

การกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แบบหนึ่งวันล่วงหน้า สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบกึ่งคงที่

Day-ahead Battery Energy Storage System Scheduling for Solar Generation System with Partial-firm Contract

กรวิญญ์ ธนบำรุงกุล* และ แนนบุญ หุนเจริญ

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 6570007621@student.chula.ac.th*, naebboon.h@chula.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้เสนอวิธีการกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แบบหนึ่งวันล่วงหน้า สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้ได้ผลรายได้สุทธิรายวันสูงสุดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบกึ่งคงที่ (อ้างอิงข้อมูลการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) ใช้วิธีโปรแกรมเชิงเส้นแบบผสมจำนวนเต็มไบนารีในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบหนึ่งวันล่วงหน้า และพิจารณาปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง เพื่อรองรับความคลาดเคลื่อนการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการทดสอบพบว่า ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อขนาดของระบบกักเก็บพลังงานเพื่อให้ผลิตไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขของสัญญา คือ ความถี่ในการเรียกใช้งานความพร้อมจ่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ การพิจารณาปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง ที่ให้ผลรายได้สุทธิสูงสุด อาศัยการประยุกต์หลักการควบคุมเชิงทำนายแบบจำลอง โดยหาค่าที่เหมาะสมที่สุดในทุกชั้นเวลาอย่างต่อเนื่อง

คำสำคัญ: การกำหนดการทำงานแบบหนึ่งวันล่วงหน้า ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบกึ่งคงที่

Abstract

This paper proposes day-ahead Battery Energy Storage System (BESS) scheduling for solar generation system to maximize daily net revenue with respect to the partial-firm contract (Reference to Provincial Electricity Authority). The mixed-binary integer linear programming is applied to solve a day-ahead optimization problem. Then, real-time operational readjustment to handle solar power forecast error is conducted. Test results revealed that critical factor affecting the required size of BESS for the solar generation system to be fully in compliance with the contract's conditions is how frequent the available capacity (of BESS) is called. Furthermore, the real-time correction which yields highest net revenue applies the model predictive control (MPC) to re-adjust the optimal operation of BESS at every timestep.

Keywords: Day-ahead scheduling, Battery Energy Storage System, Solar generation system, Partial-firm contract.

1. บทนำ

ปัจจุบัน สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้โดยไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง [1] อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีข้อจำกัดด้านความผันแปรในการผลิตและจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าหลัก [2]

เพื่อเข้าร่วมในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทแสงอาทิตย์แบบกึ่งคงที่ (Partial-firm) ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องใช้การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าล่วงหน้า [3] การพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์สามารถแบ่งออกเป็น 3 ระยะคือการพยากรณ์ล่วงหน้ารายวัน รายชั่วโมง และรายนาที ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต้องเลือกเวลาคาดการณ์ล่วงหน้าที่เหมาะสมและเป็นไปตามเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า [4]

ในปัจจุบัน หลายประเทศมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อนับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับโครงข่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกัน อาจแบ่งได้ 4 แบบ ดังนี้ [5]:

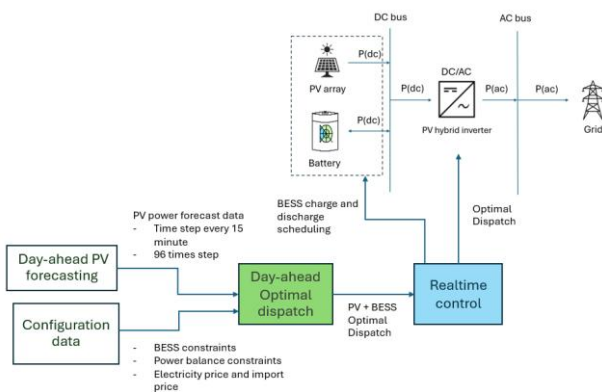
- การสั่งการ MPPT - ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะทำงานที่ความจุสูงสุดเมื่อมีแสงอาทิตย์ ไม่มีการจำกัดการผลิตไฟฟ้า และไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดจะถูกส่งเข้าสู่กริด [5]
 - การจัดสรรตามการพยากรณ์ - การจัดสรรพลังงานแสงอาทิตย์อิงตามการพยากรณ์คาดการณ์กำลังผลิตล่วงหน้า โดยการปรับการผลิตตามที่คาดการณ์ไว้ [6] [7]
 - การควบคุมการจัดสรรกำลังของพลังงานแสงอาทิตย์ - โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะทำงานที่ความจุสูงสุดเฉพาะในช่วงเวลาที่กำหนดไว้ของวัน และในช่วงเวลาอื่น จะนำพลังงานที่ผลิตได้กักเก็บในแบตเตอรี่หรือทำงานต่ำกว่าจุดทำงาน MPP [8][9]
 - การจัดสรรตามคำสั่งควบคุม - โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าร่วมในตลาดซื้อขายไฟฟ้าและขายไฟฟ้าตามราคาตลาด ใช้กลยุทธ์การจัดสรรโดยการหาราคาที่เหมาะที่สุดเพื่อให้ได้รายได้สูงสุด [10] [11]
- จากการทบทวนวรรณกรรม ออสเตอร์เลี่ยนการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หลายแห่งเหมือนกับโรงไฟฟ้าเสมือนเพียงโรงเดียว [6] ในสแกนดิเนเวีย แบ่งพลังงานหมุนเวียนตามโซน โดยทำการซื้อขายพลังงาน

