

การควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้า
จากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



นายภิกเนตร อังอภิวัชรชวาล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2558

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CENTRAL CONTROL OF POWER SYSTEM CONTROL CENTER TO INVERTER IN
PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION FOR PREVENTING OVERVOLTAGE
IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Mr. Pikkanate Angaphiwatchawal



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2015
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดย

นายภิกเนตร อังอภิวัชรชวาล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัย เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรพงษ์ สุวรรณภิน)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ีย์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ อุดมวงศ์เสรี)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.จักรเพชร มัทราช)

ภิกเนตร อังอภิวัชรชวาล : การควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (CENTRAL CONTROL OF POWER SYSTEM CONTROL CENTER TO INVERTER IN PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION FOR PREVENTING OVERVOLTAGE IN DISTRIBUTION SYSTEMS) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์, 159 หน้า.

การเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในปริมาณมากเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าน้อยอาจก่อให้เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินได้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงได้กำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะทำการเชื่อมต่อในแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้า พร้อมทั้งรูปแบบและวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อด้วยการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ การรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ และการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้นอกจากนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยังได้กำหนดวิธีการควบคุมระยะไกลจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลและระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA เพื่อที่จะทำการตั้งค่าการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ และการรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินขึ้นที่จุดเชื่อมต่อ ด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก โดยผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรมนี้นำไปตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$, $Q(U)$ และ $\cos\phi(P)$ ของอินเวอร์เตอร์สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ โดยได้ทำการทดสอบลงบนระบบทดสอบ IEEE 34 บัส และจำลองสถานการณ์ด้วยโปรแกรม MATLAB และ DigSILENT PowerFactory นอกจากนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังได้นำเสนอแบบจำลองการทำงานของระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่ติดตั้งในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลและระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA สำหรับการป้องกันผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินที่จะเกิดขึ้นในอนาคตให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2558

5770266121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: CENTRAL CONTROL / DISTRIBUTION SYSTEM / LOCAL CONTROL / NEWTON-RAPHSON POWER FLOW CALCULATION / PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION / VOLTAGE CONTROL / WEIGHTED QUADRATIC PROGRAMMING

PIKKANATE ANGAPHIWATCHAWAL: CENTRAL CONTROL OF POWER SYSTEM CONTROL CENTER TO INVERTER IN PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION FOR PREVENTING OVERVOLTAGE IN DISTRIBUTION SYSTEMS. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 159 pp.

High installation of photovoltaic (PV) power generation in distribution systems while user's demand is low may affect an overvoltage impact. Preventing the impact, the distribution system utilities limit the grid-connected PV installation in each nominal voltage and define the methods to control voltage level at a point of common coupling (PCC) by using an inverter operation including the fixed power factor, reactive power absorption and active power curtailment. Furthermore, the utilities also establish a remote control system (RCS) of the power system control center (PSCC) to remote control units (RCUs) via communication channel and supervisory control and data acquisition (SCADA) for setting the inverter operation in PV power generation.

This thesis proposes an optimal active power curtailment and reactive power absorption when the overvoltage impact occurs in distribution system at PCC by using Weighted Quadratic Programming (WQP). By the results of these optimal values, they are set to $Q(P)$, $Q(U)$ and $\cos\phi(P)$ characteristic function in which the inverter to control voltage level and tested on IEEE 34-bus test system and simulated in MATLAB and DigSILENT PowerFactory Programs. Moreover, this thesis also introduces a RCS model of PSCC to RCUs installed in PV power generation by communication channel and SCADA for higher effectiveness of prevention to the overvoltage impact in the future.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2015

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้สำเร็จลุล่วงไปด้วยความเมตตากรุณาและการช่วยเหลืออันดียิ่งของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก) และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรพงศ์ สุวรรณกวิน ที่ได้ให้คำปรึกษา และคำแนะนำต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งตลอดการศึกษาและการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นอกจากนี้ ผู้วิจัยต้องขอขอบพระคุณ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรพงศ์ สุวรรณกวิน (ประธานกรรมการ) รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี (กรรมการ) และ ดร.จักรเพชร มัทราช (กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย) ที่ได้ตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ คุณสันติสุข เมธินาพิทักษ์ ผู้อำนวยการฝ่ายขายของบริษัท เอส เอ็มเอ โซลาร์ (ไทยแลนด์) จำกัด ที่ได้เสียสละเวลา และ เอื้อเฟื้อข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ รวมไปถึงเทคโนโลยีในปัจจุบันที่ใช้ในการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการป้องกันผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า อีกทั้ง ขอขอบพระคุณ คุณรณน สติติย์ ปัญญาพันธ์ ผู้จัดการทั่วไปของบริษัท SCADA Automation จำกัด ที่ได้ให้คำอธิบายลักษณะการทำงานของระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ในการตรวจสอบและควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และขอขอบคุณรุ่นพี่ เพื่อนๆ และรุ่นน้อง ณ ห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และครอบครัว ญาติพี่น้องที่ได้ให้การสนับสนุนและให้กำลังใจแก่ผู้วิจัยโดยตลอดมา จนทำให้เกิดความสำเร็จในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ขึ้น

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญรูปภาพ.....	ฏ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	4
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน.....	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	6
1.6 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	6
1.6.1 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมสุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	7
1.6.2 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมภายในอินเวอร์เตอร์ (Local Control).....	8
1.6.3 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control).....	9
1.7 โครงสร้างของเนื้อหาวิทยานิพนธ์.....	10
บทที่ 2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	12
2.1 ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558.....	13
2.1.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	14
2.1.2 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	16

2.2 ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559.....	18
2.2.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	19
2.2.2 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	20
2.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ	23
2.3.1 ประเทศเยอรมนี.....	24
2.3.2 ประเทศญี่ปุ่น	31
2.3.3 ประเทศอิตาลี.....	33
2.3.4 ประเทศสหรัฐอเมริกา	39
บทที่ 3 การควบคุมและการติดต่อสื่อสารระยะไกล	45
3.1 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจวัด	46
3.2 การควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	47
3.2.1 ระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง	47
3.2.2 ระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	49
3.3 การติดต่อสื่อสารระยะไกลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	51
3.3.1 ระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง.....	51
3.3.2 ระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค .	54
3.4 ระบบควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลตามรูปแบบการนำเสนอโดยบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์	56
3.4.1 หน้าที่ของ Sunny Central Communication Controller	57
3.4.2 รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ Sunny Central Communication Controller.....	57
บทที่ 4 หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน	60
4.1 โครงสร้างการทำงานพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์.....	65
4.2 ข้อมูลทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์	68

4.2.1 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรง	68
4.2.2 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ	69
4.2.3 ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์.....	70
4.3 รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์.....	72
4.3.1 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	72
4.3.2 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิต ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้.....	73
4.3.3 การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ.....	74
4.4 ตัวอย่างรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์.....	75
4.4.1 อินเวอร์เตอร์ของบริษัท SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT	76
4.4.2 อินเวอร์เตอร์ของบริษัท ABB รุ่น PVS800-57.....	81
บทที่ 5 การควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	88
5.1 การทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) และการควบคุม การทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control).....	90
5.2 การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสมกับการทำงานของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	93
5.3 การควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะของ อินเวอร์เตอร์	101
5.3.1 ฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P)	101
5.3.2 ฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U).....	103
5.3.3 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$	106
บทที่ 6 วิธีการทดสอบและผลการทดสอบ.....	108
6.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ.....	109
6.1.1 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 34 บัส.....	109

6.1.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	113
6.1.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	115
6.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ.....	117
6.3 การทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส.....	118
6.4 การทดสอบการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่า กำลังไฟฟ้่ารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	123
6.5 การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบ ด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	128
6.6 การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบ ด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	130
6.7 การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi_i(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลด ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	133
6.8 การทดสอบการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ในระยะเวลา 1 วัน.....	137
บทที่ 7 สรุปผลการทดสอบ และ ข้อเสนอแนะ.....	147
7.1 สรุปผลการทดสอบ.....	147
7.2 ข้อเสนอแนะ.....	150
รายการอ้างอิง.....	152
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	159

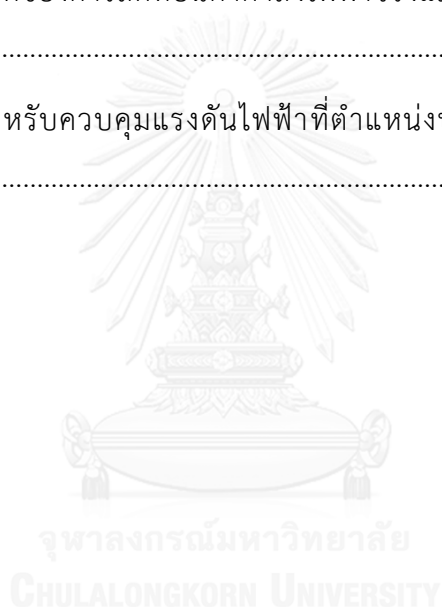
สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	16
ตารางที่ 2.2 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	17
ตารางที่ 2.3 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำ (230/400 โวลต์).....	17
ตารางที่ 2.4 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป	18
ตารางที่ 2.5 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	20
ตารางที่ 2.6 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	21
ตารางที่ 2.7 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และการควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	21
ตารางที่ 2.8 สรุปข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งและการควบคุมแรงดันไฟฟ้า	22
ตารางที่ 2.9 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	27
ตารางที่ 2.10 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	28
ตารางที่ 2.11 ประเภทของระบบและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเทศไทย.....	35
ตารางที่ 2.12 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ	39
ตารางที่ 2.13 รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ .	40

ตารางที่ 2.14 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ ที่เชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าตามมาตรฐานสากล IEEE Standard 1547.....	43
ตารางที่ 2.15 สรุปข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศที่เกี่ยวข้องกับ ช่วงมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าและการควบคุมแรงดันไฟฟ้า	44
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า.....	46
ตารางที่ 4.1 ตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (ข้อมูล ณ วันที่ 22 มิถุนายน 2559).....	60
ตารางที่ 4.2 ตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ข้อมูล ณ วันที่ 17 มิถุนายน 2559).....	62
ตารางที่ 4.3 ตัวอย่างประเภทของการทำงานรูปแบบการควบคุมในอินเวอร์เตอร์	67
ตารางที่ 4.4 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์	69
ตารางที่ 4.5 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์	69
ตารางที่ 4.6 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT.....	77
ตารางที่ 4.7 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT.....	77
ตารางที่ 4.8 ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT.....	77
ตารางที่ 4.9 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57.....	82
ตารางที่ 4.10 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57	82
ตารางที่ 4.11 ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57	82
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Spot Load.....	114
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Distributed Load	114

ตารางที่ 6.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบทดสอบ IEEE 34 บัส.....	116
ตารางที่ 6.4 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ...	126
ตารางที่ 6.5 ค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (รูปแบบที่ 1).....	126
ตารางที่ 6.6 ค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (รูปแบบที่ 2).....	126
ตารางที่ 6.7 ค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (รูปแบบที่ 3).....	127
ตารางที่ 6.8 ค่าดัชนีสำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์.....	136



สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศเยอรมนี.....	27
รูปที่ 2.2 รูปแบบการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม หากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าคงที่.....	29
รูปที่ 2.3 รูปแบบการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้.....	30
รูปที่ 2.4 รูปแบบการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	30
รูปที่ 2.5 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น.....	32
รูปที่ 2.6 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลี.....	34
รูปที่ 2.7 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง.....	36
รูปที่ 2.8 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง.....	37
รูปที่ 2.9 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง.....	37
รูปที่ 2.10 จุดทำงาน P-Q ของอินเวอร์เตอร์ในระดับแรงดันปานกลางสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 400 กิโลวัตต์-แอมแปร์ ขึ้นไป (Rectangular P-Q Capability).....	38
รูปที่ 2.11 จุดทำงาน P-Q ของอินเวอร์เตอร์ในระดับแรงดันปานกลางสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 400 กิโลวัตต์-แอมแปร์ (Semi-Circular P-Q Capability).....	38
รูปที่ 2.12 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา.....	42
รูปที่ 3.1 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า.....	52
รูปที่ 3.2 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า.....	53

รูปที่ 3.3 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง	53
รูปที่ 3.4 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง	55
รูปที่ 3.5 Sunny Central Communication Controller (SC-COM).....	56
รูปที่ 3.6 การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์	59
รูปที่ 3.7 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์.....	59
รูปที่ 4.1 โครงสร้างการทำงานพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์	66
รูปที่ 4.2 รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้.....	73
รูปที่ 4.3 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ.....	74
รูปที่ 4.4 เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน	75
รูปที่ 4.5 อินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT	76
รูปที่ 4.6 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT ..	79
รูปที่ 4.7 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ในอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT	80
รูปที่ 4.8 อินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57.....	81
รูปที่ 4.9 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $P(U)$ ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57.....	83
รูปที่ 4.10 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57.....	84
รูปที่ 4.11 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57	85
รูปที่ 5.1 โครงสร้างการควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า.....	90
รูปที่ 5.2 ตัวอย่างระดับแรงดันไฟฟ้าในสภาวะก่อนและหลังมีการควบคุมจากส่วนกลาง	91

รูปที่ 5.3 ตัวอย่างฟังก์ชันคุณลักษณะที่ใช้ในการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์	
(a) รูปแบบที่ 1 ของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ (b) รูปแบบที่ 2 ของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$	
(c) ฟังก์ชันคุณลักษณะร่วมระหว่าง $Q(U)$ และ $P(U)$ (d) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$	92
รูปที่ 5.4 ผังงานอธิบายการทำงานของโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก.....	100
รูปที่ 5.5 การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$	101
รูปที่ 5.6 การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$	104
รูปที่ 5.7 ผังงานการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$	105
รูปที่ 5.8 การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$	106
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส.....	110
รูปที่ 6.2 รูปแบบที่ 1 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เชื่อมต่อทั้งหมด 3 บัส)	111
รูปที่ 6.3 รูปแบบที่ 2 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เชื่อมต่อทั้งหมด 8 บัส)	112
รูปที่ 6.4 รูปแบบที่ 3 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เชื่อมต่อทั้งหมด 9 บัส)	112
รูปที่ 6.5 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัสก่อนทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	119
รูปที่ 6.6 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสในระบบทดสอบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	119
รูปที่ 6.7 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (รูปแบบที่ 1) หลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	121
รูปที่ 6.8 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (รูปแบบที่ 2) หลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	121
รูปที่ 6.9 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (รูปแบบที่ 3) หลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	122
รูปที่ 6.10 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสในระบบทดสอบหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เปรียบเทียบกับระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์).....	122

รูปที่ 6.11 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อบรรยากาศตามรูปแบบที่ 1	124
รูปที่ 6.12 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อบรรยากาศตามรูปแบบที่ 2	125
รูปที่ 6.13 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อบรรยากาศตามรูปแบบที่ 3	125
รูปที่ 6.14 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) (รูปแบบที่ 1)	129
รูปที่ 6.15 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) (รูปแบบที่ 2)	129
รูปที่ 6.16 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) (รูปแบบที่ 3)	130
รูปที่ 6.17 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (รูปแบบที่ 1)	132
รูปที่ 6.18 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (รูปแบบที่ 2)	132
รูปที่ 6.19 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (รูปแบบที่ 3)	133
รูปที่ 6.20 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ cosphi(P) (รูปแบบที่ 1)	134
รูปที่ 6.21 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ cosphi(P) (รูปแบบที่ 2)	135
รูปที่ 6.22 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ cosphi(P) (รูปแบบที่ 3)	135
รูปที่ 6.23 ผลรวมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และความต้องการ ใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 (บ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานน้อยกว่า 150 กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	138

รูปที่ 6.24 การแบ่งบริเวณพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ..... 139

รูปที่ 6.25 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 810 140

รูปที่ 6.26 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 822 141

รูปที่ 6.27 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 826 141

รูปที่ 6.28 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 856 142

รูปที่ 6.29 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 864 142

รูปที่ 6.30 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 838 143

รูปที่ 6.31 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 890 143

รูปที่ 6.32 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 848 144

รูปที่ 6.33 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 840 144

รูปที่ 6.34 ระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P)..... 145

รูปที่ 6.35 ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) 145

รูปที่ 6.36 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟก่อนทำการควบคุม 146

รูปที่ 6.37 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟหลังทำการควบคุม 146

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ บทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง รวมไปถึงโครงสร้างของเนื้อหาในแต่ละบทของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องด้วยก๊าซธรรมชาติจัดเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งเชื้อเพลิงประเภทนี้ ถือเป็นทรัพยากรทางธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดไป อีกทั้ง ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยยังคงมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นในทุกๆ ปี ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ และด้วยเหตุที่จะต้องจัดเตรียมการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้างดงกล่าว กระทรวงพลังงานจึงได้ร่วมมือกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และจัดทำ “แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558–2579” (Power Development Plan 2015–2036 : PDP2015) [1] เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีแนวคิดในการกระจายสัดส่วนการพึ่งพาเชื้อเพลิงในแต่ละประเภทด้วยวิธีการลดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ และการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน เทคโนโลยีสะอาด รวมไปถึงแนวคิดในการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมด้วยการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ให้มากยิ่งขึ้น และเพื่อให้บรรลุถึงแนวคิดดังกล่าว กระทรวงพลังงานจึงได้จัดทำ “แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558–2579” (Alternative Energy Development Plan 2015–2036 : AEDP2015) [2] ซึ่งมีมุมมองที่จะให้ความสำคัญในด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในประเทศให้เต็มศักยภาพของการทำงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (ในแผน AEDP ได้กำหนดเป้าหมายของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ อยู่ที่ 6,000 เมกะวัตต์ ณ ปี พ.ศ. 2579) อีกทั้งการสนับสนุนจากภาครัฐด้วยมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนของภาคเอกชนด้านราคาปรับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff (FIT) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 เป็นต้นมา และ Net Metering ในช่วงก่อนสิ้นปี พ.ศ. 2559 จึงส่งผลให้ในปัจจุบัน การเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในบางเขตพื้นที่มีปัญหาในการดำเนินงาน และยังคงส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านแรงดันไฟฟ้า ซึ่งจำเป็นต้องมีมาตรการในการควบคุมหรือลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling : PCC) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ในปัจจุบัน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) ได้ออกระเบียบการไฟฟ้าฯ (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 และ 2559 ตามลำดับ [3, 4] โดยการไฟฟ้าฯ ได้รวมข้อกำหนดฯ ที่ได้ประกาศออกมาในปี พ.ศ. 2551 [5, 6] สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farm) และข้อกำหนดฯ ที่ได้ประกาศออกมาในปี พ.ศ. 2556 [7, 8] สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เพื่อให้ประชาชนตามบ้านอยู่อาศัยและบริษัทเอกชนที่ประสงค์อยากเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยประเด็นผลกระทบอันหนึ่งที่ได้กำหนดออกมานั้น จะเกี่ยวข้องกับมาตรการที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งผู้ที่เป็นเจ้าของหรือผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องปฏิบัติตาม

การควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะเป็นหนึ่งในการทำงานของ ฟังก์ชันคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ด้วยรูปแบบหรือวิธีการควบคุมแบบป้อนกลับ (Feedback Control) ของปริมาณต่างๆ ที่ได้ทำการตรวจวัดที่จุดเชื่อมต่อ ได้แก่ ระดับแรงดันไฟฟ้า และความถี่ไฟฟ้า ซึ่งหากเกิดเหตุการณ์ที่ฟังก์ชันคุณลักษณะไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ ผู้ผลิตไฟฟ้าจะทำการวิเคราะห์รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ใหม่อีกครั้ง เพื่อให้มีความเหมาะสมและสามารถลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ ซึ่งรูปแบบการทำงานในลักษณะนี้ จะเรียกว่า “การควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์” หรือ Local Control อย่างไรก็ตาม การควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธีการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์นี้ จะยังไม่มีประสิทธิภาพมากพอในด้านความสามารถในการรับสัญญาณควบคุม (Control Signal) จากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผ่านระบบติดต่อสื่อสารระยะไกล (Remote Communication System) อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน เทคโนโลยีที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าใช้ในการติดต่อสื่อสารกับผู้ผลิตไฟฟ้านั้น จะใช้วิธีการติดต่อสื่อสารด้วยเครื่องมือสัญญาณวิทยุ (Based Radio Signal) หรือ โทรศัพท์สายตรง อย่างไรก็ตาม สำหรับสิ่งการไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าให้ทำการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อด้วยปริมาณที่กำหนด ทั้งนี้รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยผ่านระบบการติดต่อสื่อสารระยะไกลนี้ เรียกว่า “การควบคุมจากส่วนกลาง” หรือ Central Control และการควบคุมจากส่วนกลางนี้เอง ในปัจจุบันได้ให้ความสนใจเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากศูนย์ควบคุมฯ สามารถควบคุมการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น จึงเป็นเหตุผลทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการวิเคราะห์และนำเสนอเพื่อค้นหาวิธีการรองรับการเชื่อมต่อระบบควบคุมระยะไกลและติดต่อสื่อสารจากศูนย์ควบคุมฯ ได้

ลักษณะของการควบคุมจากส่วนกลาง จะเริ่มต้นด้วยการรับคำสั่งในรูปแบบของสัญญาณควบคุมจากศูนย์ควบคุมฯ และจะทำการป้อนข้อมูลกลับไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถทำงานได้ด้วยการติดตั้งช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลตามระเบียบของการไฟฟ้าฯ โดยศูนย์ควบคุมฯ นั้นจะทำการควบคุมผ่านระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition : SCADA) ไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันการควบคุมจากส่วนกลางนี้ยังไม่สามารถนำมาใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากการลงทุนของส่วนควบคุมนี้ ในปัจจุบันยังคงมีราคาสูงรวมไปถึงยังขาดรูปแบบการเชื่อมต่อและหน้าที่การทำงานที่เหมาะสมของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอลักษณะการควบคุมจากส่วนกลางที่สามารถควบคุมการทำงานที่เหมาะสมของอินเวอร์เตอร์ได้ โดยมีการเชื่อมต่อช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลของศูนย์ควบคุมฯ อีกทั้งยังได้นำเสนอการคำนวณค่าเหมาะสมสุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อใช้เป็นค่าจากศูนย์ควบคุมฯ ตั้งค่าไปยังอินเวอร์เตอร์สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการทดสอบประสิทธิภาพของการทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลางและการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์บนระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ผ่านโปรแกรม MATLAB และ DigSILENT PowerFactory โดยมีผลลัพธ์ที่คาดหวังคือรูปแบบของวิธีการควบคุมจากส่วนกลางที่ได้นำเสนอนี้ จะร่วมเป็นส่วนหนึ่งในแนวคิดของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าผ่านการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ได้

1.2 วัตถุประสงค์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษารูปแบบของการควบคุมจากส่วนกลางไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยมีวัตถุประสงค์ของการศึกษา ดังต่อไปนี้

- (1) เพื่อออกแบบและจำลองระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
- (2) เพื่อนำเสนอแนวคิดและวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมสุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า ผ่านโปรแกรม MATLAB

- (3) เพื่อนำเสนอแนวคิดการควบคุมจากส่วนกลางผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมฯ ไปยังการทำงานของ อินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (4) เพื่อนำเสนอและเปรียบเทียบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- (1) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ในระดับแรงดันปานกลางเท่านั้น
- (2) พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตามโครงสร้างอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ (Central Inverter)
- (3) พิจารณาอินเวอร์เตอร์ที่สามารถรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ตลอดเวลา และไม่ส่งผลให้เกิดฮาร์มอนิกขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- (4) พิจารณารูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และมีช่วงของการทำงานอยู่ในสถานะอยู่ตัว
- (5) พิจารณาการตรวจวัดค่าแรงดันไฟฟ้าที่ครอบคลุมจำนวนบัสทุกบัสในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- (6) พิจารณาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าในรูปของขนาดแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น
- (7) พิจารณาช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงตั้งแต่ร้อยละ 95 ถึง 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

- (1) ศึกษาบทความทางวิชาการ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - (1.1) ศึกษาแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558–2579 [1]
 - (1.2) ศึกษาแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558–2579 [2]
 - (1.3) ศึกษารายงานสถานภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย พ.ศ. 2555–2556 [9]

- (1.4) ศึกษาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
 - (1.5) ศึกษาเปรียบเทียบการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 และ 2559 [3, 4]
 - (1.6) ศึกษาหลักการงานและรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ ได้แก่ SMA, ABB, SUNGROW, SCHNEIDER ELECTRIC และ KACO [10-25]
 - (1.7) ศึกษารูปแบบการเชื่อมต่อช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
 - (1.8) ศึกษาหลักการพื้นฐานของการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control) และการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control)
 - (1.9) ศึกษาการพัฒนาโปรแกรมวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมผ่านโปรแกรม MATLAB และวิธีการออกแบบและจำลองระบบทดสอบบนโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
- (2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา ดังนี้
 - (2.1) วิเคราะห์ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
 - (2.2) วิเคราะห์หาค่าเหมาะสมของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ
 - (2.3) วิเคราะห์ลักษณะรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ ทั้งการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ และการควบคุมจากส่วนกลางที่ได้รับการตั้งค่าผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลและระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมฯ
 - (3) กำหนดขอบเขตของวิทยานิพนธ์
 - (4) รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบที่จะนำไปใช้ในการทดสอบ
 - (5) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการคำนวณค่าเหมาะสมของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม MATLAB
 - (6) ออกแบบจำลองระบบทดสอบบนโปรแกรม DigSILENT PowerFactory

- (7) ทดสอบการทำงานของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่คำนวณได้จากโปรแกรมและทดสอบรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์
- (8) วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ
- (9) นำเสนอผลงานวิจัย และ ข้อเสนอแนะ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- (1) การพัฒนาโปรแกรมการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านโปรแกรม MATLAB
- (2) การออกแบบและจำลองการทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
- (3) วิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด
- (4) แนวทางการควบคุมจากส่วนกลางผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

1.6 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้ ยังได้นำเสนอวิธีการตั้งค่าที่เหมาะสมที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฯ ด้วยช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ดังนั้นบทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะถูกแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

- (1) บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (2) บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control)
- (3) บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control)

1.6.1 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเกิดขึ้นได้จากการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีค่าไม่เหมาะสมกับการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยทั่วไป ปัญหาของผลกระทบที่เกิดขึ้นนั้น จะมาจากสาเหตุของการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีค่ามากเกินไปเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่นั้นๆ ซึ่งจะนำไปสู่ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินได้ในที่สุด และวิธีการแก้ปัญหาโดยเบื้องต้นนี้ จะใช้การรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จึงทำให้บทความวิจัยในอดีตได้ทำการศึกษาค้นคว้าหรือวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในบทความวิจัยเรื่อง “Reactive Power Control for Improving Voltage Profiles : A Comparison Between Two Decentralized Approaches” [26] จากประเทศอิตาลี โดยบทความวิจัยฉบับนี้ได้นำเสนอขั้นตอนการคำนวณค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟด้วยวิธี Sensitivity Method และ Fuzzy Method ซึ่งในวิธี Sensitivity Method นั้นจะต้องทำการกำหนดช่วงของแรงดันไฟฟ้าที่ยอมรับได้ และทำการคำนวณค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เป็นสัดส่วนโดยตรงกับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ และสำหรับวิธี Fuzzy Method จะเป็นการรับข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและค่าการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเพื่อนำมากำหนดค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า ซึ่งผลการทดสอบด้วยวิธีการคำนวณข้างต้น จะสามารถรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้ อย่างไรก็ตาม ด้วยวิธีการคำนวณแบบ Fuzzy Method จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์รับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟน้อยกว่าวิธีการคำนวณแบบ Sensitivity Method

นอกจากนี้ การคำนวณด้วยวิธีการทั้งสองที่ได้กล่าวมาข้างต้นนั้น ถ้าหากไม่สามารถหาค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที ซึ่งจะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ ส่งผลให้บทความวิจัยในอดีตเรื่อง “Local Distribution Voltage Control by Reactive Power Injection from PV Inverters Enhanced with Active Power Curtailment” [27] จากประเทศสหรัฐอเมริกา ได้นำเสนอวิธีการเพิ่มค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟด้วยวิธีการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งด้วยวิธีการนี้จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ถูกปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า และยังสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ พร้อมทั้งควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้อีกด้วย

อย่างไรก็ตาม ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่คำนวณได้โดยผ่านกระบวนการของการคำนวณในบทความวิจัยในอดีตที่ได้นำเสนอไปนั้น อาจยังเป็นค่าที่ไม่เหมาะสมสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ กล่าวคือ การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงอาจไม่ได้เป็นค่าที่น้อยที่สุด หรือ เหมาะสมที่สุดสำหรับการเพิ่มขึ้นของค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อที่จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยเบื้องต้นจะนำเสนอวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Quadratic Programming : WQP)

1.6.2 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมภายในอินเวอร์เตอร์ (Local Control)

เทคโนโลยีรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ได้ถูกคิดค้นและพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้การทำงานมีความเหมาะสมกับการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเทคโนโลยีดังกล่าวนี้ จะสนับสนุนการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟตามบทความวิจัยในอดีตเรื่อง “*Voltage Control Strategies for Grid-Connected Solar PV Systems*” [28] ได้นำเสนอรูปแบบและวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย (1) การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (2) การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (3) การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ และ (4) การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

อย่างไรก็ตาม การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอาจส่งผลให้มีการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟในกรณีที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าขึ้นได้ นอกจากนี้ การตั้งค่าพารามิเตอร์ของการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ยังคงไม่มีกระบวนการที่แน่ชัดสำหรับการกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เหมาะสมกับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จึงส่งผลให้บทความวิจัยในอดีตเรื่อง “*Optimal Coordination of Q(P) Characteristics for PV Systems in Distribution Grids for Minimizing Reactive Power Consumption*” [29] จากประเทศสวีเดน ได้นำเสนอวิธีการออกแบบอย่างเป็นขั้นตอนในกระบวนการของการตั้งค่าพารามิเตอร์สำหรับควบคุมการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ อย่างไรก็ตาม ในกระบวนการที่ได้แนะนำดังกล่าวยังจะไม่คำนึงถึงวิธีการในการรับ-ส่งข้อมูลไปยังอินเวอร์เตอร์

นอกจากนี้ การออกแบบระบบควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ได้มีบทความวิจัยในอดีตเรื่อง (1) “*Real and Reactive Power Control of Distributed PV Inverters for Overvoltage Prevention and Increased Renewable Generation Hosting Capacity*” [30] จากประเทศออสเตรเลีย (2) “*Optimal Voltage Control Strategies for Day-Ahead Active Distribution Network Operation*” [31] จากประเทศฟินแลนด์ และ (3) “*Voltage Rise Mitigation for Solar PV Integration at LV Grids*” [32] จากประเทศเดนมาร์ก นำเสนอวิธีการตั้งค่าพารามิเตอร์สำหรับการควบคุมเพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า โดยแสดงลักษณะของการควบคุมที่เหมือนขั้นบันได ซึ่งสามารถกำหนดช่วงของการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้ตามค่าพิกัดของแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ทั้งนี้ การนำเสนอรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ของบทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control) จะเชื่อมโยงกับพารามิเตอร์เพียงสองตัวใดๆ เท่านั้น เช่น ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากับค่ากำลังไฟฟ้าจริง และ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟกับระดับแรงดันไฟฟ้า เป็นต้น แต่ยังไม่มีการพิจารณาพารามิเตอร์พร้อมกันทั้งสามตัวที่สามารถช่วยป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอรูปแบบวิธีการตั้งค่าในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ โดยพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสม ผ่านค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ และจะทำการเปรียบเทียบผลลัพธ์กับรูปแบบวิธีการตั้งค่าพารามิเตอร์ที่บทความวิจัยในอดีตได้นำเสนอไว้

1.6.3 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control)

การทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์กับระบบติดต่อสื่อสารระยะไกล เป็นการทำงานอีกรูปแบบหนึ่งที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะสามารถแจ้งหรือสั่งการไปยังระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้ ดังที่บทความวิจัยในอดีตเรื่อง “*Optimal Voltage Control in Distribution Systems Using PV Generators*” [33] จากประเทศญี่ปุ่น ได้นำเสนอวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธีการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ แล้วนำส่งข้อมูลย้อนกลับไปยังศูนย์ควบคุมฯ เพื่อทำการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสมสำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm : GA) จากนั้นจะทำการส่งข้อมูลที่ได้จากการคำนวณกลับไปยังอินเวอร์เตอร์ โดยจะมีช่วงระยะเวลาในการทำงานครบหนึ่งรอบที่ใช้ในกระบวนการดังกล่าวอยู่ที่ 50 วินาที ซึ่งผลการทดสอบที่ได้ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้ อย่งไรก็ตาม ช่วงระยะเวลาในการส่งค่ากลับมายัง

อินเวอร์เตอร์นั้นไม่ได้ถูกระบุไว้ในบทความวิจัยฉบับนี้ ทำให้ไม่สามารถบอกถึงความแน่ชัดของการทำงานได้ว่าจะสำเร็จก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน เช่น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกิน (Overvoltage Protection) เป็นต้น ด้วยการปลดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เนื่องด้วยในระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบัน ได้มีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) ช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ทำให้การควบคุมแรงดันไฟฟ้านั้นสามารถทำงานได้อย่างครอบคลุมและมีกระบวนการที่ง่ายยิ่งขึ้น ดังที่บทความวิจัยในอดีตเรื่อง *“Online Voltage Control Approach in Smart Distribution System with Renewable Distributed Generation”* [34] จากประเทศอิหร่าน ได้นำเสนอวิธีการตรวจวัดข้อมูลของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่ถูกติดตั้งในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลจะทำการตรวจวัดข้อมูล ได้แก่ (1) ระดับแรงดันไฟฟ้า (2) ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และ (3) ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ พร้อมทั้งทำการคำนวณเพื่อหาช่วงพิกัดของระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมแล้วส่งไปยังตัวควบคุมที่ถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง สำหรับวิเคราะห์การปรับแก้ของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ในกระบวนการดังกล่าวยังไม่ได้สร้างรูปแบบการควบคุมจากส่วนกลางให้มีประสิทธิภาพ เนื่องด้วยการออกแบบการส่งข้อมูลจากอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลไม่สามารถทำได้ในเวลาเดียวกันและการทำงานยังไม่เป็นอิสระซึ่งกันและกัน

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการออกแบบการควบคุมจากส่วนกลางมายังการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีการติดตั้งอุปกรณ์ที่สามารถรับ-ส่งข้อมูลจากการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จากศูนย์ควบคุมฯ โดยจะคำนึงถึงช่วงระยะเวลาในการรับ-ส่งข้อมูลไปยังอินเวอร์เตอร์เป็นสำคัญ เพื่อป้องกันไม่ไห้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดวงจรด้วยอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ

1.7 โครงสร้างของเนื้อหาวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 บทนำ ได้นำเสนอเนื้อหาที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และบทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง

- บทที่ 2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์** ได้นำเสนอข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งเป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ นอกจากนี้ยังได้นำเสนอข้อกำหนดฯ ของต่างประเทศ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า รวมไปถึงวิธีการป้องกันและแก้ไขสำหรับวิเคราะห์และปรับปรุงข้อกำหนดฯ เดิมของการไฟฟ้าฯ
- บทที่ 3 การควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกล** ได้นำเสนอวิธีการควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์กับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- บทที่ 4 หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน** ได้นำเสนอหลักการทำงาน ข้อมูลทางเทคนิค การควบคุมแรงดันไฟฟ้า พร้อมทั้งนำเสนอตัวอย่างรูปแบบการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ
- บทที่ 5 การควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์** ได้นำเสนอแนวคิดวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณารูปแบบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์เมื่อเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยทำการทดสอบบนระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ผ่านการพัฒนาโปรแกรมการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟด้วยโปรแกรม MATLAB และทำการจำลองสถานการณ์ด้วยโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
- บทที่ 6 วิธีการทดสอบและผลการทดสอบ** ได้นำเสนอวิธีการทดสอบและผลการทดสอบต่างๆ ของการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- บทที่ 7 สรุปผลการทดสอบ และ ข้อเสนอแนะ** ได้นำเสนอสรุปผลการทดสอบ และ ข้อเสนอแนะเพื่อแสดงผลลัพธ์ที่สำคัญของการควบคุมจากส่วนกลางและการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

บทที่ 2

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยปัจจุบัน ได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ ผ่านมาตรการจูงใจให้ภาคเอกชนหันเข้ามาลงทุนกันมากขึ้นด้วยอัตราารรับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff หรือ FIT [7, 8] ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 เป็นต้นมา (และ Net Metering ที่จะเกิดขึ้นในช่วงปี พ.ศ. 2559) จึงส่งผลให้จำนวนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้ามาในบางพื้นที่นั้นมีจำนวนเพิ่มขึ้น จากในอดีตเป็นจำนวนมาก ซึ่งในบางสถานะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีน้อย (Minimum Load Condition) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) ในด้านของแรงดันไฟฟ้าได้ ดังนั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงจำเป็นต้องมีมาตรการรองรับในการเข้ามาของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่อาจมีผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า ด้วยวิธีการให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีส่วนร่วมในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling : PCC) ซึ่งมาตรการดังกล่าวที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนี้ ได้แก่ (1) ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 [3] และ (2) ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [4]

จากมาตรการรองรับทั้ง 2 ฉบับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้ทำการศึกษา และ ทบทวนข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะ (1) ทราบถึงข้อมูลที่ใช้เป็นหลักเกณฑ์พื้นฐานในการกำหนดขีดจำกัดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ (2) ทราบถึงข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับมาตรฐานของช่วงระดับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ต้องควบคุมที่จุดเชื่อมต่อ มิฉะนั้นระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกปลดออกจากการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่กำหนดในอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกิน เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้จัดทำออกมาเพื่อกำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น ยังมีบางประเด็นที่จะต้องทำการพิจารณาเพิ่มเติม เช่น รูปแบบการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ เช่น วิธีการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control : PFC) การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control : RPC) และ วิธีการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control : APC) เป็นต้น

ทั้งนี้ เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้านั้นได้รับการพัฒนาไปมาก ดังจะเห็นได้จากรายงานของ International Energy Agency หรือ IEA ในเรื่องการสำรวจข้อมูลของกลุ่มประเทศที่มีการจัดการที่เหมาะสมกับผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบด้วย ประเทศเยอรมนี ประเทศญี่ปุ่น ประเทศอิตาลี และ ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งจัดได้ว่า กลุ่มประเทศเหล่านี้เป็นกลุ่มประเทศที่มีจำนวนการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดในโลก และ ยังเป็นกลุ่มประเทศที่สามารถนำเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ในด้านการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดอีกด้วย [35]

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกลุ่มประเทศทั้ง 4 ประเทศข้างต้น เพื่อที่จะทราบถึงจุดเหมือน และ จุดแตกต่างระหว่างข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งในประเทศและต่างประเทศสำหรับนำมาใช้ หรือ ปรับปรุง พร้อมทั้งนำเสนอต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในเรื่องของความเหมาะสมของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทยได้ โดยเนื้อหาในบทนี้จะถูกแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

- (1) ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 [3]
- (2) ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [4]
- (3) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ [35-47]

2.1 ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558

วัตถุประสงค์ของการไฟฟ้านครหลวงในการออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า คือ การกำหนดหลักเกณฑ์พื้นฐานในด้านเทคนิคการออกแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประสงค์จะเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบในด้านต่างๆ โดยเฉพาะผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ ขอบเขตของประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 นี้ได้กล่าวไว้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า 2 ประเภท ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ซึ่งมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ระหว่าง 10 ถึง 90 เมกะวัตต์ และมักจะเชื่อมต่ออยู่ในระดับแรงดันสูง (High Voltage : HV) และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small

Power Producer : VSPP) ซึ่งมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งน้อยกว่า 10 เมกะวัตต์ลงมา และส่วนใหญ่จะทำการเชื่อมต่อในระดับแรงดันต่ำ (Low Voltage : LV) จนถึงระดับแรงดันปานกลาง (Medium Voltage : MV) โดยประเด็นของข้อกำหนดการ (ฉบับร่าง) เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2558 ที่ได้ระบุไว้จะมีดังต่อไปนี้

2.1.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การไฟฟ้านครหลวงได้ออกข้อกำหนดของขีดจำกัดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแบ่งตามประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ดังนี้

2.1.1.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP Installed Capacity)

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก หรือ Small Power Producer (SPP) คือ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยมีช่วงของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ 10 ถึง 90 เมกะวัตต์ ซึ่งการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้า 69 และ 115 กิโลโวลต์ โดยมีหลักเกณฑ์ในการกำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งตามระดับแรงดันไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(1) ระดับแรงดันไฟฟ้า 69 กิโลโวลต์

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้าวรวมต่อหนึ่งสายส่งมีค่าไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

(2) ระดับแรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้าวรวมต่อหนึ่งสายส่งมีค่าไม่เกิน 180 เมกะวัตต์

2.1.1.2 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP Installed Capacity)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ Very Small Power Producer (VSPP) คือ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดยมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ซึ่งการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากสามารถทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังต่อไปนี้

(1) ระดับแรงดันต่ำ (230/400 โวลต์ – แรงดันเฟส/แรงดันสาย)

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ทั้งแบบ 1 เฟส และ 3 เฟส โดยที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบ 1 เฟส จะสามารถจ่ายได้ไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ และแบบ 3 เฟส จะสามารถจ่ายได้โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ามีค่าความแตกต่างระหว่างเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์
- นอกจากนี้ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมด (กิโลวัตต์) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (MV/LV Transformer) ลูกหนึ่งจะต้องมีค่าไม่เกินร้อยละ 15 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์-แอมแปร์) ของหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้าลูกนั้น

(2) ระดับแรงดันปานกลาง (12 หรือ 24 กิโลวัตต์)

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมต่อหนึ่งสายจำหน่ายมีค่าไม่เกิน 4 เมกะวัตต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้า 12 กิโลวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมต่อหนึ่งสายจำหน่ายมีค่าไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้า 24 กิโลวัตต์
- นอกจากนี้ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมด (เมกะวัตต์) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อหม้อแปลงสถานีไฟฟ้า (HV/MV Transformer) ลูกหนึ่งจะต้องมีค่าไม่เกินร้อยละ 20 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์-แอมแปร์) ของหม้อแปลงสถานีไฟฟ้าลูกนั้น

(3) ระดับแรงดันสูง (69 หรือ 115 กิโลโวลต์)

- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟารวมต่อหนึ่งสายส่งมีค่าไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้า 69 กิโลโวลต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟารวมต่อหนึ่งสายส่งมีค่าไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์

2.1.2 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.1.2.1 ช่วงระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง

การไฟฟ้านครหลวงได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์นำระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มาทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ให้สอดคล้องกับช่วงระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด ซึ่งจะต้องควบคุมทั้งในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ได้ทำการจ่ายกำลังไฟฟ้า และ ทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยแบ่งเป็นสภาวะปกติ และ สภาวะฉุกเฉิน ดังแสดงในตารางที่ 2.1 และ 2.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 2.1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า [3]

ระดับแรงดันไฟฟ้า	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	117.6	106.4	123.0	96.0
69 กิโลโวลต์	70.4	63.6	72.5	57.3
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410.0	371.0	416.0	362.0
230 โวลต์	237.0	214.0	240.0	209.0

ตารางที่ 2.2 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า [3]

ระดับแรงดันไฟฟ้า	สถานะปกติ		สถานะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410.0	371.0	416.0	362.0
230 โวลต์	237.0	214.0	240.0	209.0

2.1.2.2 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการตอบสนองต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(1) อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบริการโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำ (230/400 โวลต์)

อินเวอร์เตอร์จะต้องทำการปลดวงจรออกให้ทันระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุด ถ้าหากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อให้สอดคล้องกับตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบริการโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำ (230/400 โวลต์) [3]

ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงาน (โวลต์)		ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
แรงดันสาย	แรงดันเฟส	
$V < 199$	$V < 115$	0.1
$199 \leq V < 346$	$115 \leq V < 200$	2.0
$346 \leq V \leq 416$	$200 \leq V \leq 240$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$416 < V < 539$	$240 < V < 311$	2.0
$V \geq 539$	$V \geq 311$	0.05

(2) อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบริเวณระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป

อินเวอร์เตอร์จะต้องทำการปลดวงจรออกให้ทันระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุด ถ้าหากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อให้สอดคล้องกับตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป [3]

ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงาน (% ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของอินเวอร์เตอร์)	ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
$V < 50\%$	0.1
$50\% \leq V < 85\%$	2.0
$85\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110\% < V < 135\%$	2.0
$V \geq 135\%$	0.05

2.1.2.3 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control : PFC)

การไฟฟ้านครหลวงได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยอนุญาตให้ช่วงของการควบคุมอยู่ระหว่าง 0.85 นำหน้า (Leading) ถึง 0.85 ตามหลัง (Lagging)

2.2 ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

วัตถุประสงค์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้า คือ เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์พื้นฐานในด้านเทคนิคการออกแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ประสงค์จะเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ได้กล่าวไว้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยประเด็นของข้อกำหนด (ฉบับร่าง) การเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 ที่ได้ระบุไว้จะมีดังต่อไปนี้

2.2.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ออกข้อกำหนดเกี่ยวกับขีดจำกัดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทำการเชื่อมต่อ ซึ่งได้แก่ (1) ระดับแรงดันต่ำ (2) ระดับแรงดันปานกลาง และ (3) ระดับแรงดันสูง ดังแสดงรายละเอียดได้ต่อไปนี้

(1) ระดับแรงดันต่ำ (220/380 โวลต์ – แรงดันเฟส/แรงดันสาย)

- ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ทั้งแบบ 1 เฟส และ 3 เฟส โดยที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบ 1 เฟส จะสามารถจ่ายได้ไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ และแบบ 3 เฟส จะสามารถจ่ายได้โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ามีค่าความแตกต่างระหว่างเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์
- นอกจากนี้ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมด (กิโลวัตต์) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (MV/LV Transformer) ลูกหนึ่งจะต้องมีค่าไม่เกินร้อยละ 15 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์-แอมแปร์) ของหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้าลูกนั้น

(2) ระดับแรงดันปานกลาง (22 หรือ 33 กิโลวัตต์)

- ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมต่อหนึ่งสายจำหน่ายมีค่าไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้า 22 กิโลวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมต่อหนึ่งสายจำหน่ายมีค่าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้า 33 กิโลวัตต์
- นอกจากนี้ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมด (เมกะวัตต์) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อหม้อแปลงสถานีไฟฟ้า (HV/MV Transformer) ลูกหนึ่งจะต้องมีค่าไม่เกินร้อยละ 75 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์-แอมแปร์) ของหม้อแปลงสถานีไฟฟาลูกนั้น

(3) ระดับแรงดันสูง (115 กิโลโวลต์)

- ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ถ้าปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมต่อหนึ่งสายส่งวงจรเดี่ยว (Single Conductor) มีค่าไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ และ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมต่อหนึ่งสายส่งวงจรคู่ (Double Conductor) มีค่าไม่เกิน 230 เมกะวัตต์

2.2.2 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.2.2.1 ช่วงระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ประสงค์นำระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มาทำการเชื่อมต่อ และ จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ให้สอดคล้องกับช่วงระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ซึ่งจะต้องควบคุมได้ทั้งในสภาวะปกติ และ สภาวะฉุกเฉิน ดังแสดงในตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [4]

ระดับแรงดันไฟฟ้า	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418.0	342.0	418.0	342.0
220 โวลต์	240.0	200.0	240.0	200.0

2.2.2.2 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการตอบสนองต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

อินเวอร์เตอร์จะต้องทำการปลดวงจรออกให้ทันระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุด ถ้าหากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อให้สอดคล้องกับตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [4]

ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงาน (% ของระดับแรงดันเฟสในระบบโครงข่ายไฟฟ้า)	ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

2.2.2.3 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control : PFC) และ การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control : RPC)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และ ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยอนุญาตให้ควบคุมและสามารถปรับค่าได้ ดังแสดงในตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และ การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [4]

ปริมาณกำลังผลิต ติดตั้ง (กิโลวัตต์)	การควบคุมค่า ตัวประกอบ กำลังไฟฟ้า	การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ
$P_n \leq 500$	0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง	จะต้องควบคุมให้ได้อย่างน้อย 1 วิธีคือ (1) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่
$P_n > 500$	0.90 นำหน้า ถึง 0.90 ตามหลัง	จะต้องควบคุมให้ได้อย่างน้อย 2 วิธีคือ (1) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ (2) การควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U)

หมายเหตุ : P_n คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง

2.2.2.4 การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control : APC)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อกับการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงจากร้อยละ 100 จนถึงร้อยละ 0 ได้ โดยช่วงของการควบคุมจะต้อง

สามารถปรับลดได้น้อยครั้งละร้อยละ 10 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ภายในระยะเวลา 1 นาที

จากการศึกษาระเบียบการไฟฟ้าฯ ว่าด้วยการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะสามารถสรุปประเด็นปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และรูปแบบการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังแสดงในตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 สรุปข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งและการควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง	การไฟฟ้านครหลวง	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
แรงดันสูง	90 เมกะวัตต์ (69 กิโลโวลต์) 180 เมกะวัตต์ (115 กิโลโวลต์)	120 เมกะวัตต์ (วงจรเดี่ยว) 230 เมกะวัตต์ (วงจรรุ่น) (115 กิโลโวลต์)
แรงดันปานกลาง	4 เมกะวัตต์ (12 กิโลโวลต์) 8 เมกะวัตต์ (24 กิโลโวลต์) 20% ของค่าพิกัดหม้อแปลง HV/MV	8 เมกะวัตต์ (22 กิโลโวลต์) 10 เมกะวัตต์ (33 กิโลโวลต์) 75% ของค่าพิกัดหม้อแปลง HV/MV
แรงดันต่ำ	5 กิโลวัตต์ (400/230 โวลต์) 15% ของค่าพิกัดหม้อแปลง MV/LV	5 กิโลวัตต์ (380/220 โวลต์) 15% ของค่าพิกัดหม้อแปลง MV/LV
การควบคุมแรงดันไฟฟ้า	การไฟฟ้านครหลวง	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	ตั้งแต่ 0.85	ตั้งแต่ 0.90 (น้อยกว่า 500 กิโลวัตต์) ตั้งแต่ 0.95 (มากกว่า 500 กิโลวัตต์)
ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ	-	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ ฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U)
ค่ากำลังไฟฟ้าจริง	-	ลดลงขั้นร้อยละ 10 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

