



ร่างขอบเขตของงาน (Term of Reference: TOR)

สำหรับงานจ้างจัดทำและพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับคุณย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ.
(PEA RE Forecast Platform)

กองกลยุทธ์และสนับสนุนการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตุลาคม 2568

สารบัญ

หน้า

1.	ความเป็นมา	1
2.	วัตถุประสงค์.....	1
3.	คำนิยาม/คำย่อ.....	2
4.	คุณสมบัติของผู้ที่เข้าข้อเสนอ/บุคลากร.....	2
5.	ความคุ้มครองเกี่ยวกับลิขสิทธิ์	7
6.	ข้อกำหนดด้านการพัฒนาซอฟต์แวร์.....	7
7.	ขอบเขตของงานที่จะดำเนินการจัดจ้าง.....	8
8.	เงื่อนไขและข้อกำหนด	90
9.	กำหนดเวลาส่งมอบพัสดุ.....	90
10.	หลักเกณฑ์และสิทธิในการพิจารณา.....	90
11.	วงเงินงบประมาณ.....	91
12.	งานด่วนและการจ่ายเงิน	91
13.	อัตราค่าปรับ.....	94
14.	การกำหนดระยะเวลารับประกันความชำรุดบกพร่อง.....	95
15.	การฝึกอบรม.....	97
16.	การพัฒนาระบบ	98
17.	การขยายเวลาส่งมอบงาน.....	98
18.	การตรวจรับ	98
19.	ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของผู้ชนะการเสนอราคา.....	99
20.	การให้การสนับสนุนข้อมูล	99
21.	ภาษาที่ใช้	99
22.	การรักษาระบบทราบและความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ.....	99
23.	หน่วยงานที่รับผิดชอบโครงการ	100

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1 คุณสมบัติของบุคลากรในโครงการ	1
ภาคผนวก 2 รายละเอียดคำชี้แจงเงื่อนไขเฉพาะงานและคุณลักษณะเฉพาะ.....	3
ภาคผนวก 3 รายละเอียดซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่ใช้สำหรับการจัดซื้อทั้งหมด	4
ภาคผนวก 4 ต้นแบบความคิดเห็น	6
ภาคผนวก 5 ข้อกำหนดด้านสถาบันฯ	8
ภาคผนวก 6 ขั้นตอนการสาธิตรายละเอียดและเงื่อนไขการทดสอบสาธิต Live Demonstration.....	12

เงื่อนไขเฉพาะงาน

งานจ้างจัดทำและพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform)

1. ความเป็นมา

ทิศทางพัฒนาของโลกและประเทศไทยอยู่ระหว่างการเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานสะอาด (Renewable Energy: RE) เป็นเชือเพลิงหลัก โดยตาม (ร่าง) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (Power Development Plan : PDP2024) เพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็น 51% ของกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2580 เพื่อขับเคลื่อนการใช้พลังงานสะอาด ซึ่งจะเป็นส่วนหนึ่งในการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี พ.ศ. 2593 (ค.ศ. 2050) และ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์รายในปี พ.ศ. 2608 (ค.ศ. 2065) และตามมติ กพช. ในการประชุมครั้งที่ 1/2567 เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2567 เห็นชอบข้อเสนอแนวทางการดำเนินโครงการนำร่องการซื้อขายไฟฟ้า จากพัฒนาหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) ผ่านการขอใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) โดยกำหนดกรอบปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Direct PPA ไม่เกิน 2,000 MW

จากนโยบายการดำเนินการของภาครัฐดังกล่าว จะทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้าพัฒนาหมุนเวียนที่กระจายตัวอยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. มีปริมาณเพิ่มขึ้นจำนวนมาก ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. อายุร่วมปี จำกัดโดยเฉพาะปัจจัยแรงดันเกิน (Overvoltage) และปัจจัยการจ่ายโหลดเกินพิกัด (Overload) ของอุปกรณ์ไฟฟ้า และจากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนสูงตามสภาพอากาศและสภาพแวดล้อมที่ไม่สามารถควบคุมได้ ส่งผลกระทบให้การบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. มีความซับซ้อนและซุ่มยากมากยิ่งขึ้น ดังนั้น กฟภ. ในฐานะที่เป็นหน่วยงานที่มีหน้าที่ในการบริหารจัดการและดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้า จำเป็นต้องมีเครื่องมือที่สำคัญในการพยากรณ์ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพัฒนาหมุนเวียน รวมทั้งพยากรณ์ข้อมูลโหลดมาใช้ในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ทั้งในส่วนของการวางแผนระบบไฟฟ้า การปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการสนับสนุนงานด้านตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

2. วัตถุประสงค์

2.1 เพื่อจัดทำแพลตฟอร์มสำหรับการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพัฒนาหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform) เพื่อใช้สนับสนุนการปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้า ด้านการวางแผนระบบไฟฟ้า และสนับสนุนการปฏิบัติการด้านตลาดไฟฟ้าของ กฟภ. โดยมีฟังก์ชันของแพลตฟอร์มฯ ดังนี้

- 2.1.1 ฟังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพัฒนาหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast)
- 2.1.2 ฟังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand)
- 2.1.3 ฟังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast)
- 2.1.4 ฟังก์ชันพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance)
- 2.1.5 ฟังก์ชันเพื่อการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในระบบจำหน่าย 22 kV และ 33 kV และระบบจำหน่ายแรงดัน 230/400 V

- 2.1.6 พังก์ชันการพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ.
- 2.1.7 พังก์ชันพยากรณ์ขีดความสามารถในการให้บริการเข้มต่อ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. ณ จุดเข้มต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 2.1.8 พังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เนื่องจากมีผลกระทบกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า
- 2.1.9 พังก์ชันพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เนื่องจากมีผลกระทบกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า
- 2.2 เพื่อจัดหาระบบแสดงผล (User Interface) และระบบบริหารจัดการการใช้งานของผู้ใช้งาน (User Management) ของศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. ที่สามารถแสดงผลและใช้งานตามพังก์ชันของแพลตฟอร์ม PEA RE Forecast Platform ตามข้อ 2.1

3. คำนิยาม/คำจำกัดความ

- 3.1 “ผู้ยื่นข้อเสนอ” หมายถึง ผู้ยื่นข้อเสนอ งานจ้างจัดหาและพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform)
- 3.2 “ผู้ชนะการยื่นข้อเสนอ” หมายถึง ผู้ยื่นข้อเสนอที่ได้รับการคัดเลือกจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และได้ทำสัญญาให้เป็นผู้ดำเนินการตามข้อกำหนด งานจ้างจัดหาและพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform)
- 3.3 “กฟภ.” หมายถึง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- 3.4 “กฟผ.” หมายถึง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
- 3.5 “ซอฟต์แวร์” หมายถึง ชุดคำสั่งหรือโปรแกรมที่ใช้ควบคุมการทำงานของ PEA RE Forecast Platform
- 3.6 “ซอฟต์แวร์สำเร็จรูป” หมายถึง ซอฟต์แวร์ที่มีการใช้ในทางการค้าอย่างแพร่หลาย ทั้งในประเทศไทย และต่างประเทศ ซึ่งไม่ได้เป็นการพัฒนาขึ้นเฉพาะโครงการใดโครงการหนึ่ง
- 3.7 “PEA RE Forecast Platform” หมายถึง ส่วนเชื่อมต่อการใช้งาน (User Interface) และระบบบริหารจัดการข้อมูลเพื่อการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ที่เข้มต่อ กับโครงข่ายระบบไฟฟ้าของ กฟภ. โดยมีความสามารถในการวิเคราะห์ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อสนับสนุนงานด้านปฏิบัติการระบบไฟฟ้า กฟภ.

4. คุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอ/บุคลากร

- 4.1 คุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอ
- 4.1.1 มีความสามารถภาษาไทย
- 4.1.2 ไม่เป็นบุคคลล้มละลาย
- 4.1.3 ไม่อยู่ระหว่างเลิกกิจการ
- 4.1.4 ไม่เป็นบุคคลซึ่งอยู่ระหว่างถูกระงับการยื่นข้อเสนอหรือทำสัญญากับหน่วยงานของรัฐไว้ชั่วคราว เนื่องจากเป็นผู้ที่ไม่ผ่านเกณฑ์การประเมินผลการปฏิบัติงานของผู้ประกอบการ



- ตามระเบียบ ที่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังกำหนดตามที่ประกาศเผยแพร่ในระบบเครือข่ายสารสนเทศของกรมบัญชีกลาง
- 4.1.5 ไม่เป็นบุคคลซึ่งถูกระบุข้อไว้ในบัญชีรายชื่อผู้ที่้งานและได้แจ้งเวียนชื่อให้เป็นผู้ที่้งานของหน่วยงานของรัฐในระบบเครือข่ายสารสนเทศของกรมบัญชีกลาง ซึ่งรวมถึงนิติบุคคลที่ผู้ที่้งานเป็นหุ้นส่วนผู้จัดการ กรรมการผู้จัดการ ผู้บริหาร ผู้มีอำนาจในการดำเนินงานในกิจการของนิติบุคคลนั้นด้วย
- 4.1.6 มีคุณสมบัติและไม่มีลักษณะต้องห้ามตามที่คณะกรรมการนโยบายการจัดซื้อจัดจ้าง และการบริหารพัสดุภาครัฐกำหนดในราชกิจจานุเบกษา
- 4.1.7 เป็นบุคคลธรรมดายหรือนิติบุคคลผู้มีอาชีพรับจ้างงานที่ประมวลราคาอิเล็กทรอนิกส์ดังกล่าว
- 4.1.8 ไม่เป็นผู้มีผลประโยชน์ร่วมกันกับผู้ยื่นข้อเสนอรายอื่นที่เข้ายื่นข้อเสนอให้แก่ กฟภ. ณ วันประกาศประกาศราคากลาง หรือไม่เป็นผู้กระทำการอันเป็นการขัดขวาง การแข่งขันอย่างเป็นธรรมในการประกาศราคากลาง หรือไม่เป็นผู้กระทำการอันเป็นการขัดขวาง การแข่งขันอย่างเป็นธรรมในการประกาศราคากลาง
- 4.1.9 ไม่เป็นผู้ได้รับเอกสารลับหรือความคุ้มกัน ซึ่งอาจปฏิเสธไม่ยอมขึ้นศาลไทย เว้นแต่ระบุผลของผู้ยื่นข้อเสนอได้มีคำสั่งให้สละเอกสารลับและความคุ้มกันเข่นว่ามั้น
- 4.1.10 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นข้อเสนอในรูปแบบของ "กิจการร่วมค้า" ต้องมีคุณสมบัติดังนี้
 กรณีที่ข้อตกลงระหว่างผู้เข้าร่วมค้ากำหนดให้ผู้เข้าร่วมค้ารายได้รายหนึ่งเป็นผู้เข้าร่วมค้าหลัก ข้อตกลงระหว่างผู้เข้าร่วมค้าจะต้องมีการกำหนดสัดส่วนหน้าที่ และความรับผิดชอบในปริมาณงาน สิ่งของ หรือ มูลค่าตามสัญญาของผู้เข้าร่วมค้าหลักมากกว่าผู้เข้าร่วมค้ารายอื่นทุกราย
 กรณีที่ข้อตกลงระหว่างผู้เข้าร่วมค้ากำหนดให้ผู้เข้าร่วมค้ารายได้รายหนึ่งเป็นผู้เข้าร่วมค้าหลัก กิจการร่วมค้านั้นต้องใช้ผลงานของผู้เข้าร่วมค้าหลักรายเดียวเป็นผลงานของกิจการร่วมค้าที่ยื่นข้อเสนอ
 สำหรับข้อตกลงระหว่างผู้เข้าร่วมค้ากำหนดให้ผู้เข้าร่วมค้ารายได้เป็นผู้เข้าร่วมค้าหลัก ผู้เข้าร่วมค้าทุกรายจะต้องมีคุณสมบัติครบถ้วนตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในเอกสารเชิญชวน หรือหนังสือเชิญชวน
 กรณีที่ข้อตกลงระหว่างผู้เข้าร่วมค้ากำหนดให้มีการมอบหมายผู้เข้าร่วมค้ารายได้รายหนึ่งเป็นผู้ยื่นข้อเสนอ ในนามกิจการร่วมค้า การยื่นข้อเสนอตั้งกล่าวไม่ต้องมีหนังสือมอบอำนาจ
 สำหรับข้อตกลงระหว่างผู้เข้าร่วมค้าที่ไม่ได้กำหนดให้ผู้เข้าร่วมค้ารายได้เป็นผู้ยื่นข้อเสนอ ผู้เข้าร่วมค้าทุกรายจะต้องลงลายมือชื่อในหนังสือมอบอำนาจให้ผู้เข้าร่วมค้ารายได้รายหนึ่งเป็นผู้ยื่นข้อเสนอ ในนามกิจการร่วมค้า
- 4.1.11 กรณีเป็นนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทยหรือต่างประเทศซึ่งได้จดทะเบียนเกินกว่า 1 ปี ต้องมีมูลค่าสุทธิของกิจการ จากผลต่างระหว่างสินทรัพย์สุทธิหักด้วยหนี้สินสุทธิที่ปรากฏในงบแสดงฐานะการเงินที่มีการตรวจสอบแล้ว ซึ่งจะต้องแสดงค่าเป็นบาท 1 ปี สุดท้ายก่อนวันยื่นข้อเสนอ งบแสดงฐานะการเงินย้อนไปก่อนวันที่หน่วยงานของรัฐกำหนดให้เป็นวันยื่นข้อเสนอ 1 ปีปฏิทิน เว้นแต่กรณีนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย หากวันยื่นข้อเสนอเป็นช่วงระยะเวลาที่กรมพัฒนาธุรกิจการค้า ซึ่งจะอยู่ในช่วงเดือนมกราคม - เดือนพฤษภาคม ของทุกปี โดยนิติบุคคลที่เป็นผู้ยื่น ข้อเสนอต้องยื่นต่อหน่วยงานของกิจการค้าที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย ทางไปรษณีย์ ภายในวันถัดจากวันที่ได้รับเอกสารเชิญชวน ไม่ต้องหักภาษี ณ ที่จ่าย

- แสดงฐานะการเงินกับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า คือ ช่วงเดือนมกราคม - เดือนพฤษภาคม กรณีให้สามารถยื่นงบแสดงฐานะการเงินย้อนไปอีก 1 ปีได้
- 4.1.12 กรณีผู้ยื่นข้อเสนอเป็นนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย ซึ่งยังไม่มีการรายงานงบแสดงฐานะการเงินกับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า หรือกรณีผู้ยื่นข้อเสนอเป็นนิติบุคคลที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายของต่างประเทศ ซึ่งยังไม่มีการรายงานงบแสดงฐานะการเงิน ให้พิจารณาการกำหนดมูลค่าของทุนจดทะเบียน โดยผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องมีทุนจดทะเบียนที่เรียกชำระมูลค่าหันแล้ว ณ วันที่ยื่นข้อเสนอ ดังนี้
- (1) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างไม่เกิน 1 ล้านบาท ไม่ต้องกำหนดทุนจดทะเบียน
 - (2) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 1 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 5 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 1 ล้านบาท
 - (3) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 5 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 10 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 2 ล้านบาท
 - (4) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 10 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 20 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 3 ล้านบาท
 - (5) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 20 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 60 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 8 ล้านบาท
 - (6) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 60 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 150 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 20 ล้านบาท
 - (7) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 150 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 300 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 60 ล้านบาท
 - (8) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 300 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 500 ล้านบาท ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 100 ล้านบาท
 - (9) มูลค่าการจัดซื้อจัดจ้างเกิน 500 ล้านบาทขึ้นไป ต้องมีทุนจดทะเบียนไม่ต่ำกว่า 200 ล้านบาท
- 4.1.13 การจัดซื้อจัดจัดครั้งหนึ่งที่มีวงเงินเกิน 500,000 บาท กรณีบุคคลธรรมดามิได้ถือสัญชาติไทย จะต้องยื่นหนังสือรับรองบัญชีเงินฝากไม่เกิน 90 (เก้าสิบ) วันก่อนวันยื่นข้อเสนอ โดยต้องมีเงินฝากคงเหลือในบัญชีธนาคารเป็นมูลค่า 1 ใน 4 ของมูลค่างบประมาณของโครงการหรือรายการที่ยื่นข้อเสนอในแต่ละครั้ง และหากเป็นผู้ซึ่งการจัดซื้อจัดจ้างหรือผู้ได้รับการคัดเลือกจะต้องแสดงหนังสือรับรองบัญชีเงินฝากที่มีมูลค่าตั้งกล่าวอีกครั้งหนึ่งในวันลงนามในสัญญา
- 4.1.14 กรณีผู้ยื่นข้อเสนอไม่มีมูลค่าสูงขึ้นของกิจการหรือทุนจดทะเบียนหรือมีแต่ไม่เพียงพอที่จะเข้ายื่นข้อเสนอ ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถขอวงเงินสินเชื่อ โดยต้องมีวงเงินสินเชื่อ 1 ใน 4 ของมูลค่างบประมาณ ของโครงการหรือรายการที่ยื่นข้อเสนอในแต่ละครั้งนี้ จะเป็นสินเชื่อที่ธนาคารภายในประเทศไทยหรือบริษัทเงินทุนหรือบริษัททุนหลักทรัพย์ที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการเงินทุนเพื่อการพาณิชย์และประกอบธุรกิจค้าประภันตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ตามรายชื่อบริษัทเงินทุนที่ธนาคารแห่งประเทศไทยแจ้งไว้ในให้ทราบ หรือเป็นสินเชื่อที่ธนาคารต่างประเทศหรือบริษัทเงินทุนหลักทรัพย์ที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการเงินทุนเพื่อการพาณิชย์และประกอบธุรกิจค้าประภันตามประกาศของธนาคารกลางต่างประเทศนั้นตามรายชื่อบริษัทเงินทุนที่ธนาคารต่างประเทศนั้นแจ้งไว้ในให้ทราบ โดยพิจารณาจากยอดเงินรวมของวงเงิน

- สินเชื่อที่สำนักงานใหญ่รับรองหรือที่สำนักงานสาธารณรัฐ (กรณีได้รับมอบอำนาจจากสำนักงานใหญ่) ซึ่งออกให้แก่ผู้ยื่นข้อเสนอไม่เกิน 90 วัน
- 4.1.15 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงรายละเอียดซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่ใช้สำหรับการจัดทั้งหมด ตามแบบฟอร์มในภาคผนวก 3
- 4.1.16 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงรายละเอียดหลักฐานของซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่นำเสนอ เนพารายการที่มิได้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด (ตามข้อ 7.1.3) ดังนี้
- 4.1.16.1 กรณีเป็นเครื่องมือโอเพนซอร์ส (Open Source) ต้องแสดงชื่อซอฟต์แวร์ (Software) หรือเครื่องมือ (Tools) ที่ใช้ พร้อมทั้งแนบเอกสารอ้างอิงที่อธิบายรายละเอียดว่าเป็นเครื่องมือโอเพนซอร์ส (Open Source) และระบุขอบเขตการใช้งาน เพื่อแสดงว่าสามารถนำมาใช้งานกับ กฟภ. ได้อย่างถูกต้องตามกฎหมาย
 - 4.1.16.2 กรณีมิได้เป็นเครื่องมือโอเพนซอร์ส (Open Source) ต้องแสดงชื่อซอฟต์แวร์ (Software) หรือเครื่องมือ (Tools) ที่ใช้ พร้อมทั้งระบุตุประสงค์ของการใช้งาน ประเภทของลิขสิทธิ์ (Licensing model/License type) พร้อมทั้งแนบเอกสารอ้างอิงที่อธิบายรายละเอียดขอบเขตการใช้งานของประเภทลิขสิทธิ์ที่นำเสนอ โดยประเภทลิขสิทธิ์ที่นำเสนอต้องสามารถใช้งานกับ กฟภ. ได้อย่างถูกต้องตามกฎหมาย
- 4.1.17 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงเอกสารรับรองการเป็นตัวแทนจำหน่ายจากผู้ผลิต หรือตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ถ้ามี) เนพารายการที่มิได้เป็นเครื่องมือโอเพนซอร์ส (Open Source) และมิได้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด (ตามข้อ 7.1.3) ตามข้อ 4.1.15 โดยให้ยื่นมาพร้อมกับเอกสารเสนอราคา
- 4.1.18 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องมีผลงานด้านระบบสารสนเทศที่เกี่ยวข้องกับระบบพยากรณ์ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Forecast) หรือ ระบบพยากรณ์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) หรือ ระบบบิเคราะห์และบริหารจัดการข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data) หรือ ระบบรวบรวมข้อมูลและควบคุมอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า (SCADA) ที่มีพัฒนาการพยากรณ์ ให้กับหน่วยงานที่เป็นส่วนราชการ หรือองค์กร รัฐวิสาหกิจ เอกชน ในประเทศไทยหรือต่างประเทศ อย่างน้อย 1 งาน โดยงานใดงานหนึ่งจากการที่ยื่นข้อเสนอ ต้องเป็นผลงานที่ดำเนินการแล้วเสร็จในสัญญาเดียวไม่น้อยกว่า 15,000,000.- บาท (สิบห้าล้านบาทถ้วน) (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยทุกงานต้องย้อนหลังไม่เกิน 10 (สิบ) ปี นับจากวันที่งานแล้วเสร็จจนถึงวันที่ยื่นเอกสาร ซึ่งเป็นผลงานที่เป็นคุณสมบูรณ์โดยตรงไม่ใช่ผลงานอันเกิดจากรับจำช่วง โดยผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องแนบสำเนาสัญญา และหนังสือรับรองผลงาน พร้อมทั้งรายละเอียดงานและรับรองสำเนาถูกต้อง มาในวันเสนอราคาด้วยวิธีการประกวดราคาอิเล็กทรอนิกส์ ผ่านทางระบบจัดซื้อจัดจ้างภาครัฐด้วยระบบอิเล็กทรอนิกส์ หากไม่ยื่นมาจะไม่ได้รับการพิจารณา
- 4.1.19 ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องทดสอบให้ผ่านครบถ้วนทุกหัวข้อ ตามรายละเอียดและเงื่อนไขการทดสอบสาธิต (Live Demonstration) ตามภาคผนวก 6
- 4.1.20 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงรายละเอียดบุคลากรในโครงการทั้งหมด ตามแบบฟอร์มในภาคผนวก 1 ประกอบด้วย บัญชีรายชื่อบุคลากร คุณวุฒิ ประวัติ หน้าที่ ประสบการณ์ และ/หรือผลงาน รวมถึงใบรับรอง (Certification) ที่เกี่ยวข้อง ที่ยังไม่หมดอายุ (ถ้ามี)

โดยมีคุณสมบัติตามข้อกำหนดด้านบุคลากรหลัก ข้อ 4.2 (คุณสมบัติของบุคลากร) ทั้งนี้ กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ที่จะสัมภาษณ์หรือตรวจสอบข้อเท็จจริงที่เสนอ และต้องแสดงรายชื่อผู้ติดต่อประสานงานเพื่อใช้สำหรับการแจ้งกำหนดการ วัน เวลา และสถานที่ สำหรับการทดสอบ (Demonstration) และการนำเสนอผลทดสอบสาธิต (Presentation)

- 4.1.21 ผู้เสนอราคาจะต้องทำเอกสารข้อเสนอทางเทคนิค และตารางเปรียบเทียบรายละเอียด และเงื่อนไขเฉพาะตามขอบเขตและรายละเอียดของงาน (Specification) เป็นรายข้อทุกข้อ (Statement of Compliance) โดยใช้ตารางการเปรียบเทียบตามภาคผนวก 2 (รายละเอียดคำชี้แจงเงื่อนไขเฉพาะงานและคุณลักษณะเฉพาะ) หากผู้ยื่นข้อเสนอไม่ดำเนินการตามที่กล่าวไว้ข้างต้น กฟภ. จะไม่พิจารณาข้อเสนอของผู้ยื่นข้อเสนอรายนี้
- 4.1.22 ผู้ยื่นข้อเสนอต้องลงทะเบียนที่มีข้อมูลูกค้าในระบบจัดจ้างภาครัฐด้วยอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic Government Procurement: e-GP) ของกรมบัญชีกลาง

4.2 คุณสมบัติของบุคลากร

ผู้ยื่นข้อเสนอต้องลงนามยืนยันเพื่อรับรู้การเข้าร่วมโครงการและให้รายละเอียด พร้อมแนบเอกสารที่น่าเชื่อถือของบุคลากรที่เป็นคนทำงานทุกคนมาประกอบการพิจารณา ในการดำเนินงานตาม ประมวลราคาจ้าง ตามภาคผนวก 1 คุณสมบัติของบุคลากรในโครงการ

- 4.2.1 ผู้จัดการโครงการ (Project Manager) จำนวนอย่างน้อย 1 คน
หน้าที่ความรับผิดชอบหลัก : บริหารจัดการโครงการ วางแผนการดำเนินงานโดยละเอียด จัดสรรทรัพยากรภายใต้โครงการ ติดตามความคืบหน้าของการดำเนินงาน ศึกษา วิเคราะห์ และแก้ไขปัญหาประเด็นที่เกิดขึ้น วิเคราะห์และจัดการความเสี่ยงที่เกิดขึ้นใน โครงการ บริหารจัดการการสื่อสารภายในโครงการ สนับสนุนด้านข้อมูลการดำเนินการ โครงการ และรายงานกิจกรรมต่าง ๆ ภายในโครงการต่อ กฟภ. และงานที่เกี่ยวข้องอื่น ภายใต้ขอบเขตงานในโครงการ

คุณสมบัติ : จบการศึกษาอย่างน้อยในระดับปริญญาตรี สาขาวิชาบริหารจัดการ สาขา วิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิทยาศาสตร์ หรือสาขาวิชานักวิเคราะห์ ไม่น้อยกว่า 15 ปี และมี ประสบการณ์เป็นหัวหน้าโครงการในงานเทคโนโลยีสารสนเทศ ให้หน่วยงานรัฐ หรือ หน่วยงานเอกชนอย่างน้อย 3 โครงการ

- 4.2.2 ผู้เชี่ยวชาญด้านวิศวกรรมไฟฟ้า (Electrical Engineer Specialist) จำนวนอย่างน้อย 1 คน
หน้าที่ความรับผิดชอบหลัก : ดำเนินงานศึกษา วิเคราะห์ การประเมินผลแบบจำลอง การพยากรณ์ และงานที่เกี่ยวข้องอื่นภายใต้ขอบเขตงานในโครงการ
คุณสมบัติ : จบการศึกษาอย่างน้อยในระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า และมี ประสบการณ์ด้านวิศวกรรมไฟฟ้า หรือแบบจำลองการพยากรณ์ ไม่น้อยกว่า 10 ปี

- 4.2.3 ผู้เชี่ยวชาญด้านวิทยาศาสตร์ข้อมูล (Data Scientist Specialist) จำนวนอย่างน้อย 1 คน
หน้าที่ความรับผิดชอบหลัก : ดำเนินงานด้านการบริหารและจัดการข้อมูล ศึกษา วิเคราะห์ ออกแบบโมเดล วิเคราะห์ผลเชิงสถิติ วิเคราะห์ประลิทิฟโน้มเดล ตีความหมายข้อมูล และสรุปผลข้อมูล และงานที่เกี่ยวข้องอื่นภายใต้ขอบเขตงานในโครงการ
คุณสมบัติ : จบการศึกษาอย่างน้อยในระดับปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ หรือวิทยาศาสตร์ ด้านข้อมูล สถิติ การวิจัยการดำเนินงาน เทคโนโลยีสารสนเทศ วิทยาศาสตร์ คอมพิวเตอร์ วิศวกรรมคอมพิวเตอร์ และมีประสบการณ์ด้านการบริหารและจัดการ ข้อมูล วิทยาศาสตร์ข้อมูล หรือที่เกี่ยวข้อง ไม่น้อยกว่า 5 ปี

- 4.2.4 ผู้เชี่ยวชาญด้านการออกแบบส่วนติดต่อผู้ใช้งาน (UX/UI) จำนวนอย่างน้อย 1 คน
หน้าที่ความรับผิดชอบหลัก : ดำเนินงานให้คำปรึกษาส่วนการออกแบบหน้าจอระบบ
 ออกแบบแพนกูมิสรุปผลการวิเคราะห์ในรูปแบบแดชบอร์ด (Dashboard) เพื่อ
 สอดคล้องตามความต้องการของระบบ และงานที่เกี่ยวข้องอื่นๆ ภายใต้ขอบเขตงานใน
 โครงการ และส่วนงานอื่นที่เกี่ยวข้อง

คุณสมบัติ : จบการศึกษาอย่างน้อยในระดับปริญญาตรี สาขาด้านวิศวกรรมศาสตร์
 คอมพิวเตอร์ หรือวิทยาการคอมพิวเตอร์ หรือเทคโนโลยีสารสนเทศ หรือคอมพิวเตอร์
 ธุรกิจ หรือศิลปกรรมศาสตร์ หรือสาขาวิชานี้ที่เกี่ยวข้อง โดยมีประสบการณ์ 5 ปีขึ้นไป
 และมีประสบการณ์ด้านการออกแบบส่วนติดต่อผู้ใช้งาน (UX/UI) อย่างน้อย 3 โครงการ
 ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงตัวบุคคลากรที่รับผิดชอบดังกล่าวข้างต้น ในภายหลังจะทำได้เมื่อแจ้งให้ กฟภ.
 ทราบเป็นหนังสือ และได้รับความเห็นชอบเป็นลายลักษณ์อักษรจาก กฟภ. แล้ว โดยผู้ที่เข้ามาแทน
 นั้นจะต้องมีคุณสมบัติเทียบเท่าหรือดีกว่าตามที่กำหนดไว้ในขอบเขตของงาน
 หมายเหตุ หากผู้ยื่นข้อเสนอ เสนอบุคคลากรมากกว่า 1 คน ในตำแหน่งเดียวกัน กฟภ. สงวนสิทธิ์
 พิจารณาจากบุคคลากรที่มีจำนวนประสบการณ์ที่มากที่สุด

5. ความคุ้มครองเกี่ยวกับลิขสิทธิ์

ในกรณีที่มีบุคคลภายนอกกล่าวอ้างหรือใช้สิทธิเรียกร้องใด ๆ ว่ามีการละเมิดลิขสิทธิ์ สิทธิบัตร หรือ
 สิทธิใด ๆ เกี่ยวกับซอฟต์แวร์ตามสัญญาดังกล่าว ผู้ชนะการยื่นข้อเสนอจะต้องปกป้อง กฟภ. และดำเนินการทั้งปวง
 เพื่อให้การกล่าวอ้างหรือการเรียกร้องดังกล่าวระงับสิ้นไปโดยเร็ว เพื่อให้ กฟภ. สามารถใช้ซอฟต์แวร์นั้นต่อไปได้
 หากผู้ชนะการยื่นข้อเสนอไม่อาจกระทำได้และ กฟภ. ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าเสียหายต่อบุคคลภายนอก
 เนื่องจากผลแห่งการละเมิดสิทธิใด ๆ ดังกล่าว ผู้ชนะการยื่นข้อเสนอต้องเป็นผู้ชำระค่าเสียหาย ค่าปรับ และ
 ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ รวมทั้งค่าธรรมเนียมและค่าทนายความแทน กฟภ. แม้ว่าสัญญาฉบับนี้จะสิ้นสุดลงแล้วก็ตาม
 ทั้งนี้ กฟภ. จะแจ้งให้ผู้ชนะการยื่นข้อเสนอทราบเป็นหนังสือเมื่อได้มีการกล่าวอ้างหรือใช้สิทธิเรียกร้องดังกล่าว

6. ข้อกำหนดด้านการพัฒนาซอฟต์แวร์

- 6.1 การพัฒนาซอฟต์แวร์ใด ที่จำเป็นต้องเชื่อมโยงรับ - ส่งข้อมูลกับระบบอื่นในรูปแบบอิเล็กทรอนิกส์
 การพัฒนาซอฟต์แวร์เฉพาะในส่วนเชื่อมโยงนั้น จะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนวิธีการตามข้อกำหนด
 สำหรับการพัฒนาระบบซอฟต์แวร์ ส่วนเชื่อมโยงรับ - ส่งข้อมูลระหว่างระบบสารสนเทศของ กฟภ.
- 6.2 ผู้ชนะการยื่นข้อเสนอต้องปฏิบัติตามแนวทางปฏิบัติความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศประกอบ
 นโยบายความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ ของ กฟภ. และผ่านกระบวนการตรวจสอบและวิเคราะห์
 ซอฟต์แวร์ OWASP (Open Web Application Security Project) TOP 10 ดังนั้น ระบบงานที่มี
 การพัฒนาประกอบด้วย Source Code, Web Application ที่ติดตั้ง Source Code ต้องผ่าน
 การตรวจสอบ ด้วยเครื่องมือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 6.3 ผู้ชนะการยื่นข้อเสนอจะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขงานซอฟต์แวร์ ให้เป็นไปตามเอกสารสรุป
 ความต้องการและขอบเขตงานในการพัฒนาโปรแกรมประยุกต์ (ถ้ามี) โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติม
- 6.4 ผลงานใด ๆ ที่จัดทำและพัฒนาขึ้นทั้งหมดในโครงการนี้ถือเป็นลิขสิทธิ์ของ กฟภ. โดยห้ามผู้ชนะ
 การยื่นข้อเสนอนำส่วนหนึ่งส่วนใดหรือทั้งหมดของผลงานไปทำซ้ำ เผยแพร่ หรือวิเคราะห์

ประเมินผลเพื่อการอื่นใด ที่ได้จากการปฏิบัติงานไม่ว่าการกระทำดังกล่าวจะเป็นการหาประโยชน์ หรือไม่ก็ตาม เนพาซซอฟต์แวร์ส่วนที่พัฒนาเพิ่มเติม นอกเหนือจากซอฟต์แวร์สำเร็จรูป หาก กฟภ. พบร่วมกับการกระทำดังกล่าว ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอต้องชิดใช้ค่าเสียหายเป็นเงินไม่น้อยกว่าราคากล่องจ้างทั้งหมดที่กำหนดไว้ในสัญญา ทั้งนี้การชดใช้ดังกล่าวไม่ทำให้ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอพ้นจากความรับผิดตามกฎหมาย

- 6.5 ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอจะต้องดูแลโปรแกรมประยุกต์ที่พัฒนาขึ้นให้พร้อมใช้งานและทำงานได้อย่างถูกต้องครบถ้วน และเมื่อโปรแกรมทำงานผิดพลาด หรือมีข้อบกพร่อง อันอยู่ภายใต้ขอบเขตงานเดิม หรือเป็นไปตามข้อตกลงระหว่างคู่สัญญา ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขโปรแกรมประยุกต์ให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่ กฟภ. กำหนด โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติม
- 6.6 ภายใต้ระยะเวลาที่กำหนด เมื่อ กฟภ. มีการเปลี่ยนแปลงการดำเนินงานใด ๆ ในอนาคตเกี่ยวกับโปรแกรมประยุกต์ที่พัฒนาขึ้น อันอยู่ภายใต้ขอบเขตงานเดิม หรือเป็นไปตามข้อตกลงระหว่างคู่สัญญา ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอจะต้องปรับปรุงโปรแกรมตามคำร้องขอจาก กฟภ. ภายใต้ระยะเวลาที่ กฟภ. กำหนด โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติม

7. ขอบเขตของงานที่จะดำเนินการจัดจ้าง

7.1 ข้อกำหนดการติดตั้งระบบ

7.1.1 ผู้รับจ้างต้องดำเนินการติดตั้ง (Install, Implement) ปรับค่าการทำงาน (Configuration) ระบบ PEA RE Forecast Platform ให้สามารถทำงานบนทรัพยากรที่ กฟภ. จัดให้ได้ หรือ ตามที่ กฟภ. กำหนด ทั้งนี้ ผู้รับจ้างสามารถขอเพิ่มขนาดทรัพยากร (เช่น CPU, RAM, HDD เป็นต้น) เพิ่มเติมได้ โดยต้องแนบเอกสารหลักฐานแสดงการคำนวณความต้องการใช้งานทรัพยากรให้ กฟภ. เห็นชอบ

Web server	CPU 4 Core RAM 6 GB HDD C: 50 GB, D:80 GB OS: Linux Server (Ubuntu Server 22.04 LTS)
AI/ML Server	CPU 16 Core RAM 64 GB HDD C: 50 GB, D:100 GB OS: Linux Server (Ubuntu Server 22.04 LTS)
Database server	CPU 8 Core RAM 32 GB HDD C: 50 GB, D:200 GB OS: Linux Server (Ubuntu Server 22.04 LTS)

ตารางที่ 1 ตารางแสดงทรัพยากรที่ กฟภ. จัดให้ผู้รับจ้างใช้ในการพัฒนาระบบ PEA RE Forecast Platform

7.1.2 ผู้รับจ้างสามารถเสนอทรัพยากรอื่น ๆ เพิ่มเติมนอกเหนือจากที่ กฟภ. จัดหาให้ตามข้อ 7.1.1 ได้ โดยผู้รับจ้างต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในส่วนทรัพยากรที่เสนอเพิ่ม รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง



7.1.3 ผู้รับจ้างพัฒนาระบบ PEA RE Forecast Platform ผ่าน Software ตามตารางที่ 2 ทั้งนี้
ผู้รับจ้างสามารถเสนอ Software เพิ่มเติมได้ โดยผู้รับจ้างต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่าย
ในส่วน Software ที่เสนอเพิ่ม รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

Application Definition & Image Build	- Helm
Continuous Integration and Continuous Deployment (CI/CD)	- Argo - GitLab
Database	- Microsoft SQL - PostgreSQL - Redis
Streaming and Messaging	- RabbitMQ - Kafka
Scheduling and Orchestration	- Kubernetes
API Gateway	- Kong - ApiSix
Storage	- MINIO - Longhorn - Ceph
Security and Compliance	- Keycloak - Black Duck - Trivy - Sonarqube - Fortify SCA - Nessus
Container Registry	- Gitlab Registry
Observability	- Fluentbit - Prometheus - Jaeger - Grafana - OpenSearch - Sentry
Cloud Native Network	- Cilium
Key Management	- Hashicorp Vault
Container Runtime	- Containerd
Service Proxy	- Nginx

ตารางที่ 2 ตารางแสดง Software ที่กำหนดให้ผู้รับจ้างใช้ในการพัฒนาระบบ PEA RE Forecast Platform
(ทั้งนี้ผู้รับจ้างสามารถเสนอ Software เพิ่มเติมได้ โดยผู้รับจ้างต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในส่วน Software
ที่เสนอเพิ่ม รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง)

- 7.1.4 ระบบที่จัดทำตามโครงการนี้ ต้องดำเนินการติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) ของ กฟภ. พร้อมทั้งพัฒนาการทำงานในรูปแบบ Continuous Integration and Continuous Deployment (CI/CD) ร่วมกับผู้ดูแลระบบของ กฟภ. เพื่อลดระยะเวลาการส่งมอบผลิตภัณฑ์ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.1.5 ผู้รับจ้างต้องจัดหาซอฟต์แวร์และฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องในการใช้งานระบบ PEA RE Forecast Platform และมีลิขสิทธิ์การใช้งานถูกต้องตามกฎหมาย สามารถใช้งานได้ต่อเนื่องตลอดอายุการใช้งาน โดย กฟภ. จะต้องไม่มีค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติม
- 7.1.6 ระบบต้องจัดเก็บ Log การเข้าใช้งาน การโฉนดระบบ และ Audit trail ตามมาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด
- 7.1.7 ผู้รับจ้างต้องพัฒนาระบบ PEA RE Forecast Platform ให้สามารถรองรับการนำเข้าข้อมูลของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จำนวนไม่น้อยกว่า 2,000 โรงไฟฟ้า (จุดเชื่อมต่อระบบโครงการฯ ไฟฟ้า กฟภ.) และรองรับการนำเข้าข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้า ไม่น้อยกว่า 300,000 ราย
- 7.2 การออกแบบและจัดทำเอกสาร สถาปัตยกรรมระบบ (System Architecture) PEA RE Forecast Platform**
- 7.2.1 ผู้รับจ้างดำเนินการเก็บรวบรวมข้อมูลความต้องการใช้งานของระบบ PEA RE Forecast Platform จากกลุ่มเป้าหมายผู้ใช้งานระบบ ทั้งส่วนสำนักงานใหญ่และส่วนภูมิภาค เพื่อใช้สำหรับออกแบบสถาปัตยกรรมระบบ (System Architecture) รวมถึงเก็บรวบรวมข้อมูลความต้องการใช้งานส่วนแสดงผลผู้ใช้งาน User Interface (UI) ของศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ.
- 7.2.2 ผู้รับจ้างต้องออกแบบและจัดทำเอกสาร สถาปัตยกรรมระบบ (System Architecture) ซึ่งรวมถึงการจัดเก็บข้อมูลทั้งข้อมูลนำเข้า (Input Data) ข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองหรือโมเดล (Training Data) การพัฒนาแบบจำลองหรือโมเดลการพยากรณ์ตามพังก์ชันของระบบ PEA RE Forecast Platform และส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำเสนอรูปแบบของสถาปัตยกรรมระบบที่เหมาะสมของระบบ PEA RE Forecast Platform รวมถึงออกแบบการเชื่อมต่อกับระบบอื่นๆ ของ กฟภ. ตามความต้องการและตามพังก์ชันการใช้งานของ กฟภ. โดยระบุสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ของระบบ รวมถึงคุณลักษณะเฉพาะ (Specification) สำหรับระบบ (System) หรือซอฟต์แวร์ (Software) และข้อกำหนดด้านความมั่นคงปลอดภัยด้านสารสนเทศ (IT Security) ที่เกี่ยวข้องตามมาตรฐานความปลอดภัยด้านสารสนเทศของ กฟภ.
- 7.2.3 ผู้รับจ้างต้องออกแบบและนำเสนอส่วนแสดงผลผู้ใช้งาน User Interface (UI) และ User Experience (UX) ที่รองรับพังก์ชันการทำงานทุกพังก์ชันของระบบ PEA RE Forecast Platform