ในโซนด้วยการเสนอราคาพลังงาน มีทั้งแบบซื้อขายล่วงหน้าหนึ่งวันและล่วงหน้าเป็นชั่วโมง และดำเนินการระบบส่งตามข้อกำหนด [12] ในประเทศจีน ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่จะเข้าร่วมตลาดไฟฟ้าผ่านตัวแทน ตัวแทนจะได้รับข้อมูลพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ของระบบ และจะปรับตารางการชาร์จและดิสชาร์จระบบเก็บพลังงานแบตเตอรี่ของแต่ละระบบ [13]

2. ภาพรวมของระบบและการกำหนดกรอบปัญหา

ภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ การกำหนดการทำงานแบบหนึ่งวันล่วงหน้า และการควบคุมระบบ ณ เวลาจริง แสดงได้ดังรูปที่ 1

วัตถุประสงค์ของการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมที่สุดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่คือการทำให้ได้สุทธิสูงสุดในแต่ละวัน และปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบล่วงหน้า 1 วัน เงื่อนไขจำกัดของระบบผลิตและระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ และเงื่อนไขของสัญญาประเภท Partial-firm



รูปที่ 1 ภาพรวมองค์ประกอบของระบบและการควบคุมที่เกี่ยวข้อง

2.1 ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เหมาะสมกับการจัดการพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ควรมีประสิทธิภาพพลังงานแบบครบวงจรสูง และมีความจุสูง [14] แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเหมาะสำหรับพลังงานสูงและเวลาตอบสนองรวดเร็ว มีค่าประสิทธิภาพพลังงานแบบครบวงจรอยู่ระหว่าง 87-92% [15] แบบจำลองการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เป็นดังชุดสมการด้านล่างนี้

- $E_{ES}(SoC)^{t+1} = E_{ES}(SoC)^t + (P_{cha} \times \eta_{ch}) \times T - (P_{dis} / \eta_{dis}) \times T$
- $SoC_{min} \leq SoC \leq SoC_{max}$
- $0 \leq P_{dis}(t) \leq D_t \times P_{dis,max}$
- $0 \leq P_{cha}(t) \leq (1 - D_t) \times P_{cha,max}$
- $D_t \in \{0,1\}$
 - t (time step) = ขั้นตอนเวลาในช่วงเวลานั้น
 - T = ขั้นตอนเวลาสูงสุด (hr)

- D_t = จำนวนเต็มที่ใช้ในการตัดสินใจในการชาร์จหรือปล่อยพลังงาน

3. การกำหนดการทำงานระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่

การกำหนดการทำงานที่เหมาะสมที่สุดมีได้หลายวิธี จำแนกได้ดังนี้ [16] [17]: 1. เทคนิคการวิเคราะห์ (Analytical technique) 2. การไหลของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal power flow) 3. โปรแกรมเชิงเส้นแบบผสมจำนวนเต็ม (Mixed-integer linear programming) 4. โปรแกรมแบบไม่เชิงเส้นแบบผสมจำนวนเต็ม (Mixed-integer nonlinear programming) ในงานวิจัยนี้ ใช้วิธีโปรแกรมเชิงเส้นแบบผสมจำนวนเต็มแบบนารี เพื่อกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ล่วงหน้า 1 วัน สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดระหว่าง 10 – 90 MW ประเภท Partial-firm [19] พัฒนารูปแบบโปรแกรม MATLAB ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

3.1 การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบ 1 วันล่วงหน้า

จุดประสงค์ของการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมที่สุด คือ การเพิ่มผลรายได้สุทธิสูงสุดจากการจัดสรรกำลังการผลิต

$$\text{Max } R = \sum_{t=1}^T ((P_{PV,forecast}(t) + P_{dis}(t) - P_{cha}(t) - P_{curtail}(t)) \times C_{con} \times t) - (P_{buy}(t) \times C_p \times t) \quad (1)$$

