



ผลของการสะสมฝุ่นที่มีต่อประสิทธิภาพแผงโซลาร์เซลล์ที่เคลือบด้วยสารเคลือบที่ไม่ชอบน้ำ Impact of Dust Accumulation on Solar Panel Performance with Hydrophobic Surface Coatings

อรฉัตร บุญสม, วันวิสาข์ สกลภาพ*

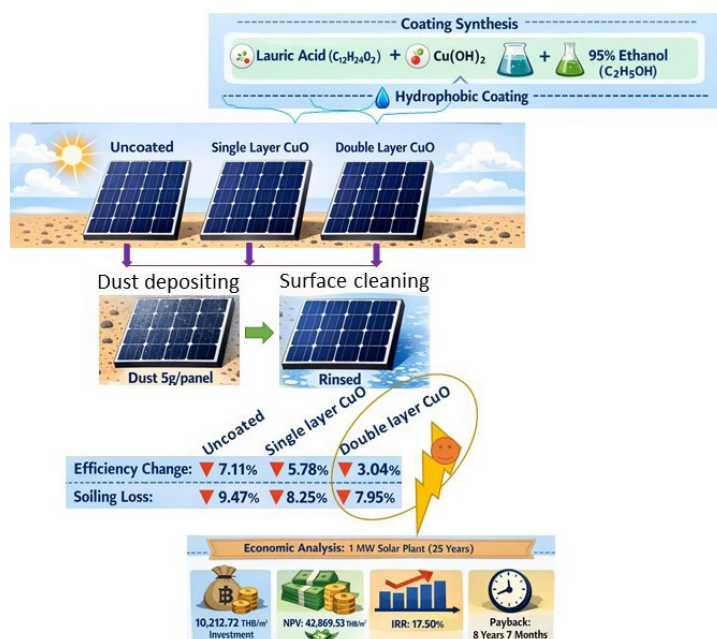
ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ปทุมธานี 12120

Orachat Boonsom, Wanwisa Skolpap*

Department of Chemical Engineering, Thammasat School of Engineering, Thammasat University, Pathum Thani 12120

Received 21 March 2026; Received in revised 16 July 2026; Accepted 21 July 2026

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

This study investigated the performance of solar panels under dust accumulation by comparing three configurations: uncoated panels, panels coated with a single layer of copper oxide, and panels coated with a double layer of copper oxide. The coating material was synthesized using lauric acid ($C_{12}H_{24}O_2$), copper (II) hydroxide ($Cu(OH)_2$), and 95% v/v ethanol (C_2H_5OH), resulting in a hydrophobic surface coating. Based on five experimental trials, the average efficiencies of the uncoated, single-layer coated, and double-layer coated panels were 12.9%, 13.1%, and 13.6%, respectively. After the deposition of 5 g of dust on each panel, the average efficiencies decreased to 12.5%, 12.6%, and 12.9%, respectively. Following cleaning by rinsing each panel with 1 L of tap water, the average efficiencies recovered to 13.8%, 13.9%, and 14%, respectively. In terms of soiling loss, the double-layer-coated panel exhibited the lowest value, at 3.0 %, whereas the uncoated panel experienced the highest soiling loss, at 6.6%.

An economic feasibility analysis was conducted

for a 1 MW solar power system with a 25-year operational lifetime. The results indicated that double-layer-coated panels, with re-coating performed every two years, were the most cost-effective option. This configuration required an initial investment of 6,967 THB/m² and yielded a net present value (NPV) of 7,261 THB/m² and an internal rate of return (IRR) of 14.6%, with a payback period of 7 years and 6 months.

คำสำคัญ	บทคัดย่อ
แผงโซลาร์เซลล์, การสูญเสียประสิทธิภาพจากฝุ่น, ทำความสะอาดแผงโซลาร์เซลล์, สารเคลือบที่ไม่ชอบน้ำ, ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ Keywords Solar panels; Dust-induced efficiency loss; Surface soiling; Hydrophobic coatings; Panel cleaning; Economic feasibility.	งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาประสิทธิภาพแผงโซลาร์เซลล์ภายใต้ผลกระทบจากฝุ่น โดยเปรียบเทียบแผงไม่เคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์ แผงเคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์ 1 ชั้น และ 2 ชั้น โดยสารเคลือบเกิดจากสังเคราะห์กรดลอริก ($C_{12}H_{24}O_2$) คอปเปอร์(II) ไฮดรอกไซด์ ($Cu(OH)_2$) เอทานอล (C_2H_5OH) ความบริสุทธิ์ 95%v/v ได้สารเคลือบที่มีสมบัติไม่ชอบน้ำ จากการทดลองจำนวน 5 ครั้ง พบว่าประสิทธิภาพเฉลี่ยของแผงไม่เคลือบ แผงเคลือบ 1 ชั้น และ 2 ชั้น มีค่าเท่ากับ 12.9%, 13.1%, 13.6% ตามลำดับ หลังจากโรยฝุ่น 5 กรัมต่อแผง ประสิทธิภาพเฉลี่ยลดลงเหลือ 12.5%, 12.6%, 12.9% ตามลำดับ เมื่อทำความสะอาดโดยล้างด้วยน้ำประปาปริมาณ 1 ลิตรต่อแผง ประสิทธิภาพเฉลี่ยฟื้นตัวเป็น 13.8%, 13.9%, 14% ตามลำดับ เมื่อพิจารณาการสูญเสียประสิทธิภาพจากการสะสมฝุ่น (Soiling loss) แผงเคลือบ 2 ชั้น มีการสูญเสียต่ำที่สุดที่ 3% ในขณะที่แผงไม่เคลือบมีการสูญเสียสูงที่สุดที่ 6.6% ทั้งนี้ การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ 1 เมกะวัตต์ อายุโครงการ 25 ปี พบว่าแผงเคลือบ 2 ชั้น ทุกสองปีเป็นทางเลือกที่มีความคุ้มค่ามากที่สุด โดยใช้เงินลงทุนเริ่มต้น 6,967 บาทต่อตารางเมตร และให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) เท่ากับ 7,261 บาทต่อตารางเมตร และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR) เท่ากับ 14.6% โดยระยะเวลาคืนทุน 7 ปี 6 เดือน
*ผู้รับผิดชอบบทความ: swanwisa@engr.tu.ac.th	DOI: 10.14456/tstj.2026.28

1. บทนำ

ปัจจุบันแหล่งพลังงานธรรมชาติจากแสงอาทิตย์ (Solar energy) เป็นพลังงานทดแทนที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย เนื่องจากเป็นพลังงานสะอาดสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่อง ไม่ก่อให้เกิดมลพิษ โดยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาจากแผงโซลาร์เซลล์ (Solar panel) ทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง และไม่มีต้นทุนแหล่งพลังงาน จึงเกิดโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar farm) ในประเทศไทย สำหรับประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar panel efficiency) หมายถึงสัดส่วนของพลังงานแสงที่ตกกระทบบนแผงและเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยคำนวณจากอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เทียบกับพลังงานแสงที่ได้รับทั้งหมดในพื้นที่แผง โดยประสิทธิภาพ มีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ (%) ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ประเภทของวัสดุเซลล์แสงอาทิตย์ ความเข้มแสง (Irradiance) เป็นต้น

การสะสมฝุ่นบนพื้นผิวของแผงโซลาร์เซลล์ ทำให้ปริมาณแสงที่ส่องถึงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง กระทั่งต่อการสูญเสียพลังงาน ประสิทธิภาพ และอายุการใช้งานของแผง อาจลดลงเหลือเพียง 1 ใน 3 ของค่าปกติ ทั้งนี้ อนุภาคฝุ่นละออง โดยทั่วไปมีขนาดเล็กเส้นผ่านศูนย์กลาง 1 ไมโครเมตร มีแนวโน้มเกิดขึ้นที่อย่างรวดเร็ว และขัดขวางการส่งผ่านรังสีแสงอาทิตย์บนเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อเทียบกับอนุภาคที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาดใหญ่กว่า 5 ไมโครเมตรขึ้นไป มีรูปร่างไม่สม่ำเสมอ จะตกตะกอนบนพื้นผิวของแผงได้เร็วกว่า การศึกษาในสภาพอากาศของตะวันออกกลาง เอเชีย และออสเตรเลีย [1] พบว่าการสูญเสียพลังงานต่อวัน เนื่องจากความหนาแน่นของสิ่งสกปรกหรือฝุ่น โดยใช้วิธีการหาความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์

การสะสมฝุ่นบนแผงโซลาร์เซลล์ เรียกว่าการสูญเสียพลังงานเฉลี่ยจากฝุ่น (Soiling loss) เกิดจากพื้นผิวของแผง สภาพแวดล้อม ความเร็วลม ความชื้น ลักษณะฝุ่น คืออัตราส่วนระหว่างพลังงานที่ผลิตได้จริง

ต่อพลังงานที่ควรผลิตได้ หากแผงสะอาด โดย Soiling loss ช่วงนอกฤดูมรสุมประมาณ 3.1% และช่วงฤดูมรสุมประมาณ 0.9% ดังนั้น Soiling loss ที่เพิ่มขึ้น แสดงให้เห็นว่าทำความสะอาดแผงอย่างสม่ำเสมอ โดยเฉพาะช่วงฤดูแล้งหรือช่วงที่ฝนไม่ตก เพื่อลดผลกระทบจากฝุ่นและรักษาประสิทธิภาพแผงโซลาร์เซลล์ [2] ทั้งนี้ การสูญเสียพลังงานเฉลี่ยจากฝุ่นทั่วโลก (Global soiling loss) ในปี 2018 มีค่าประมาณ 5–10% หรือคิดเป็นมูลค่าสูญเสียรายได้ประมาณ 1.8 แสนล้านบาทต่อปี ดังนั้น ควรพิจารณาป้องกันและแก้ไข เช่น การทำความสะอาด (Water cleaning) การเคลือบผิวป้องกัน (Anti-soiling coating) ให้เกิดความคุ้มค่ากับต้นทุน

