



วารสารวิศวกรรมศาสตร์และนวัตกรรม Journal of Engineering and Innovation

บทความวิจัย

การหาความสำคัญของพารามิเตอร์ในการติดตั้งที่มีต่อผลผลิตพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาแบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

Determining the significance of installation parameters affecting energy yield of grid-connected rooftop photovoltaic system

มณฑนา รังสียอภาส¹ โชคชัย ชื่นวัฒนาประณีต^{2*}

¹ ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา อำเภอเมือง จังหวัดชลบุรี 20131

² ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา อำเภอเมือง จังหวัดชลบุรี 20131

Montana Rungsiyopas¹ Chokchai Chuenwattanapraniti^{2*}

¹ Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Burapha University Chonburi 20131

² Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Burapha University Chonburi 20131

* Corresponding author.

E-mail: chokchai@eng.buu.ac.th; Telephone: 0 3810 2222

วันที่รับบทความ 1 มิถุนายน 2564; วันที่แก้ไขบทความ ครั้งที่ 1 กรกฎาคม 2564; วันที่ตอบรับบทความ 7 กันยายน 2564

บทคัดย่อ

สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาแบบเชื่อมต่อโครงข่ายขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์ในการติดตั้ง ได้แก่ ทิศทางมุมเอียง ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และรูปแบบระบบแปลงผันกำลัง อย่างไรก็ตามด้วยข้อจำกัดทางเทคนิคหลายประการจะเป็นการยากที่จะกำหนดทุกปัจจัยไว้ที่สภาวะเหมาะสมที่สุดเพื่อให้ได้ผลผลิตระบบที่ดีที่สุด บทความนี้นำเสนอการวินิจฉัยอิทธิพลของพารามิเตอร์ที่มีต่อผลผลิตระบบ โดยอาศัยการออกแบบการทดลองด้วยวิธีการทาคุชิ ผลผลิตของแต่ละการทดลองถูกประเมินด้วยโปรแกรม PVsyst 7.2 และนำมาวิเคราะห์ด้วยอัตราส่วน S/N ประกอบกับการวิเคราะห์ความแปรปรวน ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่า พารามิเตอร์ที่มีอิทธิพลมากที่สุดต่อผลผลิตไฟฟ้า คือ ทิศทางและมุมเอียงของแผง ในขณะที่การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพและชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลกระทบต่อผลผลิตที่ได้ ผลการวิเคราะห์มีความสอดคล้องกับข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากสถานที่ติดตั้งจริง

คำสำคัญ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่าย วิธีการทาคุชิ โปรแกรมจำลอง ผลผลิตพลังงาน

Abstract

The performance of grid-connected rooftop photovoltaic system relies mainly on installation parameters including orientation, tilt angle of PV panel, technologies of photovoltaic modules and power converter configuration. However, due to many technical issues, it is difficult to define all parameters at their optimal conditions in order to maximize system yields. This paper aims to investigate the impact of parameters on system yields using the design of experiments following Taguchi approach. The energy production for each experiment is assessed by PVsyst 7.2 and then signal-to-noise (S/N) analysis together with analysis of variance (ANOVA) is performed. The final analysis indicates that the orientation of PV panel and the tilt angle is the two most significant factors affecting the system yields while the installing the optimizer

and photovoltaic cell technologies have lesser impact. The analytical results well align with the data collected from example PV system sites.

Keywords

grid-connected photovoltaic system; Taguchi method; simulation software; energy yield

1. บทนำ

แนวโน้มความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่เชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งเป็นแหล่งพลังงานหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง หลายประเทศจึงนโยบายในการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีความยั่งยืนและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม สำหรับประเทศไทยได้ให้ความสำคัญกับการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยกระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (Thailand Power Development Plan หรือ PDP2018) โดยมีสาระสำคัญในการลดการสร้างโรงไฟฟ้าจากแผนเดิมและลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจก ในแผนดังกล่าวได้กำหนดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประมาณ 20,766 เมกะวัตต์ หรือ 36% ของโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะเกิดขึ้น ในช่วงปี 2561-2580 [1]

สำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าก็มีแนวโน้มที่จะผลิตไฟฟ้าใช้เองเพิ่มมากขึ้น ตัวอย่างที่เห็นได้ชัดเจนคือ การเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Rooftop photovoltaic system) ของอาคารต่างๆ ทั้งภาครัฐและเอกชน การติดตั้งระบบดังกล่าวบนหลังคาของอาคารส่วนใหญ่จะกำหนดรูปแบบในการติดตั้ง ตามลักษณะหลังคาและแปลนของอาคาร [2-4] ซึ่งอาจจะไม่ใช่พารามิเตอร์ที่เหมาะสมที่สุดทำให้ผลผลิตไฟฟ้าที่ได้ต่ำกว่าที่ควรจะเป็น แต่ในกรณีที่ติดตั้งระบบในหน่วยงานที่ประกอบไปด้วยอาคารจำนวนมาก เช่น โรงเรียน มหาวิทยาลัย โรงพยาบาล ที่มีรูปแบบของตัวอาคารลักษณะและทิศทางของหลังคาที่แตกต่างกัน การพิจารณาเลือกอาคารที่มีความเหมาะสมในการติดตั้งระบบเพื่อให้ได้ผลผลิตสูงควรให้ความสำคัญกับพารามิเตอร์ที่มีอิทธิพลสูงสุดต่อผลผลิตไฟฟ้าก่อน ซึ่งพารามิเตอร์หลักที่ส่งผลต่อปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แก่ มุมเอียงของหลังคาที่ถูกกำหนดตามรูปแบบของตัวอาคารที่

ออกแบบไว้ และทิศทางของหลังคาซึ่งขึ้นอยู่กับลักษณะแปลนอาคาร [5-8]

นอกจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ก็เป็นปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อผลผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกัน เซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีความเหมาะสมกับลักษณะภูมิอากาศของสถานที่ติดตั้งที่แตกต่างกัน โดยแผงเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอนจะมีสมรรถนะที่แปรเปลี่ยนไปตามการเปลี่ยนแปลงสเปกตรัมแสงอาทิตย์ในแต่ละฤดูกาลค่อนข้างมาก ในขณะที่สมรรถนะของแผงชนิดคริสตัลไลน์ซิลิคอนจะเปลี่ยนแปลงมากตามการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิ [9-12]

งานวิจัยนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์หาอิทธิพลของพารามิเตอร์ในการติดตั้งระบบที่มีต่อผลผลิตและสมรรถนะของระบบ ทำให้สามารถจัดลำดับความสำคัญเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาเลือกอาคารที่เหมาะสมเพื่อให้ได้ผลผลิตไฟฟ้าที่สูงโดยพารามิเตอร์ที่เลือกมาได้แก่ ทิศทางการหันหน้าและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และรูปแบบระบบแปลงผันกำลัง การวิเคราะห์หาค่าศักยภาพการออกแบบการทดลองที่มีการแปรเปลี่ยนระดับของแต่ละพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันด้วยวิธีทาคุชิ (Taguchi method) ซึ่งเป็นวิธีที่สามารถช่วยลดจำนวนการทดลอง แต่ยังคงได้ข้อมูลที่เพียงพอที่จะสรุปผลการวิเคราะห์ได้ [13-14] โดยสมรรถนะและผลผลิตของระบบแต่ละรูปแบบ ได้มาจากการประเมินด้วยโปรแกรม PVsyst

2. ปัจจัยที่ส่งผลต่อผลผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ทิศทาง การวางมุมเอียง และชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น ในทางปฏิบัติการติดตั้งระบบในบางพื้นที่ จะมีบางปัจจัยไม่สามารถควบคุมได้ เช่น ระบบที่ติดตั้งบนหลังคาของอาคาร ทิศทางหรือมุมเอียงของ

แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกกำหนดตามทิศทางการวางตัวและมุมเอียงของหลังคา ซึ่งการเปลี่ยนแปลงอาจทำได้ยากหรือใช้เงินลงทุนสูง

คุณลักษณะทางไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลักสองประการ คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (Solar irradiance) และอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปกำลังการผลิตที่ระบุโดยผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้มาจากการทดสอบที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน (Standard Test Conditions, STC) แต่ในสภาวะการทำงานที่แตกต่างไปจากสภาวะทดสอบมาตรฐาน จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้เปลี่ยนแปลงไป โดยสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (1) [15]

$$P_m = P_{m,STC} \frac{G(t)}{1000} [1 + \alpha_{P_m} (T_{cell} - 25)] \quad (1)$$

โดยที่ P_m คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

$P_{m,STC}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน (W)

$G(t)$ คือ ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ ณ เวลาใด ๆ (W/m^2)

α_{P_m} คือ สัมประสิทธิ์อุณหภูมิต่อกำลังไฟฟ้าสูงสุด ($\%/^{\circ}C$)

และ T_{cell} คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ($^{\circ}C$) ขึ้นอยู่กับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์และอุณหภูมิบรรยากาศ ดังสมการที่ (2)

$$T_{cell} = T_a + \frac{G(t)}{800} (T_{NOCT} - 20) \quad (2)$$

โดยที่ T_a คือ อุณหภูมิบรรยากาศ ($^{\circ}C$) และ T_{NOCT} คือ อุณหภูมิที่ nominal operating conditions ($^{\circ}C$)

2.1 ทิศทางและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

โดยปกติข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จะวัดที่ระนาบแนวนอน (Horizontal global irradiation, G_{HOR}) แต่กำลังไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จะถูกประเมินจากความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผง (Global incident in collector plane, G_{INC}) ซึ่งขึ้นอยู่กับมุมเอียงและทิศทางการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [6, 16-17]

การติดตั้งแผงด้วยทิศทางและมุมเอียงในตำแหน่งที่เหมาะสมจะทำให้ได้ผลการผลิตไฟฟ้าสูงสุด ระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking system) เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยปรับให้พื้นที่รับแสงได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์สูงสุดตลอดเวลา แต่อุปกรณ์ดังกล่าวทำให้เกิดต้นทุนที่มากขึ้นและใช้พลังงานในขณะที่ทำงาน ดังนั้นระบบส่วนใหญ่จะเป็นแบบติดตั้งอยู่กับที่ โดยเลือกทิศทางและมุมเอียงที่เหมาะสมที่สุดในหนึ่งปี หรืออาจทำการปรับเปลี่ยนตามฤดูกาล

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ เมื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์หันหน้าแผงไปทางมุมอะซิมุทที่ 0 (ทิศใต้) จะคำนวณ G_{INC} ณ เวลาเที่ยงวันได้ดังนี้

$$G_{INC} = G_{HOR} \frac{\sin(\alpha_{noon} + \beta)}{\sin \alpha} \quad (3)$$

โดย α_{noon} คือ มุมอัลติจูดของดวงอาทิตย์ที่เที่ยงวันและ β คือ มุมเอียงของแผงเทียบกับแนวระนาบ (Plane tilt angle)

ดังนั้นมุมเอียงที่เหมาะสมจะทำให้ได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงสูงสุดเป็นดังสมการที่ (4)

$$\beta = 90^{\circ} - \alpha_{noon} \quad (4)$$

มุม α_{noon} มีค่าเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล ซึ่งจะมากขึ้นกับละติจูดของตำแหน่งที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นปัจจัยหนึ่งที่มีผลต่อสมรรถนะในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ในช่วงฤดูร้อนซึ่งมีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์มาก แต่ผลของอุณหภูมิเซลล์ที่มากขึ้นตามอาจทำให้ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจจะไม่สูงอย่างที่คาดไว้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือกใช้ โดยเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous silicon) มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงสเปกตรัมแสงมากกว่าการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิ ในขณะที่เซลล์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ซิลิคอน (Monocrystalline Silicon) และ ชนิดโพลีคริสตัลไลน์

ซิลิคอน (Polycrystalline Silicon) จะมีสมรรถนะเปลี่ยนแปลงเนื่องจากอุณหภูมิมากกว่าการเปลี่ยนแปลงสเปกตรัมแสง [18] และจากรายงานอัตราส่วนสมรรถนะ (Performance ratio, PR) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในอินเดีย [11] พบว่าเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน ให้ค่าอัตราส่วนสมรรถนะสูงกว่าเซลล์ชนิด โพลีคริสตัลไลน์ซิลิคอนถึง 14% ในช่วงฤดูร้อน ซึ่งตรงกันข้ามกับช่วงฤดูหนาวที่ให้ค่าอัตราส่วนสมรรถนะน้อยกว่าชนิดโพลีคริสตัลไลน์ซิลิคอนอยู่ 6%

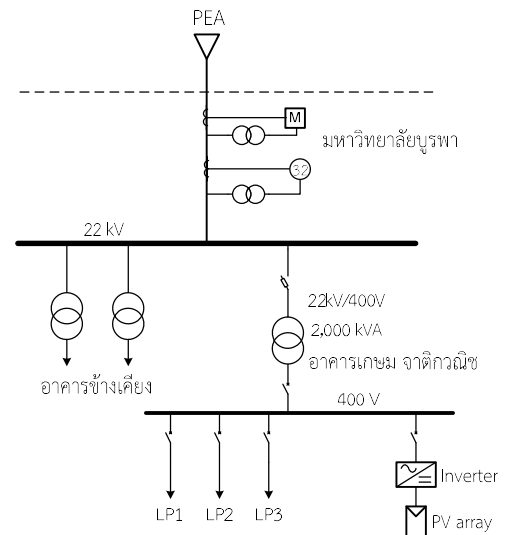
3. วิธีดำเนินงานวิจัย

3.1 รายละเอียดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

การศึกษาอิทธิพลของทิศทางการวางตัวและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และรูปแบบระบบแปลงผันกำลัง ที่มีต่อสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าได้เลือกสถานที่ติดตั้งระบบ ณ อาคารเกษม จาติกวณิช ซึ่งเป็นอาคารเรียนของคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา มีความสูง 9 ชั้น ตั้งอยู่เลขที่ 13.276 งบศาเหนือ ลองจิจูดที่ 100.926 งบศาตะวันออก อาคารวางตัวหันหน้าไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ดังรูปที่ 1 โดยตัวอาคารรับไฟฟ้าจากหม้อแปลง 22kV/400V ขนาด 2,000 kVA



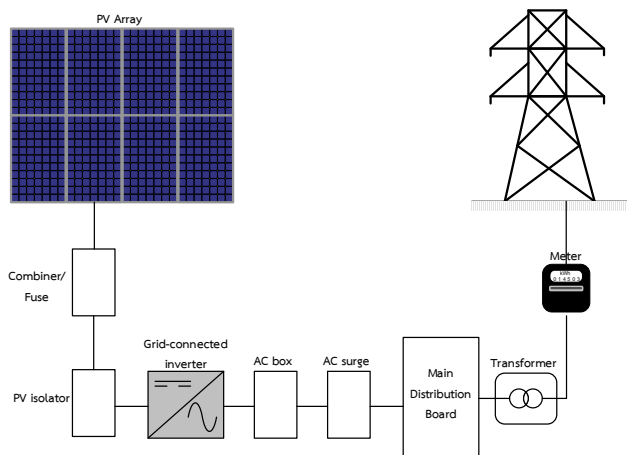
รูปที่ 1 ตำแหน่งที่ตั้งและทิศทางการวางตัวของอาคารอาคารเกษม จาติกวณิช (ภาพจาก Google map)



รูปที่ 2 โดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า 22 kV ในมหาวิทยาลัย

