

**ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง
บนหลังคาต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**
Impact of Solar PV Rooftop to Equipment and Distribution System of PEA

นายถนอมพล เกษโกมล

นายพิธิวัตร พระสุพรรณ

นายณัฐกุล เมฆอรุณ

โครงการนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ประยุกต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

ปีการศึกษา 2557

56EE205

**ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง
บนหลังคาต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
Impact of Solar PV Rooftop to Equipment and Distribution System of PEA**

นายถนอมพล เกษโกมล

นายพิริวัตร พระสุพรรณ

นายณัฐกุล เมฆอรุณ

โครงการนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ประยุกต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

ปีการศึกษา 2557

57EE205

หัวข้อโครงการ ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงาน
แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและ
ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

นักศึกษา นายถนอมพล เกษโกมล
นายพิธิวัตร พระสุพรรณ
นายณัฐกุล เมฆอรุณ

อาจารย์ที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์.ดร.สำเร็จ อินท่าไม้

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ดร.ภรชัช จูอนุวัฒน์กุล

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม อนุมัติให้นับโครงการ
ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

.....หัวหน้าภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
(ดร.ภรชัช จูอนุวัฒน์กุล) และอิเล็กทรอนิกส์ประยุกต์

.....อาจารย์ที่ปรึกษา

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์.ดร.สำเร็จ อินท่าไม้)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(ดร.ภรชัช จูอนุวัฒน์กุล)

(วันที่ เดือน พ.ศ.)

รหัสโครงการ 57EE205

ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทคัดย่อ (ABSTRACT)

โครงการนี้เป็นการศึกษาผลกระทบจากการเพิ่มระดับการผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาต่ออุปกรณ์ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยนำข้อมูลโหลดที่พิกัดของของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ DIGSILENT Power Factory เพื่อช่วยในการวิเคราะห์ระบบจำหน่าย และหาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในแต่ละช่วงเวลา เพื่อประเมินผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตกำลังไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ที่มีผลต่อแรงดันไฟฟ้าที่ไม่สมดุลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กระแสไฟฟ้าและค่าประกอบกำลังไฟฟ้า โดยที่ระบบยังรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในขอบเขตมาตรฐาน IEEE ที่แรงดันไฟฟ้าไม่เกิน $\pm 5\%$ และตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ว่าขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายแรงต่ำจะต้องไม่เกิน 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลง ซึ่งการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาพิจารณาออกเป็น 7 กรณี โดยผลลัพธ์ที่ได้ เมื่อทำการจำลองติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 3.12 กิโลวัตต์ จำนวน 54 หลัง แรงดันที่ได้มีค่าไม่เกินแรงดันมาตรฐานซึ่งมีค่าอยู่ที่ 1.029 p.u. และเมื่อทำการจำลองติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 5.1 กิโลวัตต์ จำนวน 54 หลัง แรงดันที่ได้มีค่าไม่เกินแรงดันมาตรฐานซึ่งมีค่าอยู่ที่ 1.05 p.u. ในกรณีที่การไฟฟ้ามีข้อกำหนดที่ว่าขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายแรงต่ำจะต้องไม่เกิน 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลง ทั้งนี้ได้ทำการจำลองการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 3.12 กิโลวัตต์ จำนวน 12 หลัง แรงดันที่ได้มีค่าไม่เกินแรงดันมาตรฐานซึ่งมีค่าอยู่ที่ 1.0 p.u. ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กิตติกรรมประกาศ

ผู้จัดทำโครงการขอขอบพระคุณ ผศ.ดร.สำเริง อินท่าไม้ และ ดร.ภรชัช จูณวัฒน์กุล อาจารย์ที่ปรึกษาที่ให้คำแนะนำและชี้แนะกระบวนการทางคิดอย่างเป็นลำดับขั้นตอน รวมถึงวิธีการแก้ไขปัญหา ตลอดจนอาจารย์ในภาควิชาที่ประสิทธิประสาทความรู้ให้กับผู้จัดทำในครั้งนี้และผู้จัดทำรู้สึกซาบซึ้งต่อความกรุณาเป็นอย่างยิ่ง

ขอขอบพระคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้ความรู้และข้อมูลในการวิเคราะห์การจัดทำโครงการถ้าปราศจากท่านโครงการนี้ก็คงไม่สำเร็จล่วงไปได้

คุณความดีอันใดที่เกิดขึ้นจากโครงการฉบับนี้ผู้จัดทำขออุทิศให้ บิดา มารดา และบูรพคณาจารย์ สืบต่อไป

คณะผู้จัดทำ

2557

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	ก
กิตติกรรมประกาศ	ข
สารบัญ	ค
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ช
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 วัตถุประสงค์ของโครงการ	1
1.2 ขอบเขตของโครงการ	2
1.3 ประโยชน์ของโครงการ	2
1.4 วิธีดำเนินการ	3
1.5 แผนการดำเนินงาน	4
1.6 งบประมาณ	4
1.7 ทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	5
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	
2.1 เซลล์แสงอาทิตย์หรือ โซลาร์เซลล์	6
2.2 อินเวอร์เตอร์	13
2.3 ลักษณะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	15
2.4 การหาค่าพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์	18
2.5 ความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวัน	22
2.6 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า	23
2.7 อุปกรณ์และมาตรฐานในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	29
2.8 จากการศึกษาทดลองเก็บค่าในพื้นที่ตัวอย่าง	31

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
บทที่ 3 การเลือกใช้อุปกรณ์และวิธีการดำเนินงาน	32
3.1 อุปกรณ์ที่ใช้	32
3.2 ศึกษาบทความทางวิชาการที่เกี่ยวข้องกับปริญญานิพนธ์	32
3.3 ศึกษาพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงดันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	33
3.4 ลักษณะกำลังไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	35
3.5 ศึกษาการใช้โปรแกรม DIgSILENT	36
3.6 การทดสอบระบบจำลองเพื่อหาขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่ไม่เกินมาตรฐานที่กำหนด	40
3.7 กรณีที่ทำการศึกษา	40
บทที่ 4 การทดลองและผลการทดลอง	44
4.1 กรณีที่ 1 โหลดบ้านในแบบจำลองยังไม่มีติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	44
4.2 กรณีที่ 2 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 12 หลัง	52
4.3 กรณีที่ 3 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 24 หลัง	59
4.4 กรณีที่ 4 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 36	66
4.5 กรณีที่ 5 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 54 หลัง	73
4.6 กรณีที่ 6 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 5.1 kW จำนวน 54 หลัง	80
4.7 กรณีที่ 7 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 10 kW จำนวน 54 หลัง	87
4.8 ผลการทดลอง	93

บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ	94
5.1 สรุปผล	94
5.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางการแก้ไข	96
เอกสารอ้างอิง	97

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1.1 แสดงแผนการดำเนินงาน	4
ตารางที่ 2.1 แสดงค่า Ideal factor	19
ตารางที่ 3.1 แสดงรายละเอียดค่าพารามิเตอร์ของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	38
ตารางที่ 3.2 แสดงรายละเอียดค่าพารามิเตอร์ของโหลด	39
ตารางที่ 4.1 แสดงค่าพารามิเตอร์ก่อนทำการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	93
ตารางที่ 4.2 แสดงค่าพารามิเตอร์หลังทำการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	93

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 1.1 วิธีการดำเนินงาน	3
ภาพที่ 2.1 เซลล์แสงอาทิตย์หรือ โซลาร์เซลล์	6
ภาพที่ 2.2 หลักการทำงานของ โซลาร์เซลล์	8
ภาพที่ 2.3 อะมอร์ฟัสซิลิคอนโซลาร์เซลล์	9
ภาพที่ 2.4 โมโนคริสตอลไลน์ซิลิคอนโซลาร์เซลล์	10
ภาพที่ 2.5 โพลีคริสตอลไลน์ซิลิคอนโซลาร์เซลล์	10
ภาพที่ 2.6 การแปรค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนโดยเฉลี่ยทั่วประเทศ	12
ภาพที่ 2.7 อินเวอร์เตอร์	13
ภาพที่ 2.8 ตัวอย่างไดอะแกรมระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบจำหน่ายแรงต่ำ	15
ภาพที่ 2.9 แสดงวงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์	19
ภาพที่ 2.10 แสดงกำลังไฟฟ้า	23
ภาพที่ 2.11 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า	24
ภาพที่ 3.1 แสดงถึงลักษณะบ้านพักที่ทำการทดลอง	33
ภาพที่ 3.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดที่อยู่อาศัยกับเวลาโดยที่ค่าโหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 1 p.u. ในช่วงเวลา 20.00น.-21.00น และค่าโหลดต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.13 p.u. ในช่วงเวลา 12.00น.-15.00น.	34
ภาพที่ 3.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาที่มีการเริ่มผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงตั้งแต่ 06.00น. ถึง 18.00น. และมีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.96 p.u. ตอน 12.00 น.	35
ภาพที่ 3.4 แบบจำลองหม้อแปลงกำลังและข้อมูลค่าพารามิเตอร์	36
ภาพที่ 3.5 แบบจำลองสายและข้อมูลค่าพารามิเตอร์	37
ภาพที่ 3.6 แบบจำลองเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์และข้อมูลค่าพารามิเตอร์	38
ภาพที่ 3.7 แบบจำลองของ โหลด	39
ภาพที่ 3.8 กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	40
ภาพที่ 3.9 กรณีที่ 2 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 12 หลัง	41

สารบัญภาพ(ต่อ)

	หน้า
ภาพที่ 3.10 กรณีที่ 3 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 24 หลัง	41
ภาพที่ 3.11 กรณีที่ 4 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 36 หลัง	42
ภาพที่ 3.12 กรณีที่ 5 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 54 หลัง	42
ภาพที่ 3.13 กรณีที่ 6 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 5.1 kW จำนวน 54 หลัง	43
ภาพที่ 3.14 กรณีที่ 7 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 10 kW จำนวน 54 หลัง	43
ภาพที่ 4.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ไม่มีติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่ 1	44
ภาพที่ 4.2 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะ เปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลด	45
ภาพที่ 4.3 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้า จะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลด	46
ภาพที่ 4.4 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึง ปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	47
ภาพที่ 4.5 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะ บอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	48
ภาพที่ 4.6 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา	49
ภาพที่ 4.7 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีที่ 1	50
ภาพที่ 4.8 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 2	51
ภาพที่ 4.9 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะ เปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบน หลังคาผลิตได้	52

สารบัญภาพ(ต่อ)

	หน้า
ภาพที่ 4.10 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	53
ภาพที่ 4.11 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	54
ภาพที่ 4.12 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	55
ภาพที่ 4.13 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา	56
ภาพที่ 4.14 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีที่ 2	57
ภาพที่ 4.15 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 3	58
ภาพที่ 4.16 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	59
ภาพที่ 4.17 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	60
ภาพที่ 4.18 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	61
ภาพที่ 4.19 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	62
ภาพที่ 4.20 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา	63
ภาพที่ 4.21 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีที่ 3	64
ภาพที่ 4.22 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 4	65

สารบัญภาพ(ต่อ)

	หน้า
ภาพที่ 4.23 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	66
ภาพที่ 4.24 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	67
ภาพที่ 4.25 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	68
ภาพที่ 4.26 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	69
ภาพที่ 4.27 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้ในช่วงเวลาที่โหลดใช้กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มเปลี่ยนแปลงในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ โหลดใช้	70
ภาพที่ 4.28 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีนี้ที่ 4	71
ภาพที่ 4.29 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีนี้ที่ 5	72
ภาพที่ 4.30 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	73
ภาพที่ 4.31 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	74
ภาพที่ 4.32 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	75

สารบัญภาพ(ต่อ)

	หน้า
ภาพที่ 4.33 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	76
ภาพที่ 4.34 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา	77
ภาพที่ 4.35 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีนี้ 5	78
ภาพที่ 4.36 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในกรณีนี้ 6	79
ภาพที่ 4.37 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	80
ภาพที่ 4.38 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	81
ภาพที่ 4.39 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	82
ภาพที่ 4.40 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	83
ภาพที่ 4.41 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา	84
ภาพที่ 4.42 แสดงลักษณะของหม้อแปลงในกรณีนี้ 6	85
ภาพที่ 4.43 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในกรณีนี้ 7	86
ภาพที่ 4.44 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	87
ภาพที่ 4.45 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	88

สารบัญภาพ(ต่อ)

	หน้า
ภาพที่ 4.46 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้	89
ภาพที่ 4.47 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ	90
ภาพที่ 4.48 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา	91
ภาพที่ 4.49 แสดงลักษณะของหม้อแปลงซึ่งในกรณีนี้ 7	92

บทที่ 1

บทนำ

ในปัจจุบันระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีความมั่นคงในระบบจำหน่าย แต่เนื่องด้วยนโยบายรัฐบาลสนับสนุนให้ประชาชนเข้ามามีบทบาทและร่วมลงทุนในการผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบของการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ซึ่งส่วนใหญ่มักต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในระบบจำหน่ายด้านแรงต่ำ 380/220 V. ผลจากการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีส่วนทำให้อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายและคุณภาพไฟฟ้ากำลัง (Power Quality) ในระบบมีแนวโน้มที่จะเปลี่ยนแปลงไปทั้งในทิศทางที่ดีขึ้นหรือแย่ลงกว่าเดิม

สำหรับการศึกษาและค้นคว้านี้จะมุ่งเน้นศึกษาผลกระทบทางด้านอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายและคุณภาพไฟฟ้ากำลัง ในรูปแบบที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อให้ทราบถึงเงื่อนไขและองค์ประกอบต่างๆที่ทำให้ผลกระทบดังกล่าวข้างต้นส่งผลอย่างไรต่ออุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้า โดยอาศัยการจำลองระบบไฟฟ้าในพื้นที่ตัวอย่างด้วยโปรแกรมวิเคราะห์ทางวิศวกรรมไฟฟ้า

1.1 วัตถุประสงค์ของโครงการ

1. เพื่อศึกษาระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)
2. เพื่อศึกษาค่าประกอบทางไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์
3. เพื่อศึกษาผลกระทบที่มีต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและคุณภาพทางไฟฟ้าเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4. เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบโดยรวมของอุปกรณ์ไฟฟ้าและคุณภาพทางไฟฟ้าโดยอาศัยการจำลองระบบไฟฟ้าในพื้นที่ตัวอย่างด้วยโปรแกรม DigSILENT

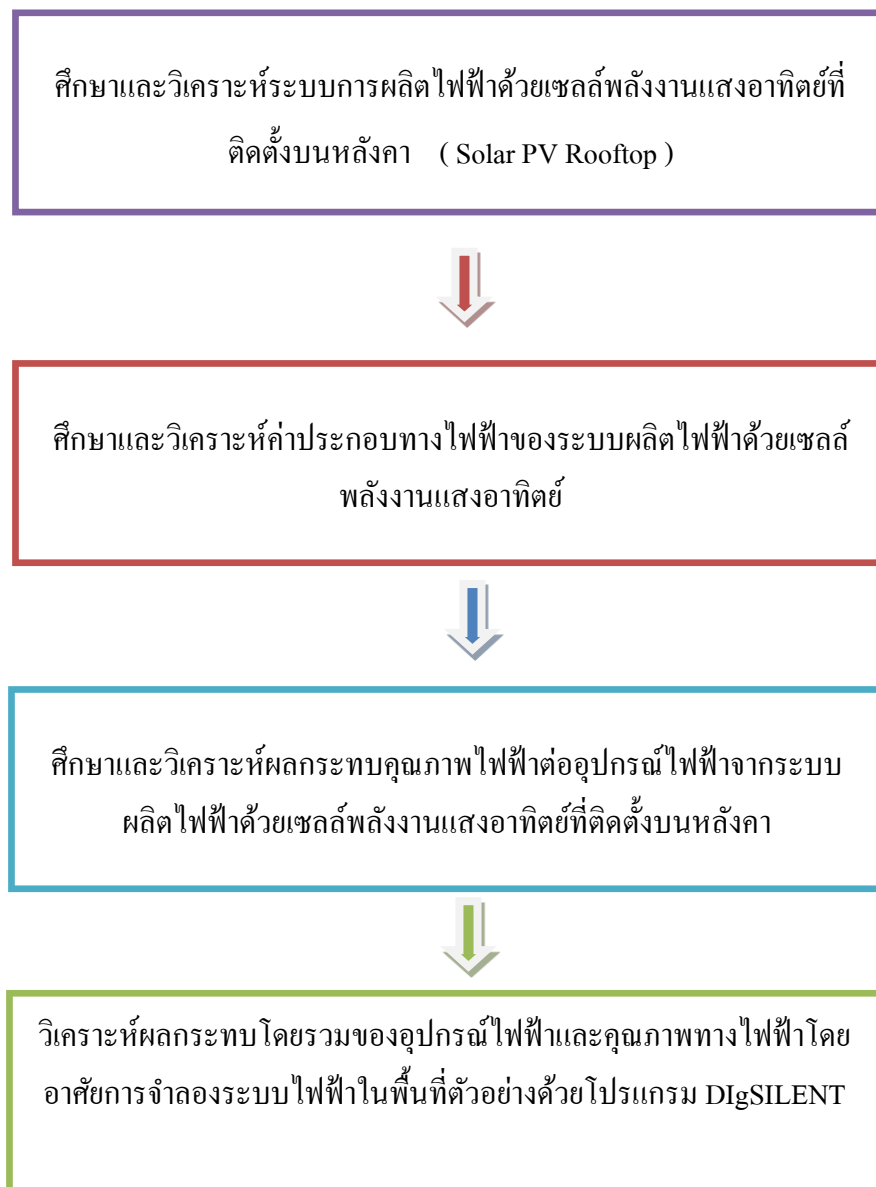
1.2 ขอบเขตของโครงการ

1. ศึกษาและวิเคราะห์ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)
2. ศึกษาและวิเคราะห์ค่าประกอบทางไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์
3. ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4. ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบโดยรวมของอุปกรณ์ไฟฟ้าและคุณภาพทางไฟฟ้าโดยอาศัยการจำลองระบบไฟฟ้าในพื้นที่ตัวอย่างด้วยโปรแกรม DigSILENT

1.3 ประโยชน์ของโครงการ

1. เพื่อเป็นแหล่งข้อมูลของค่าคุณภาพไฟฟ้ากำลัง(Power Quality) ของพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์
2. เพื่อทราบปัญหาและผลกระทบที่เกิดขึ้นต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและคุณภาพทางไฟฟ้าเมื่อนำระบบพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เข้ามาเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายด้านแรงต่ำ 380/220 V.ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
3. เพื่อสามารถหาแนวทางแก้ไขและป้องกันในกรณีส่งผลกระทบในด้านเสียหายแก่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.4 วิธีดำเนินการ



ภาพที่ 1.1 วิธีการดำเนินงาน

1.5 แผนการดำเนินงาน

ตารางที่ 1.1 แผนการดำเนินงาน

ลำดับ	รายละเอียด	EEG491					EEG492				
		ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
1.	ศึกษาและวิเคราะห์ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา	██████████									
2.	ศึกษาและวิเคราะห์ค่าประกอบทางไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา			██████████							
3.	ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบต่อคุณภาพต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา					██████████					
4.	ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบโดยรวมของอุปกรณ์ไฟฟ้าและคุณภาพทางไฟฟ้าโดยอาศัยการจำลองระบบไฟฟ้าในพื้นที่ตัวอย่างด้วยโปรแกรม DIgSILENT							██████████			

1.7 ทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

มีงานวิจัยมากมายที่ศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ เช่น

Humberto Jimenez [1] ได้ศึกษาผลกระทบทางด้านของค่าตัวประกอบทางไฟฟ้าของระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เมื่อต่อเข้ากับแหล่งจ่ายพลังงานโดยทำการวัดค่าและจดบันทึกโดยใช้เวลาในการศึกษาเป็นเวลา 18 เดือนผลจากการวัดค่าและจดบันทึกที่ได้มีค่า PF เข้าใกล้ 1 ซึ่งส่งผลให้ระบบมีแนวโน้มในทางที่ดี

Greg Shirek [2] ได้ศึกษาและบันทึกผลเกี่ยวกับค่าพลังงานของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ให้ค่าพลังงานแต่ละช่วงเวลาและความต้องการปริมาณทางไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ทั้งนี้รวมในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ห่างจากแหล่งกำเนิดในระยะทางที่ต่างกัน เพื่อเปรียบเทียบการสูญเสียทางไฟฟ้า ผลจากการทดลองสรุปได้ว่ามีความสูญเสียเกิดขึ้นในระบบจำหน่ายเนื่องจากระยะทางระหว่างแหล่งจ่ายและโหลดจากผู้ใช้ไฟฟ้า

Katsuki KAWAHARA[3] กล่าวถึงผลกระทบเนื่องจากการต่อระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับหลายๆจุดในระบบจำหน่ายเดียวกันทำให้เกิดความผันผวนของแรงดันซึ่งได้ทำการจดบันทึกค่าต่างๆแล้วนำมาเปรียบเทียบกับค่าเมื่อทำการปรับปรุงแล้ว จะพบว่าดีขึ้น

ReinaldoTonkoskiand LuizA. C. Lopes[4] เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แล้วจ่ายให้กับระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อถึงช่วงเวลานึงซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟน้อยทำให้แรงดันไฟฟ้าเกินกว่าความต้องการจึงเปรียบเสมือนกับแรงดันไฟฟ้าเกินและเป็นผลเสียต่อระบบ จึงต้องใช้ APC (Active Power Curtailment) เพื่อลดแรงดันไฟฟ้าเกิน

KalpendrasinhJadeja [5] กล่าวถึงผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายในส่วนของผลทางฮาร์มอนิก,ค่า PFของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย และผลของ PV ต่ออุปกรณ์ป้องกัน

Dr. Julio Romero Aguero [6] มีเทคโนโลยีที่สามารถทำให้การผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์มีการใช้ประโยชน์สูงสุด ลดการจ่ายกระแสและแรงดันในช่วงเวลาของความต้องการทางไฟฟ้าน้อยเพื่อนำไปจ่ายในช่วงเวลาที่มีความต้องการทางไฟฟ้าสูงและลดการเกิดเหตุการณ์แรงดันเกิน (Over Voltage)โดยวิธีการนำกระแสไฟฟ้าที่เกินจากความต้องการ ไปเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่เพื่อนำมาใช้ในช่วงเวลาที่มีความต้องการทางไฟฟ้าสูง

บทที่ 2

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 เซลล์แสงอาทิตย์หรือโซลาร์เซลล์

เซลล์แสงอาทิตย์(Photovoltaic cell) หรือ โซลาร์เซลล์ (Solar cell) เป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าซึ่งทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงหรือโฟตอนเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงโดยปรากฏการณ์โฟโตโวลตาอิก นั่นก็คือ คุณสมบัติของสารเช่น ค่าความต้านทาน แรงดันและกระแส จะเปลี่ยนไปเมื่อมีแสงตกกระทบโดยไม่ต้องอาศัยแหล่งจ่ายไฟภายนอกและเมื่อต่อโหลดให้จะทำให้เกิดกระแสไหลผ่านโหลดนั้นได้

คำว่า "Photovoltaic" มาจากภาษากรีก $\varphi\omega\varsigma$ (Phos) หมายถึง "แสง" และคำว่า "โวลต์" ซึ่งเป็นหน่วยของแรงดันไฟฟ้าว่าโวลต์มาจากนามสกุลของนักฟิสิกส์ชาวอิตาลีชื่ออเลสซาโดร Volta ซึ่งเป็นนักประดิษฐ์แบตเตอรี่ (เซลล์ไฟฟ้าเคมี) คำว่า "Photovoltaic" ถูกใช้ใน ภาษาอังกฤษตั้งแต่ปี 1849 โฟโตโวลตาอิกเป็นสาขาของเทคโนโลยีและการวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงสว่าง แม้ว่ามันมักจะถูกนำมาใช้เฉพาะเพื่ออ้างถึงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงแดดก็ตาม เซลล์นั้นๆสามารถถูกอธิบายว่าเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ได้ แม้ว่าแหล่งกำเนิดแสงไม่จำเป็นต้องเป็นดวงอาทิตย์ (เช่นแสงตะเกียงหรือไฟเทียน ฯลฯ) ในกรณีดังกล่าวเซลล์นั้นบางครั้งจะถูกใช้เป็นตัวตรวจจับแสง(Photodetector) ตัวตรวจจับแสงอินฟราเรดเพื่อตรวจจับแสงหรือรังสีแม่เหล็กไฟฟ้าอื่นๆที่อยู่ในทัศนวิสัย หรือใช้วัดความเข้มของแสง



ภาพที่ 2.1 เซลล์แสงอาทิตย์หรือ โซลาร์เซลล์

2.1.1 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นขบวนการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นกระแสไฟฟ้าได้โดยตรง โดยเมื่อแสงซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานกระทบกับสารกึ่งตัวนำ จะเกิดการถ่ายทอดพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า (อิเล็กตรอน) ขึ้นในสารกึ่งตัวนำ จึงสามารถต่อกระแสไฟฟ้าดังกล่าวไปใช้งานได้ต้องมีคุณสมบัติพื้นฐาน 3 อย่างดังนี้

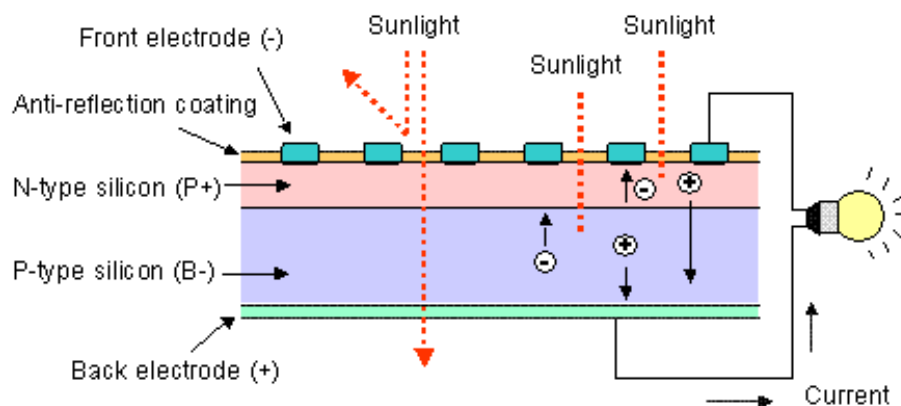
- การดูดซึมของแสงเพื่อสร้างคู่อิเล็กตรอน-โฮล หรือ เอ็กซิตอน อย่างไม่อย่างหนึ่ง
- การแยกต่างหากของตัวขนส่งประจุที่ต่างชนิดกัน
- การสกัดการแยกออกจากกันของตัวขนส่งเหล่านั้นออกไปยังวงจรภายนอก

ในทางตรงกันข้ามตัวสะสมความร้อนจากแสงอาทิตย์จะจ่ายความร้อนโดยการดูดซับแสงแดด เพื่อวัตถุประสงค์ในการให้ความร้อนโดยตรงหรือใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยอ้อมอย่างใดอย่างหนึ่งซึ่งมีหลักการการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

n - type ซิลิคอน ซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ คือสารกึ่งตัวนำที่ได้รับการโด๊ปปิ้งด้วยสารฟอสฟอรัสซึ่งมีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์ p - type ซิลิคอนคือสารกึ่งตัวนำที่ได้รับการโด๊ปปิ้งด้วยสาร โบรอนทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน (โฮล) เมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์

จะทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน เมื่อนำซิลิคอนทั้ง 2 ชนิดมาประกบต่อกันด้วย p - n junction จึงทำให้เกิดเป็น " โขลล่าเซลล์ " ในสถานะที่ยังไม่มีแสงแดด n - type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ ส่วนประกอบส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน แต่ก็ยังมีโฮลปะปนอยู่บ้างเล็กน้อยด้านหน้าของ n - type จะมีแถบ โลหะเรียกว่า Front Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วน p - type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหลังของเซลล์ โครงสร้างส่วนใหญ่เป็นโฮลแต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนบ้างเล็กน้อย ด้านหลังของ p - type ซิลิคอนจะมีแถบโลหะเรียกว่า Back Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโฮล เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและ โฮล

ทำให้เกิดการเคลื่อนไหวยังชั้น n - type และโฮลจะวิ่งไปยังชั้น p - type เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮลทำให้เกิดการเคลื่อนไหวยังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 หลักการทำงานของโซลาร์เซลล์

เมื่อพลังงานสูงพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้น n - type และโฮลจะวิ่งไปยังชั้น p-type อิเล็กตรอนวิ่งไปรวมกันที่ Front Electrode และโฮลวิ่งไปรวมกันที่ Back Electrode เมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front Electrode และ Back Electrode ให้ครบวงจร ก็จะเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้นเนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเพื่อจับคู่กัน ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้โซลาร์เซลล์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกันและมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่คือความเข้มของแสงและอุณหภูมิ

2.1.2 ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งออกตามชนิดของวัสดุที่ใช้ผลิตได้ 2 ชนิดคือกลุ่มที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน (Silicon) และกลุ่มที่ทำจากสารประกอบ ที่ไม่ใช่ซิลิคอน ซึ่งประเภทหลังนี้จะ เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25% ขึ้นไป แต่มีราคาสูงมากส่วนมากใช้งานสำหรับ ดาวเทียม แต่ปัจจุบันการพัฒนาขบวนการผลิตสมัยใหม่ทำให้แผงโซลาร์เซลล์ที่ทำจากสารประกอบมี ราคาถูกลงและมีแนวโน้มการมาใช้มากขึ้นในอนาคต

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน (Silicon) สามารถแบ่งย่อยตาม ลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้นได้ 2 ชนิด คือแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก แบบอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous-Silicon) และแบบเป็นรูปผลึก (Crystal)

เซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัสซิลิคอนจะเห็นทั่วไปในเครื่องคิดเลขพลังแสงอาทิตย์ ปัจจุบันมีการนำมาทำเป็นแผ่นฟิล์มบาง (Thin Film) มีประสิทธิภาพต่ำประมาณ 6-10%



ภาพที่ 2.3 อะมอร์ฟัสซิลิคอน โซลาร์เซลล์

เซลล์แสงอาทิตย์แบบที่เป็นรูปผลึก แบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ ชนิดโมโนซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon) และชนิดโพลีซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon)

เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนซิลิคอน จะเป็นชนิดผลึกเดี่ยวจะมีความบริสุทธิ์ของซิลิคอนสูงกว่าแบบโพลีทำให้เซลล์แสงอาทิตย์แบบโมโนนั้นมีราคามันแพงกว่าโพลี และมีประสิทธิภาพสูงถึงประมาณ 18% ปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนได้มีการปรับปรุงและพัฒนาโดยมีการสะท้อนของแสงอาทิตย์ภายในเซลล์ลดลง เพื่อให้แสงตกกระทบลงบนชั้น n ได้มากที่สุด ทำให้ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นถึง 25%



ภาพที่ 2.4 โมโนคริสตอลไลน์ซิลิคอนโซลาร์เซลล์

เซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีซิลิคอนจะมีความบริสุทธิ์ของซิลิคอนน้อยกว่า แบบโมโนซิลิคอนทำให้ประสิทธิภาพต่ำกว่าแบบโมโนซิลิคอน แต่ก็สูงกว่าอะมอร์ฟัสซิลิคอนโซลาร์เซลล์แบบโพลีซิลิคอนถ้าสังเกตที่แผ่นจะมีสีเงินๆ ผสมอยู่ด้วย เนื่องจากเป็นแร่อื่นๆ ที่ติดมาด้วย ประสิทธิภาพของโซลาร์เซลล์แบบโพลีซิลิคอนจะอยู่ที่ประมาณ 12-15%



ภาพที่ 2.5 โพลีคริสตอลไลน์ซิลิคอนโซลาร์เซลล์

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากสารประกอบ ที่เป็นสารกึ่งตัวนำชนิดอื่น ๆ ที่ไม่ใช่ซิลิคอนและนำมาโด๊ป(Dope)แบบ-หลายชั้น ตั้งแต่ Double Junction Triple Junction และ Multi Junction เช่น Ga, Td และอื่นๆแต่ที่นิยมกันในปัจจุบันนำมาใช้กับระบบรวมแสง หรือ Concentrated คือ GaAs หรือแกลเลียมอาเซไนด์ โซล่าเซลล์ชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูงถึง 35% และมีราคาสูงกว่าชนิดอื่น

