrated as in Fig.3.

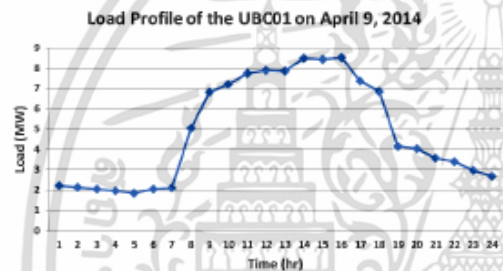


Fig. 3 Load profile of the UBC01

### 2.4 Points of Common Coupling (PCC) to PEA Grid

Four points of common coupling (PCCs) have been set for simulation in this paper which are PCC1, PCC2, PCC3 and PCC4. The separation between the four is based on the distance differences from the substation of the certain point. The feeder models for all four PCCs are shown in Fig.4. It should be noted here that PCC3 and PCC4 are the major areas of the electricity demand. The end of line (EOL) in this study is set to be a bit outside of the PCC4 at the distance around 6.08 km from UBC01. The exact distances from feeder UBC01 for all PCCs can be seen from Table 3.

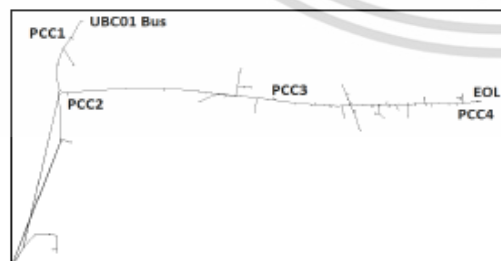


Fig. 4 The UBC01 feeder model used in this analysis

Table 3 Distances from UBC01 of all PCCs

Points of Common Coupling	Distance from substation (km)
PCC1	0.26
PCC2	1.16
PCC3	3.48
PCC4	5.80

## 3. SIMULATION RESULTS

The simulation result will be elaborated in many related aspects that are (1) PCCs bus voltages, (2) EOL bus voltages, (3) System total losses (kWh) and Technical losses (kWh), (4) Single-line-to-ground and Three-Phase Short circuit currents, (5) Percentages of total voltage harmonic distortion (%THDv) i.e.

### 3.1 PCC bus voltage level studied results

We divided these studies into two cases to see the effect when different power system parameters are used.

#### 3.1.1 Effects when using different distances with the same reactive power control strategy

Fig.5 - Fig.7 illustrate the simulation results of the PCC bus voltage level effects when different distances from the substation (PCC1-PCC4) were applied. Fig.5 - Fig.7 shows reactive power control strategies were set to be 0.9 lagging, unity and 0.9 leading, respectively.

The simulation results clearly state that with the control method of 0.9 lagging and unity power factor, the bus voltage levels increase compared to not having the PV rooftop system connected to the system. Also, the bus voltage level at each PCC decreases according to the distances from substation.

When the 0.9 leading control method is applied, the level of each PCC bus voltage does not change.