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Partial-firm กำหนดการรับซื้อแตกต่างกันใน 3 ช่วงเวลา โดยมีขั้นตอนเวลา (time step) ที่ 15 นาที ที่อธิบายด้วยสมการได้ดังนี้

1. ช่วงเวลา 09.00-16.00 น. จ่ายกำลังผลิตตามที่ตามสัญญาขายไฟฟ้า

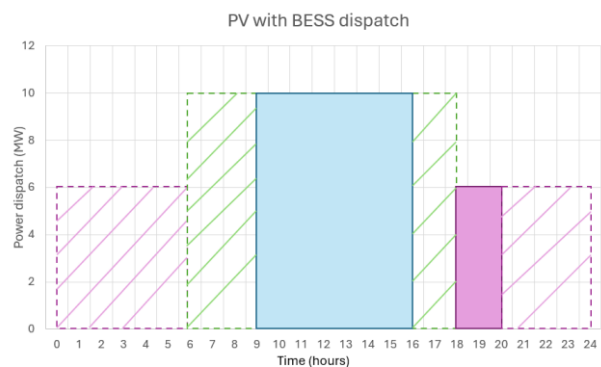
$$P_{con} = [P_{PV,forecast}(t)] + [P_{dis}(t)] - [P_{cha}(t)]; \forall t \in (37,64) \quad (2)$$

2. ช่วงเวลา 06.00-09.00 น. และ 16.00-18.00 น. จ่ายกำลังผลิตได้ไม่เกินกำลังไฟฟ้าตามสัญญาในช่วงที่ 1 ต้องมีขนาดพลังงานไม่เกินปริมาณไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Partial-firm

$$P_{con} \geq [P_{PV,forecast}(t)] + [P_{dis}(t)] - [P_{cha}(t)]; \forall t \in (25,36) \cup (65,72) \quad (3)$$

3. ช่วงเวลา 18.00-06.00 น. ต้องเตรียมความพร้อมจ่ายให้กับโครงข่ายไฟฟ้าในปริมาณร้อยละ 60 ของกำลังไฟฟ้าตามสัญญาในช่วงที่ 1 ได้ต่อเนื่อง 2 ชั่วโมง สมการนี้มีเมื่อการสั่งความพร้อมจ่าย

$$0.6 * P_{con} = [P_{PV,forecast}(t)] + [P_{dis}(t)] - [P_{cha}(t)]; \forall t \in (73,80) \quad (4)$$



รูปที่ 2 เงื่อนไขการจ่ายไฟฟ้าตามสัญญาแบบกึ่งคงที่ [อ้างอิง กฟภ.]

3.2 การพิจารณาเงื่อนไขความพร้อมจ่ายไฟฟ้าตามสัญญา

ในที่นี้ จะพิจารณาการหาค่าเหมาะที่สุดแบบ 1 วันล่วงหน้า โดยแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ คือ

1. การจัดสรรโดยไม่นับถึงความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Not-consider AP) ใช้ข้อมูลการพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ในการจัดสรรล่วงหน้าและ ไม่มีการจัดสรรในช่วงเวลา 0-6 นาฬิกาและ 18-24 นาฬิกา [19]
2. การจัดสรรโดยคำนึงถึงความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Consider AP) เตรียมความพร้อมจ่ายไฟฟ้า ระหว่างเวลา 18-22 นาฬิกา ต่อเนื่องเป็นเวลา 2 ชั่วโมง ความพร้อมส่งจ่ายนี้ไม่จำเป็นต้องถูกเรียกทุกวัน [19]

3.3 การพิจารณาปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง

พิจารณาปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง เปรียบเทียบใน 3 รูปแบบ ดังนี้