7.3 การนำเข้าข้อมูล

- 7.3.1 ผู้รับจ้างต้องออกแบบ และพัฒนาระบบนำเข้าข้อมูล (Data Ingestion) โดยมีการดำเนินการอย่างน้อย ดังนี้
- 7.3.1.1 ออกแบบและพัฒนาระบบการนำเข้าข้อมูลที่ได้จากแหล่งที่มาของข้อมูล (Data Source) โดยใช้การเชื่อมต่อตรงกับฐานข้อมูล หรือ ผ่าน Web Service/REST API หรือรูปแบบอื่นๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟภ. ไปยังแหล่งจัดเก็บข้อมูลกลาง (Data Lake) ภายในระบบ PEA RE Forecast Platform
 - 7.3.1.2 การพัฒนาระบบทามข้อ 7.3.1.1 ต้องสามารถตั้งเวลาและกำหนดความถี่ในการนำเข้าข้อมูลได้ทั้งแบบอัตโนมัติ และแบบ Manual หรือตามเงื่อนไขอื่น ตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.3.1.3 ผู้รับจ้างต้องนำเข้าข้อมูลย้อนหลัง (Historical Data) ราย 15 นาที เป็นเวลาอย่างน้อย 2 ปี โดยข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าที่จำเป็น เช่น ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้า ข้อมูลปริมาณโหลด กำลังไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า เป็นต้น โดย กฟภ. จะเป็นผู้จัดเตรียมข้อมูลให้ สำหรับข้อมูลสภาพอากาศ (Weather Data) ราย 1 ชั่วโมง (เป็นอย่างน้อย) ย้อนหลังอย่างน้อย 2 ปี ผู้รับจ้างต้องเป็นผู้จัดหา
- 7.3.2 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบสำหรับนำเข้าข้อมูลจากระบบศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า (SCADA) ของ กฟภ. ด้วยมาตรฐาน Inter-Control Center Communications Protocol (ICCP) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.3.2.1 นำเข้าข้อมูลทุก 1 นาที เพื่อใช้แสดงผลการใช้งานในหน้าการแสดงผลต่างๆ และจัดเก็บข้อมูลทุก 15 นาที ไปยังฐานข้อมูล (Database) เพื่อใช้ในการพยากรณ์และการประมวลผลอื่นๆ
 - 7.3.2.2 ชุดข้อมูลที่นำเข้า อย่างน้อยประกอบด้วย
 - 7.3.2.2.1 กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power : kW, MW)
 - 7.3.2.2.2 กำลังไฟฟ้าเรียกคืน (Reactive Power : kVAR, MVAR)
 - 7.3.2.2.3 ค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage: V หรือ kV)
- 7.3.3 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบสำหรับนำเข้าข้อมูลจากระบบมิเตอร์ ตามมาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.3.3.1 นำเข้าและจัดเก็บข้อมูลทุก 15 นาที เพื่อจัดเก็บข้อมูลทุก 15 นาที ไปยังฐานข้อมูล (Database) เพื่อใช้ในการพยากรณ์และการประมวลผลอื่นๆ
 - 7.3.3.2 ชุดข้อมูลที่นำเข้า เป็นอย่างน้อยประกอบด้วย
 - 7.3.3.2.1 กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power : W, kW, MW)
 - 7.3.3.2.2 กำลังไฟฟ้าเรียกคืน (Reactive Power : VAR, kVAR, MVAR)
 - 7.3.3.2.3 ค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage: V หรือ kV)
 - 7.3.3.2.4 ค่ากระแส (Current: Ampere)

- 7.3.3.2.5 **ค่าอื่นๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด**
- 7.3.4 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบสำหรับนำเข้าข้อมูลสภาพอากาศและข้อมูลพยากรณ์สภาพอากาศจากระบบข้อมูลของหน่วยงานผู้ให้บริการข้อมูลสภาพอากาศและข้อมูลพยากรณ์สภาพอากาศ ที่ กฟภ. กำหนด ผ่าน Application Programming Interface (API) โดยในอนาคต หาก กฟภ. มีการเปลี่ยนแปลงหน่วยงานผู้ให้บริการข้อมูลสภาพอากาศ และข้อมูลพยากรณ์ ระบบจะต้องสามารถนำเข้าข้อมูลจากหน่วยงานดังกล่าวได้ โดยต้องมีรายละเอียดและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังต่อไปนี้
- 7.3.4.1 ผู้รับจ้างต้องนำเข้าและจัดเก็บข้อมูลสภาพอากาศจากหน่วยงานผู้ให้บริการข้อมูลพยากรณ์สภาพอากาศ อย่างน้อย ดังนี้
- 7.3.4.1.1 กรมอุตุนิยมวิทยา
- 7.3.4.1.2 ผู้ให้บริการรายอื่น ตามที่ กฟภ. กำหนด
ทั้งนี้ หากมีค่าใช้จ่ายในการใช้ข้อมูลหรือนำเข้าข้อมูล ผู้รับจ้างเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายตลอดระยะเวลาสัญญารวมถึงระยะเวลาการรับประกัน
- 7.3.4.2 นำเข้าและจัดเก็บข้อมูลสภาพอากาศทุก 15 นาที ไปยังฐานข้อมูล (Database) เพื่อใช้ในการพยากรณ์และการประมวลผลอื่นๆ
- 7.3.4.3 นำเข้าข้อมูลพยากรณ์สภาพอากาศล่วงหน้าราย 1 ชั่วโมง อย่างน้อย 72 ชั่วโมง โดยให้สอดคล้องกับแต่ละแบบจำลองหรือโมเดลการพยากรณ์ของระบบ PEA RE Forecast Platform
- 7.3.4.4 ข้อมูลสภาพอากาศหรือข้อมูลพยากรณ์สภาพอากาศ อย่างน้อยประกอบด้วย
- 7.3.4.4.1 อุณหภูมิ (Temperature)
- 7.3.4.4.2 ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative humidity)
- 7.3.4.4.3 ความกดอากาศ (Pressure)
- 7.3.4.4.4 ความเร็วลม (Wind speed)
- 7.3.4.4.5 ทิศทางของลม (Wind Direction)
- 7.3.4.4.6 ดัชนีเมฆ (Cloud Index หรือ Cloud Fraction)
- 7.3.4.4.7 ค่าพลังงานหรือรังสีที่ปล่อยออกมายากดวงอาทิตย์ (Solar Radiation หรือ Solar Irradiation)
- 7.3.5 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service ที่ กฟภ. กำหนด เพื่อใช้แสดงผลบนระบบแสดงผล (User Interface) ของศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.3.5.1 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length
- 7.3.5.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการการใช้งานของ กฟภ.
- 7.3.6 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า ที่อยู่แหล่งผลิตไฟฟ้า ประเภทเชื้อเพลิง เป็นต้น ผ่านระบบบริหารจัดการและติดตามข้อมูลแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (DERs Management and Monitoring System: DMMS) ผ่านมาตรฐาน Application Programming

Interface (API) หรือตามมาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด เพื่อแสดงผลในส่วนแสดงผลการใช้งาน (User Interface)

7.4 การจัดทำ Data Preparation and Data Management

- 7.4.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบ Data Cleansing ก่อนนำข้อมูลไปใช้ในการจัดทำแบบจำลอง หรือโมเดล (Model) พยากรณ์ฯ
- 7.4.2 ผู้รับจ้างต้องจัดทำชุดข้อมูลและจัดเก็บข้อมูลสำหรับการเรียนรู้ (Training) เพื่อการจัดทำโมเดล (Model) รองรับฟังก์ชันการทำงานของระบบ PEA RE Forecast ตามข้อ 7.5
- 7.4.3 พัฒนาระบวนการพัฒนาสถาปัตยกรรมและใช้งานแบบจำลอง (Model) กระบวนการ การเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) ให้เป็นไปโดยอัตโนมัติ หรือ Machine Learning and Operations (MLOPS) Pipeline Architecture ให้ครอบคลุมกระบวนการ ดังนี้
 - 7.4.3.1 Data Gathering and Ingestion
 - 7.4.3.2 Preparing Data and Feature Engineering
 - 7.4.3.3 Model Development and Training
 - 7.4.3.4 Model Assessment and Validation
 - 7.4.3.5 Model Implementation
 - 7.4.3.6 Observation and Recordkeeping
 - 7.4.3.7 Iteration of the Model and Feedback Loop
 - 7.4.3.8 Governance and Compliance
 - 7.4.3.9 Continuous Deployment/Continuous Integration (CI/CD)
 - 7.4.3.10 Resource Management and Scalability

7.5 การจัดทำฟังก์ชันการพยากรณ์

- 7.5.1 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast) โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.1.1 การพยากรณ์แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะต้องพยากรณ์แยกตามรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.5.1.2 ไมเดลพยากรณ์ของแหล่งผลิตไฟฟ้า แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย
 - 7.5.1.2.1 แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
 - 7.5.1.2.2 แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
 - 7.5.1.2.3 แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานพลังงานน้ำ
 - 7.5.1.2.4 แหล่งผลิตไฟฟ้าก้าชีวภาพ
 - 7.5.1.2.5 แหล่งผลิตไฟฟ้าขยะ
 - 7.5.1.2.6 แหล่งผลิตไฟฟ้าชีมวล
 - 7.5.1.2.7 แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม
 - 7.5.1.2.8 แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพ

- 7.5.1.3 โมเดลพยากรณ์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. ตามประเภทเข็อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พัฒนาโดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) อย่างน้อย 4 แบบจำลอง ได้แก่
- 7.5.1.3.1 Linear Regression
 - 7.5.1.3.2 Artificial Neural Network (ANN)
 - 7.5.1.3.3 Support Vector Machine (SVM)
 - 7.5.1.3.4 Long Short-Term Memory (LSTM)
- 7.5.1.4 ระบบต้องสามารถรองรับการนำเข้า (Upload) โมเดลพยากรณ์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมได้ในภายหลัง
- 7.5.1.5 ระบบสามารถปรับเปลี่ยนโมเดลพยากรณ์ที่จะใช้งานของแต่ละแหล่งผลิตไฟฟ้า ตามข้อ 7.5.1.3 - 7.5.1.4 ได้
- 7.5.1.6 โมเดลพยากรณ์ต้องสามารถพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าเบ่งตามช่วงเวลาโดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.1.6.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.1.6.1.1 โมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าทุก 15 นาที ทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
 - 7.5.1.6.1.2 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าทุก 15 นาที ทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
 - 7.5.1.6.2 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.1.6.2.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าทุก 15 นาที ทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
 - 7.5.1.6.3 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะยาว มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.1.6.3.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 100 วัน (100 Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดรายวัน วันละ 1 ครั้ง ทุกแหล่งผลิต

ไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์สูงสุด ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, ... ค่าพยากรณ์ต่ำสุด ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, ...

- 7.5.1.7 สามารถแสดงค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์โดยใช้ค่าดัชนี Root Mean Square Error (RMSE), Mean Absolute Percentage Error (MAPE), Weighted Mean Absolute Percentage Error (Weighted MAPE) และ Weighted Average Mean Absolute Percentage Error (Weighted Average MAPE) เป็นอย่างน้อย
- 7.5.1.8 การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้า จะต้องมีการจัดทำ การเรียนรู้ใหม่ (Retraining Model) ตามเงื่อนไขดังนี้
- 7.5.1.8.1 กรณีที่ผู้ใช้งาน ต้องการจัดทำการเรียนรู้ใหม่เอง (Manual Retraining)
 - 7.5.1.8.2 กรณีที่ค่าความคลาดเคลื่อนจากผลการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าเกินกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนด (Auto Retraining) โดยผู้ใช้งานต้องสามารถกำหนดหรือตั้งค่า (Configuration) ค่าความคลาดเคลื่อนเองได้
 - 7.5.1.8.3 ตามช่วงเวลาที่กำหนด (Periodic Retraining)
- 7.5.1.9 ผลลัพธ์จากการพยากรณ์รายแหล่งผลิตไฟฟ้า จะต้องรวม (Aggregate) แยกตามรายเชื้อเพลิง และแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า โดยมีลำดับชั้นของ การรวมอย่างน้อย ดังนี้
- 7.5.1.9.1 แบ่งตามวงจร เช่น วงจร CMA01 มี Solar Cell 3 MW, Wind 2 MW รวมทั้งสิ้น 5 MW
 - 7.5.1.9.2 แบ่งตามสถานีไฟฟ้า เช่น สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 1 (CMA) มี Solar Cell 20 MW, Wind 8 MW รวมทั้งสิ้น 28 MW
 - 7.5.1.9.3 แบ่งตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.5.1.9.4 แบ่งตามรายจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.5.1.9.5 แบ่งตามรายการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.5.1.9.6 แบ่งตามรายภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.5.1.9.7 ภาพรวมของประเทศไทย

- 7.5.2 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.2.1 ระบบต้องคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ตามหลักการทางวิศวกรรมไฟฟ้า โดยนำค่าวัดจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้ารวมกับผลรวมค่าวัดจริงของแหล่งผลิตไฟฟ้าทั้งหมดภายในตัวจุดซื้อขายไฟฟ้า เพื่อนำไปใช้ในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand)
- 7.5.2.2 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) จะต้องพยากรณ์แยกตามรายจุดซื้อขายไฟฟ้า
- 7.5.2.3 โมเดลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) อย่างน้อย 4 แบบจำลอง ได้แก่
- 7.5.2.3.1 Linear Regression
- 7.5.2.3.2 Artificial Neural Network (ANN)
- 7.5.2.3.3 Support Vector Machine (SVM)
- 7.5.2.3.4 Long Short-Term Memory (LSTM)
- 7.5.2.4 ระบบต้องสามารถรองรับการนำเข้า (Upload) โมเดลพยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) เพิ่มเติมได้ในภายหลัง
- 7.5.2.5 ระบบสามารถปรับเปลี่ยนโมเดลพยากรณ์ที่จะใช้งานของแต่ละความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ตามข้อ 7.5.2.3 – 7.5.2.4 ได้
- 7.5.2.6 โมเดลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ต้องสามารถพยากรณ์แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.2.6.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้

- 7.5.2.6.1.1 ไมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ทุก 15 นาที ทุกจุดซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
- 7.5.2.6.1.2 ไมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ทุก 15 นาที ทุกจุดซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
- 7.5.2.6.2 ไมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.2.6.2.1 ไมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ทุก 15 นาที ทุกจุดซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
- 7.5.2.6.3 ไมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะยาว มีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.2.6.3.1 ไมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 100 วัน (100 Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) สูงสุดและต่ำสุดรายวัน วันละ 1 ครั้ง ทุกจุดซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์สูงสุด ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, ... ค่าพยากรณ์ต่ำสุด ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, ...
- 7.5.2.7 สามารถแสดงค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์โดยใช้ค่าดัชนี Root Mean Square Error (RMSE) และ Mean Absolute Percentage Error (MAPE) เป็นอย่างน้อย

- 7.5.2.8 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) จะต้องมีการจัดทำการเรียนรู้ใหม่ (Retraining Model) ตามเงื่อนไขดังนี้
- 7.5.2.8.1 กรณีที่ผู้ใช้งาน ต้องการจัดทำการเรียนรู้ใหม่เอง (Manual Retraining)
 - 7.5.2.8.2 กรณีที่ค่าความคลาดเคลื่อนจากผลการการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) เกินกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนด (Auto Retraining) โดยผู้ใช้งานต้องสามารถกำหนด หรือตั้งค่า (Configuration) ค่าความคลาดเคลื่อนเองได้
 - 7.5.2.8.3 ตามช่วงเวลาที่กำหนด (Periodic Retraining)
- 7.5.2.9 ผลลัพธ์จากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) จะต้องรวม (Aggregate) และแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า โดยมีลำดับชั้นของการรวมอย่างน้อย ดังนี้
- 7.5.2.9.1 แบ่งตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.5.2.9.2 แบ่งตามรายจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.5.2.9.3 แบ่งตามรายการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.5.2.9.4 แบ่งตามรายภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.5.2.9.5 ภาคร่วมของประเทศไทย
- 7.5.3 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.3.1 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จะต้องพยากรณ์แยกตามรายของผู้ใช้ไฟฟ้า
 - 7.5.3.2 โมเดลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) พัฒนาโดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) อย่างน้อย 4 แบบจำลอง ได้แก่
 - 7.5.3.2.1 Linear Regression
 - 7.5.3.2.2 Artificial Neural Network (ANN)
 - 7.5.3.2.3 Support Vector Machine (SVM)
 - 7.5.3.2.4 Long Short-Term Memory (LSTM)

- 7.5.3.3 ระบบต้องสามารถรองรับการนำเข้า (Upload) โมเดลพยากรณ์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) เพิ่มเติมได้ในภายหลัง
- 7.5.3.4 ระบบมีการรองรับการปรับเปลี่ยนโมเดลพยากรณ์ที่จะใช้งาน ตามข้อ 7.5.3.2 – 7.5.3.3
- 7.5.3.5 โมเดลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ต้องสามารถพยากรณ์แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.3.5.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.3.5.1.1 โมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ทุก 15 นาที ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
 - 7.5.3.5.1.2 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ทุก 15 นาที ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
 - 7.5.3.5.2 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาภายนอก มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.3.5.2.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ทุก 15 นาที ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
 - 7.5.3.5.3 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะยาว มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.3.5.3.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 100 วัน (100 Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) สูงสุดและต่ำสุดรายวัน วันละ 1 ครั้ง ได้แก่ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) สูงสุด ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, ... ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ต่ำสุด ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, ...



- 7.5.3.6 สามารถแสดงค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์โดยใช้ค่าดัชนี Root Mean Square Error (RMSE) และ Mean Absolute Percentage Error (MAPE) เป็นอย่างน้อย
- 7.5.3.7 การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จะต้องมีการจัดทำการเรียนรู้ใหม่ (Retraining Model) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.5.3.7.1 กรณีที่ผู้ใช้งาน ต้องการจัดทำการเรียนรู้ใหม่เอง (Manual Retraining)
 - 7.5.3.7.2 กรณีที่ค่าความคลาดเคลื่อนจากผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) เกินกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนด (Auto Retraining) โดยผู้ใช้งานต้องสามารถกำหนดหรือตั้งค่า (Configuration) ค่าความคลาดเคลื่อนเองได้
 - 7.5.3.7.3 ตามช่วงเวลาที่กำหนด (Periodic Retraining)
- 7.5.3.8 ผลลัพธ์จากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จะต้องรวม (Aggregate) และแยกตามระดับแรงดันไฟฟ้า โดยมีลำดับชั้นของการรวมอย่างน้อย ดังนี้
- 7.5.3.8.1 แบ่งตามรายสถานีไฟฟ้า
 - 7.5.3.8.2 แบ่งตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.5.3.8.3 แบ่งตามรายจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.5.3.8.4 แบ่งตามรายการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.5.3.8.5 แบ่งตามรายภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.5.3.8.6 ภาครวมของประเทศไทย
- 7.5.4 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.4.1 ระบบต้องคำนวณค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) โดยเกิดจากผลต่างระหว่างค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าหรือกลุ่มผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast) และพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ณ ช่วงเวลาการพยากรณ์เดียวgan

- 7.5.4.2 ระบบต้องสร้างกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Default Group) ตามจังหวัด ตามการไฟฟ้าเขต ตามภาค และภาพรวมของประเทศไทย
- 7.5.4.3 ระบบต้องสามารถกำหนด (Create) กลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group) ได้เองเพิ่มเติม โดยแต่ละกลุ่มต้องสามารถเลือก (Select) แหล่งผลิตไฟฟ้าหรือกลุ่มผลิตไฟฟ้า (Generation Group) และเลือก (Select) ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Group) ตามความต้องการใช้งานได้
- 7.5.4.4 การพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) จะต้องพยากรณ์แยกตามกลุ่ม Imbalance Group ตามข้อ 7.5.4.2 และ 7.5.4.3
- 7.5.4.5 ไม่เดลพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ต้องสามารถพยากรณ์แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.4.5.1 ไม่เดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.4.5.1.1 ไม่เดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ทุก 15 นาที ทุก Imbalance Group ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
 - 7.5.4.5.1.2 ไม่เดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ทุก 15 นาที ทุก Imbalance Group ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
 - 7.5.4.5.2 ไม่เดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.4.5.2.1 ไม่เดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ทุก 15 นาที ทุก Imbalance Group ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
- 7.5.4.6 สามารถแสดงค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์โดยใช้ค่าดัชนี Root Mean Square Error (RMSE) และ Mean Absolute Percentage Error (MAPE) เป็นอย่างน้อย

- 7.5.5 พัฒนาฟังก์ชันเพื่อการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในระบบจำหน่าย 22 kV และ 33 kV และระบบจำหน่ายแรงดัน 230/400 V ณ จุดที่ กฟภ. กำหนด เช่น จุดเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้า เป็นต้น โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.5.1 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) จะต้องพยากรณ์แยกตามรายจุดเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.5.5.2 โมเดลพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ระบบจำหน่าย 22 kV และ 33 kV และระบบจำหน่ายแรงดัน 230/400 V จะต้องพัฒนาบนหลักการของ Model-Free Algorithms โดยไม่ใช้ข้อมูลแบบจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Network Modeling)
 - 7.5.5.3 โมเดลพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) พัฒนาโดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) อย่างน้อย 4 แบบจำลอง ได้แก่
 - 7.5.5.3.1 Linear Regression
 - 7.5.5.3.2 Artificial Neural Network (ANN)
 - 7.5.5.3.3 Support Vector Machine (SVM)
 - 7.5.5.3.4 Long Short-Term Memory (LSTM)
 - 7.5.5.4 ระบบต้องสามารถรองรับการนำเข้า (Upload) โมเดลพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) เพิ่มเติมได้ในภายหลัง
 - 7.5.5.5 ระบบสามารถปรับเปลี่ยนโมเดลพยากรณ์ที่จะใช้งาน ตามข้อ 7.5.5.2 – 7.5.5.3 ได้
 - 7.5.5.6 โมเดลพยากรณ์พยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ระบบจำหน่าย 22 kV และ 33 kV และระบบจำหน่ายแรงดัน 230/400 V สามารถพยากรณ์เป็นตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.5.6.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.5.6.1.1 โมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ทุก 15 นาที ทุกจุดเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
 - 7.5.5.6.1.2 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ทุก

- 15 นาที ทุกจุดเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
- 7.5.5.6.2 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.5.6.2.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ทุก 15 นาที ทุกจุดเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
- 7.5.5.7 สามารถแสดงค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์โดยใช้ค่าดัชนี Root Mean Square Error (RMSE), Mean Absolute Percentage Error (MAPE) และ R-squared เป็นอย่างน้อย
- 7.5.5.8 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) จะต้องมีการจัดทำการเรียนรู้ใหม่ (Retraining Model) ตามเงื่อนไขดังนี้
- 7.5.5.8.1 กรณีที่ผู้ใช้งาน ต้องการจัดทำการเรียนรู้ใหม่เอง (Manual Retraining)
- 7.5.5.8.2 กรณีที่ค่าความคลาดเคลื่อนจากผลการการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) เกินกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่กำหนด (Auto Retraining) โดยผู้ใช้งานต้องสามารถกำหนดหรือตั้งค่า (Configuration) ค่าความคลาดเคลื่อนเองได้
- 7.5.5.8.3 ตามช่วงเวลาที่กำหนด (Periodic Retraining)
- 7.5.6 พัฒนาฟังก์ชันการพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.6.1 กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้า คือ กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) สูงสุดของแหล่งผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ที่สามารถปล่อยเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกิน (Over Voltage) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 7.5.6.2 โมเดลพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า จะต้องพัฒนาบนหลักการของ Model-Free Algorithms โดยไม่ใช้ข้อมูลแบบจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Network Modeling)



- 7.5.6.3 โมเดลพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า สามารถประยุกต์ใช้โมเดลการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) เพื่อหากำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) สูงสุดของแต่ละแหล่งผลิตไฟฟ้า ที่สามารถปล่อยเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเกิน (Over Voltage) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 7.5.6.4 การพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า จะต้องพยากรณ์แยกตามรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.5.6.5 โมเดลพยากรณ์ต้องสามารถพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.6.5.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.6.5.1.1 โมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ทุก 15 นาที ทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
 - 7.5.6.5.1.2 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ทุก 15 นาที ทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
 - 7.5.6.5.2 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.6.5.2.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ทุก 15 นาที ทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า

- 7.5.7 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. ณ จุดเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.5.7.1 ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการ คือ ผลต่างระหว่างค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าและค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้า (Gen Forecast)

7.5.7.1.1 ถ้า DOE มากกว่า Gen Forecast ดังนั้น Hosting Capacity = DOE - Gen Forecast

7.5.7.1.2 ถ้า DOE น้อยกว่าหรือเท่ากับ Gen Forecast ดังนั้น Hosting Capacity = 0

7.5.7.2 ไม่เดลพยากรณ์ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. ต้องพัฒนาบนหลักการของ Model-Free Algorithms โดยไม่ใช้ข้อมูลแบบจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Network Modeling)

7.5.7.3 การพยากรณ์ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. จะต้องพยากรณ์แยกตามจุดเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า

7.5.7.4 ไม่เดลพยากรณ์ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.5.7.4.1 ไม่เดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้

7.5.7.4.1.1 ไม่เดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ทุก 15 นาที ทุกวงจรไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า

7.5.7.4.1.2 ไม่เดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ขีดความสามารถการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ทุก 1 วัน ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน, 2 วัน, 3 วัน, 4 วัน, 5 วัน, 6 วัน, 7 วัน รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 7 ค่า

- ✓
- Capacity) ทุก 15 นาที ทุกวันจะไฟฟ้าได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
- 7.5.7.4.2 ไมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.7.4.2.1 ไมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์ขีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ทุก 15 นาที ทุกวันจะไฟฟ้าได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
- 7.5.8 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เนื่องจากมีผลกระทบกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.8.1 กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. คือ ผลต่างระหว่างค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้า (Gen Forecast) และค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.5.8.1.1 ถ้า Gen Forecast มากกว่า DOE ดังนั้น Capacity Curtailment = Gen Forecast - DOE
- 7.5.8.1.2 ถ้า Gen Forecast น้อยกว่าหรือเท่ากับ DOE ดังนั้น Capacity Curtailment = 0
- 7.5.8.2 ไมเดลพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ต้องพัฒนาบนหลักการของ Model-Free Algorithms โดยไม่ใช้ข้อมูลแบบจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Network Modeling)
- 7.5.8.1 การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. จะต้องพยากรณ์แยกตามแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.5.8.2 ไมเดลพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 7.5.8.2.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.8.2.1.1 โมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ทุก 15 นาที ทุกวันจริงไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
- 7.5.8.2.1.2 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ทุก 15 นาที ทุกวันจริงไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
- 7.5.8.2.2 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาภาระกลาง มีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.8.2.2.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ทุก 15 นาที ทุกวันจริงไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
- 7.5.9 พัฒนาฟังก์ชันพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เนื่องจากมีผลกระทบกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า โดยประยุกต์ใช้ความสามารถของเทคโนโลยีการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.9.1 พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. คือ ผลคูณของกำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) และเวลาเป็นช่วงโมง มีหน่วยเป็น kWh หรือ MWh

- 7.5.9.2 พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. จะต้องพยากรณ์แยกตามแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.5.9.3 โมเดลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. แบ่งตามช่วงเวลา โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.5.9.3.1 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะสั้น มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.9.3.1.1 โมเดลพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ต้องสามารถพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ทุก 15 นาที ทุกวันจริงไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 360 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 24 ค่า
 - 7.5.9.3.1.2 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ทุก 15 นาที ทุกวันจริงไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า
 - 7.5.9.3.2 โมเดลพยากรณ์ในช่วงเวลาระยะกลาง มีรายละเอียดดังนี้
 - 7.5.9.3.2.1 โมเดลพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ต้องสามารถพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ทุก 15 นาที ทุกวันจริงไฟฟ้า ได้แก่ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ... รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 1,344 ค่า
- 7.5.10 ผู้รับจ้างต้องพัฒนาฟังก์ชันตามข้อ 7.5.1-7.5.9 ให้มีความแม่นยำและสามารถนำไปใช้ในการดำเนินงานของ กฟภ. ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ ค่าความคลาดเคลื่อนของแต่ละฟังก์ชันถูกกำหนดให้ยอมรับผลการพยากรณ์ได้ดังนี้

✓

พิจารณา	โมเดลพยากรณ์	ตัวชี้วัด Error
RE Forecast (ข้อ 7.5.1)	<u>แหล่งผลิตไฟฟ้า ประเภทพลังงานแสงอาทิตย์</u> ช่วงเวลาระยะเวลาสั้น <ul style="list-style-type: none"> ● Intraday ● Day-Ahead ช่วงเวลาระยะเวลากลาง <ul style="list-style-type: none"> ● 2 Week-Ahead <u>แหล่งผลิตไฟฟ้า ประเภทพลังงานลม</u> ช่วงเวลาระยะเวลาสั้น <ul style="list-style-type: none"> ● Intraday ● Day-Ahead ช่วงเวลาระยะเวลากลาง <ul style="list-style-type: none"> ● 2 Week-Ahead 	Weighted MAPE < 5 % Weighted MAPE < 10 % Weighted MAPE < 15 % Weighted MAPE < 10 % Weighted MAPE < 20 % Weighted MAPE < 25 %
Actual Demand (ข้อ 7.5.2)	ช่วงเวลาระยะเวลาสั้น ช่วงเวลาระยะเวลากลาง	MAPE < 10 % MAPE < 15 %
Load Forecast (ข้อ 7.5.3)	ช่วงเวลาระยะเวลาสั้น ช่วงเวลาระยะเวลากลาง	MAPE < 10 % MAPE < 15 %
Voltage Prediction (ข้อ 7.5.5)	ช่วงเวลาระยะเวลาสั้น แรงดันต่ำ 220/380V แรงดันกลางและแรงสูง 22kV/33kV	MAPE < 1 % และ R-squared > 0.90 MAPE < 3 % และ R-squared > 0.90

7.6 การจัดทำส่วนแสดงผล (User Interface: UI)

- 7.6.1 ส่วนแสดงผลการใช้งานของระบบ PEA RE Forecast Platform จะต้องแสดงผลในรูปแบบ Web Application ในลักษณะ Responsive Web และสามารถเลือกแสดงผลได้ทั้งภาษาไทยและภาษาอังกฤษ
- 7.6.2 สามารถรองรับการแสดงผลรูปแบบ Web-based Application ส่วนแสดงผลภาพรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Real-time) และพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เขื่อมต่อ กฟภ. (RE Forecast) ทั้งนี้ผู้ใช้งานสามารถเลือกแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้งานสามารถกำหนดช่วงเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.2.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลาระยะเวลาสั้นของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟหรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.2.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้

- 7.6.2.1.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime)
 7.6.2.1.1.2 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
 7.6.2.1.1.3 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
 7.6.2.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถปรับรูปแบบการแสดงผลของกราฟภาพรวมการผลิตไฟฟ้า โดยสามารถปรับการแสดงผลได้อย่างน้อยดังนี้
 7.6.2.1.2.1 สามารถแสดงค่าในรูปแบบของกราฟเส้น (Line Chart)
 7.6.2.1.2.2 สามารถแสดงค่าในรูปแบบของกราฟแท่ง (Bar Chart) โดยที่สามารถจำแนกข้อมูล (Stack) ตามประเภทเชื้อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลม และแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
 7.6.2.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
 7.6.2.1.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
 7.6.2.1.5 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา ระยะเวลาสั้นของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.1.1, 7.6.2.1.3 – 7.6.2.1.4
 7.6.2.1.6 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา ระยะเวลาสั้นของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลม จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.1.1, 7.6.2.1.3 – 7.6.2.1.4

- 7.6.2.1.7 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา ระยะสั้น ของทุกแหล่งพลังงาน แสงอาทิตย์และพลังงานลม จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.1.1, 7.6.2.1.3 – 7.6.2.1.4
- 7.6.2.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา ระยะกลาง ของทุกแหล่งพลังงานหมุนเวียน จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.2.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.2.2.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime)
 - 7.6.2.2.1.2 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
 - 7.6.2.2.1.3 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 - 7.6.2.2.1.4 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
 - 7.6.2.2.2 ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
 - 7.6.2.2.2.1 ผู้ใช้งานต้องสามารถปรับรูปแบบการแสดงผลของกราฟภาพรวมการผลิตไฟฟ้า โดยสามารถปรับการแสดงผลได้อย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.2.2.2.1.1 สามารถแสดงค่าในรูปแบบของกราฟเส้น (Line Chart)
 - 7.6.2.2.2.1.2 สามารถแสดงค่าในรูปแบบของกราฟแท่ง (Bar Chart) โดยที่สามารถจำแนกข้อมูล (Stack) ตามประเภทเชือเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ แหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ และแหล่งพลังงานลม และแหล่งพลังงานอื่นๆ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.2.2.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.2.2.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์กำลัง

การผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด

- 7.6.2.2.5 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา รายวัน ของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.2.1, 7.6.2.2.3 – 7.7.2.2.4
- 7.6.2.2.6 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา รายกลาง ของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า พลังงานลม จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.2.1, 7.6.2.2.3 – 7.7.2.2.4
- 7.6.2.2.7 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา รายกลาง ของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า ยกเว้นพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.2.1, 7.6.2.2.3 – 7.7.2.2.4
- 7.6.2.3 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลา รายวัน ของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 1 วัน ในรูปแบบของกราฟ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.2.3.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.2.3.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) สูงสุดรายวัน
 - 7.6.2.3.1.2 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ต่ำสุดรายวัน
 - 7.6.2.3.1.3 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)
 - 7.6.2.3.1.4 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าต่ำสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)
- ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้

- 7.6.2.3.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถปรับรูปแบบการแสดงผลของกราฟ ภาพรวมการผลิตไฟฟ้า โดยสามารถปรับการแสดงผลได้อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.2.3.2.1 สามารถแสดงค่าในรูปแบบของกราฟเส้น (Line Chart)
 - 7.6.2.3.2.2 สามารถแสดงค่าในรูปแบบของกราฟแท่ง (Bar Chart) โดยที่สามารถจำแนกข้อมูล (Stack) ตามประเภทเชือเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า ได้แก่ แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลม และแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.2.3.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องแสดงข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 ของเดือนปัจจุบัน ถึงวันสุดท้ายของเดือนที่ 4 หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.2.3.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) สูงสุดรายวัน ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ต่อสุตรายวัน ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าต่อสุตรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 1 วัน โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.2.3.5 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลาระยะยาวของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 1 วัน ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.3.1, 7.6.2.3.3 – 7.6.2.3.4
- 7.6.2.3.6 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลาระยะยาวของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้า พลังงานลม จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 1 วัน ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.3.1, 7.6.2.3.3 – 7.6.2.3.4
- 7.6.2.3.7 ส่วนแสดงผลภาพรวมการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวม (Total) ในช่วงเวลาระยะยาวของทุกแหล่งผลิตไฟฟ้ายกเว้น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 1 วัน ในรูปแบบของกราฟเส้น โดยมีรายละเอียดดังข้อ 7.6.2.3.1, 7.6.2.3.3 – 7.6.2.3.4

- 7.6.2.4 แสดงค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของทุกแหล่งพลังผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. โดยใช้ค่า ล่าสุด ในหน่วย MW
- 7.6.2.5 แสดงสัดส่วน (Ratio) ของกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของทุกแหล่ง พลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบของ Pie-Chart โดยแยกตามประเภทเชือเพลิงของแหล่งพลัง ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- 7.6.2.6 แสดงค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของโรงไฟฟ้าของ กฟผ. โดยใช้ ค่าล่าสุด ในหน่วย MW
- 7.6.2.7 แสดงค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของทุกแหล่งพลังผลิตไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. โดยใช้ค่าล่าสุด ในหน่วย MW
- 7.6.2.8 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.2.8.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพ อากาศของวันนั้นๆ
 - 7.6.2.8.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
 - 7.6.2.8.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.2.9 แสดงจำนวนและผลรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งพลัง ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. บนแผนที่ที่ แสดงพื้นที่การให้บริการของ กฟภ. โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.2.9.1 แสดงแผนที่การให้บริการของ กฟภ. ในรูปแบบแผนที่ ภูมิศาสตร์แยกตามแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.2.9.2 แสดงจำนวนและผลรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งพลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. โดยแยกตามแต่ละการไฟฟ้าเขต
- 7.6.3 ส่วนแสดงผลผังก์ขั้นการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งพลังงาน หมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast)
- 7.6.3.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลัง ผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาระยะสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีใน รูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียด อย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.3.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและ ประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.3.1.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime)

- 7.6.3.1.1.2 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.3.1.1.3 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.3.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.3.1.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.3.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.3.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.3.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.3.1.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.3.1.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.3.1.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.3.1.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.3.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.3.1.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด

- 7.6.3.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.3.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
 - 7.6.3.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
 - 7.6.3.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.3.1.6 แสดงค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.3.1.7 แสดงสัดส่วน (Ratio) ของค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด ตามประเภทเชื้อเพลิง ในรูปแบบของ Pie Chart หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.3.2 ส่วนแสดงผลรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลา ระยะกลาง จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.3.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกัน และประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.3.2.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime)
 - 7.6.3.2.1.2 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
 - 7.6.3.2.1.3 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 - 7.6.3.2.1.4 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
 - ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
 - 7.6.3.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.3.2.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.3.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.3.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.3.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.

- 7.6.3.2.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.3.2.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
- 7.6.3.2.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
- 7.6.3.2.2.8 ภาพรวมของประเทศ
- 7.6.3.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผล ได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.3.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.3.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.3.2.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.3.3 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดรายวัน ในช่วงเวลาระยะเวลาโดยจะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 1 วัน ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.3.3.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.3.3.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) สูงสุดรายวัน
- 7.6.3.3.1.2 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ต่ำสุดรายวัน

- 7.6.3.3.1.3 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)
- 7.6.3.3.1.4 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าต่ำสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)
- ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.3.3.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตาม ระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.3.3.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.3.3.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.3.3.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.3.3.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.3.3.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการ ของ กฟภ.
 - 7.6.3.3.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.3.3.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.3.3.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.3.3.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผล ได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.3.3.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 ของเดือน ปัจจุบัน ถึงวันสุดท้ายของเดือนที่ 4 หรือ ตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.3.3.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งาน กำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลา เริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้

- 7.6.3.3.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) สูงสุดรายวัน ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ต่ำสุดรายวัน ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าต่ำสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 1 วัน โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.3.4 การแสดงผลงานแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.3.4.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เท็นชอป เพื่อใช้แสดงผลงานระบบแสดงผล (User Interface)
 - 7.6.3.4.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length
 - 7.6.3.4.3 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
 - 7.6.3.4.4 สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัดของผู้ใช้งาน
 - 7.6.3.4.5 สามารถแสดงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้า บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
 - 7.6.3.4.6 สามารถเลือกแหล่งผลิตไฟฟ้าที่จะแสดงผลงานแผนที่ภูมิศาสตร์ได้ตามประเภทเชือเพลิง
 - 7.6.3.4.7 สามารถแสดงเชือแหล่งผลิตไฟฟ้า และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุดของแหล่งผลิตไฟฟ้าบนแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) ในตำแหน่งใกล้กับแหล่งผลิตไฟฟ้านั้น
 - 7.6.3.4.8 เมื่อผู้ใช้งานวางลูกศร (Cursor) บนสัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า สามารถแสดงผลในรูปของหน้าต่างย่อย (Modal, Pop-up) ที่ปรากฏบนหน้าแผนที่ภูมิศาสตร์ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
 - 7.6.3.4.8.1 เชือแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.3.4.8.2 ประเภทเชือเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.3.4.8.3 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (ถ้ามี)
 - 7.6.3.4.8.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขาย (ถ้ามี)



- 7.6.3.4.8.5 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.3.4.8.6 อื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.3.4.9 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) สัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ต้องสามารถเลือกส่วนแสดงผลการพยากรณ์กำลังการผลิตระยะสั้น หรือระยะกลาง หรือระยะยาว ตามข้อ 7.6.3.1, 7.6.3.2, 7.6.3.3 ได้ โดยเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดข้อมูลของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.3.4.8 ด้วย
- 7.6.4 ส่วนแสดงผลพังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand)
- 7.6.4.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ในช่วงเวลา ระยะสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.4.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.4.1.1.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime)
- 7.6.4.1.1.2 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.4.1.1.3 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.4.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.4.1.2.1 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.4.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.