การสะสมฝุ่นตามธรรมชาติ 70 วัน ทำให้เกิดความหนาแน่นของฝุ่นบนแผงสูงถึง 6.1g/m^2 ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าลดลงถึง 21.8% และลงเป็นปัจจัยสภาพแวดล้อมที่ทำให้การกระจายตัวฝุ่นบนแผงไม่เท่ากัน อีกทั้งเป็นตัวเร่งให้เกิดการสะสมฝุ่น หรือช่วยพัดพาความสะอาดฝุ่นออก โดยขึ้นอยู่กับความเร็วลมขณะนั้น การสะสมฝุ่นยังส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ที่เกิดจากการสะสมฝุ่นบนแผงโซลาร์เซลล์ 7 เดือน พบว่าประสิทธิภาพลดลงเฉลี่ย 68.8% และทำให้การผลิตไฟฟ้าลดลงเฉลี่ย $9,211\text{ kWh/m}^2$ นอกจากนี้ การวิเคราะห์ความถี่ที่เหมาะสมสำหรับทำความสะอาดแผง พบว่าค่าใช้จ่ายด้านการดำเนินงานและบำรุงรักษาที่เกี่ยวข้องกับการจัดการปัญหาฝุ่น มีมูลค่าประมาณ 3.8 ดอลลาร์สหรัฐต่อตารางเมตร [1]

การเคลือบแผงโซลาร์เซลล์บนกระจก เร่งปริมาณฝุ่นและน้ำเป็นเวลา 1 เดือน พบว่าแผงที่ผ่านการเคลือบคงประสิทธิภาพผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแผงไม่เคลือบถึง 30% และเมื่อเปรียบเทียบกับแผงไม่เคลือบตลอดอายุการใช้งาน 25 ปี พบว่าประสิทธิภาพผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้น 6.58% [3] ดังนั้น การเคลือบสารเคลือบที่ไม่ชอบน้ำ (Hydrophobic surface coating) จึงเป็นนวัตกรรมใหม่ที่สามารถทำความสะอาดตัวเองได้ และ

เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ช่วยลดการสะท้อนแสง ทำให้แสงส่องผ่านเซลล์ได้ดี และยังลดความถี่ในการบำรุงรักษาได้ [4] อย่างไรก็ตามควรเคลือบในจำนวนชั้นที่เหมาะสม เนื่องจากการเคลือบหลายชั้น อาจส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพความร้อนแสง [5] การทดสอบปริมาณฝุ่นบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 100 W ณ อ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ เดือนพฤษภาคม 2569 พบว่าการเคลือบผิวแผง ช่วยลดการสะสมของฝุ่นได้ โดยแผงเคลือบ 2 ชั้น มีปริมาณฝุ่นต่ำที่สุด (0.19 g/ml) เมื่อเทียบกับแผงไม่เคลือบ (0.24 g/ml) ส่วนการเคลือบ 3 ชั้น และ 4 ชั้น ให้ผลลัพธ์ใกล้เคียงกัน (0.22 และ 0.23 g/ml ตามลำดับ) งานวิจัยนี้จึงมุ่งเน้นศึกษาประสิทธิภาพการเคลือบผิวสูงสุดที่ 2 ชั้น

2. อุปกรณ์และวิธีการ

การทดลองนี้ศึกษาผลของการเคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์บนแผงโซลาร์เซลล์ที่มีต่อการสะสมฝุ่นและประสิทธิภาพแผง จำนวน 3 แบบ ประกอบด้วย แผง

ไม่เคลือบ (Uncoated panel) แผงเคลือบ 1 ชั้น (Single-layer coated panel) และแผงเคลือบ 2 ชั้น (Double-layer coated panel) มีรายละเอียดดังนี้

2.1 การวิเคราะห์คุณลักษณะของฝุ่น

ฝุ่นที่นำมาใช้ทดลองเป็นฝุ่นที่มาจากเครื่องดูดฝุ่น เพื่อโปรยลงบนแผงโซลาร์เซลล์แต่ละแผงด้วยน้ำหนักที่เท่ากัน ซึ่งเท่ากับ 5 กรัม [6] มีการวัดคุณลักษณะดังนี้

2.1.1 การวัดความชื้นตามมาตรฐาน AOAC 1995

หลังจากนำถ้วยกระเบื้องไปอบในเตาอบไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 105°C นาน 2 ชั่วโมง นำถ้วยกระเบื้องใส่ในตู้ดูดความชื้นจนกระทั่งเย็นแล้วชั่งน้ำหนัก นำตัวอย่างฝุ่นใส่ถ้วยกระเบื้องมาชั่งน้ำหนักและนำไปอบที่อุณหภูมิ 105°C นาน 24 ชั่วโมง แล้วจึงนำถ้วยกระเบื้องที่บรรจุตัวอย่างฝุ่นใส่ในตู้ดูดความชื้นจนกระทั่งเย็นแล้วชั่งน้ำหนัก คำนวณหาปริมาณร้อยละความชื้น แสดงดังสมการที่ 1

$$\text{ปริมาณความชื้น (ร้อยละ)} = \frac{\text{ผลต่างของน้ำหนักตัวอย่างก่อนและหลังอบ}}{\text{น้ำหนักตัวอย่างเริ่มต้น}} \times 100\% \quad (1)$$

2.1.2 การวัดขนาดอนุภาค

โครงสร้างและขนาดระดับไมโครของอนุภาคฝุ่นวิเคราะห์ด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (Scanning electron microscope, SEM) JEOL-JCM-7000 NeoScope™ Benchtop SEM ภายใต้สภาวะสุญญากาศสูงร่วมกับการเคลือบตัวอย่างด้วยทองคำเพื่อให้ได้ความละเอียดของภาพที่เหมาะสมที่สุด

2.1.3 การวิเคราะห์ชนิดของสารประกอบในตัวอย่างฝุ่น

ชนิดของสารประกอบในตัวอย่างฝุ่นวิเคราะห์ด้วยเทคนิคการเลี้ยวเบนของรังสีเอกซ์ (XRD) โดยใช้เครื่อง Rigaku D/max-γ (ประเทศญี่ปุ่น) ซึ่งทำงานด้วย

รังสี Cu-Kα ($\lambda = 1.5418 \text{ \AA}$) ที่สภาวะ 40 kV และ 30 mA ข้อมูลถูกเก็บรวบรวมในรูปแบบเรขาคณิตแบบ θ - 2θ ในช่วงมุม 10° ถึง 90° โดยมีขนาดขั้นการสแกน (Step size) เท่ากับ 0.05 องศา และใช้เวลาในการนับสัญญาณ 10 วินาทีต่อขั้น

2.2 การเคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์บนแผงโซลาร์เซลล์

2.2.1 สารเคลือบคอปเปอร์ออกไซด์ที่มีสมบัติไม่ชอบน้ำ (Figure 1) มีสัดส่วนที่เหมาะสมในการสังเคราะห์ คือกรดลอริก ($\text{C}_{12}\text{H}_{24}\text{O}_2$) ปริมาณ 0.6 กรัม, คอปเปอร์(II) ไฮดรอกไซด์ ($\text{Cu}(\text{OH})_2$) ปริมาณ 0.7 กรัม และเอทานอล ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) ความบริสุทธิ์ 95%v/v ปริมาณ

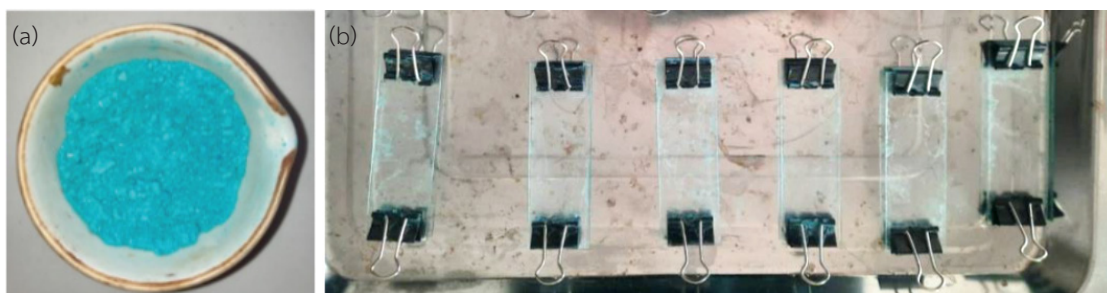


Figure 1 Hydrophobic copper oxide powder after filtration and drying (a) and hydrophobic copper oxide coatings on glass slides (b).

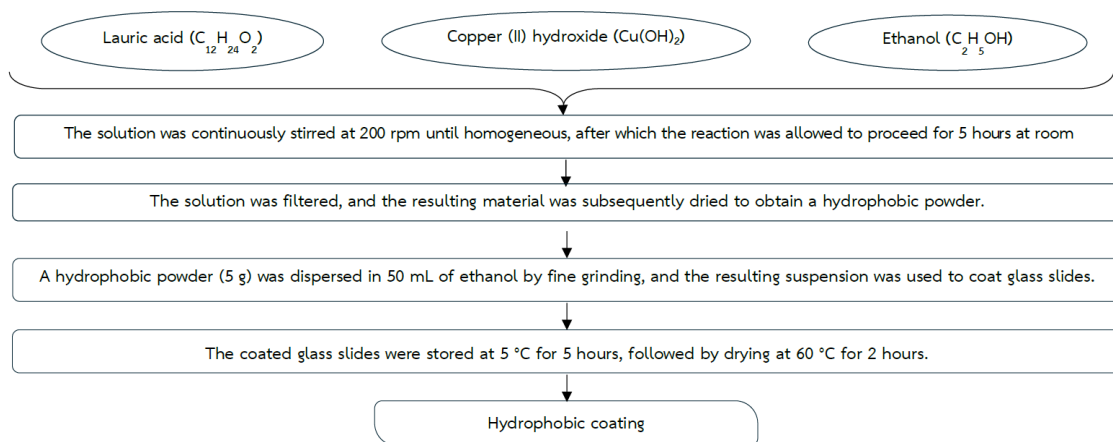


Figure 2 Schematic diagram of the procedure for preparing hydrophobic copper oxide coatings.

