

โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด
ปี ๒๕๖๕ – ๒๕๖๖ (กิจกรรมที่ ๑ การบริหาร
และสนับสนุนการดำเนินโครงการฯ)

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

๒๕๖๖

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

1. บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

เพื่อให้เกิดการพัฒนาการใช้งานการตอบสนองด้านโหลดในเชิงพาณิชย์ ซึ่งจะช่วยกระตุ้นเศรษฐกิจ เพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้า และสามารถนำการตอบสนองด้านโหลด (DR) มาทดแทนโรงไฟฟ้าในแผนพัฒนา กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ได้นั้น จำเป็นต้องเริ่มพัฒนากิจกรรมทางธุรกิจเพื่อเตรียมพร้อมในการพัฒนาความสามารถในการรวบรวมโหลดในอนาคต สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้จัดทำโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566 (โครงการนำร่องฯ) ในปริมาณเป้าหมาย 50 MW เพื่อไม่ก่อให้เกิดภาระค่าไฟฟ้าต่อประชาชนมากเกินไปและเป็นการทดสอบนำร่องการใช้งานจริงของ โปรแกรม DR ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ก่อนที่จะนำไปขยายผลการดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายต่อไป

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 6 มกราคม 2565 มีมติเห็นชอบการดำเนินโครงการนำร่องฯ โดยมอบหมายหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังนี้

1) เห็นควรมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย สนพ. สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ร่วมกันขับเคลื่อนโครงการนำร่องฯ ให้ประสบผลสำเร็จ โดยให้ดำเนินการตามขั้นตอนเสมือนจริง พร้อมทั้งทำการประเมินผลโครงการนำร่องฯ และรายงานผลต่อ กพช. ทราบเป็นระยะ ๆ เพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมขยายผลตามแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง (ปี 2565 – 2574) ต่อไป

2) เห็นควรมอบ สนพ. ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จัดทำโครงการนำร่องฯ โดยใช้เงินสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้าฯ เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับผลตอบแทนการตอบสนองด้านโหลดแก่ผู้เข้าร่วมโครงการ พร้อมทั้งค่าใช้จ่ายในการบริหารและติดตามประเมินผลโครงการ

1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 เพื่อนำร่องการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด ในช่วงระหว่างปี 2565 – 2566 ในปริมาณเป้าหมาย 50 MW

1.2.2 เพื่อเตรียมความพร้อมและทดสอบนำร่องการสั่งการ/การใช้งานจริงของโปรแกรม DR ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ให้สามารถนำเทคโนโลยี DR มาใช้เพิ่มประสิทธิภาพและสร้างความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปริมาณมากในอนาคตได้ รวมถึงสามารถนำ DR มาทดแทนโรงไฟฟ้าในแผน PDP และทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ ซึ่งสอดคล้องกับวัตถุประสงค์กองทุนพัฒนาไฟฟ้าพัฒนาเทคโนโลยีในการประกอบกิจการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและเกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

1.2.3 เพื่อจัดทำข้อเสนอแนะในการขยายผลการดำเนินงานให้เป็นไปตามเป้าหมายในระยะต่อไป

1.3 ขอบเขตและแผนการปฏิบัติงาน

เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของโครงการ ที่ปรึกษาจะดำเนินการตลอดระยะเวลา 20 เดือน ดังนี้

ตารางที่ 1 แผนการปฏิบัติงานโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566

กิจกรรม		หัวข้อตาม ขอบเขตการจ้าง	เดือน																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
กิจกรรมที่ 1 การบริหารและสนับสนุนการดำเนินโครงการนำร่องฯ																						
1)	รวบรวม ติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงาน รวมถึงสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ภายใต้การดำเนินงานของโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดของประเทศ ปี 2565 – 2566	ข้อ 3.1																				
2)	วิเคราะห์และประเมินผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ รวมถึงจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายแนวทางการขยายผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมในบริบทของประเทศในระยะต่อไป	ข้อ 3.2																				
3)	วิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการส่งการตอบสนองด้านโหลดปริมาณ 50 MW เทียบกับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Time) รายเดือน ภายใต้โครงการนำร่องฯ	ข้อ 3.3																				
4)	สรุปผลภาพรวมโครงการนำร่องฯ พร้อมทั้งข้อเสนอแนะในการขยายผลการดำเนินงานให้เป็นไปตามเป้าหมายในระยะต่อไป	ข้อ 3.4																				
5)	การสร้างความรู้ความเข้าใจที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการนำร่องฯ แก่ผู้เข้าร่วมโครงการ รวมถึงการประชาสัมพันธ์ผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ผ่านการผลิตและจัดทำสื่อประชาสัมพันธ์โครงการ	ข้อ 3.5																				
6)	จัดประชุม/หารือ/แลกเปลี่ยนความคิดเห็น/นำเสนอผลการดำเนินโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมจำนวนไม่น้อยกว่า 100 ท่าน	ข้อ 3.6																				
7)	สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ดำเนินงานในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด	ข้อ 3.7																				
กิจกรรมที่ 2: การจ่ายเงินอุดหนุน																						
8)	กำหนดขั้นตอนและวิธีการเบิกและจ่ายเงินอุดหนุนตามกลไกและเงื่อนไขการจ่ายผลตอบแทนที่กำหนดในวงเงินไม่เกิน 100 ล้านบาท โดยมีรูปแบบการส่งผ่านเงินอุดหนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97 (4)	ข้อ 3.8																				
9)	จัดทำฐานข้อมูลผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ เพื่อบันทึกข้อมูลให้ง่ายต่อการสืบค้น	ข้อ 3.9																				
10)	สนับสนุนการประสาน/จัดทำ/รวบรวม/ตรวจสอบ เอกสารหลักฐานที่เกี่ยวข้องกับการเบิกเงินอุดหนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และการจ่ายเงินอุดหนุน ให้เป็นไปตามกลไกและเงื่อนไขการจ่ายผลตอบแทนที่กำหนด	ข้อ 3.10																				
11)	รวบรวมรายงาน เอกสาร ข้อมูลต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในโครงการ จัดทำให้เป็น Electronic File บันทึกลงใน External Hard Drive	ข้อ 3.11																				
การจัดส่งรายงาน																						

2. รวบรวม ติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงาน รวมถึงสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

ที่ปรึกษาจะดำเนินการรวบรวม ติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงาน รวมถึงสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้องรวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ภายใต้การดำเนินงานของ โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดของประเทศ ปี 2565 – 2566 เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของโครงการนำร่องฯ (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.1) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

2.1 สนับสนุนการพัฒนารูปแบบ เงื่อนไข ข้อกำหนด ทั้งด้านเทคนิค/การจ่ายผลตอบแทน รวมถึงให้ข้อเสนอแนะและประสานงานร่วมกับ สนพ. หรือคณะทำงานฯ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการประสานงานร่วมกับ สนพ. และสนับสนุนคณะทำงานฯ ในการจัดทำข้อเสนอแนะ การพัฒนารูปแบบ เงื่อนไข ข้อกำหนด ทั้งด้านเทคนิค/การจ่ายผลตอบแทน เพื่อจัดทำข้อสรุปสำหรับ รายละเอียดสำคัญต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการรับซื้อการตอบสนองด้านโหลดภายใต้โครงการนำร่องฯ ดังนี้

1) การกำหนดเงื่อนไขการจ่ายค่าตอบแทนสำหรับผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ

สืบเนื่องจากการประชุมคณะทำงานฯ ครั้งที่ 1/2565 (ครั้งที่ 1) เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2565 ได้มีมติเห็นชอบค่าตอบแทนการตอบสนองด้านโหลด (DR) สำหรับผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ และเงื่อนไขการจ่ายค่าตอบแทนสำหรับผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ เพื่อใช้ประกอบการจัดทำประกาศรับซื้อ DR ในระดับ ขยายปลีก ภายใต้โครงการนำร่องฯ และใช้สำหรับจ่ายค่าตอบแทนให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ

- อัตราค่าตอบแทน DR ในระดับขยายปลีกของผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ สำหรับโปรแกรม ช่วงเวลา 13.30 – 16.30 น. (Afternoon) และช่วงเวลา 19.30 – 22.30 น. (Evening)

- ค่าตอบแทน AP เท่ากับ 44.5692 บาท/kW/เดือน
- ค่าตอบแทน EP1 เท่ากับ 2.5581 บาท/หน่วย ในช่วงเดือนมีนาคม ถึงเดือนตุลาคม ระยะเวลารวม 8 เดือน
- ค่าตอบแทน EP2 เท่ากับ 1.2790 บาท/หน่วย ในช่วงเดือนมกราคม กุมภาพันธ์ พฤษภาคม และธันวาคม ระยะเวลารวม 4 เดือน

ที่ปรึกษาได้จัดทำข้อเสนอแนะเงื่อนไขการจ่ายค่าตอบแทนเพิ่มเติมสำหรับผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ เสนอ สนพ. และคณะทำงานฯ พิจารณาในการประชุมคณะทำงานฯ ครั้งที่ 2/2565 (ครั้งที่ 2) เมื่อวันที่ 13 กันยายน 2565 โดยมีมติเห็นชอบเงื่อนไขการจ่ายค่าตอบแทนเพิ่มเติมสำหรับผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ตามที่ได้นำเสนอ เพื่อให้ กฟน. และ กฟภ. ใช้ประกอบการจัดทำประกาศรับซื้อการตอบสนองด้านโหลด ในระดับขยายปลีก ภายใต้โครงการนำร่องฯ และใช้สำหรับจ่ายค่าตอบแทนให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ต่อไป ทั้งนี้ รายละเอียดข้อเสนอแนะสรุปได้ดังนี้

กรณี Actual Load มากกว่า CBL เป็นรายช่วงเวลา (Interval)

ส่งผลให้ค่า actual reduction ช่วงเวลานั้น มีค่าติดลบ
ให้ถือว่าค่า actual reduction ช่วงเวลานั้น เป็นค่า 0
เพื่อนำไปคำนวณผลตอบแทนค่า EP

ตัวอย่าง contract cap. = 1,000 kW (3,000 kWh)
ชั่วโมงที่ 1/3 = 1,200 kWh
ชั่วโมงที่ 2/3 = -200 kWh => ปรับเป็น 0 kWh
ชั่วโมงที่ 3/3 = 300 kWh
Total Reduction = 1,200+0+300 = 1,500 kWh
และ Performance Rate = $(1,500/3,000) \times 100 = 50\%$

กรณี Actual Load มากกว่า CBL

ส่งผลทำให้ DR Performance มีค่าติดลบ
ให้ถือว่า DR Performance เป็น 0 ในครั้งนั้นๆ
แล้วนำมาเฉลี่ยทั้งเดือน เพื่อกำหนดผลตอบแทนค่า AP

ตัวอย่าง 1
ครั้งที่ 1/3 = 89%
ครั้งที่ 2/3 = 103% => ใช้ตามจริง 103%
ครั้งที่ 3/3 = 93%
AVG Performance = $(89+103+93)/3 = 95\%$

ตัวอย่าง 2
ครั้งที่ 1/3 = 92%
ครั้งที่ 2/3 = -10% => ปรับเป็น 0%
ครั้งที่ 3/3 = 85%
AVG Performance = $(92+0+85)/3 = 59\%$

รูปที่ 1 ข้อเสนอแนะการกำหนดเงื่อนไขการจ่ายค่าตอบแทน

2) ข้อเสนอการปรับปรุงแนวทางการประเมินค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าฐานย้อนหลัง (Relative Root Mean Square Error: RRMSE)

สืบเนื่องจากการประชุมคณะทำงานฯ ครั้งที่ 1/2565 (ครั้งที่ 1) เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2565 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการ (ร่าง) เอกสารการประกาศรับซื้อการตอบสนองด้านโหลดสำหรับโครงการนำร่องฯ ซึ่งในรายละเอียดเงื่อนไข/ข้อกำหนดด้านเทคนิคสำหรับแนวทางการประเมินค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าฐานย้อนหลัง (Relative Root Mean Square Error: RRMSE) ได้กำหนดจำนวนชั่วโมงเป้าหมายเท่ากับ 11 ชั่วโมงต่อวัน (12.00 – 23.00 น.) ครอบคลุมช่วงเวลาของโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดทั้งช่วงบ่ายและช่วงหัวค่ำ

อย่างไรก็ดี จากผลการเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ พบว่า มีผู้สมัครหลายรายที่ไม่ผ่านคุณสมบัติ RRMSE ที่มีค่าเกิน 30% ที่ปรึกษาจึงได้มาทำการวิเคราะห์ในประเด็นดังกล่าว และจัดทำข้อเสนอแนะการปรับปรุงแนวทางการประเมินค่า RRMSE จากเดิมที่กำหนดจำนวนชั่วโมงเป้าหมายเท่ากับ 11 ชั่วโมงต่อวัน (12.00 – 23.00 น.) เปลี่ยนเป็นจำนวนชั่วโมงเป้าหมายเท่ากับ 4 ชั่วโมงต่อวัน

ทั้งนี้ คณะทำงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 3/2565 (ครั้งที่ 3) ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอการปรับปรุงแนวทางการประเมินค่า RRMSE ดังกล่าว สำหรับการเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ในระยะที่ 2 ต่อไป

3) แนวทางการสั่งการและเชื่อมโยงข้อมูลระหว่าง DRCC (กฟผ.) – LA (กฟน.) – ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน. ที่ไม่มีเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการ Smart Metro Grid

ในการประชุมครั้งที่ 4/2565 (ครั้งที่ 4) ที่ประชุมมีข้อสรุปว่า ให้ทาง กฟน. สามารถดำเนินการส่งข้อมูลผ่าน Web Service และรวบรวม/ส่งข้อมูลที่ไปยัง EGAT Application ตามเงื่อนไขที่ทาง กฟผ. ได้กำหนดไว้ เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน. ที่ไม่มี Smart Meter ในโครงการ Smart Metro Grid สามารถเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 ได้

4) แนวทางการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (CBL) และ ค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าฐานย้อนหลัง (RRMSE) สำหรับโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

ในการประชุมครั้งที่ 3/2565 คณะทำงานฯ ได้เห็นชอบให้มีการเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 ที่ปรึกษาจึงได้ดำเนินการสนับสนุน สนพ. และคณะทำงานฯ จัดทำแนวทางการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (CBL) และค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าฐานย้อนหลัง (RRMSE) เพื่อเป็นแนวทางและตัวอย่างในการคำนวณค่า CBL และ RRMSE ให้ กฟน. และ กฟภ. นำไปใช้สำหรับการตรวจสอบคุณสมบัติและการคำนวณจ่ายค่าผลตอบแทนให้ผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

5) แนวทางการสั่งเรียกมาตรการ Demand Response ภายใต้โครงการนำร่องฯ ของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (NCC) ไปยังศูนย์สั่งการการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DRCC)

ภายใต้โครงการนำร่องฯ จะมีการสั่งเรียกมาตรการ DR จาก NCC มายัง DRCC เพื่อส่งต่อคำสั่งดังกล่าวไปยัง LA จำนวน 6 ครั้งต่อเดือน ครั้งละไม่เกิน 3 ชั่วโมง โดยแบ่งออกเป็นโปรแกรมช่วงบ่ายและโปรแกรมช่วงหัวค่ำอย่างละ 3 ครั้งต่อเดือน ซึ่งมีข้อสรุปการสั่งเรียกมาตรการ DR ดังนี้

- **เดือนที่ 1 – 2** (มกราคม – กุมภาพันธ์ 2566) ทาง กฟผ. จะแจ้งไปยัง กฟน. และ กฟภ. ล่วงหน้า 7 วัน ก่อนดำเนินการมาตรการ โดย กฟผ. จะนำแผนการเดินเครื่องรายเดือนมาพิจารณา
- **เดือนที่ 3 – 9** (มีนาคม – กันยายน 2566) ทาง กฟผ. จะแจ้งไปยัง กฟน. และ กฟภ. ภายในวันพฤหัสบดี เวลาไม่เกิน 17.00 น. เพื่อสั่งเรียกมาตรการ DR ในสัปดาห์ถัดไป (ล่วงหน้า 4 – 8 วัน) โดย กฟผ. จะนำแผนการเดินเครื่องรายสัปดาห์มาพิจารณา
- **เดือนที่ 10 – 12** (ตุลาคม – ธันวาคม 2566) ทาง กฟผ. จะแจ้งไปยัง กฟน. และ กฟภ. ภายในเวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินการมาตรการ (ล่วงหน้า 1 วัน เป็นไปตามมติ กพข.) โดย กฟผ. จะนำแผนการเดินเครื่องรายวันมาพิจารณา ซึ่งจะเป็นการดำเนินงานที่เสมือนจริง

2.2 สนับสนุนข้อมูลในการกำหนดรูปแบบ เงื่อนไขการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด เพื่อจัดเตรียมและพัฒนารายละเอียดต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในการจัดทำเอกสารประกอบการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการประสานงานร่วมกับ สนพ. และสนับสนุนคณะทำงานฯ ในการสนับสนุนข้อมูลในการกำหนดรูปแบบ เงื่อนไขการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ภายใต้โครงการนำร่องฯ ดังนี้

1) การจัดทำเอกสารประกอบการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

ในการประชุมครั้งที่ 4/2565 คณะทำงานฯ ได้มีมติเห็นชอบในหลักการ (ร่าง) เอกสารการประกาศรับสมัครการตอบสนองด้านโหลดสำหรับโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 ประกอบด้วย เอกสาร 3 ส่วนหลัก ได้แก่ (1) ประกาศหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการรับสมัครผู้เข้าร่วม (2) ใบสมัครผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ในระดับค่าปลีก และ (3) หนังสือสัญญาเข้าร่วมโครงการ

2) การกำหนดขั้นตอนและกรอบระยะเวลาสำหรับการประกาศรับซื้อ DR สำหรับโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

ในการประชุมครั้งที่ 4/2565 เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2565 ได้มีมติรับทราบขั้นตอนและกรอบระยะเวลาสำหรับการประกาศรับซื้อ DR สำหรับโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 ใช้เป็นกรอบการประกาศรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 ของ กฟน. และ กฟภ. ต่อไป

2.3 สนับสนุนข้อมูล หรือรวบรวมข้อมูล เพื่อติดตามการตรวจสอบข้อมูลแหล่งทรัพยากร DR ของผู้เข้าร่วมโครงการ

ที่ปรึกษาจะดำเนินการสนับสนุนข้อมูล หรือรวบรวมข้อมูลเพื่อติดตามการตรวจสอบข้อมูลแหล่งทรัพยากร DR ของผู้เข้าร่วมโครงการของผู้รวบรวมโหลด (Load Aggregator) ที่จะส่งมอบให้แก่ศูนย์สั่งการการดำเนินการมาตรการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) ผ่านผลการประเมินค่า RRMSE ทั้งในรูปแบบรายผู้เข้าร่วมฯ (DR Participants) และผลรวมทั้งหมด (Aggregator Model) โดยการจัดทำสรุปศักยภาพของแหล่งทรัพยากร DR แบ่งตามประเภทธุรกิจ ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ศักยภาพการปรับลดพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

2.3.1 แนวทางการติดตามข้อมูลและผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 1 และระยะที่ 2

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุน สนพ. และคณะทำงานฯ ในการติดตามข้อมูลและผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 1 และระยะที่ 2 ผ่านการประสานงานไปยัง กฟน. และ กฟภ. อย่างต่อเนื่อง รวมถึงผ่านการประชุมคณะทำงานฯ

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาได้สนับสนุน สนพ. ในการกำหนดแนวทางการสรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ รวมถึงผลการตรวจสอบและส่งมอบทรัพยากร DR ของ กฟน. และ กฟภ. เพื่อนำผลที่ได้มาวิเคราะห์และสรุปผลการรับสมัครต่อไป

2.3.2 สรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการ รวมถึงผลการตรวจสอบและส่งมอบทรัพยากร DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ระยะที่ 1

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการ รวมถึงผลการตรวจสอบและส่งมอบทรัพยากร DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ระยะที่ 1 รายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 2 สรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 1

รายการ	โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)		โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)	
	จำนวน (ราย)	ปริมาณ (kW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณ (kW)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)				
1) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติ	17	2,945.00	15	16,605.00
2) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติและทำสัญญา	16	2,612.54	15	25,446.68
การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)				
1) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติ	5	836.54	8	1,232.82
2) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติและทำสัญญา	2	247.11	7	797.64

2.3.3 สรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการ รวมถึงผลการตรวจสอบและส่งมอบทรัพย์สิน DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการ รวมถึงผลการตรวจสอบและส่งมอบทรัพย์สิน DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 รายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 3 สรุปผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2

รายการ	โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)		โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)	
	จำนวน (ราย)	ปริมาณ (kW)	จำนวน (ราย)	ปริมาณ (kW)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)				
1) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติ	12	5,209.14	8	2,957.14
2) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติและทำสัญญา	12	5,209.14	7	2,394.90
การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)				
1) ผู้สมัครที่ผ่านคุณสมบัติและทำสัญญา	2	316.64	6	1,539.30

2.4 สนับสนุนการติดตาม ขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่องฯ และจัดทำรายงานสรุปผลการดำเนินงานของ DRCC และ LA เป็นรายไตรมาส

ที่ปรึกษาจะดำเนินการสนับสนุนการติดตาม ขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่องฯ และจัดทำรายงานสรุปผลการดำเนินงานของ DRCC และ LA เป็นรายไตรมาส เพื่อเตรียมความพร้อมนำเสนอคณะทำงานฯ เป็นรายไตรมาส หรือตามที่ สนพ. เห็นสมควร เพื่อนำไปเป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ ประเมินผล และจัดทำข้อเสนอแนะในการขยายผลธุรกิจ DR ที่เหมาะสมในบริบทของประเทศไทยต่อไป โดยรวบรวมข้อมูลสรุปผลการดำเนินมาตรการเป็นรายครึ่ง และรายเดือน รายละเอียดสรุปได้ ดังนี้

1) แนวทางการติดตามข้อมูล และผลการดำเนินโครงการนำร่องฯ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุน สนพ. และคณะทำงานฯ ในการติดตาม ขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่องฯ ผ่านการประสานงานไปยัง กฟน. และ กฟภ. อย่างต่อเนื่องรวมถึงผ่านการประชุมคณะทำงานฯ ครั้งที่ 3/2565 4/2565 และ 5/2565 ทั้งนี้ ที่ปรึกษาได้จัดทำแนวทางและรูปแบบการรวบรวมข้อมูลและรายงานผลการดำเนินโครงการนำร่องฯ รายครึ่ง รายเดือน และรายไตรมาส เพื่อให้ กฟน. และ กฟภ. มารายงานในที่ประชุม เพื่อนำไปเป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ ประเมินผล และจัดทำข้อเสนอแนะในการขยายผลธุรกิจ DR ที่เหมาะสมในบริบทของประเทศไทยต่อไป

2) สรุปผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ของ DRCC และ LA

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ของ DRCC และ LA เพื่อนำมาเป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ ประเมินผล และจัดทำข้อเสนอแนะในการขยายผลธุรกิจ DR ที่เหมาะสมในบริบทของประเทศไทยต่อไป รายละเอียดดังนี้

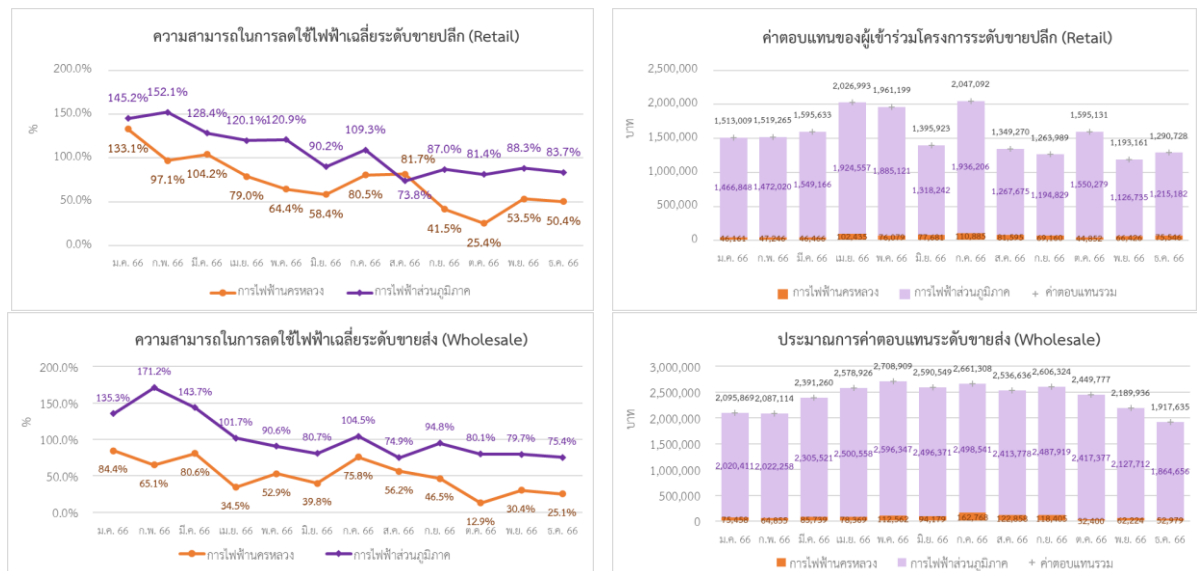
2.1) ระยะเตรียมการ (พ.ศ. 2565) ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลการเตรียมความพร้อมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะ DRCC เตรียมความพร้อมของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในฐานะ LA และเตรียมความพร้อมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะ LA นอกจากนี้ ยังมีการจัดทำผลการรับสมัคร และตรวจสอบศักยภาพผู้เข้าร่วมโครงการ พร้อมทั้งดำเนินการส่งมอบทรัพย์สิน DR ให้กับ DRCC

2.2) ระยะดำเนินงาน (พ.ศ. 2566) ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลความพร้อมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะ DRCC ความพร้อมของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในฐานะ LA และความพร้อมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะ LA พร้อมทั้งจัดทำผลการรับสมัคร และตรวจสอบศักยภาพผู้เข้าร่วมโครงการ ผลการส่งมอบทรัพยากร DR ให้กับ DRCC ผลการดำเนินมาตรการ DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ในระดับขายปลีก และในระดับขายส่ง และสรุปภาพรวมผลการดำเนินมาตรการ

ตารางที่ 4 สรุปผลการส่งมอบทรัพยากร DR ของผู้รวบรวมโหลด (Load Aggregator) ให้แก่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) ภายใต้โครงการนำร่อง

การรับสมัคร	โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)	โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)
	กำลังไฟฟ้าเสนอตามสัญญา (kW)	กำลังไฟฟ้าเสนอตามสัญญา (kW)
ระยะที่ 1	2,859.65	26,244.32
ระยะที่ 2	5,525.78	3,934.20
รวม (ระยะที่ 1 + 2)	8,385.43	30,178.52
คิดเป็นร้อยละ	12.90	46.43

ทั้งนี้ ผลการดำเนินมาตรการ DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ในระดับขายส่งและขายปลีก สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 2 สรุปผลการดำเนินมาตรการ DR ระดับขายปลีกและขายส่ง

อย่างไรก็ดี เพื่อเป็นการติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงานเพื่อให้บรรลุเป้าหมายที่กำหนดไว้ ในช่วงระยะดำเนินงาน (ช่วงปี พ.ศ. 2566) ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดทำผลการติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ซึ่งเป็นช่วงระยะเวลาสั้นเรียก DR ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2566 (ระยะเวลา 12 เดือน) โดยจัดทำในรูปแบบรายงานสรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด รายเดือน (Monthly Report) พร้อมทั้งอินโฟกราฟิกรายเดือน (Infographic) และรายงานสรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดรายไตรมาส (Quarterly Report) รวมถึงการจัดทำรายงานสรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดรายปี (Yearly Report) ประจำปี 2566 (เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม 2566) เพื่อสรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องตลอดระยะเวลาการสั่งเรียกมาตรการ 12 เดือน

3) สรุปผลการสนับสนุนการติดตาม ขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่องฯ

ที่ปรึกษาได้สนับสนุนการดำเนินงานของ สนพ. รวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่องฯ ให้ประสบผลสำเร็จอย่างมีประสิทธิภาพ ผ่านการประชุมคณะทำงาน เพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response (คณะทำงานฯ) ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน รวมทั้งสิ้น 7 ครั้ง ตั้งแต่เดือนกันยายน 2565 ถึงเดือนกันยายน 2566

3. วิเคราะห์และประเมินผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ รวมถึงจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย แนวทางการขยายผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมในบริบทของประเทศ ในระยะต่อไป

ที่ปรึกษาจะดำเนินการวิเคราะห์และประเมินผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ รวมถึงจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย แนวทางการขยายผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมในบริบทของประเทศ ในระยะต่อไป (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.2) โดยมีรายละเอียดดังนี้

3.1 การวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อใช้ในการกำหนดรูปแบบ เงื่อนไขการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการ พร้อมทั้ง ประเมินผล และจัดทำข้อเสนอแนะ

จากผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการในระยะที่ 1 สามารถนำมาวิเคราะห์ข้อมูลเบื้องต้นเพื่อใช้ในการกำหนดรูปแบบ เงื่อนไขการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด รายละเอียดดังนี้

1. ผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการในระยะที่ 1 โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 น. – 16.30 น.) พบว่ามีผู้สมัครสนใจเข้าร่วมโครงการทั้งหมด 46 ราย โดยมีผู้สมัครที่ผ่านการคัดเลือกเข้าร่วมโครงการและทำสัญญา จำนวน 18 ราย มีกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวมอยู่ที่ 2,859.65 kW ซึ่งจากผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยระดับรายปลีก (รวม กฟน. และ กฟภ.) ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 พบว่า กลุ่มธุรกิจ ที่มีความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 12 เดือน สูงสุด (สูงกว่า 90%) ได้แก่ ห้างสรรพสินค้า

2. ผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการในระยะที่ 1 โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 น. – 22.30 น.) พบว่ามีผู้สมัครสนใจเข้าร่วมโครงการทั้งหมด 46 ราย โดยมีผู้สมัครที่ผ่านการคัดเลือกเข้าร่วมโครงการและทำสัญญา จำนวน 22 ราย โดยมีกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวมอยู่ที่ 26,244.32 kW จากผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยระดับรายปลีก (รวม กฟน. และ กฟภ.) ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 พบว่า กลุ่มธุรกิจ ที่มีความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสูง (สูงกว่า 90%) ได้แก่ อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ อุตสาหกรรมพลาสติก สนามกอล์ฟ อุตสาหกรรมอาหาร และอุตสาหกรรมยาง

3. ผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการในระยะที่ 2 โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 น. – 16.30 น.) พบว่ามีผู้สมัครสนใจเข้าร่วมโครงการทั้งหมด 26 ราย โดยมีผู้สมัครที่ผ่านการคัดเลือกเข้าร่วมโครงการและทำสัญญา จำนวน 14 ราย โดยมีกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวมอยู่ที่ 5,525.78 kW จากผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยระดับรายปลีก (รวม กฟน. และ กฟภ.) ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 พบว่า กลุ่มธุรกิจ ที่มีความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 3 อันดับแรก ได้แก่ อุตสาหกรรมยาง ห้างสรรพสินค้า และอุตสาหกรรมอาหาร ตามลำดับ

4. ผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการในระยะที่ 2 โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 น. – 22.30 น.)
พบว่า มีผู้สมัครสนใจเข้าร่วมโครงการทั้งหมด 24 ราย โดยมีผู้สมัครที่ผ่านการคัดเลือกเข้าร่วมโครงการและทำสัญญา จำนวน 13 ราย โดยมีกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวมอยู่ที่ 3,934.20 kW จากผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยระดับขายปลีก (รวม กฟน. และ กฟภ.) ของผู้เข้าร่วมมาตรการในระยะที่ 2 ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 แยกตามกลุ่มประเภทธุรกิจ โปรแกรมช่วงหัวค่ำ พบว่า กลุ่มธุรกิจที่มีความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสูง (สูงกว่า 90%) ได้แก่ อุตสาหกรรมอาหาร และ อุตสาหกรรมยาง

จากผลการดำเนินงานในระยะเวลา 12 เดือน ช่วงเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 ของโครงการนำร่องฯ สามารถสรุปแนวทางการพัฒนาผู้เข้าร่วมมาตรการฯ ที่มีผลการดำเนินงานที่ต่ำกว่าค่าเป้าหมายได้ดังต่อไปนี้

- 1) ผู้เข้าร่วมมาตรการต้องเข้าใจถึงปัจจัยที่มีผลทำให้ค่าความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าค่าเป้าหมาย (PR < 90%) พร้อมทั้งแนวปฏิบัติที่ถูกต้อง
- 2) ผู้เข้าร่วมมาตรการฯ ต้องตระหนักถึงแนวทางการคำนวณ และผลการคำนวณค่า CBL ที่มีความเหมาะสม ซึ่งจะส่งผลให้การดำเนินมาตรการจะมีค่าความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในแต่ละครั้งได้ตามค่าเป้าหมาย
- 3) กรณีวันที่มีการเรียกมาตรการ และผู้เข้าร่วมมาตรการมีเหตุจำเป็นที่ทำให้ไม่สามารถปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ตามสัญญา ผู้เข้าร่วมมาตรการควรมีการแจ้งให้ LA รับทราบสาเหตุก่อนถึงช่วงเวลาที่มีการเรียกมาตรการ เพื่อร่วมกันหาแนวทางที่เหมาะสมต่อไป
- 4) ผู้รวบรวมโหลด LA และผู้เข้าร่วมมาตรการต้องมีการประสานงานกันอย่างใกล้ชิด เพื่อคอยตรวจสอบ ติดตาม และประเมินผลการใช้พลังงานไฟฟ้า ผลการปรับลดฯ ภาพรวมการดำเนินธุรกิจในแต่ละเดือน

จากผลการดำเนินการดังกล่าว สามารถสรุปแนวทางการส่งเสริมการขยายผลกลุ่มผู้เข้าร่วมมาตรการที่มีศักยภาพ สามารถแบ่งแนวทางได้เป็น 2 กลุ่มด้วยกัน คือ

- 1) **ประเด็นการส่งเสริมกลุ่มผู้เข้าร่วมมาตรการเดิม:** ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมที่เข้าร่วมมาตรการที่มีศักยภาพสูง โดยตรวจสอบจากผลความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีค่ามากกว่า 90% รายผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งสามารถพิจารณาปรับเพิ่มกำลังไฟฟ้าเสนอลดได้จากค่าเฉลี่ยรายปีของ DR Performance ได้ ส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมที่เข้าร่วมมาตรการที่มีศักยภาพปานกลาง หรือ ศักยภาพต่ำ ควรมีการพิจารณาปรับลดกำลังไฟฟ้าเสนอลดฯ หรือหาสาเหตุและหาแนวทางการทดสอบ เพื่อให้สามารถรักษาปริมาณเสนอลดฯ ให้ได้ปริมาณเท่าเดิมของระยะนำร่องฯ ต่อไป
- 2) **ประเด็นการส่งเสริมกลุ่มผู้เข้าร่วมมาตรการใหม่:** ผู้ใช้ไฟฟ้าใหม่ที่มีศักยภาพสูง จะอ้างอิงจากผลการดำเนินมาตรการตลอดทั้งปี โดยพิจารณาเป็นกลุ่มธุรกิจที่มีผลความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็น 2 ระดับ คือ กลุ่มธุรกิจที่มีผลการปรับลดฯ มากกว่า 150% ซึ่งจะถือว่าเป็นกลุ่มธุรกิจที่มีศักยภาพสูงมาก และกลุ่มธุรกิจที่มีผลการปรับลดฯ ระหว่าง 90 – 150%

3.2 การวิเคราะห์ ติดตาม และประเมินผลการตรวจสอบและส่งมอบแหล่งทรัพยากร DR ของผู้เข้าร่วมโครงการ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการวิเคราะห์ ติดตาม และประเมินผลการตรวจสอบและส่งมอบแหล่งทรัพยากร DR ของผู้เข้าร่วมโครงการ ดังนี้

3.2.1 ผลการรวบรวมผู้รับสมัครเข้าร่วมโครงการในระดับขายส่ง (DR Wholesale) ระยะที่ 1

จากผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการฯ ระยะที่ 1 ซึ่งจะมีช่วงการดำเนินงานที่มีการสั่งเรียกมาตรการแบ่งเป็นช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) โดยจะมีการกำหนดค่าเป้าหมาย (DR Capacity Target) ที่ 65 MW ซึ่งจะถูกแบ่งตามสัดส่วนของพื้นที่การรับผิดชอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะมีค่าเป้าหมาย 45.5 MW และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) มีค่าเป้าหมาย 19.5 MW ของแต่ละโปรแกรม โดยการไฟฟ้าทั้ง 2 แห่ง จะมีค่าเป้าหมายรวมทั้ง 2 โปรแกรมของช่วงเวลาการสั่งเรียกมาตรการทั้งช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ มีค่าเท่ากับ 91 MW และ 39 MW ตามลำดับ

3.2.2 ผลการรวบรวมผู้รับสมัครเข้าร่วมโครงการในระดับขายส่ง (DR Wholesale) ระยะที่ 2

จากผลการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการฯ ระยะที่ 2 ซึ่งจะมีช่วงการดำเนินงานที่มีการสั่งเรียกมาตรการแบ่งเป็นช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) โดยจะมีการกำหนดค่าเป้าหมาย (DR Capacity Target) ที่ 65 MW ซึ่งจะถูกแบ่งตามสัดส่วนของพื้นที่การรับผิดชอบในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะมีค่าเป้าหมาย 45.5 MW และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) มีค่าเป้าหมาย 19.5 MW ของแต่ละโปรแกรม โดยการไฟฟ้าทั้ง 2 แห่ง จะมีค่าเป้าหมายรวมทั้ง 2 โปรแกรมของช่วงเวลาการสั่งเรียกมาตรการทั้งช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ มีค่าเท่ากับ 91 MW และ 39 MW ตามลำดับ

3.2.3 ผลการรวบรวมผู้รับสมัครเข้าร่วมโครงการในระดับขายปลีก (DR Retail) ระยะที่ 1

การส่งมอบ DRR ระดับขายปลีก Retail สามารถแบ่งเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าที่รวบรวมมาจากผู้สมัครเข้าร่วมโครงการแต่ละราย บนแนวคิดผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย จะมีจำนวน 2 ราย คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดยมีรายละเอียดผลการวิเคราะห์ข้อมูลการรับสมัครฯ ดังต่อไปนี้

- ผู้สนใจสมัครเข้าร่วมโครงการรวมทั้งสิ้น จำนวน 92 ราย ผ่านการคัดเลือกและทำสัญญา จำนวน 40 ราย ประกอบด้วย ลูกค้ายกของ กฟภ. จำนวน 31 ราย และ กฟน. จำนวน 9 ราย
- กฟภ. ที่มีค่าเป้าหมายเท่ากับ 91,000 kW หรือ 91 MW (แบ่งเป็นช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ อย่างละ 45.5 MW) พบว่า มีปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เทียบกับค่าเป้าหมาย คิดเป็น 5.87% (ช่วงบ่าย) และ 57.18% (ช่วงหัวค่ำ) ตามลำดับ
- กฟน. ที่มีค่าเป้าหมายเท่ากับ 39,000 kW หรือ 39 MW พบว่า มีปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เทียบกับค่าเป้าหมาย คิดเป็น 1.3% (ช่วงบ่าย) และ 4.3% (ช่วงหัวค่ำ) ตามลำดับ
- เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบสัดส่วนของการปรับลดพลังงานไฟฟ้ากับขนาดการปรับลดพลังงานไฟฟ้า พบว่า กลุ่มที่มีศักยภาพขนาดใหญ่ มีกำลังไฟฟ้าที่ปรับลดได้ มากกว่า 1,000 kW อยู่ในกลุ่มช่วงหัวค่ำทั้งหมด โดยเป็นลูกค้ายกของ กฟภ. ทั้งหมด และเลือกใช้แนวทางการปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการ

ใช้พลังงานไฟฟ้า (Load Shifting) คิดเป็น 93.51% และไม่พบว่ากลุ่มที่มีศักยภาพขนาดใหญ่มีการเลือกใช้แนวทางการปรับลดพลังงานในรูปแบบอื่น ๆ

3.2.4 ผลการรวบรวมผู้สมัครเข้าร่วมโครงการในระดับขายปลีก (DR Retail) ระยะที่ 2

การส่งมอบ DRR ระดับขายปลีก Retail สามารถแบ่งเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าที่รวบรวมมาจากผู้สมัครเข้าร่วมโครงการแต่ละราย บนแนวคิดผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย จะมีจำนวน 2 ราย คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดยมีรายละเอียดผลการวิเคราะห์ข้อมูลการรับสมัครฯ ดังต่อไปนี้

- ผู้สนใจสมัครเข้าร่วมโครงการรวมทั้งสิ้น จำนวน 50 ราย มีผู้ผ่านการคัดเลือกและทำสัญญา จำนวน 27 ราย ประกอบด้วย ลูกค้าของ กฟภ. จำนวน 19 ราย และ กฟน. จำนวน 8 ราย
- กฟภ. ที่มีค่าเป้าหมายเท่ากับ 91,000 kW หรือ 91 MW (แบ่งเป็นช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ อย่างละ 45.5 MW) พบว่า มีปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา จากการรับสมัครรวมทั้ง 2 ระยะ เทียบกับค่าเป้าหมาย คิดเป็น 17.2% (ช่วงบ่าย) และ 61.2% (ช่วงหัวค่ำ) ตามลำดับ
- กฟน. ที่มีค่าเป้าหมายเท่ากับ 39,000 kW หรือ 39 MW (แบ่งเป็นช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ อย่างละ 19.5 MW) พบว่า มีปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา จากการรับสมัครรวมทั้ง 2 ระยะ เทียบกับค่าเป้าหมาย คิดเป็น 2.9% (ช่วงบ่าย) และ 12.0% (ช่วงหัวค่ำ) ตามลำดับ
- แนวทางการปรับลดพลังงานไฟฟ้าของผู้สมัครที่ผ่านเกณฑ์การคัดเลือกของผู้รวบรวมโหลด (LA) มีความแตกต่างกัน โดย กฟภ. มีแนวทางการปรับลดพลังงานไฟฟ้าด้วยการปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้พลังงานไฟฟ้า (Load Shifting) มากที่สุด ส่วน กฟน. มีแนวทางการปรับลดพลังงานไฟฟ้าด้วยการปรับลดพลังงานไฟฟ้า (Load Shedding) ซึ่งเป็นผลมาจากรูปแบบการดำเนินธุรกิจของกลุ่มลูกค้าที่มีความแตกต่างกัน
- เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบสัดส่วนของการปรับลดพลังงานไฟฟ้ากับขนาดการปรับลดพลังงานไฟฟ้า พบว่า กลุ่มที่มีขนาดการปรับลดพลังงาน ระหว่าง 101 – 500 kW ซึ่งเป็นกลุ่มที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญารวมสูงที่สุด เลือกใช้แนวทางการปรับลดพลังงานด้วยการปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้พลังงานไฟฟ้า (Load Shifting) คิดเป็น 49.14% การปรับลดพลังงานไฟฟ้า (Load Shedding) คิดเป็น 45.83% และการปรับลดพลังงานไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Load Shifting & Load Shedding) คิดเป็น 5.04%

3.2.5 แนวทางการตรวจสอบศักยภาพรวม และการส่งมอบ DRR ช่วงการรับสมัคร โดยพิจารณาจากข้อมูลค่าความคลาดเคลื่อนการใช้พลังงานไฟฟ้าย้อนหลัง (%RRMSE) โดยแบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และกลุ่มประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมมาตรการฯ

จากผลวิเคราะห์ศักยภาพและการส่งมอบ DRR ช่วงการรับสมัครของผู้ผ่านการคัดเลือกรายผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาค่า %RRMSE จำแนกตามประเภทของกลุ่มธุรกิจ พบว่า

- ผลวิเคราะห์ศักยภาพรวมของการส่งมอบ DRR ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระยะที่ 1

- ค่าผลการคำนวณ %RRMSE สูงสุด อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจอุตสาหกรรมพลาสติก ซึ่งมีค่าเท่ากับ 30.00%
- ผู้สมัครที่ผ่านเกณฑ์ที่เป็นผู้มียุทธศาสตร์สูงสุด 3 อันดับแรก อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจปูนซีเมนต์ จำนวน 2 ราย และอุตสาหกรรมพลาสติก จำนวน 1 ราย
- ดังนั้นหากต้องการขยายกลุ่มลูกค้าที่มีศักยภาพและบรรลุเป้าหมายการรับสมัครในระยะถัดไป ควรมุ่งเน้นที่กลุ่มธุรกิจปูนซีเมนต์เป็นหลัก หรือธุรกิจที่มีความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบการปรับเปลี่ยนช่วงเวลา (Load Shifting) ได้

ระยะที่ 2

- ค่าผลการคำนวณ %RRMSE สูงสุด อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจอุตสาหกรรมอาหาร ซึ่งมีค่าเท่ากับ 29.48%
- ผู้สมัครที่ผ่านเกณฑ์ที่เป็นผู้มียุทธศาสตร์สูงสุด 3 อันดับแรก อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจอุตสาหกรรมก๊าซ อุตสาหกรรมพลาสติก และอุตสาหกรรมอาหาร อย่างละ 1 ราย

- ผลวิเคราะห์ศักยภาพรวมของการส่งมอบ DRR ของการไฟฟ้านครหลวง

ระยะที่ 1

- ค่าผลการคำนวณ %RRMSE สูงสุด อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจ อาคารขนาดใหญ่ ห้างสรรพสินค้า ซึ่งมีค่า %RRMSE เท่ากับ 10.46% และต่ำสุดอยู่ในกลุ่มห้างสรรพสินค้า

ระยะที่ 2

- ค่าผลการคำนวณ %RRMSE สูงสุด อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจ อาคารขนาดใหญ่ ซึ่งมีค่า %RRMSE เท่ากับ 26.99% และต่ำสุดอยู่ในกลุ่มห้างสรรพสินค้า

ทั้งนี้ จากผลการวิเคราะห์ศักยภาพและการส่งมอบ DRR ช่วงการรับสมัครของผู้ผ่านการคัดเลือกรายผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้า (% Performance Ratio) ที่เชื่อมโยงกับค่า %RRMSE จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

- ผลวิเคราะห์ศักยภาพรวมของการส่งมอบ DRR ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระยะที่ 1

- ค่า %RRMSE ที่ต่ำกว่า 10% และมีค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้า (% Performance Ratio) เกิน 90% เป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

ระยะที่ 2

- ผู้ผ่านการคัดเลือกที่มีค่า%RRMSE ที่ต่ำกว่า 10% และมีค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้า (% Performance Ratio) เกิน 90% เป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ในกลุ่มธุรกิจห้างสรรพสินค้า

- ผลวิเคราะห์ศักยภาพรวมของการส่งมอบ DR ของการไฟฟ้านครหลวง

ระยะที่ 1

- ค่า %RRMSE ของผู้สมัครที่ผ่านการคัดเลือกทุกรายมีค่า %RRMSE ที่ต่ำกว่า 11% และมีค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้า (%Performance Ratio) เกิน 90%

ระยะที่ 2

- ผู้ผ่านการคัดเลือกที่มีค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้า (%Performance Ratio) เกิน 90% ส่วนใหญ่มีค่า %RRMSE ไม่เกิน 20%

3.2.6 ผลการรับสมัคร “ผู้ไม่ผ่านการคัดเลือก” เข้าร่วมโครงการในระดับขายปลีก (DR Retail) ระยะที่ 1

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลสำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการที่มีผลการประเมิน “ไม่ผ่านการคัดเลือก” พบว่าผู้สมัครที่ไม่ผ่านเกณฑ์การคัดเลือก มีค่าเฉลี่ย %RRMSE เท่ากับ 44.75% โดยมีค่า %RRMSE สูงสุด อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจอุตสาหกรรมก๊าซ

3.2.7 ผลการรับสมัคร “ผู้ไม่ผ่านการคัดเลือก” เข้าร่วมโครงการในระดับขายปลีก (DR Retail) ระยะที่ 2

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลสำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการที่มีผลการประเมิน “ไม่ผ่านการคัดเลือก” พบว่าผู้สมัครที่ไม่ผ่านเกณฑ์การคัดเลือก มีค่าเฉลี่ย %RRMSE เท่ากับ 45.18% โดยมีค่า %RRMSE สูงสุด อยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจอุตสาหกรรมยาง

3.2.8 จัดทำข้อเสนอแนะการรับสมัคร/คัดเลือก และการส่งมอบที่เหมาะสมในบริบทของประเทศไทยในอนาคต

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลการรับสมัครผู้เข้าร่วมมาตรการฯ สามารถสรุปได้ว่าในบริบทของประเทศไทย กลุ่มผู้สมัครเข้าร่วมโครงการที่มีศักยภาพ คือ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ซึ่งอยู่ในกลุ่มประเภทธุรกิจปูนซีเมนต์เป็นหลัก มีผลการประเมิน %RRMSE ไม่เกิน 25% โดยมีกลุ่มอุตสาหกรรมอาหารและอุตสาหกรรมพลาสติก ซึ่งเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพรองลงมา

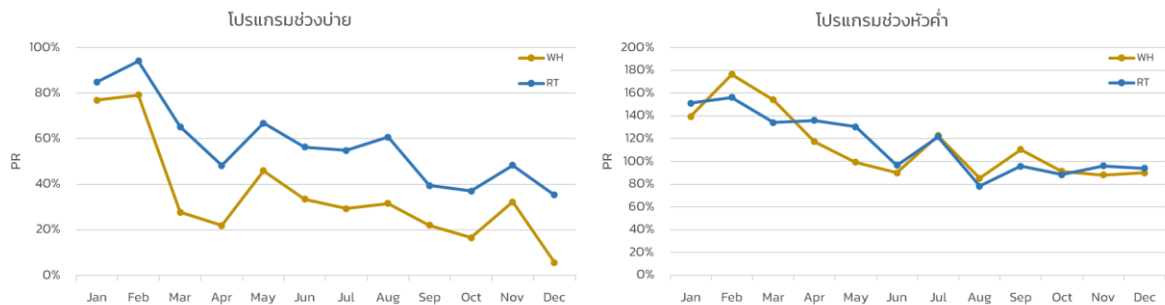
3.3 การวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อใช้ในการพัฒนาเงื่อนไขการส่งมาตรการ (DR Dispatch) และรูปแบบการจ่ายผลตอบแทน (Incentive Payment) พร้อมทั้งข้อเสนอแนะ

จากผลการดำเนินการมาตรการโครงการนำร่องในปี 2566 (เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566) สามารถนำมาวิเคราะห์ข้อมูลเบื้องต้นเพื่อใช้ในการพัฒนาเงื่อนไขการส่งมาตรการ (DR Dispatch) และรูปแบบการจ่ายผลตอบแทน (Incentive Payment) การตอบสนองด้านโหลดทั้งในระดับขายส่ง (DR Wholesale) และขายปลีก (DR Retail) ที่เหมาะสมในบริบทของประเทศไทย รายละเอียดดังนี้

3.3.1 การวิเคราะห์ข้อมูลแผนการส่งเรียกมาตรการ DR กับช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Peak Period Time) ของประเทศ

จากผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนของผู้เข้าร่วมโครงการจากการดำเนินการมาตรการในรอบ 12 เดือนที่ผ่านมา (เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566) ในระดับขายส่ง

ของโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า โปรแกรมช่วงหัวค่ำ มีผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนของผู้เข้าร่วมโครงการ มากกว่า 80 % ทุกเดือน สำหรับโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) มีผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนของผู้เข้าร่วมโครงการ อยู่ระหว่าง 6 – 79% โดยคิดเป็นค่าเฉลี่ยความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน เท่ากับ 35%



รูปที่ 3 ภาพรวมความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้เข้าร่วมโครงการแยกรายโปรแกรม

3.3.2 การวิเคราะห์ศักยภาพการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด ตามค่าเป้าหมาย 50 MW

จากการวิเคราะห์ผลดำเนินงานของแต่ละโปรแกรมเมื่อเทียบกับค่าเป้าหมาย 50 MW พบว่า ภาพรวมผลดำเนินงานโปรแกรมช่วงหัวค่ำ มีศักยภาพในการส่งเสริมและขยายผลของดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ในระยะถัดไป และสอดคล้องกับช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ

3.3.3 การวิเคราะห์ผลเปรียบเทียบการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของโครงการนำร่องฯ

จากการวิเคราะห์ผลเปรียบเทียบการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของโครงการนำร่องฯ พบว่า ค่า Performance Rate จากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ปรับลดได้จริง และค่า Performance Rate จากค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ปรับลดในโครงการนำร่องฯ ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 ของ กฟน. มีค่าเท่ากับ 26.96% และ 65.00% ตามลำดับ จะเห็นว่า ผู้รวบรวมโหลด กฟน. มีแนวโน้มการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าค่าเป้าหมาย โดยเฉพาะในไตรมาสที่ 4 หากมีการดำเนินธุรกิจจริงในอนาคต ส่วนค่า Performance Rate จากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ปรับลดได้จริง และค่า Performance Rate จากค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ปรับลดในโครงการนำร่องฯ ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 ของ กฟภ. มีค่าเท่ากับ 97.36% และ 104.70% ตามลำดับ จะเห็นว่า ผู้รวบรวมโหลด กฟภ. มีแนวโน้มการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้มากกว่า 90% ซึ่งถือว่าดำเนินการได้ตามค่าเป้าหมาย หากมีการดำเนินธุรกิจจริงในอนาคต

3.3.4 การวิเคราะห์ผลการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดของโครงการนำร่องฯ

3.3.4.1 การวิเคราะห์ผลการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดแยกตามกลุ่มประเภทธุรกิจ

การวิเคราะห์ผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าและจ่ายค่าตอบแทนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แยกตามกลุ่มประเภทธุรกิจ สรุปได้ดังนี้

1) การไฟฟ้านครหลวงในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA)

1.1) ผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าภาพรวม

- ผลการดำเนินการมาตรการ DR ของ กฟน. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมอาหาร มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 54% ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ภาพรวม
- ผลการดำเนินการมาตรการ DR ของ กฟน. ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจห้างสรรพสินค้า มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 78% ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ภาพรวม

1.2) ผลประเมินความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย

- กลุ่มลูกค้าที่มีศักยภาพ สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ของ กฟน. คือ กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมอาหาร

1.3) ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวม

- ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวมของ กฟน. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมอาหาร ได้รับเงินอุดหนุนเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 43% ของเงินอุดหนุนรวมทั้งหมด
- ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวมของ กฟน. ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจห้างสรรพสินค้า ได้รับเงินอุดหนุนเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 84% ของเงินอุดหนุนรวมทั้งหมด

2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA)

2.1) ผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าภาพรวม

- ผลการดำเนินการมาตรการ DR ของ กฟภ. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมอาหาร มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 30% ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ภาพรวม
- ผลการดำเนินการมาตรการ DR ของ กฟภ. ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 80% ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ภาพรวม

2.2) ผลประเมินความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย

- ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจห้างสรรพสินค้า มีผลความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากกว่า 90%
- ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมยาง อุตสาหกรรม พลาสติก และสนามกอล์ฟ มีผลความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากกว่า 90%

2.3) ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวม

- ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวม ของ กฟผ. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมอาหาร ได้รับเงินอุดหนุนเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 32% ของเงินอุดหนุนรวมทั้งหมด
- ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวมของ กฟผ. ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ ได้รับเงินอุดหนุนเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 76% ของเงินอุดหนุนรวมทั้งหมด

3.3.4.2 การวิเคราะห์ผลการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดแยกตามกลุ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

การวิเคราะห์ผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าและจ่ายค่าตอบแทนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แยกตามกลุ่มประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

1) การไฟฟ้านครหลวงในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA)

1.1) ผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าภาพรวม

- ผลการดำเนินมาตรการ DR ของ กฟน. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 95% และ 100% ตามลำดับ

1.2) ผลประเมินความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย

- ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า ไม่มีกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีผลความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากกว่า 90%

2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA)

2.1) ผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าภาพรวม

- ผลการดำเนินมาตรการ DR ของ กฟผ. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 95% และ 94% ตามลำดับ

2.2) ผลประเมินความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย

- ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) พบว่า ไม่มีกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีผลความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากกว่า 90%
- ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ มีผลความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากกว่า 90%

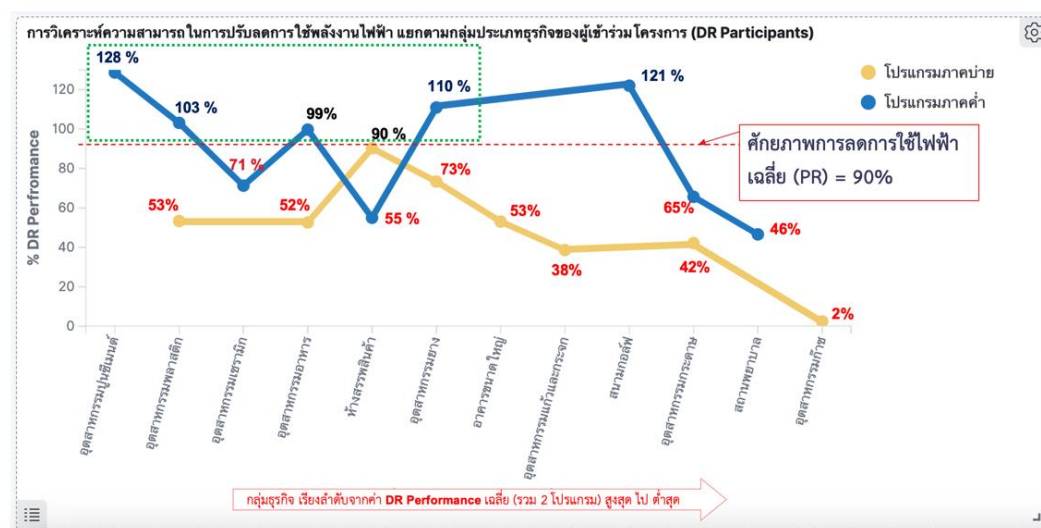
2.3) ผลการจ่ายเงินอุดหนุนรวม

- ผลการดำเนินมาตรการ DR ของ กฟผ. ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) พบว่า กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ มีการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 โดยคิดเป็นสัดส่วน 94% และ 93% ตามลำดับ

3.3.5 การวิเคราะห์กลุ่มประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมมาตรการตอบสนองด้านโหลดของโครงการนำร่องฯ

3.3.5.1 การวิเคราะห์กลุ่มประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมมาตรการ DR ในภาพรวม

ผลการวิเคราะห์กลุ่มประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมมาตรการ ตามค่าความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ในภาพรวมระดับขยายปลีกของ กฟผ. และ กฟน. ในรอบปี พ.ศ. 2566 ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 รายละเอียดแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 4 แสดงการวิเคราะห์ความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า
แยกตามกลุ่มประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมโครงการ (DR Participants)

3.3.5.2 การวิเคราะห์ความเชื่อมโยงประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมโครงการตามค่า %RRMSE

ผลการคำนวณค่า %RRMSE สามารถแสดงถึงความผันผวนของพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมมาตรการได้ โดยผลการวิเคราะห์ประเภทธุรกิจของผู้เข้าร่วมฯ รายผู้ใช้ไฟฟ้า ตามค่า %RRMSE ทั้งโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ในภาพรวมระดับขยายปลีกของ กฟผ. และ กฟน. ในรอบปี พ.ศ. 2566 ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

1) โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)

- ค่าเฉลี่ย %RRMSE ของกลุ่มธุรกิจฯ ระดับขยายปลีกของ กฟผ. พบว่า กลุ่มห้างสรรพสินค้า มีค่าเฉลี่ย %RRMSE ต่ำสุด ค่าเฉลี่ยรวมเท่ากับ 6.72% ทั้งนี้ ผู้เข้าร่วม PEA-A-2-02 ซึ่งอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมก๊าซ มีค่าเฉลี่ย %RRMSE สูงสุด เท่ากับ 62.74%

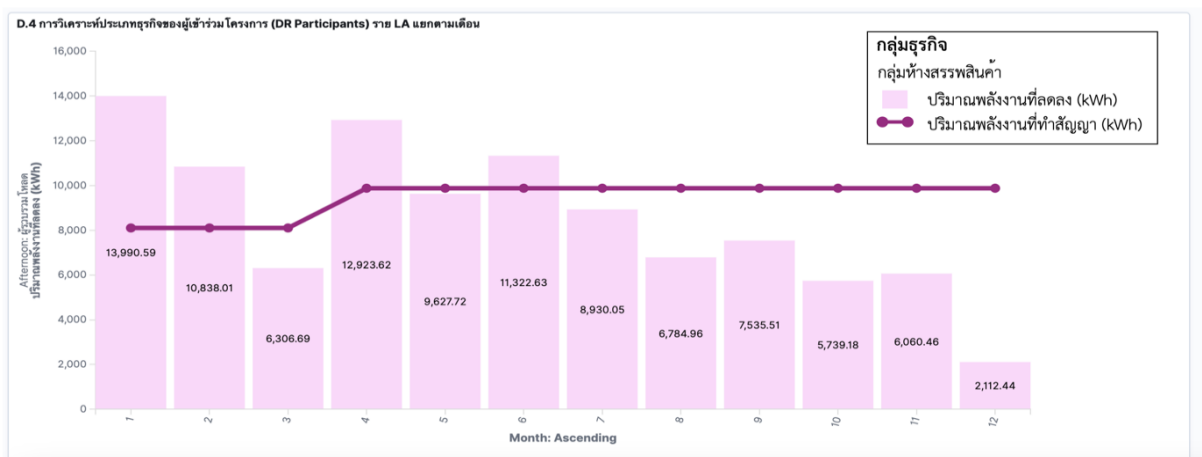
- ค่าเฉลี่ย %RRMSE ของกลุ่มธุรกิจฯ ระดับขายปลีกของ กฟน. พบว่า ส่วนใหญ่มีค่าต่ำกว่า 15% ยกเว้นผู้เข้าร่วมบางราย (MEA-A-02) ในกลุ่มธุรกิจอาคารขนาดใหญ่ที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 31%

2) โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)

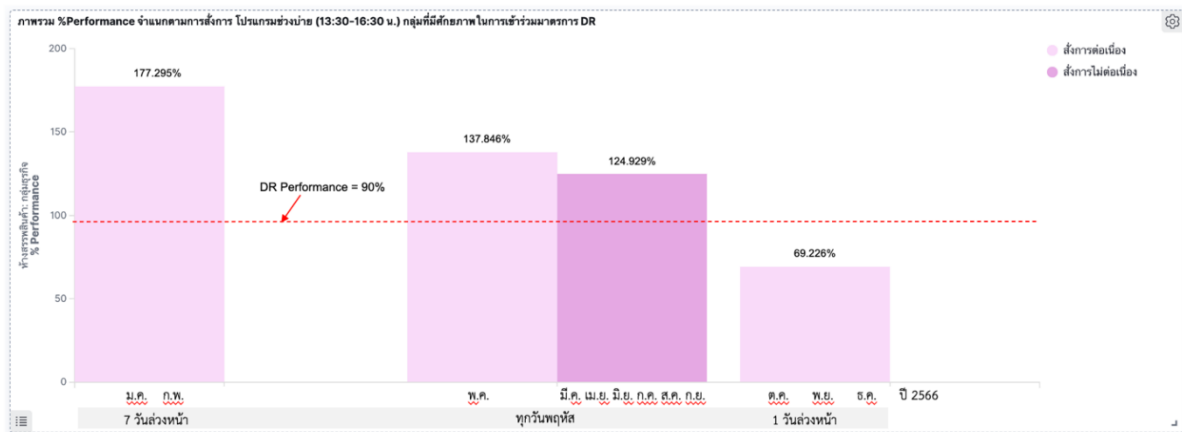
- ค่าเฉลี่ย %RRMSE ของกลุ่มธุรกิจฯ ระดับขายปลีกของ กฟน. พบว่า ค่าเฉลี่ย %RRMSE รวมรายกลุ่มธุรกิจไม่เกิน 30% โดยกลุ่มห้างสรรพสินค้ามีค่าเฉลี่ย %RRMSE รวมต่ำสุด คิดเป็น 12.58% และกลุ่มอุตสาหกรรมยาง มีค่าเฉลี่ยรายกลุ่ม %RRMSE สูงสุด คิดเป็น 31.08%
- ค่าเฉลี่ย %RRMSE ของกลุ่มธุรกิจฯ ระดับขายปลีกของ กฟน. พบว่า มีค่าเฉลี่ย %RRMSE รวมรายกลุ่มไม่เกิน 15% โดยผู้เข้าร่วมผู้เข้าร่วมหลักของโปรแกรมช่วงหัวค่ำอยู่ในกลุ่มห้างสรรพสินค้า มีค่าเฉลี่ย %RRMSE คิดเป็น 11.36% สำหรับกลุ่มสถานพยาบาล, อุตสาหกรรมอาหาร และอุตสาหกรรมกระดาษ มีค่าเฉลี่ย %RRMSE อยู่ในช่วง 3.7 – 12.9%

3.3.5.3 การวิเคราะห์ความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า จำแนกตามรูปแบบการสั่งการ เฉพาะกลุ่มธุรกิจที่มีศักยภาพในการเข้าร่วมมาตรการ

ผลการวิเคราะห์กลุ่มประเภทธุรกิจ เฉพาะกลุ่มที่มีศักยภาพในการเข้าร่วมมาตรการ ตามค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ทั้งโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ในภาพรวมระดับขายปลีกของ กฟน. และ กฟน. ในรอบปี พ.ศ. 2566 ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึง เดือนธันวาคม 2566 รายละเอียดแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 5 ภาพรวมค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน เฉพาะกลุ่มที่มีศักยภาพในการเข้าร่วมมาตรการ ของโปรแกรมช่วงบ่าย (13:30-16:30 น.) กลุ่มห้างสรรพสินค้า



รูปที่ 6 ภาพรวมค่าความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า เฉพาะกลุ่มธุรกิจที่มีศักยภาพในการเข้าร่วมโปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19:30-22:30 น.) จำแนกตามรูปแบบการสั่งเรียกมาตรการ

3.3.6 การวิเคราะห์ความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเทียบกับค่า %RRMSE

3.3.6.1 การวิเคราะห์ความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ เทียบกับค่า %RRMSE

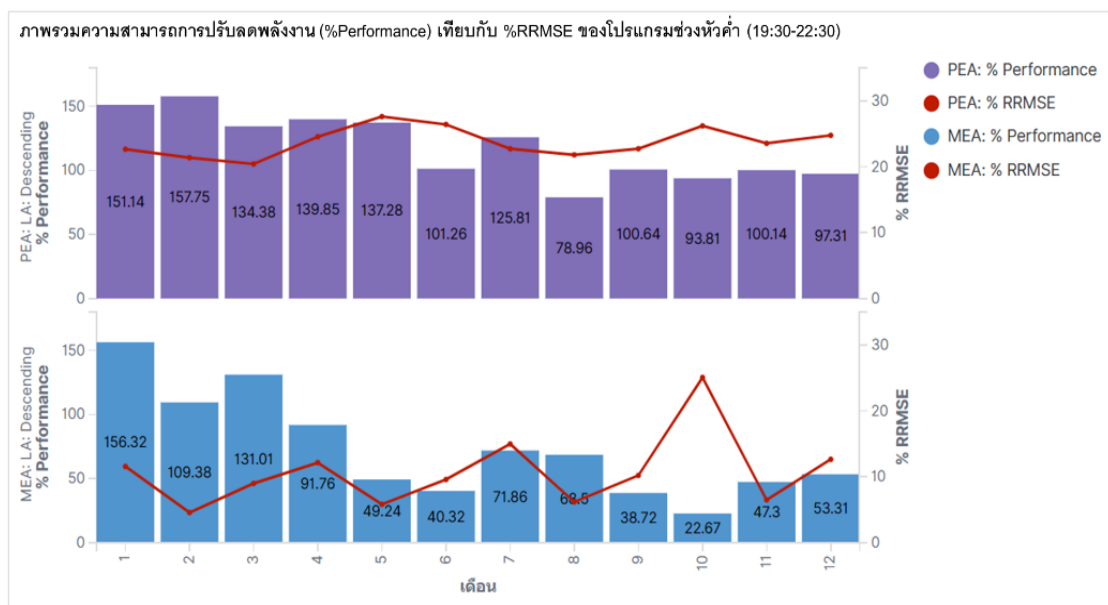
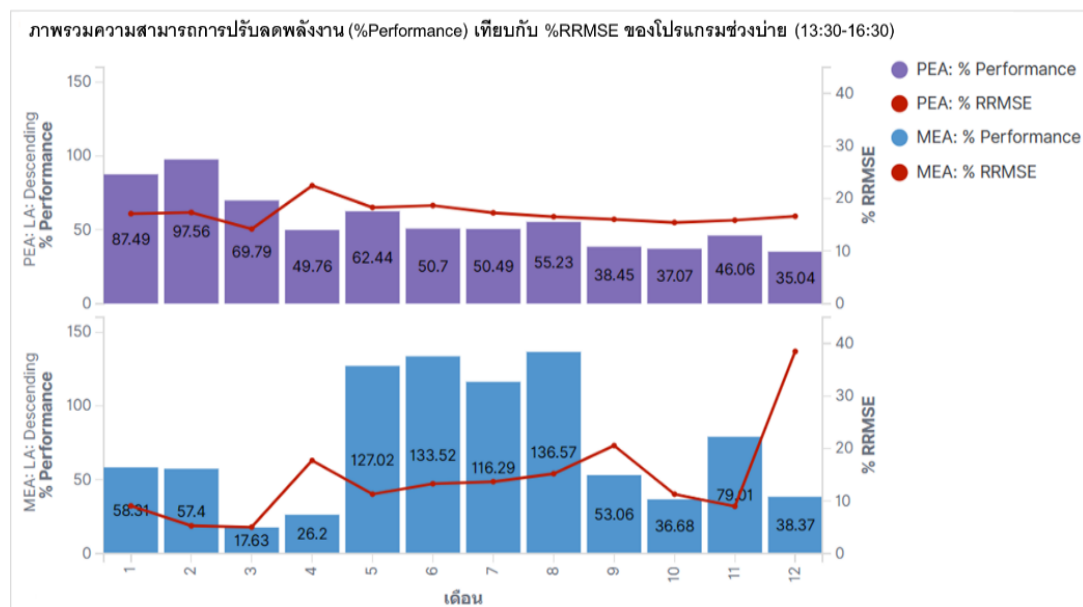
ผลการวิเคราะห์ความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเทียบกับผลการประเมินค่า %RRMSE ของผู้เข้าร่วมโครงการ ทั้งโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ในภาพรวมระดับขายปลีกของ กฟภ. และ กฟน. ในรอบปี พ.ศ. 2566 ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

- 1) โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) จากผลดำเนินการมาตรการ DR ของผู้เข้าร่วมโครงการรายผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. และ กฟน. พบว่า ภาพรวมผู้เข้าร่วมโครงการส่วนใหญ่มีค่าความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้าได้ต่ำกว่าเป้าหมาย แม้ว่ารูปแบบการใช้พลังงานไฟฟ้าของแต่ละกลุ่มธุรกิจจะมีความผันผวนน้อย แต่ที่ผลดำเนินการปรับลดไม่ได้ตามเป้าหมายเนื่องจากผู้เข้าร่วมอาจไม่มีการปรับลดพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลามาตรการด้วยเหตุข้อจำกัดของการดำเนินธุรกิจ หรืออัตราผลตอบแทนที่ยังไม่เกิดแรงจูงใจที่มากพอในการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมฯ จึงส่งผลให้ภาพรวมไม่บรรลุเป้าหมาย
- 2) โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)
 - ผลดำเนินการมาตรการ DR ของผู้เข้าร่วมโครงการรายผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. เมื่อเชื่อมโยงกับค่า %RRMSE พบว่า ส่วนใหญ่ผู้เข้าร่วมมาตรการ มีค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยสูงกว่า 90% แสดงให้เห็นว่าเมื่อค่า %RRMSE อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานแล้ว จะส่งผลให้ค่าความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นไปตามเป้าหมาย
 - ผลดำเนินการมาตรการ DR ของผู้เข้าร่วมมาตรการรายผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน. เมื่อเชื่อมโยงกับค่า %RRMSE พบว่า ผู้เข้าร่วมของ กฟน. มีค่า %RRMSE ไม่เกิน 15% แต่ส่วนใหญ่ไม่บรรลุเป้าหมาย โดยเฉพาะกลุ่มห้างสรรพสินค้า ขณะที่กลุ่มอุตสาหกรรมอาหารที่ผลดำเนินการมาตรการฯ

สามารถบรรลุเป้าหมายได้แต่เป็นกลุ่มที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าเสนอลดน้อย (10 – 500 kW) จึงไม่สามารถถึงภาพรวมผลดำเนินงานของโปรแกรมช่วงหัวค่ำของ กฟน. ให้บรรลุเป้าหมายได้

3.3.6.2 การวิเคราะห์ความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน เทียบกับค่า %RRMSE

ผลการวิเคราะห์ความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนที่เชื่อมโยงกับค่า %RRMSE ของผู้เข้าร่วมมาตรการในระดับขยับปลีกทั้งโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ของเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 รายละเอียดแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 7 ผลการวิเคราะห์ความสามารถการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือนที่เชื่อมโยงกับค่าเฉลี่ยรวม %RRMSE ของแต่ละโปรแกรม แยกตามเดือน

3.3.7 การเปรียบเทียบผลการดำเนินงานของช่วงเวลาส่งมาตรการกับค่าเป้าหมาย (DR Capacity Target)

3.3.7.1 การเปรียบเทียบค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน

ผลเปรียบเทียบการดำเนินงานของช่วงเวลาส่งมาตรการกับค่าเป้าหมาย (DR Capacity Target) จะใช้การเปรียบเทียบค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน (Monthly Performance) ของผู้เข้าร่วมโครงการฯ ระดับขายส่ง ของโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) แยกตามประเภทกลุ่มธุรกิจ ในรอบปี พ.ศ. 2566 ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 โดยแบ่งออกเป็นช่วงของ Monthly Performance มีรายละเอียด ดังนี้

1) โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)

- ผลดำเนินการของผู้เข้าร่วมมาตรการ โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) ที่มี Monthly Performance มากกว่า 150% เป็นกลุ่มห้างสรรพสินค้า แต่เนื่องจากมีกำลังไฟฟ้าเสนอลดในกลุ่มมีขนาด 50 – 100 kW จึงไม่สามารถช่วยเพิ่มศักยภาพของการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของโปรแกรมช่วงบ่ายในภาพรวมได้

2) โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)

- ผลดำเนินการของผู้เข้าร่วมมาตรการ ของโปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ที่มี Monthly Performance มากกว่า 150% เป็นกลุ่มอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ อุตสาหกรรมพลาสติก และอุตสาหกรรมอาหาร ทั้งนี้ ผู้เข้าร่วมที่อยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ ที่มี Monthly Performance มากกว่า 150% มีกำลังไฟฟ้าเสนอลดสูงสุดอันดับสองของโปรแกรมช่วงหัวค่ำ จึงส่งผลกระทบต่อภาพรวมประสิทธิภาพผลดำเนินการที่สูงขึ้นตามไปด้วย

3.3.7.2 การเปรียบเทียบค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายผู้ใช้ไฟฟ้า

ผลวิเคราะห์ความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย ข้อมูลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า (Monthly Performance) ข้อมูล Load Profile ราย 15 นาที ของวันที่มีการเรียกมาตรการ DR ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าฐาน หรือค่า CBL (kWh) รายชั่วโมง ของวันที่มีการสั่งเรียกมาตรการ DR (เฉพาะผู้เข้าร่วมฯ แต่ละราย) แบ่งตามกลุ่มธุรกิจ โดยวิเคราะห์ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

1) โปรแกรมช่วงบ่าย (13:30 – 16:30 น.)

ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายผู้ใช้ไฟฟ้า แยกตามกลุ่มธุรกิจ พบว่า ผู้เข้าร่วมโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) เกือบทุกกลุ่มธุรกิจ มีความสามารถในการปรับลดฯ ต่ำกว่า 90% เกือบทุกเดือน ทั้งนี้ แม้มีผู้เข้าร่วมบางส่วนในกลุ่มธุรกิจห้างสรรพสินค้า จะมีความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าได้มากกว่าค่าเป้าหมายทุกเดือน แต่เนื่องจากเป็นกลุ่มที่มีกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญาค่อนข้างน้อย (Small DR Capacity Contract) โดยมีปริมาณเสนอลดสูงเป็นอันดับสี่ของโปรแกรมช่วงบ่าย รวมถึงมีจำนวนเพียงไม่กี่ราย จึงไม่สามารถทำให้ภาพรวมค่าศักยภาพของโปรแกรมช่วงบ่ายสูงขึ้นได้

2) โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)

ผลความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้ารายผู้ใช้ไฟฟ้า แยกตามกลุ่มธุรกิจ พบว่า ผู้เข้าร่วมโปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ทุกกลุ่มธุรกิจ มีความสามารถในการปรับลดฯ สูงกว่า 90% เกือบทุกเดือน

3.3.8 การวิเคราะห์ช่วงเวลาการสั่งเรียกมาตรการ DR ที่เหมาะสม

จากผลการวิเคราะห์จะเห็นว่าช่วงเวลาที่เหมาะสมที่มีการสั่งเรียกมาตรการ DR คือ ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ที่มีความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงกว่าในโปรแกรมช่วงบ่าย โดยมีค่าความสามารถการปรับลดฯ เฉลี่ยรายเดือน คิดเป็น 113.81% ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ประจำปี พ.ศ. 2566 ที่เกิดขึ้นสูงสุดส่วนใหญ่อยู่ที่เวลา 21.00 น. ซึ่งโปรแกรมช่วงหัวค่ำ ที่ดำเนินการอยู่ ก็สามารถครอบคลุมช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้าสูงสุดดังกล่าวได้

3.3.9 การวิเคราะห์ความเชื่อมโยงค่าตอบแทน DR ในระดับขายส่งและขายปลีก และกำหนดแนวทางการเบิกจ่ายผลตอบแทนที่เหมาะสม

ความเชื่อมโยงการส่งจ่ายผลตอบแทน (Financial Flow) ของการดำเนินงานธุรกิจ DR ระหว่างรูปแบบขายส่ง (Wholesale) และขายปลีก (Retail) ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 โดยแบ่งการวิเคราะห์ผลตอบแทน (Incentive) ออกเป็น 2 กรณี คือ 1) ไม่มีบทปรับ และ 2) จำลองบทปรับ ซึ่งจากข้อมูลผลการวิเคราะห์ความเชื่อมโยงการส่งจ่ายผลตอบแทนของโครงการนำร่องฯ ในช่วง 12 เดือน (เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566) ที่มีการสั่งเรียกมาตรการฯ สามารถนำมากำหนดเป็นแนวทางการเบิกจ่ายผลตอบแทนที่เหมาะสมได้ดังนี้

1) เนื่องจากผลการดำเนินงานโปรแกรมช่วงหัวค่ำมีผลการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าที่สูงมาก (PR > 90%) แต่อัตราผลตอบแทนที่ผู้เข้าร่วมมาตรการได้รับ จะเท่ากับสัญญาเสนอลดที่ได้ทำสัญญาไว้กับการไฟฟ้าระบบจำหน่าย ในอนาคตควรมีการเพิ่มผลตอบแทนในส่วนของ EP ที่สามารถจ่ายได้สูงสุดที่ปริมาณ 130% ของสัญญาเสนอลด

2) รูปแบบการดำเนินธุรกิจจริงของ DR ตามมาตรฐานสากล ถ้าเทียบเคียงในบริบทของประเทศไทย DRCC ควรจะต้องมีบทบาทในการคำนวณและส่งจ่ายผลตอบแทนในระดับขายส่ง (Wholesale) ให้กับ LA และในทางเดียวกัน LA มีการคำนวณและส่งจ่ายผลตอบแทนให้กับผู้เข้าร่วมมาตรการในระดับขายปลีก ประเด็นการดำเนินการในระยะถัดไปทาง DRCC และ LA อาจจะต้องมีการตกลงกันในส่วนของการคำนวณค่า CBL ที่จะเป็นส่วนสำคัญสำหรับใช้เป็นส่วนของการส่งจ่ายผลตอบแทน

3) ตามมาตรฐานสากล แนวทางการตรวจสอบผลการดำเนินงานฯ จะมีรูปแบบการดำเนินธุรกิจ ในลักษณะ DR Capacity Market แต่ด้วยบริบทของประเทศไทยที่ยังคงใหม่สำหรับธุรกิจ DR การดำเนินการในรูปแบบ DR Energy Market ก็ยังคงมีความเหมาะสมมากกว่า เพื่อให้ผู้เข้าร่วมมาตรการผู้รวบรวมโหลด (LA) และศูนย์สั่งการฯ DRCC ได้มีการเรียนรู้รูปแบบการดำเนินธุรกิจ และมีประสบการณ์ เพื่อรองรับการขยายผลการดำเนินธุรกิจให้เทียบเคียงกับระดับสากลในอนาคตต่อไป

3.3.10 จัดทำข้อเสนอแนะในส่วนของการกำหนดหรือประเมินความสามารถปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า (Performance Rate) ที่เหมาะสมในบริบทของประเทศในอนาคต

แนวทางการประเมินความสามารถปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า (Performance Rate) ในบริบทของประเทศไทยที่เหมาะสม สามารถจำแนกได้เป็น 2 ช่วงของการดำเนินธุรกิจ Demand Response ดังต่อไปนี้

- 1) ช่วงทดลองการดำเนินธุรกิจ DR ในระยะนำร่อง (DR Pilot Project) โดยรูปแบบการประเมินผลความสามารถปรับลดฯ จะใช้แนวทาง DR Energy Market
- 2) ช่วงการดำเนินธุรกิจ DR จริง (Real DR Business) ในระยะยาว โดยรูปแบบการประเมินผลความสามารถปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า (DR Performance) จะใช้แนวทาง DR Capacity Market

3.1.11 จัดทำข้อเสนอแนะรูปแบบธุรกิจรวมถึงวิเคราะห์ผลกำไรที่จะเกิดขึ้นของ LA จากโครงการนำร่องฯ เพื่อกำหนดเป็นแนวทางการขยายผลธุรกิจ DR สำหรับที่รองรับเอกชนในฐานะที่เป็น LA ได้ในอนาคต

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลการส่งจ่ายผลตอบแทน (Financial Flow) ของการดำเนินธุรกิจ DR จะสามารถสรุปข้อมูลเบื้องต้นได้ว่า ผู้รวบรวมโหลด LA สามารถทำผลกำไรเฉลี่ยสูงสุดได้ประมาณ 30% (กรณีทั้งกรณีที่ไม่มีบทปรับ และมีการจำลองบทปรับ) ซึ่งผลกำไรดังกล่าวถ้ามีการดำเนินธุรกิจ DR จริง จะต้องมีส่วนผลกำไรที่ลดน้อยลง และทาง สนพ. ควรมีการจัดตั้งคณะกรรมการ Performance Verification Engineering (PVE) ขึ้นมา ซึ่งองค์กรดังกล่าวจะเป็นองค์กรอิสระที่ไม่มีส่วนได้ส่วนเสียกับการดำเนินธุรกิจ DR ของประเทศไทย โดย PVE จะมีหน้าที่ตรวจสอบผลการดำเนินธุรกิจ DR ที่เป็นธรรมกับทุกภาคส่วนต่อไป

3.4 การวิเคราะห์ข้อมูลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดระยะนำร่องฯ

ที่ปรึกษาจะดำเนินการวิเคราะห์ข้อมูลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดระยะนำร่องฯ อาทิ ศักยภาพการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DR Performance) ทั้งในระดับขายส่ง (Wholesale) และขายปลีก (DR Retail) รวมถึงข้อจำกัดการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ พร้อมทั้งจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย แนวทางการขยายผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมในบริบทของประเทศในระยะต่อไป ดังนี้

3.4.1 ศักยภาพการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DR Performance) ทั้งในระดับขายส่ง (Wholesale) และขายปลีก (DR Retail)

จากผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดระยะนำร่องฯ ปี 2566 (เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566) สามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) ภาพรวมผลการดำเนินงานโปรแกรมช่วงหัวค่ำสูงกว่าช่วงบ่าย โดยช่วงหัวค่ำมีค่าความสามารถปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนสูงกว่า 90 % ของค่ากำลังไฟฟ้าเสนอลดทุกเดือน

- 2) การวิเคราะห์ผลดำเนินงานของแต่ละโปรแกรมเมื่อเทียบกับค่าเป้าหมาย 50 MW พบว่า ช่วงหัวค่ำ มีศักยภาพในการส่งเสริมและขยายผลของดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ในระยะถัดไป
- 3) กลุ่มประเภทธุรกิจที่มีความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด (> 90%) ในโปรแกรม ช่วงบ่าย คือ กลุ่มห้างสรรพสินค้า และในโปรแกรมช่วงหัวค่ำ คือ อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ สนามกอล์ฟ อุตสาหกรรมยาง อุตสาหกรรมพลาสติก และอุตสาหกรรมอาหาร โดยการขยายผลการดำเนินงานในระยะถัดไป ควรส่งเสริมผู้เข้าร่วมมาตรการจากกลุ่มธุรกิจดังกล่าว
- 4) ผลการประเมินค่าเฉลี่ย %RRMSE ของกลุ่มธุรกิจฯ ระดับขายปลีกทั้ง 2 โปรแกรมของ กฟภ. ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 ส่วนใหญ่ ยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่มีค่าไม่เกิน 30% ดังนั้น ภาพรวมของค่า %RRMSE ที่เหมาะสมสำหรับการตั้งเรียกมาตรการที่ได้รับจากผลดำเนินการ ในโครงการนำร่องฯ ยังควรมีค่าประเมิน %RRMSE เท่าเดิม คือ ไม่เกิน 30%
- 5) ผลการเปรียบเทียบค่าตอบแทน DR ในระดับขายส่งและระดับขายปลีก ของโครงการนำร่องฯ กรณี ยังไม่มีบทปรับของโปรแกรมช่วงบ่าย มีอัตราผลกำไรสุทธิ (ขาดทุน) เท่ากับ -6.09% ของรายได้รวมทั้งหมด สำหรับโปรแกรมช่วงหัวค่ำ มีอัตรากำไรสุทธิ เท่ากับ 38.09% ของรายได้รวมทั้งหมด ทั้งนี้ อัตราผลกำไรสุทธิของ LA ในโปรแกรมช่วงหัวค่ำสูงกว่าโปรแกรมช่วงบ่าย เนื่องจากกำลังไฟฟ้า เสนอลดรวมในระดับขายส่งของโปรแกรมช่วงหัวค่ำ มีปริมาณที่สูงกว่า ดังนั้น ในระยะขยายผลควร พิจารณาประเด็น 1) ควรมีการปรับเพิ่มกำลังไฟฟ้าเสนอลดของผู้เข้าร่วมมาตรการฯ ที่มีศักยภาพ สูงเพื่อให้ได้รับค่าตอบแทนที่สอดคล้องกับผลดำเนินการปรับลดฯ และ 2) เพิ่มอัตราการจ่าย ผลตอบแทนประเภท EP ให้มากกว่า 100% อย่างไรก็ตาม เนื่องจากค่า CBL ที่ใช้ในการวัดผลการ ปรับลดพลังงานไฟฟ้า ระดับขายส่งและขายปลีกมาจากวิธีการคำนวณที่ต่างกัน อาจส่งผลต่อผลกำไร ความน่าเชื่อถือ และการส่งจ่ายผลตอบแทนต่อการดำเนินธุรกิจจริงในอนาคตได้ ซึ่งควรมีการนำ ประเด็นพวกนี้มาพิจารณาก่อนการขยายผลในระยะถัดไป

3.4.2 ข้อจำกัดการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ พร้อมทั้ง ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการดำเนินธุรกิจฯ ตามมาตรฐานสากล

จากผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดระยะนำร่องฯ ในปี 2566 (เดือนมกราคม ถึงเดือน ธันวาคม 2566) สามารถสรุปข้อจำกัดการดำเนินธุรกิจตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ พร้อมทั้ง ข้อเสนอแนะฯ ได้ดังนี้

ตารางที่ 5 สรุปข้อจำกัดและข้อเสนอแนะฯ การดำเนินธุรกิจตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศ

ข้อจำกัด	ข้อเสนอแนะ
1. ข้อมูลผู้เข้าร่วมมาตรการ (DR Participants) รายผู้ใช้ ไฟฟ้าของผู้รวบรวมโหลด (LA) กฟภ. และ กฟน. ไม่สามารถจัดส่งให้กับศูนย์สั่งการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) ของ กฟผ. ได้ จึงเกิดข้อจำกัดในการวัดและ ประเมินผลค่าความสามารถในการปรับลดการใช้พลังงาน ไฟฟ้าในระดับขายส่ง (Wholesale) และระดับขายปลีก (Retail) ที่ไม่สอดคล้องกัน	- ตามมาตรฐานสากล DRCC ควรจะต้องได้รับข้อมูล ผู้เข้าร่วมมาตรการรายผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อนำมาคำนวณ ค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (CBL) ประเมินค่าความสามารถ ในการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในระดับขายส่ง รวมถึง ส่งจ่ายผลตอบแทนที่มีความถูกต้องและสอดคล้องกับ การดำเนินงานในระดับขายปลีกในทุก ๆ เดือน ของการตั้งเรียกมาตรการ

ข้อจำกัด	ข้อเสนอแนะ
2. ด้วยการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดเป็น เรื่องใหม่ของการไฟฟ้าของประเทศไทย ส่งผลให้ การดำเนินงานของโครงการนำร่องฯ ผู้เข้าร่วม มาตรการจึงมีผลประเมินความสามารถการปรับลด การใช้พลังงานไฟฟ้าที่หลากหลาย และการดำเนินงานภายใต้โครงการนำร่องยังไม่มี บทปรับ/บทลงโทษ ส่งผลให้ผู้รวบรวมโหลดอาจจะไม่ ตระหนักถึงบทบาทและหน้าที่ที่ต้องดำเนินการ	- ควรหามาตรการเพิ่มแรงจูงใจให้กับผู้รวบรวมโหลด
3. ปัญหาเรื่องความเร็วของการส่งข้อมูลจาก Smart Meter ด้วยการดำเนินมาตรการ DR ภายใต้โครงการ นำร่องฯ ซึ่งยังไม่มีกรคิดบทปรับ/บทลงโทษ ความล่าช้าของข้อมูล Smart Meter จึงยังไม่ใช่ ปัญหาอุปสรรคแต่อย่างใด แต่ถ้าในอนาคตการดำเนิน มาตรการ DR ที่ต้องมีการคิดบทปรับ/บทลงโทษแล้ว ความเร็วของข้อมูล Smart Meter ควร มีความเร็วขั้นต่ำไม่เกิน 5 นาที จึงจะส่งผลให้ LA และ ผู้เข้าร่วมมาตรการ จะสามารถดำเนินธุรกิจในรูปแบบ “Firm DRR” ได้โดยไม่มีบทปรับ/บทลงโทษ	- ควรมีการวางแผนโปรแกรม DR ในอนาคตที่จะมีการคิด บทปรับ/บทลงโทษ ควบคู่กับการพัฒนาความเร็ว ของการส่งข้อมูล Smart Meter ในกลุ่มธุรกิจเป้าหมาย
4. เนื่องจากการดำเนินมาตรการ DR ยังคงเป็นเรื่องใหม่ สำหรับประเทศไทย การพัฒนาตลาด DR รวมถึงการดำเนินงานของโครงการนำร่องฯ ยังเป็น การดำเนินงานจากผู้ดูแลระบบไฟฟ้าของประเทศไทย เท่านั้น จึงยังไม่สามารถเทียบเคียงมาตรฐานสากลได้	- ควรมีการพิจารณาการดำเนินมาตรการ DR บนรูปแบบ DR Capacity Market ที่มีบทปรับ/บทลงโทษ ควบคู่กับ การกำหนดเกณฑ์คุณสมบัติขั้นต่ำ เพื่อหาแนวทาง ส่งเสริมให้กลุ่มบริษัทเอกชนที่มีศักยภาพเข้าร่วมธุรกิจ การตอบสนองด้านโหลด (DR)

3.5 จัดทำ (ร่าง) เอกสารที่ใช้ประกอบการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการที่เหมาะสมในการประกาศรับซื้อ ระยะต่อไปในบริบทของประเทศไทยในอนาคต

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดทำ (ร่าง) เอกสารที่ใช้ประกอบการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการที่เหมาะสมใน
การประกาศรับซื้อระยะต่อไปในบริบทของประเทศไทยในอนาคต ได้แก่ (1) ประกาศหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และ
วิธีการรับสมัครผู้เข้าร่วม (2) เอกสารการรับสมัคร และ (3) หนังสือสัญญาเข้าร่วม ของทั้งในระดับขายส่ง
(Wholesale) และระดับขายปลีก (Retail) รวม 6 ฉบับ

[illegible]

