

การเปรียบเทียบผลการผลิตไฟฟ้าระยะสั้นกับผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst โครงการระบบผลิต
ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 500 กิโลวัตต์ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์
Short-Term Electricity Generation Comparison between Actual and PVsyst-Simulated
Results of a 500 kW Solar Power Generation Project at
Princess of Naradhiwas University

สุวินันท์ จันทูไร^{1*} พลากร พรหมเมศรี²

Suwinant Chanthaurai^{1*} and Palakorn Prommet²

^{1*}นักศึกษานิเทศศาสตร์ สาขาการจัดการเทคโนโลยีและนวัตกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์

²สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์

¹Master of Engineering Program in Technology and Innovation Management, Faculty of Science Faculty
of Engineering, Princess of Naradhiwas University, Narathiwat 96000

²Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Princess of Naradhiwas University, Narathiwat 96000

*Corresponding author: Tel.: 089-9749867. E-mail address: suwinant.c@pnu.ac.th

Abstract

This study aims to analyze and compare the short-term performance of a ground-mounted photovoltaic (PV) power generation system installed at Princess of Naradhiwas University. The system consists of a 502.20 kWp DC PV array and a 500 kW AC inverter. Actual power generation data collected from January to June 2025 were compared with simulation results obtained from PVsyst under consistent technical parameters, including installed capacity, a module tilt angle of 20°, and an azimuth angle of 0°. The results showed an average simulation accuracy of 80.05% and an average deviation of 19.95%, with monthly deviations ranging from 11.78% to 30.80%. The discrepancies were associated with variations in solar irradiance, weather conditions, module temperature, and dust accumulation on the PV modules. The findings can serve as a guideline for evaluating PV system performance and supporting preventive maintenance planning to improve the reliability and operational performance of photovoltaic power generation systems.

Keywords: Solar Photovoltaic, Electricity Generation, PVsyst.

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มุ่งวิเคราะห์และเปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าระยะสั้นของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ณ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์ โดยระบบมีกำลังติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 502.20 kWp (DC) และอินเวอร์เตอร์ขนาด 500 kW (AC) ใช้ข้อมูลการผลิตจริงระหว่างเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 เปรียบเทียบกับผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst ภายใต้พารามิเตอร์ทางเทคนิคเดียวกัน ได้แก่ กำลังติดตั้ง มุมเอียงแผง

20° และมุมอะซิมุท 0° ผลการศึกษาพบว่า ผลการจำลองมีความแม่นยำเฉลี่ย 80.05% และมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 19.95% โดยค่าความคลาดเคลื่อนรายเดือนอยู่ในช่วง 11.78–30.80% ความแตกต่างมีแนวโน้มสัมพันธ์กับความแปรผันของรังสีดวงอาทิตย์ สภาพอากาศ อุณหภูมิแผง และการสะสมของฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผลการวิจัยสามารถใช้เป็นแนวทางในการประเมินสมรรถนะและวางแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

คำสำคัญ: พลังงานแสงอาทิตย์, การผลิตไฟฟ้า, โปรแกรม PVsyst.

บทนำ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นเทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากช่วยลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV systems) จึงมีความสำคัญต่อการวางแผน ออกแบบ และบำรุงรักษาระบบให้มีประสิทธิภาพ โปรแกรม PVsyst เป็นเครื่องมือที่ได้รับการยอมรับอย่างแพร่หลายสำหรับการจำลองพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ สมรรถนะของระบบ และการสูญเสียภายใต้เงื่อนไขการทำงานต่าง ๆ [1-2] อย่างไรก็ตาม ความแม่นยำของผลการจำลองขึ้นอยู่กับข้อมูลนำเข้า โดยเฉพาะข้อมูลสภาพภูมิอากาศและพารามิเตอร์ของระบบ ดังนั้น การเปรียบเทียบผลการจำลองกับข้อมูลที่ตรวจวัดได้จริงจึงมีความสำคัญต่อการประเมินความแม่นยำและความเหมาะสมของแบบจำลองสำหรับสภาพพื้นที่ติดตั้ง [3-4]