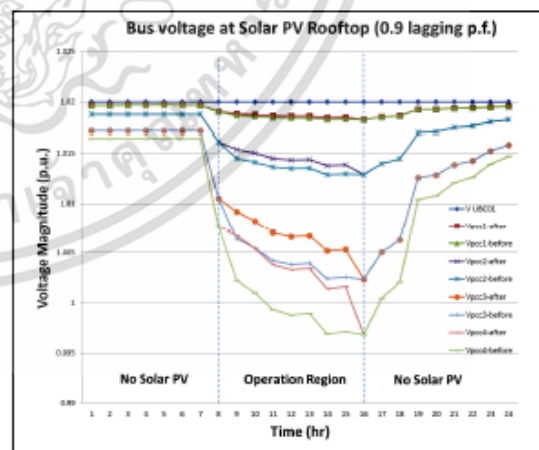


Fig. 5 PCC bus Voltage controlled 0.9 lagging power factor

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

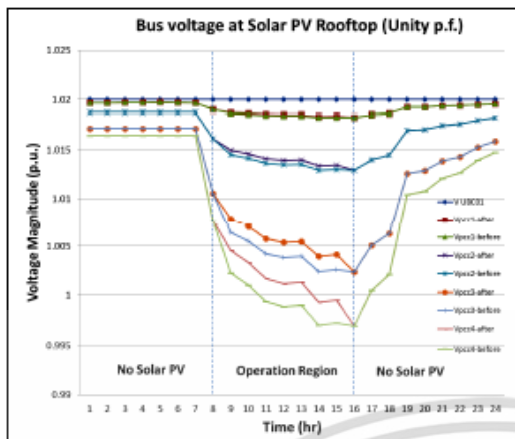


Fig. 6 PCC bus Voltage controlled unity power factor

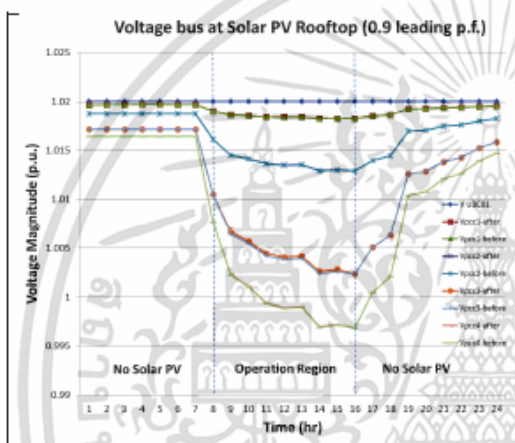


Fig. 7 PCC bus Voltage controlled 0.9 leading power factor

### 3.1.2 Effects when using different reactive power control strategies

From the simulation results shown in Fig. 8-11, PCC1-PCC4 bus voltage when using 0.9 lagging control method is significantly higher than when the 0.9 leading and unity power factor control are used. It can also be concluded here that when the 0.9 leading power factor control is used, the PCCs bus voltage will not be changed from not having the solar PV rooftop connected to the grid at all.

However, from 3.1.1 and 3.1.2, we can easily see that the bus voltage level at all interested points in the system are still complied with the PEA regulation [PEA, 2008].