50 มิลลิลิตร โดยมีมุมสัมผัสสูงสุดเท่ากับ 111.4° เมื่อนำไปเคลือบผิวกระจกบนแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 100 วัตต์ ผลด้านความโปร่งแสงและความยืดเกาะที่ดี ราคาค่าใช้จ่ายต้นทุนเท่ากับ 8.82 บาท/กรัม [7]

2.2.2 ขั้นตอนสังเคราะห์สารเคลือบคอปเปอร์ออกไซด์ที่มีสมบัติไม่ชอบน้ำ แสดงใน Figure 2

2.3 การเตรียมแผงโซลาร์เซลล์และอุปกรณ์เครื่องวัด

2.3.1 การทดลองนี้ใช้แผงโซลาร์เซลล์ ชนิด Monocrystalline ขนาด 100 W จำนวน 3 แผง แสดงใน Table 1 และ Figure 3 โดยทดลองเมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2568 เวลา 09:00-17:00 น. เครื่องวัดค่าความเข้มแสงจากรุ่น UT383 (ยี่ห้อ UNI-T, ประเทศจีน)

เครื่องวัดค่าทางไฟฟ้าใช้รุ่น UT673V (ยี่ห้อ UNI-T, ประเทศจีน) วัดค่าสูงสุดกำลังไฟฟ้า 800 W แรงดันไฟฟ้า 60 โวลต์ กระแสไฟฟ้า 35 แอมแปร์ เครื่องวัดอุณหภูมิใช้รุ่น UTi712S (ยี่ห้อ UNI-T, ประเทศจีน) เครื่องวัดอุณหภูมิ -20°C ถึง 400°C โดยฝุ่นได้จากเครื่องดูดฝุ่นปริมาณ 5 กรัม [3] ต่อการโรยหนึ่งครั้ง การทำความสะอาดแผงใช้น้ำประปา ปริมาณ 1 ลิตรต่อการล้างหนึ่งครั้ง และแผงทั้งหมดถูกวางเอียง 15°C เพื่อให้น้ำไหลออกจากแผงได้ สำหรับขั้นตอนเก็บค่าพลังงาน จะทำการทดลอง จำนวน 5 ครั้ง ในแต่ละครั้งจะทำการเก็บค่าพลังงานกำลังไฟฟ้า (Power: W) แรงดันไฟฟ้า (Volt: V) กระแสไฟฟ้า (Amp: A) อุณหภูมิ (Temperature: T) ขั้นตอนแสดงใน Table 1 และ Table 2

Table 1 Specifications of the solar panels investigated

Models	Tiger neo (n type mono-crystalline)
Maximum power ($P_{\max}$)	100 W per panel
Dimensions (mm)	1031 × 530 × 35
Total surface area exposed to irradiation (m ²)	0.5
Panel efficiency (%)	18.3

Table 2 Conditions of dust deposition on uncoated, single-layer-coated, and double-layer-coated solar panels

Experimental steps	Procedures
Prior to the experiment	Measure the initial power output.
After dust exposure ($n = 5$)	After sprinkling 5 g of dust per panel in each trial, measure the power output (Figure 4).
After cleaning with tap water	Rinse the panel surface with one litre of tap water, allow water to drain, and then measure the power output (Figure 5).

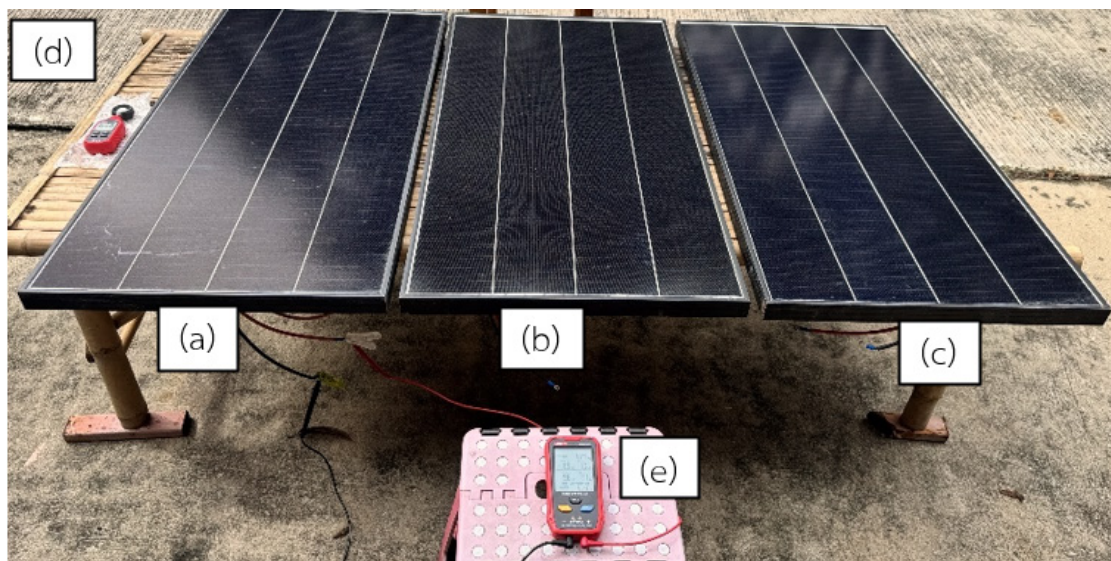


Figure 3 Experimental setup: (a) uncoated panel, (b) double-layer-coated panel, (c) single-layer-coated panel, (d) solar radiation measurement device, and (e) power output measurement device.

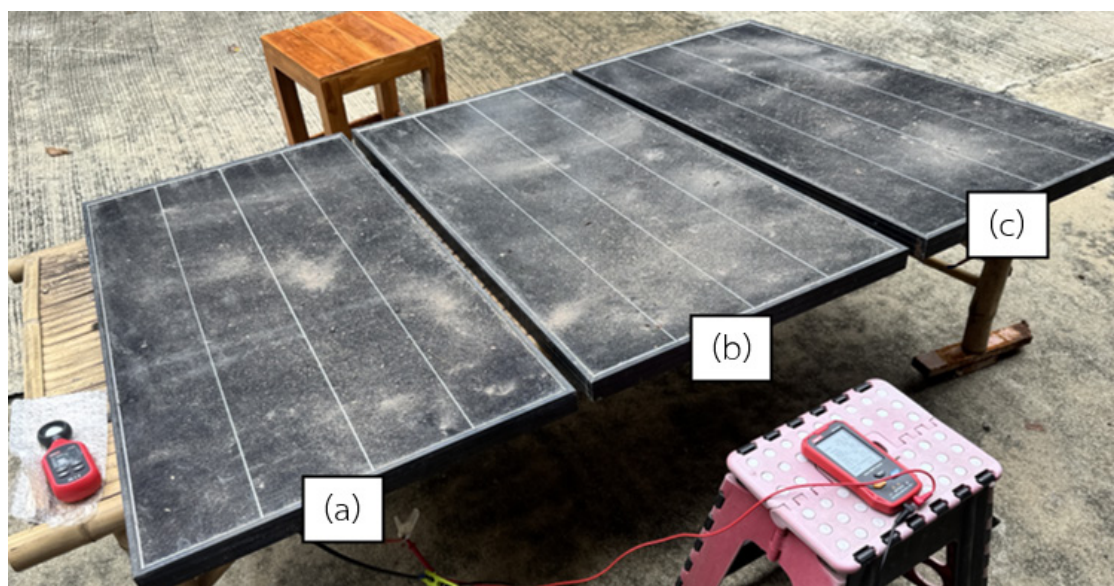


Figure 4 Solar panel subjected to five successive dust depositions of 5 g each.

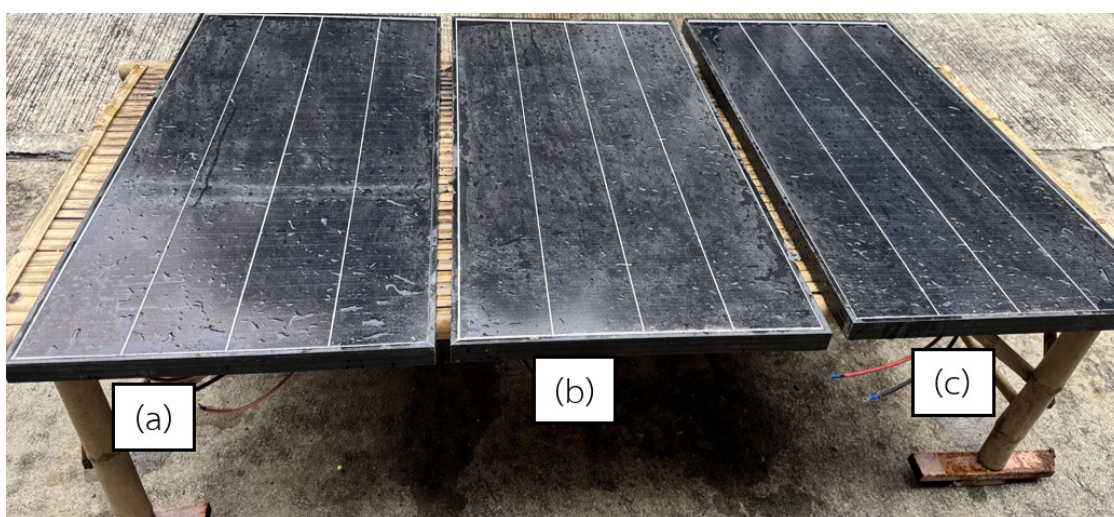


Figure 5 Solar panel following rinsing with one litre of tap water.