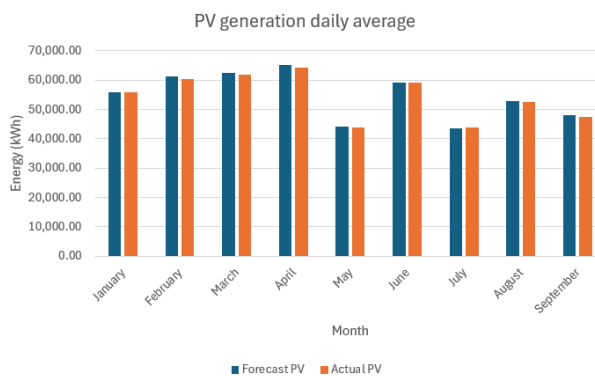
1. การปรับการทำงาน ณ เวลาจริง โดยการแก้ไขขั้นต่ำ (Minimal correction dispatch) – ใช้ตารางการชาร์จและดิสชาร์จแบตเตอรี่จากผลตอบการการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมที่สุดล่วงหน้าหนึ่งวัน และปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง โดยหากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้เกิน ในช่วงกำลังการผลิตที่ตามสัญญา จำเป็นต้องลดปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ลง แต่หากระบบผลิตและจ่ายไฟฟ้าได้ต่ำกว่า จำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายเข้ามาชดเชยส่วนที่ขาด (เทียบได้กับบทปรับ โดยราคาซื้อจากโครงข่ายสูงกว่าราคาขายที่ได้รับ)
2. การปรับการทำงาน ณ เวลาจริง โดยอาศัยกฎ (Rule-based dispatch) - ใช้ตารางการชาร์จและดิสชาร์จแบตเตอรี่จากผลตอบการการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมที่สุดล่วงหน้าหนึ่งวัน และปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง โดยหากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เกิน ให้นำไปชาร์จแบตเตอรี่เก็บไว้ในช่วงเวลา 09.00-16.00 น. หรือจัดสรรไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามสัญญาแบบ Partial firm ในช่วงเวลา 06.00-09.00 น. และ 16.00-18.00 น. ถ้าผลิตได้ต่ำกว่าให้ทำการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายเข้ามาชดเชยส่วนที่ขาด

3. การกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยการประยุกต์หลักการควบคุมเชิงทำนายแบบจำลอง (Model predictive control, MPC)– วิธีการนี้ จะหาค่าเหมาะที่สุดในทุกขั้นเวลาทั้งหมด 96 ขั้นตอน ในแต่ละวัน และชาร์จและดิสชาร์จแบตเตอรี่จากผลตอบในขั้นเวลานั้น โดยใช้ข้อมูลพยากรณ์กำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับเวลาล่วงหน้า และแทนที่ด้วยข้อมูลกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จริงในขั้นตอนเวลาที่ผ่านไปแล้ว

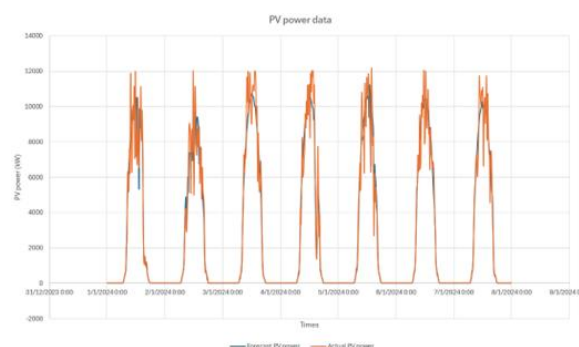
4. วิธีการทดสอบ

การทดสอบกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีขนาด 12 MW และความจุของแบตเตอรี่ขนาด 30 MWh เพื่อจ่ายไฟฟ้าในช่วงเวลา 09.00-16.00 น. ด้วยกำลังการผลิตที่ตามสัญญาแบบ Partial-firm ที่ 10 MW (จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบอย่างน้อย 70 MWh ต่อวัน) ใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้จริงจากระบบที่ติดตั้งบนดาดฟ้าอาคารบุญรอด ภายในจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ตั้งแต่วันที่ 1

มกราคม ถึงวันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2567 นำมาดัดแปลงเป็นข้อมูลจริง และข้อมูลพยากรณ์หนึ่งวันล่วงหน้า แสดงดังในรูปที่ 3 และ 4 โดยกำหนดให้ค่าความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ ฯ มีการแจกแจงแบบปกติ มีค่าความคลาดเคลื่อน MAPE ประมาณ 5% และ nRMSE ระหว่าง 8 – 10% [18] กำหนดให้ค่าประสิทธิภาพในการชาร์จและดิสชาร์จพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ เท่ากับ 0.9 ราคาไฟฟ้าตามสัญญา อยู่ที่ 2.8331 บาทต่อหน่วย และราคารับซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายอยู่ที่ 5.6662 บาทต่อหน่วย



รูปที่ 3 ค่าเฉลี่ยปริมาณการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ต่อวัน ในช่วง 9 เดือน