รูปที่ 8 (ร่าง) เอกสารที่ใช้ประกอบการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการวิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการส่งการการตอบสนองด้านโหลด (DR) ปริมาณ 50 MW เทียบกับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Time) รายเดือน ภายใต้โครงการ นำร่องฯ (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.3) ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการวิเคราะห์ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Time) รายเดือนและรายวัน จากข้อมูลลักษณะการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ (Gen Profile) ราย 30 นาที ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทั้งนี้ ในช่วงเดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 สามารถสรุปผลช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ดังนี้

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือนในช่วงเดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 (ตลอดระยะเวลาการสั่งเรียกมาตรการ DR 12 เดือน) จะเกิดขึ้นในช่วงเวลา 21.00 น. มากที่สุดจำนวน 5 เดือน ได้แก่ เดือนมีนาคม

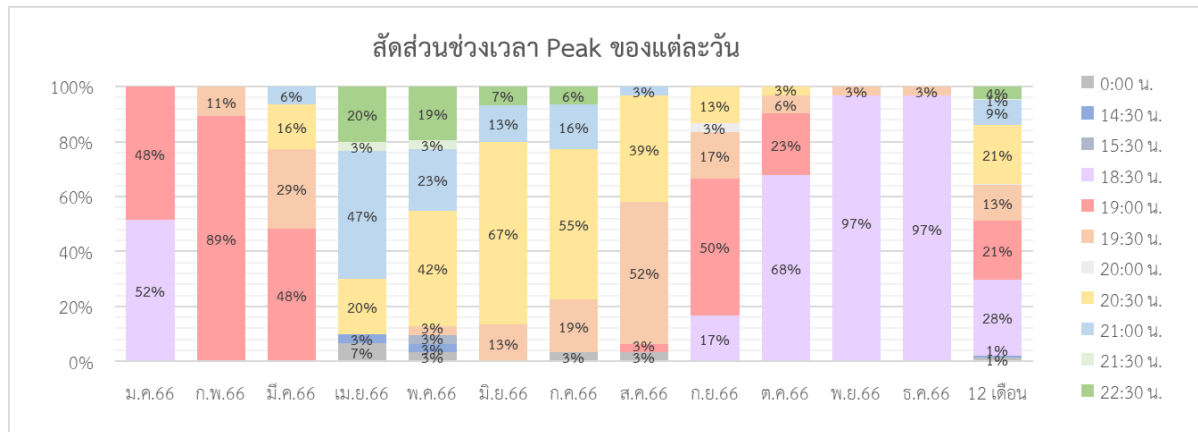
เมษายน พฤษภาคม มิถุนายน และสิงหาคม รองลงมาจะเกิดในช่วงเวลา 18.30 น. จำนวน 3 เดือน ได้แก่ มกราคม พฤศจิกายน และธันวาคม นอกจากนั้นเดือนกุมภาพันธ์ และตุลาคม จะเกิดขึ้นในช่วงเวลา 19.00 น. เดือนกันยายน และเดือนกรกฎาคม จะเกิดขึ้นในช่วงเวลา 20.30 น. และ 22.30 น. ตามลำดับ ทั้งนี้ **ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี 2566 เกิดขึ้นเมื่อวันเสาร์ที่ 6 พฤษภาคม 2566 เวลา 21.00 น.** ซึ่งมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม 34,102 เมกะวัตต์ รายละเอียดแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 6 สรุปข้อมูลช่วงเวลาและวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

เดือน-ปี	มกราคม 2566	กุมภาพันธ์ 2566	มีนาคม 2566	เมษายน 2566	พฤษภาคม 2566	มิถุนายน 2566
ช่วงเวลา Peak	18.30 น.	19.00 น.	21.00 น.	21.00 น.	21.00 น.	21.00 น.
วันที่เกิด Peak	พฤ 12 ม.ค.66	อ 14 ก.พ.66	ส 25 มี.ค.66	พฤ 20 เม.ย.66	ส 6 พ.ค.66	ศ 23 มิ.ย.66
Peak (MW)	25,751 MW	27,742 MW	30,189 MW	32,281 MW	34,102 MW	31,199 MW
เดือน-ปี	กรกฎาคม 2566	สิงหาคม 2566	กันยายน 2566	ตุลาคม 2566	พฤศจิกายน 2566	ธันวาคม 2566
ช่วงเวลา Peak	22.30 น.	21.00 น.	20.30 น.	19.00 น.	18.30 น.	18.30 น.
วันที่เกิด Peak	ศ 7 ก.ค.66	ส 19 ส.ค.66	จ 4 ก.ย.66	จ 2 ต.ค.66	พ 8 พ.ย.66	อ 12 ธ.ค.66
Peak (MW)	30,170 MW	31,010 MW	28,739 MW	28,609 MW	29,017 MW	29,369 MW

หากพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน จะพบว่า ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 (ตลอดระยะเวลาการสั่งเรียกมาตรการ DR 12 เดือน) จะเกิดขึ้นในช่วงเวลา 18.30 น. มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 28 รองลงมาจะเป็นช่วงเวลา 19.00 น. และ 20.30 น. คิดเป็นร้อยละ 21 นอกนั้นจะเกิดในช่วงเวลากลางคืน ในช่วงเวลา 19.30 – 22.30 น. แต่อย่างไรก็ดี จะมีเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวันเล็กน้อย ในช่วงเวลา 14.30 น. และ 15.30 น. รวมกันคิดเป็นร้อยละ 0.8 เท่านั้น จึงสามารถสรุปได้ว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดมีแนวโน้มเกิดขึ้นในช่วงหัวค่ำ

นอกจากนี้ ข้อมูลดังกล่าวสามารถวิเคราะห์ข้อมูลช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน พบว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันจะมีทิศทางของช่วงเวลาสอดคล้องตามฤดูกาล กล่าวคือ ในช่วงปลายฤดูฝนถึงฤดูหนาว (ตั้งแต่เดือนกันยายนถึงเดือนกุมภาพันธ์) จะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดส่วนใหญ่ในช่วงเย็นถึงช่วงหัวค่ำ เวลาประมาณ 18.30 – 19.00 น. แต่เมื่อเข้าสู่ฤดูร้อนและฤดูฝน (ตั้งแต่เดือนมีนาคมถึงเดือนสิงหาคม) จะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดส่วนใหญ่ในช่วงหัวค่ำถึงช่วงกลางคืน เวลาประมาณ 19.30 – 22.30 น. แต่อย่างไรก็ดี **ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี เกิดขึ้นในเดือนพฤษภาคม ช่วงหัวค่ำ เวลา 21.00 น. ซึ่งสอดคล้องกับช่วงเวลาที่มีการสั่งเรียกมาตรการ DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ** ดังนั้น การกำหนดช่วงเวลาการสั่งเรียกมาตรการ DR ในระยะถัดไป อาจปรับเปลี่ยนช่วงเวลาให้มีความยืดหยุ่นในการสั่งการมากขึ้น เพื่อให้เป็นประโยชน์ต่อภาพรวมของประเทศ



รูปที่ 9 สัดส่วนของช่วงเวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน

4.2 วิเคราะห์ความสอดคล้องของช่วงเวลาการสั่งเรียก DR กับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการวิเคราะห์ความสอดคล้องของช่วงเวลาการสั่งเรียก DR กับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ในแต่ละเดือน ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 โดยการนำช่วงเวลาการสั่งเรียก DR ภายใต้งานรื้อถอนฯ ไปเปรียบเทียบกับแผนการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและลักษณะการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ (Gen Profile) ราย 30 นาที

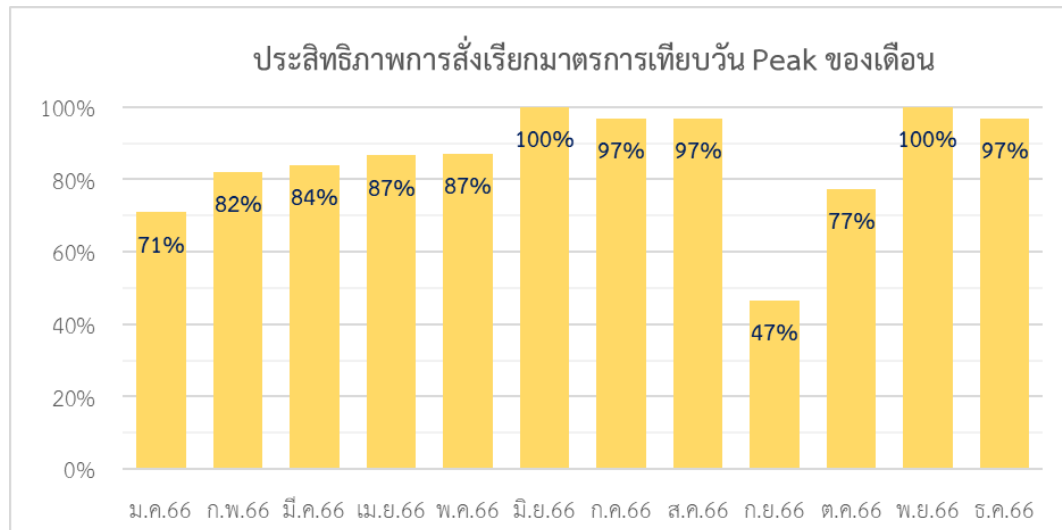
ผลการวิเคราะห์ความสอดคล้องของช่วงเวลาการสั่งเรียก DR ในช่วงเดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 โดยศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) ของ กฟผ. พบว่า DRCC สามารถสั่งเรียกมาตรการ DR ได้แม่นยำและมีประสิทธิภาพใกล้เคียงกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือน โดยสามารถสั่งเรียกมาตรการ DR ได้ตรงกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือน ในเดือนมิถุนายน และเดือนพฤศจิกายน 2566 ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงความเชื่อถือได้หรือความสำเร็จของการสั่งการมาตรการ DR ของ DRCC รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7 สรุปการสั่งเรียกมาตรการ DR ตรงกับลำดับของวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือน

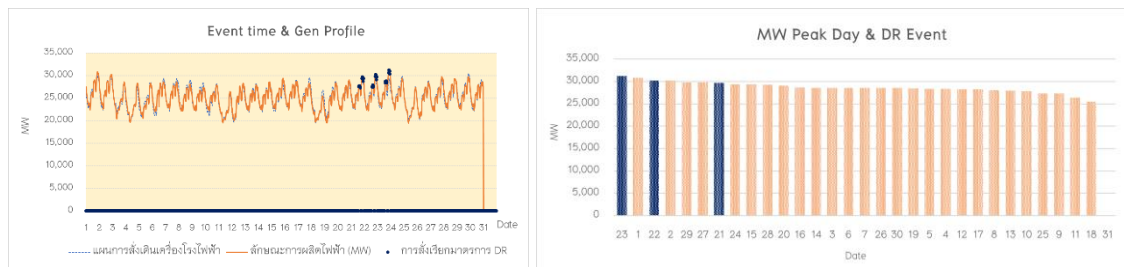
	มกราคม 2566	กุมภาพันธ์ 2566	มีนาคม 2566	เมษายน 2566	พฤษภาคม 2566	มิถุนายน 2566
ลำดับที่ 1	10	6	6	5	5	1
ลำดับที่ 2	13	12	8	14	6	3
ลำดับที่ 3	17	19	11	24	14	7
	กรกฎาคม 2566	สิงหาคม 2566	กันยายน 2566	ตุลาคม 2566	พฤศจิกายน 2566	ธันวาคม 2566
ลำดับที่ 1	2	2	17	8	1	2
ลำดับที่ 2	7	6	19	9	12	12
ลำดับที่ 3	19	9	21	12	24	15

ทั้งนี้ สามารถสรุปความแม่นยำในการสั่งเรียกมาตรการ DR เทียบกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือนและของปี โดยเรียกตรงกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือน จำนวน 2 เดือน ได้แก่ เดือนมิถุนายนและพฤศจิกายน 2566 และวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลำดับที่ 2 ของเดือน จำนวน 3 เดือน ได้แก่ เดือนกรกฎาคม สิงหาคม และธันวาคม 2566 ซึ่งแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพและความสำเร็จของ

การสั่งเรียกมาตรการ DR ของ DRCC โดยมีค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพการสั่งเรียกตลอดระยะเวลา 12 เดือน อยู่ที่ระดับร้อยละ 85

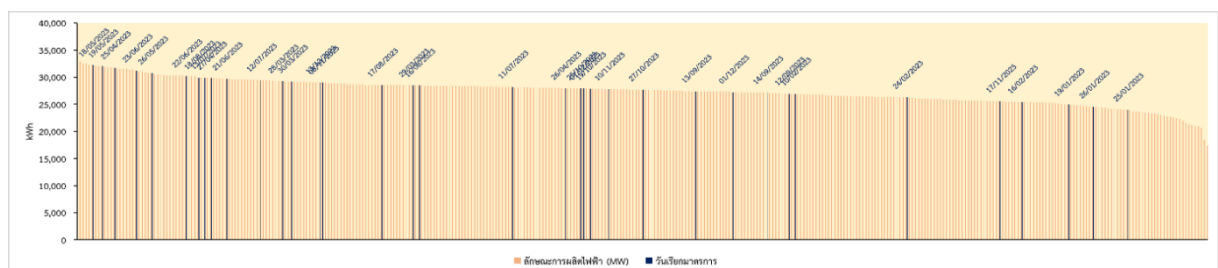


รูปที่ 10 การวิเคราะห์ความสอดคล้องของการสั่งเรียกมาตรการ DR



รูปที่ 11 ตัวอย่างความสัมพันธ์ของช่วงเวลาการสั่งเรียก DR เดือนมิถุนายน 2566

อย่างไรก็ดี หากพิจารณาความสอดคล้องของช่วงเวลาการสั่งเรียก DR ตลอดระยะเวลา 12 เดือนของโครงการนำร่องฯ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 โดยศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) ของ กฟผ. พบว่า DRCC สามารถสั่งเรียกมาตรการ DR ได้แม่นยำและมีประสิทธิภาพใกล้เคียงกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีในช่วงระยะเวลา 12 เดือน ซึ่งวันที่ใกล้เคียงที่สุดอยู่ในลำดับที่ 6 ของวันที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี

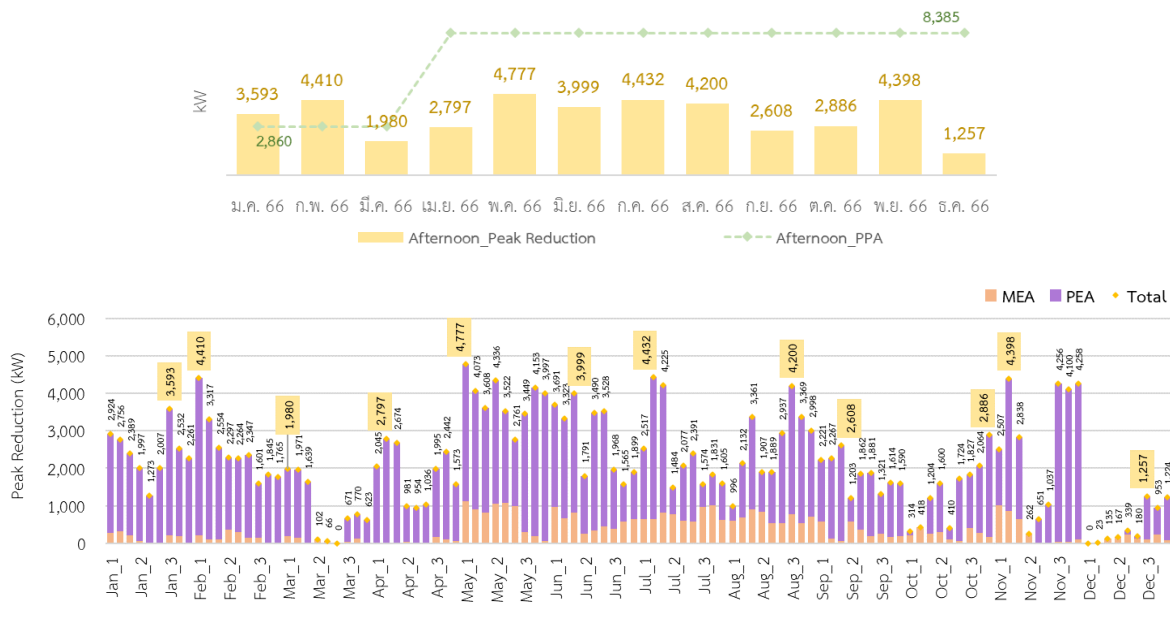


รูปที่ 12 การวิเคราะห์ความสอดคล้องของการสั่งเรียกมาตรการ DR รอบ 6 เดือน

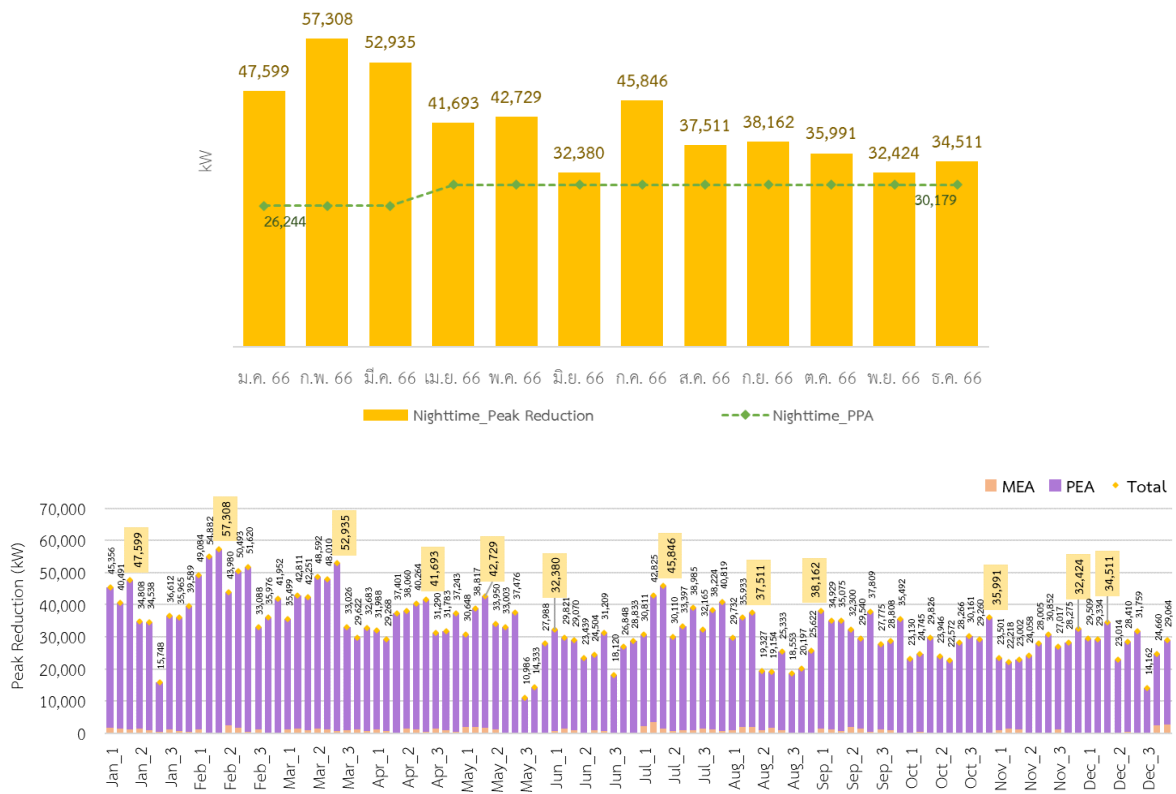
4.3 วิเคราะห์ผลการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้สูงสุด (Peak Reduction) รายเดือน

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลและวิเคราะห์การลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Reduction) รายเดือน (รายชั่วโมง) เทียบกับปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอตามสัญญาของการดำเนินมาตรการ DR สำหรับโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) และโปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ในภาพรวมระดับขายส่ง จากข้อมูลของ DRCC (กฟผ.) ตลอดระยะเวลาโครงการ 12 เดือน ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 สรุปได้ดังนี้

- 1) ผลการดำเนินมาตรการ DR ในช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) ในช่วงเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ 1,256.99 – 4,776.95 kW (สูงสุด ณ เดือนพฤษภาคม 2566) ซึ่งมีค่าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอตามสัญญา 2,859.65 kW ในช่วงเดือนมกราคม ถึงเดือนมีนาคม 2566 และ 8,385.43 kW ในช่วงเดือนเมษายน ถึงเดือนธันวาคม 2566
- 2) ผลการดำเนินมาตรการ DR ในช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) ในช่วงเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 สามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ 32,380.04 – 57,308.20 kW (สูงสุด ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2566) ซึ่งมีค่ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอตามสัญญา 26,244.32 kW ในช่วงเดือนมกราคม ถึงเดือนมีนาคม 2566 และ 30,178.52 kW ในช่วงเดือนเมษายน ถึงเดือนธันวาคม 2566



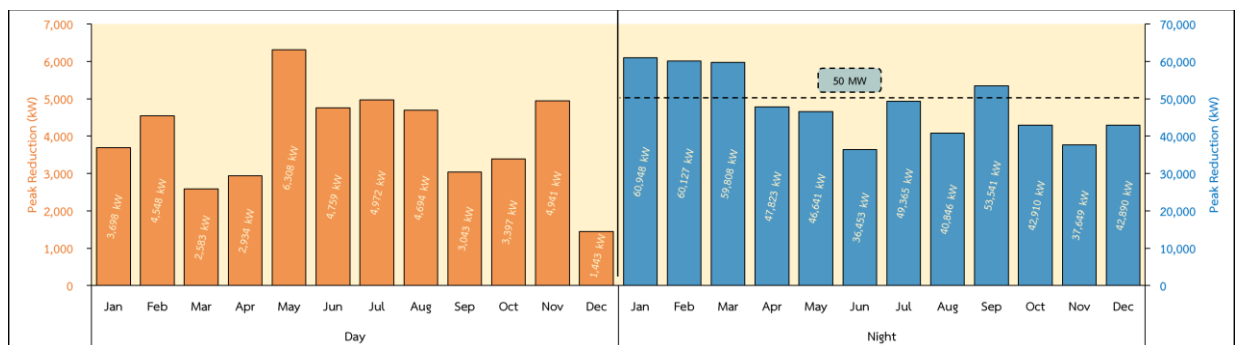
รูปที่ 13 ผลการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสำหรับโปรแกรมช่วงบ่าย



รูปที่ 14 ผลการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสำหรับโปรแกรมช่วงบ่ายและช่วงหัวค่ำ

อย่างไรก็ดี จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ พบว่า ผลการสั่งเรียกมาตรการ DR มีบางช่วงเวลาของบางเดือนที่สามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้มากกว่าเป้าหมายโครงการนำร่องฯ 50 MW ซึ่งผลการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากการดำเนินมาตรการ DR ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม 2566 มีค่าสูงสุด 57,308 kW ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงหัวค่ำ ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2566

นอกจากนี้ หากพิจารณาผลการสั่งเรียกมาตรการ DR ราย 15 นาที จะพบว่า มีบางช่วงเวลาของบางเดือนที่สามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้มากกว่าเป้าหมายโครงการนำร่องฯ 50 MW ซึ่งผลการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากการดำเนินมาตรการ DR ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม 2566 มีค่าสูงสุด 60,948.61 kW ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงหัวค่ำ ณ เดือนมกราคม 2566



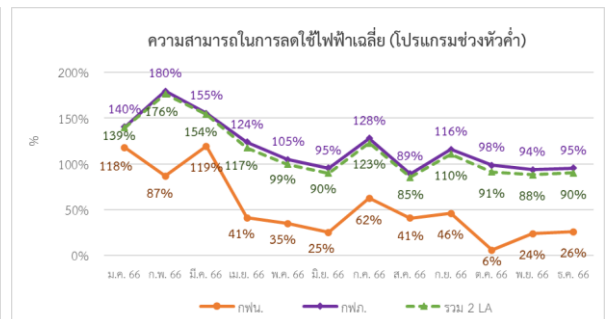
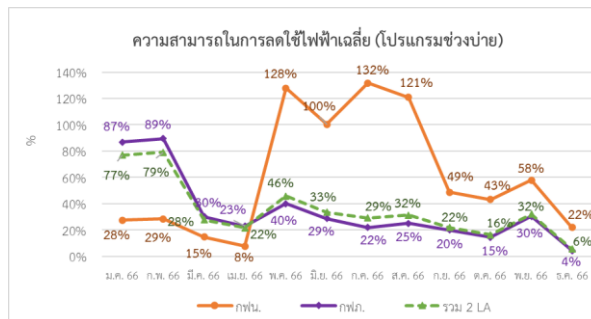
รูปที่ 15 ผลการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดราย 15 นาที สำหรับโปรแกรมช่วงบ่ายและช่วงหัวค่ำ

4.4 วิเคราะห์พฤติกรรมการตอบสนอง/การลดใช้พลังงานของผู้เข้าร่วมโครงการในวันที่มีการสั่งเรียก DR

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการวิเคราะห์ค่าความสามารถลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยในภาพรวมของการดำเนินมาตรการ DR ซึ่งจะสะท้อนถึงผลของการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการตอบสนอง/การลดใช้พลังงานของผู้เข้าร่วมโครงการ พร้อมทั้ง จะทำการแสดงผลความสัมพันธ์ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาที (Load Profile) เทียบกับค่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าฐาน (Customer Baseline; CBL) ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 เพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพการสั่งเรียกมาตรการตอบสนองด้านโหลดกับการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมของผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ทั้งนี้ ค่าความสามารถลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยในภาพรวมของการดำเนินมาตรการ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 สามารถสรุปได้ดังนี้

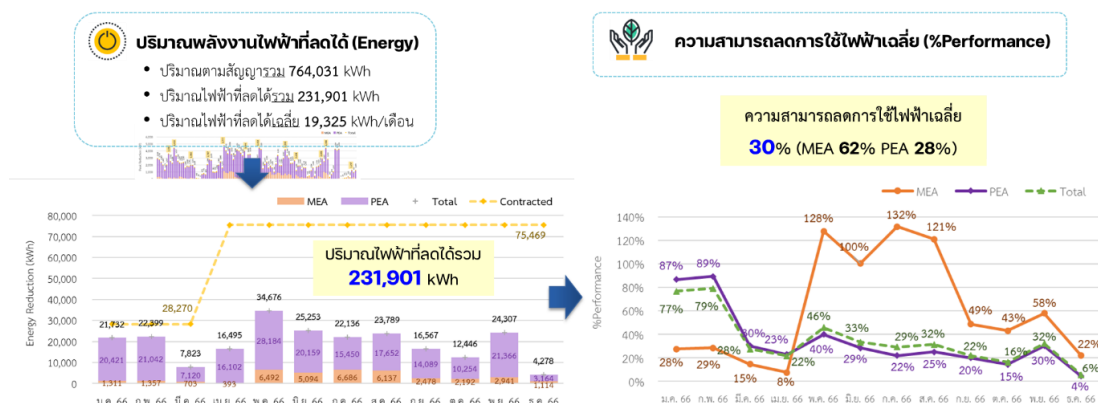
ตารางที่ 8 สรุปความสามารถลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566

ความสามารถลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (%)	โปรแกรมช่วงบ่าย	โปรแกรมช่วงหัวค่ำ	รวมทั้งสิ้น
(1) ภาพรวมของการดำเนินมาตรการ DR	30.4%	112.3%	96.3%
(2) ภาพรวมของผู้รวบรวมโหลด กฟน.	61.6%	42.3%	46.5%
(3) ภาพรวมของผู้รวบรวมโหลด กฟภ.	27.7%	117.4%	100.1%



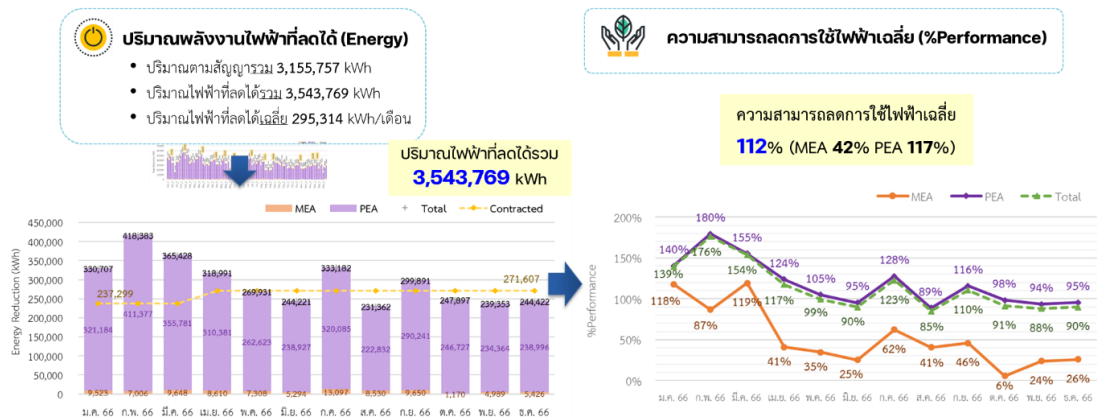
รูปที่ 16 ความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566

โปรแกรมช่วงบ่าย: มีค่าความสามารถลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยโดยภาพรวมน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญา ซึ่งสรุปได้ว่าการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการตอบสนอง/การลดใช้พลังงานโดยภาพรวมของผู้เข้าร่วมโครงการจริง แต่มีปริมาณน้อยกว่าเป้าหมายกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญา



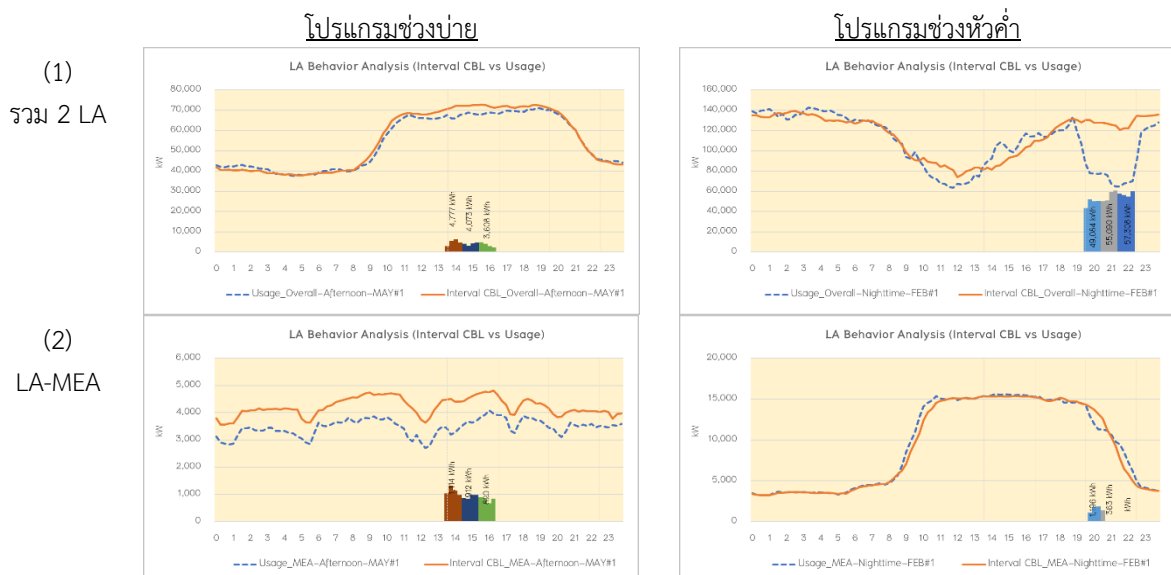
รูปที่ 17 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้และความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยโปรแกรมช่วงบ่าย