รูปที่ 2 แสดงโครงข่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้าอาคารนี้ โดยพลังงานที่ผลิตได้จะถูกใช้ป้อนโหลดภายในอาคารและพลังงานที่เหลือใช้จะป้อนออกไปยังอาคารข้างเคียงโดยผ่านโครงข่ายไฟฟ้าภายในมหาวิทยาลัย ทำให้สามารถใช้พลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด ส่วนในช่วงเวลากลางคืนอาคารจะรับไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้าเข้ามาใช้เนื่องจากไม่มีระบบกักเก็บพลังงาน

ส่วนประกอบหลักของระบบดังกล่าวประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกันเป็นอาร์เรย์ (PV array) ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นไฟฟ้ากระแสตรง อินเวอร์เตอร์ (Inverter) หรือหน่วยปรับคุณภาพไฟฟ้า (Power conditioning unit, PCU) ทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับ อุปกรณ์ป้องกันไฟกระชากและการลัดวงจร (Surge and ground fault protection) สายไฟ โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มิเตอร์และส่วนประกอบอื่น ๆ ที่จำเป็นสำหรับการเชื่อมต่อไปยังโหลด ลักษณะการเชื่อมต่อระบบดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 อุปกรณ์หลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

3.2 การประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า

การประเมินสมรรถนะของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้โปรแกรม PVsyst เวอร์ชัน 7.2.2 เป็นโปรแกรมที่พัฒนาโดย PVsyst SA ประเทศสวิตเซอร์แลนด์ โดยทำการเลือกประเภทระบบเป็นชนิด Grid-connected system ทำการระบุพิกัดสถานที่ติดตั้ง ณ มหาวิทยาลัยบูรพา จังหวัดชลบุรี ซึ่งอยู่ที่ละติจูด 13.27 องศาเหนือ และลองจิจูด 100.93 องศาตะวันออก เลือกฐานข้อมูลความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิบรรยากาศจากฐานข้อมูลของ Meteonorm 8.0 ที่สอดคล้องกับสถานที่ติดตั้ง จากนั้นทำการกำหนดตัวแปรหลัก (Main parameter) ได้แก่ การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบ และรายละเอียดการสูญเสีย ซึ่งมีรายการย่อยดังรูปที่ 4 และรายละเอียดการกำหนดค่าต่าง ๆ อธิบายในหัวข้อ 3.2.1-3.2.8

การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (orientation)	- ทิศทาง (direction) - มุมเอียง (tilt angle)
ระบบ (system)	- ชนิด ขนาด และยี่ห้อของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ - การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ - ชนิด ขนาด และยี่ห้อของอินเวอร์เตอร์
การสูญเสีย (detailed losses)	- การสูญเสียโอห์มิก(ohmic losses) - การสูญเสีย LID (Light Induced Degradation Loss) - การสูญเสียเนื่องจากสิ่งสกปรกที่ปกคลุมแผง (Soiling loss) - การลดทอนประสิทธิภาพตามอายุของแผง (Aging)

รูปที่ 4 ตัวแปรหลักในการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVsyst

3.2.1 การจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Orientation)

ประเทศไทยตั้งอยู่เหนือเส้นศูนย์สูตร (The Northern Hemisphere) ทำให้มองเห็นดวงอาทิตย์ขึ้นและตกเฉียงเบนไปในทิศใต้ ดังนั้นหากต้องการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ผลผลิตสูง จะต้องหันหน้าแผงไปทางทิศใต้โดยทำมุมกับพื้นราบเท่ากับละติจูดที่ตั้ง [8, 19] อย่างไรก็ตามในการติดตั้งจริงการจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับทิศทางการวางตัวของอาคารและมุมเอียงของหลังคาอาคารนั้น ๆ ทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีปริมาณที่เปลี่ยนแปลงไป ผลของทิศทางและมุมเอียงที่มีต่อผลผลิตไฟฟ้าจึงเป็นประเด็นศึกษาในงานวิจัยนี้

3.2.2 ตัวเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เลือกชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในท้องตลาดซึ่งเป็นที่นิยมโดยทั่วไป ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ และชนิดฟิล์มบาง (Thin Film)

3.2.3 อุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ (Optimizer)

อุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพเป็นวงจรแปลงผันไฟตรง-ไฟตรงที่ถูกพัฒนาเพื่อติดตั้งเข้ากับแต่ละโมดูลช่วยแก้ปัญหาการลดทอนของกำลังผลิตเนื่องจากความไม่สม่ำเสมอของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบแต่ละโมดูลที่อยู่ในสตริงเดียวกัน (Module mismatch loss) [20-21] ดังนั้นในการศึกษาจะทำการวิเคราะห์ผลของการติดตั้งว่าเป็นปัจจัยที่มีผลต่อกำลังผลิตมากน้อยเพียงใด

3.2.4 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นกระแสสลับเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า ปัจจุบันอินเวอร์เตอร์โดยส่วนใหญ่จะเป็นแบบไม่มีหม้อแปลง (Transformerless) เพื่อให้มีขนาดเล็ก น้ำหนักเบา และมีประสิทธิภาพสูง (>98%) สำหรับกรณีที่ระบบมีการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพจะต้องใช้อินเวอร์เตอร์ชนิดควบคุมแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงคงที่ (Fixed voltage) จึงจะสามารถทำงานร่วมกันได้ โดยที่ระดับกำลังการผลิตค่าหนึ่งการจัดเรียงอาเรย์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องกระทำให้ได้แรงดันและกระแสที่สอดคล้องกับอินพุตของอินเวอร์เตอร์ตามผู้ผลิตกำหนด

3.2.5 การสูญเสียในสาย (Ohmic wiring losses)

ประกอบไปด้วยการสูญเสียในสายด้านไฟฟ้ากระแสตรง และด้านไฟฟ้ากระแสสลับ การสูญเสียด้านไฟฟ้ากระแสตรง เกิดขึ้นจากความต้านทานของสายไฟจากแผงเซลล์อาทิตย์ไปยังจุดรวมของระบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC junction box) ซึ่งส่วนใหญ่จะติดตั้งไว้ใกล้กันให้มากที่สุด การสูญเสียดังกล่าวจึงไม่เป็นปัจจัยสูญเสียหลัก ดังนั้นกำหนดให้การสูญเสียด้านไฟฟ้ากระแสตรงของระบบเป็น 1% ของกำลังผลิตที่สถานะทดสอบมาตรฐาน สำหรับการสูญเสียในสายไฟด้านกระแสสลับจะขึ้นอยู่กับขนาดและระยะทางของสายไฟที่เดินจากด้านเอาต์พุตของอินเวอร์เตอร์ไปยังแผงไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Panel) ในการติดตั้งจริงระยะดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับรูปแบบระบบไฟฟ้าภายในอาคารนั้น ๆ ทำให้อาจมีความแตกต่างของการสูญเสียส่วนนี้

3.2.6 การสูญเสีย LID (Light Induced Degradation Loss)

การสูญเสีย LID เป็นการลดทอนของประสิทธิภาพเมื่อเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงครั้งแรกเมื่อเทียบกับค่าทดสอบจากโรงงานผู้ผลิต ซึ่งปัจจัยนี้จะขึ้นกับกระบวนการการผลิตแผ่นเวเฟอร์ ซึ่งโดยปกติจะมีค่าประมาณ 1-3%

3.2.7 การสูญเสียเนื่องจากสิ่งสกปรกที่ปกคลุมแผง (Soiling loss)

การที่มีสิ่งสกปรกมาปกคลุมแผงจะทำให้เกิดปัญหาการบังเงาบางส่วน (Partial shading) ทำให้เกิดการลดทอนของการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นการสูญเสียนี้อาจขึ้นอยู่กับสิ่งแวดล้อมรอบสถานที่ตั้งเป็นหลัก โดยปกติจะมีค่าระหว่าง 1-3% [22]