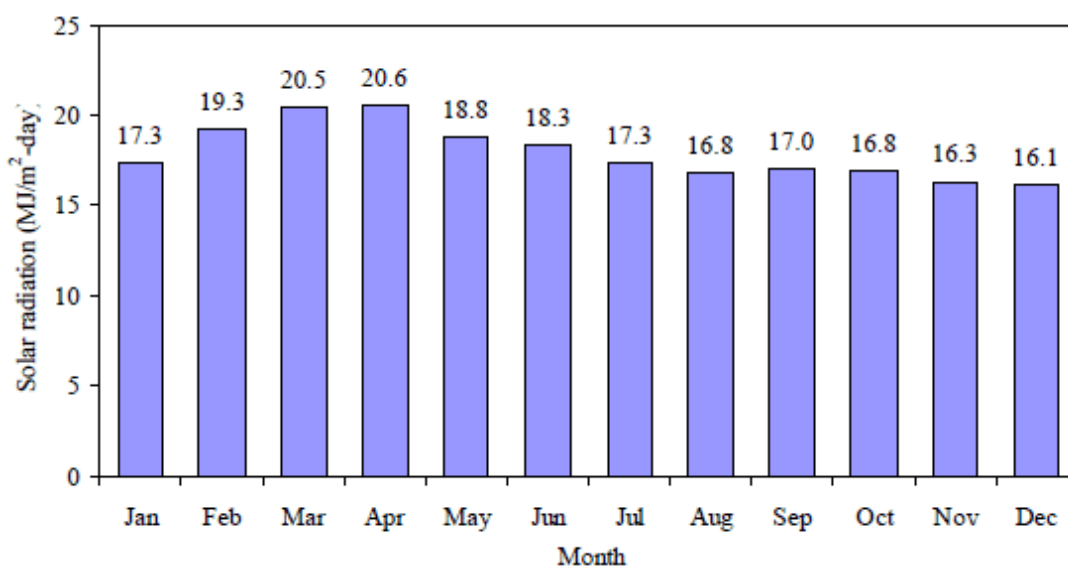
การทำเซลล์แสงอาทิตย์ ให้เป็นแผงก็เพื่อความสะดวกในการนำไปใช้งานด้านหน้าของแผงเซลล์ ประกอบด้วย แผ่นกระจกที่มีส่วนผสมของเหล็กดำซึ่งมีคุณสมบัติในการยอมให้แสงผ่านได้ดี และยังเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์อีกด้วย แผงเซลล์จะต้องมีการป้องกันความชื้นที่ดีมาก เพราะจะต้องอยู่กลางแจ้งเป็นเวลายาวนานในการประกอบจะต้องใช้วัสดุที่มีความคงทนและป้องกันความชื้นที่ดี เช่นซิลิโคนและ อีวีเอ (Ethylene Vinyl Acetate) เป็นต้นเพื่อเป็นการป้องกันแผ่นกระจกด้านบนของแผงเซลล์ จึงต้องมีการทำกรอบด้วยวัสดุที่มีความแข็งแรงแต่บางครั้งก็ไม่มี ความจำเป็นถ้ามีการเสริมความแข็งแรงของแผ่นกระจกให้เพียงพอซึ่งก็สามารถทดแทนการทำกรอบได้เช่นกันดังนั้นแผงเซลล์จึงมีลักษณะเป็นแผ่นเรียบ (Laminate) ซึ่งสะดวกในการติดตั้ง

2.1.3 อุณหภูมิที่มีผลกระทบต่อเซลล์แสงอาทิตย์

สภาพอากาศเย็นจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพสูงในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าและทำงานได้ดีกว่าในสภาวะที่อุณหภูมิสูงหรืออากาศร้อนสาเหตุคือ เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กลไกการทำงานบางอย่าง ไม่เอื้ออำนวยต่อการทำงานในสภาวะอากาศที่อุณหภูมิสูง สำหรับในฤดูหนาวซึ่งสภาพอากาศเย็น แต่เซลล์แสงอาทิตย์กลับสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้น้อยกว่าในฤดูร้อน ทั้งนี้เพราะช่วงเวลากลางวันสั้นกว่าดวงอาทิตย์ทำมุมต่ำกว่าและมีเมฆปกคลุมบังแสงอาทิตย์มากกว่าฤดูร้อน

2.1.4 ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์

โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับปริมาณรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น หรือที่เรียกว่า “ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์” (global radiation) มีหน่วยทางด้านพลังงานเป็น เมกกะจูลต่อตารางเมตร (MJ/m^2) โดยบริเวณที่ได้รับรังสีอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้สูง แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของค่าความเข้มรังสีอาทิตย์จะเป็นไปตามพื้นที่ มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลาในรอบวันและการเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาลในรอบปี กล่าวคือ ในพื้นที่หนึ่ง ๆ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นจากช่วงเช้ามืดถึงค่าสูงสุดในช่วงเวลาที่เที่ยงวัน และลดต่ำลงจนถึงช่วงเย็น ซึ่งเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของมวลอากาศ (Air Mass) ซึ่งรังสีอาทิตย์เคลื่อนที่ผ่านเข้ามายังพื้นผิวโลกและผลจากมุมตกกระทบของแสงอาทิตย์ ซึ่งเปลี่ยนแปลงตั้งแต่เช้ามืดถึงเย็นสำหรับการเปลี่ยนแปลงตามพื้นที่เป็นผลมาจากสภาพทางอุตุนิยมวิทยาโดยมีเมฆเป็นตัวแปรที่สำคัญ



ภาพที่ 2.6 การแปรค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือน โดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ

2.1.5 สภาพรรบกวนต่างๆ

การที่มีสิ่งสกปรกตกค้างบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่ว่าจะเป็น ฝุ่น, มูลนก, ใบไม้ หรือ ละอองของเขม่า เป็นต้น สิ่งสกปรกเหล่านี้จะบดบังแสงที่มาจากกระทบบนผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ลดลง ดังนั้น ถ้าพบว่ามีสิ่งสกปรกตกค้างอยู่บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ให้ใช้น้ำสะอาดล้างทำความสะอาด ห้ามใช้น้ำยาอื่นๆ ล้าง หรือใช้กระดาษทรายขัด ผิวหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เด็ดขาด ซึ่งการทำความสะอาดเช่นนี้ควรทำเป็นระยะๆ หรือเมื่อสังเกตเห็นว่ามีสิ่งสกปรกตกค้างบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 อินเวอร์เตอร์(Inverter) [5]

อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับตามขนาดที่เครื่องใช้ไฟฟ้าต้องการ จะมีอยู่ 3 ชนิดด้วยกัน คือ

1. แบบ Off – Grid Inverter เป็นเครื่องแปลงที่ใช้สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าใช้เองโดยไม่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าแปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายไฟให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้า
2. แบบ On – Grid Inverter เป็นเครื่องแปลงที่ใช้สำหรับระบบเชื่อมต่อสายส่งการไฟฟ้าโดยจะแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับแล้วจ่ายไฟเข้าสายส่งการไฟฟ้าโดยตรงไม่ต้องใช้แบตเตอรี่
3. แบบ On – Grid Inverter With Battery Backup เป็นเครื่องแปลงที่ใช้สำหรับระบบเชื่อมต่อสายส่งการไฟฟ้าและสามารถผลิตไฟเก็บไว้ในแบตเตอรี่ หากเกิดไฟตก ไฟเกินหรือไฟดับระบบสามารถนำไฟในแบตเตอรี่มาใช้งานได้ทันทีฉุกเฉิน



ภาพที่ 2.7 อินเวอร์เตอร์

2.2.1 หลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ (Inverter) จะแปลงไฟกระแสสลับ (AC) จากแหล่งจ่ายไฟทั่วไปที่มีแรงดันและความถี่คงที่ให้เป็นไฟกระแสตรง (DC) โดยวงจรคอนเวอร์เตอร์ (Converter Circuit) จากนั้นไฟกระแสตรงจะถูกแปลงเป็นไฟกระแสสลับที่สามารถปรับขนาดแรงดันและความถี่ได้โดยวงจรอินเวอร์เตอร์ (Inverter Circuit) วงจรทั้งสองนี้จะเป็นวงจรหลักที่ทำหน้าที่แปลงรูปคลื่น และผ่านพลังงานของอินเวอร์เตอร์โดยทั่วไปแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับมีรูปคลื่นไซน์ แต่เอาท์พุทของInverter จะมีรูปคลื่นแตกต่างจากรูปไซน์ นอกจากนั้นยังมีชุดวงจรควบคุม (Control Circuit) ทำหน้าที่ควบคุมการทำงานของวงจรคอนเวอร์เตอร์และวงจรอินเวอร์เตอร์

2.2.2 โครงสร้างภายในของอินเวอร์เตอร์

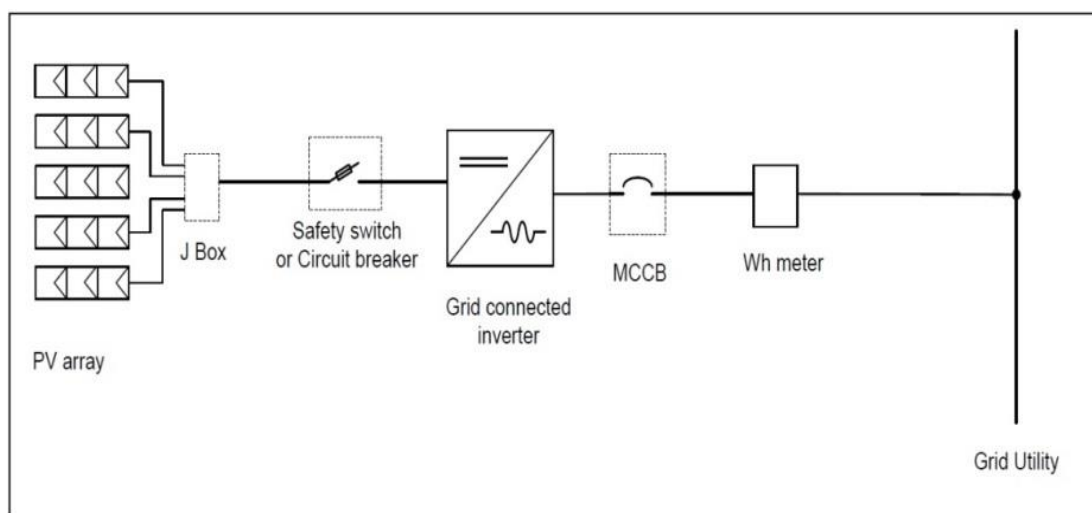
1. ชุดคอนเวอร์เตอร์ (Converter Circuit) ซึ่งทำหน้าที่ แปลงไฟสลับจากแหล่งจ่ายไฟ (AC, power -supply 50 Hz) ให้เป็นไฟตรง (DC Voltage)
- 2.ชุดอินเวอร์เตอร์ (Inverter Circuit) ซึ่งทำหน้าที่ แปลงไฟตรง (DC Voltage) ให้เป็นไฟสลับ (AC Voltage) ที่สามารถเปลี่ยนแปลงแรงดันและความถี่ได้
- 3.ชุดวงจรควบคุม (Control Circuit) ซึ่งทำหน้าที่ ควบคุมการทำงานของชุดคอนเวอร์เตอร์ และชุดอินเวอร์เตอร์

2.2.3 มาตรฐานของอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าชนิดต่อกับระบบจำหน่าย (Grid connected Inverter) มีรายละเอียดดังนี้

เป็นยี่ห้อและรุ่นที่ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน IEC 61727 Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface และมาตรฐาน IEC 62116 Test procedure of islanding - prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters หรือเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61727 และ IEC 62116 โดยมีรายงานผลการทดสอบแสดงประกอบมีคุณสมบัติเฉพาะทางไฟฟ้า (Electrical specification) เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 หรือระเบียบอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยให้มีรายงานผลการทดสอบคุณสมบัติดังกล่าว

2.3 ลักษณะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์[3]

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current) เมื่อได้รับแสงอาทิตย์และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าอุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าชนิดต่อเข้าระบบจำหน่าย(Grid Connected Inverter)เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current)ก่อนจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านเครื่องวัดพลังงานไฟฟ้า(Watt hour meter) และเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง



ภาพที่ 2.8 ตัวอย่างไดอะแกรมระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบจำหน่ายแรงต่ำ
(Grid Utility Grid connected)

2.3.1 รายละเอียดด้านเทคนิคของระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน

ลักษณะของหลังคาบ้านและตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถติดตั้งได้ทั้งบนหลังคาบ้านบนหลังโรงจอดรถและบนพื้นดินตำแหน่งที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต้องเป็นตำแหน่งที่สามารถรับแสงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งวันตลอดทั้งปี ต้องไม่มีสิ่งปลูกสร้างหรือสิ่งของอื่นใดมาบังแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวัน (เช่นต้นไม้สิ่งปลูกสร้างอื่นๆ ภูเขาเสาอากาศจานดาวเทียมฯลฯ) ไม่ควรเป็นสถานที่ที่มีฝุ่นหรือไอระเหยจจากน้ำมันมากเกินไปการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยที่ได้มาตรฐานโดยทั่วไปจะติดตั้งให้ด้านหน้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์หันไปทางทิศใต้และแผงเซลล์เอียงเป็นมุมประมาณ 10-15 องศากับพื้นโลกชนิดของหลังคาบ้านที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้มีทั้งชนิดหลังคาหน้าจั่วหลังคาลาดฟ้าพื้นคอนกรีตหลังคากระเบื้องหลังคามะทัลชีท หลังคาไม้แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีน้ำหนักประมาณ 15 กิโลกรัมต่อหนึ่งตารางเมตรดังนั้นจึงสามารถติดตั้งบนหลังคาบ้านทั่วไปได้ไม่มีปัญหากรณีติดตั้งบนหลังคาบ้านแบบหน้าจั่วควรติดตั้งบนหลังคาด้านที่หันไปทางทิศใต้จึงจะได้รับแสงอาทิตย์ได้ดีที่สุด

2.3.2 ลักษณะการทำงานของระบบ[6]

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอยู่บนหลังคาบ้าน (หรือบางกรณีสามารถติดตั้งบนพื้นดินบนหลังคาโรงจอดรถฯลฯ) ในเวลากลางวันแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ไฟฟ้ากระแสตรงนั้นจะไหลไปสู่เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Grid- Connected Type Inverter) ซึ่งติดตั้งอยู่ภายในบ้านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC, 220 โวลต์ความถี่ 50 เฮิร์ต) ไฟฟ้ากระแสสลับที่ผลิตได้จะไหลออกจากบ้านไปสู่มิเตอร์ขายไฟฟ้า (Kilowatt Meter Selling Meter) ที่ติดตั้งอยู่ที่เสาไฟฟ้าหน้าบ้านอย่างอัตโนมัติในเวลากลางวันเมื่อไม่มีแสงอาทิตย์จะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือถ้ามีก็น้อยมากจะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลออกมาจากเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าในขณะเดียวกันก็จะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนจากเสาไฟฟ้าเข้ามาสู่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้กระแสไฟฟ้าสลับของการไฟฟ้าจะหยุดค้างอยู่ที่เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าไม่สามารถไหลไปแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ต่อมาในวันรุ่งขึ้นเมื่อมีแสงอาทิตย์เพียงพอแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะเริ่มผลิตพลังงานไฟฟ้าอีกครั้งและระบบก็จะเริ่มทำงานเองโดยอัตโนมัติดังนั้นระบบนี้ได้รับการออกแบบโดยกำหนดให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่ถูกใช้เองภายในบ้าน

แต่ไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้จะไหลขึ้นไปสู่เสาไฟฟ้าหน้าบ้านกล่าวคือเป็นระบบที่มีวัตถุประสงค์เพื่อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับการไฟฟ้านั่นเอง

2.3.3 การตัดการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไฟฟ้าดับ

ในกรณีที่ไม่มีไฟฟ้าไหลจากเสาไฟฟ้าเข้ามาในบ้าน (กรณีไฟฟ้าดับ) เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะตัดการทำงานของตัวเองดังนั้นเมื่อไฟฟ้าของการไฟฟ้านั้นจะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลออกจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นไปสู่เสาไฟฟ้านั้นเจ้าของบ้านจะไม่สามารถขายไฟฟ้าได้ในขณะที่ไฟฟ้าดับและจะไม่สามารถนำไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์กลับมาใช้เองได้ในขณะที่ไฟฟ้ากำลังดับอยู่ทั้งหมดนี้ถือว่าเป็นวิธีการทำงานแบบมาตรฐานที่ทั่วโลกใช้กับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับระของการไฟฟ้านั้น

2.3.4 รายการวัสดุอุปกรณ์สำคัญที่ใช้ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน

รายการวัสดุอุปกรณ์มาตรฐาน	จำนวน
1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Modules)	1 ชุด
2. โครงโลหะยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับโครงหลังคาบ้าน (Aluminum or Galvanized Steel Support Structures)	1 ชุด
3. ชุดสายไฟฟ้ากระแสตรงพร้อมท่อร้อยสายไฟฟ้า (Cables, Conduits)	1 ชุด
4. ตู้ไฟฟ้ากระแสตรงบรรจุฟิวส์เบรกเกอร์ (DC Panel, Fuses, Blocking Diodes, Heat Sink)	1 ชุด
5. ตู้แปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter DC/AC)	1 ชุด
6. ชุดสายไฟฟ้ากระแสสลับพร้อมท่อร้อยสายไฟฟ้า (Cables, Conduits)	1 ชุด
7. ตู้ไฟฟ้ากระแสสลับบรรจุเบรกเกอร์ (AC Panel, Circuit Breakers)	1 ชุด
8. มิเตอร์ขายไฟฟ้า (kWh Selling Meter)	1 ชุด
9. ชุดสายดินและท่อร้อยสาย (Ground System, Conduits)	1 ชุด

รายการวัสดุอุปกรณ์เพิ่มเติมพิเศษตามความต้องการของลูกค้า	จำนวน
1. อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากระชากด้านกระแสตรง	1 ชุด
2. อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากระชากด้านกระแสสลับ	1 ชุด
3. อุปกรณ์เก็บข้อมูลอัตโนมัติพร้อมคอมพิวเตอร์,จอแสดงผลและปรี้นเตอร์	1 ชุด
4. อื่นๆ เช่น อุปกรณ์วัดอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์วัดความเข้มแสงอาทิตย์ ฯลฯ	1 ชุด

2.4 การหาค่าพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์

2.4.1 การหาค่าพลังงานของโซลาร์เซลล์

กระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (Photo current) เกิดจากแสงสว่างไปทำให้เซลล์แสงอาทิตย์สร้างประจุพาหะอิสระให้ไหลผ่านโหลดที่ต่ออยู่เป็นสัดส่วนตรงกับความเข้มแสงที่ตกกระทบบนรอยต่อ p – n Junction ซึ่งจะเขียนแทนด้วยไดโอดและแหล่งจ่ายกระแสในสมการที่แสดงถึงคุณลักษณะทางกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งจะเขียนอยู่ในรูปของฟังก์ชันเอ็กโปเนนเชียล (exponential equation)

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \frac{q(V + IR_s)}{N \cdot K \cdot T} - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

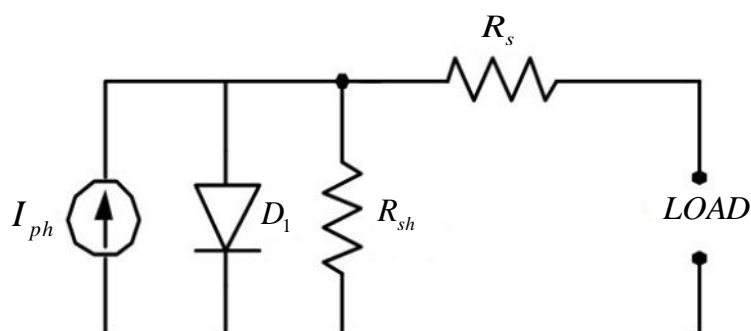
เมื่อ

I_{ph}	คือ กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากแสง ; A
I_s	คือ กระแสไบอัสอิมิตัวย้อนกลับของไดโอด ; A
q	คือ ประจุอิเล็กตรอนมีค่าเท่ากับ 1.602×10^{-19} ; C
N	คือ Ideal factor
K	คือ ค่าคงที่ของ Boltzman มีค่าเท่ากับ $1.3806504 \times 10^{-23}$ J/Kevin
T	คือ อุณหภูมิที่รอยต่อขณะทำงานของเซลล์ ; Kevin
V	คือ แรงดันที่ตกคร่อมไดโอด ; V
R_s	คือ ค่าความต้านทานอนุกรมของเซลล์ ; Ω
R_{sh}	คือ ค่าความต้านทานขนานของเซลล์ ; Ω

ค่า Ideal factor นั้นขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการผลิตโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ตามตารางที่ 1 และจากสมการสามารถเขียนเป็นวงจรมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังแสดงในภาพที่ 9

ตารางที่ 2.1 แสดงค่า Ideal factor

Technology	N	Technology	N
Si-mono	1.2	a-Si:H triple	5
Si-poly	1.3	CdTe	1.5
a-Si:H	1.8	CIS	1.5
a-Si:H tandem	3.3	AsGa	1.3



ภาพที่ 2.9 แสดงวงจรมูลของเซลล์แสงอาทิตย์

จากวงจรมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปที่ 1 จะเห็นว่ามี 5 ตัวแปรที่มีผลต่อกระแสและแรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์คือ I_s , N เป็นผลของไดโอด ,ค่า I_{ph} เป็นผลของแสงที่ตกกระทบและค่า R_s , R_{sh} เป็นค่าความต้านทานซึ่งถือเป็นการสูญเสียที่เซลล์แสงอาทิตย์

2.4.2 ผลกระทบจากระดับของแสงอาทิตย์[4]

ค่า I_{ph} เป็นกระแสที่สร้างขึ้นจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้แสงในการเปลี่ยนรูปพลังงาน ซึ่งค่ากระแสที่สร้างขึ้นเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มแสงและอุณหภูมิตามสมการ

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_I(T - T_{ref})] \lambda \quad (2.2)$$

เมื่อ

- I_{sc} คือ กระแสลัดวงจรของเซลล์ที่ 25 °C ; A
- K_I คือ สัมประสิทธิ์อุณหภูมิของกระแสลัดวงจร ; A/°C
- T_{ref} คือ อุณหภูมิอ้างอิงของเซลล์ ; Kelvin
- λ คือ ความเข้มแสง ; kW/m²

2.4.3 ผลกระทบของอุณหภูมิ

หากกำหนดให้ความเข้มแสงมีค่าคงที่จากสมการค่าอุณหภูมิมีผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรสัมพันธ์กับอุณหภูมิตั้งแต่อุณหภูมิยังมีผลกระทบต่อกระแสไบอัสอิ่มตัวย้อนกลับของไดโอดที่เรียกว่า Reverse saturation current of diode (I_s) ดังสมการที่ 2.1

$$I_s(t) = I_s \left[\frac{T}{T_{ref}} \right]^3 \exp \left[\left(\frac{T}{T_{ref}} - 1 \right) \frac{E_g}{N \cdot V_t} \right] \quad (2.3)$$

เมื่อ

- E_g คือ ค่าพลังงานระหว่างสารกึ่งตัวนำ;วัตต์ (W)
- V_t คือ แรงดันที่อุณหภูมิตั้ง ; โวลต์ (V)

2.4.4 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Module)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมดูลเป็นการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อแบบอนุกรมเพื่อเพิ่มแรงดันให้เหมาะสมกับพิกัดแรงดันของแบตเตอรี่คือ 12 V ส่วนการต่อแบบขนานจะเป็นการเพิ่มกระแสไฟฟ้าโดยแรงดันและกระแสของเซลล์จะแปรผันตามตัวแปรในสมการที่ (2.2) หากไม่คิดผลของ R_s และ R_{sh} จะได้สมการของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามสมการ

$$I = n_p \cdot I_{ph} - n_p \cdot I_s \left[\exp \frac{q \cdot v}{N \cdot K \cdot T \cdot n_s} - 1 \right] \quad (2.4)$$

เมื่อ

- n_p คือ จำนวนเซลล์ที่ต่อขนาน
 n_s คือ จำนวนเซลล์ที่ต่ออนุกรม

2.4.5 การหาค่าขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทำการหาได้จากสูตร

จากการที่ได้คำนวณโหลดที่ได้ใช้ในแต่ละวันแล้วจะต้องมีขนาดของโซลาร์เซลล์ที่เหมาะสมกับขนาดของโหลดที่ใช้ในครัวเรือนเพียงพอกับการใช้งาน

$$PV = \frac{P_{load}}{\frac{Q \cdot C \cdot H \cdot L}{S}} \quad (2.5)$$

เมื่อ

- PV คือ กำลังวัตต์ของโซลาร์เซลล์ (Watt)
 Q คือ ค่าพลังงานแสงที่ได้รับ/วัน (ประมาณ 4 kW-Hour/ Sq.m)
 C คือ ค่าความสูญเสียของเซลล์ (ประมาณ 0.8)
 H คือ ค่าความสูญเสียเชิงความร้อน (ประมาณ 0.85)
 I คือ ค่าประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ (ประมาณ 0.8-0.9)
 S คือ ค่าความเข้มของแสงบนโลก (ประมาณ 1 kW/Sq.m)

2.5 ความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวัน[2]

ผลการวัดความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ซึ่งรายงาน โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ในพ.ศ.2540 พบว่าค่าเฉลี่ยของค่าความเข้มแสงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวันของจังหวัดต่างๆในประเทศไทยสูงทุกจังหวัดมีค่าระหว่าง 4.5-5.5 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (4.5-5.5 kWh/sq.m./day) ในประเทศไทยเมื่อนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตากแดด

บางฤดูกาลผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากบางฤดูกาลผลิตพลังงานไฟฟ้าได้น้อยระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 3.5-4.5 หน่วยต่อกิโลวัตต์ต่อวัน (3.54.5kWh/kWp/day) ขึ้นกับฤดูกาลหรือ โดยเฉลี่ย 3.8-4.0 หน่วยต่อกิโลวัตต์ต่อวัน (3.8-4.0kWh/kWp/day)

กระแสไฟ (Current) จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสงหมายความว่าเมื่อความเข้มของแสงสูง กระแสที่ได้จากโซลาร์เซลล์ก็จะสูงขึ้นในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือ โวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนักความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐานคือความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่งปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลกซึ่งความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับ 100 mW ต่อ ตร.ซม. หรือ 1,000 W ต่อตร.เมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้าแสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศากับพื้นโลกความเข้มของแสง จะมีค่าเท่ากับประมาณ 75 mWต่อ ตร.ซม. หรือ 750 W.ต่อ ตร.เมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM2 กรณีของแผงโซลาร์เซลล์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

กระแสไฟ จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไปในขณะที่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุกๆ 1 องศาที่เพิ่มขึ้น จะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% และในกรณีของแผงโซลาร์เซลล์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียสเช่นกำหนดไว้ว่าแผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจเปิด (Open Circuit Voltage หรือ Voc) ที่ 21 V. ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียสก็จะหมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียสจะเท่ากับ 21 V. ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียสเช่น อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียสจะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% (0.5% x 5 องศาเซลเซียส) นั่นคือแรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ Voc จะลดลง 0.525 V (21 V x 2.5%) เหลือเพียง 20.475 V.(21V. - 0.525V.) สรุปได้ว่าเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นแรงดันไฟฟ้าก็จะลดลงซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

2.6 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า

การใช้งานเครื่องจักรกลไฟฟ้าย่อมเกิดกำลังไฟฟ้าขึ้นในขณะใช้งาน กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเป็นรูปแบบได้ดังนี้



ภาพที่ 2.10 แสดงกำลังไฟฟ้า

2.6.1 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power)

คือกำลังไฟฟ้าปรากฏขึ้นจริงในการจ่ายไฟฟ้าให้เครื่องกลไฟฟ้า ถือเป็น Input การจ่ายแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าตัวนี้จึงมีหน่วยเป็น โวลต์-แอมแปร์หรือกิโลโวลต์-แอมแปร์ (VA or kVA) มีตัวย่อคือ S

$$S = V \cdot I \quad (2.6)$$

2.6.2 กำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการทำงาน (Reactive Power)

คือกำลังไฟฟ้าที่เครื่องจักรกลไฟฟ้าใช้ในการทำงาน กำลังไฟฟ้าตัวนี้จึงมีหน่วยเป็น วาร์ หรือ กิโลวาร์ (VAR or kVAR) มีตัวย่อคือ Q

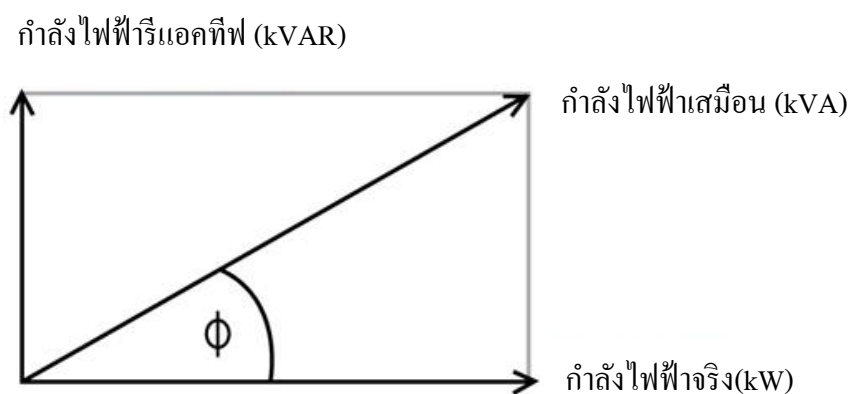
$$Q = V \cdot I \cdot \sin \theta \quad (2.7)$$

2.6.3 กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power หรือ True Power)

คือ กำลังไฟฟ้าที่เราได้รับประโยชน์จริงจากเครื่องจักรกลไฟฟ้า มีหน่วยเป็นวัตต์ หรือ กิโลวัตต์ (W or kW) มีตัวย่อคือ P

$$P = V \cdot I \cdot \cos \theta \quad (2.8)$$

กำลังไฟฟ้าทั้งสามสามารถเขียนเป็นสามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้าได้ดัง



ภาพที่ 2.11 สามเหลี่ยมกำลังไฟฟ้า

2.6.4 ค่าประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) [1]

คืออัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ใช้จริง (วัตต์) กับ กำลังไฟฟ้าปรากฏหรือกำลังไฟฟ้าเสมือน (VA) ซึ่งค่าที่ดีที่สุด คือมีอัตราส่วนที่เท่ากันจะมีค่าเป็นหนึ่งแต่ในทางเป็นจริงไม่สามารถทำได้ซึ่งค่า Power Factor เปลี่ยนแปลงไปตามการใช้โหลดซึ่งโหลดทางไฟฟ้ามีอยู่ 3 ลักษณะ คือ

1. โหลดประเภท Resistive หรือ ความต้านจะมีค่า Power Factor เป็นหนึ่ง อันได้แก่หลอดไฟฟ้าแบบไส้ เตารีดไฟฟ้าหม้อหุงข้าวเครื่องทำน้ำอุ่น เป็นต้น ถ้าหน่วยงานหรือองค์กรมีโหลดประเภทนี้เป็นจำนวนมากก็ไม่จำเป็นที่จะต้องปรับปรุงค่า Power Factor

2. โหลดประเภท Inductive หรือ ความเหนี่ยวนำจะมีค่า Power Factor ไม่เป็นหนึ่งอันได้แก่เครื่องใช้ไฟฟ้าที่ใช้ขดลวดเช่น มอเตอร์พัดลมของหลอดฟลูออเรสเซนต์หลอดแก๊สดีสชาร์จ เครื่องปรับอากาศ เป็นต้นจะเห็นได้ว่าหน่วยงานหรือองค์กรส่วนใหญ่จะหลีกเลี่ยงโหลดประเภทนี้ไม่ได้และมีเป็นจำนวนมาก ซึ่งจะทำให้ค่า Power Factor ไม่เป็นหนึ่งและโหลดประเภทนี้จะทำให้ค่า Power Factor ล้าหลัง (Lagging) จำเป็นที่จะต้องปรับปรุงค่า Power Factor โดยการนำโหลดประเภทให้ค่า Power Factor นำหน้า (Leading) มาต่อเข้าในวงจรไฟฟ้าของระบบเช่น การต่อชุด Capacitor Bank เข้าไปในชุดควบคุมไฟฟ้า

3. โหลดประเภท Capacitive หรือ โหลดที่มีตัวเก็บประจุ (Capacitor) เป็นองค์ประกอบโหลดประเภทนี้จะมิใช่มีใช้น้อยมากจะมีค่า Power Factor ไม่เป็นหนึ่ง โหลดประเภทนี้จะทำให้ค่า Power Factor นำหน้า (Leading) คือกระแสจะนำหน้าแรงดันจึงนิยมนำโหลดประเภทนี้มาปรับปรุงค่า Power Factor ของระบบที่มีค่า Power Factor ล้าหลังเพื่อให้ค่า Power Factor มีค่าใกล้เคียงหนึ่ง

1. ข้อดี ของการปรับปรุงค่า Power Factor

- กระแสไฟฟ้าที่ไหลในวงจรไฟฟ้าลดลง
- หม้อแปลง และสายเมนไฟฟ้าสามารถรับโหลดเพิ่มได้มากขึ้น
- ลดกำลังสูญเสียในสายไฟฟ้าง
- ลดแรงดันไฟฟ้าตก
- เพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าทั้งระบบ

ส่วนของเพาเวอร์แฟคเตอร์ Power Factor ($PF.$)

เป็นอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏ ดังสมการ

$$PF. = \frac{W}{VA} = \cos \theta \quad (2.9)$$

เมื่อ

- W คือ กำลังงานไฟฟ้าจริง
- VAR คือ กำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟ
- VA คือ กำลังงานไฟฟ้าปรากฏ
- $PF.$ คือ Power Factor
- θ คือ มุมพลังงานไฟฟ้า

2. ผลของการเปลี่ยนแปลงค่า (PF .)