✓

- 7.6.4.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
- 7.6.4.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
- 7.6.4.1.2.5 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.4.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.4.1.4 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.4.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.4.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
- 7.6.4.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
- 7.6.4.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.4.1.6 แสดงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.4.1.7 ส่วนแสดงผลภาพรวมค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะเวลา ที่ ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูล

✓

- ที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.4.1.2 ได้ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.4.1.7.1 ชื่อสถานีไฟฟ้าจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.4.1.7.2 จำนวนสถานีไฟฟ้าในวงจรสายส่ง
 - 7.6.4.1.7.3 จำนวนแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.4.1.7.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.4.1.7.5 ค่าอินๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.4.1.7.6 มี ปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถ เปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียด ภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วง เวลา ระยะสั้น ที่ถูกเลือก
- 7.6.4.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วง เวลาระยะกลาง จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของ กราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.4.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและ ประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.4.2.1.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime)
 - 7.6.4.2.1.2 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday)
 - 7.6.4.2.1.3 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 - 7.6.4.2.1.4 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
 - ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้

- 7.6.4.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.4.2.2.1 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.4.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.4.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.4.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.4.2.2.5 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.4.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.4.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.4.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.4.2.4 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.4.2.5 ส่วนแสดงผลภาพรวมค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วงเวลา

ระบบกลาง ที่ ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.4.2.2 ได้ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

- 7.6.4.2.5.1 ชื่อสถานีไฟฟ้าจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.4.2.5.2 จำนวนสถานีไฟฟ้าในวงจรสายส่ง
 - 7.6.4.2.5.3 จำนวนแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.4.2.5.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.4.2.5.5 ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า
 - 7.6.4.2.5.6 ค่าอื่นๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.4.2.5.7 มี ปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะกลาง ที่ถูกเลือก
- 7.6.4.3 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. สูงสุด และต่ำสุดรายวัน ในช่วงเวลา ระยะยาว โดยจะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 1 วัน ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.4.3.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.4.3.1.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) สูงสุดรายวัน
 - 7.6.4.3.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) ต่ำสุดรายวัน
 - 7.6.4.3.1.3 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซึ่งขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. สูงสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)

- 7.6.4.3.1.4 พยายกรณ์ความต้องการไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ประจำสัปดาห์ ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.4.3.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.4.3.2.1 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.4.3.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.4.3.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
- 7.6.4.3.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
- 7.6.4.3.2.5 ภาพรวมของประเทศ
- 7.6.4.3.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.4.3.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 ของเดือนปัจจุบัน ถึงวันสุดท้ายของเดือนที่ 4 หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.4.3.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.4.3.4 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) สูงสุดรายวัน ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Realtime) ประจำสัปดาห์ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. สูงสุด

รายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ต่อสุตรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 1 วัน โดยใช้ค่าล่าสุด

7.6.4.3.5 ส่วนแสดงผลภาพรวมค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะเวลา ที่ ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.4.3.2 ได้ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

- 7.6.4.3.5.1 ชื่อสถานีไฟฟ้าจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.4.3.5.2 จำนวนสถานีไฟฟ้าในวงจรสายส่ง
- 7.6.4.3.5.3 จำนวนแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.4.3.5.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.4.3.5.5 ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า
- 7.6.4.3.5.6 ค่าอื่นๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.4.3.5.7 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอค่อน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะเวลา ที่ลูกเลือก

7.6.5 ส่วนแสดงผลพังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast)

7.6.5.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ในช่วงเวลา ระยะเวลาสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้

- 7.6.5.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.5.1.1.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime)
 - 7.6.5.1.1.2 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)

- 7.6.5.1.1.3 พยายกรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.5.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตาม ระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.5.1.2.1 ข้อมูลรายผู้ใช้ไฟฟ้า
 - 7.6.5.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.5.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.5.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.5.1.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการ ของ กฟภ.
 - 7.6.5.1.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.5.1.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.5.1.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.5.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของ วันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดย ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.5.1.4 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยายกรณ์ความ ต้องการใช้ไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยายกรณ์ ความต้องการใช้ไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมา แสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.5.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยายกรณ์สภาพ อากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้



- 7.6.5.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอค่อน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
- 7.6.5.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
- 7.6.5.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.5.1.6 แสดงค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.5.2 ส่วนแสดงผลรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ในช่วงเวลา ระยะกลาง จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.5.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.5.2.1.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime)
- 7.6.5.2.1.2 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.5.2.1.3 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
- 7.6.5.2.1.4 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
- ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.5.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.5.2.2.1 ข้อมูลรายผู้ใช้ไฟฟ้า
- 7.6.5.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
- 7.6.5.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
- 7.6.5.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.5.2.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.5.2.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)

- 7.6.5.2.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
- 7.6.5.2.2.8 ภาพรวมของประเทศ
- 7.6.5.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผล ได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.5.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวัน ล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.5.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งาน กำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลา เริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.5.2.4 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.5.3 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ล้วงหน้า 1 วัน ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.5.3.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.5.3.1.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ล้วงหน้า 1 วัน
- 7.6.5.3.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Realtime) ล้วงหน้า 3 วัน
- 7.6.5.3.1.3 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าล้วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)

- 7.6.5.3.1.4 พยายกรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อสุ่ดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.5.3.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.5.3.2.1 ข้อมูลรายผู้ใช้ไฟฟ้า
 - 7.6.5.3.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.5.3.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.5.3.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.5.3.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.5.3.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.5.3.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.5.3.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.5.3.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.5.3.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 ของเดือนปัจจุบัน ถึงวันสุดท้ายของเดือนที่ 4 หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.5.3.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.5.3.4 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) สูงสุดรายวัน ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ต่อสุ่ดรายวัน ค่า

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด รายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดรายวัน ล่วงหน้า 3 เดือน (3 Month-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 1 วัน โดยใช้ค่าล่าสุด

7.6.5.4 การแสดงผลงานแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้

7.6.5.4.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เสนอมา เพื่อใช้แสดงผลงานระบบแสดงผล (User Interface)

7.6.5.4.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length

7.6.5.4.3 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.

7.6.5.4.4 สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัดของผู้ใช้งาน

7.6.5.4.5 สามารถแสดงตำแหน่งของผู้ใช้ไฟฟ้า บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.

7.6.5.4.6 สามารถแสดงชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า และค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าบนแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) ในตำแหน่งใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้า นั้น

7.6.5.4.7 เมื่อผู้ใช้งานวางลูกศร (Cursor) บนสัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถแสดงผลในรูปของหน้าต่างย่อย (Modal, Pop-up) ที่ปรากฏบนหน้าแผนที่ภูมิศาสตร์ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้

7.6.5.4.7.1 ชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า

7.6.5.4.7.2 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด

7.6.5.4.7.3 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

7.6.5.4.7.4 อื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด

7.6.5.4.8 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) สัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของผู้ใช้ไฟฟ้า ต้องสามารถเลือกส่วนแสดงผลการพยากรณ์ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าระยะสั้น หรือระยะกลาง หรือระยะยาว ตามข้อ 7.6.5.1, 7.6.5.2, 7.6.5.3 ได้ โดยเปิด

หน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกเลือก และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 1.7.5.4.8 ด้วย

- 7.6.6 ส่วนแสดงผลฟังก์ชันพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance)
- 7.6.6.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ในช่วงเวลา ระยะสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.6.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.6.1.1.1 ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime)
 - 7.6.6.1.1.2 พยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
 - 7.6.6.1.1.3 พยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 - ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
 - 7.6.6.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.6.1.2.1 ข้อมูลของแต่ละกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
 - 7.6.6.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.6.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.6.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.6.1.2.5 ภาพรวมของประเทศ
 - 7.6.6.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของ

- วันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.6.1.4 ค่าความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.6.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.6.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
- 7.6.6.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
- 7.6.6.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.6.1.6 แสดงค่าความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.6.1.7 แสดงผลลัพธ์ของค่าความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.6.1.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.6.1.7.1 ชื่อกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
 - ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า ในกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
 - ชื่อผู้ไฟฟ้า ในกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
- 7.6.6.1.7.2 ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime)

D✓

- 7.6.6.1.7.3 ค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ของเหล่่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.6.1.7.4 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ของเหล่่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะสั้น ของกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group) ที่เลือก
- 7.6.6.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า ในช่วงเวลา ระยะกลาง จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.6.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.6.2.1.1 พยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime)
- 7.6.6.2.1.2 พยากรณ์พยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.6.2.1.3 พยากรณ์พยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
- 7.6.6.2.1.4 พยากรณ์พยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
- ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.6.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.6.2.2.1 ข้อมูลของแต่ละกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)

- 7.6.6.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.6.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟท.1, กฟท.2, กฟท.3)
- 7.6.6.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟท.1, กฟท.2, กฟท.3))
- 7.6.6.2.2.5 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.6.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผล ได้ รายละเอียดดังนี้
- 7.6.6.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.6.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.6.2.4 ค่าความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Realtime) ค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.6.2.5 แสดงค่าความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.6.2.6 แสดงผลลัพธ์ของค่าความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.6.2.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

- 7.6.6.2.6.1 ชื่อกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
 ● ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า ในกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
 ● ชื่อผู้ใช้ไฟฟ้า ในกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group)
- 7.6.6.2.6.2 ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้าจริง (Realtime)
- 7.6.6.2.6.3 ค่าพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ล่าสุด
- 7.6.6.2.6.4 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงเวลาะยะกลาง ของกลุ่มพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance Group) ที่เลือก
- 7.6.7 ส่วนแสดงผลฟังก์ชันเพื่อการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในระบบจำหน่าย 22/33 kV และระบบจำหน่ายแรงดัน 230/400 V ณ จุดที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.7.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในช่วงเวลา ระยะสั้น รายจุดเชื่อมต่อโดยจะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.7.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.7.1.1.1 แรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime) ของจุดเชื่อมต่อ
- 7.6.7.1.1.2 พยากรณ์แรงดันไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday)

- 7.6.7.1.1.3 พยากรณ์แรงดันไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.7.1.2 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.7.1.3 ค่าแรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.7.1.4 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.7.1.4.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
 - 7.6.7.1.4.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
 - 7.6.7.1.4.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.7.1.5 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.7.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้าในช่วงเวลา ระยะกลาง รายแหล่งผลิตไฟฟ้าโดยจะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟ หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.7.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.7.2.1.1 ค่าแรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime)
 - 7.6.7.2.1.2 พยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้า ในระหว่างวัน (Intraday)
 - 7.6.7.2.1.3 พยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 - 7.6.7.2.1.4 พยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้า ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)

- ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.7.2.2 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.7.2.2.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.7.2.2.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.7.2.3 ค่าแรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์ค่าแรงดันไฟฟ้าล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.7.3 การแสดงผลบนแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.7.3.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เท็นชอป เพื่อใช้แสดงผลบนระบบแสดงผล (User Interface)
- 7.6.7.3.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length
- 7.6.7.3.3 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
- 7.6.7.3.4 สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัดของผู้ใช้งาน
- 7.6.7.3.5 สามารถแสดงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้า บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
- 7.6.7.3.6 สามารถเลือกแหล่งผลิตไฟฟ้า ที่จะแสดงผลบนแผนที่ภูมิศาสตร์ได้ตามประเภทเชื้อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.7.3.7 สามารถแสดงชื่อจุดเชื่อมต่อหรือแหล่งผลิตไฟฟ้า และค่าแรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุดบนแผนที่ภูมิศาสตร์

- (Geographic Map) ในตำแหน่งใกล้กับจุดเชื่อมต่อหรือแหล่งผลิตไฟฟ้านั้น
- 7.6.7.3.8 เมื่อผู้ใช้งานวางลูกศร (Cursor) บนสัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอค่อน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ระบบสามารถแสดงผลในรูปของหน้าต่างย่อย (Modal, Pop-up) ที่ปรากฏบนหน้าจอที่ภูมิศาสตร์ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.7.3.8.1 ชื่อจุดเชื่อมต่อหรือแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.7.3.8.2 ประเภทเชื้อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
 - 7.6.7.3.8.3 ค่าแรงดันไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
 - 7.6.7.3.8.4 อื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.7.3.9 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) สัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอค่อน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ต้องสามารถเลือกส่วนแสดงผลการพยากรณ์แรงดันไฟฟาระยะสั้น หรือระยะกลาง ตามข้อ 7.6.7.1, 7.6.7.2 ได้ โดยเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.7.3.8 ด้วย
- 7.6.7.4 ส่วนแสดงผลภาพรวมเหตุการณ์ (Alarm/Event) ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในช่วงเวลา ระยะสั้น ที่ส่งผลกระทบแรงดันไฟฟ้าเกิน (Over Voltage) ในรูปแบบตาราง (Tabular) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.7.4.1 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.7.4.1.1 ข้อมูลรายจุดเชื่อมต่อ
 - 7.6.7.4.1.2 ข้อมูลทุกจุดเชื่อมต่อของแต่ละวงจร
 - 7.6.7.4.1.3 ข้อมูลทุกจุดเชื่อมต่อของแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.7.4.1.4 ข้อมูลทุกจุดเชื่อมต่อของแต่ละจุดซึ่งอยู่ในไฟฟาระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.7.4.2 รูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในช่วงเวลา ระยะสั้น ที่ส่งผลกระทบแรงดันไฟฟ้าเกิน (Over Voltage) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.7.4.1 ได้ รายละเอียดของคอลัมน์

D✓

(Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

- | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>7.6.7.4.2.1</p> <p>7.6.7.4.2.2</p> <p>7.6.7.4.2.3</p> <p>7.6.7.4.2.4</p> <p>7.6.7.4.2.5</p> <p>7.6.7.4.2.6</p> <p>7.6.7.4.2.5</p> <p>7.6.7.3.8 ด้วย</p> | <p>ชื่อจุดเชื่อมต่อ หรือแหล่งผลิตไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ</p> <p>ชื่อวงจรไฟฟ้าหรือหัวสঁวจรอไฟฟ้า</p> <p>ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด</p> <p>กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ที่จุดเชื่อมต่อ หรือของแหล่งผลิตไฟฟ้า</p> <p>มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า ในช่วงเวลา ระยะสั้น จุดเชื่อมต่อ หรือของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ</p> <p>ระบบต้องแสดงรายละเอียด จุดเชื่อมต่อ หรือของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.7.1 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ</p> |
| <p>7.6.7.5</p> <p>7.6.7.5.1</p> <p>7.6.7.5.1.1</p> <p>7.6.7.5.1.2</p> <p>7.6.7.5.1.3</p> <p>7.6.7.5.1.4</p> <p>7.6.7.5.2</p> | <p>ส่วนแสดงผลภาพรวมเหตุการณ์ (Alarm/Event) ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในช่วงเวลา <u>ระยะกลาง</u> ที่ส่งผลกระทบแรงดันไฟฟ้าเกิน (Over Voltage) ในรูปแบบของตาราง (Tabular) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้</p> <p>ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้</p> <p>ข้อมูลรายจุดเชื่อมต่อ</p> <p>ข้อมูลทุกจุดเชื่อมต่อของแต่ละวงจร</p> <p>ข้อมูลทุกจุดเชื่อมต่อของแต่ละสถานีไฟฟ้า</p> <p>ข้อมูลทุกจุดเชื่อมต่อของแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.</p> <p>รูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในช่วงเวลา <u>ระยะกลาง</u></p> |

- ที่ส่งผลกระทบแรงดันไฟฟ้าเกิน (Over Voltage) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.7.5.1 ได้ รายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.7.5.2.1 ชื่อจุดเชื่อมต่อ หรือแหล่งผลิตไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
 - 7.6.7.5.2.2 ชื่อวงจรไฟฟ้าหรือหัวสংวันจราไฟฟ้า
 - 7.6.7.5.2.3 ค่าพยากรณ์แรงดันไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
 - 7.6.7.5.2.4 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ที่จุดเชื่อมต่อ หรือของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.7.5.2.5 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า ในช่วงเวลา ระยะกลาง ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก
 - 7.6.7.5.2.6 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.7.5.2.5 ระบบต้องแสดงรายละเอียดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.7.2 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.7.3.8 ด้วย
- 7.6.8 ส่วนแสดงผลพังก์ชันการพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ.
- 7.6.8.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
 - 7.6.8.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.8.1.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.8.1.1.2 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)



- 7.6.8.1.1.3 ค่าพยากรณ์ครอบการทำางานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.8.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.8.1.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.8.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.8.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.8.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.8.1.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.8.1.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.8.1.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.8.1.2.8 ภาพรวมของประเทศ
- 7.6.8.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดย ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.8.1.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ค่าพยากรณ์ครอบการทำางานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday)

และค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด

7.6.8.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้

7.6.8.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอค่อน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ

7.6.8.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน

7.6.8.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด

7.6.8.1.6 แสดงผลลัพธ์ของค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ในรูปแบบตาราง แสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.8.1.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

7.6.8.1.6.1 ชื่องจรไฟฟ้าหรือรหัสวงจรไฟฟ้า

7.6.8.1.6.2 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า

7.6.8.1.6.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า

7.6.8.1.6.4 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด

7.6.8.1.6.5 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอค่อน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงเวลาระยะเวลาสั้น ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก

- 7.6.8.1.6.6 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.8.1.6.5 ระบบต้องแสดงรายละเอียดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.8.1.3 – 7.6.8.1.4 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.8.3.8ด้วย
- 7.6.8.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วงเวลา ระยะกลาง จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.8.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกัน และประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.8.2.1.1 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.8.2.1.2 พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้า 14 วัน (2 Week-Ahead)
- 7.6.8.2.1.3 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 14 วัน (2 Week -Ahead)
- ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.8.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.8.2.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.8.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
- 7.6.8.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
- 7.6.8.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.8.2.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.8.2.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)

- 7.6.8.2.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟด.1, กฟด.2, กฟด.3))
- 7.6.8.2.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.8.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.8.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.8.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.8.2.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ล่วงหน้า 14 วัน (2 Week-Ahead) และค่าพยากรณ์กรอบการทำงานทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 14 วัน (2 Week -Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.8.2.5 แสดงผลลัพธ์ของค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.8.2.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.8.2.5.1 ชื่อวงจรไฟฟ้าหรือหัวส่วนจ่ายไฟฟ้า
- 7.6.8.2.5.2 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.8.2.5.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.8.2.5.4 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 14 วัน (2 Week-Ahead) ล่าสุด
- 7.6.8.2.5.5 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถ

เปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียด ภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในช่วง เวลาระยะเวลา ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก

7.6.8.2.5.6 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.8.2.5.5 ระบบต้องแสดงรายละเอียด ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมี รายละเอียด ตาม ข้อ 7.6.8.2.1 – 7.6.8.2.3 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตาม ข้อ 7.6.8.3.8 ด้วย

7.6.8.3 การแสดงผลงานแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียด อย่างน้อย ดังนี้

7.6.8.3.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการ ระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เท็นชอน เพื่อใช้แสดงผลงานระบบ แสดงผล (User Interface)

7.6.8.3.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length

7.6.8.3.3 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งาน ของ กฟภ.

7.6.8.3.4 สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัด ของผู้ใช้งาน

7.6.8.3.5 สามารถแสดงตำแหน่งของ บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งาน ของ กฟภ.

7.6.8.3.6 สามารถเลือกแหล่งผลิตไฟฟ้าที่จะแสดงผลงานแผนที่ ภูมิศาสตร์ได้ตามประเภทเชือเพลิง

7.6.8.3.7 สามารถแสดงชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า จริง (Realtime) และค่าพยากรณ์ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ล่าสุดของแหล่งผลิตไฟฟ้าบน แผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) ในตำแหน่งใกล้กับ แหล่งผลิตไฟฟ้านั้น

7.6.8.3.8 เมื่อผู้ใช้งานวางลูกศร (Cursor) บนสัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า สามารถแสดงผลใน

- รูปของหน้าต่างย่อย (Modal, Pop-up) ที่ปรากฏบนหน้า
แผ่นที่ภูมิศาสตร์ โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.8.3.8.1 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.8.3.8.2 ประเภทเชื้อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.8.3.8.3 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (ถ้ามี)
 - 7.6.8.3.8.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขาย
(ถ้ามี)
 - 7.6.8.3.8.5 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime)
ล่าสุด
 - 7.6.8.3.8.6 อื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.8.3.9 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) สัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ต้องสามารถเลือกส่วนแสดงผล ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระยะสั้น-ระยะกลาง ตาม ข้อ 7.6.4.1, 7.6.4.2 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบผล วัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้า ของ กฟภ. ในระยะสั้น-ระยะกลาง ตามข้อ 7.6.8.1, 7.6.8.2 รวมถึงแสดงผลการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าระยะยาว ตามข้อ 7.6.4.3 ได้ โดยเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดง รายละเอียดข้อมูลของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก และต้องมี ข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.8.3.8 ด้วย
- 7.6.9 ส่วนแสดงผลพังก์ชันพยากรณ์ชี้ดความสามารถให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. ณ จุดเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.9.1 การแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ชี้ด ความสามารถให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและ แผนที่ความร้อน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
 - 7.6.9.1.1 การแสดงผลการพยากรณ์ชี้ดความสามารถให้บริการ เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ในช่วง เวลาระยะสั้น ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกัน และประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.9.1.1.1 ค่าชี้ดความสามารถให้บริการ เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าล่าสุด (Realtime)
 - 7.6.9.1.1.2 ค่าพยากรณ์ชี้ดความสามารถ ให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ในระหว่างวัน (Intraday)

- 7.6.9.1.1.3 ค่าพยากรณ์ชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.9.1.1.4 การแสดงผล จะต้องแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.9.1.1.5 ค่าชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าล่าสุด (Realtime) และค่าพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) และ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผล จะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.9.1.2 การแสดงผลการพยากรณ์ชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ในช่วงเวลาระยะเวลากลาง ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.9.1.2.1 ค่าชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าล่าสุด (Realtime)
- 7.6.9.1.2.2 ค่าพยากรณ์ชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) ล่วงหน้า 2 สัปดาห์
- 7.6.9.1.2.3 การแสดงผล จะต้องแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันที่ 15) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.9.1.2.4 ค่าชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าล่าสุด (Realtime) และ ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมา

แสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดย
ใช้ค่าล่าสุด

7.6.9.2 การแสดงผลบนแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียด
อย่างน้อย ดังนี้

7.6.9.2.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการ
ระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic
Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service
หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เท็นชอบ เพื่อใช้แสดงผลบนระบบ
แสดงผล (User Interface)

7.6.9.2.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale
Length

7.6.9.2.3 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งาน
ของ กฟภ.

7.6.9.2.4 สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัด
ของผู้ใช้งาน

7.6.9.2.5 สามารถแสดงตำแหน่งของ บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม
Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งาน
ของ กฟภ.

7.6.9.2.6 สามารถแสดงผลของค่าพยากรณ์ขีดความสามารถในการ
ให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity)
บนวงจรระบบจำหน่าย 22 KV และ 33 KV และระบบ
จำหน่ายแรงต่ำ 230/400 V ในรูปแบบของแผนที่ความร้อน
(Heat Map) รวมถึงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้าบนแผนที่
ภูมิศาสตร์ โดยการแสดงผลตามสีของ Heat Map ให้ใช้สี
ตามที่ กฟภ. กำหนด

7.6.9.2.7 การแสดงผลบน Heat Map ให้ใช้ค่าพยากรณ์ในระหว่างวัน
(Intraday) ล่าสุด เป็นค่า default

7.6.9.2.8 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) วัน (Date) และเวลา
(Time) ที่จะใช้แสดงผลบน Heat Map ได้

7.6.9.2.9 เมื่อผู้ใช้งานวางลูกศร (Cursor) บนวงจรระบบจำหน่าย 22
KV และ 33 KV หรือระบบจำหน่ายแรงต่ำ 230/400 V
สามารถแสดงผลในรูปของหน้าต่างย่อย (Modal, Pop-up)
ที่ปรากฏบนหน้าแผนที่ภูมิศาสตร์ โดยมีรายละเอียดของ
วงจรไฟฟ้าที่วางลูกศร อย่างน้อย ดังนี้

7.6.9.2.9.1 ชื่อวงจรไฟฟ้า

7.6.9.2.9.2 ชื่อสถานีไฟฟ้า

62

- 7.6.9.2.9.3 ค่าขีดความสามารถในการให้บริการ เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
- 7.6.9.2.9.4 อื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.9.2.10 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) วงจรระบบจำหน่าย 22 KV และ 33 KV หรือระบบจำหน่ายแรงต่ำ 230/400 V ระบบต้องเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดข้อมูลของวงจรระบบจำหน่าย 22/33 KV หรือระบบจำหน่ายแรงต่ำ 230/400 V ถูกเลือก ตามข้อ 7.6.9.1.1 - 7.6.9.1.2
- 7.6.10 ส่วนแสดงผลฟังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ.
- 7.6.10.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในช่วงเวลาระยะสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.10.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.10.1.1.1 พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.10.1.1.2 พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.10.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.10.1.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.10.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
- 7.6.10.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
- 7.6.10.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.10.1.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.10.1.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)

- 7.6.10.1.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กพน.1, กพน.2, กพน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กพฉ.1, กพฉ.2, กพฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟท.1, กฟท.2, กฟท.3))
- 7.6.10.1.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.10.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.10.1.4 ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลดจริง (Real Capacity Curtailment) ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.10.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.10.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
 - 7.6.10.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
 - 7.6.10.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.10.1.6 แสดงค่ากำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลดจริง (Real Capacity Curtailment) ล่าสุด
- 7.6.10.1.7 แสดงผลลัพธ์ของค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.10.1.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.10.1.7.1 ชื่องจรไฟฟ้าหรือหัวสงจารไฟฟ้า
 - 7.6.10.1.7.2 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า

- 7.6.10.1.7.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.10.1.7.4 ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.10.1.7.5 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.10.1.7.6 ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.10.1.7.7 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในช่วงเวลาระยะเวลาสั้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก
- 7.6.10.1.7.8 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.10.1.7.7 ระบบ ต้องแสดงรายละเอียดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.10.1.1, 7.6.10.1.3 – 7.6.10.1.4 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.10.3.7 ด้วย
- 7.6.10.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ในช่วงเวลา ระยะกลาง จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.10.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.10.2.1.1 พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.10.2.1.2 พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)

- 7.6.10.2.1.3 พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.10.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.10.2.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.10.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.10.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.10.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.10.2.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.10.2.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
 - 7.6.10.2.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
 - 7.6.10.2.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.10.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.10.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของวันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวันล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
 - 7.6.10.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลาเริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้
- 7.6.10.2.4 ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลดจริง (Real Capacity Curtailment) ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่

จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด

- 7.6.10.2.5 แสดงผลลัพธ์ของค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.10.2.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.10.2.5.1 ชื่องจรไฟฟ้าหรือรหัสวงจรไฟฟ้า
 - 7.6.10.2.5.2 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.10.2.5.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.10.2.5.4 ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
 - 7.6.10.2.5.5 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 14 วัน (2 Week -Ahead) ล่าสุด
 - 7.6.10.2.5.6 ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ล่วงหน้า 14 วัน (2 Week -Ahead) ล่าสุด
 - 7.6.10.2.5.7 มีปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอค่อน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์ กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในช่วงเวลา ระยะเวลาของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.10.2.5.7 ระบบต้องแสดงรายละเอียดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.10.2.1, 7.6.10.2.3 – 7.6.10.2.4

และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ
7.6.10.3.7 ด้วย

- 7.6.10.3 การแสดงผลบนแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.10.3.1 ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เห็นชอบ เพื่อใช้แสดงผลบนระบบแสดงผล (User Interface)
- 7.6.10.3.2 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length
- 7.6.10.3.3 สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
- 7.6.10.3.4 สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัดของผู้ใช้งาน
- 7.6.10.3.5 สามารถแสดงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้า บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
- 7.6.10.3.6 สามารถเลือกแหล่งผลิตไฟฟ้าที่จะแสดงผลบนแผนที่ภูมิศาสตร์ได้ตามประเภทเชือเพลิง
- 7.6.10.3.7 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) สัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ต้องสามารถเลือกส่วนแสดงผลการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด ระยะสั้น หรือระยะกลาง ตามข้อ 7.6.10.1 และ 7.6.10.2 ได้ โดยเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดข้อมูลของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ดังนี้
- 7.6.10.3.7.1 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.10.3.7.2 ประเภทเชือเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.10.3.7.3 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (ถ้ามี)
 - 7.6.10.3.7.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขาย (ถ้ามี)
 - 7.6.10.3.7.5 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุด
 - 7.6.10.3.7.6 อื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.10.3.8 สามารถแสดงผลของค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) บ่วงระบบ จำหน่าย 22 KV และ 33 KV และระบบจำหน่ายแรงต่ำ

230/400 V ในรูปแบบของแผนที่ความร้อน (Heat Map) รวมถึงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้าบนแผนที่ภูมิศาสตร์ โดยการแสดงผลตามสีของ Heat Map ให้ใช้สีตามที่ กฟภ. กำหนด

- 7.6.10.3.9 การแสดงผลงาน Heat Map ให้ใช้ค่าพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด เป็นค่า default
- 7.6.10.3.10 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) วัน (Date) และเวลา (Time) ที่จะใช้แสดงผลงาน Heat Map ได้
- 7.6.11 ส่วนแสดงผลพัฒนาพงกชันพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ.
- 7.6.11.1 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ในช่วงเวลา ระยะสั้น จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาทีในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือ ตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.11.1.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.11.1.1.1 พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday)
 - 7.6.11.1.1.2 พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
 - ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.11.1.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับขั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
 - 7.6.11.1.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.11.1.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
 - 7.6.11.1.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
 - 7.6.11.1.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
 - 7.6.11.1.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
 - 7.6.11.1.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)

- 7.6.11.1.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟอ.1, กฟอ.2, กฟอ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
- 7.6.11.1.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.11.1.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ คือ แบบแสดงข้อมูล 1 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันปัจจุบัน) และแบบแสดงข้อมูล 2 วัน (00.00 น. ถึงเวลา 24.00 น. ของวันถัดไป) หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผลได้
- 7.6.11.1.4 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday) และค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.11.1.5 แสดงค่าสภาพอากาศ (Weather) และค่าพยากรณ์สภาพอากาศ (Weather Forecast) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.11.1.5.1 สภาพอากาศในรูปแบบของไอคอน (Icon) ที่แสดงถึงสภาพอากาศของวันนั้นๆ
 - 7.6.11.1.5.2 อุณหภูมิเฉลี่ยของช่วงเวลาที่เข้าใช้งาน
 - 7.6.11.1.5.3 ค่าพยากรณ์อุณหภูมิเฉลี่ยล่วงหน้ารายชั่วโมง ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.11.1.6 แสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ล่าสุด
- 7.6.11.1.7 แสดงผลลัพธ์ของค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.11.1.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.11.1.7.1 ชื่อวงจรไฟฟ้าหรือหัวส่งจ่ายไฟฟ้า
 - 7.6.11.1.7.2 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า

- 7.6.11.1.7.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.11.1.7.4 ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.11.1.7.5 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.11.1.7.6 ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.11.1.7.7 ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
- 7.6.11.1.7.8 มีปุ่ม (Button) หรือสัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ในช่วงเวลาระยะเวลาสั้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก
- 7.6.11.1.7.9 เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.11.1.7.8 ระบบต้องแสดงรายละเอียดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.11.1.1, 7.6.11.1.3 – 7.6.11.1.4 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.11.3.7ด้วย
- 7.6.11.2 ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ในช่วงเวลา~~ระยะเวลา~~ จะต้องแสดงผลเป็นข้อมูลราย 15 นาที ในรูปแบบของกราฟและตาราง หรือตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.11.2.1 ข้อมูลที่ใช้แสดงผล จะต้องแสดงผลพร้อมกันและประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อยดังนี้
- 7.6.11.2.1.1 พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Real Energy Curtailment)

- 7.6.11.2.1.2 พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday)
- 7.6.11.2.1.3 พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead)
- 7.6.11.2.1.4 พยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead)
ทั้งนี้ ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกที่จะแสดงหรือปิดการแสดง (Visible/Invisible) ข้อมูลข้างต้นได้
- 7.6.11.2.2 ผู้ใช้งานต้องสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลได้ ตามลำดับชั้นของข้อมูลและตามระดับแรงดันไฟฟ้า อย่างน้อยดังนี้
- 7.6.11.2.2.1 ข้อมูลรายแหล่งผลิตไฟฟ้า
- 7.6.11.2.2.2 ข้อมูลรวมแต่ละวงจร
- 7.6.11.2.2.3 ข้อมูลรวมแต่ละสถานีไฟฟ้า
- 7.6.11.2.2.4 ข้อมูลรวมแต่ละจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ.
- 7.6.11.2.2.5 ข้อมูลรวมแต่ละจังหวัด ในพื้นที่ให้บริการของ กฟภ.
- 7.6.11.2.2.6 ข้อมูลรวมแต่ละการไฟฟ้าเขต (ทั้งหมด 12 เขต ได้แก่ กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3, กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3, กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3, กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3)
- 7.6.11.2.2.7 ข้อมูลรวมแต่ละภาค (ทั้งหมด 4 ภาค ได้แก่ ภาคเหนือ (กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กฟฉ.1, กฟฉ.2, กฟฉ.3) ภาคกลาง (กฟก.1, กฟก.2, กฟก.3) และภาคใต้ (กฟต.1, กฟต.2, กฟต.3))
- 7.6.11.2.2.8 ภาพรวมของประเทศไทย
- 7.6.11.2.3 รูปแบบที่ใช้ในการแสดงผล จะต้องประกอบด้วย 2 รูปแบบ โดยผู้ใช้งานต้องสามารถเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการแสดงผล ได้ มีรายละเอียดดังนี้
- 7.6.11.2.3.1 แบบแสดงข้อมูลตั้งแต่เวลา 00.00 น. ของ วันปัจจุบัน ถึงเวลา 24.00 น. ของวัน ล่วงหน้า 15 วัน หรือตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.11.2.3.2 แบบแสดงข้อมูลตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งาน กำหนด โดยผู้ใช้สามารถกำหนดเวลา

เริ่มต้น (Start Time) และเวลาสิ้นสุด (End Time) เองได้

- 7.6.11.2.4 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลดจริง (Real Energy Curtailment) ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ในระหว่างวัน (Intraday) ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 1 วัน (Day-Ahead) และค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week-Ahead) ที่นำมาแสดงผลจะต้องปรับปรุงทุก 15 นาที โดยใช้ค่าล่าสุด
- 7.6.11.2.5 แสดงผลลัพธ์ของค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ในรูปแบบตารางแสดงผลลัพธ์ (Table List) โดยผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) และค้นหา (Search) ข้อมูลที่จะใช้แสดงผลตามข้อ 7.6.11.2.2 ได้ โดยรายละเอียดของคอลัมน์ (Column) ในตารางแสดงผลลัพธ์ ต้องประกอบด้วยข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้
- 7.6.11.2.5.1 ชื่องจรไฟฟ้าหรือรหัสวงจรไฟฟ้า
 - 7.6.11.2.5.2 ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.11.2.5.3 กำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า
 - 7.6.11.2.5.4 ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้า ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด
 - 7.6.11.2.5.5 ค่าพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เข้มต่อกัน ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week -Ahead) ล่าสุด
 - 7.6.11.2.5.6 ค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week -Ahead) ล่าสุด
 - 7.6.11.2.5.7 ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด(Energy Curtailment) ล่วงหน้า 2 สัปดาห์ (2 Week -Ahead) ล่าสุด
 - 7.6.11.2.5.8 มี ปุ่ม (Button) หรือ สัญลักษณ์ (Symbol) หรือ ไอคอน (Icon) ที่สามารถเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) การพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด(Energy Curtailment) ในช่วง

- เวลาระยะเวลาของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก
- เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) ตามข้อ 7.6.11.2.5.8 ระบบต้องแสดงรายละเอียดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก โดยมีรายละเอียดตามข้อ 7.6.11.2.1, 7.6.11.2.3 – 7.6.11.2.4 และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ตามข้อ 7.6.11.3.7ด้วย
- การแสดงผลงานแผนที่ภูมิศาสตร์ (Geographic Map) โดยมีรายละเอียดอย่างน้อย ดังนี้
- ผู้รับจ้างต้องจัดทำระบบนำเข้าข้อมูลผ่านระบบให้บริการระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ของ กฟภ. ผ่าน Web Service หรือระบบอื่นที่ กฟภ. เห็นชอบ เพื่อใช้แสดงผลงานระบบแสดงผล (User Interface)
- สามารถแสดงผลของ GIS layer ตาม Visible Scale Length
- สามารถแสดงผลของ GIS layer ตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
- สามารถแสดงผลตามพื้นที่ให้บริการของ กฟภ. ตามสังกัดของผู้ใช้งาน
- สามารถแสดงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้า บนแผนที่ภูมิศาสตร์ ตาม Visible Scale Length ที่เหมาะสมตามความต้องการใช้งานของ กฟภ.
- สามารถเลือกแหล่งผลิตไฟฟ้าที่จะแสดงผลงานแผนที่ภูมิศาสตร์ได้ตามประเภทเชื้อเพลิง
- เมื่อผู้ใช้งานเลือก (Click) สัญลักษณ์ (Symbol) หรือไอคอน (Icon) ของแหล่งผลิตไฟฟ้า ต้องสามารถเลือกส่วนแสดงผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลดระยะสั้น หรือระยะกลาง ตามข้อ 7.6.11.1 และ 7.6.11.2 ได้ โดยเปิดหน้าต่างใหม่ เพื่อแสดงรายละเอียดข้อมูลของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ถูกเลือก และต้องมีข้อมูลเพิ่มเติม ดังนี้
- ชื่อแหล่งผลิตไฟฟ้า
- ประเภทเชื้อเพลิงของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (กำลัง)

- 7.6.11.2.12.4 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขาย (ถ้ามี)
- 7.6.11.2.12.5 ค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Realtime) ล่าสุดอื่น ๆ ตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.11.2.13 สามารถแสดงผลของค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) บนวัสดุระบบจำหน่าย 22 KV และ 33 KV และระบบจำหน่ายแรงดัน 230/400 V ในรูปแบบของแผนที่ความร้อน (Heat Map) รวมถึงตำแหน่งของแหล่งผลิตไฟฟ้าบนแผนที่ภูมิศาสตร์ โดยการแสดงผลตามสีของ Heat Map ให้ใช้สีตามที่ กฟภ. กำหนด
- 7.6.11.2.14 การแสดงผลงาน Heat Map ให้ใช้ค่าพยากรณ์ในระหว่างวัน (Intraday) ล่าสุด เป็นค่า default
- 7.6.11.2.15 ผู้ใช้งานสามารถเลือก (Select) วัน (Date) และเวลา (Time) ที่จะใช้แสดงผลงาน Heat Map ได้

7.7 การจัดทำระบบบริหารจัดการผู้ใช้งานของระบบ PEA RE Forecast Platform

7.7.1 ผู้รับจ้างจะต้องรวบรวมข้อมูล ความต้องการตามประเภทผู้ใช้งานของระบบ PEA RE Forecast Platform เพื่อรองรับการจัดทำคุณสมบัติของระบบที่ต้องการใช้ในการพัฒนาระบบฯ โดยจำแนกประเภทผู้ใช้งาน (เป็นอย่างน้อย) ดังนี้

- 7.7.1.1 ผู้ดูแลระบบขั้นสูง (Super Admin)
- 7.7.1.2 ผู้ดูแลระบบ (Admin)
- 7.7.1.3 ผู้ใช้งานกลุ่มน้ำเข้าข้อมูลของแพลตฟอร์ม (Data Engineer)
- 7.7.1.4 ผู้ใช้งานทั่วไป (User)

ลำดับ	ประเภทผู้ใช้งาน	จำนวน (Concurrent User)	สิทธิ์การใช้งาน
1	ผู้ดูแลระบบขั้นสูง (Super Admin)	อย่างน้อย 5 คน	สำหรับผู้ดูแลแพลตฟอร์มฯ ที่มีสิทธิ์สูงสุด <ul style="list-style-type: none"> • สามารถเพิ่ม/แก้ไข/ลบ ผู้ดูแลระบบ (Admin) ได้ • สามารถเพิ่ม/แก้ไข/ลบ ข้อมูลและสถานะของผู้ใช้งาน ทั่วไป (User) ได้ • สามารถเข้าถึงส่วนต่าง ๆ ของระบบได้ทั้งหมด • สามารถแก้ไขข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแพลตฟอร์มได้ โดยมีผลทันทีไม่ต้องรอการอนุมัติ
2	ผู้ดูแลระบบ (Admin)	อย่างน้อย 20 คน	สำหรับผู้ดูแลแพลตฟอร์มฯ <ul style="list-style-type: none"> • สามารถเข้าถึงข้อมูลผู้ใช้งานทั่วไป (User) ได้ทั้งหมด • สามารถเพิ่ม/แก้ไข/ลบ ข้อมูลและสถานะของผู้ใช้งาน ทั่วไป (User) ได้ • สามารถแก้ไขข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแพลตฟอร์มได้ โดยต้องได้รับการอนุมัติจากผู้ดูแลระบบขั้นสูง (Super Admin)

ลำดับ	ประเภทผู้ใช้งาน	จำนวน (Concurrent User)	สิทธิ์การใช้งาน
3	ผู้ใช้งานกลุ่มน้ำเข้าข้อมูลของแพลตฟอร์ม (Data Engineer)	อย่างน้อย 20 คน	<p>สำหรับผู้ใช้งานแพลตฟอร์มฯ</p> <ul style="list-style-type: none"> สามารถเข้าถึงเฉพาะข้อมูลของตนเองเท่านั้น สามารถเพิ่ม/แก้ไข ข้อมูลบัญชีการใช้งานของตนเองได้ สามารถเพิ่ม/แก้ไข/ลบ ฐานข้อมูลและข้อมูลที่เกี่ยวข้อง กับพงก์ชันการใช้งานของระบบฯ ตามที่ได้รับมอบหมาย จากผู้ดูแลระบบชั้นสูง (Super Admin) หรือ ผู้ดูแลระบบ (Admin)
4	ผู้ใช้งานทั่วไป (User)	อย่างน้อย 1,000 คน	<ul style="list-style-type: none"> สำหรับผู้ใช้งานแพลตฟอร์มฯ สามารถเข้าถึงเฉพาะข้อมูลของตนเองเท่านั้น โดยมีรายละเอียด ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> - กลุ่มผู้ใช้งานสำนักงานใหญ่ สามารถมองเห็นข้อมูลได้ทั้งหมด - กลุ่มผู้ใช้งานการไฟฟ้าเขต สามารถมองเห็นข้อมูลได้เฉพาะพื้นที่ของตนเท่านั้น

7.7.2 พัฒนาระบบริหารจัดการระบบ PEA RE Forecasting Platform สำหรับผู้ดูแลระบบชั้นสูง (Super Admin) หรือ ผู้ดูแลระบบ (Admin) ในรูปแบบ Web Application โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.7.2.1 ผู้ดูแลระบบชั้นสูง (Super Admin) หรือ ผู้ดูแลระบบ (Admin) สามารถบริหารจัดการบัญชีผู้ใช้งาน (User Management) โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.7.2.1.1 สามารถสร้าง ตรวจสอบ แก้ไข และลบบัญชีผู้ใช้งานได้

7.7.2.1.2 สามารถดูรายละเอียดของบัญชีผู้ใช้งานได้ ดังนี้

7.7.2.1.2.1 ชื่อ-นามสกุล (Name)

7.7.2.1.2.2 ตำแหน่ง (Position)

7.7.2.1.2.3 สังกัด (Department)

7.7.2.1.2.4 รหัสพนักงาน (Employee ID)

7.7.2.1.2.5 หมายเลขโทรศัพท์ (Contact Number)

7.7.2.1.2.6 อีเมลล์ (E-mail)

7.7.2.1.2.7 บทบาทผู้ใช้งานระบบ (Role) เช่น

- Admin

- Data Engineer

- User

7.7.2.1.2.8 วัน/เวลาล่าสุดที่ผู้ใช้งานเข้ามาใช้งาน (Last Active Date/Time)