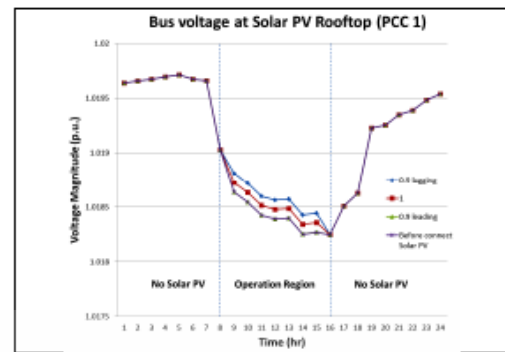


Fig. 8 PCC 1 bus voltage level

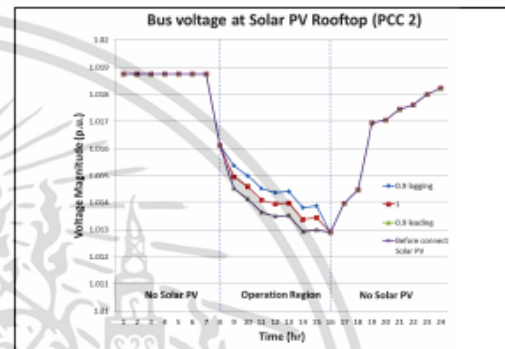


Fig. 9 PCC 2 bus voltage level

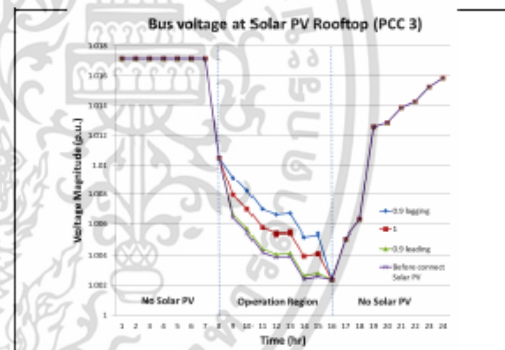


Fig. 10 PCC 3 Voltage bus level

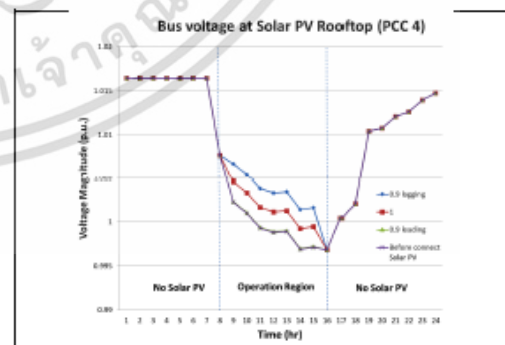


Fig. 11 PCC 4 bus voltage level

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.2 Voltage at the End of Line (EOL)

This section mainly presents the different reactive power control methodologies effects on the end of line voltage level. Fig.12-14 shows the simulation results on these cases when 0.9 leading, unity and 0.9 lagging power factor control methods are applied.

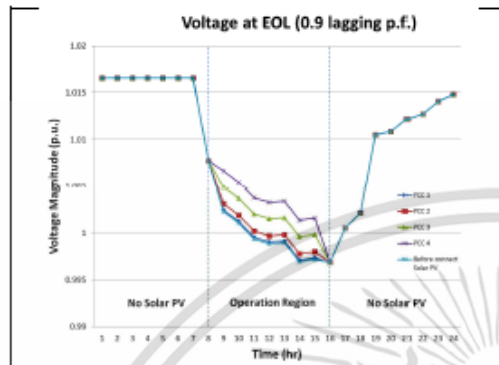


Fig. 12 EOL bus voltage controlled 0.9 lagging power factor

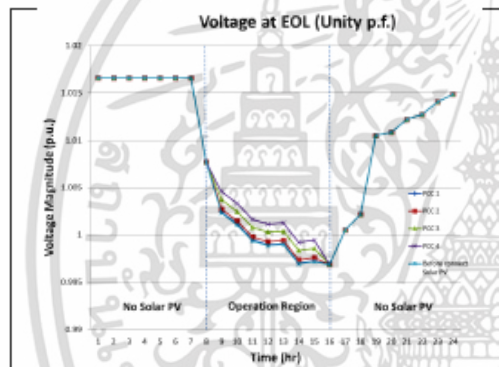


Fig. 13 EOL bus voltage controlled 0.9 unity power factor

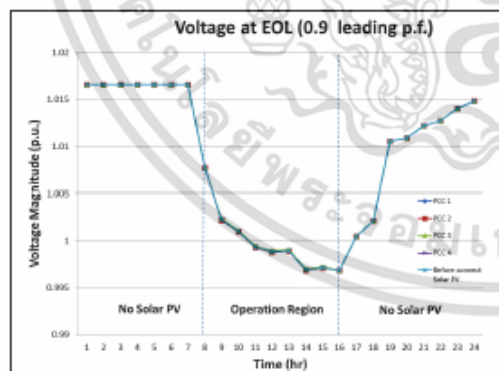


Fig. 14 EOL bus voltage controlled 0.9 leading power factor

In Fig. 12-14, the 0.9 lagging and unity power factor control make EOL bus voltage level higher compared to before connecting Solar PV Rooftop into the PEA network. The 0.9 leading power factor control makes no different of EOL bus voltage level before and after

connecting Solar PV Rooftop to the PEA grid. In all cases, EOL bus voltage level still complies with the PEA regulation in the range of 0.95-1.05 pu [Provincial Electricity Authority (PEA), 2008].