ถ้าโหลดจำพวกอินดักทีฟโหลดมากๆ จะทำให้ระบบมีค่า PF . ต่ำลง และจะทำให้เกิดผลเสียตามมา ในกรณีที่ทำงานไฟฟ้าจริงคงที่ ถ้าค่า PF . ลดลงจะมีผลทำให้กระแสรวมของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น จะทำให้หม้อแปลงและสายเกิดโอเวอร์โหลด เป็นผลทำให้เกิด

ความสูญเสีย ในหม้อแปลงและในสายเพิ่มขึ้นเพราะค่าความสูญเสียเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่าของกระแสยกกำลังสองและ เมื่อจ่ายให้วงจรที่ต่อเพียงแต่ค่าความต้านทานเพียงอย่างเดียว นั้นค่า $PF. = 1$

3. การแก้ไขค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์

การแก้ไขค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์เนื่องจากเราไม่สามารถแก้ไขค่าความต้านทานได้ เราจึงแก้ไขที่ค่ากำลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟ โดยการนำค่าคาปาซิเตอร์มาปรับปรุงค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์

$$P_R = P_W (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (2.10)$$

เมื่อ

P_R คือ ขนาดคาปาซิเตอร์

P_W คือ ขนาดโหลด

4. การหาค่าของขนาดคาปาซิเตอร์

$$\text{จาก } \tan \theta = \frac{P_R}{P_W} \quad (2.11)$$

$$P_{R_1} - P_{R_2} = P_W (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (2.12)$$

ค่าที่ได้จากตารางคือค่า K และค่า

$$K = (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (2.13)$$

5. ตำแหน่งที่ติดตั้งคาปาซิเตอร์แล้วได้ผล

การติดตั้งคาปาซิเตอร์ทำได้ 2 อย่าง คือ

1. การติดตั้งเป็นกลุ่มใหญ่
2. การติดตั้ง ณ จุดต่างๆ ของโหลด

การติดตั้งแบบกลุ่มใหญ่

การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบกลุ่มใหญ่นั้นขนาดของคาปาซิเตอร์ได้จากการการคำนวณจากโหลดรวมและจะติดตั้งที่บริเวณต้นสายหรือจุดจ่ายไฟฟ้า ก่อนที่จะแยกออกไปหลายสาย โดยมากคาปาซิเตอร์จะมีขนาดใหญ่

การติดตั้ง ณ จุดต่างๆของโหลด

การติดตั้งคาปาซิเตอร์แบบใกล้โหลดมากที่สุด หรือ ปลายสายจ่ายกำลังไฟฟ้ามีเหตุผล 3 ประการ คือ

1. ลดความสูญเสียทางไฟฟ้าในสายระหว่างโหลดกับจุดที่ติดตั้งมิเตอร์
2. ระดับแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้นใกล้โหลด ช่วยให้งานของอุปกรณ์ต่างๆ เช่น มอเตอร์ดีขึ้น
3. สามารถลดค่าคาปาซิเตอร์ตามการลดของโหลด

6. ข้อปฏิบัติในการติดตั้งคาปาซิเตอร์แรงต่ำ

1. ขนาดของสายไฟของคาปาซิเตอร์จะต้องสามารถรับพิกัดกระแสของคาปาซิเตอร์ได้ไม่ต่ำกว่า 135 % ของพิกัดกระแสคาปาซิเตอร์
2. จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสวิก เช่น ฟิวส์ หรือ เซอร์กิต เบรกเกอร์
3. สวิตช์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่ใช้ควบคุมคาปาซิเตอร์จะต้องมีพิกัดอย่างน้อย 180% ของพิกัดกระแสคาปาซิเตอร์
4. ตัวถังคาปาซิเตอร์ให้ต่อลงดินด้วย

2.7 อุปกรณ์และมาตรฐาน ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในระบบการของไฟฟ้าส่วนภูมิกษาค้นมี มีการจ่ายกระแสไฟอยู่หลายระบบมีทั้งแรงสูงซึ่งประกอบไปด้วย 115 kV, 69 kV, 22 - 33 kV. ระบบที่เราจะทำการและระบบแรงต่ำ 380/230 V.

2.7.1 ความสามารถในการรับโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า

พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายออกจากหม้อแปลงเป็นค่ากำลังงานไฟฟ้าปรากฏ คือค่าแรงดันคูณกับค่ากระแสสูงสุดที่หม้อแปลงสามารถจ่ายได้ แต่กำลังงานไฟฟ้าที่เรานำไปใช้คือค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงดังนั้นหม้อแปลงจึงจ่ายไฟฟ้าที่นำไปใช้งานได้ประโยชน์สูงสุดเมื่อหม้อแปลงนั้นจ่ายโหลดที่มีค่า PF . โกล้เคียง 1 ค่าของพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลดที่มีค่ากำลังงานไฟฟ้าจริงคงที่ค่าหนึ่ง จะมีการเปลี่ยนแปลงค่า PF . ค่ากำลังงานไฟฟ้าปรากฏที่เปลี่ยนไปสามารถเป็นสมการได้ดังนี้

$$kVA = kW \left(\frac{1}{\cos \theta_1} - \frac{1}{\cos \theta_2} \right) \quad (2.14)$$

เมื่อ

$\cos \theta_1$ คือ เพาเวอร์แฟกเตอร์เดิม

$\cos \theta_2$ คือ เพาเวอร์แฟกเตอร์ใหม่ที่เปลี่ยนไป

2.7.2 ค่าแรงดันตกและแรงดันเพิ่มในหม้อแปลง

หม้อแปลงจะมีค่าความต้านทานทั้งด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิ ซึ่งเมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดจะมีแรงดันตกเกิดขึ้น แรงดันดังกล่าวประกอบด้วย แรงดันตกเนื่องจากค่าความต้านทานและแรงดันตกเนื่องจากค่าอินดักตีฟ ซึ่งแรงดันตกจะมีค่าความสัมพันธ์กับกระแสโดยตรง หรือเราอาจกล่าวได้ว่า ยิ่งค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ต่ำมากเท่าไร ค่าแรงดันตกในหม้อแปลงจะเพิ่มขึ้นเท่านั้น ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta V = \Delta V_R \cos \theta + \Delta V_X \sin \theta \quad (v) \quad (2.15)$$

เมื่อ

ΔV คือ แรงดันตก

ΔV_R คือ แรงดันตกเนื่องจากความต้านทาน

ΔV_X คือ แรงดันตกเนื่องจากอินดักทีฟ

2.7.3 ค่าความสูญเสียในสาย

ความสูญเสียในสายเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่ากระแสยกกำลังสอง

$$Z = I^2 R \quad (2.16)$$

การแก้ไขค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์จากค่าแฟคเตอร์เดิมไปเป็นค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ใหม่จะทำให้ความสูญเสียของสายลดลงจำนวนหนึ่ง ดังสมการต่อไปนี้

$$Z\% = \left[1 - \left(\frac{\cos \theta_1}{\cos \theta_2} \right)^2 \right] \times 100 \text{ เปอร์เซ็นต์ } (\%) \quad (2.17)$$

เมื่อ

Z คือ ค่าความต้านทานของสาย

I คือ กระแสในสายไฟ

R คือ ค่าความต้านทาน

$Z\%$ คือ ความสูญเสียลดลง

$\cos \theta_1$ คือ เพาเวอร์แฟคเตอร์เดิม

$\cos \theta_2$ คือ เพาเวอร์แฟคเตอร์ใหม่ที่เปลี่ยนไป

2.8 จากการศึกษาที่ได้อาจสรุปค่าในพื้นที่ตัวอย่าง

เนื่องจากการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เป็นโครงการที่รัฐบาลมีการสนับสนุนให้ประชาชนมีส่วนร่วมผลิตพลังงานไฟฟ้าใช้ในครัวเรือน อีกทั้งยังสามารถสร้างรายได้ เนื่องจากพลังงานที่ผลิตได้มีเกินความต้องการในครัวเรือน จึงสามารถขายพลังงานไฟฟ้า คืนให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ แต่เนื่องด้วยจาก ความล่าช้าทางกระบวนการทำให้โครงการนี้มีจำนวนน้อยมากยากต่อการเก็บข้อมูล แต่ในขณะเดียวกัน โครงการโซลาร์ฟาร์มเป็นโครงการที่รัฐบาลมีการสนับสนุนก่อนหน้านี้จึงทำให้ โซลาร์ฟาร์ม มีจำนวนพอสมควร สามารถหาข้อมูลได้ ดังนี้

บทที่ 3

การเลือกใช้อุปกรณ์และวิธีการดำเนินงาน

3.1 อุปกรณ์ที่ใช้

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Window 7 (32bit)
3. โปรแกรม Microsoft Office
4. โปรแกรม DIgSIENT Power Factory version 14.1.3

3.2 ศึกษาบทความทางวิชาการที่เกี่ยวข้องกับปัญญานิพนธ์

- 3.2.1 ศึกษาบทความที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลในระบบจำหน่ายแรงต่ำที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา
- 3.2.2 ศึกษามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับเปอร์เซ็นต์แรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลและมาตรฐานหรือข้อจำกัดของการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา

3.3 ศึกษาพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.3.1 ศึกษาระบบจำหน่ายแรงต่ำ

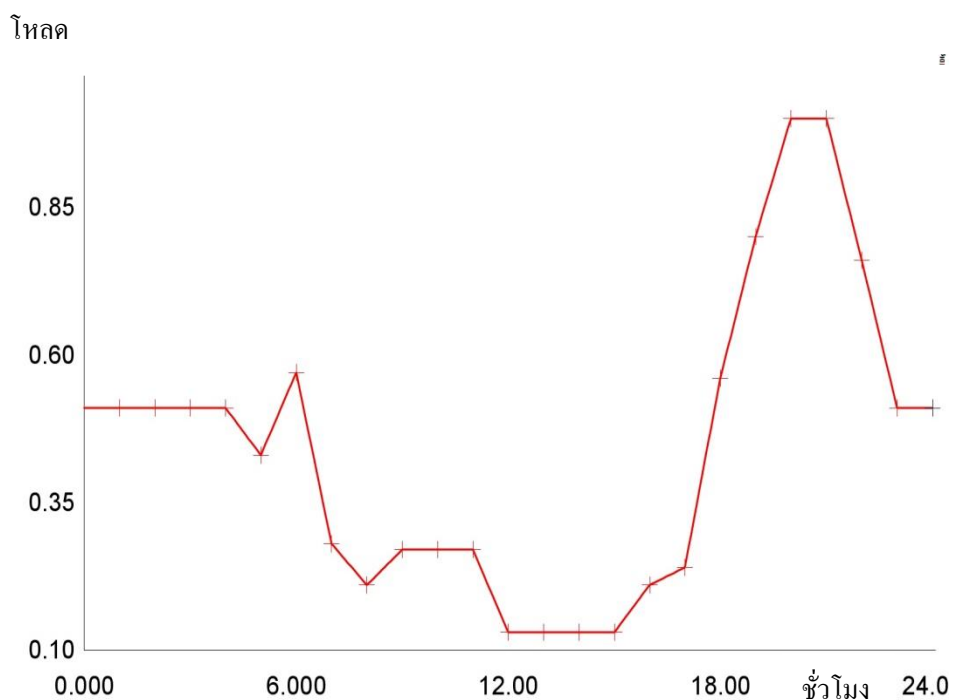
จากการสำรวจ และเก็บข้อมูลจากระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่ที่ได้จำลองสถานะโหลด โดยข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นพื้นที่บ้านพักที่อยู่อาศัย และขนาดของบ้านแต่ละหลังมีขนาดเท่ากับ 102 ตารางเมตร และเป็นลักษณะเป็นโหลดแบบไม่สมดุล โดยมี ขนาดพื้นที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 25.5 ตารางเมตร ระยะห่างระหว่างบ้านมีขนาดเท่ากัน เพื่อให้ทราบถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อ อุปกรณ์ไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่แสดงดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 แสดงถึงลักษณะบ้านพักที่ทำการทดลอง

3.3.2 ลักษณะโหลดของผู้ใช้ไฟ

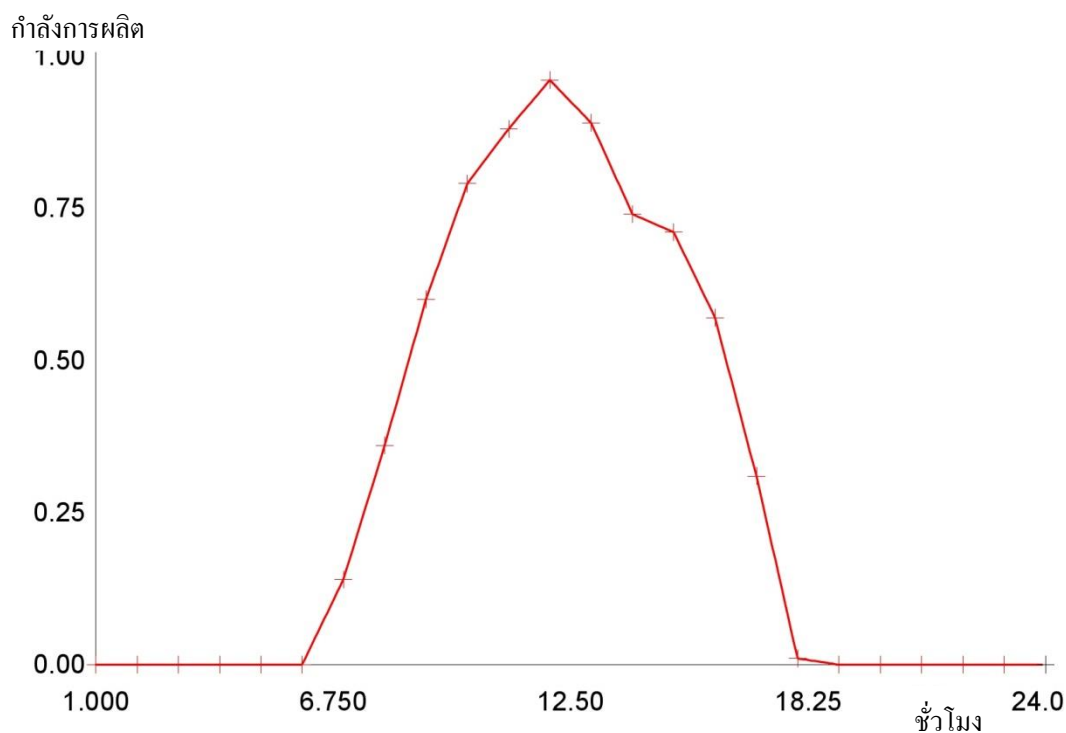
โหลดมีลักษณะเป็น โหลดหนึ่งเฟสที่เป็นบ้านพักที่อยู่อาศัยโดยจำนวนบ้านพักที่อยู่อาศัยในเฟส A มีจำนวน 18 หลังคา เฟส B มีจำนวน 18 หลังคา เฟส C มีจำนวน 18 หลังคา โดยเป็นโหลดไฟฟ้าแรงต่ำ (380/220 V) ความต้องการใช้โหลดของที่อยู่อาศัยแต่ละหลัง 0.43 – 3.3 kVA กำลังโหลดสูงสุดจะอยู่ที่ช่วงเวลา 05.30 – 06.30 น. และจะกลับมาสูงสุดเมื่อ 20.00 – 21.00 น.



ภาพที่ 3.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างโหลดที่อยู่อาศัยกับเวลาโดยที่ค่าโหลดสูงสุดมีค่าเท่ากับ 1 p.u. ในช่วงเวลา 20.00น.-21.00น. และค่าโหลดต่ำสุดมีค่าเท่ากับ 0.13 p.u. ในช่วงเวลา 12.00น.-15.00น.

3.4 ลักษณะกำลังไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่เชื่อมต่อเป็นกับบ้านพักที่อยู่อาศัย (380/220V.) ที่มีลักษณะเป็น โหลดหนึ่งเฟส กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจะอยู่ที่ช่วงเวลา 07.00น. – 18.00น. แสดงดังภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาที่มีการเริ่มผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงตั้งแต่ 06.00น.- 18.00น. และมีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.96 p.u. ตอน 12.00 น.

3.5 ศึกษาการใช้โปรแกรม DIgSILENT

3.5.1 หม้อแปลงที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSILENT

หม้อแปลงระบบจำหน่ายเป็นหม้อแปลง 3 เฟส ทำหน้าที่ปรับระดับแรงดันไฟฟ้า โดยด้านแรงดันสูงของหม้อแปลงรับไฟ 3 เฟสต่อแบบ Delta และด้านแรงต่ำของหม้อแปลงเป็นระดับไฟฟ้าแรงต่ำ 380 โวลต์ มีลักษณะการต่อแบบ Star จ่ายไฟแบบลักษณะ 3 เฟส 4 สาย แสดงดังภาพที่ 3.4



Power Transformer

(ก)

The screenshot shows the configuration window for a 2-Winding Transformer Type. The window title is "2-Winding Transformer Type - Project Equipment Folder\MT3250D.TypTr2". The window contains several tabs: ANSI Short-Circuit, IEC 61363, RMS-Simulation, EMT-Simulation, Harmonics, Optimization, State Estimator, Reliability, Generation Adequacy, Tie Open Point Opt., and Description. The "Basic Data" tab is selected. The configuration parameters are as follows:

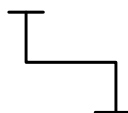
Parameter	Value	Unit
Name	MT3250D	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	0.25	MVA
Nominal Frequency	50	Hz
Rated Voltage (HV-Side)	22	kV
Rated Voltage (LV-Side)	0.38	kV
Vector Group (HV-Side)	D	
Vector Group (LV-Side)	YN	
Phase Shift	11	*30deg
Name (Vector Group)	Dyn11	
Positive Sequence Impedance (Short-Circuit Voltage uk)	5	%
Copper Losses	0.1	kW
Zero Sequ. Impedance, Short-Circuit Voltage (Absolute uk0)	3	%
Resistive Part (ukr0)	0	%

(ข)

ภาพที่ 3.4 แบบจำลองหม้อแปลงกำลังและข้อมูลค่าพารามิเตอร์

3.5.2 สายป้อนที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSIENT

สายป้อนที่ใช้จำลองในโปรแกรม DIgSILENT ในระบบจำหน่ายแรงต่ำซึ่งมีลักษณะเป็นสายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวน ขนาดสาย 95 mm² แบบ 3 เฟส 4สาย แสดงดังภาพที่ 3.5



Line

(ก)

The screenshot shows the 'Line Type' configuration window with the following parameters:

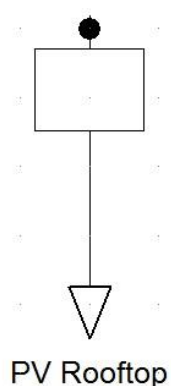
Tab	Parameter	Value	Unit
Basic Data	Name	UEL3Cable95mm	
	Rated Voltage	0.4	kV
Basic Data	Rated Current (in ground)	0.235	kA
	Rated Current (in air)	1.	kA
Basic Data	Nominal Frequency	50.	Hz
Basic Data	Cable / OHL	Cable	
Basic Data	System Type	AC	
Basic Data	Phases	3	
Basic Data	No. of Neutrals	1	
Parameters per Length 1,2-Sequence	Resistance R' (20°C)	0.866471	Ohm/km
	Reactance X'	0.114993	Ohm/km
Parameters per Length Zero Sequence	Resistance R0'	1.330426	Ohm/km
	Reactance X0'	0.625007	Ohm/km
Parameters per Length, Neutral	Resistance Rn'	0.	Ohm/km
	Reactance Xn'	0.	Ohm/km
Parameters per Length, Phase-Neutral Coupling	Resistance Rpn'	0.	Ohm/km
	Reactance Xpn'	0.	Ohm/km

(ข)

ภาพที่ 3.5 แบบจำลองสายและข้อมูลค่าพารามิเตอร์

3.5.3 เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIGSILENT

เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์คือกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากการตกกระทบของแสงบนวัตถุที่มีความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรงซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นไฟฟ้ากระแสตรงจำเป็นต้องผ่านอินเวอร์เตอร์ก่อนเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในโปรแกรม DIGSILENT นั้น จะใช้เป็น Negative Load และซึ่งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มีขนาดเท่ากับ 1×1.5 m.ต่อ แผงมีกำลังการผลิตสูงสุดต่อแผงเท่ากับ 240 W. ซึ่งจากข้อมูลที่ได้จะสามารถติดตั้งโซล่าเซลล์ได้จำนวน 13 แผง ดังภาพที่ 3.6



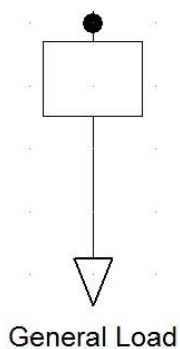
ภาพที่ 3.6 แบบจำลองเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 3.1 แสดงข้อมูลค่าพารามิเตอร์เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

Voltage , U(L-L)	0.38 kV
Active Power	1 - 10 kW
Reactive Power	0.1 kVar

3.5.4 โหลดแรงต่ำที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม DIgSILENT

แบบจำลองโหลดที่ใช้ในโปรแกรม DIgSILENT มีสัญลักษณ์และ มีค่าพารามิเตอร์ที่แสดงดังภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 แบบจำลองของโหลด

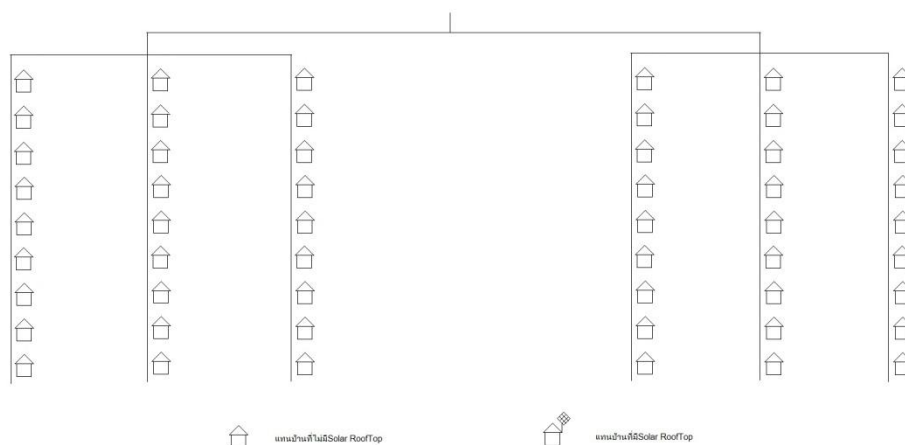
ตารางที่ 3.2 แสดงข้อมูลค่าพารามิเตอร์ของ โหลด

TP1	2-Winding Tranformer
Technology	1 PH PH-N
Load Type	P,cos(phi)
Voltage,U(L-L)	0.38 kV
Appearance Power	0.43 – 3.3 kW
Reactive P0wer	10% in Appearance Power
Power Factor,cos(phi)	

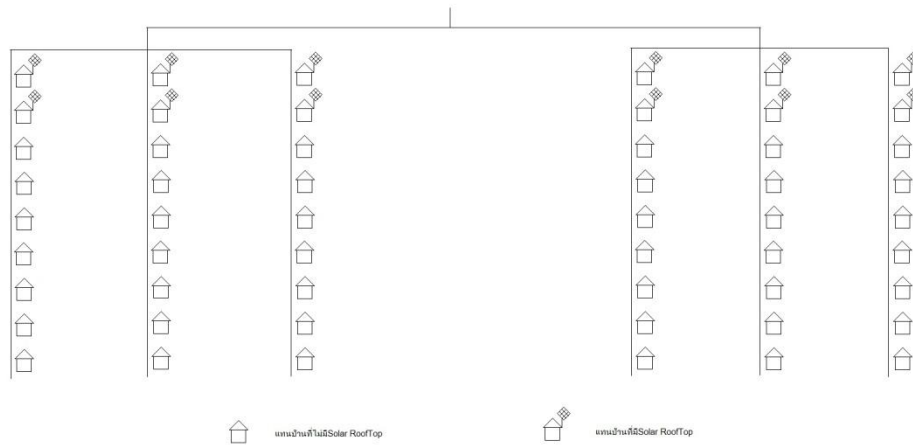
3.6 การทดสอบระบบจำลองเพื่อหาขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมที่ไม่เกินมาตรฐานที่กำหนด

ข้อมูลพารามิเตอร์ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ ข้อมูลโหลดเพิ่มเติมนำไปจำลองในโปรแกรม DIgSIENT โดยการศึกษาจะทำการเพิ่มขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ขึ้นครั้งละ 1kW ถึง 10 kW แล้วทำการศึกษาผลกระทบแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลที่เกิดขึ้นตามแผนภาพที่ 26 ในแต่ละรูปแบบ โดยแบ่งการศึกษาเป็น 7 กรณีดังแสดงดังภาพที่ 3.8

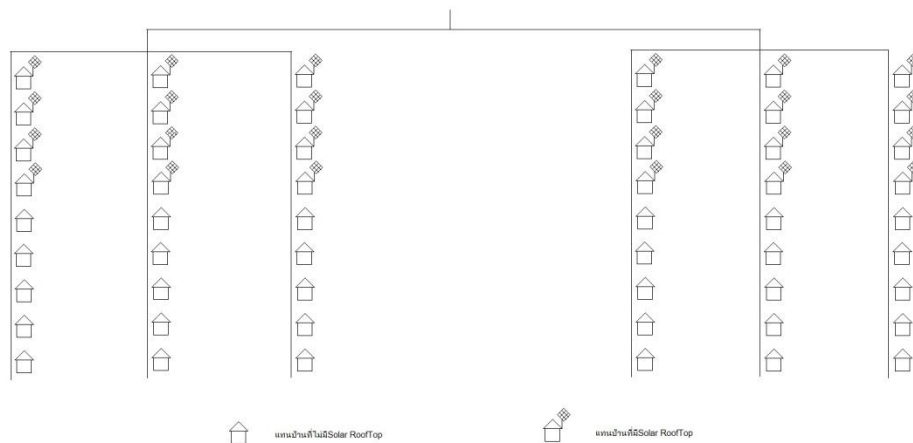
3.7 กรณีที่ทำการศึกษา



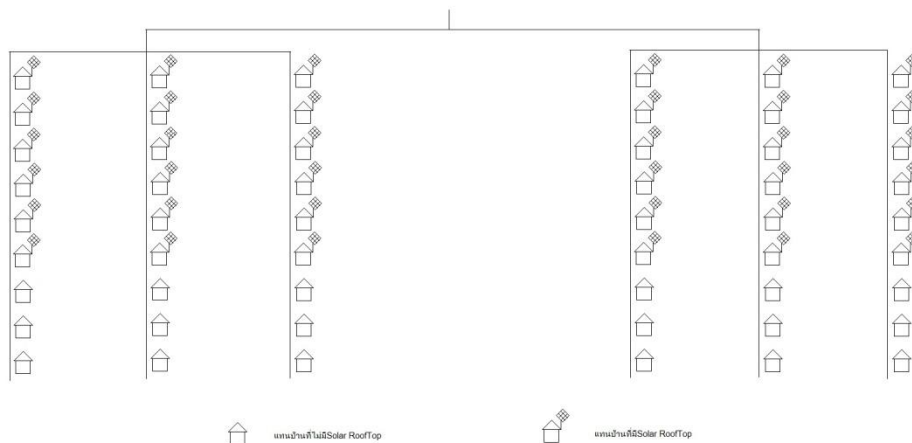
ภาพที่ 3.8 กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา



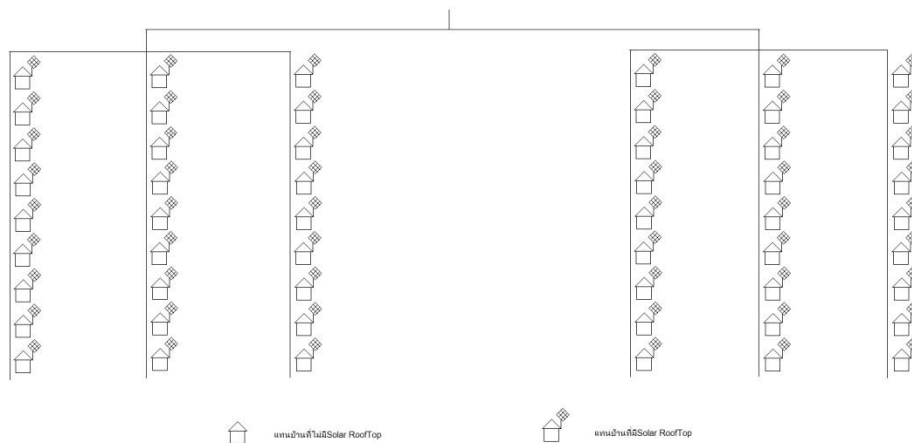
ภาพที่ 3.9 กรณีที่ 2 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW
จำนวน 12 หลัง คิดเป็น 22.2 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



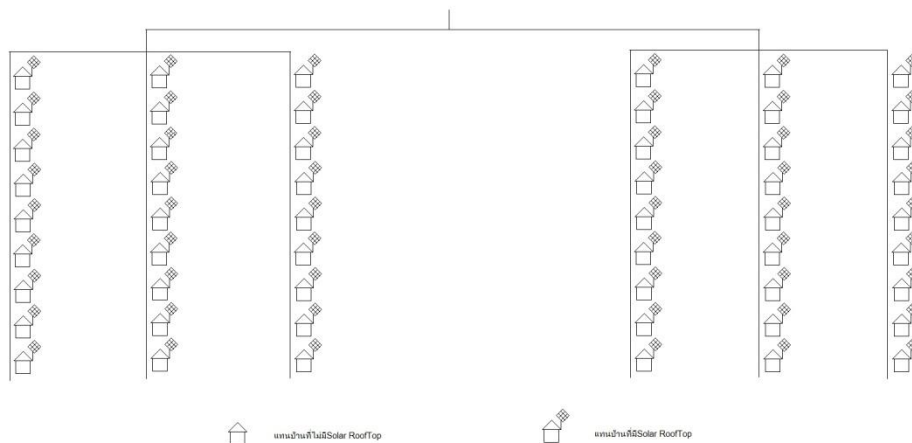
ภาพที่ 3.10 กรณีที่ 3 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW
จำนวน 24 หลัง คิดเป็น 44.4 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