โปรแกรมช่วงหัวค่ำ: มีค่าความสามารถลดใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยโดยภาพรวมมากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญา ในช่วงเดือนมกราคมถึงเมษายน กรกฎาคม และกันยายน 2566 และมีค่าน้อยกว่าในช่วงเดือนพฤษภาคม มิถุนายน สิงหาคม ตุลาคมถึงธันวาคม 2566 ซึ่งสรุปได้ว่าการปรับเปลี่ยนพฤติกรรม การตอบสนอง/การลดใช้พลังงานโดยภาพรวมของผู้เข้าร่วมโครงการจริง และมีปริมาณมากกว่าเป้าหมาย กำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญาในช่วงแรกและค่อย ๆ ลดลงมีค่าน้อยกว่าเป้าหมายกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญาในช่วงหลัง

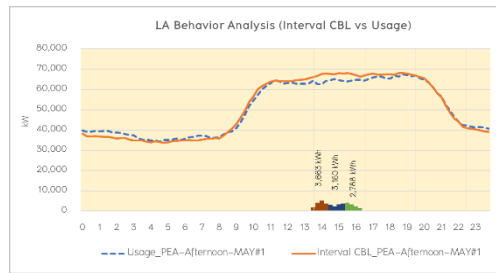


รูปที่ 18 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้และความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยโปรแกรมช่วงหัวค่ำ

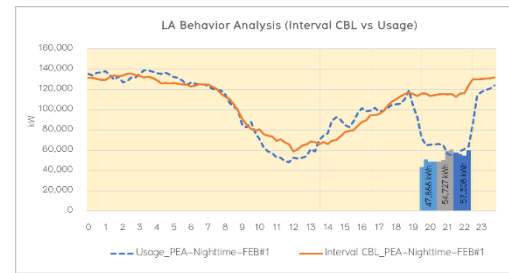
ทั้งนี้ ตัวอย่างความสัมพันธ์ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาที (Load Profile) ในวันที่มีการส่งเรียกมาตรการ DR เทียบกับค่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าฐาน (CBL) ซึ่งจะแสดงให้เห็นว่าในช่วงเวลาที่ส่งเรียกมาตรการ ค่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าต่ำกว่าค่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าฐาน (CBL) ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่าการปรับเปลี่ยนพฤติกรรม การตอบสนอง/การลดใช้พลังงานของผู้เข้าร่วมโครงการโดยภาพรวมของผู้รวบรวมโหลดจริง แต่อาจจะมากหรือน้อยกว่าปริมาณเป้าหมายกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญาขึ้นอยู่กับศักยภาพและความพร้อมของผู้เข้าร่วมโครงการ ทั้งนี้ ตัวอย่างของวันที่สามารถลดความต้องการไฟฟ้าได้สูงสุดแสดงได้ดังนี้



(3)
LA-PEA



วันที่ 18 พฤษภาคม 2566
(วันที่สามารถลดความต้องการไฟฟ้าได้สูงสุด
สำหรับโปรแกรมช่วงบ่าย)



วันที่ 10 กุมภาพันธ์ 2566
(วันที่สามารถลดความต้องการไฟฟ้าได้สูงสุด
สำหรับโปรแกรมช่วงหัวค่ำ)

รูปที่ 19 ตัวอย่างความสัมพันธ์ของ Load Profile เทียบกับค่า CBL

5. สร้างความรู้ความเข้าใจ รวมถึงการประชาสัมพันธ์โครงการนำร่องฯ

ที่ปรึกษาจะดำเนินการสร้างความรู้ความเข้าใจที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการนำร่องฯ แก่ผู้เข้าร่วมโครงการ รวมถึงการประชาสัมพันธ์ผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ผ่านการผลิตและจัดทำสื่อประชาสัมพันธ์โครงการ (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.5) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

5.1 การจัดทำข้อมูล/ข่าวสาร รูปแบบกราฟิกขนาด A5

5.1.1 จัดทำข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการออกแบบข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic) ขนาด A5 เพื่อประชาสัมพันธ์เผยแพร่ผ่านสื่อสังคมออนไลน์ในรูปแบบ ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน รวมจำนวน 8 ชิ้น ซึ่งได้รับเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจรับพัสดุในงานจ้างที่ปรึกษาเรียบร้อยแล้ว โดยมีรายละเอียด ดังนี้



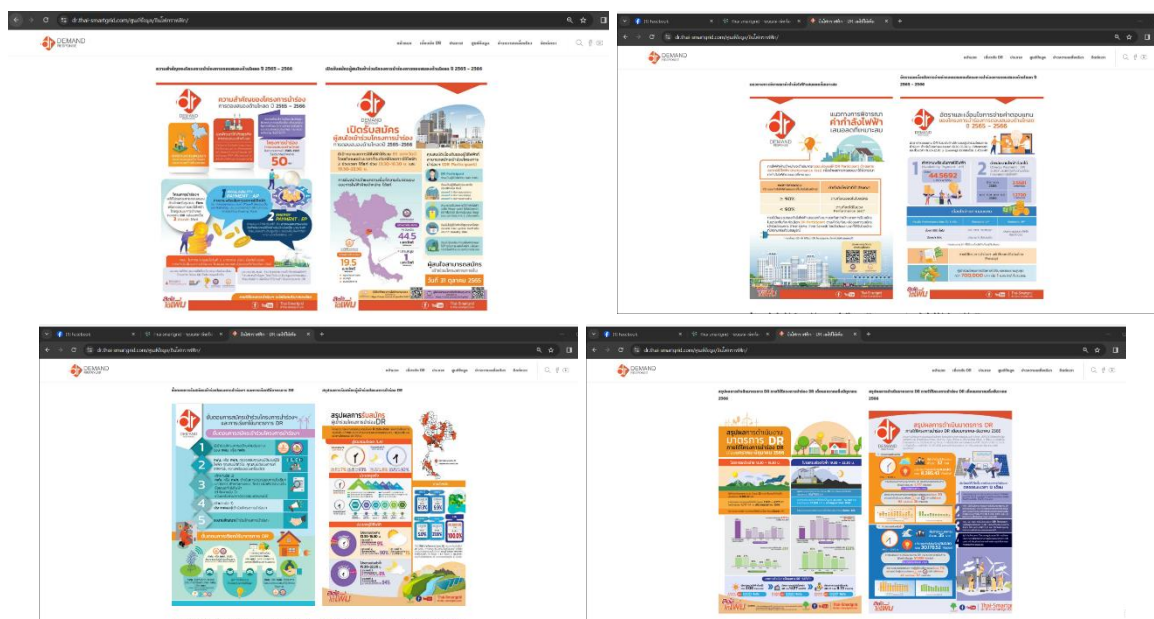
รูปที่ 20 ผลการจัดทำข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic)

5.1.2 การเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic) ผ่านสื่อสังคมออนไลน์

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic) ผ่านสื่อสังคมออนไลน์เฟซบุ๊กเพจ Thai-Smartgrid และเผยแพร่เว็บไซต์ <http://dr.thai-smartgrid.com> ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน รวมจำนวน 8 ชิ้น โดยตัวอย่างผลการเผยแพร่มีดังนี้



รูปที่ 21 ผลการเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic) ผ่านสื่อสังคมออนไลน์



รูปที่ 22 ผลการเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสารในรูปแบบอินโฟกราฟิก (Infographic) ผ่านเว็บไซต์

5.1.3 การเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสาร ที่เกี่ยวข้องกับการตอบสนองด้านโหลด ผ่านสื่อสังคมออนไลน์

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสาร ที่เกี่ยวข้องกับการตอบสนองด้านโหลด ผ่านสื่อสังคมออนไลน์เฟซบุ๊กเพจ Thai-Smartgrid ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน รวมจำนวน 39 ชิ้น โดยตัวอย่างผลการเผยแพร่มีดังนี้

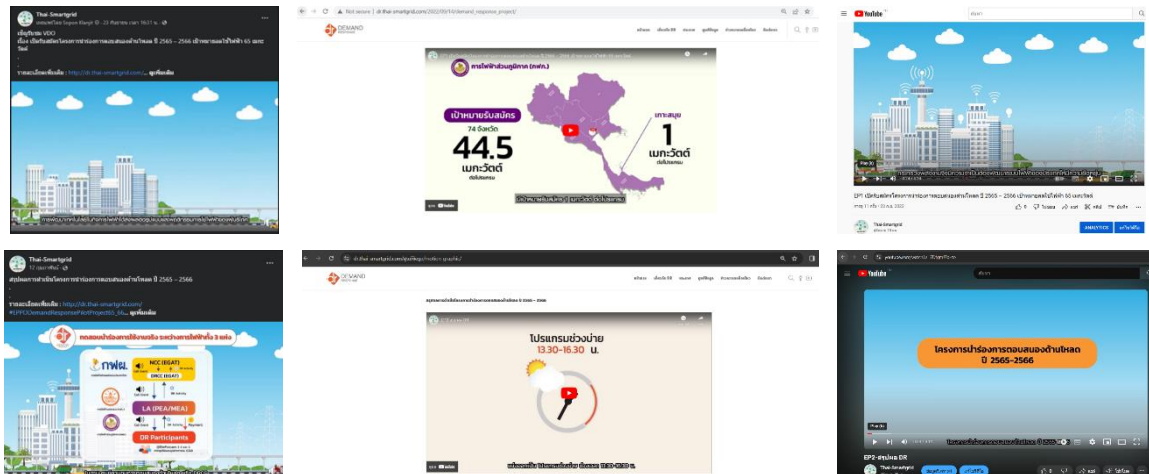


รูปที่ 23 ผลการเผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสารที่เกี่ยวข้องกับการตอบสนองด้านโหลด ผ่านสื่อสังคมออนไลน์

5.2 การผลิตคลิปสั้นในรูปแบบอนิเมชัน

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการผลิตคลิปสั้นในรูปแบบอนิเมชัน เพื่อประชาสัมพันธ์เผยแพร่ผ่านสื่อสังคมออนไลน์ โดยที่ปรึกษาได้ดำเนินการผลิตคลิปสั้นในรูปแบบอนิเมชัน เพื่อเผยแพร่เนื้อหาภายใต้โครงการ จำนวน 2 เรื่อง ได้แก่ เรื่องที่ 1 วิดีทัศน์เรื่อง “เปิดรับสมัครโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566 เป้าหมายลดใช้ไฟฟ้า 65 เมกะวัตต์” มีความยาว 4.25 นาที และเรื่องที่ 2 วิดีทัศน์เรื่อง “สรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566” มีความยาว 4.11 นาที ซึ่งได้รับเห็นชอบจากคณะกรรมการตรวจรับพัสดุในงานจ้างที่ปรึกษาเรียบร้อยแล้ว

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาได้ดำเนินการเผยแพร่คลิปสั้นในรูปแบบอนิเมชันผ่านสื่อสังคมออนไลน์เฟซบุ๊กเพจ Thai-Smartgrid เผยแพร่เว็บไซต์ <http://dr.thai-smartgrid.com> และช่องทาง YouTube Thai-Smartgrid จำนวน 2 ชิ้น โดยตัวอย่างผลการเผยแพร่มีดังนี้



รูปที่ 24 ผลการเผยแพร่คลิปสั้นในรูปแบบอนิเมชันผ่านสื่อสังคมออนไลน์

5.3 ดูแลและบริหารเว็บไซต์ <http://dr.thai-smartgrid.com/>

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการปรับปรุง/เพิ่มเติม ข้อมูลในเว็บไซต์ <http://dr.thai-smartgrid.com/> ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน รวมถึงการปรับปรุงเว็บไซต์บางส่วนเพื่อให้มีความเหมาะสมในการสื่อสาร และเผยแพร่ข้อมูลด้านการตอบสนองด้านโหลดในวงกว้างมากยิ่งขึ้น โดยที่ปรึกษาได้ดำเนินการแก้ไข/เพิ่มเติม รายละเอียดในหัวข้อต่าง ๆ ภายในเว็บไซต์ <https://thai-smartgrid.com> สรุปได้ดังนี้

- (1) เปลี่ยนแปลงกราฟิกในเว็บไซต์การตอบสนองด้านโหลด
- (2) เปลี่ยนแปลงข้อความหน้าแรกของเว็บไซต์ <http://dr.thai-smartgrid.com/>
- (3) เปลี่ยนแปลงข้อความในส่วนความเป็นมา
- (4) เพิ่มเติมข้อมูลในเว็บไซต์ <http://dr.thai-smartgrid.com/>
 - เพิ่มเติมรายละเอียดเกี่ยวกับโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด
 - เพิ่มเติมรายละเอียดเกี่ยวกับโครงการ Auto DR
 - เพิ่มเติมประกาศโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566

6. การจัดประชุมภายใต้โครงการฯ และสนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ.

ที่ปรึกษาจะดำเนินการสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้องรวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ภายใต้การดำเนินงานของ โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดของประเทศ ปี 2565 – 2566 **(สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.1)** รวมถึงจะดำเนินการจัดประชุม/หารือ/แลกเปลี่ยนความคิดเห็น/นำเสนอผลการดำเนินโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมจำนวนไม่น้อยกว่า 100 ท่าน **(สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.6)** และสนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ดำเนินงานในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด **(สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.7)** รายละเอียดมีดังนี้

6.1 การสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้องรวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

ที่ปรึกษาได้สนับสนุนการดำเนินงานของ สนพ. ในการสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ภายใต้การดำเนินงานของ โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดของประเทศ ปี 2565 – 2566 (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.1) ทั้งนี้ ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุนข้อมูลแก่คณะทำงานที่เกี่ยวข้องรวมถึงการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมทั้งสิ้น 7 ครั้ง รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

- 1) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 2/2565 (ครั้งที่ 2) วันอังคารที่ 13 กันยายน 2565 เวลา 13.30 น.
- 2) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 3/2565 (ครั้งที่ 3) วันพฤหัสบดีที่ 3 พฤศจิกายน 2565 เวลา 15.30 น.
- 3) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 4/2565 (ครั้งที่ 4) วันจันทร์ที่ 14 พฤศจิกายน 2565 เวลา 13.30 น.
- 4) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 1/2566 (ครั้งที่ 5) วันพุธที่ 11 มกราคม 2566 เวลา 14.00 น.
- 5) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 2/2566 (ครั้งที่ 6) วันจันทร์ที่ 27 กุมภาพันธ์ 2566 เวลา 14.00 น.
- 6) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 3/2566 (ครั้งที่ 7) วันศุกร์ที่ 19 พฤษภาคม 2566 เวลา 10.00 น.
- 7) การประชุมคณะทำงานเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินโครงการนำร่อง Demand Response ครั้งที่ 4/2566 (ครั้งที่ 8) วันพุธที่ 20 กันยายน 2566 เวลา 13.30 น.

6.2 การจัดประชุม/หารือ/แลกเปลี่ยนความคิดเห็น/นำเสนอผลการดำเนินโครงการ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดประชุม/หารือ/แลกเปลี่ยนความคิดเห็น/นำเสนอผลการดำเนินโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมจำนวนไม่น้อยกว่า 100 ท่าน (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.6) ทั้งนี้ ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดประชุมฯ รวมทั้งสิ้น 7 ครั้ง มีผู้เข้าร่วมรวมจำนวนทั้งสิ้น 196 ท่าน โดยมีรายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 9 สรุปข้อมูลการจัดประชุม/หารือ/แลกเปลี่ยนความคิดเห็น/นำเสนอผลการดำเนินโครงการ

ครั้งที่	การจัดประชุมฯ	วัน/เดือน/ปี	รูปแบบ/สถานที่	จำนวน (ท่าน)
1	การประชุมหารือเพื่อเชิญชวนเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ บริษัท สยามแม็คโคร จำกัด (มหาชน)	22 พ.ย. 65	บริษัท สยามแม็คโคร จำกัด (มหาชน) (สำนักงานใหญ่) (อาคารธราพัฒนาการ)	7
2	การประชุมหารือเพื่อเชิญชวนเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ สถาบันการแพทย์จักรีนฤเบดินทร์ คณะแพทยศาสตร์ โรงพยาบาลรามาธิบดี	23 พ.ย. 65	ห้องประชุม 6 B ใหญ่ ชั้น 6 อาคารศูนย์การเรียนรู้ สถาบันการแพทย์จักรีนฤเบดินทร์ คณะแพทยศาสตร์ โรงพยาบาลรามาธิบดี	11
3	การประชุมหารือเพื่อเชิญชวนเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ บริษัท เจริญโภคภัณฑ์อาหาร จำกัด (มหาชน)	30 พ.ย. 65	ห้องประชุม ก (ก่อสร้างกลาง) บริษัท เจริญโภคภัณฑ์อาหาร จำกัด (มหาชน)	9

ครั้งที่	การจัดประชุมฯ	วัน/เดือน/ปี	รูปแบบ/สถานที่	จำนวน (ท่าน)
4	การประชุมหารือเพื่อเชิญชวนเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ร่วมกับกลุ่มอุตสาหกรรมยาง สมาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย	6 ธ.ค. 65	ห้องประชุมโตโยต้า ชั้น 10 สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย	4
5	การประชุมหารือเพื่อเชิญชวนเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ร่วมกับบริษัท ที.ซี.ซี. เทคโนโลยี จำกัด	8 ธ.ค. 65	ห้องประชุม Mirror Meeting Room อาคาร Empire Tower 1 ชั้น 30 บริษัท ที.ซี.ซี. เทคโนโลยี จำกัด	13
6	การประชุมสรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566	30 ม.ค. 67	ห้องประชุมพญาไท 3 ชั้น 6 โรงแรมอีสติน แกรนด์ พญาไท กรุงเทพมหานคร	48
7	การสัมมนาสรุปผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566	22 เม.ย. 67	ห้องบอลรูม โรงแรมอมารี ประตูน้ำ กรุงเทพมหานคร	104
หมายเหตุ: ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษาโครงการฯ				196

6.3 การสนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ.

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ดำเนินงานในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.7) รวมถึงงานอื่น ๆ ที่ได้รับมอบหมาย ทั้งนี้ ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ในการประชุม/หารือในประเด็นต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการขับเคลื่อนโครงการนำร่องฯ ให้ประสบผลสำเร็จ รวมทั้งสิ้น 14 งาน รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

- 1) การประชุมหารือเพื่อติดตามความคืบหน้าการดำเนินโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ 3 การไฟฟ้า (ครั้งที่ 1) วันศุกร์ที่ 9 กันยายน 2565 เวลา 10.00 น.
- 2) การประชุมเพื่อเชิญชวนผู้ประกอบการเข้าร่วมโครงการ นำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566 (ครั้งที่ 1) วันจันทร์ที่ 19 กันยายน 2565 เวลา 09.30 น.
- 3) การประชุมเพื่อเชิญชวนผู้ประกอบการเข้าร่วมโครงการ นำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566 (ครั้งที่ 2) วันอังคารที่ 20 กันยายน 2565 เวลา 09.30 น.
- 4) การประชุมหารือเพื่อติดตามความคืบหน้าการดำเนินโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ 3 การไฟฟ้า (ครั้งที่ 2) วันศุกร์ที่ 30 กันยายน 2565 เวลา 10.00 น.
- 5) การประชุมหารือชี้แจงรายละเอียดโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ บริษัท ชีโน-ไทย เอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ คอนสตรัคชั่น จำกัด (มหาชน) วันอังคารที่ 25 ตุลาคม 2565 เวลา 13.45 น.
- 6) การประชุมหารือเพื่อติดตามความคืบหน้าการดำเนินโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ 3 การไฟฟ้า (ครั้งที่ 3) วันพฤหัสบดีที่ 27 ตุลาคม 2565 เวลา 10.00 น.
- 7) การประชุมหารือเพื่อติดตามความคืบหน้าการดำเนินโครงการนำร่องฯ ร่วมกับผู้รวบรวมโหลด (กฟน./กฟภ.) วันจันทร์ที่ 21 พฤศจิกายน 2565 เวลา 09.30 น.
- 8) การประชุมประเด็นภาษีของโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ระหว่าง สนพ. กฟภ. กรมสรรพากร และ ปตท. วันพฤหัสบดีที่ 26 มกราคม 2566 เวลา 13.30 น.

- 9) การประชุมหารือเพื่อติดตามความคืบหน้าการดำเนินโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ กฟผ. และ กฟน. วันศุกร์ที่ 3 กุมภาพันธ์ 2566 เวลา 14.00 น.
- 10) การประชุมหารือ เรื่อง “การระบุประเภทสัญญาการรับซื้อการตอบสนองด้านโหลด” ร่วมกับ กรมสรรพากร วันพุธที่ 8 กุมภาพันธ์ 2566 เวลา 10.00 น.
- 11) การประชุมหารือเพื่อติดตามความคืบหน้าการดำเนินโครงการนำร่องฯ ร่วมกับ 3 การไฟฟ้า (ครั้งที่ 4) วันจันทร์ที่ 20 มีนาคม 2566 เวลา 13.30 น.
- 12) การประชุมหารือทิศทางการดำเนินโครงการนำร่องฯ ในระยะถัดไป ร่วมกับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค วันศุกร์ที่ 15 กันยายน 2566 เวลา 10.00 น.
- 13) การประชุมหารือทิศทางการดำเนินโครงการนำร่องฯ ในระยะถัดไป ร่วมกับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย วันพุธที่ 18 ตุลาคม 2566 เวลา 10.00 น.
- 14) การประชุมหารือทิศทางการดำเนินโครงการนำร่องฯ ในระยะถัดไป ร่วมกับ การไฟฟ้านครหลวง วันศุกร์ที่ 27 ตุลาคม 2566 เวลา 10.00 น.

นอกจากนี้ ตลอดระยะเวลาโครงการ 20 เดือน ที่ปรึกษาได้สนับสนุนเจ้าหน้าที่ สนพ. ดำเนินงานในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงการนำร่องฯ รวมถึง งานอื่น ๆ ที่ได้รับมอบหมาย รวมจำนวนทั้งสิ้น 18 งาน

7. สรุปผลภาพรวมโครงการนำร่องฯ และข้อเสนอแนะการขยายผลระยะต่อไป

ที่ปรึกษาจะดำเนินการสรุปผลภาพรวมโครงการนำร่องฯ พร้อมทั้งข้อเสนอแนะในการขยายผลการดำเนินงานให้เป็นไปตามเป้าหมายในระยะต่อไป (สอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.4) ในส่วนของการดำเนินมาตรการการตอบสนองด้านโหลด และกระบวนการเบิกจ่ายเงินอุดหนุนภายใต้โครงการนำร่องฯ รายละเอียดมีดังนี้

7.1 รวบรวมปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ รวมถึงข้อเสนอแนะการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านโหลดในระยะต่อไป ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.1.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะ DRCC

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ รวมถึงข้อเสนอแนะการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านโหลดในระยะต่อไป ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะ DRCC โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 10 ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟผ.

ประเด็น	ปัญหาและอุปสรรค	แนวทางแก้ไข
ปัญหาความขัดข้องทางเทคนิค	ระบบ LAMS ของผู้รวบรวมโหลดเกิดเหตุขัดข้องทางเทคนิคและ/หรือมีการปรับปรุงระบบโดยไม่แจ้งให้ DRCC รับทราบล่วงหน้า	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - มีการกำหนดรูปแบบการแจ้งเตือนและขั้นตอนปฏิบัติ โดยใช้ช่องทาง Email ในการประสานงานเหตุขัดข้อง โดยกรณีระบบ

ประเด็น	ปัญหาและอุปสรรค	แนวทางแก้ไข
	● ทำให้ระบบ LAMS ไม่สามารถรับ/ตอบรับการสั่งเรียกมาตรการ DR รวมถึงการรับส่งข้อมูลที่ใช้สำหรับการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (CBL) ในระดับขายส่งขาดความต่อเนื่อง	DRMS และ/หรือ LAMS เกิดปัญหาขัดข้องและเพิ่มช่องทางการแจ้งเตือนผ่านช่องทาง Line ของผู้ประสานงานของแต่ละหน่วยงาน
ความไม่สมบูรณ์ของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและข้อจำกัด/ความขัดข้องของเครื่องวัดไฟฟ้า	● การนำส่งข้อมูลของผู้รวบรวมโหลดมีความล่าช้าของข้อมูล ด้วยข้อจำกัดของระบบมิเตอร์ของผู้เข้าร่วมโครงการ ● ความไม่สมบูรณ์ของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในหลายช่วงเวลา สาเหตุหลักเกิดจากระบบเครื่องวัดไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการมีการปรับปรุง เกิดการชำรุดเสียหาย เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ และเกิดข้อขัดข้องระบบสื่อสารของเครื่องวัด ● ส่งผลการดำเนินการในภาพรวมและกระทบต่อการพิจารณาผลการดำเนินการมาตรการ DR ในระดับขายส่ง	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ ● กรณีพบความไม่สมบูรณ์ของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าให้ LA ดำเนินการจัดส่งข้อมูลในรูปแบบ Excel File ย้อนหลังตลอดช่วงเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง ● กรณี LA ตรวจพบความขัดข้องของเครื่องวัดไฟฟ้า และ/หรือ ไม่สามารถรวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการได้ทั้งหมดให้ประสานงานแจ้ง DRCC ทราบความไม่สมบูรณ์ดังกล่าวทันที และนำส่งข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังครอบคลุมเหตุการณ์ดังกล่าวในรูปแบบ Excel File หรือ Web Service
ข้อจำกัดระบบที่ใช้สำหรับการดำเนินการของแต่ละหน่วยงาน	● เนื่องจากแต่ละหน่วยงานได้มีผู้พัฒนาระบบสำหรับการดำเนินการมาตรการ DR ที่หลากหลาย ส่งผลให้ผู้รวบรวมโหลดแต่ละรายมีข้อจำกัดที่แตกต่างกัน อาทิ - ผู้รวบรวมโหลด กฟภ. ไม่สามารถเรียกข้อมูล Report ย้อนหลังจากการดำเนินการได้ - ผู้รวบรวมโหลด กฟน. ไม่สามารถส่งข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (Actual kW) นอกช่วงเวลาดำเนินการได้	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ ● ประสานงานและหารือร่วมกันระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อดำเนินการ DR ภายใต้ข้อจำกัดของแต่ละหน่วยงาน ทั้งนี้ ได้จัดทำ Web Service สำหรับการรับส่งข้อมูลแบบ Machine to Machine เพื่อลดกระบวนการดำเนินงานของผู้ปฏิบัติงานที่อาจเกิดข้อผิดพลาดระหว่างการจัดทำข้อมูลได้

ในมุมมองของ กฟผ. ในฐานะ DRCC เมื่อพิจารณาในภาพรวมครอบคลุมทุก ๆ ประเด็น สามารถสรุปได้ว่า การดำเนินงานโครงการนำร่องฯ ประสบผลความสำเร็จไปได้ด้วยดี ทั้งในส่วนของนโยบายและระบบสั่งการ DR มีความพร้อมในการพัฒนาและดำเนินการสั่งการต่อไปในอนาคต ซึ่งการดำเนินงานที่ผ่านมาได้มีการวางรากฐานที่มั่นคงในทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องและทุกหน่วยงานได้มีการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานไว้แล้วเสร็จ จึงเห็นควรสนับสนุนและผลักดันเพื่อยุติการดำเนินการ DR ประเทศต่อไป เพื่อให้เป็นเครื่องมือในการเพิ่มความยืดหยุ่นและความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าของประเทศในอนาคต อีกทั้งการต่อยอดดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนผ่านของระบบไฟฟ้าไปสู่ระบบไฟฟ้าที่มีความทันสมัย (Grid Modernization) มากยิ่งขึ้น

ตารางที่ 11 สรุปข้อเสนอแนะในการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้าน DR ในระยะต่อไปของ กฟผ.