### 3.3 Losses Analysis (kWh) in the distribution system

System total losses analysis in this paper only analyzes the technical losses (kWh) occurred in the PEA network for a certain period of one month when Solar PV Rooftop is connected at the PCC1-PCC4 with different power factor control strategies. The studied simulation results can be seen from Table 4. It should be noted here that prior to the connection of this particular Solar PV Rooftop system, the existing total losses in PEA system is equal to 21,630.03 kWh.

Table 4 Technical Losses occurred in the PEA network after installing solar PV rooftop in the system at PCC1-PCC4

Locations	Accumulate Losses in one month (kWh)		
	0.9 lagging	Unity	0.9 leading
PCC 1	21,371.01	21,452.70	21,616.47
PCC 2	20,038.86	20,418.30	20,941.50
PCC 3	17,043.87	18,043.26	19,060.80
PCC 4	15,713.16	16,978.95	18,713.28

From the data presented in Table 4, further from the substation UBC, the lower system technical losses will be. This is because the installed solar PV rooftop system helps in generating the real power into the system. As a result, the power flow from UBC is lower and the current flow in the distribution system is lower as well. It can also be seen from the simulation results in Table 4 that the technical losses when using 0.9 lagging reactive control strategy is the lowest among the three reactive power control methods (0.9 lagging, unity and 0.9 leading).

### 3.4 Short circuit current analysis

In this study, two simulation results from the above system will be shown that are (1) three phase fault current and (2) single line to ground fault current. The results of these two short circuit analysis can be seen from Table 5 and Table 6 below.

It can be seen from the simulation results in Table 5 and Table 6 that different reactive control strategies (0.9 lagging, unity and 0.9 leading) has no effect on short circuit current value at any installed PCC. It is also clear that the amount of short circuit current will be significantly decreased when the installing distance is further from UBC01.

Table 5 Three phase fault current at Solar PV Rooftop bus (kA)

Locations	Short circuit current 3 phase (kA)		
	0.9 lagging	Unity	0.9 leading
PCC 1	6.842	6.842	6.842
PCC 2	5.760	5.760	5.760
PCC 3	4.154	4.154	4.154
PCC 4	3.196	3.196	3.196

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 6 Single-Line-to-Ground fault current at Solar PV Rooftop bus (kA)

Locations	Short circuit current 1 phase (kA)		
	0.9 lagging	Unity	0.9 leading
PCC 1	4.897	4.897	4.897
PCC 2	3.840	3.840	3.840
PCC 3	2.402	2.402	2.402
PCC 4	1.822	1.822	1.822

### 3.5 Total harmonic voltage distortion (%THDv)

Harmonics analysis in this study focus on two aspects that are (1) %THDv at UBC01 bus and (2) %THDv at PCC bus. The simulation results can be seen in Table 7 and Table 8.

It can be seen from the simulation results in Table 7 and Table 8 that %THDv in both cases will be higher when the installing distances from UBC01 is further. The unity reactive power control strategy in this case yield the lowest %THDv.

Table 7 Percentage THDv at UBC01 bus

Locations	%THDv at UBC01		
	0.9 lagging	Unity	0.9 leading
PCC 1	0.17	0.15	0.17
PCC 2	0.19	0.17	0.19
PCC 3	0.25	0.22	0.24
PCC 4	0.29	0.25	0.27

Table 8 Percentage THDv at PCCs bus

Locations	%THDv at PCC bus		
	0.9 lagging	Unity	0.9 leading
PCC 1	0.18	0.16	0.17
PCC 2	0.23	0.21	0.23
PCC 3	0.41	0.36	0.40
PCC 4	0.56	0.50	0.55

## 4. CONCLUSION

The overall analysis results from connecting the solar PV rooftop system sizing of 1 MW into PEA grid network with various distances and reactive power control strategies can be summarized as follows:

- PCC bus voltages, total system losses and the system short circuit current are in inverse relation with the PV rooftop installing distance from the reference substation
- The longer installing distance from the reference substation, the higher EOL voltage and %THDv
- 0.9 lagging reactive power control strategy yield higher bus voltage and EOL voltage compared to the other two methods. This reactive control method also yields the lowest total losses in the distribution system
- 0.9 leading reactive power control strategy make no change in terms of bus voltage and EOL voltage compared to when there is no PV rooftop installed

- Unity reactive power control strategy yield lowest %THDv among the three reactive power control strategy.

In conclusion, the proper location for installing the new solar PV rooftop system should be as close as the high demand area as possible. The inverter reactive control strategy should be set as 0.9 lagging so that the system losses will be minimal. These impact study results will be highly beneficial to Thailand's future to come power system planning and reliability, especially for many others renewable VSPPs which will be plugged into PEA network later.

## References

- Ministry of Energy Thailand, "Power Development Plan 2012-2030", Thailand's PDP-2012-Rev3, 2012.
- M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi and D. Sutanto, "Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, VOL. 28, NO. 4, pp. 3874-3884, November 2013.
- M.J.E. Alam, K.M. Muttaqi and D. Sutanto, "A SAX-Based Advanced Computational Tool for Assessment of Clustered Rooftop Solar PV Impacts on LV and MV Networks in Smart Grid", *IEEE Trans. Smart Grid*, VOL. 4, NO. 1, pp. 557-585, March 2013.
- Rung Punyachai, Weerakorn Ongsakul and Uwe Schmidt, "Impact of High Solar Rooftop PV Penetration on Voltage Profiles in Distribution Systems", *International Conference and Utility Exhibition (ICUE 2014)*, March 2014.
- Thomas Stetz, Frank Marten and Martin Braun, "Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, VOL. 4, NO. 2, April 2013.
- M. Brandao, A. Panosyan and R. Walling, "Potential to Increase Rooftop Solar PV penetration in LV networks in Australia", *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*, November 2011.
- Provincial Electricity Authority (PEA), *PEA Guideline for Grid Interconnection*, Bangkok, Thailand, 2008
- Raymond H. Stevens, "Power Flow Directions Definitions for Metering of Bidirectional Power", *IEEE Trans. App. Syst.*, VOL. PAS-102, NO. 9, pp. 3018-3022, September 1983

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายสุวพัชร ธนินทรานุกอตร์
วัน เดือน ปี เกิด	31 สิงหาคม 2532
ที่อยู่	116 หมู่ 4 ต.ม่วงหมู่ อ.เมือง จ.สิงห์บุรี 16000
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง ปีการศึกษา 2553
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	แผนกแผนบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ กองแผนบริหารความเสี่ยง ฝ่ายบริหารความเสี่ยงและความปลอดภัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ผลงานทางวิชาการ	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. สุวพัชร ธนินทรานุกอตร์, ศักดิ์กมล ลีลาจินดาไกรฤกษ์, เขาว์ ชมภูอินไหว และชาย ชมภูอินไหว, “การวิเคราะห์และตรวจจับการเกิดดีเอสอาร์จบางส่วนด้วยวิธีการตรวจจับคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า ย่านความถี่สูง”, <i>การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 35 (EECON35)</i>, ธันวาคม 2555, หน้า 111-114.</li> <li>2. THANINTHRANUKOTE Suwapat, LEELAJINDAKRAIRERK Monthon, CHOMPOO-INWAI Chai, POTMEJAKUL Siriwat and CHOMPOO-INWAI Chow, “Grid Impact Studies on the Integration of a New Renewable Energy VSPP to the Local Provincial Electricity Authority (PEA) Network in Thailand”, <i>The International Conference on Electrical Engineering (ICEE 2015)</i>, 5-9 July 2015.</li> </ol>

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้