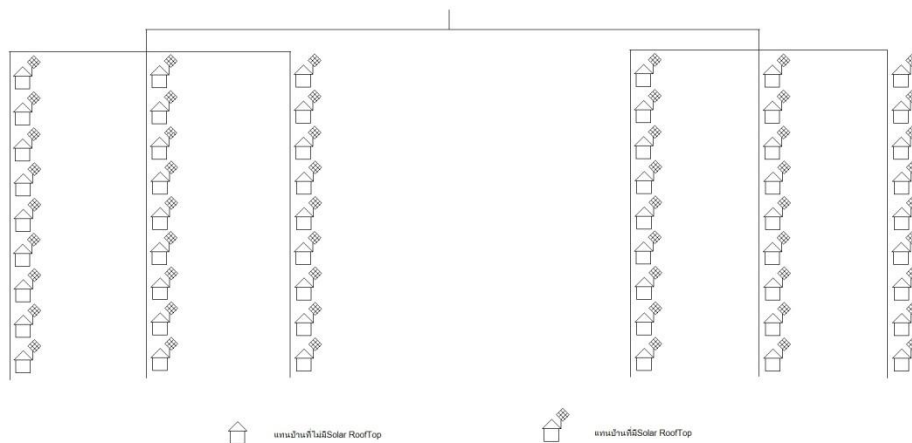
ภาพที่ 3.11 กรณีที่ 4 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 36 หลัง คิดเป็น 66.7 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



ภาพที่ 3.12 กรณีที่ 5 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 54 หลัง คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



ภาพที่ 3.13 กรณีที่ 6 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 5.1 kW จำนวน 54 หลัง คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย

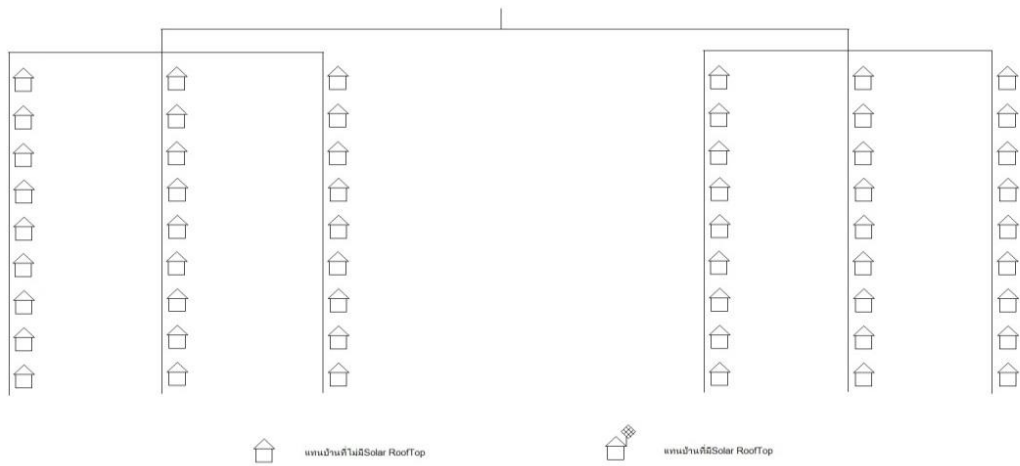


ภาพที่ 3.14 กรณีที่ 7 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 10 kW จำนวน 54 หลัง คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย

บทที่ 4

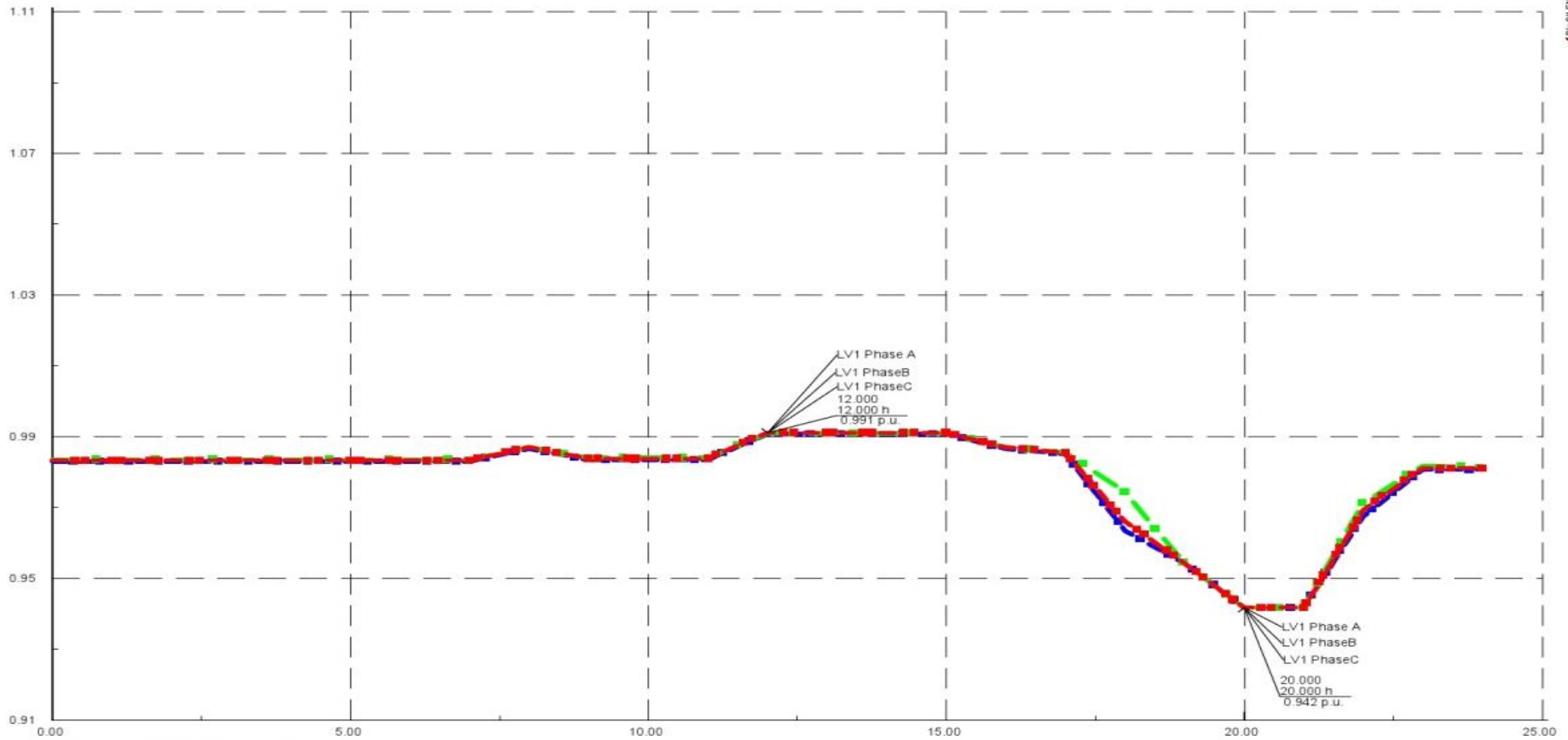
การทดลองและผลการทดลอง

4.1 กรณีที่ 1 โหลดบ้านในแบบจำลองยังไม่มีติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา การทดลองในแบบจำลองนี้ จะแสดงค่าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาใน 1 วัน ตลอด 24 ชม.



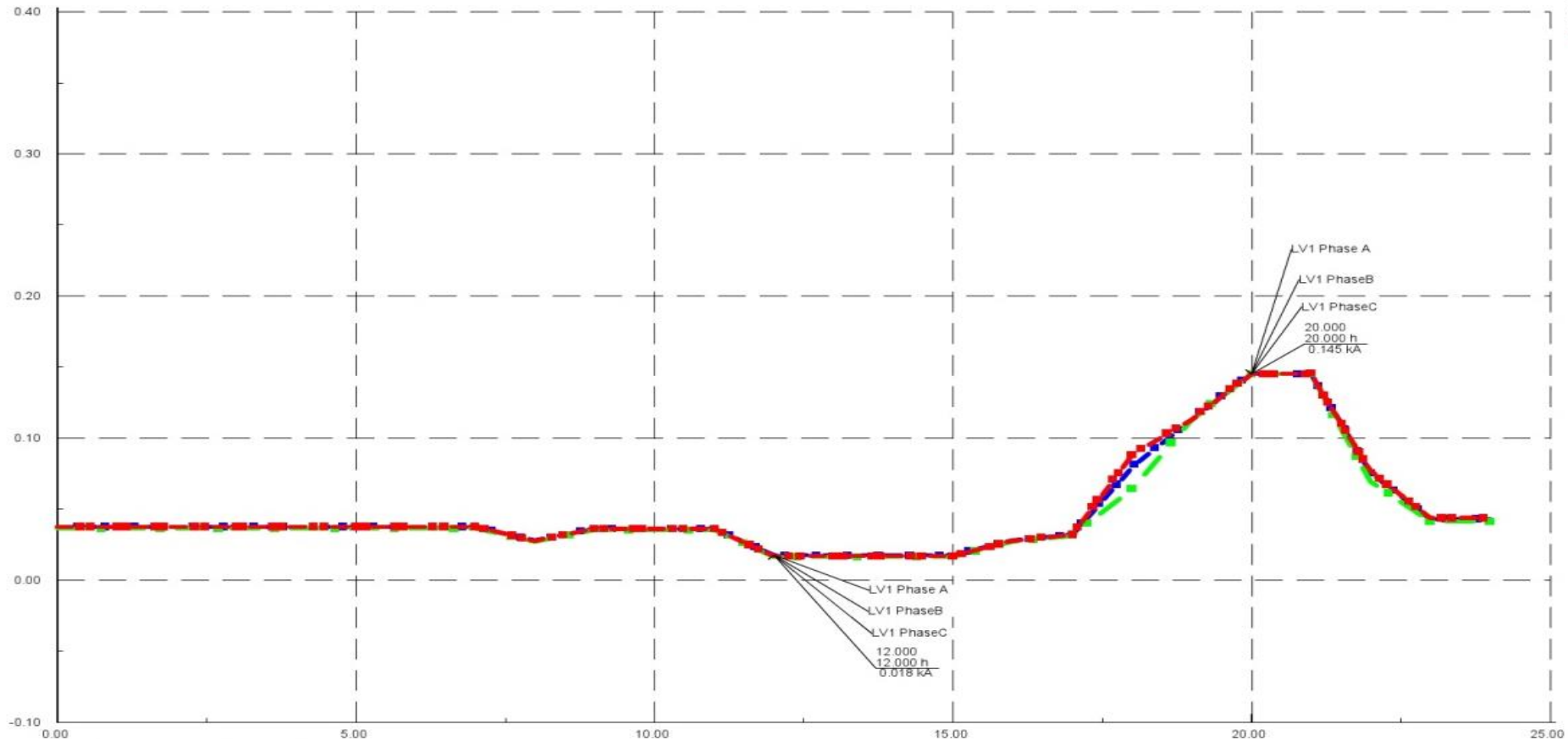
ภาพที่ 4.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ไม่มีติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีที่ 1

ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 1



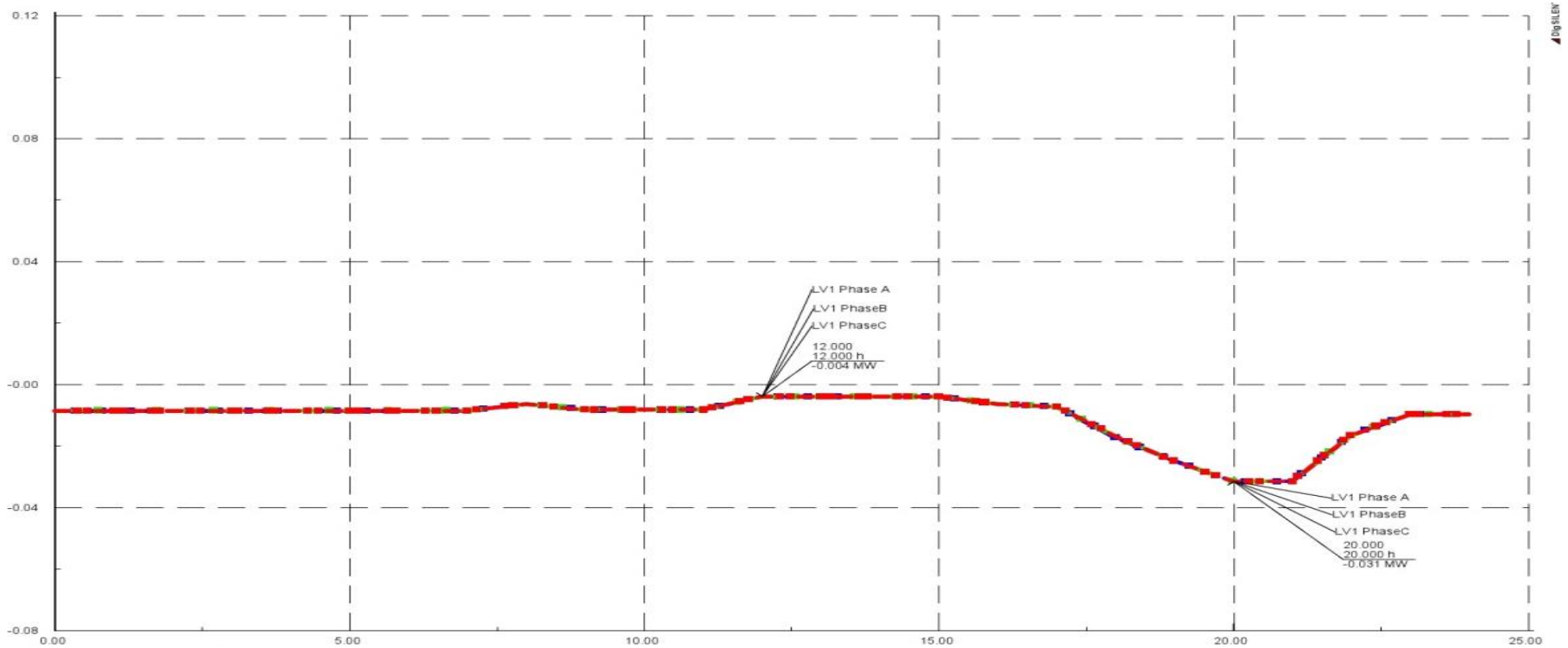
—•—•—•— ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A (p.u.) —•—•—•— ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B (p.u.) —•—•—•— ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C (p.u.)

ภาพที่ 4.2 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลด โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.991 p.u. ในช่วงเวลา 12.00 น.



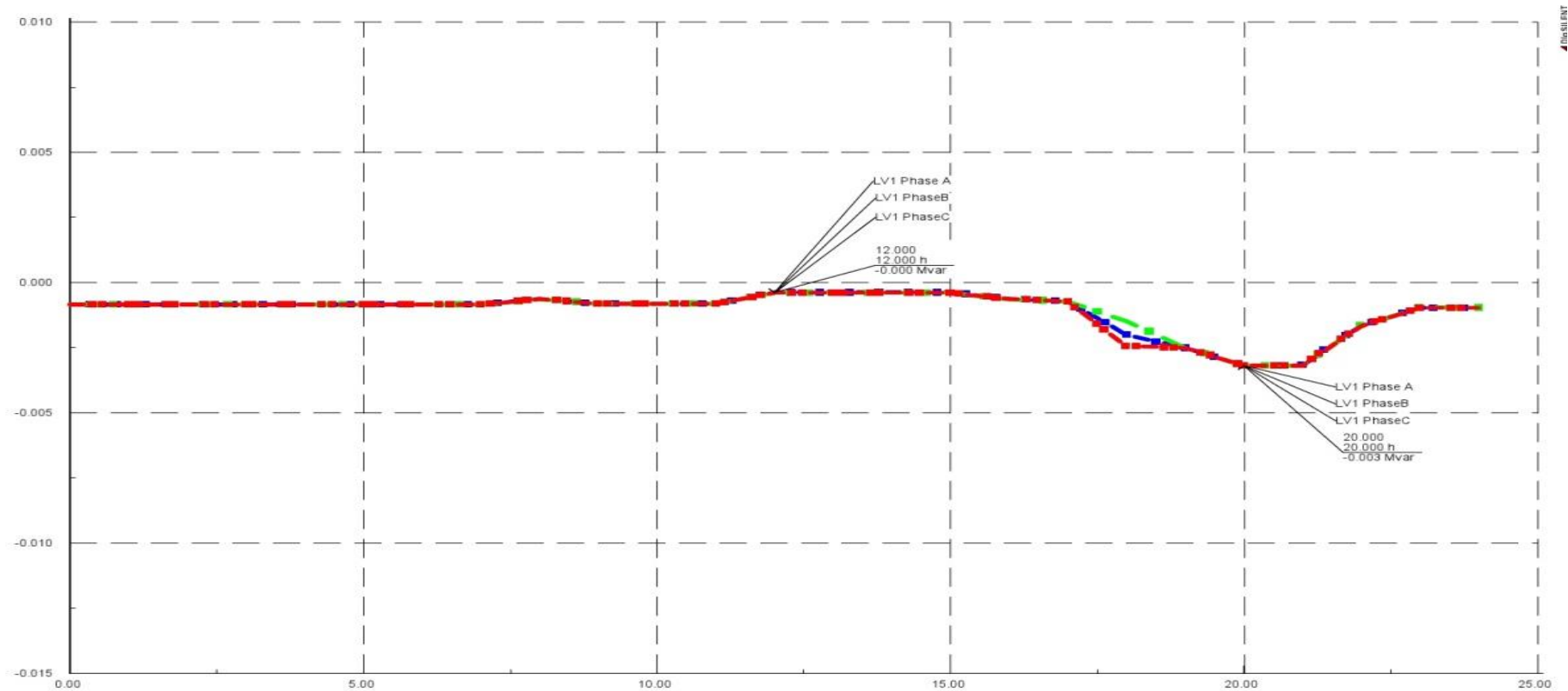
—•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A (kA) —•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B (kA) —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C (kA)

ภาพที่ 4.3 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลด โดยที่ค่ากระแสไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.018 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.



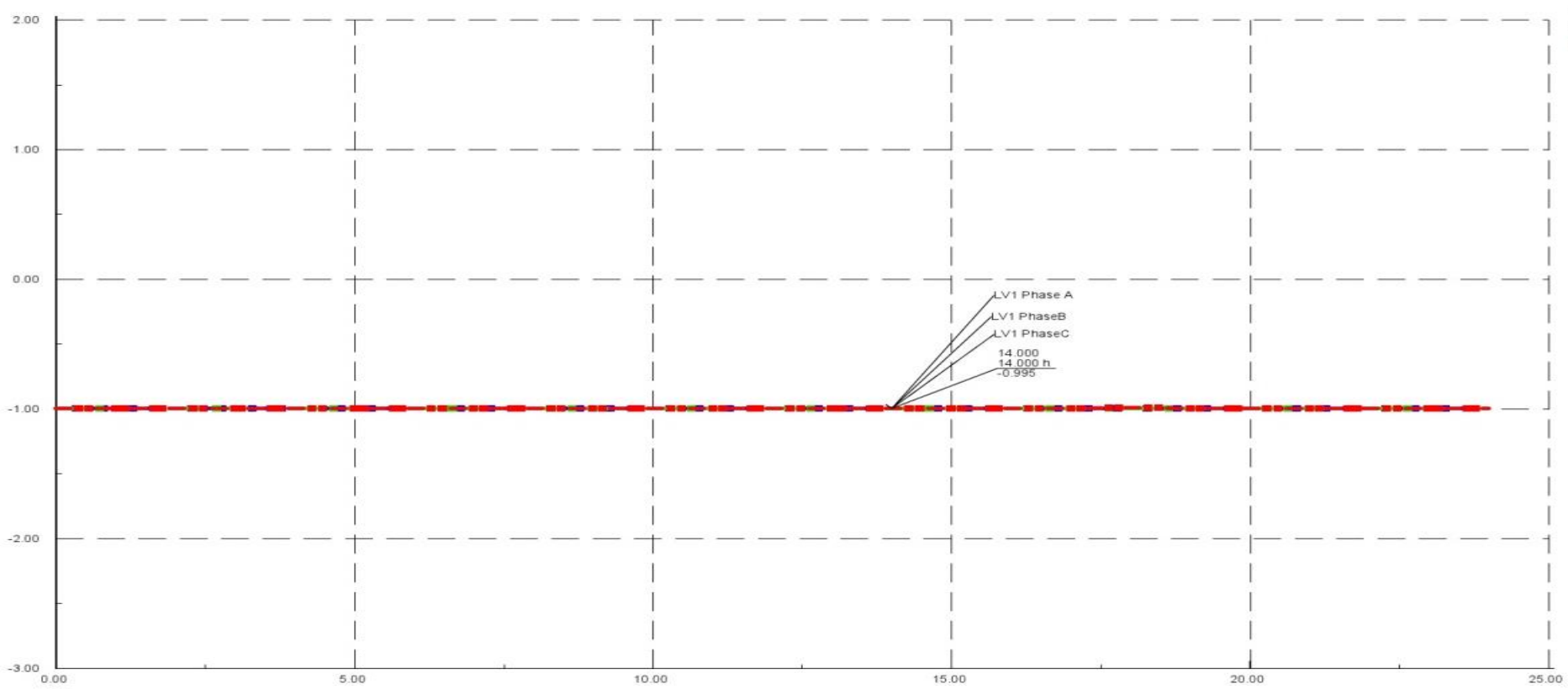
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ชั่วโมงเฟส A (MW) —•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ชั่วโมงเฟส B (MW) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ชั่วโมงเฟส C (MW)

ภาพที่ 4.4 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟ โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการใช้พลังงานไฟฟ้าของโหลด แต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคายื่นให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.004 MW ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น.



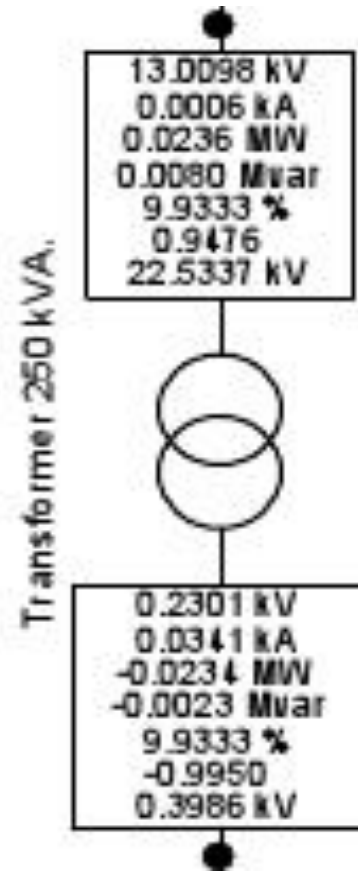
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.5 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.000 MVar ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.003 MVar ในช่วงเวลา 20.00 น.



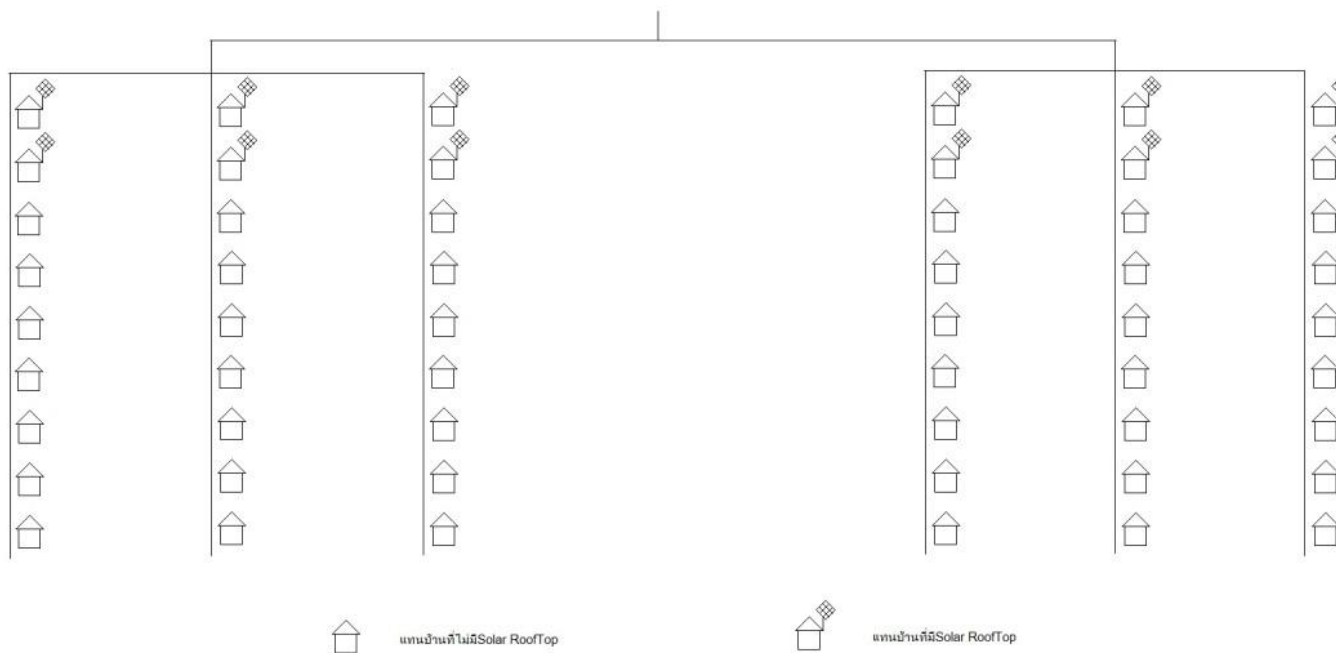
—•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A
 —•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B
 —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.6 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้จะมีค่าเท่า 1 lagging



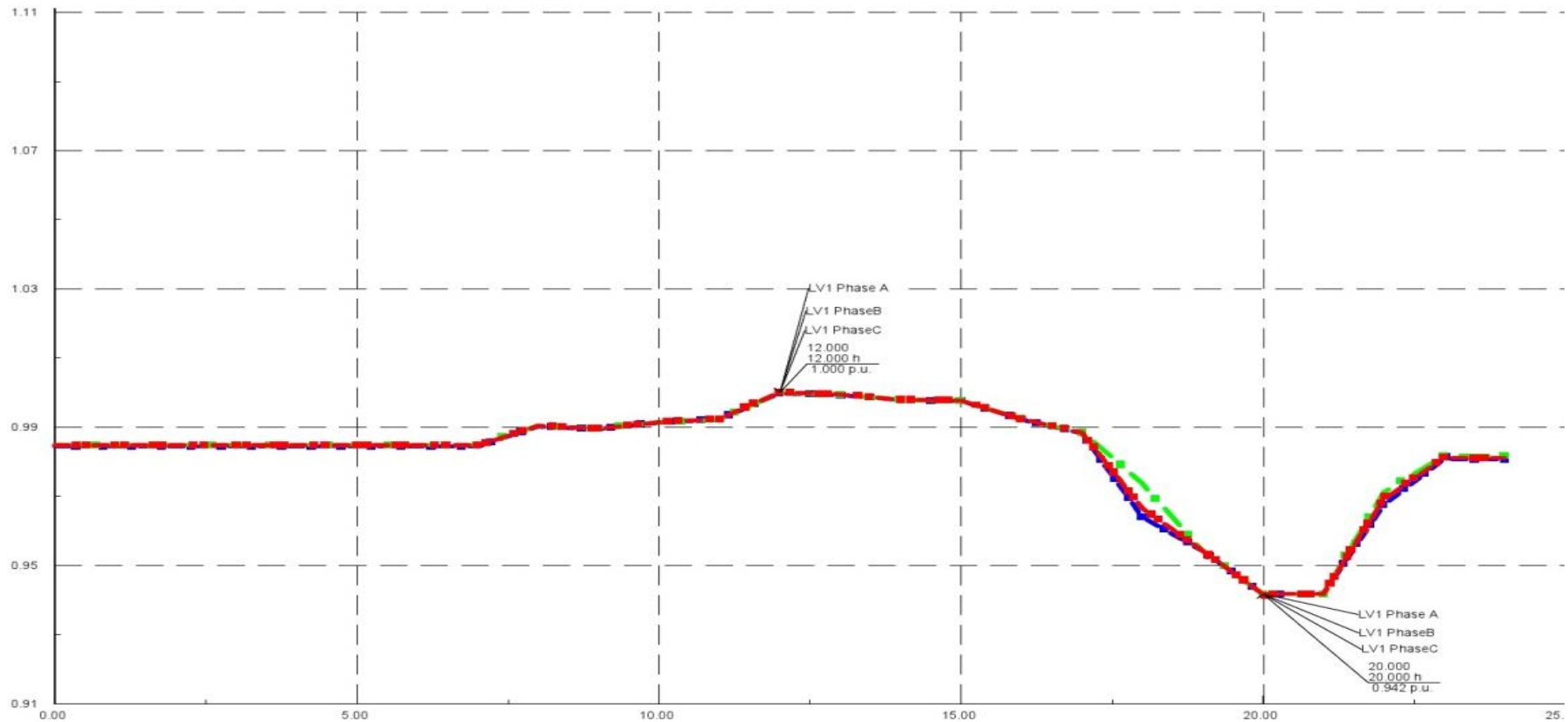
ภาพที่ 4.7 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีนี้ 1 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.2 กรณีที่ 2 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 12 หลัง คิดเป็น 22.2 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



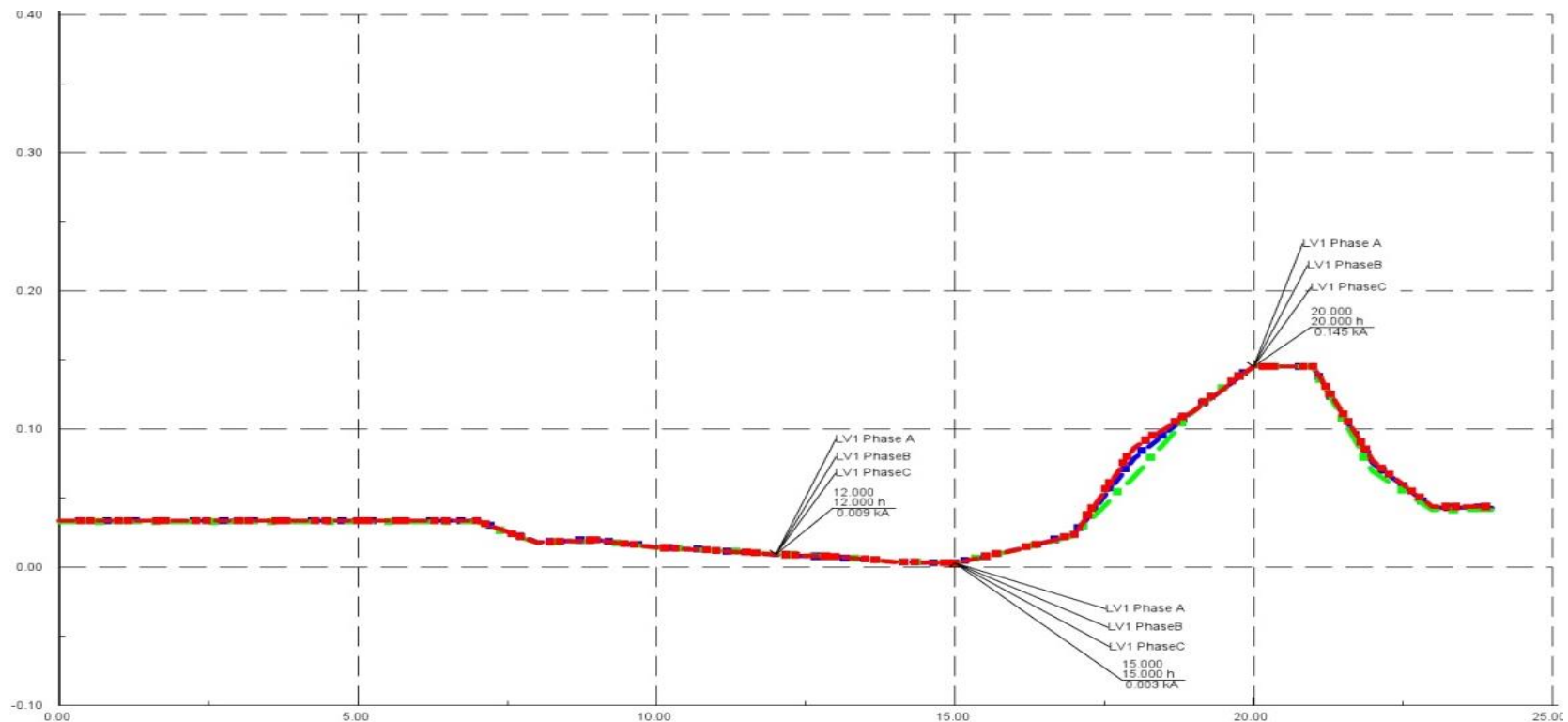
ภาพที่ 4.8 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 2

ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 2



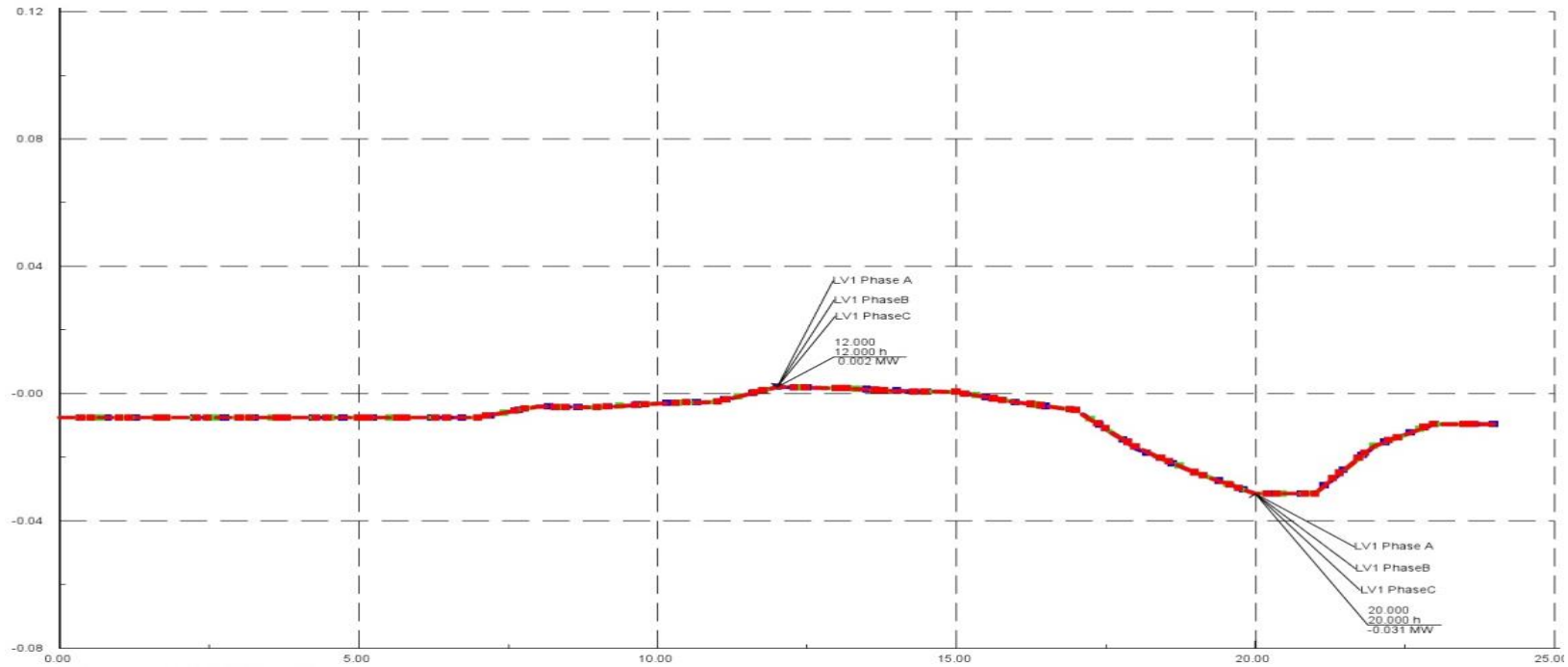
—•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A (kA) —•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B (kA) —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C (kA)

ภาพที่ 4.9 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น.และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 1.000 p.u. ในช่วงเวลา 12.00 น.