2.3.2 ค่าตัวแปรของแผงและค่าพลังงานไฟฟ้าที่วัดได้มาคำนวณ มีสมการดังนี้

1) ประสิทธิภาพ (Efficiency) แผงโซลาร์เซลล์ หมายถึง อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์ต่อกำลังแสงอาทิตย์ตกกระทบ [8] คำนวณด้วยสมการที่ (2)

$$\eta = \frac{P_{DC}}{G \cdot A} \times 100 \quad (2)$$

เมื่อ η คือ ประสิทธิภาพแผงโซลาร์เซลล์ (%), P_{DC} คือ กำลังไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงโซลาร์เซลล์ (W), G คือ ค่ารังสีอาทิตย์ตกกระทบ (W/m^2) และ A คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม (m^2)

2) ร้อยละของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพ (% Efficiency) หมายถึง ตัวชี้วัดที่ใช้แสดงการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพก่อนทำความสะอาดกับหลังทำความสะอาด คำนวณด้วยสมการที่ (3)

$$\Delta \text{Efficiency (\%)} = \frac{\text{Efficiency}_{\text{soiled}} - \text{Efficiency}_{\text{cleaned}}}{\text{Efficiency}_{\text{soiled}}} \times 100 \quad (3)$$

เมื่อ $\text{Efficiency}_{\text{soiled}}$ คือ ประสิทธิภาพแผง ในสภาพแผงมีฝุ่น (%)

$\text{Efficiency}_{\text{cleaned}}$ คือ ประสิทธิภาพแผง ในสภาพแผงสะอาด (%)

3) Soiling loss (SL) หมายถึง ตัวชี้วัดประสิทธิภาพการสูญเสียพลังงานจากผลกระทบฝุ่น ถ้ามีค่าเท่ากับศูนย์ แสดงประสิทธิภาพสูงสุด [2] คำนวณด้วยสมการที่ (4)

$$SL (\%) = 1 - \frac{\text{Efficiency}_{\text{soiled}}}{\text{Efficiency}_{\text{cleaned}}} \times 100 \quad (4)$$

2.3.3 ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน หมายถึง ขั้นตอนวิเคราะห์ความคุ้มค่า โดยนำต้นทุนมาวิเคราะห์ และอาศัยการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม ดังนี้

1) กำหนดสมมุติฐานโครงการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 1 MW แบ่งออก 3 กรณี ได้แก่

กรณีที่ 1 กรณีฐาน คือ แผงโซลาร์เซลล์ที่ไม่เคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์

กรณีที่ 2 คือ แผงโซลาร์เซลล์เคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์ 1 ชั้น

กรณีที่ 3 คือ แผงโซลาร์เซลล์เคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์ 2 ชั้น

2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value, NPV) หมายถึง ความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์และต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการลงทุน NPV ที่เป็นบวกแสดงถึงความยั่งยืนทางการเงินของโครงการ ในขณะที่ NPV ที่เป็นลบแสดงถึงความสูญเสียทางการเงิน NPV สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ (5) นี้

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (5)$$

เมื่อ B_t คือ มูลค่าของผลประโยชน์จากโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t , C_t คือ มูลค่าของต้นทุนจากโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t , r คือ อัตราคิดลด (Discount rate) หรือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (%), และ n คือ อายุของโครงการหรือปีที่สิ้นสุดของโครงการ

3) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return, IRR) หมายถึง อัตราดอกเบี้ยที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของกระแสเงินสดเท่ากับศูนย์ โดยทั่วไป IRR ประเมินความเหมาะสมโครงการ ถ้า IRR สูง โครงการนำลงทุน สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ (6) นี้

$$NPV = 0 = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+IRR)^t} \quad (6)$$

เมื่อ r คือ อัตราคิดลด (Discount rate) และ คือ อัตราผลตอบแทนภายในที่ทำให้ $NPV = 0$

4) ระยะเวลาคืนทุน (Payback period, PBP) หมายถึง ระยะเวลาที่ใช้คืนทุนจากเงินลงทุนเริ่มแรกโครงการ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุน (PBP) สั้นกว่าแสดงถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจและยั่งยืนระยะเวลาคืนทุน สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ (7)

$$PBP = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุน}}{\text{ผลตอบแทนเฉลี่ยสุทธิต่อปี}} \quad (7)$$

3. ผลการวิจัยและวิจารณ์

3.1 คุณสมบัติของอนุภาคฝุ่น

ตัวอย่างฝุ่นมีความชื้นประมาณ 4.7% โดยลักษณะทางสัณฐานวิทยาของตัวอย่างฝุ่นที่ระดับกำลังขยายต่างๆ ซึ่งแสดงผลการวิเคราะห์ด้วย SEM (Figure 6A) และการกระจายอนุภาคฝุ่นแสดงว่าขนาดอนุภาคตัวอย่างฝุ่นเฉลี่ยเท่ากับ 15.89 ± 9.58 μm (Figure 6B) ซึ่งสอดคล้องกับผลการวิจัยของ [6] ที่รายงานว่าขนาดอนุภาคตัวอย่างฝุ่นเฉลี่ยสะสมบนพื้นผิวแผงโซลาร์เซลล์เท่ากับ 8.36 μm

รูปแบบ XRD ของตัวอย่างฝุ่นที่ได้จากเครื่องดูดฝุ่น ดังแสดงใน Figure 6C ยืนยันการมีอยู่ของควอตซ์ (SiO_2) (PDF 79-1906) (ที่ค่า 2θ เท่ากับ 20.83° , 26.67° , 28.67° ตามลำดับ) ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักในตัวอย่างฝุ่น [6], [9], [10] นอกจากนี้ยังสังเกตเห็นพีค (Peak) ที่ค่า 2θ เท่ากับ 29.48° , 36.26° ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับคาร์บอเนต (CaCO_3) (PDF 83-0578)

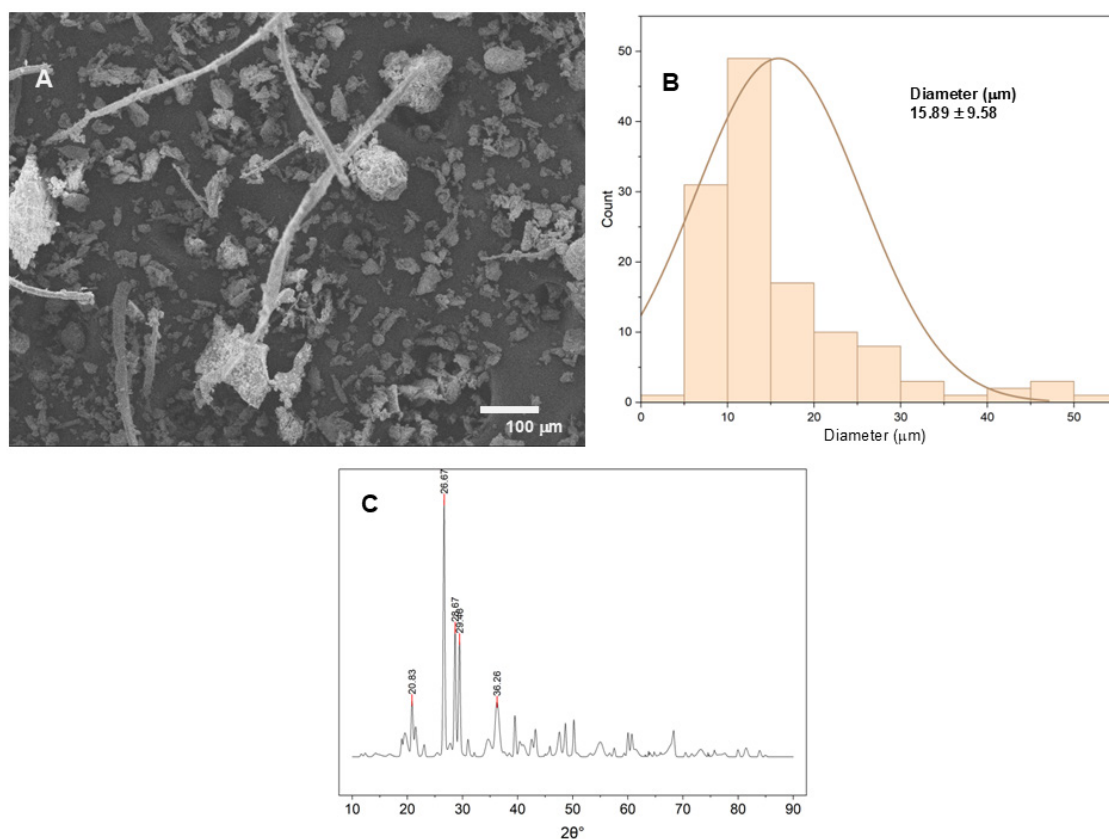


Figure 6 Characterization of dust particles. (A) SEM image of dust particles, (B) the particle size distribution (illustration of A), and (C) XRD spectra of dust particles.