- 7.7.2.1.3 สามารถจัดการบทบาทของผู้ใช้งานระบบ (Role Management) ทั้งกรณีสร้าง ตรวจสอบ แก้ไขและลบบัญชีผู้ใช้งานออกจากบทบาทได้
- 7.7.2.1.4 เชื่อมโยงข้อมูลพนักงาน กฟภ. จากระบบ HR Platform และสามารถกำหนดสิทธิ์ User Role รายสังกัด และ/หรือรายบุคคลได้
- 7.7.2.1.5 สามารถนำเข้า ปรับปรุง และยืนยันการนำเข้าฐานข้อมูล (Database) รวมถึงข้อมูลที่เกี่ยวข้องของกับการทำงานของพัฟ์ชัน ระบบ PEA RE Forecast Platform
- 7.7.2.1.6 สามารถแสดงรายการข้อมูลผู้ดูแลระบบชั้นสูง (Super Admin) หรือ ผู้ดูแลระบบ (Admin) และรายละเอียดบทบาทแยกตามสิทธิ์การทำงานได้ ดังนี้
- 7.7.2.1.6.1 รายการบทบาทของผู้ใช้งาน (Role List)
 - 7.7.2.1.6.2 พัฟ์ชันที่สามารถเข้าถึงและใช้งานได้ (Function List)
 - 7.7.2.1.6.3 จำนวนผู้ใช้ที่อยู่ในแต่ละบทบาท
- 7.7.2.1.7 กรณีที่ผู้ใช้งานไม่มีสิทธิ์เข้าถึงการใช้งานของระบบฯ ผู้ใช้งานสามารถส่งคำขอ (Request) สิทธิ์เข้าใช้งานระบบฯ ให้ผู้ดูแลระบบชั้นสูง (Super Admin) หรือ ผู้ดูแลระบบ (Admin) อนุมัติ และกำหนดสิทธิการเข้าถึงและการใช้งานของระบบฯ ได้
- 7.7.2.2 ผู้บริหารจัดการระบบฯ สามารถจัดการสิทธิ์การเข้าถึงพัฟ์ชันต่างๆ ได้ (Permission Management) ดังนี้
- 7.7.2.2.1 สามารถตรวจสอบ แก้ไข สิทธิ์การเข้าถึงพัฟ์ชันต่างๆ ของแต่ละบทบาทผู้ใช้งานได้ (10.3.11.2.2.7) สามารถแสดงรายการและรายละเอียดพัฟ์ชันของแต่ละบทบาทผู้ใช้งานได้ ดังนี้
- 7.7.2.2.1.1 พัฟ์ชันที่สามารถเข้าถึงและใช้งานได้ (Function List)
 - 7.7.2.2.1.2 บทบาทของผู้ใช้งาน (Role)
 - 7.7.2.2.1.3 จำนวนผู้ใช้งานที่อยู่ในแต่ละบทบาท (No. of Users in Each Role)
- 7.7.3 พัฒนาระบบบริหารจัดการระบบ PEA RE Forecasting Platform สำหรับกลุ่มผู้ใช้งาน ประเภท Data Engineer ในรูปแบบ Web Application โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 7.7.3.1 ผู้ใช้งานประเภท Data Engineer สามารถนำเข้า (Input) ปรับปรุง (Update) ฐานข้อมูล (Database) รวมถึงข้อมูลที่เกี่ยวข้องของกับการทำงานของพัฟ์ชัน ระบบ PEA RE Forecasting Platform โดยผู้รับจ้าง ต้องจัดหาเครื่องมือในการ นำเข้าข้อมูล การเข้าดู (Review)/ตรวจสอบ (Verify) ยืนยัน (Approve) หรือยกเลิก (Reject) การดำเนินการตั้งแต่ล่า

ในปริมาณมาก (Bulk Import) ได้ รวมถึงข้อมูลที่เกี่ยวข้องของกับการทำงานของพังก์ชัน ระบบ PEA RE Forecasting Platform ได้

7.7.3.2 ผู้ใช้งานประเภท Data Engineer สามารถสร้าง (Create) แก้ไข (Edit / Modify) หรือลบ (Delete) ส่วนแสดงผลภาพรวม หรือแดชบอร์ด (Dashboard) และรายงาน (Report) ต่าง ๆ ได้

7.7.4 พัฒนาระบบบริหารจัดการระบบ PEA RE Forecasting Platform สำหรับกลุ่มผู้ใช้งานทั่วไป ในรูปแบบ Web Application โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.7.4.1 สามารถปรับเปลี่ยนรูปภาพบัญชีการใช้งาน (Profile) รวมถึงสามารถแก้ไข หรืออัปเดตหัวการเข้าใช้งานผ่านระบบ PEA RE Forecasting Platform

7.7.4.2 สามารถแบ่งกลุ่มผู้ใช้งานทั่วไปได้ อย่างน้อย 2 กลุ่ม ดังนี้

7.7.4.2.1 Executive

7.7.4.2.2 ผู้ใช้งานทั่วไป (User)

ลำดับ	กลุ่มผู้ใช้งานทั่วไป	สิทธิ์การใช้งาน / สิทธิ์การมองเห็นส่วนแสดงผล
1	Executive	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้หน้าเริ่มต้น (Default Page) และแสดงส่วนแสดงผลภาพรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Real-time) และพยากรณ์ กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ เชื่อมต่อ กับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast) สามารถกำหนด (Customize) ส่วนแสดงผลของพังก์ชัน PEA RE Forecast Platform (ข้อ 7.6.3 - 7.6.11) ตามความต้องการ ของผู้ใช้งานกลุ่ม Executive
2	ผู้ใช้งานทั่วไป (User)	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้หน้าเริ่มต้น (Default Page) และแสดงส่วนแสดงผลภาพรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Real-time) และพยากรณ์ กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ เชื่อมต่อ กับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast) ส่วนแสดงผลของทุกพังก์ชัน PEA RE Forecast Platform

7.7.4.1 สามารถเข้าใช้งานแบบ Single Sign-On โดยสามารถลงทะเบียนเข้าใช้งาน ผ่านระบบ Keycloak หรือระบบอื่น ๆ ที่ กฟภ. ใช้งาน ตามด้วยการป้อน ผู้ใช้งาน (User ID) และรหัสผ่าน (Password) ได้

7.8 การจัดทำระบบให้บริการข้อมูล

7.8.1 พัฒนาระบบ (System) หรือบริการ (Service) ที่ให้บริการข้อมูลให้กับระบบหรือส่วน งานที่เกี่ยวข้อง ผ่านโปรโตคอล Application Programming Interface (API) เป็นอย่าง น้อย โดยผู้ใช้งาน (Data Engineer) เป็นผู้เลือกข้อมูลที่จะให้บริการได้ ดังนี้

7.8.1.1 ข้อมูลค่าพยากรณ์ให้กับหน่วยงานภายนอก เช่น กฟผ. สำนักงาน กกพ. เป็น ต้น

7.8.1.2 ข้อมูลค่าพยากรณ์ให้กับหน่วยงานภายใน อย่างน้อย 4 ระบบ ประกอบด้วย

7.8.1.2.1 SCADA / DSO

7.8.1.2.2 DMMS (DERs Management and Monitoring System)

7.8.1.2.3 Power System Planning

7.8.1.2.4 DMO (Distribution Market Operator)

7.8.1.3 ค่าการพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ให้กับระบบบริหารจัดการแหล่งผลิตไฟฟ้า ของ DSO เช่น ระบบบริหารจัดการแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resource Management System: DERMS) ระบบบริหารจัดการโครงข่ายแบบแอคทิฟ (Active Network Management: ANM) ระบบบริหารจัดการแหล่งผลิตไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant: VPP) เป็นต้น

7.9 การจัดทำรายงาน (Report)

- 7.9.1 ผู้รับจ้างต้องออกแบบและพัฒนาระบบจัดทำรายงานตามความต้องการของผู้ใช้งาน
- 7.9.2 สามารถแสดงผล (Preview) บนเว็บแอปพลิเคชันและสร้าง (Export) รายงาน ๆ แบบ อัตโนมัติหรือ Manual ของทุกฟังก์ชันตามความต้องการของ กฟภ. ในรูปแบบ MS Excel, MS Word, CSV, PDF เป็นอย่างน้อย
- 7.9.3 สามารถกำหนดช่วงเวลา (Time Period) ตามความต้องการของผู้ใช้งาน เพื่อแสดงผล (Preview) สร้าง (Export) และบันทึก (Download/Save) รายงาน (Report) แบบ อัตโนมัติของทุกฟังก์ชันตามความต้องการของ กฟภ. ในรูปแบบ MS Excel, MS Word, CSV, PDF เป็นอย่างน้อย โดยสามารถเลือกช่วงเวลาได้ย้อนหลังตามข้อ 7.10.1

7.10 การจัดเก็บข้อมูล

- 7.10.1 ผู้รับจ้างต้องออกแบบระบบเพื่อจัดเก็บข้อมูลย้อนหลังในฐานข้อมูลได้ตามที่ กฟภ. กำหนด ดังนี้

ข้อมูล	ระยะเวลาจัดเก็บ (Retention Period)
1) ข้อมูลจากระบบศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า (SCADA)	5 ปี
2) ข้อมูลจากระบบมิเตอร์	5 ปี
3) ข้อมูลสภาพอากาศ (Weather Data)	5 ปี
4) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เข้มต่อระบบจำหน่ายของ กฟภ. (RE Forecast)	3 ปี
5) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand)	3 ปี
6) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast)	3 ปี
7) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance)	3 ปี
8) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันเพื่อการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction)	3 ปี
9) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันการพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE)	3 ปี

ข้อมูล	ระยะเวลาจัดเก็บ (Retention Period)
10) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์ขีดความสามารถให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity)	3 ปี
11) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment)	3 ปี
12) ค่าพยากรณ์ของฟังก์ชันพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment)	3 ปี

7.10.2 ผู้รับจ้างต้องออกแบบระบบเพื่อจัดเก็บข้อมูลย้อนหลัง (Archive) ที่เกินระยะเวลาจัดเก็บ (Retention Period) ในรูปแบบฐานข้อมูลรูปแบบเดียวกับที่ใช้ใน RE Forecast Platform บนทรัพยกรรมที่ กฟภ. จัดทำให้

7.11 สถาปัตยกรรมองค์กร (Enterprise Architecture: EA)

ข้อกำหนดด้านสถาปัตยกรรมองค์กร (Architecture Contract) จัดทำขึ้นเพื่อใช้เป็นข้อปฏิบัติ ของหน่วยงานในสังกัด กฟภ. และผู้พัฒนาระบบที่ได้รับการว่าจ้างจาก กฟภ. เพื่อดำเนินการพัฒนา ระบบเทคโนโลยีดิจิทัลในการจัดทำและสนับสนุนงานด้านสถาปัตยกรรมองค์กร ของ กฟภ. โดยมีรายละเอียด ตามภาคผนวก 5

7.12 การทดสอบความสามารถของระบบ (Performance)

7.12.1 ผู้ชนะการเสนอราคาต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการจัดทำเครื่องมือทดสอบซอฟต์แวร์ในการจำลองและการทดสอบ และเป็นผู้ดำเนินการทดสอบทั้งหมด โดย กฟภ. จะเป็นเพียงผู้ตรวจสอบความถูกต้องเท่านั้น อนึ่ง หากการทดสอบและตรวจรับในบางขั้นตอน จำเป็นต้องดำเนินการในต่างประเทศ เช่น ณ โรงงานผู้ผลิตรุ่นอุปกรณ์ ผู้ชนะการเสนอราคา ต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายของเจ้าหน้าที่ของ กฟภ. ทั้งหมด

7.12.2 ผู้ชนะการเสนอราคาจะต้องรับผิดชอบตลอดระยะเวลาการติดตั้ง การทดสอบอุปกรณ์ และทดสอบระบบงานตามสัญญาจันกว่า กฟภ. จะตรวจรับงานขั้นสุดท้ายแล้วเสร็จ จึงถือว่า กฟภ. ได้รับมอบงานโดยสมบูรณ์ แต่ผู้ชนะการเสนอรา飞性况คงรับภาระผูกพันตามเงื่อนไขการรับประกันความชำรุดบกพร่องและระยะเวลาการบำรุงรักษาและความคุ้มครองต่อไป

7.12.3 ผู้ชนะการเสนอราคาต้องจัดทำและนำเสนอแผนการทดสอบระบบ และจัดทำ Test Script โดยต้องจัดเตรียมข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบและกำหนดวิธีการทดสอบเพื่อการตรวจรับผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบ ให้ กฟภ. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนดำเนินการทดสอบ

7.12.4 ผู้ชนะการเสนอราคาจะต้องจัดทำเอกสารแสดงกรณีทดสอบ (Test Case) เป็นลำดับเหตุการณ์ (Scenario) พร้อมรายละเอียดที่จะทำการทดสอบตามมาตรฐานการพัฒนาระบบ ให้ กฟภ. พิจารณาเห็นชอบก่อนดำเนินการทดสอบ

7.12.5 การทดสอบการทำงานของแต่ละระบบ (Unit Test) ผู้ชนะการเสนอราคาต้องวางแผน และทดสอบการทำงานของโปรแกรมสำหรับระบบงานต่าง ๆ ให้ กฟภ. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนดำเนินการทดสอบ

7.12.6 การทดสอบการเชื่อมโยงของโปรแกรม (System Integration Test) ผู้ชนะการเสนอราคา ต้องวางแผนและทดสอบการเชื่อมโยงของโปรแกรมสำหรับระบบงานต่าง ๆ

เพื่อให้ผู้ใช้ระบบเกิดความมั่นใจในการเชื่อมโยงกับระบบงานต่าง ๆ เพื่อมาแสดงผลข้อมูลได้อย่างถูกต้องมีประสิทธิภาพ และครบถ้วนสมบูรณ์

- 7.12.7 การทดสอบเพื่อการตรวจรับระบบให้ถูกต้องตรงตามความต้องการใช้งานของผู้ใช้งาน (User Acceptance Test : UAT) ผู้ช่วยการเสนอราคาต้องวางแผนและทดสอบระบบทั้งหมดเมื่อพัฒนาและติดตั้งระบบ (Staging environment) เสร็จสิ้น เพื่อแสดงให้เห็นว่า ระบบสามารถทำงานได้ตรงความต้องการของผู้ใช้งาน แสดงข้อมูลได้ถูกต้องและรองรับการเข้าใช้ข้อมูลของผู้ใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น มีการตรวจสอบ สิทธิการเข้าใช้ รองรับการเลือกเงื่อนไขการแสดงผลข้อมูลเชื่อมโยงไปยังระบบงานที่มีความสัมพันธ์เกี่ยวเนื่องกัน เป็นต้น
- 7.12.8 ทดสอบประสิทธิภาพ (Performance Test) การทำงานของระบบ โดยจะต้องทดสอบอย่างน้อย ดังต่อไปนี้
- 7.12.8.1 Load test จุดประสงค์เพื่อหา Limit user ของ application
 - 7.12.8.2 Stress test จุดประสงค์เพื่อหาจุด Break point ที่ทำให้ระบบ ไม่สามารถใช้งานต่อได้
 - 7.12.8.3 Spike test จุดประสงค์เพื่อพิจารณาพฤติกรรมของระบบ เมื่อมี Load ปริมาณมากเข้ามาใช้งาน ในช่วงสั้นๆ
 - 7.12.8.4 Soak test จุดประสงค์เพื่อพิจารณาพฤติกรรมของระบบ เมื่อมี Load ปริมาณมากเข้ามาใช้งาน เป็นเวลานาน
- 7.12.9 จัดทำรายงานผลการทดสอบระบบข้อ 7.12 โดยมี กฟภ. ลงนามยอมรับผลการทดสอบ (User Acceptance Test Sign Off)

กรณีที่การทดสอบระบบไม่เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดข้อ 7.12.1 – 7.12.9 ผู้ที่ได้รับการคัดเลือกจะต้องดำเนินการแก้ไขเพื่อให้ระบบทำงานได้ตามเกณฑ์ที่กำหนดโดยไม่มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจาก กฟภ. และจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จตามเกณฑ์ที่กำหนด มิฉะนั้น กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตรวจรับและยกเลิกสัญญา

7.13 ข้อกำหนดด้านอื่นๆ

- 7.13.1 จัดทำเอกสารสำหรับการถ่ายทอดองค์ความรู้ (Knowledge Transfer) ที่พัฒนาขึ้นตามโครงการนี้ให้กับ กฟภ. เพื่อส่งมอบภายหลังจากเสร็จงาน ซึ่งประกอบด้วย 4 คู่มือ ได้แก่
- 7.13.1.1 คู่มือการนำระบบออกใช้งาน (Deployment Manual)
 - 7.13.1.2 คู่มือสำหรับผู้ดูแลระบบ (System and Software Administration Manual)
 - 7.13.1.2.1 เอกสารการกำหนดค่าเริ่มต้นในระบบ (Parameter Configuration)
 - 7.13.1.2.2 รายละเอียดองค์ประกอบของระบบ (System Architecture)
 - 7.13.1.2.3 รายละเอียดการบริหารฐานข้อมูล (DBMS User Manual)
 - 7.13.1.2.4 รายละเอียดการปรับเพิ่มประสิทธิภาพระบบ (System Tuning Guide)

- 7.13.1.2.5 รายละเอียดการฟื้นฟูระบบ (System Recovery Guide)
- 7.13.1.3 คู่มือสำหรับนักออกแบบและพัฒนาระบบ (Design and Development Guide)
- 7.13.1.3.1 Business Flow
 - 7.13.1.3.2 User Flow
 - 7.13.1.3.3 Information Architecture
 - 7.13.1.3.4 Design System and UI Component
 - 7.13.1.3.5 รายละเอียดการเรียกใช้ API และ Parameter ของ UI และหน้า
 - 7.13.1.3.6 รายละเอียดการเรียก API แต่ละตัวเรียก Create Update Delete
 - 7.13.1.3.7 ภาพการทำงานของโปรแกรม (Workflow Diagram)
 - 7.13.1.3.8 รายละเอียดสถาปัตยกรรมของระบบ (System Architecture)
 - 7.13.1.3.9 ชุดเทคโนโลยีที่ใช้ในการพัฒนาระบบ (Technology Stack)
เช่น Front End Server, Back End Server, Database Server, Operating System, Application, ภาษาที่ใช้ในการพัฒนา, Container, Server Configuration, Source Code
 - 7.13.1.3.10 ข้อกำหนดของโปรแกรม (Program Specification)
 - 7.13.1.3.11 API Specification
 - 7.13.1.3.12 รายละเอียดแบบจำลอง Entity Relationship Diagram (ER Diagram) และ Data Dictionary
 - 7.13.1.3.13 รายละเอียดการกำหนด Cron Job
 - 7.13.1.3.14 รายละเอียดสิทธิ์และการเข้าถึงฐานข้อมูล
 - 7.13.1.3.15 รายละเอียดการจัดการ User ของระบบ เช่น User มีกี่ Role และแต่ละ Role ทำอะไรได้บ้าง รวมถึงวิธีการตรวจสอบสิทธิ์ของ User
- 7.13.1.4 คู่มือสำหรับผู้ใช้ระบบ (User Manual)
- 7.13.2 สนับสนุนให้พนักงาน กฟภ. สามารถนำ ระบบทั้งหมดขึ้นใช้งานจริงได้ และให้คำแนะนำ ตอบข้อซักถามการใช้งาน รับแจ้งปัญหาจากผู้ดูแลระบบ และผู้ใช้งาน เพื่อแก้ไขปัญหา (Bugs/Error) พร้อมทั้งจัดทำบันทึก วิธีการแก้ไขปัญหา ตลอดจนปรับปรุงแก้ไขระบบ หลังจากที่นำระบบขึ้นใช้จริงตลอดระยะเวลาที่ระบบดำเนินการ
- 7.13.3 ระบบที่พัฒนาต้องผ่านการตรวจสอบช่องโหว่ตามกระบวนการตรวจสอบช่องโหว่ด้านความปลอดภัย โดย กฟภ. ก่อนนำระบบออกใช้งาน

8. เงื่อนไขและข้อกำหนด

ข้อมูลเอกสาร ทรัพย์สินทางปัญญา ผลงาน ผลการศึกษา เอกสาร โค้ดโปรแกรม (Source Code) และซอฟต์แวร์ส่วนที่พัฒนาเพิ่มเติม นอกเหนือจากซอฟต์แวร์สำเร็จรูป ตลอดจนข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้จากการดำเนินงานนี้ทั้งหมด จะตกเป็นกรรมสิทธิ์ของ กฟภ. หรือให้ กฟภ. มีสิทธิในการใช้งานได้ตลอดไปโดยชอบด้วยกฎหมาย และไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติมอีก โดยผู้รับจ้างจะต้องส่งมอบสิ่งดังกล่าวทั้งหมดให้ กฟภ. และในกรณีที่ผู้รับจ้างนำงาน ข้อมูล เอกสาร และซอฟต์แวร์ที่บุคคลอื่นเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์หรือเป็นเจ้าของลิขสิทธิ์มาใช้ในการดำเนินงานที่จัดขึ้นนี้ ผู้รับจ้างต้องจัดให้ กฟภ. ได้สิทธิในการใช้งานโดยไม่มีข้อจำกัด ซึ่งรวมถึงการติดตั้งบนเครื่องคอมพิวเตอร์ใด ๆ และไม่จำกัดระยะเวลาการใช้งาน ทั้งนี้ กฟภ. ไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติมไปจากค่าจ้างในครั้งนี้อีก

9. กำหนดเวลาส่งมอบพัสดุ

ภายใน 270 (สองร้อยเจ็ดสิบ) วัน นับตั้งจากวันที่ลงนามในสัญญา

10. หลักเกณฑ์และสิทธิในการพิจารณา

- 10.1 ในการพิจารณาผลการยื่นข้อเสนอประการราคาอิเล็กทรอนิกส์ครั้งนี้ กฟภ. จะพิจารณา ตัดสินโดยใช้หลักเกณฑ์ด้านราคา ซึ่ง กฟภ. จะพิจารณาคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอที่มีคุณสมบัติถูกต้อง ครบถ้วน ผ่านการทดสอบสาธิต (Live Demonstration) และเสนอราคาต่ำที่สุดเป็นผู้ชนะการเสนอราคา
- 10.2 ในกรณีที่ผู้ยื่นข้อเสนออื่นเอกสารตามเอกสารภาคผนวกที่ 1-3 ไม่ถูกต้อง/ไม่ครบถ้วน กฟภ. จะพิจารณาว่าไม่ผ่านคุณสมบัติ
- 10.3 กฟภ. ทรงไว้ซึ่งสิทธิ์ที่จะไม่รับราคาต่ำสุด หรือราคานี้เป็นราคาได้ หรือ ราคาที่เสนอหั้งหมวดก็ได้ และอาจพิจารณาเลือกจ้างในจำนวน หรือขนาดเฉพาะรายการ หนึ่งรายการได หรืออาจจะยกเลิกการคัดเลือกโดยไม่พิจารณาจัดจ้างเลยก็ได้สุดแต่จะพิจารณา ทั้งนี้เพื่อประโยชน์ของ กฟภ. เป็นสำคัญและให้อือว่าการตัดสินของ กฟภ. เป็นเด็ดขาด ผู้ยื่นข้อเสนอจะเรียกร้องค่าเสียหายได้ ไม่ได้ รวมทั้ง กฟภ. จะพิจารณายกเลิกการคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอและลงโทษตัดสิทธิการรับจ้างและลงโทษผู้ยื่นข้อเสนอเป็นผู้ทิ้งงาน ไม่ว่าจะเป็นผู้ชนะการเสนอราคาหรือไม่ก็ตาม หากมีเหตุที่เชื่อได้ว่าการเสนอราคา กระทำการโดยไม่สุจริต เช่น การเสนอเอกสารอันเป็นเท็จ หรือใช้ชื่อนิติบุคคลอื่นมาเสนอราคาแทน เป็นต้น
- 10.4 ในกรณีที่ผู้ยื่นข้อเสนอรายที่เสนอราคาต่ำสุด เสนอราคาต่ำจนคาดหมายได้ว่า ไม่อาจดำเนินงานตามเอกสารขอบเขตงาน (TOR) ได้ คณานิตกรรมการฯ หรือ กฟภ. จะให้ผู้ยื่นข้อเสนอันนั้นซึ่งแจ้งและแสดงหลักฐานที่ทำให้เชื่อได้ว่าผู้ยื่นข้อเสนอสามารถดำเนินงานตามเอกสารขอบเขตของงาน (TOR) ให้เสร็จสมบูรณ์ หากคำชี้แจงไม่เป็นที่รับฟังได้ กฟภ. มีสิทธิ์ที่จะไม่รับข้อเสนอ หรือไม่รับราคาของผู้ยื่นข้อเสนอรายนั้น ทั้งนี้ผู้ยื่นข้อเสนอต้องกล่าว ไม่มีสิทธิ์เรียกร้องค่าใช้จ่าย หรือค่าเสียหายได้ จาก กฟภ.
- 10.5 กรณีที่ผู้ยื่นเสนอที่ได้รับการคัดเลือกไว้ ไม่ยอมเข้าทำสัญญารือข้อตกลงภายใต้เงื่อนไขกำหนด กฟภ. จะพิจารณาผู้ยื่นข้อเสนอที่เสนอราคาต่ำที่สุดลำดับถัดไป เว้นแต่ผู้ยื่นข้อเสนอรายได้ เสนอเอกสารทางเทคนิคหรือรายละเอียดคุณลักษณะเฉพาะของพัสดุที่จะจ้างไม่ครบถ้วน หรือเสนอรายละเอียดแตกต่างไปจากเงื่อนไขที่ กฟภ. กำหนดไว้ในหนังสือเชิญชวนและขอบเขตของงาน

(Term of Reference: TOR) โครงการงานจ้างออกแบบและพัฒนาระบบ สำหรับงานจ้างจัดหา และพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform) ในส่วนที่มิใช่สาระสำคัญและความแตกต่างนั้น ไม่มีผลทำให้เกิดการได้เปรียบเสียเปรียบต่อผู้อื่นข้อเสนอรายอื่น หรือเป็นการผิดพลาดเล็กน้อยให้คณะกรรมการฯ อาจพิจารณาผ่อนปรนการตัดสินใจผู้อื่นข้อเสนอรายนั้น

- 10.6 กฟภ. สงวนสิทธิไม่พิจารณาข้อเสนอของผู้อื่นข้อเสนอโดยไม่มีการผ่อนผัน ในกรณีดังต่อไปนี้
 - 10.6.1 ไม่ปรากฏชื่อผู้อื่นข้อเสนอรายนั้นในบัญชีรายชื่อที่มาอื่นข้อเสนอให้ กฟภ.
 - 10.6.2 ไม่กรอกชื่อผู้อื่นข้อเสนอในการเสนอราคาทางระบบจัดซื้อจัดจ้างด้วยอิเล็กทรอนิกส์
- 10.7 ภายหลังจากการยื่นข้อเสนอ หากปรากฏว่าผู้อื่นข้อเสนอที่มีสิทธิได้รับการคัดเลือก เป็นผู้ที่มีผลประโยชน์ร่วมกันกับผู้อื่นข้อเสนอรายอื่น ณ วันยื่นข้อเสนอหรือเป็นผู้กระทำการ อันเป็นการขัดขวางการแข่งขันอย่างเป็นธรรม กฟภ. จะตัดรายชื่อผู้อื่นข้อเสนอที่มีสิทธิ ได้รับการคัดเลือก ดังกล่าว และพิจารณาตัดสิทธิการรับจ้างและลงโทษให้เป็นผู้ทึ่งงาน
- 10.8 ผู้อื่นข้อเสนอซึ่งได้รับการคัดเลือกแล้ว ไม่ยอมไปทำสัญญาหรือข้อตกลงภายในระยะเวลาที่ กฟภ. กำหนด กฟภ. จะพิจารณาตัดสิทธิการรับจ้าง และลงโทษเป็นผู้ทึ่งงานตามข้อบังคับ และประกาศของ กฟภ. และ/หรือระเบียบอื่นของทางราชการที่ กฟภ. นำมาใช้บังคับ อยู่ในขณะนั้นด้วย
- 10.9 กฟภ. สงวนสิทธิที่จะแก้ไขเพิ่มเติมเงื่อนไขในสัญญานี้ได้ ตามที่เห็นสมควรก่อนลงนามในสัญญา โดยผู้อื่นข้อเสนอไม่อาจได้แย้งได ๆ ได้ทั้งสิ้น
- 10.10 ในวันที่ทำสัญญา ผู้อื่นข้อเสนอจะต้องแสดงเอกสารหลักฐานการเป็นนิติบุคคล สถานที่ตั้ง ของที่ทำการ สำเนาใบทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่ม (ถ้ามี) รวมทั้งเอกสารหลักฐานแสดงการมีอำนาจ ลงนามทำสัญญาผูกพันผู้อื่นข้อเสนอได้
- 10.11 ในกรณีที่ผู้อื่นข้อเสนอ มีเหตุจำเป็นต้องเปลี่ยนตัวบุคคลการดำเนินงานในโครงการนี้ ผู้อื่นข้อเสนอต้องหารือและขอความเห็นชอบจาก กฟภ. ก่อน และจัดหาบุคคลการใหม่ที่มีคุณสมบัติเทียบเท่า หรือดีกว่าบุคคลการเดิมที่ออกໄປ โดยผู้อื่นข้อเสนอจะยกเหตุดังกล่าวมาเป็นข้ออ้าง ในการที่ทำให้การปฏิบัติงานตามสัญญาจ้างล่าช้ามิได้
- 10.12 ผู้อื่นข้อเสนอจะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขงาน จนกว่า กฟภ. เห็นชอบ โดยไม่คิดค่าใช้จ่ายใด ๆ เพิ่มเติม
- 10.13 ในกรณีที่มีผู้อำนวยการที่พึงรายงานให้ข้อมูลพินิจของคณะกรรมการฯ ที่จะพิจารณาแล้วเห็นว่ามีความเหมาะสมและเป็นประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ. โดยไม่จำเป็นต้องเป็นผู้เสนอราคาต่ำสุด แต่ทั้งนี้จะต้องอยู่ในวงเงินงบประมาณที่ได้รับการจัดสรร

11. วงเงินงบประมาณ

54,000,000 บาท (ห้าสิบสี่ล้านบาทถ้วน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

12. งวดงานและการจ่ายเงิน

กำหนดส่งมอบงานภายใน 270 (สองร้อยเจ็ดสิบ) วัน นับตั้งจากวันที่ลงนามในสัญญา โดยมีรายละเอียดการจ่ายเงิน ดังนี้

งวดที่ 1 กฟภ. จะจ่ายเงินร้อยละ 10 ของจำนวนเงินตามสัญญาจ้าง เมื่อส่งมอบงานภายใน 45 วัน นับตั้งจากวันที่ลงนามในสัญญา โดยมีงานที่ต้องส่งมอบ ดังนี้

- 1) แผนการออกแบบสถาปัตยกรรมระบบ (System Architecture) แผนการพัฒนาและติดตั้งระบบ PEA RE Forecast Platform ภายใต้โครงการทั้งหมด และรายละเอียดที่เกี่ยวข้องตามขอบเขตของงาน และนำเสนอต่อคณะกรรมการตรวจรับพัสดุเพื่อให้ความเห็นชอบก่อนที่จะดำเนินการ
- 2) ออกแบบ Work Flow และกระบวนการทางธุรกิจ (Business Process) แสดงขั้นตอนการทำงาน การเชื่อมโยงของระบบ PEA RE Forecast Platform ภายใต้โครงการทั้งหมด
- 3) ออกแบบโครงร่าง (Wireframe) รูปแบบจำลอง (Mockup Design) ของส่วนการแสดงผลของผู้ใช้งาน (Front-end/User Interface) และระบบ PEA RE Forecast Platform ภายใต้โครงการทั้งหมด โดยต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจรับพัสดุก่อนการดำเนินการ
- 4) เอกสารตามข้อ 1) – 3) ในรูปแบบรูปเล่ม จำนวน 3 ชุด

งวดที่ 2 กฟภ. จะจ่ายเงินร้อยละ 40 ของจำนวนเงินตามสัญญาจ้าง เมื่อส่งมอบงานภายใน 180 วัน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา โดยมีเงินที่ต้องส่งมอบ ดังนี้

- 1) ระบบการนำเข้าข้อมูลที่ได้จากแหล่งที่มาของข้อมูล (Data Source) ทั้งในส่วนของข้อมูล Reatime และข้อมูลย้อนหลัง ตามข้อ 7.3 โดยใช้การเชื่อมต่อตรงกับฐานข้อมูล (Database) ของระบบ PEA RE Forecast Platform
- 2) ระบบจัดเก็บข้อมูลตามข้อ 1) ให้เป็นไปตามขอบเขตงานข้อ 7.1.1
- 3) ระบบจัดทำการบริการจัดการและการจัดเตรียมข้อมูล (Data Preparation and Data Management) รวมถึงการจัดทำชุดข้อมูลและจัดเก็บข้อมูลสำหรับการเรียนรู้ (Training) สำหรับการพัฒนาการเรียนรู้ของเครื่อง (Machine Learning: ML) หรือเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) ตามข้อ 7.4
- 4) พัฒนาระบบสำหรับการคำนวณและคำนวณต่อเนื่องของผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบ จำนวนอย่าง กฟภ. (RE Forecast) ตามข้อ 7.5.1
- 5) พัฒนาระบบสำหรับการคำนวณต่อเนื่องของผลิตไฟฟ้าตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ตามข้อ 7.5.2
- 6) พัฒนาระบบสำหรับการคำนวณต่อเนื่องของผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ตามข้อ 7.5.3
- 7) ส่วนแสดงผลภาพรวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจริง (Real-time) และพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งพลังไฟฟ้า ตามข้อ 7.6.2
- 8) ส่วนแสดงผลพัฒนาระบบสำหรับการคำนวณต่อเนื่องของผลิตไฟฟ้าของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบ จำนวนอย่าง กฟภ. (RE Forecast) ตามข้อ 7.6.3
- 9) ส่วนแสดงผลพัฒนาระบบสำหรับการคำนวณต่อเนื่องของผลิตไฟฟ้าตามจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และ กฟภ. (Actual Demand) ตามข้อ 7.6.4
- 10) ส่วนแสดงผลพัฒนาระบบสำหรับการคำนวณต่อเนื่องของผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ตามข้อ 7.6.5
- 11) ทดสอบการทำงาน (Unit Test) และการทดสอบการเชื่อมโยงพัฒนา (Integration Test) ตามข้อ 4) – 10) โดยผลการทดสอบต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจรับพัสดุก่อนการดำเนินการ
- 12) รายงานผลการทำงานและการทดสอบการเชื่อมโยงพัฒนา ตามข้อ 11) ในรูปแบบรูปเล่ม จำนวน 3 ชุด

งวดที่ 3 กฟภ. จะจ่ายเงินร้อยละ 30 ของจำนวนเงินตามสัญญาจ้าง เมื่อส่งมอบงานภายใน 240 วัน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา โดยมีงานที่ต้องส่งมอบ ดังนี้

- 1) พัฟ์กชั้นพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ตามข้อ 7.5.4
- 2) พัฟ์กชั้นการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในระบบจำหน่าย 22/33 kV และระบบจำหน่ายแรงต่ำ 230/400 V ตามข้อ 7.5.5
- 3) พัฟ์กชั้นพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ตามข้อ 7.5.6
- 4) พัฟ์กชั้นพยากรณ์ชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. ณ จุดเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า ตามข้อ 7.5.7
- 5) ส่วนแสดงผลพัฟ์กชั้นพยากรณ์ความไม่สมดุลของการซื้อขายไฟฟ้า (Imbalance) ตามข้อ 7.6.6
- 6) ส่วนแสดงผลพัฟ์กชั้นการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ในระบบจำหน่าย 22/33 KV และระบบจำหน่ายแรงต่ำ 230/400 V ตามข้อ 7.6.7
- 7) ส่วนแสดงผลพัฟ์กชั้นพยากรณ์กรอบการทำงานแบบพลวัตร (Dynamic Operating Envelop: DOE) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ตามข้อ 7.6.8
- 8) ส่วนแสดงผลพัฟ์กชั้นพยากรณ์ชีดความสามารถในการให้บริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Hosting Capacity) สำหรับการปฏิบัติการโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Operation) ของ กฟภ. ณ จุดเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า ตามข้อ 7.6.9
- 9) ทดสอบการทำงาน (Unit Test) และการทดสอบการเชื่อมโยงพัฟ์กชั้น (Integration Test) ตามข้อ 1 – 8) โดยผลการทดสอบต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจรับพัสดุก่อนการดำเนินการ
- 10) รายงานผลการทำงานและการทดสอบการเชื่อมโยงพัฟ์กชั้น ตามข้อ 9) ในรูปแบบรูปเล่ม จำนวน 3 ชุด
- 11) ร่างหลักสูตรการอบรมการใช้งานระบบ PEA RE Forecast Platform ครอบคลุมการใช้งานของทุกประเภทผู้ใช้งาน รวมถึงการพัฒนาแพลตฟอร์มฯ ตามข้อ 15

งวดที่ 4 กฟภ. จะจ่ายเงินร้อยละ 20 ของจำนวนเงินตามสัญญาจ้าง เมื่อส่งมอบงานภายใน 270 วัน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา โดยมีงานที่ต้องส่งมอบ ดังนี้

- 1) พัฟ์กชั้นพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ตามข้อ 7.5.8
- 2) พัฟ์กชั้นพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ตามข้อ 7.5.9
- 3) ส่วนแสดงผลพัฟ์กชั้นพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจริงที่จะต้องถูกปรับลด (Capacity Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ตามข้อ 7.6.10
- 4) ส่วนแสดงผลพัฟ์กชั้นพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องถูกปรับลด (Energy Curtailment) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ตามข้อ 7.6.11
- 5) ส่วนของการจัดทำระบบบริหารจัดการผู้ใช้งานของระบบ PEA RE Forecast Platform ตามข้อ 7.7



- 6) เอกสารแสดงสถาปัตยกรรมระบบ (System Architecture) ฉบับสมบูรณ์
- 7) ผังการทำงานของระบบทั้งหมด ฉบับสมบูรณ์
- 8) ผลการทดสอบเพื่อการตรวจสอบทั้งระบบ (User Acceptance Test)
- 9) ผลการทดสอบการทำงานของแต่ละฟังก์ชันย่อย (Unit Test) และการทดสอบการเชื่อมโยงฟังก์ชันย่อยทั้งหมดของระบบ (Integration Test)
- 10) Source Code ทั้งหมดตามขอบเขตของงาน ในรูปแบบ Electronic Files ผ่าน Version Control เช่น Github หรือเทียบเท่า
- 11) คู่มือการติดตั้งระบบฯ และวิธีการแก้ปัญหาด้วยตนเอง (Trouble Shooting)
- 12) คู่มือการใช้งานสำหรับผู้ดูแลระบบ (Super Admin/Admin) และผู้ใช้งานทั่วไป (User)
- 13) เอกสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมดของโครงการ (งวดงานที่ 1 – 4) ในรูปแบบ Electronics Files ทั้งหมด บรรจุภายใน USB Flash Drive หรือ External Hard Disk จำนวน 1 ชุด

13. อัตราค่าปรับ

- 13.1 ห้ามมิให้ผู้ช่วยการเสนอราคานำงานที่ได้รับจ้างทั้งหมดไปจ้างช่วงให้ผู้อื่นทำอีกทodorหนึ่งโดยเด็ดขาด หาก กฟภ. ตรวจพบว่าผู้ช่วยการเสนอราคามีไปปฏิบัติตาม กฟภ. จะยกเลิกสัญญาและริบเงินประกันทั้งหมด โดยผู้ช่วยการเสนอราคามิมีสิทธิเรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ จาก กฟภ. ทั้งนี้ผู้ช่วยการเสนอราคามาสามารถนำงานที่ได้รับจ้างบางส่วนไปจ้างช่วงให้ผู้อื่นทำอีกทodorหนึ่งได้โดยต้องได้รับอนุญาตเป็นหนังสือจาก กฟภ. กรณีผู้ช่วยการเสนอราคานำงานที่รับจ้างบางส่วนไปจ้างช่วงให้ผู้อื่นทำอีกทodorหนึ่งโดยไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟภ. จะกำหนดค่าปรับสำหรับการฝ่าฝืนดังกล่าว เป็นจำนวนร้อยละ 10 (สิบ) ของราคาก่อจ้างแต่ละงวดงาน
- 13.2 ในกรณีที่ผู้ช่วยการเสนอราคามิสามารถส่งมอบงานได้ภายในกำหนดเวลาของแต่ละงวดอันมิใช่สาเหตุจาก กฟภ. และ กฟภ. ยังไม่ได้บอกเลิกสัญญา ผู้ช่วยการเสนอราคานั้นต้องชำระค่าปรับ ในแต่ละงวดงานให้ กฟภ. เป็นรายวันในอัตราร้อยละ 0.10 (ศูนย์จุดหนึ่งศูนย์) ของราคางานจ้าง โดยค่าปรับเริ่มนับตั้งแต่วันที่กำหนดแล้วเสร็จตามกำหนดงวดงาน จนถึงวันที่งานแล้วเสร็จและผู้ช่วยการเสนอราคามีการส่งมอบงานให้ กฟภ. ถูกต้องครบถ้วน และ กฟภ. ได้ตรวจสอบงานแล้ว โดยเศษของวันให้คิดเป็นหนึ่งวัน
- 13.3 ผู้ช่วยการเสนอราคานั้นต้องจัดสรรบุคลากรหลักให้สามารถพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พัฒนาหมุนเวียนของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform) ได้ตามระยะเวลาที่ กฟภ. กำหนด และต้องแจ้งแผนการปฏิบัติงานของบุคลากรหลักให้ กฟภ. ทราบ
- 13.4 หากผู้ช่วยการเสนอราคามิได้ดำเนินงานให้เป็นไปตามสัญญาข้อใดข้อหนึ่งเป็นเหตุให้เกิดความเสียหายใดๆ ผู้ช่วยการเสนอราคานั้นต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าเสียหายต่อ กฟภ.
- 13.5 หากผู้ช่วยการเสนอราคามิชำระเงินค่าปรับ ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่าย กฟภ. มีสิทธิที่จะหักเอาจากจำนวนเงินค่าจ้างของผู้ช่วยการเสนอราคานั้นที่ต้องชำระหรือบังคับจากหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา หรือเงินประกันผลงานได้ทันที
- 13.6 หากค่าปรับ, ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่าย ที่บังคับจากเงินค่าจ้างที่ต้องชำระหลักประกัน การปฏิบัติตามสัญญา และเงินประกันผลงานแล้วยังไม่พอ ผู้ช่วยการเสนอราคายินยอม ชำระส่วนที่เหลือที่ยังขาดอยู่จนครบถ้วนตามจำนวนค่าปรับ ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่ายนั้น ภายในกำหนด 30 (สามสิบ) วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งเป็นหนังสือจาก กฟภ.