หมายเหตุ : ช่วงมาตรฐานของการไฟฟ้าฯ จะถูกกำหนดในช่วงตั้งแต่ร้อยละ 85 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ สำหรับการไฟฟ้านครหลวง และ ช่วงตั้งแต่ร้อยละ 90 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ

ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ประสงค์จะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ที่เป็นเจ้าของระบบนั้น จำเป็นต้องศึกษาและปฏิบัติตามเงื่อนไข หรือ มาตรฐานของการเชื่อมต่อที่ผู้ที่เป็นเจ้าของระบบได้กำหนด เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งในปัจจุบันนี้ มีอยู่หลากหลายประเทศที่เป็นผู้เริ่มต้นคิดค้น พัฒนา แก้ไข และปรับปรุงวิธีการให้ทันสมัยเพื่อที่จะทำให้ผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าลดน้อยลง โดยจะเห็นได้จากข้อมูลที่ได้จากการสำรวจกลุ่มประเทศสมาชิกใน International Energy Agency หรือ IEA ที่ในปี พ.ศ. 2557 ได้จัดทำรายงานเรื่อง “*High Penetration of Photovoltaic in Local Distribution Grids*” [35] โดยมีสมาชิกในกลุ่มประเทศที่เข้าร่วมในการสำรวจในครั้งนี้ทั้งหมด 11 ประเทศทั่วโลก ได้แก่ ประเทศออสเตรเลีย ประเทศออสเตรีย ประเทศเบลเยียม ประเทศจีน ประเทศเยอรมนี ประเทศกรีซ ประเทศอิตาลี ประเทศญี่ปุ่น ประเทศสเปน ประเทศสวีเดนและแลนด์ และ ประเทศสหรัฐอเมริกา

นอกจากนี้ กลุ่มประเทศที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นยังช่วยสนับสนุนให้ประชาชนในประเทศมีความสนใจในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์ในการลดการใช้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ และกลุ่มประเทศที่มีการสนับสนุนให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มากจนมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมติดอันดับเป็น 1 ใน 10 ของประเทศทั่วโลกตามรายงานสำรวจ “*Trends 2015 in Photovoltaic Applications*” [48] ของ IEA ในปี พ.ศ. 2557 ซึ่งประกอบด้วย ประเทศเยอรมนี (อันดับที่ 1) ประเทศจีน (อันดับที่ 2) ประเทศญี่ปุ่น (อันดับที่ 3) ประเทศอิตาลี (อันดับที่ 4) และ ประเทศสหรัฐอเมริกา (อันดับที่ 5)

จากสถานการณ์ของต่างประเทศที่ได้มีการสนับสนุนให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทำการศึกษาประเด็นของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่

- (1) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า “*BDEW – Technical Guideline : Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network*” [36] และ “*VDE-AR-N 4105 : 2011-08 : Power Generation Systems Connected to the Low-Voltage Distribution Network*” [47] (ประเทศเยอรมนี)
- (2) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า “*Grid-Interconnection Code : JEAC 9701-2012*” [40] (ประเทศญี่ปุ่น)

- (3) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า “CEI 0-16 : Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Consumers to the HV and MV Electrical Networks of Distribution Company” และ “CEI 0-21 : Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Users to the LV Electrical Utilities” [37, 38] (ประเทศอิตาลี)
- (4) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า “IEEE Standard 929-2000 – IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems” [44] และ “IEEE Standard 1547-2003 – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” [45] (ประเทศสหรัฐอเมริกา)

หมายเหตุ : วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้ทำการศึกษาคือข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศจีนเนื่องด้วยมีรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเฉพาะการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ (Fixed Power Factor Control) เท่านั้น

โดยจะศึกษาโครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ (Nominal Voltage) ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ วิธีการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อที่จะทราบถึงแนวทางในการนำเทคโนโลยีในอินเวอร์เตอร์มาใช้เป็นส่วนหนึ่งในการควบคุมไม่ให้ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่ออยู่นอกช่วงที่ผู้ที่เป็นเจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กำหนดเอาไว้ผ่านข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งหัวข้อที่จะทำการศึกษาในแต่ละประเทศนั้น จะถูกแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่ (1) โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (2) ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า และ (3) การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

2.3.1 ประเทศเยอรมนี

เมื่อสิ้นสุดปี พ.ศ. 2557 ที่ผ่านมา International Energy Agency หรือ IEA ได้จัดทำรายงานการสำรวจข้อมูลปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศเยอรมนี พบว่า ประเทศเยอรมนีมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดคิดเป็น 38,250 เมกะวัตต์ ซึ่งถือได้ว่าเป็นปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมมากที่สุดในโลก จึงทำให้ในปัจจุบัน ประเทศเยอรมนีจัดเป็นหนึ่งในประเทศตัวอย่างในการนำเทคโนโลยีด้านพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม เป็นต้น มาใช้เป็นพลังงานทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าสำหรับรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ ซึ่งในประเทศเยอรมนี

ได้มี (1) The Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (ภาษาเยอรมัน) หรือ BDEW และ (2) The Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (ภาษาเยอรมัน) หรือ VDE เป็นกลุ่มผู้ออกแบบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระดับแรงดันปานกลางและต่ำ เรียกว่า Technical Guideline (BDEW) ว่าด้วยการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง หรือ Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network [36] และ VDE-AR-N 4105 (VDE) ว่าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ หรือ Power Generation Systems Connected to the Low-Voltage Distribution Network [47] อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น ดังที่จะสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

2.3.1.1 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศเยอรมนีจะครอบคลุมทั้งระดับแรงดันสูง ปานกลางและต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 2.1 โดยระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงจะมีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ เท่ากับ 110 กิโลโวลต์ (สภาวะปกติจะทำการควบคุมให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงตั้งแต่ 100 ถึง 123 กิโลโวลต์ และสภาวะฉุกเฉินจะทำการควบคุมให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงตั้งแต่ 96 ถึง 127 กิโลโวลต์) ทั้งนี้ โครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงโดยส่วนใหญ่ จะมีรูปแบบการเชื่อมต่ออยู่ในรูปแบบวงจรมesh (Mesh) เดลต้า 3 เฟส 3 สาย สำหรับสายพาดอากาศ และสำหรับสายเคเบิลใต้ดินจะมีอยู่เฉพาะบางพื้นที่ ลูกค้ำที่เชื่อมต่อเพื่อทำการซื้อขายไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงนี้ ประกอบด้วย ผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System Operators : DSOs) โรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และโรงไฟฟ้าระดับเมกะวัตต์ เช่น โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส และ โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม เป็นต้น

สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางในประเทศเยอรมนี ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ จะมีค่าอยู่ในช่วงตั้งแต่ 10 ถึง 35 กิโลโวลต์ โดยจะมีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงสถานีไฟฟ้า (HV/MV Transformer) อยู่ในช่วงระหว่าง 25 ถึง 63 เมกะโวลต์-แอมแปร์ และเช่นเดียวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง โครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง จะมีรูปแบบการเชื่อมต่ออยู่ในรูปทั้งแบบวงจรมesh (Mesh) และเรเดียล (Radial) เดลต้า 3 เฟส 3 สาย สำหรับสายพาดอากาศ ซึ่งจะอยู่ในเขตพื้นที่ที่เป็นชนบท และสำหรับสายเคเบิลใต้ดินจะมีอยู่ในเขตพื้นที่ที่เป็นชานเมือง สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 400 โวลต์ จะจัดอยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ซึ่งจะมีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (MV/LV Transformer) อยู่ในช่วงระหว่าง

100 ถึง 630 กิโลโวลต์-แอมแปร์ และโครงสร้างการเชื่อมต่อของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ จะมีรูปแบบการเชื่อมต่ออยู่ในรูปทั้งแบบวงจรมesh (Mesh) และเรเดียล (Radial) สตาร์ท 3 เฟส 5 สาย (เพิ่มส่วนของสายนิวทรัล) สำหรับสายพาดอากาศ (เขตพื้นที่ชนบท) และสายเคเบิลใต้ดิน (เขตพื้นที่ชานเมือง)

2.3.1.2 ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า

ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ออกโดย BDEW สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง และ VDE สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ได้กำหนดช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะอยู่ในช่วงตั้งแต่ร้อยละ 90 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ อย่างไรก็ตาม หากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกปลดออกจากการเชื่อมต่อ และ จะหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุดตามที่ได้ตั้งค่าไว้ในอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าชนิดแรงดันเกิน (Overvoltage Protection) และ แรงดันตก (Undervoltage Protection)

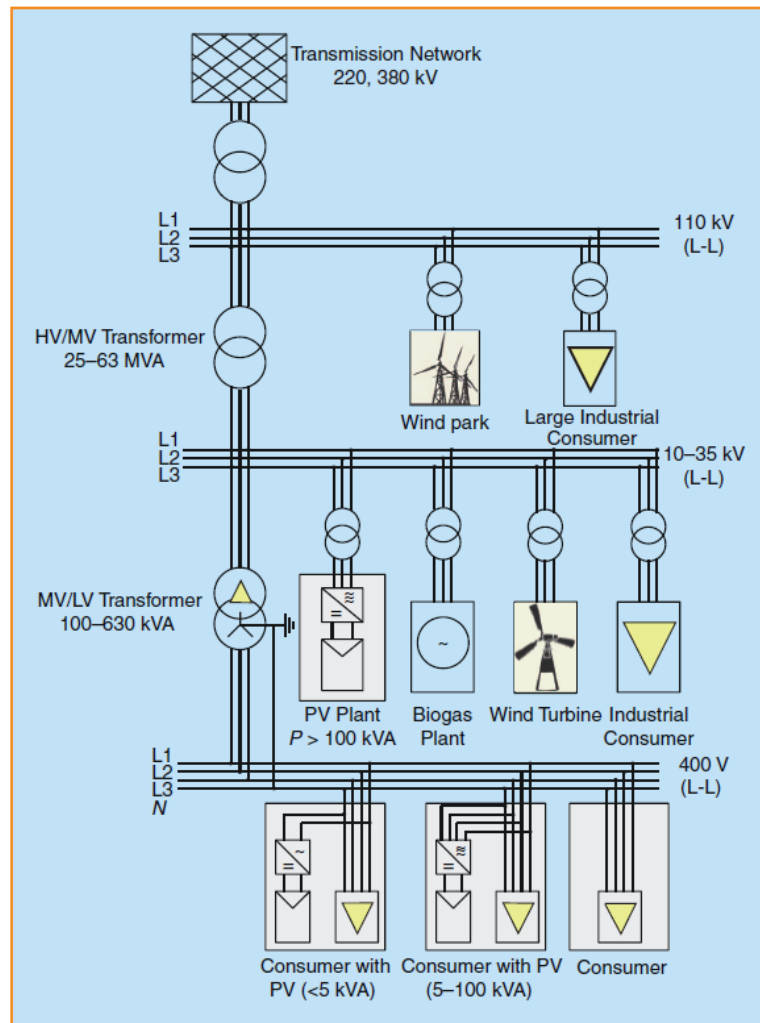
2.3.1.3 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

(1) การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control : APC)

ความต้องการในการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงจากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งระดับแรงดันปานกลางและต่ำ จะขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 2.9

(2) การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control : RPC)

ตามปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันปานกลางและต่ำ ผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือ DSOs ได้กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟตามข้อกำหนดที่ได้แสดงไว้ในตารางที่ 2.10



รูปที่ 2.1 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศเยอรมนี [41]

ตารางที่ 2.9 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [35]

ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์)	รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง
$P_n \geq 100$	ผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือ DSOs ใช้ระบบควบคุมระยะไกล
$30 \leq P_n < 100$	Long-Wave Radio Ripple ในการส่งการตั้งค่าพารามิเตอร์ไปยังอินเวอร์เตอร์
$P_n < 30$	สองตัวเลือกในการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง ได้แก่ (1) ผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือ DSOs ใช้ระบบควบคุมระยะไกล Long-Wave Radio Ripple ในการส่งการตั้งค่าพารามิเตอร์ไปยังอินเวอร์เตอร์

ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์)	รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง
	(2) การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ร้อยละ 70 ของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งเมื่อมีการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

หมายเหตุ : P_n คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง

ตารางที่ 2.10 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [35, 36, 47]

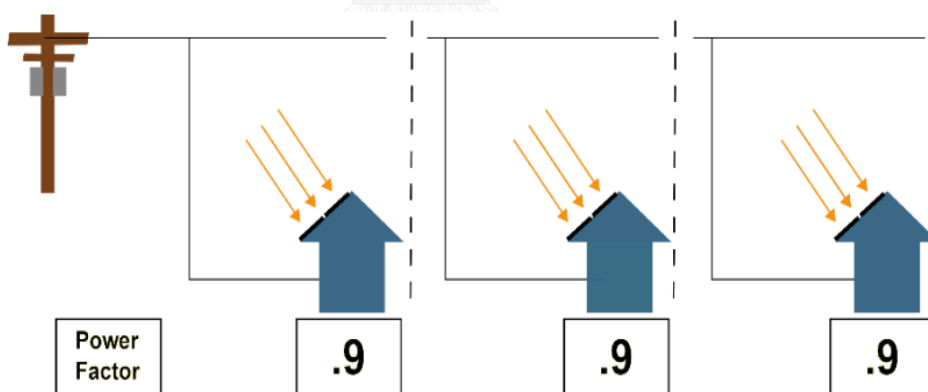
ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์-แอมแปร์)	รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
ระดับแรงดันปานกลาง (10 ถึง 35 kV)	ทุกขนาด	สามารถเลือกวิธีการควบคุมได้ 3 วิธีคือ (1) ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้า (Leading) ถึง 0.95 ตามหลัง (Lagging) (2) ควบคุมผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (3) ควบคุมผ่านระบบควบคุมระยะไกลจากผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือ DSOs
ระดับแรงดันต่ำ (400 V)	$S_n < 3.68$	ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้า (Leading) ถึง 0.95 ตามหลัง (Lagging)
	$3.68 \leq S_n \leq 13.8$	สามารถเลือกวิธีการควบคุมได้ 2 วิธีคือ (1) ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้า (Leading) ถึง 0.95 ตามหลัง (Lagging) (2) ควบคุมผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U)

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์-แอมแปร์)	รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
	$S_n > 13.8$	สามารถเลือกวิธีการควบคุมได้ 2 วิธีคือ (1) ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.90 นำหน้า (Leading) ถึง 0.90 ตามหลัง (Lagging) (2) ควบคุมผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U)

(3) การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control : PFC)

รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในประเทศเยอรมนีสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทำได้ 3 วิธี ดังต่อไปนี้

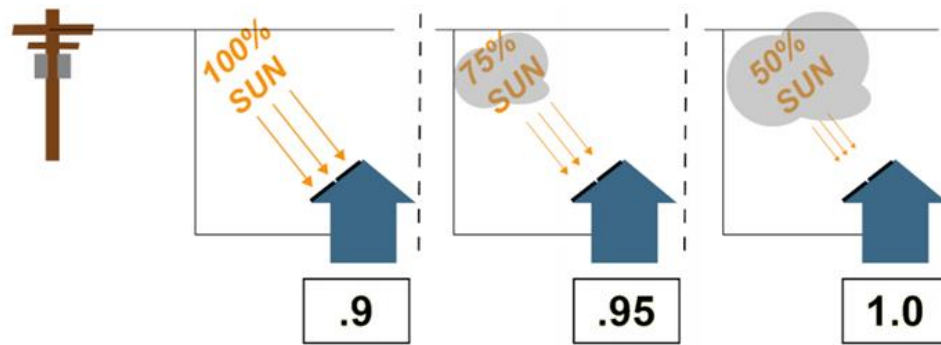
วิธีที่ 1 การตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ (Fixed Power Factor) เป็นการกำหนดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ ดังแสดงในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 รูปแบบการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม
หากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าคงที่ [43]

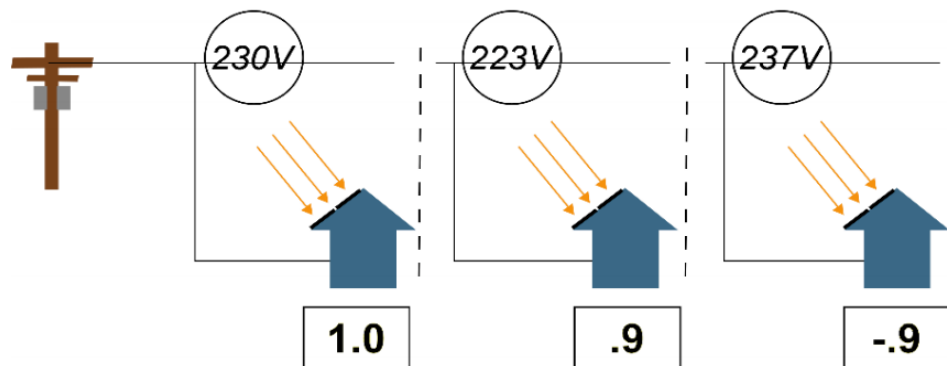
วิธีที่ 2 การตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ เป็นวิธีที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ นั่นคือ หากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้มีค่ามาก ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีค่าน้อย และในทางตรงข้ามกัน หากค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้มีค่าน้อย ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่มีค่ามากจนกระทั่งถึงมีค่า

เข้าใกล้หนึ่ง หรือทำงานที่ Unity Power Factor ดังแสดงในรูปที่ 2.3 เนื่องจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปริมาณที่มากเกินไป อาจทำให้เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ให้มีค่ามากกว่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่บริเวณต้นทางของสายจำหน่ายได้



รูปที่ 2.3 รูปแบบการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ [43]

วิธีที่ 3 การตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นวิธีที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อในระบบโครงข่ายไฟฟ้า กล่าวคือ ถ้าระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่ามากกว่าช่วงมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบตามหลัง (Lagging) ซึ่งจะช่วยให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรับค่ากำลังไฟฟ้านี้จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ แต่ถ้าหากระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าช่วงมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้า (Leading) เพื่อที่จะทำการจ่ายกำลังไฟฟ้านี้เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 รูปแบบการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อในระบบโครงข่ายไฟฟ้า [43]

2.3.2 ประเทศญี่ปุ่น

ปี พ.ศ. 2557 International Energy Agency หรือ IEA ได้สำรวจข้อมูลปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น พบว่า ประเทศญี่ปุ่นมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดคิดเป็น 23,409 เมกะวัตต์ ซึ่งถือได้ว่าปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมมากเป็นอันดับที่ 3 จาก 10 ประเทศที่ได้รับการจัดอันดับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมมากที่สุดในโลก จึงทำให้ในปัจจุบัน ประเทศญี่ปุ่นจัดเป็นหนึ่งในประเทศตัวอย่างที่ได้มีการนำเทคโนโลยีด้านพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น มาใช้เป็นพลังงานทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าสำหรับรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ ซึ่งในประเทศญี่ปุ่นได้มี The Japan Electrotechnical Standards and Codes Committee หรือ JESC เป็นผู้ออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เรียกว่า Grid-Interconnection Code : JEAC 9701-2012 [40] และในการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังที่จะสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

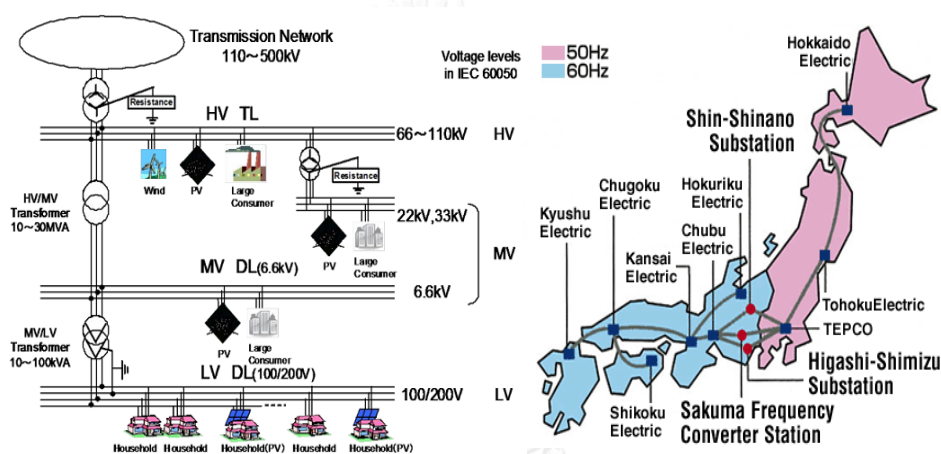
2.3.2.1 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น ดังแสดงในรูปที่ 2.5 ประกอบด้วยระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System) ที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติตั้งแต่ 110 กิโลโวลต์ขึ้นไป จนถึง 500 กิโลโวลต์ และระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แบ่งช่วงของระดับแรงดันไฟฟ้าออกเป็น ระดับแรงดันสูง ปานกลาง และต่ำ โดยที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง จะมีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 66, 77 และ 110 กิโลโวลต์ และโครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีผู้เชื่อมต่อระบบ เช่น โรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ (โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม และโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่) เป็นต้น จะมีลักษณะเป็นแบบเรเดียล (Radial)

สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติจะถูกแบ่งที่ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 7 กิโลโวลต์ ภายใต้ค่าระดับแรงดันไฟฟ้านี้ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 6.6 กิโลโวลต์จะเป็นระบบที่ใช้เป็นส่วนใหญ่ในระดับแรงดันปานกลาง และโครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางนี้จะมีลักษณะเป็นแบบเรเดียล ซึ่งจะมีระบบอัตโนมัติที่สามารถตรวจสอบและควบคุมระยะไกลกับอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ในบริเวณที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก จะนิยมใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 22 และ 33 กิโลโวลต์ เรียกว่า Spot Network (เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ

มากกว่า 7 กิโลโวลต์) ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อเพื่อที่จะเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบให้มากยิ่งขึ้น

และสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ จะมีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติที่ 101 และ 202 โวลต์ โดยมีช่วงมาตรฐานของการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง 95 ถึง 107 โวลต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 101 โวลต์ และช่วง 182 ถึง 222 โวลต์ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ 202 โวลต์ โดยทั่วไป ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำจะมีค่าพิกัดหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (MV/LV Transformer) อยู่ในช่วงตั้งแต่ 10 ถึง 100 กิโลโวลต์-แอมแปร์ ซึ่งมีการเชื่อมต่อในรูปแบบ Open-Delta 1 เฟส 3 สาย ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นแบบเรเดียล สายพาดอากาศ (สำหรับบ้านอยู่อาศัย)



รูปที่ 2.5 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศญี่ปุ่น [35]

2.3.2.2 ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า

สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ช่วงมาตรฐานของแรงดันไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ของระบบ 101 โวลต์ จะอยู่ในช่วงตั้งแต่ 95 ถึง 107 โวลต์ หรือ 101 โวลต์ \pm 6 โวลต์ และช่วงมาตรฐานของแรงดันไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ของระบบ 202 โวลต์ จะอยู่ในช่วงตั้งแต่ 182 ถึง 222 โวลต์ หรือ 202 โวลต์ \pm 20 โวลต์

2.3.2.3 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางและต่ำ จำเป็นต้องควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อที่จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่กำหนดเพื่อที่จะทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำที่มีบ้านอยู่อาศัยเชื่อมต่อสามารถ

ทำงานได้ตามปกติ ทั้งนี้รูปแบบการควบคุมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อบระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำจะสามารถทำได้ด้วยวิธีการตามขั้นตอนต่อไปนี้

- ตรวจสอบระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ถ้าระดับแรงดันไฟฟ้ามากกว่าช่วงมาตรฐานที่กำหนด อินเวอร์เตอร์จะต้องทำงานในรูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทำงานอยู่ในช่วงระหว่าง 0.85 ตามหลัง ถึง 1 (Unity Power Factor)
- ถ้าระดับแรงดันไฟฟ้าไม่สามารถถูกควบคุมให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่กำหนดได้หลังจากอินเวอร์เตอร์ได้ทำงานในรูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟแล้ว อินเวอร์เตอร์จะต้องเปลี่ยนรูปแบบการทำงานเป็นการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงจนกระทั่งค่าระดับแรงดันไฟฟ้าจะกลับเข้ามาอยู่ในช่วงมาตรฐานที่กำหนด

และสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อบระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางจะสามารถทำได้ด้วยขั้นตอนที่คล้ายคลึงกับการควบคุมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อบระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ แต่จะมีข้อยกเว้นที่เพิ่มเติมขึ้นมามากดังต่อไปนี้

- ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางจะขึ้นอยู่กับข้อตกลงร่วมกันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือ DSOs
- การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะสามารถทำได้ทั้งการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและการควบคุมการทำงานของตัวเก็บประจุ (Static Capacitor : SC)

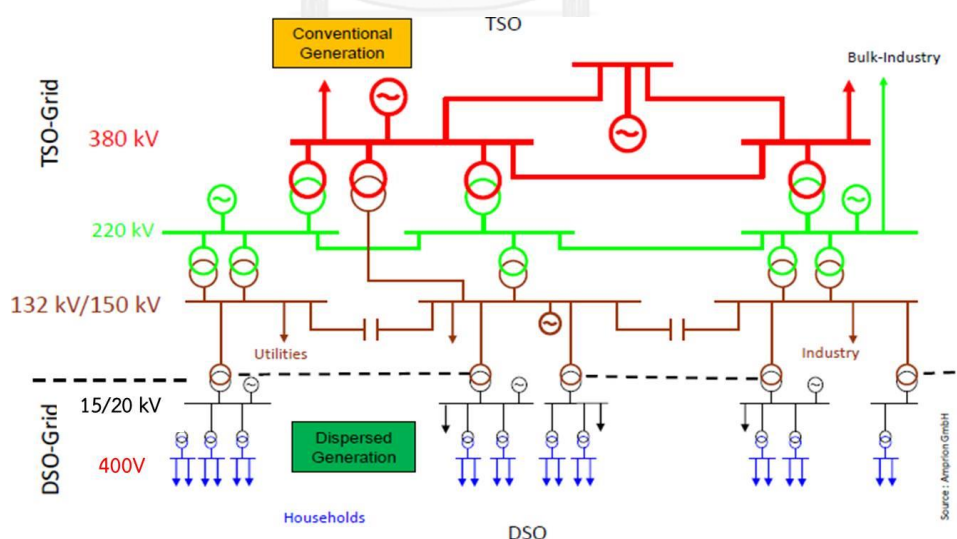
2.3.3 ประเทศอิตาลี

International Energy Agency หรือ IEA ได้จัดทำข้อมูลสำรวจปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศอิตาลี และได้พบว่า ในปี พ.ศ. 2557 ที่ผ่านมาประเทศอิตาลีมีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมทั้งหมดคิดเป็น 18,622 เมกะวัตต์ ซึ่งจัดอยู่เป็นอันดับที่ 4 จาก 10 ประเทศทั่วโลกที่ได้รับการจัดเรียงลำดับว่าเป็นประเทศที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดในโลก และในปัจจุบันนี้ ประเทศอิตาลี ได้มี The Italian Electrotechnical Committee หรือ CEI เป็นผู้ออกแบบข้อกำหนดการเชื่อมต่อบระบบโครงข่ายไฟฟ้า และใช้เป็นชื่อรหัสว่า CEI 0-21 ว่าด้วยการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ หรือ Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Users to the LV Electrical Utilities [38] และ CEI 0-16 ว่าด้วยการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้

จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางและสูง หรือ Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Consumers to the HV and MV Electrical Networks of Distribution Company [37] อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น ดังที่จะสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

2.3.3.1 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ประเทศอิตาลี มีผู้ที่ทำหน้าที่เป็นผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้าในส่วนของระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System Operator : TSO) คือบริษัท Terna และยังเป็นผู้ออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยระดับแรงดันไฟฟ้าปกติในระบบส่งไฟฟ้าจะประกอบด้วยระดับแรงดันไฟฟ้า 220 และ 380 กิโลโวลต์ สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้า The Italian Electrotechnical Committee หรือ CEI จะเป็นผู้ออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งในระดับแรงดันสูง ปานกลาง และต่ำ ซึ่งระดับแรงดันสูงนั้น จะประกอบด้วยระดับแรงดันไฟฟ้า 132 และ 150 กิโลโวลต์ ระดับแรงดันปานกลาง โดยส่วนใหญ่จะประกอบด้วยระดับแรงดันไฟฟ้า 15 และ 20 กิโลโวลต์ (ระดับแรงดันไฟฟ้า 9 และ 23 กิโลโวลต์ จะเป็นระบบที่มีอยู่เป็นส่วนน้อย) และระดับแรงดันไฟฟ้า 230/400 โวลต์ จะถือเป็นระดับแรงดันต่ำของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลี โดยสรุป จะสามารถแสดงในรูปที่ 2.6 และตารางที่ 2.11 ได้ตามลำดับ



รูปที่ 2.6 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลี [39]

ตารางที่ 2.11 ประเภทของระบบและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเทศอิตาลี

ประเภทระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ
ระบบส่งไฟฟ้า (Transmission System)	ระดับแรงดันสูงพิเศษ (Extra-High Voltage)	220 และ 380 กิโลโวลต์
ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System)	ระดับแรงดันสูง (High Voltage)	132 และ 150 กิโลโวลต์
	ระดับแรงดันปานกลาง (Medium Voltage)	9, 15, 20 และ 23 กิโลโวลต์
	ระดับแรงดันต่ำ (Low Voltage)	230/400 โวลต์

2.3.3.2 ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า

ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า CEI 0-16 [37] และ CEI 0-21 [38] ที่ได้จัดทำขึ้นครั้งแรกในปี พ.ศ. 2557 ได้กำหนดช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะอยู่ในช่วงตั้งแต่ร้อยละ 85 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ อย่างไรก็ตาม หากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สร้างผลกระทบไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อในด้านแรงดันไฟฟ้าที่อยู่นอกเหนือไปจากช่วงมาตรฐานที่กำหนด ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องทำการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดตามที่ได้กำหนดไว้ในอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าชนิดแรงดันเกิน (Overvoltage Protection) และ แรงดันตก (Undervoltage Protection)

2.3.3.3 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

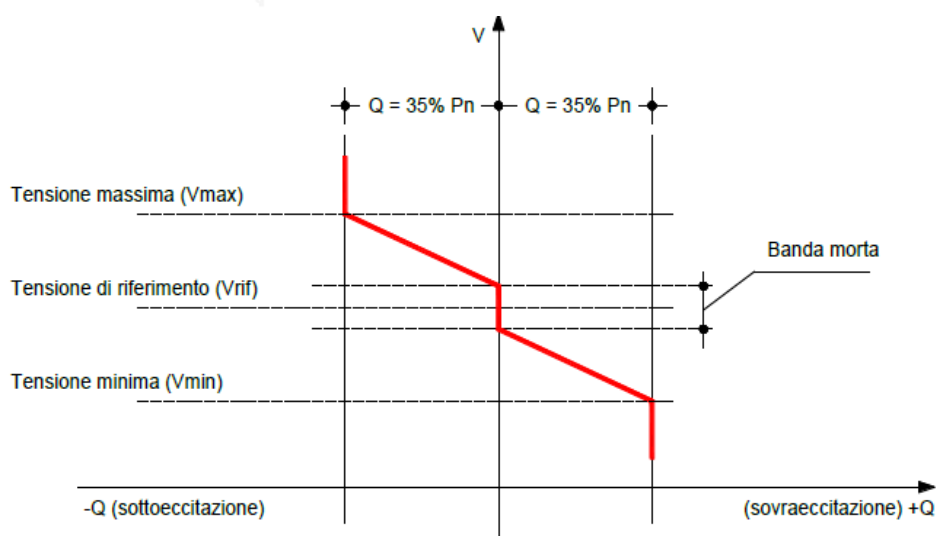
การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศอิตาลี จะมีรูปแบบการควบคุมโดยแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้า ได้แก่ (1) ระดับแรงดันสูง (2) ระดับแรงดันปานกลาง และ (3) ระดับแรงดันต่ำ และวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าจะควบคุมผ่านค่ากำลังไฟฟ้าจริง ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ และค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านอุปกรณ์แปลงผันกำลังไฟฟ้า หรืออินเวอร์เตอร์ ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

(1) การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control : APC)

ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันสูง การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะใช้ควบคุมก็ต่อเมื่อระดับความถี่ ณ จุดเชื่อมต่อ มีการทำงานอยู่นอกช่วงที่มาตรฐานกำหนด (ช่วงความถี่ทำงานที่มาตรฐานกำหนดคือ 47.5 ถึง 51.5 เฮิรตซ์) แต่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางและต่ำนั้น จะใช้วิธีการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงสำหรับควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ให้อยู่ในช่วงการทำงานได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งมาตรฐานได้กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องปรับลดค่ากำลังไฟฟ้าจริงได้อย่างน้อยร้อยละ 10 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ต่อ 1 ขั้นของการปรับค่า และจะต้องสามารถถูกควบคุมได้ด้วยระบบควบคุมระยะไกล (Remote Control System) เมื่อมีคำสั่งขอความร่วมมือมาจากผู้ที่เป็นเจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

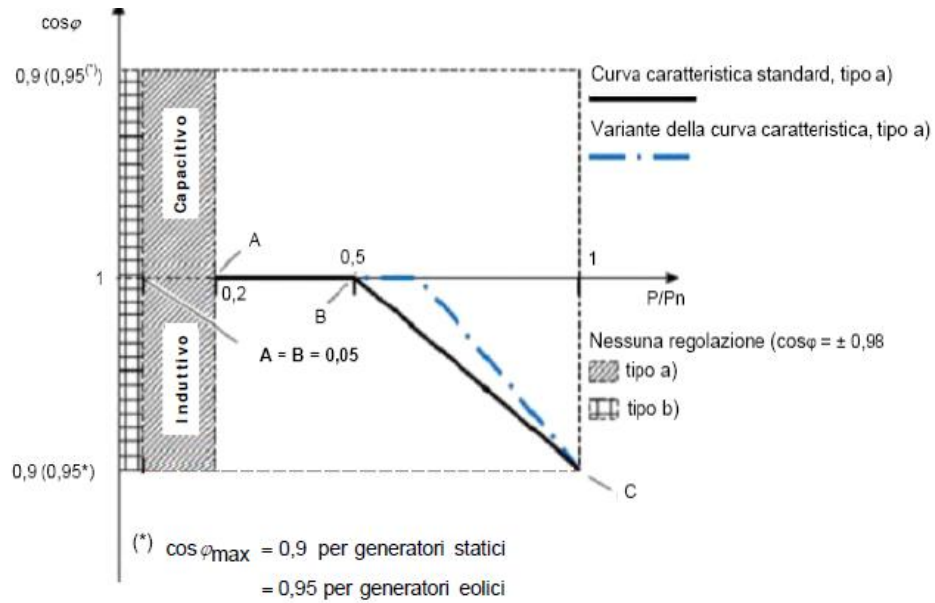
(2) การควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control : RPC)

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันสูง จำเป็นต้องจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟเมื่อระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อไม่อยู่ในช่วงที่ทำงานได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะถูกควบคุมได้โดยผ่านระบบควบคุมระยะไกลจากผู้ที่เป็นเจ้าของระบบด้วยปริมาณที่จำกัดไม่เกินร้อยละ 35 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ทั้งนี้ ปริมาณที่มีการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้ จะถูกคำนวณผ่านรูปแบบการทำงานภายใต้ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ หรือ $Q(U)$ Characteristic ดังแสดงในรูปที่ 2.7

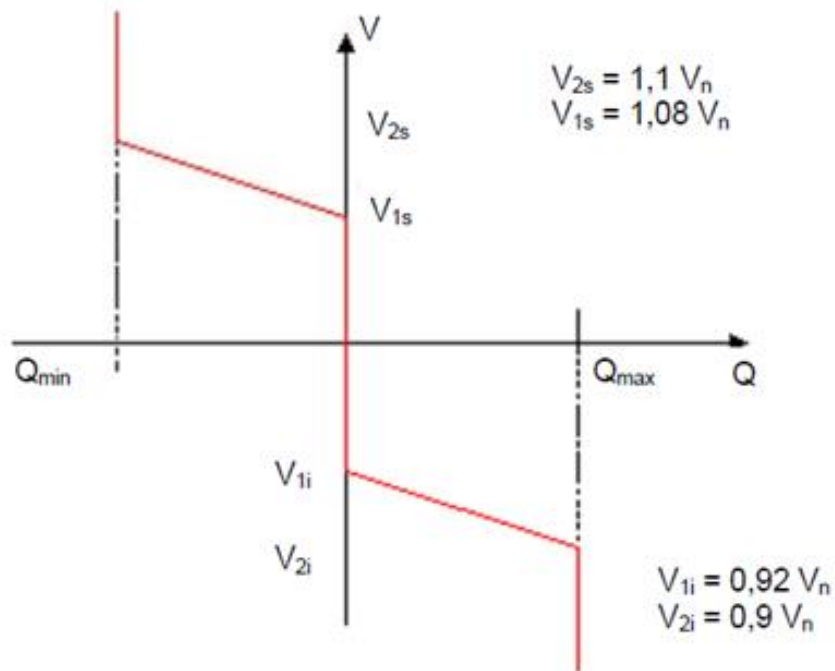


รูปที่ 2.7 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง [37]

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อบริเวณระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง จำเป็นต้องสามารถควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อได้ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi_i(P)$ หรือ $\cos\phi_i(P)$ characteristic และ ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ดังแสดงในรูปที่ 2.8 และ 2.9 ตามลำดับ

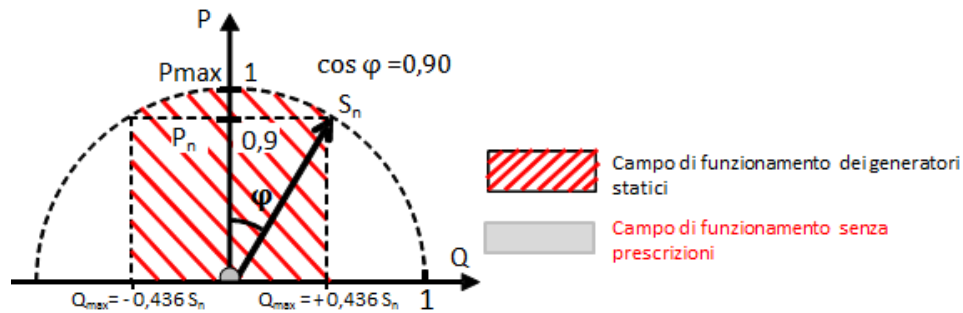


รูปที่ 2.8 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi_i(P)$ สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง [37]

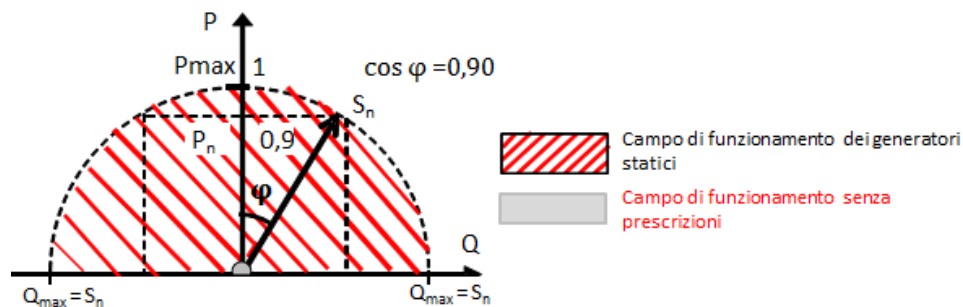


รูปที่ 2.9 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง [37]

ทั้งนี้ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางได้กำหนดพื้นที่บริเวณการทำงานของอินเวอร์เตอร์ตามค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ได้แก่ (1) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ตั้งแต่ 400 กิโลวัตต์-แอมแปร์ ขึ้นไป และ (2) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์น้อยกว่า 400 กิโลวัตต์-แอมแปร์ ดังแสดงในรูปที่ 2.10 และ 2.11 ตามลำดับ



รูปที่ 2.10 จุดทำงาน P-Q ของอินเวอร์เตอร์ในระดับแรงดันปานกลาง สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 400 กิโลวัตต์-แอมแปร์ ขึ้นไป (Rectangular P-Q Capability) [37]



รูปที่ 2.11 จุดทำงาน P-Q ของอินเวอร์เตอร์ในระดับแรงดันปานกลาง สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 400 กิโลวัตต์-แอมแปร์ (Semi-Circular P-Q Capability) [37]

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้แบ่งวิธีการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าตามค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ได้แก่ (1) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์น้อยกว่า 3 กิโลวัตต์-แอมแปร์ จะสามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยรูปแบบการทำงานของ การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ (2) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์มากกว่า 3 แต่ไม่เกิน 6 กิโลวัตต์-แอมแปร์ จะสามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ และ (3) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์มากกว่า 6 กิโลวัตต์-แอมแปร์ จะสามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยผ่านทั้งฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ และ $Q(U)$ ดังแสดงการสรุปได้ในตารางที่ 2.12

ตารางที่ 2.12 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ [38]

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์-แอมแปร์)	รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
ระดับแรงดันต่ำ (400 V)	$S_n < 3$	ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่
	$3 \leq S_n \leq 6$	ควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟผ่านฟังก์ชัน คุณลักษณะ $\cos\phi(P)$
	$S_n > 6$	ควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยผ่านฟังก์ชัน คุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ และ $Q(U)$

(3) การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control : PFC)

ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ ได้กล่าวถึงวิธีการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง โดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.90 นำหน้า (Leading) ถึง 0.90 ตามหลัง (Lagging)

และสำหรับวิธีการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ จะถูกแบ่งวิธีการควบคุมตามค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ได้แก่ (1) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์น้อยกว่า 3 กิโลวัตต์-แอมแปร์ จะสามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.98 นำหน้า ถึง 0.98 ตามหลัง (2) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์มากกว่า 3 แต่ไม่เกิน 6 กิโลวัตต์-แอมแปร์ จะสามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง และ (3) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์มากกว่า 6 กิโลวัตต์-แอมแปร์ จะสามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 0.90 นำหน้า ถึง 0.90 ตามหลัง ดังแสดงการสรุปได้ในตารางที่ 2.13

2.3.4 ประเทศสหรัฐอเมริกา

International Energy Agency หรือ IEA ได้ทำการสำรวจข้อมูลปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่า เมื่อสิ้นสุดปี พ.ศ. 2557 ที่ผ่านมา ประเทศสหรัฐอเมริกามีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสะสมทั้งหมดคิดเป็น 18,317 เมกะวัตต์ โดยจัดอยู่ในอันดับที่ 5 จาก 10 ประเทศทั่วโลกที่ได้รับการจัดเรียงลำดับว่าเป็นประเทศที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดในโลก

ตารางที่ 2.13 รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [37, 38]

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์-แอมแปร์)	รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า
ระดับแรงดัน ปานกลาง (9 ถึง 23 kV)	ทุกขนาด	ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.90 นำหน้า (Leading) ถึง 0.90 ตามหลัง (Lagging)
ระดับแรงดันต่ำ (400 V)	$S_n < 3$	ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.98 นำหน้า (Leading) ถึง 0.98 ตามหลัง (Lagging)
	$3 \leq S_n \leq 6$	ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.95 นำหน้า (Leading) ถึง 0.95 ตามหลัง (Lagging)
	$S_n > 6$	ควบคุมผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ โดยสามารถตั้งค่าได้ตั้งแต่ 0.90 นำหน้า (Leading) ถึง 0.90 ตามหลัง (Lagging)

ซึ่งถือได้ว่าประเทศสหรัฐอเมริกา มีระบบการจัดการและการควบคุมไม่ให้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สร้างผลกระทบให้เกิดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี โดยในปัจจุบันนี้ ประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นหนึ่งในประเทศสมาชิกของ The Institute of Electrical and Electronics Engineers หรือ IEEE ที่ได้ออกแบบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เป็นมาตรฐานสากล เรียกว่า IEEE Standard 1547 ว่าด้วยการเชื่อมต่อแหล่งกำเนิดแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือ IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems [45] อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาเฉพาะข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น ดังที่จะสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

2.3.4.1 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

โดยทั่วไป ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา ดังแสดงในรูปที่ 2.12 จะประกอบด้วย 4 ระบบ ได้แก่ (1) ระบบผลิตไฟฟ้า (Generation System) (2) ระบบส่งไฟฟ้า

(Transmission System) (3) ระบบส่งย่อยไฟฟ้า (Subtransmission System) และ (4) ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) โดยระบบผลิตไฟฟ้าจะทำหน้าที่ในการผลิตปริมาณกำลังไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าในช่วง 10 ถึง 20 กิโลโวลต์ และจะถูกส่งเข้าสู่หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า (Power Transformer) ที่ติดตั้งอยู่ระหว่างระบบผลิตไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้า เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นสำหรับการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลงในช่วงที่ระบบส่งไฟฟ้ากำลังทำหน้าที่ในการส่งปริมาณกำลังไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ผ่านสายส่งไปยังหม้อแปลงสถานีไฟฟ้าเพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าลงและไหลเข้าสู่ระบบส่งย่อยไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นลำดับถัดไป เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ตรงตามความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม ธุรกิจเชิงพาณิชย์ และบ้านอยู่อาศัย

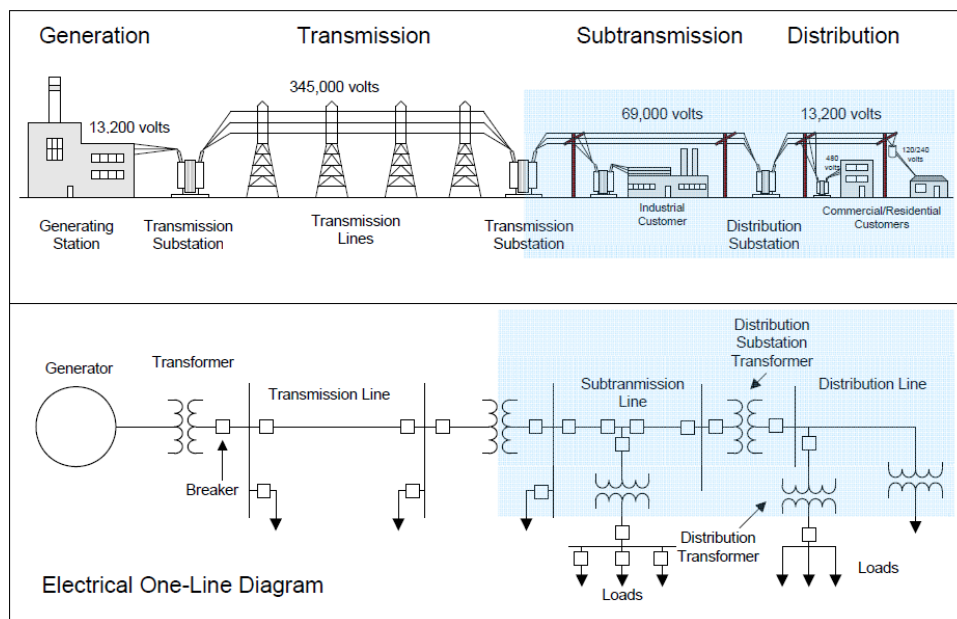
ผู้ที่เป็นเจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กำหนดให้ระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าเริ่มต้นที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 138 กิโลโวลต์ และระบบส่งย่อยไฟฟ้าจะมีค่าอยู่ระหว่าง 44 ถึง 138 กิโลโวลต์ โดยลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าและระบบส่งย่อยไฟฟ้านี้ จะมีลักษณะเป็นแบบเน็ตเวิร์ก (Network) ซึ่งจะมีลักษณะตรงข้ามกับแบบเรเดียล (Radial) ที่ผู้ที่เป็นเจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ออกแบบลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้านี้ให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า แต่จะมีบางบริเวณที่เป็นเขตพื้นที่ในเมืองที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จะเป็นแบบเน็ตเวิร์ก

โครงสร้างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา โดยส่วนใหญ่จะประกอบไปด้วยวงจรที่ใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในรูปแบบ 3 เฟส 4 สาย โดยช่วงของระดับแรงดันไฟฟ้าจะเริ่มตั้งแต่ 12.47 ถึง 34.5 กิโลโวลต์ ซึ่งจะถูกจัดให้อยู่ในระดับแรงดันปานกลาง และเรียกวงจรการจ่ายกำลังไฟฟ้านี้ว่า วงจรขั้นปฐมภูมิ (Primary Circuits) และช่วงของระดับแรงดันไฟฟ้านี้เรียกว่า แรงดันไฟฟ้าขั้นปฐมภูมิ (Primary Voltage) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอาคารที่ทำธุรกิจหรือ บ้านอยู่อาศัย จะทำการรับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าด้วยการเชื่อมต่อเข้าสู่วงจรขั้นทุติยภูมิ (Secondary Circuits) ในระดับแรงดันไฟฟ้าขั้นทุติยภูมิ (Secondary Voltage) ซึ่งจะมีระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ 3 ระดับ ได้แก่ (1) ระดับแรงดันไฟฟ้า 120/240 โวลต์ 1 เฟส 3 สาย (2) ระดับแรงดันไฟฟ้า 208 โวลต์ 3 เฟส 4 สาย และ (3) ระดับแรงดันไฟฟ้า 480 โวลต์ 3 เฟส 4 สาย

2.3.4.2 ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า

ตามมาตรฐานสากล IEEE Standard 1547 ที่ได้จัดทำขึ้นครั้งแรกในปี พ.ศ. 2546 และได้ถูกแก้ไขครั้งที่หนึ่งในปี พ.ศ. 2557 ได้กำหนดช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะอยู่ใน

ช่วงตั้งแต่ร้อยละ 88 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติอย่างไรก็ตาม หากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สร้างผลกระทบต่อไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อในด้านแรงดันไฟฟ้าที่เป็นไปตามตารางที่ 2.14 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องทำการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดที่กำหนด ซึ่งระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดนี้ จะเริ่มนับตั้งแต่ที่ค่าระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกช่วงการทำงานจนถึงระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทำการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 2.12 โครงสร้างและระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา [42]

นอกจากนี้ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 300 วัตต์ ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดนั้นจะสามารถถูกกำหนดได้ทั้งในรูปแบบตามค่าที่กำหนดมาให้ หรือ รูปแบบที่สามารถปรับค่าระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดได้ และสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 300 วัตต์ ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดนั้นจะได้รับอนุญาตให้กำหนดเป็นรูปแบบที่ปรับค่าได้ตามความเหมาะสมของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้เพื่อที่จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งมากกว่าจะถูกปลดออกจากวงจรด้วยระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดที่นานกว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งน้อยกว่า และเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีที่มีการจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น

ตารางที่ 2.14 ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามมาตรฐานสากล IEEE Standard 1547 [46]

ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงาน (% ของระดับแรงดันปกติของ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า)	ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)	
	ระยะเวลาที่กำหนดให้	ระยะเวลาที่ปรับค่าได้สูงสุด
$V < 45\%$	0.16	0.16
$45\% \leq V < 60\%$	1.0	11.0
$60\% \leq V < 88\%$	2.0	21.0
$88\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)	
$110\% < V < 120\%$	1.0	13.0
$V \geq 120\%$	0.16	0.16

2.3.4.3 การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

มาตรฐานสากล IEEE Standard 1547 ไม่ได้ระบุถึงข้อกำหนดที่ใช้ในการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้อาจเนื่องมาจาก IEEE Standard 1547 เป็นมาตรฐานสากลที่หลายประเทศชั้นนำทั่วโลกได้นำไปเป็นมาตรฐานหรือข้อกำหนดในการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งมีระบบการจัดการและวิธีการควบคุมผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันออกไป จึงมีความไม่เหมาะสมที่จะออกข้อกำหนดในส่วนของวิธีการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ

อย่างไรก็ตาม ได้มีมาตรฐานของ IEEE ฉบับหนึ่งที่กล่าวถึงวิธีการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และมาตรฐานฉบับนั้น คือ IEEE Standard 929 [44] ที่จัดทำขึ้นในปี พ.ศ. 2543 ว่าด้วยข้อปฏิบัติสำหรับการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือ IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems ซึ่งมาตรฐานฉบับนี้ได้ระบุถึงวิธีการควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ โดยอนุญาตให้ควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ในช่วงตั้งแต่ 0.85 นำหน้า (Leading) ถึง 0.85 ตามหลัง (Lagging) ณ ขณะที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าร้อยละ 10 ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

จากการศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศทั้งหมด 4 ประเทศ ได้แก่ ประเทศเยอรมนี ประเทศญี่ปุ่น ประเทศอิตาลี และประเทศสหรัฐอเมริกา จะสามารถสรุปประเด็นการกำหนดช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังแสดงในตารางที่ 2.15

ตารางที่ 2.15 สรุปข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศที่เกี่ยวข้องกับช่วงมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าและการควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ประเทศ	ช่วงมาตรฐานแรงดันไฟฟ้า (ร้อยละของระดับแรงดัน ไฟฟ้าปกติ)	การควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ		
		PFC	RPC	APC
เยอรมนี	ตั้งแต่ร้อยละ 90 ถึง 110	> 0.90 > 0.95	Remote Control	
			Fixed PF Q(U) cosphi(P)	ร้อยละ 70 ของปริมาณ กำลังผลิตติดตั้ง
ญี่ปุ่น	ตั้งแต่ร้อยละ 90 ถึง 110	> 0.85	Fixed PF	(ไม่ได้ระบุวิธีการควบคุม)
อิตาลี	ตั้งแต่ร้อยละ 85 ถึง 110	> 0.90	Remote Control	
		> 0.95	Q(U)	ลดลงร้อยละ 10/ขั้น
		> 0.98	cosphi(P)	
สหรัฐอเมริกา	ตั้งแต่ร้อยละ 88 ถึง 110	> 0.85	Fixed PF	-

จากตารางข้างต้น จะสังเกตเห็นว่า ช่วงมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าในต่างประเทศจะอยู่ในช่วงตั้งแต่ร้อยละ 85 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ โดยมีวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ด้วยการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ ได้แก่ ฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) และ cosphi(P) นอกจากนี้ ในต่างประเทศยังได้นำเทคโนโลยีของระบบควบคุมระยะไกลมาใช้ในการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งหากคำนึงถึงประเด็นในระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องนำวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้างดลงมาประยุกต์ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการมีส่วนร่วมของอินเวอร์เตอร์ในการช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้ อีกทั้งยังช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สูญเสียโอกาสในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเนื่องด้วยการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า พร้อมทั้งการไฟฟ้าฯ จะสามารถควบคุมการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดีขึ้นมากอีกด้วย

บทที่ 3

การควบคุมและการติดต่อสื่อสารระยะไกล

ในปัจจุบัน การควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control) ไม่สามารถถูกตั้งค่าปริมาณทางไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์อาทิตย์จากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ เนื่องมาจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังไม่มีช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลที่ใช้สำหรับเชื่อมต่อระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมฯ สำหรับการเข้ามารองรับและตรวจสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เหมือนเช่นเดียวกันกับที่ศูนย์ควบคุมฯ สามารถทำการตรวจสอบสถานะการทำงานและสั่งการไปยังอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลได้ (Remote Terminal Units : RTUs) เพื่อทำการปลดวงจรการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมสวิตช์ระยะไกล (Remote Control Switch : RCS) ที่ใช้ในการแยกวงจรไฟฟ้าระหว่างบริเวณพื้นที่ที่เกิดการลัดวงจรกับบริเวณของวงจรไฟฟ้าที่ทำงานในสภาวะปกติ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดไฟฟ้าดับโดยไม่จำเป็นที่ตำแหน่งเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณแห่งนั้น อย่างไรก็ตาม ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีวิธีการติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ โดยใช้อุปกรณ์สื่อสารสัญญาณวิทยุ หรือ โทรศัพท์สายตรง ส่งผลให้รูปแบบการสั่งการไปยังอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีการสื่อสารดังกล่าว ไม่สามารถทำงานและตอบสนองการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้ทันเมื่อเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินขึ้น จนทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกินที่ติดตั้งในบริเวณจุดเชื่อมต่อ

ดังนั้น เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีวิธีการควบคุมและการติดต่อสื่อสารระยะไกลที่มีประสิทธิภาพต่อการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ในบทนี้ จะนำเสนอรูปแบบการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ผ่านการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องติดตั้งช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล เพื่อที่จะได้ทำการเชื่อมต่อระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเริ่มศึกษาจากหัวข้อที่เกี่ยวข้องกับจำนวนและชนิดของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจวัด พร้อมทั้งรูปแบบวิธีการควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกล โดยช่วงที่หนึ่ง จะนำเสนอวิธีการที่เป็นไปตามขั้นตอนที่ได้ระบุไว้ใน (ฉบับร่าง) ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 และ 2559 ตามลำดับ [3, 4] และช่วงที่สอง จะนำเสนอวิธีการสำหรับการติดตั้งตัวควบคุมและช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลในรูปแบบตามคำแนะนำของบริษัทผู้ผลิต

อินเวอร์เตอร์จากประเทศเยอรมนี [20] ซึ่งถือได้ว่าเป็นบริษัทชั้นนำที่ได้ก้าวเป็นอันดับหนึ่งของตลาดผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ทั่วโลก โดยในบพนี้จะถูกแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อ ได้แก่

- (1) ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจวัด
- (2) ระบบควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- (3) ระบบการติดต่อสื่อสารของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- (4) ระบบควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลตามรูปแบบการนำเสนอโดยบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์

3.1 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจวัด

ประเภทข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ ข้อมูลปริมาณทางไฟฟ้าที่ได้จากการตรวจวัดด้วยอุปกรณ์วัดไฟฟ้าและข้อมูลสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (ติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมต่อระดับแรงดันสูงและปานกลาง) ซึ่งการไฟฟ้าฯ ได้แบ่งประเภทข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบ ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า [3-6]

ระดับแรงดัน	ปริมาณทางไฟฟ้า	สถานะอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า
แรงดันปานกลาง	- ค่ากำลังไฟฟ้าจริง 3 เฟส (เมกะวัตต์)	- สถานะเซอร์กิตเบรกเกอร์
แรงดันสูง	- ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ 3 เฟส (เมกะวาร์)	- สถานะรีเลย์
	- ระดับแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย (กิโลโวลต์)	- สถานะสวิตช์ตัดตอน
	- ระดับกระแสไฟฟ้าในเฟส (แอมแปร์)	- สถานะสวิตช์กราวด์
	- ระดับความถี่ไฟฟ้า (เฮิรตซ์)	- สถานะอุปกรณ์อื่นๆ
	- ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (-)	

นอกจากนี้ การไฟฟ้าฯ ยังได้กำหนดความแม่นยำในการวัดในการเลือกใช้อุปกรณ์วัดไฟฟ้า ได้แก่ หม้อแปลงวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า (Current Transformer : CT และ Potential Transformer : PT) ซึ่งมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทำการเชื่อมต่อกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมฯ โดยการไฟฟ้าฯ กำหนดให้ CT และ PT มีค่าความผิดพลาดจากการวัดได้ไม่เกินร้อยละ ± 0.3 มีค่าความผิดพลาดจากการส่งสัญญาณในการสั่งการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าได้ไม่เกิน ± 0.5

3.2 การควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

3.2.1 ระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

การไฟฟ้านครหลวงได้ออกข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับระบบควบคุมระยะไกล โดยได้กล่าวถึงชนิดของข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องส่งไปยังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ทั้งกรณีและผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันสูง (69 และ 115 กิโลโวลต์) และปานกลาง (12 และ 24 กิโลโวลต์) โดยได้กำหนดผ่านรูปแบบวิธีการส่งข้อมูล ดังที่จะได้อธิบายในลำดับถัดไป นอกจากนี้ การไฟฟ้าฯ ยังได้กล่าวถึงชนิดของข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องรับจากศูนย์ควบคุมฯ ซึ่งเป็นคำสั่งการควบคุมสำหรับการปลดวงจรออกหรือสับวงจรเข้าของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีเลย์ป้องกันไฟฟ้า เป็นต้น ทั้งนี้ การไฟฟ้าฯ ได้แบ่งข้อกำหนดตามประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

ในการทำงานของระบบควบคุมระยะไกลสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 ถึง 90 เมกะวัตต์ และได้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันสูงของการไฟฟ้านครหลวง จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit : RTU) พร้อมกับช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล เพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ากับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS (Energy Management System) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยมีจำนวนข้อมูลของสัญญาณขาเข้าและสัญญาณขาออกเป็นไปตามที่การไฟฟ้าฯ กำหนด (ดังแสดงในตารางที่ 3.1) นอกจากนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าฯ ยังจำเป็นต้องทำการทดสอบการเชื่อมต่อการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยผู้ผลิตไฟฟ้าฯ จะเป็นผู้ที่ต้องรับผิดชอบเรื่องค่าใช้จ่ายเองทั้งหมด

สำหรับการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ เป็นต้น ศูนย์ควบคุมฯ จะต้องสามารถควบคุมและตรวจสอบสถานะการทำงานได้โดยผ่านระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ซึ่งในสภาวะปกติศูนย์ควบคุมฯ สามารถประสานงานไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าได้ตลอด 24 ชั่วโมง

ทั้งนี้ มาตรฐานที่ใช้ในการติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลหรืออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมฯ นั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้โปรโตคอล DNP

(Distributed Network Protocol) 3.0 Subset Level 2 หรือ 3 (ทั้ง Over Serial Communication และ Over IP Communication) โดยมีรายละเอียดของ Device Profile and Implementation Table [49] ของโปรโตคอลที่ใช้งานในระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS เป็นไปตามที่การไฟฟ้าฯ กำหนด

(2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

ในการทำงานของระบบควบคุมระยะไกลสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่ 1 ถึง 10 เมกะวัตต์ และได้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางของการไฟฟ้านครหลวง (สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ได้ทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง จะมีข้อกำหนดเหมือนเช่นเดียวกันกับผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก) จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ (Interconnection Circuit Breaker) ชนิดที่สามารถสั่งการและส่งข้อมูลไปยังอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลได้ และเป็นชนิดที่ใช้มอเตอร์ในการปลดวงจรออกและสับวงจรกลับเข้ามาเชื่อมต่อ อีกทั้งผู้ผลิตไฟฟ้ายังต้องจัดเตรียม Terminal สำหรับเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลตามจำนวนสัญญาเช่าเข้าและสัญญาเช่าออกที่การไฟฟ้าฯ กำหนด ผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลไปยังระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS (Distribution Management System) ของศูนย์ควบคุมฯ

สำหรับการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ เป็นต้น ศูนย์ควบคุมฯ จะต้องสามารถควบคุมและตรวจสอบสถานะการทำงานได้โดยผ่านระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ซึ่งในสภาวะปกติ ศูนย์ควบคุมฯ สามารถประสานงานไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าได้ตลอด 24 ชั่วโมง

ทั้งนี้ มาตรฐานที่ใช้ในการติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลหรืออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมฯ นั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้โปรโตคอล DNP 3.0 Subset Level 1 หรือสูงกว่า (เฉพาะ Over IP Communication) โดยมีรายละเอียดของ Device Profile and Implementation Table [49] ของโปรโตคอลที่ใช้งานในระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS เป็นไปตามที่การไฟฟ้าฯ กำหนด

(3) วิธีการส่งข้อมูล

การส่งข้อมูลของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลไปยังระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล ทั้ง SCADA/EMS และ SCADA/DMS จะต้องส่งข้อมูลด้วยระบบแบบเวลาจริง (Real Time) โดยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลจะต้องส่งข้อมูลโดยทันทีหากมีการเปลี่ยนแปลงของข้อมูลอันไม่พึงประสงค์เกิดขึ้นในระบบ หรือส่งข้อมูลในรูปแบบของช่วงระยะเวลา โดยที่การส่งข้อมูลทุกๆ เวลาไม่เกิน 2 วินาที จะต้องส่งข้อมูลสถานะของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และไม่เกิน 10 วินาที จะต้องส่งข้อมูลการวัดปริมาณทางไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ โดยข้อมูลทั้งหมดจะต้องถูกแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ของศูนย์ควบคุมฯ เท่านั้น และการรับ-ส่งข้อมูลต้องเป็นไปโดยอัตโนมัติ

3.2.2 ระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ออกข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับระบบควบคุมระยะไกล โดยได้กล่าวถึง ชนิดของข้อมูลและผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องส่งไปยังศูนย์ควบคุมระบบ ไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ทั้งกรณีและผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง (69 และ 115 กิโลโวลต์) และปานกลาง (22 และ 33 กิโลโวลต์) โดยได้กำหนดผ่านรูปแบบวิธีการส่ง ข้อมูล ดังที่จะได้อธิบายในลำดับถัดไป นอกจากนี้ การไฟฟ้าฯ ยังได้กล่าวถึงชนิดของข้อมูลที่ ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องรับจากศูนย์ควบคุมฯ ซึ่งเป็นคำสั่งการควบคุมสำหรับการปลดวงจรออกหรือ สับวงจรเข้าของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีเลย์ป้องกันไฟฟ้า เป็นต้น ทั้งนี้ การไฟฟ้าฯ ได้แบ่งข้อกำหนดตามประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) และ (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

ในการทำงานของระบบควบคุมระยะไกลสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มีปริมาณกำลังผลิต ติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่ 10 ถึง 90 เมกะวัตต์ และได้เชื่อมต่อกับระบบ โครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) พร้อมกับช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเข้ากับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง และ SCADA/DMS สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า แรงดันปานกลาง โดยมีจำนวนข้อมูลของสัญญาณขาเข้า-สัญญาณขาออกเป็นไปตามที่การไฟฟ้าฯ กำหนด

นอกจากนี้การควบคุมอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ เป็นต้น จะต้องสามารถควบคุมและตรวจสอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าได้ โดยผ่านระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือ SCADA/DMS ทั้งนี้ ช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล ระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลหรืออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมฯ นั้นจะใช้โปรโตคอล DNP 3.0 Subset Level 3 โดยรายละเอียดของ Device Profile and Implementation Table [49] ของโปรโตคอลที่ใช้งานจะเป็นไปตามที่การไฟฟ้าฯ กำหนด

(2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

ในการทำงานของระบบควบคุมระยะไกลสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่ 1 ถึง 10 เมกะวัตต์ และได้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมระยะไกลได้ เรียกว่า อุปกรณ์ควบคุมสวิตช์ระยะไกลและจะจำเป็นต้องเป็นชนิดที่ใช้มอเตอร์สำหรับการปลดวงจรออกและสับวงจรเข้ามา พร้อมทั้งจัดเตรียมเทอร์มินอลสำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกลไปยังระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS นอกจากนี้ การควบคุมอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า จะต้องสามารถควบคุมและตรวจสอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ทั้งนี้ ช่องทางการติดต่อสื่อสารระยะไกล ระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลหรืออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากับศูนย์ควบคุมฯ นั้นจะใช้โปรโตคอล DNP 3.0 Subset Level 3 โดยรายละเอียดของตาราง Device Profile and Implementation Table [49] ของโปรโตคอลที่ใช้งานจะเป็นไปตามที่การไฟฟ้าฯ กำหนด

(3) วิธีการส่งข้อมูล

การส่งข้อมูลของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงและปานกลาง จะต้องส่งผลแบบออนไลน์ (Online) ผ่านระบบจีพีอาร์เอส (General Packet Radio Service : GPRS) โดยมีช่วงระยะเวลาในการส่งข้อมูลไปยังระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล ทั้ง SCADA/EMS และ SCADA/DMS ไม่เกิน 6 วินาที (สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง) และ ส่งข้อมูลด้วยระบบแบบเวลาจริง (Real Time) (สำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง) โดยข้อมูลที่ได้ทำการส่งไปยังศูนย์ควบคุมฯ จะต้องสามารถแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ของศูนย์ควบคุมฯ ได้เท่านั้น และการรับ-ส่งข้อมูลต้องเป็นไปโดยอัตโนมัติ

3.3 การติดต่อสื่อสารระยะไกลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

3.3.1 ระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

การไฟฟ้านครหลวงได้ออกข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการติดต่อสื่อสารระยะไกล โดยมีวัตถุประสงค์ของการเชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสาร เพื่อที่จะ (1) เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล ทั้ง SCADA/EMS และ SCADA/DMS ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (2) เชื่อมต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง และ (3) เชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสารไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าผ่านระบบเครื่องมือสื่อสารแบบสัญญาณวิทยุ และ โทรศัพท์สายตรง ได้ตลอดเวลา ทั้งนี้ การไฟฟ้าฯ ได้แบ่งรูปแบบการเชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสารของผู้ผลิตไฟฟ้า โดยจะแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าทำการเชื่อมต่อ ได้แก่ ระดับแรงดันสูง ปานกลาง และต่ำ ซึ่งการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ในปัจจุบัน การไฟฟ้าฯ ยังไม่มีข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการรองรับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA จะมีเพียงแต่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงและปานกลาง เท่านั้น

- (1) การติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันสูง

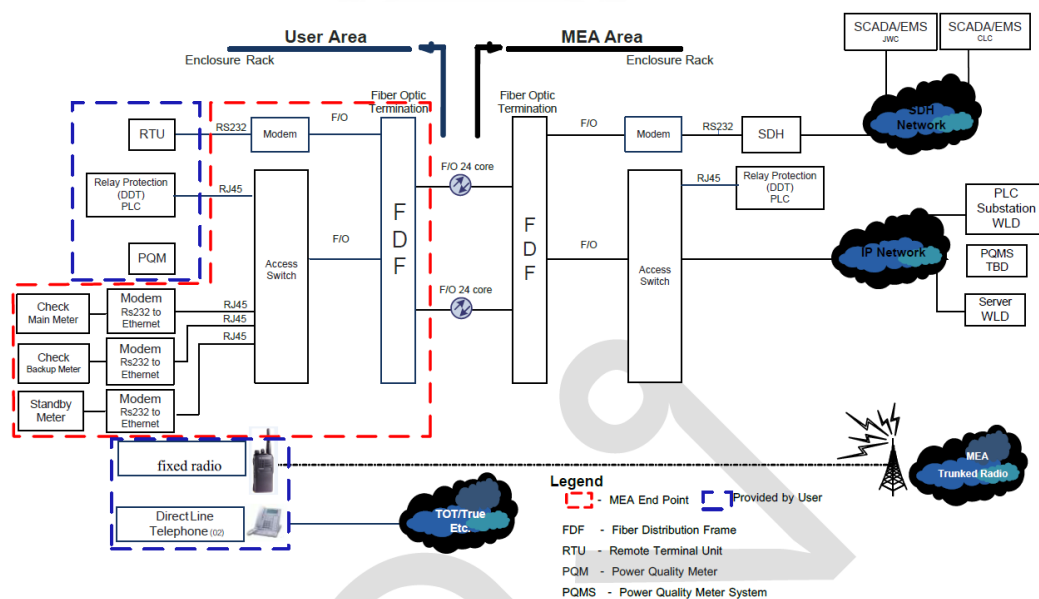
ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงจะต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ อย่างน้อย 3 ระบบ ได้แก่ (1) ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่สามารถเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลและระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ได้ ทั้งนี้ ระบบสื่อสารดังกล่าวจะต้องเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าได้ เช่น รีเลย์ผลต่างของกระแสไฟฟ้าในสาย (Line Current Differential Relay) และ รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) เป็นต้น (2) วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (Fixed Radio) จำนวน 1 ชุด ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ ได้ตลอดเวลา โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องดำเนินการขอร่วมช่วยวิทยุสื่อสารกับการไฟฟ้าฯ โดยการไฟฟ้าฯ จะนำเสนอต่อคณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) เพื่อขออนุญาตการร่วมช่วยของผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนต่อปีในการใช้ระดับความถี่ไฟฟ้ากับ กสทช และ (3) โทรศัพท์สายตรงของผู้ผลิตไฟฟ้า จำนวน 1 หมายเลข สำหรับใช้ติดต่อกับศูนย์ควบคุมฯ ดังแสดงในรูปที่ 3.1 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ รูปที่ 3.2 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่

- (2) การติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันปานกลาง

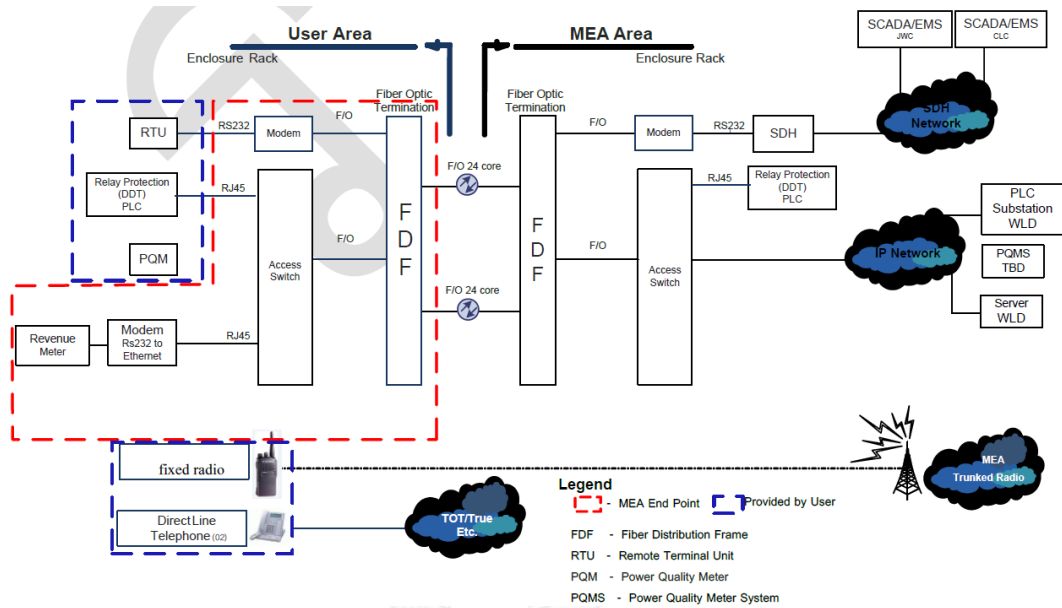
ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง จะต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ อย่างน้อย 3 ระบบ ได้แก่ (1) ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่สามารถเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ได้ (2) วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (Fixed Radio) จำนวน 1 ชุด ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ ได้ตลอดเวลา โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องดำเนินการขอร่วมข่ายวิทยุสื่อสารกับการไฟฟ้าฯ โดยการไฟฟ้าฯ จะนำเสนอต่อ กสทช. เพื่อขออนุญาตการร่วมข่ายของผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนต่อปีในการใช้ระดับความถี่ไฟฟ้ากับ กสทช. และ (3) โทรศัพท์สายตรงของผู้ผลิตไฟฟ้า จำนวน 1 หมายเลข สำหรับใช้ติดต่อกับศูนย์ควบคุมฯ ดังแสดงในรูปที่ 3.3

- (3) การติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันต่ำ หรือระดับแรงดันปานกลางที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

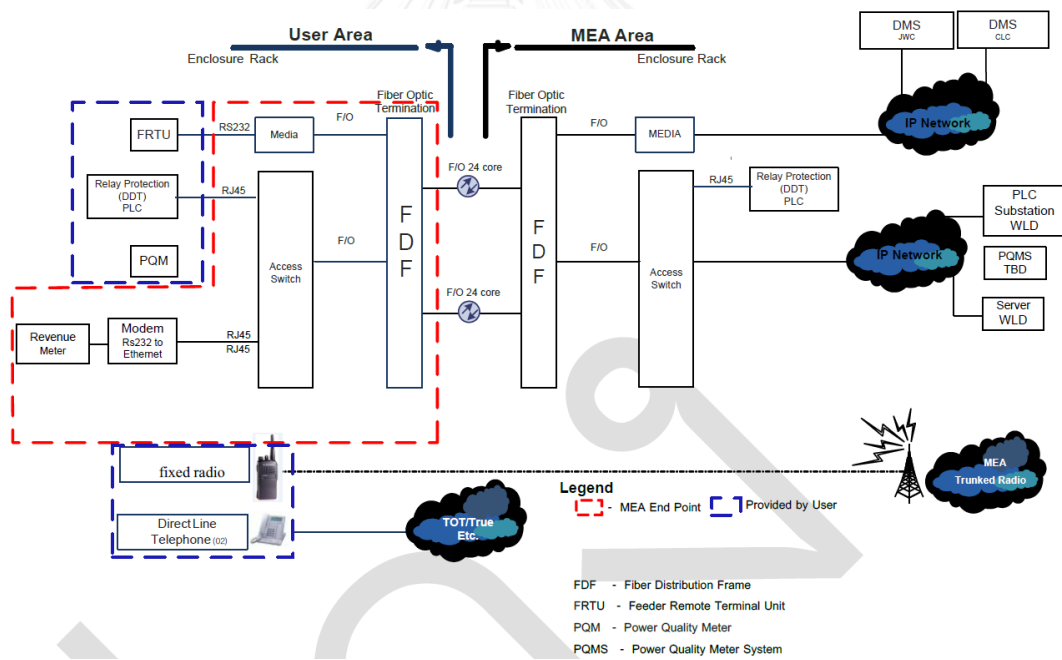
ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องจัดหาอุปกรณ์ติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับศูนย์ควบคุมฯ ได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 1 ระบบ ได้แก่ โทรศัพท์สายตรงของผู้ผลิตไฟฟ้า จำนวน 1 หมายเลข สำหรับใช้ติดต่อประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมฯ



รูปที่ 3.1 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า [3]



รูปที่ 3.2 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า [3]



รูปที่ 3.3 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบริษัทโครงข่ายไฟฟ้า แรงดันปานกลาง [3]

3.3.2 ระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

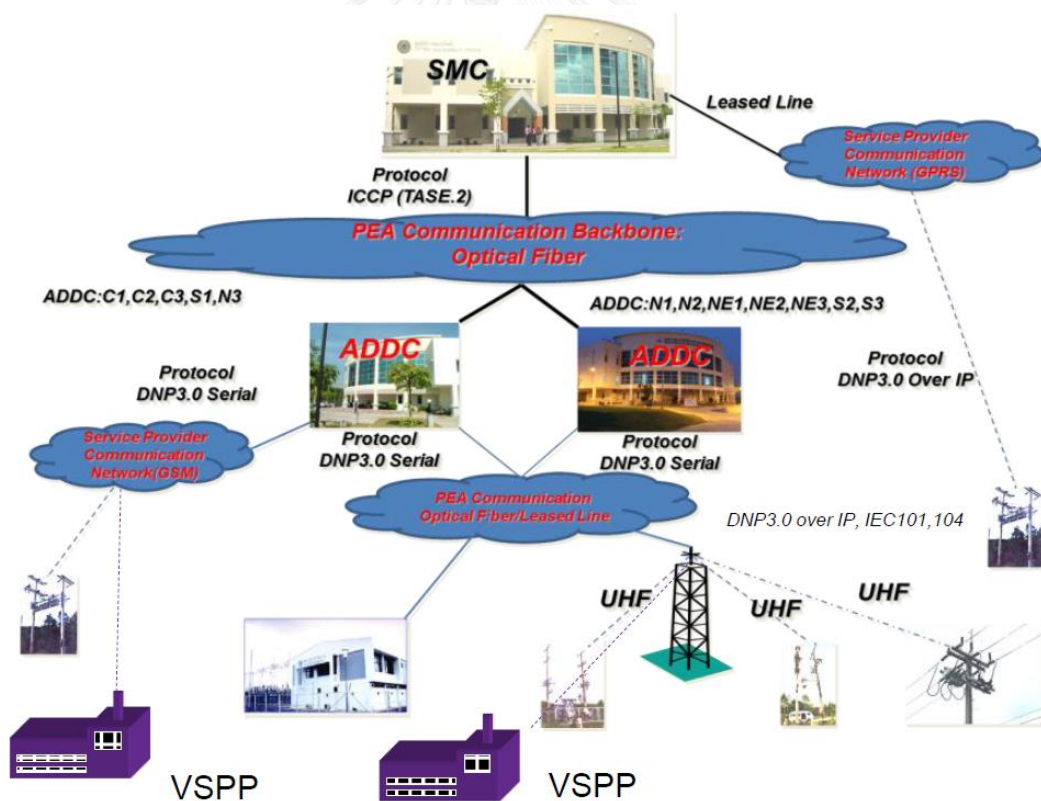
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ออกข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการติดต่อสื่อสารระยะไกล โดยมีวัตถุประสงค์ของการเชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสาร เพื่อที่จะ (1) เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล ทั้ง SCADA/EMS และ SCADA/DMS ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (2) เชื่อมต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูง และ (3) เชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสารไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าผ่านระบบเครื่องมือสื่อสารแบบสัญญาณวิทยุ และ โทรศัพท์สายตรง ได้ตลอดเวลา ทั้งนี้ การไฟฟ้าฯ ได้แบ่งรูปแบบการเชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสารของผู้ผลิตไฟฟ้า โดยจะแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าทำการเชื่อมต่อ ได้แก่ ระดับแรงดันสูง ปานกลาง และต่ำ ซึ่งการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ในปัจจุบัน การไฟฟ้าฯ ยังไม่มีข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการรองรับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA จะมีเพียงแต่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงและปานกลางเท่านั้น (ลักษณะการออกข้อกำหนดของระบบติดต่อสื่อสารระหว่างการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมีลักษณะเหมือนกัน)

- (1) การติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันสูง

ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันสูงจะต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ อย่างน้อย 3 ระบบ ได้แก่ (1) ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่สามารถเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลและระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ได้ ทั้งนี้ ระบบสื่อสารดังกล่าวจะต้องเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (2) วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (Fixed Radio) จำนวน 1 ชุดที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ ได้ตลอดเวลา โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องดำเนินการขอร่วมข่ายวิทยุสื่อสารกับการไฟฟ้าฯ โดยการไฟฟ้าฯ จะนำเสนอต่อ กสทช. เพื่อขออนุญาตการร่วมข่ายของผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนต่อปีในการใช้ระดับความถี่ไฟฟ้ากับ กสทช และ (3) โทรศัพท์สายตรงของผู้ผลิตไฟฟ้า จำนวน 1 หมายเลขสำหรับใช้ติดต่อกับศูนย์ควบคุมฯ

- (2) การติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันปานกลาง

ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง จะต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ อย่างน้อย 3 ระบบ ได้แก่ (1) ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่สามารถเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ได้ (2) วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (Fixed Radio) จำนวน 1 ชุด ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมฯ ได้ตลอดเวลา โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องดำเนินการขอร่วมข่ายวิทยุสื่อสารกับการไฟฟ้าฯ โดยการไฟฟ้าฯ จะนำเสนอต่อ กสทช. เพื่อขออนุญาตการร่วมข่ายของผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนต่อปีในการใช้ระดับความถี่ไฟฟ้ากับ กสทช. และ (3) โทรศัพท์สายตรงของผู้ผลิตไฟฟ้า จำนวน 1 หมายเลข สำหรับใช้ติดต่อกับศูนย์ควบคุมฯ ดังแสดงในรูปที่ 3.4



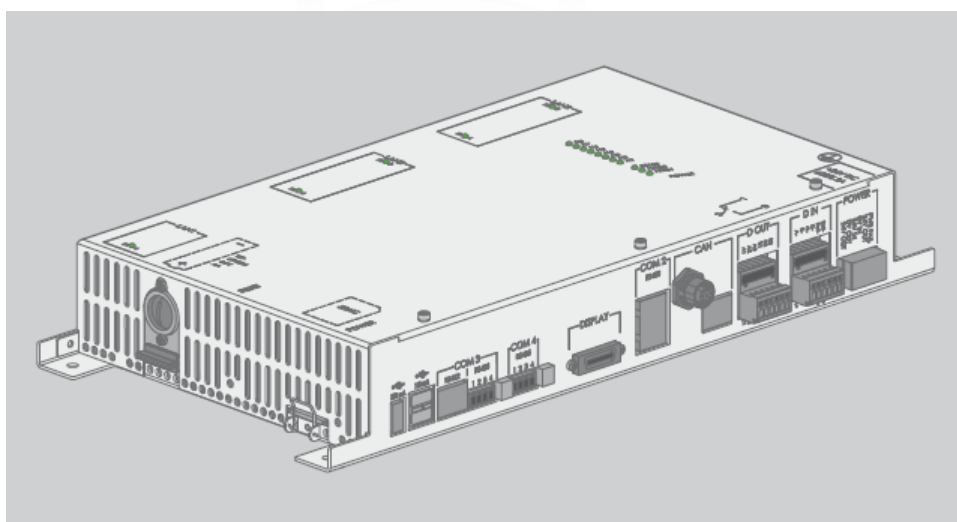
รูปที่ 3.4 แผนผังระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง [50]

- (3) การติดต่อสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันต่ำ หรือระดับแรงดันปานกลางที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องจัดหาอุปกรณ์ติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับศูนย์ควบคุมฯ ได้ตลอดเวลา อย่างน้อย 1 ระบบ ได้แก่ โทรศัพท์สายตรงของผู้ผลิตไฟฟ้า จำนวน 1 หมายเลข สำหรับใช้ติดต่อประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมฯ

3.4 ระบบควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลตามรูปแบบการนำเสนอโดยบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีของบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ชั้นนำทั่วโลกที่นำมาใช้เป็นฟังก์ชันการทำงานของอินเวอร์เตอร์ จะสามารถรองรับระบบควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลได้ โดยผ่านการพัฒนาการทำงานของอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมในระบบ สำหรับทำงานร่วมกับอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ยกตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ของบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA จากประเทศเยอรมนี [23] ซึ่งถือได้ว่าเป็นบริษัทชั้นนำอันดับหนึ่งของโลก โดยตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ได้เลือกมานำเสนอในบทนี้ คือ “CP XT Series” ซึ่งเป็นรุ่นที่ทางบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ได้มีการคิดค้นและพัฒนาอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มเติมเรียกว่า “Sunny Central Communication Controller (SC-COM)” [20] ดังแสดงในรูปที่ 3.5 และได้นำอุปกรณ์นี้มาเป็นส่วนหนึ่งของอินเวอร์เตอร์สำหรับเป็นศูนย์กลางการเชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสารระหว่างอินเวอร์เตอร์กับผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.5 Sunny Central Communication Controller (SC-COM) [20]

โดยจะสามารถทำการตรวจสอบลักษณะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ในรูปแบบแบบเวลาจริง (Real Time) ทั้งนี้หน้าที่และการเชื่อมต่อของ SC-COM เข้ากับอินเวอร์เตอร์จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.4.1 หน้าที่ของ Sunny Central Communication Controller

Sunny Central Communication Controller เป็นอุปกรณ์ที่ได้ถูกคิดค้นขึ้นมาใหม่ของบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA โดยมีหน้าที่หลักในการทำงานทั้งหมด 3 อย่าง ได้แก่ (1) หน้าที่ในการตั้งค่าพารามิเตอร์การทำงานของอินเวอร์เตอร์ เมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าประสงค์ที่จะให้ระบบทำงานตามที่ได้ออกแบบไว้ โดยจะตั้งค่าผ่านหน้าเว็บเซิร์ฟเวอร์ และระบบการประสานงานกับผู้ใช้งาน (User Interface) บนระบบคอมพิวเตอร์ (2) หน้าที่ที่ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้ พร้อมทั้งรายงานค่าความผิดพลาดในการทำงานของระบบที่เกิดขึ้นโดยผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเข้าถึงข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์นี้ได้ด้วยเทคโนโลยีที่เรียกว่า “Sunny Portal” ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้ในการเก็บและรวบรวมข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ และสามารถดึงข้อมูลออกมาได้โดยผ่านโปรโตคอล Modbus และ (3) หน้าที่ในการรับข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยผ่านระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ นั่นคือ หากศูนย์ควบคุมฯ ประสงค์ที่จะแจ้ง/สั่งการไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ผ่านการตั้งค่าของชุดคำสั่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ศูนย์ควบคุมฯสามารถส่งสัญญาณไปยัง SC-COM ได้ โดย SC-COM จะทำการบันทึกสัญญาณควบคุม (Control Signal) แล้วนำมาประมวลผลเพื่อที่จะทำการปรับค่าพารามิเตอร์การทำงานของอินเวอร์เตอร์และสะท้อนออกมาในรูปแบบของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟในการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้

3.4.2 รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ Sunny Central Communication Controller

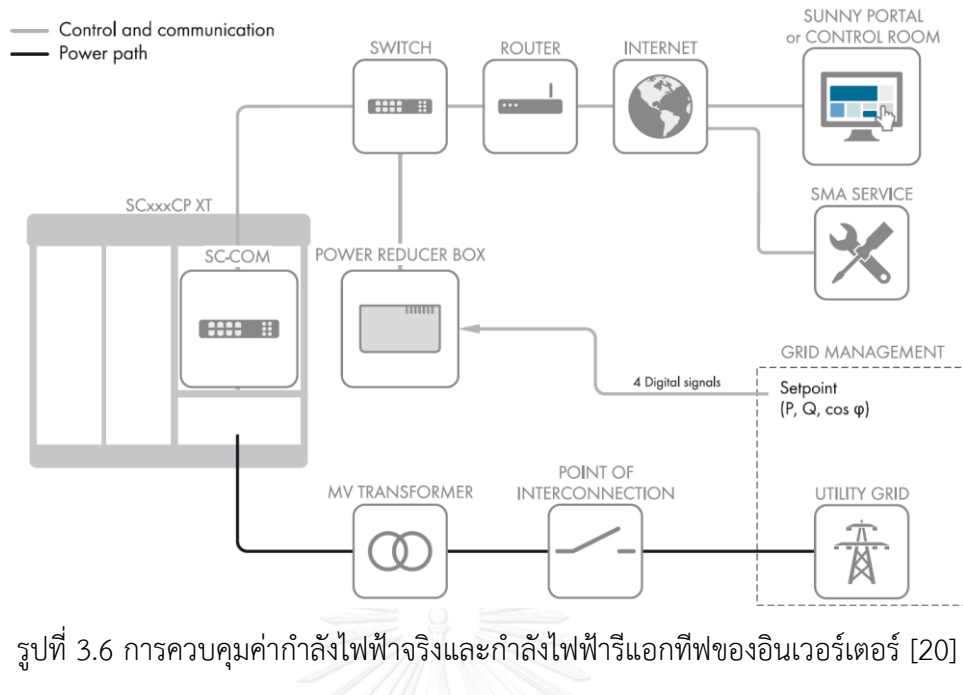
SC-COM จะทำงานได้ จำเป็นต้องเชื่อมต่อกับระบบเครือข่ายในระดับ Local Area Network หรือ LAN และเพื่อที่จะเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานของ SC-Com ให้สูงขึ้น จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทำการเชื่อมต่อระบบเครือข่าย LAN เพิ่มเติมอีก ซึ่งจากเดิมได้มีการเชื่อมต่ออยู่ 1 เครือข่าย เรียกว่า LAN1 และจะต้องทำการเชื่อมต่อระบบเครือข่ายเพิ่มเติมอีก 2 เครือข่าย เรียกว่า LAN2 และ LAN3 ซึ่งจะเป็นระบบเครือข่ายที่มีหน้าที่ในการควบคุม (Control Network) และการตรวจสอบ (Monitoring Network) ตามลำดับ ทั้งนี้ ระบบเครือข่ายที่ใช้ในการควบคุมนั้น จะดูแลในส่วนของการรับคำสั่งการตั้งค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบเครือข่ายที่ใช้ในการตรวจสอบ

จะดูแลในส่วนของคุณสมบัติที่ใช้ในการปรับค่าการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งระบบเครือข่ายที่ทำการเชื่อมต่อเข้ามาเพิ่มเติมทั้งสองนี้สามารถทำงานได้ในเวลาเดียวกัน จึงส่งผลให้ประสิทธิภาพและความเร็วในการติดต่อสื่อสารระหว่างข้อมูลจากศูนย์ควบคุมฯ ไปยังอินเวอร์เตอร์นั้นมีค่าเพิ่มขึ้น

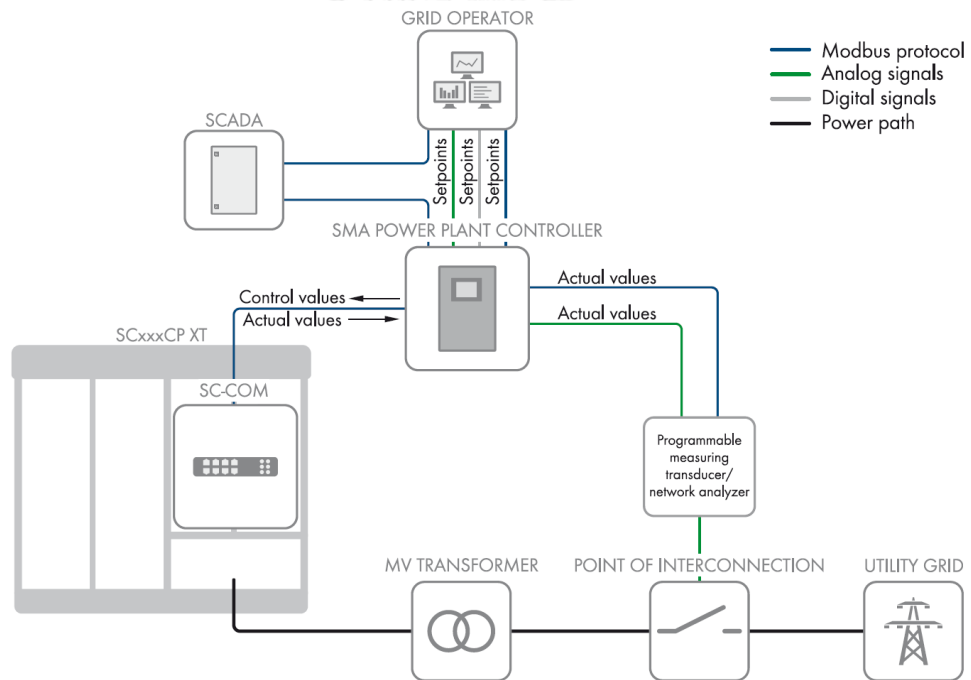
นอกจากนี้ การทำงานของ SC-COM จะสามารถทำตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ จะต้องมีการช่องทางในการติดต่อสื่อสารระยะไกล โดยผ่านหนึ่งในโปรโตคอลต่อไปนี้ (1) Modbus/TCP (2) Modbus/UDP (3) Remote Procedure Call (RPC) และ (4) File Transfer Protocol (FTP) อย่างไรก็ตาม บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA ได้แนะนำให้มีการนำโปรโตคอล Modbus/UDP มาใช้ในการส่งสัญญาณควบคุมที่เป็นการตั้งค่าการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เนื่องจาก ผลจากการทดสอบการเชื่อมต่อระบบติดต่อสื่อสารระยะไกลโดยใช้ช่องทางในการติดต่อสื่อสารระยะไกลผ่านโปรโตคอลนี้ จะใช้ระยะเวลาในการตอบสนองของ SC-COM น้อยที่สุดนั่นเอง โดยช่วงระยะเวลาตั้งแต่การรับสัญญาณควบคุมที่ใช้ในการตั้งค่าจากศูนย์ควบคุมฯ ไปยัง SC-COM ไปจนถึงการตอบสนองการทำงานของอินเวอร์เตอร์หลังจากที่ SC-COM ได้ทำการปรับค่าพารามิเตอร์แล้วจะอยู่ในช่วง 0.1 ถึง 0.2 วินาที หากแต่ช่วงระยะเวลาในกระบวนการดังกล่าวนี้ จะเกิดขึ้น ณ เวลาที่อินเวอร์เตอร์อยู่ในสถานะการเริ่มต้นการทำงานของระบบ หรือถูกปลดวงจรออกจากการเชื่อมต่อโดยอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งในกรณีนี้ ระยะเวลาที่ใช้จะมีค่าน้อยกว่า 0.1 วินาที อย่างไรก็ตาม การทำงานของอินเวอร์เตอร์ไม่สามารถทำแบบทันทีทันใดได้ จึงจำเป็นต้องพิจารณาระยะเวลาหน่วง จึงทำให้ระยะเวลาในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ทั้งหมดอยู่ในช่วง 0.5 ถึง 1 วินาที ซึ่งถือได้ว่าเป็นช่วงระยะเวลาที่เร็วกว่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกินที่ถูกติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงระบบติดต่อสื่อสารของ SC-COM ในรูปที่ 3.6 และ 3.7 ตามลำดับ

จากรูปที่ 3.6 อุปกรณ์ที่ทำการวิเคราะห์และส่งข้อมูลการตั้งค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากศูนย์ควบคุมฯ ไปยัง SC-COM คือ อุปกรณ์ “Power Reducer Box” ซึ่งสามารถทำให้ศูนย์ควบคุมฯ ตรวจสอบและควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้

จากรูปที่ 3.7 อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ให้ศูนย์ควบคุมฯ สามารถควบคุมในการกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ คือ อุปกรณ์ “Power Plant Controller” ซึ่งสามารถทำการตรวจวัดปริมาณทางไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ คำนวณค่าที่ถูกส่งมาจากศูนย์ควบคุมฯ โดยผ่านอัลกอริทึม PI และ PID และ ส่งค่าที่ได้จากศูนย์ควบคุมฯ ไปยังอินเวอร์เตอร์



รูปที่ 3.6 การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ [20]



รูปที่ 3.7 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ [20]

บทที่ 4

หลักการทํางานของอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน

อุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้า หรือ อินเวอร์เตอร์ เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ติดตั้งในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Inverter in Photovoltaic Power Generation) ซึ่งทำหน้าที่ในการเปลี่ยนรูปแบบจากไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current : DC) ไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current : AC) เพื่อที่จะสามารถทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทํางานร่วมกับอุปกรณ์ไฟฟ้า และ/หรือเชื่อมต่อในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อทำสัญญาซื้อขายปริมาณไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จำเป็นต้องอยู่ในรายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบหรือมีผลการทดสอบที่เป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ โดยบริษัทที่ทำหน้าที่เป็นผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์และผ่านการทดสอบมีมากถึง 40 แห่งทั่วโลก [10-25] เช่น บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA, ABB, SUNGROW, SCHNEIDER ELECTRIC และ KACO เป็นต้น ดังแสดงในตารางที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 ตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (ข้อมูล ณ วันที่ 22 มิถุนายน 2559) [51]

ลำดับที่	บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์	รุ่นอินเวอร์เตอร์	ข้อมูลทางเทคนิค
1	SMA	SB 2500TLST-21 SB 3000TLST-21 SB 3600TL-21 SB 5000TL-21	230 V, 1ph, 2.5 kW, 3.0 kW, 3.68 kW, 5.0 kW
		STP 9000TL-20 STP 17000TL-10 STP 20000TLEE-10	230/400 V, 3ph, 9.0 kW, 17 kW, 20 kW
		STP 20000TL-30 STP 25000TL-30	400 V, 3ph, 20 kW, 25 kW

ลำดับที่	บริษัทผู้ผลิต อินเวอร์เตอร์	รุ่นอินเวอร์เตอร์	ข้อมูลทางเทคนิค
2	ABB	PVS300-TL-3300W-2 PVS300-TL-4000W-2 PVS300-TL-4600W-2 PVS300-TL-6000W-2 PVS300-TL-8000W-2	230 V, 1ph, 3.3 kW, 4.0 kW, 4.6 kW, 6.0 kW, 8.0 kW
		PVI-3.6-TL-OUTD/OUTD-S PVI-5000-TL-OUTD/OUTD-S	230 V, 1ph, 3.6 kW, 5.0 kW
		PVI-10.0-TL-OUTD/OUTD-S	400 V, 3ph, 10 kW
		TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD-400/ OUTD-S2-400/OUTD-S2F-400/ OUTD-S2X-400 TRIO-50.0-TL-OUTD	400 V, 3ph, 20 kW, 27.6 kW, 50 kW
3	SCHNEIDER ELECTRIC	Conext RL 3000 E/E-S Conext RL 4000 E/E-S Conext RL 5000 E/E-S	230 V, 1ph, 50 Hz, 3 kVA, 4 kVA, 5 kVA
		Conext TL 20000 E	230/400 V, 3ph, 20 kVA
		Conext CL 20000 E Conext CL 25000 E	400 V, 3ph, 20 kVA, 25 kVA
4	KACO	Blueplanet 6.5 TL3 M2 WM OD IIG0 Blueplanet 7.5 TL3 M2 WM OD IIG0 Blueplanet 7.5 TL3 M2 WM OD IIG0	400 V, 3ph, 6.5 kVA, 7.5 kVA, 9.0 kVA
		Powador 10.0 TL3-INT Powador 20.0 TL3-INT	400 V, 3ph, 9.0 kW, 17 kW
		Powador 39.0 TL3-XL-INT Powador 60.0 TL3-XL-INT	230/400 V, 3ph, 33.3 kVA, 49.9 kVA

ตารางที่ 4.2 ตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ข้อมูล ณ วันที่ 17 มิถุนายน 2559) [52]

