

การสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์
ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อให้
รองรับความต้องการไฟฟ้าที่
เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

๒๕๖๓

การสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology

บทสรุปผู้บริหาร

1. วัตถุประสงค์

โครงการวิจัย “การสำรวจและปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระยะยาวเพื่อให้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก Disruptive Technology” มีวัตถุประสงค์ที่ระบุใน TOR ดังต่อไปนี้

- เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลพื้นฐานที่มีความสำคัญหรือปัจจัยที่เกี่ยวข้องในแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว ที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าในระดับผู้ใช้ (End-Use) และความสัมพันธ์ของตัวแปรหรือปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการไฟฟ้า
- เพื่อพัฒนาแบบจำลองและปรับปรุงข้อมูลหรือปัจจัยที่เกี่ยวข้องในแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว ให้สามารถรองรับกับสถานการณ์ของประเทศไทยทั้งในปัจจุบันและอนาคต โดยพิจารณาครอบคลุมถึงความต้องการไฟฟ้าในระดับรายภาค
- เพื่อจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวของประเทศทั้งในระบบและนอกระบบการไฟฟ้า
- เพื่อให้บุคลากรของ สนพ. คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า และผู้ที่เกี่ยวข้องมีความรู้ ความสามารถ ความชำนาญ และมีประสบการณ์ด้านการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น

2. โครงสร้างการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการจัดหาไฟฟ้าในประเทศ

ความต้องการไฟฟ้าในประเทศเป็นความต้องการไฟฟ้าจากผู้บริโภคไฟฟ้าที่อยู่ในระบบ และผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่นอกระบบ ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำแนกออกเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในประเทศและผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในประเทศเพื่อนบ้าน ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบในประเทศเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าตามนิยามที่ได้กำหนดในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย และผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าตรงของ กฟผ. ส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบในประเทศและผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้านที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ.

ผู้จัดหาไฟฟ้าในระบบที่เป็นผู้สนองความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบในประเทศ ได้แก่ กฟผ. กฟน. กฟภ. และ VSPP ส่วนผู้จัดหาไฟฟ้าในระบบที่เป็นผู้สนองความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน คือ กฟผ. กฟผ. จึงเป็นผู้จัดหาไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้กับ กฟน. กฟภ. ลูกค้าตรง และประเทศเพื่อนบ้าน ไฟฟ้าที่ กฟผ. จัดหา เป็นไฟฟ้าที่ กฟผ. ผลิตเอง และไฟฟ้าที่ กฟผ. ซื้อจากประเทศเพื่อนบ้าน IPP และ SPP ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กฟน. และ กฟภ. ไม่ได้ผลิตไฟฟ้าเอง¹ แต่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. และจากผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP เพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟน. และ กฟภ. เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่จำแนกออกเป็น 11 ประเภทต่อไปนี้

1. บ้านอยู่อาศัย
2. กิจการขนาดเล็ก

¹ กฟผ. ผลิตไฟฟ้าเองส่วนหนึ่งในปริมาณที่น้อยมาก

3. กิจการขนาดกลาง
4. กิจการขนาดใหญ่
5. กิจการเฉพาะอย่าง
6. องค์กรไม่แสวงหากำไร
7. สูบน้ำเพื่อการเกษตร
8. ไฟฟ้าชั่วคราว
9. ไฟฟ้าสำรอง
10. ไฟฟ้าประเภทที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible)
11. ไฟฟ้าสำหรับรถ EV

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถจำแนกเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจต่อไปนี้

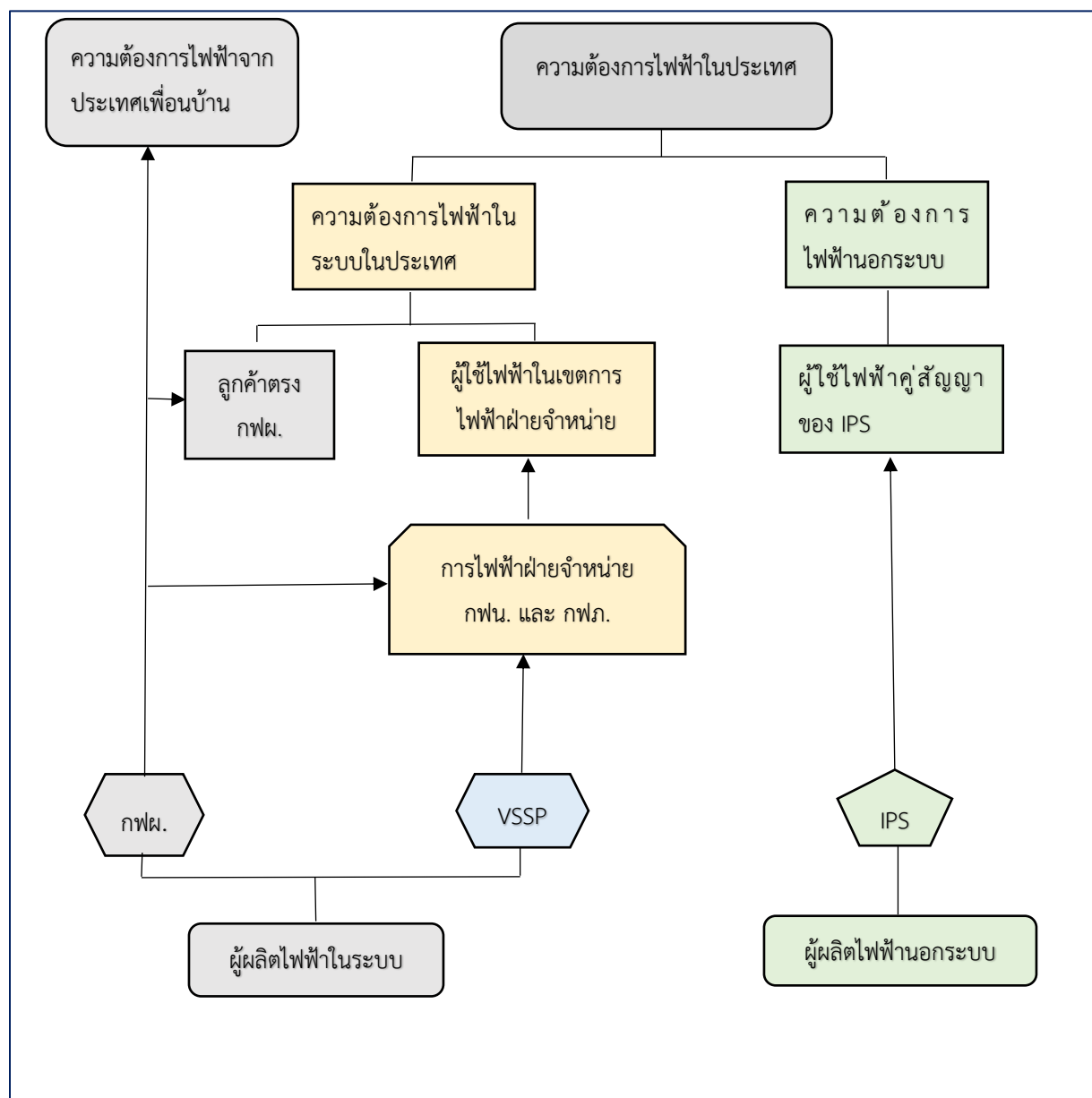
- บ้านอยู่อาศัย
- เกษตร
- พาณิชยกรรม
- อุตสาหกรรม
- คมนาคม
- อื่นๆ

เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าเดียวกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ ความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจึงเท่ากับความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจ นอกจากความต้องการไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบแล้ว ยังมีความต้องการไฟฟ้าเพื่อแสงสว่างบนถนนที่จะเรียกว่าไฟฟ้าสาธารณะ

ผู้ใช้ไฟฟ้านอกระบบคือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPS) ที่มีใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจาก กกพ. ซึ่งจะเรียกว่า ผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบ ผู้ใช้ไฟฟ้าคู่สัญญาของ IPS ส่วนใหญ่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรม

รูปที่ 1 แสดงโครงสร้างความต้องการไฟฟ้าและจัดหาไฟฟ้าทั้งในระบบและนอกระบบในประเทศไทย การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในโครงการศึกษานี้เป็นการพยากรณ์ตามโครงสร้างความต้องการไฟฟ้าและจัดหาไฟฟ้าในรูปที่ 1 ดังต่อไปนี้

1. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน.
2. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. และในระดับภาค
3. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบ กฟผ. และในระดับภาคของ กฟผ.
4. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบ และในประเทศ
5. ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าผลิตสุทธิของ กฟผ.



รูปที่ 1 โครงสร้างความต้องการไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าในประเทศไทย

8. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. และในเขตจำหน่าย กฟภ. ในระบบไม่รวมส่งออก ในระบบรวมส่งออก และในประเทศ
9. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า. ในระบบไม่รวมส่งออก ในระบบรวมส่งออก และในประเทศ
10. การพยากรณ์ load profile ในเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. ในระบบไม่รวมส่งออก และในระบบรวมส่งออก

11. ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระยะสั้น

3. แนวทางในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวในประเทศไทย

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าแยกออกเป็น การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าและความต้องการพลังไฟฟ้า การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นการพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจและตัวแบบ End-Use ส่วนการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นการพยากรณ์จาก load profile และจากตัวแบบเศรษฐกิจ

3.1 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจ

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจเป็นวิธีพยากรณ์ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในหลายประเทศ ขั้นตอนของการพยากรณ์เริ่มจากการใช้ตัวแบบเศรษฐกิจจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอดีต โดยการหาความสัมพันธ์ในเชิงปริมาณระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้ากับตัวขับเคลื่อนความต้องการพลังงานไฟฟ้า และใช้ความสัมพันธ์ดังกล่าวเป็นพื้นฐานในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต

สมมติฐานในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจคือ ความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้ากับตัวขับเคลื่อนความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต เป็นไปตามความสัมพันธ์ที่จำลองได้ในอดีต ตัวแบบเศรษฐกิจที่ใช้จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในโครงการศึกษานี้ เป็นตัวแบบประเภท autoregressive distributed lag ที่อยู่ในรูปแบบ log-log หรือ semi-log ที่มีเทอม error correction ส่วนตัวขับเคลื่อนความต้องการพลังงานไฟฟ้าคือ GDP อุณหภูมิ จำนวนประชากร และปริมาณน้ำฝน

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าแยกออกเป็น การพยากรณ์ในระดับจุลภาคและในระดับมหภาค การพยากรณ์ในระดับจุลภาคเป็นการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวนตัวแบบเศรษฐกิจที่ใช้พยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระดับจุลภาคจึงเท่ากับจำนวนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อรวมค่าพยากรณ์ในระดับจุลภาคของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทก็จะได้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท การพยากรณ์ในระดับมหภาคเป็นการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาพรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท ตัวแบบเศรษฐกิจที่ใช้จำลองและพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับมหภาคจึงมีเพียงตัวแบบเดียว

การตรวจสอบคุณสมบัติของตัวแบบเศรษฐกิจ

การตรวจสอบคุณสมบัติของตัวแบบเศรษฐกิจเป็นการตรวจสอบในประเด็นของนัยสำคัญในเชิงสถิติของตัวแบบ ความแม่นยำของการจำลอง และความสอดคล้องของการจำลอง (consistency) ความแม่นยำของการจำลองพิจารณาได้จากความแตกต่างระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองจากตัวแบบ กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง โดยใช้ตัวชี้วัดร้อยละของค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (average relative absolute error) ระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองได้ กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง

ความสอดคล้องของตัวแบบหมายความว่าความสอดคล้องระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองในระดับจุลภาค กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับมหภาค ในเชิงทฤษฎี การรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่จำลองได้ในระดับจุลภาค ต้องเท่ากับความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่จำลองได้ในระดับมหภาค เนื่องจากการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจย่อมมีความคลาดเคลื่อนทั้งในระดับจุลภาคและในระดับมหภาค จึงต้องปรับให้ผลรวมของความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่จำลองได้ในระดับจุลภาค กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองในระดับมหภาคให้สอดคล้องกัน โดยการกระหนดยอดตามขั้นตอนต่อไปนี้

- เปรียบเทียบค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนของผลรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองได้ในระดับจุลภาค กับค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนของความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองได้ในระดับมหภาค
- ถ้าค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนของการจำลองในระดับจุลภาคต่ำกว่าค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนของการจำลองในระดับมหภาค ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจะจัดทำจากตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับจุลภาค
- ถ้าค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนของการจำลองในระดับจุลภาคสูงกว่าค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนของการจำลองในระดับมหภาค ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดจะจัดทำจากตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับมหภาค และปรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเพื่อให้ผลรวมเท่ากับค่าพยากรณ์ในระดับมหภาค

3.2 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบ End-Use

ตัวแบบ End-Use เป็นตัวแบบที่ใช้พยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลสำรวจในปีหนึ่ง ซึ่งเป็นฐานข้อมูลที่ใช้คำนวณความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อได้พยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่กำหนด ก็สามารถพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยการคูณความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้ากับค่าพยากรณ์ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ภายใต้ข้อสมมติว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่คำนวณจากข้อมูลสำรวจ มีค่าคงที่ไปตลอดช่วงเวลาของการพยากรณ์

ความแม่นยำของตัวแบบ End-Use สามารถตรวจสอบได้จากความแตกต่างระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในอดีต กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่จำลองได้จากตัวแบบจากตัวชี้วัดค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ การจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอดีตจากตัวแบบ End-Use เป็นการจำลองที่จะเรียกว่า backcasting ซึ่งเป็นการจำลองโดยการคูณความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่คำนวณได้จากข้อมูลสำรวจกับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจริงในอดีต

ภายใต้สมมติฐานว่า ข้อผิดพลาดจากการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคตเหมือนกับข้อผิดพลาดในอดีต ค่าพยากรณ์ของตัวแบบ End-Use จะถูกปรับด้วยข้อผิดพลาดดังกล่าวตามขั้นตอนต่อไปนี้

- จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่คำนวณจากข้อมูลสำรวจด้วยค่าพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า
- จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยวิธี backcasting จากความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลสำรวจด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าจริงในปีสำรวจด้วยค่าพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า
- จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยการปรับค่าพยากรณ์จากวิธี backcasting ด้วยค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ ซึ่งจะเรียกว่าค่าพยากรณ์ปรับด้วย backcasting

ในโครงการศึกษานี้ ตัวแบบ End-Use จะใช้ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 หรือบ้านอยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ที่จำแนกตาม TSIC-ID และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 จำแนกตาม TSIC-ID ตัวแบบ End-Use ที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 แตกต่างไปจากตัวแบบ End-Use ที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ที่จำแนกตาม TSIC-ID ในประเด็นของข้อมูล ข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 เป็นข้อมูลภาคตัดที่ได้มาจากการสำรวจ ส่วนข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 จำแนกตาม TSIC-ID เป็นข้อมูลอนุกรมเวลา

3.3 การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นการพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจและจาก load profile ตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ณ วันที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ซึ่งเป็นข้อมูลของปี พ.ศ. 2562 ตัวแบบเศรษฐกิจที่ใช้ในการจำลองและพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นตัวแบบที่มีลักษณะเดียวกันกับตัวแบบที่ใช้ในการจำลองและพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ข้อมูลที่ใช้จำลองความต้องการพลังไฟฟ้าโดยตัวแบบเศรษฐกิจเป็นความต้องการพลังไฟฟ้าที่ต้นทางของผู้จัดหาพลังไฟฟ้า ซึ่งก็คือที่จุดรับซื้อของ กฟน. และ กฟภ. จาก กฟผ. ส่วนข้อมูลความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile เป็นความต้องการพลังไฟฟ้า ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจเป็นการพยากรณ์จากค่าพยากรณ์ของตัวขับเคลื่อนความต้องการพลังไฟฟ้า เช่นเดียวกันกับการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ส่วนการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile เป็นการพยากรณ์จากลักษณะการใช้พลังไฟฟ้า และค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้จัดทำขึ้น ในทางทฤษฎี ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจต้องเท่ากับค่าพยากรณ์จาก load profile ความสอดคล้องระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile จึงเป็นแนวทางหนึ่งในการตรวจสอบความสอดคล้องระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากทั้งสองวิธี

การเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile ต้องเป็นการเปรียบเทียบที่พื้นฐานเดียวกัน เนื่องจากความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile เป็นความต้องการ ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า จึงต้องปรับความต้องการพลังไฟฟ้าดังกล่าวด้วยความสูญเสียในระบบ ให้เป็นความต้องการพลังไฟฟ้าที่ต้นทางของผู้จัดหาพลังไฟฟ้า

นอกจากนี้ การจำลองความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจเป็นการจำลองจากข้อมูลพลังไฟฟ้า ณ จุดที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อมาจาก กฟผ. เท่านั้น แต่ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า ถูกจัดหามาจากพลังไฟฟ้าที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อมาจาก กฟผ. และจาก VSPP เนื่องจากไม่มีข้อมูลพลังไฟฟ้าที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อมาจาก VSPP จำยเข้าระบบในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ การจำลองความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจจึงต้องคาดคะเนสัดส่วนของพลังไฟฟ้าที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อมาจาก VSPP ตามสัญญาซื้อขาย เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile ที่พื้นฐานเดียวกัน ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจที่ใกล้เคียงกับค่าพยากรณ์จาก load profile จะเป็นตัวชี้วัดสัดส่วนพลังไฟฟ้าของ VSPP ในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า ที่จำยเข้าระบบในช่วงเวลาที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ

4. ฐานข้อมูล

ฐานข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าเป็นข้อมูลที่อยู่ในช่วงเวลา พ.ศ. 2548-2562 ที่รวบรวมจากแหล่งต่อไปนี้

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)
- สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.)
- สำนักงานสถิติแห่งชาติ (สสช.)
- กรมอุตุนิยมวิทยา
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

นอกจากแหล่งข้อมูลดังกล่าว ยังมีข้อมูลจากการสำรวจความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่จัดทำโดยคณะผู้ศึกษาในปี พ.ศ. 2563 เพื่อใช้ร่วมกับข้อมูลสำรวจจาก สสช. ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจากตัวแบบ End-Use

5. การกำหนดฉากทัศน์ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวจากปี 2563-2580 ขึ้นอยู่กับการคาดคะเนการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยสำคัญที่มีผลกระทบต่อความต้องการไฟฟ้า ซึ่งเป็นไปได้ในหลายกรณีด้วยกัน เพื่อให้การพยากรณ์ครอบคลุมพิสัยของความไม่แน่นอนในการคาดการณ์ในอนาคต คณะผู้ศึกษาได้กำหนดฉากทัศน์ (scenario) เพื่อพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว ดังต่อไปนี้

- กรณีปกติ (business as usual หรือ BAU) เป็นฉากทัศน์ที่มีสมมติฐานว่า พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2563-2580 ยังเป็นไปตามพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในปี 2548-2562
- กรณีฐาน เป็นการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าภายใต้กรณี BAU แต่ได้ปรับเปลี่ยนการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่เกิดจากแผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนส่งมวลชนในประเทศ และความต้องการไฟฟ้าที่เกิด

จากรถยนต์ไฟฟ้า ตามแผนการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้า (EV) ของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ

นอกจากนี้ ยังได้วิเคราะห์ความไว (sensitivity analysis) โดยการปรับลดค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่เกิดจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2680: AEDP 2018 และความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะประหยัดได้ ตามที่ได้กำหนดในแผนอนุรักษ์พลังงานปี 2558-2579

6. การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าภายใต้กรณี BAU

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าภายใต้กรณี BAU ในปี 2563-2580 ได้จัดทำจากฐานข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าในปี 2548-2562 ตามโครงสร้างความต้องการไฟฟ้าที่ได้นำเสนอในรูปที่ 1