- 13.7 หากมีเงินค่าจ้างที่ต้องชำระ หลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา และเงินประกันผลงาน ที่หักไว้จ่าย เป็นค่าปรับ ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่าย แล้วยังเหลืออยู่อีกเท่าใด กฟภ. จะคืนให้ แก่ผู้ชนะการเสนอราคาทั้งหมด
- 13.8 หากจำนวนเงินค่าปรับเกินจำนวนอัตรา้อยละ 10 (สิบ) ของมูลค่าทั้งหมดตามสัญญา กฟภ. มีสิทธิ์ บอกเลิกสัญญาได้ เว้นแต่ผู้ชนะการเสนอราคาได้ยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษร ที่จะเสียค่าปรับ ให้แก่ กฟภ. โดยไม่มีเงื่อนไขหรือข้อจำกัดใด ๆ ทั้งสิ้น และ กฟภ. ได้พิจารณาเห็นชอบแล้ว
- 13.9 ผู้ชนะการเสนอราคาผู้ชนะการเสนอราคาต้องขอใช้ค่าปรับ ค่าเสียหาย หรือค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้แก่ กฟภ. โดยสิ้นเชิงภายในกำหนด 15 (สิบห้า) วัน นับถัดจาก วันที่ได้รับแจ้งเป็นหนังสือจาก กฟภ. หากผู้ชนะการเสนอราคาไม่ชดใช้ให้ถูกต้องครบถ้วน ภายในระยะเวลาดังกล่าว ให้ กฟภ. มีสิทธิ์ที่ จะหักเอา จากจำนวนเงินค่าจ้างของผู้ชนะการเสนอราคาที่ต้องชำระหรือบังคับจากหลักประกัน การปฏิบัติตามสัญญา หรือเงินประกันผลงานได้ทันที

14. การกำหนดระยะเวลาับประกันความชำรุดบกพร่อง

- 14.1 ผู้รับจ้างต้องรับประกันระบบให้อยู่ในสภาพที่พร้อมทำงานอย่างต่อเนื่องและให้บริการได้อย่างเต็ม ประสิทธิภาพ เป็นระยะเวลา 2 (สอง) ปี นับถัดจากวันที่ กฟภ. ได้รับมอบและผ่านการตรวจสอบ จากคณะกรรมการตรวจรับงวดสุดท้ายครบถ้วนโดยไม่คิดค่าใช้จ่าย
- 14.2 ผู้รับจ้างต้องมีเจ้าหน้าที่ทางเทคนิคหรือผู้เชี่ยวชาญเฉพาะ เพื่อให้คำปรึกษาได้ทั้งทางโทรศัพท์ จดหมายอิเล็กทรอนิกส์ หรือช่องทางอื่น ๆ ในวันเปิดทำการของ กฟภ. ระหว่างเวลา 08.30 – 16.30 น. ของวันทำการ และ/หรือวันและเวลาที่ กฟภ. ตกลงเป็นอย่างอื่น โดยมีระยะเวลา ตอบสนองไม่ช้ากว่า 1 (หนึ่ง) วัน หลังจากได้รับคำร้องขอ ในกรณีที่มีความจำเป็นเร่งด่วน ผู้รับจ้าง ต้องจัดส่งเจ้าหน้าที่เข้าดำเนินการ ณ สถานที่ติดตั้งระบบสารสนเทศ ตลอดระยะเวลาบับประกัน
- 14.3 หากภายในระยะเวลาดังกล่าว ระบบบกพร่องเกิดปัญหาขัดข้องและมีผลต่อการใช้งานไม่ได้ ตามปกติหรือเกิดข้อบกพร่องเนื่องจากการใช้งานตามปกติวิสัย (Defect) หรือข้อผิดพลาด (Error) ที่เกิดขึ้นจากการพัฒนาระบบในโครงการนี้ โดยสาเหตุไม่ได้เกิดจาก กฟภ. ผู้รับจ้างต้องจัด เจ้าหน้าที่เพื่อดำเนินการแก้ไขปัญหาให้อยู่ในสภาพใช้งานได้ตามปกติและแล้วเสร็จภายใน 4 (สี่) ชั่วโมง นับตั้งแต่เวลาที่ กฟภ. แจ้งปัญหาในกรณีที่ผู้รับจ้างไม่สามารถดำเนินการภายในเวลาที่ กำหนดได้ ให้ผู้รับจ้างแจ้งสาเหตุและกรอบเวลาที่ใช้ดำเนินการแก้ไขให้ กฟภ. ทราบเป็นลาย ลักษณ์อักษรและต้องได้รับการยินยอมจาก กฟภ. โดยกรอบเวลา ที่ใช้ดำเนินการแก้ไขต้องให้แล้ว เสร็จภายใน 24 (ยี่สิบสี่) ชั่วโมง
- 14.4 ในกรณีที่เจ้าหน้าที่ของผู้รับจ้างไม่สามารถดำเนินการแก้ไขปัญหาภายในระยะเวลาที่กำหนดใน ข้อ 14.3 ผู้รับจ้างยินยอมให้ กฟภ. คิดค่าปรับ กฟภ. จะทำการปรับร้อยละ 0.01 (ศูนย์จุดศูนย์หนึ่ง) ของมูลค่างาน ตามสัญญาต่อวัน (เศษของวันคิดเป็น 1 (หนึ่ง) วัน) นับถัดจากเวลาที่ครบกำหนด การดำเนินการแก้ไขปัญหาจนถึงเวลาที่ผู้รับจ้างดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ และเมื่อ กฟภ. ตัดสินใจ จ้างบุคคล หรือนิติบุคคลอื่นเข้ามาดำเนินการแก้ไข ผู้รับจ้างต้องเป็นผู้ออกค่าใช้จ่าย ทั้งหมดในการ ดำเนินการแก้ไข โดยการแก้ไขดังกล่าวไม่เป็นเหตุให้เงื่อนไขการประกันสิ้นสุด หรือลดถอนสิทธิ์ต่าง ๆ ในการรับประกัน และไม่เกินมูลค่าของการว่าจ้าง
- 14.5 ผู้รับจ้างต้องให้คำแนะนำและคำปรึกษาเกี่ยวกับระบบรวมถึงการแก้ไขปัญหาหรือวิธีที่จะแก้ไข ปัญหา ร่วมกับเจ้าหน้าที่ กฟภ. ที่รับผิดชอบได้ตลอดระยะเวลาของสัญญาและช่วงระยะเวลา

- รับประกัน โดยผู้รับจ้างต้องมีช่องทางการติดต่อสื่อสารที่ชัดเจน เช่น อีเมล หมายเลขโทรศัพท์ และรายชื่อ ผู้รับผิดชอบในเรื่องต่าง ๆ อย่างชัดเจน และต้องแจ้งเจ้าหน้าที่ กฟภ. ทุกครั้งที่มีการเปลี่ยนแปลง ผู้รับผิดชอบ
- 14.6 ผู้รับจ้างต้องดำเนินการตรวจสอบ ดูแลบำรุงรักษาระบบ วิเคราะห์ Log ต่าง ๆ พร้อมเสนอ วิธีการแก้ไขกรณีตรวจพบปัญหา เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดระยะเวลา การรับประกันและสนับสนุนการใช้งาน
- 14.7 การดำเนินงานของผู้รับจ้างจะต้องไม่ทำให้เกิดปัญหา หรือความเสียหายกับระบบสารสนเทศอื่น ๆ ของ กฟภ. หากเกิดความเสียหายหรือผลกระทบต่อระบบใดๆ ที่มีอยู่เดิมของ กฟภ. ซึ่งอาจเกิดจาก การดำเนินงานของผู้รับจ้าง ผู้รับจ้างจะต้องรับผิดชอบในการแก้ไขรวมทั้งค่าใช้จ่าย ที่เกิดขึ้น ทั้งหมด เพื่อให้ระบบดังกล่าวกลับมาทำงานได้ปกติ
- 14.8 ในระหว่างระยะเวลารับประกัน หากพบปัญหาที่เกี่ยวข้องกับสารสนเทศอื่น ๆ ของ กฟภ. หรือระบบคอมพิวเตอร์และเครือข่ายที่มีความเกี่ยวข้องกับระบบบันทึก มีการติดตั้ง พัฒนา ทดสอบ ปรับปรุง แก้ไข เพิ่มเติม และอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบผู้รับจ้างต้องให้ ความร่วมมือและสนับสนุนในการให้คำแนะนำ ช่วยหาสาเหตุของปัญหาดำเนินการปรับปรุง การเข้มข้นของระบบ/เข้มข้นข้อมูล และทดสอบการเข้มข้นนั้น ๆ ร่วมกับเจ้าหน้าที่ของ กฟภ. และ/หรือ ผู้รับจ้างรายอื่น ตามที่ กฟภ. ร้องขอ
- 14.9 การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance : PM) ผู้รับจ้างต้องดูแล ตรวจสอบบำรุงรักษา ซ่อมแซม แก้ไข ปรับปรุง และ/หรือเบลี่ยนทดแทน ซอฟต์แวร์ของระบบแพลตฟอร์ม PEA RE Forecast อย่างน้อยไตรมาสละ 1 (หนึ่ง) ครั้ง ให้สามารถใช้งานได้ตลอดระยะเวลาของ การรับประกันระบบ และรายงานผลการบำรุงรักษา และดูแลระบบสารสนเทศให้ กฟภ. ทราบทุกครั้ง ดังนี้
- 14.9.1 ในสภาพทำงานปกติ ผู้รับจ้างต้องทำการตรวจสอบและบำรุงรักษา เชิงป้องกัน ณ สถานที่ติดตั้ง PEA RE Forecast Platform เพื่อให้แน่ใจว่า ระบบงานสามารถทำงานได้อย่างปกติ
 - 14.9.2 ตรวจสอบการทำงานของซอฟต์แวร์ โปรแกรมประยุกต์ ชุดคำสั่งต่าง ๆ ให้สามารถใช้งานได้ตามปกติและมีประสิทธิภาพ
 - 14.9.3 ตรวจสอบ PEA RE Forecast Platform ให้อยู่ในสภาพที่สามารถใช้งานได้ตามปกติและ มีประสิทธิภาพ โดยดำเนินการไม่น้อยกว่าดังนี้
 - 14.9.3.1 ตรวจสอบพื้นที่จัดเก็บข้อมูลให้เพียงพอต่อการใช้งาน
 - 14.9.3.2 ตรวจสอบข้อผิดพลาดที่เกิดขึ้นจากการกระทำที่เกี่ยวกับใช้งานระบบ (Log File)
 - 14.9.3.3 ตรวจสอบและเพิ่มประสิทธิภาพ PEA RE Forecast Platform (Monitoring and Tuning)
- 14.10 ปรับปรุงข้อบกพร่องหรือติดตั้งซอฟต์แวร์รุ่นใหม่ (Upgrade Version) เพื่อแก้ไขปัญหาหรือ ข้อบกพร่องต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งผู้รับจ้างต้องทำความเห็นชอบจาก กฟภ. ก่อนดำเนินการใด ๆ ที่ส่งผลกระทบต่อการใช้งานระบบ รวมถึงผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงาน หากผู้รับจ้างไม่ปฏิบัติตามข้อ 14.1 – 14.10 ในระยะเวลา.rับประกัน 2 (สอง) ปี กฟภ. มีสิทธิ์ที่จะหักเงินจากหลักประกันการปฏิบัติตามสัญญา หรือเงินประกันผลงานตามมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นได้ทันที

15. การฝึกอบรม

- 15.1 ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอต้องทำแผนการฝึกอบรม รายละเอียดของการฝึกอบรมและเอกสารประกอบการอบรม พร้อมรายละเอียดคุณสมบัติของวิทยากร ส่งมอบให้แก่ กฟภ. พิจารณา เห็นชอบก่อนจึงจะดำเนินการฝึกอบรมได้ และต้องแจ้งให้ กฟภ. ทราบล่วงหน้าก่อนการฝึกอบรม แต่ละหัวข้อ อีก 15 วันทำการ
- 15.2 การฝึกอบรมทุกหลักสูตร ต้องดำเนินการโดยผู้อบรมที่ใช้ภาษาไทยสื่อสารเป็นหลัก หรือเป็น ชาติต่างด้วยมีผู้แปลภาษาที่มีความเชี่ยวชาญในหลักสูตรอบรม (ยกเว้นเอกสารประกอบการฝึกอบรมเป็นภาษาอังกฤษได้) และกรณีการอบรมมีลิขสิทธิ์ ให้ใช้เอกสารจากเจ้าของลิขสิทธิ์เท่านั้น
- 15.3 ให้ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอจัดการประเมินผลความรู้ความเข้าใจของผู้เข้ารับการฝึกอบรมแต่ละ หลักสูตร (ประเมินก่อนและหลังการอบรม) โดยแบบประเมินผลต้องผ่านความเห็นชอบจาก กฟภ. ก่อน และต้องมีผู้ผ่านเกณฑ์ประเมินหลังการอบรม ไม่น้อยกว่าร้อยละ 80 ของจำนวนผู้รับการประเมิน หากผู้ผ่านเกณฑ์ประเมินมีจำนวนน้อยกว่าร้อยละ 80 ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอต้องจัด ฝึกอบรมในหลักสูตรนั้นใหม่โดยไม่คิดค่าใช้จ่าย
- 15.4 ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอ จะต้องจัดฝึกอบรมให้ผู้เกี่ยวข้องของทั้งกลุ่มผู้บริหารและพนักงานของ กฟภ. ที่เข้าร่วมปฏิบัติงาน กลุ่มผู้ใช้และดูแลระบบงานย่อย กลุ่มเจ้าหน้าที่พัฒนาระบบงาน และกลุ่ม เจ้าหน้าที่เทคนิค เพื่อให้มีความเข้าใจในระบบที่จะนำมาใช้ ทั้งทางด้านกระบวนการปฏิบัติงานและ ด้านเทคนิค รวมทั้งการถ่ายทอดความรู้ที่เกี่ยวข้องให้แก่เจ้าหน้าที่ของผู้ว่าจ้างตลอดระยะเวลาการ ดำเนินงานโครงการ
- 15.5 ผู้ช่วยการยื่นข้อเสนอ จะต้องดำเนินการฝึกอบรมให้ กฟภ. สามารถนำระบบงานไปใช้งานได้จริง และสามารถกระทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- 15.6 จัดการประชุมเพื่ออบรมถ่ายทอดความรู้ (Training) ให้กับพนักงานของ กฟภ. จะต้องจัดอบรม ถ่ายทอดความรู้ตามกลุ่มผู้ใช้งาน โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 15.6.1 กลุ่มผู้ใช้งานประเภท Super Admin และ Admin ซึ่งจะต้องเป็นผู้บริหารจัดการและ ดูแลแพลตฟอร์ม PEA RE Forecast Platform จำนวนไม่น้อยกว่า 12 คน จำนวนไม่น้อยกว่า 1 รุ่น ระยะเวลาในการอบรมรุ่นละไม่น้อยกว่า 3 วัน โดยมีหลักสูตรอบรม ครอบคลุมการพัฒนาแพลตฟอร์มฯ ทั้งในส่วนการบริหารจัดการระบบ (Back-end) การ แสดงผลของผู้ใช้งาน (Front-end) ทั้งกิจกรรมของแพลตฟอร์ม PEA RE Forecast Platform และการทดสอบระบบ (Testing) เป็นอย่างน้อย
 - 15.6.2 ผู้ใช้งานประเภท Data Engineering ซึ่งจะต้องเป็นผู้ดำเนินการนำเข้า ปรับปรุง ฐานข้อมูลที่ รวมถึงปรับปรุงแบบจำลอง (Modeling) ของพัฒนาระบบของ แพลตฟอร์ม PEA RE Forecast Platform จำนวนไม่น้อยกว่า 20 คน จำนวนไม่น้อยกว่า 1 รุ่น ระยะเวลาในการอบรมรุ่นละไม่น้อยกว่า 3 วัน โดยมีหลักสูตรอบรมครอบคลุม การนำเข้า ปรับปรุง ฐานข้อมูลที่ รวมถึงปรับปรุงแบบจำลอง (Modeling) พัฒนาระบบ แพลตฟอร์ม PEA RE Forecast Platform และการทดสอบระบบ (Testing) แบบจำลอง เป็นอย่างน้อย
 - 15.6.3 ผู้ใช้งานทั่วไปจำนวนไม่น้อยกว่า 30 คน จำนวนไม่น้อยกว่า 2 รุ่น ระยะเวลาในการ อบรมรุ่นละไม่น้อยกว่า 2 วัน โดยมีหลักสูตรอบรมครอบคลุมการใช้งานโดยทั่วไปของ ส่วนแสดงผลของแพลตฟอร์ม PEA RE Forecast Platform เป็นอย่างน้อย

ผู้นั้นการยื่นข้อเสนอจะต้องรายงานผลการฝึกอบรม และเอกสารประกอบการฝึกอบรมให้ กฟภ. กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ที่จะเลือกหรือปรับปรุงเนื้อหาการฝึกอบรม และระยะเวลาฝึกอบรมตาม ความเหมาะสมโดยจะหารือร่วมกับผู้นั้นการยื่นข้อเสนอ เพื่อเห็นชอบร่วมกัน โดยผู้นั้นการยื่น ข้อเสนอ เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการจัดอบรมทั้งหมด เช่น ค่าเอกสารอบรม ค่าเครื่องดื่ม/ อาหารว่าง ค่าห้องประชุม (ถ้ามี) เป็นต้น

16. การพัฒนาระบบ

ผู้นั้นการเสนอราคาต้องดำเนินการพัฒนาระบบทั้งต่อไปนี้

- 16.1 ผู้นั้นการเสนอราคาต้องจัดทำแผนการพัฒนาระบบ (Installation Implementation Plan) ให้ พัฒนาระบบน Environment ตามที่ กฟภ. กำหนด โดยประสานงานกับผู้ดูแลระบบของ กฟภ.
- 16.2 ผู้นั้นการเสนอราคาต้องพัฒนาระบบเครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายของ กฟภ. ที่ศูนย์คอมพิวเตอร์ หลักร่วมกับผู้ดูแลระบบของ กฟภ.
- 16.3 ผู้นั้นเสนอราคาต้องจัดทำคู่มือการนำออกใช้งาน (Deployment Manual)
- 16.4 การพัฒนาระบบที่ถือความสมบูรณ์ของระบบเป็นหลัก หากมีซอฟต์แวร์ใด ๆ ที่มีความจำเป็น ที่ต้องติดตั้งเพื่อการใช้งาน แต่ไม่ได้ระบุไว้ในข้อกำหนด หรือมีการระบุไว้ในข้อกำหนด แต่มีความจำเป็นต้องติดตั้งเพิ่มเติม ทางผู้นั้นเสนอราคาจะเป็นผู้รับผิดชอบ ในเรื่องการจัดหา ติดตั้งสำหรับ ค่า Software License และ/หรือสิทธิ์การใช้งานที่ถูกต้องตามกฎหมาย

17. การขยายเวลาส่งมอบงาน

- 17.1 ในกรณีที่มีเหตุสุดวิสัยหรือเหตุใดอันเนื่องมาจากการผิด ความบกพร่องของ กฟภ. หรือจาก พฤติกรรมอันใดอันหนึ่ง ซึ่งผู้นั้นการเสนอราคาไม่ต้องรับผิดชอบตามกฎหมาย จนเป็นเหตุให้ผู้ นั้นการเสนอราคาไม่สามารถส่งมอบงานได้ตามเงื่อนไขและกำหนดเวลาแห่งสัญญาได้ ผู้นั้นการ เสนอราคามีสิทธิ์ของเดือนค่าปรับและหรือขอขยายระยะเวลาของสัญญาได้ โดยจะต้องแจ้งเหตุ หรือพฤติกรรมดังกล่าวพร้อมหลักฐานโดยจัดทำเป็นหนังสือแจ้ง กฟภ. ให้ทราบภายใน 15 วัน นับ จากวันที่เกิดเหตุและวันที่เหตุนั้นสิ้นสุดลง
- 17.2 ถ้าผู้นั้นการเสนอราคาไม่ดำเนินการให้ถือว่าผู้นั้นการเสนอราคาได้ละสิทธิ์เดือนค่าปรับหรือขอ ขยายระยะเวลาของสัญญา โดยไม่มีเงื่อนไขใด ๆ ทั้งสิ้น เว้นแต่กรณีเหตุเกิดจากความผิดหรือความ บกพร่องของ กฟภ. ซึ่งมีหลักฐานชัดแจ้ง หรือ กฟภ. ทราบดีอยู่แล้วตั้งแต่ตน

18. การตรวจรับ

การตรวจรับดำเนินการที่ กฟภ. สำนักงานใหญ่ โดยคณะกรรมการตรวจรับของ กฟภ. หรือผู้ที่ได้รับ มอบหมาย และในการส่งมอบงานของแต่ละงาน ต้องครบถ้วนตามที่กำหนดในข้อ 12 โดยจะถือว่าเสร็จ สมบูรณ์ เมื่อมีการลงนามตรวจรับจากคณะกรรมการตรวจรับของ กฟภ. และตรงตามแต่ละงานที่ได้รับ ความเห็นชอบจาก กฟภ. ทั้งนี้ ระบบต้องสอดคล้องกับรายงาน ผลการวิเคราะห์และออกแบบ ตลอดจน คำแนะนำ และเงื่อนไขที่ กฟภ. แจ้งกลับการพิจารณาการตรวจรับนั้น ให้ถือการตัดสินใจคณะกรรมการตรวจ รับเป็นที่สิ้นสุด อนึ่ง ในระหว่างการติดตั้ง ส่งมอบ และตรวจรับยังไม่สมบูรณ์ทั้งหมด กฟภ. มีสิทธิ์ที่จะใช้ระบบ ในส่วนที่ส่งมอบแล้วได้ และหากมีเหตุให้ต้องเลิกสัญญาอันเนื่องมาจากการเป็นความผิดของผู้นั้นการเสนอราคาเอง ผู้นั้นการเสนอราคา ไม่มีสิทธิ์ที่จะเรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ จาก กฟภ. อันเกิดจาก การใช้งานระบบที่ได้ส่ง มอบแล้ว

กฟภ. สงวนสิทธิ์ที่จะปรับปรุง หรือเพิ่มเติมผลจากการตรวจรับหากเห็นว่าจำเป็นเพื่อให้มั่นใจใน คุณภาพ การทำงานของระบบ โดยจะแจ้งล่วงหน้าก่อนวันนัดตรวจรับเพิ่มเติมไม่น้อยกว่า 3 (สาม) วันทำการ หากพบว่า ระบบไม่สามารถทำงานได้ตามข้อกำหนด หรือมีสาเหตุอันเนื่องมาจาก ผู้ชนะการเสนอราคา ผู้ชนะการเสนอ ราคาต้องปรับปรุงแก้ไขโดยเร็ว หากมีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลง แก้ไข ปรับปรุง ต้องแจ้งให้ กฟภ. ทราบ ภายใน 7 (เจ็ด) วัน ว่าได้ดำเนินการแก้ไขข้อบกพร่องต่าง ๆ อย่างไร หรือหากการตรวจรับดังกล่าวข้างต้น พบว่าไม่ตรงตามข้อกำหนดในข้อนี้ข้อใด โดยไม่มีเหตุอันสมควร กฟภ. ทรงไว้วางสิทธิ์ที่จะไม่รับระบบนั้น

19. ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของผู้ชนะการเสนอราคา

ผู้ชนะการเสนอรา飦รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงานของบุคลากร/ทีมงานของผู้ชนะการเสนอราคา เช่น ค่าบริการโทรศัพท์ ค่าอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ อุปกรณ์สำนักงาน และค่าเอกสารต่าง ๆ ของห้องโครงการ รวมถึงค่า Software License

20. การให้การสนับสนุนข้อมูล

กฟภ. เป็นผู้จัดหาและประสานข้อมูลในส่วนที่เกี่ยวข้องให้แก่ผู้ชนะการเสนอราคา และประสานงานให้ผู้ ชนะการเสนอราคาได้รับข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ ภายใน กฟภ. ในกระบวนการเรื่องดังกล่าว โดย ผู้ชนะการเสนอราคาต้องแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรไม่น้อยกว่า 3 (สาม) วันทำการก่อนดำเนินการ โดย กฟภ. จะกำหนดผู้บริหารโครงการที่จะควบคุมกำกับดูแลงานโครงการร่วมกับผู้ชนะการเสนอราคา เพื่อพิจารณา และ ตัดสินใจในการดำเนินงาน

21. ภาษาที่ใช้

ภาษาที่ใช้ในการจัดทำข้อเสนอ รายงาน และเอกสารประกอบใด ๆ ให้ใช้ภาษาไทย ในกรณีที่มีศัพท์ วิชาการหรือศัพท์เฉพาะสามารถใช้ศัพท์ภาษาอังกฤษได้ แต่ต้องมีคำจำกัดความเป็นภาษาไทยประกอบ

22. การรักษาความลับและความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ

- 22.1 ลิขสิทธิ์ในเอกสารทุกฉบับที่ผู้ชนะการเสนอราคาได้ทำขึ้นเกี่ยวกับสัญญาฯ ให้ตกเป็นของ กฟภ. บรรดาเอกสารที่ผู้ชนะการเสนอราคาได้จัดทำขึ้นเกี่ยวกับสัญญาฯ ให้ถือเป็นความลับและตกเป็น กรรมสิทธิ์ของ กฟภ. ผู้ชนะการเสนอรา飦จะต้องส่งมอบบรรดาเอกสารดังกล่าวให้แก่ กฟภ. เมื่อ สิ้นสุดสัญญาฯ ผู้ชนะการเสนอรา飦อาจเก็บสำเนาเอกสารไว้กับตนได้ แต่ต้องไม่นำข้อมูลใน เอกสารนั้นและข้อมูลใด ๆ ไปใช้ในกิจการอื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับงาน โดยเมื่อได้รับความยินยอม ล่วงหน้าเป็นหนังสือจาก กฟภ. ก่อน ทรัพย์สินทางปัญญาฯ ได้เกิดขึ้น จากการตามสัญญาฯ หาก คู่สัญญาฯ ไม่ได้กำหนดไว้เป็นอย่างอื่น ให้ตกเป็นของ กฟภ. ด้วย
- 22.2 ระบบห้องหมอดังต้องรองรับการจัดเก็บสถิติของการใช้งานระบบห้องหมอด้วยตัวเลข 120 (หนึ่งร้อย ยี่สิบ) วัน โดยมีรายละเอียดครบถ้วนตาม พ.ร.บ. ว่าด้วยการกระทำผิดเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ ฉบับที่ 2 ปี 2560 หรือตามที่ประกาศใหม่ในอนาคตตามความเหมาะสม
- 22.3 ผู้ชนะการเสนอรา飦ต้องรักษาความลับของข้อมูลและสถิติทุกชนิดไม่ว่าข้อมูลดังกล่าวจะอยู่ใน รูปแบบใด ซึ่ง กฟภ. ได้ให้แก่ผู้ชนะการเสนอรา飦เพื่อใช้ในการทำงานตามสัญญาฯ เท่านั้น ผู้ชนะ การเสนอรา飦ต้องไม่เปิดเผย เผยแพร่ หรือกระทำด้วยวิธีการใดให้บุคคลอื่น ทราบข้อมูลที่เป็น ความลับอันอาจก่อให้เกิดความเสียหายแก่ กฟภ.

- 22.4 หากผู้ช่วยการเสนอราคามีความประสงค์จะนำข้อมูลและสถิติดังกล่าวไปใช้หรือให้บุคคลอื่นนอกเหนือจากการจัดซื้อจ้างนี้ ผู้ช่วยการเสนอราคาต้องได้รับความยินยอมล่วงหน้าเป็นหนังสือจาก กฟภ. ทุกครั้งกฟภ. มีสิทธิร้องขอให้ผู้ช่วยการเสนอราคาทำลายข้อมูลและสถิติทุกชนิดที่เป็นความลับ ผู้ช่วยการเสนอราคาจะต้องทำลาย หรือส่งคืนข้อมูลที่เป็นความลับดังกล่าวทั้งหมดให้แก่ กฟภ.
- 22.5 กฟภ. มีสิทธิร้องขอให้ผู้ช่วยการเสนอราคาทำลายข้อมูลและสถิติทุกชนิดที่เป็นความลับ ผู้ช่วยการเสนอราคาจะต้องทำลาย หรือส่งคืนข้อมูลที่เป็นความลับดังกล่าวทั้งหมดให้แก่ กฟภ. ภายใน 30 (สามสิบ) วัน นับแต่วันที่ได้รับแจ้งเป็นหนังสือ โดยผู้ช่วยการเสนอราคาต้องแจ้ง เป็นหนังสือยืนยันว่าได้ทำลายข้อมูลที่เป็นความลับตามที่ กฟภ. ได้แจ้งหรือส่งคืนข้อมูล ที่เป็นความลับนั้นแล้วตามที่ได้กำหนดไว้ในข้อนี้
- 22.6 กรณีที่เป็นการเปิดเผยข้อมูลแก่บุคลากร ที่ปรึกษา และ/หรือบุคคลอื่น จะต้องได้รับความยินยอมเป็นหนังสือจาก กฟภ. ก่อน และผู้ช่วยการเสนอราคาจะต้องดำเนินการให้บุคลากรที่ปรึกษา หรือบุคคลอื่นดังกล่าวต้องผูกพันในการรักษาความลับของข้อมูลที่เป็นความลับ โดยมีข้อกำหนด เช่นเดียวกับข้อกำหนดในข้อตกลงฉบับนี้ด้วย หากบุคลากรที่ปรึกษา หรือบุคคลอื่น นำข้อมูล ที่เป็นความลับไปเปิดเผยเป็นเหตุให้ กฟภ. ได้รับความเสียหาย ผู้ช่วยการเสนอราคา ต้องรับผิดชอบต่อ กฟภ. ทุกราย
- 22.7 การจัดทำหรือพัฒนาระบบงานด้านสารสนเทศ ให้เป็นไปตามระเบียบ กฟภ. ว่าด้วยการใช้งานสารสนเทศ พ.ศ. 2560 และต้องปฏิบัติตามนโยบายและแนวทางปฏิบัติความมั่งคง ปลอดภัยสารสนเทศและไซเบอร์ พ.ศ. 2566 ที่มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ 26 มกราคม 2566 เป็นต้นไป หรือที่ประกาศใหม่ในอนาคตตามความเหมาะสม และต้องปฏิบัติตาม สรุประยุทธ์และอุปกรณ์โดยด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศสำหรับผู้ให้ บริการภายนอก
ผู้ช่วยการจัดซื้อ จัดจ้าง หรือผู้ได้รับการคัดเลือก ภายใต้เงื่อนไขการสัญญาหรือข้อตกลงเป็นหนังสือฉบับนี้ ต้องรับทราบและลงนามในสัญญาการรักษาข้อมูลที่เป็นความลับ (Non – Disclosure Agreement) และการปฏิบัติตามนโยบายด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ โดยคู่สัญญาต้องทำความเข้าใจกับหนังสือสัญญาโดยละเอียดและลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี)

23. หน่วยงานที่รับผิดชอบโครงการ

กองกลยุทธ์และสนับสนุนการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (สำนักงานใหญ่) อาคาร 1 ชั้น 5 เลขที่ 200 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900 โทร 02 590 6470-5

ภาคผนวก 1

คุณสมบัติของบุคลากรในโครงการ

1. ผู้จัดการโครงการ

ชื่อ – นามสกุล อายุ ปี สัญชาติ
คุณวุฒิ
ประสบการณ์ทำงาน

ประสบการณ์เป็นหัวหน้าโครงการในงานเทคโนโลยีสารสนเทศ ให้หน่วยงานรัฐ หรือหน่วยงานเอกชนที่ผ่านมา
โครงการที่ 1

โครงการที่ 2

โครงการที่ 3

2. ผู้เชี่ยวชาญด้านวิศวกรรมไฟฟ้า

ชื่อ – นามสกุล อายุ ปี สัญชาติ
คุณวุฒิ
ประสบการณ์ทำงาน

ประสบการณ์ด้านวิศวกรรมไฟฟ้า หรือแบบจำลองการพยากรณ์

3. ผู้เชี่ยวชาญด้านวิทยาศาสตร์ข้อมูล

ชื่อ – นามสกุล อายุ ปี สัญชาติ
คุณวุฒิ
ประสบการณ์ทำงาน

ประสบการณ์ด้านการบริการและจัดการข้อมูล วิทยาศาสตร์ข้อมูล หรือที่เกี่ยวข้อง

SW

4. ผู้เชี่ยวชาญด้านการออกแบบส่วนติดต่อผู้ใช้งาน (UX/UI)

ชื่อ – นามสกุล _____ อายุ _____ ปี สัญชาติ _____
คุณวุฒิ _____
ประสบการณ์ทำงาน _____

ประสบการณ์ด้านการออกแบบส่วนติดต่อผู้ใช้งาน (UX/UI)

โครงการที่ 1 _____
โครงการที่ 2 _____
โครงการที่ 3 _____

5. ผู้ติดต่อประสานงานสำหรับแจ้งกำหนดการ วัน เวลา และสถานที่ สำหรับการทดสอบ (Demonstration) และการนำเสนอผลทดสอบสาธิต (Presentation)

ชื่อ – นามสกุล _____
เบอร์โทรศัพท์ _____
Email (ใช้สำหรับการจัดส่งเอกสาร) _____
ที่อยู่บริษัท (ใช้สำหรับการจัดส่งเอกสาร) _____

ภาคผนวก 2

รายละเอียดคำชี้แจงเงื่อนไขเฉพาะงานและคุณลักษณะเฉพาะของซอฟต์แวร์

.....

งานงานจ้างจัดทำและพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. (PEA RE Forecast Platform)

ชื่อบริษัทผู้เสนอราคา.....

ประกวดราคาเลขที่

ลำดับที่	เงื่อนไขเฉพาะงานและคุณลักษณะเฉพาะของซอฟต์แวร์ในการประกวดราคา	คำชี้แจงฯ ที่ปริษทเสนอ	เอกสารที่ใช้อ้างถึง		
			ลำดับที่สารบัญเอกสาร	ชื่อเอกสาร	หน้า
.....



ภาคผนวก 3

รายละเอียดซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่ใช้สำหรับการจัดจ้างนี้ทั้งหมด

ข้อ 3.1 รายละเอียดการใช้ซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่ กฟภ. จัดหาให้ตามข้อ 7.1.3

รายละเอียด	ชื่อซอฟต์แวร์ (Software) หรือเครื่องมือ (Tools)	การใช้ในการจัดจ้างนี้
Application Definition & Image Build	- Helm	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Continuous Integration and Continuous Deployment (CI/CD)	- Argo - GitLab	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Database	- Microsoft SQL - PostgreSQL - Redis	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Streaming and Messaging	- RabbitMQ - Kafka	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Scheduling and Orchestration	- Kubernetes	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
API Gateway	- Kong - ApiSix	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Storage	- MINIO - Longhorn - Ceph	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Security and Compliance	- Keycloak - Black Duck - Trivy - Sonarqube - Fortify SCA - Nessus	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Container Registry	- Gitlab Registry	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Observability	- Fluentbit - Prometheus - Jaeger - Grafana - Opensearch - Sentry	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้ <input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Cloud Native Network	- Cilium	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Key Management	- Hashicorp Vault	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Container Runtime	- Containerd	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้
Service Proxy	- Nginx	<input type="checkbox"/> ใช้ <input type="checkbox"/> ไม่ใช้



ข้อ 3.2 รายละเอียดการใช้ซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่ กฟภ. ไม่ได้จัดหาให้ ตามข้อ 7.1.3 และเป็น Open Source

ข้อ 3.3 รายละเอียดการใช้ซอฟต์แวร์ (Software) และเครื่องมือ (Tools) ที่ กฟภ. ไม่ได้จัดหาให้ ตามข้อ 7.1.3 และไม่ได้เป็น Open Source

ภาคผนวก 4 ดัชนีความคลาดเคลื่อน

ดัชนีความคลาดเคลื่อน Mean Absolute Percentage Error (MAPE)

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{\substack{i=1 \\ A_i \neq 0}}^N \left| \frac{A_i - F_i}{A_i} \right| \times 100$$

เมื่อ

- N คือ จำนวนข้อมูลตามช่วงเวลาพยากรณ์
- A_i คือ ค่าจริง (Actual) ในอดีตตามช่วงเวลาพยากรณ์
- F_i คือ ค่าพยากรณ์ (Forecast) ตามช่วงเวลาพยากรณ์
- n คือ จำนวนข้อมูลที่ค่าจริง (Actual) $A_i \neq 0$

ดัชนีความคลาดเคลื่อน Root Mean Square Error (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F_i - A_i)^2}$$

เมื่อ

- N คือ จำนวนข้อมูลตามช่วงเวลาพยากรณ์
- A_i คือ ค่าจริง (Actual) ในอดีตตามช่วงเวลาพยากรณ์
- F_i คือ ค่าพยากรณ์ (Forecast) ตามช่วงเวลาพยากรณ์

ดัชนีความคลาดเคลื่อน Weighted Mean Absolute Percentage Error (Weighted MAPE)

$$Weighted MAPE = \frac{\sum_{i=1}^N |A_i - F_i|}{\sum_{i=1}^N A_i} \times 100$$

เมื่อ

- N คือ จำนวนข้อมูลตามช่วงเวลาพยากรณ์
- A_i คือ ค่าจริง (Actual) ในอดีตตามช่วงเวลาพยากรณ์
- F_i คือ ค่าพยากรณ์ (Forecast) ตามช่วงเวลาพยากรณ์

ดัชนีความคลาดเคลื่อน Weighted Average Mean Absolute Percentage Error (Weighted Average MAPE)

$$Weighted Average MAPE = \frac{\sum_{i=1}^K W_i \cdot MAPE_i}{\sum_{i=1}^K W_i}$$

เมื่อ

- K คือ จำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้า
- W_i คือ ค่ากำลังการผลิตตามสัญญาของแต่ละแหล่งผลิตไฟฟ้า
- $MAPE_i$ คือ ดัชนีความคลาดเคลื่อน MAPE ของแต่ละแหล่งผลิตไฟฟ้า



ดัชนีความคลาดเคลื่อน R-squared (Coefficient of Determination)

(R-squared)

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (A_i - F_i)^2}{\sum_{i=1}^N (A_i - \bar{A})^2}$$

เมื่อ

N	คือ	จำนวนข้อมูลตามช่วงเวลาพยากรณ์
A_i	คือ	ค่าจริง (Actual) ในอดีตตามช่วงเวลาพยากรณ์
\bar{A}	คือ	ค่าเฉลี่ยของค่าจริง (Actual) ในอดีตตามช่วงเวลาพยากรณ์
F_i	คือ	ค่าพยากรณ์ (Forecast) ตามช่วงเวลาพยากรณ์

ภาคผนวก 5

ข้อกำหนดด้านสถาปัตยกรรม

ข้อกำหนดด้านสถาปัตยกรรมองค์กร (Architecture Contract) จัดทำขึ้นเพื่อใช้เป็นข้อปฏิบัติของหน่วยงานในสังกัด กฟภ. และผู้พัฒนาระบบที่ได้รับการว่าจ้างจาก กฟภ. เพื่อดำเนินการพัฒนาระบบทекโนโลยีดิจิทัล ในการจัดทำและสนับสนุนงานด้านสถาปัตยกรรมองค์กรของ กฟภ. โดยมีรายละเอียดดังนี้