3.2.8 การลดทอนประสิทธิภาพตามอายุของแผง (Aging)

โดยทั่วไปผู้ผลิตจะระบุข้อมูลการลดทอนประสิทธิภาพตามอายุของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปีแรกจะลดทอน 3% และหลังจากปีที่ 25 ลดทอนลง 20% ซึ่งค่าดังกล่าวเป็นขอบเขตที่รับประกันโดยผู้ผลิต ในการติดตั้งจริงค่าดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับปัจจัยด้านสภาวะอากาศและสิ่งแวดล้อมเป็นหลัก [23]

3.3 การวิเคราะห์ทากูชิ (Taguchi analysis)

วิธีการทากูชิถูกคิดค้นโดย Dr. Genichi Taguchi ชาวญี่ปุ่น เป็นเทคนิคในการออกแบบการทดลองเพื่อวิเคราะห์หาสถานะที่ดีที่สุดและวินิจัยปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลผลิตในกระบวนการ โดยวิธีดังกล่าวจะอาศัยการทดสอบอ้างอิงตามตารางแนวนฉาก (Orthogonal arrays หรือ OAs) ที่ถูกสร้างขึ้นด้วยการผสมกันของค่าพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อผลผลิตในระดับต่างๆ อย่างสมดุล โดยไม่จำเป็นต้องทดสอบทุกกรณีที่เป็นไปได้ ทำให้สามารถลดจำนวนและเวลาในการทดลองเป็นอย่างมาก [13] โดยจำนวนการทดสอบอย่างน้อยที่สุดจะเท่ากับ [14]

$$N_{test} = 1 + \sum_{i=1}^N (L_i - 1) \quad (5)$$

โดยที่ N_{test} คือ จำนวนการทดสอบที่น้อยที่สุด

L_i คือ จำนวนระดับการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรควบคุมลำดับที่ i

N คือ จำนวนตัวแปรควบคุมทั้งหมด

การทดสอบตามเงื่อนไขต่าง ๆ ในตารางแนวนฉากจะถูกทดสอบซ้ำหลายครั้งเพื่อให้ได้ค่าที่เชื่อถือได้ โดยเฉพาะกระบวนการที่อาจมีการรบกวนจากปัจจัยภายนอกที่อยู่เหนือการควบคุม (noise) จากนั้นผลการทดสอบตามเงื่อนไขต่าง ๆ ที่กำหนดในตารางแนวนฉากจะถูกนำมาวิเคราะห์ด้วยอัตราส่วนสัญญาณต่อสิ่งรบกวน (Signal to noise ratio หรือ S/N) ซึ่งกำหนดดังสมการที่ (6)

$$S/N = -10 \log(MSD) \quad (6)$$

โดยที่ MSD คือ ค่าเฉลี่ยของความเบี่ยงเบนกำลังสอง (Mean square deviation หรือ MSD)

ทากูชิได้แบ่งค่า S/N เป็น 3 รูปแบบ คือ ค่ายิ่งมากยิ่งดี (Larger is better) ค่ายิ่งน้อยยิ่งดี (Smaller is better) และค่าตรงเป้ายิ่งดี (Target is better) จะเลือกรูปแบบใดขึ้นอยู่กับเป้าหมายของกระบวนการที่ต้องการตรวจวัด สำหรับกรณีคุณลักษณะคุณภาพค่ายิ่งมากยิ่งดี ค่าการเบี่ยงเบนกำลังสองเฉลี่ย (Mean square deviation, MSD) คำนวณได้จาก

$$MSD = \frac{1}{K} \sum_{j=1}^K \frac{1}{Y_j^2} \quad (7)$$

โดยที่ Y_j คือ ค่าผลตอบแทนหรือผลผลิตของระบบของการทดสอบซ้ำครั้งที่ j

และ K คือ จำนวนครั้งที่ทดสอบซ้ำ

กรณีใดที่มีค่า MSD ต่ำสุดจะทำให้ S/N มีค่าสูงสุดซึ่งเป็นเงื่อนไขที่ดีที่สุดของกระบวนการ

ในการวิเคราะห์หาอิทธิพลของพารามิเตอร์ที่ส่งผลกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีทากูชิ เริ่มต้นด้วยการกำหนดพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อกำลังผลิตของระบบจำนวน 4 ตัว ได้แก่ ทิศทางการหันหน้าแผง มุมเอียง ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบมีการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ

ตารางที่ 1 คุณลักษณะเฉพาะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

Characteristics	pc-Si	mc-Si	a-Si
Rated Maximum Power, P_{max} (W)	320	320	140
Module size (mm)	1956x992	1956x992	1402x1001
Module weight (kg)	21.4	21.4	24
Open-circuit voltage, V_{oc} (V)	45.91	45.75	61.8
Short-circuit current, I_{sc} (A)	9.12	9.09	3.45
Maximum voltage, V_{mp} (V)	37.18	37.30	48.5
Maximum power current, I_{mp} (A)	8.61	8.58	2.89
Temperature coefficients of P_{max} (%/°C)	-0.40	-0.40	-0.24
Temperature coefficients of V_{oc} (%/°C)	-0.31	-0.31	-0.30
Temperature coefficients of I_{sc} (%/°C)	+0.06	+0.052	+0.07
Module efficiency (%) (STC)	16.49	16.49	10.0
Module warranty in 1 st year		97 %	
Module warranty in 10 th year		91 %	
Module warranty in 25 th year		80 %	

โดยเลือกทิศทางการวางแผง 3 ทิศทาง จากความเป็นไปได้ที่จะให้ผลผลิตที่น่าพึงพอใจ ได้แก่ ระดับที่ 1 2 และ 3 คือ ทิศตะวันออก ตะวันตก และใต้ ตามลำดับ ตัวแปรมุมเอียง เลือกให้มีการเบี่ยงเบนไปจากค่าที่ดีที่สุด (ประมาณ 15 องศา) จำนวน 2 ระดับ จึงกำหนดให้ระดับที่ 1 2 และ 3 คือ 15 20 และ 25 องศา ตามลำดับ ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน 3 ชนิด ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ (ระดับที่ 1) ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ (ระดับที่ 2) และชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (ระดับที่ 3) โดยมีคุณลักษณะเฉพาะดัง

ตารางที่ 1 และระบบมีการติดตั้ง (ระดับที่ 1) และไม่ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ (ระดับที่ 2)

ตารางที่ 2 คุณลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ

Characteristics	Solar Edge P730 (up to 2x72-cell PV modules)
Rated Input DC Power	730 W
Absolute Maximum Input Voltage (V_{oc} at lowest temperature)	125 Vdc
MPPT Operating Range	12.5 – 105 Vdc
Maximum Short Circuit Current per input (I_{sc})	11 Adc
Maximum Efficiency	99.5%
Maximum Output Current	15 Adc
Maximum Output Voltage	80 Vdc

ตารางที่ 2 แสดงคุณลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ ซึ่งสามารถรองรับกำลังผลิตจากโมดูลที่เลือกใช้ได้ 1-3 โมดูลต่ออนุกรมกัน สำหรับกรณีที่มีการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพจะต้องเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ยี่ห้อเดียวกันเพื่อให้สามารถทำงานร่วมกันได้ แต่ในกรณีที่ไม่มีติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพจะสามารถเลือกอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อใดก็ได้ ดังนั้นในการศึกษานี้จึงเลือกอินเวอร์เตอร์จำนวน 2 รุ่นที่มีคุณสมบัติดังตารางที่ 3

ดังนั้นในการวิเคราะห์นี้จึงมีตัวแปรควบคุม 3 ตัวที่มีระดับการเปลี่ยนแปลง 3 ระดับ ส่วนอีก 1 ตัวมีการเปลี่ยนแปลง 2 ระดับ จำนวนการทดลองน้อยที่สุดเป็นตามสมการที่ (3) จะเท่ากับ 8 การทดลอง จึงเลือกออกแบบการทดลองจำนวน 9 การทดลอง โดยการสร้างตารางแนวฉาก (Orthogonal arrays หรือ OAs) แบบ L_9 ดังตารางที่ 4