ลำดับที่	บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์	รุ่นอินเวอร์เตอร์	ข้อมูลทางเทคนิค
1	SMA	FLX Pro 15 FLX Pro 17	230/400 V, 3ph, 15 kVA, 17 kVA
		SB 2500TLST-21 SB 3000TLST-21	180-280 V, 1ph, 2.5 kW, 3.0 kW
		SB 3600TL-21 SB 5000TL-21	180-280 V, 1ph, 3.68 kW, 4.6 kW
		SC 630 CP XT	315 V, 3ph, 630 kVA
		SC 850 CP XT	386 V, 3ph, 850 kVA
		SC 900 CP XT	405 V, 3ph, 900 kVA
		SMC 10000TLRP-10	230 V, 1ph, 10 kW
		STP 60-10	400 V, 3ph, 60 kVA
		STP 9000TL-20 STP 17000TL-10 STP 20000TL-30 STP 20000TLEE-10 STP 25000TL-30	230/400 V, 3ph, 9.0 kW, 17 kW, 20 kW, 20 kW, 25 kW
		2	ABB
PVI-10.0-TL-OUTD	400 V, 3ph, 10.0 kW		

ลำดับที่	บริษัทผู้ผลิต อินเวอร์เตอร์	รุ่นอินเวอร์เตอร์	ข้อมูลทางเทคนิค
		PVS300-TL-3300W-2 PVS300-TL-4000W-2 PVS300-TL-4600W-2 PVS300-TL-6000W-2 PVS300-TL-8000W-2	230 V, 1ph, 3.3 kW, 4.0 kW, 4.6 kW, 6.0 kW, 8.0 kW
		PVS800-57-0250W-A PVS800-57-0500KW-A	300 V, 3ph, 250 kW, 500 kW
		PVS800-57-0630KW-B	350 V, 3ph, 630 kW
		PVS800-57-1000KW-C	400 V, 3ph, 1,000 kW
		TRIO-20.0-TL TRIO-27.6-TL	400 V, 3ph, 20.0 kW, 27.6 kW
3	SUNGROW	SG500MX SG630MX	315 V, 3ph, 500 kW, 630 kW
		SG60KTL	230/400 V, 3ph, 60 kW
4	SCHNEIDER ELECTRIC	Conext RL 3000 E/E-S Conext RL 4000 E/E-S Conext RL 5000 E/E-S	230 V, 1ph, 3 kVA, 4 kVA, 5 kVA
		Conext TL 8000 E Conext TL 10000 E Conext TL 15000 E Conext TL 20000 E	230/400 V, 3ph, 8 kVA, 10 kVA, 15 kVA, 20 kVA
		Conext CL20000 E Conext CL25000 E	400 V, 3ph, 20 kW, 25 kW

ลำดับที่	บริษัทผู้ผลิต อินเวอร์เตอร์	รุ่นอินเวอร์เตอร์	ข้อมูลทางเทคนิค
		XC 540 XC 630 XC 680	300 V, 3ph, 540 kW, 630 kW, 680 kW
5	KACO	Powador 10.0 TL3 Powador 20.0 TL3 Powador 30.0 TL3 Powador 60.0 TL3	230/400 V, 3ph, 9 kVA, 17 kVA, 25 kVA, 49.9 kVA
		XP500-HV-TL	370 V, 3ph, 500 kVA
		Blueplanet 50.0 TL.3	230/400 V, 3ph, 50 kVA

จากตารางตัวอย่างรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามระเบียบการไฟฟ้าฯ (ฉบับร่าง) ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 และ 2559 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้ทราบว่ารูปแบบการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะสามารถเชื่อมต่อได้ทั้ง 1 เฟส และ 3 เฟส ในระดับความถี่ 50 เฮิรตซ์ (สำหรับประเทศไทย) และตำแหน่งการเชื่อมต่อของอินเวอร์เตอร์จะต้องอยู่ในระดับแรงดันต่ำ (230/400 โวลต์ สำหรับการไฟฟ้านครหลวง และ 220/380 โวลต์ สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) รวมถึงค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์จะมีค่าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ได้ถูกคิดค้นและพัฒนาให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์มีค่ามากกว่า 1 เมกะวัตต์ได้เพียงอาจแต่การนำเข้ามาของรุ่นอินเวอร์เตอร์ดังกล่าวยังไม่ได้ถูกนำมาทดสอบสำหรับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากอาจมีจำนวนเงินการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในปริมาณที่สูงเกินไป อีกทั้งค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ของอินเวอร์เตอร์นี้ จะเป็นขนาดที่เหมาะสมสำหรับรองรับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

นอกจากนี้ การควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อที่ให้ผลเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ การทำงานของอินเวอร์เตอร์จะต้องสามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟได้ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการทบทวนข้อมูลทางเทคนิคและหน้าที่ของอินเวอร์เตอร์ โดยเลือกบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA และ ABB เนื่องจากเป็นบริษัทชั้นนำระดับโลกที่ได้รับความนิยมไว้วางใจ โดยติดอันดับ 1 ใน 10 ของกลุ่มบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ทั่วโลก (**แหล่งอ้างอิง : Global PV Inverter Supplier Rankings (2008 & 2013) based on Revenue in US Dollars**) [53] อีกทั้งจำนวนรุ่นอินเวอร์เตอร์ของทั้งสองบริษัทนี้ ได้ผ่านการทดสอบมากกว่าบริษัทรายอื่น โดยในบทนี้ จะถูกแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อ

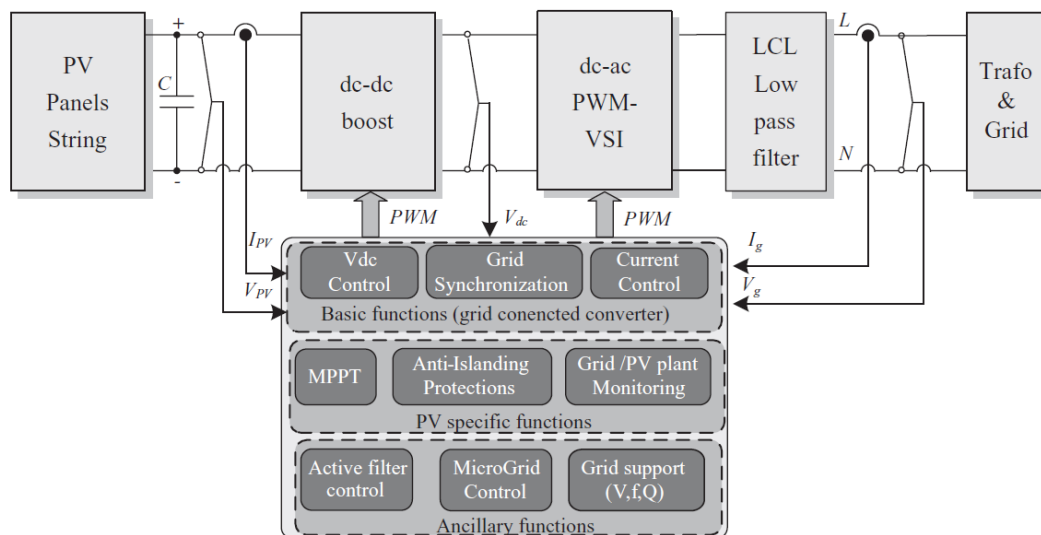
- (1) โครงสร้างการทำงานพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์
- (2) ข้อมูลทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์
- (3) รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์
- (4) ตัวอย่างรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์

4.1 โครงสร้างการทำงานพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นพลังงานไฟฟ้าที่อยู่ในรูปแบบของไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งยังไม่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ เนื่องจากรูปแบบปริมาณทางไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะทำงานในรูปแบบของไฟฟ้ากระแสสลับ ระดับความถี่ไฟฟ้า 50 เฮิร์ตซ์ ดังนั้นระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จึงจำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าหรืออินเวอร์เตอร์เข้ามาเป็นอุปกรณ์ช่วยในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบจากไฟฟ้ากระแสตรงไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ อย่างไรก็ตาม ลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์นอกจากจะทำหน้าที่ในการแปลงผันรูปแบบของปริมาณทางไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถทำหน้าที่ในการปรับประสิทธิภาพการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งอินเวอร์เตอร์จะค้นหาจุดที่สามารถจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ด้วยรูปแบบของวิธีการทำงานของการควบคุมจุดทำงานของกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point Tracking : MPPT) จึงส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าได้รับผลประโยชน์สูงสุดจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ อินเวอร์เตอร์ยังเป็นอุปกรณ์ที่เกิดจากการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง เช่น ไดโอด (Diode) ทรานซิสเตอร์ (Transistor) ไทริสเตอร์ (Thyristor) และ ไอจีบีที (Insulated-Gate Bipolar Transistor : IGBT) เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังเหล่านี้จะเริ่มทำงานได้จากการสั่งการของสัญญาณเกต (Gate Signal) ที่ได้จากการประมวลผลของ

สัญญาณด้วยวิธีการของ Pulse Width Modulation (PWM) โดยจะมีการตรวจวัดข้อมูลปริมาณทางไฟฟ้า ได้แก่ ระดับแรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้า ทั้งที่ผลิตได้จากฝั่งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับนำไปเป็นข้อมูลขาออกของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และฝั่งระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับนำไปเป็นข้อมูลขาออกของอินเวอร์เตอร์ และ ข้อมูลระดับแรงดันไฟฟ้าที่สอดคล้องกับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPPT Mode) รวมไปถึงการตั้งค่ารูปแบบการควบคุมต่างๆ ในอินเวอร์เตอร์จากการวิเคราะห์ของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ที่คำนึงถึงความสามารถในการป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นจากฝั่งระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ดังแสดงลักษณะการทำงานแบบแผนผังบล็อก (Block Diagram) ในรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 โครงสร้างการทำงานพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ [54]

จากรูปที่ 4.1 รูปแบบการควบคุมต่างๆ ในอินเวอร์เตอร์จะถูกแบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ (1) รูปแบบการควบคุมของการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Basic Functions – Common for All Grid-Connected Inverters) (2) รูปแบบการควบคุมปริมาณฝั่งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Specific Functions – Common for All PV Inverters) และ (3) รูปแบบการควบคุมปริมาณฝั่งระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Ancillary Functions) ดังแสดงตัวอย่างหน้าที่การควบคุมในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ตัวอย่างประเภทของการทำงานรูปแบบการควบคุมในอินเวอร์เตอร์ [54]

ประเภทรูปแบบการควบคุม	หน้าที่การควบคุมในอินเวอร์เตอร์
<p>Basic Functions</p>	<p>Grid Current Control</p> <ul style="list-style-type: none"> - THD Limits - Stability in the Case of Large Grid Impedance <p>Variations</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ride-Through Grid Voltage Disturbances <p>DC Voltage Control</p> <ul style="list-style-type: none"> - Adaptation to Grid Voltage Variations - Ride-Through Grid Voltage Disturbances <p>Grid Synchronization</p> <ul style="list-style-type: none"> - Operation at the Unity Power Factor - Ride-Through Grid Voltage Disturbances
<p>PV Specific Functions</p>	<p>Maximum Power Point Tracking (MPPT)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Very High MPPT Efficiency during Steady State - Fast Tracking during Rapid Irradiation Changes - Stable Operation at Very Low Irradiation Levels <p>Anti-Islanding (AI)</p> <p>Grid Monitoring</p> <ul style="list-style-type: none"> - Synchronization - Fast Voltage/Frequency Detection for Passive AI <p>Plant Monitoring</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diagnostic of PV Panel Array - Partial Shading Detection
<p>Ancillary Functions</p>	<p>Grid Support</p> <ul style="list-style-type: none"> - Local Voltage Control - Q Compensation - Harmonic Compensation - Fault Ride-Through

4.2 ข้อมูลทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์

ในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องทราบข้อมูลทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ในรุ่นต่างๆ เพื่อที่จะได้เลือกรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมกับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งหากผู้ผลิตไฟฟ้าเลือกรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง จะส่งผลให้อินเวอร์เตอร์ทำงานได้ไม่เต็มประสิทธิภาพและผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องลงทุนในส่วนของอินเวอร์เตอร์ที่มากเกินไป และในทางตรงข้าม หากผู้ผลิตไฟฟ้าเลือกรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง จะส่งผลให้บางช่วงระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกำลังไฟฟ้าออกมาได้มากกว่าอินเวอร์เตอร์ ทำให้อินเวอร์เตอร์ต้องจำกัดค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ และเปลี่ยนรูปแบบพลังงานให้อยู่ในรูปของความร้อน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ อย่างไรก็ตาม ความนิยมของการเลือกขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะเลือกให้อินเวอร์เตอร์มีขนาดน้อยกว่าโดยคิดเป็นร้อยละ 10 ถึง 25 ของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อมูลทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องคำนึงถึง ได้แก่ (1) ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรง (ข้อมูลทางด้านขาเข้าของอินเวอร์เตอร์) (2) ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ (ข้อมูลทางด้านขาออกของอินเวอร์เตอร์) และ (3) ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

4.2.1 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรง

เนื่องจากปริมาณทางไฟฟ้าที่ถูกป้อนเข้าไปในอินเวอร์เตอร์ จะอยู่ในรูปแบบของไฟฟ้ากระแสตรง ดังนั้นข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงที่บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์จำเป็นต้องระบุไว้ในคู่มือการใช้งานสำหรับให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้พิจารณานั้น จะสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรง	คำอธิบาย
Max. Input Voltage	ระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (ขาเข้า) ของอินเวอร์เตอร์
Min. Input Voltage	ระดับแรงดันไฟฟ้าน้อยสุด (ขาเข้า) ของอินเวอร์เตอร์
MPP Voltage Range	ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง (ขาเข้า) ที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้
Max. Input Current and Short-Circuit Current	ระดับกระแสไฟฟ้าสูงสุด (ขาเข้า) ของอินเวอร์เตอร์ และปริมาณกระแสลัดวงจรสูงสุดที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้
Number of Independent MPP Inputs	จำนวนช่องข้อมูล (ขาเข้า) ของระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงสำหรับติดตามตำแหน่งของจุดทำงานค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (MPPT Mode)
DC Rated Power Input	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (ขาเข้า) ของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

4.2.2 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ

ปริมาณทางด้านขาออกของอินเวอร์เตอร์ จะอยู่ในรูปแบบของไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งเป็นปริมาณที่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ดังนั้นข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับที่บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์จำเป็นต้องระบุเอาไว้ในคู่มือการใช้งานสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้พิจารณานั้น จะสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ	คำอธิบาย
Rated Power (At Nominal Voltage)	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (ขาออก) ของอินเวอร์เตอร์ที่ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้
Max. AC Apparent Power	ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุด (ขาออก) ของอินเวอร์เตอร์
Max. Reactive Power	ค่ากำลังไฟฟ้านอกที่ฟสูงสุด (ขาออก) ของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถจ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้
Nominal AC Voltage	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ (ขาออก) ของอินเวอร์เตอร์
Nominal AC Voltage Range	ช่วงสูงสุดและต่ำสุดของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ (ขาออก) ของอินเวอร์เตอร์

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ	คำอธิบาย
AC Power Frequency and Range	ระดับและช่วงความถี่ไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้
Max. Output Current	ระดับกระแสไฟฟ้าสูงสุด (ขาออก) ของอินเวอร์เตอร์
Power Factor (At Rated Power) and Power Factor Range	ค่าและช่วงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้

4.2.3 ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

โดยทั่วไป การทำงานของอินเวอร์เตอร์ไม่สามารถที่จะแปลงผันรูปแบบของไฟฟ้ากระแสตรงออกมาเป็นรูปแบบของไฟฟ้ากระแสสลับได้อย่างสมบูรณ์ เนื่องจากอาจเกิดการสูญเสียพลังงานให้กับการทำงานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังภายในอินเวอร์เตอร์ ซึ่งทำหน้าที่เหมือนสวิตช์ในการเปิด/ปิด เพื่อให้ได้รูปแบบของปริมาณทางไฟฟ้าตามที่ต้องการ โดยค่าประสิทธิภาพที่บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ได้ระบุไว้ในคู่มือการใช้งาน จะเป็นตัวสะท้อนในมุมมองดังกล่าวออกมาให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับทราบ และสามารถเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ได้อย่างเหมาะสม โดยค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์จะถูกแบ่งออกตามการวิเคราะห์ ซึ่งอาจได้จากการคำนวณค่าอัตราส่วนระหว่างค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออกกับค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาเข้าตามสมการที่ (4.1) และค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่ได้จากการคำนวณในวิธีนี้จะเป็นตัวบ่งชี้ถึงค่าประสิทธิภาพสูงสุด (Maximum Efficiency) ของอินเวอร์เตอร์

$$\eta_{INV} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (4.1)$$

โดยที่

P_{out} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออกของอินเวอร์เตอร์ (กิโลวัตต์)

P_{in} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาเข้าของอินเวอร์เตอร์ (กิโลวัตต์)

η_{INV} คือ ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ (ร้อยละ)

อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงอาทิตย์ที่เป็นปัจจัยหลักในการผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ส่งผลให้ไม่สามารถหาตำแหน่งของจุดทำงานที่เหมาะสมของอินเวอร์เตอร์ได้ ดังนั้น จึงได้มีการคิดหาวิธีการคำนวณผ่านการทดสอบการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในสภาพแวดล้อมจริง โดยผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบนั้น จะออกมาในรูปแบบของการถ่วงน้ำหนักตามปริมาณร้อยละของประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงระยะเวลาของการผลิตได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้วิธีการคำนวณประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่ได้จากสภาพแวดล้อมจริง จะมีอยู่ 2 วิธี ได้แก่ “European Weighted Efficiency” (EWE) และ “Californian Weighted Efficiency” (CWE) ดังแสดงในสมการที่ (4.2) และ (4.3) ตามลำดับ [24]

$$\eta_{EWE} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad (4.2)$$

$$\eta_{CWE} = 0.04\eta_{10\%} + 0.05\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.21\eta_{50\%} + 0.53\eta_{75\%} + 0.05\eta_{100\%} \quad (4.3)$$

โดยที่

η_{EWE} คือ European Weighted Efficiency ของอินเวอร์เตอร์ (ร้อยละ)

η_{CWE} คือ Californian Weighted Efficiency ของอินเวอร์เตอร์ (ร้อยละ)

การคำนวณค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี EWE และ CWE จะอ้างอิงจากค่าความเข้มแสงอาทิตย์ประจำปีโดยประมาณ 1,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร โดยมีสมมติฐานสำหรับวิธี EWE ว่า ถ้าอินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้ด้วยประสิทธิภาพคิดเป็นร้อยละ 100 ผู้ผลิตไฟฟ้า จะมีความมั่นใจในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในช่วงระยะเวลาตลอด 1 ปี คิดเป็นร้อยละ 20 (ดังแสดงการคำนวณในเทอมสุดท้ายของสมการที่ (4.2)) และสำหรับวิธี CWE ถ้าอินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้ด้วยประสิทธิภาพคิดเป็นร้อยละ 75 ผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีความมั่นใจในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในช่วงระยะเวลาตลอด 1 ปี คิดเป็นร้อยละ 53 (ดังแสดงการคำนวณในเทอมที่ห้าของสมการที่ (4.3)) อย่างไรก็ตาม การคำนวณด้วยวิธีทั้งสอง จะเป็นการคำนวณด้วยวิธีการประมาณเท่านั้น ซึ่งรูปแบบของการประมาณค่าแบบวิธี CWE จะใช้วิธีการปัดขึ้นหรือลงเพื่อให้ได้จำนวนตำแหน่งทศนิยมของค่าถ่วงน้ำหนักเท่ากับ 2 ตำแหน่งเท่านั้น ส่วนสำหรับวิธี EWE จะกำหนดจำนวนตำแหน่งทศนิยมของค่าถ่วงน้ำหนักเป็น 1 หรือ 2 ตำแหน่งก็ได้

4.3 รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า อาจทำให้เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า โดยระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อจะมีความมากกว่าช่วงมาตรฐานที่ระบุไว้ในระเบียบการไฟฟ้าฯ ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 และ 2559 และอินเวอร์เตอร์จำเป็นที่จะต้องทำหน้าที่ปลดวงจรออกภายในระยะเวลาที่กำหนด มิฉะนั้น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกิน เป็นต้น อาจทำหน้าที่ปลดวงจรเป็นลำดับถัดไปได้ ซึ่งจะส่งผลให้ผู้ผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สูญเสียโอกาสในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อป้องกันและแก้ไขปัญหาดังกล่าว อินเวอร์เตอร์จำเป็นที่จะต้อง มีรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้า และสามารถทำงานได้ภายในระยะเวลาที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า จะทำการปลดวงจร โดยรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน จะประกอบด้วย 3 ลักษณะ ดังต่อไปนี้

4.3.1 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการวิเคราะห์ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นด้วยข้อมูลที่ได้บันทึกไว้ และ จะทำการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ (Constant Power Factor : CPF) ในอินเวอร์เตอร์ เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถที่จะจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟสำหรับลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้ ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟนี้จะคิดเป็นอัตราส่วนที่คงที่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ดังแสดงความสัมพันธ์ในสมการที่ (4.4)

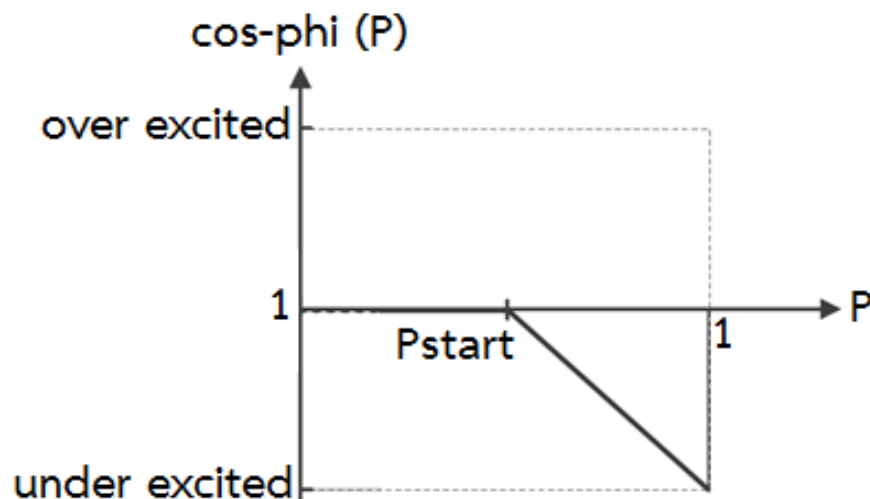
$$Q(t) = \pm P(t) \tan\{\cos^{-1}(cpf)\} \quad (4.4)$$

โดยที่

Q(t)	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้ารืแอกทีฟที่เวลา t	(กิโลวาร์)
P(t)	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เวลา t	(กิโลวัตต์)
cpf	คือ	ค่าคงที่ของตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	(-)

4.3.2 การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ด้วยการกำหนดให้เป็นค่าคงที่ตลอดช่วงระยะเวลาในการเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า อาจส่งผลให้ปริมาณการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟมีค่ามากเกินไป หรือไม่จำเป็นที่จะต้องจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าอาจต้องคำนึงถึงความเหมาะสมของการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟนี้ด้วย ซึ่งรูปแบบการควบคุมที่สนับสนุนในการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟนี้คือ รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะถูกเปลี่ยนแปลงตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ โดยการทำงานจะถูกตั้งค่าผ่านช่วงการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ดังแสดงในรูปที่ 4.2 และ สมการที่ (4.5)



รูปที่ 4.2 รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

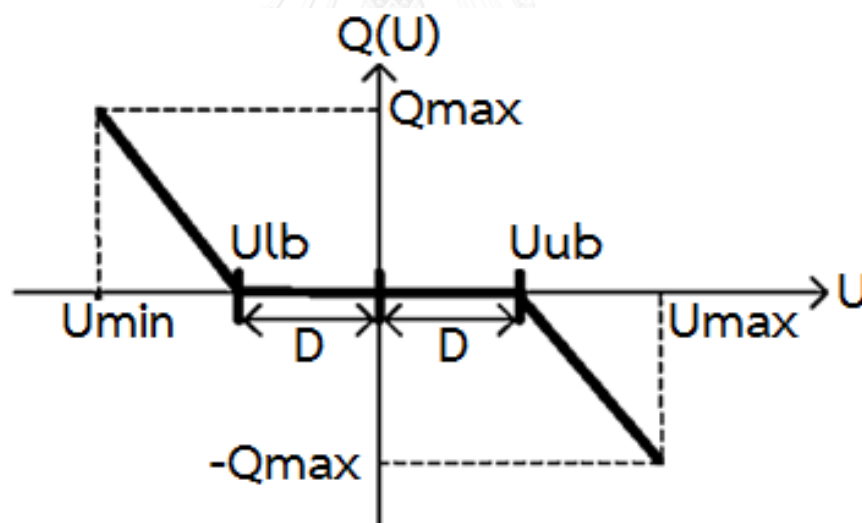
$$\cos\phi = \begin{cases} 1 & ; P < P_{\text{start}} \\ 1 - \left(\frac{1 - \text{under excited}}{1 - P_{\text{start}}} \right) (P - P_{\text{start}}) & ; P_{\text{start}} \leq P_{\text{pv}} < 1 \\ \text{under excited} & ; P_{\text{pv}} \geq 1 \end{cases} \quad (4.5)$$

โดยที่

P_{start}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออกของอินเวอร์เตอร์	(ต่อหน่วย)
over excited	คือ	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าฝั่ง Overexcited	(-)
under excited	คือ	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าฝั่ง Underexcited	(-)

4.3.3 การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

เนื่องจากผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ สามารถถูกลดได้ด้วยวิธีการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นรูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ จึงได้ถูกคิดค้นและพัฒนาขึ้น ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถป้องกันและลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้โดยง่าย โดยรูปแบบการตั้งค่าการทำงานของรูปแบบการควบคุมนี้ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.3 และสมการที่ (4.6)



รูปที่ 4.3 รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

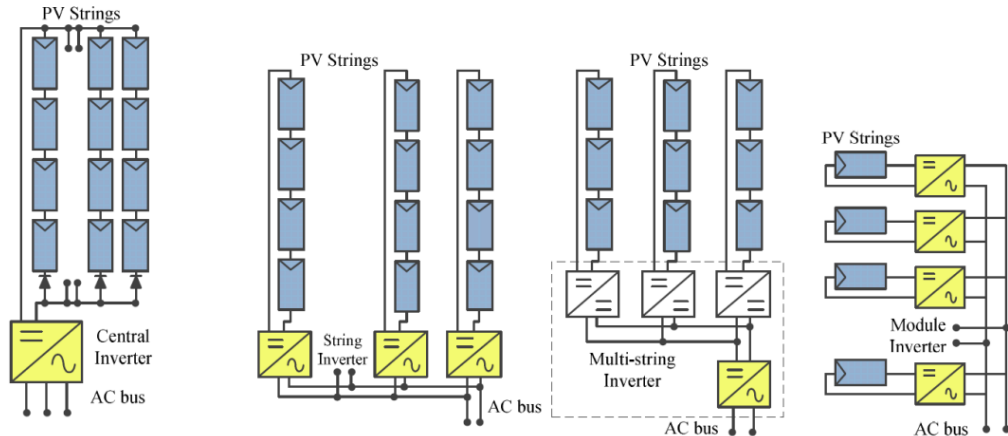
$$Q = \begin{cases} \left(\frac{-Q_{max}}{U_{lb} - U_{min}} \right) (U - U_{lb}) & ; U_{min} \leq U < U_{lb} \\ 0 & ; U_{lb} \leq U \leq U_{ub} \\ \left(\frac{-Q_{max}}{U_{max} - U_{ub}} \right) (U - U_{ub}) & ; U_{ub} < U \leq U_{max} \end{cases} \quad (4.6)$$

โดยที่

U_{min}	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้าน้อยสุดที่อินเวอร์เตอร์ทำงานได้	(กิโลโวลต์)
U_{max}	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้ามากที่สุดที่อินเวอร์เตอร์ทำงานได้	(กิโลโวลต์)
U_{lb}	คือ	ขอบล่างของระดับแรงดันไฟฟ้า	(กิโลโวลต์)
U_{ub}	คือ	ขอบบนของระดับแรงดันไฟฟ้า	(กิโลโวลต์)
Q_{max}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของอินเวอร์เตอร์	(กิโลวาร์)

4.4 ตัวอย่างรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ที่ได้ถูกคิดค้นและพัฒนาขึ้นมาสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งตามลักษณะการเชื่อมต่อของอินเวอร์เตอร์ได้เป็น 4 ประเภท ได้แก่ (1) Central Inverter (2) String Inverter (3) Multi-String Inverter และ (4) Module Inverter ดังแสดงในรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน [55]

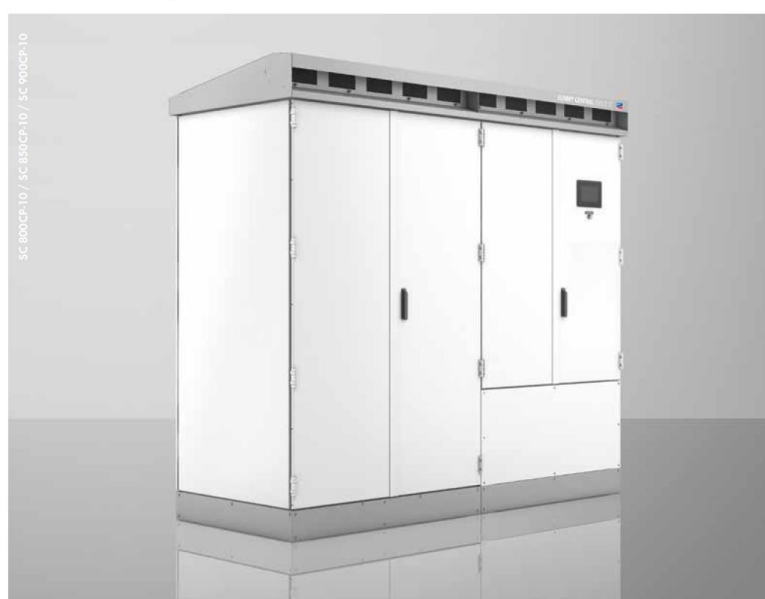
จากรูปที่ 4.4 จะสังเกตเห็นได้ว่า ลักษณะการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นมีความแตกต่างกัน โดยลักษณะการเชื่อมต่อของเทคโนโลยีแบบ Central Inverter จะทำการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์เพียงตัวเดียวเข้ากับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับเป็นศูนย์กลางในการแปลงผันรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้มาจากการเชื่อมต่อแบบขนานกันของสตริงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic (PV) String) ไปเป็นรูปแบบไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งจะมีความคุ้มค่าในด้านการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า

สำหรับเทคโนโลยีการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์แบบ String Inverter จะทำการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ให้กระจายไปในแต่ละสตริงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าอาจมีการลงทุนที่มากขึ้นเพื่อที่จะได้การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพ

ในการนำเสนอรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ในรูปแบบ Central Inverter หรือ อินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ เนื่องด้วยความนิยมในด้านความคุ้มค่าของอินเวอร์เตอร์ของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งในระดับเมกะวัตต์ อีกทั้ง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะทำการวิเคราะห์การควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์แบบ Central Inverter นั้นจะสามารถรองรับหน้าที่ในการตั้งค่าของศูนย์ควบคุมฯ ได้ ซึ่งบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการพิจารณา และยกเป็นกรณีตัวอย่างในบทนี้ ประกอบด้วย บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA และ ABB

4.4.1 อินเวอร์เตอร์ของบริษัท SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT

“Sunny Central 900CP XT” [17] เป็นรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ที่ได้ถูกคิดค้นและพัฒนาให้มีค่ากำลังไฟฟ้าขาออกสูงถึง 1 เมกะวัตต์ และสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องในพื้นที่ที่มีอุณหภูมิตั้งแต่ -40°C ถึง 50°C อีกทั้งยังมีรูปแบบการสนับสนุนให้อินเวอร์เตอร์เป็นส่วนหนึ่งในการควบคุมผลกระทบที่เกิดขึ้นที่จุดเชื่อมต่อด้วยรูปแบบการควบคุมต่างๆ ซึ่งหนึ่งในรูปแบบการควบคุมนี้คือ การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ดังแสดงรูปของอินเวอร์เตอร์และข้อมูลทางเทคนิคได้ในรูปที่ 4.5 และตารางที่ 4.6 ถึง 4.8 ตามลำดับ



รูปที่ 4.5 อินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT [17]

ตารางที่ 4.6 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT [17]

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรง	คำอธิบาย
Max. Input Voltage	1,000 โวลต์
Min. Input Voltage	596 โวลต์
MPP Voltage Range (At 25°C)	722 ถึง 850 โวลต์
Max. Input Current and Short-Circuit Current	1,400 และ 2,500 แอมแปร์
Number of Independent MPP Inputs	1 ช่อง
DC Rated Power Input (At Unity Power Factor)	1,010 กิโลวัตต์

ตารางที่ 4.7 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT [17]

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ	คำอธิบาย
Rated AC Apparent Power (At 25°C)	990 กิโลโวลต์-แอมแปร์
Nominal AC Voltage	405 โวลต์
Nominal AC Voltage Range	365 ถึง 465 โวลต์
AC Power Frequency and Range	50 เฮิรตซ์ / 47 ถึง 63 เฮิรตซ์
Max. Output Current	1,411 แอมแปร์
Power Factor (At Rated Power) and Power Factor Range	1 และ 0.90 นำหน้า ถึง 0.90 ตามหลัง

ตารางที่ 4.8 ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT [17]

ประสิทธิภาพ	คำอธิบาย
Maximum Efficiency: η_{INV}	ร้อยละ 98.6
European Weighted Efficiency: η_{EWE}	ร้อยละ 98.4
Californian Weighted Efficiency: η_{CWE}	ร้อยละ 98.5

รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อที่บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ได้คิดค้นและพัฒนาเข้ามาอยู่ในอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT จะประกอบด้วย 6 แบบ ดังนี้

(1) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยคำสั่งการตั้งค่าผ่านระบบติดต่อสื่อสาร

คำสั่งการตั้งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะถูกส่งมายังอินเวอร์เตอร์ผ่านระบบติดต่อสื่อสาร โดยค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะถูกส่งมาในรูปแบบของปริมาณเชิงร้อยละหรือค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และจะถูกแปลงค่าให้อยู่ในหน่วยกิโลวาร์ ซึ่งหากอินเวอร์เตอร์ไม่ได้รับคำสั่งใดๆ เป็นระยะเวลา มากกว่า 5 นาที อินเวอร์เตอร์จะทำการส่งสัญญาณเตือนความล้มเหลวในการรับคำสั่งการตั้งค่านั้นๆ ให้ปรากฏบนหน้าจอของอินเวอร์เตอร์

(2) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยการตั้งค่าผ่านพารามิเตอร์ ในอินเวอร์เตอร์

การตั้งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะทำได้โดยการกำหนดค่าพารามิเตอร์ “Q-VAR” ในอินเวอร์เตอร์ โดยพารามิเตอร์ “Q-VAR” นี้จะต้องอยู่ในช่วงค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้

(3) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยการตั้งค่าเทียบเป็นค่าร้อยละ กับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

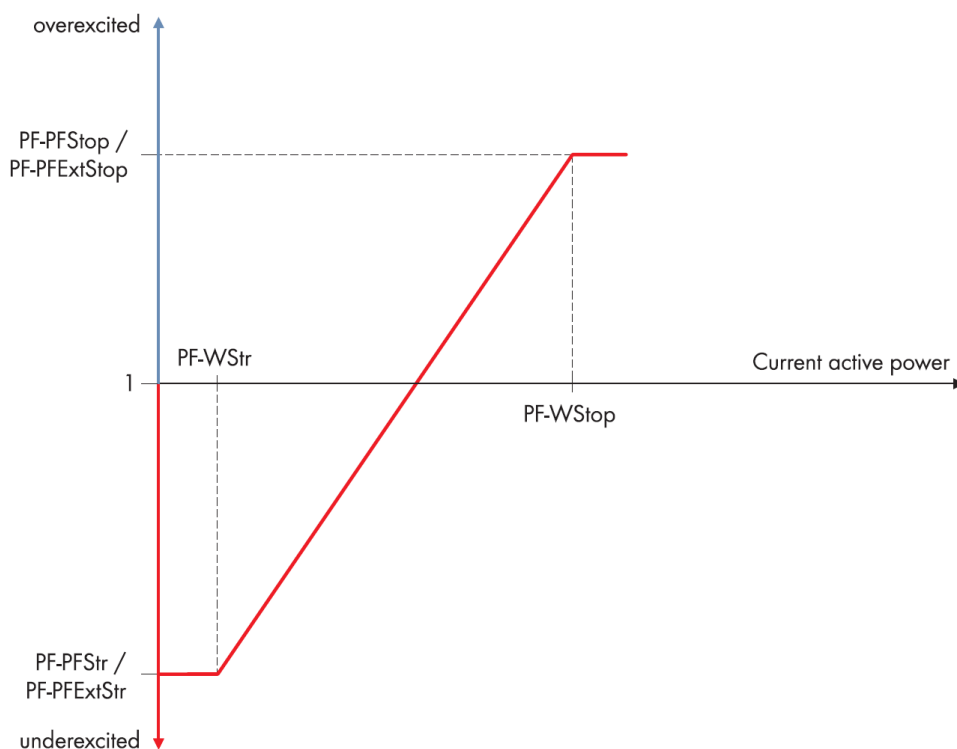
การตั้งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะทำได้โดยการกำหนดค่าพารามิเตอร์ “Q-VAR_{Nom}” ในอินเวอร์เตอร์ โดยจะถูกเทียบเป็นค่าร้อยละของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ซึ่งหากค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ มีค่าเกินกว่าช่วงที่อินเวอร์เตอร์จะสามารถทำงานได้แล้ว ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จะถูกจำกัดให้มีค่าที่สอดคล้องกับค่าขอบบน (ขอบล่าง) ของช่วงค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้

(4) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยการตั้งค่าผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การตั้งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะทำได้โดยการกำหนดค่าพารามิเตอร์ “PF-PF” และ “PF-PFExt” ในอินเวอร์เตอร์ โดยพารามิเตอร์ “PF-PF” จะเป็นค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และ “PF-PFExt” จะเป็นการกำหนดการทำงานในย่าน Overexcited หรือ Underexcited

(5) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

การตั้งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (ผ่านค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า) จะถูกกำหนดตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ เรียกว่า ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ดังแสดงในรูปที่ 4.6

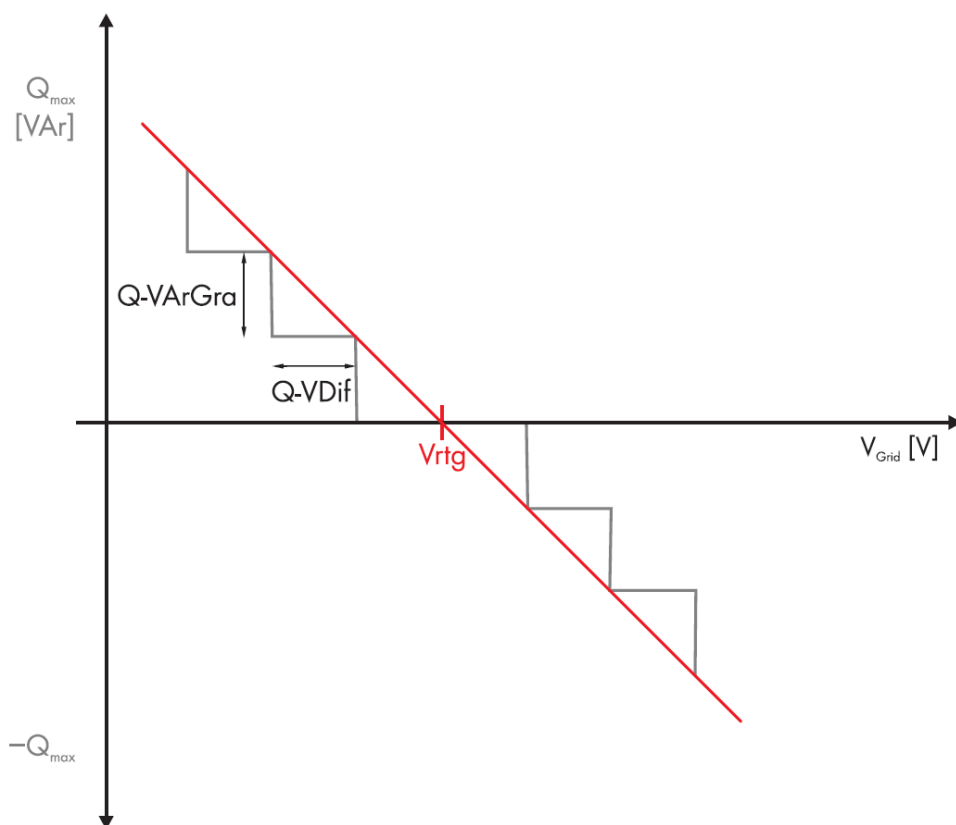


รูปที่ 4.6 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT [23]

- | | | |
|--------------------|-----|--|
| PF – WStr | คือ | ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) ที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ โดยจะมีค่าได้ตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึง 90 (Default = ร้อยละ 0) |
| PF – WStop | คือ | ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) ที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ โดยจะมีค่าได้ตั้งแต่ร้อยละ 10 ถึง 100 (Default = ร้อยละ 100) |
| PF – PFStr | คือ | ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในย่านการทำงาน Underexcited |
| PF – PFStop | คือ | ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในย่านการทำงาน Overexcited |

(6) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ร้แอกทีฟที่ขึ้นอยู่กั้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

การตั้งค่ากำลังไฟฟ้ร้แอกทีฟจะถูกกำหนดตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ กล่าวคือ ถ้าระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ มีการเปลี่ยนแปลงจนมีค่ามากกว่าช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด ค่ากำลังไฟฟ้ร้แอกทีฟจะตอบสนองการเปลี่ยนแปลงโดยอัตโนมัติ เพื่อที่จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้ากลับเข้ามาอยู่ในช่วงมาตรฐานที่กำหนดได้ เรียกว่า ฟังก์ชันคุณลักษณะ **Q(U)** ดังแสดงในรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 ฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) ในอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT [23]

- Vrtg** คือ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (กิโลโวลต์)
- Q – VDif** คือ การเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (ร้อยละ) เทียบกับระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ โดยสามารถตั้งค่าได้ในช่วงร้อยละ 0.1 ถึง 10 (Default = ร้อยละ 1)
- Q – VArGra** คือ การเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้ร้แอกทีฟ (ร้อยละ) โดยสามารถตั้งค่าได้ในช่วงร้อยละ 0 ถึง 100 (Default = ร้อยละ 1)

4.4.2 อินเวอร์เตอร์ของบริษัท ABB รุ่น PVS800-57

“PVS800-57” [10] เป็นรุ่นอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งได้ถูกคิดค้นและพัฒนาให้มีประสิทธิภาพการทำงานมากที่สุด และสามารถค้นหาจุดทำงานของการผลิตค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดได้อย่างแม่นยำ พร้อมทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถมีความมั่นใจได้ว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะสามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างแน่นอน นอกจากนี้ รูปแบบการควบคุมต่างๆ ได้ถูกรวมเข้าเป็นส่วนหนึ่งของการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งสามารถที่จะทำการควบคุมระยะไกลผ่านระบบคอมพิวเตอร์ได้ ดังแสดงรูปของอินเวอร์เตอร์และข้อมูลทางเทคนิคในรูปที่ 4.8 และตารางที่ 4.9 ถึง 4.11 ตามลำดับ



รูปที่ 4.8 อินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [10]

ตารางที่ 4.9 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [10]

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสตรง	คำอธิบาย
Max. Input Voltage	1,100 โวลต์
MPP Voltage Range	525 ถึง 825 โวลต์
Max. Input Current	1,710 แอมแปร์
DC Rated Power Input	1,050 กิโลวัตต์

ตารางที่ 4.10 ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [10]

ข้อมูลด้านไฟฟ้ากระแสสลับ	คำอธิบาย
Nominal Power (At 50°C)	875 กิโลวัตต์
Max. Power (At 25°C)	1,050 กิโลวัตต์
Power (At Power Factor = 0.95) (At 50°C)	830 กิโลวัตต์
Nominal AC Voltage	350 โวลต์
Nominal AC Voltage Range	315 ถึง 385 โวลต์
AC Power Frequency	50 เฮิรตซ์
Nominal Output Current	1,445 แอมแปร์
Power Factor (At Rated Power) and Power Factor Range	1 / 0.90 นำหน้า ถึง 0.90 ตามหลัง

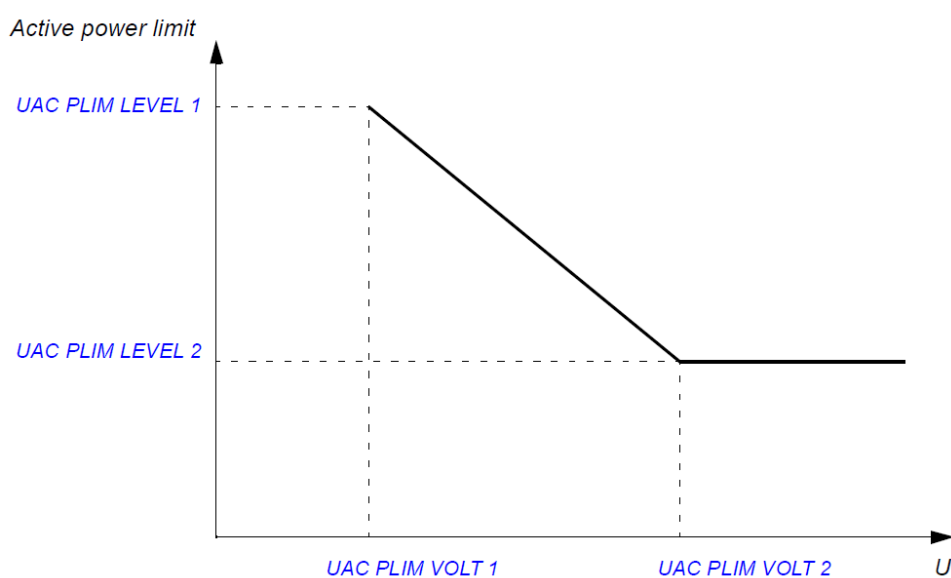
ตารางที่ 4.11 ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [10]

ประสิทธิภาพ	คำอธิบาย
Maximum Efficiency: η_{INV}	ร้อยละ 98.7
European Weighted Efficiency: η_{EWE}	ร้อยละ 98.5

รูปแบบการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อที่บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ได้คิดค้นและพัฒนาเข้ามาอยู่ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 จะประกอบด้วย 3 แบบ ดังนี้

(1) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ

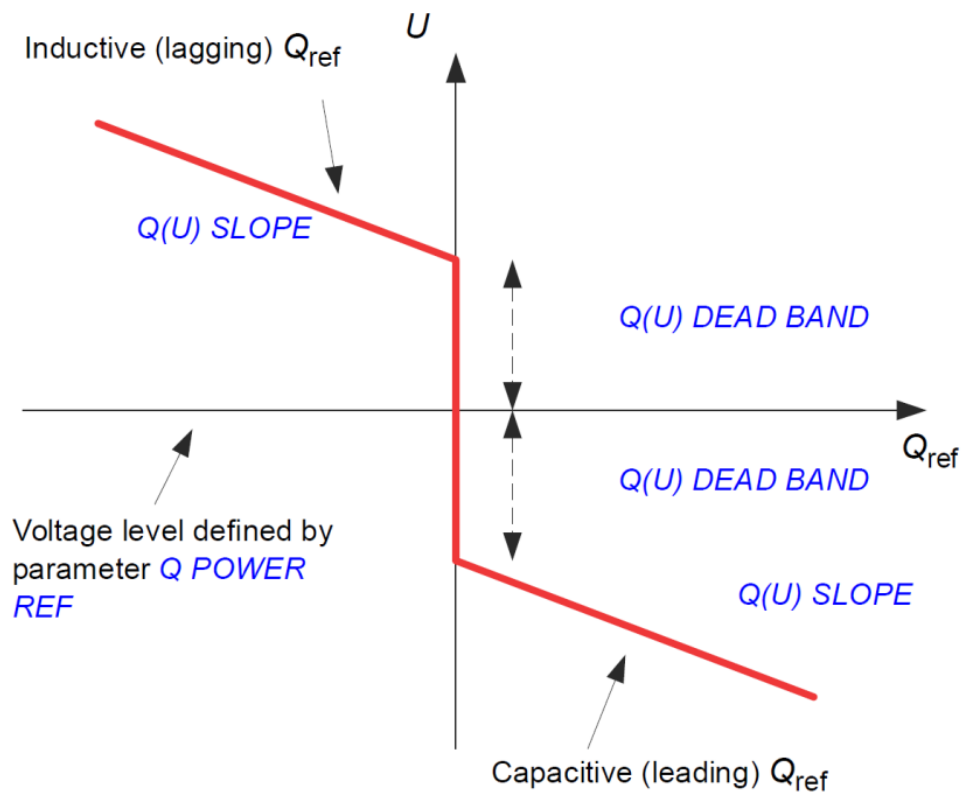
การตั้งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จะถูกจำกัดค่าตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เรียกว่า ฟังก์ชันคุณลักษณะ $P(U)$ ดังแสดงในรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.9 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $P(U)$ ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [13]

UAC PLIM VOLT 1	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้า (ร้อยละ) ระดับที่ 1 (Default = ร้อยละ 105)
UAC PLIM VOLT 2	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้า (ร้อยละ) ระดับที่ 2 (Default = ร้อยละ 110)
UAC PLIM LEVEL 1	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) ระดับที่ 1 (Default = ร้อยละ 100)
UAC PLIM LEVEL 2	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) ระดับที่ 2 (Default = ร้อยละ 0)

(2) รูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ การตั้งค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะถูกกำหนดตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ กล่าวคือ ถ้าระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีการเปลี่ยนแปลงจนมีค่ามากกว่าช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะตอบสนองการเปลี่ยนแปลงโดยอัตโนมัติเพื่อที่จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้ากลับเข้ามาอยู่ในช่วงมาตรฐานที่กำหนดได้ ดังแสดงในรูปที่ 4.10

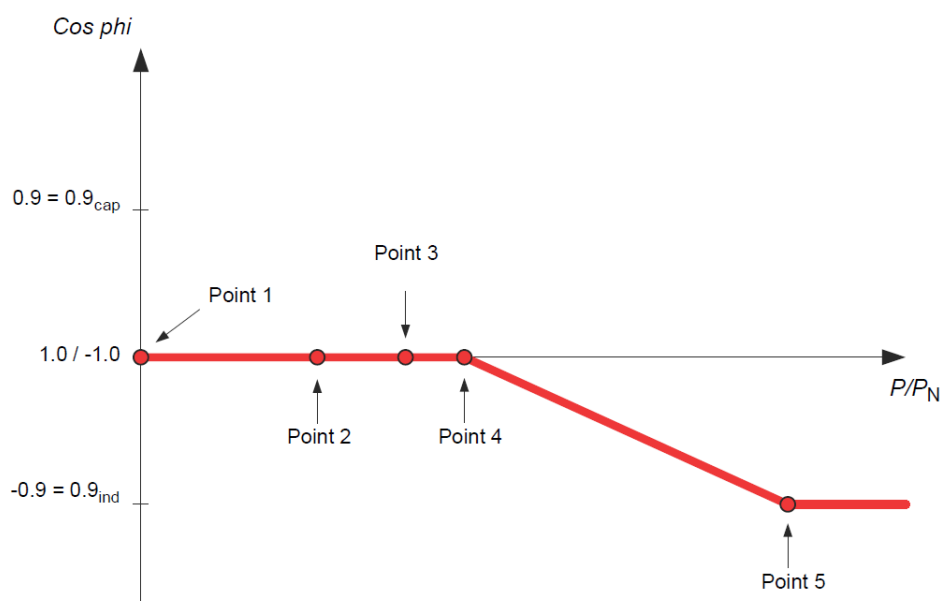


รูปที่ 4.10 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [13]