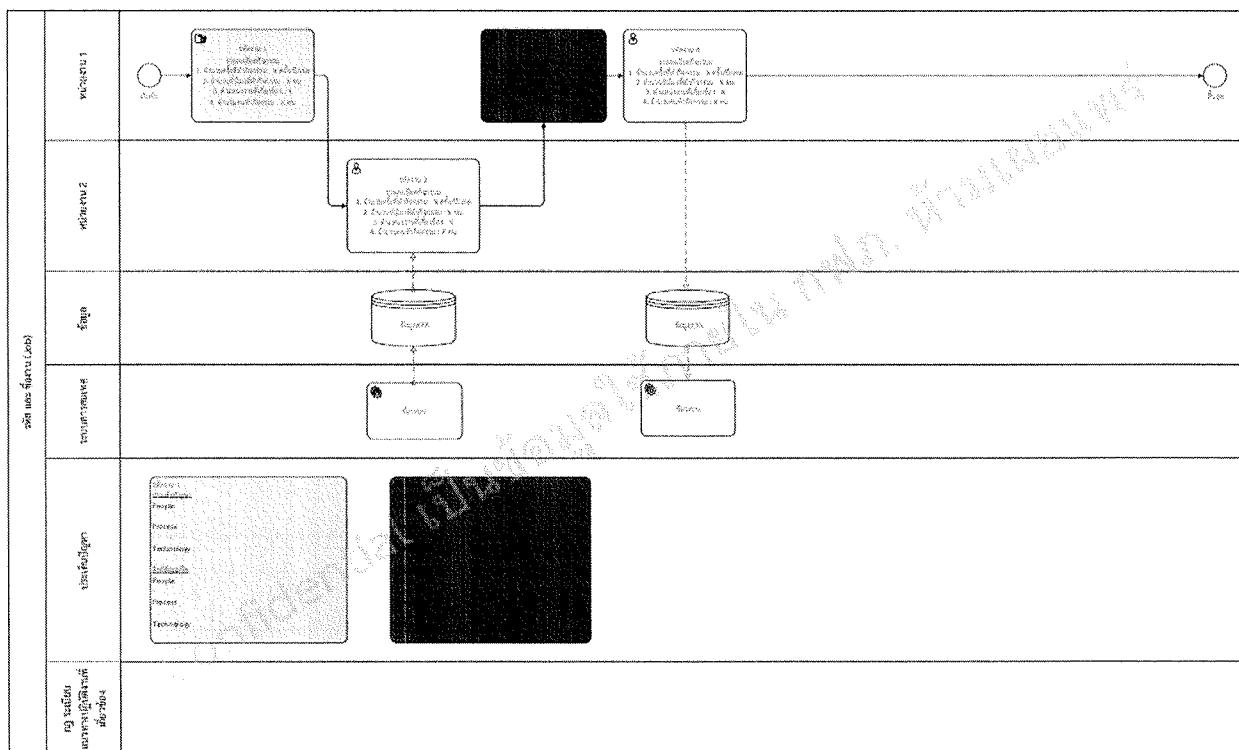
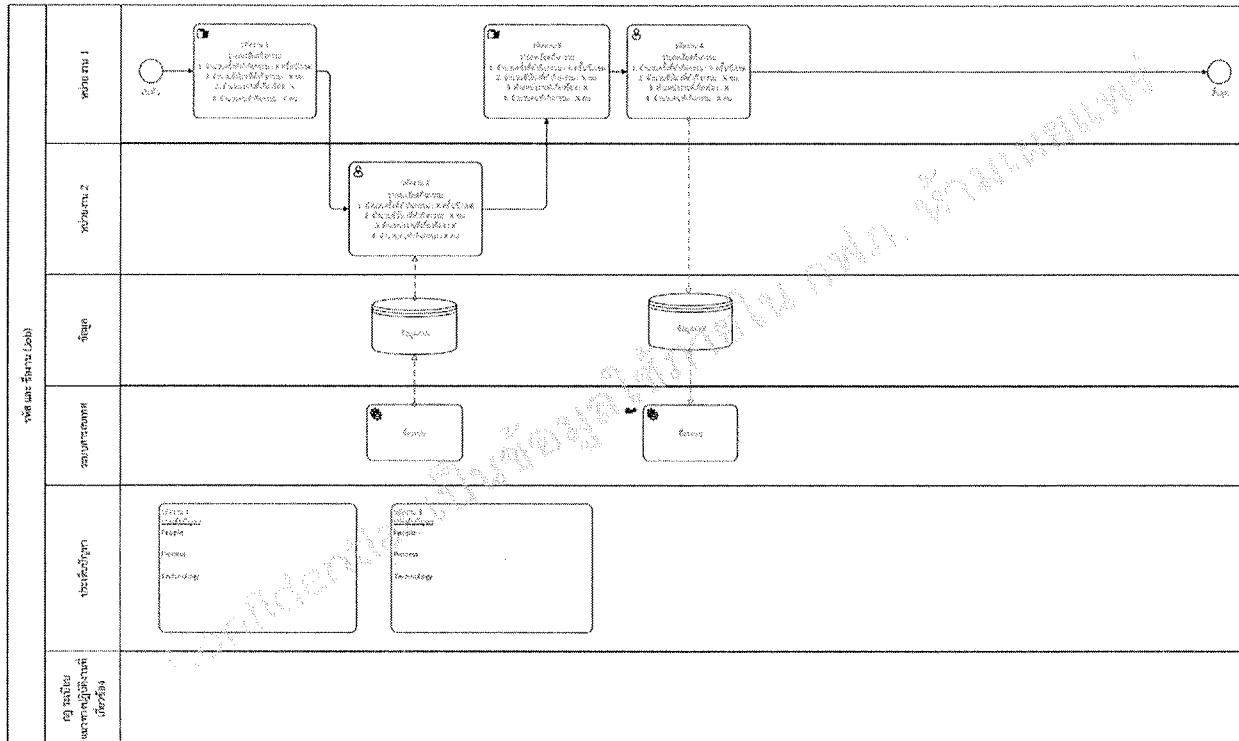
- 1) ผู้พัฒนาระบบท้องนี้ที่มีงานที่มีองค์ความรู้หรือประสบการณ์ด้านการพัฒนาสถาปัตยกรรมองค์กร (Enterprise Architecture)
- 2) ผู้พัฒนาระบบที่ได้รับการว่าจ้างจาก กฟภ. ต้องจัดทำเอกสารที่เกี่ยวข้องกับโครงการให้สอดคล้องกับแนวปฏิบัติ และส่งให้ กฟภ. พิจารณาเห็นชอบก่อนพัฒนาระบบ ประกอบด้วย
 - ร่างเอกสารสถาปัตยกรรมองค์กรในระดับ Low Level
 - เอกสารสถาปัตยกรรมระบบเทคโนโลยีดิจิทัล (Solution Architecture)
- 3) ผู้พัฒนาระบบท้องจัดเตรียมข้อมูลสถาปัตยกรรม ตามข้อที่ 2) เข้าสู่ซอฟต์แวร์ด้านสถาปัตยกรรมองค์กรของ กฟภ. เพื่อใช้งานวิเคราะห์ความหลากหลายในการบริหารจัดการ IT Portfolio
- 4) ผู้พัฒนาระบบจะต้องยอมรับให้มีการ Audit ข้อมูลสถาปัตยกรรม ตามข้อที่ 2) จากหน่วยงานสถาปัตยกรรมองค์กร (EAO) เพื่อให้สามารถยืนยันว่าเป็น Architecture Compliant ก่อนนำระบบเทคโนโลยีดิจิทัลไปสู่การใช้งานจริง (Go Live)
- 5) ผู้พัฒนาระบบท้องสนับสนุนข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาสถาปัตยกรรมองค์กรสำหรับระบบเทคโนโลยีดิจิทัลอื่น ๆ ตลอดระยะเวลาสัญญาการจัดจ้าง และสัญญาการรับประกัน

ตัวอย่างสถาปัตยกรรมองค์กรระดับ Low Level

1) สถาปัตยกรรมระบบประมาณการพัสดุ ระดับ Low Level

1.1) สถาปัตยกรรมระบบประมาณการพัสดุ ในปัจจุบัน

1.1.1) Swim Lanes As -is



ชื่อสิ่งของ	สัญลักษณ์	ความหมาย	เพื่อการ
ตัวเลือกวงกลม	○	ตัวเลือกวงกลม	○
ตัวเลือกสี่เหลี่ยม	□	ตัวเลือกสี่เหลี่ยม	□
ตัวเลือกสี่เหลี่ยมจัตุรัส	■	ตัวเลือกสี่เหลี่ยมจัตุรัสที่ไม่สามารถลบออกได้เมื่อต้องการลบตัวเลือกที่ไม่ต้องการ	■
ตัวเลือกที่มีข้อความเขียนด้วยตัวอักษร	&	User Task: ตัวกรองที่บันทึกการใช้งานของผู้ใช้ทางระบบเพื่อให้ทราบถึงความต้องการของผู้ใช้	&
ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร	□	ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร ที่ใช้เขียนข้อความทางภาษาไทย ให้ผู้ใช้งาน หรือให้ผู้ใช้งาน แต่งแต้มรูปแบบ	
ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร	□	ตัวเลือกที่มีรูปในรูปในสี ขนาดตัวอักษร หรือในรูปในรูปแบบตัวอักษร	
ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร	W X Y Z A B C D E F V ArcGIS ARCGIS	ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร หรือในรูปในรูปแบบตัวอักษร เช่น Microsoft Word, Microsoft Excel, PDF เป็นต้น	
ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร	□	ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร เช่น 1. ไฟฟ้าและน้ำ ตามส่วนห้องที่ต้องบันทึกใช้เวลา เช่น ไฟฟ้า Login ระหว่างที่ต้องบันทึกไฟฟ้า 2. ค่าคงที่ เช่น ค่าไฟฟ้าที่ต้องบันทึก SAP-MM 3. ไฟฟ้าและน้ำที่ต้องบันทึกในระบบ หรือค่าที่มีผลต่อค่าไฟฟ้า เช่น ค่าไฟฟ้าที่ต้องบันทึกไฟฟ้า SAP และไฟฟ้า Login ค่าไฟฟ้า ค่าไฟฟ้าที่ต้องบันทึกไฟฟ้า ในการบันทึกไฟฟ้า	
ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร	□	ตัวเลือกที่มีรูปแบบตัวอักษร หรือในรูปในสี ขนาดตัวอักษร	
Sequence Flow	—>	Sequence Flow ไฟล์ที่รับมาจากตัวตัดสินใจหรือตัวกรองตามที่ต้องการที่ต้องการตัดสินใจ	
Message Flow	—>	Message Flow ไฟล์ที่รับจากตัวตัดสินใจหรือตัวกรองตามที่ต้องการที่ต้องการตัดสินใจ	
ตัวตัดสินใจ	█	ตัวตัดสินใจจะตัดสินใจว่าต้องทำอะไรต่อไป ไม่ว่าจะเป็น ตัวตัดสินใจ ตัวตัดสินใจที่ต้องการตัดสินใจ	
Parallel Gateways	◇ +	Parallel Gateways คือตัวตัดสินใจที่ต้องการตัดสินใจว่าต้องทำให้ต่อไปแล้วต้องทำต่อไป แต่ต้องตัดสินใจว่าต้องทำต่อไปในคราวเดียว	

1.2) สถาปัตยกรรมระบบประมาณการพัสดุ ในอนาคต

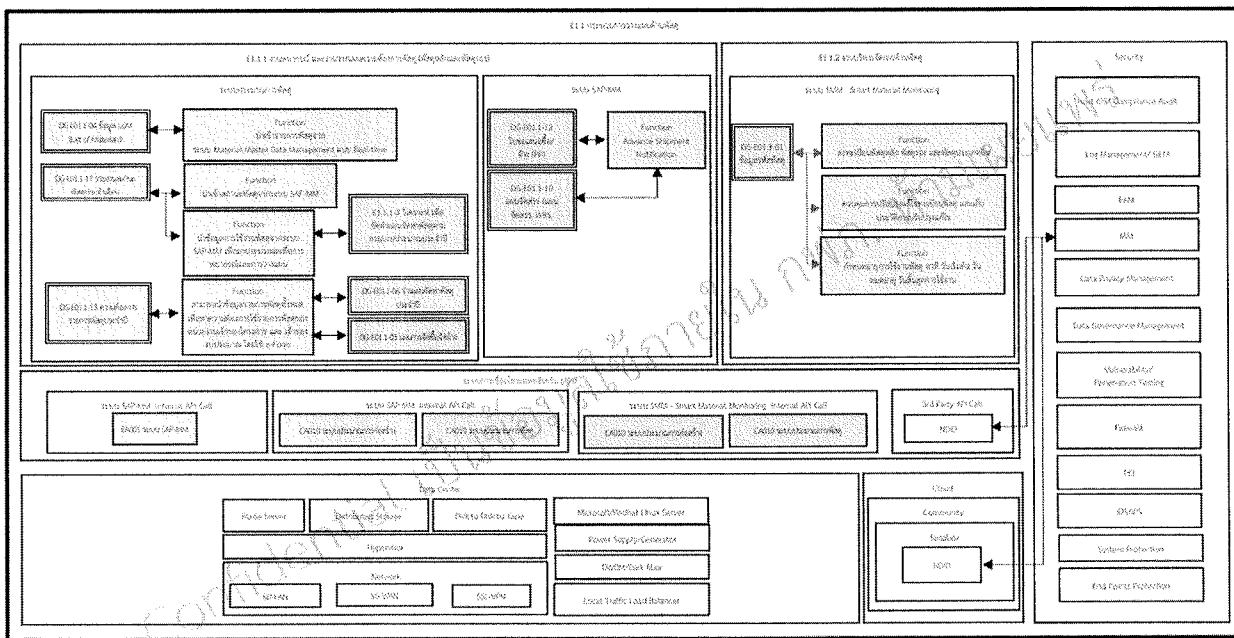
ความหมายที่นิย用ของกล่องสี

- คงเดิม
- พัฒนาใหม่
- ปรับปรุง/เพิ่มประสิทธิภาพ
- ถูกทดแทน

ความหมายสีบนขอบของกล่อง

- 2 เส้น – แสดงถึงส่วนของการซ่อนอยู่ / ซ่อนอยู่
- 1 เส้น – แสดงถึง Function

1.2.1) Building Block



ภาคผนวก 6

ขั้นตอนการสาธิตรายละเอียดและเงื่อนไขการทดสอบสาธิต

Live Demonstration

ผู้ยื่นข้อเสนอจะจัดทำและพัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับศูนย์ข้อมูลพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. (PEA RE Forecast Platform) ต้องเข้าร่วมทดสอบสาธิต (Demonstration) ณ สำนักงานใหญ่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือตามที่ กฟภ. กำหนด ตามขั้นตอนการสาธิตและร่วมนำเสนอผลการทดสอบสาธิต โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) กำหนดวันทดสอบสาธิต (Demonstration) และวันนำเสนอผลทดสอบสาธิต (Presentation) โดยมีรายละเอียดดังนี้

- กฟภ. จะพิจารณาลำดับในการทดสอบสาธิตตามลำดับการเสนอราคาในระบบ e-GP
- กฟภ. จะแจ้งวันทดสอบสาธิต (Demonstration) และวันนำเสนอผลทดสอบสาธิต (Presentation) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอทราบวันนัดหมาย ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งจากวันยื่นเสนอราคา
- การกำหนดวันทดสอบ (Demonstration) และวันนำเสนอผลทดสอบสาธิต (Presentation) กฟภ. จะแจ้งให้ผู้ยื่นข้อเสนอทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 1 วันทำการ ก่อนวันเข้าทดสอบ
- การทดสอบสาธิตและการนำเสนอผลการทดสอบสาธิต ประกอบด้วย

1.1 วันเตรียมการ 1 วันทำการ (ถ้ามี) ก่อนวันเข้าทดสอบ 1 วันทำการ โดยผู้ยื่นข้อเสนอต้องแจ้งความประสงค์ขอวันเตรียมการให้ กฟภ. ทราบล่วงหน้า อย่างน้อย 1 วันทำการ ก่อนวันเข้าทดสอบ ทั้งนี้ กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ไม่รับผิดชอบความเสียหายใด ๆ ที่เกิดขึ้น จากการเตรียมการ

1.2 วันทดสอบสาธิต (Demonstration) 1 วันทำการ โดยตลอดการทดสอบ ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถใช้โปรแกรมการพิจารณา เข้าตรวจสอบการทำงานของพังก์ชันตั้งกล่าวได้ไม่เกิน 7 ครั้ง/แบบทดสอบ กรณีเกิดปัญหาที่ระบบในวันที่ทำการทดสอบสาธิต กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ไม่รับผิดชอบความเสียหายใด ๆ ที่เกิดขึ้น

หมายเหตุ ผู้ยื่นข้อเสนอต้องจัดเตรียมหนังสือมอบอำนาจแสดงความจำนงการเข้าทดสอบสาธิต และการนำเสนอผลการทดสอบสาธิต พร้อมระบุรายชื่อผู้เข้าทดสอบสาธิตและการนำเสนอผลการทดสอบ สาธิตและจัดเตรียมสำเนาบัตรประชาชนหรือหนังสือเดินทาง (Passport) ของผู้เข้าร่วมการทดสอบสาธิตและผู้นำเสนอผลการทดสอบสาธิต ทุกคน โดยจัดส่งให้ กฟภ. ในวันที่ทดสอบสาธิต

ในกรณีที่ กฟภ. ตรวจสอบแล้วพบว่า เอกสารไม่ถูกต้องหรือเอกสารไม่ตรงกับตัวบุคคลที่ผู้เข้าร่วมการทดสอบสาธิตและการนำเสนอผลการทดสอบสาธิต กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ไม่อนุญาตให้ผู้ยื่นข้อเสนอเข้าร่วมทดสอบสาธิต

1.3 วันนำเสนอผลทดสอบสาธิต (Presentation) 1 วันทำการ

2) หัวข้อการทดสอบสาธิต (Demonstration)

- การทดสอบสาธิต (Demonstration) มีจำนวน 4 แบบทดสอบ ดังนี้
 - 2.1 แบบทดสอบที่ 1 การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Intraday
 - 2.2 แบบทดสอบที่ 2 การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Day-Ahead
 - 2.3 แบบทดสอบที่ 3 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Intraday
 - 2.4 แบบทดสอบที่ 4 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Day-Ahead

- ผลลัพธ์การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) ของแบบทดสอบที่ 1 และ แบบทดสอบที่ 2 ต้องมีค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์น้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่ กฟภ. กำหนด โดยใช้ค่าดัชนี Mean Absolute Percentage Error (MAPE) กำหนดที่ 10 %
 - ผลลัพธ์การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ของแบบทดสอบที่ 3 และ แบบทดสอบที่ 4 ต้องมีค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด โดยค่าดัชนี Mean Absolute Percentage Error (MAPE) น้อยกว่า 1 % และค่าดัชนี R-squared มากกว่า 0.90
- 3) ผู้ยื่นข้อเสนอดำเนินการทดสอบสาธิติการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) และการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) จากชุดข้อมูล (Dataset) ที่ กฟภ. จัดเตรียมให้เท่านั้น เพื่อให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์และผลลัพธ์ที่คาดหวังของการทดสอบสาธิติ (Demonstration) โดยมีรายละเอียดตามตาราง Test Function
- 4) ผู้ยื่นข้อเสนอจัดส่งผล (Result) การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) และการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) ตามโจทย์ทดสอบสาธิติ (Demonstration) ให้กับคณะกรรมการหรือเจ้าหน้าที่ กฟภ. เพื่อตรวจสอบผลการพยากรณ์ฯ และคำนวณค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์ ตามแบบฟอร์มที่ กฟภ. กำหนด โดยตลอดการทดสอบ ผู้ยื่นข้อเสนอสามารถเขียนกรรมการพิจารณาฯ เข้าตรวจสอบการทำงานของพั้งก์ชัน ตั้งแต่ล่างได้ไม่เกิน 7 ครั้ง/แบบทดสอบ
- 5) กรณีที่ กฟภ. ตรวจสอบในรายงานผลการทดสอบสาธิติฉบับสมบูรณ์ (Final Result) พบว่า ผู้ยื่นข้อเสนอ ไม่มีการระบุผลการทดสอบในในรายงานผลการทดสอบสาธิติเพียงส่วนใดส่วนหนึ่ง กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้ยื่นข้อเสนอไม่ผ่านคุณสมบัติผู้ยื่นข้อเสนอและเมรับพิจารณาต่อไป
- 6) การนำเสนอผลการทดสอบสาธิติ (Presentation) ผู้ยื่นข้อเสนอต้องนำเสนอผลการทดสอบสาธิติให้ครอบคลุมเนื้อหาการนำเสนอตามที่ กฟภ. กำหนด โดยมีระยะเวลาในการนำเสนอไม่เกิน 30 นาที/ราย
- 7) จำนวนผู้เข้าร่วมทดสอบสาธิติและนำเสนอผลการทดสอบสาธิติ กำหนดจำนวนไม่เกิน 5 ท่าน/ผู้ยื่นข้อเสนอ
- 8) ในระหว่างการทดสอบสาธิติ (Demonstration) ห้ามกระทำการที่เป็นการรบกวนผู้อื่น
- 9) กฟภ. ดำเนินการจัดเตรียมข้อมูล อุปกรณ์ และเอกสารที่เกี่ยวข้อง โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 9.1) สถานที่ดำเนินการทดสอบสาธิติ (Demonstration) และสถานที่สำหรับการนำเสนอผลการทดสอบสาธิติ
 - 9.2) ชุดข้อมูล (Dataset) กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและข้อมูลสภาพอากาศ สำหรับการทดสอบสาธิติตามข้อ 2.1 และข้อ 2.2
 - 9.3) ชุดข้อมูล (Dataset) เครื่องวัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าและบ้านที่อยู่อาศัย (จุดทดสอบ) สำหรับการทดสอบสาธิติตามข้อ 2.3 และข้อ 2.4
 - 9.4) เอกสารแจ้งผลการทดสอบฯ และใบรายงานผลการทดสอบสาธิติตามรูปแบบที่ กฟภ. กำหนด
- 10) ให้ผู้ยื่นข้อเสนอดำเนินการจัดเตรียมอุปกรณ์ในการสาธิติ ประกอบด้วย
- 10.1) คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล (Private Computer: PC) หรือ คอมพิวเตอร์โน๊ตบุ๊ค (Notebook) หรือ อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องที่ใช้ในการเข้าร่วมทดสอบสาธิติ
 - 10.2) ระบบหรือแพลตฟอร์มหรือผลิตภัณฑ์ (ที่มีความเกี่ยวข้องในการทดสอบสาธิติ) ใช้ทดสอบสาธิติ

- 10.3) อินเตอร์เน็ตส่วนบุคคล (Internet) หรือ Wifi หรือ ซอตสปอตส่วนบุคคล (Hotspot) เพื่อใช้สำหรับ การทดสอบสาธิต
 - 10.4) อุปกรณ์/เครื่องมือสื่อสาร
- 11) ผู้ยื่นข้อเสนอรายได้ที่ไม่มาทำการสาธิตในช่วงเวลาที่กำหนด หรือ ไม่สามารถทดสอบให้ผ่านครบถ้วนทั้งหมด ตามที่ กฟภ. กำหนด กฟภ. จะถือว่าไม่ผ่านคุณสมบัติข้อเสนอทางเทคนิค และไม่มีสิทธิเข้าเสนอราคาด้วย วิธีประการราคาอิเล็กทรอนิกส์ (e-bidding)
 - 12) ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องจัดเตรียมอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ประกอบการสาธิตในครั้งนี้ให้ครบถ้วนรวมถึงอุปกรณ์ ประกอบการเขื่อมต่อต่างๆ ให้พร้อมสำหรับเชิญคณะกรรมการพิจารณาหรือผู้แทนเข้าร่วมการสาธิต โดย กฟภ. จะจัดส่งเจ้าหน้าที่เข้าร่วมสังเกตการสาธิต ตลอดระยะเวลาการสาธิต
 - 13) ในการสาธิตครั้งนี้ กฟภ. ไม่มีความผูกพันที่จะรับคำเสนอราคาหรือใบเสนอราคайдle รวมทั้งไม่ต้อง รับผิดชอบค่าใช้จ่ายและค่าเสียหายใดๆ ของผู้ยื่นข้อเสนอ อันอาจเกิดขึ้นในการที่ผู้ยื่นข้อเสนอได้เข้าเสนอ ราคากรั้งนี้ และหากเกิดความเสียหายใดๆ ในระหว่างการสาธิต ผู้ยื่นข้อเสนอต้องรับผิดชอบค่าเสียหาย ทั้งหมด

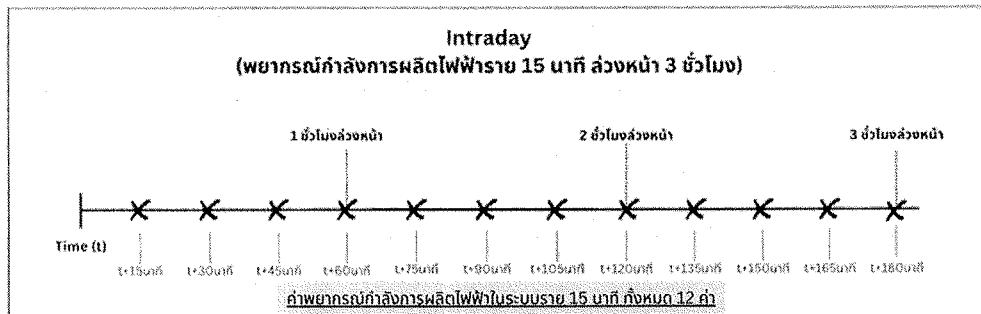
Test Function

Requirement:

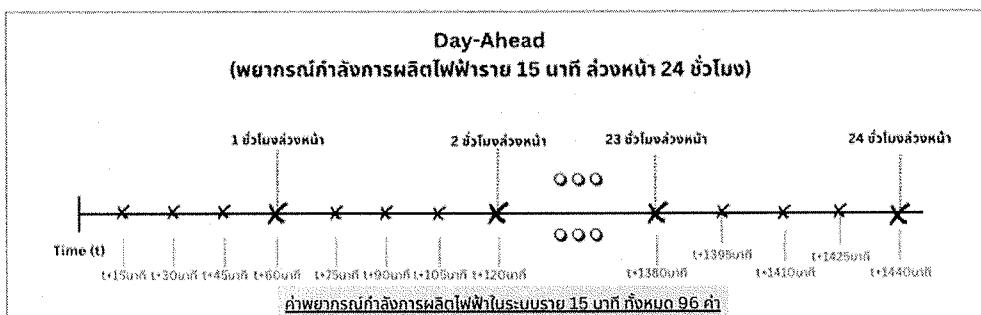
การทดสอบสาริtipพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast)

ผู้อื่นข้อเสนอต้องทดสอบสาริtipพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยมีรายละเอียด ได้แก่

- รูปแบบการพยากรณ์แบบ Intraday: พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, 60 นาที, ..., 165 นาที, 180 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 12 ค่า



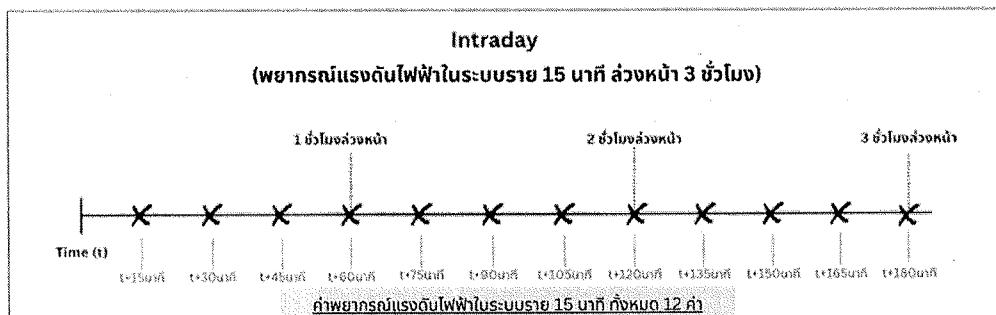
- รูปแบบการพยากรณ์แบบ Day-Ahead: พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า



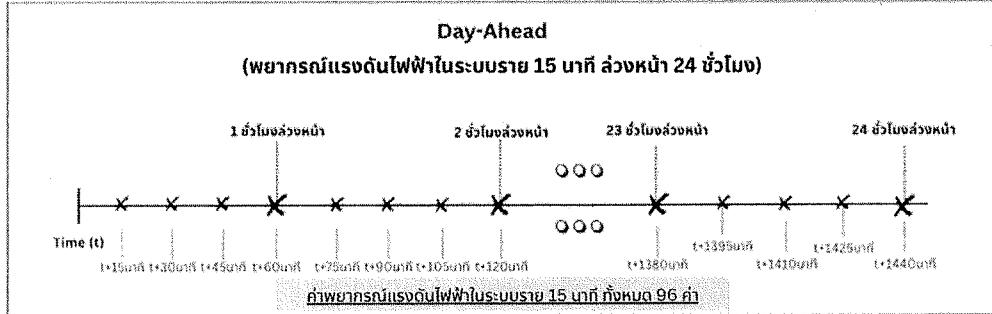
การทดสอบสาริtipพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction)

ผู้อื่นข้อเสนอต้องทดสอบสาริtipพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) โดยมีรายละเอียด ได้แก่

- รูปแบบการพยากรณ์แบบ Intraday: พยากรณ์แรงดันไฟฟ้าล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, 60 นาที, ..., 165 นาที, 180 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 12 ค่า



2. รูปแบบการพยากรณ์แบบ Day-Ahead: พยากรณ์แรงดันไฟฟ้าล่วงหน้า 15 นาที, 30 นาที, 45 นาที, ..., 1440 นาที รวมเป็นจำนวนทั้งหมด 96 ค่า



Test Process:

ผู้ยื่นข้อเสนอต้องดำเนินการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) และการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) โดยมีขั้นตอนและรายละเอียดการดำเนินการ ได้แก่

- การทดสอบการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า**

- การนำเข้าและสำรวจข้อมูล (Data Import and Exploration)
- การเตรียมข้อมูล (Data Preparation)
- การสร้างโมเดลหรือแบบจำลองการพยากรณ์ (Model Building)
- การประเมินผล (Model Evaluation)
- ส่งผลลัพธ์ของชุดข้อมูล (Result Data) ตามโจทย์ที่ กฟภ. กำหนดให้กับคณะกรรมการฯ เพื่อประเมินผลของโมเดลหรือแบบจำลองการพยากรณ์ ตามรูปแบบที่ กฟภ. กำหนด

- การนำเสนอผลการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า**

ผู้ยื่นข้อเสนอต้องดำเนินการจัดทำข้อมูลหรือไฟล์นำเสนอผลการพยากรณ์ โดยมีเนื้อหาการนำเสนอครอบคลุมหัวข้อดังต่อไปนี้

- ความสามารถในการจัดการและวิเคราะห์ข้อมูล
- ความเข้าใจในหลักการและขั้นตอนของ Machine Learning
- เหตุผลการการเลือกใช้โมเดลที่นำเสนอ
- ความถูกต้องและความแม่นยำของโมเดล
- ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาโมเดลหรือแบบจำลองการพยากรณ์ (Model Building) ให้มีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น

Expected Testing/Result:

- ผู้ยื่นข้อเสนอจัดการข้อมูล การเลือกใช้โมเดล และการปรับปรุงโมเดลให้มีประสิทธิภาพ
- ผู้ยื่นข้อเสนอแสดงให้เห็นถึงความเข้าใจในขั้นตอนการทำงานของ Machine Learning ตั้งแต่การเตรียมข้อมูล การสร้างโมเดล การปรับแต่งพารามิเตอร์ และการประเมินผล

3. ผู้อื่นข้อเสนอสามารถพัฒนาและเปรียบเทียบโมเดล Machine Learning ที่มีประสิทธิภาพในการพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) และการพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction)
4. ผลลัพธ์การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) ต้องมีค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์น้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่ กฟภ. กำหนด โดยใช้ค่าดัชนี Mean Absolute Percentage Error (MAPE) กำหนดที่ 10 %
5. ผลลัพธ์การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Voltage Prediction) ต้องมีค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error) จากผลการพยากรณ์เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด โดยค่าดัชนี Mean Absolute Percentage Error (MAPE) น้อยกว่า 1 % และค่าดัชนี R-squared มากกว่า 0.90

Test Result/Observation

แบบทดสอบที่ 1 การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน
(RE Forecast) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Intraday

บริษัท

ครั้งที่

วันที่

เวลาเริ่มต้น

โมเดลพยากรณ์ที่เลือกใช้ Pass Not pass

ลำดับ	ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า	วัน/เวลา	ผลพยากรณ์
1.	15 นาที		
2.	30 นาที		
3.	45 นาที		
4.	60 นาที		
5.	75 นาที		
6.	90 นาที		
7.	105 นาที		
8.	120 นาที		
9.	135 นาที		
10.	150 นาที		
11.	165 นาที		
12.	180 นาที		

ค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error)

- MAPE = %

Remark

.....

.....

.....

.....

ส่วนของผู้ยื่นข้อเสนอ	ส่วนของผู้ตรวจสอบ
ลงชื่อ (.....) วันที่ / /	ลงชื่อ (.....) วันที่ / /

Test Result/Observation			
แบบทดสอบที่ 2 การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Day-Ahead			
บริษัท			
ครั้งที่			
วันที่			
เวลาเริ่มต้น			
โมเดลพยากรณ์ที่เลือกใช้ <input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Not pass			
ลำดับ	ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า	วัน/เวลา	ผลพยากรณ์
1.	15 นาที		
2.	30 นาที		
3.	45 นาที		
4.	60 นาที		
5.	75 นาที		
6.	90 นาที		
7.	105 นาที		
8.	120 นาที		
9.	135 นาที		
10.	150 นาที		
11.	165 นาที		
12.	180 นาที		
13.	195 นาที		
14.	210 นาที		
15.	225 นาที		
16.	240 นาที		
17.	255 นาที		
18.	270 นาที		
19.	285 นาที		
20.	300 นาที		
21.	315 นาที		
22.	330 นาที		
23.	345 นาที		
24.	360 นาที		
25.	375 นาที		
26.	390 นาที		
27.	405 นาที		
28.	420 นาที		
29.	435 นาที		

BV

30.	450 นาที		
31.	465 นาที		
32.	480 นาที		
33.	495 นาที		
34.	510 นาที		
35.	525 นาที		
36.	540 นาที		
37.	555 นาที		
38.	570 นาที		
39.	585 นาที		
40.	600 นาที		
41.	615 นาที		
42.	630 นาที		
43.	645 นาที		
44.	660 นาที		
45.	675 นาที		
46.	690 นาที		
47.	705 นาที		
48.	720 นาที		
49.	735 นาที		
50.	750 นาที		
51.	765 นาที		
52.	780 นาที		
53.	795 นาที		
54.	810 นาที		
55.	825 นาที		
56.	840 นาที		
57.	855 นาที		
58.	870 นาที		
59.	885 นาที		
60.	900 นาที		
61.	915 นาที		
62.	930 นาที		
63.	945 นาที		
64.	960 นาที		
65.	975 นาที		
66.	990 นาที		
67.	1005 นาที		

✓

68.	1020 นาที		
69.	1035 นาที		
70.	1050 นาที		
71.	1065 นาที		
72.	1080 นาที		
73.	1095 นาที		
74.	1110 นาที		
75.	1125 นาที		
76.	1140 นาที		
77.	1155 นาที		
78.	1170 นาที		
79.	1185 นาที		
80.	1200 นาที		
81	1215 นาที		
82.	1230 นาที		
83.	1245 นาที		
84.	1260 นาที		
85.	1275 นาที		
86.	1290 นาที		
87.	1305 นาที		
88.	1320 นาที		
89.	1335 นาที		
90.	1350 นาที		
91.	1365 นาที		
92.	1380 นาที		
93.	1395 นาที		
94.	1410 นาที		
95.	1425 นาที		
96.	1440 นาที		

ค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error)

- MAPE = %

Remark

ส่วนของผู้ยื่นข้อเสนอ	ส่วนของผู้ตรวจสอบ
ลงชื่อ (.....) วันที่/...../.....	ลงชื่อ (.....) วันที่/...../.....

Test Result/Observation

แบบทดสอบที่ 3 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Intraday

บริษัท

ครั้งที่

วันที่

เวลาเริ่มต้น

โมเดลพยากรณ์ที่เลือกใช้ Pass Not pass

ลำดับ	ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า	วัน/เวลา	ผลพยากรณ์
1.	15 นาที		
2.	30 นาที		
3.	45 นาที		
4.	60 นาที		
5.	75 นาที		
6.	90 นาที		
7.	105 นาที		
8.	120 นาที		
9.	135 นาที		
10.	150 นาที		
11.	165 นาที		
12.	180 นาที		

ค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error)

- MAPE = %
- R-squared =

Remark

.....

.....

.....

.....

ส่วนของผู้ยื่นข้อเสนอ	ส่วนของผู้ตรวจสอบ
ลงชื่อ (.....) วันที่ / /	ลงชื่อ (.....) วันที่ / /

✓

Test Result/Observation

แบบทดสอบที่ 4 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) รูปแบบการพยากรณ์แบบ Day-Ahead

บริษัท

ครั้งที่

วันที่

เวลาเริ่มต้น

ไม่เดลพยากรณ์ที่เลือกใช้ Pass Not pass

ลำดับ	ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า	วัน/เวลา	ผลพยากรณ์
1.	15 นาที		
2.	30 นาที		
3.	45 นาที		
4.	60 นาที		
5.	75 นาที		
6.	90 นาที		
7.	105 นาที		
8.	120 นาที		
9.	135 นาที		
10.	150 นาที		
11.	165 นาที		
12.	180 นาที		
13.	195 นาที		
14.	210 นาที		
15.	225 นาที		
16.	240 นาที		
17.	255 นาที		
18.	270 นาที		
19.	285 นาที		
20.	300 นาที		
21.	315 นาที		
22.	330 นาที		
23.	345 นาที		
24.	360 นาที		
25.	375 นาที		
26.	390 นาที		
27.	405 นาที		
28.	420 นาที		
29.	435 นาที		
30.	450 นาที		

31.	465 นาที	
32.	480 นาที	
33.	495 นาที	
34.	510 นาที	
35.	525 นาที	
36.	540 นาที	
37.	555 นาที	
38.	570 นาที	
39.	585 นาที	
40.	600 นาที	
41.	615 นาที	
42.	630 นาที	
43.	645 นาที	
44.	660 นาที	
45.	675 นาที	
46.	690 นาที	
47.	705 นาที	
48.	720 นาที	
49.	735 นาที	
50.	750 นาที	
51.	765 นาที	
52.	780 นาที	
53.	795 นาที	
54.	810 นาที	
55.	825 นาที	
56.	840 นาที	
57.	855 นาที	
58.	870 นาที	
59.	885 นาที	
60.	900 นาที	
61.	915 นาที	
62.	930 นาที	
63.	945 นาที	
64.	960 นาที	
65.	975 นาที	
66.	990 นาที	
67.	1005 นาที	
68.	1020 นาที	

✓

69.	1035 นาที		
70.	1050 นาที		
71.	1065 นาที		
72.	1080 นาที		
73.	1095 นาที		
74.	1110 นาที		
75.	1125 นาที		
76.	1140 นาที		
77.	1155 นาที		
78.	1170 นาที		
79.	1185 นาที		
80.	1200 นาที		
81	1215 นาที		
82.	1230 นาที		
83.	1245 นาที		
84.	1260 นาที		
85.	1275 นาที		
86.	1290 นาที		
87.	1305 นาที		
88.	1320 นาที		
89.	1335 นาที		
90.	1350 นาที		
91.	1365 นาที		
92.	1380 นาที		
93.	1395 นาที		
94.	1410 นาที		
95.	1425 นาที		
96.	1440 นาที		

ค่าความคลาดเคลื่อน (Forecast Error)

- MAPE = %
- R-squared =

Remark

ส่วนของผู้อื่นข้อเสนอ	ส่วนของผู้ตรวจสอบ
ลงชื่อ (.....) วันที่/...../.....	ลงชื่อ (.....) วันที่/...../.....

✓

Summary Test Result/Observation

ใบสรุปผลการพยากรณ์

บริษัท

ลำดับ	ค่าพยากรณ์ล่วงหน้า	ครั้งที่	MAPE	R-squared	ผลพยากรณ์
1.	แบบทดสอบที่ 1 การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) แบบ Intraday	1			<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Not pass
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			
2.	แบบทดสอบที่ 2 การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) และ Day-Ahead	1			<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Not pass
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			
3.	แบบทดสอบที่ 3 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) แบบ Intraday	1			<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Not pass
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			
4.	แบบทดสอบที่ 4 การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction) แบบ Day-Ahead	1			<input type="checkbox"/> Pass <input type="checkbox"/> Not pass
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			

Remark

ส่วนของผู้รับผู้เสนอ	ส่วนของกรรมการ
ลงชื่อ (.....) วันที่/...../.....	ลงชื่อ (.....) ประธานกรรมการพิจารณาผลฯ วันที่/...../.....