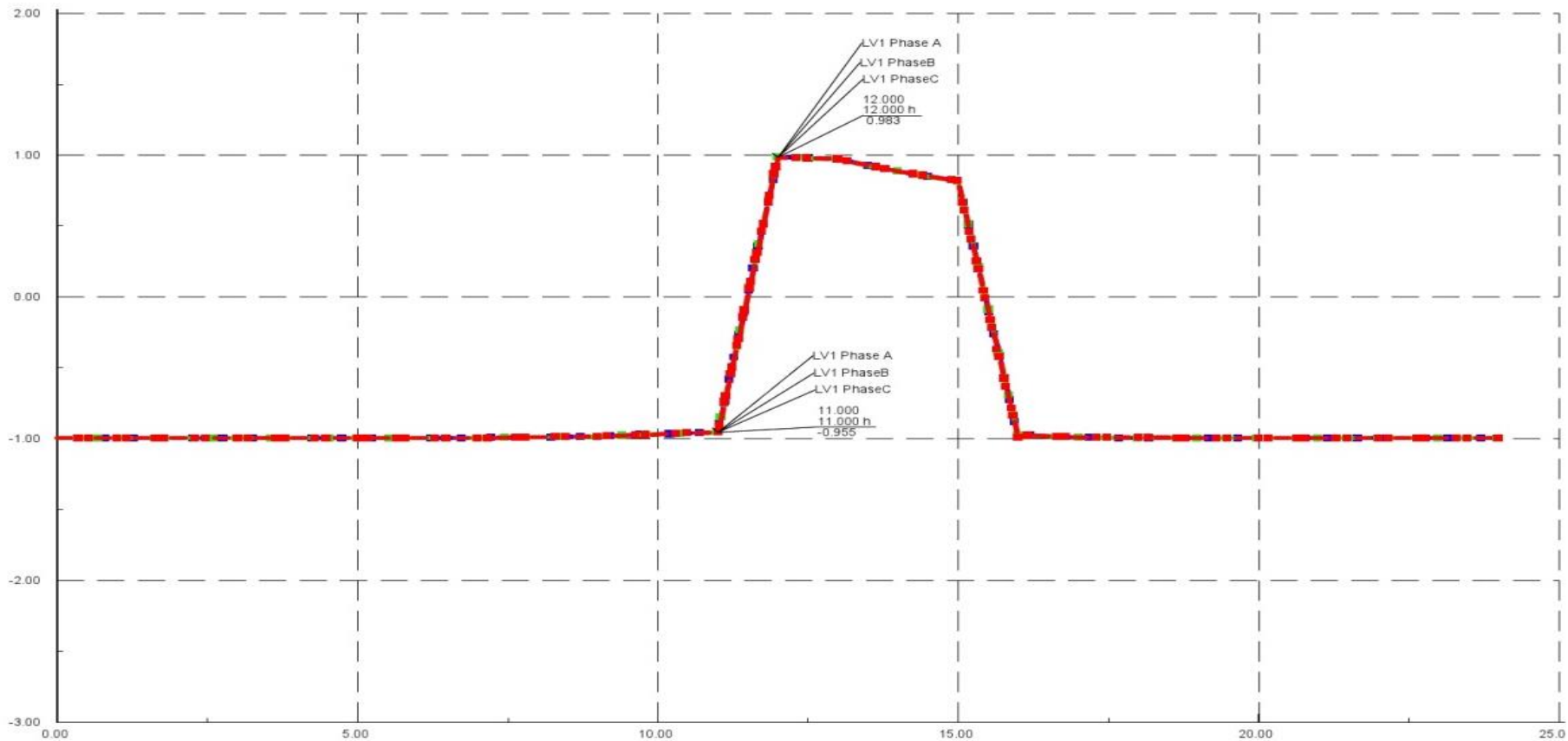
—•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.10 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่ากระแสไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.003 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.



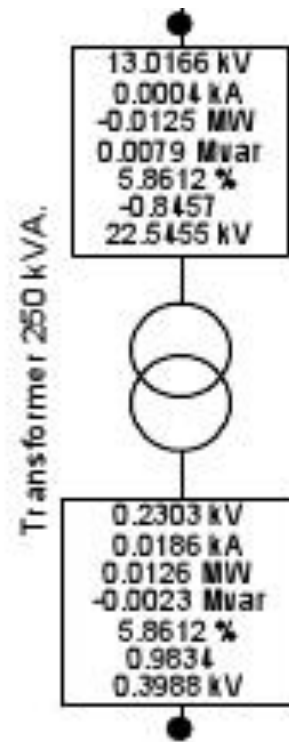
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.11 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการนำพลังงานไฟฟ้าของโหลดแต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขายคืนให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้สูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้สูงสุดจะอยู่ที่ 0.002 MW ในช่วงเวลา 12.00 น.



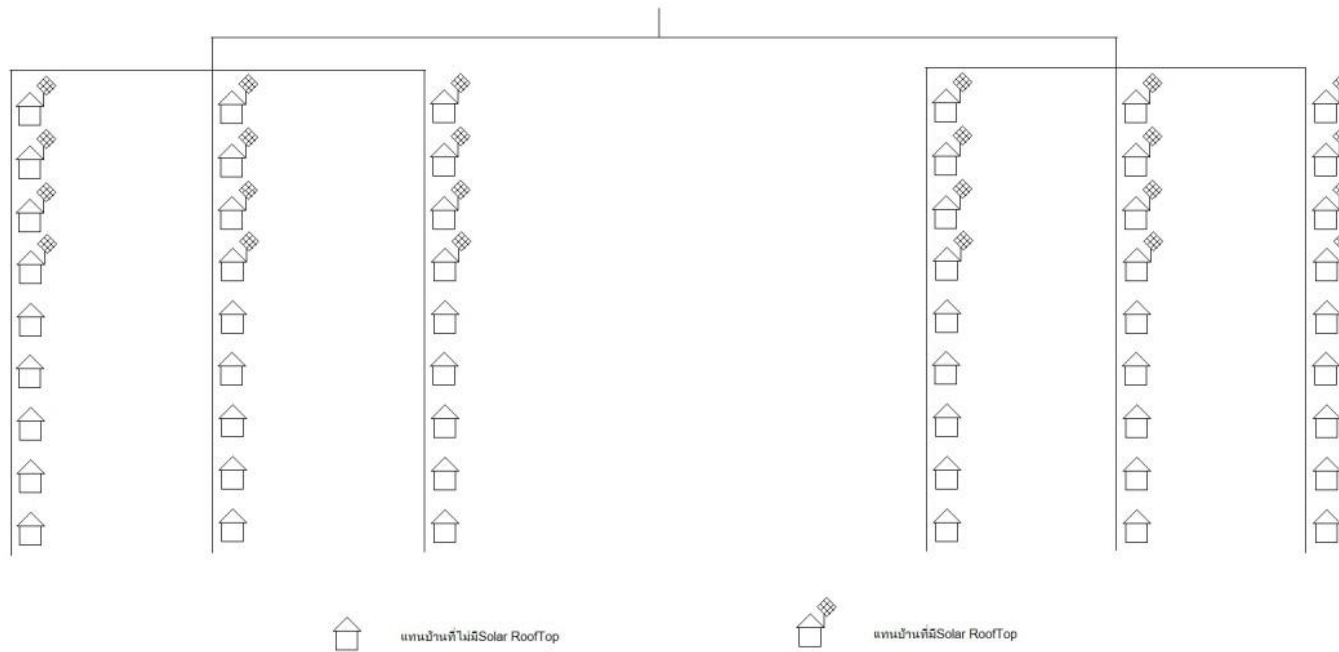
—•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.13 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้จะมีค่าเท่ากับ 0.983 leading ในเวลา 12.00น. และกลับไปมีค่าเป็น 0.955lagging หลัง 16.00 น.



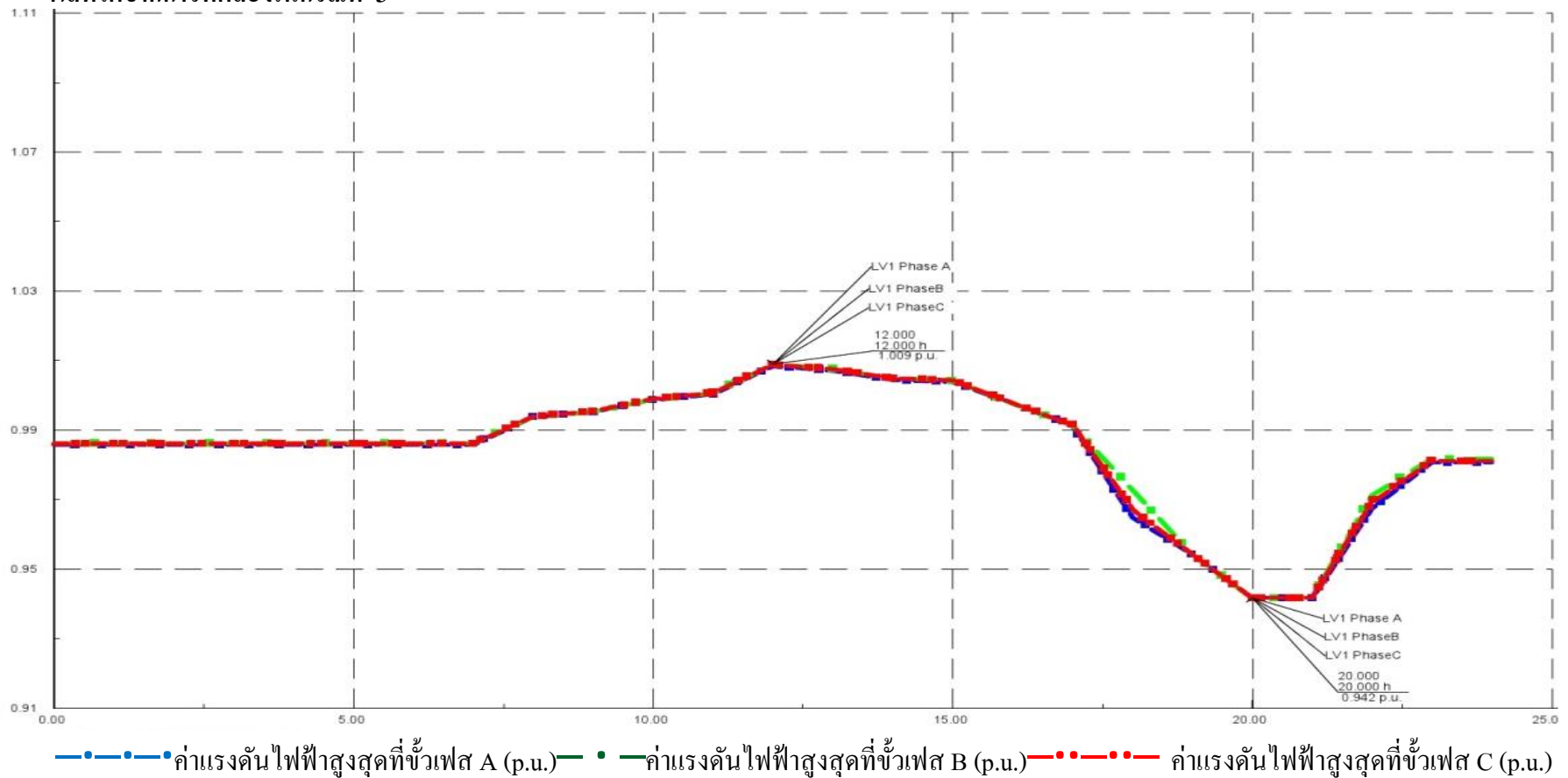
ภาพที่ 4.14 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีนี้ 2 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.3 กรณีที่ 3 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 24 หลัง คิดเป็น 44.4 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย

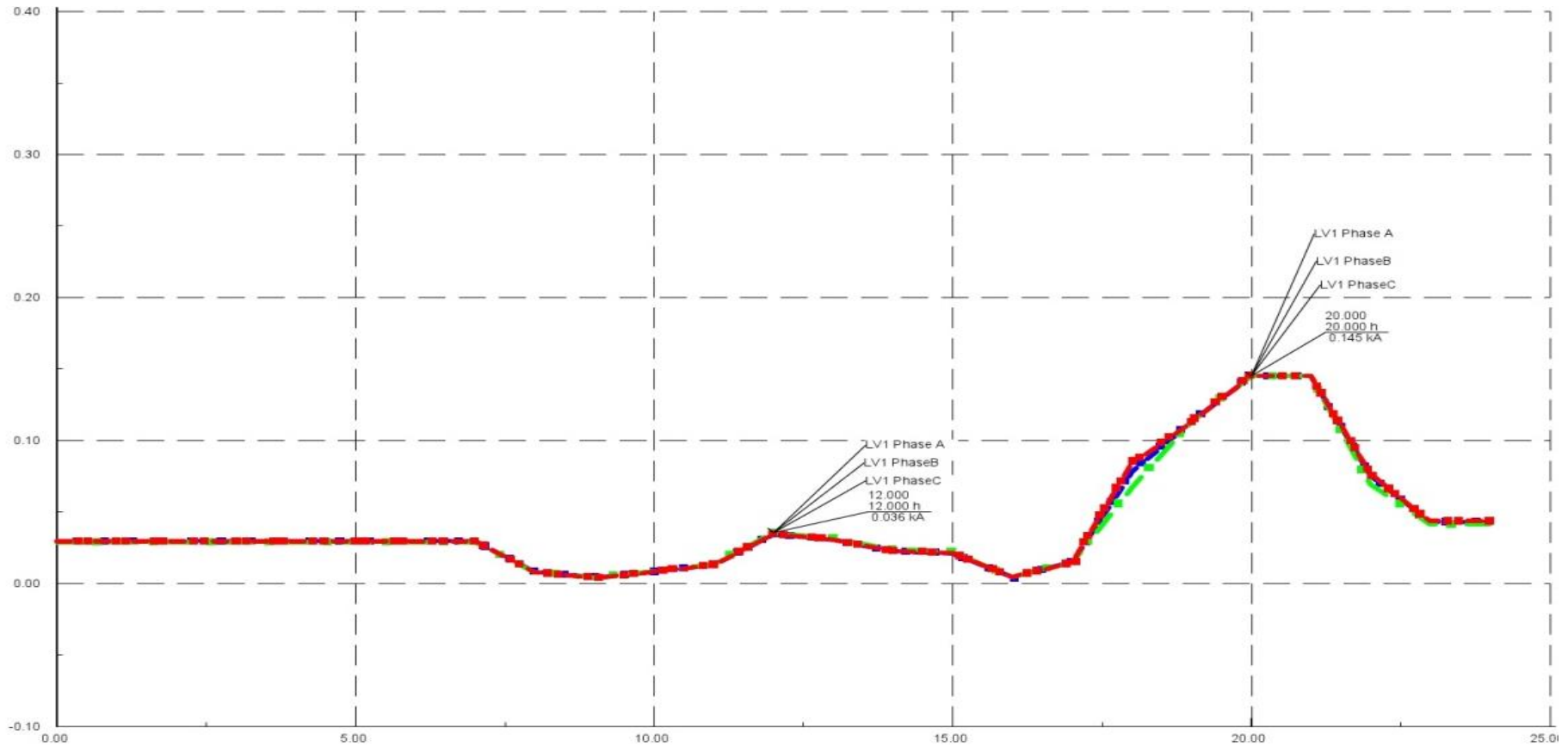


ภาพที่ 4.15 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 3

ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 3

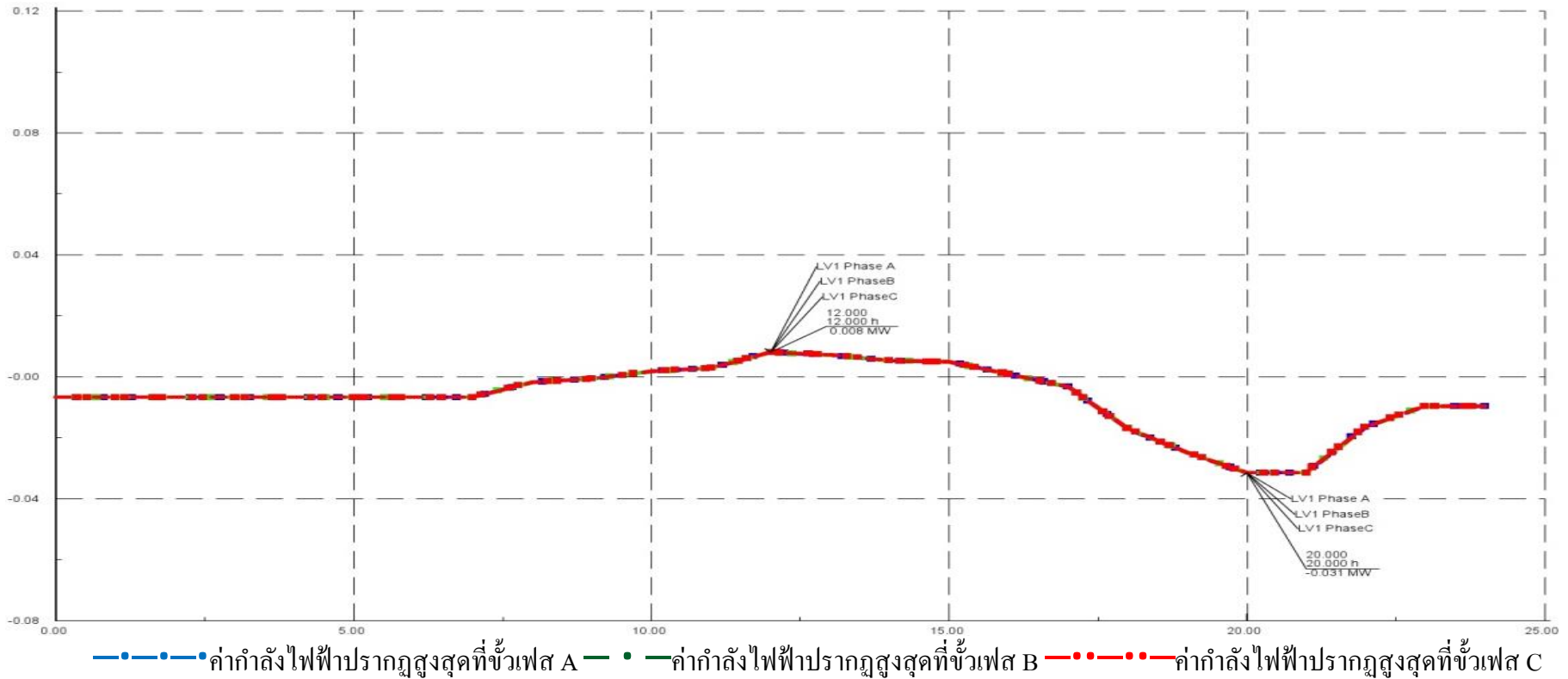


ภาพที่ 4.16 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น.และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 1.009 p.u. ในช่วงเวลา 12.00 น.

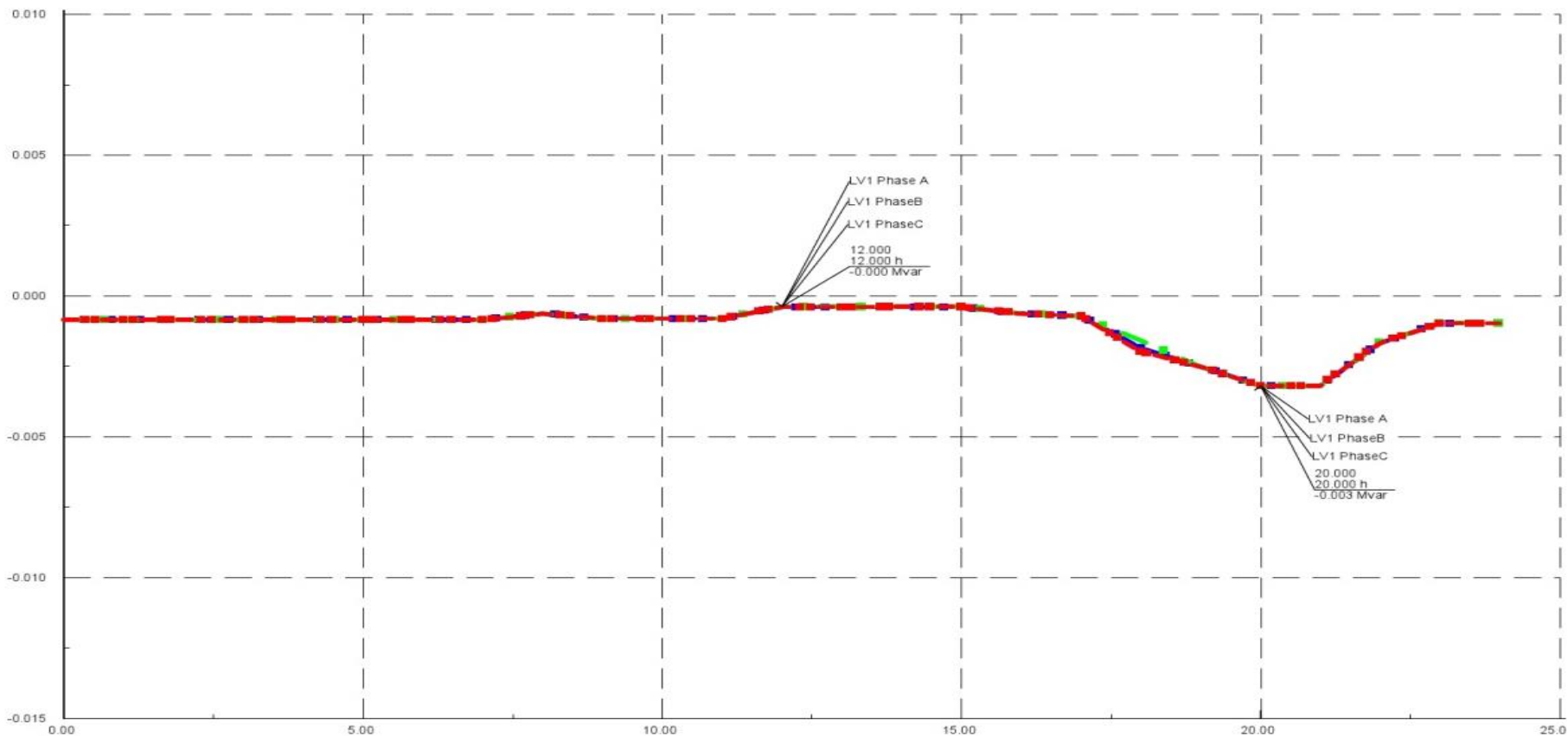


—•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.17 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.009 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่าที่โหลดใช้กระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.

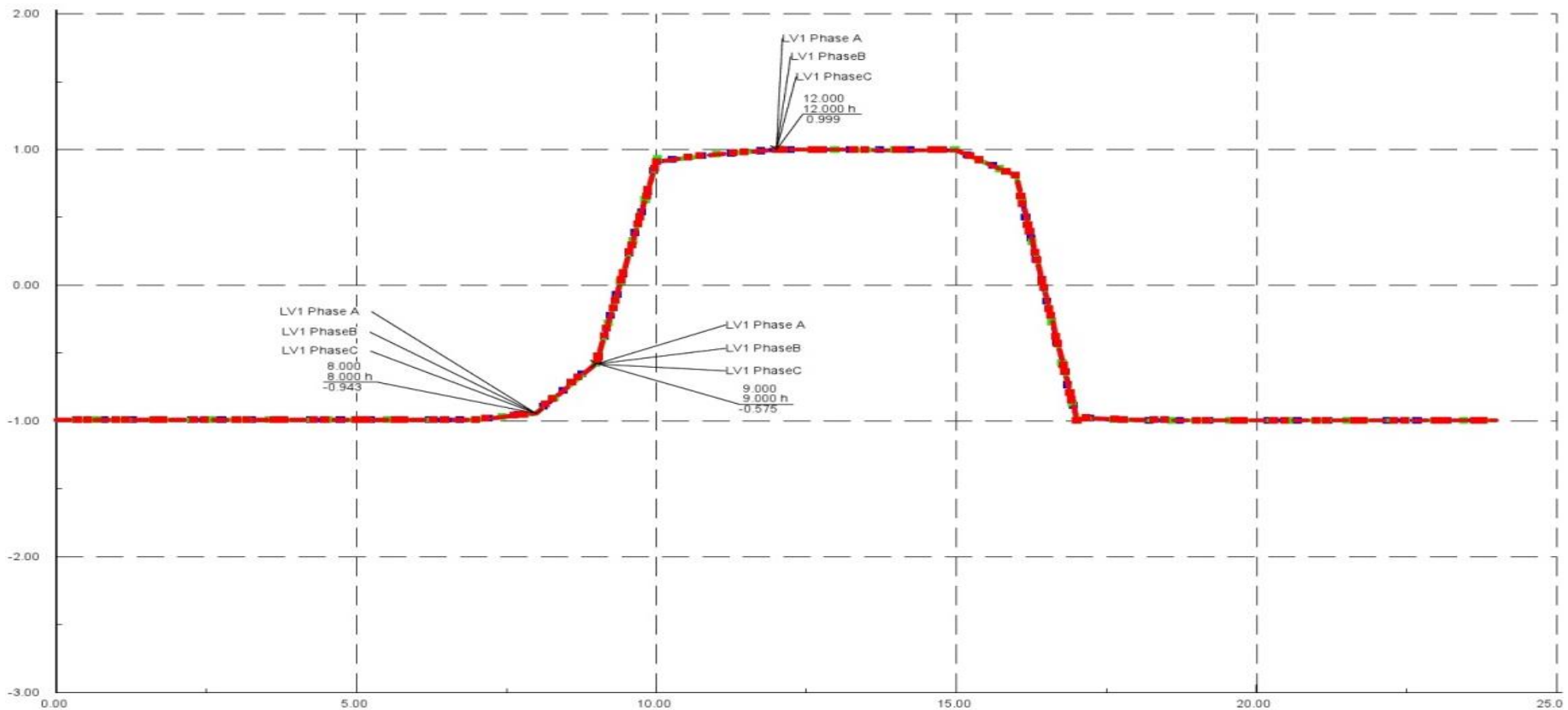


ภาพที่ 4.18 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการนำพลังงานไฟฟ้าของโหลดแต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขายคืนให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้สูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้สูงสุดจะอยู่ที่ 0.008 MW ในช่วงเวลา 12.00 น.



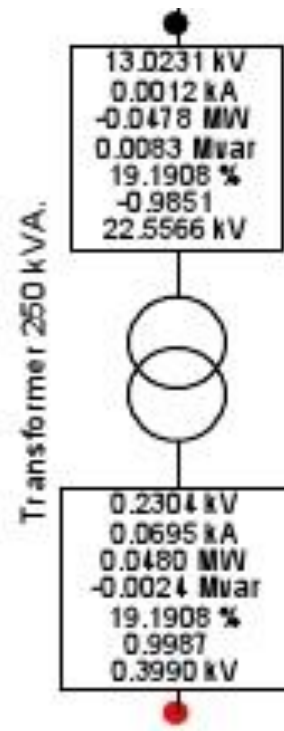
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.19 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.000 MVar ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.003 MVar ในช่วงเวลา 20.00 น.