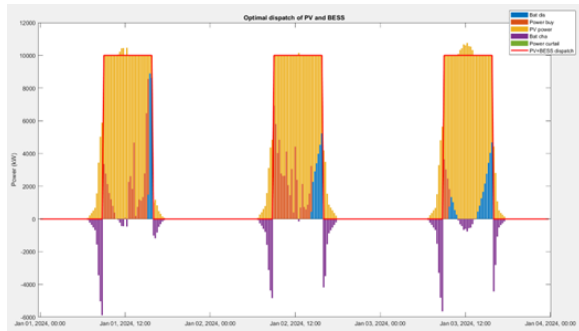


รูปที่ 4 ตัวอย่างข้อมูลกำลังผลิตจริงและค่าพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ในสัปดาห์แรกของเดือนมกราคม

ในเบื้องต้น กำหนด SOC_{min} ที่ร้อยละ 10 แต่ไม่มีข้อจำกัด SOC_{max} เพื่อหาขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมที่สุด พิจารณาเงื่อนไขเวลา 18.00 น. ต้องมีพลังงานในระบบกักเก็บพลังงานขั้นต่ำอย่างน้อย 15 MWh เพื่อพร้อมสำหรับการเรียกความพร้อมจ่ายไฟฟ้าจากการไฟฟ้าคู่สัญญา โดยในที่นี้ ทำการศึกษา 2 แบบ คือ แบบคำนึงถึงความพร้อมจ่าย และแบบไม่คำนึงถึงความพร้อมจ่าย พิจารณาเปรียบเทียบการปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริง ของระบบใน 3 รูปแบบ ตามที่อธิบายในหัวข้อ 3.3

5. ผลการทดสอบ

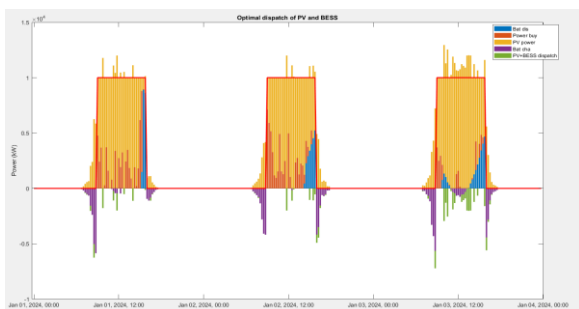
ผลการทดสอบที่น่าเสนอทั้งหมดในหัวข้อนี้ จะยังไม่จำลองกรณีที่ใช้การไฟฟ้าคู่สัญญาเรียกใช้ความพร้อมจ่ายที่ระบบจัดเตรียมไว้ สำหรับช่วงเวลา 18.00-06.00 น. ของทุกวัน



รูปที่ 5 ผลการจัดสรรกำลังการผลิตแบบไม่คำนึงถึงความพร้อมจ่าย

รูปที่ 5 แสดงผลการจัดสรรกำลังการผลิตกรณีที่ไม่คำนึงถึงความพร้อมจ่าย ที่มีระบบพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 12 MW แสดงผลการจัดสรรกำลังการผลิตในช่วงเวลา 06.00-18.00 น. โดยใช้ข้อมูลการพยากรณ์ในการจัดสรร และในช่วงเวลาของความพร้อมส่งจ่าย ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่จำเป็นต้องกักเก็บพลังงานอย่างน้อย 15 MWh เพื่อความพร้อมจ่าย

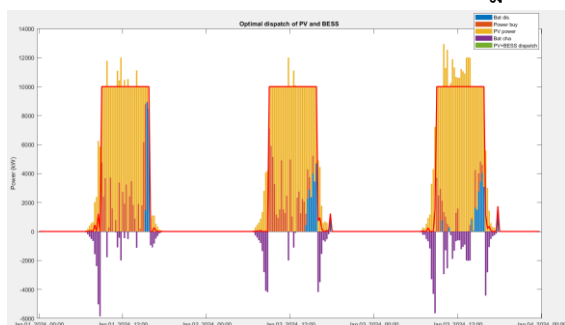
5.1 การปรับการทำงาน ณ เวลาจริง โดยการแก้ไขขั้นต่ำ



รูปที่ 6 ผลการควบคุมการทำงาน ณ เวลาจริง โดยการแก้ไขขั้นต่ำ

รูปที่ 6 แสดงผลการจัดสรรกำลังการผลิตกรณีที่ปรับการทำงานโดยการแก้ไขขั้นต่ำ การจัดสรรแบบเรียลไทม์นี้มีการเปลี่ยนแปลงตารางการจัดสรรไฟฟ้าที่น้อยที่สุดเมื่อเทียบกับตารางการจัดสรรหนึ่งวันล่วงหน้า การแก้ไขการจัดสรรที่น้อยนี้ทำให้มีการลดกำลังการผลิตไฟฟ้ามาก ส่งผลให้มีการสูญเสียพลังงานจำนวนมาก และมีช่วงเวลาที่ชาร์จและนำเข้าไฟฟ้าในเวลาเดียวกันส่งผลต่อรายได้ในการซื้อขายไฟฟ้าจากส่วนต่างจากราคาซื้อและขายของสัญญา Partial-firm ดังนั้นการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมที่สุดในรูปแบบนี้จึงสร้างรายได้สุทธิต่ำที่สุด