3.2 การเก็บข้อมูลค่าพลังงานไฟฟ้าแผงโซลาร์เซลล์ทั้งสามที่ทำการทดลองซ้ำ จำนวน 5 ครั้ง

สภาพอากาศมีเมฆ ความเข้มแสง (Irradiance) ช่วงการทดลองเฉลี่ย 332 W/m^2 (ค่าสูงสุด 361 W/m^2 ค่าต่ำสุด 303 W/m^2) ดัง Table 3 เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพ (Efficiency) พบว่าก่อนดำเนินการ (Prior to the experiment) Efficiency ของ Uncoated panel, Single-layer-coated panel, Double-layer-coated panel มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 12.9%, 13.1%, 13.6% ตามลำดับ เมื่อทำให้เกิดผลกระทบจากที่โรยฝุ่น (Dust sprinkling) ปริมาณ 5 กรัมต่อแผง จำนวน 5 ครั้ง พบว่า Efficiency แต่ละแผงมีแนวโน้มลดลงตามการสะสมของฝุ่นที่เพิ่มขึ้น ภายหลังทำความสะอาด (Rinsing with tap water) ด้วยประปาปริมาณ 1 ลิตรต่อแผง พบว่า Efficiency แต่ละแผงเพิ่มขึ้น โดย Double-layer-coated panel มีค่าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นสูงสุด 14% และ

Single-layer-coated panel และ Uncoated panel ใกล้เคียงกัน 13.9%, 13.8% ตามลำดับ ทั้งนี้ Double-layer-coated panel ให้ค่า Efficiency ที่สูงกว่าแผงอื่น และเมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าผลิตได้ (Power output) เห็นได้ว่ามีแนวโน้มเดียวกับ Efficiency แสดง Figure 7

หลังจากล้างแผงโซลาร์เซลล์ที่ผ่านการโรยฝุ่น 5 ครั้ง แล้วประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ก่อนโรยฝุ่น (Table 3) เท่ากับ 0.9% (Uncoated panel), 0.8% (Single-layer-coated panel), และ 0.4% (Double-layer-coated panel) แสดงให้เห็นว่า Double-layer-coated panel มีการเปลี่ยนแปลงของประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์น้อยที่สุด รองลงมาเป็น Single-layer-coated panel และ Uncoated panel สำหรับการสูญเสียเนื่องจากฝุ่น (Soiling loss) มีค่าลดลง สำหรับ Uncoated panel, Single-layer-coated panel และ

Table 3 Power generation and efficiency of 100 W solar panels

Experimental step	Irradiance (W/m^2)	Uncoated panel		Single-layer-coated panel		Double-layer-coated panel	
		Power output (W^*)	Efficiency (%)	Power output (W^*)	Efficiency (%)	Power output (W^*)	Efficiency (%)
Prior to the experiment	348	70.8	12.9%	72.3	13.1%	74.9	13.6%
Dust sprinkling - 1 st time	344	74.5	13.5%	69.7	12.7%	75.7	13.7%
Dust sprinkling - 2 nd time	312	71.5	13.0%	74.6	13.6%	71.5	13.0%
Dust sprinkling - 3 rd time	347	69.8	12.7%	73.7	13.4%	77.5	14.1%
Dust sprinkling - 4 th time	361	63.8	11.6%	65.9	12.0%	67.5	12.3%
Dust sprinkling - 5 th time	306	63.8	11.6%	63.2	11.5%	63.1	11.5%
After cleaning with tap water	303	75.9	13.8%	76.5	13.9%	77.2	14.0%

Note: * Average power output values were normalized to standard test conditions (STC) at an irradiance of 1000 W/m^2 .

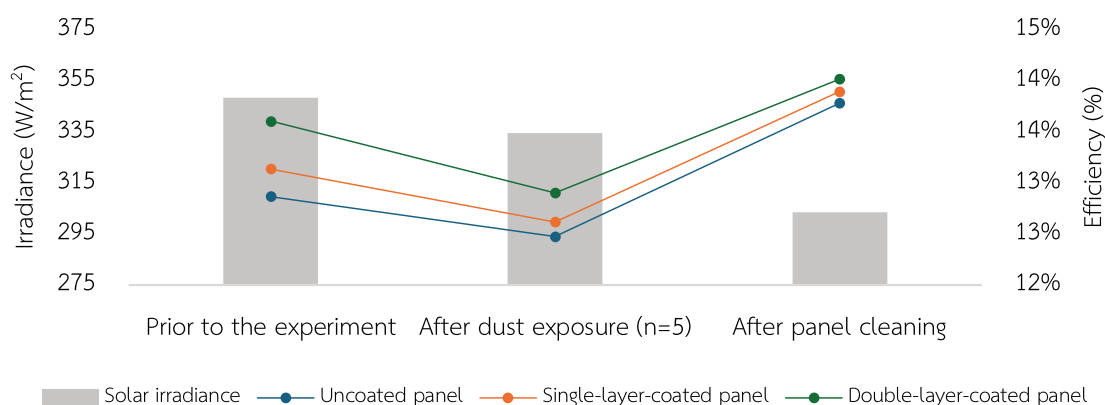


Figure 7 Correlation between irradiance and efficiency at each experimental step.

Table 4 Average surface temperature of 100 W solar panels under different experimental conditions

Condition	Average surface temperature (°C)		
	Uncoated panel	Single-layer-coated panel	Double-layer-coated panel
Prior to the experiment	42.3	42.5	42.4
Dust exposure ($n = 5$)	44.1	43.7	43.5
After cleaning with tap water	41.1	40.7	40.9

Double-layer-coated panel เท่ากับ 6.6%, 5.5%, 3% ตามลำดับ ซึ่งบ่งชี้ได้ว่า Double-layer-coated panel ความสามารถป้องกันฝุ่นที่ดีกว่า

จาก Table 4 เมื่อพิจารณาอุณหภูมิเฉลี่ยช่วงก่อนการทดลองโรยฝุ่น (Prior to the experiment) เห็นว่า Uncoated panel มีอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำ แต่เมื่อโรยฝุ่นมาแล้ว 5 ครั้ง พบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดย Uncoated panel อุณหภูมิเฉลี่ยสูงสุด 44.1°C ขณะที่ Single-layer-coated panel และ Double-layer-coated panel มีอุณหภูมิเฉลี่ย 43.7°C และ 43.5°C ซึ่งต่ำกว่า Uncoated panel 0.4°C และ 0.6°C ตามลำดับ และภายหลัง Rinsing with tap water เห็นได้ว่าอุณหภูมิทุกแผงลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับค่า

เริ่มต้น Uncoated panel ลดลง 1.2°C Single-layer-coated panel ลดลง 1.8°C Double-layer-coated panel ลดลง 1.5°C

เมื่อพิจารณาแผนภาพการถดถอยเชิงเส้น (Linear regression) ใน Figures 8a-8c แสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์เชิงบวกอย่างมีนัยสำคัญ ระหว่าง Power output และ Efficiency ผลการวิเคราะห์ความแปรปรวน (ANOVA) [9] พบว่า Uncoated panel มีความสัมพันธ์ที่แสดงการตัดสินใจ (Coefficient of determination หรือ R^2) ($R^2 = 0.96$) และมีความสม่ำเสมอของข้อมูลสูง ขณะที่ Single-layer-coated panel มีความสัมพันธ์ต่ำที่สุด ($R^2 = 0.67$) และมีการกระจายตัวของข้อมูลมาก แสดงถึงความไม่สม่ำเสมอของ

Efficiency สำหรับ Double-layer-coated panel มีความสัมพันธ์อยู่ในระดับปานกลางถึงสูง ($R^2 = 0.80$) และช่วยลดความแปรปรวนของข้อมูลได้ดีกว่าแบบเคลือบชั้นเดียว

ผลการวิเคราะห์ค่าสัมประสิทธิ์การถดถอยใน Table 5 พบว่า Power output มีอิทธิพลต่อ Efficiency มาก มีค่าสัมประสิทธิ์ (Coefficient) เป็นบวกทุกกรณี และมีค่า p ต่ำกว่า 0.001 แสดงให้เห็นว่าการเพิ่มขึ้นของ Power output ส่งผลให้ Efficiency เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญทางสถิติ ในส่วน Irradiance มีค่า Coefficient เป็นลบทุกกรณี มีค่า p ซึ่งต่ำกว่า 0.001 แสดงว่า มีอิทธิพลเชิงลบต่อ Efficiency อย่างมีนัยสำคัญทางสถิติ และเมื่อพิจารณา Temperature ร่วมกับตัวแปรอื่น

พบว่ามีความ p สูงกว่า 0.05 ทุกกรณี แสดงว่าไม่มีนัยสำคัญทางสถิติ

สมการถดถอยที่ได้จาก Table 6 Double-layer-coated panel มีค่า Coefficient ของ Irradiance เป็นลบมากที่สุด ขณะที่ค่า Coefficient ของ Power output มีค่าใกล้เคียงกับแผงอื่น แสดงให้เห็นว่า Power output ยังคงเป็นปัจจัยหลักที่กำหนด Efficiency ของแผง

3.2 ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน

ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนใช้สารเคลือบสารคอปเปอร์ออกไซด์บนแผงโซลาร์เซลล์ ในโครงการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ขนาด 1 MW ขนาดพื้นที่ทั้งหมดรวม 5,464 ตารางเมตร ไม่ลงทุนเพิ่มตลอดอายุโครงการ 25