งานวิจัยหลายชิ้นได้รายงานการตรวจสอบความสอดคล้องระหว่างผลการจำลองและข้อมูลจริง โดยพบว่าค่าผลิตไฟฟ้าที่ได้จาก PVsyst อาจมีความแตกต่างไปตามพื้นที่ติดตั้งและสภาพภูมิอากาศ [5] นอกจากนี้ การเปรียบเทียบระหว่างเครื่องมือจำลองหลายชนิด เช่น PVsyst, HOMER, และ SAM ยังช่วยให้เห็นถึงจุดแข็งและข้อจำกัดของแต่ละโปรแกรม [6-7] โดยในงานวิจัยนี้เลือกใช้โปรแกรม PVsyst เนื่องจากเป็นซอฟต์แวร์ที่มีความแม่นยำสูงในการจำลองเชิงเทคนิค รองรับ การวิเคราะห์พลังงาน การสูญเสีย และสมรรถนะของระบบได้อย่างครอบคลุม มีฐานข้อมูลสภาพอากาศมาตรฐาน (Meteonorm) และได้รับการยอมรับอย่างแพร่หลายในงานวิจัยด้านวิศวกรรมพลังงานแสงอาทิตย์ทั่วโลก ซึ่งเหมาะสมต่อการประเมินระบบขนาดกลางถึงขนาดใหญ่ในเชิงวิชาการและเชิงปฏิบัติจริง

การศึกษาในระบบขนาดใหญ่ยังชี้ให้เห็นถึงศักยภาพของ PVsyst ในการประเมินระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Photovoltaic plus Energy Storage System) ซึ่งช่วยเพิ่มเสถียรภาพในการจ่ายไฟฟ้า [8] อีกด้านหนึ่ง งานวิจัยที่ใช้ PVsyst ร่วมกับฐานข้อมูล Meteonorm ได้สะท้อนผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่มีต่อสมรรถนะของระบบ PV [9] ในขณะที่งานด้านการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของโครงการ PV ที่ใช้ข้อมูลวัดจริงประกอบกับผลจำลองได้ช่วยยืนยันความคุ้มค่าและความเป็นไปได้ของโครงการ [10]

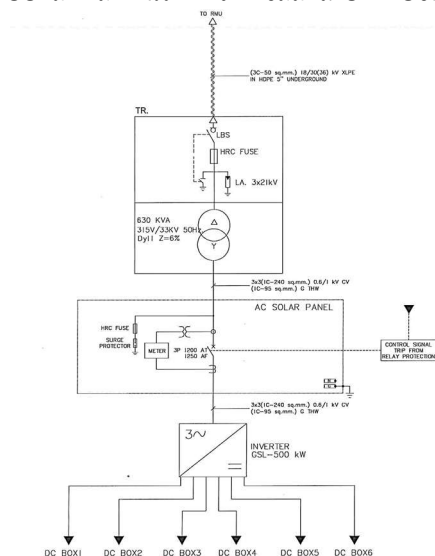
ดังนั้น การเปรียบเทียบผลการจำลองกับข้อมูลที่ตรวจวัดได้จริงจึงมีความสำคัญต่อการประเมินสมรรถนะของระบบงานวิจัยนี้มุ่งเปรียบเทียบผลผลิตไฟฟ้าระยะสั้นของระบบขนาด 500 kW ณ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์ กับผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst เพื่อประเมินความแม่นยำและวิเคราะห์ปัจจัยที่มีแนวโน้มส่งผลต่อความแตกต่างระหว่างผลผลิตจริงและผลการจำลองภายใต้สภาพพื้นที่ศึกษา

วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาดกำลังผลิต 500 kW ณ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์ ซึ่งออกแบบและติดตั้งเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ ขนาด 310 W จำนวน 1,620 แผง จัดเรียงเป็น 81 สตริง สตริงละ 20 แผง ให้กำลังผลิตรวม 502.20 kWp (DC) พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงจะถูกส่งเข้าสู่อินเวอร์เตอร์ ขนาด 500 kW (AC) เพื่อแปลงเป็นกระแสสลับ จากนั้นผ่านตู้ AC Solar Panel และหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 630 kVA อัตราส่วน 31.5/33 kV – 0.4 kV ก่อนเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย



ภาพที่ 1 ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 500 kW



ภาพที่ 2 Single Line Diagram Inverter 500 kW

1. เก็บข้อมูลการผลิตจริง

การเก็บข้อมูลกำลังผลิตในงานวิจัยนี้อ้างอิงจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังติดตั้ง 500 kW ณ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์ ข้อมูลถูกบันทึกโดย Data Logger ของอินเวอร์เตอร์ (AC Output) ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 โดยมีการเก็บแบบรายวันและสรุปผลเป็นรายเดือน เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst ข้อมูลที่วัดประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าจริง (kWh) กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ (kWp) และปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เพื่อสะท้อนสมรรถนะของระบบภายใต้การทำงานจริง

$$CO_{2, reduction} = E_{PV} \times EF_{grid} \quad (1)$$

โดยที่ $CO_{2, reduction}$ คือ ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ($kgCO_2$)
 E_{PV} คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)
 EF_{grid} คือ ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของระบบไฟฟ้า ($kgCO_2/kWh$)

ในการศึกษานี้กำหนดค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่าย (EF_{grid}) เท่ากับ $0.4954 \text{ kgCO}_2/kWh$ ตามแนวทางการประเมิน Carbon Footprint for Organization ขององค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (TGO) ทั้งนี้ ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์คำนวณจากพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้จริงคูณด้วยค่า EF_{grid} ดังสมการที่ (1) [13]

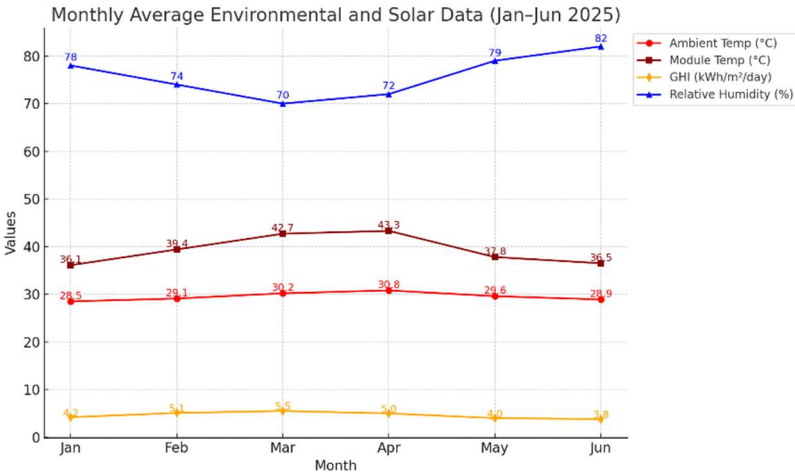
ตารางที่ 1 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงและการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เดือน	กำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW)	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้(kWh)	ลดคาร์บอนไดออกไซด์ CO ₂ (kgCO ₂)
ม.ค.-68	500	42,797.10	21,201.70
ก.พ.-68	500	53,777.70	26,641.50
มี.ค.-68	500	61,456.80	30,445.70
เม.ย.-68	500	55,204.80	27,348.50
พ.ค.-68	500	45,087.80	22,336.50
มิ.ย.-68	500	34,828.90	17,254.20

การเก็บข้อมูลสิ่งแวดล้อมของระบบ PV ครอบคลุมตัวแปรสำคัญ ได้แก่ อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ สภาพท้องฟ้า และรังสีดวงอาทิตย์ (GHI) โดยใช้เครื่องมือ Pyranometer Kipp & Zonen CMP11 เซ็นเซอร์วัดสภาพแวดล้อม RIKA Sensor RK330-01 และเซ็นเซอร์วัดอุณหภูมิได้แสง RIKA Sensor RK220-01 ข้อมูลจริงนี้ช่วยประเมินสมรรถนะและวางแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 2 ข้อมูลสภาพอากาศและรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือน

เดือน	อุณหภูมิเฉลี่ย (°C)	ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย (%)	สภาพท้องฟ้า	รังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ย (kWh/m²/วัน)	อุณหภูมิแผงเฉลี่ย (°C)
ม.ค.-68	28.5	78	เมฆมาก ฝนบ่อย	4.2	36.1
ก.พ.-68	29.1	74	ท้องฟ้าโปร่ง	5.1	39.4
มี.ค.-68	30.2	70	แดดจัด, อากาศร้อน	5.5	42.7
เม.ย.-68	30.8	72	ร้อนจัด, ฝนประปราย	5.0	43.3
พ.ค.-68	29.6	79	ฝนชุก, ท้องฟ้าปิด	4.0	37.8
มิ.ย.-68	28.9	82	ฝนชุก, เมฆหนา	3.8	36.5



ภาพที่ 3
เปรียบเทียบข้อมูล

สภาพ

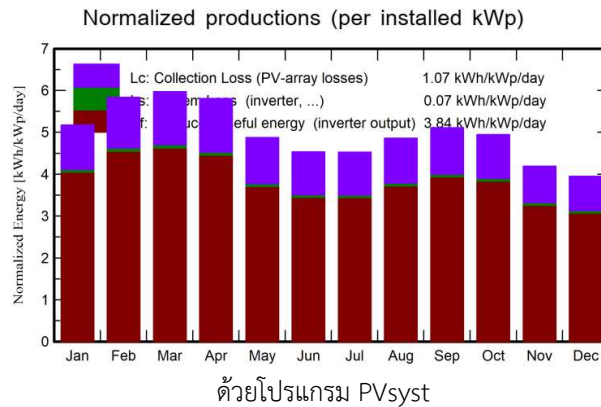
อากาศและรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือน

จากการวิเคราะห์ข้อมูลสภาพภูมิอากาศในช่วงเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 พบว่า ปัจจัยที่มีผลต่อสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ ค่ารังสีดวงอาทิตย์ อุณหภูมิแผง และสภาพอากาศโดยรอบ โดยเดือนมีนาคมและเมษายนมีรังสีสูงสุด 5.5 และ 5.0 kWh/m²/วัน ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดของปี ขณะที่เดือนพฤษภาคมและมิถุนายนมีรังสีต่ำสุดเพียง 4.0 และ 3.8 kWh/m²/วัน เนื่องจากฝนตกชุกและเมฆหนา ทำให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง

2. การจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดำเนินการด้วยโปรแกรม PVsyst เวอร์ชัน 8.0.7 (Demo Version) โดยกำหนดกำลังติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 502.20 kWp (DC) รุ่น SOLARTRON SP310 ร่วมกับอินเวอร์เตอร์ KStar GSL0500 ขนาด 500 kW (AC) ระบบติดตั้ง ณ ตำบลโคกเคียน อำเภอเมือง จังหวัดนราธิวาส พิกัด 6.44°N,

101.79°E ความสูง 12 เมตร ใช้ข้อมูลสภาพอากาศจาก Meteonorm 8.2 (1991–2009) กำหนดมุมเอียงแผง 20° หันไปทางทิศใต้ (Azimuth 0°) ไม่มีการบังเงา และใช้เงื่อนไข Unlimited Grid Load การเปรียบเทียบกำหนดให้ระบบจริงและแบบจำลองใช้พารามิเตอร์ทางเทคนิคที่สอดคล้องกัน โดยวิเคราะห์ข้อมูลช่วงเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 พิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ และสมรรถนะของระบบ ทั้งนี้ แบบจำลองใช้ข้อมูลสภาพอากาศจาก Meteonorm 8.2 ขณะที่สถานะการทำงานจริงใช้ข้อมูลที่ตรวจวัด ณ พื้นที่ติดตั้ง เพื่อประเมินความแตกต่างระหว่างผลการจำลองและผลการผลิตจริงอย่างเป็นระบบ