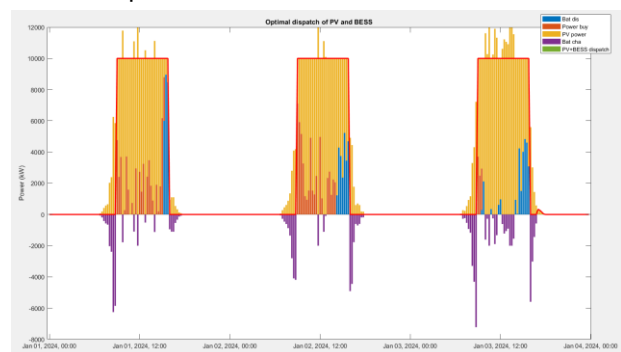
5.2 การปรับการทำงาน ณ เวลาจริง โดยอาศัยกฎ



รูปที่ 7 ผลการควบคุมการทำงาน ณ เวลาจริง โดยอาศัยกฎ

รูปที่ 7 แสดงผลการจัดสรรกำลังการผลิตกรณีที่ปรับการทำงานโดยอาศัยกฎ การจัดสรรนี้ไม่มีคำสั่งการลดกำลังการผลิตไฟฟ้า พลังงานส่วนเกินจากการพยากรณ์ในช่วงเวลา 06.00-09.00 น. และ 16.00-18.00 น. ถูกจัดสรรเข้าสู่กริด และพลังงานส่วนเกินในช่วงเวลา 09.00-16.00 น. จะทำการชาร์จเข้าแบตเตอรี่ แต่บางครั้งเนื่องจากการชาร์จตามการวิเคราะห์ค่าที่เหมาะสมที่สุดหนึ่งวันล่วงหน้า จึงต้องนำเข้าพลังงานมากขึ้น และมีการใช้งานแบตเตอรี่มากที่สุดส่งผลให้สูญเสียพลังงานรอบเที่ยวแบตเตอรี่สูงที่สุดในการปรับการทำงาน ณ เวลาจริง ส่งผลให้รายได้สุทธิลดลง

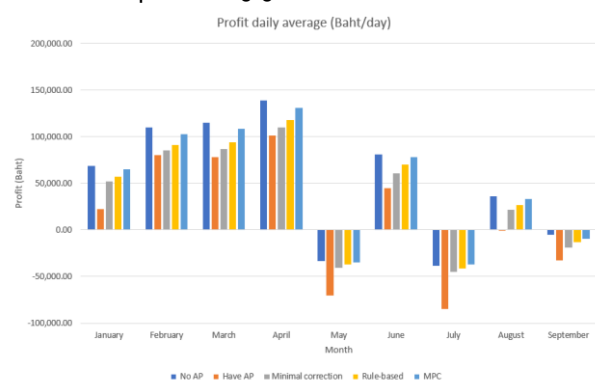
5.3 การกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานโดยประยุกต์หลักการ MPC



รูปที่ 8 ผลการควบคุมการทำงาน ณ เวลาจริง โดยประยุกต์หลักการ MPC

รูปที่ 8 แสดงผลการจัดสรรกำลังการผลิตกรณีที่ปรับการทำงานโดยประยุกต์หลักการ MPC ทำการอัปเดตข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์จริงทุก 15 นาที เพื่อให้สามารถปรับตัวเข้ากับสถานการณ์แบบเรียลไทม์และตัดสินใจได้ดีที่สุด การหาค่าที่เหมาะสมที่สุดนี้ไม่จำเป็นต้องลดกำลังไฟฟ้าและไม่มีความเสี่ยงที่ชาร์จและนำเข้าไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน มีการนำเข้าพลังงานน้อยที่สุด และมีการสูญเสียพลังงานน้อยที่สุดจากการลดกำลังการผลิตไฟฟ้าและการสูญเสียพลังงานรอบเที่ยวแบตเตอรี่รวมกัน ดังนั้นการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดนี้จึงสร้างผลรายได้สุทธิได้มากที่สุด