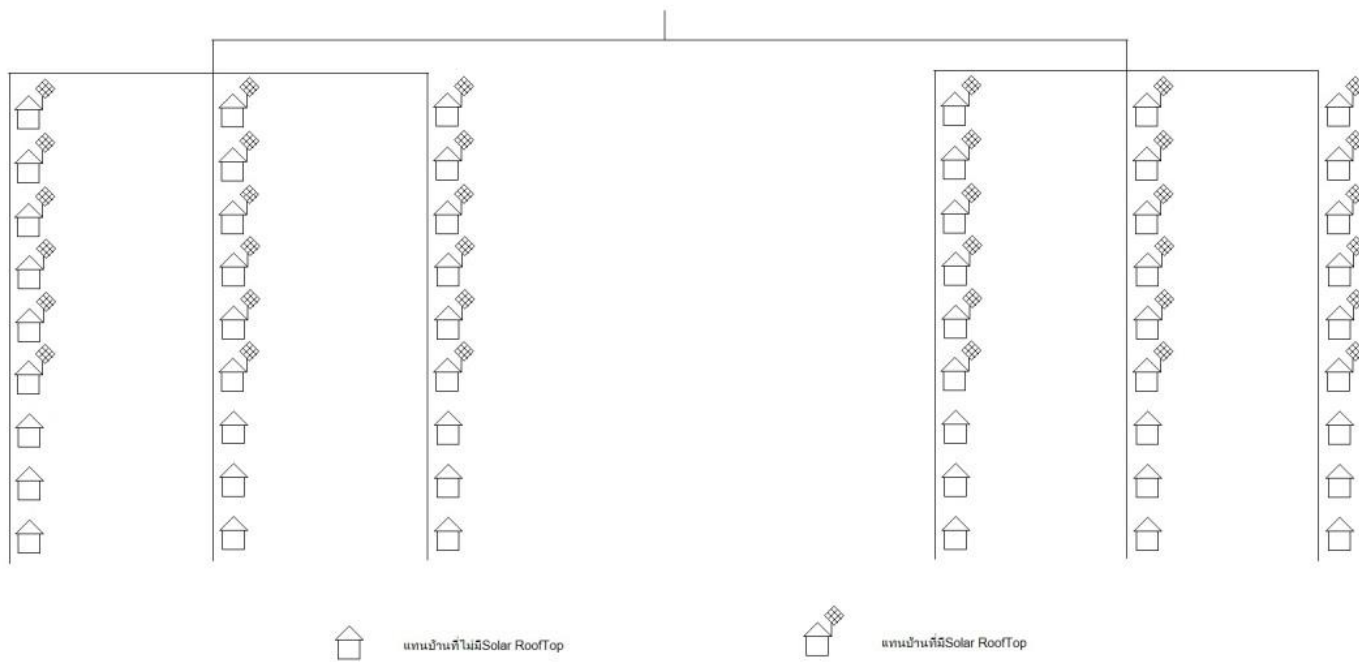
—•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A (Mvar)
 —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B (Mvar)
 —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.20 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้ในช่วงเวลาที่โหลดใช้กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มเปลี่ยนแปลง ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาชัดเจนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้ จะมีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.983 leading ใน เวลา 12.00น. และกลับ ไปมีค่าเป็น 0.995lagging หลัง 16.00 น.



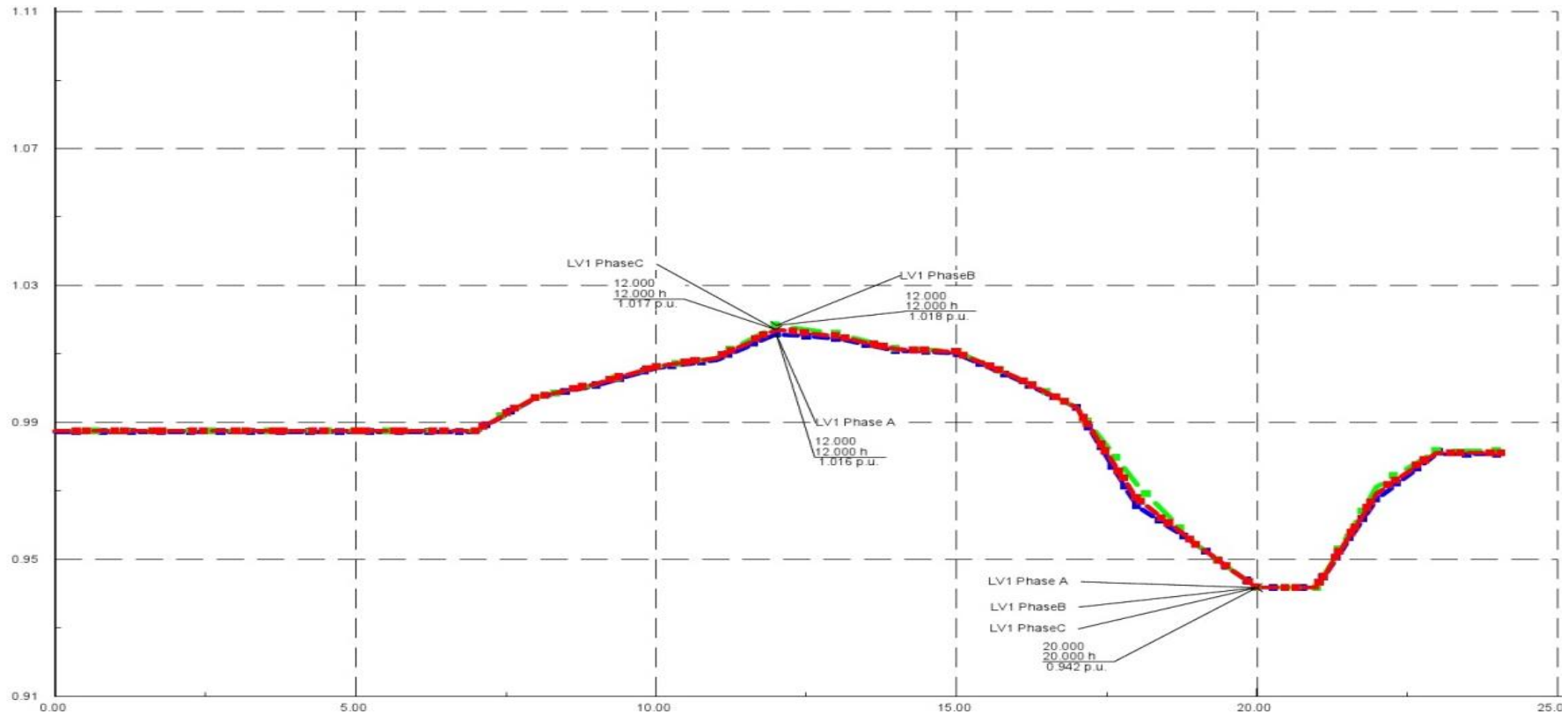
ภาพที่ 4.21 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีที่ 3 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.4 กรณีที่ 4 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 36 หลัง คิดเป็น 66.7 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



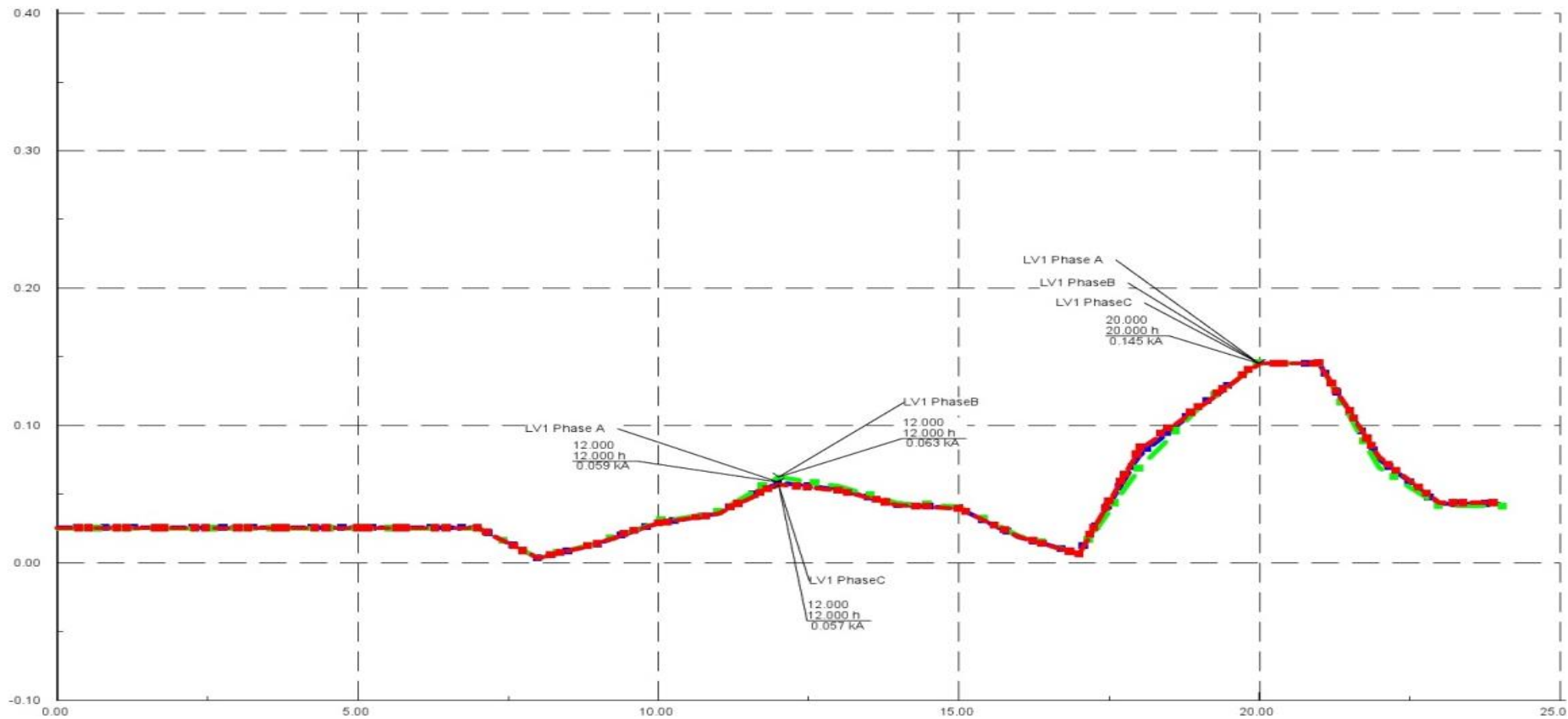
ภาพที่ 4.22 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 4

ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 4



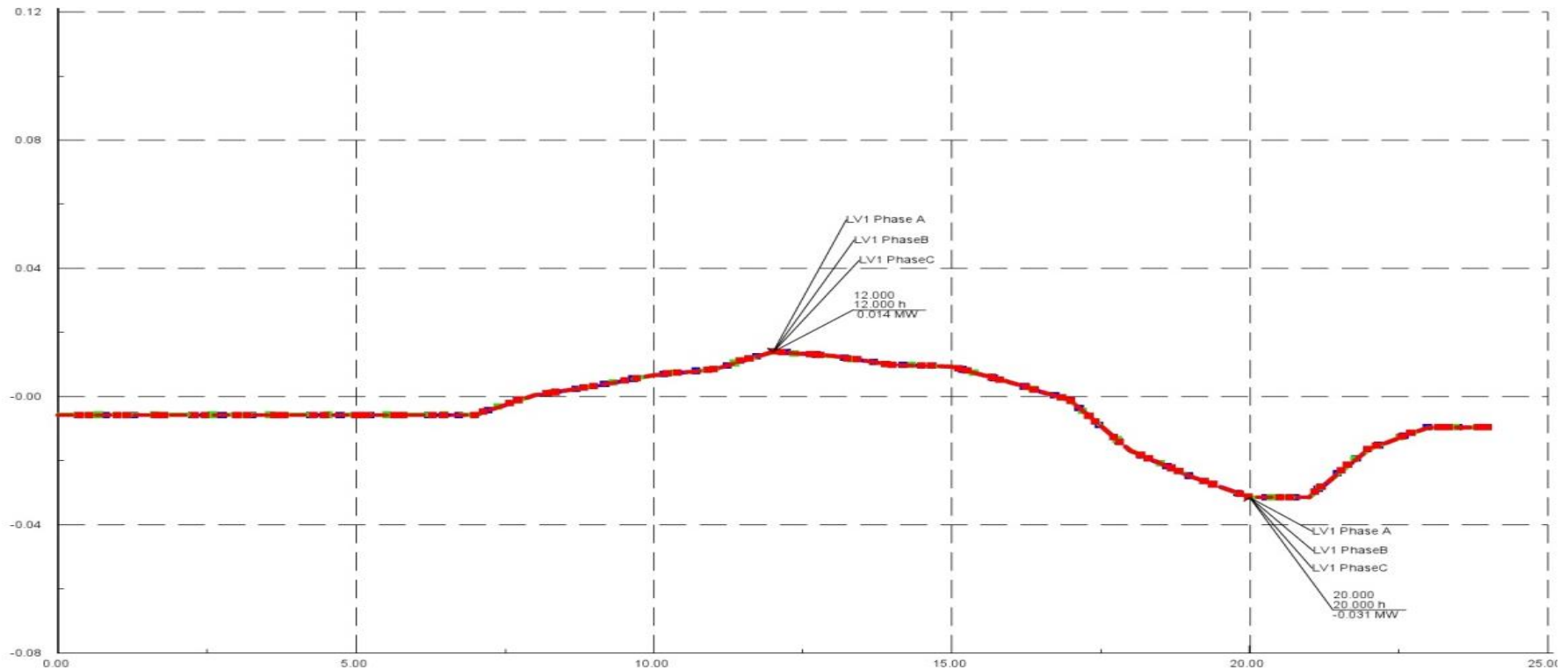
—•—•—•—ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A (p.u.) —•—ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B (p.u.) —•—•—•—ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C (p.u.)

ภาพที่ 4.23 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 1.016 p.u. ในช่วงเวลา 12.00 น.



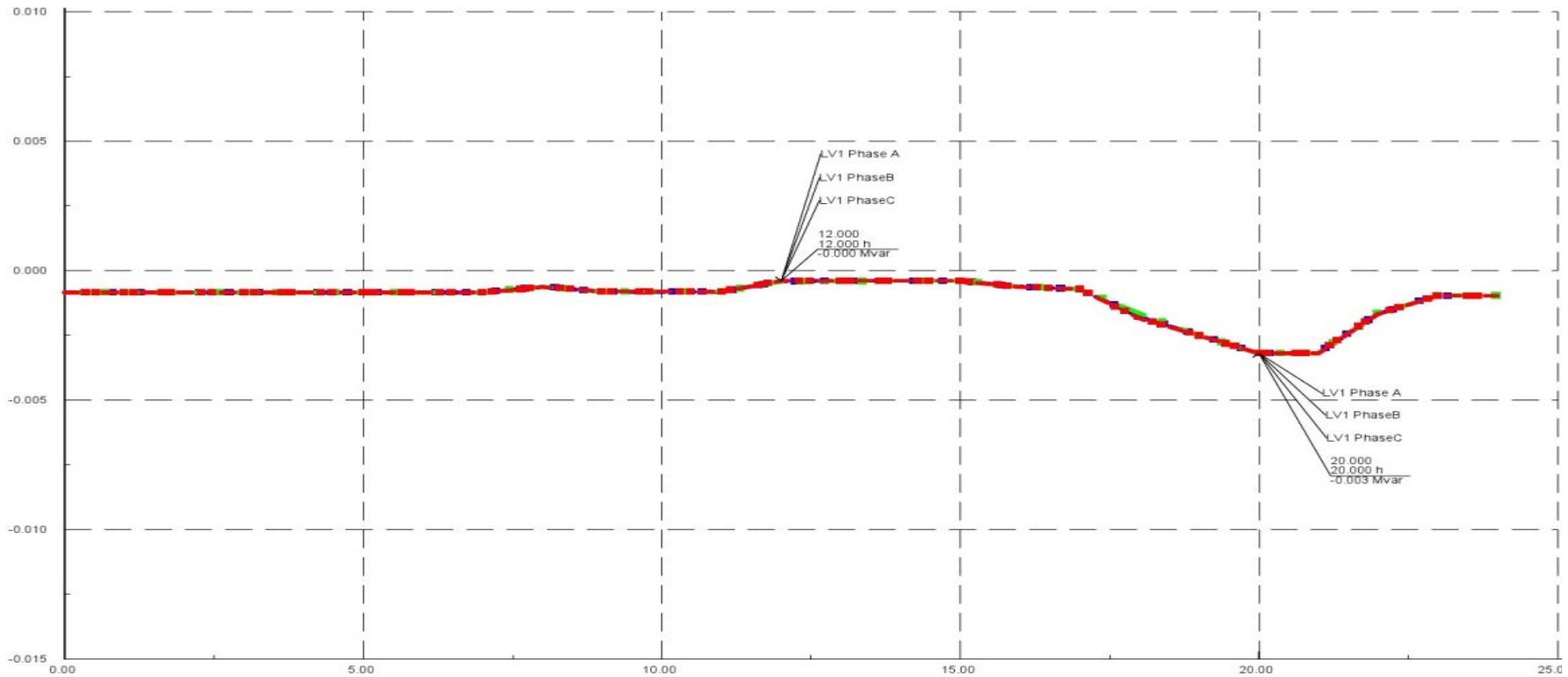
—•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.24 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.06 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่าที่โหลดใช้กระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.



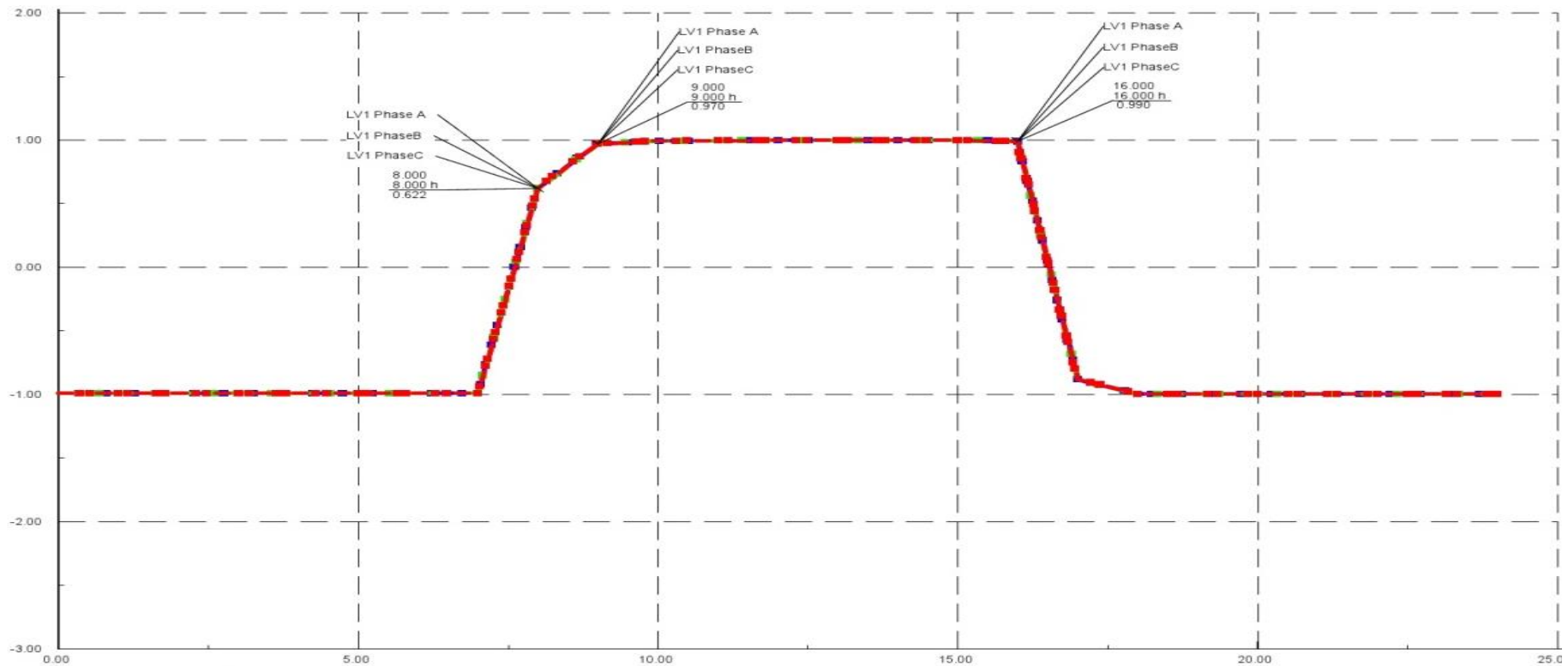
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.25 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการใช้พลังงานไฟฟ้าของโหลด แต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาคืนให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้สูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้สูงสุดจะอยู่ที่ 0.014 MW ในช่วงเวลา 12.00 น.



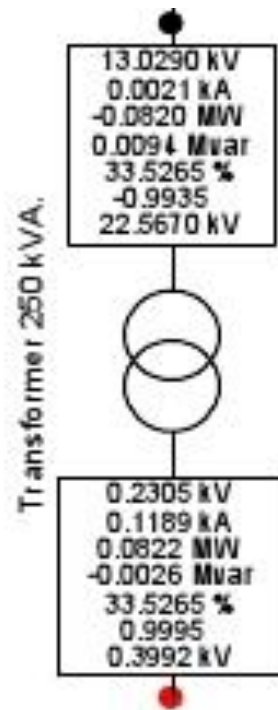
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.26 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.000 MVar ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.003 MVar ในช่วงเวลา 20.00 น.



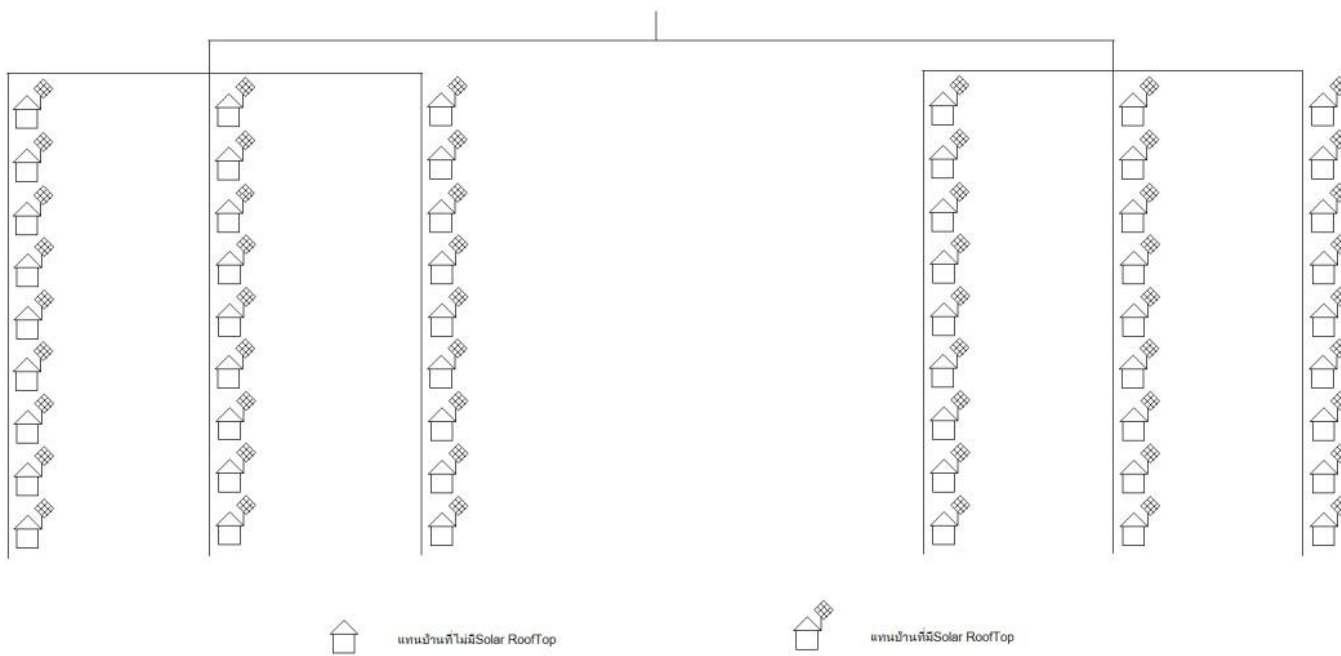
—•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.27 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้ในช่วงเวลาที่โหลดใช้กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มเปลี่ยนแปลง ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้ จะมีค่าเท่ากับ 0.622 leading ในเวลา 08.00น. และแนวโน้มจะดีขึ้นเรื่อยๆจนมีค่าเท่ากับ 0.990 leading ในเวลา 16.00น. และกลับไปมีค่าเป็น 0.995 lagging หลัง 18.00 น.



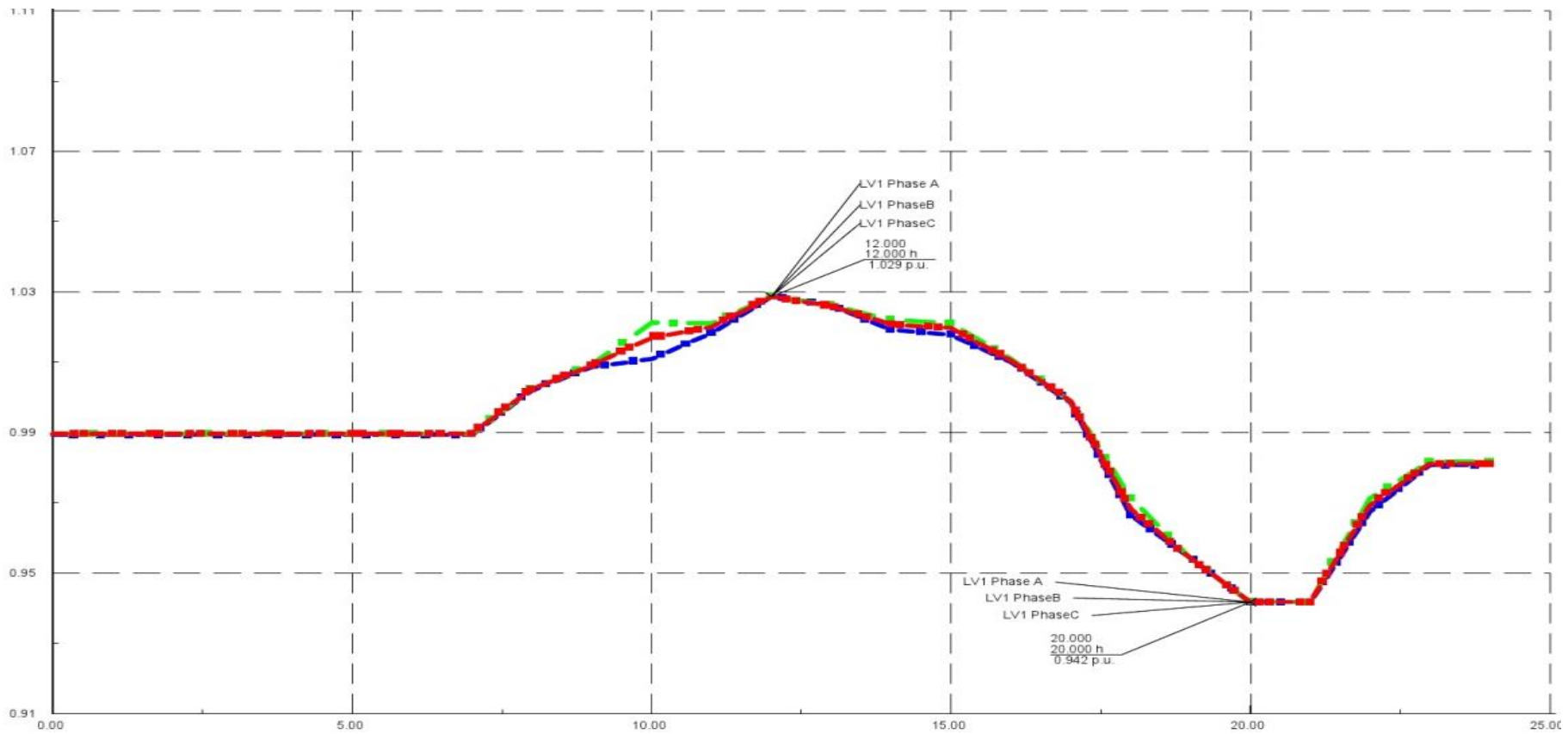
ภาพที่ 4.28 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีนี้ 4 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.5 กรณีที่ 5 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3.12 kW จำนวน 54 หลัง คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



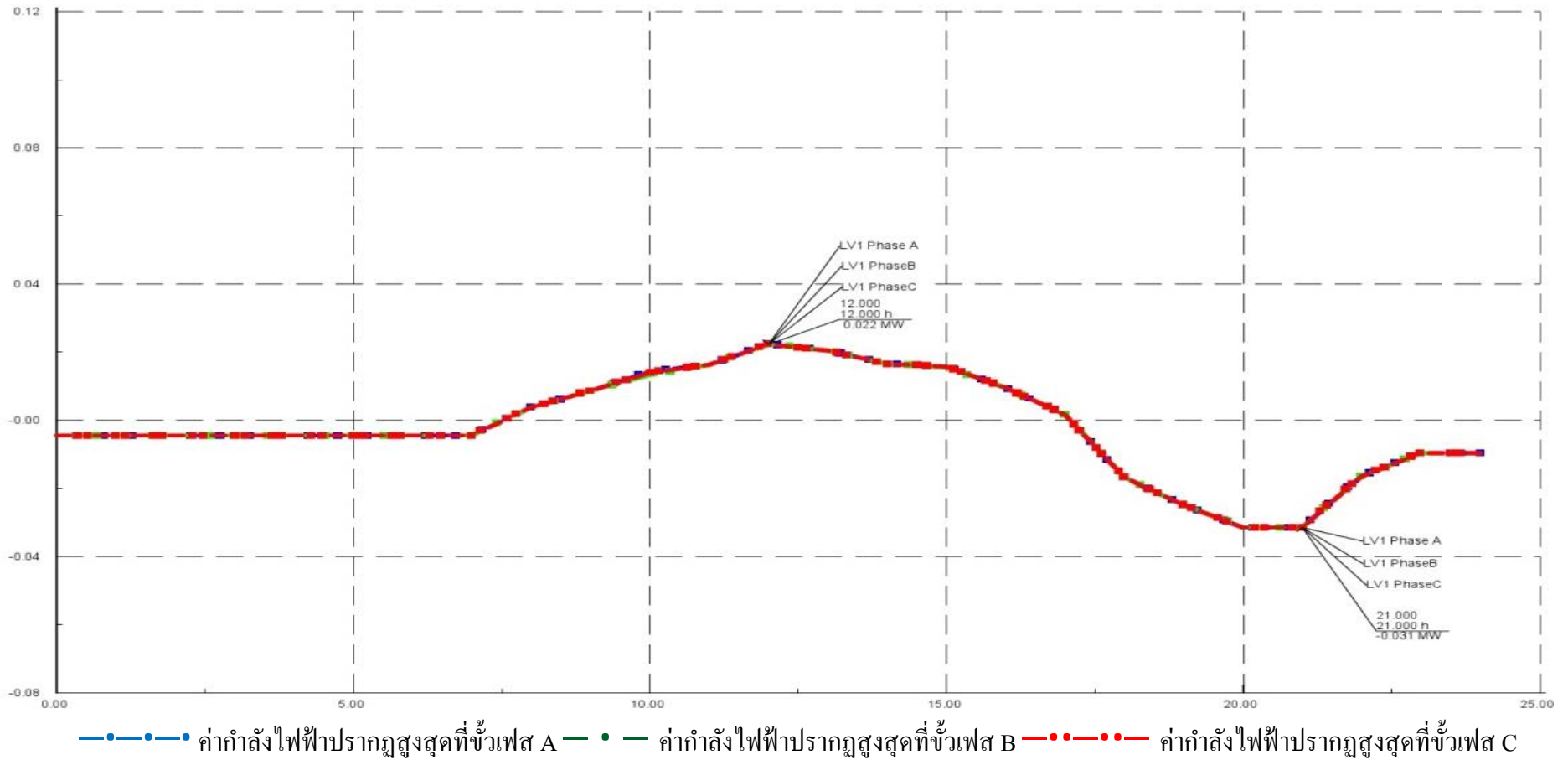
ภาพที่ 4.29 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 5

ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 5

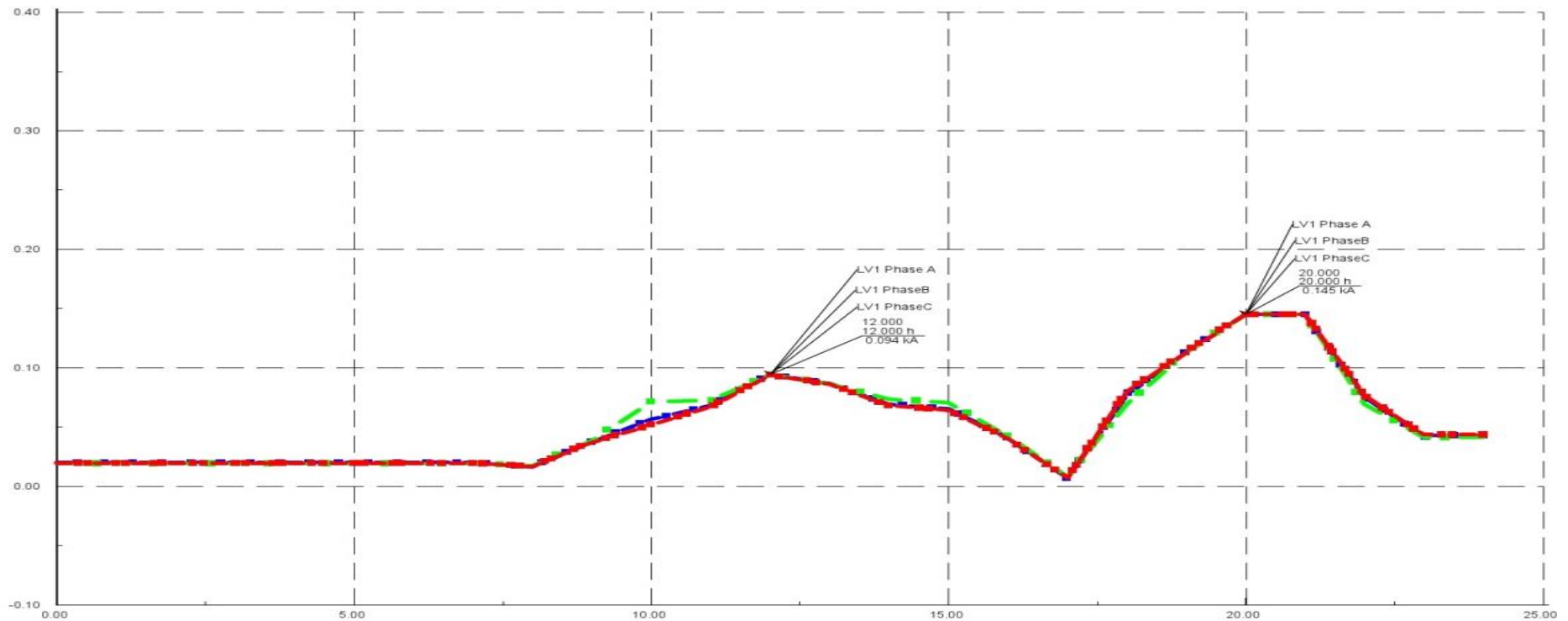


—•—•—•—ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A (p.u.) —•—•—•—ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B (p.u.) —•—•—•—ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C (p.u.)