ภาพที่ 4 จำลองการผลิต

ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ด้วยโปรแกรม PVsyst

3. สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในการศึกษานี้อ้างอิงแนวทางตามมาตรฐาน IEC 61724-1:2017 โดยพิจารณาค่าผลผลิตอ้างอิง (Reference Yield: (Y_r)) ผลผลิตสุดท้าย (Final Yield: (Y_f)) และอัตราส่วนสมรรถนะ (Performance Ratio: PR) เพื่อใช้ในการประเมินสมรรถนะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบ รวมทั้งวิเคราะห์การสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบซึ่งเป็นข้อมูลสำคัญในการวางแผนบำรุงรักษาและปรับปรุงสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [11-12]

ค่าพลังงานไฟฟ้าทางทฤษฎีที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Reference Yield) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2)

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{STC}} \quad (2)$$

โดยที่ Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้งในทาง ทฤษฎี (kWh/kWp)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ STC = 1 kW/m²

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield) สามารถคำนวณได้จากสมการ (3)

$$Y_f = \frac{E_{tot}}{P_o} \quad (3)$$

โดยที่ Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

E_{tot} คือ พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)

สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance Ratio: PR) เป็นดัชนีชี้วัดสมรรถนะการทำงานของระบบ โดยแสดงถึงศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4)

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (4)$$

โดยที่ PR คือ สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานสูญเสียในระบบสามารถคำนวณได้จากผลต่างระหว่างผลผลิตทางทฤษฎีและผลผลิตจริง ตามสมการที่ (5)

$$L_s = Y_r - Y_f \quad (5)$$

โดยที่ L_s คือ พลังงานที่สูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

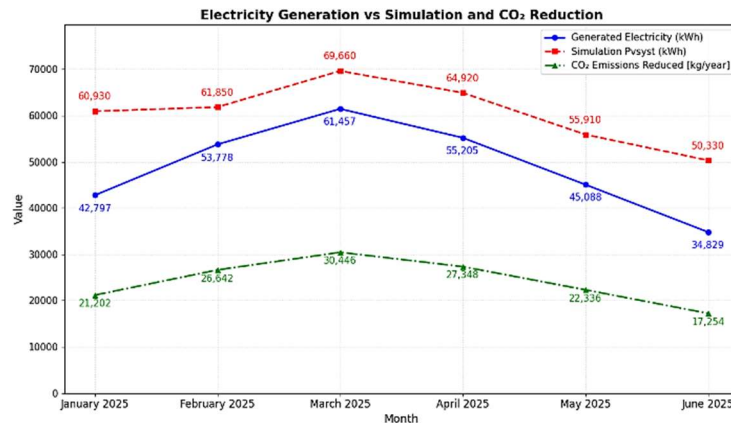
ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย

ผลการจำลองแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเข้าสู่ระบบโครงข่าย 669.32 MWh/ปี ค่าการผลิตจำเพาะ (Specific Production) 1,403 kWh/kWp/ปี และค่าดัชนีสมรรถนะ (Performance Ratio) 77.25% พร้อมวิเคราะห์การสูญเสียในระบบ เช่น การสูญเสียจากอุณหภูมิ 12.7% การสูญเสียจากการเดินสายไฟฟ้ากระแสตรง 1.1% และการสูญเสียจากการไม่ตรงกันของโมดูล 2.0%

ตารางที่ 3 ผลการเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบและการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เดือน	ผลผลิตจริง (kWh)	PVsyst (kWh)	รังสีอาทิตย์ (kWh/m ² /วัน)	ลด CO ₂ (kgCO ₂)
ม.ค.	42,797.10	60,930	4.2	21,201.70
ก.พ.	53,777.70	61,850	5.1	26,641.50
มี.ค.	61,456.80	69,660	5.5	30,445.70
เม.ย.	55,204.80	64,920	5.0	27,348.50
พ.ค.	45,087.80	55,910	4.0	22,336.50
มิ.ย.	34,828.90	50,330	3.8	17,254.20
รวม	293,153.10	363,600	—	145,228.10

จากการเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบช่วงเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 พบว่า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงต่ำกว่าผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ทุกเดือน โดยผลิตได้จริงรวม 293,153.10 kWh ขณะที่ผลการจำลองเท่ากับ 363,600 kWh ความแตกต่างมีแนวโน้มสัมพันธ์กับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์และสภาพภูมิอากาศ โดยเดือนมีนาคมมีรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยสูงสุด 5.5 kWh/m²/วัน และผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 61,456.80 kWh ขณะที่เดือนมิถุนายนมีรังสีต่ำสุด 3.8 kWh/m²/วัน และผลิตไฟฟ้าได้ต่ำสุด 34,828.90 kWh นอกจากนี้ ระบบสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้รวม 145,228.10 kgCO₂ ในช่วง 6 เดือน แสดงให้เห็นว่าปริมาณรังสีดวงอาทิตย์และสภาพภูมิอากาศสัมพันธ์กับสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าและศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของระบบ



ภาพที่ 5 เปรียบเทียบผลระยะ 6 เดือน

ผลการวิจัยพบว่า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 500 kW มีค่าต่ำกว่าผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst ในทุกเดือนระหว่างเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในช่วง 11.78–30.80% และมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 19.95% เดือนมิถุนายนมีค่าความคลาดเคลื่อนสูงสุด ซึ่งสัมพันธ์กับค่ารังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยต่ำและสภาพอากาศที่มีฝนชุกและเมฆหนา ขณะที่เดือนมีนาคมมีค่าความคลาดเคลื่อนต่ำสุดและมีค่ารังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยสูงสุด 5.5 kWh/m²/วัน นอกจากนี้ ระบบสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ได้รวม 145,228.10 kgCO₂ ในช่วงระยะเวลาการศึกษา 6 เดือน สะท้อนถึงประโยชน์ของระบบในด้านสิ่งแวดล้อม ความแตกต่างระหว่างผลผลิตจริงและผลการจำลองมีแนวโน้มเกิดจากความแตกต่างระหว่างข้อมูลสภาพอากาศจริงกับฐานข้อมูล Meteonorm รวมถึงปัจจัยด้านฝุ่นสะสม ความชื้นสัมพัทธ์ และอุณหภูมิแผง ซึ่งส่งผลต่อสมรรถนะของระบบ ผลการศึกษาสอดคล้องกับงานวิจัยที่ระบุว่ารังสีดวงอาทิตย์และอุณหภูมิเป็นปัจจัยสำคัญต่อสมรรถนะของระบบ PV [1-6] ดังนั้น การใช้ข้อมูลสภาพอากาศที่ตรวจวัดจริงและการปรับพารามิเตอร์ของแบบจำลองให้สอดคล้องกับสภาพพื้นที่ จะช่วยเพิ่มความแม่นยำของผลการจำลองและสนับสนุนการวางแผนบำรุงรักษาระบบในอนาคต [7-9]

สรุปผลการวิจัย

การวิจัยนี้มุ่งเปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 500 kW กับผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst โดยใช้ข้อมูลการผลิตจริงระหว่างเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 ผลการวิเคราะห์พบว่า ผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst ให้ค่าพลังงานสูงกว่าผลผลิตจริงในทุกเดือน โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 19.95% และความแม่นยำเฉลี่ย 80.05% ค่าความคลาดเคลื่อนรายเดือนอยู่ในช่วง 11.78–30.80% ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าผลการจำลองสามารถใช้เป็นแนวทางในการประเมินสมรรถนะของระบบได้ แต่ยังได้รับอิทธิพลจากความแตกต่างระหว่างข้อมูลสภาพอากาศในฐานข้อมูล Meteonorm กับสภาพภูมิอากาศจริงของพื้นที่ติดตั้ง แสดงให้เห็นว่าโปรแกรม PVsyst สามารถใช้ประเมินสมรรถนะของระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพในระดับหนึ่ง แม้จะมีความแตกต่างบางส่วนจากข้อมูลจริงเนื่องจากปัจจัยด้านภูมิอากาศและสภาพแวดล้อม