อย่างไรก็ตามนอกเหนือจากตัวแปรที่ควบคุม 4 ตัวข้างต้น ยังมีปัจจัยภายนอกที่ไม่สามารถควบคุมได้ซึ่งส่งผลให้เกิดความแปรปรวนของกำลังไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ ซึ่งในที่นี้จะเรียกว่า ตัวแปรรบกวน (noise factors) ดังนั้นการทดสอบจึงกระทำในสภาวะที่ระบบทำงานภายใต้สัญญาณรบกวนที่แตกต่างกัน โดยสัญญาณรบกวนที่ถูกเลือกได้แก่ การลดทอนประสิทธิภาพจากอายุการใช้งาน การสูญเสียในสายไฟ และการสูญเสียเนื่องจากสิ่งสกปรกที่ปกคลุมแผง

ตารางที่ 3 คุณลักษณะเฉพาะของอินเวอร์เตอร์

Characteristics	Solar Edge	ABB
Rated AC power output ($P_{ac}@cos\phi=1$)	27600 W	27600 W
AC Output Voltage (Nominal)	400/230 V	400/230 V
Maximum Continuous Output Current (per Phase)	40 A	45 A
Maximum DC Power (Module STC)	37250 W	28600 W
Transformer-less, Ungrounded	Yes	
Maximum Input Voltage	900 Vdc	1000 Vdc
Nominal DC Input Voltage	750 Vdc	620 Vdc
Maximum Input Current	40 Adc	64 Adc
Maximum Inverter Efficiency	98.3%	98.2%
AC Output Gland Diameter/ Wire Cross Section	18-25mm/Solid wire 2.5-16mm ² , Stranded wire 2.5-10 mm ² Cable Gland PB36	

Outer array ขนาด L_4 ที่เกิดการผสมผสานสัญญาณรบกวนระดับต่าง ๆ จึงถูกสร้างลงในตารางที่ 4 ดังนั้นแต่ละการทดสอบจึงถูกทำซ้ำจำนวน 4 ครั้ง ภายใต้สภาวะสัญญาณรบกวนที่แตกต่างกัน

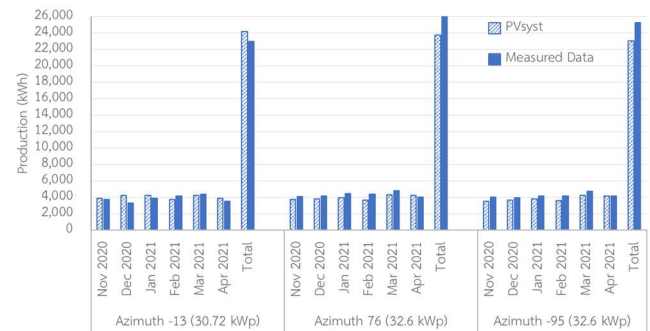
4. ผลและการวิเคราะห์

ในการวิเคราะห์ผลจะเริ่มจากการเปรียบเทียบผลการจำลองกับผลผลิตที่ได้จากระบบจริงเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของผลการจำลอง จากนั้นจึงทำการวิเคราะห์ผลด้วยหลักการทางสถิติ เพื่อค้นหาความสำคัญของปัจจัยที่ส่งผลกระทบที่สุดต่อผลผลิตไฟฟ้า และเลือกรูปแบบการติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด ผลการวิเคราะห์ที่ได้จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้จากการติดตั้งจริงเพื่อยืนยันผล

4.1 เปรียบเทียบผลการจำลองกับผลผลิตจริง

จากการจำลองผลผลิตไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PVsyst จะนำมาเปรียบเทียบกับค่าที่วัดได้จากระบบติดตั้งจริง ณ อาคารเกษม จาติกวณิช มหาวิทยาลัยบูรพา โดยระบบที่ติดตั้งใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ขนาด 320 Wp ใช้อุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ Solar Edge P730 ร่วมกับอินเวอร์เตอร์ Solar Edge พิกัดกำลัง 27.6 kW ซึ่งมีทิศทางและมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แตกต่างกัน 3 รูปแบบ คือ ระบบที่ 1 มีกำลังผลิตสูงสุด 30.72 kW_p ติดตั้งแผงโดยวางมุมเอียง -13 องศา และมุมเอียง 20 องศา ระบบที่ 2 มีกำลังผลิตสูงสุด 32.6 kW_p ติดตั้งแผงโดยวางมุมเอียง 76 องศา

และมุมเอียง 15 องศา และระบบที่ 3 มีกำลังผลิตสูงสุด 32.6 kW_p ติดตั้งแผงโดยวางมุมเอียง -95 องศา และมุมเอียง 15 องศา ผลที่ได้แสดงดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 เปรียบเทียบผลการผลิตรายเดือนระหว่างการจำลองโดยโปรแกรม PVsyst และค่าที่วัดได้จริง

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบผลการผลิตรายเดือนตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2563 - เมษายน พ.ศ. 2564 พบว่า ผลการจำลองมีความคลาดเคลื่อนไปจากค่าที่ได้จากการตรวจวัดจริงสูงสุดประมาณ 8.8 เปอร์เซ็นต์ ทั้งนี้ข้อมูลความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ใช้ในการจำลองเป็นสถิติย้อนหลังจากฐานข้อมูลของโปรแกรมนั้นมีความแตกต่างจากสภาวะที่เกิดขึ้นจริงในทางปฏิบัติ สังเกตได้จากผลการจำลองบางเดือนมีค่าใกล้เคียงกันในขณะที่บางเดือนแตกต่างกัน

4.2 ผลการวิเคราะห์ด้วยหลักการทางสถิติ

ผลลัพธ์ที่ใช้วิเคราะห์ผลกระทบของทิศทาง การวางตัว และมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และรูปแบบระบบแปลงผันกำลัง ที่มีต่อสมรรถนะของระบบ ได้แก่ ผลผลิตของระบบต่อปี (Final yield) และอัตราส่วนสมรรถนะ ได้จากการจำลองโดยใช้โปรแกรม PVsyst

อัตราส่วนสมรรถนะจะเป็นตัวที่อธิบายพฤติกรรมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ว่าสามารถผลิตได้ใกล้เคียงกับระบบในอุดมคติเพียงใด สำหรับระบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าอัตราส่วนสมรรถนะคือ อัตราส่วนระหว่างพลังงานที่ส่งเข้าโครงข่ายต่อพลังงานที่ออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อสมมติให้ทำงานด้วยประสิทธิภาพที่สภาวะทดสอบมาตรฐาน ดังสมการ

$$PR = \frac{E_{grid}}{G_{INC} P_{PV,nom}} \quad (8)$$

โดย E_{grid} คือ พลังงานที่ส่งเข้าโครงข่าย (kWh) G_{INC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบแผง (kWh/m²) และ $P_{PV,nom}$ คือ กำลังการผลิตของอาร์เรย์เซลล์แสงอาทิตย์ที่สถานะมาตรฐาน (W)