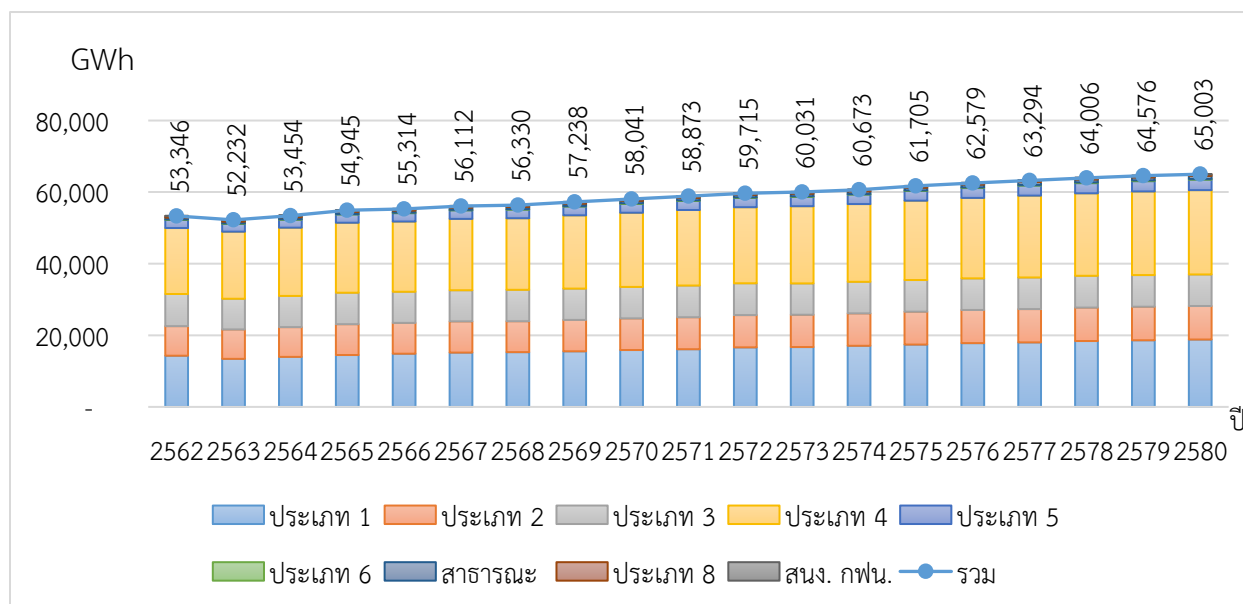
6.1 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน.

ผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจสำหรับผู้ใช้อำนาจไฟฟ้าประเภท 1 ถึงประเภท 6 และความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากไฟฟ้าสาธารณะ สรุปได้ดังต่อไปนี้

- ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของผลรวมค่าจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในระดับจุลภาคเท่ากับร้อยละ 0.79
- ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของค่าจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทในระดับมหภาคเท่ากับร้อยละ 0.59
- ใช้ค่าพยากรณ์ในระดับมหภาคเป็นฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1-6 เพื่อให้ผลรวมค่าพยากรณ์ในระดับจุลภาคเท่ากับค่าพยากรณ์ในระดับมหภาค

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 8 และความต้องการพลังงานไฟฟ้าในสำนักงาน กฟน. มีลักษณะไม่เหมาะสมที่จะจำลองด้วยตัวแบบเศรษฐกิจ จึงได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 8 และความต้องการพลังงานไฟฟ้าในสำนักงาน กฟน. จากลักษณะความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอดีต ซึ่งสรุปได้ดังต่อไปนี้

- ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 8 เท่ากับ 440 GWh ในปี 2563-2580
- ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในสำนักงาน กฟน. เท่ากับ 45 GWh ในปี 2563-2580



รูปที่ 2 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน.

6.2 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน.

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐกิจ ยกเว้น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 6 ประเภท 9 และประเภท 10 เนื่องจากมีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าในรูปแบบที่ไม่เหมาะสมที่จะจำลองโดยตัวแบบเศรษฐกิจ จึงได้จัดทำค่าพยากรณ์จากลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต นอกจากการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจ ยังมีการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 ด้วยตัวแบบ End-Use เช่นเดียวกันกับในกรณีของ กฟน.

ค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจมีความแตกต่างไปจากค่าพยากรณ์จากวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting อย่างมีนัยสำคัญ โดยค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจจะสูงกว่าค่าพยากรณ์จากตัวแบบ End-Use ในทุกปีของช่วงระยะเวลาการพยากรณ์ ค่าพยากรณ์จากทั้ง 2 วิธีมีความแตกต่างกันน้อยในช่วงแรกของการพยากรณ์ แต่ความแตกต่างจะเพิ่มขึ้น โดยค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจสูงกว่าค่าพยากรณ์จากตัวแบบ adjusted backcasting ประมาณร้อยละ 12 ในช่วงท้ายของการพยากรณ์ สาเหตุของความแตกต่างของค่าพยากรณ์สรุปได้ดังนี้

- ค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าความเป็นจริง จากสมมติฐานที่กำหนดให้ความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้ากับตัวขับเคลื่อนความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต เหมือนกับความสัมพันธ์ในอดีต จึงไม่สะท้อนประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นในอนาคต
- ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบ End-Use มีแนวโน้มที่จะต่ำกว่าความเป็นจริง
 - ค่าพยากรณ์ไม่ได้ถูกกระทบจากอัตราเติบโตของความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่สูงในอดีต

- กำหนดให้การใช้พลังงานไฟฟ้าต่อครัวเรือนมีค่าคงที่ ซึ่งในความเป็นจริงแล้ว ความเป็นไปได้ที่ระดับของการพัฒนาในเขตภูมิภาคในช่วง 2563-2580 จะทำให้มีการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้ามากขึ้น ซึ่งจะทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อครัวเรือนเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 จัดทำจากค่าพยากรณ์ที่เฉลี่ยจากทั้งสองวิธี ซึ่งจะเรียกว่าค่าพยากรณ์ผสมผสาน

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐมิติ

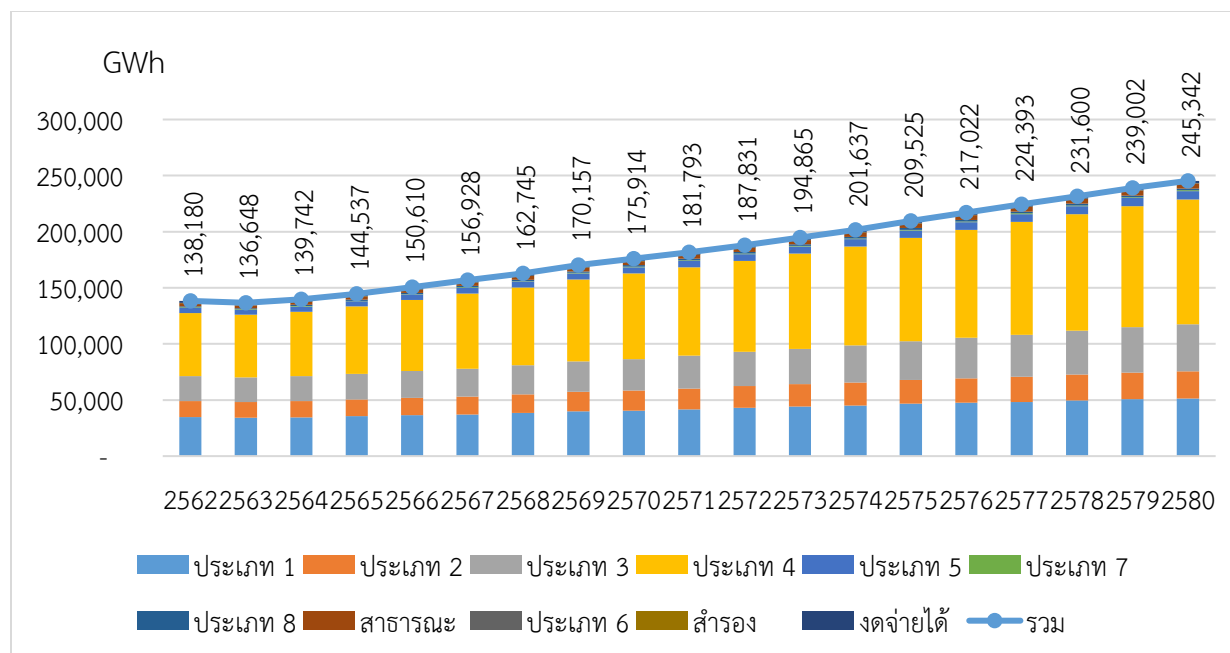
ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 2 ประเภท 3 ประเภท 4 ประเภท 5 ประเภท 8 และไฟฟ้าสาธารณะได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐมิติ ส่วนความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 6 ประเภท 9 และประเภท 10 มีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ไม่เหมาะต่อการจำลองโดยตัวแบบเศรษฐมิติ จึงได้จัดทำค่าพยากรณ์จากลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าในอดีต

ผลการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขต กฟภ. สรุปได้ดังต่อไปนี้

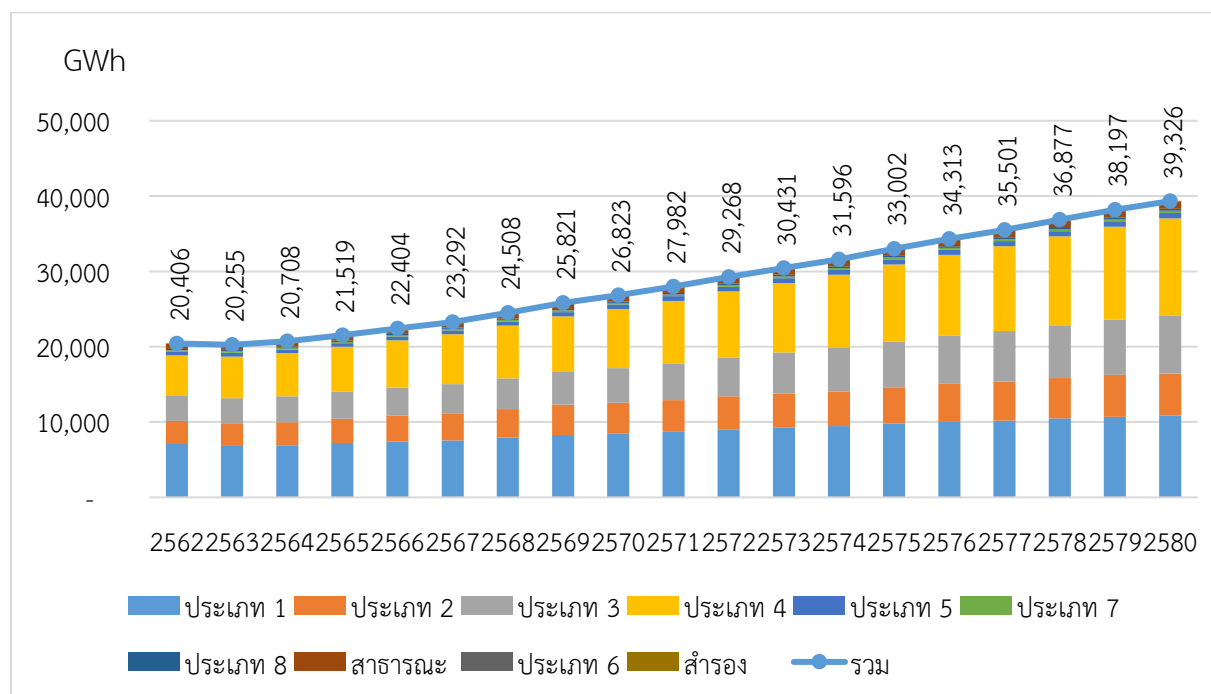
- ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของผลรวมค่าจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับจุลภาคเท่ากับร้อยละ 1.14
- ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของค่าจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับมหภาคเท่ากับร้อยละ 1.52
- กำหนดความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 6 ประเภท 9 และประเภท 10 ภายใต้อสมมติฐานต่อไปนี้
 - ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเภท 6 = 80 GWh
 - ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเภท 9 = 150 GWh
 - ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเภท 10 = 2,000 GWh
- จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจากตัวแบบเศรษฐมิติในระดับจุลภาค
- จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับ กฟภ. จากผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับภาค กฟภ. ได้จัดทำจากการพิจารณาค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้า ซึ่งสรุปได้ดังต่อไปนี้

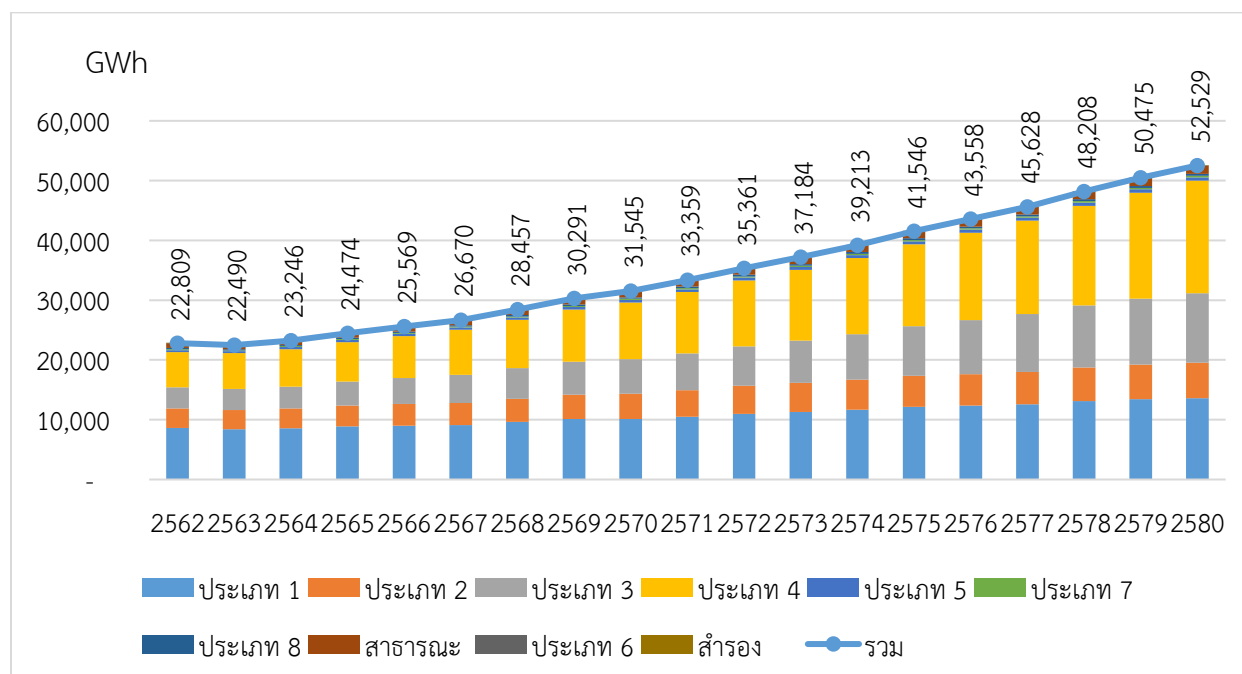
- ค่าพยากรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 และประเภท 2 ได้จัดทำจากการคูณค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละภาคด้วยสัดส่วนค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับมหภาคต่อผลรวมค่าพยากรณ์ในระดับจุลภาค
- ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 ประเภท 4 ประเภท 5 ประเภท 7 และไฟฟ้าสาธารณะ ได้จัดทำจากค่าพยากรณ์ของตัวแบบเศรษฐมิติในแต่ละภาค