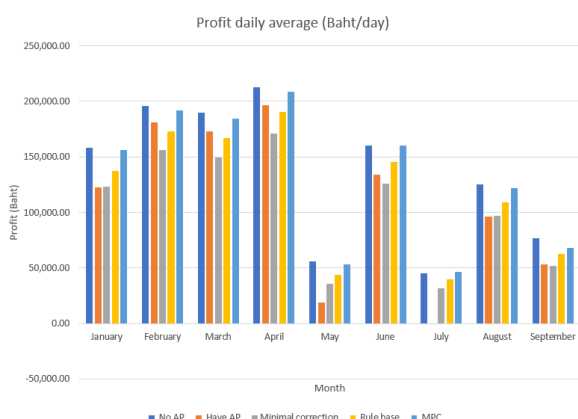
5.4 รายได้สุทธิตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบกึ่งคงที่



รูปที่ 9 รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวันจากการขายไฟฟ้าสัญญา 10 MW โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 12 MW

ผลการทดลองเห็นว่าในช่วง 9 เดือน มี 3 เดือนที่ขาดทุน และทั้ง 3 เดือนมีค่าเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้ารายวันน้อยกว่า 50 MWh และหากใช้ผลลัพธ์การจัดสรรกำลังการผลิตที่ดีที่สุดคือ การจัดสรรกำลังการผลิตแบบไม่พร้อมส่งจ่าย ในการอ้างอิง พบว่าการกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานโดยประยุกต์หลักการ MPC สร้างรายได้สุทธิมากที่สุด

ในสัญญาแบบ Partial-firm ระบบพลังงานแสงอาทิตย์และระบบเก็บพลังงานแบตเตอรี่ มีข้อผูกพันในการจ่ายไฟอย่างน้อย 70 MWh/วัน และทำรายได้สุทธิอย่างน้อย 198,317 บาท/วัน จากรายได้สุทธิที่แสดงโดยระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ขนาด 12 MW มี 3 เดือนที่ขาดทุน และไม่มีเดือนใดที่มีรายได้สุทธิมากกว่า 198,317 บาท/วัน ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ขนาด 12 MW ไม่เพียงพอสำหรับสัญญา Partial-firm ดังนั้นการทดลองนี้จึงปรับขนาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ เป็น 15 MW เพื่อหาว่าการจัดสรรกำลังการผลิตสำหรับขนาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพอย่างไร



รูปที่ 10 รายได้สุทธิเฉลี่ยต่อวันจากการขายไฟฟ้าสัญญา 10 MW โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 15 MW

จากกราฟข้างบน แสดงให้เห็นว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์ เป็น 15 MW สามารถผลิตพลังงานได้เพียงพอ เพื่อปฏิบัติตามสัญญาแบบ Partial-firm และเฉพาะฤดูฝนเท่านั้นที่มีรายได้สุทธิน้อย ในการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบเรียลไทม์ วิธี MPC ยังคงมีรายได้สุทธิมากที่สุด แม้ว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานมากกว่า 70 MWh/วัน แต่การจัดสรรกำลังการผลิตที่เหมาะสมที่สุดแบบไม่พร้อมส่งจ่ายยังคงสร้างรายได้สุทธิได้มากที่สุด

6. สรุป

บทความนี้ นำเสนอการกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แบบหนึ่งวันล่วงหน้า สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบกึ่งคงที่ เพื่อหาตารางการชาร์จและดีสชาร์จแบตเตอรี่หนึ่งวันล่วงหน้า ด้วยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบ 1 วันล่วงหน้า โดยการพิจารณาปรับการทำงานของระบบ ณ เวลาจริงด้วยประยุกต์หลักการ MPC เป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุดในการนำไปประยุกต์จริง

ผลการศึกษารูปได้ว่าสถานการณ์ในอุดมคติคือไม่มีข้อผิดพลาดในการพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์และใช้การจัดสรรกำลังการผลิตที่เหมาะสมที่สุดโดยไม่คำนึงถึงความพร้อมจ่ายไฟฟ้า แต่ในความเป็นจริงที่มีความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์ การกำหนดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานโดยประยุกต์หลักการ MPC จะเหมาะสมที่สุดสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าสัญญาแบบ Partial-firm โดยพิจารณาจากผลการศึกษาในทั้ง 9 เดือน พบว่าไม่มีการสูญเสียโอกาสจากคำสั่งลดการผลิตพลังงาน อย่างไรก็ตาม การประยุกต์หลักการ MPC ต้องใช้การประมวลผลต่อเนื่องในทุกชั้นเวลา รวม 96 ครั้ง ต่อ 1 วัน

จากกรณีศึกษาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ แบบ Partial-firm ที่กำลังผลิตตามสัญญา 10 MW พบว่าระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 12 MW ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอที่ 70 MWh/วัน เพื่อจ่ายไฟตามสัญญา แต่ระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 15 MW ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ความจุ 30 MWh สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามสัญญาในเกือบทุกเดือน ยกเว้นในเดือนที่มีฝนตกและเมฆมากหลายวันต่อเนื่อง จำเป็นต้องใช้ระบบผลิตและกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่ขึ้นกว่านี้อีก ซึ่งอาจไม่คุ้มค่าในการลงทุน

เอกสารอ้างอิง

- [1] El Hammoumi, A., Chtita, S., Motahhir, S., & El Ghzizal, A. (2022). Solar PV energy: From material to use, and the most commonly used techniques to maximize the power output of PV systems: A focus on solar trackers and floating solar panels. *Energy Reports*, 8, 11992–12010.
- [2] Alshahrani, A., Omer, S., Su, Y., Mohamed, E., & Alotaibi, S. (2019). The technical challenges facing the integration of small-scale and large-scale PV systems into the grid: A critical review. *Electronics*, 8(12), 1443.
- [3] Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martinez-de-Pison, F. J., & Antonanzas-Torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy (Phoenix, Ariz.)*, 136, 78–111.
- [4] Sampath Kumar, D., Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C. D., & Srinivasan, D. (2020). Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward. *Solar Energy (Phoenix, Ariz.)*, 210, 202–221.
- [5] Liu, Z., & Du, Y. (2023c). Evolution towards dispatchable PV using forecasting, storage, and curtailment: A review. *Electric Power Systems Research*, 223(109554), 109554.
- [6] Wang, G., Ciobotaru, M., & Agelidis, V. G. (2015). Dispatch performance analysis of PV power plants using various energy storage capacities. *IECON 2015 - 41st Annual*



- Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 002691–002696.
- [7] Campos, R. A., Martins, G. L., & Rüther, R. (2022). Assessing the influence of solar forecast accuracy on the revenue optimization of photovoltaic + battery power plants in day-ahead energy markets. *Journal of Energy Storage*, 48(104093), 104093.
- [8] Tafti, H. D., Maswood, A. I., Konstantinou, G., Pou, J., & Blaabjerg, F. (2018). A general constant power generation algorithm for photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(5), 4088–4101.
- [9] Sangwongwanich, A., Yang, Y., & Blaabjerg, F. (2016). High-performance constant power generation in grid-connected PV systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(3), 1822–1825.
- [10] Enkhtuvshin, M., Liu, K.-Z., Wei, Y., Sanabria, C., Koiwa, K., & Zanna, T. (2023). Economic dispatch of thermal and PV powers: Frequency maintenance, smoothing effect based statistic model and peak-cut operation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 148(108938), 108938.
- [11] Conte, F., Massucco, S., Schiapparelli, G.-P., & Silvestro, F. (2020). Day-ahead and intra-day planning of integrated BESS-PV systems providing frequency regulation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(3), 1797–1806.
- [12] Klyve, Ø. S., Nygård, M. M., Riise, H. N., Fagerström, J., & Marstein, E. S. (2023). The value of forecasts for PV power plants operating in the past, present and future Scandinavian energy markets. *Solar Energy (Phoenix, Ariz.)*, 255, 208–221.
- [13] Zhang, K., Li, J., & Zhang, Z. (2019). Optimal bidding strategy of PV-storage system in the electricity market. 2019 IEEE 4th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC), 1, 1155–1160.
- [14] Bullich-Massagué, E., Cifuentes-García, F.-J., Glenny-Crende, I., Cheah-Mañé, M., Aragüés-Peñalba, M., Díaz-González, F., & Gomis-Bellmunt, O. (2020). A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants. *Applied Energy*, 274(115213), 115213.
- [15] Feehally, T., Forsyth, A., Todd, R., Liu, S., & Noyanbayev, N. (2018). Efficiency analysis of a high power grid-connected battery energy storage system.
- [16] Ehsan, A., & Yang, Q. (2018). Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy*, 210, 44–59.
- [17] Abdmouleh, Z., Gastli, A., Ben-Brahim, L., Haouari, M., & Al-Emadi, N. A. (2017). Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, 113, 266–280.
- [18] Mei, S., Tan, Q., Trivedi, A., & Srinivasan, D. (2024). A two-step optimization model for virtual power plant participating in spot market based on energy storage power distribution considering comprehensive forecasting error of renewable energy output. *Applied Energy*, 376(124234), 124234.
- [19] หลักการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบ FiT สำหรับปี 2565 – 2573 สำหรับกลุ่มไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง <https://www.erc.or.th/>