ประเด็น	ข้อเสนอแนะ
นโยบายการขับเคลื่อน	ควรมีการพิจารณาสนับสนุนโครงการ DR ต่อไปในอนาคต โดยการพิจารณาบรรจุเป้าหมาย DR ลงในแผน PDP รวมถึงการประสานเชื่อมโยงกับหน่วยงานกำกับดูแล การสร้างความเข้าใจ/ความรู้กับภาคผู้ใช้ไฟฟ้า/ภาคประชาชน
การกำกับดูแล	ประเด็นปัญหาต่าง ๆ ที่อาจเชื่อมโยงถึงการกำกับดูแลในกิจการ DR ที่อาจขึ้นในอนาคต สามารถรวบรวมได้จากผลการดำเนินงานในโครงการนี้ ซึ่งเป็นการถอดบทเรียน (Lesson learned) ที่ดีสำหรับนำไปปรับใช้ต่อไป
เงื่อนไขการสั่งการ DR	- ความต้องการไฟฟ้าสุทธิสูงสุดมีแนวโน้มเกิดขึ้นในช่วงหัวค่ำ ดังนั้น การสั่งเรียกมาตรการ DR ในช่วงหัวค่ำจึงได้รับประโยชน์สูงกว่า นอกจากนี้ การยกเว้นการสั่งเรียกในวัน Off Peak อาจทำให้ละเลยวันที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงไปได้ ดังนั้น การกำหนดเงื่อนไขการสั่งเรียก DR ในระยะถัดไปอาจปรับเปลี่ยนให้มีความยืดหยุ่นในการสั่งการมากขึ้น เพื่อให้เป็นประโยชน์ต่อภาพรวมของประเทศ - การสั่งเรียก DR ของ NCC ควรพิจารณาตามหลักการจัดสรรการผลิตในทางเศรษฐศาสตร์ที่ไม่ควรมีข้อจำกัดไม่เกิน 6 ครั้งต่อเดือน โดย NCC จะสั่งเรียก DR เมื่อมีต้นทุน EP ต่ำกว่า ต้นทุนหน่วยสุดท้ายของระบบในเวลานั้น อย่างไรก็ตาม ภายใต้โครงการนำร่องซึ่งผู้เข้าร่วมโครงการยังต้องอาศัยเวลาในการวางแผนเพื่อปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า ดังนั้น จึงเห็นว่าประเด็นดังกล่าวมีความเหมาะสมผลในทางปฏิบัติ - การสั่งเรียกมาตรการล่วงหน้า 1 วัน เป็นขั้นตอนที่สอดคล้องกับการวางแผนการผลิตของ NCC มากที่สุด
การดำเนินงานของ NCC	- NCC สามารถสั่งเรียก DR ได้ค่อนข้างตรงกับวันที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง โดยคิดเป็นค่าเฉลี่ยประมาณร้อยละ 61 พิจารณาจากลำดับวันที่สามารถสั่งมาตรการ DR ตามเงื่อนไขของมติ กพข. และไม่พิจารณาวัน Off-Peak ซึ่งเทียบกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของเดือน - อย่างไรก็ดี การสั่งเรียกมาตรการ DR ในหลายเดือนมีลักษณะเรียงวันติดกัน อันเนื่องมาจากสมมติฐานที่ว่า การใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามสภาพอากาศ ซึ่งแนวทางการพัฒนาในระยะต่อไป ควรพิจารณานำพฤติกรรมผู้เข้าร่วมโครงการไปพิจารณาประกอบการสั่งเรียกมาตรการ DR ด้วย รวมถึงต้องมีการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้มีความแม่นยำมากขึ้น
การดำเนินงานของ DRCC	- DRCC สามารถสั่งการมาตรการ DR ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b ได้ตามเป้าหมายจำนวน 6 ครั้งต่อเดือน คิดเป็นระยะเวลาทั้งสิ้น 216 ชั่วโมง รวมทั้งสามารถแจ้งเตือนล่วงหน้าทางอีเมลได้ครบถ้วน โดยสั่งการไปที่ LA จำนวน 2 ราย (กฟน. และ กฟภ.) โดย DRCC มีความพร้อมในการทำงานร้อยละ 100 - ทั้งนี้ DRCC จะมีการพัฒนาการเชื่อมต่อกับ NCC แบบอัตโนมัติ เพื่อรองรับการสั่งการแบบ Fast Demand Response ได้
การดำเนินงานของ LA	- LA สามารถปฏิบัติตามภารกิจตามที่ DRCC สั่งการได้ครบทุกมาตรการ แม้ว่าอาจมีเหตุการณ์ขัดข้องในบางครั้งของระบบ LAMS แต่ด้วยการประสานงานระหว่างผู้ปฏิบัติการ DRCC และ LA ทำให้การดำเนินมาตรการ DR สำเร็จลุล่วงไปได้ - ในส่วนของการเชื่อมโยงข้อมูลรายงานค่าการใช้ไฟฟ้ายังคงเป็นประเด็นที่อาจจะต้องปรับปรุงให้ดียิ่งขึ้นตามมาตรฐาน OpenADR2.0b ให้รวดเร็วและครบถ้วนต่อไป
การส่งสัญญาณ Event เพื่อสั่งการ DR	หากระบบ LAMS ไม่เกิดปัญหาขัดข้องด้วยสาเหตุประการอื่น ระบบสามารถตอบกลับด้วยการส่งสัญญาณ Opt-in มาให้ DRCC รับทราบได้ทุกครั้ง ทั้งนี้ แนวทางการพัฒนาในระยะ

ประเด็น	ข้อเสนอแนะ
	ต่อไป ควรปรับปรุงรูปแบบการส่งมาตรการ DR โดยใช้จำนวน Event เท่ากับสำหรับ กฟน. และ กฟภ. รวมถึงควรเตรียมความพร้อมสำหรับการส่ง Event ในมาตรการอื่น ๆ ในอนาคต
การรับข้อมูลผ่าน Report	- หากพิจารณาเฉพาะประเด็นประสิทธิภาพของการรับ-ส่ง Report ตามมาตรฐานระหว่าง DRCC และ LA ระบบ DRMS ของ DRCC สามารถอ่าน Report ที่ส่งจาก LA ได้ครบทุกฉบับ หากพิจารณาในประเด็นของฟังก์ชันในการส่ง Report ของ LA พบว่า กฟภ. ยังไม่สามารถส่ง Report ย้อนหลังได้ และ กฟน. ยังไม่สามารถจัดส่ง Report ของค่าการใช้ไฟฟ้านอกช่วง มาตรการ DR ได้ - อย่างไรก็ตาม ทั้งสองกรณีดังกล่าวข้างต้น ผู้ปฏิบัติงาน DRCC และ LA ได้แก้ปัญหาด้วยการปรับปรุงข้อมูลด้วยไฟล์แบบ Manual และ Web Service ของ DRCC ไปพลางก่อน ทั้งนี้ แนวทางการพัฒนาในระยะต่อไป ควรปรับปรุงการส่งข้อมูล Report ให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในมาตรฐาน OpenADR2.0b
ข้อมูลการใช้ไฟฟารวมจาก LA	- ข้อมูลยังพบความผิดพลาดเนื่องจากมิเตอร์ของผู้เข้าร่วมโครงการชำรุด ทั้งนี้ ข้อมูลที่ผิดพลาดได้รับการแก้ไขและส่งผ่านไฟล์ Excel จากนั้นผู้ปฏิบัติงานของ DRCC จึงนำข้อมูลเข้าสู่ระบบ (ไม่เป็น Machine to Machine) - ความถูกต้องและความน่าเชื่อถือของข้อมูลจึงเป็นประเด็นที่ควรให้ความสนใจเป็นพิเศษจากผู้เกี่ยวข้องทุกภาคส่วน อาจต้องพิจารณามาตรการเพื่อรองรับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากความน่าเชื่อถือของค่าวัดดังกล่าว นอกจากนี้ ควรมีการปรับปรุงระบบมิเตอร์/AMI ให้มีความเชื่อถือได้ (Reliability) ที่สูงขึ้น
การคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน	- การนำค่า CBL ของวิธีการที่เลือก ไปใช้ในการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจากการดำเนินมาตรการ DR ให้ผลลัพธ์ที่สามารถยอมรับได้และสอดคล้องกับศักยภาพการลดการใช้ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการตามข้อมูลที่ได้รับแจ้งจาก LA - อย่างไรก็ตาม วิธีการคำนวณค่า CBL ให้แม่นยำ โปร่งใส และเป็นที่ยอมรับจากทุกภาคส่วน ยังคงเป็นประเด็นที่น่าสนใจและควรศึกษาเพิ่มขึ้นต่อไป
การจัดทำ DR Transaction	- DRCC ได้จัดทำรายงานสรุปผลเสนอผ่านทางเว็บไซต์ DR Report ซึ่ง สนพ. LA ตลอดจนหน่วยงานที่เกี่ยวข้องสามารถเข้ามาตรวจสอบข้อมูลได้ อย่างไรก็ตาม ในอนาคตควรเพิ่มข้อมูลในเว็บไซต์ให้ครอบคลุมถึงการวิเคราะห์ข้อมูลของการดำเนินงาน DR ด้วย - ทั้งนี้ เพื่อเป็นการวางแนวทางสำหรับการดำเนินงาน DR ในอนาคต ที่ควรมีช่องทางการรายงานผลการดำเนินงานกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียให้เป็นรูปแบบสากลพร้อมทั้งรับความคิดเห็นได้
แหล่งทรัพยากร DR	- DRCC มองเห็นพฤติกรรมของแหล่งทรัพยากร DR ผ่านทางข้อมูลที่ได้รับจาก LA ซึ่งเป็นพฤติกรรมโดยรวม พบว่า ในช่วงหัวค่ำเป็นกลุ่มอุตสาหกรรมมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่สามารถบริหารจัดการได้สะดวก รวมถึงศักยภาพการลดการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากร DR กลับมีแนวโน้มลดลงเมื่อ DRCC ส่งการ DR ในวันดำเนินมาตรการติดกัน - ทั้งนี้ จากเหตุการณ์ดังกล่าว จำเป็นต้องพิจารณาโดยอาศัยหลักการ Trade off กัน ระหว่างมุมมองด้านการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าและพฤติกรรมการปรับลดการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป รวมถึงการศึกษาพฤติกรรมของผู้เข้าร่วมโครงการเป็นประเด็นที่สำคัญต่อประสิทธิภาพของการดำเนินมาตรการ DR และควรให้ความรู้ ความเข้าใจ ในการปรับลดการใช้ไฟฟ้าเพื่อนำไปพัฒนาศักยภาพ DR Resource ต่อไป
บันทึกข้อตกลง (Memorandum of Agreement: MOA)	หากในอนาคต ภาคนโยบายกำหนดให้นำเทคโนโลยี DR มาใช้เป็นเครื่องมือหลักในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าและพิจารณาการดำเนินงานของ LA ในรูปแบบกิจการที่ให้บริการด้าน DR

ประเด็น	ข้อเสนอแนะ
	ข้อตกลงระหว่าง DRCC และ LA อาจจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนโดยเพิ่มเติมมุมมองทางด้านกฎหมายมากขึ้น ซึ่งอาจทำในรูปแบบสัญญาซื้อขายบริการ DR
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการตอบสนองด้านโหลด	- กฟผ. ได้จัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการตอบสนองด้านโหลด (DR Code) และนำมาใช้เป็นกรณีศึกษา/แนวทางในการปฏิบัติงานภายใต้โครงการนำร่องฯ ในปี พ.ศ. 2566 ด้วย - อย่างไรก็ตาม จากการดำเนินงานที่ผ่านมา อาจมีข้อกำหนดบางข้อที่ได้รับการผ่อนปรนไปบ้าง เนื่องจากข้อจำกัดของระบบ LAMS ซึ่งควรรวบรวมประเด็นทางด้านการปฏิบัติการที่ได้รับจากโครงการนำร่องฯ ครั้งนี้ เพื่อนำไปปรับปรุง DR Code ในอนาคตต่อไป
มุมมองเชิงปฏิบัติการ	- ผู้ปฏิบัติการเกิดความตระหนักรู้การนำเทคโนโลยี DR มาใช้ในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า แม้ว่าแหล่งทรัพยากร DR ในโครงการนี้จะมีปริมาณไม่มากนักและไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้า แต่ในอนาคต DR อาจเป็นเครื่องมือหนึ่งที่ช่วยสร้างความยืดหยุ่นให้ระบบแทนโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ - เงินค่าตอบแทนที่ส่งผ่านไปยังผู้เข้าร่วมโครงการควรพิจารณาในอัตราที่เหมาะสม นอกจากนี้เงื่อนไขในการสั่งการที่กำหนดจำนวนครั้งต่อเดือนยังเป็นข้อจำกัดที่ NCC ต้องสั่งการ DR ทั้งที่ในบางกรณีต้นทุนการผลิตหน่วยสุดท้ายอาจต่ำกว่าอัตราค่าตอบแทนของ DR จึงควรมีการกำหนดเงื่อนไขการสั่งเรียกมาตรการ DR ที่เหมาะสม สอดคล้องกับการวางแผนการผลิตไฟฟ้า - เกิดการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure) เชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน./กฟภ.) ที่มีกลไกการสั่งมาตรการ DR ลงไปถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการฯ

นอกจากนี้ จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟผ. ได้สรุปความพร้อมในการเป็น DRCC สำหรับการดำเนินมาตรการ DR ในระยะต่อไป ดังนี้

- พัฒนาศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) เพื่อใช้เป็นศูนย์สำหรับการสั่งมาตรการ DR ของประเทศไทย โดยสามารถเชื่อมโยงและสั่งการไปยัง LA ได้อย่างครบถ้วนตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b ทั้งนี้ DRCC มีค่าความพร้อมในการทำงาน (Availability) 100%
- บรรจุนโยบาย DRCC เป็นแผนปฏิบัติการรองรับแผนวิสาหกิจ กฟผ. ปี 2566 – 2570
- NCC นำ DR มาใช้สำหรับวางแผนการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้า 1 วัน (Day-ahead) โดยพิจารณาจากวันที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง และสามารถทำได้ค่อนข้างแม่นยำ
- มีโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure) เชื่อมโยงระหว่าง NCC-DRCC-LA ที่มีกลไกการสั่งการลงไปถึงผู้ใช้ไฟฟ้า
- จัดตั้ง “โครงการพัฒนาเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่ (Grid Modernization Technology Development Project)” พร้อมทั้งจัดเตรียมบุคลากรสำหรับรองรับการดำเนินงาน DR ในอนาคต

7.1.2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ รวมถึงข้อเสนอแนะการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านโหลดในระยะต่อไป ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 12 ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟภ.

ประเด็น	ปัญหาและอุปสรรค	แนวทางแก้ไข
ช่วงการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ	การสร้าง ความเข้าใจ รายละเอียดโครงการนำร่องฯ ให้แก่ผู้สนใจเข้าร่วมโครงการ ซึ่งเป็นเรื่องใหม่ มีความซับซ้อน และมีระยะเวลาจำกัด ส่งผลกระทบต่อการตัดสินใจเข้าร่วมโครงการ	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - จัดประชุมเพื่ออธิบายรายละเอียดและสร้างความเข้าใจให้แก่ผู้สนใจ ในช่วงการประกาศรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ - ทั้งนี้ ควรมีระยะเวลาให้ LA ได้ประชาสัมพันธ์มากขึ้น เพื่อสร้างความเข้าใจกับผู้สนใจสมัครเข้าร่วมโครงการ
การส่งการและเชื่อมโยงข้อมูล	เกิดเหตุขัดข้องในการใช้งานระบบ LAMS ของ กฟภ. จึงทำให้ผู้รวบรวมโหลด (กฟภ.) และผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ของ กฟภ. ไม่สามารถใช้งานระบบ LAMS ได้ชั่วคราว	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - กฟภ. ได้เรียกประชุมหน่วยงานที่เกี่ยวข้องภายในด่วน เพื่อหาแนวทางการจัดการและเตรียมความพร้อมในกรณีเกิดเหตุขัดข้อง และประสานกับผู้พัฒนาระบบ LAMS ให้ดำเนินการแก้ไขให้กลับมาใช้งานได้ตามปกติ - กฟภ. ได้ประสานกับ กฟผ. ทันทีเมื่อทราบว่ามีระบบ LAMS เกิดเหตุขัดข้อง เพื่อกำหนดแนวทางการแก้ไขปัญหาดังกล่าวผ่าน Email
	เกิดปัญหาเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (AMR) ชำรุด ส่งผลให้ไม่สามารถส่งข้อมูลให้แก่ DRCC ได้บ้างราย	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - กฟภ. ดำเนินการปรับปรุงข้อมูลกรณีมิเตอร์ AMR แสดงค่าคลาดเคลื่อนหรือไม่สามารถอ่านหน่วยได้ โดยอ้างอิงตามสัญญาบริการการตอบสนองด้านโหลดสำหรับโครงการนำร่องฯ - อย่างไรก็ดี แนวทางการแก้ไขปัญหาในระยะยาว ควรพัฒนาการเชื่อมโยงข้อมูลมิเตอร์ให้เป็นแบบ API
การจัดสรรเงินอุดหนุนสำหรับค่าตอบแทน DR มีความล่าช้า	- เนื่องจาก สนพ. ได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า สำนักงาน กฟภ. ลำบาก ส่งผลทำให้ กฟภ. ไม่สามารถจ่ายค่าตอบแทนให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการได้ - ผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ได้มีการติดต่อสอบถามเกี่ยวกับการจ่ายค่าตอบแทนมาเป็นจำนวนมาก อาจส่งผลต่อภาพลักษณ์และความเชื่อมั่นในการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดของส่วนที่เกี่ยวข้องในอนาคต	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ เมื่อ กฟภ. ได้รับเงินจาก สนพ. แล้ว ได้ดำเนินการเร่งจ่ายเงินให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการให้เป็นไปตามกรอบเวลาที่กำหนด

จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟภ. ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA) สามารถประเมินผลความสำเร็จได้ว่า การรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ มีจำนวนผู้ผ่านการคัดเลือกและทำสัญญา 50 ราย ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวม 35.7 เมกะวัตต์ สามารถส่งเรียกมาตรการ DR ไปยังผู้เข้าร่วมโครงการผ่านระบบ LAMS ได้ตามแผนตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงธันวาคม 2566 โดยมีประสิทธิภาพรวมเฉลี่ยร้อยละ 104.7

นอกจากนี้ เมื่อสิ้นสุดโครงการผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ หลายรายมีความสนใจและมีการสอบถามถึงนโยบายการดำเนินโครงการในระยะถัดไป และมีความพึงพอใจในการเข้าร่วมมาตรการ DR อีกด้วย ทั้งนี้ สามารถสรุปข้อเสนอแนะในการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้าน DR ของ กฟผ. ในระยะต่อไป ได้ดังนี้

ตารางที่ 13 สรุปข้อเสนอแนะในการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้าน DR ในระยะต่อไปของ กฟผ.

ประเด็น	ข้อเสนอแนะ
ปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดขั้นต่ำ	ในการขยายผลโครงการในอนาคต ควรมีการพิจารณาปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดขั้นต่ำที่ 50 กิโลวัตต์ เพื่อให้ได้มาซึ่งผู้เข้าร่วมโครงการกลุ่มตัวอย่างที่สามารถตอบสนองด้านโหลดเพื่อทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้อย่างแท้จริง
พิจารณาผลตอบแทนให้กับ LA	- เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าเสียโอกาสจากรายได้ค่าไฟฟ้าที่สูญเสียไปและมีต้นทุนค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในการดำเนินกิจกรรม เช่น ค่าจัดทำและบำรุงรักษาระบบ LAMS ค่าบุคลากร ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เป็นต้น - จึงควรมีการพิจารณาผลตอบแทนให้กับผู้รวบรวมโหลด (LA) ในระยะถัดไป
ดึงดูดผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ที่มีศักยภาพ	ควรมีการดึงดูดผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ปี 2565 – 2566 ที่มีศักยภาพ เพื่อมาเข้าร่วมโครงการการตอบสนองด้านโหลดในระยะถัดไป โดยพิจารณาจากความสามารถการปรับลดการใช้พลังงาน (DR Performance Ratio)
ระบุประเภทสัญญาการรับซื้อการตอบสนองด้านโหลด	ควรมีหนังสือการพิจารณาประเภทสัญญาการรับซื้อการตอบสนองด้านโหลดจากกรมสรรพากร เพื่อให้เกิดความชัดเจนในการดำเนินโครงการการตอบสนองด้านโหลดในระยะถัดไป
กำหนดอัตราค่าชดเชย (AP, EP) เป็นอัตราไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม	ขอเสนอให้ในการขยายผลระยะถัด ๆ ไป ควรกำหนดอัตราค่าชดเชย (AP และ EP) เป็นอัตราไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม เพื่อไม่ให้เกิดโอกาสผิดพลาดในการคิดย้อนจากอัตราค่าชดเชยก่อนคิดภาษี มูลค่าเพิ่มเป็นอัตราค่าชดเชยรวมคิดภาษีมูลค่าเพิ่มของผู้เข้าร่วมโครงการ
พัฒนาการอัปเดตข้อมูลมิเตอร์ให้ DRCC แบบอัตโนมัติ	ปัจจุบันระบบ LAMS ส่งข้อมูลพลังงานรายโปรแกรมให้ DRCC (กฟผ.) แบบทุก 15 นาทีเท่านั้น ทำให้ยังไม่สามารถปรับปรุงแบบอัตโนมัติ จึงขอเสนอให้ในการขยายผลระยะถัด ๆ ไป ระบบ LAMS ควรพัฒนาการอัปเดตข้อมูลมิเตอร์ให้ DRCC แบบอัตโนมัติ
การจัดสรรเงินอุดหนุนสำหรับค่าตอบแทน DR	เนื่องจาก ผู้เข้าร่วมโครงการมีการติดตามและสอบถามเรื่องการจ่ายเงินค่าตอบแทน DR หลังจากที่มีการดำเนินมาตรการเสร็จสิ้นในแต่ละเดือนเป็นจำนวนมาก หากผู้บริหารโครงการสามารถจัดสรรเงินอุดหนุนได้อย่างรวดเร็ว จะส่งผลต่อภาพลักษณ์และความเชื่อมั่นในการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดของส่วนที่เกี่ยวข้องในอนาคต

นอกจากนี้ จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟผ. ได้สรุปความพร้อมในการเป็นผู้รวบรวมโหลด (LA) สำหรับการดำเนินมาตรการ DR ในระยะต่อไป ดังนี้

- พัฒนาเชื่อมโยงข้อมูลแบบ API และพัฒนาแพลตฟอร์ม LAMS ให้สามารถใช้งานได้แบบ One Stop Service
- พัฒนาแพลตฟอร์ม LAMS ในส่วนของโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดให้สามารถรองรับได้ทั้งด้านนโยบาย (Policy) และสามารถนำไปใช้งานได้ในรูปแบบมาตรฐานสากลในอนาคต

7.1.3 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ รวมถึงข้อเสนอแนะการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านโหลดในระยะต่อ ๆ ไป ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 14 ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟน.

ประเด็น	ปัญหาและอุปสรรค	แนวทางแก้ไข
ช่วงการรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ	การสร้างความเข้าใจรายละเอียดโครงการนำร่องฯ ให้แก่ผู้ที่สนใจเข้าร่วมโครงการ ซึ่งเป็นเรื่องใหม่ มีความซับซ้อน และมีระยะเวลาจำกัด ส่งผลกระทบต่อการตัดสินใจเข้าร่วมโครงการ	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ จัดประชุมเพื่ออธิบายรายละเอียดและสร้างความเข้าใจให้แก่ผู้สนใจ ในช่วงการประกาศรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ
	Smart Meter ของ กฟน. รุ่นที่สามารถเชื่อมโยงข้อมูลไปยังระบบ LAMS ได้ยังมีจำนวนไม่ครอบคลุม	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - ปรับปรุงประกาศรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ระยะที่ 2 ของ กฟน. ให้สามารถรองรับมิเตอร์ AMR ได้ โดยอาศัยการเชื่อมโยงและส่งข้อมูลจาก LA ไปยัง DRCC ผ่าน Web Service - กฟน. ได้ประสานงานกับทีมมิเตอร์ของ กฟน. ให้ช่วยพิจารณาในเชิงเทคนิค เนื่องจาก LAMS ไม่ได้มีการพัฒนาแยก จึงมีความเชื่อมโยงกับระบบงานอื่น ๆ
การส่งการและเชื่อมโยงข้อมูล	การส่งข้อมูลจากมิเตอร์ยังมีความล่าช้า/ความไม่สมบูรณ์ของข้อมูล เนื่องจากข้อจำกัดของโครงสร้างพื้นฐานของระบบสื่อสารและปัญหาเชิงเทคนิคของมิเตอร์	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - เจ้าหน้าที่ของ กฟน. ประสานงานกับฝ่ายมิเตอร์เพื่อตรวจสอบข้อมูล แล้วนำส่งข้อมูลแก้ไขใน กฟน. ผ่านทาง Web Service - ส่งเจ้าหน้าที่ไปตรวจสอบอุปกรณ์สื่อสารและแก้ไขปัญหาที่หน้างาน
	การรับส่งการแจ้งเตือน และกระบวนการ Opt-In ของ กฟน. ไม่สำเร็จ ด้วยสาเหตุการขัดข้อง/การปรับปรุงระบบ MDMS	✓ ดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จ - ประสานงานระหว่างผู้ปฏิบัติงานของ กฟน. และ กฟผ. แล้วมีการส่งสัญญาณแจ้งเตือนใหม่ รวมถึงดำเนินการ Opt-in ในรูปแบบ Manual สำหรับการดำเนินการต่อไป - กฟน. มีการส่ง Email Manual และสื่อสารทาง Line Application กับผู้ใช้ไฟฟ้า ขนานไปภายหลังจากที่ได้รับ Email แจ้ง Event จาก กฟผ.
	- การส่งข้อมูล Load Profile ของกลุ่มผู้เข้าร่วมโครงการฯ ด้วยระบบ LAMS ไปยัง DRCC ทำได้ไม่สมบูรณ์ เนื่องจาก - Feature ของการส่งรายงานข้อมูล Load Profile (Report) ของระบบ LAMS ยังทำได้ไม่ครบถ้วน	✓ เตรียมความพร้อมในระยะต่อไป กฟน. พัฒนากลไกเพิ่มเติมในการดึงข้อมูล Load Profile จาก Database ของ Smart Meter ทั้ง 2 ระบบ แล้วพัฒนา API ส่งข้อมูลให้ กฟผ. อัตโนมัติ

ประเด็น	ปัญหาและอุปสรรค	แนวทางแก้ไข
	ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมบางส่วนติดตั้ง Smart Meter ที่ระบบ LAMS ไม่สามารถอ่านข้อมูลมาประมวลผลได้	

จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟน. ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA) สามารถประเมินผลความสำเร็จได้ว่า โครงการนำร่องฯ เป็นการเปิดโอกาสให้ผู้ไฟฟ้าเข้ามาทดลองปรับปรุงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นส่วนสำคัญในการขยายฐานผู้ใช้ไฟฟ้าเตรียมขยายผลในอนาคต รวมถึงเปิดโอกาสให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ทดลองดำเนินการมาตรการ DR ด้วยกระบวนการใกล้เคียงความจริง เพื่อให้เห็นปัญหาอุปสรรคสำหรับปรับปรุงต่อไปในอนาคต ทั้งนี้ สามารถสรุปข้อเสนอแนะในการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้าน DR ของ กฟน. ในระยะต่อไป ได้ดังนี้

ตารางที่ 15 สรุปข้อเสนอแนะในการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้าน DR ในระยะต่อไปของ กฟน.

ประเด็น	ข้อเสนอแนะ
กระบวนการรับสมัครผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ	- ปรับปรุงคุณสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนที่โครงการปัจจุบันมีการจำกัดผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้จาก Generator ของตนเอง ที่ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดีเซล หรือก๊าซธรรมชาติ - ในกระบวนการทดสอบ Performance Test ในระยะเวลาที่ผ่านมา กฟน. ใช้ผลการลดการใช้ไฟฟ้าจริง 1 ชั่วโมงเท่านั้น อย่างไรก็ตาม ในอนาคตน่าจะใช้ระยะเวลาการทดสอบเสมือนจริงและน่าจะอนุญาตให้ผู้ไฟฟ้าทดสอบ Performance Test ได้ 2 ครั้ง - ปรับปรุงกระบวนการสื่อสารกับผู้ไฟฟ้าในช่วงการพิจารณาคุณสมบัติผู้เข้าร่วมโครงการฯ โดยเฉพาะช่วง Performance Test เนื่องจากมีผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีศักยภาพหลายรายไม่ผ่าน Performance Test หรือได้รับ Contracted Capacity ต่ำ - ปรับปรุงการกำหนดคุณสมบัติเกี่ยวกับเครื่องวัดฯ ของผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น กรณีผู้ใช้ไฟฟ้ามีการติดตั้งเครื่องวัดฯ แบบ Summation Feed เป็นต้น - เพิ่มเติมการให้ความรู้เรื่องวิธีการลดการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสมกับมาตรการ DR ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า - ขยายระยะเวลาการรับสมัครผู้ใช้ไฟฟ้าที่สนใจเข้าร่วมโครงการฯ
กระบวนการประเมินผลการลดการใช้ไฟฟ้าและค่าตอบแทนการลดการใช้ไฟฟ้า	- ในระยะยาวควรพิจารณากำหนดบทบาทที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ในระยะเริ่มแรกยังไม่ควรมีบทบาท เพื่อสร้างฐานผู้ใช้ไฟฟ้าให้มาทดลองเข้าร่วมมาตรการก่อน - ทำการปรับปรุงรูปแบบการคำนวณ Incentive ให้สอดคล้องกับความต้องการของระบบไฟฟ้าของประเทศ เช่น การประเมินหน่วยการลดการใช้ไฟฟ้าภาพรวม 3 ชั่วโมง โดยมีการเฉลี่ยปริมาณการลดใช้ไฟฟ้าระหว่างช่วงเวลาที่ลดได้เกินเป้าหมายกับช่วงที่ลดได้ต่ำกว่าเป้าหมาย หรือการปิดค่าปริมาณการลดการใช้ไฟฟ้าที่ติดลบเป็นศูนย์ เป็นต้น
การปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง	ก่อนเริ่มโครงการฯ ควรมีความชัดเจนของประเด็นด้านกฎระเบียบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ตัวอย่างปัญหาที่พบในโครงการที่ผ่านมา เช่น ประเด็นการติดต่อการเชื่อมต่อในสัญญาซื้อขายการตอบสนองด้านโหลด เป็นต้น
การพัฒนาเทคโนโลยีรองรับการดำเนินงาน	ควรมีการพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT) ขึ้นมาสนับสนุนกระบวนการดำเนินโครงการฯ เพื่ออำนวยความสะดวกให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และลดระยะเวลาการทำงานของเจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้า
ผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายดำเนินการของการไฟฟ้า	ในระยะยาวควรพิจารณาประเด็นผลกระทบของการดำเนินโครงการนำร่องฯ ที่มีต่อค่าใช้จ่ายดำเนินงานของการไฟฟ้า

นอกจากนี้ จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของ กฟน. ได้สรุปความพร้อมในการเป็นผู้รวบรวมโหลด (LA) สำหรับการดำเนินมาตรการ DR ในระยะต่อไป ดังนี้

- ขยายจำนวนการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะเพื่อเพิ่มฐานผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะเข้าร่วมโครงการ DR โดยแผนการดำเนินงานปี 2567 – 2568 และปี 2569 – 2570 ติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะครอบคลุมพื้นที่ 8 เขต และ 18 เขต จำนวนสะสม 0.26 ล้านชุด และ 1.02 ล้านชุด ตามลำดับ
- จัดทำโครงการเตรียมความพร้อม กฟน. เป็นผู้รวบรวมโหลด (Load Aggregator) และเพื่อรองรับกิจกรรมตามแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
- พิจารณาปรับปรุงคุณสมบัติ (Feature) ของซอฟต์แวร์ LAMS ให้เหมาะสมกับฟังก์ชันการใช้งานของโครงการในระยะถัดไป

7.1.4 รวบรวมปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของผู้เข้าร่วมโครงการ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมความคิดเห็น ปัญหาและอุปสรรค จากโครงการนำร่องฯ รวมถึงข้อเสนอแนะสำหรับภาคนโยบายสำหรับการนำไปพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระยะต่อไปของผู้เข้าร่วมโครงการ ผ่านการตอบแบบสอบถามผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 16 ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ของผู้เข้าร่วมโครงการ

ประเด็น	รายละเอียด
ความคิดเห็นเกี่ยวกับการเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ	● ขอขอบคุณ สนพ. ที่จัดทำโครงการดี ๆ แบบนี้ขึ้นมา ทางบริษัทรัฐกิจยูนิตที่ได้เข้าร่วมโครงการกับภาครัฐ ซึ่งโครงการนำร่องฯ เป็นอีกหนึ่งมาตรการที่สามารถนำมาเป็นแนวทางที่ใช้ในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ และยังได้รับผลตอบแทนในการทำมาตรการกลับคืนมาด้วย ● หลายบริษัทอยากให้มีการต่อเนื่อง เพื่อเป็นแรงจูงใจให้มีการลดพลังงาน ซึ่งมีความสนใจและยินดีเข้าร่วมโครงการในระยะถัดไป ● เป็นโครงการที่ดี ก่อให้เกิดประโยชน์ที่หลากหลาย ● การให้ผลตอบแทน เพื่อจูงใจให้ดำเนินการมาตรการ DR ยังอยู่ในเกณฑ์ที่ไม่สูงมาก เพื่อเชิญชวนให้เข้าร่วมโครงการ ● ขั้นตอนการดำเนินการมีความซับซ้อน และดำเนินการมาตรการ DR ได้ยาก เนื่องจากความต้องการของสินค้าของลูกค้าไม่มีเพิ่ม-ลดตลอดเวลา และควรแจ้งเตือนก่อนดำเนินการ
ปัญหาและอุปสรรคจากการเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ	● การสั่งเรียกมาตรการ DR ระยะเวลาติดกันมากเกินไป การแจ้งเตือนล่วงหน้าที่ไม่กระชั้นชิด ● การดำเนินการมาตรการ DR ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย โดยมีสาเหตุ อาทิ - ข้อจำกัดธุรกิจ จึงไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ตามเป้าหมาย - มีไฟฟ้าดับชั่วคราว ในช่วงเวลาดำเนินการทำให้ต้องเริ่ม Start Up เครื่องจักรใหม่ - การแจ้งปรับลดเป็นช่วงๆ มักเกิดความสับสน และการแจ้งล่วงหน้าแบบกระชั้นชิด ส่งผลต่อการดำเนินการไม่เป็นไปตามเป้าหมาย ● การตรวจสอบผลการดำเนินการมาตรการ DR ไม่เป็น Real Time ไม่สามารถทำได้ทันที ซึ่งการคำนวณยังต้องใช้เวลาในการดูข้อมูลย้อนหลัง และไม่ทราบผลภายในวันที่ทำการลดหรือวันถัดไป รวมถึงการคำนวณคิดผลตอบแทน และการคำนวณ Base Line ยังไม่ค่อยเข้าใจ ● การติดต่อประสานงานและการเบิกจ่ายค่าตอบแทนเรื่องเอกสารต่าง ๆ ยากให้น้อยลงและรวดเร็วเกินไป บางทีขั้นตอนเยอะไปอาจทำให้ผู้ประกอบการบางรายไม่อยากเข้าร่วม รวมถึง