BV

	<p>ลงชื่อ (.....) กรรมการพิจารณาผลฯ วันที่/...../.....</p> <p>ลงชื่อ (.....) กรรมการพิจารณาผลฯ วันที่/...../.....</p> <p>ลงชื่อ (.....) กรรมการพิจารณาผลฯ วันที่/...../.....</p>	
--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

๑๒

ตัวอย่างชุดข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน สำหรับการทดสอบสาธิต (Demonstration) การพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast)

ตัวแปร	หน่วย	ความหมาย
PVTEMP1	°C	อุณหภูมิบริเวณแผง Solar PV ตำแหน่งที่ 1
PVTEMP2	°C	อุณหภูมิบริเวณแผง Solar PV ตำแหน่งที่ 2
AMBTEMP	°C	อุณหภูมิบริเวณใกล้เคียงโรงไฟฟ้า
PYRANO1	W/m ²	ค่าจากไซโรโนมิเตอร์ ซึ่งใช้สำหรับตรวจเช็คค่าความเข้มแสงอาทิตย์ บริเวณแผง Solar PV ตำแหน่งที่ 1
PYRANO2	W/m ³	ค่าจากไซโรโนมิเตอร์ ซึ่งใช้สำหรับตรวจเช็คค่าความเข้มแสงอาทิตย์ บริเวณแผง Solar PV ตำแหน่งที่ 2
WINDSPEED	m/s	ค่าความเร็วลม
P	kW	กำลังผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Solar PV

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
0:00	23.98	24.51	26.35	0.00	0.20	0.47	0.00
0:05	24.00	24.41	26.24	0.00	0.21	0.49	0.00
0:10	24.02	24.30	26.12	0.00	0.22	0.52	0.00
0:15	24.04	24.20	26.01	0.00	0.22	0.54	0.00
0:20	24.03	24.16	25.97	0.00	0.23	0.41	0.00
0:25	24.02	24.12	25.94	0.00	0.23	0.28	0.00
0:30	24.01	24.08	25.91	0.00	0.23	0.15	0.00
0:35	24.01	24.10	25.90	0.00	0.23	0.31	0.00
0:40	24.01	24.11	25.89	0.00	0.23	0.46	0.00
0:45	24.01	24.12	25.88	0.00	0.23	0.61	0.00
0:50	23.99	24.09	25.84	0.00	0.23	0.58	0.00
0:55	23.98	24.06	25.80	0.00	0.23	0.55	0.00
1:00	23.97	24.03	25.76	0.00	0.23	0.51	0.00
1:05	23.92	24.00	25.73	0.00	0.24	0.50	0.00
1:10	23.87	23.96	25.70	0.00	0.24	0.48	0.00
1:15	23.83	23.93	25.68	0.00	0.24	0.46	0.00
1:20	23.67	23.85	25.59	0.00	0.24	0.31	0.00
1:25	23.52	23.77	25.51	0.00	0.24	0.16	0.00
1:30	23.36	23.69	25.42	0.00	0.24	0.01	0.00

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
1:35	23.18	23.57	25.30	0.00	0.25	0.01	0.00
1:40	23.01	23.45	25.18	0.00	0.25	0.00	0.00
1:45	22.83	23.32	25.05	0.00	0.25	0.00	0.00
1:50	22.86	23.22	24.94	0.00	0.25	0.00	0.00
1:55	22.89	23.11	24.84	0.00	0.25	0.00	0.00
2:00	22.92	23.00	24.73	0.00	0.25	0.00	0.00
2:05	22.91	22.99	24.75	0.00	0.25	0.10	0.00
2:10	22.89	22.98	24.78	0.00	0.25	0.19	0.00
2:15	22.88	22.97	24.80	0.00	0.25	0.29	0.00
2:20	22.85	23.07	24.80	0.00	0.25	0.40	0.00
2:25	22.82	23.16	24.80	0.00	0.26	0.50	0.00
2:30	22.80	23.26	24.80	0.00	0.26	0.61	0.00
2:35	22.83	23.17	24.70	0.00	0.26	0.55	0.00
2:40	22.87	23.07	24.60	0.00	0.26	0.49	0.00
2:45	22.91	22.98	24.50	0.00	0.26	0.43	0.00
2:50	22.91	22.92	24.46	0.00	0.26	0.35	0.00
2:55	22.91	22.85	24.43	0.00	0.26	0.26	0.00
3:00	22.91	22.79	24.40	0.00	0.25	0.18	0.00
3:05	22.76	22.72	24.34	0.00	0.26	0.12	0.00
3:10	22.60	22.66	24.29	0.00	0.26	0.06	0.00
3:15	22.45	22.59	24.24	0.00	0.26	0.00	0.00
3:20	22.28	22.52	24.18	0.00	0.26	0.00	0.00
3:25	22.10	22.44	24.11	0.00	0.26	0.00	0.00
3:30	21.93	22.37	24.05	0.00	0.26	0.00	0.00
3:35	21.89	22.27	23.99	0.00	0.27	0.00	0.00
3:40	21.84	22.17	23.92	0.00	0.27	0.00	0.00
3:45	21.79	22.07	23.85	0.00	0.28	0.00	0.00
3:50	21.79	22.08	23.88	0.00	0.28	0.00	0.00
3:55	21.79	22.09	23.90	0.00	0.28	0.00	0.00
4:00	21.79	22.10	23.92	0.00	0.29	0.00	0.00
4:05	21.76	22.17	23.89	0.00	0.29	0.08	0.00

✓

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
4:10	21.73	22.24	23.85	0.00	0.29	0.16	0.00
4:15	21.70	22.31	23.82	0.00	0.29	0.24	0.00
4:20	21.71	22.28	23.79	0.00	0.29	0.24	0.00
4:25	21.71	22.25	23.76	0.00	0.29	0.25	0.00
4:30	21.72	22.22	23.73	0.00	0.28	0.25	0.00
4:35	21.75	22.19	23.68	0.00	0.29	0.37	0.00
4:40	21.79	22.15	23.63	0.00	0.29	0.49	0.00
4:45	21.82	22.11	23.58	0.00	0.29	0.61	0.00
4:50	21.81	22.10	23.56	0.00	0.29	0.55	0.00
4:55	21.80	22.08	23.55	0.00	0.29	0.49	0.00
5:00	21.80	22.07	23.53	0.00	0.29	0.43	0.00
5:05	21.80	22.04	23.50	0.00	0.29	0.36	0.00
5:10	21.80	22.02	23.47	0.00	0.29	0.28	0.00
5:15	21.80	22.00	23.45	0.00	0.29	0.20	0.00
5:20	21.81	21.95	23.40	0.00	0.29	0.33	0.00
5:25	21.82	21.91	23.36	0.00	0.29	0.45	0.00
5:30	21.83	21.87	23.32	0.00	0.29	0.58	0.00
5:35	21.83	21.81	23.28	0.00	0.29	0.44	0.00
5:40	21.82	21.76	23.24	0.00	0.29	0.30	0.00
5:45	21.82	21.70	23.20	0.00	0.29	0.17	0.00
5:50	21.83	21.67	23.18	0.08	0.39	0.13	6.98
5:55	21.83	21.63	23.17	0.17	0.48	0.10	13.95
6:00	21.83	21.60	23.16	0.25	0.58	0.06	20.93
6:05	21.82	21.61	23.13	2.45	2.91	0.14	27.90
6:10	21.82	21.63	23.10	4.64	5.25	0.23	34.88
6:15	21.81	21.65	23.07	6.84	7.58	0.31	41.85
6:20	21.81	21.76	23.11	11.42	13.13	0.30	48.83
6:25	21.80	21.87	23.16	15.99	18.68	0.30	55.80
6:30	21.80	21.98	23.20	20.57	24.23	0.30	62.78
6:35	21.89	22.07	23.23	24.19	27.68	0.26	80.61
6:40	21.99	22.16	23.27	27.80	31.13	0.22	98.43

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
6:45	22.08	22.25	23.30	31.42	34.58	0.18	116.26
6:50	22.47	22.57	23.44	44.37	50.80	0.12	185.06
6:55	22.87	22.88	23.58	57.31	67.03	0.06	253.86
7:00	23.26	23.20	23.72	70.26	83.25	0.00	322.66
7:05	23.72	23.64	23.91	85.66	101.56	0.05	405.40
7:10	24.19	24.08	24.09	101.06	119.88	0.10	488.14
7:15	24.65	24.52	24.28	116.45	138.19	0.15	570.87
7:20	25.25	24.98	24.50	132.48	154.39	0.27	652.90
7:25	25.85	25.44	24.73	148.51	170.60	0.38	734.93
7:30	26.45	25.90	24.96	164.54	186.81	0.50	816.96
7:35	27.44	27.09	25.25	188.40	213.03	0.66	947.86
7:40	28.43	28.29	25.54	212.27	239.25	0.82	1078.77
7:45	29.42	29.49	25.83	236.13	265.47	0.99	1209.67
7:50	31.36	30.79	26.21	257.89	288.88	1.06	1322.48
7:55	33.30	32.10	26.59	279.65	312.28	1.13	1435.29
8:00	35.24	33.40	26.97	301.41	335.69	1.21	1548.10
8:05	36.75	34.39	27.35	321.79	356.76	1.26	1647.17
8:10	38.26	35.38	27.73	342.16	377.84	1.31	1746.24
8:15	39.77	36.38	28.11	362.54	398.91	1.36	1845.31
8:20	41.00	37.55	28.44	384.54	421.50	1.37	1949.79
8:25	42.24	38.73	28.77	406.53	444.08	1.38	2054.27
8:30	43.47	39.91	29.09	428.53	466.67	1.38	2158.75
8:35	44.31	40.41	29.31	442.89	480.75	1.54	2217.23
8:40	45.15	40.91	29.52	457.25	494.83	1.70	2275.71
8:45	45.99	41.41	29.73	471.62	508.92	1.86	2334.18
8:50	47.29	42.87	30.17	495.97	534.29	1.65	2452.31
8:55	48.59	44.32	30.61	520.33	559.66	1.44	2570.44
9:00	49.89	45.77	31.05	544.69	585.04	1.23	2688.57
9:05	50.55	46.07	31.12	553.75	593.26	1.51	2720.52
9:10	51.21	46.37	31.19	562.80	601.48	1.78	2752.48
9:15	51.87	46.67	31.26	571.86	609.70	2.06	2784.44

✓

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
9:20	51.81	47.23	31.66	585.75	623.35	1.96	2854.09
9:25	51.75	47.80	32.06	599.64	637.01	1.86	2923.73
9:30	51.69	48.37	32.45	613.53	650.66	1.76	2993.38
9:35	53.13	49.06	32.31	647.14	684.47	1.97	3134.87
9:40	54.58	49.75	32.17	680.74	718.28	2.19	3276.37
9:45	56.03	50.44	32.03	714.35	752.10	2.40	3417.86
9:50	56.79	51.46	32.44	728.39	765.47	2.36	3480.17
9:55	57.55	52.49	32.84	742.44	778.84	2.31	3542.49
10:00	58.31	53.51	33.25	756.48	792.22	2.27	3604.80
10:05	58.75	53.79	33.22	766.18	800.70	2.27	3618.00
10:10	59.20	54.07	33.18	775.88	809.17	2.27	3631.21
10:15	59.64	54.35	33.14	785.58	817.65	2.26	3644.41
10:20	59.19	53.67	33.07	762.84	792.08	2.34	3590.26
10:25	58.74	52.98	33.00	740.10	766.52	2.41	3536.12
10:30	58.30	52.30	32.93	717.37	740.95	2.48	3481.97
10:35	58.32	53.03	33.46	735.93	759.02	2.70	3503.52
10:40	58.35	53.77	33.99	754.49	777.10	2.92	3525.07
10:45	58.37	54.51	34.51	773.04	795.17	3.14	3546.62
10:50	58.10	54.77	34.54	800.44	821.20	3.21	3699.01
10:55	57.83	55.04	34.56	827.83	847.22	3.28	3851.41
11:00	57.56	55.30	34.58	855.22	873.25	3.34	4003.80
11:05	58.08	55.75	34.53	882.00	899.40	3.38	4113.50
11:10	58.60	56.20	34.49	908.78	925.56	3.41	4223.20
11:15	59.12	56.65	34.44	935.55	951.71	3.44	4332.91
11:20	58.97	56.76	34.46	929.16	944.18	3.50	4311.36
11:25	58.82	56.87	34.47	922.76	936.66	3.56	4289.81
11:30	58.68	56.99	34.48	916.36	929.13	3.62	4268.27
11:35	59.27	57.30	34.51	943.49	955.88	3.64	4371.93
11:40	59.86	57.61	34.54	970.62	982.64	3.66	4475.58
11:45	60.46	57.92	34.57	997.75	1009.39	3.67	4579.24
11:50	60.88	58.47	34.67	996.35	1007.09	3.75	4560.12

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
11:55	61.30	59.01	34.77	994.95	1004.79	3.82	4540.99
12:00	61.72	59.56	34.87	993.55	1002.49	3.89	4521.87
12:05	61.21	59.13	34.71	976.59	984.39	3.74	4455.70
12:10	60.71	58.70	34.55	959.63	966.29	3.59	4389.53
12:15	60.21	58.27	34.39	942.68	948.19	3.44	4323.37
12:20	60.22	58.32	34.52	950.61	955.54	3.40	4361.38
12:25	60.23	58.37	34.66	958.55	962.90	3.37	4399.40
12:30	60.24	58.42	34.79	966.49	970.25	3.33	4437.42
12:35	60.87	58.94	34.88	984.64	987.58	3.26	4499.72
12:40	61.50	59.45	34.96	1002.80	1004.91	3.20	4562.01
12:45	62.13	59.96	35.05	1020.95	1022.24	3.13	4624.31
12:50	62.03	59.90	34.96	1021.35	1021.47	3.38	4624.14
12:55	61.93	59.84	34.88	1021.76	1020.69	3.64	4623.97
13:00	61.83	59.78	34.79	1022.16	1019.91	3.90	4623.81
13:05	61.22	59.13	34.61	993.51	989.84	3.91	4525.12
13:10	60.61	58.48	34.43	964.85	959.77	3.92	4426.43
13:15	60.00	57.84	34.25	936.20	929.70	3.93	4327.74
13:20	58.85	56.90	34.10	893.15	885.76	3.81	4126.98
13:25	57.70	55.97	33.95	850.10	841.81	3.69	3926.21
13:30	56.55	55.03	33.80	807.06	797.86	3.58	3725.45
13:35	55.91	54.48	33.68	788.47	778.28	3.48	3618.47
13:40	55.26	53.92	33.56	769.89	758.69	3.38	3511.48
13:45	54.61	53.36	33.43	751.30	739.10	3.28	3404.50
13:50	53.38	52.16	33.21	708.43	695.92	3.29	3231.73
13:55	52.15	50.96	32.98	665.56	652.75	3.29	3058.97
14:00	50.91	49.77	32.75	622.68	609.57	3.30	2886.20
14:05	50.57	49.37	32.81	630.96	616.59	3.21	2900.23
14:10	50.23	48.98	32.87	639.23	623.61	3.13	2914.25
14:15	49.89	48.59	32.93	647.50	630.62	3.05	2928.27
14:20	49.57	48.38	32.83	624.46	607.17	3.24	2868.31
14:25	49.26	48.18	32.74	601.41	583.72	3.44	2808.36

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
14:30	48.95	47.97	32.65	578.36	560.27	3.64	2748.40
14:35	47.46	46.56	32.45	532.34	515.18	3.57	2525.92
14:40	45.98	45.14	32.25	486.33	470.09	3.50	2303.44
14:45	44.49	43.72	32.04	440.32	425.00	3.43	2080.96
14:50	44.73	43.94	32.15	472.94	455.01	3.35	2268.08
14:55	44.97	44.17	32.26	505.56	485.02	3.27	2455.20
15:00	45.22	44.40	32.36	538.18	515.03	3.19	2642.32
15:05	46.36	45.32	32.51	585.38	558.39	3.33	2827.88
15:10	47.51	46.25	32.65	632.57	601.75	3.46	3013.45
15:15	48.66	47.17	32.80	679.77	645.11	3.59	3199.01
15:20	49.17	47.63	32.83	683.31	646.75	3.71	3182.10
15:25	49.67	48.09	32.87	686.85	648.40	3.83	3165.18
15:30	50.17	48.55	32.90	690.38	650.05	3.94	3148.27
15:35	49.59	48.12	32.84	662.52	622.14	3.86	3018.73
15:40	49.01	47.69	32.77	634.65	594.23	3.79	2889.19
15:45	48.42	47.26	32.71	606.79	566.32	3.71	2759.65
15:50	47.72	46.66	32.58	578.10	537.57	3.56	2603.61
15:55	47.02	46.06	32.45	549.40	508.82	3.42	2447.57
16:00	46.32	45.46	32.32	520.71	480.07	3.28	2291.54
16:05	45.06	44.39	32.14	472.64	434.42	3.24	2070.93
16:10	43.81	43.32	31.96	424.58	388.77	3.20	1850.32
16:15	42.56	42.25	31.78	376.52	343.12	3.16	1629.70
16:20	41.36	41.11	31.60	351.34	318.81	3.11	1499.09
16:25	40.17	39.97	31.43	326.16	294.50	3.05	1368.48
16:30	38.97	38.83	31.25	300.98	270.18	2.99	1237.87
16:35	37.88	37.78	30.96	255.42	230.32	2.89	1059.59
16:40	36.80	36.72	30.67	209.86	190.46	2.80	881.32
16:45	35.71	35.67	30.37	164.30	150.59	2.70	703.04
16:50	34.52	34.59	30.24	127.47	117.50	2.56	543.33
16:55	33.33	33.50	30.12	90.63	84.40	2.42	383.62
17:00	32.14	32.42	29.99	53.80	51.30	2.29	223.91

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
17:05	31.25	31.54	29.81	42.26	40.60	2.08	164.95
17:10	30.36	30.66	29.63	30.72	29.89	1.88	105.99
17:15	29.47	29.79	29.45	19.18	19.18	1.68	47.03
17:20	29.18	29.51	29.38	17.60	17.63	1.72	40.80
17:25	28.89	29.24	29.31	16.01	16.08	1.76	34.57
17:30	28.59	28.97	29.24	14.43	14.53	1.80	28.34
17:35	28.44	28.81	29.18	13.15	13.24	1.80	22.85
17:40	28.29	28.66	29.12	11.87	11.96	1.81	17.36
17:45	28.14	28.51	29.06	10.60	10.67	1.81	11.87
17:50	27.94	28.35	28.99	9.43	9.50	1.72	9.89
17:55	27.74	28.18	28.92	8.26	8.33	1.64	7.91
18:00	27.53	28.01	28.85	7.09	7.16	1.56	5.93
18:05	27.39	27.83	28.78	5.63	5.76	1.36	3.96
18:10	27.24	27.64	28.71	4.17	4.37	1.16	1.98
18:15	27.09	27.46	28.64	2.71	2.98	0.96	0.00
18:20	26.82	27.35	28.58	1.85	2.07	1.14	0.00
18:25	26.55	27.25	28.52	0.98	1.15	1.33	0.00
18:30	26.28	27.14	28.46	0.12	0.24	1.51	0.00
18:35	26.19	27.11	28.44	0.08	0.19	1.46	0.00
18:40	26.11	27.09	28.43	0.04	0.14	1.41	0.00
18:45	26.03	27.06	28.41	0.00	0.10	1.35	0.00
18:50	26.09	26.93	28.36	0.00	0.10	1.16	0.00
18:55	26.15	26.79	28.30	0.00	0.10	0.97	0.00
19:00	26.20	26.66	28.24	0.00	0.11	0.77	0.00
19:05	26.17	26.63	28.22	0.00	0.11	1.04	0.00
19:10	26.13	26.60	28.20	0.00	0.11	1.31	0.00
19:15	26.09	26.57	28.19	0.00	0.10	1.58	0.00
19:20	26.10	26.62	28.16	0.00	0.11	1.48	0.00
19:25	26.11	26.67	28.14	0.00	0.11	1.39	0.00
19:30	26.12	26.71	28.12	0.00	0.11	1.29	0.00
19:35	25.98	26.63	28.06	0.00	0.11	1.27	0.00

Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
19:40	25.83	26.55	27.99	0.00	0.11	1.25	0.00
19:45	25.69	26.47	27.92	0.00	0.11	1.23	0.00
19:50	25.48	26.40	27.85	0.00	0.11	1.11	0.00
19:55	25.27	26.34	27.77	0.00	0.11	0.99	0.00
20:00	25.06	26.27	27.70	0.00	0.11	0.87	0.00
20:05	25.19	26.30	27.66	0.00	0.11	0.96	0.00
20:10	25.33	26.34	27.63	0.00	0.12	1.05	0.00
20:15	25.46	26.37	27.60	0.00	0.12	1.14	0.00
20:20	25.28	26.32	27.58	0.00	0.12	1.11	0.00
20:25	25.10	26.27	27.56	0.00	0.13	1.09	0.00
20:30	24.92	26.22	27.54	0.00	0.13	1.06	0.00
20:35	24.94	26.18	27.52	0.00	0.12	1.09	0.00
20:40	24.95	26.14	27.50	0.00	0.12	1.13	0.00
20:45	24.97	26.11	27.49	0.00	0.12	1.16	0.00
20:50	24.98	26.10	27.47	0.00	0.12	1.15	0.00
20:55	24.99	26.09	27.45	0.00	0.12	1.13	0.00
21:00	25.00	26.09	27.43	0.00	0.13	1.11	0.00
21:05	25.02	26.02	27.42	0.00	0.13	1.06	0.00
21:10	25.04	25.96	27.41	0.00	0.12	1.02	0.00
21:15	25.06	25.89	27.40	0.00	0.12	0.98	0.00
21:20	25.06	25.81	27.38	0.00	0.13	1.04	0.00
21:25	25.07	25.72	27.36	0.00	0.13	1.10	0.00
21:30	25.07	25.64	27.34	0.00	0.14	1.17	0.00
21:35	25.07	25.62	27.33	0.00	0.14	1.10	0.00
21:40	25.06	25.60	27.32	0.00	0.14	1.03	0.00
21:45	25.06	25.58	27.31	0.00	0.14	0.96	0.00
21:50	24.99	25.57	27.30	0.00	0.14	0.86	0.00
21:55	24.93	25.55	27.29	0.00	0.14	0.77	0.00
22:00	24.87	25.54	27.29	0.00	0.14	0.67	0.00
22:05	24.76	25.53	27.22	0.00	0.15	0.67	0.00
22:10	24.65	25.51	27.15	0.00	0.15	0.68	0.00

✓

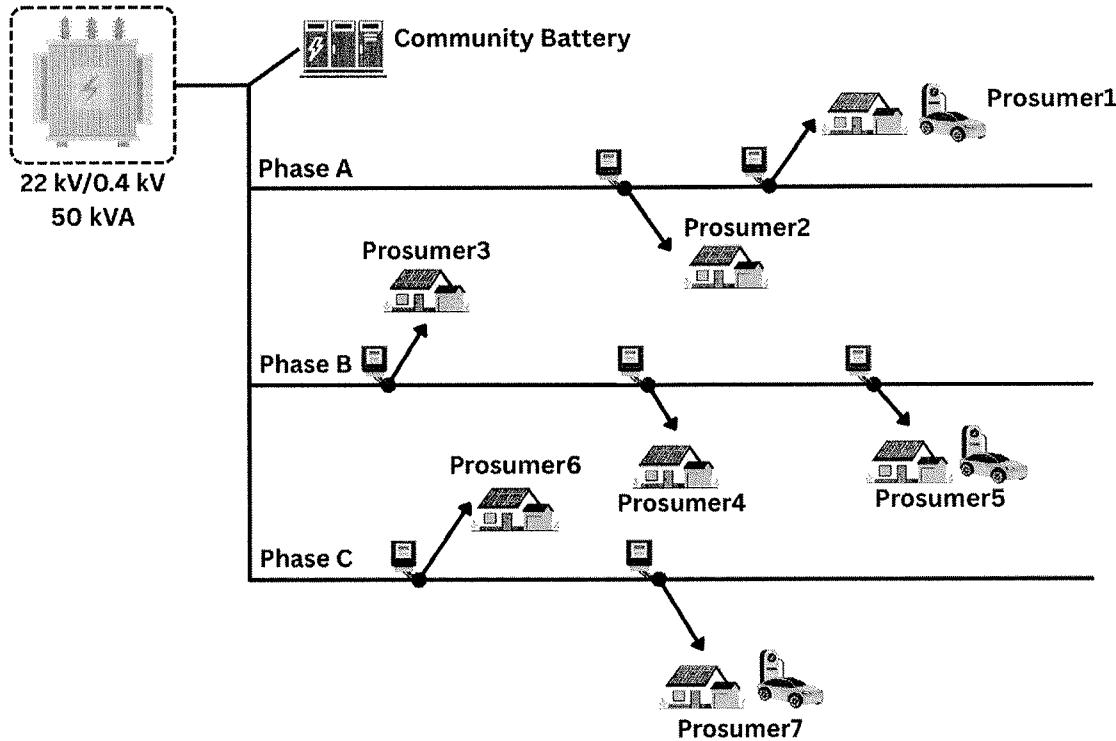
Date/Time	PVTEMP1	PVTEMP2	AMBTEMP	PYRANO1	PYRANO2	WINDSPEED	P
	°C	°C	°C	W/m ²	W/m ²	m/s	kW
22:15	24.54	25.50	27.08	0.00	0.16	0.68	0.00
22:20	24.54	25.48	27.06	0.00	0.16	0.77	0.00
22:25	24.53	25.47	27.04	0.00	0.16	0.86	0.00
22:30	24.53	25.45	27.02	0.00	0.16	0.94	0.00
22:35	24.68	25.53	26.96	0.00	0.17	0.81	0.00
22:40	24.83	25.62	26.91	0.00	0.18	0.69	0.00
22:45	24.97	25.70	26.85	0.00	0.19	0.56	0.00
22:50	25.01	25.69	26.86	0.00	0.18	0.62	0.00
22:55	25.04	25.68	26.86	0.00	0.17	0.69	0.00
23:00	25.07	25.68	26.87	0.00	0.16	0.75	0.00
23:05	25.03	25.62	26.90	0.00	0.17	0.76	0.00
23:10	24.99	25.57	26.93	0.00	0.17	0.76	0.00
23:15	24.96	25.52	26.97	0.00	0.18	0.77	0.00
23:20	24.95	25.53	26.95	0.00	0.19	0.78	0.00
23:25	24.94	25.53	26.94	0.00	0.19	0.78	0.00
23:30	24.94	25.54	26.92	0.00	0.20	0.79	0.00
23:35	24.95	25.56	26.90	0.00	0.20	0.87	0.00
23:40	24.96	25.58	26.89	0.00	0.19	0.95	0.00
23:45	24.97	25.59	26.87	0.00	0.19	1.04	0.00
23:50	24.96	25.58	26.84	0.00	0.18	0.99	0.00
23:55	24.94	25.57	26.81	0.00	0.18	0.94	0.00

ov

ตัวอย่างระบบไฟฟ้าแรงต่ำสำหรับการทดสอบสาธิต (Demonstration)

การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction)

Distribution Transformer



ตัวอย่างชุดข้อมูลเครื่องวัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าและบ้านที่อยู่อาศัย แบบ 1 เพส
สำหรับการทดสอบสาธิต (Demonstration) การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction)

ตัวแปร	หน่วย	ความหมาย
Active_Power	A	กำลังไฟฟ้าจริงที่แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Solar PV (บ้าน)
Energy_Meter_Active_Power	V	กำลังไฟฟ้าจริงที่มิเตอร์ 1 เพส (บ้าน)
Energy_Meter_Current	kW	กระแสไฟฟ้าที่มิเตอร์ 1 เพส (บ้าน)
Energy_Meter_Reactive_Power	A	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่มิเตอร์ 1 เพส (บ้าน)
Energy_Meter_Voltage	V	แรงดันไฟฟ้าที่มิเตอร์ 1 เพส (บ้าน)
Reactive_Power	kW	กำลังไฟฟ้าเสมือนของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Solar PV (บ้าน)

Date Time	Active Power	EnergyMeter_ActivePower	EnergyMeter_Current	EnergyMeter_ReactivePower	EnergyMeter_Voltage	Reactive Power
0:00	0.00	1.24	5.52	0.00	225.47	0.00
0:05	0.00	1.24	5.49	0.00	225.52	0.00
0:10	0.00	1.33	5.91	0.05	224.92	0.00
0:15	0.00	1.40	6.24	0.14	225.09	0.00
0:20	0.00	1.29	5.74	0.12	225.23	0.00
0:25	0.00	0.53	2.33	-0.04	226.84	0.00
0:30	0.00	0.43	1.95	-0.09	227.16	0.00
0:35	0.00	0.36	1.69	-0.12	227.15	0.00
0:40	0.00	0.36	1.72	-0.14	227.05	0.00
0:45	0.00	0.36	1.69	-0.14	227.25	0.00
0:50	0.00	0.35	1.67	-0.14	227.03	0.00
0:55	0.00	0.38	1.77	-0.11	227.18	0.00
1:00	0.00	0.47	2.08	-0.06	226.74	0.00
1:05	0.00	0.53	2.21	-0.05	226.83	0.00
1:10	0.00	0.52	2.30	-0.03	226.83	0.00
1:15	0.00	0.47	2.11	-0.07	227.23	0.00
1:20	0.00	0.36	1.70	-0.14	228.05	0.00
1:25	0.00	0.36	1.67	-0.14	229.32	0.00
1:30	0.00	0.35	1.66	-0.14	228.69	0.00
1:35	0.00	0.35	1.65	-0.14	228.55	0.00
1:40	0.00	0.44	1.97	-0.07	228.51	0.00
1:45	0.00	0.47	2.07	-0.06	228.57	0.00
1:50	0.00	0.47	2.06	-0.06	228.97	0.00

✓

Date Time	Active Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive Power
1:55	0.00	0.46	2.03	-0.06	228.98	0.00
2:00	0.00	0.42	1.92	-0.11	228.95	0.00
2:05	0.00	0.42	1.90	-0.11	228.21	0.00
2:10	0.00	0.42	1.91	-0.11	228.69	0.00
2:15	0.00	0.38	1.76	-0.13	230.03	0.00
2:20	0.00	0.39	1.79	-0.12	229.90	0.00
2:25	0.00	0.47	2.05	-0.06	229.31	0.00
2:30	0.00	0.47	2.05	-0.06	229.17	0.00
2:35	0.00	0.47	2.07	-0.06	229.67	0.00
2:40	0.00	0.36	1.58	-0.03	229.82	0.00
2:45	0.00	0.21	0.96	-0.07	230.33	0.00
2:50	0.00	1.39	6.19	0.26	228.24	0.00
2:55	0.00	1.67	7.49	0.27	225.76	0.00
3:00	0.00	1.69	7.60	0.28	225.08	0.00
3:05	0.00	0.87	3.94	0.16	226.18	0.00
3:10	0.00	1.24	5.62	0.25	227.02	0.00
3:15	0.00	1.44	6.25	0.29	228.48	0.00
3:20	0.00	0.69	3.39	0.11	229.68	0.00
3:25	0.00	1.54	6.86	0.29	228.29	0.00
3:30	0.00	0.58	2.61	0.02	229.61	0.00
3:35	0.00	1.17	5.24	0.17	228.61	0.00
3:40	0.00	0.72	3.23	0.06	229.33	0.00
3:45	0.00	1.15	5.01	0.18	227.88	0.00
3:50	0.00	0.82	3.67	0.14	228.40	0.00
3:55	0.00	1.16	5.52	0.24	227.77	0.00
4:00	0.00	0.26	1.14	0.00	229.28	0.00
4:05	0.00	1.79	7.65	0.34	226.64	0.00
4:10	0.00	0.22	1.31	-0.03	229.08	0.00
4:15	0.00	1.07	4.81	0.15	228.26	0.00
4:20	0.00	0.73	3.61	0.07	228.99	0.00
4:25	0.00	0.38	1.78	-0.02	228.66	0.00

62

Date Time	Active Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive Power
4:30	0.00	1.49	7.02	0.32	227.40	0.00
4:35	0.00	0.27	1.17	0.00	229.15	0.00
4:40	0.00	0.90	4.03	0.15	227.55	0.00
4:45	0.00	1.11	5.01	0.19	226.12	0.00
4:50	0.00	0.22	0.98	-0.06	227.47	0.00
4:55	0.00	1.59	7.16	0.25	224.83	0.00
5:00	0.00	0.16	0.77	-0.08	228.08	0.00
5:05	0.00	0.16	0.77	-0.08	227.56	0.00
5:10	0.00	1.82	8.23	0.37	224.94	0.00
5:15	0.00	0.33	1.44	0.03	227.66	0.00
5:20	0.00	0.36	1.60	0.04	230.24	0.00
5:25	0.00	1.64	7.37	0.34	227.67	0.00
5:30	0.00	0.16	0.78	-0.08	229.11	0.00
5:35	0.00	0.16	0.77	-0.08	229.87	0.00
5:40	0.00	1.66	7.17	0.30	228.20	0.00
5:45	0.00	0.17	0.81	-0.08	230.83	0.00
5:50	0.00	0.29	1.80	0.09	229.99	0.00
5:55	0.00	1.71	7.68	0.36	227.24	0.00
6:00	0.00	0.28	1.21	0.00	229.64	0.00
6:05	0.00	0.34	2.26	0.05	229.60	0.00
6:10	0.00	1.73	7.69	0.35	228.85	0.00
6:15	-0.01	0.18	0.80	-0.05	232.65	0.00
6:20	-0.03	0.18	0.78	-0.03	232.74	0.00
6:25	-0.04	1.60	7.09	0.35	229.93	0.00
6:30	-0.06	0.27	1.23	0.01	232.00	0.00
6:35	-0.07	0.19	0.81	0.03	232.68	0.00
6:40	-0.09	1.13	5.05	0.28	230.72	0.00
6:45	-0.11	0.63	2.84	0.16	231.72	0.00
6:50	-0.13	0.09	0.47	0.00	232.79	0.00
6:55	-0.16	0.54	2.33	0.09	231.50	0.00
7:00	-0.18	0.87	3.85	0.18	230.70	0.00

62

Date Time	Active Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive Power
7:05	-0.15	0.00	-0.17	-0.06	232.68	0.00
7:10	-0.15	0.00	-0.17	-0.06	235.36	0.00
7:15	-0.26	1.33	5.99	0.43	234.07	0.00
7:20	-0.27	0.21	0.83	0.10	235.63	0.00
7:25	-0.31	0.00	-0.18	0.07	235.27	0.00
7:30	-0.36	0.84	4.55	0.35	233.36	0.00
7:35	-0.30	0.58	2.56	0.15	234.77	0.00
7:40	-0.16	0.00	-0.25	-0.06	236.12	0.00
7:45	-0.22	0.40	1.35	0.06	235.23	0.00
7:50	-0.41	0.86	3.86	0.26	233.75	0.00
7:55	-0.22	0.01	-0.03	0.01	234.75	0.00
8:00	-0.35	0.67	2.68	0.24	234.05	0.00
8:05	-0.40	0.64	2.86	0.26	233.64	0.00
8:10	-0.26	0.00	-0.17	0.04	236.15	0.00
8:15	-0.21	0.16	0.55	0.03	234.72	0.00
8:20	-0.51	0.98	4.40	0.33	234.01	0.00
8:25	-0.17	-0.01	-0.25	-0.05	235.10	0.00
8:30	-0.17	0.01	-0.10	-0.04	234.99	0.00
8:35	-0.57	1.17	5.36	0.44	232.70	0.00
8:40	-0.36	-0.04	-0.10	0.09	234.89	0.00
8:45	-0.30	0.18	0.68	0.10	236.53	0.00
8:50	-0.75	0.78	4.03	0.44	234.86	0.00
8:55	-0.22	-0.02	-0.24	-0.02	234.65	0.00
9:00	-0.14	0.00	-0.24	-0.06	235.37	0.00
9:05	-0.14	0.00	-0.14	-0.06	235.34	0.00
9:10	-0.14	0.00	-0.14	-0.06	235.24	0.00
9:15	-0.17	0.01	-0.07	-0.02	235.22	0.00
9:20	-0.25	0.00	-0.15	0.04	234.95	0.00
9:25	-0.25	0.00	-0.15	0.03	234.82	0.00
9:30	-0.25	0.00	-0.11	0.03	234.37	0.00
9:35	-0.23	-0.01	-0.19	0.01	234.04	0.00

BV

Date Time	Active Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive Power
9:40	-0.22	0.01	-0.25	-0.03	233.85	0.00
9:45	-0.20	0.00	-0.06	-0.03	233.51	0.00
9:50	-0.18	-0.01	-0.15	-0.04	235.22	0.00
9:55	-0.16	0.02	-0.13	-0.04	237.37	0.00
10:00	-0.26	0.00	-0.14	0.04	237.03	0.00
10:05	-0.25	0.00	-0.12	0.03	234.22	0.00
10:10	-0.25	0.00	-0.15	0.04	233.92	0.00
10:15	-0.25	0.01	-0.04	0.02	234.41	0.00
10:20	-0.33	0.00	-0.20	-0.07	234.50	0.00
10:25	-0.33	0.00	-0.28	-0.07	234.41	0.00
10:30	-0.33	0.00	-0.29	-0.07	234.59	0.00
10:35	-0.33	0.00	-0.28	-0.07	234.62	0.00
10:40	-0.33	0.00	-0.30	-0.07	234.57	0.00
10:45	-0.37	0.01	-0.08	-0.04	234.22	0.00
10:50	-0.39	0.00	-0.16	-0.04	234.21	0.00
10:55	-0.27	-0.03	-0.27	-0.05	234.61	0.00
11:00	-0.28	0.02	-0.01	0.02	234.56	0.00
11:05	-0.29	-0.01	-0.15	0.04	234.39	0.00
11:10	-0.24	0.00	-0.16	0.04	234.75	0.00
11:15	-0.23	0.00	-0.16	0.04	234.49	0.00
11:20	-0.39	0.09	0.16	0.00	234.57	0.00
11:25	-0.56	0.03	0.11	0.00	234.52	0.00
11:30	-0.33	0.00	-0.17	0.06	234.46	0.00
11:35	-0.33	0.00	-0.19	0.06	234.49	0.00
11:40	-0.35	0.00	-0.12	0.03	234.69	0.00
11:45	-0.35	0.01	-0.03	0.03	234.80	0.00
11:50	-0.41	0.00	-0.18	0.06	235.24	0.00
11:55	-0.94	0.54	2.74	0.36	234.61	0.00
12:00	-1.05	1.33	6.02	0.46	233.96	0.00
12:05	-0.96	1.41	6.36	0.45	233.51	0.00
12:10	-0.95	1.18	5.29	0.37	233.49	0.00

Date Time	Active _Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive _Power
12:15	-1.10	1.07	4.84	0.37	233.90	0.00
12:20	-1.24	0.93	4.28	0.38	234.19	0.00
12:25	-1.04	1.24	5.42	0.43	234.01	0.00
12:30	-0.86	1.40	6.29	0.46	233.85	0.00
12:35	-0.91	1.31	5.95	0.46	233.93	0.00
12:40	-1.24	0.98	4.65	0.46	233.85	0.00
12:45	-1.46	0.72	3.59	0.43	234.19	0.00
12:50	-1.54	0.61	3.07	0.40	233.76	0.00
12:55	-1.40	0.40	2.47	0.41	233.74	0.00
13:00	-1.21	0.53	2.79	0.37	232.43	0.00
13:05	-1.15	0.56	2.90	0.35	233.90	0.00
13:10	-1.12	0.66	3.34	0.42	235.10	0.00
13:15	-1.29	0.48	2.73	0.42	234.01	0.00
13:20	-1.53	0.27	2.22	0.42	232.25	0.00
13:25	-1.83	0.02	-0.20	0.40	232.09	0.00
13:30	-1.89	-0.02	-0.30	0.33	231.36	0.00
13:35	-1.90	0.02	-0.04	0.31	230.84	0.00
13:40	-1.88	0.09	0.70	0.33	232.72	0.00
13:45	-1.88	0.05	0.57	0.34	234.14	0.00
13:50	-1.82	0.18	1.12	0.39	233.69	0.00
13:55	-1.79	0.29	2.32	0.45	233.46	0.00
14:00	-1.82	0.25	2.22	0.45	233.41	0.00
14:05	-1.58	0.44	2.62	0.42	233.30	0.00
14:10	-1.75	0.21	1.79	0.36	233.53	0.00
14:15	-1.66	0.25	1.79	0.33	233.15	0.00
14:20	-1.53	0.36	2.12	0.33	232.97	0.00
14:25	-1.54	0.35	2.07	0.33	232.89	0.00
14:30	-1.49	0.38	2.12	0.32	232.48	0.00
14:35	-1.45	0.50	2.65	0.37	232.39	0.00
14:40	-1.37	0.60	3.08	0.40	232.73	0.00
14:45	-1.29	0.65	3.30	0.40	232.71	0.00

Date Time	Active Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive Power
14:50	-1.27	0.71	3.53	0.42	232.53	0.00
14:55	-1.16	0.76	3.61	0.36	232.72	0.00
15:00	-1.10	0.80	3.71	0.34	232.93	0.00
15:05	-1.08	2.52	10.54	0.18	231.08	0.00
15:10	-1.05	3.05	13.28	0.13	230.06	0.00
15:15	-1.02	3.07	13.38	0.15	229.62	0.00
15:20	-0.95	3.19	13.93	0.19	229.43	0.00
15:25	-0.88	3.31	14.43	0.23	229.37	0.00
15:30	-0.81	3.36	14.72	0.23	228.86	0.00
15:35	-0.77	3.40	14.87	0.23	228.94	0.00
15:40	-0.79	3.30	14.39	0.09	229.70	0.00
15:45	-0.83	3.25	14.11	0.10	230.30	0.00
15:50	-0.86	3.27	14.15	0.16	230.78	0.00
15:55	-0.86	3.22	14.02	0.19	230.72	0.00
16:00	-0.85	3.24	14.03	0.14	230.84	0.00
16:05	-0.81	3.30	14.32	0.09	230.73	0.00
16:10	-0.67	3.50	15.20	0.23	230.52	0.00
16:15	-0.58	3.57	15.51	0.23	230.50	0.00
16:20	-0.58	3.57	15.52	0.22	230.44	0.00
16:25	-0.56	3.52	15.30	0.12	230.46	0.00
16:30	-0.42	3.62	15.67	0.00	231.22	0.00
16:35	-0.35	3.74	16.40	0.00	228.17	0.00
16:40	-0.41	3.67	15.96	0.00	229.58	0.00
16:45	-0.41	3.70	16.11	0.00	229.83	0.00
16:50	-0.33	3.81	16.66	0.00	230.14	0.00
16:55	-0.26	3.98	17.33	0.18	229.75	0.00
17:00	-0.24	3.94	17.34	0.19	227.68	0.00
17:05	-0.25	3.92	17.11	0.18	229.12	0.00
17:10	-0.24	3.95	17.18	0.19	230.04	0.00
17:15	-0.23	3.79	16.50	0.00	230.51	0.00
17:20	-0.22	3.75	16.25	0.00	230.75	0.00

✓

Date Time	Active _Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive _Power
17:25	-0.22	3.78	16.40	0.00	230.64	0.00
17:30	-0.20	3.34	14.85	-0.09	230.98	0.00
17:35	-0.18	2.37	10.20	-0.28	232.73	0.00
17:40	-0.15	2.42	10.45	-0.26	232.57	0.00
17:45	-0.14	2.56	11.03	-0.16	232.24	0.00
17:50	-0.13	2.58	11.10	-0.16	232.15	0.00
17:55	-0.12	2.61	11.28	-0.19	232.10	0.00
18:00	-0.09	3.01	13.08	-0.16	231.42	0.00
18:05	-0.06	2.49	10.92	-0.29	229.42	0.00
18:10	-0.05	2.50	10.98	-0.29	228.88	0.00
18:15	-0.04	2.50	11.00	-0.29	228.72	0.00
18:20	-0.03	2.50	11.03	-0.29	228.46	0.00
18:25	-0.02	2.59	11.43	-0.25	228.23	0.00
18:30	-0.01	2.65	11.66	-0.21	227.84	0.00
18:35	0.00	2.66	11.67	-0.21	228.24	0.00
18:40	0.00	2.68	11.71	-0.20	229.79	0.00
18:45	0.00	2.69	11.87	-0.20	227.75	0.00
18:50	0.00	2.61	11.55	-0.26	227.03	0.00
18:55	0.00	2.57	11.37	-0.30	227.56	0.00
19:00	0.00	2.55	11.31	-0.31	227.64	0.00
19:05	0.00	2.64	11.34	-0.30	227.79	0.00
19:10	0.00	2.67	11.73	-0.22	227.51	0.00
19:15	0.00	2.67	11.76	-0.22	227.86	0.00
19:20	0.00	2.65	11.69	-0.22	227.82	0.00
19:25	0.00	2.67	11.73	-0.22	227.96	0.00
19:30	0.00	2.59	11.43	-0.29	228.20	0.00
19:35	0.00	2.57	11.31	-0.30	228.48	0.00
19:40	0.00	2.62	11.55	-0.28	228.05	0.00
19:45	0.00	2.62	11.56	-0.28	227.71	0.00
19:50	0.00	2.68	11.77	-0.22	228.20	0.00
19:55	0.00	2.68	11.76	-0.22	227.80	0.00

Date Time	Active _Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive _Power
20:00	0.00	2.66	11.72	-0.22	228.40	0.00
20:05	0.00	2.67	11.74	-0.22	227.92	0.00
20:10	0.00	2.62	11.54	-0.26	228.39	0.00
20:15	0.00	2.56	11.31	-0.31	228.05	0.00
20:20	0.00	0.35	1.62	-0.15	231.37	0.00
20:25	0.00	0.34	1.59	-0.15	230.93	0.00
20:30	0.00	0.38	1.73	-0.12	231.29	0.00
20:35	0.00	0.47	2.05	-0.05	230.51	0.00
20:40	0.00	0.52	2.24	-0.03	229.97	0.00
20:45	0.00	0.51	2.22	-0.03	228.92	0.00
20:50	0.00	0.43	1.91	-0.07	230.15	0.00
20:55	0.00	0.34	1.59	-0.14	230.51	0.00
21:00	0.00	0.35	1.63	-0.14	230.70	0.00
21:05	0.00	0.41	1.86	-0.12	230.81	0.00
21:10	0.00	0.43	1.94	-0.10	230.78	0.00
21:15	0.00	0.58	2.51	0.00	230.58	0.00
21:20	0.00	0.57	2.50	-0.03	229.01	0.00
21:25	0.00	0.57	2.51	-0.07	228.15	0.00
21:30	0.00	0.55	2.43	-0.07	227.90	0.00
21:35	0.00	0.49	2.21	-0.12	228.23	0.00
21:40	0.00	1.15	5.09	0.12	226.44	0.00
21:45	0.00	2.35	10.43	0.09	225.11	0.00
21:50	0.00	2.40	10.66	0.03	225.11	0.00
21:55	0.00	2.40	10.71	0.18	225.24	0.00
22:00	0.00	2.39	10.60	0.20	225.88	0.00
22:05	0.00	2.38	10.60	0.20	224.94	0.00
22:10	0.00	2.37	10.56	0.20	224.85	0.00
22:15	0.00	2.26	10.11	0.13	224.09	0.00
22:20	0.00	2.08	9.31	0.14	224.89	0.00
22:25	0.00	2.01	8.96	0.16	224.84	0.00
22:30	0.00	2.04	9.10	0.17	225.42	0.00