- Q POWER REF** คือ กำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ เช่น ช่วงระดับแรงดันไฟฟ้า เป็นต้น
- Q(U) SLOPE** คือ กำหนดค่าความชัน (ร้อยละ/โวลต์) ในกรณีที่ระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่าช่วงระดับแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด (Default = ร้อยละ 4.17/โวลต์)
- Q(U) DEAD BAND** คือ กำหนดช่วงระดับแรงดันไฟฟ้า (โวลต์) ในกรณีที่ระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่าอยู่ในช่วงระดับแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด (Default = 0 โวลต์)

(3) รูปแบบการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

การตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะถูกกำหนดตามปริมาณของกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ เรียกว่า ฟังก์ชันคุณลักษณะ **cosphi(P)** ดังแสดงในรูปที่ 4.11



รูปที่ 4.11 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ ABB รุ่น PVS800-57 [13]

- | | |
|-------------------------|---|
| POINT 1
แกน X | คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Default = ร้อยละ 0) |
| POINT 1
แกน Y | คือ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยเครื่องหมาย (+) หมายถึงการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Capacitive Mode) และ (-) หมายถึงการรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Inductive Mode) (Default = -1) |
| POINT 2
แกน X | คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Default = ร้อยละ 25) |
| POINT 2
แกน Y | คือ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยเครื่องหมาย (+) หมายถึงการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Capacitive Mode) และ (-) หมายถึงการรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Inductive Mode) (Default = -1) |
| POINT 3
แกน X | คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Default = ร้อยละ 40) |

- POINT 3**
แกน Y คือ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยเครื่องหมาย (+) หมายถึงการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Capacitive Mode) และ (-) หมายถึงการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Inductive Mode) (Default = -1)
- POINT 4**
แกน X คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Default = ร้อยละ 50)
- POINT 4**
แกน Y คือ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยเครื่องหมาย (+) หมายถึงการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Capacitive Mode) และ (-) หมายถึงการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Inductive Mode) (Default = -1)
- POINT 5**
แกน X คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ร้อยละ) จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Default = ร้อยละ 100)
- POINT 5**
แกน Y คือ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าโดยเครื่องหมาย (+) หมายถึงการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Capacitive Mode) และ (-) หมายถึงการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Inductive Mode) (Default = -0.90)

จากการศึกษาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ที่เกี่ยวข้องกับรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ (Central Inverter) ของบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ SMA รุ่น Sunny Central 900CP XT และ ABB รุ่น PVS800-57 ทำให้ทราบว่าฟังก์ชันคุณลักษณะส่วนใหญ่ที่บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ได้คิดค้นและพัฒนาขึ้นสำหรับลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อนี้ จะประกอบด้วย 3 ลักษณะ ได้แก่ (1) ฟังก์ชันคุณลักษณะ **cosphi(P)** (2) ฟังก์ชันคุณลักษณะ **Q(U)** และ (3) ฟังก์ชันคุณลักษณะ **P(U)**

อย่างไรก็ตาม รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ ดังที่ได้นำเสนอไปข้างต้น จะเป็นการเลือกค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ และระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (รูปแบบฟังก์ชันคุณลักษณะ **cosphi(P)** และ **Q(U)**) มาเป็นข้อมูลขาเข้าสำหรับให้อินเวอร์เตอร์ทำงานตามรูปแบบการควบคุมที่เลือก และคำนวณค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมออกมาเป็นข้อมูลขาออกที่จะสามารถช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้ ซึ่งสำหรับกรณีที่กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่คำนวณได้ ไม่สามารถลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้แล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ลง (Active Power Curtailment : APC) ทั้งนี้อาจทำการเปลี่ยนรูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เป็นรูปแบบการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ขึ้นอยู่กับระดับ

แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ หรือ ฟังก์ชันคุณลักษณะ $P(U)$ ได้ แต่อาจส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงด้วยค่าที่ไม่เหมาะสม

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการควบคุมทั้งรูปแบบการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control) และการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) โดยจะนำเสนอการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งค่าที่ได้จากการคำนวณนี้ จะถูกกำหนดเป็นค่าที่ได้จากการส่งการตั้งค่ามาจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผ่านระบบควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกล สำหรับตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ ดังที่จะได้กล่าวไว้ในบทถัดไป



บทที่ 5

การควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เนื้อหาในบทที่ 4 ได้กล่าวถึงหลักการทำงานเบื้องต้นของอินเวอร์เตอร์ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้นำมาเป็นอุปกรณ์ใช้ในการแปลงผันไฟฟ้าจากปริมาณไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับสำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าเกิน (Overvoltage) ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด ด้วยวิธีการตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ (Characteristic Function) ของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการตรวจจับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและนำมาประมวลผลในตัวควบคุม (Controller) เพื่อที่จะคำนวณค่าที่เหมาะสมสำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ หรือ Local Control เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องคาดคะเนสถานการณ์ที่เกิดขึ้นในแต่ละวัน เพื่อที่จะกำหนดการตั้งค่าการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้อย่างเหมาะสม และช่วยลดอัตราการเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบของการไฟฟ้าฯ ได้มากที่สุด อย่างไรก็ตาม การควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในลักษณะนี้ จะยังไม่เป็นผลที่ดีมากนักสำหรับการไฟฟ้า ในด้านการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ เนื่องจากความไม่สอดคล้องระหว่างปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ (ส่วนใหญ่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตกำลังไฟฟ้าได้มาก ณ ขณะที่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามีน้อย) ดังนั้น หากการไฟฟ้าฯ สามารถควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในด้านการจัดการปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ จะทำให้การลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ในปัจจุบัน การไฟฟ้าฯ จะมีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (Power System Control Center : PSCC) ในแต่ละเขตพื้นที่ที่ทำหน้าที่ในการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า (อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า) ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ทำงานอย่างเป็นปกติ เช่น หม้อแปลงไฟฟ้าแบบปรับแท็ปได้ (On-Load Tap Changer Transformer) เครื่องคุมค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulator) อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (Protection) และตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank) เป็นต้น ทั้งนี้ จากเนื้อหาที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 3 การควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้น ศูนย์ควบคุมฯ จะใช้ระบบการติดต่อสื่อสารระยะไกล เช่น เส้นใยแก้วนำแสง

(Fiber Optic) เครื่องรับส่งสัญญาณวิทยุ (Radio Signal) และ โทรศัพท์สายตรง เป็นต้น โดยสำหรับการติดต่อสื่อสารด้วยเส้นใยแก้วนำแสง ผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสารหรือระดับความถี่ไฟฟ้าที่สอดคล้องกับศูนย์ควบคุมฯ จึงจะทำให้ศูนย์ควบคุมฯ สามารถตรวจสอบสถานะและการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ อย่างไรก็ตาม ศูนย์ควบคุมฯ จะยังไม่สามารถที่จะส่งรูปแบบการตั้งค่าการทำงานกลับไปยังอินเวอร์เตอร์ได้โดยตรง เนื่องจากการลงทุนในส่วนของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่อินเวอร์เตอร์ของผู้ผลิตไฟฟ้าใช้นั้น ในปัจจุบันยังคงมีราคาสูงและไม่คุ้มทุนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอง

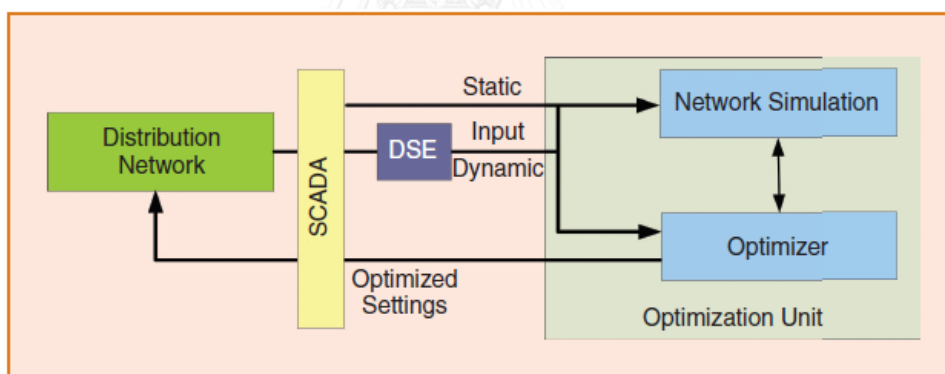
ด้วยรูปแบบการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า หรือ การควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการตั้งค่าการทำงานที่เหมาะสมสำหรับอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า ด้วยวิธีการคำนวณการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Quadratic Programming : WQP) โดยจำลองผ่านโปรแกรม MATLAB ซึ่งมีตัวแปรตามที่สนใจสำหรับการคำนวณนี้อยู่ 2 ตัว ได้แก่ (1) ตัวแปรสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ΔP_{pv}) และ (2) ตัวแปรสำหรับการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (ΔQ_{pv})

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่คำนวณได้ จะถูกนำไปจำลองสถานการณ์ผ่านโปรแกรม DigSILENT PowerFactory ด้วยการตั้งค่าในฟังก์ชันคุณลักษณะทั้งหมด 3 ฟังก์ชัน และวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกพิจารณาฟังก์ชันคุณลักษณะ ได้แก่ (1) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ (2) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ และ (3) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการทำงานของทั้งสามฟังก์ชัน ในท้ายที่สุด จะถูกนำมาเปรียบเทียบผ่านค่าดัชนี (V_{index}) ที่ชี้วัดถึงประสิทธิภาพของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ณ จุดเชื่อมต่อ และด้วยเนื้อหาที่ได้กล่าวมาข้างต้น จะสามารถแบ่งหัวข้อในบทนี้ได้ทั้งหมด 3 ข้อ ได้แก่

- (1) การทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) และการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control)
- (2) การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (3) การควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์

5.1 การทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) และการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control)

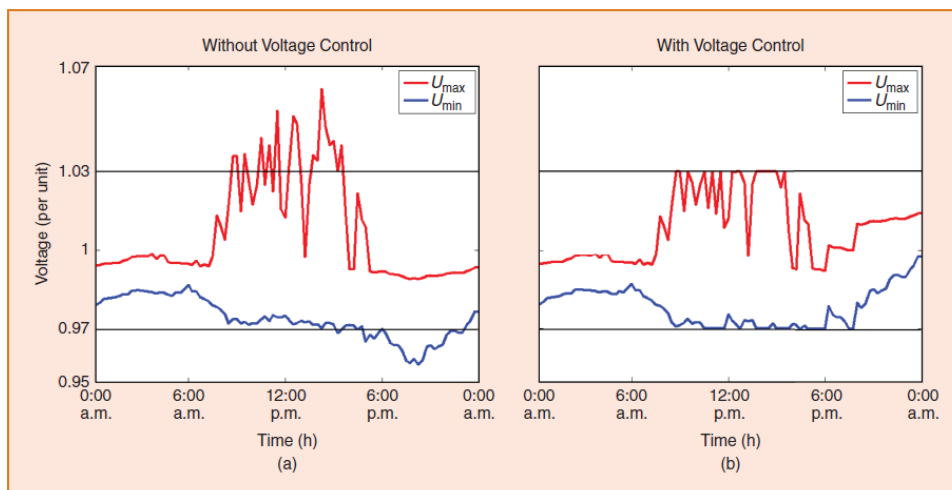
ตามหลักการควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 3 หากผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ศูนย์ควบคุมฯ จะสามารถตรวจสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด ดังนั้น ข้อมูลพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างของระบบและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งถือได้ว่าเป็นข้อมูลเชิงสถิตย์ (Static Information) รวมไปถึงระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งถือได้ว่าเป็นข้อมูลเชิงพลวัต (Dynamic Information) จำเป็นต้องทำการตรวจวัด อย่างไรก็ตาม ข้อมูลเชิงพลวัตนี้ไม่สามารถที่จะตรวจวัดได้ทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากมีผู้ผลิตไฟฟ้าบางรายที่ไม่ได้ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัด (Sensor) จึงทำให้ทางศูนย์ควบคุมฯ ต้องทำการประมาณค่าของข้อมูลประเภทนี้ด้วยฟังก์ชันการประมาณค่าสถานะ (Distributed State Estimation : DSE) ดังแสดงในรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 โครงสร้างการควบคุมและติดต่อสื่อสารระยะไกลจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า [56]

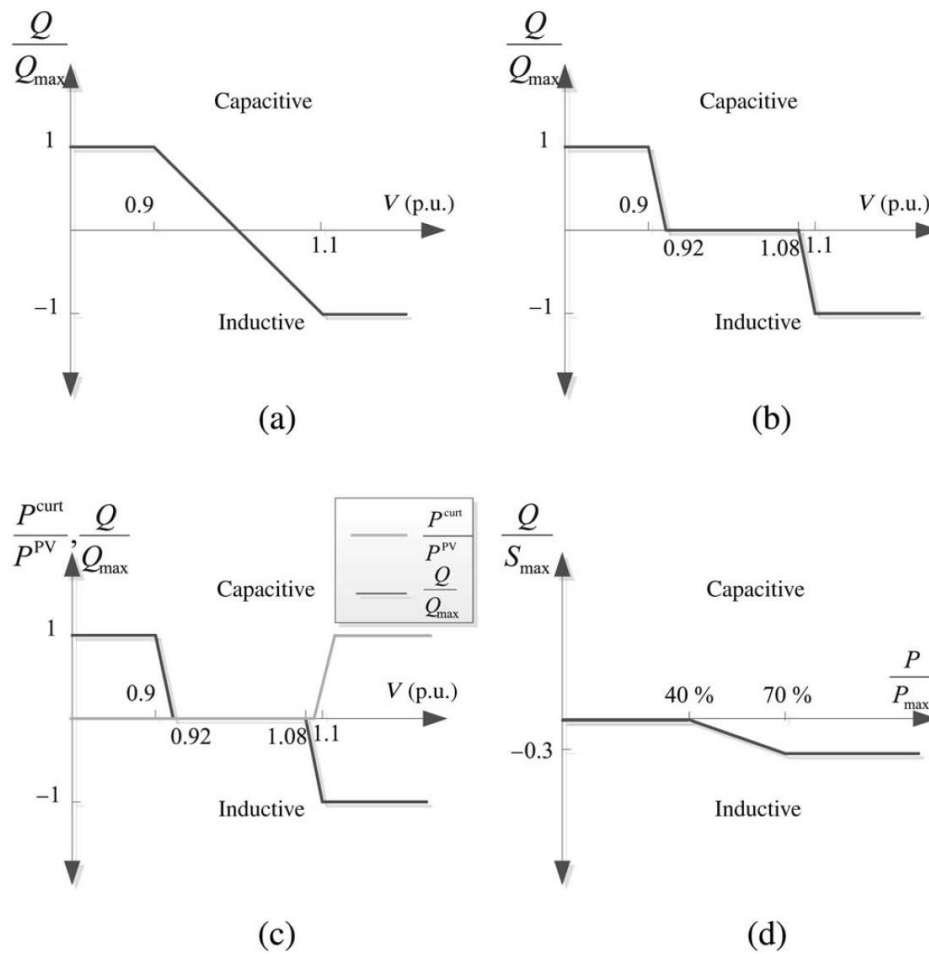
จากรูปที่ 5.1 ได้แสดงถึงโครงสร้างของการควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมฯ โดยมีระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition : SCADA) ทำหน้าที่ในการตรวจวัดข้อมูลพื้นฐาน (ข้อมูลเชิงสถิตย์และพลวัต) และ ทำการส่งข้อมูลไปยังหน่วยประมวลผลการทำงานเหมาะสม (Optimization Unit) ซึ่งมีองค์ประกอบของการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Network Simulation) สำหรับประเมินผลข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) และแสดงผลลัพท์ระดับแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากนี้ ยังมีส่วนการประมวลผลที่ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ

กำหนดได้ โดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องถูกปรับค่าน้อยสุด (Optimizer) ของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Curtailment : APC) และรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Var Absorption) ผ่านโปรแกรมการคำนวณการหาค่าเหมาะสมที่สุด (Optimization Programming) ที่ศูนย์ควบคุมฯ ได้ทำการตั้งค่าไว้ในหน่วยประมวลผลการทำงานเหมาะสม ดังตัวอย่างการเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการควบคุมจากส่วนกลางในรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 ตัวอย่างระดับแรงดันไฟฟ้าในสภาวะก่อนและหลังมีการควบคุมจากส่วนกลาง [56]

หลังจากหน่วยประมวลผลการทำงานเหมาะสมที่สุดได้ทำการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เสร็จสิ้น จะถูกส่งกลับไปยังระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA อีกครั้ง เพื่อที่จะส่งการตั้งค่าไปยังอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยรูปแบบการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ที่นี้ จะเป็นไปตามฟังก์ชันคุณลักษณะที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 5.3 ทั้งนี้ หากนำระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกิน ที่ติดตั้งไว้ที่จุดเชื่อมต่อมาพิจารณาแล้ว ระยะเวลาโดยรวมในการทำงานของการควบคุมจากส่วนกลาง และการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์จะต้องมีค่าไม่เกินระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุดที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 (ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุดไม่เกิน 1 ถึง 2 วินาที) มิฉะนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกปลดวงจรออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้



รูปที่ 5.3 ตัวอย่างฟังก์ชันคุณลักษณะที่ใช้ในการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ [57]

- (a) รูปแบบที่ 1 ของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ (b) รูปแบบที่ 2 ของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$
 (c) ฟังก์ชันคุณลักษณะร่วมระหว่าง $Q(U)$ และ $P(U)$ (d) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$

ตามลักษณะการทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลางและการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่ได้อธิบายไว้ข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณค่าน้อยสุดที่เหมาะสมของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นส่วนหนึ่งของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ และวิธีการคำนวณจะผ่านการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก ดังที่จะอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.2 นอกจากนี้ วิธีการคำนวณการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักนี้ จะถูกพิจารณาและคำนวณใหม่ทุกๆ ช่วงระยะเวลา 15 นาที ถ้าหากมีอย่างน้อย 1 ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ มีระดับแรงดันไฟฟ้ามากกว่าช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนด ทั้งนี้ การเลือกช่วงระยะเวลาที่เหมาะสมสำหรับใช้ในการพิจารณา อาจมีเหตุผลมาจากการเก็บรวบรวมข้อมูลของ

ศูนย์ควบคุมฯ ทั้งการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถทำได้ทุกๆ ช่วงระยะเวลา 15 นาทีนั่นเอง

และสำหรับการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาฟังก์ชันคุณลักษณะทั้งหมด 3 ฟังก์ชัน ได้แก่ (1) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ (2) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ และ (3) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ดังที่จะอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.3 เป็นลำดับถัดไป

5.2 การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมกับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ภายใต้การทำงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบ 3 เฟส ทั้งที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแบบสมดุล การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าทั้งขนาดและมุมจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟได้ ดังสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ถูกคำนวณจากวิธีการของนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson Power Flow Calculation) ดังแสดงในสมการที่ (5.1)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j_{P\delta} & j_{P|V|} \\ j_{Q\delta} & j_{Q|V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

โดยที่

$\Delta \delta$	คือ	การเปลี่ยนแปลงของมุมแรงดันไฟฟ้า	(เรเดียน)
$\Delta V $	คือ	การเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไฟฟ้า	(กิโลโวลต์)
$[J]$	คือ	เมทริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix)	(-)
ΔP	คือ	การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าจริง	(กิโลวัตต์)
ΔQ	คือ	การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ	(กิโลวาร์)

สมมติให้เมทริกซ์จาโคเบียนเป็นเมทริกซ์ผกผันได้ กล่าวคือ เมทริกซ์ $[K]$ หรือ $[K] = [J]^{-1}$ ดังแสดงในสมการที่ (5.2)

$$[K] = [J]^{-1} = \begin{bmatrix} j_{P\delta} & j_{P|V|} \\ j_{Q\delta} & j_{Q|V|} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} k_{\delta P} & k_{\delta Q} \\ k_{|V|P} & k_{|V|Q} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

ผลของการมีเมทริกซ์ผกผันได้ จะสามารถเขียนรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าในรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟได้ ดังแสดงในสมการที่ (5.3) และ (5.4) ตามลำดับ

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = [K] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_{\delta P} & k_{\delta Q} \\ k_{|V|P} & k_{|V|Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_{\delta P}\Delta P + k_{\delta Q}\Delta Q \\ k_{|V|P}\Delta P + k_{|V|Q}\Delta Q \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

$$\Delta|V| = [k_{|V|P}\Delta P + k_{|V|Q}\Delta Q] = [k_{|V|P} \quad k_{|V|Q}] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

หมายเหตุ: สมการที่ (5.1) ถึง (5.4) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้ $\Delta|V| \triangleq |V| - |V|_0$, $\Delta P \triangleq P - P_0$ และ $\Delta Q \triangleq Q - Q_0$ โดยที่ $|V|_0$, P_0 และ Q_0 เป็นขนาดของแรงดันไฟฟ้า ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และ ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่จุดเชื่อมต่อก่อนที่จะมีการควบคุมแรงดันไฟฟ้า

เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีจำนวนบัสทั้งหมด n บัส โดยมีจำนวนบัสการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด n_{pv} บัส ซึ่งถ้าหากเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินขึ้นในระบบ อินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อาจต้องทำการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงลง และ/หรือ รับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ จึงได้ว่าเวกเตอร์ $[\Delta P \quad \Delta Q]^T$ จะมีองค์ประกอบที่ไม่เป็นศูนย์ ทั้งหมด $2n_{pv}$ จำนวน และถูกกำหนดให้เป็นเวกเตอร์ $[\Delta P_{pv} \quad \Delta Q_{pv}]^T$ และสำหรับองค์ประกอบที่เป็นศูนย์จะสามารถละเลยออกจากการคำนวณได้ ส่งผลให้ $[\Delta P \quad \Delta Q]^T$ ลดรูปเหลือ $[\Delta P_{pv} \quad \Delta Q_{pv}]^T$ และ $[k_{|V|P} \quad k_{|V|Q}]$ จะลดรูปได้เป็น $[k'_{|V|P} \quad k'_{|V|Q}]$ ดังแสดงในสมการที่ (5.5)

$$\Delta|\mathbf{V}| = [\mathbf{k}'_{|V|P} \quad \mathbf{k}'_{|V|Q}] \begin{bmatrix} \Delta P_{pv} \\ \Delta Q_{pv} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

โดยที่

- $\mathbf{k}'_{|V|P}$ คือ องค์ประกอบในเมทริกซ์ $\mathbf{K}_{|V|P}$ หลังตัดหลักที่สอดคล้อง (-)
กับองค์ประกอบที่เป็นศูนย์ในเวกเตอร์ ΔP
- $\mathbf{k}'_{|V|Q}$ คือ องค์ประกอบในเมทริกซ์ $\mathbf{K}_{|V|Q}$ หลังตัดหลักที่สอดคล้อง (-)
กับองค์ประกอบที่เป็นศูนย์ในเวกเตอร์ ΔQ
- ΔP_{pv} คือ การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์ (กิโลวัตต์)
- ΔQ_{pv} คือ การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟของ (กิโลวาร์)
อินเวอร์เตอร์

อย่างไรก็ตาม จำนวนองค์ประกอบใน $\Delta|\mathbf{V}|$ จะยังคงเท่ากับ $n - 1$ จำนวน (ไม่มีองค์ประกอบของบัสอ้างอิง) เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถส่งผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งบัสที่ไม่ได้เชื่อมต่อด้วย โดยสรุป สำหรับการกำหนดปัญหาดังกล่าวนี้ จะได้ว่าจำนวนของสมการจะสามารถสร้างได้ทั้งหมด $n - 1$ สมการ และจะมีจำนวนของตัวแปรทั้งหมด $2n_{pv}$ จำนวน

จากสมการที่ (5.5) จะเห็นได้ว่า การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าจะสามารถทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในสถานะหลังทำการควบคุมแล้วอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนดได้ ด้วยการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟ อย่างไรก็ตาม ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมนั้นจะมีความแตกต่างจากค่าขอบเขตบนสุด (Upper Limit) ของช่วงมาตรฐานไม่มากนัก กล่าวคือ ค่าขอบเขตบนสุดของช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนด คิดเป็นร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ ซึ่งระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมจะมีความแตกต่างไม่มากนัก จากค่าขอบเขตบนสุดนี้ได้ ย่อมเกิดมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าน้อยที่สุดนั่นเอง และด้วยเหตุผลนี้ การเปลี่ยนแปลงหรือการลดทอนของค่ากำลังไฟฟ้าจริง และการเปลี่ยนแปลงหรือการรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟจำเป็นต้องถูกทำให้มีค่าน้อยที่สุดด้วย ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเลือกที่จะกำหนดปัญหาของการคำนวณค่าน้อยสุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและการรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก เนื่องด้วยวิธีการนี้ไม่มีความซับซ้อนและใช้ระยะเวลาในการคำนวณที่ค่อนข้างเร็ว

(ระดับมิลลิวินาที) จึงสามารถตอบและแก้ไขปัญหาค่าความกังวลเรื่องการพิจารณาระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกินได้

การกำหนดปัญหาด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดตัวแปรของปัญหาไว้ทั้งหมด 2 ตัว ได้แก่ (1) ตัวแปรสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง (ΔP_{pv}) และ (2) ตัวแปรสำหรับการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (ΔQ_{pv}) ดังแสดงในฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) อีกทั้งการกำหนดปัญหาด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักนี้เป็นการกำหนดที่อยู่ภายใต้เงื่อนไขหนึ่ง ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดเงื่อนไขบังคับ (Constraints) ที่เกี่ยวข้องกับค่าขอบเขตที่ใช้ในการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของตัวแปรทั้งสอง โดยได้เลือกและพิจารณาเงื่อนไขดังต่อไปนี้ (1) ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า (2) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ และ (3) ค่าความสามารถในการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์

$$\min_{\Delta P_{pv,i}, \Delta Q_{pv,i}} \sum_{i=1}^{n_{pv}} w_{p,i} (\Delta P_{pv,i})^2 + w_{q,i} (\Delta Q_{pv,i})^2$$

เงื่อนไขบังคับ

$$\begin{aligned} |V|_{\min} - |V|_0 &\leq k'_{|V|P} \Delta P_{pv} + k'_{|V|Q} \Delta Q_{pv} \leq |V|_{\max} - |V|_0 \\ -Q_{inv,\max} - Q_{pv0} &\leq \Delta Q_{pv} \leq Q_{inv,\max} - Q_{pv0} \\ -P_{pv0} &\leq \Delta P_{pv} \leq 0 \end{aligned}$$

โดยที่

$\Delta P_{pv,i}$	คือ	การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์) เซลล์แสงอาทิตย์ตัวที่ i โดยนิยาม
		$\Delta P_{pv,i} = P_{pv,i} - P_{pv0,i}$
$\Delta Q_{pv,i}$	คือ	การรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้า (กิโลวาร์) เซลล์แสงอาทิตย์ตัวที่ i โดยนิยาม
		$\Delta Q_{pv,i} = Q_{pv,i} - Q_{pv0,i}$
$w_{p,i}$	คือ	ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตัวที่ i (-)

- $W_{q,i}$ คือ ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของ (-) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตัวที่ i
- $|V|_{\min}$ คือ ระดับแรงดันไฟฟ้าน้อยสุดของช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า (กิโลโวลต์) กำหนด
- $|V|_{\max}$ คือ ระดับแรงดันไฟฟ้ามากที่สุดของช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า (กิโลโวลต์) กำหนด
- $Q_{inv,max,i}$ คือ การรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ตัว (กิโลวาร์) ที่ i ซึ่งจะปฏิบัติตามสมการ

$$Q_{inv,max,i} = \sqrt{S_{inv,i}^2 - (P_{pv,i} + \Delta P_{pv,i})^2}$$

เงื่อนไขบังคับที่ใช้สำหรับการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของของทั้งสองตัวแปรข้างต้นสามารถอธิบายที่มาพร้อมทั้งแจกแจงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

เงื่อนไขที่หนึ่ง : ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้า

การพิจารณาผลลัพธ์ของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด นั่นคือ $|V| \in [|V|_{\min}, |V|_{\max}]$ โดยที่ $|V|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสทุกบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และจากสมการที่ (5.5) ได้อธิบายถึงการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไฟฟ้าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เกิดขึ้น ซึ่งจัดได้ว่าการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไฟฟ้านี้ จำเป็นต้องมีช่วงขอบเขตจำกัดในการพิจารณา ดังแสดงในสมการที่ (5.6)

$$\begin{aligned} |V|_{\min} - |V|_0 &\leq |V| - |V|_0 \leq |V|_{\max} - |V|_0 \\ |V|_{\min} - |V|_0 &\leq \Delta|V| \leq |V|_{\max} - |V|_0 \\ |V|_{\min} - |V|_0 &\leq K'_{|V|P} \Delta P_{pv} + K'_{|V|Q} \Delta Q_{pv} \leq |V|_{\max} - |V|_0 \end{aligned} \quad (5.6)$$

เงื่อนไขที่สอง : ค่าพิกต์กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์

ค่าพิกต์กำลังไฟฟ้า (กิโลโวลต์-แอมแปร์) ของอินเวอร์เตอร์ เป็นค่าที่กำหนดมาจากบริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์เพื่อที่จะให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทราบถึงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ได้ จึง

เป็นเหตุผลให้การพิจารณาการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์เป็นอีกเงื่อนไขหนึ่งสำหรับการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ โดยความสามารถของอินเวอร์เตอร์ในการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนั้น จะต้องไม่เกินค่าพิกัดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ ดังแสดงในสมการที่ (5.7)

$$\begin{aligned}
 Q_{pv} &\leq |Q_{inv,max}| \\
 -Q_{inv,max} &\leq Q_{pv} \leq Q_{inv,max} \\
 -Q_{inv,max} - Q_{pv0} &\leq Q_{pv} - Q_{pv0} \leq Q_{inv,max} - Q_{pv0} \\
 -Q_{inv,max} - Q_{pv0} &\leq \Delta Q_{pv} \leq Q_{inv,max} - Q_{pv0}
 \end{aligned}
 \tag{5.7}$$

เงื่อนไขที่สาม : ค่าความสามารถในการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จะมีค่ามากหรือน้อย จะขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ($P_{pv,max}$) กล่าวคือ หากทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งมาก จะมีโอกาสในการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงและจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้มาก ซึ่งหากเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าขึ้นกับระบบ อินเวอร์เตอร์จะต้องมีความสามารถในการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และความสามารถในการลดทอนสูงสุดที่เป็นไปได้จะต้องมีค่าไม่เกินกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ณ ขณะนั้น ดังนั้นเงื่อนไขบังคับที่สำคัญอีกเงื่อนไขหนึ่งสำหรับการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง คือการพิจารณาค่าความสามารถในการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์ ดังแสดงในสมการที่ (5.8)

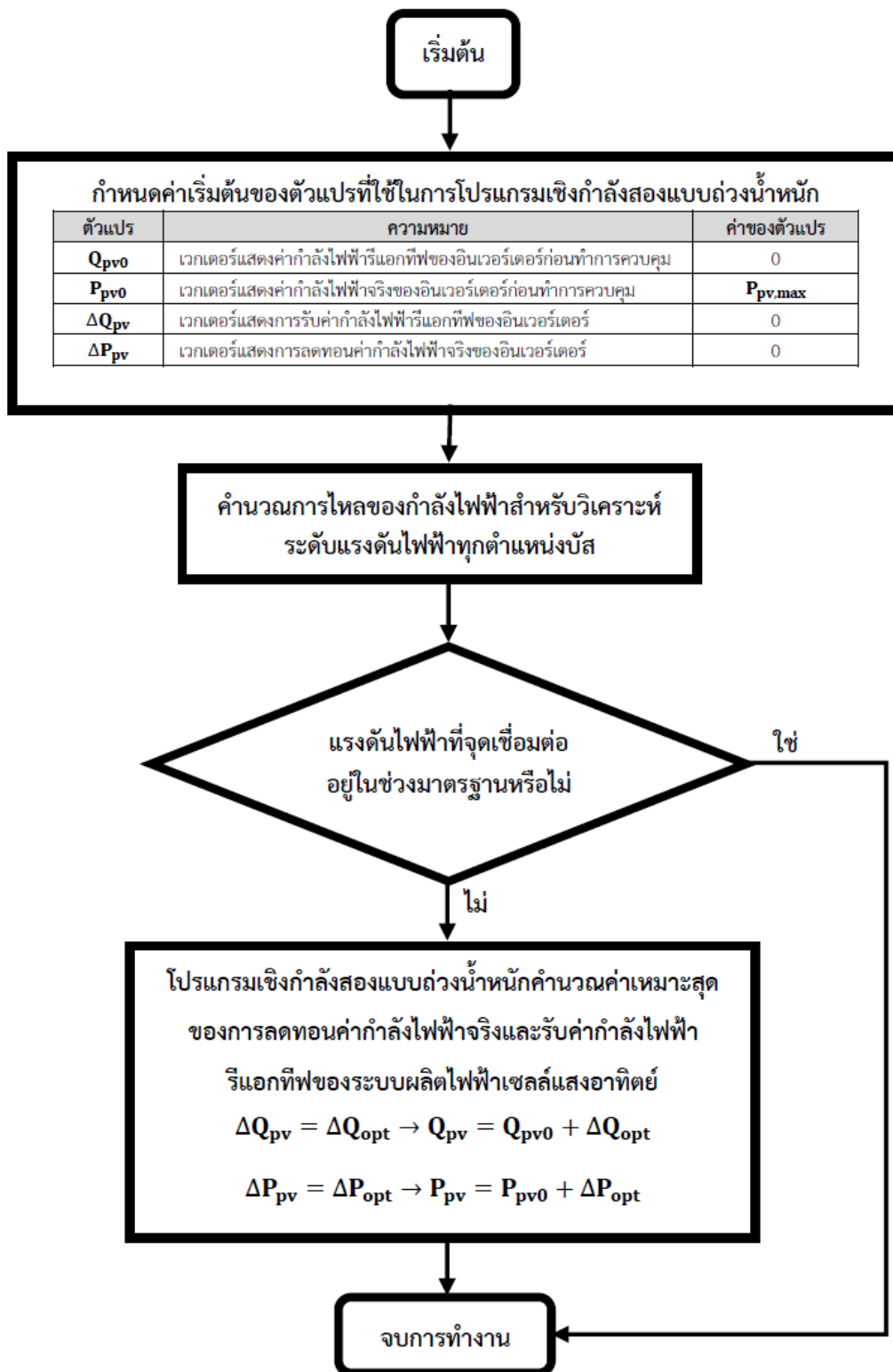
$$\begin{aligned}
 0 &\leq P_{pv} \leq P_{pv0} \\
 0 - P_{pv0} &\leq P_{pv} - P_{pv0} \leq P_{pv0} - P_{pv0} \\
 -P_{pv0} &\leq P_{pv} - P_{pv0} \leq 0 \\
 -P_{pv0} &\leq \Delta P_{pv} \leq 0
 \end{aligned}
 \tag{5.8}$$

การโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักที่ได้อธิบายไว้ข้างต้น จะทำการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งหลังจากการคำนวณเสร็จสิ้น จำเป็นต้องคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในสถานะใหม่อีกครั้งเพื่อนำมาตั้งค่าการทำงานสำหรับอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เป็นลำดับถัดมา ดังแสดงในสมการที่ (5.9) และ (5.10) ตามลำดับ

$$P_{pv} = P_{pv0} + \Delta P_{pv} \quad (5.9)$$

$$Q_{pv} = Q_{pv0} + \Delta Q_{pv} \quad (5.10)$$

การทำงานของโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักนี้ ตามผังงานที่แสดงไว้ในรูปที่ 5.4 วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเริ่มต้นด้วยการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ทราบระดับแรงดันไฟฟ้าของตำแหน่งบัสทุกบัส รวมไปถึงตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (ในสถานะเริ่มต้น จะกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น หรือ $Q_{pv0} = 0$) หากตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทุกบัสมีระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด การทำงานของโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักนี้จะหยุดทำงานลงทันที อย่างไรก็ตาม หากมีอย่างน้อย 1 ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อมีระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกช่วงมาตรฐาน โปรแกรมจะทำการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของประเภทตำแหน่งบัสเชื่อมต่อบริเวณระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งอาจทำให้การจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าจริงน้อยลงจากในสถานะเดิม



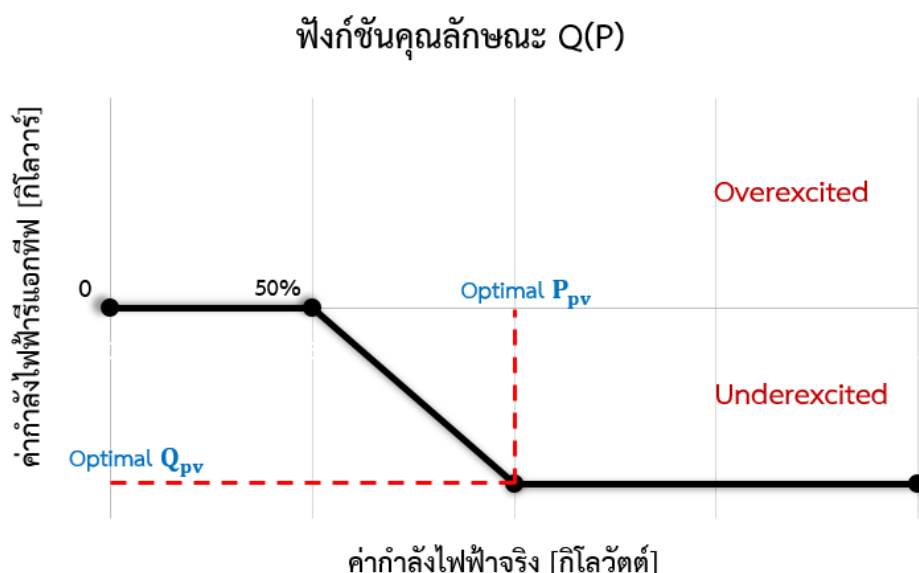
รูปที่ 5.4 ผังงานอธิบายการทำงานของโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก

5.3 การควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อผ่านฟังก์ชันคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์

ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะใช้วิธีการควบคุมจากส่วนกลางในการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จากระยะไกล โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการควบคุมด้วยค่าเหมาะสมของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก ดังที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.2 และจะนำค่าเหมาะสมที่คำนวณได้ส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ทั้งหมด 3 ฟังก์ชัน ได้แก่ (1) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ (2) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ และ (3) ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$

5.3.1 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$

การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เป็นการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนี้ จะขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ อย่างไรก็ตาม ถ้าหากการควบคุมจากส่วนกลางได้คำนวณค่าเหมาะสมของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไม่เป็นศูนย์ ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ จะปรับตามค่าเหมาะสมที่คำนวณได้ ดังแสดงตำแหน่งการตั้งค่าของฟังก์ชันคุณลักษณะในรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.5 การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$

จากรูป การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ จะเริ่มจากการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งจะมีผลโดยตรงกับการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ ดังแสดงในสมการที่ (5.11)

$$Q_{pv} = \begin{cases} 0 & ; P_{pv} < 0.5P_{pv,max} \\ \left(\frac{Q_{pv,opt}}{P_{pv,opt} - 0.5P_{pv,max}} \right) (P_{pv} - 0.5P_{pv,max}) & ; 0.5P_{pv,max} \leq P_{pv} < P_{pv,opt} \\ Q_{pv,opt} & ; P_{pv} \geq P_{pv,opt} \end{cases} \quad (5.11)$$

โดยที่

P_{pv}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	(กิโลวัตต์)
Q_{pv}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	(กิโลวาร์)
$P_{pv,opt}$	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงเหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	(กิโลวัตต์)
$Q_{pv,opt}$	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	(กิโลวาร์)

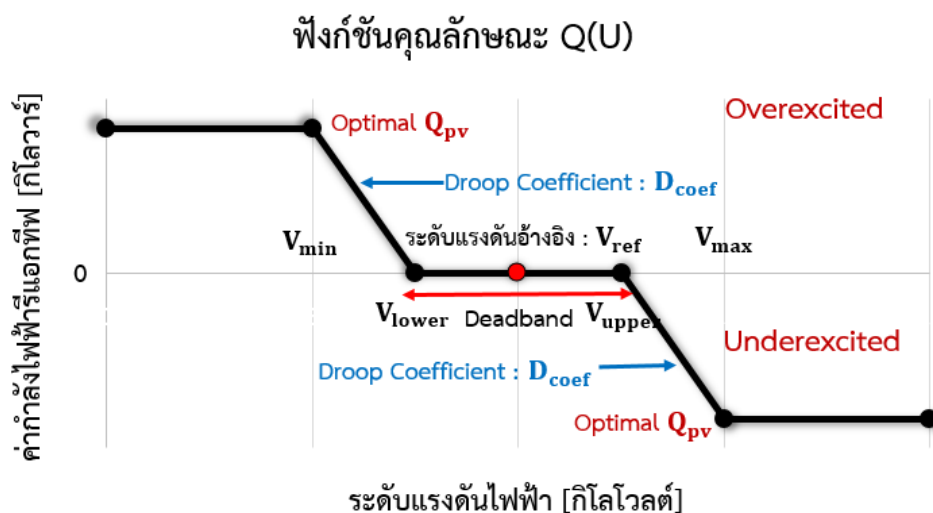
หมายเหตุ : ตำแหน่งจุดหักมุมของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ตั้งค่าไว้ที่ร้อยละ 50 ของค่าเหมาะสมสุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ อ้างอิงจากเอกสาร “Advanced Inverters for Distributed Photovoltaic” จัดทำโดย Energy C226 [43]

5.3.2 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$

ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ถือได้ว่าเป็นฟังก์ชันที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้โดยตรง เนื่องจากวิธีการรับค่ากำลังไฟฟ้านี้ของอินเวอร์เตอร์จากระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะสามารถทำได้โดยเริ่มจากการตรวจวัดระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ และอาศัยกระบวนการเชิงพลวัตในการทำงานตามเงื่อนไข ซึ่งได้แก่ (1) เงื่อนไขการทำงานในสภาวะปกติ (2) เงื่อนไขการทำงานในกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เกินกว่าช่วงการควบคุมได้ที่การไฟฟ้าฯ อนุญาต (0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง สำหรับการไฟฟ้านครหลวง และ 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) และ (3) เงื่อนไขการทำงานในกรณีค่ากำลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์-แอมแปร์) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เกินกว่าค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ อย่างไรก็ตาม ถ้าหากการควบคุมจากส่วนกลางได้คำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้านี้ที่ไม่น่าเป็นศูนย์ ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ จำเป็นต้องถูกปรับตามค่าเหมาะสมที่สุดที่คำนวณได้ ดังแสดงตำแหน่งการตั้งค่าของฟังก์ชันคุณลักษณะในรูปที่ 5.6

จากรูป ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ มีพารามิเตอร์ที่ต้องทำการตั้งค่าทั้งหมด 3 ตัว ได้แก่ (1) Droop Coefficient (2) ระดับแรงดันอ้างอิง และ (3) Deadband ซึ่งลักษณะการทำงานของฟังก์ชันนี้จะเริ่มจากการตรวจวัดระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อโดยอินเวอร์เตอร์ และจะทำการคำนวณการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้านี้ ซึ่งจะนำไปตามสมการที่ (5.12)

หลังจากที่ได้ค่าการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้านี้แล้ว จะทำการตั้งค่าการรับค่ากำลังไฟฟ้านี้ของอินเวอร์เตอร์ใหม่ กล่าวคือ $Q_{pv} = Q_{pv0} + \Delta Q_{pv}$ และจะทำการพิจารณาเงื่อนไขการทำงานตามผังงานดังแสดงในรูปที่ 5.7 ซึ่งจะเห็นว่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ มีลักษณะการทำงานเป็นแบบวนลูป (Iteration) ที่มีการนำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเข้ามาพิจารณาระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



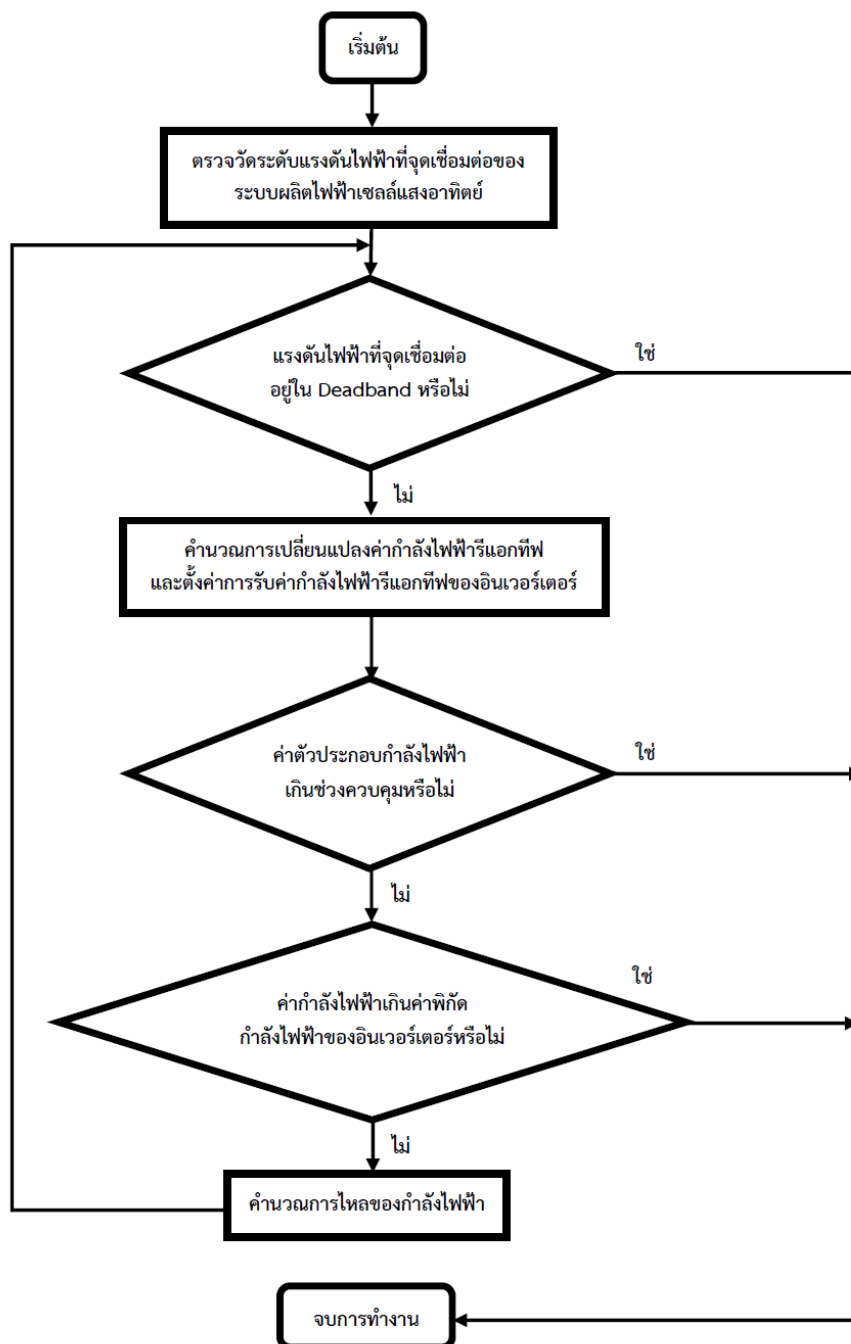
รูปที่ 5.6 การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U)

$$\Delta Q_{pv} = \begin{cases} Q_{pv,opt} & ; |V| < |V|_{min} \\ (|V| - |V|_{lower}) \times D_{coef} \times kVA_{pv} & ; |V|_{min} \leq |V| < |V|_{lower} \\ 0 & ; |V|_{lower} \leq |V| < |V|_{upper} \\ (|V| - |V|_{upper}) \times D_{coef} \times kVA_{pv} & ; |V|_{upper} \leq |V| < |V|_{max} \\ -Q_{pv,opt} & ; |V| \geq |V|_{max} \end{cases} \quad (5.12)$$

โดยที่

D_{coef}	คือ	Droop Coefficient	(%)
kVA_{pv}	คือ	ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	(กิโลโวลต์-แอมแปร์)
$ V $	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์	(กิโลโวลต์)
$ V _{min}$	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้าน้อยสุดก่อนถึงค่าพิกัดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์	(กิโลโวลต์)
$ V _{max}$	คือ	ระดับแรงดันไฟฟ้ามากที่สุดก่อนถึงค่าพิกัดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์	(กิโลโวลต์)
$ V _{lower}$	คือ	ค่าน้อยสุดของระดับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฯ กำหนด	(กิโลโวลต์)

- V_{upper} คือ ค่ามากที่สุดของระดับแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฯ กำหนด (กิโลโวลต์)
- ΔQ_{pv} คือ การเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้านิวตันของ (กิโลวาร์)
ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- $Q_{pv,opt}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้านิวตันที่เหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้า (กิโลวาร์)
เซลล์แสงอาทิตย์

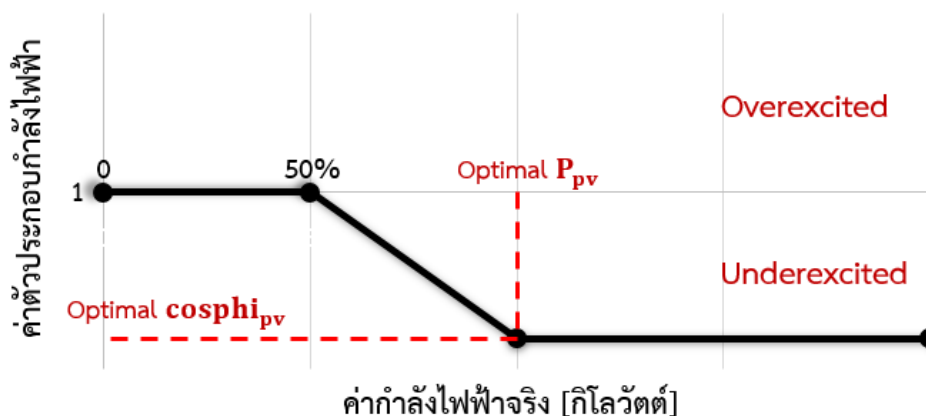


รูปที่ 5.7 ผังงานการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ [58]