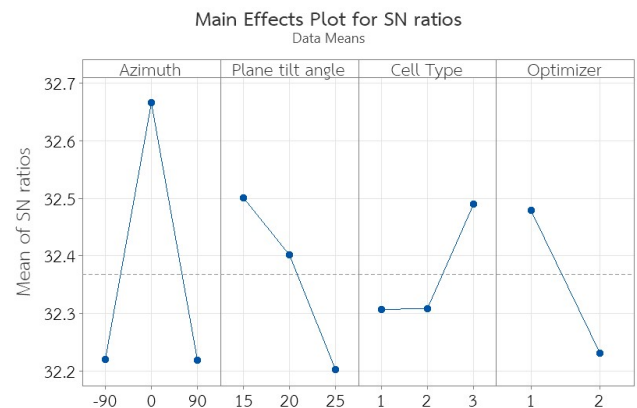
โดยอัตราส่วนสมรรถนะได้คิดผลของการสูญเสียต่างๆ ที่เกิดขึ้นก่อนที่จะได้พลังงานไฟฟ้าป้อนเข้าสู่โครงข่าย อาทิเช่น ผลของอุณหภูมิ การบังเงา สิ่งสกปรกปกคลุมแผง การลดทอนจากความไม่เท่าเทียม การสูญเสียในระบบแปลงผันกำลังและสายไฟ เป็นต้น โดยผลที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst สามารถพิจารณาการสูญเสียดังกล่าวในรูปแบบของแผนภาพการสูญเสีย (Loss diagram) ดังรูปที่ 8

ผลผลิตไฟฟ้าของระบบต่อปีและอัตราส่วนสมรรถนะสำหรับการทดลองทั้ง 9 กรณีที่ได้จากโปรแกรม PVsyst แสดงดังตารางที่ 4 ถูกลำดับใช้ในการคำนวณหาค่า S/N ตามสมการที่ (6) โดยการวัดคุณภาพของระบบตามวิธีทางสถิติแบบค่า S/N ยิ่งมากยิ่งขึ้น ซึ่งค่า S/N ที่มีค่ามากจะหมายถึงระบบที่ให้ผลผลิตไฟฟ้าที่สูง จากนั้นหาค่าเฉลี่ยของ S/N ที่ระดับการเปลี่ยนแปลงเดียวกันของตัวแปรควบคุมใด ๆ ทำให้ได้ผลการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงระดับของตัวแปร ดังตารางที่ 5

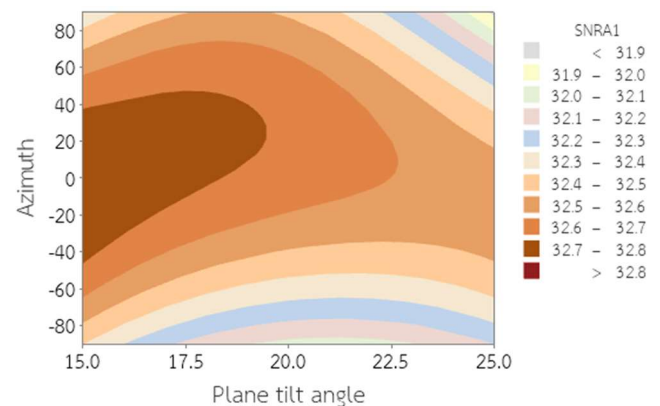
การวิเคราะห์หาอิทธิพลของพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธีทางสถิติ จะพิจารณาจากค่าความแตกต่างระหว่างค่า S/N สูงสุดและต่ำสุด โดยรูปที่ 6 แสดงค่า S/N ที่ระดับต่าง ๆ ของตัวแปรควบคุม จะเห็นได้อย่างชัดเจนว่าตัวแปรควบคุมที่มีผลกระทบต่อผลผลิตของระบบมากที่สุดคือทิศทางของหน้าแผง รองลงมาคือมุมเอียงของแผง ถัดมาเป็นชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ และลำดับสุดท้ายคือการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ

จากรูปที่ 6 ระบบที่มีความเหมาะสมมากที่สุดจะพิจารณาจากระดับของตัวแปรแต่ละตัวที่ให้ค่า S/N สูงสุด ซึ่งในที่นี้ คือ วางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มุมเอียง 0 องศา เอียง 15 องศา ใช้แผงชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน และมีการใช้อุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพ อย่างไรก็ตามสำหรับแผงชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน

ในทางปฏิบัติจะเกิดปัญหาการกัดกร่อนของฟิล์มออกไซด์ โปร่งใสไฟฟ้าเนื่องจากแรงดันไฟฟ้าติดลบเทียบกราวด์ (Transparent conducting oxide corrosion) [24] เมื่อเทียบกับอินเวอร์เตอร์ชนิดไม่มีหม้อแปลง (Transformerless inverter) ทำให้อายุการใช้งานของแผงสั้นลง และใช้พื้นที่ในการติดตั้งต่อกำลังผลิตสูงสุดที่สูงกว่าแผงอีกสองชนิดมาก ส่งผลต่อระบบโครงสร้างรองรับแผงและต้นทุนของระบบที่มากขึ้น จึงควรพิจารณาปัจจัยด้านอื่นประกอบการตัดสินใจ



รูปที่ 6 ค่าเฉลี่ย S/N ที่ระดับตัวแปรควบคุมต่าง



รูปที่ 7 กราฟคอนทัวร์ของ S/N ที่เป็นผลจากการเปลี่ยนแปลงมุมเอียงและมุมเอียงของแผง

ตารางที่ 4 L₉ orthogonal array และผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของแต่ละการทดลอง

ตัวแปรควบคุม (Noise factors)		ระดับการรบกวน (Noise level)											
Cell Degradation 1: -1.5% 2: -3.0%		1		1		2		2		2			
Ohmic losses (AC line) 1: 10 m 2: 20 m		1		2		1		2		2			
Soiling losses 1: -3% 2: -5%		1		2		2		1		1			

การทดสอบที่	ตัวแปรควบคุม (Control factors)				ครั้งที่ 1		ครั้งที่ 2		ครั้งที่ 3		ครั้งที่ 4		ค่าเฉลี่ยผลการผลิตไฟฟ้า	ค่าเฉลี่ย PR	
	ทิศทาง	มุมเอียง	ชนิดเซลล์	optimizer	ผลการผลิตไฟฟ้า (MWh/year)	PR	ผลการผลิตไฟฟ้า (MWh/year)	PR	ผลการผลิตไฟฟ้า (MWh/year)	PR	ผลการผลิตไฟฟ้า (MWh/year)	PR			
1	E	15	Poly-Si	Yes	42.1	0.773	41.3	0.758	41.3	0.759	42.0	0.772	32.40	41.68	0.766
2	E	20	Mono-Si	No	40.5	0.755	39.7	0.740	39.8	0.741	40.5	0.754	32.06	40.13	0.746
3	E	25	Amorphous	No	41.2	0.778	40.3	0.761	40.3	0.763	41.1	0.777	32.19	40.73	0.770
4	W	15	Mono-Si	Yes	41.7	0.769	40.9	0.753	40.9	0.754	41.6	0.767	32.31	41.28	0.761
5	W	20	Amorphous	Yes	42.5	0.794	41.6	0.777	41.7	0.778	42.5	0.792	32.48	42.08	0.785
6	W	25	Poly-Si	No	39.6	0.756	38.8	0.741	38.9	0.742	39.5	0.755	31.86	39.20	0.749
7	S	15	Amorphous	No	44.1	0.778	43.2	0.762	43.2	0.763	44.0	0.777	32.79	43.63	0.770
8	S	20	Poly-Si	Yes	43.4	0.772	42.5	0.757	42.6	0.758	43.3	0.771	32.66	42.95	0.765
9	S	25	Mono-Si	Yes	42.9	0.770	42.0	0.755	42.0	0.755	42.7	0.769	32.55	42.40	0.762

ตารางที่ 5 ค่า S/N ที่ระดับตัวแปรควบคุมต่าง ๆ

ระดับ	Azimuth	Plane tilt angle	Cell Type	Optimizer
1	32.22	32.50	32.31	32.48
2	32.22	32.40	32.31	32.23
3	32.67	32.20	32.49	-
Delta	0.45	0.30	0.18	0.25
Rank	1	2	4	3