ภาพที่ 4.30 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น.และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่

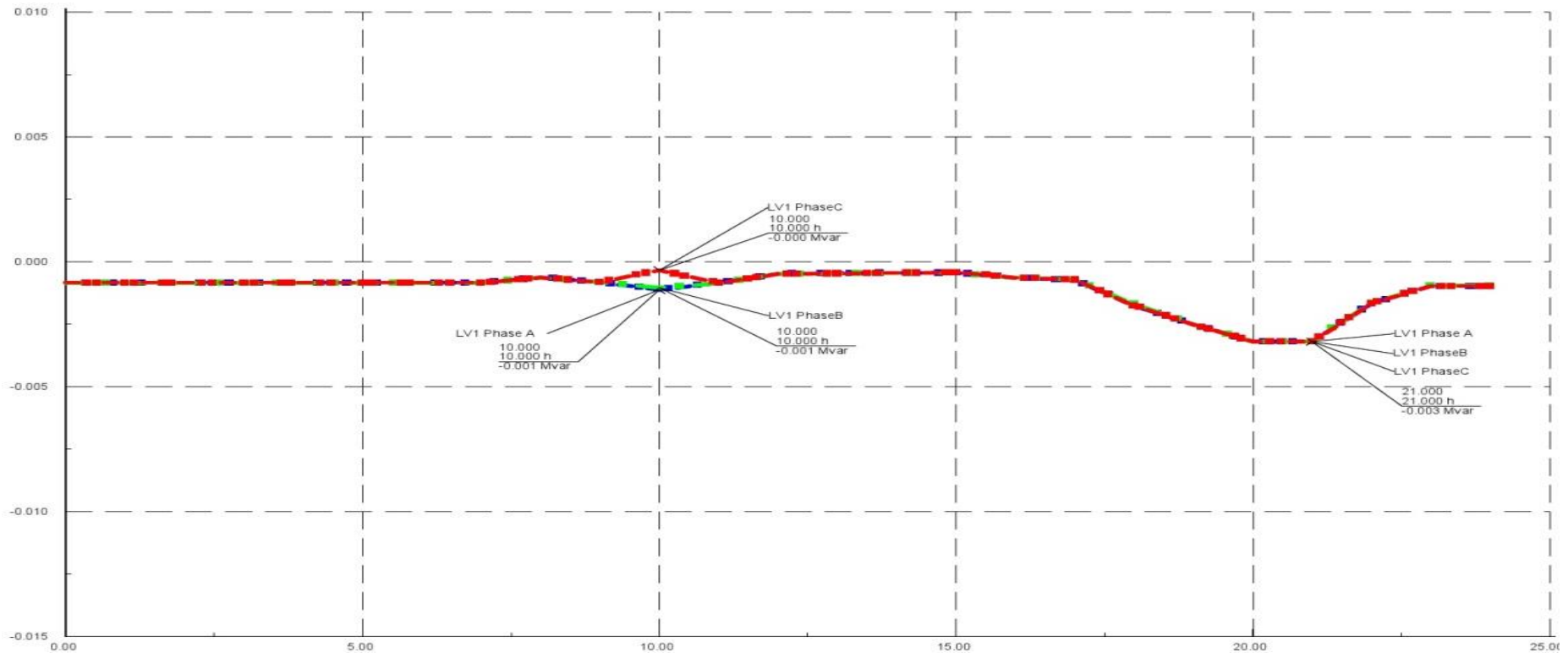


ภาพที่ 4.31 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.094 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่าที่โหลดใช้กระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.



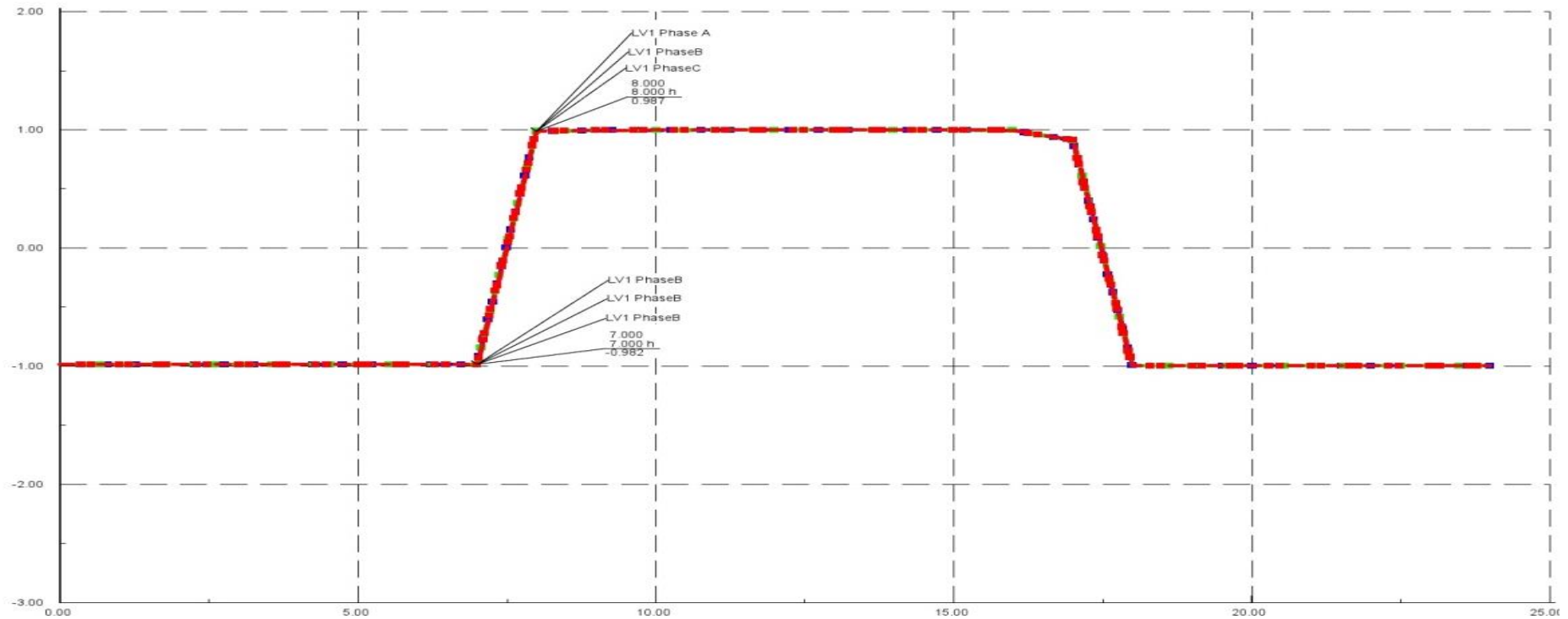
—•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.32 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการใช้พลังงานไฟฟ้าของโหลด แต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขึ้นให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้สูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้สูงสุดจะอยู่ที่ 0.022 MW ในช่วงเวลา 12.00 น.



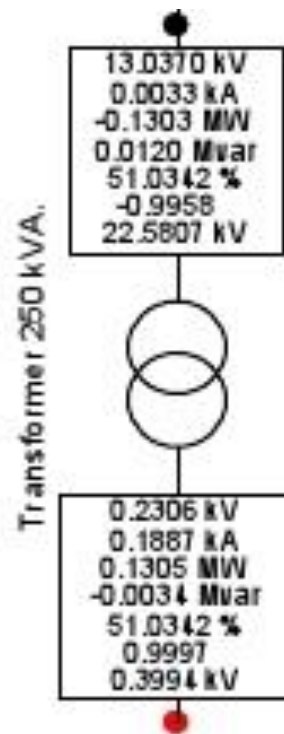
—•—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.33 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.000MVar และ-0.0001MVarในช่วงเวลา 12.00 น.และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.003 MVarในช่วงเวลา 20.00 น.



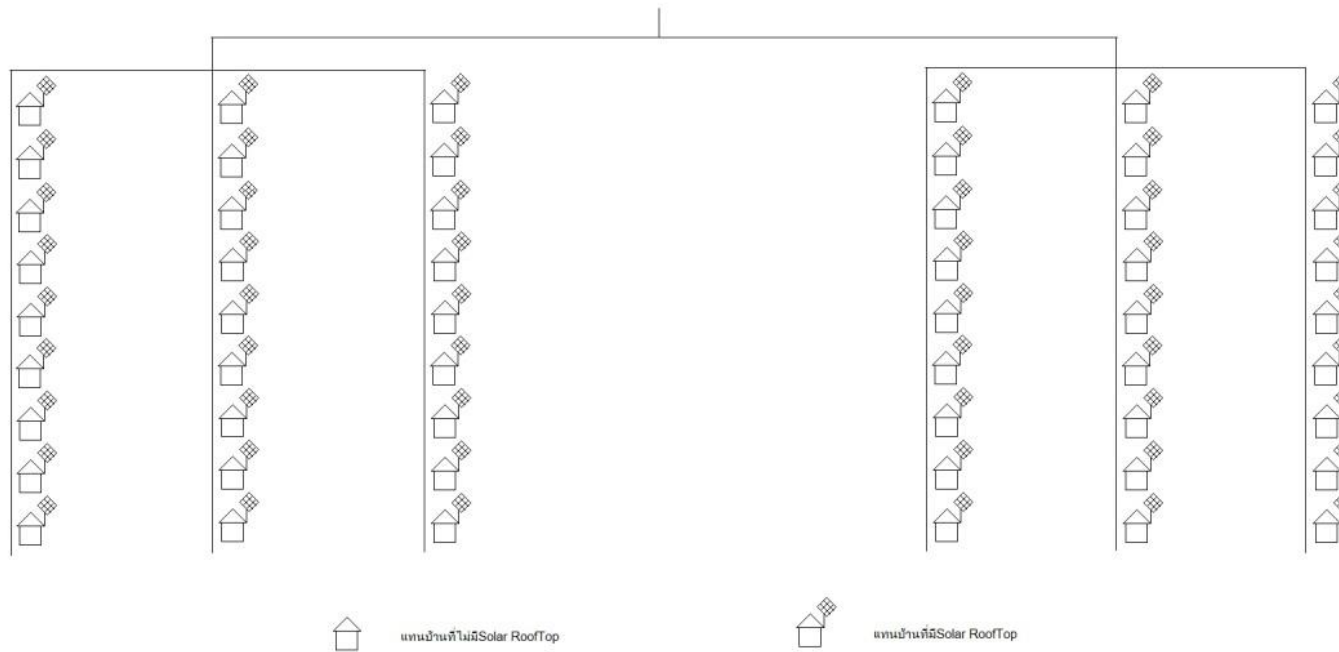
—•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C

ภาพที่ 4.34 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้ในช่วงเวลาที่โหลดใช้กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มเปลี่ยนแปลง ในขณะที่เซิร์ฟเวอร์เสถียรที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาเซิร์ฟเวอร์ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้ โดยจะมีค่าเท่ากับ 0.982 lagging ในเวลา 07.00น.ซึ่งมีแนวโน้มจะดีขึ้นไปเรื่อยๆจนมีค่าเท่ากับ 0.987 leading ในเวลา08.00น.และกลับไปมีค่าเป็น 0.995lagging หลัง 18.00 น.



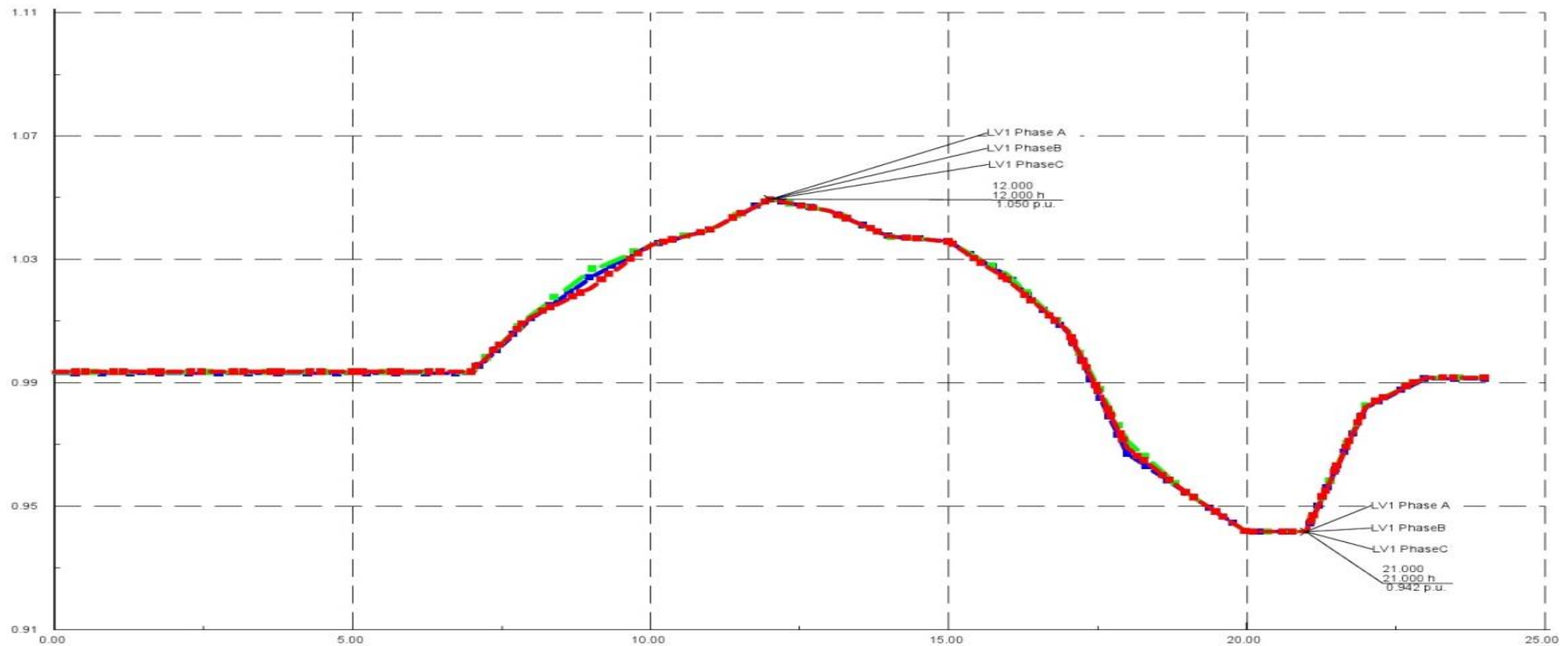
ภาพที่ 4.35 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีที่ 5 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.6 กรณีที่ 6 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 5.1kW จำนวน 54 หลัง คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบจำหน่าย



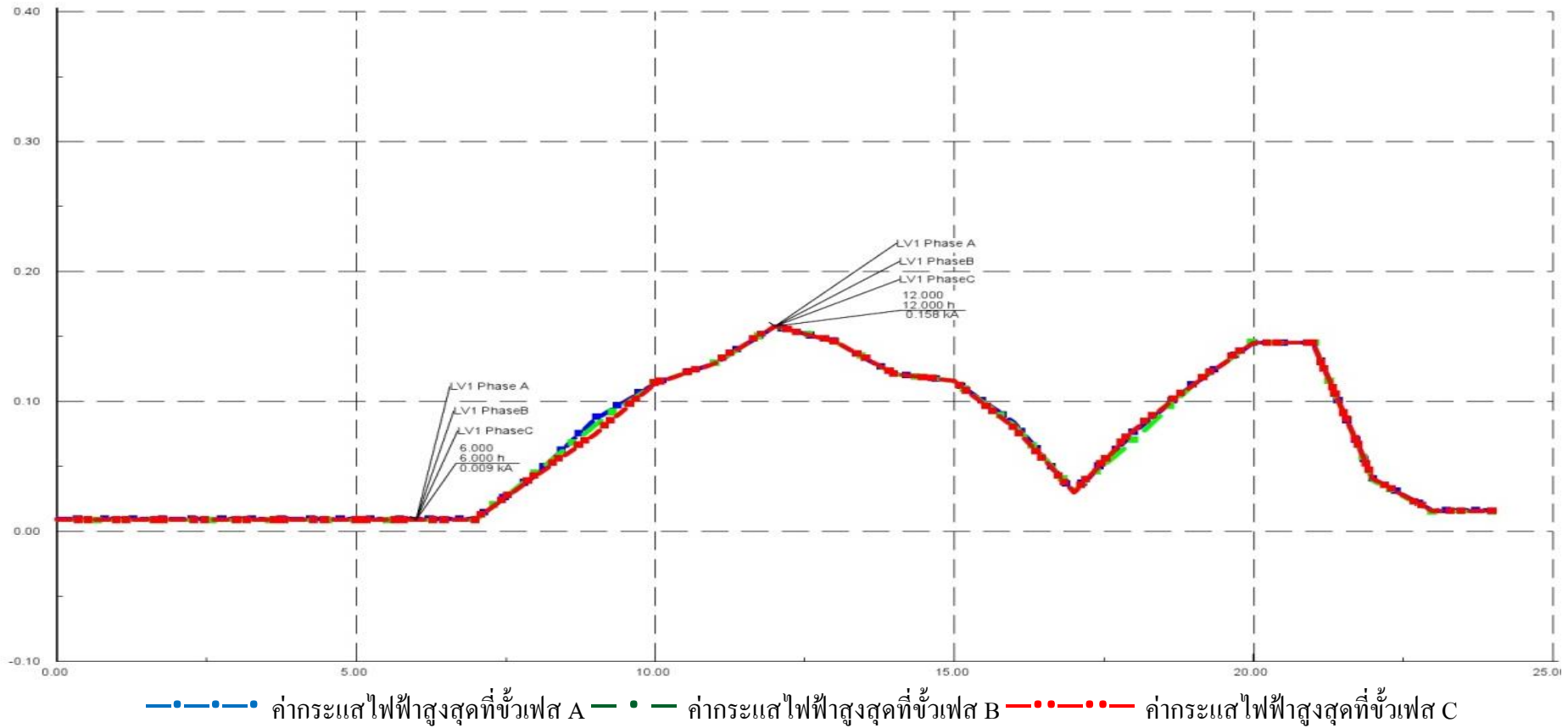
ภาพที่ 4.36 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบในกรณีที่ 6

ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 6

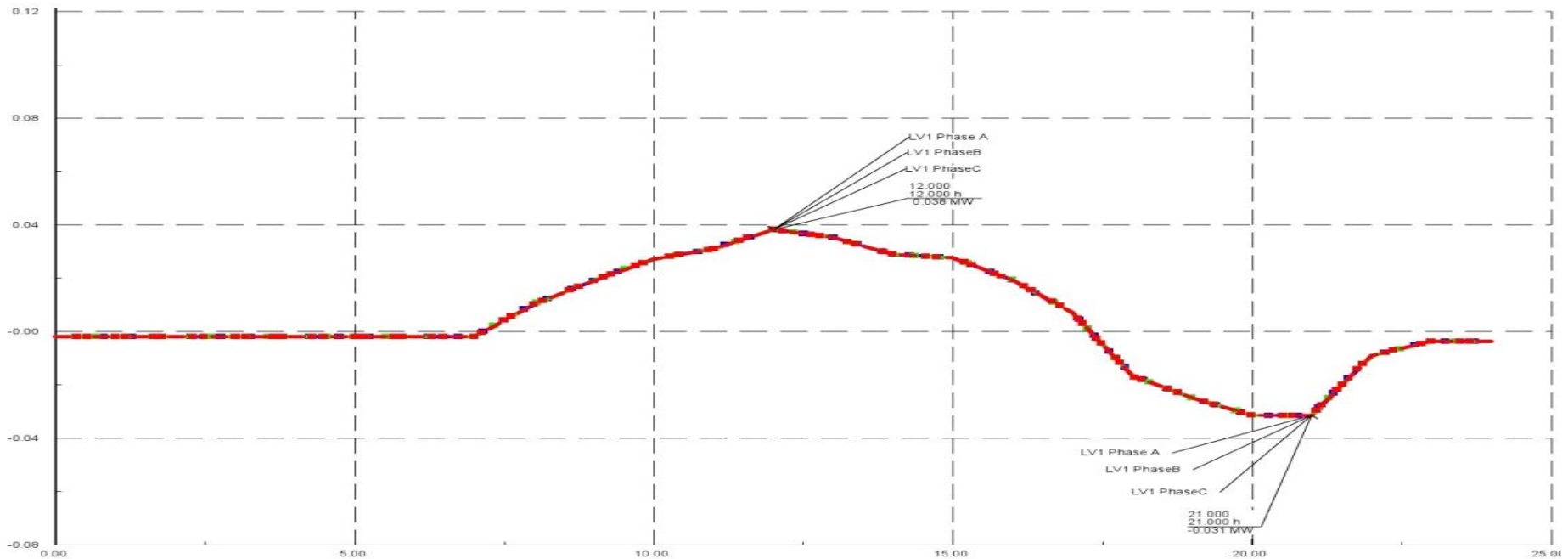


—•—•—•— ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส A (p.u.) —•—•—•— ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส B (p.u.) —•—•—•— ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่ขั้วเฟส C (p.u.)

ภาพที่ 4.37 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 1.050 p.u. ในช่วงเวลา 12.00 น. ซึ่งถือว่าเป็นค่าสูงสุดที่ยอมรับได้ ตามมาตรฐาน IEEE

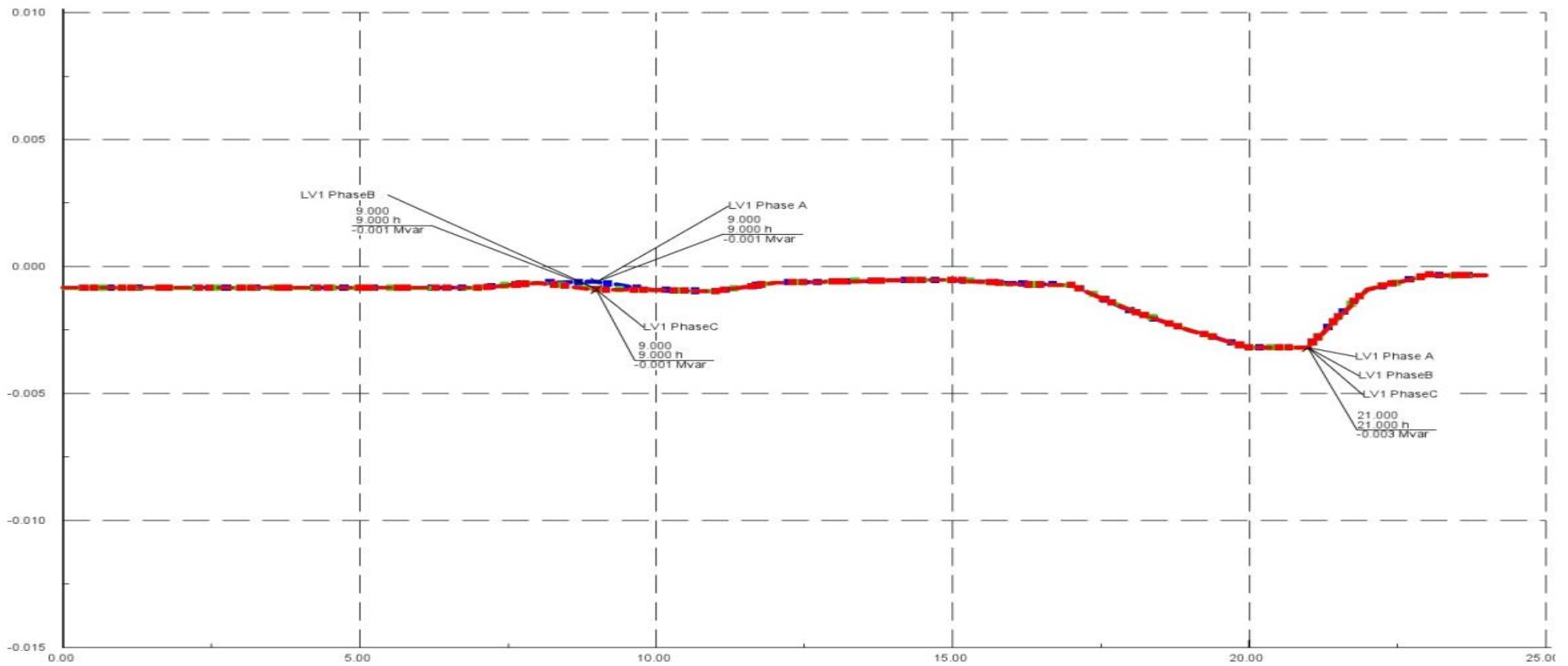


ภาพที่ 4.38 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 1.08 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่าที่โหลดใช้กระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.



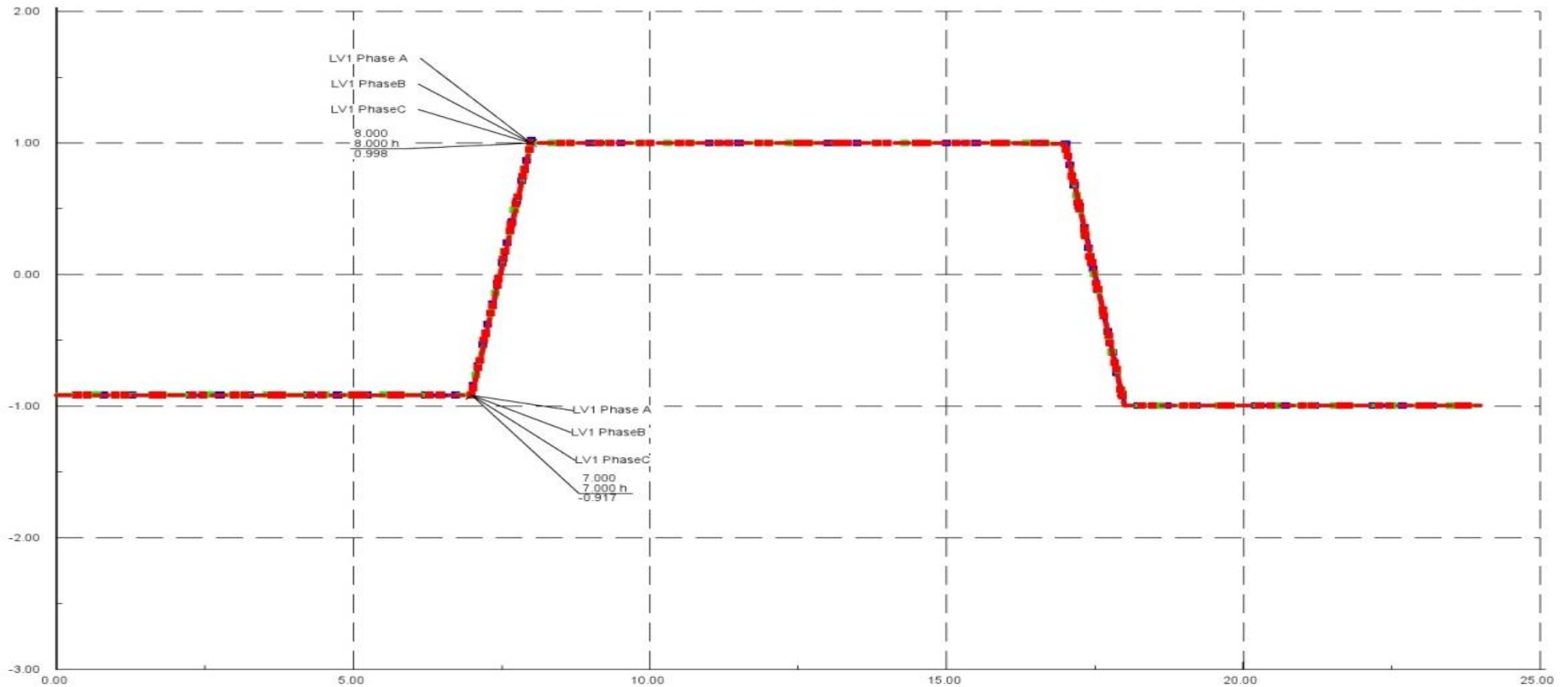
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส B —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส

ภาพที่ 4.39 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการนำพลังงานไฟฟ้าของโหลดแต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาจ่ายคืนให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้สูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้สูงสุดจะอยู่ที่ 0.038 MW ในช่วงเวลา 12.00 น



—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.40 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.0001MVar ในช่วงเวลา 12.00 น.และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.003 MVar ในช่วงเวลา 20.00 น.