ผลการศึกษาพบว่าระบบสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 145,228.10 kgCO₂ ในช่วงเดือนมกราคมถึงมิถุนายน พ.ศ. 2568 สะท้อนศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ในการลดการปล่อยคาร์บอนในระดับท้องถิ่น เพื่อเพิ่มความแม่นยำของการจำลอง ควรใช้ข้อมูลรังสีอาทิตย์จริงจากสถานีอุตุนิยมวิทยาและปรับค่าพารามิเตอร์ให้เหมาะสมกับสภาพภูมิอากาศ รวมทั้งขยายช่วงเวลาการศึกษาครอบคลุมทั้งปีเพื่อวิเคราะห์แนวโน้มระยะยาว

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนจากคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนราธิวาสราชนครินทร์ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณคณาจารย์ เจ้าหน้าที่ และผู้เกี่ยวข้องทุกท่านที่ได้ให้คำปรึกษาและความร่วมมือในการดำเนินงานจนสำเร็จ

เอกสารอ้างอิง

- [1] A. K. Behura, A. K. Sahoo, S. Mohanty, and R. Pradhan, “Towards better performances for a novel rooftop solar PV system: Case study of a 248 kW grid-tied plant,” *Solar Energy*, vol. 225, pp. 1165–1177, 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.01.045.
- [2] M. Baqir and H. K. Channi, “Analysis and design of solar PV system using PVsyst software,” *Materials Today: Proceedings*, vol. 57, pp. 2320–2326, 2022, doi: 10.1016/j.matpr.2021.09.029.
- [3] A. Kaleshwarwar and S. Bahadure, “Validating the credibility of solar simulation tools using measured data,” *Energy and Buildings*, vol. 301, art. 113697, 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113697.
- [4] S. Zainali, S. Ma Lu, B. Stridh, A. Avelin, S. Amaducci, M. Colauzzi, and P. E. Campana, “Direct and diffuse shading factors modelling for the most representative agrivoltaic system layouts,” *Applied Energy*, vol. 339, art. 120981, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120981.

- [5] Y. K. Singh, S. Dubey, P. Rajput, K. Y. Singh, and K. Pandey, “Real-time and modelled performance assessment and validation studies of PV modules operating in varied climatic zones: A review,” *Energy and Built Environment*, Early Access, 2023, doi: 10.1016/j.enbenv.2023.11.009.
- [6] R. J. Yang, L. Zhang, and H. Li, “Digitalising BIPV energy simulation: A cross-tool investigation,” *Energy and Buildings*, vol. 318, art. 114484, 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114484.
- [7] C. Vargas-Salgado, D. Díaz-Bello, D. Alfonso-Solar, and F. Lara-Vargas, “Validations of HOMER and SAM tools in predicting energy flows and economic analysis for renewable systems: Comparison to a real-world system result,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 69, art. 103896, 2024, doi: 10.1016/j.seta.2024.103896.
- [8] G. Zhao, H. Li, X. Chen, J. Wang, Y. Xu, and F. Zhang, “Simulation test of 50 MW grid-connected ‘PV + energy storage’ project using PVsyst,” *Results in Engineering*, vol. 22, art. 102331, 2024, doi: 10.1016/j.rineng.2024.102331.
- [9] S. Abedi, M. H. Moradi, and R. Shirmohammadi, “Real-time photovoltaic energy assessment using a GSM-based smart monitoring system: Addressing the impact of climate change on solar energy estimation software,” *Energy Reports*, vol. 10, pp. 2361–2373, 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.09.038.
- [10] D. N. Katongole, K. Nyeinga, D. Okello, J. Mubiru, and Y. Kisira, “Empowering the solar energy landscape: The techno-economic analysis of grid-connected PV power plants in Uganda,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 82, art. 101544, 2024, doi: 10.1016/j.esd.2024.101544.
- [11] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61724-1: Photovoltaic system performance – Monitoring – Part 1: Measurement, data exchange and analysis*, Geneva, Switzerland, 2017.
- [12] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), *Task 13: Guidelines for the Operation and Maintenance of Photovoltaic Systems*, Report T13-25, 2022.
- [13] Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization), “Greenhouse Gas Emissions from Designated Factories,” Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO), 2020. [Online].