5.3.3 ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$

การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ เป็นการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้านี้จะขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ และจะสามารถทำการตั้งค่าได้เหมือนกับฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เนื่องจากมีลักษณะการทำงานที่เหมือนกัน กล่าวคือ การตั้งค่าที่ส่งมาจากการควบคุมจากส่วนกลางจะมีวิธีการและรูปแบบเดียวกัน ดังแสดงตำแหน่งการตั้งค่าของฟังก์ชันคุณลักษณะในรูปที่ 5.8

ฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$



รูปที่ 5.8 การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$

จากรูป จะสังเกตได้ว่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ และ $Q(P)$ มีลักษณะที่เหมือนกัน จะแตกต่างกันเพียงแค่การแสดงผลลัพธ์ของฟังก์ชันเท่านั้น อย่างไรก็ตาม ส่วนของการเริ่มต้นการทำงานจะทำหน้าที่ตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ซึ่งจะมีผลโดยตรงกับการรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ผ่านการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในสมการที่ (5.13)

$$\cos\phi_{pv} = \begin{cases} 1 & ; P_{pv} < 0.5P_{pv,max} \\ 1 - \left(\frac{1 - \cos\phi_{pv,opt}}{P_{pv,opt} - 0.5P_{pv,max}} \right) (P_{pv} - 0.5P_{pv,max}) & ; 0.5P_{pv,max} \leq P_{pv} < P_{pv,opt} \\ \cos\phi_{pv,opt} & ; P_{pv} \geq P_{pv,opt} \end{cases} \quad (5.13)$$

โดยที่

P_{pv}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์) เซลล์แสงอาทิตย์
$\cos\phi_{pv}$	คือ	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า (-) เซลล์แสงอาทิตย์
$P_{pv,opt}$	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าจริงเหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์) เซลล์แสงอาทิตย์
$\cos\phi_{pv,opt}$	คือ	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเหมาะสมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (-)

การนำเสนอรูปแบบการควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าที่ได้มีการคำนวณค่าเหมาะสมของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก และนำค่าเหมาะสมที่คำนวณได้มาทำการตั้งค่าในฟังก์ชันคุณลักษณะ ซึ่งเป็นรูปแบบการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ผ่านช่องทางการติดต่อสื่อสาร และระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ซึ่งการทำงานร่วมกันของการควบคุมจากส่วนกลางและการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์นี้ ในเนื้อหาบทถัดไป วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการจำลองสถานการณ์บนระบบทดสอบของรัฐแอริโซนา ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งในระบบทดสอบนี้ได้ทำการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตามรูปแบบของการทดสอบ เพื่อที่จะทำการวิเคราะห์การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งในสภาวะก่อนและหลังทำการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อดังกล่าวด้วยค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่ได้จากการคำนวณด้วยการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักตามที่ได้นำเสนอไปในเนื้อหาของบทที่ 5 นี้

บทที่ 6

วิธีการทดสอบและผลการทดสอบ

เนื้อหาในบทที่ 5 ได้อธิบายถึงหลักการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งได้ทำหน้าที่ในการส่งการตั้งค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Curtailment : APC) และรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power Absorption : RPA) โดยใช้วิธีการคำนวณการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Quadratic Programming : WQP) ไปยังฟังก์ชันคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ที่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้ ซึ่งเป็นลักษณะอย่างหนึ่งของการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control) เพื่อที่จะช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ และจากหลักการดังกล่าว ในบทนี้จะนำเสนอวิธีการทดสอบและผลการทดสอบ โดยแบ่งเนื้อหาออกเป็นทั้งหมด 8 หัวข้อ ได้แก่

- (1) ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ
- (2) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ
- (3) การทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส
- (4) การทดสอบการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (5) การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (6) การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (7) การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (8) การทดสอบการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระยะเวลา 1 วัน

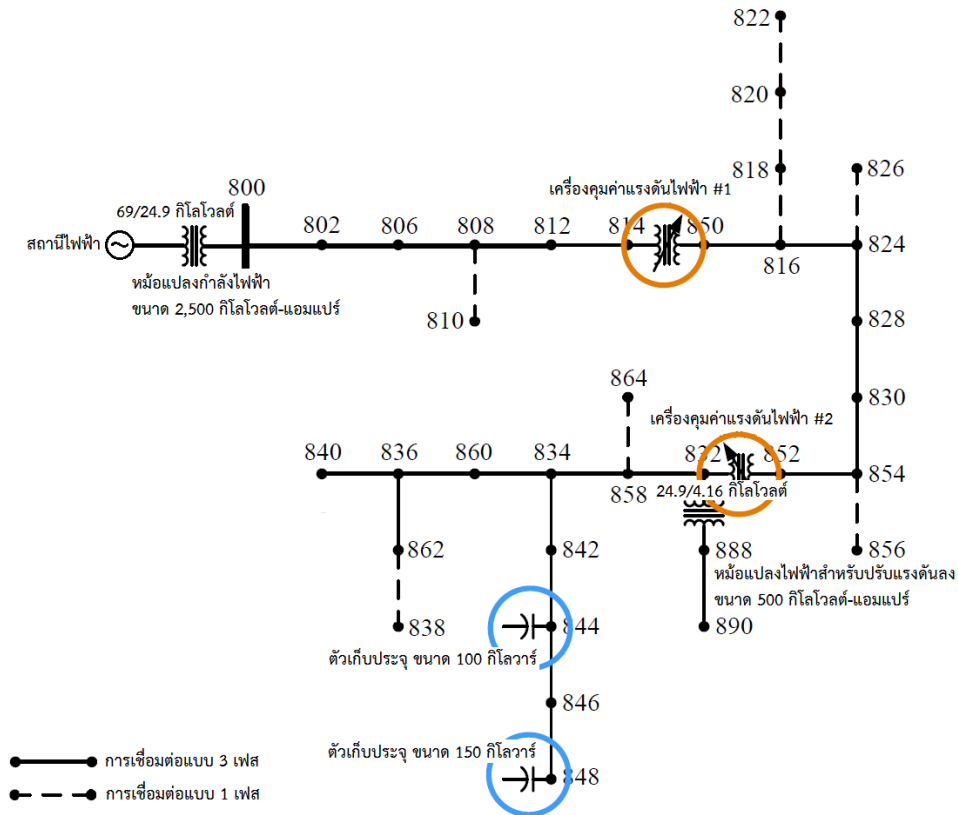
6.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

6.1.1 ข้อมูลระบบทดสอบ IEEE 34 บัส

คณะกรรมการ IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's Distribution Test Feeder Working Group ได้จัดทำรายงาน Distribution Systems Analysis Subcommittee : Radial Distribution Test Feeders [59] สำหรับรวบรวมชุดข้อมูลในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นักพัฒนาโปรแกรมหรือผู้ที่เกี่ยวข้องในด้านการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถนำไปใช้เป็นระบบทดสอบได้ และหนึ่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำมาเป็นระบบทดสอบเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในบริเวณของรัฐแอริโซนา (Arizona) ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยมีลักษณะของระบบดังต่อไปนี้

- (1) ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบ เท่ากับ 24.9 กิโลโวลต์ ซึ่งได้จากการปรับระดับแรงดันไฟฟ้า 69 กิโลโวลต์ โดยใช้หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าต้นทาง
- (2) สายจำหน่ายในระบบที่มีความยาวสายสั้นที่สุดจะเท่ากับ 85 เมตร ซึ่งติดตั้งอยู่ระหว่างบัส 834 และ 842 และยาวที่สุดจะเท่ากับ 14.676 กิโลเมตร ซึ่งติดตั้งอยู่ระหว่างบัส 818 และ 820
- (3) ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าจะเป็นทั้งรูปแบบ 1 เฟส และ 3 เฟส โดยมีความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบทั้งสมดุลและไม่สมดุล ซึ่งติดตั้งแบบ 1 เฟส 2 เฟส และ 3 เฟส โดยจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ (1) ประเภทค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟแบบคงที่ (2) ประเภทค่ากระแสไฟฟ้าแบบคงที่และ (3) ประเภทค่าอิมพีแดนซ์แบบคงที่ ทั้งนี้ผลรวมของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟทุกประเภทจะเท่ากับ 1,769 กิโลวัตต์ และ 1,044 กิโลวาร์ ตามลำดับ
- (4) เครื่องคุมค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulator) ถูกติดตั้งไว้ ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 814 และ 850 กับตำแหน่งระหว่างบัส 852 และ 832
- (5) หม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับปรับแรงดันลง (Step-down Transformer) ถูกติดตั้งไว้ ณ ตำแหน่งระหว่างบัส 832 และ 888 เพื่อปรับระดับแรงดันไฟฟ้าปกติจาก 24.9 เป็น 4.16 กิโลโวลต์
- (6) ตัวเก็บประจุไฟฟ้า (Capacitor Bank) ถูกติดตั้งไว้ในระบบ ณ ตำแหน่งบัส 844 และ 848

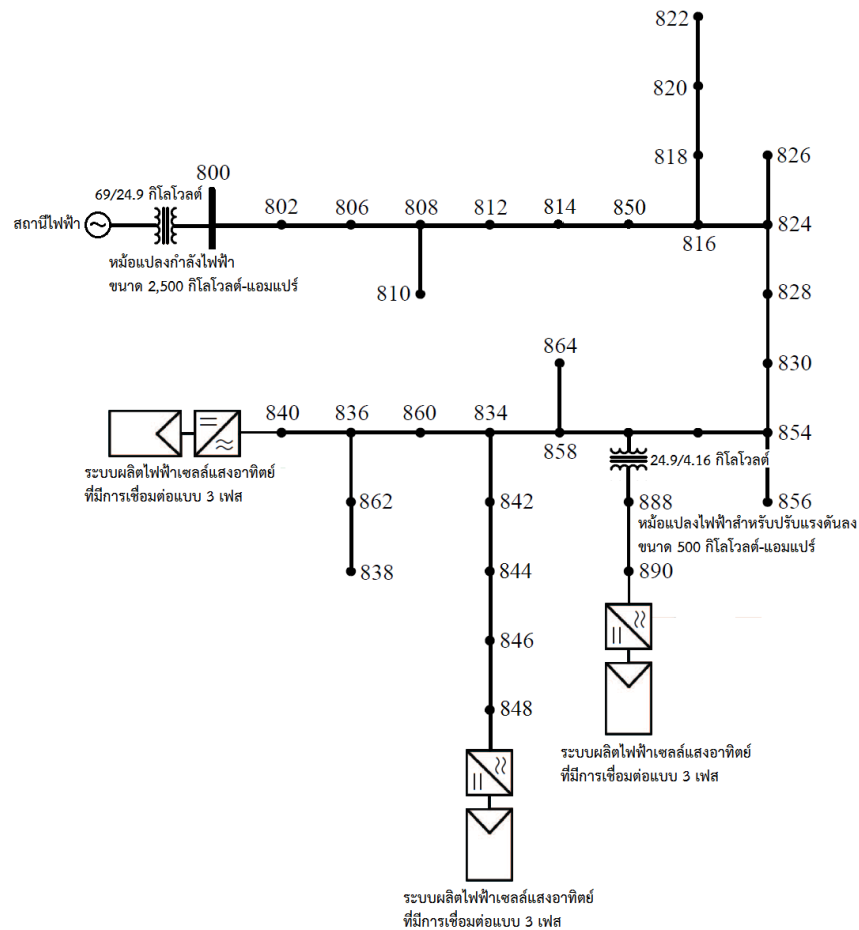
จากลักษณะของระบบข้างต้น สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.1



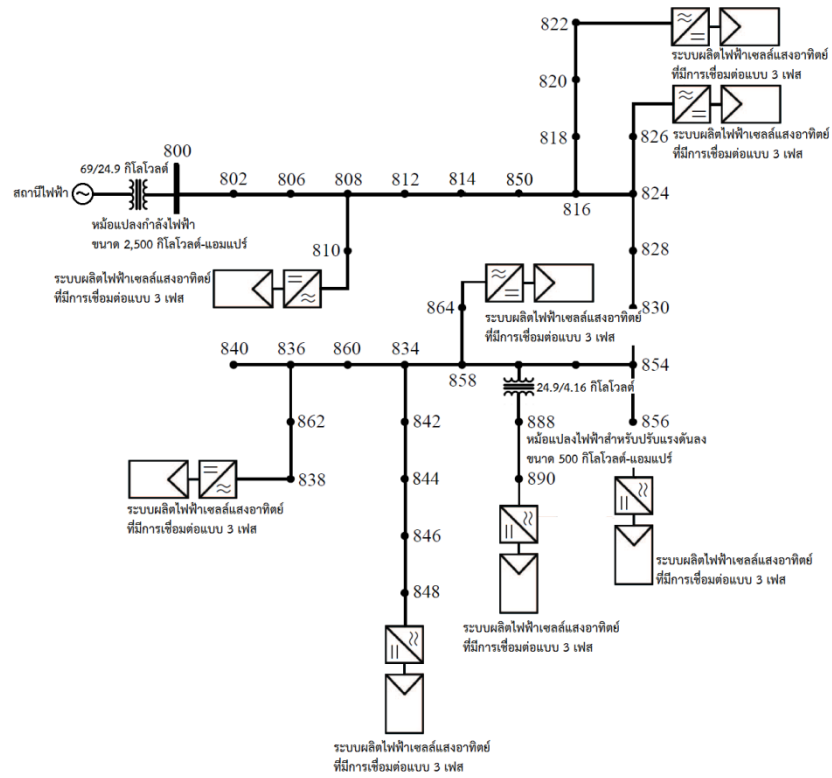
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส [60]

อย่างไรก็ตาม การติดตั้งเครื่องคุมค่าแรงดันไฟฟ้าและตัวเก็บประจุในระบบนั้น จะเป็นการควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยมีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบ ซึ่งอยู่นอกส่วนของการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งการทดสอบต่อไปนี้จะพิจารณาเฉพาะการควบคุมแรงดันไฟฟ้าจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมฯ ไปยังอินเวอร์เตอร์ของผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น ดังนั้นในการออกแบบวิธีการทดสอบ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการละเลยการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าทั้งสองประเภทดังกล่าวออกจากระบบทดสอบ โดยจะพิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบทดสอบเป็นแบบ 3 เฟสสมดุลเท่านั้น และจะทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับศึกษาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบทดสอบ โดยรูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งรูปแบบการเชื่อมต่อออกเป็น 3 แบบดังต่อไปนี้

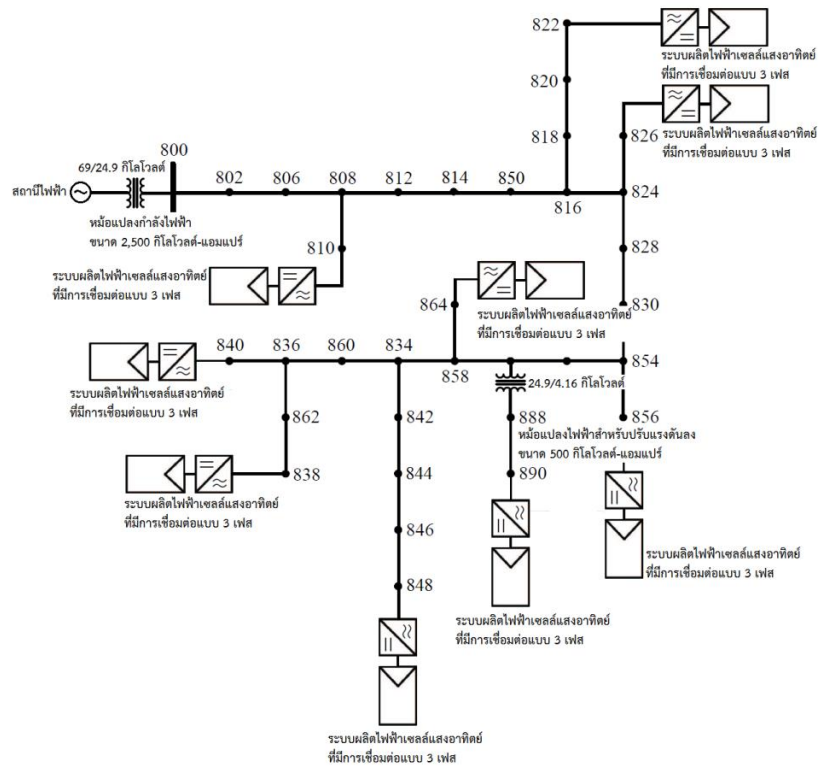
- (1) เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ 3 เฟส ที่ตำแหน่งบัสปลายทางของระบบทดสอบ ได้แก่ ตำแหน่งบัส 840, 848 และ 890 [61] ดังแสดงในรูปที่ 6.2
- (2) เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ 3 เฟส ที่ตำแหน่งบัสปลายทางของระบบทดสอบ ได้แก่ ตำแหน่งบัส 810, 826, 838, 856, 822, 826, 848 และ 890 [62] ดังแสดงในรูปที่ 6.3
- (3) เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ 3 เฟส โดยรวมกรณีทั้งรูปแบบที่ 1 และ 2 เข้าด้วยกัน จึงได้ว่าในรูปแบบนี้จะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัสปลายทางทุกบัส รวมทั้งหมด 9 บัส ดังแสดงในรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.2 รูปแบบที่ 1 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เชื่อมต่อทั้งหมด 3 บัส)



รูปที่ 6.3 รูปแบบที่ 2 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เชื่อมต่อทั้งหมด 8 บัส)



รูปที่ 6.4 รูปแบบที่ 3 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เชื่อมต่อทั้งหมด 9 บัส)

6.1.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า

ผลรวมของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ถูกพิจารณาให้คำนวณเป็นค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดขึ้นเมื่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าสูงสุด ณ ขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามี่ค่าต่ำสุด (Maximum PV Power Generation and Minimum Load Condition) และจากการศึกษาความสัมพันธ์โดยเฉลี่ยระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของประเทศสหรัฐอเมริกา จะคิดเป็นร้อยละ 30 [63] ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ทำการประมาณค่าของผลรวมต่ำสุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยจะประมาณให้มีค่าเป็นร้อยละ 30 ของผลรวมสูงสุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังแสดงวิธีการคำนวณได้ต่อไปนี้

$$\sum_{i=1}^{N_{load}} P_{load,min,i} = 30\% \times \sum_{j=1}^{N_{load}} P_{load,max,j} = 0.30 \times 1,769 \text{ kW} = 530.7 \text{ kW}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{load}} Q_{load,min,i} = 30\% \times \sum_{j=1}^{N_{load}} Q_{load,max,j} = 0.30 \times 1,044 \text{ kVar} = 313.2 \text{ kVar}$$

นอกจากนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการแจกแจงข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งมีอยู่ทั้งหมด 25 ตำแหน่ง ($N_{load} = 25$) โดยแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามตำแหน่งที่ติดตั้งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ (1) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้ง ณ ตำแหน่งบัส (Spot Load) และ (2) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้ง ณ ตำแหน่งกลางสาย (Distributed Load) ดังแสดงในตารางที่ 6.1 และ 6.2 [59] ตามลำดับ

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Spot Load

ตำแหน่งบัส ที่เชื่อมต่อ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด		ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)
830	45	20	13.5	6
840	27	21	8.1	6.3
844	405	315	121.5	94.5
848	60	48	18	14.4
860	60	48	18	14.4
890	450	225	135	67.5
รวม	1,047	677	314.1	203.1

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Distributed Load

ตำแหน่งที่ บัสเชื่อมต่อ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด		ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)
802-806	55	29	16.5	8.7
808-810	16	8	4.8	2.4
818-820	34	17	10.2	5.1
820-822	135	70	40.5	21
816-824	5	2	1.5	0.6
824-826	40	20	12	6
824-828	4	2	1.2	0.6
828-830	7	3	2.1	0.9
854-856	4	2	1.2	0.6
832-858	15	7	4.5	2.1
858-864	2	1	0.6	0.3
858-834	32	17	9.6	5.1
834-860	146	73	43.8	21.9
860-836	82	43	24.6	12.9

ตำแหน่งที่ บัสเชื่อมต่อ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด		ความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด	
	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)
836-840	40	20	12	6
862-838	28	14	8.4	4.2
842-844	9	5	2.7	1.5
844-846	45	23	13.5	6.9
846-848	23	11	6.9	3.3
รวม	722	367	216.6	110.1

6.1.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์-แอมแปร์) ของอินเวอร์เตอร์ (S_{inv}) ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบทดสอบ IEEE 34 บัส โดยกำหนดให้มีค่าเท่ากับร้อยละ 110 ของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ($P_{pv,max}$) เนื่องจากอินเวอร์เตอร์จะมีความสามารถในการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจากระบบทดสอบโดยไม่มีการลดทอนของค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งจะส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าไม่สูญเสียโอกาสในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทดสอบ ดังแสดงในสมการที่ (6.1)

$$S_{inv} = 110\% \times P_{pv,max} \quad (6.1)$$

นอกจากนี้ ในสภาวะเริ่มต้น หลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับศูนย์หรือยังไม่มีมีการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า และจะกำหนดให้ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ คิดเป็นร้อยละ 65 ของผลรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า (ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟารวมต่ำสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า) เพื่อที่จะศึกษาประสิทธิภาพของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอน

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ ซึ่งสามารถแสดงวิธีการคำนวณปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังต่อไปนี้

$$\sum_{i=1}^{n_{pv}} P_{pv,max,i} = 65\% \times \sum_{j=1}^{N_{load}} P_{load,max,j} = 0.65 \times 1,769 \text{ kW} = 1,149.85 \text{ kW}$$

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการแจกแจงข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแบ่งแยกตามรูปแบบของการติดตั้งในระบบทดสอบ ดังแสดงในตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบทดสอบ IEEE 34 บัส

ตำแหน่งบัสที่ เชื่อมต่อ	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์)		
	รูปแบบที่ 1 ของระบบทดสอบ	รูปแบบที่ 2 ของระบบทดสอบ	รูปแบบที่ 3 ของระบบทดสอบ
810	-	30	30
822	-	50	50
826	-	50	50
856	-	100	100
864	-	100	100
838	-	200	200
840	383	-	207
848	383	310	207
890	383	310	207
รวม	1,149	1,150	1,151

6.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ตั้งสมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบทั้งหมด 5 ข้อ ดังต่อไปนี้

- (1) สมมติฐานการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าและรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
 - (1.1) ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการทดสอบ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถตรวจวัดได้จากอุปกรณ์ตรวจวัดปริมาณไฟฟ้าและตรวจสอบผ่านระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ที่มีฟังก์ชันการประมาณค่าสถานะ (Distributed State Estimation : DSE) สำหรับประมาณระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อที่ยังไม่ทราบค่า
 - (1.2) ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการทดสอบ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะทำประมาณค่าใหม่ทุกๆ 15 นาที และกำหนดให้เป็นค่าคงที่ในช่วงระยะเวลา 15 นาทีถัดไป
- (2) สมมติฐานการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ที่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้
 - (2.1) การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ สามารถตอบสนองได้ทันก่อนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกิน
 - (2.2) การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ สามารถเชื่อมต่อกับช่องทางการติดต่อสื่อสารและระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้
- (3) สมมติฐานการทำงานของอินเวอร์เตอร์
 - (3.1) อินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ตลอดเวลา
 - (3.2) อินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ถูกพิจารณาเป็นอินเวอร์เตอร์แบบรวมศูนย์ (Central Inverter)

(4) สมมติฐานลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(4.1) รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้า ถูกพิจารณาให้จ่ายแบบ 3 เฟสสมดุลเท่านั้น

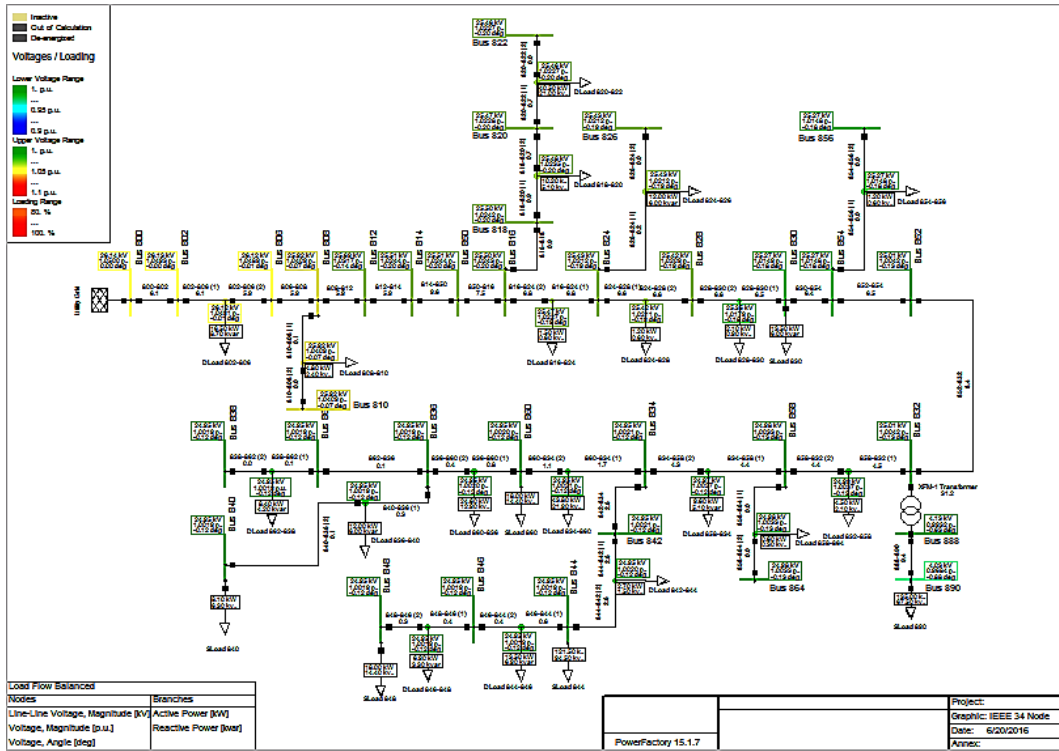
(4.2) ช่วงมาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะพิจารณาให้อยู่ในช่วงตั้งแต่ร้อยละ 95 ถึง 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ

(5) สมมติฐานการวิเคราะห์ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์

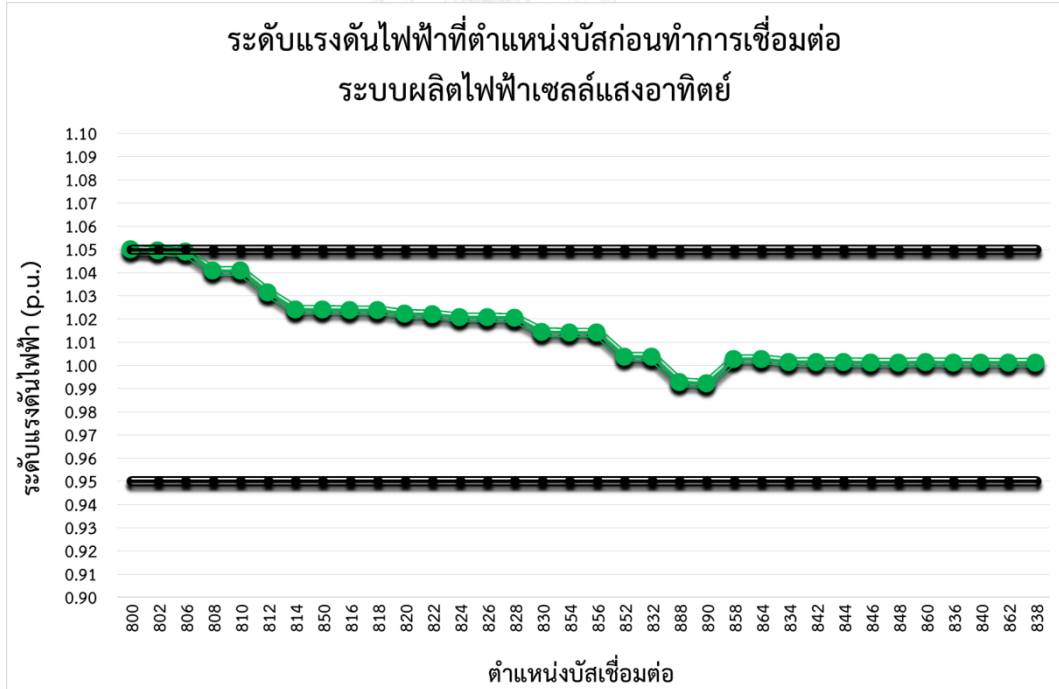
(5.1) ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้น จะพิจารณาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกิน โดยจะวิเคราะห์ผ่านขนาดของแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น

6.3 การทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส

การทดสอบที่หนึ่ง เป็นการทดสอบเพื่อศึกษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสทุกบัสในระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ทั้งในกรณีก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการทดสอบจะใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ 3 เฟสสมดุลด้วยวิธีการของ นิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson Power Flow Calculation) ทั้งนี้ ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบได้นำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 25 ตำแหน่งที่เชื่อมต่อแบบกระจายอยู่ทั่วทุกบริเวณของระบบทดสอบทั้งที่ติดตั้งที่ตำแหน่งบัสและกึ่งกลางของสายจำหน่าย อีกทั้งยังได้กำหนดให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามูลค่าต่ำสุด ซึ่งผลการทดสอบได้แสดงให้เห็นว่า ในสภาวะก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบนั้น ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสทุกบัสอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนด กล่าวคือ ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 95 และ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ โดยระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่าเท่ากับร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติที่ตำแหน่งบัส 800 (บัสอ้างอิง) และระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดที่เกิดขึ้นมีค่าเท่ากับร้อยละ 99.2 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติที่ตำแหน่งบัส 890 ดังแสดงการจำลองระบบทดสอบ IEEE 34 บัสบนโปรแกรม DigSILENT PowerFactory และระดับแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ณ ตำแหน่งบัสทุกบัสก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ในรูปที่ 6.5 และ 6.6 ตามลำดับ



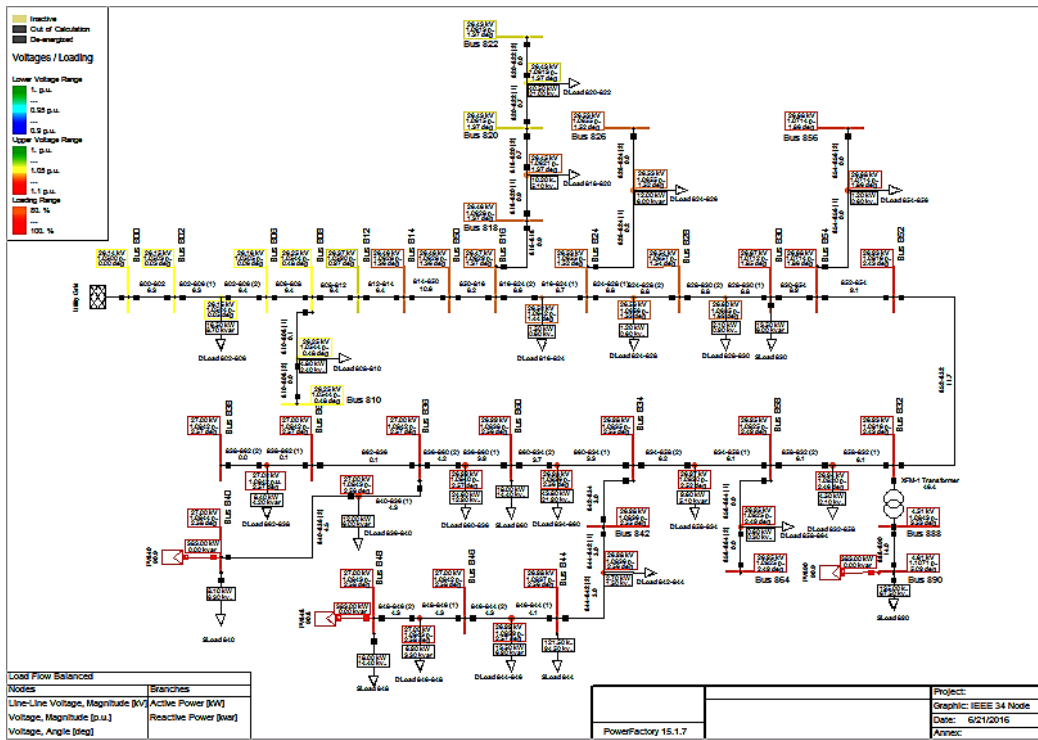
รูปที่ 6.5 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัสก่อนทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



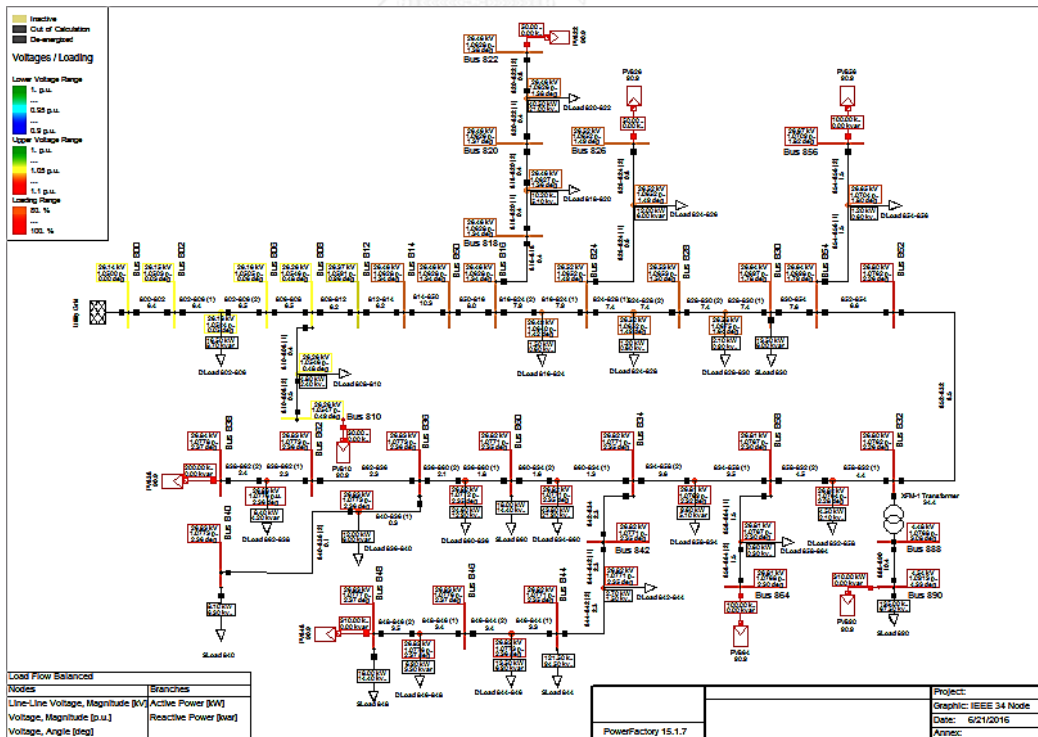
รูปที่ 6.6 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสในระบบทดสอบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 6.6 จะสังเกตเห็นว่าแนวโน้มของระดับแรงดันไฟฟ้าจากสถานีต้นทาง (ตำแหน่งบัส 800) ไปยังตำแหน่งบัส 838 ซึ่งอยู่ตำแหน่งบัสท้ายสุดของระบบทดสอบ จะมีค่าลดลง เนื่องจากในระบบมีผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้ทำการเชื่อมต่อและมีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าอยู่กระจายตลอด แนวทางของสายจำหน่าย ซึ่งหลังจากที่ได้ทำการทดสอบโดยการนำระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เชื่อมต่อระบบทดสอบที่ตำแหน่งบัสปลายสายจำหน่ายแยกย่อยตามรูปแบบการติดตั้งแบบต่างๆ ดังที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 6.1.1 จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มสูงขึ้นจนอยู่นอกช่วงมาตรฐาน ที่การไฟฟ้าฯ กำหนด โดยระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้น มีค่าเท่ากับร้อยละ 108.51 (รูปแบบที่ 1), 107.69 (รูปแบบที่ 2) และ 107.81 (รูปแบบที่ 3) ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติที่ตำแหน่งบัส 890, 838 และ 838 ตามลำดับ และระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดที่เกิดขึ้น มีค่าเท่ากับร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติที่ตำแหน่งบัส 800 (บัสอ้างอิง) ทั้งนี้อาจเนื่องมาจากการกำหนดจุดทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้ปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทดสอบนั้นมีค่าสูงสุด ซึ่งมีค่าเท่ากับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ อีกทั้งยังมีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าถึงร้อยละ 116.67 โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถรับค่ากำลังไฟฟ้านอกที่จากระบบทดสอบได้ จึงส่งผลให้ในท้ายที่สุดระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่าเพิ่มสูงขึ้นมากจากในกรณีก่อนการเชื่อมต่อนั้นเอง ดังแสดงในรูปที่ 6.10 (การจำลองระบบทดสอบบนโปรแกรม DigSILENT PowerFactory หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตามรูปแบบการติดตั้งแบบต่างๆ จะแสดงไว้ในรูปที่ 6.7 ถึง 6.9)

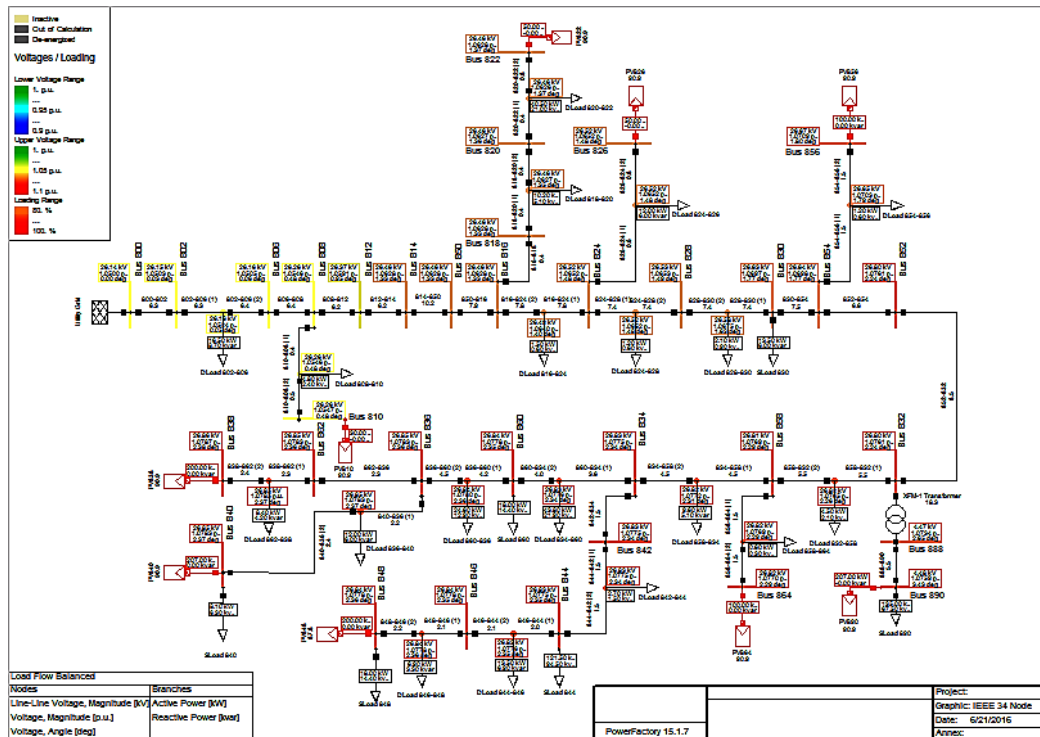
จากรูปที่ 6.10 จะสังเกตเห็นว่า ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบจะมีค่าเพิ่มสูงขึ้นหลังจากเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะสังเกตเห็นได้อย่างชัดเจนหลังจากการเชื่อมต่อที่ตำแหน่งบัส 890 ซึ่งหากเชื่อมต่อในปริมาณกำลังผลิตติดตั้งยิ่งมาก จะยิ่งส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงมากขึ้น ดังที่เห็นการเรียงลำดับระดับแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อ 890 จากน้อยไปมาก ได้แก่ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปแบบที่ 3, 2 และ 1 ตามลำดับ



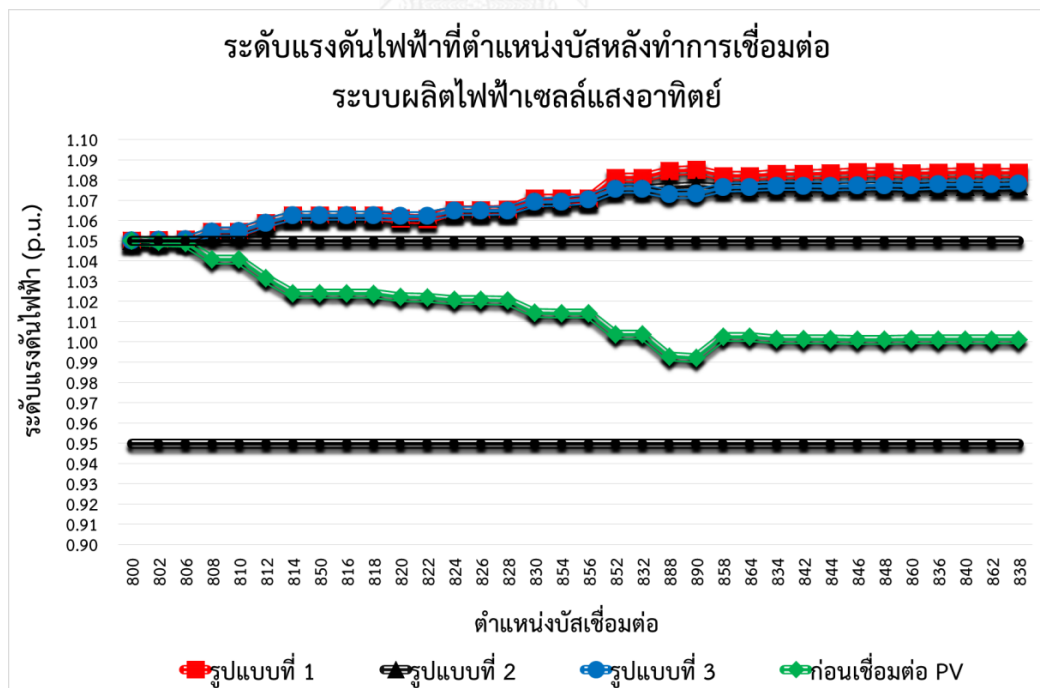
รูปที่ 6.7 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (รูปแบบที่ 1) หลังทำการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 6.8 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (รูปแบบที่ 2) หลังทำการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 6.9 ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส (รูปแบบที่ 3) หลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 6.10 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสในระบบทดสอบหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (เปรียบเทียบกับระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์)

จากการทดสอบที่หนึ่งนี้ จะสามารถสรุปได้ว่า ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสที่มีการเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีแนวโน้มที่เพิ่มมากขึ้นจนอาจทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่นอกช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดได้ ซึ่งเกิดมาจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบที่มากเกินไปนั่นเอง อันเป็นผลทำให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จำเป็นที่จะต้องทำการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้รูปแบบการควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมฯ ในการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ดังนั้นการทดสอบในลำดับถัดไปจะเป็นการทดสอบโดยการแสดงการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักสำหรับคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวิธีการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ

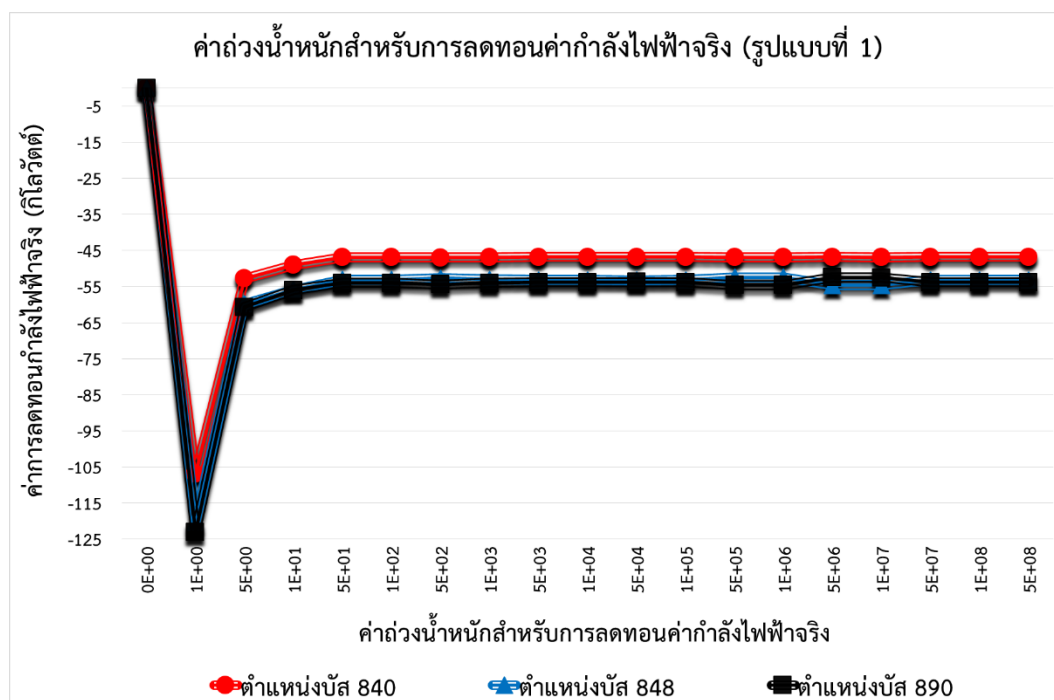
6.4 การทดสอบการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การทดสอบที่สอง จะเป็นการทดสอบเพื่อแสดงวิธีการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก หากผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เกิดขึ้นกับระบบทดสอบ โดยขั้นตอนวิธีการทดสอบจะเริ่มต้นด้วยการหาค่าถ่วงน้ำหนัก (w_p, w_q) ที่เหมาะสมกับปัญหาที่กำลังพิจารณาเพื่อให้ได้ผลของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าน้อยที่สุด

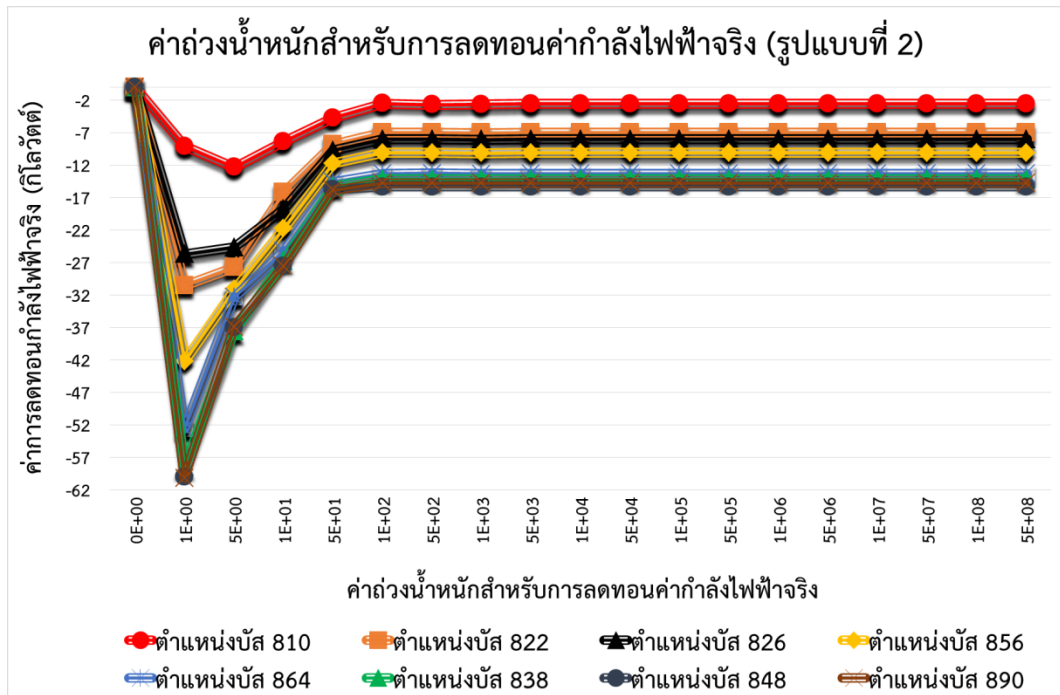
จากการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดด้วยการพัฒนาโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักผ่านโปรแกรม MATLAB โดยกำหนดค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ (w_q) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีค่าเท่ากับ 1 และกำหนดค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง (w_p) โดยเริ่มตั้งแต่ 1 ถึง 500 ล้าน ทั้งนี้เพื่อที่จะค้นหาค่าถ่วงน้ำหนักที่เหมาะสมที่ทำให้โปรแกรมคำนวณการลดทอนกำลังไฟฟ้าจริงออกมาให้มีค่าน้อยที่สุด ดังแสดงผลการคำนวณในรูปที่ 6.11 ถึง 6.13

จากผลการคำนวณค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบทดสอบตามรูปแบบที่ 1 ได้แสดงให้เห็นว่าหลังจากที่ได้คำนวณโดยใช้ค่าถ่วงน้ำหนักเท่ากับ 5,000 เป็นต้นไป โปรแกรมจะเริ่มให้ผลลัพธ์ของการคำนวณการลดทอนกำลังไฟฟ้าจริงในปริมาณที่เท่ากันและน้อยที่สุด (ความละเอียดที่ยอมรับได้คือน้อยกว่าหรือเท่ากับ 0.001) และเช่นเดียวกันกับการเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