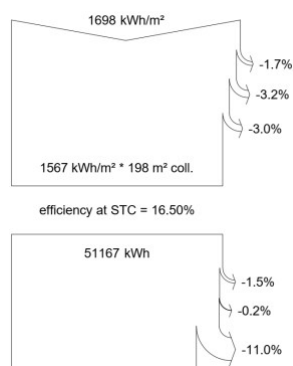
การวิเคราะห์ความแปรปรวน (Analysis of variance หรือ ANOVA) ของผลผลิตกำลังของระบบด้วยโปรแกรม Minitab แสดงดังตารางที่ 6 จะเห็นได้ว่า ทิศทางการติดตั้ง หรือมุมเอียงมีอิทธิพลสูงถึง 59.08% ต่อผลผลิต รองลงมา มุมเอียงมีผลประมาณ 20.02% ต่อผลผลิต และเมื่อพิจารณา ตัวแปรสองตัวที่มีความสำคัญมากที่สุดมาสร้างกราฟคอนทัวร์ ได้ดังรูปที่ 7 จะพบว่าบริเวณที่ค่า S/N (ผลผลิตของระบบ) มีค่าสูงจะอยู่ระหว่างมุมเอียงที่ -45 ถึง 35 องศา และมุมเอียงของแผงระหว่าง 15 ถึง 19 องศา

ตารางที่ 6 ANOVA ของผลผลิตกำลังของระบบ

Source	Degree of Freedom	Sum of squares	% Contribution
Azimuth	2	9.2093	59.08
Plane tilt angle	2	3.1193	20.02
Cell type	2	1.5168	9.73
Optimizer	1	1.7384	11.15
Residual Error	1	0.0038	0.02
Total	8	15.5876	100.00

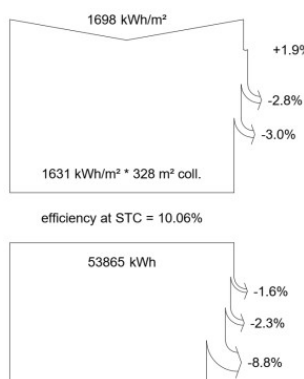
เมื่อทำการเปรียบเทียบผลของทิศทางที่มีต่อปริมาณรังสีตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยพิจารณาผลการทดสอบที่ 1 ซึ่งหันหน้าแผงไปทางทิศตะวันออกกับการทดสอบที่ 7 ซึ่งหันหน้าแผงไปทางทิศใต้ โดยมุมเอียงมีค่าเท่ากัน ดังรูปที่ 8 พบว่า กรณีหันหน้าแผงไปยังทิศใต้ ปริมาณของรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบแผงรายปีมีค่าสูงเพิ่มขึ้น 1.9% จากปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ในระนาบแนวนอน ในขณะที่เมื่อหันหน้าแผงไปทางทิศตะวันออก ปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบแผงจะลดลง 1.7% ซึ่งหมายความว่าทิศทางดังกล่าวไม่ทำให้เกิดสภาวะที่เหมาะสมในการรับรังสีดวงอาทิตย์

เมื่อพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อกำลังผลิตติดตั้งและค่าอัตราส่วนสมรรถนะเปรียบเทียบระหว่างระบบที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ชนิดที่แตกต่างกัน ดังรูปที่ 9 จะเห็นได้ว่า การสูญเสีย Lc: Collection Loss (PV-array losses) ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ซิลิคอนมีค่าสูงกว่าชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ซิลิคอนมีการลดทอนประสิทธิภาพจากผลอุณหภูมิสูงกว่าชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน ส่งผลให้ผลผลิตต่อกำลังผลิตติดตั้งต่อปีของระบบมีค่าต่ำ และเมื่อพิจารณาค่าอัตราส่วนสมรรถนะซึ่งเป็นอิสระจากการจัดวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์พบว่าระบบที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ซิลิคอนมีค่าอัตราส่วนสมรรถนะต่ำกว่าแผงชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน ซึ่งสอดคล้องกันกับผลการวิเคราะห์ที่แสดงในตารางที่ 4



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane
IAM factor on global
Soiling loss factor
Effective irradiation on collectors
PV conversion
Array nominal energy (at STC effic.)
Module Degradation Loss (for year #1)
PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature

(a) การทดสอบที่ 1 ทิศตะวันออก มุมเอียง 15 องศา



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane
IAM factor on global
Soiling loss factor
Effective irradiation on collectors
PV conversion
Array nominal energy (at STC effic.)
Module Degradation Loss (for year #1)
PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature

(b) การทดสอบที่ 7 ทิศใต้ มุมเอียง 15 องศา

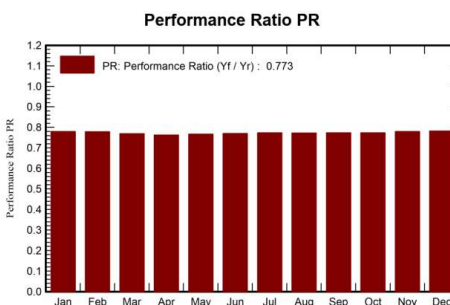
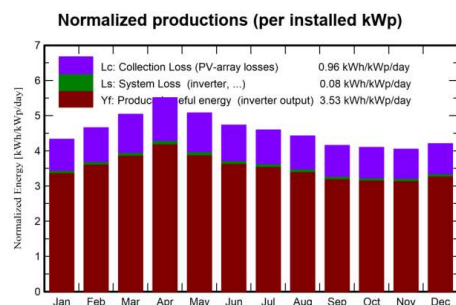
รูปที่ 8 เปรียบเทียบผลของทิศทางที่ส่งผลต่อปริมาณพลังงานตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์

System Production

Produced Energy 42.11 MWh/year

Specific production
Performance Ratio PR

1290 kWh/kWp/year
77.33 %



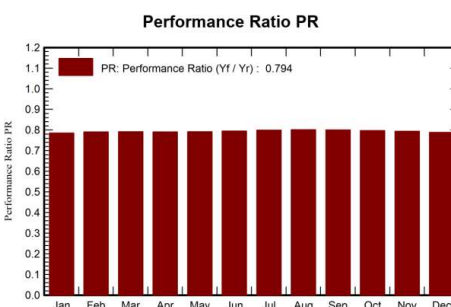
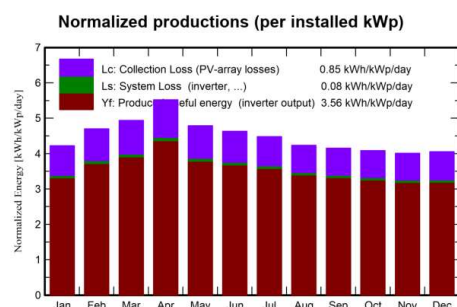
(a)

System Production

Produced Energy 42.54 MWh/year

Specific production
Performance Ratio PR

1299 kWh/kWp/year
79.37 %



(b)

รูปที่ 9 เปรียบเทียบประสิทธิภาพของชนิดเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้า (a) pc-si การทดสอบที่ 1 ครั้งที่ 1 และ (b) a-si การทดสอบที่ 5 ครั้งที่ 1

4.3 การตรวจสอบผลการวิเคราะห์

ผลการวิเคราะห์ปัจจัยที่ส่งผลต่อกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธีทางทฤษฎีจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับข้อมูลผลผลิตไฟฟ้าที่ได้จากระบบที่ติดตั้งอยู่จริง จำนวน 5 ระบบ ซึ่งมีลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน ดังตารางที่ 7 และรูปที่ 10

เมื่อพิจารณาข้อมูลผลผลิตของระบบต่อกำลังผลิตติดตั้ง (Specific production) ในช่วงระยะเวลา 6 เดือน ในตารางที่ 7 พบว่า ระบบที่ให้สัดส่วนผลผลิตสูงสุดคือโรงพยาบาลมหาวิทยาลัยบูรพา ซึ่งมีค่า 832.43 kWh/kWp สอดคล้องกับผลการวิเคราะห์ด้วยวิธีทางทฤษฎี ที่ระบุมุมเอียงเหมาะสมที่ 0 องศา และมุมเอียงเหมาะสม 15 องศา แม้ว่า M Building 2 และ 3 จะติดตั้งแผงด้วยมุมเอียงอยู่ที่ 15 องศาเช่นเดียวกับโรงพยาบาล แต่ให้สัดส่วนผลผลิตที่น้อยกว่าเนื่องจากมุมเอียงมีอิทธิพลต่อกำลังการผลิตมากที่สุด ดังที่สรุปไว้ในหัวข้อ 4.2