ประเด็น	รายละเอียด
	ขั้นตอนการทำงานและประสานงานมีการซับซ้อน และการเบิกจ่ายล่าช้า ไม่ตรงตามเดือน/ตามเงื่อนไขในสัญญา อื่น ๆ อาทิ นโยบายของผู้บริหาร ความเข้าใจในโครงการของคนในองค์กร การสื่อสารให้ทุกคนร่วมมือช่วยปรับลดพลังงาน งบประมาณสนับสนุนภาครัฐในการปรับปรุงพัฒนาเครื่องจักร
ข้อเสนอแนะสำหรับการนำนโยบายสำหรับการนำไปพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในระยะถัดไป	- การรับสมัครเข้าร่วมโครงการ - เปิดรับการทดสอบเข้าโครงการเพิ่มอีก สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าที่ติดการทดสอบรอบแรก - เปิดรับสมัครกลุ่มบ้านเรือนหรือธุรกิจขนาดเล็ก หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่ำกว่าที่ระบุไว้ 60 KW - ควรขยายผลไปยังกลุ่มบริษัทที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. โดยตรงด้วย - การประสานงาน/สร้างความเข้าใจโครงการ - ในระยะนำร่องรายละเอียดบางอย่างยังไม่ชัดเจน - ควรเชิญผู้บริหารเข้าอบรมให้เข้าใจวิธีการทำที่ประสบความสำเร็จ หรือมีตัวอย่าง/กรณีศึกษาให้ผู้ปฏิบัติและผู้บริหารไปดูงานร่วมกัน - การแจ้งเตือน/สั่งเรียกมาตรการ DR - การแจ้งเตือนล่วงหน้าที่จะขึ้นขีด ควรมากกว่า 1 อาทิตย์ - แนะนำให้มีการทำมาตรการเพิ่มความถี่ในการทำ หรือกระจายวันที่ทำให้ทั่วถึงทุกวันของสัปดาห์ - ถ้าวันที่ทดสอบต่อเนื่องมากขึ้นแลกกับเงินคืนเข้าโครงการ - หากสามารถเลือกวันและระยะเวลาได้เองจะทำให้การจัดการโหลดมีประสิทธิภาพมากขึ้น - การตรวจสอบผลการดำเนินการมาตรการ DR อยากให้มีการ Update แบบ Real Time ว่าเวลานี้ลดเท่าไร และการคำนวณผลและหน่วยของพลังงาน อยากให้คำนวณเสร็จทันทีที่จบกิจกรรมของแต่ละวัน เพื่อให้ประหยัดเวลาในการดำเนินการ - การเบิกจ่ายค่าตอบแทน อยากให้มีความง่ายและรวดเร็วกว่านี้ตรงกับที่กำหนดในสัญญา เนื่องจากที่ผ่านมาล่าช้ามาก รวมถึงถ้าปรับลดได้มากกว่าสัญญา ควรได้ค่าตอบแทนเพิ่ม - ควรมีการขยายผลการดำเนินโครงการต่อเนื่อง

7.2 สรุปผลการติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมข้อมูลการติดตามและขับเคลื่อนการดำเนินงาน โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.2.1 การกำหนดแนวทางการสั่งเรียกมาตรการ DR ภายใต้โครงการนำร่อง

แนวทางการสั่งเรียกมาตรการ DR ภายใต้โครงการนำร่องฯ ของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (NCC) ไปยังศูนย์สั่งการการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) สรุปได้ดังนี้

- **เดือนที่ 1 – 2** (มกราคม – กุมภาพันธ์ 2566) ทาง กฟผ. จะแจ้งไปยัง กฟน. และ กฟภ. ล่วงหน้า 7 วัน ก่อนดำเนินการมาตรการ โดย กฟผ. จะนำแผนการเดินเครื่องรายเดือนมาพิจารณา
- **เดือนที่ 3 – 9** (มีนาคม – กันยายน 2566) ทาง กฟผ. จะแจ้งไปยัง กฟน. และ กฟภ. ภายในวันพฤหัสบดี เวลาไม่เกิน 17.00 น. เพื่อสั่งเรียกมาตรการ DR ในสัปดาห์ถัดไป (ล่วงหน้า 4 – 8 วัน) โดย กฟผ. จะนำแผนการเดินเครื่องรายสัปดาห์มาพิจารณา
- **เดือนที่ 10 – 12** (ตุลาคม – ธันวาคม 2566) ทาง กฟผ. จะแจ้งไปยัง กฟน. และ กฟภ. ภายในเวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินการมาตรการ โดย กฟผ. จะนำแผนการเดินเครื่องรายวันมาพิจารณา ซึ่งจะเป็นการดำเนินงานที่เสมือนจริง

7.2.2 สรุปผลการเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ

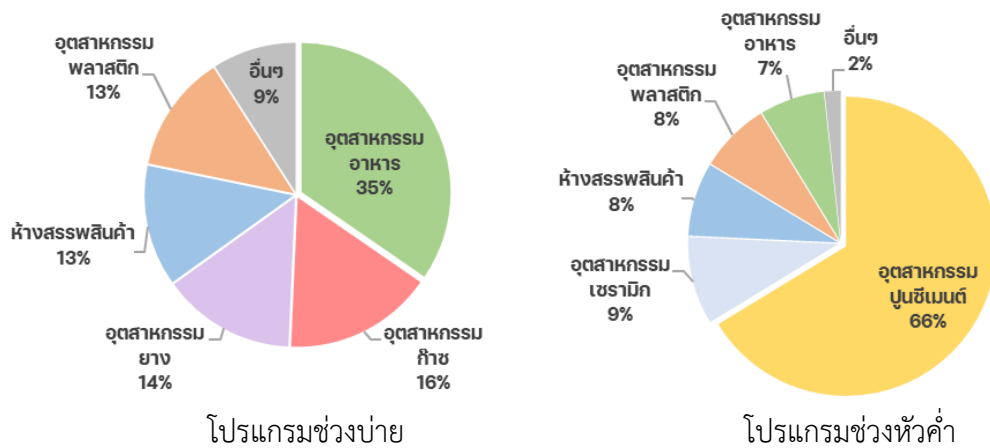
ที่ปรึกษาได้ดำเนินการสรุปผลการเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ของ กฟน. และ กฟภ. จำนวน 2 ระยะ ซึ่งปิดรับสมัครเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2565 และวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ตามลำดับ โดยมี ผู้สมัครเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ รวมทั้งสิ้น 142 ราย ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวม 72,661.64 กิโลวัตต์ ทั้งนี้ มีผู้ที่ผ่านการคัดเลือกและทำสัญญา รวมทั้งสิ้น 67 ราย 38,563.95 กิโลวัตต์ แบ่งออกเป็นโปรแกรมช่วงบ่าย 32 ราย 8,385.43 กิโลวัตต์ และโปรแกรมช่วงหัวค่ำ 35 ราย 30,178.52 กิโลวัตต์

ตารางที่ 17 สรุปจำนวนและปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้าที่สมัครเข้าร่วมและทำสัญญาโครงการนำร่องฯ

จำนวน (ราย)	หน่วย	โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)			โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)		
		กฟน.	กฟภ.	รวม	กฟน.	กฟภ.	รวม
(1) ผู้สมัครเข้าร่วมฯ	ราย	19	53	72	18	52	70
	kW	4,086.28	24,571.00	28,657.28	4,170.36	39,784.00	43,954.36
(1.1) เปิดรับสมัคร ระยะที่ 1	ราย	13	33	46	10	36	46
	kW	2,273.96	15,725.00	17,998.96	1,537.41	30,762.00	32,299.41
(1.2) เปิดรับสมัคร ระยะที่ 2	ราย	6	20	26	8	16	24
	kW	1,812.32	8,846.00	10,658.32	2,632.95	9,022.00	11,654.95
(2) ผู้ที่ผ่านการคัดเลือกและทำสัญญา	ราย	4	28	32	13	22	35
	kW	563.75	7,821.68	8,385.43	2,336.94	27,841.58	30,178.52
(2.1) ทำสัญญา ระยะที่ 1	ราย	2	16	18	7	15	22
	kW	247.11	2,612.54	2,859.65	797.64	25,446.68	26,244.32
(2.2) ทำสัญญา ระยะที่ 2	ราย	2	12	14	6	7	13
	kW	316.64	5,209.14	5,525.78	1,539.30	2,394.90	3,934.20

การแบ่งประเภทผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ตามประเภทธุรกิจ

- โปรแกรมช่วงบ่าย ประกอบด้วย อุตสาหกรรมอาหาร จำนวน 9 ราย 2,900.36 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 35), อุตสาหกรรมก๊าซ 2 ราย 1,352.11 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 16), อุตสาหกรรมยาง 3 ราย 1,208.21 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 14), ห้างสรรพสินค้า 9 ราย 1,097.25 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 13), อุตสาหกรรมพลาสติก 4 ราย 1,064.56 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 13) และอื่น ๆ 5 ราย 762.94 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 9)
- โปรแกรมช่วงหัวค่ำ ประกอบด้วย อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ 2 ราย 20,000 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 66), อุตสาหกรรมเซรามิก 1 ราย 2,857.12 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 9), ห้างสรรพสินค้า 12 ราย 2,397.13 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 8), อุตสาหกรรมพลาสติก 5 ราย 2,293.31 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 8), อุตสาหกรรมอาหาร 10 ราย 2,107.66 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 7) และอื่น ๆ 5 ราย 523.30 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 2)

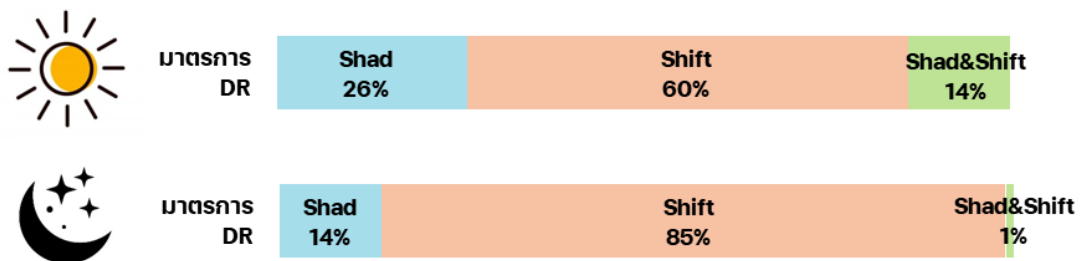


รูปที่ 25 การแบ่งประเภทผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ตามประเภทธุรกิจ

การแบ่งประเภทผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ตามรูปแบบการปรับลดการใช้ไฟฟ้า

(การปรับลดการใช้ไฟฟ้า หรือ การปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้า)

- **โปรแกรมช่วงบ่าย** ประกอบด้วย (1) การปรับลดการใช้ไฟฟ้า จำนวน 13 ราย 2,214.91 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 26) (2) การปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้า จำนวน 15 ราย 5,039.71 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 60) และ (3) การปรับลดและการปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้า จำนวน 4 ราย 1,130.81 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 13)
- **โปรแกรมช่วงหัวค่ำ** ประกอบด้วย (1) การปรับลดการใช้ไฟฟ้า จำนวน 21 ราย 4,336.17 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 14) (2) การปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้า จำนวน 12 ราย 25,640.54 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 85) และ (3) การปรับลดและการปรับเปลี่ยนช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้า จำนวน 2 ราย 201.81 กิโลวัตต์ (ร้อยละ 1)



รูปที่ 26 การแบ่งประเภทผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ตามรูปแบบการปรับลดการใช้ไฟฟ้า

การแบ่งประเภทผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ตามพื้นที่ มีผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ กระจายตัวอยู่ในพื้นที่ 26 จังหวัด จากทั้งหมด 77 จังหวัด ของประเทศไทย โดยมีปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอโดยรวมสูงสุดอยู่ในจังหวัดสระบุรี ระยอง กรุงเทพมหานคร คิดเป็น ร้อยละ 61, ร้อยละ 6 และร้อยละ 5 ตามลำดับ ทั้งนี้ ส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 28 จะกระจายตัวอยู่อีก 23 จังหวัดของประเทศไทย

7.3 สรุปผลการวิเคราะห์และประเมินผลโครงการนำร่องฯ และข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการรวบรวมผลการวิเคราะห์และประเมินผลการดำเนินงานโครงการนำร่องฯ รวมถึงจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย และแนวทางการขยายผลการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมในบริบทของประเทศในระยะต่อไป โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.3.1 การวิเคราะห์แนวทางการดำเนินงานของผู้รวบรวมโหลด (LA)

จากผลการดำเนินโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดในปี 2566 ที่ปรึกษาได้มี การวิเคราะห์และจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางการดำเนินงานของผู้รวบรวมโหลด (LA) ที่ผ่านมา และประเด็นที่ควรมีการพัฒนาการดำเนินธุรกิจ DR ของการส่งเสริมผู้รวบรวมโหลด (LA) ในระยะถัดไป โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 18 เปรียบเทียบผลการดำเนินงานของ LA ระหว่างที่ผ่านมา และแนวทางการพัฒนาในอนาคต

ประเด็นพิจารณา	การดำเนินงานที่ผ่านมา	แนวทางการพัฒนา
1. นโยบายขับเคลื่อน	- LA ยังเป็นบทบาทของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.) - กฟน. และ กฟภ. มี LAMS Platform ที่สามารถใช้บริหารธุรกิจ DR ได้อย่างมีประสิทธิภาพ - นโยบายที่ยังไม่มีผลตอบแทนให้ LA (LA Profits) จะสะท้อนไปยังธุรกิจ DR ที่ไม่สามารถดำเนินการในรูปแบบ Firm-DR ได้ในอนาคต	- ควรรหาแนวทางการส่งเสริม DR Participants ที่มีสัญญาเสนอลดฯ ในปริมาณมาก (MW) และมี Performance เฉลี่ยทั้งปี >150% เป็นผู้รวบรวมโหลดระดับที่ 2 (LA Level 2) ในอนาคต - กฟน. และ กฟภ. ควรมีการเตรียมความพร้อมของ LAMS Platform ที่สามารถให้บริการกับเอกชนที่จะเข้าร่วมเป็น LA Level 2 - ควรรหาแนวทางกำหนดอัตราผลตอบแทนให้ LA (LA Profits) เพื่อสร้างแรงจูงใจในการดำเนินธุรกิจ DR ในรูปแบบ Firm-DR
2. การกำกับดูแล	- ส่งจ่ายผลตอบแทนไปยัง DR Participants ทั้งหมด - คำนวณผลตอบแทนในรูปแบบ Energy Market ที่มีการคำนวณความสามารถการปรับลดฯ รวมราย 3 ชั่วโมง - ยังไม่มี การคิดบทปรับ/บทลงโทษ	- ควรมีรูปแบบการปรับเปลี่ยนการคำนวณผลตอบแทนจาก DR Energy Market เป็น DR Capacity Market ที่ต้องมีการคำนวณความสามารถการปรับลดฯ เป็นรายชั่วโมง - การส่งจ่ายผลตอบแทนที่เป็นธรรมจาก DRCC ไปยัง LA Level 1 (การไฟฟ้าระบบจำหน่าย) รวมถึง LA Level 2 (เอกชน) และ DR Participants - การคิดบทปรับ/บทลงโทษต้องพิจารณาควบคู่กับอัตราผลกำไรของ LA ที่เหมาะสม - จัดตั้งหน่วยงาน Performance Verification Engineering (PVE) เพื่อตรวจสอบการดำเนินธุรกิจ DR ที่เป็นธรรมกับทุกฝ่าย

ประเด็นพิจารณา	การดำเนินงานที่ผ่านมา	แนวทางการพัฒนา
3. เงื่อนไขการสั่งการ	- การสั่งเรียกมาตรการ 3 วันติดต่อกัน มีผลต่อ Performance กับบางกลุ่มธุรกิจ เช่น อาหารสัตว์ เป็นต้น - การลดระยะเวลาการแจ้งเตือน (Notification) จาก 1 วันล่วงหน้า เป็น ภายใน 24 ชั่วโมง มีผลต่อ Performance กับบางกลุ่มธุรกิจ	การดำเนินธุรกิจ DR ให้มีความ Firm เสมือนโรงไฟฟ้า ต้องใช้แนวคิดการจ่ายผลตอบแทนในรูปแบบ High Risk/High Return
4. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (NCC)	สามารถสั่งการ DR ค่อนข้างแม่นยำในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในแต่ละเดือน	ควรเตรียมการและมองว่า DRR บนธุรกิจ DR เสมือนเป็นโรงไฟฟ้าตามเขตภูมิภาคของระบบจำหน่ายไฟฟ้าฯ ที่มีการสั่งการโรงไฟฟ้าอยู่เดิมแล้ว
5. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (DRCC)	DRCC เป็นผู้ส่งสัญญาณสั่งการฯ DR ที่ยังไม่มี การเชื่อมโยงการส่งจ่ายผลตอบแทนไปยัง LA	ควรมีการพิจารณาถึงแนวทางร่วมกันของการส่งจ่ายผลตอบแทนระหว่าง DRCC และ LA ในระดับขายส่ง (DR Wholesale) และขายปลีก (DR Retail)
6. ผู้รวบรวมโหลด (LA)	- LA เป็นผู้คำนวณและส่งจ่ายผลตอบแทนไปให้ DR Participants ในระดับขายปลีก (DR Retail) - ยังไม่มี การส่งข้อมูลที่มีความจำเป็นเพื่อให้ DRCC นำไปคำนวณการส่งจ่ายผลตอบแทนในระดับขายส่ง (DR Wholesale)	ควรมีการพิจารณาข้อมูลที่มีความจำเป็นร่วมกันระหว่าง DRCC และ LA สำหรับนำไปคำนวณส่งจ่ายผลตอบแทนของธุรกิจ DR ในบริบทของประเทศไทย
7. การส่งสัญญาณ Event เพื่อสั่งการ DR	- การส่งสัญญาณ EEvent ระหว่าง DRCC และ LA ยังมีความแตกต่างกันระหว่าง กฟน. และ กฟภ. - การส่งสัญญาณต่อไปยัง DR Participants ผู้เข้าร่วมฯ จะรับทราบผ่านช่องทาง Email ซึ่งมีบางครั้งที่ระบบเมลล์ขององค์กรฯ มีปัญหาทำให้ผู้เข้าร่วมมาตรการไม่ได้รับการแจ้งเตือน	- ควรมีการกำหนดการส่งสัญญาณ EEvent ที่เป็นมาตรฐาน OpenADR 2.0b จาก DRCC เพื่อรองรับ LA เอกชนในอนาคต - ควรมีการปรับปรุงระบบ Email ให้สามารถรองรับการส่งมาตรการได้ตลอดเวลา (24/7) - พิจารณาช่องทางเพิ่มเติมในการจัดส่งคำสั่งมาตรการไปยังผู้เข้าร่วมฯ (DR Participants) รับทราบ
8. การรับข้อมูลผ่าน Report	- DRCC – LA รับ-ส่ง Report ได้ครบถ้วน - ควรมีการพัฒนา ระบบ LAMS ให้รองรับการเรียกข้อมูลย้อนหลังนอกช่วงเวลาดำเนินมาตรการฯ - การคำนวณภาษี ยังไม่ตรงกันระหว่างระบบ SAP และ LAMS	- ควรปรับปรุงการส่งข้อมูล Report ให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้บนมาตรฐาน OpenADR 2.0b - ควรพัฒนาระบบคำนวณภาษีของ LAMS ให้ตรงกับระบบ SAP
9. ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าวรวมจาก LA	- ข้อมูล Real-time ยังมีความล่าช้าของการจัดส่ง (20-minute interval time) - ยังมีการจัดส่งข้อมูลในลักษณะ Excel file ซึ่งอาจเกิดความผิดพลาดของชุดข้อมูลได้	ควรมีการปรับปรุงการส่งข้อมูลจากระบบ AMI ให้รองรับความเร็วที่ไม่เกิน 5 นาที (5-minute interval time)

ประเด็นพิจารณา	การดำเนินงานที่ผ่านมา	แนวทางการพัฒนา
		พัฒนาระบบจัดส่งข้อมูลแบบ Machine-to-Machine (M2M) ระหว่าง DRCC และ LA เพื่อลดปัญหาความผิดพลาดของการจัดส่งข้อมูล
10. การคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน	- มีการกำหนดสูตร CBL ของ DR Participants คือ MAX 4/5, Mid 6/10 และ AVG 10/10 โดยมีการกำหนดค่าความคลาดเคลื่อน RRMSE < 30% - ยังไม่มีกำหนดสูตร CBL ร่วมกันระหว่าง DRCC และ LA	ควรมีการกำหนดสูตร CBL ร่วมกันตั้งแต่ DRCC -> LA -> DR Participants เพื่อให้เกิดความโปร่งใส และสามารถตรวจสอบการปรับลดการใช้พลังงานไฟฟ้า รวมถึงการจ่ายผลตอบแทนที่เหมาะสมและเป็นธรรม
11. การจัดทำ DR Transaction	การรายงานผล DR Transaction ยังมีความคลาดเคลื่อนกันระหว่าง DRCC กับ LA ระดับขายส่ง (Wholesale) และผลรวม LA กับ DR Participants ระดับขายปลีก (Retail)	ควรมีการพัฒนาขั้นตอนการคำนวณและจัดทำ DR Transaction ที่มีความสอดคล้องกันทั้งในระดับขายส่ง (Wholesale) และขายปลีก (Retail)
12. แหล่งทรัพยากร DR (พิจารณาผ่าน LA)	- โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.) มี Performance ต่ำกว่า ช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.) - แหล่งทรัพยากร DRR มาจากการรวบรวมศักยภาพของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท คือ 3, 4 และ 5 - การบริหารทรัพยากร DRR จำนวนมาก และมีความหลากหลายของสัญญาเสนอลดจะส่งผลให้ LA ไม่สามารถบริหารจัดการแหล่งทรัพยากรทั้งหมดให้ Firm ได้เหมือนการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า	- ควรปรับลดมาตรการให้เหลือแค่ โปรแกรมช่วงหัวค่ำโปรแกรมเดียว เนื่องจากการส่งเสริม VRE และ EV ในอนาคต จะส่งผลให้เกิดปัญหา Duck Curve Effect ในช่วงกลางวันจากการเข้ามาของ VRE และการใช้ไฟฟ้าช่วงหัวค่ำที่สูงมากขึ้นจาก EV - ควร Focus ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีสัญญาเสนอลดในปริมาณที่มาก (MW) โดยเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4 (ขนาดใหญ่)
13. MOA / DR Code	ปัจจุบันมี DR Code ของ กฟผ. มีรายละเอียดให้ LA ที่ใช้ระบบ LAMS สามารถเข้ามาเชื่อมต่อบนมาตรฐาน OpenADR 2.0b ได้	ควรมีการพัฒนา DR Code ร่วมกันระหว่าง DRCC และ LA ที่สามารถรองรับผู้รวบรวมโหลดระดับที่ 2 (LA Level 2) ที่เป็นเอกชน ซึ่งจะเข้าร่วมธุรกิจ DR ในอนาคตได้
14. มุมมองเชิงปฏิบัติการ	- ผู้ปฏิบัติการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เกิดองค์ความรู้ของการบริหารแหล่งทรัพยากร DRR ให้มีประสิทธิภาพเสมือนการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า - DR เป็นแนวทางเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Flexibility) - ปัจจุบันผู้ปฏิบัติการระบบ LAMS Platform ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ยังคงใช้บุคลากรจากแผนก/กองฯ อื่น ๆ ที่ยังไม่ได้	ควรมีนโยบายที่ชัดเจนของการดำเนินโครงการฯ ทั้งในระยะสั้น และระยะยาว ที่การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สามารถนำไปกำหนดยุทธศาสตร์และแนวทางตอบรับ การดำเนินงานที่ชัดเจนในอนาคตได้

ประเด็นพิจารณา	การดำเนินงานที่ผ่านมา	แนวทางการพัฒนา
	มีหน้าที่และความรับผิดชอบการดำเนินธุรกิจ DR โดยตรง	

7.3.2 การวิเคราะห์แนวทางการดำเนินธุรกิจ DR ทั้งในรูปแบบที่มีการกำกับ และไม่มีการกำกับกิจการ

การขยายผลการดำเนินธุรกิจ DR จากโครงการนำร่องฯ ไปสู่ระยะถัดไปในบริบทของประเทศไทย จะสามารถแบ่งรูปแบบการดำเนินงานออกได้เป็น 2 ประเภท คือ 1) ประเภทไม่มีการกำกับกิจการของผู้รวบรวมโหลด (LA) และศูนย์สั่งการการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) และ 2) ประเภทที่ต้องมีการกำกับ ทั้ง 2 หน่วยงานข้างต้น โดยแต่ละประเภทจะมีรายละเอียดและประเด็นการพิจารณาดังนี้

การวิเคราะห์ผลพร้อมทั้งแนวทางข้อเสนอแนะกรณีที่ไม่มีการกำกับ/มีกำกับกิจการ LA/DRCC ของประเทศไทย

ที่	ประเด็นพิจารณา	ไม่มีการกำกับ LA/DRCC	มีการกำกับ LA/DRCC
1.	แหล่งที่มาของงบประมาณดำเนินการ	เงินสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา 97(4)	โครงสร้างค่าไฟ/ค่าโซลูชัน
2.	การรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการฯ	ผู้เข้าร่วมมาตรการ (DR Participant)	ผู้รวบรวมโหลด (LA)
3.	หน่วยงานที่มีบทบาทเป็นผู้รวบรวมโหลด	การไฟฟ้าฯ (กฟน. และ กฟภ.)	บริษัทเอกชนที่มีศักยภาพ
4.	เกณฑ์และสูตรคำนวณสำหรับการตรวจสอบและติดตาม DR Performance	CBL (Max 4/5, Mid 6/10 และ Avg 10/10), RMSE < 30%	
5.	รูปแบบการคำนวณ Performance ของ DR Market	Energy Market	Capacity Market
6.	เกณฑ์และสูตรคำนวณผลตอบแทน (Profits) ของ LA	ไม่มีการคิดผลกำไรของ LA	มีสัดส่วนผลกำไรของ LA
7.	รูปแบบการวัดผลและจ่ายผลตอบแทน (Incentive Payment)	Retail Performance Based with AP/EP Payment	Wholesale Performance > 90% with AP/EP Payment
8.	บทปรับ/บทลงโทษ	ไม่มี	มี
9.	แนวทางการยุติบทบาทของผู้ที่มี Performance ไม่ถึงเกณฑ์	ผู้เข้าร่วมมาตรการ (DR Participant)	ผู้รวบรวมโหลด (LA)
10.	หน่วยงาน Performance Verification Engineering (PVE)	ไม่มีการตรวจสอบ	มีการตรวจสอบทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง
11.	พิจารณาแนวทางการดำเนินงานเพื่อสามารถนำไปทดแทนการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้จริง	ไม่ได้ (Non-Firm DR)	ทำได้ (Firm-DR)

รูปที่ 27 ประเด็นการพิจารณาแนวทางการกำกับและไม่มีการกำกับ LA/DRCC ในบริบทของประเทศไทย

7.3.3 แนวทางการขยายผลการดำเนินธุรกิจ DR ไปสู่เชิงพาณิชย์ (ระยะยาว) ในบริบทของประเทศไทย

แนวทางการดำเนินงานสำหรับโครงการนำร่อง (Pilot-Project) ที่สามารถขยายผลนำไปสู่การดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดเชิงพาณิชย์ (ระยะยาว) ในบริบทประเทศไทย สามารถแบ่งช่วงการดำเนินงานออกได้เป็น 4 ระยะ โดยมีรายละเอียดดังนี้

ข้อเสนอแนะแนวทางการพัฒนารูปแบบ DR นำร่องที่เชื่อมโยงไปสู่เชิงพาณิชย์ (ระยะยาว) ที่เหมาะสมในบริบทของประเทศไทย



รูปที่ 28 ช่วงการดำเนินงานตั้งแต่โครงการนำร่อง (Pilot-Project) และนำไปสู่การขยายผลในเชิงพาณิชย์

1) ระยะนำร่องฯ (Pilot-Project) เป็นระยะเริ่มต้นของการทดสอบการดำเนินธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response) ของประเทศไทย ด้วยโปรแกรม DR Capacity Program ที่มีการจ่ายอัตราผลตอบแทนทั้งค่าความพร้อมของการปรับลดฯ (AP) และ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ปรับลดลง (EP) ซึ่งสามารถเทียบเคียงการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจริงบนแนวคิดการคำนวณผลตอบแทนในรูปแบบ DR Energy Market ที่ยังไม่มี การคิดบทปรับ/บทลงโทษ (No Penalty) โดยวัตถุประสงค์ของการดำเนินโครงการนำร่องฯ จะมุ่งเน้นการทดสอบการสั่งมาตรการ DR ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในบทบาทของศูนย์สั่งการการตอบสนองด้านโหลดฯ DRCC ของ กฟผ. ร่วมกับการสั่งมาตรการไปยังผู้รวบรวมโหลด (LA) ที่เป็นบทบาทของ กฟน. และ กฟภ. นอกจากนี้ยังเป็นการสร้างความรู้ความเข้าใจของการดำเนินธุรกิจ DR ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ (DR Participants) ด้วยแนวทางการทดสอบและทดลองการดำเนินธุรกิจฯ ตลอดกระบวนการทั้งในส่วนการรับสมัครผู้เข้าร่วมมาตรการ (DR Registration) การสั่งเรียกมาตรการ (DR Dispatch) การตรวจสอบการปรับลดฯ (DR Monitoring) การวัดผลและประเมินผลความสามารถการปรับลดฯ (DR Performance) การส่งจ่ายผลตอบแทน (Incentive Payment) โดยองค์ความรู้และการดำเนินงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และผู้ใช้ไฟฟ้า (DR Participants) ที่ได้รับจากโครงการนำร่องฯ จะสามารถนำไปสู่การขยายผลในระยะถัดไป