BV

Date Time	Active Power	EnergyMeter _ActivePower	EnergyMeter _Current	EnergyMeter _ReactivePower	EnergyMeter _Voltage	Reactive Power
22:35	0.00	2.06	9.16	0.18	225.23	0.00
22:40	0.00	1.45	6.47	0.13	226.47	0.00
22:45	0.00	1.33	5.91	0.11	226.42	0.00
22:50	0.00	1.33	5.91	0.10	226.39	0.00
22:55	0.00	1.32	5.79	0.09	227.31	0.00
23:00	0.00	1.22	5.38	0.00	227.37	0.00
23:05	0.00	1.23	5.40	0.00	227.42	0.00
23:10	0.00	1.22	5.41	0.00	225.40	0.00
23:15	0.00	1.22	5.40	0.00	224.90	0.00
23:20	0.00	1.23	5.45	0.00	224.45	0.00
23:25	0.00	1.30	5.76	0.03	225.70	0.00
23:30	0.00	1.44	6.36	0.15	226.64	0.00
23:35	0.00	1.34	6.01	0.13	224.02	0.00
23:40	0.00	1.37	6.14	0.12	224.23	0.00
23:45	0.00	1.65	7.39	0.17	223.78	0.00
23:50	0.00	2.69	12.20	0.36	222.19	0.00
23:55	0.00	2.80	12.72	0.35	221.94	0.00

DV

ตัวอย่างชุดข้อมูลเครื่องวัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าและบ้านที่อยู่อาศัย แบบ 3 เฟส
สำหรับการทดสอบสาธิต (Demonstration) การพยากรณ์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Prediction)

ตัวแปร	หน่วย	ความหมาย
P1_AMP	A	กระแสไฟฟ้าที่เฟส A ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P1_VOLT	V	แรงดันไฟฟ้าที่เฟส A ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P1_W	kW	กำลังไฟฟ้าจริงที่เฟส A ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P2_AMP	A	กระแสไฟฟ้าที่เฟส B ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P2_VOLT	V	แรงดันไฟฟ้าที่เฟส B ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P2_W	kW	กำลังไฟฟ้าจริงที่เฟส B ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P3_AMP	A	กระแสไฟฟ้าที่เฟส C ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P3_VOLT	V	แรงดันไฟฟ้าที่เฟส C ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
P3_W	kW	กำลังไฟฟ้าจริงที่เฟส C ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
Q1_VAr	kVAR	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เฟส A ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
Q2_VAr	kVAR	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เฟส B ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
Q3_VAr	kVAR	กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เฟส C ของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)
TOTAL_W	kW	กำลังไฟฟ้าจริงทั้งหมดของมิเตอร์ 3 เฟส (หม้อแปลง หรือ แบตเตอรี่)

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
0:00	16.85	229.88	3.82	36.22	227.24	8.16	29.02	228.40	6.08	0.83	0.84	2.70	18.06
0:05	18.84	229.75	4.25	31.48	227.58	7.09	27.97	228.47	5.84	0.85	0.99	2.61	17.20
0:10	17.90	229.86	4.03	29.22	227.97	6.62	32.89	228.02	6.95	0.84	0.76	2.79	17.49
0:15	17.32	229.88	3.88	22.39	228.47	5.03	29.13	228.38	6.07	0.78	0.94	2.72	14.98
0:20	19.71	229.67	4.46	28.23	228.09	6.38	29.42	228.43	6.14	0.77	0.89	2.74	16.98
0:25	14.21	230.33	3.22	23.77	228.32	5.31	23.67	229.07	4.87	0.68	1.15	2.42	13.39
0:30	28.35	229.14	6.40	28.74	228.18	6.48	25.00	229.15	5.21	0.72	1.02	2.38	18.10
0:35	21.52	229.79	4.90	29.90	227.99	6.74	24.12	229.21	5.05	0.70	1.06	2.25	16.61
0:40	19.67	230.07	4.46	27.61	228.45	6.26	26.26	229.12	5.55	0.67	0.78	2.34	16.40
0:45	17.89	230.19	4.03	22.54	228.80	5.07	23.74	229.39	4.97	0.82	0.93	2.23	14.04
0:50	14.60	230.71	3.31	24.14	228.77	5.47	25.80	229.19	5.44	0.59	0.77	2.33	14.16
0:55	15.23	230.62	3.47	22.12	228.93	5.01	23.57	229.36	4.92	0.58	0.73	2.25	13.40
1:00	15.66	230.32	3.52	19.96	228.96	4.53	27.07	228.83	5.68	0.62	0.73	2.48	13.72
1:05	12.62	230.88	2.86	25.35	228.71	5.70	26.36	229.16	5.60	0.55	0.81	2.39	14.19
1:10	16.26	230.39	3.70	22.19	228.78	4.97	26.67	228.99	5.49	0.58	1.03	2.42	14.15
1:15	14.85	230.64	3.38	23.26	228.89	5.29	24.35	229.42	5.07	0.58	0.62	2.31	13.67
1:20	12.80	231.13	2.89	16.25	229.82	3.67	22.39	229.96	4.65	0.58	0.66	2.20	11.25

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
1:25	16.20	231.86	3.72	19.37	230.64	4.43	21.61	231.03	4.43	0.55	0.58	2.28	12.58
1:30	13.07	232.09	3.00	18.47	230.65	4.23	23.39	230.77	4.89	0.52	0.41	2.27	12.11
1:35	12.18	232.33	2.78	16.15	230.92	3.68	24.40	230.66	5.03	0.50	0.56	2.42	11.50
1:40	15.86	232.07	3.65	19.55	230.70	4.48	22.82	230.91	4.67	0.48	0.25	2.43	12.81
1:45	12.34	232.50	2.83	16.11	231.10	3.65	24.07	230.84	4.94	0.45	0.73	2.54	11.50
1:50	14.68	231.90	3.41	18.48	230.59	4.22	20.86	230.92	4.20	0.49	0.61	2.36	11.78
1:55	11.25	232.56	2.58	17.93	231.01	4.13	21.76	231.11	4.46	0.43	0.63	2.32	11.16
2:00	15.97	232.20	3.67	17.36	231.23	3.98	23.80	231.05	4.96	0.54	0.54	2.42	12.59
2:05	11.93	232.45	2.77	19.54	231.01	4.48	27.23	230.66	5.80	0.58	0.34	2.40	12.98
2:10	15.83	232.07	3.57	18.82	231.07	4.32	24.98	230.80	5.18	0.61	0.31	2.54	13.04
2:15	13.94	232.40	3.14	16.54	231.39	3.83	18.20	231.72	3.58	0.59	0.06	2.23	10.54
2:20	14.09	232.28	3.23	17.42	231.35	4.01	18.88	231.64	3.73	0.56	0.02	2.28	11.01
2:25	13.97	232.52	3.17	17.73	231.43	4.08	22.59	231.42	4.60	0.51	0.32	2.47	11.83
2:30	14.19	232.13	3.22	16.93	231.10	3.85	20.30	231.27	4.06	0.52	0.43	2.35	11.13
2:35	11.85	232.48	2.70	19.68	231.07	4.53	19.78	231.47	3.96	0.49	0.16	2.37	11.14
2:40	14.67	232.10	3.32	13.38	231.48	3.06	17.97	231.59	3.44	0.50	0.42	2.33	9.82
2:45	11.70	232.88	2.73	18.74	231.40	4.29	19.58	231.85	3.89	0.46	0.61	2.31	10.87
2:50	15.32	232.54	3.54	17.35	231.52	3.98	24.15	231.29	4.90	0.29	0.59	2.68	12.36
2:55	11.37	231.01	2.60	15.38	229.72	3.47	24.37	229.27	4.96	0.00	0.63	2.58	11.04
3:00	14.03	229.88	3.21	18.35	228.62	4.17	23.86	228.46	4.81	0.00	0.33	2.57	12.20
3:05	11.88	230.06	2.71	16.93	228.66	3.78	22.47	228.51	4.43	0.00	0.54	2.63	11.02
3:10	13.15	231.11	3.01	16.04	229.97	3.64	23.39	229.65	4.68	0.08	0.52	2.63	11.34
3:15	12.40	232.87	2.85	15.83	231.86	3.64	26.59	231.10	5.48	0.50	0.26	2.77	11.97
3:20	15.55	232.45	3.57	15.79	231.72	3.63	21.59	231.54	4.29	0.56	0.26	2.53	11.49
3:25	11.22	232.57	2.56	16.20	231.41	3.71	22.23	231.20	4.44	0.53	0.55	2.58	10.64
3:30	14.05	232.37	3.22	16.96	231.43	3.89	21.74	231.39	4.35	0.53	0.47	2.50	11.49
3:35	12.53	232.87	2.83	17.21	231.85	3.93	23.90	231.45	4.92	0.51	0.50	2.51	11.70
3:40	14.93	232.76	3.43	15.88	232.04	3.64	23.34	231.67	4.83	0.56	0.57	2.46	11.92
3:45	12.08	232.80	2.76	15.76	231.84	3.61	27.90	230.89	5.84	0.52	0.62	2.67	12.21
3:50	14.22	232.86	3.29	18.02	231.94	4.12	26.01	231.38	5.51	0.53	0.44	2.60	12.87
3:55	14.37	232.89	3.29	17.48	231.95	4.04	29.05	231.10	6.14	0.61	0.71	2.73	13.48

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
4:00	13.96	233.08	3.20	17.21	231.98	3.89	25.34	231.60	5.27	0.61	0.93	2.58	12.41
4:05	14.58	232.84	3.37	21.03	231.43	4.75	31.64	230.72	6.72	0.58	1.07	2.85	14.79
4:10	11.51	233.07	2.64	18.50	231.58	4.13	25.31	231.24	5.23	0.48	1.10	2.56	12.03
4:15	14.20	232.72	3.27	19.05	231.42	4.27	25.77	231.15	5.34	0.49	1.06	2.63	12.88
4:20	14.27	232.90	3.28	20.89	231.39	4.71	24.08	231.57	4.96	0.51	1.11	2.54	12.95
4:25	12.59	232.72	2.92	19.60	231.13	4.38	25.92	230.97	5.39	0.48	1.14	2.60	12.69
4:30	14.71	233.24	3.40	20.60	231.87	4.66	31.62	231.10	6.71	0.53	1.06	2.89	14.71
4:35	11.86	233.08	2.71	16.94	231.80	3.82	26.99	231.14	5.64	0.56	0.88	2.62	12.20
4:40	14.79	231.14	3.37	17.03	230.10	3.81	22.72	230.00	4.60	0.54	0.73	2.42	11.86
4:45	12.07	230.38	2.74	14.49	229.49	3.28	23.60	228.97	4.91	0.52	0.36	2.37	10.93
4:50	15.59	229.99	3.49	12.23	229.68	2.79	20.10	229.26	4.08	0.58	0.49	2.13	10.39
4:55	11.66	230.37	2.63	13.93	229.64	3.18	28.44	228.39	6.00	0.53	0.00	2.50	11.76
5:00	13.68	230.67	3.10	12.27	230.17	2.79	20.11	229.76	4.06	0.57	0.43	2.18	9.94
5:05	12.98	230.31	2.90	13.76	229.56	3.12	20.30	229.29	4.11	0.54	0.49	2.16	10.16
5:10	11.55	230.22	2.66	14.15	229.45	3.20	26.56	228.49	5.57	0.57	0.46	2.54	11.43
5:15	15.34	229.58	3.46	12.17	229.34	2.76	17.69	229.17	3.41	0.64	0.37	2.18	9.63
5:20	11.81	232.74	2.68	15.34	231.74	3.51	18.18	231.77	3.54	0.61	0.60	2.36	9.74
5:25	13.60	232.87	3.17	13.91	232.20	3.13	27.15	231.09	5.70	0.26	0.69	2.66	12.05
5:30	12.00	232.07	2.76	13.52	231.01	3.12	20.20	230.82	4.12	0.00	0.64	2.16	9.97
5:35	15.44	231.91	3.56	14.56	231.22	3.34	17.44	231.35	3.43	0.00	0.64	2.11	10.34
5:40	11.89	232.78	2.75	12.50	231.93	2.78	23.10	231.25	4.76	0.00	0.66	2.43	10.30
5:45	13.07	232.91	3.01	16.07	231.78	3.66	16.66	232.21	3.34	0.35	0.68	2.07	10.01
5:50	14.66	232.30	3.38	13.35	231.63	3.02	17.32	231.69	3.40	0.46	0.67	2.12	9.80
5:55	12.42	232.36	2.85	14.78	231.49	3.39	26.22	230.62	5.40	0.45	0.40	2.56	11.68
6:00	15.62	232.28	3.60	17.59	231.14	3.97	19.48	231.48	3.94	0.48	0.81	2.20	11.45
6:05	12.97	232.38	2.99	28.27	229.78	6.38	15.52	231.64	3.22	0.12	1.08	1.59	12.64
6:10	14.08	231.99	3.26	25.61	230.00	5.88	16.66	231.42	3.63	0.00	0.10	1.20	12.83
6:15	12.26	232.39	2.83	22.38	230.21	5.11	5.72	232.82	1.32	0.00	0.40	0.00	9.24
6:20	10.70	232.67	2.45	25.42	229.86	5.73	5.63	232.90	1.30	0.28	1.10	0.00	9.53
6:25	14.19	232.27	3.27	31.42	229.36	7.05	14.53	232.00	3.28	0.43	1.25	0.62	13.64
6:30	11.68	232.55	2.68	28.54	229.13	6.21	8.19	232.53	1.88	0.34	2.17	0.05	10.76

✓

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
6:35	10.10	232.93	2.34	25.80	229.76	5.67	5.75	232.96	1.31	0.03	1.70	0.00	9.34
6:40	12.35	232.17	2.85	20.80	229.73	4.43	8.92	232.09	2.06	0.00	1.75	0.42	9.35
6:45	9.69	232.57	2.23	15.55	230.63	3.43	6.85	232.55	1.55	0.00	0.99	0.23	7.25
6:50	12.90	232.47	2.98	16.47	230.70	3.63	4.22	233.06	0.96	0.00	1.03	0.00	7.55
6:55	9.25	232.70	2.12	15.80	230.60	3.45	9.18	232.43	2.10	0.10	1.18	0.26	7.62
7:00	14.05	231.80	3.22	12.87	230.75	2.88	11.00	232.09	2.55	0.52	0.61	0.41	8.76
7:05	10.46	232.40	2.38	11.54	231.17	2.63	5.15	232.96	1.21	0.48	0.17	0.00	6.24
7:10	13.71	234.95	3.15	9.98	234.10	2.26	7.29	235.66	1.66	0.56	0.57	0.30	7.06
7:15	12.56	235.60	2.91	22.36	233.35	5.28	10.36	235.71	2.36	0.52	1.03	0.59	10.61
7:20	12.03	235.26	2.78	13.11	233.94	2.97	5.07	236.07	1.16	0.50	0.64	0.08	7.03
7:25	13.37	235.24	3.05	15.59	233.52	3.43	7.00	235.77	1.60	0.53	1.14	0.15	8.08
7:30	9.56	235.54	2.19	6.30	234.80	1.47	13.06	235.30	3.03	0.53	0.35	0.73	6.70
7:35	12.93	235.46	3.04	10.29	234.45	2.38	9.27	235.78	2.13	0.54	0.40	0.37	7.54
7:40	10.26	235.85	2.37	9.16	234.55	2.02	3.72	236.39	0.87	0.50	0.61	0.00	5.25
7:45	12.99	235.19	3.04	6.36	234.41	1.34	5.49	235.81	1.22	0.53	0.65	0.21	5.70
7:50	10.66	235.05	2.48	5.18	234.27	0.90	8.57	235.15	1.97	0.13	0.50	0.39	5.31
7:55	20.47	233.90	4.80	2.51	234.45	0.34	6.58	235.31	1.49	0.27	0.00	0.00	6.72
8:00	12.45	234.67	2.94	0.25	234.51	0.00	7.80	235.03	1.75	0.00	0.00	0.38	4.71
8:05	11.83	234.44	2.75	0.08	234.21	0.00	7.58	234.76	1.70	0.00	0.00	0.36	4.46
8:10	9.23	237.06	2.16	4.26	236.07	0.94	8.87	237.02	2.11	0.00	0.00	0.02	5.29
8:15	13.06	235.89	3.05	4.44	235.46	0.93	12.37	236.19	2.89	0.47	0.26	0.08	6.83
8:20	11.13	235.38	2.58	6.77	234.61	1.51	9.68	235.60	2.28	0.46	0.00	0.49	6.37
8:25	10.52	235.29	2.43	0.10	234.93	0.00	8.98	235.58	2.05	0.47	0.00	0.00	4.50
8:30	13.15	234.86	3.05	0.71	234.86	-0.07	7.38	235.54	1.69	0.48	0.00	0.00	4.60
8:35	10.14	234.63	2.34	1.66	234.15	0.31	10.82	234.64	2.47	0.43	0.00	0.59	5.16
8:40	13.22	234.91	3.07	9.12	233.69	1.65	6.04	235.48	1.33	0.49	1.28	0.00	6.02
8:45	10.80	236.91	2.50	3.75	236.88	-0.81	6.58	237.42	1.54	0.52	0.00	0.12	3.29
8:50	16.62	235.88	3.87	3.32	236.47	-0.73	12.50	236.44	2.89	0.76	0.12	0.67	6.08
8:55	11.50	234.97	2.66	1.80	234.73	-0.18	9.48	235.27	2.22	0.52	0.00	0.00	4.70
9:00	12.79	235.63	2.96	2.97	235.47	-0.41	9.46	236.05	2.22	0.49	0.46	0.00	4.78
9:05	11.63	235.74	2.68	4.15	235.63	-0.81	9.32	236.00	2.19	0.14	0.54	0.00	4.06

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
9:10	16.07	235.05	3.74	2.84	235.27	-0.31	9.41	235.88	2.20	0.51	0.49	0.00	5.64
9:15	13.92	235.53	3.24	8.57	234.63	0.33	9.20	235.95	2.16	0.52	1.82	0.00	5.79
9:20	12.64	235.18	2.89	5.83	235.24	-1.04	6.94	235.82	1.62	0.50	0.76	0.00	3.45
9:25	14.45	234.98	3.39	7.35	235.42	-1.56	7.08	235.77	1.64	0.54	0.73	0.00	3.47
9:30	11.60	234.95	2.66	7.92	234.92	-1.49	8.81	235.21	2.04	0.61	0.85	0.24	3.23
9:35	15.65	234.38	3.61	8.90	233.70	0.13	10.80	234.74	2.50	0.68	1.86	0.44	6.25
9:40	13.77	234.12	3.17	9.50	234.63	-2.13	8.94	234.64	2.07	0.60	0.59	0.00	3.13
9:45	11.37	234.04	2.59	8.28	234.16	-1.78	7.85	234.37	1.82	0.59	0.59	0.00	2.60
9:50	15.90	235.06	3.67	5.07	235.41	-0.93	6.93	235.97	1.61	0.75	0.59	0.00	4.32
9:55	16.29	236.86	3.76	6.64	237.50	-1.20	6.07	238.02	1.43	0.85	0.58	0.00	4.00
10:00	13.58	237.24	3.17	5.41	237.49	-1.10	9.01	237.71	2.11	0.71	0.59	0.31	4.17
10:05	13.27	234.62	3.03	6.78	234.95	-1.49	9.47	235.05	2.21	0.69	0.55	0.00	3.75
10:10	12.54	234.80	2.87	4.55	234.77	-0.48	11.34	235.06	2.65	0.67	0.54	0.00	5.05
10:15	14.88	234.20	3.40	4.40	233.99	0.54	7.76	235.01	1.80	0.68	0.59	0.00	5.75
10:20	11.78	234.69	2.73	3.90	234.01	0.73	8.16	235.14	1.91	0.65	0.42	0.00	5.36
10:25	16.18	234.26	3.72	2.65	234.28	0.47	9.38	235.17	2.20	0.73	0.00	0.00	6.31
10:30	12.41	234.56	2.83	2.23	234.14	0.49	7.77	235.14	1.78	0.69	0.00	0.00	5.03
10:35	16.07	234.13	3.69	3.09	234.42	-0.37	7.41	235.20	1.74	0.73	0.45	0.00	5.04
10:40	12.72	234.46	2.93	6.85	234.91	-1.58	7.26	235.22	1.71	0.72	0.27	0.00	3.07
10:45	13.55	234.20	3.08	12.10	235.18	-2.79	7.82	234.99	1.81	0.74	0.36	0.00	2.09
10:50	14.27	234.27	3.29	11.85	234.76	-2.48	6.93	235.01	1.60	0.75	1.24	0.00	2.41
10:55	11.70	234.52	2.64	5.47	234.70	-1.22	6.84	235.22	1.59	0.74	0.47	0.00	3.02
11:00	15.58	234.28	3.57	7.16	235.14	-1.62	7.97	235.24	1.84	0.76	0.23	0.00	3.79
11:05	15.07	234.14	3.45	5.41	234.89	-1.23	7.83	235.07	1.81	0.74	0.00	0.00	4.03
11:10	11.57	234.80	2.63	5.78	235.16	-1.35	7.25	235.42	1.69	0.70	0.00	0.00	2.99
11:15	15.70	234.31	3.58	10.15	235.45	-2.37	7.66	235.30	1.78	0.75	0.02	0.00	2.99
11:20	12.00	234.76	2.71	8.82	235.30	-2.06	7.56	235.38	1.78	0.67	0.00	0.00	2.37
11:25	13.52	234.56	3.12	10.95	235.41	-2.56	7.10	235.29	1.67	0.55	0.00	0.00	2.27
11:30	12.11	234.88	2.81	6.36	235.30	-1.45	8.73	235.27	2.02	0.45	0.00	0.21	3.34
11:35	10.87	235.08	2.52	8.86	235.56	-2.02	8.57	235.30	1.99	0.44	0.00	0.11	2.50
11:40	14.24	234.80	3.31	2.69	235.12	-0.60	7.66	235.45	1.79	0.46	0.00	0.00	4.47

✓

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
11:45	13.90	234.85	3.23	3.36	235.26	-0.84	7.34	235.53	1.71	0.46	0.00	0.00	4.08
11:50	14.36	235.23	3.33	3.59	235.72	-0.82	7.94	236.02	1.85	0.59	0.00	0.00	4.41
11:55	12.70	235.80	2.96	5.90	236.28	-1.35	10.69	236.05	2.46	0.35	0.00	0.59	4.03
12:00	9.94	236.81	2.32	4.92	236.60	-0.21	15.44	236.32	3.58	0.14	0.26	0.71	5.69
12:05	12.08	235.96	2.78	2.76	236.20	-0.56	13.95	235.88	3.22	0.50	0.02	0.67	5.50
12:10	10.28	235.91	2.38	1.72	235.78	-0.41	13.28	235.69	3.08	0.47	0.02	0.59	5.01
12:15	13.80	235.90	3.21	5.97	236.73	-1.29	14.00	236.05	3.24	0.55	0.00	0.66	5.09
12:20	10.22	236.47	2.37	11.49	237.38	-2.69	13.29	236.31	3.08	0.50	0.11	0.64	2.75
12:25	13.99	236.24	3.26	8.44	236.56	-1.15	14.06	236.26	3.26	0.53	0.82	0.67	5.29
12:30	14.37	236.14	3.35	8.17	237.03	-1.90	14.50	236.21	3.35	0.54	0.03	0.71	4.83
12:35	14.59	236.11	3.40	10.56	237.15	-2.48	14.37	236.24	3.32	0.53	0.04	0.72	4.28
12:40	14.30	235.71	3.33	17.23	237.36	-4.08	12.89	236.01	2.96	0.53	0.00	0.70	2.20
12:45	12.42	235.88	2.89	18.70	237.37	-4.41	11.39	236.04	2.61	0.29	0.25	0.67	1.07
12:50	12.40	235.47	2.88	22.25	237.26	-5.24	12.28	235.57	2.80	0.31	0.03	0.71	0.39
12:55	14.37	234.75	3.35	17.19	236.24	-4.04	9.85	235.22	2.24	0.34	0.09	0.64	1.55
13:00	13.93	234.33	3.25	15.31	235.71	-3.60	14.38	234.38	3.30	0.22	0.00	0.64	2.96
13:05	14.06	235.97	3.31	13.94	237.20	-3.30	14.24	235.96	3.30	0.00	0.00	0.64	3.32
13:10	11.38	237.06	2.69	14.51	237.92	-3.43	11.80	236.85	2.69	0.00	0.09	0.72	1.95
13:15	11.32	235.71	2.66	19.47	237.01	-4.54	10.67	235.68	2.41	0.00	0.42	0.69	0.47
13:20	9.98	234.30	2.34	23.29	235.73	-5.48	11.66	234.04	2.62	0.00	0.47	0.72	-0.42
13:25	12.15	233.80	2.83	30.68	236.16	-7.26	11.69	233.83	2.62	0.21	0.50	0.73	-1.80
13:30	12.79	233.88	2.96	30.98	236.28	-7.30	17.22	233.51	3.89	0.42	0.31	1.00	-0.42
13:35	12.73	233.88	2.95	30.48	236.16	-7.17	17.65	233.32	3.91	0.40	0.40	1.41	-0.29
13:40	12.84	234.51	2.98	25.36	236.30	-5.95	10.94	234.65	2.48	0.36	0.61	0.66	-0.50
13:45	10.62	235.88	2.46	22.31	236.87	-5.14	10.41	235.85	2.37	0.49	1.21	0.58	-0.36
13:50	10.49	235.71	2.42	21.67	236.71	-4.94	10.87	235.60	2.48	0.50	1.25	0.62	0.03
13:55	10.46	235.56	2.39	19.81	236.68	-4.60	11.37	235.46	2.62	0.51	0.69	0.68	0.41
14:00	10.37	235.52	2.39	20.24	236.72	-4.77	10.86	235.36	2.43	0.51	0.56	0.86	0.12
14:05	10.91	235.38	2.52	17.36	236.27	-4.08	11.40	235.29	2.59	0.48	0.45	0.66	0.94
14:10	11.59	235.27	2.68	21.18	236.62	-4.99	10.43	235.32	2.40	0.48	0.34	0.59	0.06
14:15	10.91	235.11	2.51	19.90	236.40	-4.69	11.61	234.94	2.60	0.50	0.00	0.79	0.39

6V

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
14:20	10.67	235.07	2.46	16.34	236.03	-3.86	11.60	234.90	2.61	0.50	0.00	0.77	1.18
14:25	11.13	235.07	2.56	16.25	235.98	-3.81	12.01	234.83	2.71	0.51	0.43	0.81	1.48
14:30	12.01	235.30	2.76	14.27	236.13	-3.33	14.98	234.93	3.43	0.60	0.52	0.88	2.90
14:35	12.43	235.41	2.87	12.78	236.17	-2.95	15.41	234.94	3.47	0.59	0.60	1.04	3.42
14:40	11.83	235.41	2.72	10.87	235.93	-2.48	13.56	235.13	3.08	0.60	0.66	0.86	3.34
14:45	11.36	235.43	2.62	8.74	235.74	-1.95	13.56	235.05	3.06	0.53	0.66	0.88	3.73
14:50	10.69	235.65	2.49	12.07	236.02	-2.75	14.84	234.96	3.34	0.31	0.68	0.97	3.07
14:55	11.37	235.73	2.66	13.90	236.34	-3.19	14.30	235.15	3.22	0.00	0.65	0.92	2.63
15:00	11.76	236.06	2.75	12.12	236.62	-2.79	14.46	235.50	3.24	0.15	0.66	1.01	3.17
15:05	11.73	236.53	2.72	10.46	236.91	-2.37	21.42	235.47	5.05	0.58	0.68	0.77	5.41
15:10	10.85	236.40	2.50	10.37	236.55	-2.19	23.23	235.15	5.41	0.57	0.94	0.66	5.71
15:15	11.29	236.18	2.61	9.52	236.07	-1.86	23.51	234.83	5.49	0.53	1.08	0.68	6.22
15:20	10.91	235.97	2.52	9.30	236.34	-2.15	24.19	234.76	5.65	0.53	0.46	0.65	6.05
15:25	11.09	235.90	2.56	8.82	236.47	-2.06	24.11	234.76	5.63	0.55	0.15	0.65	6.15
15:30	11.02	235.97	2.53	6.95	236.03	-1.27	28.70	234.31	6.69	0.60	0.64	0.90	7.95
15:35	11.40	236.10	2.62	6.44	236.19	-1.28	29.34	234.46	6.77	0.61	0.40	0.83	8.20
15:40	11.47	236.37	2.64	7.06	236.69	-1.66	27.48	234.90	6.39	0.61	0.08	0.77	7.40
15:45	14.86	236.49	3.42	6.45	237.02	-1.43	27.50	235.40	6.43	0.80	0.48	0.83	8.47
15:50	11.90	236.89	2.73	7.02	237.15	-1.55	23.57	235.94	5.53	0.68	0.62	0.59	6.68
15:55	15.05	236.56	3.46	6.86	237.12	-1.53	24.47	235.92	5.75	0.83	0.51	0.65	7.70
16:00	11.19	237.09	2.58	6.57	237.29	-1.49	24.79	236.03	5.81	0.60	0.33	0.62	6.92
16:05	11.96	237.01	2.77	5.14	237.21	-1.14	24.42	236.07	5.75	0.59	0.23	0.56	7.42
16:10	12.03	237.15	2.80	2.77	236.94	-0.26	26.31	235.96	6.15	0.57	0.52	0.71	8.71
16:15	11.73	237.28	2.72	6.26	236.28	1.06	27.36	235.91	6.43	0.59	0.87	0.72	10.19
16:20	11.68	237.25	2.71	4.98	236.50	0.68	27.66	235.92	6.49	0.58	0.91	0.63	9.92
16:25	11.34	237.34	2.63	2.61	236.93	0.20	27.43	236.05	6.37	0.58	0.55	0.67	9.24
16:30	11.08	237.71	2.57	4.52	237.05	0.90	24.94	236.68	5.90	0.57	0.47	0.38	9.34
16:35	12.38	234.53	2.83	5.32	233.86	1.16	25.46	233.49	5.88	0.61	0.00	0.34	9.86
16:40	13.23	235.75	3.11	7.69	234.82	1.46	23.77	234.90	5.56	0.60	0.90	0.46	10.17
16:45	9.99	236.55	2.30	8.69	235.09	1.58	23.97	235.24	5.62	0.53	1.22	0.47	9.46
16:50	10.45	236.93	2.42	6.29	235.97	1.35	24.44	235.70	5.74	0.53	0.60	0.49	9.55

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
16:55	10.06	237.03	2.34	8.13	235.84	1.80	25.33	235.61	5.97	0.45	0.66	0.59	10.11
17:00	9.98	235.52	2.31	10.46	234.16	2.35	27.92	233.86	6.49	0.43	0.66	0.64	11.15
17:05	10.73	236.65	2.53	10.94	235.37	2.45	29.81	234.84	6.95	0.45	0.78	0.79	11.94
17:10	11.03	237.38	2.57	11.06	236.14	2.52	29.88	235.58	6.99	0.48	0.73	0.82	12.14
17:15	14.56	237.32	3.42	17.36	235.47	3.81	30.24	235.69	7.09	0.52	1.63	0.70	14.34
17:20	18.29	236.89	4.30	13.19	236.05	2.93	28.60	235.89	6.72	0.57	1.02	0.61	13.94
17:25	18.96	236.81	4.46	11.55	236.25	2.60	28.64	235.84	6.72	0.57	0.77	0.62	13.78
17:30	19.40	236.66	4.56	10.86	236.20	2.45	29.46	235.72	6.97	0.57	0.78	0.44	14.01
17:35	18.08	236.59	4.25	11.24	235.93	2.57	25.38	236.07	5.99	0.56	0.72	0.00	12.77
17:40	16.25	236.63	3.81	12.86	235.56	2.91	25.68	235.95	6.09	0.56	0.78	0.00	12.76
17:45	16.16	236.52	3.78	14.00	235.39	3.22	26.37	235.72	6.21	0.57	0.78	0.00	13.24
17:50	16.42	236.46	3.84	17.70	234.92	4.00	26.47	235.57	6.23	0.56	1.05	0.00	14.13
17:55	16.14	236.53	3.78	24.44	234.00	5.27	26.14	235.50	6.15	0.56	1.76	0.00	15.35
18:00	16.16	236.44	3.78	23.08	234.23	5.07	25.80	235.44	6.07	0.56	1.63	0.13	15.22
18:05	17.51	233.28	4.04	22.02	231.39	4.97	24.11	232.75	5.61	0.59	1.11	0.00	14.61
18:10	16.78	232.84	3.86	22.80	230.77	5.14	24.70	232.19	5.73	0.61	1.07	0.00	14.65
18:15	16.32	232.47	3.75	26.00	230.15	5.88	23.95	231.89	5.54	0.58	1.05	0.00	15.20
18:20	16.51	232.58	3.79	23.63	230.48	5.30	26.35	231.81	6.10	0.64	1.10	0.00	15.24
18:25	17.53	232.21	4.01	22.88	230.38	5.18	24.70	231.67	5.72	0.68	0.97	0.00	14.97
18:30	16.41	232.22	3.76	28.59	229.43	6.36	25.27	231.41	5.84	0.64	1.56	0.00	15.98
18:35	15.96	232.70	3.67	29.37	229.97	6.61	25.31	231.81	5.86	0.57	1.25	0.00	16.15
18:40	15.90	234.78	3.68	38.04	231.39	8.57	24.68	233.73	5.62	0.63	1.51	0.86	17.89
18:45	15.97	234.73	3.69	38.44	231.51	8.77	30.69	232.96	6.81	0.67	1.46	2.16	19.30
18:50	18.91	234.06	4.36	40.86	230.74	9.15	34.82	232.07	7.67	0.71	2.17	2.48	21.23
18:55	17.97	234.32	4.13	46.29	230.19	10.41	30.97	232.51	6.88	0.59	2.65	2.12	21.50
19:00	17.69	234.52	4.06	38.31	231.26	8.61	33.94	232.53	7.59	0.75	1.71	2.18	20.22
19:05	21.52	233.97	4.95	34.73	231.70	7.96	33.83	232.51	7.56	0.89	1.21	2.18	20.43
19:10	21.58	233.89	4.90	34.61	231.58	7.93	34.24	232.22	7.62	0.73	1.20	2.26	20.50
19:15	21.06	234.02	4.92	33.91	231.72	7.77	33.31	232.41	7.40	0.66	1.18	2.27	19.95
19:20	20.97	234.31	4.91	36.70	231.64	8.36	34.04	232.55	7.58	0.60	1.48	2.27	20.80
19:25	20.68	234.36	4.83	37.12	231.57	8.47	31.51	232.77	7.01	0.59	1.61	2.17	20.24

6✓

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
19:30	19.07	234.57	4.42	36.48	231.66	8.33	30.15	232.96	6.73	0.54	1.56	1.98	19.53
19:35	18.13	234.80	4.22	36.45	231.81	8.29	31.65	232.95	7.08	0.58	1.44	2.07	19.57
19:40	17.10	234.83	3.92	27.10	232.67	6.14	33.38	232.80	7.48	0.65	1.45	2.11	17.61
19:45	18.03	234.76	4.15	35.46	232.09	8.10	35.01	232.68	7.81	0.92	1.50	2.30	20.12
19:50	15.67	235.12	3.58	40.46	231.67	9.26	33.46	232.86	7.41	0.87	1.63	2.41	20.28
19:55	19.22	234.72	4.42	38.07	231.43	8.48	34.16	232.70	7.59	0.89	2.29	2.37	20.48
20:00	19.31	234.75	4.46	38.19	231.68	8.68	31.55	233.06	6.96	0.90	1.70	2.35	20.10
20:05	18.96	234.72	4.34	34.57	232.01	7.88	32.77	232.97	7.28	0.99	1.47	2.29	19.50
20:10	17.52	234.87	3.95	39.58	231.26	8.95	31.81	232.98	7.05	1.00	2.28	2.32	19.96
20:15	17.88	234.67	4.09	43.21	230.51	9.54	32.79	232.71	7.29	0.97	2.86	2.25	20.93
20:20	15.80	234.68	3.59	38.68	230.68	8.42	20.89	233.66	4.26	0.95	2.93	2.37	16.27
20:25	16.75	234.44	3.78	28.45	232.05	6.53	23.39	233.53	4.91	1.04	1.57	2.40	15.21
20:30	18.48	234.08	4.19	28.68	231.86	6.52	21.58	233.56	4.38	1.07	1.36	2.36	15.06
20:35	18.55	234.27	4.21	32.10	231.77	7.33	26.49	233.32	5.61	1.08	1.44	2.43	17.14
20:40	18.95	234.20	4.30	32.76	231.72	7.46	29.55	233.06	6.42	1.10	1.37	2.56	18.23
20:45	19.18	234.09	4.34	34.84	231.57	7.96	33.95	232.62	7.48	1.14	1.29	2.60	19.80
20:50	16.25	234.10	3.62	37.88	231.06	8.67	26.11	233.18	5.66	1.16	1.28	2.38	17.96
20:55	18.94	233.95	4.30	42.86	230.61	9.76	26.07	233.31	5.63	1.31	1.55	2.28	19.66
21:00	22.00	233.75	4.99	44.62	230.58	10.20	25.69	233.34	5.54	1.34	1.59	2.31	20.78
21:05	17.65	234.23	3.93	45.42	230.63	10.32	24.93	233.47	5.36	1.30	1.48	2.28	19.58
21:10	19.88	234.25	4.46	47.93	230.45	10.82	25.96	233.52	5.61	1.32	1.93	2.31	20.91
21:15	22.59	234.00	5.04	42.50	231.06	9.65	29.02	233.28	6.28	1.49	1.57	2.55	20.96
21:20	18.47	233.28	4.14	40.90	229.99	9.35	30.04	231.98	6.52	1.27	1.51	2.42	19.97
21:25	22.58	231.18	5.07	40.14	228.28	9.04	25.05	230.74	5.32	1.27	1.47	2.27	19.43
21:30	21.94	231.27	4.90	42.04	228.12	9.48	27.17	230.63	5.83	1.30	1.51	2.30	20.21
21:35	22.84	231.64	5.16	40.84	228.79	9.23	30.61	230.72	6.60	1.15	1.45	2.58	20.97
21:40	21.63	231.60	4.90	33.37	229.45	7.56	34.08	230.11	7.35	1.02	1.20	2.73	19.80
21:45	21.44	231.74	4.85	39.21	229.02	8.90	38.33	229.76	8.32	0.99	1.21	2.86	22.01
21:50	16.65	232.23	3.75	39.23	228.99	8.89	36.86	229.95	8.01	0.94	1.23	2.76	20.61
21:55	16.22	232.37	3.66	33.92	229.56	7.71	37.19	229.92	8.09	0.88	1.09	2.76	19.40
22:00	17.40	232.69	3.95	37.02	229.67	8.41	35.25	230.48	7.58	0.87	1.19	2.84	19.95

6V

Date Time	P1_AMP	P1_VOLT	P1_W	P2_AMP	P2_VOLT	P2_W	P3_AMP	P3_VOLT	P3_W	Q1_VAr	Q2_VAr	Q3_VAr	TOTAL_W
22:05	18.26	232.15	4.15	35.57	229.38	8.07	35.90	229.99	7.77	0.86	1.09	2.78	19.98
22:10	16.58	232.14	3.76	41.67	228.68	9.44	37.06	229.73	7.98	0.83	1.27	2.90	21.18
22:15	19.82	232.10	4.50	41.31	229.00	9.38	44.26	229.25	9.76	0.90	1.27	2.77	23.68
22:20	15.32	232.43	3.46	37.67	229.18	8.55	36.18	229.90	8.00	0.86	1.16	2.68	20.03
22:25	19.08	231.99	4.34	35.27	229.43	8.02	37.62	229.79	8.15	0.90	1.10	2.71	20.47
22:30	17.34	232.25	3.92	32.29	229.77	7.30	33.23	230.28	7.14	0.93	1.04	2.65	18.38
22:35	16.94	232.13	3.83	29.56	230.05	6.75	34.06	230.04	7.32	0.90	0.88	2.77	17.91
22:40	21.10	231.83	4.77	27.82	230.26	6.35	29.73	230.66	6.40	0.94	0.80	2.58	17.53
22:45	18.43	231.92	4.16	23.19	230.72	5.32	31.17	230.41	6.68	0.97	0.55	2.77	16.15
22:50	16.46	232.22	3.71	30.20	230.06	6.88	33.46	230.30	7.19	0.92	0.79	2.74	17.79
22:55	19.87	232.41	4.52	36.94	229.86	8.43	30.04	231.11	6.40	0.95	0.91	2.68	19.35
23:00	18.55	232.63	4.21	34.53	230.16	7.90	31.33	231.08	6.76	0.93	0.84	2.63	18.88
23:05	20.53	232.39	4.68	28.39	230.63	6.46	29.48	231.19	6.28	0.90	0.85	2.59	17.42
23:10	21.65	230.59	4.88	30.61	228.86	6.97	31.97	229.38	6.90	0.89	0.78	2.57	18.67
23:15	20.81	229.70	4.71	28.50	228.01	6.45	28.07	228.79	5.92	0.85	0.79	2.48	17.17
23:20	20.19	229.66	4.59	25.07	228.32	5.70	32.23	228.23	6.97	0.83	0.70	2.54	17.12
23:25	19.48	231.15	4.43	25.28	229.79	5.77	32.34	229.59	6.98	0.77	0.59	2.73	17.02
23:30	17.76	232.81	4.07	27.43	231.00	6.28	33.38	230.99	7.22	0.71	0.88	2.74	17.61
23:35	18.75	229.51	4.25	29.49	227.67	6.67	29.52	228.10	6.20	0.60	0.79	2.61	17.16
23:40	20.37	229.73	4.62	23.43	228.58	5.30	29.77	228.47	6.36	0.60	0.79	2.40	16.32
23:45	19.69	229.57	4.48	24.19	228.28	5.44	32.14	227.95	6.92	0.59	0.66	2.62	16.78
23:50	14.24	230.22	3.23	26.88	228.25	6.09	36.68	227.62	7.89	0.45	0.69	2.71	17.20
23:55	20.11	229.27	4.59	26.17	228.00	5.92	38.06	227.20	8.20	0.62	0.71	2.75	18.65