ตารางที่ 7 ผลผลิตของระบบที่ติดตั้งจริง ณ อาคารต่าง ๆ (ข้อมูลระหว่าง 1 พฤศจิกายน 2563 – 30 เมษายน 2564)

Building	Azimuth	Tilt angle	Nominal Power (kWp)	AC Energy (kWh)	Specific Production (kWh/kWp)
Building1					
M	-13	20	30.72	22998	748.62
Building2					
M	76	15	32.64	25970	795.64
Building3					
M	-95	15	32.64	25235	773.13
BUU Hospital	0	14	76.80	63931	832.43
QS1	-80	3	61.44	45850	746.26

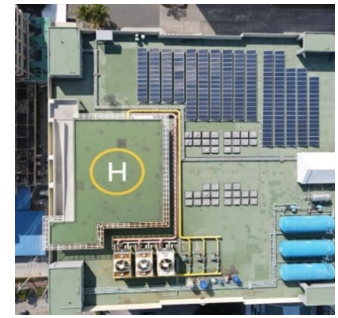
กรณีอาคาร QS1 เปรียบเทียบกับ M Building 1 ให้สัดส่วนผลผลิตที่น้อยเนื่องจากทั้งมุมเอียงและมุมเอียงเบี่ยงเบนไปจากค่าที่เหมาะสมที่สุดซึ่งเป็นปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการผลิตมากที่สุดสองอันดับแรก



(a) อาคารเกษม จาติกวณิช (M Building)



(b) อาคารศึกษาศาสตร์ (QS1)



(c) โรงพยาบาลมหาวิทยาลัยบูรพา (BUU Hospital)



รูปที่ 10 ภาพถ่ายระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้ามหาวิทยาลัยบูรพา

5. สรุปผล

จากผลการวิเคราะห์หาอิทธิพลของพารามิเตอร์ในการติดตั้งที่มีต่อผลผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเชื่อมต่อโครงข่ายด้วยวิธีทากูชิ พบว่าผลผลิตไฟฟ้าที่ได้จะขึ้นอยู่กับทิศทางหน้าแผงและมุมเอียงเป็นหลัก โดยมีอิทธิพลมากถึง 59.08% และ 20.02% ตามลำดับ แต่ชนิดของแผงและอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพมีอิทธิพลต่อผลผลิตเพียง 9.73% และ 11.15% ตามลำดับ ดังนั้นในการเลือกสถานที่ติดตั้งระบบควรคำนึงถึงทิศทางการหันหน้าแผงที่เหมาะสมเป็นลำดับแรก และความลาดชันของหลังคาเป็นลำดับถัดมา สำหรับอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพจะทำให้เกิดต้นทุนเพิ่มขึ้นจึงควรพิจารณาความคุ้มค่าของเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้นประกอบการตัดสินใจ

เอกสารอ้างอิง

- [1] กระทรวงพลังงาน. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1. Available from: http://www.eppo.go.th/images/Information_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf [Accessed 28th May 2021].
- [2] Dey D, Subudhi B. Design, simulation and economic evaluation of 90 kW grid connected Photovoltaic system. *Energy Reports*. 2020; 6: 1778-1787.
- [3] Kumar N, Kumar M, Rejoice P, Mathew M. Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. *Energy Procedia*. 2017; 117: 180-189.
- [4] Behura AK, Kumar A, Rajak DK, Pruncu C, Lamberti L. Towards better performances for a novel rooftop solar PV system. *Solar Energy*. 2021; 216: 518-529.
- [5] Bari S. Optimum slope angle and orientation of solar collectors for different periods of possible utilization. *Energy Conversion and Management*. 2000; 41: 855-860.
- [6] Bairi A. Method of quick determination of the angle of slope and the orientation of solar collectors without a sun tracking system. *Solar & Wind Technology*. 1990; 7(2-3): 327-330.
- [7] Kaldellis J, Kavadias K, Zafirakis D. Experimental validation of the optimum photovoltaic panels' tilt angle for remote consumers. *Renewable Energy*. 2012; 46: 179-191.
- [8] Siraki AG, Pillay P. Study of optimum tilt angles for solar panels in different latitudes for urban applications. *Solar Energy*. 2012; 86(6): 1920-1928.
- [9] Li C. Comparative performance analysis of grid-connected PV power systems with different PV technologies in the hot summer and cold winter zone. *International Journal of Photoenergy*. 2018; 2018: 1-9.
- [10] Ozden T, Akinoglu B, Turan R. Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays

- in central Anatolia – an extended analysis. *Renewable Energy*. 2017;101:182-195.
- [11] Sharma V, Kumar A, Sastry O, Chandel S. Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*. 2013; 58: 511-518.
- [12] Kesler S, Kivrak S, Dincer F, Rustemli S, Karaaslan M, Unal E et al. The analysis of PV power potential and system installation in Manavgat, Turkey—A case study in winter season. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014; 31: 671-680.
- [13] Hosseinzadeh M, Salari A, Sardarabadi M, Passandideh-Fard M. Optimization and parametric analysis of a nanofluid based photovoltaic thermal system: 3D numerical model with experimental validation. *Energy Conversion and Management*. 2018; 160: 93-108.
- [14] Sivasakthivel T, Murugesan K, Thomas HR. Optimization of operating parameters of ground source heat pump system for space heating and cooling by Taguchi method and utility concept. *Applied Energy*. 2014; 116: 76-85.
- [15] Kazem H, Khatib T, Sopian K, Elmenreich W. Performance and feasibility assessment of a 1.4kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. *Energy and Buildings*. 2014; 82: 123-129.
- [16] Hailu G, Fung AS. Optimum tilt angle and orientation of photovoltaic thermal system for application in Greater Toronto area, Canada. *Sustainability*. 2019; 11(22): 6443.
- [17] Tsalides P, Thanailakis A. Direct computation of the array optimum tilt angle in constant-tilt photovoltaic systems. *Solar Cells*. 1985; 14(1): 83-94.
- [18] Magare DB, Sastry OS, Gupta R, Betts TR, Gottschalg R, Kumar A, et al. Effect of seasonal spectral variations on performance of three different photovoltaic technologies in India. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*. 2016; 7: 93–103.
- [19] Kaldellis J, Kavadias K, Zafirakis D. Experimental validation of the optimum photovoltaic panels' tilt angle for remote consumers. *Renewable Energy*. 2012; 46: 179-191.
- [20] Kadri R, Gaubert J, Champenois G. New converter topology to improve performance of photovoltaic power generation system under shading conditions. In: IEEE: *Proceeding of the International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 11-13 May 2011, Malaga. Spain: p.1-7.
- [21] Blaabjerg F, Chen Z, Kjaer SB. Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2004; 19(5): 1184-1194.
- [22] Thevenard D, Driesse A, Pelland S, Turcotte D, Poissant Y. Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Natural Resources Canada, Canmet Energy*. 2010; Report number: 2010-122. Available from: <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/canmetenergy/files/pubs/2010-122.pdf> [Accessed 28th May 2021].
- [23] Dhimish M, Alrashidi A. Photovoltaic degradation rate affected by different weather conditions: a case study based on PV systems in the UK and Australia. *Electronics*. 2020; 9(4): 650.
- [24] Osterwald CR, McMahon TJ, del Cueto JA. Electrochemical corrosion of SnO₂:F transparent conducting layers in thin-film photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2003; 79(1): 21-33.