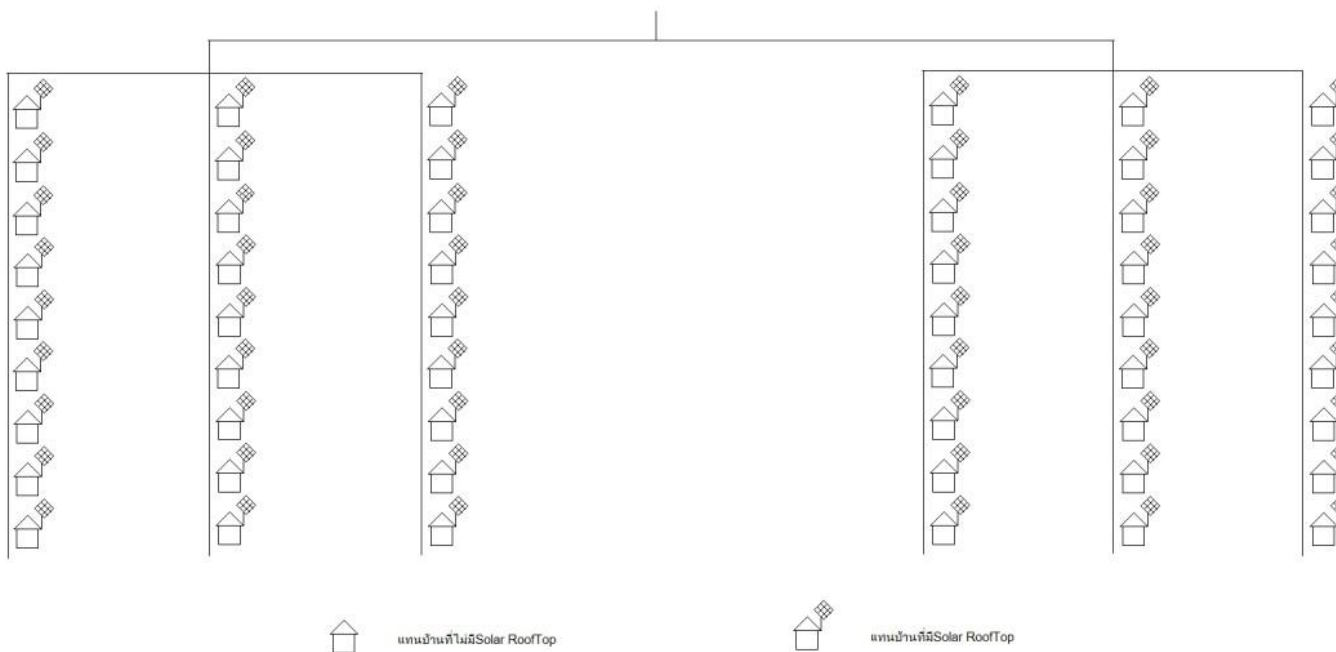
—•••— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•••— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.41 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้ในช่วงเวลาที่โหลดใช้กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มเปลี่ยนแปลงใน ขณะที่เซิร์ฟเวอร์เสถียรที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้ โดยจะมีค่าเท่ากับ 0.917 lagging ในเวลา 07.00น.และแนวโน้มจะดีขึ้นไปเรื่อยๆจนมีค่าเท่ากับ 0.998 leading ในเวลา 08.00น.และกลับไปมีค่าเป็น 0.917lagging หลัง18.00 น.



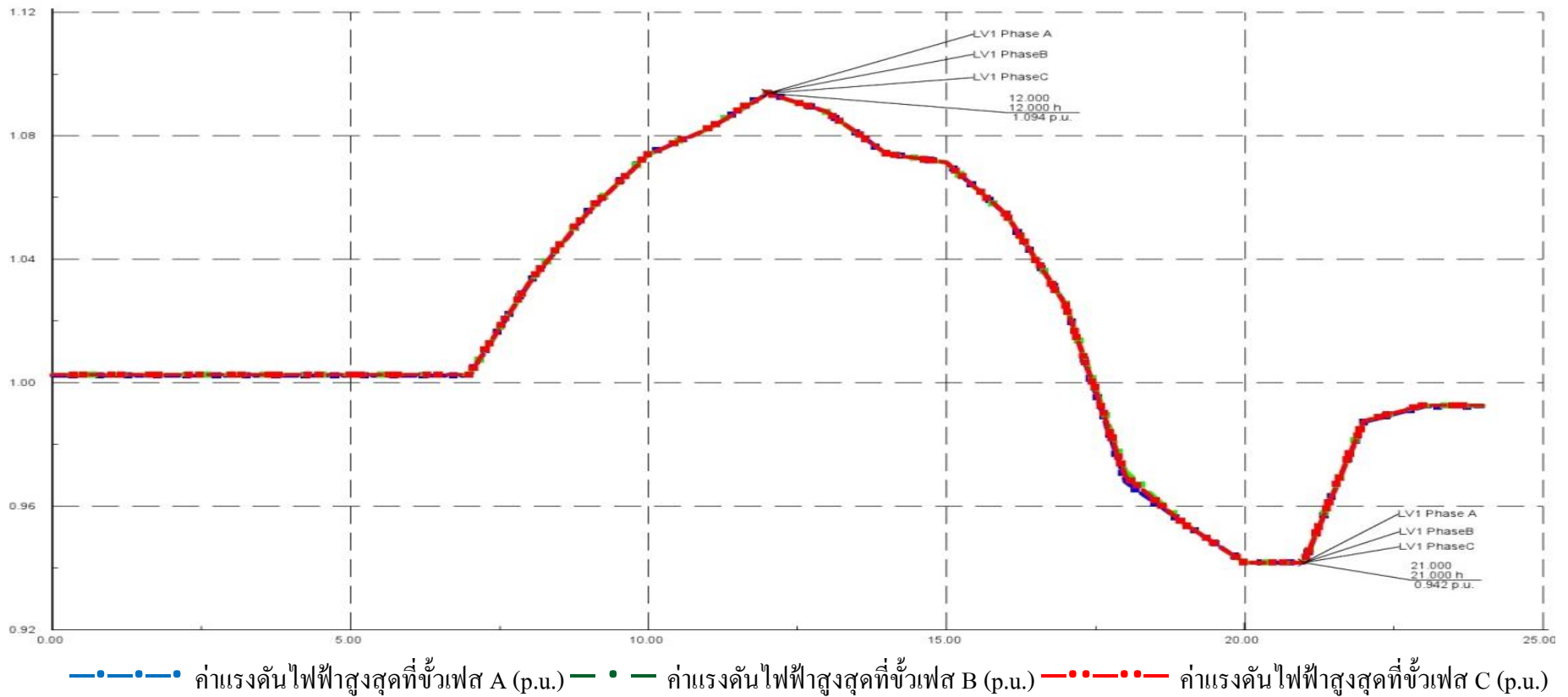
ภาพที่ 4.42 แสดงลักษณะของหม้อแปลงในกรณีที่ 6 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.7 กรณีที่ 7 ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 10 kW จำนวน 54 หลัง คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของโหลดตัวอย่างในระบบ
จำหน่าย

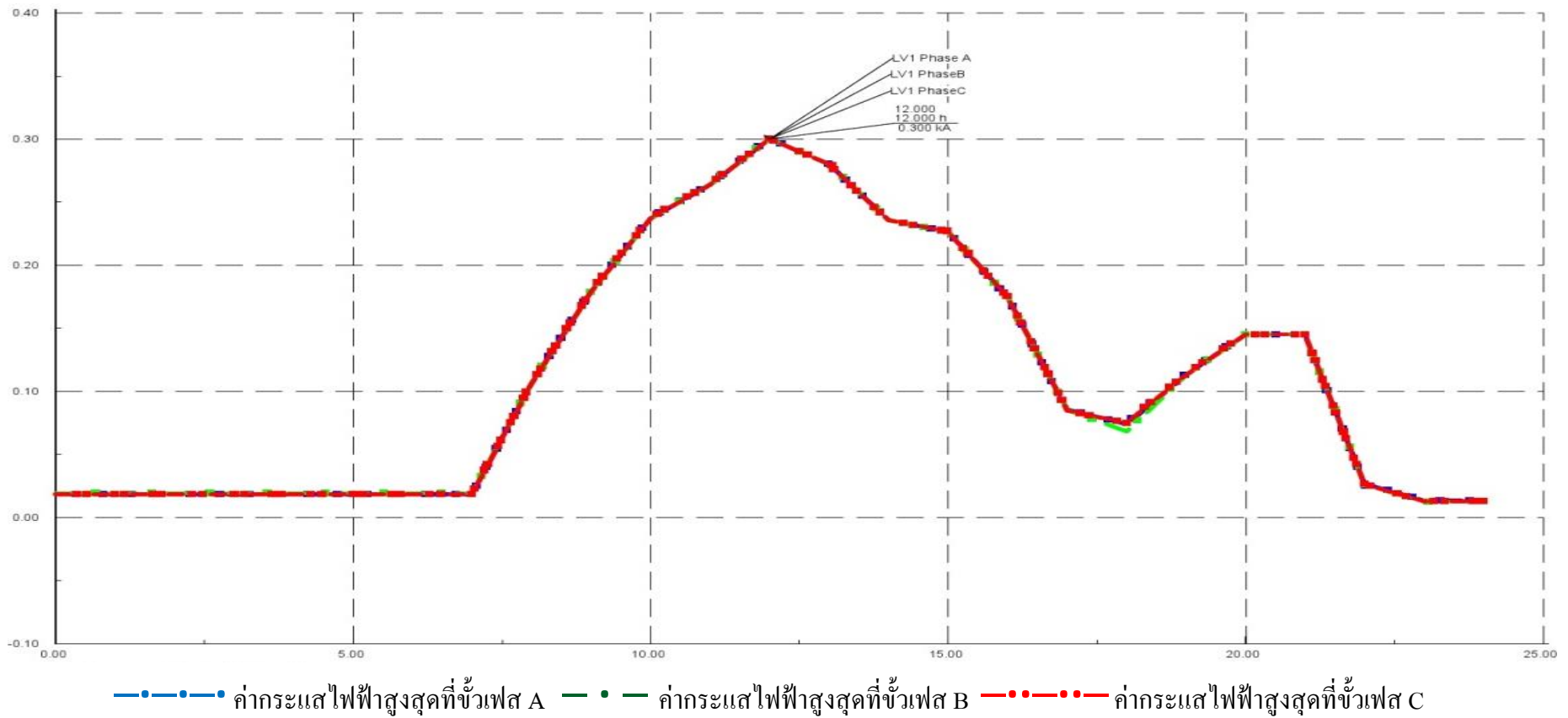


ภาพที่ 4.43 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกรณีที่ 7

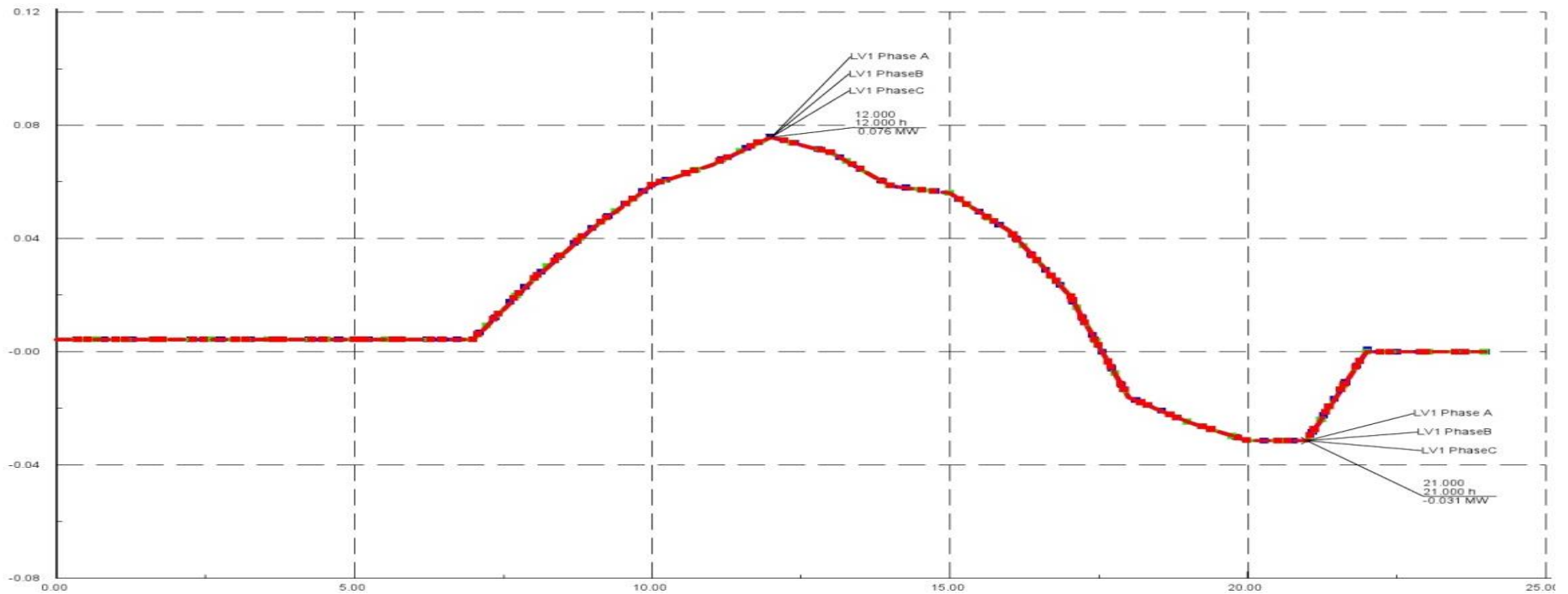
ผลที่ได้จากการทดลองในกรณีที่ 7



ภาพที่ 4.44 แสดงลักษณะแรงดันไฟฟ้าที่โหลดใช้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณโหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้ โดยที่ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดจะอยู่ที่ 0.942 p.u. ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 1.094 p.u. ในช่วงเวลา 12.00 น. ซึ่งเกินกว่าค่า ตามมาตรฐาน IEEE

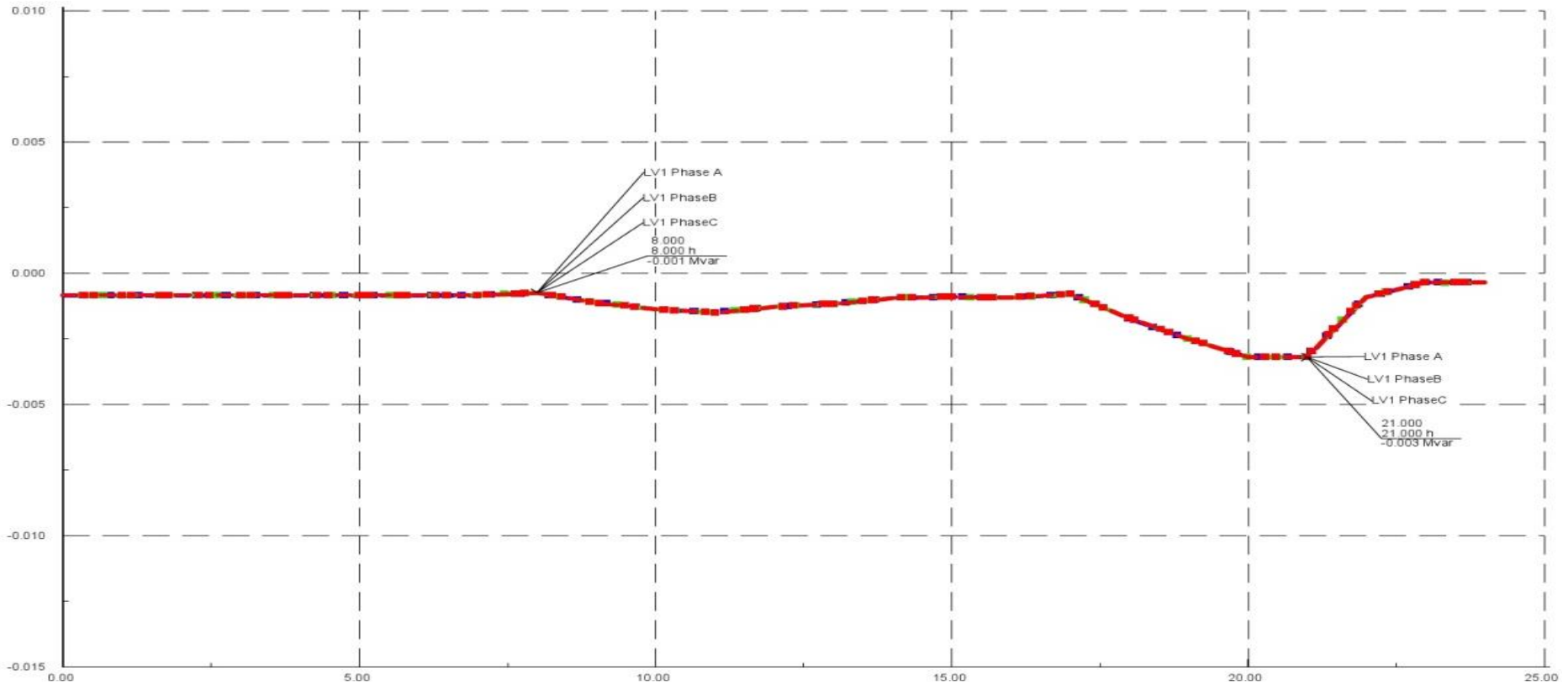


ภาพที่ 4.45 แสดงลักษณะกระแสไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากระแสไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงตามปริมาณ โหลดและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.300 kA. ในช่วงเวลา 12.00 น. และค่าที่โหลดใช้กระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ 0.145 kA. ในช่วงเวลา 20.00 น.



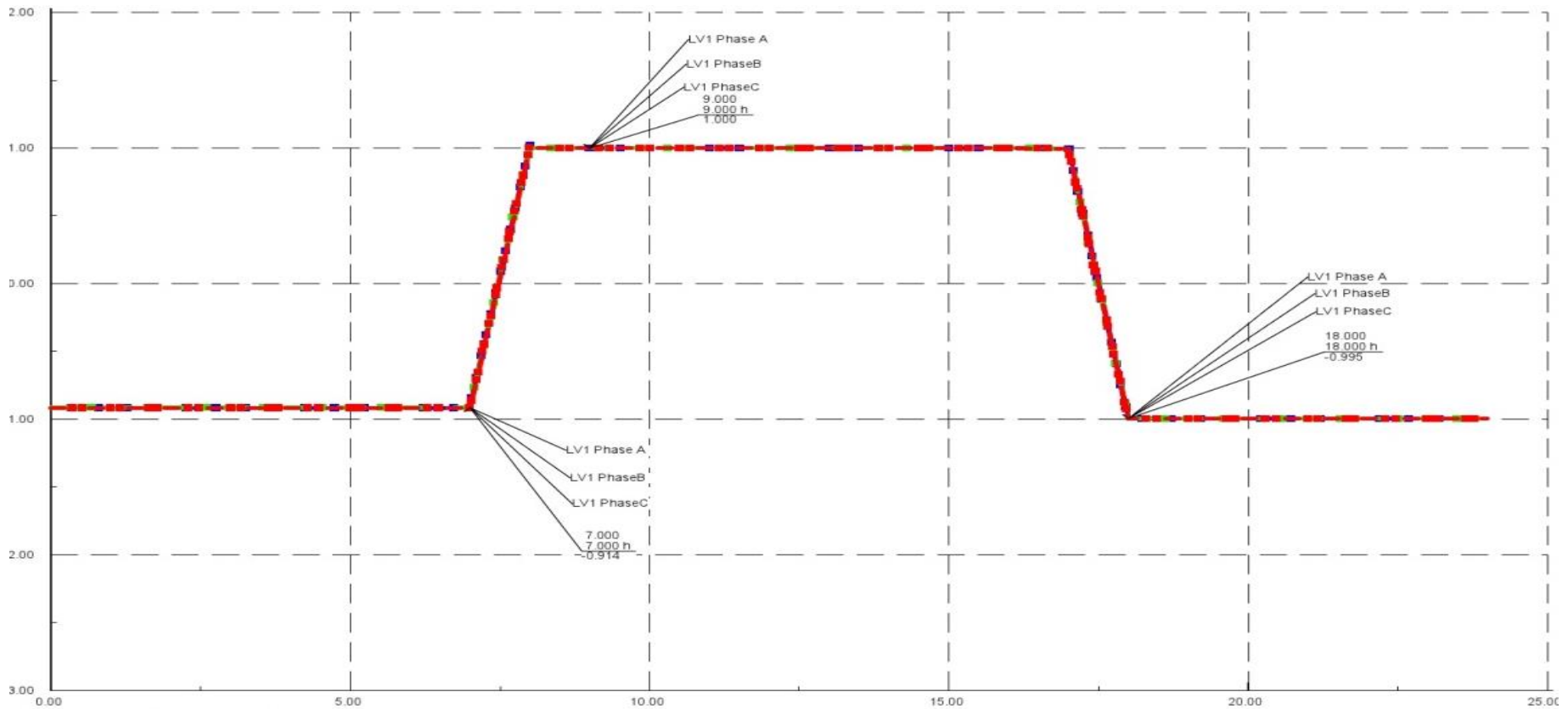
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส A —•— ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส B -•-•-•-•- ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดที่ขั้วเฟส

ภาพที่ 4.46 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าจริงในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟและค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นลบจะบ่งบอกถึงการนำพลังงานไฟฟ้าของโหลดแต่ถ้าค่ากำลังไฟฟ้าจริงมีค่าเป็นบวกจะบ่งบอกถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาซึ่งคืนให้กับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้สูงสุดจะอยู่ที่ -0.031 MW ในช่วงเวลา 20.00 น. และค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตได้สูงสุดจะอยู่ที่ 0.075 MW ในช่วงเวลา 12.00 น.



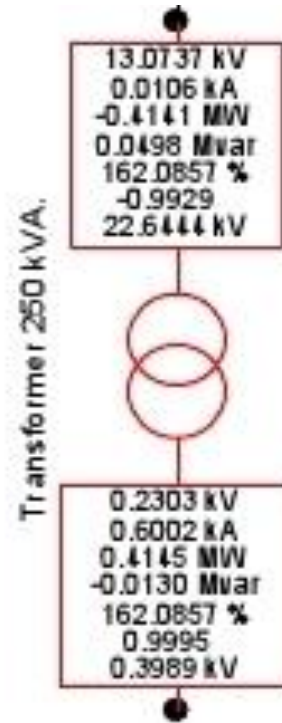
—•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่ากำลังไฟฟ้าใช้งานสูงสุดที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.47 แสดงลักษณะกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะบอกถึงปริมาณการใช้โหลดของผู้ใช้ไฟซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่ำสุดจะอยู่ที่ -0.0001MVar ในช่วงเวลา 08.00 น. และค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ที่ -0.003 MVar ในช่วงเวลา 20.00 น.



—•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส A (Mvar) —•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส B (Mvar) —•—•—•— ค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขั้วเฟส C (Mvar)

ภาพที่ 4.48 แสดงลักษณะค่าประกอบกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งค่าประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้ในช่วงเวลาที่โหลดใช้กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มเปลี่ยนแปลง ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมาชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดใช้ โดยจะมีค่าเท่ากับ 0.914 lagging ในเวลา 07.00น. และแนวโน้มจะดีขึ้นไปเรื่อยๆจนมีค่าเท่ากับ 1.000 leading ในเวลา 08.00น. และกลับไปมีค่าเป็น 0.995lagging หลัง 18.00 น.



ภาพที่ 4.49 แสดงลักษณะของหม้อแปลง ซึ่งในกรณีนี้ 7 จะมีค่าพารามิเตอร์เป็นดังภาพ

4.8 ผลจากการทดลอง

ตารางที่ 4.1 แสดงค่าพารามิเตอร์ก่อนทำการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ค่าพารามิเตอร์	Voltage(p.u)	Current(kA)	Active Power(MW)	Reactive Power(MVar)	PF.
แบบจำลองที่ 1	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-1.000
แบบจำลองที่ 2	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-0.995
แบบจำลองที่ 3	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-0.995
แบบจำลองที่ 4	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-0.995
แบบจำลองที่ 5	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-0.995
แบบจำลองที่ 6	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-0.995
แบบจำลองที่ 7	0.942	0.145	-0.031	-0.003	-0.995

หมายเหตุ : ค่าพารามิเตอร์เป็นค่าที่วัดในช่วงโหลดสูงสุด (เวลา 20.00น.)

ตารางที่ 4.2 แสดงค่าพารามิเตอร์หลังทำการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ค่าพารามิเตอร์	Voltage(p.u)	Current(kA)	Active Power(MW)	Reactive Power(MVar)	PF.
แบบจำลองที่ 1	0.991	0.018	-0.004	-0.000	-1.000
แบบจำลองที่ 2	1.000	0.003	0.002	-0.000	0.983
แบบจำลองที่ 3	1.009	0.009	0.008	-0.000	0.983
แบบจำลองที่ 4	1.016	0.060	0.014	-0.000	0.990
แบบจำลองที่ 5	1.029	0.094	0.022	-0.000	0.990
แบบจำลองที่ 6	1.050	0.108	0.038	-0.000	0.998
แบบจำลองที่ 7	1.094	0.300	0.075	-0.000	1.000

หมายเหตุ : ค่าพารามิเตอร์เป็นค่าที่วัดในช่วงที่เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (เวลา 12.00น.)

บทที่ 5

สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผล

จากการศึกษากรณีศึกษาการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในรูปแบบต่างๆผลที่ได้มีดังนี้

1).จากการทดลอง กรณีศึกษาที่ 1 จะสังเกตเห็นว่าในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูง จะอยู่ในช่วงเวลา 20.00น.– 21.00น.ค่าแรงดันไฟฟ้าจะมีค่า 0.942 p.u. ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าต่ำกว่าค่ามาตรฐาน IEEE โดยระบุค่าแรงดันไฟฟ้าไว้ที่ $0.95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1.05 \text{ p.u.}$ ค่า PF. เท่ากับ 0.995 lagging และหม้อแปลงทำงานที่ 71.28%ของพิกัดสูงสุด

2).จากการทดลอง กรณีศึกษาที่ 2 ถึง 5 มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ขนาด 3.12 kW ต่อหลัง ปริมาณของบ้านที่ติดตั้ง เริ่มตั้งแต่ 12 หลัง , 24 หลัง , 36 หลัง , 54 หลัง ตามลำดับ ซึ่งผลที่ได้ในการติดตั้งทั้ง 4 กรณี คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตได้ มีค่าไม่เกินค่ามาตรฐาน IEEE กำหนด แต่ในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงจะอยู่ในช่วงเวลา 20.00น.– 21.00น.ค่าแรงดันไฟฟ้าจะมีค่า 0.942 p.u.ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าต่ำกว่าค่ามาตรฐาน IEEE ค่า PF. มีแนวโน้มไปในทางที่ดีขึ้นในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตได้ (PF. ≈ 1) และหม้อแปลงทำงานที่ 71.28%ของพิกัดสูงสุด

3).จากการทดลองกรณีศึกษาที่ 6 มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขนาด 5.1kW ต่อหลัง ปริมาณของบ้านที่ติดตั้งจำนวน 54 หลัง ซึ่งผลที่ได้ ค่าแรงดันไฟฟ้าในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตได้ มีค่า 1.05 p.u. เป็นค่าสูงสุดตามค่ามาตรฐาน IEEE กำหนด แต่ในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงจะอยู่ในช่วงเวลา 20.00น.– 21.00น.ค่าแรงดันไฟฟ้าจะมีค่า 0.942 p.u. ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าต่ำกว่าค่ามาตรฐาน IEEEค่า PF. มีแนวโน้มไปในทางที่ดีขึ้นในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตได้ (PF. ≈ 1)และหม้อแปลงทำงานที่ 85.35 % ของพิกัดสูงสุด ซึ่งสูงเกินกว่าค่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หม้อแปลงสามารถรับโหลดได้ที่ 80% ของพิกัดสูงสุด

4).จากการทดลอง กรณีศึกษาที่ 7 มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาขนาด 10 kW ต่อหลัง ปริมาณของบ้านที่ติดตั้งจำนวน 54 หลัง ซึ่งผลที่ได้ ค่าแรงดันไฟฟ้าในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตได้ มีค่า 1.094 p.u. เป็นค่าสูงเกินกว่าค่ามาตรฐาน IEEE กำหนด แต่ในช่วง

เวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงจะอยู่ในช่วงเวลา 20.00น.- 21.00น.ค่าแรงดันไฟฟ้าจะมีค่า 0.942 p.u. ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าต่ำกว่าค่ามาตรฐาน IEEE ค่า PF. มีแนวโน้มไปในทางที่ดีขึ้นในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสามารถผลิตได้ ($PF \approx 1$) และหม้อแปลงทำงานที่ 162.08 % ของพิกัดสูงสุด ซึ่งสูงเกินกว่าค่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หม้อแปลงสามารถรับโหลดได้ที่ 80% ของพิกัดและในกรณีนี้มีผลทำให้ อุปกรณ์ในระบบเสียหาย จากค่ากระแสที่สูงมาก

5.2 ข้อเสนอแนะและแนวทางการแก้ไข

1). ในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงจะอยู่ในช่วงเวลา 20.00น.- 21.00น. ค่าแรงดันไฟฟ้าจะมีค่า 0.942 p.u. ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าต่ำกว่าค่ามาตรฐาน IEEE ทำให้เกิดแรงดันตกในสายสามารถแก้ไขได้โดยการนำคาปาซิเตอร์แรงต่ำไปติดตั้งในระบบ เพื่อยกระดับแรงดันไฟฟ้าไม่ให้มีแรงดันไฟฟ้าตกที่ปลายสาย

2). จะเห็นได้ว่า ค่าพลังงานที่เซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและค่าของความต้องการใช้พลังงาน ไม่สอดคล้องกันและไม่สามารถแก้ไขปัญหาแรงดันตกได้ ดังนั้นจึงควรทำการติดตั้งแบตเตอรี่สำรอง (Battery backup) ไว้ด้วย เพื่อที่จะได้เก็บค่าพลังงานที่เหลือใช้จากการผลิตและสามารถนำกลับมาใช้ในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงได้

3). ตามมาตรฐานการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ให้ติดตั้งได้ไม่เกิน 25% ของความต้องการโหลดที่หม้อแปลงสามารถจ่ายได้ เนื่องจากถ้ามีการติดตั้งที่มากเกินไปจะทำให้มีการเปลี่ยนขนาดและพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบใหม่ เพื่อที่จะมารองรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

4). การติดตั้งต้องพิจารณาความสมดุลในแต่ละเฟส เพราะถ้าหากแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุลจะทำให้แรงดันไฟฟ้าในระบบเกิดการเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย จนส่งผลถึงอุปกรณ์ในระบบ เช่น หม้อแปลง ถ้าหม้อแปลงจ่ายแรงดันไฟฟ้าที่ไม่สมดุลจะทำให้ประสิทธิภาพและอายุการใช้งานลดลง

เอกสารอ้างอิง

- [1] Humberto Jimenez , Hugo Calleja , Raul Gonzalez , Jorge Huacuz , Javier Lagunas
“The Impact Of Photovoltaic Systems On Distribution Transformer : A case study ”
- [2] GregShirek , Brian LassiterMilsoftUtility Solution Abilene,TX “Solar Photovoltaic Modeling
Impacts on Distribution Systems – Case Study” ; IEEE 2012 Rural Electric Power
Conference Milwaukee, WI April 16, 2012
- [3] Katsuki KAWAHARA , Shigeru MIYASHITA Satoshi UEMURA HIromuKOBAYASHI
“Development Of Voltage Regulation Method Considering Mutual Smoothing Effect Of PV
In Power Distribution System” CIRED2013 Session3
- [4] ReinaldoTonkoski and Luiz A. C. Lopes.” Impact of Active Power Curtailment on
Overvoltage Prevention and Energy Production of PV Inverters Connected to Low Voltage
Residential Feeders” Concordia University –1455 De Maisonneuve Blvd. West, Montreal,
Quebec, Canada-H3G 1MB
- [5] kalpendrasinhJadeja, "Major Technical issues with increased PV penetration on the existing
electrical grid.” Murdoch University, Master of Science in Renewable Energy,Pec624
Renewable Energy Dissertation
- [6] Julio Romero Aguero , FaridKatiraei , Bas Kruimer “Impact Studies & Mitigation
Measures for Integration of Solar Photovoltaic Distributed Generation”
Quanta Technology, LLC | 4020 Westchase Blvd., Suite 300 | Raleigh,
NC 27523 |+1 (919) 334-3000 | www.quanta-technology.com