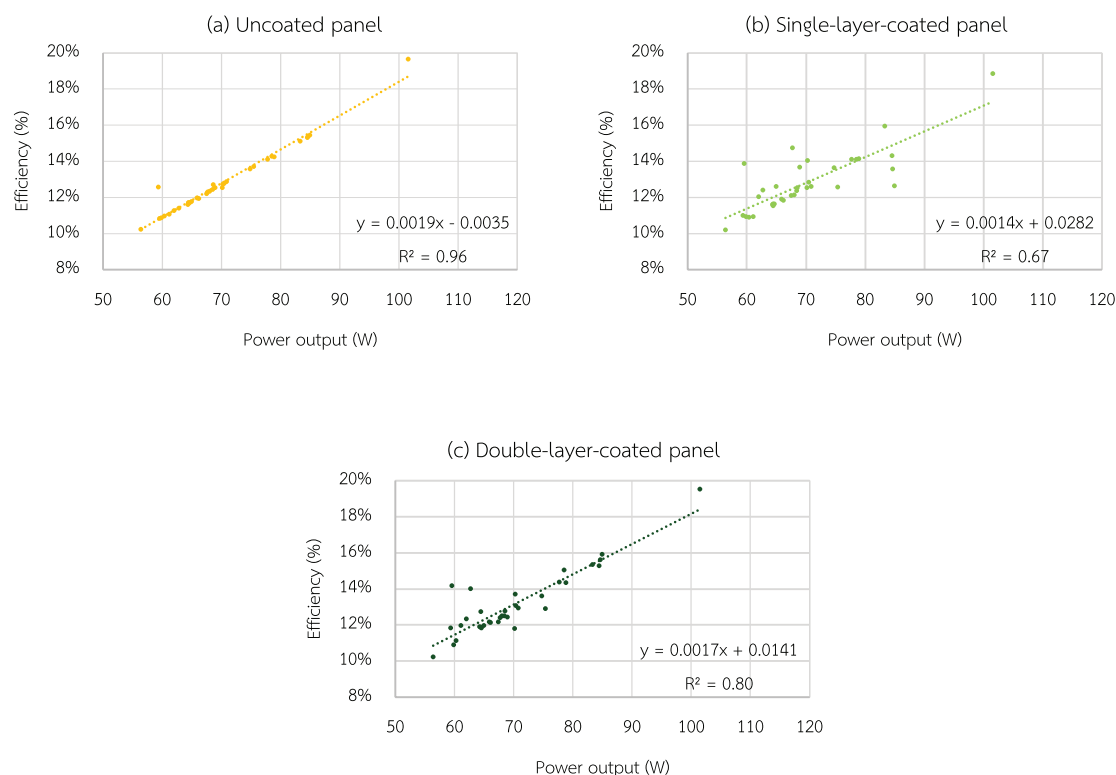


Figure 8 Correlation between power output and efficiency for (a) uncoated panel, (b) single-layer coated panel, and (c) double-layer coated panel.

Table 5 Regression analysis results for predictor variables affecting 100 W solar panel efficiency

Variable	R^2	P-value			
		Intercept	Power output	Irradiance (W/m ²)	Temperature (°C)
Uncoated panel	0.92	1.69×10^{-13}	1.15×10^{-17}	1.31×10^{-12}	6.04×10^{-1}
Single-layer-coated panel	0.92	2.89×10^{-13}	1.08×10^{-17}	7.81×10^{-14}	8.18×10^{-1}
Double-layer-coated panel	0.91	8.37×10^{-13}	1.77×10^{-17}	1.01×10^{-12}	9.58×10^{-1}

Note: η = Efficiency (%), G = Irradiance (W/m²), T = Center temperature (°C), P = Power output (W)

Table 6 Regression equations of solar panel efficiency

Type of solar panels	Equation
Uncoated pane	η (%) = $0.14 - 2.91 \times 10^{-3} G - 1.68 \times 10^{-3} T + 40.24 \times 10^{-3} P$
Single-layer-coated panel	η (%) = $0.13 - 2.98 \times 10^{-3} G - 0.07 \times 10^{-3} T + 40.38 \times 10^{-3} P$
Double-layer-coated panel	η (%) = $0.13 - 3.08 \times 10^{-3} G - 0.02 \times 10^{-3} T + 40.75 \times 10^{-3} P$

ปี มีค่าใช้จ่ายติดตั้งรวมเป็นเงินทั้งสิ้น 22,688,647 บาท [11, 12, 13]

3.2.1 ค่าใช้จ่ายต้นทุนโครงการ (Investment cost) เป็นค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรก ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed cost) คือต้นทุนรวมที่มีได้เปลี่ยนแปลงตามสัดส่วนการเคลือบแสดงใน Table 7 และค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable cost) คือมีต้นทุนรวมที่เปลี่ยนแปลงไปตามสัดส่วนการเคลือบแสดงใน Table 8

การคำนวณความเป็นไปได้ในการลงทุนตลอดระยะเวลา 25 ปี ของ Uncoated panel, Single-layer-coated panel, Double-layer-coated panel ของ การเคลือบทุกปี และทุกสองปี ด้วยสมการแสดงใน Table 9

3.2.2 กราฟกระแสเงินสดในการลงทุนตลอดระยะเวลา 25 ปี ของ Uncoated panel, Single-layer-coated panel, Double-layer-coated panel ของ การเคลือบทุกปี และทุกสองปี แสดงใน Figures 9a-9e พบว่า ทุกกรณีมีทิศทางที่สอดคล้องกันตั้งแต่ปีที่ 0 ถึงปีที่ 7 มีค่าติดลบ เนื่องจากค่าใช้จ่ายลงทุนเริ่มต้น และราคาไฟฟ้าซึ่งเป็นรายได้ยังไม่เพียงพอสำหรับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น แต่หลังจากปีที่ 8 จนสิ้นสุดโครงการปีที่ 25 มีค่าเป็นบวก เนื่องจากราคาไฟฟ้ามีอัตราการเพิ่มขึ้น จึงทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้ามีค่ามากกว่ารายจ่ายรวม

Table 7 Summary of investment costs of fixed cost for a 1 MW solar farm over a 25-year project lifetime

Description		Value	Ref.
Project life (Year)		25	
Time: from 9:00 AM to 5:00 PM (hour/year)		2,880	
360 days per year, with 8 hours of operation per day			
Panel price (THB/W)	K	22	[11] [12] [13]
Installation cost (THB/m ²)		4,152	
Degradation cost (THB/m ²)		166	
Net installation cost installation (THB/m ²)	F	3,986	
Operation cost (THB/m ²)		211	
Replacement cost (THB/m ²)		115	
Degradation replacement cost (THB/m ²)		5	
Net replacement cost (THB/m ²)		110	
Degradation of panel (%/year)	δ	1.5	[14]
Constant degradation rate thereafter (%/year)	η_t	2.0	[15]
Solar irradiance (W/m ²)	I_{sc}	1,000	[16]
Electricity price (THB/kWh)	I_{elec}	2	[17]
Electricity growth rate (%)	G_{elec}	16	[18]
Discount rate (%/year)	r	7.31	[19]
Time period (year)	t		
Decommissioning rate of initial investment (%) *		4.8	[20]

* Decommissioning cost is estimated \$83/kW, which is approximately 4.8% of the installed cost of \$1727/kW.

Table 8 Summary of investment costs of variable cost for a 1 MW solar farm over a 25-year project lifetime

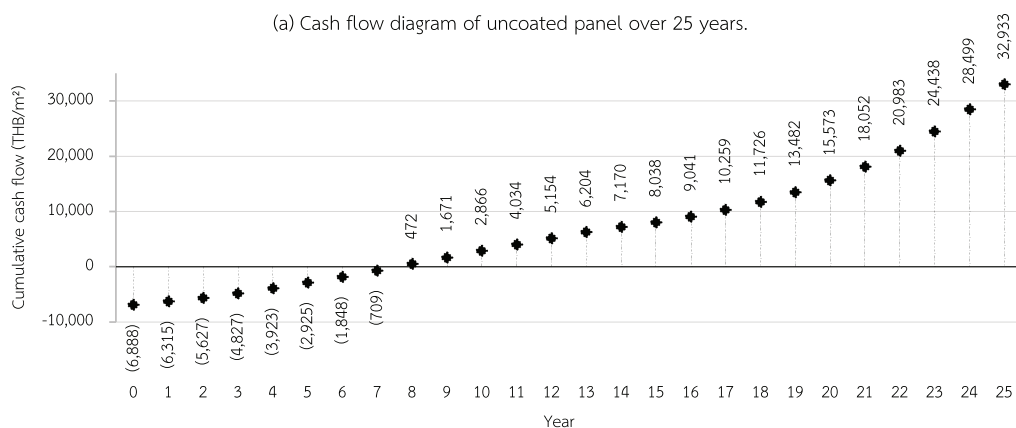
Description	Uncoated panel	Single-layer-coated panel	Double-layer-coated panel
Soiling loss (%)	9.4	9.2	7.9
Cleaning frequency (time/year) *	9	8	7
Maintenance and cleaning cost (THB/m ²)	18	17	15
Coating cost: one-time (THB/m ²)	None	27	45
Panel efficiency (η) (%)	12.7	12.8	13.1

* Cleaning frequency is calculated as by the ratio of the observed soiling loss to the defined threshold as 1.1% [21] shown in Eq.(8): Cleaning frequency = $\frac{\text{Soiling loss (\%) value}}{\text{Threshold (\%) value}}$ (8)

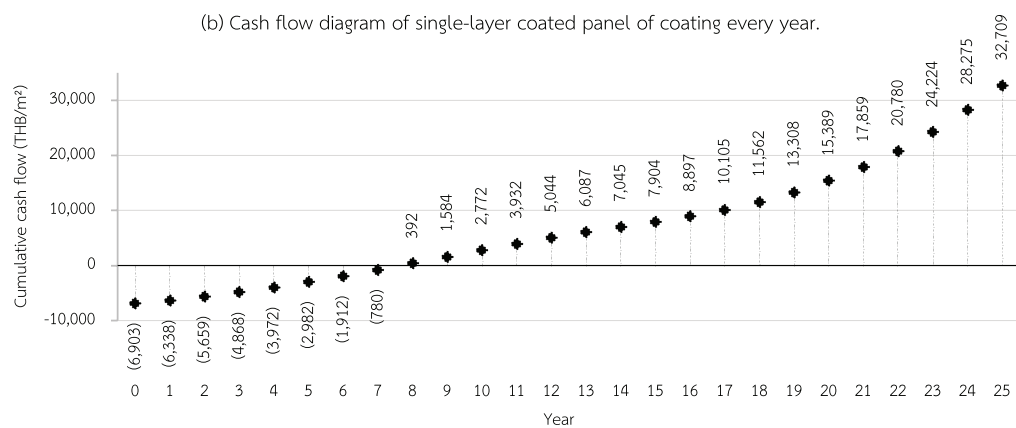
Table 9 Summary of calculation formulas

Description	Unit	Equation
Energy	kWh/m ²	$E_t = I_{sc} \times \text{time} \times \eta_t \times (1 + \delta)^t$
Electricity price	THB/kWh	$E_p = I_{elec} \times (1 + G_{elec})^t$
Revenue	THB/m ²	$R_t = E_t \times E_p$
Initial investment	THB/m ²	$E_t = K \times (1000 \times \eta_t)^{+F}$
Coating interval	THB/m ²	C_t (applied every year or every two years)
Net cash flow	THB/m ²	$NCF_t = R_t - C_t$
Discount factor		$DF_t = 1/(1 + r)^t$
Discounted cash flow	THB/m ²	$DCF_t = NCF_t \times DF_t$
Cumulative cash flow	THB/m ²	$CCF_t = -IC + \sum DCF_t$