2) ระยะขยายผลนำร่อง (Pilot-Expansion) ที่ต้องมีการพัฒนารูปแบบการดำเนินธุรกิจ DR จากระยะแรก (นำร่องฯ โครงการ) บนแนวคิดการเปลี่ยนรูปแบบการคำนวณผลตอบแทนจาก DR Energy Market เป็น DR Capacity Market ซึ่งเป็นแนวทางการประเมินความสามารถการปรับลดฯ ที่สามารถเทียบเคียงการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้จริง โดยแนวทางการดำเนินการในระยะนี้ ยังคงไม่มี การคิดบทปรับ/บทลงโทษ แต่จะมุ่งเน้นส่งเสริมให้ DR Participants ที่มีศักยภาพ (ผู้มีสัญญาเสนอลดรายใหญ่ (MW) และมี DR Performance เฉลี่ยตลอดทั้งปีมากกว่า 150% ของโครงการนำร่องฯ ระยะแรก) เช่น กลุ่มอุตสาหกรรม ปูนซีเมนต์ เป็นต้น ซึ่งควรมีการปรับเปลี่ยนบทบาทตนเองไปสู่ผู้รวบรวมโหลด (LA) ที่เป็นเอกชนในอนาคตควบคู่กับส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ (New DR Participants) เข้าร่วมโครงการฯ โดยวัตถุประสงค์ของการดำเนินงานในระยะขยายผลนำร่อง เพื่อเป็นระยะเตรียมการและขยายผลนำไปสู่ระยะทดสอบเชิงพาณิชย์ (Real Business Testing) ในอนาคต

3) **ระยะทดสอบเชิงพาณิชย์ (Real Business Testing)** เป็นระยะที่ต้องมีการพัฒนารูปแบบการคำนวณผลตอบแทนของ DR Capacity Program ที่ต้องสามารถนำไปทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้จริง (Firm-DR) ร่วมกับการคิดคำนวณบทปรับ/บทลงโทษ (Penalty Function) นอกจากนี้ควรมีการกำหนดอัตราผลกำไรที่สมเหตุสมผลของผู้รวบรวมโหลดที่จะได้รับ (LA Profits) โดยทาง Regulator ต้องมีการกำหนดคุณสมบัติของเอกชนที่มีความต้องการสมัครเป็นผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยระยะเริ่มต้นนี้ เอกชนที่ผ่านการคัดเลือกเข้ามาร่วมธุรกิจผู้รวบรวมโหลดจะมีบทบาทของการดำเนินธุรกิจเป็นผู้รวบรวมโหลดในระดับที่ 2 (LA Level 2) ที่มีการเชื่อมต่อและสั่งการกับผู้รวบรวมโหลดระดับ Level 1 ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยเอกชนที่จะเข้ามาร่วมธุรกิจ LA นี้ต้องมีประสบการณ์การเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ของกระทรวงพลังงานฯ ทั้ง 2 ระยะข้างต้นฯ เป็นปัจจัยสำคัญของการพิจารณาคัดเลือก

4) **ระยะเชิงพาณิชย์ (Real Business Implementation)** เป็นระยะที่มีการส่งเสริมให้เอกชนที่มีบทบาทเป็นผู้รวบรวมโหลดระดับที่ 2 (LA Level 2) ที่มีความสามารถในการปรับลดพลังงานไฟฟ้าในระดับขายส่ง (Wholesale) มากกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (ที่ต้องมีการกำหนดเกณฑ์ในอนาคต) ควรต้องมีการปรับเปลี่ยนบทบาทมาเป็นผู้รวบรวมโหลดระดับที่ 1 (LA Level 1) ที่ต้องมีการเชื่อมต่อและสั่งการจากศูนย์สั่งการ DRCC ของ กฟผ. โดยตรง นอกจากนี้ยังคงมีการรับสมัครผู้รวบรวมโหลด LA ที่มีศักยภาพรายใหม่ ๆ เข้ามาเป็น LA Level 2 ควบคู่กันไป โดยทาง Regulator ควรมีการพิจารณารูปแบบ DR Capacity Market จากการกำหนดราคารับซื้อ (Purchase) เป็นรูปแบบ Bidding ที่อาจจะต้องมีการแข่งขันกันด้านราคาในอนาคต เพื่อให้เกิดการแข่งขันและสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการดำเนินธุรกิจ DR ในบทบาทของการผู้รวบรวมโหลด โดยรูปแบบการดำเนินการในระยะนี้ จะสามารถนำไปทดแทนการส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้จริงในบริบทของประเทศไทย

7.4 สรุปผลภาพรวมโครงการนำร่องฯ และข้อเสนอแนะในการขยายผลระยะต่อไป

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดทำสรุปผลภาพรวมโครงการนำร่องฯ และข้อเสนอแนะแนวทางการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของไทย เพื่อเตรียมความพร้อมขยายผลการดำเนินงานให้เป็นไปตามเป้าหมายในระยะต่อไป โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.4.1 สรุปผลภาพรวมการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด

สรุปผลภาพรวมการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดภายใต้โครงการนำร่องฯ ตลอดระยะเวลาโครงการนำร่องฯ ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 สามารถสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

- **โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)** มีผู้เข้าร่วมจำนวน 32 ราย ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวม 8,385.43 กิโลวัตต์ สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้สูงสุด 1,257 – 4,777 กิโลวัตต์ โดยมีค่าสูงสุด 4,777 กิโลวัตต์ ณ เดือนพฤษภาคม 2566 และมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้รวม 231,901 หน่วย โดยมีความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยภาพรวมร้อยละ 30 แบ่งออกเป็นผู้รวบรวมโหลด กฟน. และ กฟผ. มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 62 และร้อยละ 28 ตามลำดับ ทั้งนี้ สรุปผลการจ่ายเงินอุดหนุนให้แก่ผู้เข้าร่วมโปรแกรมช่วงบ่ายรวมทั้งสิ้น 2,188,211.33 บาท
- **โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)** มีผู้เข้าร่วมจำนวน 35 ราย ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดรวม 30,178.52 กิโลวัตต์ สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้สูงสุด 32,380 – 57,308

กิโลวัตต์ โดยมีค่าสูงสุด 57,308 กิโลวัตต์ ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2566 และมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รวม 3.54 ล้านหน่วย โดยมีความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยภาพรวมร้อยละ 112 ซึ่งสามารถปรับลดการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยได้สูงกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าเสนอลดตามสัญญา แบ่งออกเป็นผู้รวบรวมโหลด กฟน. และ กฟภ. มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 42 และร้อยละ 117 ตามลำดับ ทั้งนี้ สรุปผลการจ่ายเงินอุดหนุนให้แก่ผู้เข้าร่วมโปรแกรมช่วงหัวค่ำรวมทั้งสิ้น 16,563,179.77 บาท

ตารางที่ 19 สรุปผลภาพรวมการสั่งเรียกในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม 2566

ผลการดำเนินโครงการ นาร่องฯ	โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)	โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)	รวมทั้งสิ้น
ปริมาณกำลังไฟฟ้า เสนอลดตามสัญญา	8,385.43 kW	30,178.52 kW	38,563.95 kW
ลดความต้องการไฟฟ้า สูงสุด รายชั่วโมงของ แต่ละเดือน	สูงสุด 4,777 kW (1,257 – 4,777 kW)	สูงสุด 57,308 kW (32,380 – 57,308 kW)	สูงสุด 57,308 kW
ปริมาณพลังงานไฟฟ้า ที่ลดได้	รวม 231,901 kWh (เฉลี่ย 19,325 kWh/เดือน)	รวม 3,543,769 kWh (เฉลี่ย 295,314 kWh/เดือน)	รวม 3,775,670 kWh (เฉลี่ย 314,639 kWh/เดือน)
ความสามารถ ลดการใช้ไฟฟ้า	เฉลี่ย 30% (กฟน. 62%, กฟภ. 28%)	เฉลี่ย 112% (กฟน. 42%, กฟภ. 117%)	เฉลี่ย 96% (กฟน. 46%, กฟภ. 100%)

ตารางที่ 20 สรุปผลการจ่ายเงินอุดหนุนให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการนาร่องฯ

ผู้รวบรวมโหลด (LA)	โปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 – 16.30 น.)	โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 – 22.30 น.)	รวม
การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	213,798.81	630,731.85	844,530.66
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	1,974,412.52	15,932,447.92	17,906,860.44
รวม	2,188,211.33	16,563,179.77	18,751,391.10

หมายเหตุ: การจ่ายเงินอุดหนุนรวมแบ่งออกเป็นค่าตอบแทน AP 13.28 ล้านบาท และค่าตอบแทน EP 5.47 ล้านบาท

ทั้งนี้ สรุปผลการดำเนินโครงการนาร่องฯ ในภาพรวมสามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ 57.3 เมกะวัตต์ มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รวม 3.78 ล้านหน่วย และสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 1,365 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ รวมถึงมีการจ่ายเงินอุดหนุนให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการนาร่องฯ รวมทั้งสิ้น 18.75 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม การดำเนินโครงการนาร่องฯ ถือว่าประสบผลสำเร็จในการเริ่มต้นการพัฒนาการใช้งานการตอบสนองด้านโหลด (DR) ในเชิงพาณิชย์ โดยเกิดการทดสอบนำร่องการสั่งการ/การใช้งานจริงของโปรแกรม DR ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ซึ่งสามารถทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้จริง เพื่อใช้เป็นแนวทางในการนำมาตรการ DR มาใช้ทดแทนโรงไฟฟ้าในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) และทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ในระยะยาวให้เป็นทางเลือกในการเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังก่อให้เกิดการพัฒนาและเตรียมความพร้อมกิจกรรมทางธุรกิจด้านการตอบสนองด้านโหลดในการรวบรวมโหลดของผู้รวบรวมโหลด (LA) โดย กฟน./กฟภ. การสั่งการ DR ของ DRCC โดย กฟผ. รวมถึงเกิดการเรียนรู้/ทดสอบรูปแบบและวิธีการปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการนาร่องฯ ซึ่งจะ เป็นปัจจัยสำคัญในการขยายผลการดำเนินโครงการ DR ให้เป็นไปตามเป้าหมายในระยะต่อไป

7.4.2 ปัญหา อุปสรรค และประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการนำร่องฯ

จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ในช่วงเดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2566 สามารถสรุปประเด็นปัญหาอุปสรรคที่พบจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ ทั้งในช่วงของระยะเวลาการเปิดรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ รวมถึงช่วงระยะเวลาการสั่งเรียกมาตรการ DR พร้อมผลประโยชน์ที่เกิดจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

1) ปัญหาอุปสรรคที่พบจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ

- ช่วงการรับสมัครเพื่อรวบรวมแหล่งทรัพยากร DR
 - ข้อจำกัดของระยะเวลาดำเนินการภายใต้การรับทุนสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้าฯ ส่งผลให้การประชาสัมพันธ์และรับสมัครผู้เข้าร่วมโครงการฯ มีระยะเวลาเพียง 1 – 2 เดือนเท่านั้น ทำให้ส่งผลกระทบต่อปริมาณเป้าหมายที่กำหนด
 - โครงการนำร่องฯ มีรายละเอียดค่อนข้างมากและซับซ้อน จึงมีความจำเป็นต้องใช้เวลาในการสร้างความเข้าใจให้แก่ผู้สนใจเข้าร่วมโครงการฯ ในระดับผู้บริหารหรือผู้มีอำนาจตัดสินใจ
 - ระดับความเชื่อมั่นในการส่งมอบทรัพยากรของผู้ร่วมโครงการฯ เนื่องจากเป็นโครงการรูปแบบใหม่ จึงต้องอาศัยความรู้ความเข้าใจ รวมถึงประสบการณ์ในการปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ
 - หลักเกณฑ์หรือเงื่อนไขไม่มีความยืดหยุ่นในการรับสมัครและคัดกรองทรัพยากรของโครงการฯ เพื่อรวบรวมแหล่งทรัพยากร DR ให้เป็นไปตามเป้าหมาย
 - ข้อจำกัดในการสมัครกลุ่มลูกค้าที่อาจมีศักยภาพในรูปแบบต่าง ๆ เช่น รูปแบบกลุ่มอาคาร รูปแบบผู้รวบรวมโหลดรายย่อย เป็นต้น เนื่องจากปัญหาในการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์
- ช่วงการสั่งเรียกมาตรการ DR
 - การสื่อสารระหว่าง DRCC และ LA เกิดปัญหาความขัดข้องทางเทคนิคในการส่งสัญญาณการสั่งการและเชื่อมโยงข้อมูล รวมถึงความไม่สมบูรณ์ของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและความขัดข้องของเครื่องวัดไฟฟ้า ซึ่งได้มีการประสานงานเพื่อปรับปรุงแก้ไขปัญหาดังกล่าวที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง
 - การดำเนินมาตรการของ DR Participants พบปัญหาการปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีการสั่งเรียกมาตรการ DR ของผู้เข้าร่วมบางราย ไม่สามารถดำเนินการได้ตามปริมาณเสนอลดตามสัญญา อาทิ ข้อจำกัดทางธุรกิจที่ไม่สามารถปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ องค์กรความรู้หรือความเชี่ยวชาญในการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นต้น
 - ภายใต้โครงการนำร่องฯ มีปริมาณเสนอลดจากกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าบางประเภทในสัดส่วนสูง ได้แก่ กลุ่มปูนซีเมนต์ประมาณร้อยละ 66 ของปริมาณเสนอลดรวมสำหรับโปรแกรมช่วงหัวค่ำ จึงส่งผลกระทบต่อภาพรวมการดำเนินมาตรการ DR อย่างมีนัยสำคัญ
 - การบริหารค่าตอบแทนให้แก่ผู้เข้าร่วมโครงการฯ มีความล่าช้า เนื่องจากปัญหาการรับทุนสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้าฯ ส่งผลต่อความเชื่อมั่นของผู้เข้าร่วมโครงการฯ

2) ผลประโยชน์ที่เกิดจากการดำเนินโครงการนำร่องฯ

- ภาพรวมของประเทศ ได้เริ่มต้นการใช้งานมาตรการ DR ทดแทนผลิตถ่านหินในระบบไฟฟ้าอย่างเป็นทางการ โดยริเริ่มการพัฒนาแหล่งทรัพยากรทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Capacity Reserve) ที่มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน โดยมีข้อผูกพันทางสัญญาในระยะสั้น เพื่อรองรับความไม่แน่นอนของความต้องการ ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ ได้มากขึ้น และช่วยลดภาระผูกพันแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระยะยาว ซึ่งภายใต้โครงการนำร่องฯ สามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้ 57.3 MW มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้รวม 3.78 ล้านหน่วย และสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 1,365 ตันคาร์บอนไดออกไซด์
 - กฟผ. ได้ดำเนินการทดสอบการสั่งเรียกมาตรการ DR ให้มีความแม่นยำกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเดือนและของปี เพื่อให้สามารถทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในบางช่วงเวลาได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงได้ทดสอบระบบการสั่งการ DR ระหว่าง DRCC และ LA ซึ่งมีการปรับปรุงแก้ไขปัญหาและอุปสรรคต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินงานให้เกิดความเชื่อมั่นในการเรียกใช้งาน DR ก่อนการขยายผลต่อไป
 - กฟน. และ กฟภ. ได้เริ่มต้นการจัดหาแหล่งทรัพยากร DR (DR Resource) ในฐานะผู้รวบรวมโหลด (LA) รวมถึงได้ดำเนินการทดสอบระบบการสั่งการ DR ระหว่าง DRCC LA และผู้เข้าร่วมโครงการ (DR Participants) ซึ่งมีการปรับปรุงแก้ไขปัญหาและอุปสรรคต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินงานให้เกิดความเชื่อมั่นในการเรียกใช้งาน DR ก่อนการขยายผลต่อไป
- นอกจากนี้ กฟน. และ กฟภ. ในฐานะ LA จะมีฐานข้อมูลศักยภาพการตอบสนองด้านโหลดและการเชื่อมโยงกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการในระยะนำร่อง ซึ่งง่ายต่อการดำเนินการรักษาลูกค้าและปริมาณการสั่งเรียกที่มีอยู่ในปัจจุบัน รวมทั้งสามารถขยายผลไปยังผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่น ๆ ที่มีลักษณะและการดำเนินมาตรการคล้ายกันได้ในอนาคต เพื่อทำการรวบรวมแหล่งทรัพยากร DR ให้ได้มากที่สุด
- ผู้เข้าร่วมโครงการ (DR Participants) ได้ทดสอบรูปแบบและวิธีการปรับลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามช่วงวันและเวลาที่มีการสั่งเรียกมาตรการ DR เพื่อให้ได้ตามปริมาณเสนอลดตามสัญญา นอกจากนี้ ผู้เข้าร่วมโครงการสามารถลดค่าไฟฟ้าและสร้างรายได้จากการดำเนินมาตรการ DR พร้อมทั้งยังได้เสริมสร้างภาพลักษณ์ทางธุรกิจ (Green Energy Saving) สนับสนุนนโยบายภาครัฐ การลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) อีกด้วย

7.4.3 ข้อเสนอแนะแนวทางการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของไทย

จากปัญหาอุปสรรคด้านเทคนิคของระบบต่าง ๆ ที่ผ่านมา รวมถึงความพร้อมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ที่ต้องมีการเรียนรู้และพัฒนา รูปแบบและวิธีการปรับลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามช่วงวันและเวลาที่มีการสั่งเรียกมาตรการ DR เพื่อผลักดันให้เกิดการใช้งาน DR ให้สามารถทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าบางช่วงเวลาได้อย่างเป็นรูปธรรมในเชิงพาณิชย์ สอดคล้องกับเป้าหมายตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan; PDP) ฉบับใหม่ และเพื่อให้การทดสอบระบบการสั่งการระหว่าง DRCC LA และ DR Participants เป็นไปอย่างต่อเนื่อง มีประสิทธิภาพและเชื่อถือได้

โดยข้อเสนอแนะแนวทางการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของประเทศไทย เพื่อให้เกิดการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดในระดับผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สามารถพัฒนาให้เกิดความร่วมมือในการเชื่อมโยงแหล่งทรัพยากรแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resource; DER) รูปแบบอื่น ๆ เช่น ระบบกักเก็บพลังงาน แหล่งทรัพยากรจากยานยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นและสามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง โดยเห็นควรดำเนินการดังนี้

1) การดำเนินการพัฒนาแหล่งทรัพยากร DR อย่างต่อเนื่อง

1.1) จากการดำเนินโครงการนำร่องฯ พบว่า การพัฒนาแหล่งทรัพยากร DR นั้น ต้องใช้ระยะเวลาในการรวบรวมเพื่อสะสมแหล่งทรัพยากรจากผู้ไฟฟ้าเชื่อมโยงสู่ระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง **จึงควรมีการดำเนินโครงการ DR อย่างต่อเนื่อง เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่แหล่งทรัพยากร DR รวมถึง DRCC และ LA ให้เกิดเป็นธุรกิจเชิงพาณิชย์ในอนาคตอย่างมั่นคง เพื่อใช้ทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในบางช่วงเวลาเพื่อลดการนำเข้าเชื้อเพลิง LNG ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะแรก ก่อนที่จะนำ DR ไปใช้ทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตตามแผน PDP ต่อไป**

1.2) การใช้แหล่งเงินอุดหนุนที่มีข้อจำกัด อาจทำให้การดำเนินการประกาศเป้าหมายและการกำกับดูแลไม่ต่อเนื่อง รวมถึงไม่สอดคล้องและทันกับสัญญาณการสั่งเรียกเพื่อลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดรายปี **จึงควรพิจารณาค่าตอบแทน DR เข้าในค่าไฟฟ้าฐานตามแผน PDP**

1.3) อัตราผลตอบแทน DR สำหรับการทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในบางช่วงเวลาเพื่อลดการนำเข้าเชื้อเพลิง LNG ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย **ไม่ควรมีมูลค่าสูงกว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง LNG เพื่อช่วยลดค่าไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ** โดยมอบหมายให้มีการแต่งตั้งคณะอนุกรรมการภายใต้ กบง. พิจารณารัตนาผลตอบแทน DR ที่เหมาะสมต่อไป

2) การประกาศเป้าหมายและการจัดหาทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดรายปี

2.1) การดำเนินการพัฒนาทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด รวมถึงการรวบรวมแหล่งทรัพยากรกระจายศูนย์ในระยะยาว จำเป็นต้องมีการติดตามประเมินผลและพิจารณากำหนดเป้าหมายเป็นรายปีที่มีความเหมาะสมกับสถานการณ์ รวมถึงต้องมีการกำหนดหลักเกณฑ์ที่เหมาะสมในการจัดหาทรัพยากรที่มีประสิทธิภาพ โดยมีเป้าหมายระยะยาว 1,000 MW ภายในปี 2580 ตาม PDP ฉบับใหม่

2.2) เห็นควรมอบหมายคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ติดตามการดำเนินการขับเคลื่อน DR ตามแนวทางการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของประเทศไทย โดยให้ คณะอนุกรรมการภายใต้ กบง. เพื่อทำหน้าที่กำหนดเป้าหมาย หลักเกณฑ์ รูปแบบการดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านโหลด รวมถึงขับเคลื่อน ติดตามและประเมินผลการดำเนินงานให้ประสบผลสำเร็จ สอดคล้องกับเป้าหมายตาม PDP ฉบับใหม่

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาได้จัดทำกรอบเบื้องต้นแนวทางพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของไทยในระยะแรก ช่วงปี 2567 – 2569 ทั้งนี้ มอบคณะอนุกรรมการภายใต้ กบง. ที่จัดตั้งขึ้นสามารถปรับปรุงเป้าหมาย หลักเกณฑ์ รูปแบบการดำเนินงานได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้เกิดการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของไทยไปสู่เป้าหมาย 1,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2580 ได้อย่างมีประสิทธิภาพและประสบผลสำเร็จ รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 21 กรอบเบื้องต้นแนวทางพัฒนาแหล่งทรัพยากร DR ของไทย

	ปี 2566	ปี 2567 – 2568	ปี 2569	ปี 2580
เป้าหมาย	50 MW	100-200 MW	350 MW	1,000 MW
รูปแบบโปรแกรม	ทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในบางช่วงเวลา (Capacity & Energy)	ทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในบางช่วงเวลา (Energy)		ทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในบางช่วงเวลา (Capacity & Energy)
ที่มาผลตอบแทน	เงินอุดหนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า 97(4)	พิจารณาค่าตอบแทนเข้าค่าไฟฟ้าฐาน (กำหนดเป้าหมายในแผน PDP ฉบับใหม่)		
การส่งผ่านค่าตอบแทน	สนพ. (ผู้บริหารโครงการ) ไปยัง กฟน./กฟภ. (LA)	กฟผ. (DRCC) ไปยัง กฟน./กฟภ. (LA)		
รูปแบบของ LA	ระดับ 1: กฟน./กฟภ.	ระดับ 1: กฟน./กฟภ.	ระดับ 1: กฟน./กฟภ.	ระดับ 1: กฟน./กฟภ./เอกชน
	ระดับ 2: -	ระดับ 2: -	ระดับ 2: เอกชน	ระดับ 2: เอกชน
การบริหารโครงการ	สนพ.	คณะกรรมการภายใต้ กบง.		

อย่างไรก็ดี การขยายผลการดำเนินงานต่อเนื่องจากโครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลด ปี 2565 – 2566 เพื่อให้เกิดการทดสอบระบบการส่งการระหว่าง DRCC LA และ DR Participants อย่างต่อเนื่อง ให้มีประสิทธิภาพและเชื่อถือได้ เนื่องจากปัญหาอุปสรรคด้านเทคนิคของระบบต่าง ๆ ที่ผ่านมา รวมถึงความพร้อมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ ก่อนที่จะพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดในระดับผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สามารถพัฒนาให้เกิดความพร้อมในการเชื่อมโยงแหล่งทรัพยากรแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resource; DER) รูปแบบอื่น ๆ เช่น ระบบกักเก็บพลังงาน แหล่งทรัพยากรจากยานยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น ในอนาคตต่อไป อย่างไรก็ตาม โดยที่ปรึกษาได้จัดทำข้อเสนอแนะรายละเอียดเบื้องต้นสำหรับการจัดเตรียมการพัฒนาแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของไทยในช่วงปี 2567 – 2569 สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 22 รายละเอียดเบื้องต้นสำหรับการจัดเตรียมการพัฒนาแหล่งทรัพยากร DR ของไทย

รายละเอียด	โครงการนำร่องฯ ปี 2565 – 2566	โครงการ DR ปี 2567 – 2569
1) รูปแบบโปรแกรม DR	- ใช้โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดในรูปแบบ Firm (Commit Capacity DR Program) เพื่อทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด - การแจ้งเตือนล่วงหน้า 1 วัน (ก่อนเวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินการ) ระหว่าง DRCC กับ LA	<u>ใช้โปรแกรมการตอบสนองด้านโหลดเพื่อลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง LNG ในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Energy Program)</u> - การแจ้งเตือนล่วงหน้า 1 วัน (ก่อนเวลา 17.00 น. ของวันก่อนดำเนินการ) ระหว่าง DRCC กับ LA

รายละเอียด	โครงการนำร่องฯ ปี 2565 – 2566	โครงการ DR ปี 2567 – 2569
	- แบ่งออกเป็นโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 - 16.30 น.) และโปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 - 22.30 น.) - เงื่อนไขการสั่งเรียก: 3 ครั้ง/เดือน/โปรแกรม ระยะเวลา 3 ชั่วโมง/ครั้ง	- แบ่งออกเป็นโปรแกรมช่วงบ่าย (13.30 - 16.30 น.) และโปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 - 22.30 น.) <u>หรือ โปรแกรมช่วงหัวค่ำ (19.30 - 22.30 น.) เพียงอย่างเดียว สอดคล้องกับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และอาจพิจารณาช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสอดคล้องตามฤดูกาล</u> - เงื่อนไขการสั่งเรียก: 3 ครั้ง/เดือน/โปรแกรม ระยะเวลา 3 ชั่วโมง/ครั้ง
2) เป้าหมาย DR	- ระดับขายส่ง: ปริมาณ 50 MW - กำหนดสัดส่วน กฟน. และ กฟภ. ร้อยละ 30 และร้อยละ 70 ตามลำดับ	- ระดับขายส่ง: <u>ปริมาณ 100 – 350 MW</u> <u>ไม่กำหนดสัดส่วน กฟน. และ กฟภ.</u>
3) แหล่งเงิน ค่าตอบแทน DR	- เงินสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา 97 (4) - วงเงินค่าตอบแทนผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ 100 ล้านบาท	<u>พิจารณาค่าตอบแทน DR เข้าในค่าไฟฟ้าฐานตามแผน PDP</u> <u>วงเงินค่าตอบแทนผู้เข้าร่วมโครงการไม่ควรมีมูลค่าสูงกว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง LNG เพื่อช่วยลดค่าไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ</u>
4) รูปแบบการบริหารโครงการนำร่องฯ	- สนพ. เป็นผู้บริหารโครงการ และรับเงินสนับสนุนจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามมาตรา 97 (4) เพื่อส่งผ่านไปยัง LA - กฟผ. เป็น DRCC - กฟน. และ กฟภ. เป็น LA และจ่ายเงินค่าตอบแทนไปยัง DR Participants	<u>คณะกรรมการภายใต้ กบง. เป็นผู้กำหนดเป้าหมาย หลักเกณฑ์ รูปแบบ DR รวมถึงขับเคลื่อน ติดตามและประเมินผล โดยมี สนพ. เป็นผู้สนับสนุนการดำเนินงาน</u> <u>กฟผ. เป็น DRCC และจ่ายเงินค่าตอบแทนไปยัง LA</u> <u>กฟน. และ กฟภ. เป็น LA และจ่ายเงินค่าตอบแทนไปยัง DR Participants</u>
5) ระยะเวลาดำเนินการ	ระยะเวลาสั่งเรียก DR ปี 2566	ระยะเวลาสั่งเรียก DR ปี <u>2567 - 2569</u>
6) กลุ่มผู้เข้าร่วมโครงการ	ผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม (Commercial & Industrial; C&I) ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5	<u>ขยายผลกลุ่มเป้าหมายครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ เพิ่มเติมจากกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม (C&I) ซึ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5 ที่มีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานสมาร์ทมิเตอร์ (ให้สิทธิผู้เข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ปี 2565 – 2566 ที่ผ่านการ Verify ก่อน)</u> <u>พิจารณาความเป็นไปได้ของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีศักยภาพในรูปแบบอื่นๆ เช่น กลุ่มอาคาร หรือ ผู้รวบรวมโหลดย่อย เป็นต้น</u>
7) การจ่ายค่าตอบแทน DR	โดยรูปแบบการกำหนดราคาและประกาศรับซื้อแหล่งทรัพยากร DR แบ่งเป็น (1)	โดยรูปแบบการกำหนดราคาและประกาศรับซื้อแหล่งทรัพยากร DR ค่าพลังงานไฟฟ้าที่

รายละเอียด	โครงการนำร่องฯ ปี 2565 – 2566	โครงการ DR ปี 2567 – 2569
	ค่าความพร้อมในการลดการใช้ไฟฟ้า (AP) (คงที่-หน่วย: บาท/kW/เดือน) และ (2) ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ (EP) (ตามหน่วยไฟฟ้าที่ลดได้จริง-หน่วย บาท/kWh) - ระดับขายส่ง: ค่า AP 115.88 บาท/kW/เดือน⁽¹⁾ ค่า EP1 3.3256 บาท/kWh⁽²⁾ ค่า EP2 1.6628 บาท/kWh⁽³⁾ - ระดับขายปลีก: ส่งผ่านไปยัง DR Participants เหลือตามปริมาณการเปิดรับสมัครในระดับขายปลีก	ลดได้ (EP) (ตามหน่วยไฟฟ้าที่ลดได้จริง-หน่วย บาท/kWh) - ระดับขายส่ง: <u>ค่า EP ไม่ควรมีมูลค่าสูงกว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง LNG เพื่อช่วยลดค่าไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ โดยมอบหมายให้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการภายใต้ กบง. พิจารณาอัตราผลตอบแทน DR ที่เหมาะสมต่อไป</u> - ระดับขายปลีก: ส่งผ่านไปยัง DR Participants เหลือตามปริมาณการเปิดรับสมัครในระดับขายปลีก หรือ <u>LA เป็นผู้พิจารณาอัตราค่าตอบแทน (กรณีมีการพิจารณาค่าตอบแทนให้แก่ LA)</u>
8) การส่งผ่านเงินค่าตอบแทน DR	ส่งผ่านเงินสนับสนุนทั้งหมดไปยัง DR Participants โดยยังไม่มีค่าตอบแทนให้แก่ DRCC และ LA	<u>พิจารณาค่าตอบแทนให้แก่ DRCC และ LA ให้เป็นไปตามต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง</u>
9) บทปรับ/ลงโทษ	ไม่มีบทปรับ/บทลงโทษทั้งในระดับขายส่งและขายปลีก	<u>พิจารณาบทปรับ/บทลงโทษทั้งในระดับขายส่งและขายปลีก</u>

หมายเหตุ: (1) ค่า AP ประเมินจากการนำ DR ไปทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทกังหันก๊าซ (Peaking Plant)

(2) ค่า EP₁ ใช้ทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) จำนวน 150 ชั่วโมง ซึ่งมีค่า Heat Rate 13,600 BTU/kWh

(3) ค่า EP₂ ใช้ทดแทนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าความร้อนร่วม ในช่วงเวลาปกติตาม Merit Order จำนวน 60 ชั่วโมง ซึ่งมีค่า Heat Rate 6,800 BTU/kWh

(4) ใช้ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ เท่ากับ 244.5285 บาท/MMBTU อ้างอิงตามประกาศ การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เดือนมิถุนายน 2564 ของ กฟผ.