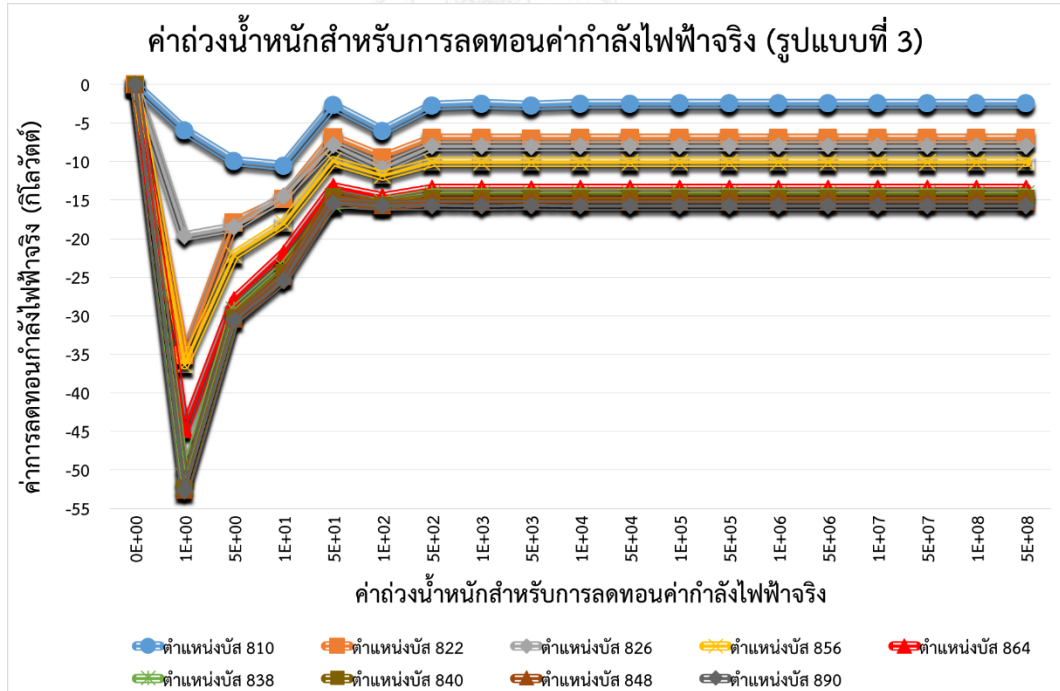
เข้าสู่ระบบทดสอบในรูปแบบที่ 2 และ 3 จะได้ผลลัพธ์ของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เท่ากัน เมื่อนำค่าถ่วงน้ำหนักที่เท่ากับ 5,000 และ 100,000 ตามลำดับเป็นต้นไปมาคำนวณ ดังนั้น การทดสอบสำหรับค้นหาค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะตั้งค่า 5,000 สำหรับรูปแบบที่ 1 ของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และ 5,000 และ 100,000 สำหรับรูปแบบที่ 2 และ 3 ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 6.4



รูปที่ 6.11 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อระบบทดสอบตามรูปแบบที่ 1



รูปที่ 6.12 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อบริเวณทดสอบตามรูปแบบที่ 2



รูปที่ 6.13 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อบริเวณทดสอบตามรูปแบบที่ 3

ตารางที่ 6.4 ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์	ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับ การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง	ค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับ การรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
รูปแบบที่ 1 (เชื่อมต่อ 3 บัส)	5,000	1
รูปแบบที่ 2 (เชื่อมต่อ 8 บัส)	5,000	1
รูปแบบที่ 3 (เชื่อมต่อ 9 บัส)	100,000	1

หลังจากที่ได้กำหนดค่าถ่วงน้ำหนักของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริง การโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักจะทำการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตามวิธีการที่ได้อธิบายไว้ในบทที่ 5 หัวข้อที่ 5.2 ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณ สามารถแสดงได้ในตารางที่ 6.5 ถึง 6.7

ตารางที่ 6.5 ค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (รูปแบบที่ 1)

ตำแหน่งบัส เชื่อมต่อ	P_{pv0} (kW)	$\Delta P_{pv,opt}$ (kW)	P_{pv} (kW)	Q_{pv0} (kVar)	$\Delta Q_{pv,opt}$ (kVar)	Q_{pv} (kVar)
840	383	-46.8207	336.1793	0	-175.5126	-175.5126
848	383	-53.1586	329.8414	0	-175.5126	-175.5126
890	383	-53.8598	329.1402	0	-175.5126	-175.5126
รวม	1,149	-153.8391	995.1609	0	-526.5378	-526.5378

ตารางที่ 6.6 ค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (รูปแบบที่ 2)

ตำแหน่งบัส เชื่อมต่อ	P_{pv0} (kW)	$\Delta P_{pv,opt}$ (kW)	P_{pv} (kW)	Q_{pv0} (kVar)	$\Delta Q_{pv,opt}$ (kVar)	Q_{pv} (kVar)
810	30	-2.4946	27.5054	0	-13.7477	-13.7477
822	50	-6.9807	43.0193	0	-22.9129	-22.9129
826	50	-7.9847	42.0153	0	-22.9129	-22.9129
856	100	-10.0859	89.9141	0	-45.8258	-45.8258

ตำแหน่งบัส เชื่อมต่อ	P_{pv0} (kW)	$\Delta P_{pv,opt}$ (kW)	P_{pv} (kW)	Q_{pv0} (kVar)	$\Delta Q_{pv,opt}$ (kVar)	Q_{pv} (kVar)
864	100	-13.2795	86.7205	0	-45.8258	-45.8258
838	200	-14.1650	185.8350	0	-91.6515	-91.6515
848	310	-15.3286	294.6714	0	-142.0598	-142.0598
890	310	-14.7238	295.2762	0	-142.0598	-142.0598
รวม	1,150	-85.0428	1,064.9572	0	-526.9962	-526.9962

ตารางที่ 6.7 ค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (รูปแบบที่ 3)

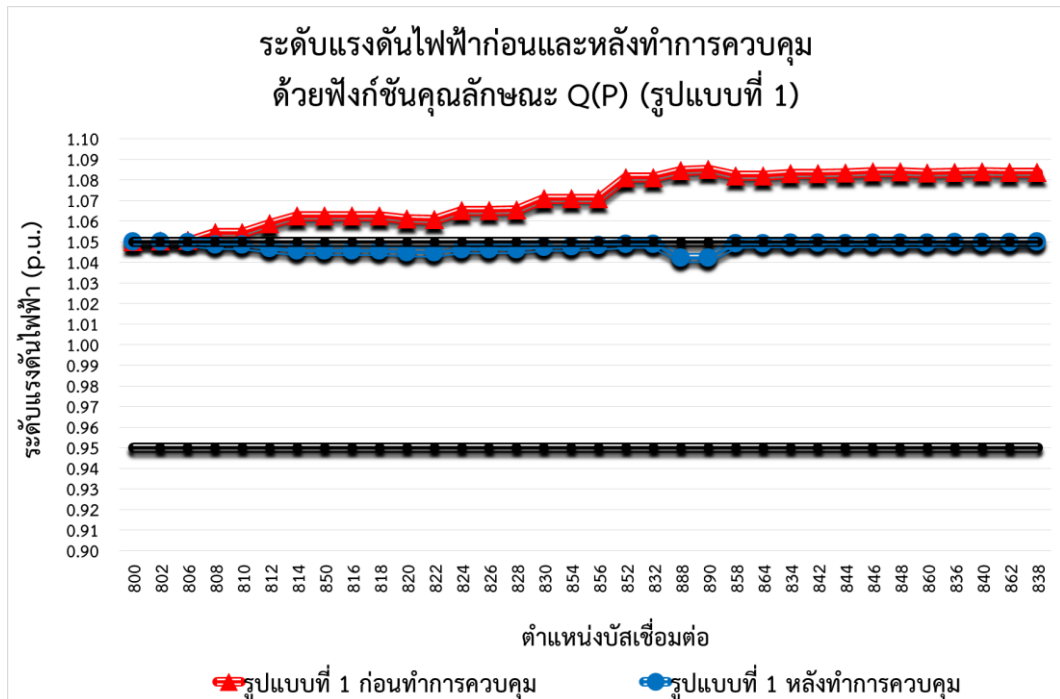
ตำแหน่งบัส เชื่อมต่อ	P_{pv0} (kW)	$\Delta P_{pv,opt}$ (kW)	P_{pv} (kW)	Q_{pv0} (kVar)	$\Delta Q_{pv,opt}$ (kVar)	Q_{pv} (kVar)
810	30	-2.4948	27.5052	0	-13.7477	-13.7477
822	50	-6.9832	43.0168	0	-22.9129	-22.9129
826	50	-7.9875	42.0125	0	-22.9129	-22.9129
856	100	-10.0894	89.9106	0	-45.8258	-45.8258
864	100	-13.5207	86.4793	0	-45.8258	-45.8258
838	200	-14.1613	185.8387	0	-91.6515	-91.6515
840	207	-14.7235	192.2765	0	-94.8593	-94.8593
848	207	-15.1954	191.8046	0	-94.8593	-94.8593
890	207	-15.7144	191.2856	0	-94.8593	-94.8593
รวม	1,151	-100.8702	1,050.1298	0	-527.4545	-527.4545

ผลการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้แสดงไว้ในตารางข้างต้นนี้ จะสังเกตเห็นว่า เพื่อที่จะทำให้ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นลดลง จำเป็นต้องรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงลง โดยการลดทอนนี้จะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้านั้นสูญเสียโอกาสในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทดสอบ อย่างไรก็ตาม ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยปริมาณที่ถูกหักออกจากการลดทอนนั้นได้ต่อไป โดยไม่ได้ถูกปลดวงจรออกจากระบบทดสอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแรงดันเกินที่บริเวณจุดเชื่อมต่อ

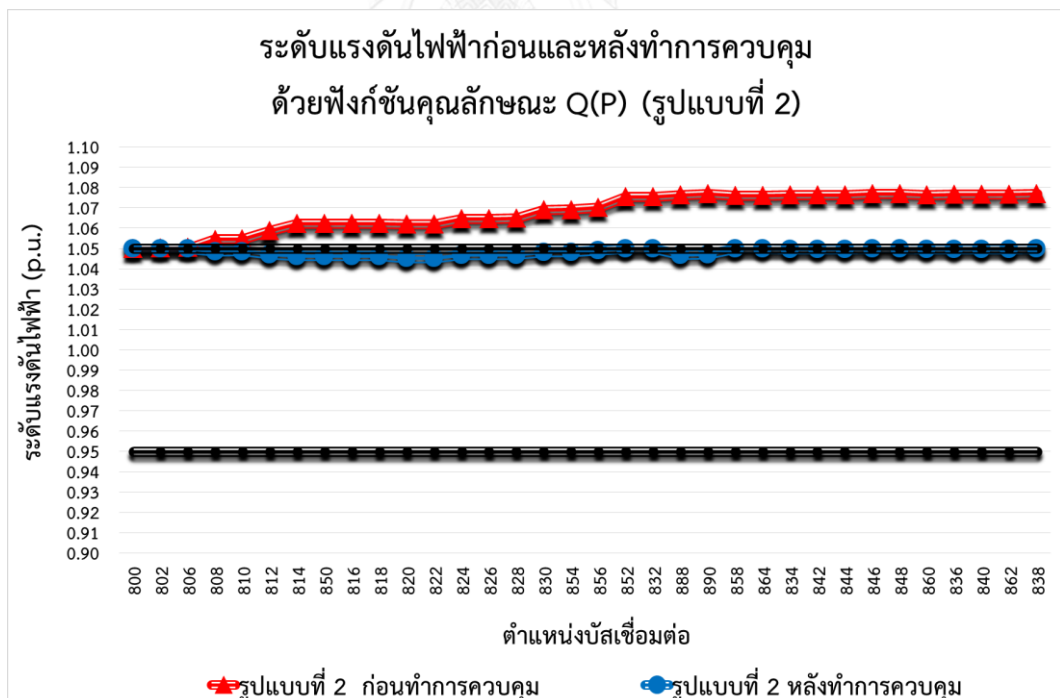
และเนื่องด้วยค่าตั้งต้นของกำลังไฟฟ้าจริงที่ถูกกำหนดในการทดสอบนี้ เป็นค่าสูงสุดหรือเทียบเท่ากับ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ อีกทั้งการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ โปรแกรมนี้คำนวณออกมานั้น ยังเป็นค่าสูงสุดที่ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การ ไฟฟ้าฯ กำหนด (เป็นหนึ่งในเงื่อนไขบังคับของการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก) ดังนั้นจุด ทำงานใหม่ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (P_{pv} , Q_{pv}) ที่ได้จากการทดสอบนี้ จะถูกนำไป กำหนดและตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ เพื่อศึกษาประสิทธิภาพการ ทำงานของฟังก์ชันในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อในการทดสอบถัดไป

6.5 การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้าน แรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

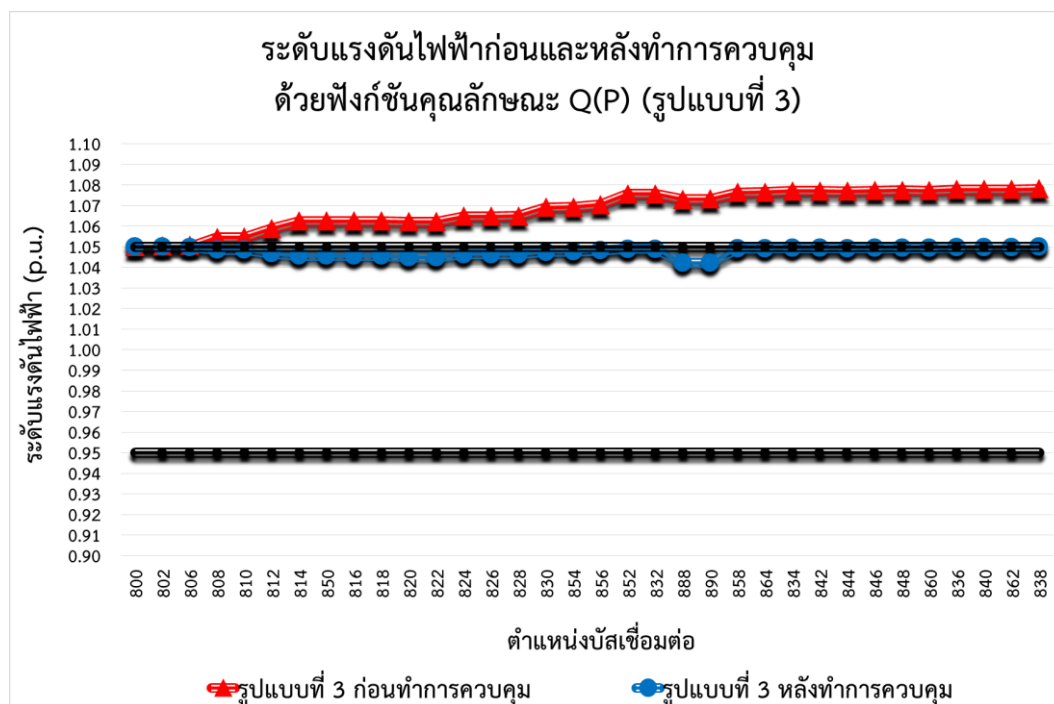
การทดสอบที่สาม เป็นการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาฟังก์ชันทั้งหมด 3 ฟังก์ชัน โดยจะเริ่มต้นการทดสอบการทำงานของ ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ซึ่งเป็นฟังก์ชันการปรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟผ่านการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้า จริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ โดยวิธีการทดสอบ จะกำหนดการตั้งค่าการทำงานของ ฟังก์ชันด้วยจุดทำงานเหมาะสมที่สุดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับลดผลกระทบ ด้านแรงดันไฟฟ้า ซึ่งเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ถูกตั้งค่าให้ทำงานตามฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด อีกทั้ง การทดสอบที่หนึ่ง ทำให้ทราบผลการคำนวณระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสในระบบทดสอบ ก่อนทำการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อนั้นมีระดับ แรงดันไฟฟ้าเกินกว่าช่วงมาตรฐาน อย่างไรก็ตาม การตั้งค่าการทำงานเหมาะสมที่สุดสำหรับ ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า สามารถทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่ง บัสเชื่อมต่อกลับเข้ามาอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนดได้ ดังแสดงระดับแรงดันไฟฟ้าก่อน และหลังการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปที่ 6.14 ถึง 6.16



รูปที่ 6.14 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม
ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) (รูปแบบที่ 1)



รูปที่ 6.15 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม
ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) (รูปแบบที่ 2)



รูปที่ 6.16 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม
ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) (รูปแบบที่ 3)

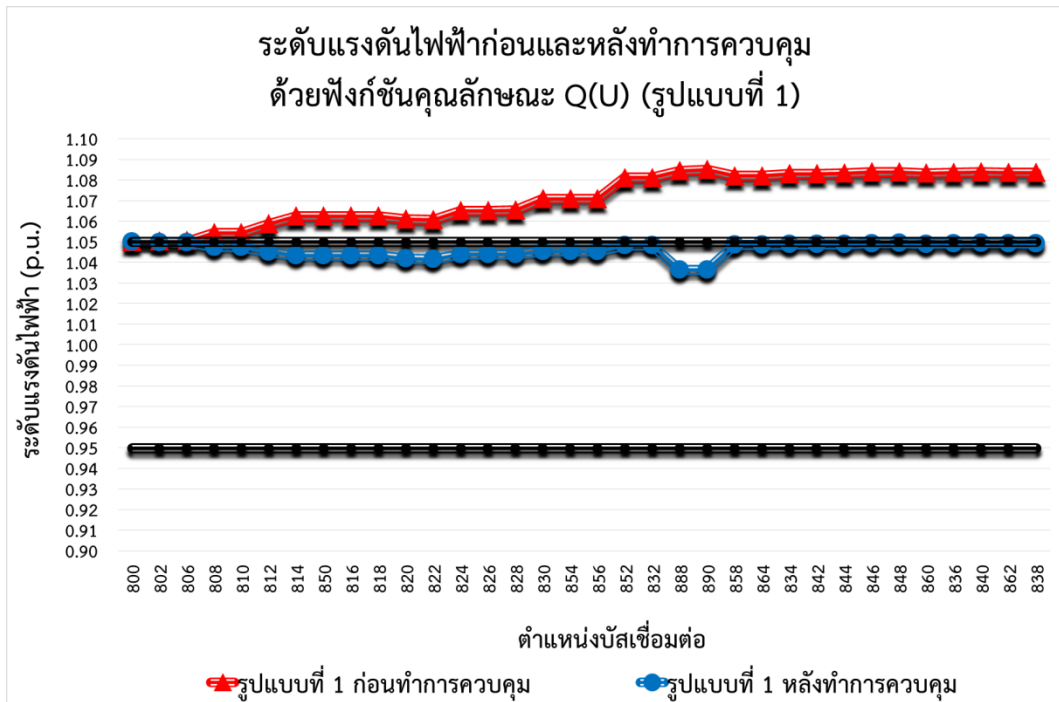
จากรูป จะสังเกตเห็นว่า การควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยวิธีการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ **Q(P)** นั้นถือได้ว่ามีประสิทธิภาพ เนื่องจากทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อในระบบทดสอบอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด และด้วยการเจาะจงของการควบคุมที่จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมนั้นมีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ เพื่อที่จะทำให้การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนั้นมีค่าน้อยสุด จึงทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสมีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติอีกด้วย

6.6 การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

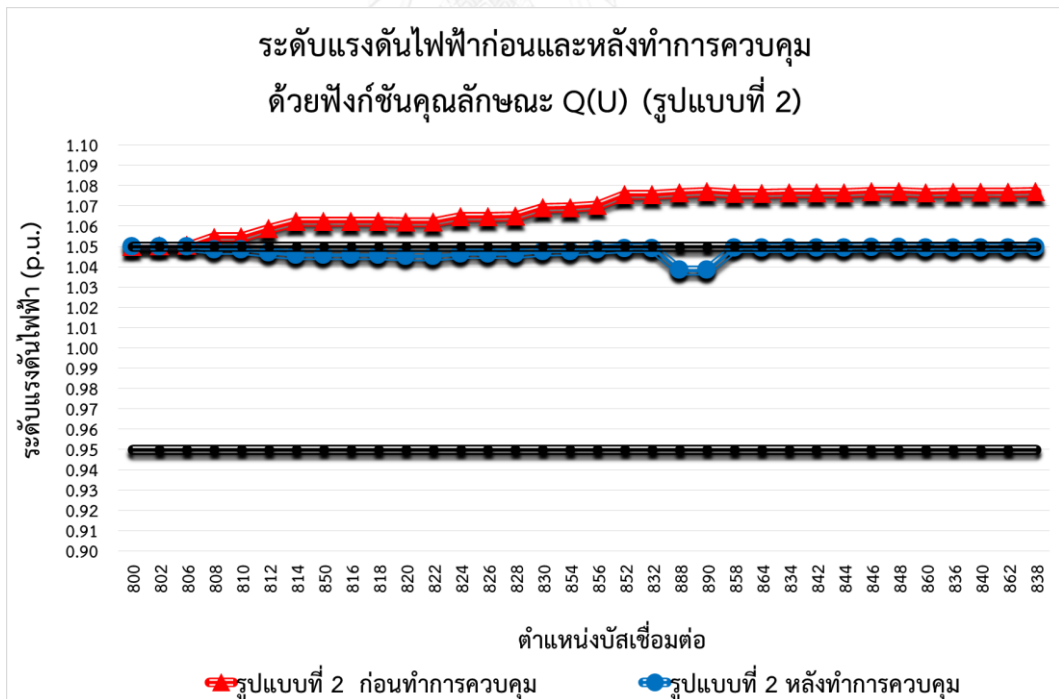
ส่วนที่หนึ่งของการทดสอบที่สามเป็นการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ **Q(P)** ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่ใช้ในการคำนวณค่าการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามผลที่ได้จากการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ดังอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 6.5 ซึ่งการทดสอบที่สามของส่วนถัดไปหรือส่วนที่สองนี้ จะเป็นการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการคำนวณค่าการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามค่าการตรวจวัดระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด โดยขั้นตอนของการทดสอบ จะเริ่มต้นด้วย

การตั้งค่าพารามิเตอร์ Droop Coefficient (D_{coef}) ของฟังก์ชัน ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการพิจารณาที่ค่าร้อยละ 250 ของทุกระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อบระบบทดสอบ นอกจากนี้ ยังตั้งค่าช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด (พารามิเตอร์ Deadband) กล่าวคือ ตั้งแต่ช่วงร้อยละ 95 ถึง 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ พร้อมทั้งตั้งค่าขีดจำกัดของการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ โดยนำค่าเหมาะสมที่สุดของการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่คำนวณได้จากการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนักมาใช้ในการตั้งค่า ทั้งนี้ เนื่องมาจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้จุดทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตค่ากำลังไฟฟ้าจริงได้สูงสุดเท่ากับค่าเหมาะสมที่สุดของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงนั่นเอง ($P_{pv} = P_{pv0} + \Delta P_{opt}$) และผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้สามารถแสดงได้ในรูปที่ 6.17 ถึง 6.19

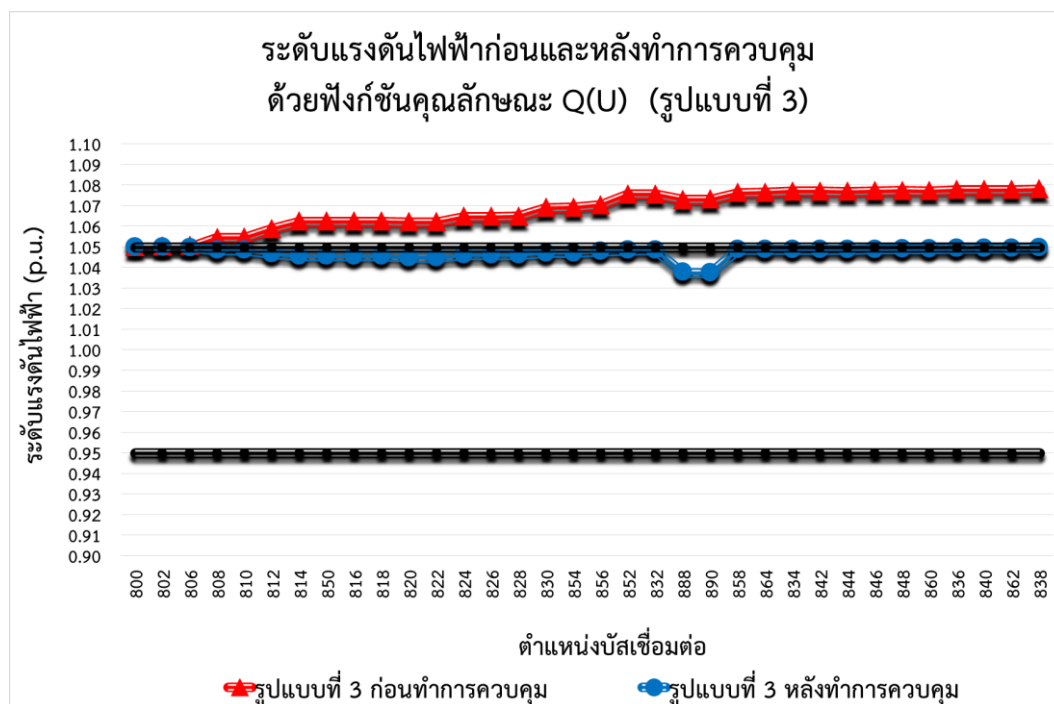
จากรูป จะสังเกตเห็นว่า การควบคุมแรงดันไฟฟ้าโดยวิธีการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ นั้นมีประสิทธิภาพเช่นเดียวกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เนื่องจากทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อในระบบทดสอบอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด และด้วยการเจาะจงของการควบคุมที่จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมนั้นมีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ เพื่อที่จะทำให้การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนั้นมีค่าน้อยที่สุดนั้น จึงทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติอีกด้วย อย่างไรก็ตาม การเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติด้วยวิธีการทำงานของฟังก์ชันนี้จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ไม่ดีเท่ากับการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เนื่องจากลักษณะการทำงานจะขึ้นอยู่กับค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของฟังก์ชันด้วยนั่นเอง ซึ่งเป็นเหตุผลให้บริษัทผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ในปัจจุบัน ได้ให้ความสำคัญต่อการออกแบบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ [64]



รูปที่ 6.17 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (รูปแบบที่ 1)



รูปที่ 6.18 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (รูปแบบที่ 2)



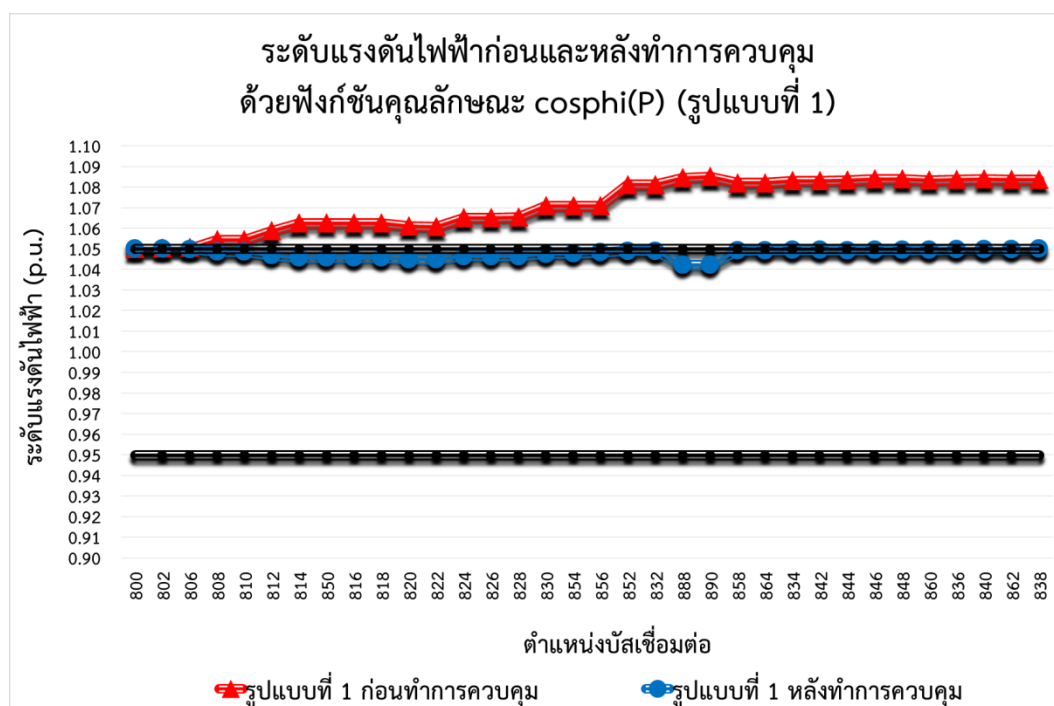
รูปที่ 6.19 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม
ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(U) (รูปแบบที่ 3)

6.7 การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

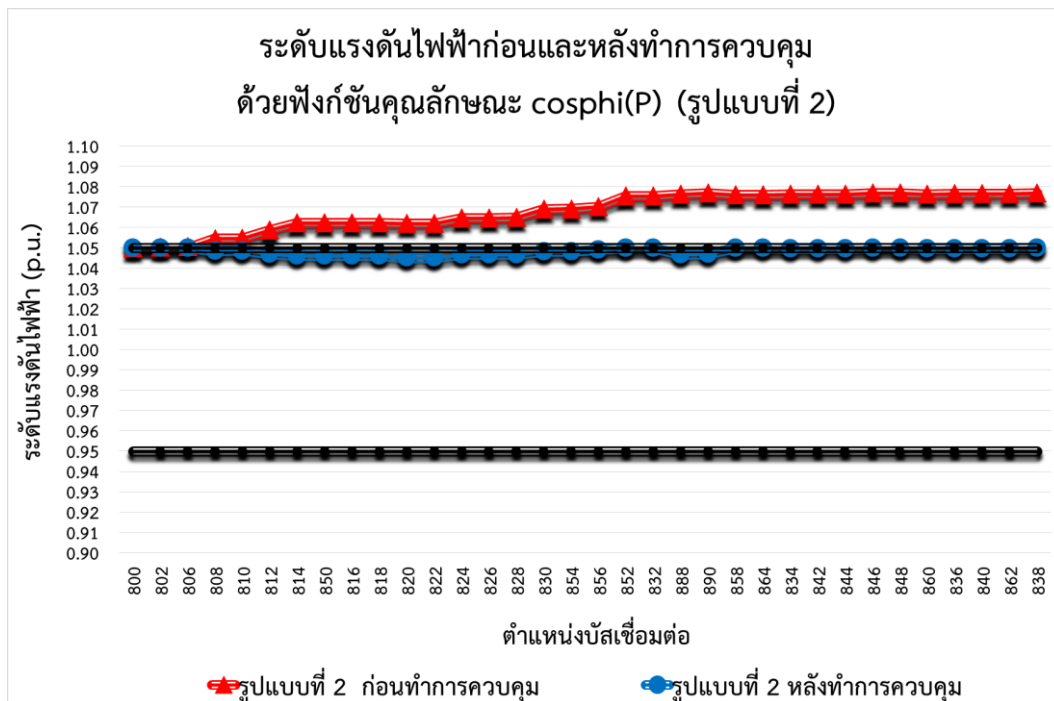
ตามวิธีการทดสอบเช่นเดียวกับการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ และ $Q(U)$ ที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ผ่านมา ซึ่งเป็นส่วนที่หนึ่งและสองของการทดสอบที่สาม โดยในหัวข้อนี้จะเป็นการทดสอบส่วนที่สามของการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ หรือฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ซึ่งเป็นอีกฟังก์ชันหนึ่งที่ยิมนำมาใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อในประเทศเยอรมนี [13, 23, 43]

ลักษณะเบื้องต้นของการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ จะเป็นการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์จากการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ เพื่อให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด ทั้งนี้การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์เปรียบได้กับการควบคุมการรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเช่นกัน ดังนั้น ในการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันนี้จึงแสดงผลการทดสอบ (ดังแสดงในรูปที่ 6.20 ถึง 6.22) ที่มีประสิทธิภาพในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเทียบเท่ากับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ อย่างไรก็ตามความสัมพันธ์ระหว่างค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ากับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟไม่ได้แปรผันแบบเชิงเส้น

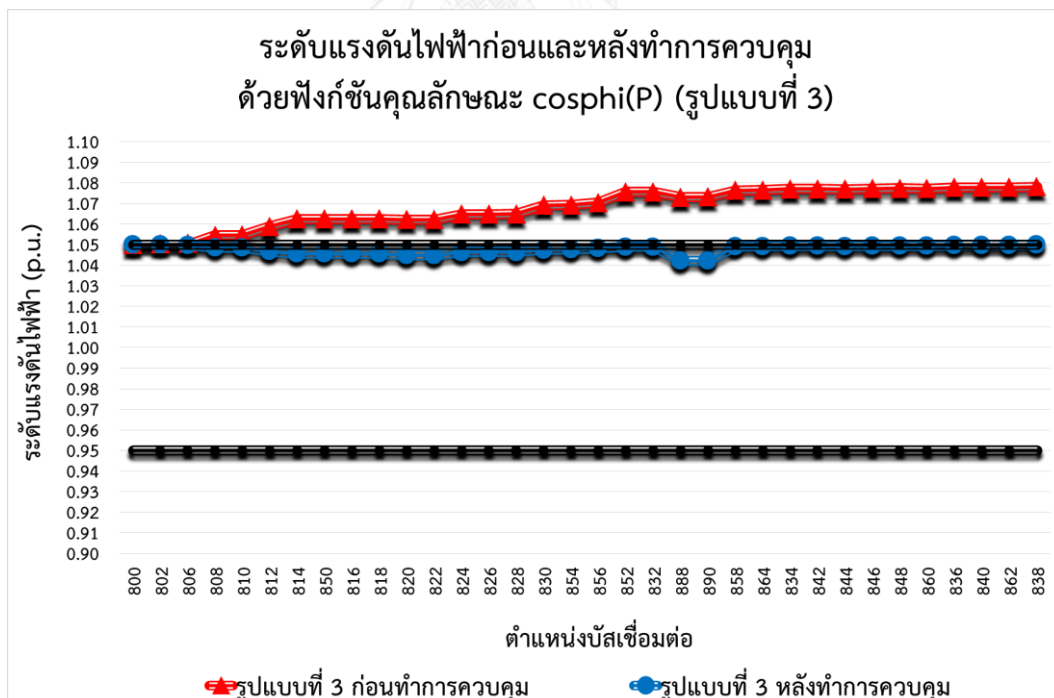
ดังแสดงสมการความสัมพันธ์ $Q(t) = -P(t)\tan\{\cos^{-1}(pf)\}$ จึงทำให้ช่วงการควบคุมแบบเชิงเส้น ด้วยฟังก์ชันทั้งสอง (ตั้งแต่ค่าร้อยละ 50 ของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ถึงค่าเหมาะสมของการจ่ายกำลังไฟฟ้า) นั้นมีความแตกต่างกันในเชิงปริมาณของการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ ดังที่จะเห็นผลการทดสอบในการทดสอบของหัวข้อที่ 6.8



รูปที่ 6.20 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ (รูปแบบที่ 1)



รูปที่ 6.21 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม
ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ cosphi(P) (รูปแบบที่ 2)



รูปที่ 6.22 ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสก่อนและหลังทำการควบคุม
ด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ cosphi(P) (รูปแบบที่ 3)

โดยสรุปผลการทดสอบ การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะทั้งสามฟังก์ชันในอินเวอร์เตอร์ ณ จุดสภาวะการทำงานเหมาะสมสุดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง และรับค่ากำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟ จะสามารถคำนวณค่าดัชนี V_{index} สำหรับการบ่งชี้ถึงความสามารถในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบทดสอบได้ เพื่อที่จะแสดงถึงประสิทธิภาพในการควบคุมการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นิยามค่าดัชนีดังกล่าวด้วยค่าเฉลี่ยของผลต่างยกกำลังสองระหว่างระดับแรงดันไฟฟ้าของตำแหน่งบัสทุกบัสในระบบทดสอบหลังทำการควบคุม (V_i) กับระดับแรงดันไฟฟ้าเป้าหมายที่ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ ($V_{upperlimit}$) สำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟที่มีค่าน้อยที่สุด ดังแสดงสมการการคำนวณและผลการคำนวณได้ในสมการที่ (6.2) และ ตารางที่ 6.8 ตามลำดับ

$$V_{index} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (V_i - V_{upperlimit})^2 \quad (6.2)$$

ตารางที่ 6.8 ค่าดัชนีสำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ฟังก์ชันคุณลักษณะ ในอินเวอร์เตอร์	ค่าดัชนี ($V_{index} \times 10^{-5}$) สำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้า		
	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3
Q(P)	2.2455	0.5411	0.9816
Q(U)	2.7316	1.3727	1.6067
cosphi(P)	2.2455	0.5411	0.9816

จากผลการคำนวณค่าดัชนีของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์จากตารางที่ 6.8 จะเห็นได้ว่า ณ จุดสภาวะการทำงานเหมาะสมสุดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ฟังก์ชันคุณลักษณะ **Q(P)** และ **cosphi(P)** จะเป็นฟังก์ชันที่มีความเหมาะสมต่อการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมากกว่าการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ **Q(U)** เนื่องจากมีการรับค่ากำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟจากระบบทดสอบในปริมาณที่มากกว่า อย่างไรก็ตามการทดสอบที่สามนี้เป็นเพียงการทดสอบ ณ จุดทำงานที่เหมาะสมสุดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น ยังไม่ครอบคลุมการทำงานตลอดทั้งวันและสรุปผลการทดสอบ

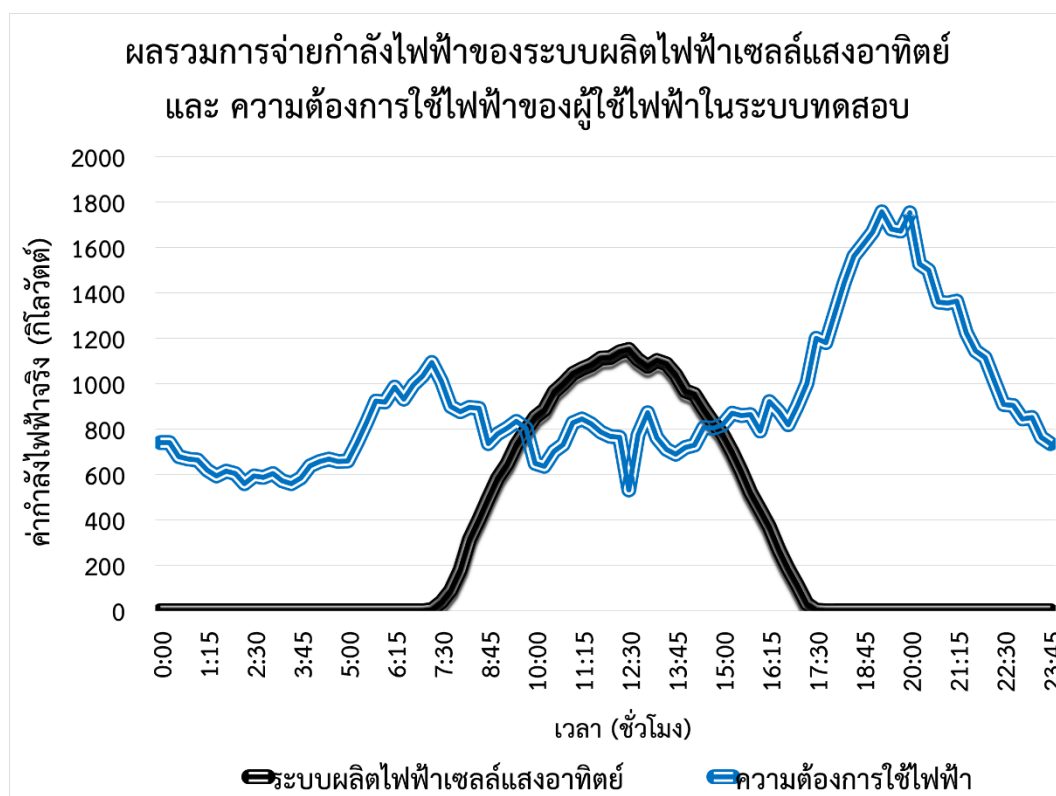
ในเรื่องประสิทธิภาพการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ได้ ดังนั้นในการทดสอบถัดไป จะเป็นการทดสอบที่ได้จำลองการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดทั้งวัน โดยจะเริ่มพิจารณาตั้งแต่เวลาเที่ยงคืนของหนึ่งวันไปยังเที่ยงคืนของอีกวันหนึ่ง และจะทำการควบคุม ผลกระทบแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยการควบคุมจากส่วนกลาง ในการส่งการตั้งค่าที่เหมาะสมที่สุดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทุกๆ ระยะเวลา 15 นาที ไปยัง ฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์

6.8 การทดสอบการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ใน ระยะเวลา 1 วัน

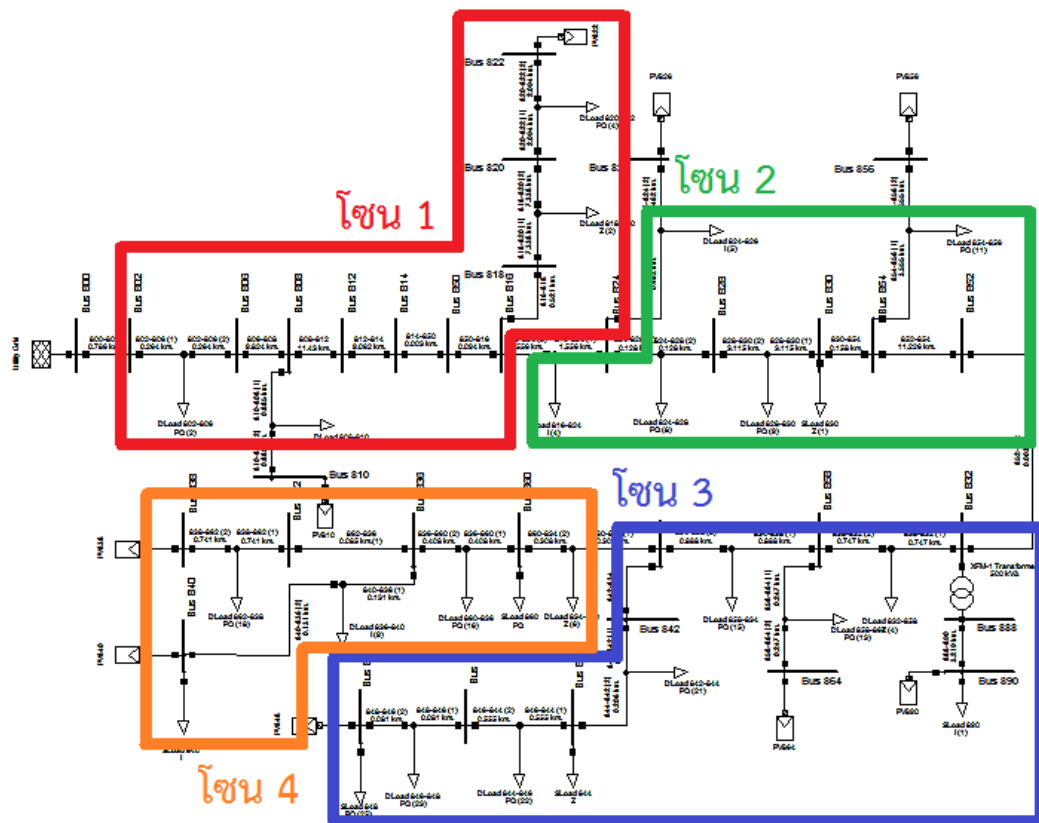
ตามผลการทดสอบของการทำงานฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์สำหรับการควบคุม แรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้ทราบว่า ฟังก์ชัน คุณลักษณะ $Q(P)$ และ $\cos\phi(P)$ มีความเหมาะสมมากกว่าฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ซึ่งอาจ มีเหตุผลมาจากการปรับค่าการรับกำลังไฟฟ้านอกที่ตามปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของระบบ ผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าต่อระบบทดสอบ ดังนั้นในการทดสอบในหัวข้อนี้ จะทำการทดสอบโดยพิจารณาการตั้งค่าการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ในรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ และจะทำการทดสอบลงบน ระบบทดสอบในกรณีที่มีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าที่ทุกตำแหน่งบัสปลายทาง รวมทั้งหมด 9 บัส (รูปแบบที่ 3) เท่านั้น นอกจากนี้ยังได้จำลองข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์และความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบทั้งหมด 25 ตำแหน่ง ด้วย ข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง 1 กิโลวัตต์ ณ บริเวณคาดฟ้าของอาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งเป็น ข้อมูล ณ วันที่ 1 ถึง 5 มกราคม ปี พ.ศ. 2557 [65] และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทที่ 1 (บ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานน้อยกว่า 150 กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ที่อยู่ในเขตพื้นที่ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยข้อมูลที่นำมาใช้ในการทดสอบ จะเป็นข้อมูลของช่วงในการเกิดความ ต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือนเมษายน มิถุนายน สิงหาคม และ กันยายน ปี พ.ศ. 2557 [66] ดังแสดงค่าผลรวมของการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และความต้องการ ใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ในรูปที่ 6.23

สำหรับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกข้อมูลตัวแทน ของเดือนในปี พ.ศ. 2557 โดยเบื้องต้นได้ทำการแบ่งบริเวณของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 กลุ่ม ดังแสดงในรูปที่ 6.24 และใช้สมมติฐานเบื้องต้นว่า ณ บริเวณของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าเดียวกัน จะมี พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่คล้ายคลึงกัน จึงทำให้ข้อมูลวันที่ปรากฏความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดใน 4 เดือน

ที่เลือกมานี้ เป็นตัวแทนของความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละบริเวณนั่นเอง โดยบริเวณ 1 (มีผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อทั้งหมด 4 ตำแหน่ง) จะใช้ข้อมูลที่มาจกเดือนมิถุนายน บริเวณ 2 (มีผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อทั้งหมด 6 ตำแหน่ง) จะใช้ข้อมูลที่มาจกเดือนเมษายน บริเวณ 3 (มีผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อทั้งหมด 9 ตำแหน่ง) จะใช้ข้อมูลที่มาจกเดือนกันยายน และบริเวณ 4 (มีผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อทั้งหมด 6 ตำแหน่ง) จะใช้ข้อมูลที่มาจกเดือนสิงหาคม ทั้งนี้เนื่องจากข้อมูลดังกล่าวได้มีความสัมพันธ์โดยเฉลี่ยร้อยละ 30 ระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ซึ่งเป็นไปตามสมมติฐานเดิมที่ใช้ในการทดสอบก่อนหน้า



รูปที่ 6.23 ผลรวมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 (บ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานน้อยกว่า 150 กิโลวัตต์-ชั่วโมง)



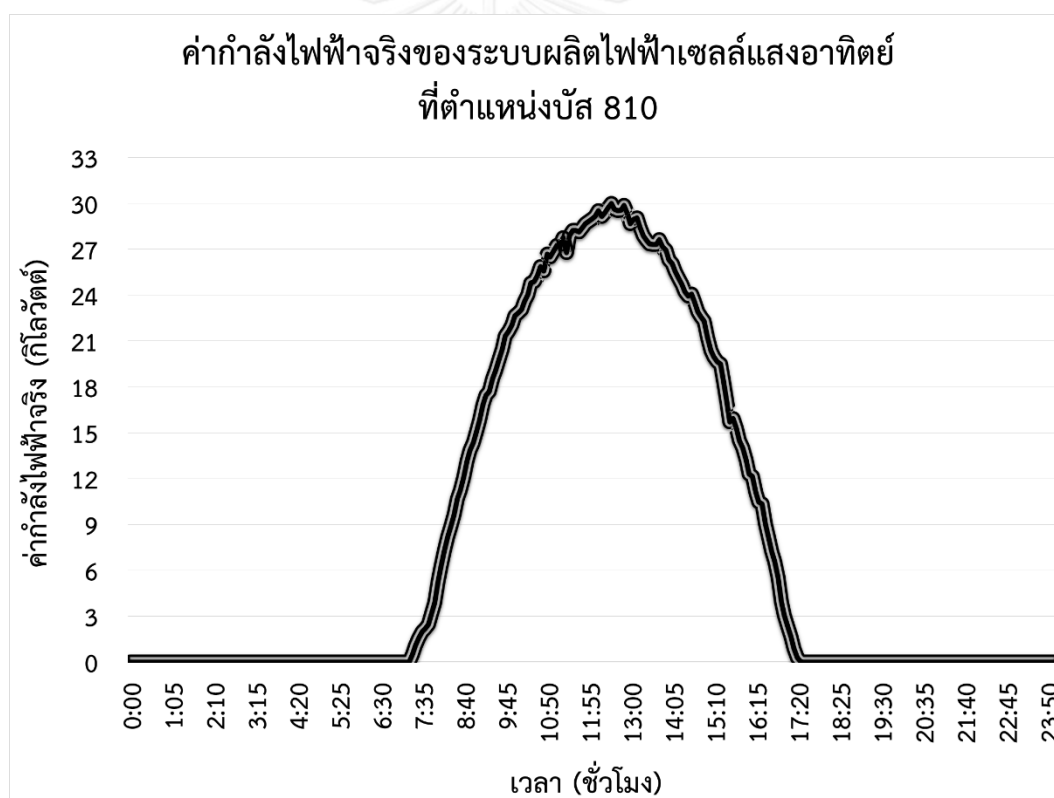
รูปที่ 6.24 การแบ่งบริเวณพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ

สำหรับข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ วิทยาลัยอาชีวศึกษาได้เลือกตัวแทนของวันที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่วันที่ 1 ถึง 5 มกราคม ปี พ.ศ. 2557 โดยมีสมมติฐานเบื้องต้นว่า ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน จะมีรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทดสอบที่เหมือนกัน ดังแสดงในรูปที่ 8.25 ถึง 8.33 ซึ่งหากพิจารณาจากรูปที่ 8.23 แล้ว แนวโน้มของการเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เนื่องด้วยมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการจ่ายให้กับอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านอยู่อาศัยเข้าสู่ระบบทดสอบ จะเริ่มตั้งแต่เวลา 10:00 น. ถึง 15:00 น. จึงเป็นเหตุทำให้วิทยาลัยอาชีวศึกษามีความตั้งใจที่จะทำการทดสอบเพื่อศึกษาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินในช่วงเวลาดังกล่าว

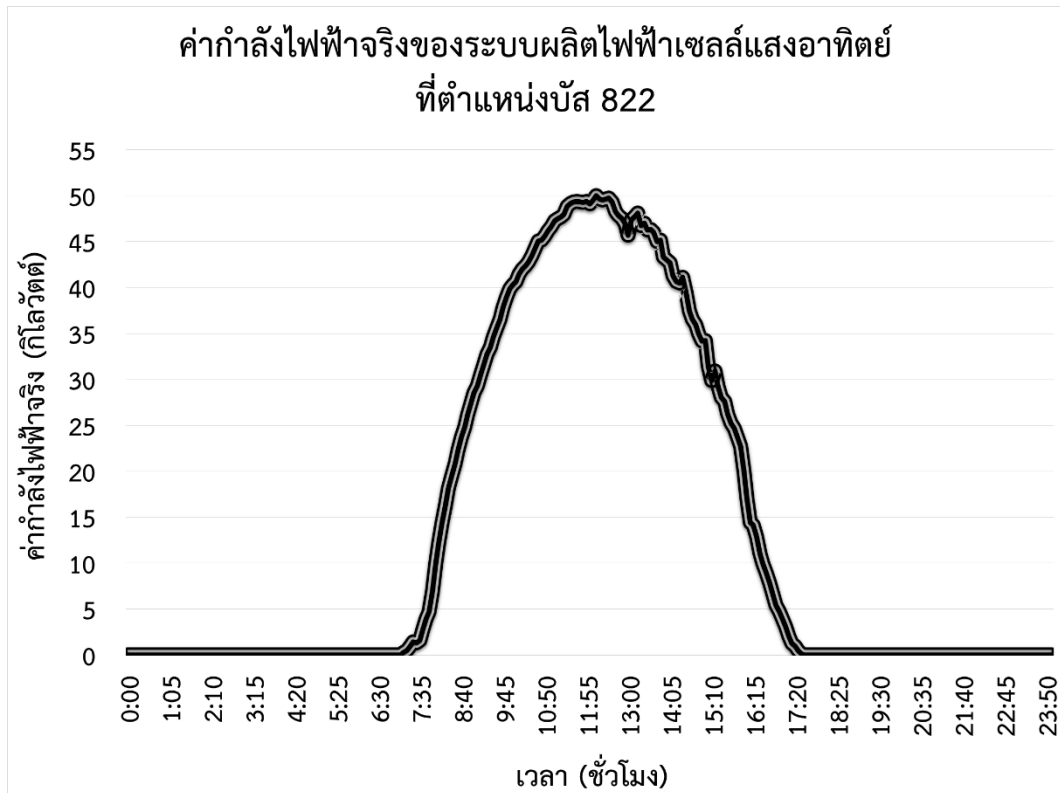
การทดสอบที่สืบนี้ จะเริ่มต้นด้วยการทดสอบเพื่อศึกษาระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งก่อนและหลังการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ โดยจะอาศัยการควบคุมจากส่วนกลางในการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟในการตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันต่างๆ ระยะเวลา 15 นาที นอกจากนี้ ยังได้ทำการตรวจสอบปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้า

จริงและรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อีกด้วย ดังแสดงผลการทดสอบได้ในรูปที่ 6.34 ถึง 6.37 ตามลำดับ

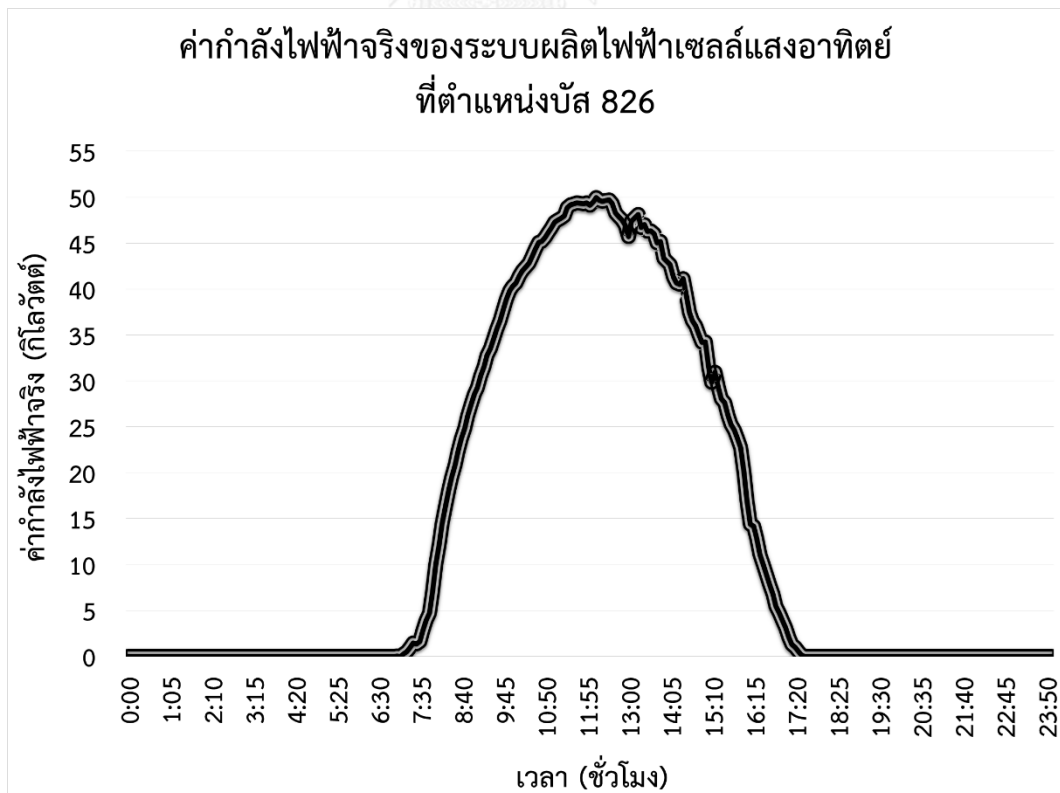
จากรูปที่ 6.34 และ 6.35 ผลการทดสอบในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ 10:00 น. ถึง 15:00 น การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนดได้ ด้วยการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบทดสอบด้วยปริมาณที่น้อยที่สุด ซึ่งจะเป็นการช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และจากรูปที่ 6.36 และ 6.37 จะเห็นลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งจะเห็นได้ว่า ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะเริ่มทำการรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ณ ช่วงเวลา 9:00 ~ 9:15 น. เนื่องด้วยปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้นั้นมีค่ามากกว่าร้อยละ 50 ของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง



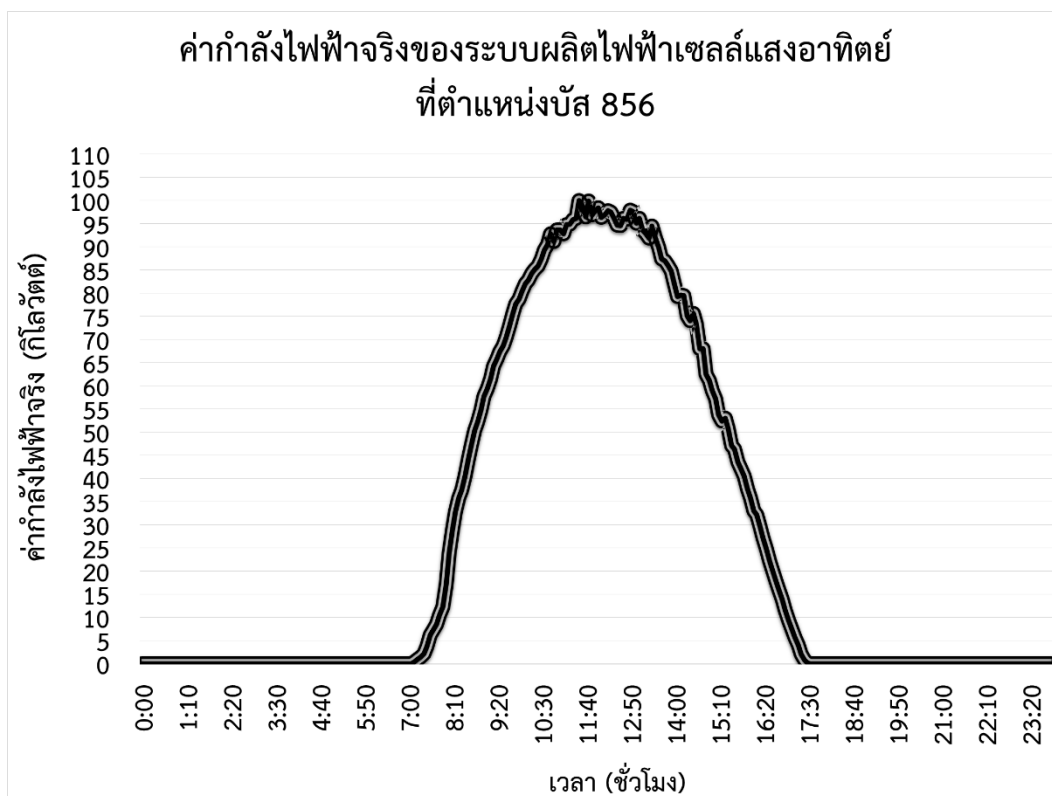
รูปที่ 6.25 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 810



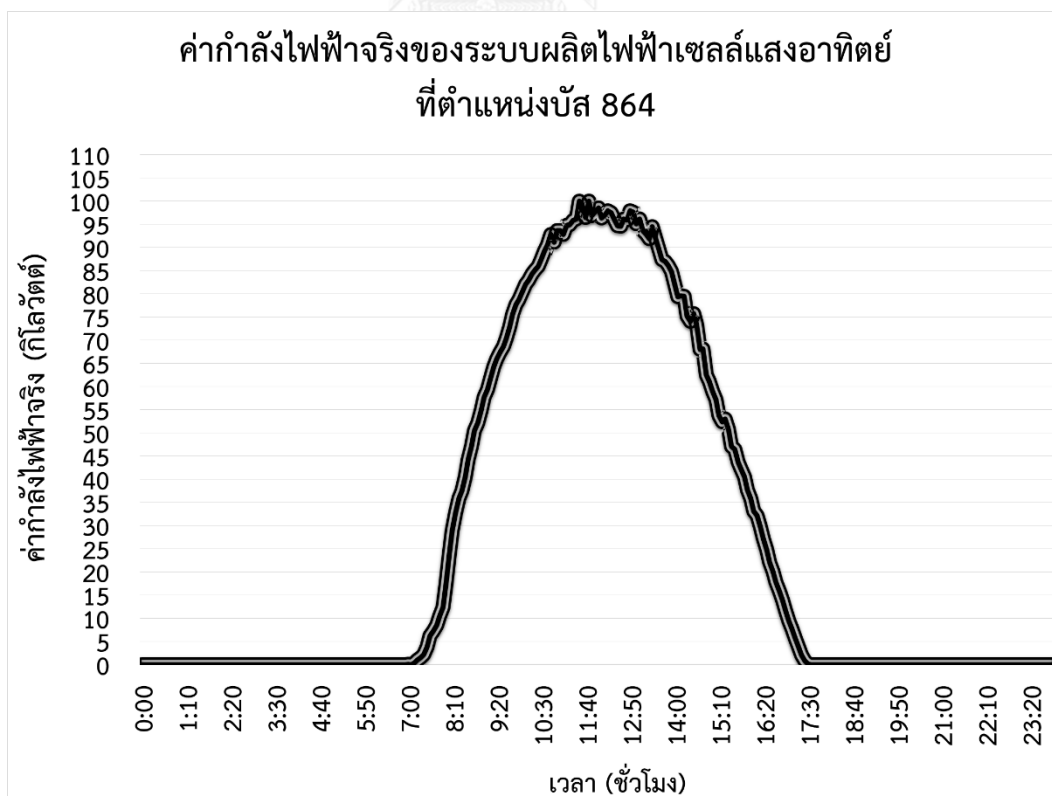
รูปที่ 6.26 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 822



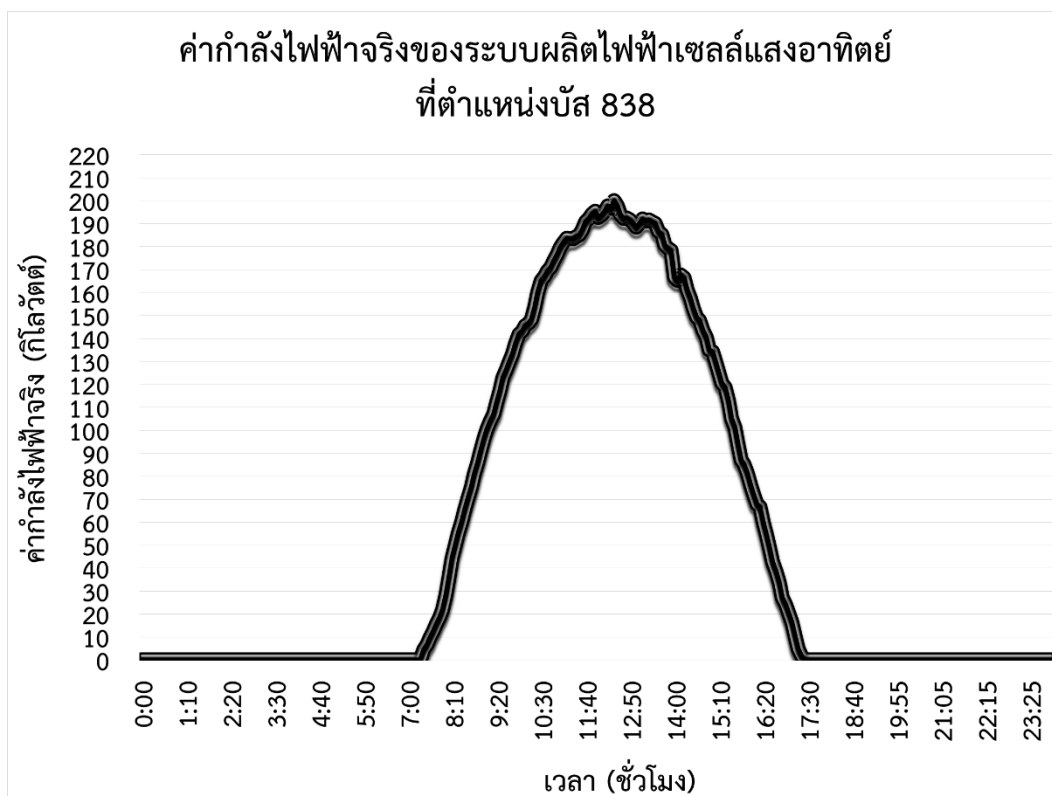
รูปที่ 6.27 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 826



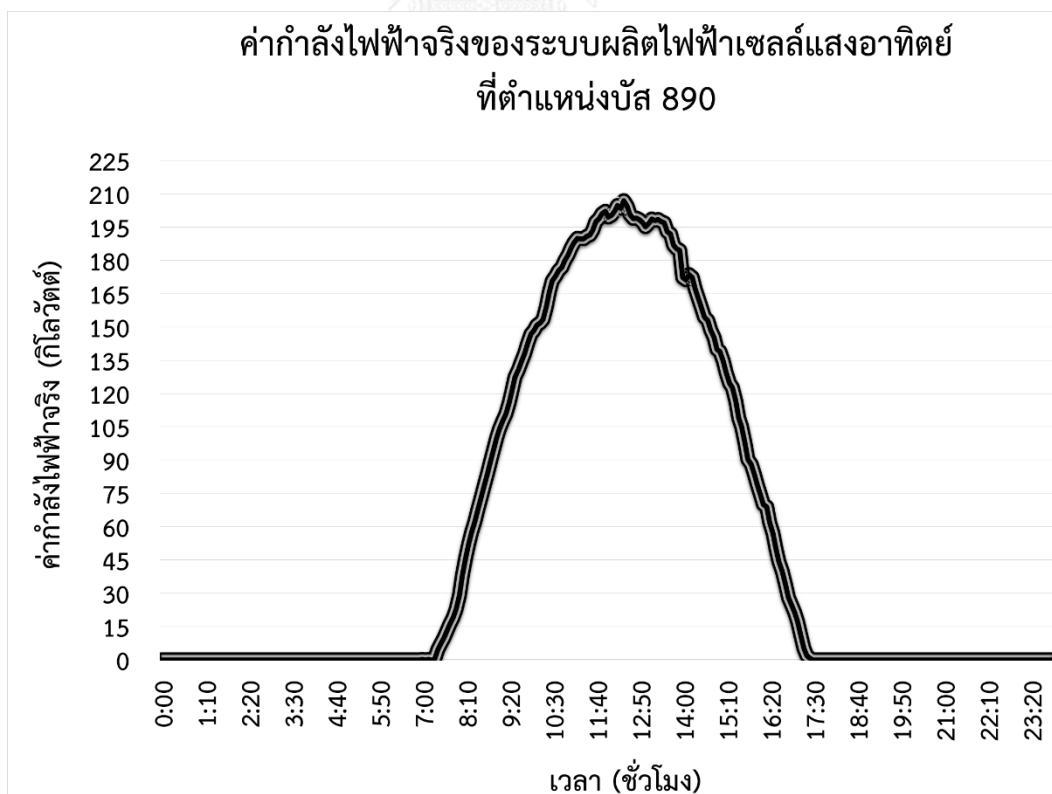
รูปที่ 6.28 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 856



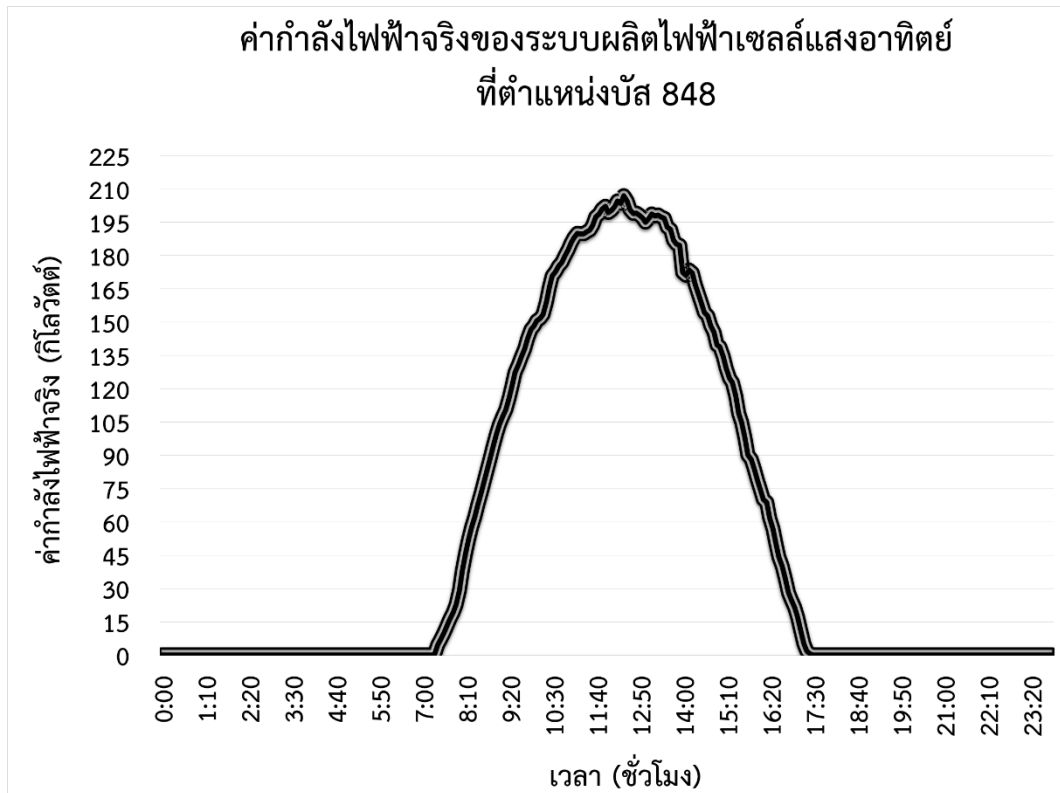
รูปที่ 6.29 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 864



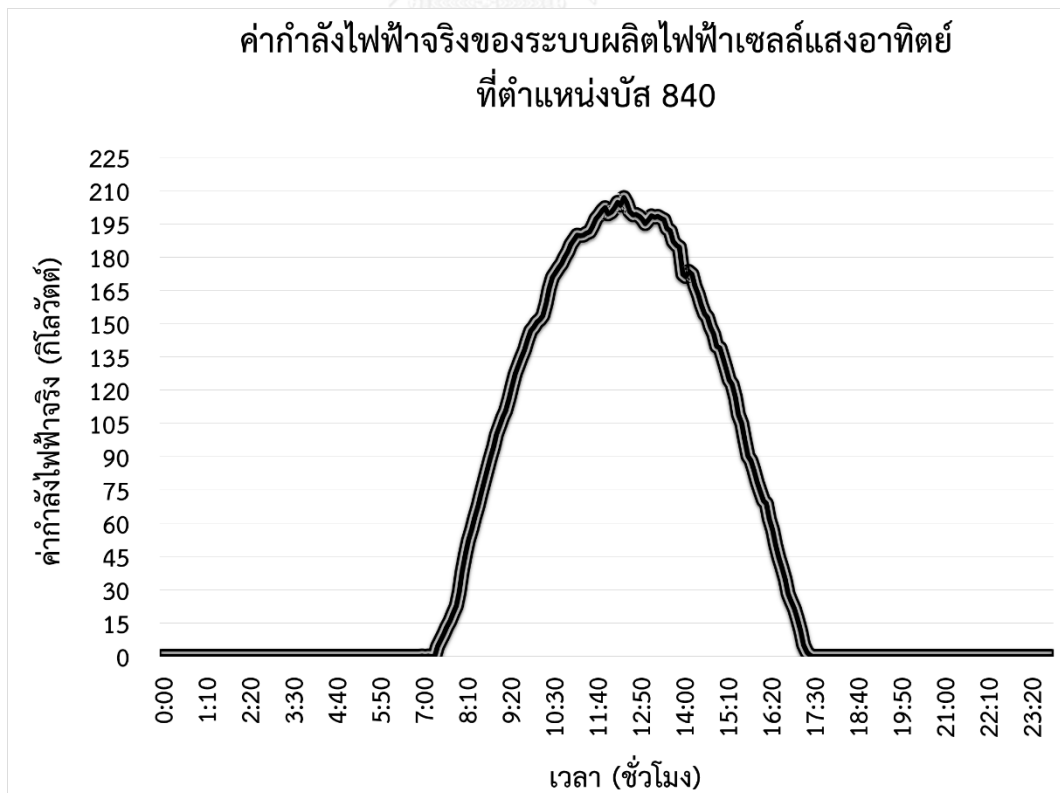
รูปที่ 6.30 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 838



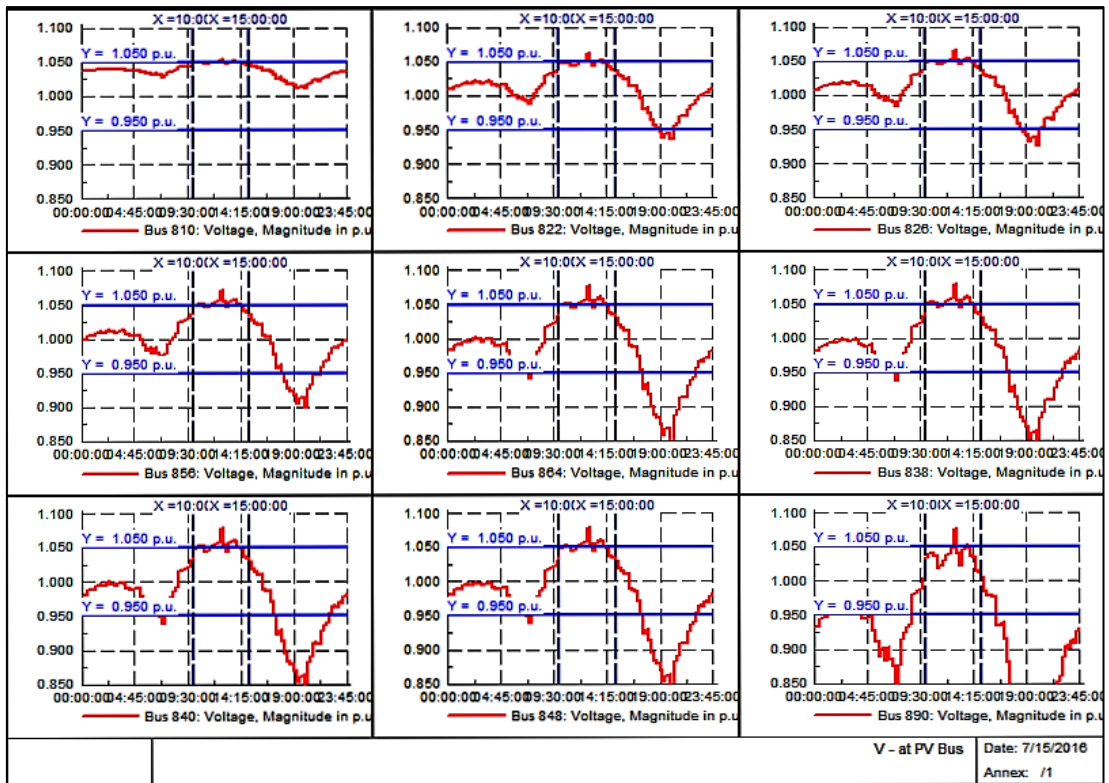
รูปที่ 6.31 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 890



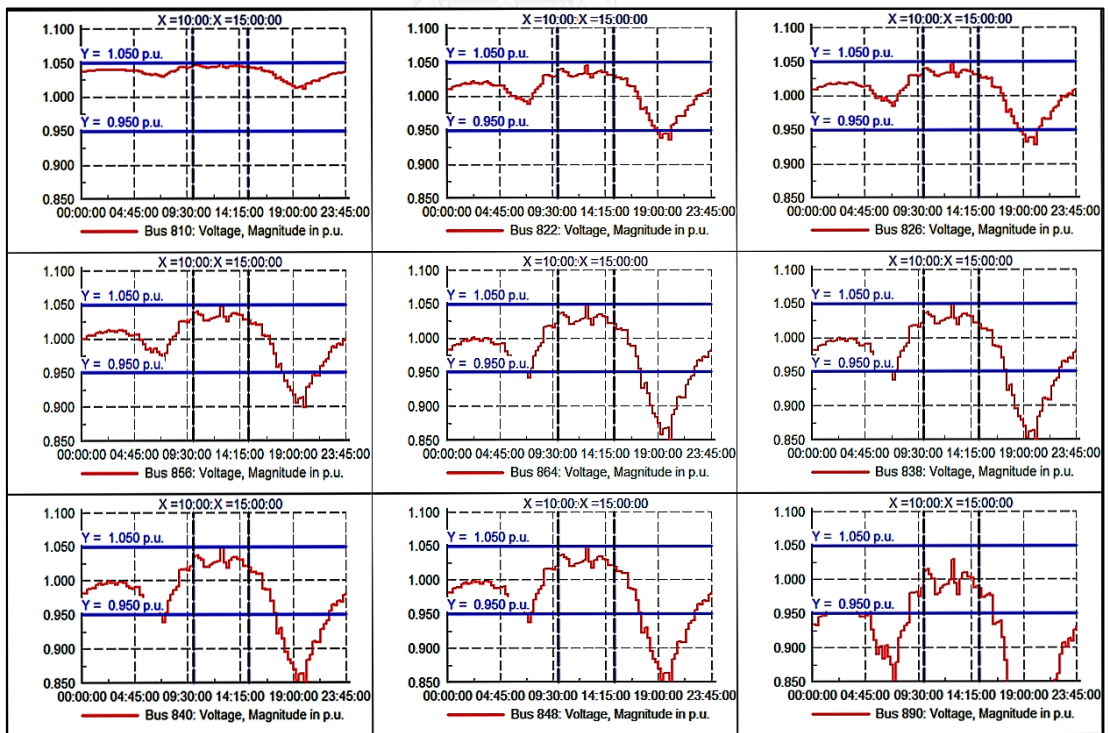
รูปที่ 6.32 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 848



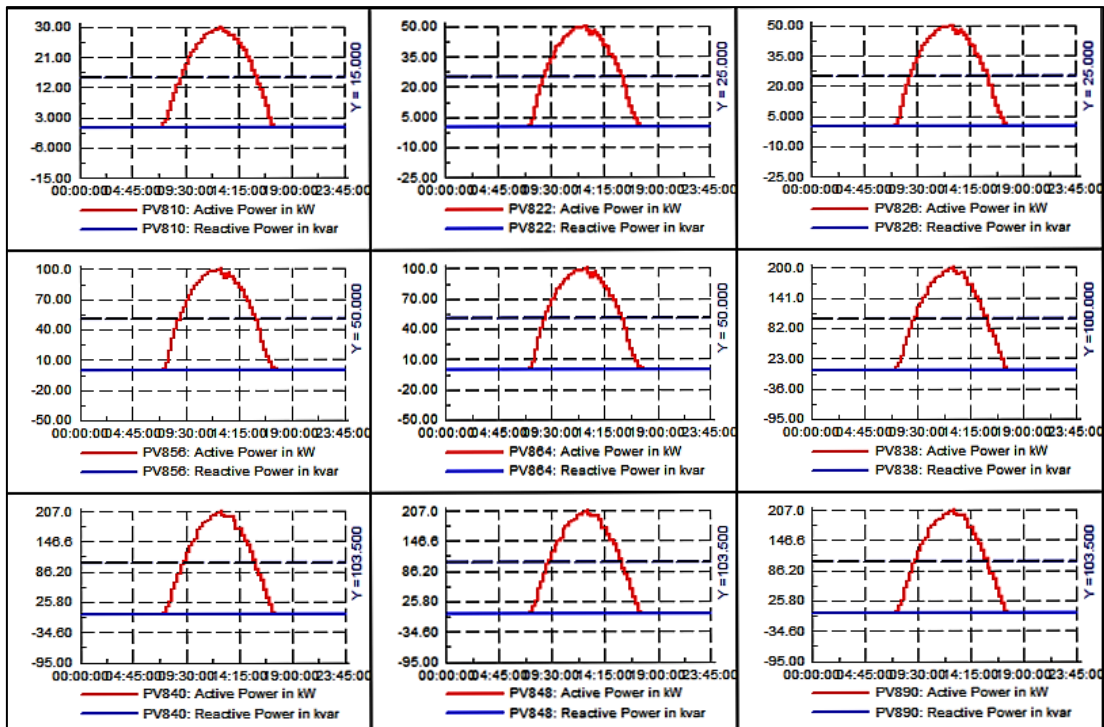
รูปที่ 6.33 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 840



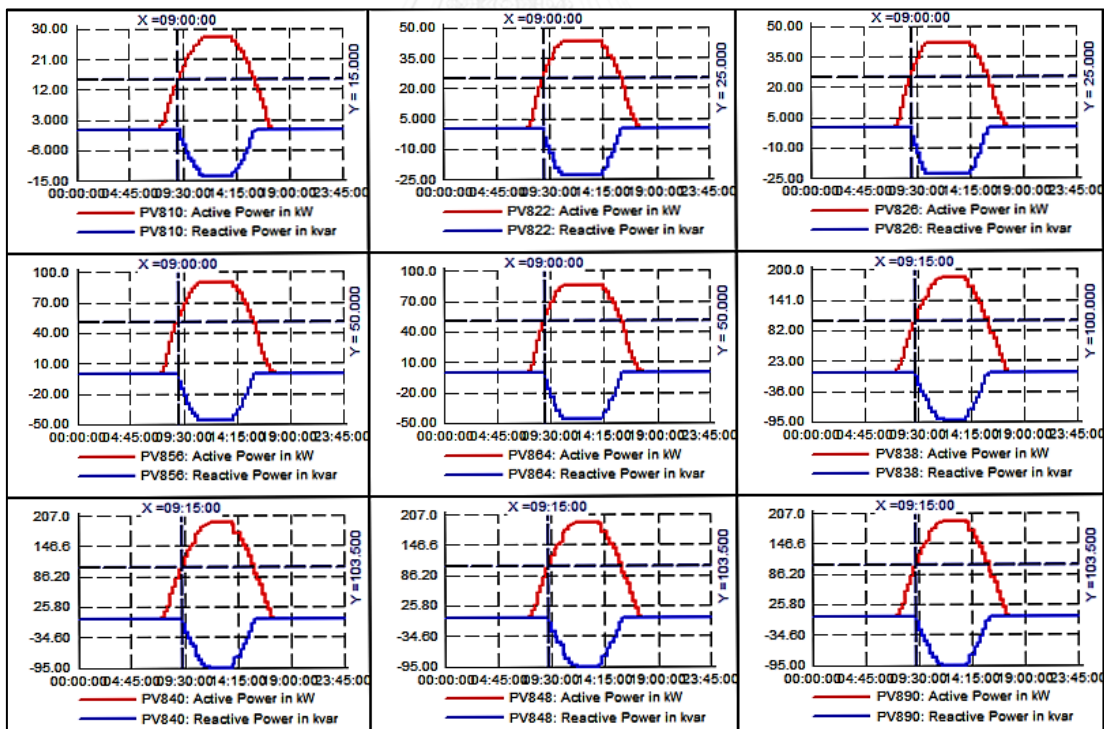
รูปที่ 6.34 ระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P)



รูปที่ 6.35 ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P)



รูปที่ 6.36 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟก่อนทำการควบคุม



รูปที่ 6.37 ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟหลังทำการควบคุม

บทที่ 7

สรุปผลการทดสอบ และ ข้อเสนอแนะ

เนื้อหาในส่วนที่หนึ่งของบทนี้ จะกล่าวถึงข้อสรุปของผลการทดสอบที่ได้นำเสนอไว้ในบทที่ 6 และในส่วนที่สอง จะกล่าวถึงข้อเสนอแนะสำหรับการทดสอบในส่วนที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้ทำการพิจารณา

7.1 สรุปผลการทดสอบ

สำหรับเนื้อหาในส่วนที่หนึ่งนั้น จะถูกแบ่งออกได้ทั้งหมด 6 หัวข้อ ดังต่อไปนี้

- (1) การสรุปผลการทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส
- (2) การสรุปผลการทดสอบการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (3) การสรุปผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (4) การสรุปผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (5) การสรุปผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi_i(P)$ ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (6) การทดสอบการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระยะเวลา 1 วัน

รายละเอียดของหัวข้อการสรุปผลการทดสอบ สามารถแจกแจงในแต่ละหัวข้อได้ ดังนี้

7.1.1 การสรุปผลการทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ IEEE 34 บัส

ผลการทดสอบของผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบ IEEE 34 บัส ณ สภาวะของความถี่การใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามีค่าน้อยสุด จะเห็นได้ว่าระดับแรงดันไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อมีค่าน้อยกว่าหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ ทั้งนี้ เนื่องมาจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้เข้าสู่ระบบทดสอบ

นั่นเอง ซึ่งหากมีการจ่ายในปริมาณที่มากเกินไป อาจส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าเกินกว่าช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด ดังนั้น จากการทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จึงสรุปได้ว่าการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น สามารถทำให้เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าได้ อันเนื่องมาจากการทำงานที่ไม่เหมาะสมของการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งอาจต้องมีวิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยวิธีการรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟและ/หรือการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงเพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้

7.1.2 การสรุปผลการทดสอบการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการทดสอบการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟสำหรับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะเห็นได้ว่าด้วยวิธีการโปรแกรมเชิงกำลังสองแบบถ่วงน้ำหนัก หากสามารถทำการค้นหาค่าถ่วงน้ำหนักสำหรับการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟได้อย่างเหมาะสมกับปัญหาที่นำมาวิเคราะห์ได้ จะสามารถคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟได้ ซึ่งในกรณีของการทดสอบผ่านระบบทดสอบ IEEE 34 บัสนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องถูกทำการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงลง พร้อมทั้งอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพด้วยการรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผลจากการคำนวณนี้ จะถูกตั้งค่าเป็นการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในรูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อได้

7.1.3 การสรุปผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ Q(P) ของอินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ ด้วยการตั้งค่าการทำงานตามผลการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟ จะสามารถทำให้ฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อในระบบทดสอบ IEEE 34 บัสหลังทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนดได้ ซึ่งในการทดสอบนี้ได้มีความตั้งใจที่จะทำให้

ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุม มีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ เพื่อที่จะทำให้การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟนั้นมีค่าน้อยสุด จึงทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสมีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติด้วย

7.1.4 การสรุปผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ของ อินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์

ตามผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ ในอินเวอร์เตอร์ การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยวิธีการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ สามารถทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อในระบบทดสอบอยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนดได้ เช่นเดียวกันกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ และด้วยการเจาะจงของการควบคุมที่จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าหลังทำการควบคุมนั้นมีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ เพื่อที่จะทำให้การลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟนั้นมีค่าน้อยสุดนั้น จึงทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสมีค่าเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติด้วยเช่นกัน อย่างไรก็ตาม การเข้าใกล้ร้อยละ 105 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติด้วยวิธีการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ นี้จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ไม่ตีเท่ากับการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เนื่องจากลักษณะการทำงาน จะขึ้นอยู่กับค่าพารามิเตอร์ที่เหมาะสมของฟังก์ชันด้วยนั่นเอง

7.1.5 การสรุปผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ของ อินเวอร์เตอร์เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์

ตามผลการทดสอบการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $\cos\phi(P)$ ในอินเวอร์เตอร์ การทดสอบการทำงานของฟังก์ชันนี้ จะมีประสิทธิภาพในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเทียบเท่ากับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เนื่องจากเป็นฟังก์ชันที่แสดงถึงการรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟตามการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ อย่างไรก็ตาม ความสัมพันธ์ระหว่างค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า กับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่ได้แปรผันแบบเชิงเส้น ดังแสดงสมการความสัมพันธ์ $Q(t) = -P(t)\tan\{\cos^{-1}(pf)\}$ จึงทำให้ช่วงการควบคุมแบบเชิงเส้นด้วยฟังก์ชันทั้งสอง (ตั้งแต่ค่าร้อยละ 50 ของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ถึงค่าเหมาะสมของการจ่ายกำลังไฟฟ้า) นั้นมี

ความแตกต่างกันในเชิงปริมาณของการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์

7.1.6 การทดสอบการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระยะเวลา 1 วัน

ผลการทดสอบการควบคุมผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระยะเวลา 1 วัน ได้ทำการพิจารณาช่วงระยะเวลาตั้งแต่ 10:00 น. ถึง 15:00 น. เนื่องจากช่วงระยะเวลานี้ การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า อีกทั้งยังได้ทำการวิเคราะห์การทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(P)$ เท่านั้น เนื่องจากการทำงานของฟังก์ชันนี้มีประสิทธิภาพมากที่สุดเมื่อเทียบกับฟังก์ชันคุณลักษณะ $Q(U)$ และ $\cos\phi(P)$ ซึ่งจากผลการทดสอบ ฟังก์ชันนี้สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งบัสเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ให้อยู่ในช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนดได้ ด้วยการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบทดสอบด้วยปริมาณที่น้อยที่สุด ซึ่งจะเป็นการช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

7.2 ข้อเสนอแนะ

การทดสอบที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นการทดสอบเพื่อให้เห็นลักษณะของการทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลาง (Central Control) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Local Control) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งจะมีบางสิ่งที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้ทำการพิจารณา ซึ่งจะเป็นสิ่งที่ต้องดำเนินการต่อไปเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ถึงที่สุด โดยจะแสดงในรูปแบบของข้อเสนอแนะต่อไปนี้

- (1) ควรมีการเก็บและรวบรวมข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จากภาคเอกชน ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งระดับแรงดันต่ำ แรงดันปานกลาง และแรงดันสูงของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพื่อนำมาใช้ในการทดสอบต่อไป
- (2) ควรมีการทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าทั้งก่อนและหลังทำการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยช่วงระยะเวลาที่ใช้ในการพิจารณาจะแบ่งออกเป็น 1 เดือน และ 1 ปี

- (3) ควรมีการวิเคราะห์รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้าและการตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชันคุณลักษณะในอินเวอร์เตอร์ให้มีความเหมาะสมต่อผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้น
- (4) ควรมีการพิจารณาระยะเวลาที่ใช้ของการทำงานร่วมกันระหว่างการควบคุมจากส่วนกลางของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์
- (5) ควรมีการพิจารณาการทำงานร่วมกันระหว่างอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เช่น หม้อแปลงไฟฟ้าที่ปรับแก้ได้ เครื่องคุมค่าแรงดันไฟฟ้า และ ตัวเก็บประจุ เป็นต้น สำหรับเพิ่มประสิทธิภาพในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มากยิ่งขึ้น
- (6) ควรมีการพิจารณาความไม่แน่นอนของทั้งการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้จากการประมาณค่า เพื่อที่กระบวนการคำนวณค่าเหมาะสมที่สุดของการลดทอนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจะได้มีความเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้นต่อการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- (7) ควรมีการพิจารณาความเหมาะสมระหว่างขนาดของอินเวอร์เตอร์ (กิโลวัตต์-แอมแปร์) และขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (กิโลวัตต์) ในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- (8) ควรมีการพิจารณาระยะเวลาที่เหมาะสมในการส่งการตั้งค่าการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ เพื่อป้องกันเหตุการณ์ที่เกิดการแกว่งแบบฉับพลันของค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ซึ่งอาจเป็นผลทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้ามีค่ามากกว่าช่วงมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนดได้

รายการอ้างอิง

- [1] กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579. 2558: กรุงเทพมหานคร.
- [2] กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579. 2558: กรุงเทพมหานคร.
- [3] การไฟฟ้านครหลวง, (แบบร่าง) ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558. 2558: กรุงเทพมหานคร.
- [4] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, (แบบร่าง) ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559. 2559: กรุงเทพมหานคร.
- [5] การไฟฟ้านครหลวง, ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. 2551: กรุงเทพมหานคร.
- [6] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. 2551: กรุงเทพมหานคร.
- [7] การไฟฟ้านครหลวง, การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) พ.ศ. 2558. 2558: กรุงเทพมหานคร.
- [8] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) พ.ศ. 2558. 2558: กรุงเทพมหานคร.
- [9] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานสถานการณ์การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย พ.ศ. 2555 - 2556. 2555: กรุงเทพมหานคร.
- [10] ABB. *PVS800-57 central inverters*. Available from: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/central/pvs800-57>.
- [11] ABB. *PVI-3.0/3.6/4.2 (Europe & APAC)*. Available from: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/pvi-3-0kw-3-6kw-4-2kw>.
- [12] ABB. *PVI-10.0/12.5* Available from: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/three-phase/pvi-10-0kw-12-5kw>.

- [13] ABB. *Firmware manual PVS800 central inverters*. Available from: https://library.e.abb.com/public/b77a70b7cbdc5df7c1257b94002ba97f/EN_PV_S800_FW_manual_C_A4_Update_notice.pdf.
- [14] ELECTRIC, S. *Conext TL (8-10) Three-Phase Inverters*. Available from: <http://solar.schneider-electric.com/product/conext-tl/>.
- [15] ELECTRIC, S. *Conext TL (15-20) Grid-Tie Solar Inverters*. Available from: <http://solar.schneider-electric.com/product/conext-tl-15-20-kw/>.
- [16] KACO. *Powador 48.0 - 72.0 TL3 Park*. Available from: <http://kaco-newenergy.com/products/solar-pv-inverters/utility-scale-pv-systems/powador-40-60-kva/>.
- [17] SMA. *SUNNY CENTRAL 800CP XT / 850CP XT / 900CP XT*. Available from: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-central-800cp-xt-850cp-xt-900cp-xt.html>.
- [18] SMA. *The Universally Applicable Sunny Boy*. Available from: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-boy-3000tl-3600tl-4000tl-5000tl-with-reactive-power-control.html>.
- [19] SMA. *SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL*. Available from: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-tripower-20000tl-25000tl.html>.
- [20] SMA. *Technical Information: Sunny Central Communication Controller*. Available from: <http://files.sma.de/dl/18417/SC-COM-TI-en-13.pdf>.
- [21] SMA. *Device for Power Control of PV Plants: POWER REDUCER BOX*. Available from: <http://files.sma.de/dl/7483/REDUCERBOX-BA-en-16.pdf>.
- [22] SMA. *Power Plant Controller*. Available from: <http://files.sma.de/dl/2485/PPC-AEN131810W.pdf>.
- [23] SMA. *User Manual SUNNY CENTRAL 500CP XT/630CP XT/720CP XT/760CP XT/800CP XT/850CP XT/900CP XT/1000CP XT*. Available from: <http://files.sma.de/dl/18857/SCCPXT-BA-E7-en-55.pdf>.
- [24] SMA. *Central Inverter Planning of a PV Generator Planning Guidelines*. 2013; Available from: <http://files.sma.de/dl/1354/DC-PL-en-11.pdf>.
- [25] SUNGROW. *SG500/630MX*. Available from: <http://en.sungrowpower.com/index.php/products/central-inverter/2-2-sg500-630mx>.

- [26] V. Calderaro, G.C., V. Galdi and A. Piccolo, *Reactive Power Control for Improving Voltage Profiles: A Comparison Between Two Decentralized Approaches*. Electric Power Systems Research, 2012. 83: p. 247 - 254.
- [27] S. Ghosh, S.R., M. Pipattanasomporn, *Local Distribution Voltage Control by Reactive Power Injection from PV Inverters Enhanced with Active Power Curtailment*, in *PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014 IEEE*. 2014: National Harbor, MD. p. 1 - 5.
- [28] O. Phochai, W.O., J. Mitra, *Voltage Control Strategies for Grid-Connected Solar PV Systems*, in *Green Energy for Sustainable Development (ICUE), 2014 International Conference and Utility Exhibition on*. 2014: Pattaya. p. 1 - 7.
- [29] A. Samadi, E.S., L.Soder, *Optimal Coordination of Q(P) Characteristics for PV Systems in Distribution Grids for Minimizing Reactive Power Consumption*, in *AORC Technical meeting 2014*. 2014: Electric Power System, KTH Royal Institute of Technology, Sweden.
- [30] L. Collins, J.K.W., *Real and Reactive Power Control of Distributed PV Inverters for Overvoltage Prevention and Increased Renewable Generation Hosting Capacity*. Renewable Energy, 2015. 81: p. 464 - 471.
- [31] M.Z. Degefa, M.L., R.J. Millar, A. Alahäivälä and E. Saarijärvi, *Optimal Voltage Control Strategies for Day-Ahead Active Distribution Network Operation*. Electric Power Systems Research, 2015. 127: p. 41 - 52.
- [32] G. Yang, F.M., M. Juamperez, S.B. Kjaer, S. Hashemi, J. Ostergaard, H.H. Ipsen and K.H.B. Frederiksen, *Voltage Rise Mitigation for Solar PV Integration at LV Grids*. J. Mod. Power Syst. Clean Energy, 2015.
- [33] M. Oshiro, K.T., T. Senjyu, S. Toma, A. Yona, A.Y. Saber, T. Funabashi and C-H Kim, *Optimal Voltage Control in Distribution Systems Using PV Generators*. Electrical Power and Energy Systems, 2011. 33: p. 485 - 492.
- [34] O. Homaei, A.Z., S. Jadid, *Online Voltage Control Approach in Smart Distribution System with Renewable Distributed Generation*, in *Smart Grids (ICSG), 2012 2nd Iranian Conference on*. 2012, IEEE: Tehran. p. 1 - 6.
- [35] IEA, *High Penetration of PV in Local Distribution Grids*. 2014.

- [36] BDEW, *Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network*. 2008: Germany.
- [37] CEI, *Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Consumers to the HV and MV Electrical Networks of Distribution Company*. 2014: Italy.
- [38] CEI, *Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Users to the LV Electrical Utilities*. 2014: Italy.
- [39] CIGRE, *The Electric Power System*. Italy.
- [40] JESC, *Grid-interconnection Code : JEAC 9701-2012*. 2012: Japan.
- [41] M. Braun, G.A., and H. Laukamp., *Plugging into the Zeitgeist*. 2009: Germany.
- [42] NREL, *Existing Interconnection Requirements : 1547 Interconnection Standards Update*. 2012: USA.
- [43] T. Beach, A.K., and V. Rao., *Advanced Inverters for Distributed PV : Latent Opportunities for Localized Reactive Power Compensation*. Germany.
- [44] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I., *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000: USA.
- [45] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I., *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003, IEEE: USA.
- [46] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I., *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Amendment 1*. 2014: USA.
- [47] VDE, *Power Generation Systems Connected to the Low-Voltage Distribution Network*. 2011: Germany.
- [48] IEA, *Trends 2015 in Photovoltaic Applications*. 2015. p. 60.
- [49] QTech. *DNP3 Configuration / Interoperability Guide for the DATRAN XL4 DNP3 RTU* 2012; Available from: <http://www.qtech.co.nz/site/qtechdata/files/Technical%20Manuals%20etc/DATRAN%20XL4%20DNP3%20RTU%20-%20Device%20Profile%20v1.pdf>.
- [50] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, *PEA Smart Grid and RE*. 2558: กรุงเทพมหานคร.

- [51] การไฟฟ้านครหลวง, รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวง. 2558.
- [52] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่มีผลทดสอบเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2558: กรุงเทพมหานคร.
- [53] Technology, I. *2013 PV Inverter Supplier Rankings: Asian Suppliers Tighten Grip as European Leadership Weakens*. 2014; Available from: <https://technology.ihs.com/496723/2013-pv-inverter-supplier-rankings-asian-suppliers-tighten-grip-as-european-leadership-weakens>.
- [54] Remus Teodorescu, M.L., Pedro Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 2011. 407.
- [55] มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. การพัฒนาอินเวอร์เตอร์ชนิดแหล่งจ่ายแรงดันเฟสเดียว สำหรับระบบโฟโตโวลตาอิกเชื่อมต่อกกริด. 2558; Available from: <http://researchcommunity.cmu.ac.th/ci/article/id/92>.
- [56] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I., *Time in the Sun*. 2013: Germany.
- [57] S. Weckx, C.G., and J. Driesen., *Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters*. IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, 2014. 5(3): p. 776 - 784.
- [58] NREL, *NREL/SCE High Penetration PV Integration Project : FY13 Annual Report*. 2014.
- [59] PES, I. *Distribution Test Feeders*. 1992; Available from: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>.
- [60] NREL, *High-Penetration PV Integration Distribution System Modeling Challenges*. 2012.
- [61] J.O. Owuor, J.L.M., and A.A. Jimoh., *THE IEEE 34 NODE RADIAL TEST FEEDER AS A SIMULATION TESTBENCH FOR DISTRIBUTED GENERATION*, in *IEEE Africon 2011*. 2011: The Falls Resort and Conference Centre, Livingstone, Zambia.
- [62] K. Balamurugan, D.S., and T. Reindl., *Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems*. Energy Procedia, 2012. 25: p. 93 - 100.
- [63] NREL, *Updating Interconnection Screens for PV System Integration*. 2012: USA.

- [64] NREL, *Beta Test Plan for Advanced Inverters Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2014.
- [65] ห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง, ข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์. 2557: ตึก 4 อาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- [66] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. 2557; Available from: <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/>.





ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายภคเนตร อังอภิวัชรชวาล เกิดเมื่อวันที่ 20 มิถุนายน พ.ศ. 2534 ที่จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2556 และ ได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะ วิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2557

ในระหว่างการศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต นายภคเนตร อังอภิวัชร ชวาล ได้มีโอกาสในการทำหน้าที่เป็นผู้ช่วยนักวิจัยห้องปฏิบัติการไฟฟ้ากำลัง (Power System Research Laboratory : PSRL) ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย ในโครงการวิจัยต่างๆ ได้แก่ (1) โครงการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบจากระบบผลิต ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Photovoltaic) และการกำหนดมาตรการรองรับ ของการไฟฟ้า นครหลวง (กฟน.) และ (2) โครงการศึกษาวิเคราะห์ความสำเร็จของโครงการนำร่องการส่งเสริม ติดตั้งโซลาร์รูฟเสรี ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

นอกจากนี้ งานวิจัยจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังได้รับการตีพิมพ์ในการประชุมวิชาการ PEA ปี 2558 “เทคโนโลยีกับการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต” ในวันที่ 27 พฤศจิกายน พ.ศ. 2558 ณ ศูนย์ประชุมวายุภักษ์ ศูนย์ราชการเฉลิมพระเกียรติ แจ้งวัฒนะ จัดทำขึ้นโดยการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEACON2015)