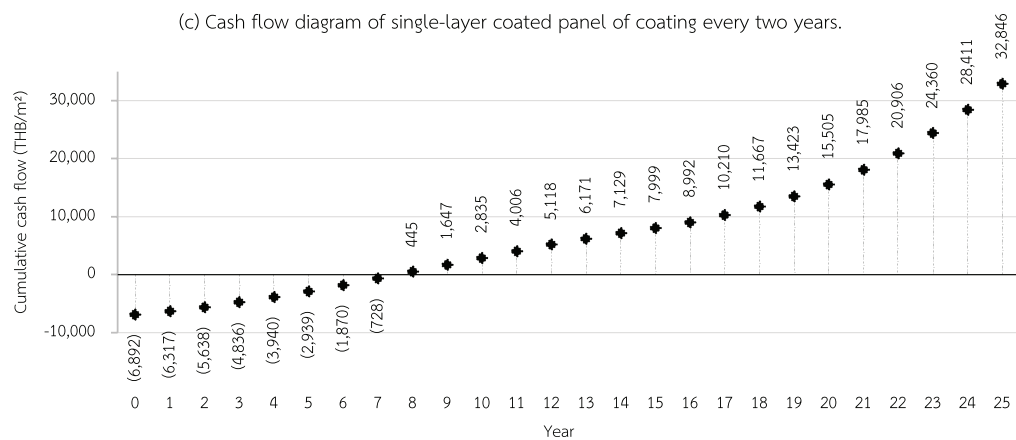
(a) Cash flow diagram of uncoated panel over 25 years.



(b) Cash flow diagram of single-layer coated panel of coating every year.



(c) Cash flow diagram of single-layer coated panel of coating every two years.



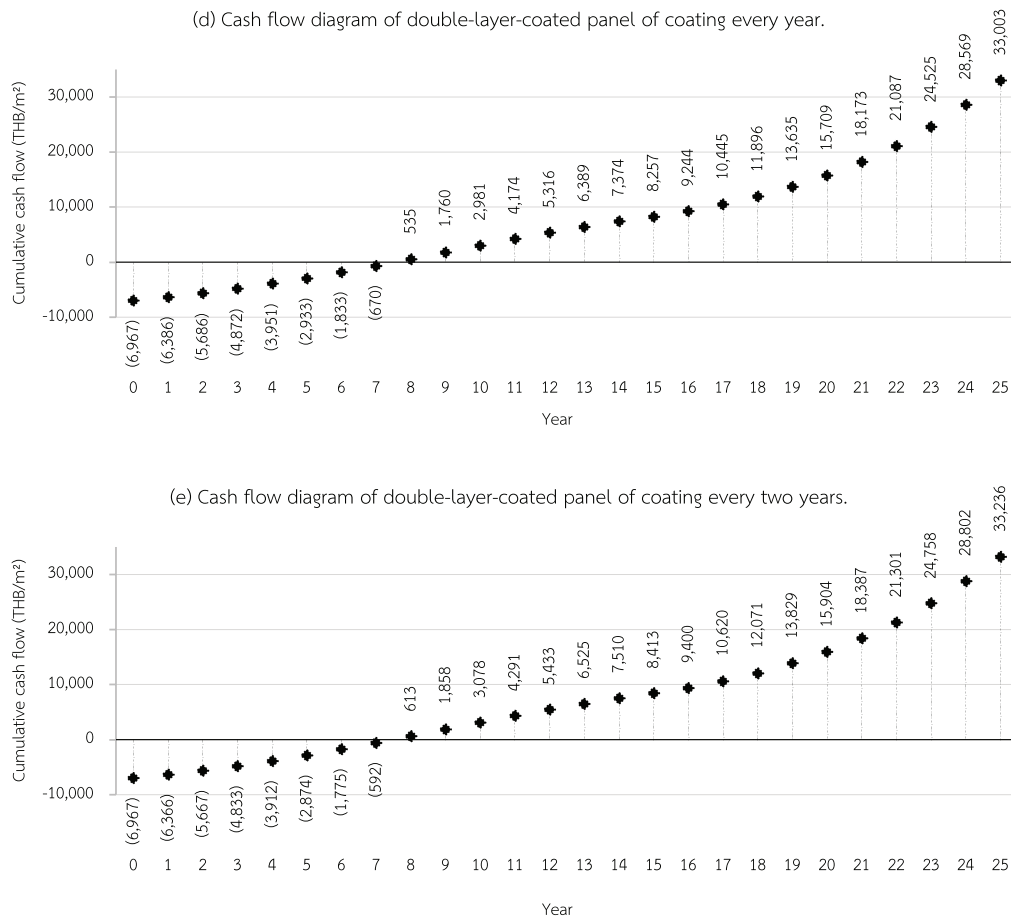


Figure 9 Cash flow diagrams for (a) uncoated panel, (b) single-layer coated panel with annual coating, (c) single-layer coated panel with biennial coating, (d) double-layer coated panel with annual coating, (e) double-layer coated panel with biennial coating.

3.2.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating cost) เป็นต้นทุนที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องตลอด 25 ปี

ผลการวิเคราะห์ต้นทุนเริ่มต้น (Initial investment cost) ของ Uncoated panel มีต่ำ แต่มีค่าใช้จ่าย (Operation, Maintenance, Replacement, และ Cleaning cost) สูงที่สุด และ Single-layer-coated panel มีค่าใช้จ่ายปานกลาง ขณะที่ Double-layer-coated panel มี Initial investment cost สูงเนื่องจากเคลือบผิว แต่สามารถลด Maintenance, Replacement, and Cleaning cost ได้มากที่สุด (Table 10)

3.2.4 ผลประโยชน์รวม (Benefit) เป็นค่าใช้จ่ายที่รับจากการขายไฟฟ้าแสดงตลอด 25 ปี

ผลการวิเคราะห์ภายใต้ราคาขายไฟฟ้า (Electricity price) เท่ากันที่ 626 THB/kWh พบว่ามีผลเชิงบวกต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Energy produced) และรายได้ (Revenue) พบว่า Single-layer-coated panel มีค่า Energy produced และ Revenue เพิ่มขึ้นประมาณ 0.1% เมื่อเทียบกับ Uncoated panel ขณะที่ Double-layer-coated panel มีค่าสูงสุดเท่ากับ 1.1% เมื่อเทียบกับ Uncoated panel (Table 11)

Table 10 Operating cost summary for a 1 MW solar farm over a 25-year project lifetime

Economic parameter	Uncoated panel	Single-layer-coated panel		Double-layer-coated panel	
Initial investment cost (THB/m ²)	6,888	6,892		6,967	
Decommissioning cost (THB/m ²)	331	331		334	
Operation, maintenance, replacement, and cleaning cost (THB/m ²)	8,475	8,462		8,403	
Coating frequency	None	Every year	Every two years	Every year	Every two years
Coating application cost (THB/m ²)	0	263	137	486	252

Table 11 Annual energy production and revenue of a 1 MW solar farm within 25-year lifetime

Parameter	Uncoated panel	Single-layer-coated panel	Double-layer-coated panel
Electricity price (THB/kWh)		626	
Energy produced (kWh/m ²)	3,785	3,791	7,873
Revenue (THB/m ²)	48,627	48,658	49,174

3.2.5 ผลประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
เพื่อประกอบการตัดสินใจลงทุนโครงการตลอด 25 ปี

เมื่อ Double-layer-coated panel เทียบกับ Uncoated panel (Table 3) ช่วง Prior to the experiment, After dust exposure ($n=5$), After cleaning with tap water แผง Double-layer-coated panel มีค่า Efficiency เพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.7%, 0.4%, 0.2% ตามลำดับ และมีค่า Power output เพิ่มขึ้นเป็น 5.7%, 3.4%, 1.7% ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับการศึกษาของ Laopreecha et al. [3] ที่วิเคราะห์การ

เคลือบ Nano-silica with superhydrophobic บนแผงโซลาร์เซลล์ แสดงให้เห็นว่า Efficiency เพิ่มขึ้น สำหรับการวิเคราะห์การเคลือบ Double-layer-coated panel สอดคล้องกับ Chala et al. [5] ที่ว่าการเคลือบ Nanocoating ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ แต่การเคลือบหลายชั้นหรือมากเกินไป อาจทำให้เกิดอุณหภูมิสูงขึ้น เนื่องจากการกักเก็บความร้อนได้ เมื่อประเมินโครงการตลอดระยะเวลา 25 ปี พบว่า Initial investment ของ Double-layer-coated panel มีค่าใช้จ่ายสูงกว่า Uncoated panel ประมาณ 79 THB/m² (Table 12)

Table 12 Economic evaluation results for a 1 MW solar farm over a 25-year project lifetime

Economic index	Uncoated panel	Single-layer-coated panel		Double-layer-coated panel	
Initial investment (THB/m ²)	6,888	6,892		6,967	
Coating frequency	None	Every year	Every two years	Every year	Every two years
NPV (THB/m ²)	7,116	7,007	7,068	7,149	7,261
IRR (%/year)	14.5%	14.4%	14.4%	14.5%	14.6%
Payback period (Year)	7 years	7 years	7 years	7 years	7 years
	8 months	8 months	8 months	7 months	6 months

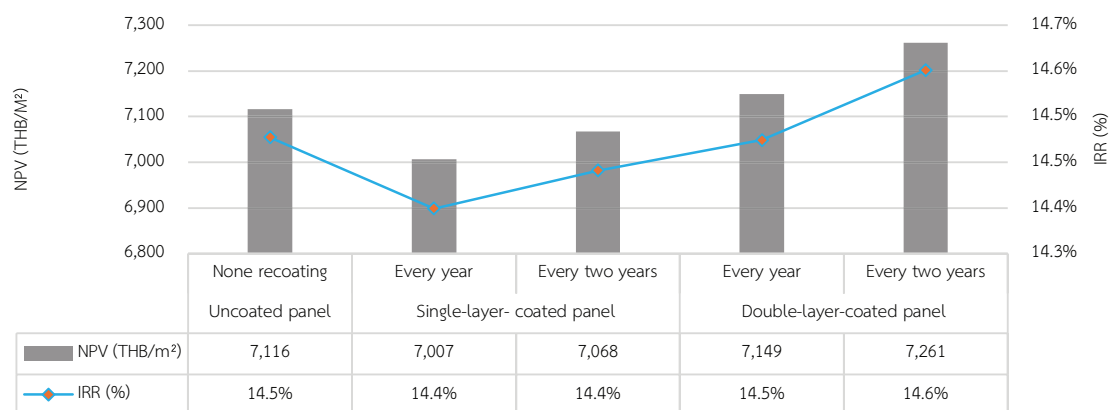


Figure 10 Correlation between NPV and IRR.

สำหรับ Double-layer-coated panel แบบเคลือบทั้งสองปี มีค่า NPV IRR สูงกว่า Uncoated panel เท่ากับ 2%, 0.8% ตามลำดับ (Figure 10) อีกทั้งยังระยะเวลาคืนทุน PBP สั้นกว่า 2 เดือน สอดคล้องกับ Waewsak et al. [22] ที่รายงานว่าแบบจำลองที่ดีสำหรับการลงทุน ด้วยการพิจารณาค่า NPV IRR สูง และ PBP สั้น

4. สรุปผลการทดลอง

ความสัมพันธ์ระหว่าง Power output และ Irradiance ต่อ Efficiency ของ Uncoated panel, Single-layer-coated panel, Double-layer-coated panel มีนัยสำคัญทางสถิติ

ฝุ่นละอองสะสมบนแผงโซลาร์เซลล์ เป็นฉนวนความร้อน เกิดการสะสมอุณหภูมิบนแผง ทำให้แผงมีอุณหภูมิสูงขึ้นระบายความร้อนไม่ดี แต่สำหรับ Double-layer-coated panel เมื่อเทียบกับ Uncoated panel แล้ว สามารถลดความสูญเสียจากฝุ่นได้ถึง 55.6% เป็นผลให้ Efficiency และ Power output มีแนวโน้มดีขึ้น อีกทั้งอุณหภูมิลดลง เมื่อเกิดการสะสมฝุ่นบนแผง

ความคุ้มค่าทางการลงทุนตลอดระยะเวลา 25 ปี Double-layer-coated panel และเคลือบทั้งสองปี เมื่อเปรียบเทียบกับ Uncoated panel พบว่า NPV มีค่ามากกว่า 2% IRR มากกว่า 0.8% และ Payback period คืนทุนได้เร็วกว่า 2 เดือน จึงเป็นทางเลือกสำหรับการบำรุงรักษาแผงโซลาร์เซลล์

5. กิตติกรรมประกาศ

ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณรองศาสตราจารย์ ดร. สมบูรณ์ นุชประยูร คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ที่ให้ความอนุเคราะห์แผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการศึกษา

6. References

- [1] Said, S. Z. S., Islam, S. Z., Radzi, N. H., Wekesa, C. W., Altimani, M. and Uddin, J., 2024, Dust impact on solar PV performance: A critical review of optimal cleaning techniques for yield enhancement across varied environmental conditions, *Energy Rep.* 12(2):1121-1141.
- [2] Goel, S., Panda, S., Kumar, N.M. and Sharma, R., 2020, Effect of Soiling on Power Output of a Photovoltaic System, In: Sharma, R., Mishra, M., Nayak, J., Naik, B., Pelusi, D. (eds), *Innovation in Electrical Power Engineering, Communication, and Computing Technology, Lecture Notes in Electrical Engineering*, Springer, Singapore. 630, pp. 351-359.
- [3] Laopreecha, P., Varabuntoonvit, V., Kumnorkaew, P., Muangnapoh, T. and Sodsai, T., 2022, Life cycle assessment of nano-silica coating for solar photovoltaic panel, *Asia Pac. J. Sci. Technol.* 27(2): 1-11 (in Thai)
- [4] Mutairi, A.S., Alyousef, A.H. and Alkhatam, A.H., 2023, Hydrophobic nano coating on photovoltaic at telecommunications sites for enhancing efficiency and cleaning, *SSRG Int. J. Electr. Eng.* 10(10): 1-5.
- [5] Chala, G.T., Sulaiman, S.A., Chen, X. and Al Shamsi, S.S., 2024, Effects of nanocoating on the performance of photovoltaic solar panels in Al Seeb, Oman, *Energies.* 17(12): 2871.

- [6] Alajmi, A. F., Alajmi, J., Adouane, M., 2026, Investigation of the Physical and Chemical Properties of Dust Accumulation and its Impact on Solar Photovoltaic Performance in a High-Temperature and High-Soiling Frequency, Region, Int. J. Energy Res., 5840573, 15 p.
- [7] Aekkawat, D. and Sirichotebowornpat, P., 2022, Dust Deposition Reduction on Solar Photovoltaic Covering Glass by Hydrophobic Coating, Bachelor's Degree Thesis, Thammasat University, Pathum Thani. pp. 30-33 (in Thai)
- [8] Shariah, A. and Al-Ibrahim, E.A., 2023, Impact of dust and shade on solar panel efficiency and development of a simple method for measuring the impact of dust, J. Sustain. Dev. Energy Water Environ. Syst. 11(2):1110448.
- [9] Ullah, A., Amin, A., Haider, T., Saleem, M., Nauman Zafar Butt, N. Z., 2020, Investigation of soiling effects, dust chemistry and optimum cleaning schedule for PV modules in Lahore, Pakistan, Renew. Energy, 150: 456-468.
- [10] Bazarbayev, R., Zhou, B., Allaniyazov, A., Zeng G., Mamedov D., Ivanitskaya, E. Wei Q., Qian, H., Yakubov K., Ghali, M. and Karazhanov, S., 2022, Physical and chemical properties of dust in the Pre-Aral region of Uzbekistan. Environ. Sci. Pollut. Res. 29: 40893-40902.
- [11] Capsolar, Solar Installation Cost Breakdown Thailand 2026: Labor + Cost Per Watt by System Size. Available Source: <https://capsolar.co.th/th/knowledge/solar-installation-cost-breakdown-thailand>, July 23, 2026. (in Thai)
- [12] Namsang Machinery Co., Ltd., Solar Cell Price 2025 Guide, Available Source: <https://www.namsang.co.th/en/blog/solar-cell-price-2025-guide/>, February 25, 2026. (in Thai)
- [13] Provincial Electricity Authority, PEA Solar, Available Source: <https://peasolar.pea.co.th/our-products>, July 23, 2026. (in Thai)
- [14] UNSW, Up to One-Fifth of Solar PV Modules Degrade 1.5 Times Faster than Average, Available Source: <https://www.pv-tech.org>, January 6, 2026.
- [15] Adigüzel, E., 2025, 10 Year performance and degradation analysis of different photovoltaic panels in the Istanbul Türkiye environment, Renew. Energy, 251: 123327.
- [16] Herteleer, B., Normalized Efficiency, Sandia National Laboratories, Available Source: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/5-ac-system-output/pv-performance-metrics/normalized-efficiency>, February 25, 2026.
- [17] Energy Regulatory Commission, Feed-in Tariff Rates and Power Purchase Agreement Duration, Available Source: <https://www.erc.or.th/th/power-purchasing3/2697>, January 6, 2026. (in Thai)

- [18] Kasikorn Research Center Co., Ltd, Energy Charge, Available Source: <https://www.kasikornresearch.com/en/analysis/k-social-media/Pages/Energy-Charge-FB-05-10-22.aspx>, January 6, 2026. (in Thai)
- [19] Bank of Thailand, Interest Rates, Available Source: <https://www.bot.or.th/th/statistics/interest-rate.html>, January 6, 2026. (in Thai)
- [20] Electric Power Research Institute, 2018, PV Plant Decommissioning Salvage Value: Conceptual Cost Estimate, Technical Report No. 3002013116, EPRI, Palo Alto, CA, USA. pp. 3-3.
- [21] Massi P, A., Mellit, A. and De, P, D., 2011, The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants, Solar Energy. 85(6): 1128-1136.
- [22] Waewsak, J., Khamharnphol, R., Khunpetch, S., Kamdar, I., Chiwamongkhonkarn, S., Kongruang, C. and Gagnon, Y., 2023, Techno-economic assessment of a 1 MW solar PV rooftop system at Thaksin University (Phatthalung Campus), Thailand, ASEAN J. Sci. Tech. Report., (AJSTR). 26(1): 59-75. (in Thai)