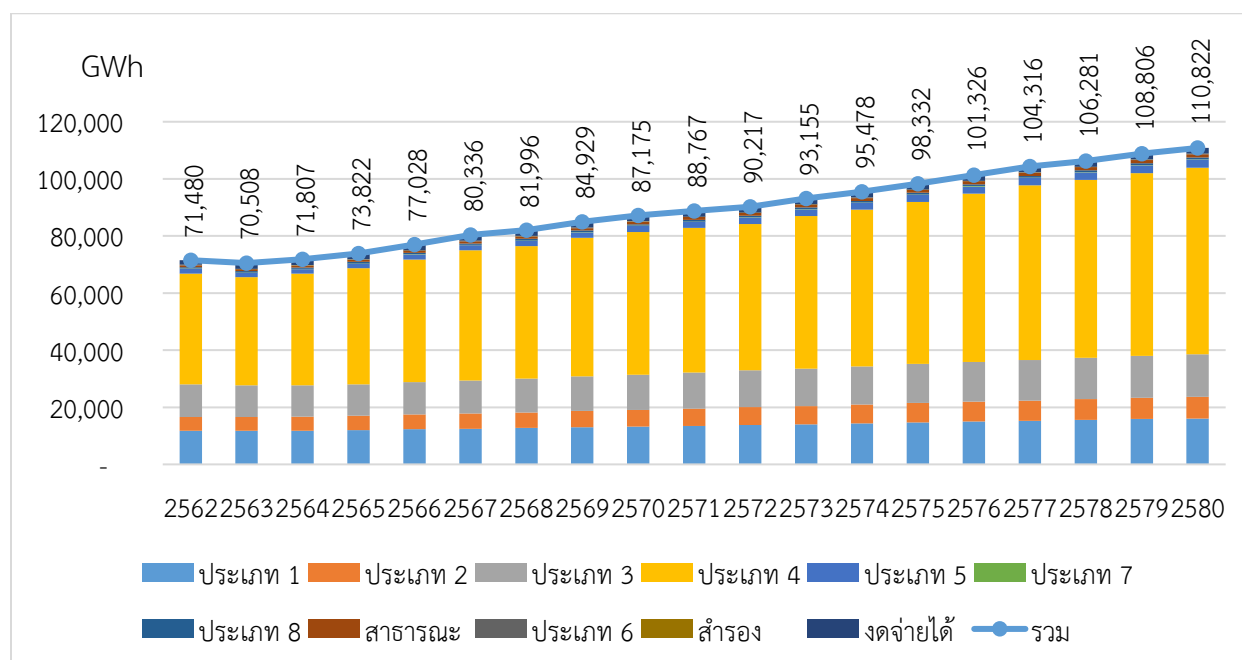
รูปที่ 3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ.



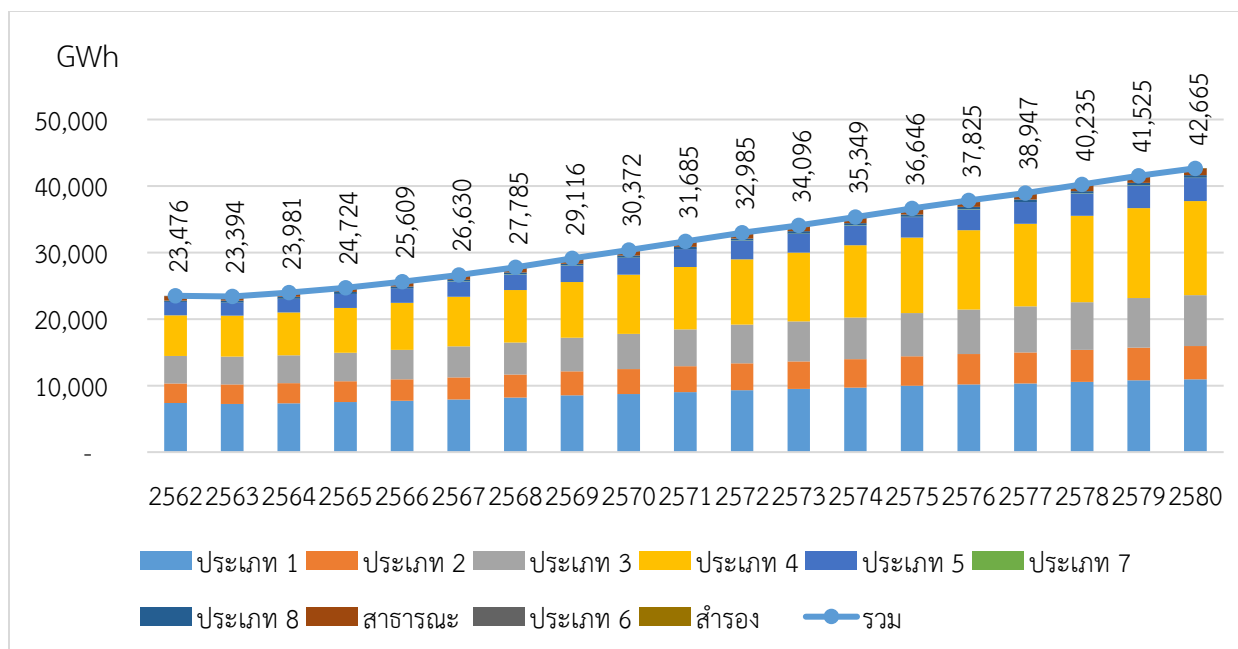
รูปที่ 4 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ กฟภ.



รูปที่ 5 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ กฟภ.



รูปที่ 6 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง กฟภ.



รูปที่ 7 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ กฟภ.

ตารางที่ 1 อัตราการเพิ่มค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า การไฟฟ้า และภาคของ กฟภ.

อัตราเพิ่ม, ร้อยละ	ประเภท								ไฟฟ้า	รวม
	1	2	3	4	5	6	7	8	สาธารณะ	
กฟน.	1.54	0.69	-0.1	1.37	1.42	2.81	-	-	2.84	1.10
กฟภ.	2.18	3.06	3.53	3.87	2.85	-	2.19	2.77	2.68	3.24
กฟภ. เหนือ	2.41	3.38	4.81	4.95	2.43	-	1.28	2.93	2.17	3.71
กฟภ. อีสาน	2.56	3.45	6.81	6.69	2.31	-	2.62	3.4	3.13	4.74
กฟภ. กลาง	1.72	2.58	1.48	2.94	2.72	-	3.46	2.55	2.77	2.47
กฟภ. ใต้	2.19	3.02	3.48	4.78	3.14	-	2.96	2.71	2.53	3.37

6.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 จำแนกตาม TSIC-ID

ข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 จำแนกตาม TSIC-ID เป็นข้อมูลอนุกรมเวลาของความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อราย และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าตาม TSIC-ID จาก สนพ. จำนวน 16 TSIC-ID ในปี 2555-2562 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าใน 16 TSIC-ID ก็คือความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ที่อยู่ในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ 16 TSIC-ID จึงต้องสอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ที่อยู่ในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

เนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ 16 TSIC-ID ยังไม่ได้ครอบคลุมความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ทั้งหมด จึงได้กำหนดให้ OTHER40 เป็นอีกหนึ่ง TSIC-ID ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 รวมเป็น 17 TSIC-ID เพื่อให้ผลรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID สอดคล้องกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ OTHER40 ในปี 2555-2562 มีสัดส่วนในความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ร้อยละ 58 ในปี 2555 และเพิ่มขึ้นทุกปีจนมีสัดส่วนร้อยละ 63 ในปี 2562

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม 17 TSIC-ID ในปี 2563-2580 เป็นการพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจและจากตัวแบบ End-Use ที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลในปี 2555-2562 แต่ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ที่ได้นำเสนอไปแล้ว มาจากตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลในปี 2548-2562 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลในปี 2555-2562 จึงไม่สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่มาจากตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลในปี 2548-2580

เพื่อให้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 จึงได้สร้างตัวแบบเพื่อจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 อีกครั้งจากข้อมูล 2555-2562 ซึ่งจะเรียกว่าตัวแบบ TOTAL40 เพื่อให้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2563-2580 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID และเมื่อได้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตาม TSIC-ID แล้ว จะปรับให้ค่าพยากรณ์ดังกล่าว สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 จากตัวแบบเศรษฐกิจที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลในปี 2548-2562

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID กระทำใน 3 ระดับ: ในระบบในประเทศ ในเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ.

ค่าพยากรณ์จากตัวแบบ End-Use

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบ End-Use ในแต่ละ TSIC-ID ได้จัดทำโดยการนำค่าพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละ TSIC-ID จากตัวแบบเศรษฐกิจ คูณด้วยความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อรายใน TSIC-ID เดียวกัน กรณีที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้น กำหนดให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าขึ้นอยู่กับผลผลิตมวลรวม และกรณีที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง กำหนดให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าขึ้นอยู่กับเวลา ส่วนในกรณีที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ไม่มีแนวโน้มที่ชัดเจน กำหนดให้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นค่าคงที่ ผลผลิตมวลรวมในตัวแบบพยากรณ์ เป็น GDP สำหรับพยากรณ์ในระดับในระบบในประเทศ เป็น GRP_MEA สำหรับพยากรณ์ในเขตจำหน่าย กฟน. และ GRP_PEA สำหรับพยากรณ์ในเขตจำหน่าย กฟภ.

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า พิจารณาจากค่าพยากรณ์ฯ จากตัวแบบ End-Use ปรับด้วย backcasting เพราะค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความแตกต่างผลรวมค่าพยากรณ์ฯ ตาม TSIC-ID จากตัวแบบ End-Use ปรับด้วย backcasting กับค่าพยากรณ์ฯ TOTAL40 เท่ากับร้อยละ 6.83 ต่ำกว่า ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความแตกต่างจากตัวแบบ End-Use ซึ่งเท่ากับร้อยละ 10.53 จึงพิจารณาเฉพาะค่าพยากรณ์ฯ จากตัวแบบ End-Use ปรับด้วย backcasting เท่านั้น

ค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐมิติ

การจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละ TSIC-ID โดยตัวแบบเศรษฐมิติ กำหนดให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าขึ้นอยู่กับตัวแปรในลักษณะเดียวกันกับกรณีการจำลองจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความแตกต่างระหว่างผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของแต่ละ TSIC-ID กับค่าพยากรณ์ของ TOTAL40 เท่ากับร้อยละ 7.74 ซึ่งสูงกว่าความแตกต่างระหว่างค่าพยากรณ์ TOTAL40 กับผลรวมค่าพยากรณ์ของตัวแบบ End-Use ปรับด้วย backcasting

การกระทบยอดผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting และจากวิธีเศรษฐมิติ

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting และวิธีเศรษฐมิติ จะปรับให้ผลรวมค่าพยากรณ์ฯ จำแนกตาม TSIC-ID เท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า TOTAL40 เพื่อเปรียบเทียบความแตกต่างค่าพยากรณ์ฯ จากวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting และวิธีเศรษฐมิติ ซึ่งมีข้อสรุปดังนี้

ในระบบในประเทศ

- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐมิติ ในแต่ละ TSIC-ID มีพิสัยตั้งแต่ร้อยละ 0.63 สำหรับ OTHER40 ถึงร้อยละ 79.88 สำหรับ TSIC23101
- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐมิติ ในแต่ละ TSIC-ID ที่สูงกว่าร้อยละ 10 มีอยู่จำนวน 9 TSIC-ID ได้แก่ TSIC10211 TSIC13112 TSIC13113 TSIC20131 TSIC23101 TSIC23941 TSIC26101 TSIC64191 และ TSIC86102
- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐมิติ ในแต่ละ TSIC-ID ที่ต่ำกว่าร้อยละ 10 มีพิสัยของความแตกต่างจากร้อยละ 0.63 สำหรับ OTHER40 ถึงร้อยละ 8.63 สำหรับ TSIC47190

ในเขตจำหน่าย กฟน.

- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐมิติ ในแต่ละ TSIC-ID มีพิสัยตั้งแต่ร้อยละ 1.75 สำหรับ OTHER40 ถึงร้อยละ 259.79 สำหรับ TSIC46311
- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐมิติ ในแต่ละ TSIC-ID ที่สูงกว่าร้อยละ 10 มีอยู่จำนวน 7 TSIC-ID ได้แก่ TSIC20131 TSIC23101 TSIC23941 TSIC24101 TSIC26101 TSIC46311 และ TSIC86102
- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐมิติ ในแต่ละ TSIC-ID ที่ต่ำกว่าร้อยละ 10 มีพิสัยของความแตกต่างจากร้อยละ 1.75 สำหรับ OTHER40 ถึงร้อยละ 9.65 สำหรับ TSIC10211

ในเขตจำหน่าย กฟภ.

- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐกิจ ในแต่ละ TSIC-ID มีพิสัยตั้งแต่ร้อยละ 0.80 สำหรับ TSIC46311 และ TSIC64191 ถึงร้อยละ 61.88 สำหรับ TSIC23101
- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐกิจ ในแต่ละ TSIC-ID ที่สูงกว่าร้อยละ 10 มีอยู่จำนวน 7 TSIC-ID ได้แก่ TSIC10211 TSIC13112 TSIC13113 TSIC23101 TSIC23941 TSIC26101 และ TSIC86102
- ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ระหว่างวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting กับวิธีเศรษฐกิจ ในแต่ละ TSIC-ID ที่ต่ำกว่าร้อยละ 10 มีพิสัยของความแตกต่างจากร้อยละ 0.80 สำหรับ TSIC46311 และ TSIC64191 ถึงร้อยละ 9.33 สำหรับ TSIC20131

การคัดเลือกวิธีพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละ TSIC-ID

เมื่อเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของแต่ละ TSIC-ID จากวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting และจากตัวแบบเศรษฐกิจที่ได้มีการกระทบยอดแล้ว ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ในแต่ละ TSIC-ID ยังมีพิสัยที่ค่อนข้างกว้าง จึงได้พิจารณาเลือกตัวแบบพยากรณ์ของแต่ละ TSIC-ID ในสองขั้นตอนด้วยกัน ขั้นตอนแรกคือการปรับวิธีพยากรณ์จาก End-Use ปรับด้วย backcasting ใน TSIC-ID ที่มีความแตกต่างสูง เป็นวิธีเศรษฐกิจ โดยพิจารณาจากค่าสถิติของตัวแบบพยากรณ์ ซึ่งจะเรียกว่าวิธีพยากรณ์ผสมผสาน₁

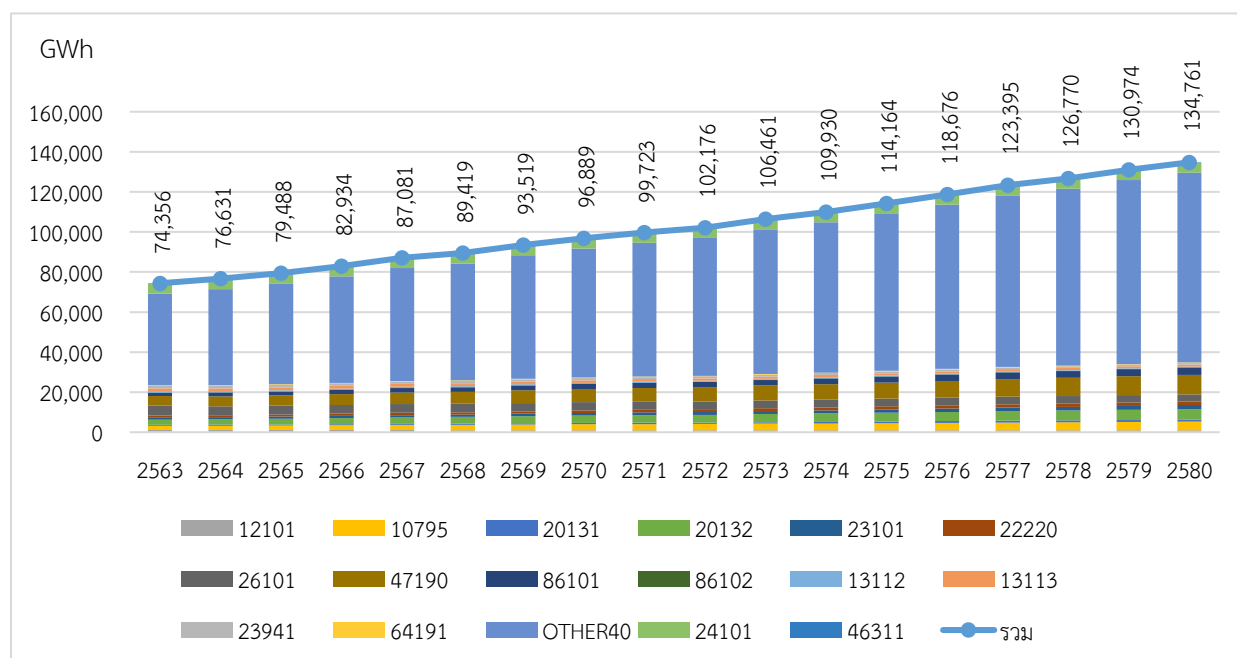
ในทำนองเดียวกัน จะปรับวิธีพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจในบาง TSIC-ID เป็นวิธี End-Use ปรับด้วย backcasting ซึ่งจะเรียกว่า วิธีพยากรณ์ผสมผสาน₂ ขั้นตอนที่สองเป็นการเปรียบเทียบผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากวิธีผสมผสาน₁ และวิธีผสมผสาน₂ กับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของทั้ง 17 TSIC-ID จากตัวแบบเศรษฐกิจ TOTAL40

ผลการเปรียบเทียบ ปรากฏว่าความแตกต่างผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากวิธีผสมผสาน₂ กับค่าพยากรณ์ TOTAL40 น้อยกว่าความแตกต่างผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากวิธีผสมผสาน₁ กับค่าพยากรณ์ TOTAL40 ทั้งในระบบในประเทศ ในเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ. จึงใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID จากวิธีผสมผสาน₂ เป็นค่าพยากรณ์ฯ จำแนกตาม TSIC *การปรับช่วงเวลาของการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในค่าพยากรณ์ผสมผสาน₂*

การจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID ในทุกวิธีพยากรณ์ รวมถึงการจำลองด้วยตัวแบบ TOTAL40 เป็นการจำลองจากข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2555-2580 แต่การจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 เป็นการจำลองจากข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2548-2580 จึงทำให้ค่าพยากรณ์จำแนกตาม TSIC-ID ในปี 2563-2580 ไม่สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4

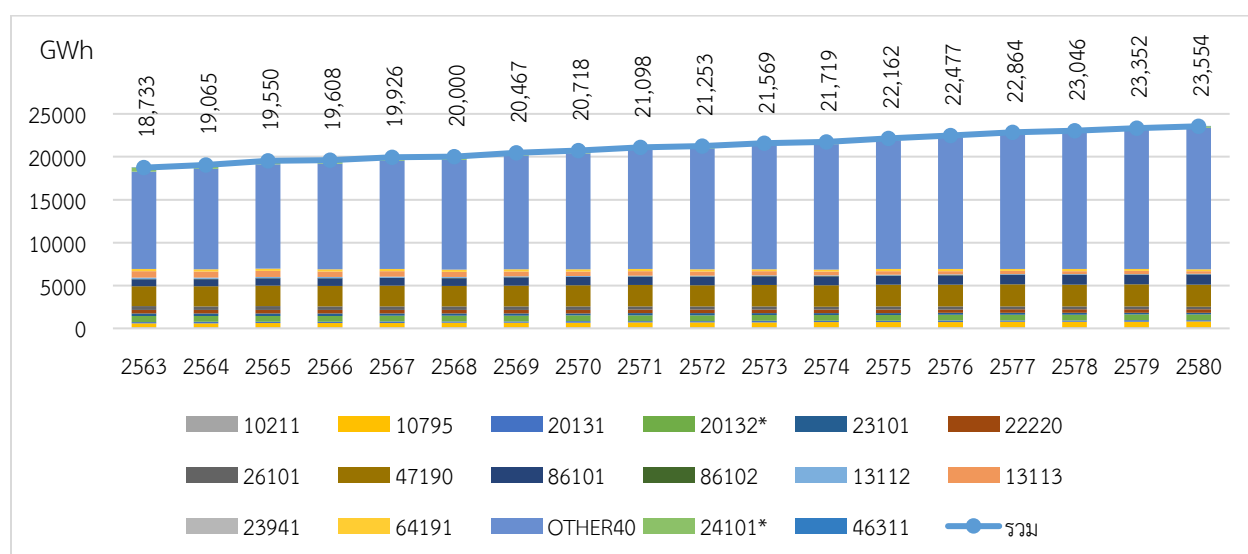
เนื่องจากผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ต้องเท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 จึงต้องมีการ

กระทยอดให้ผลรวมค่าพยากรณ์จำแนกตาม TSIC-ID สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ซึ่งได้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID ดังรูปที่ 8- รูปที่10



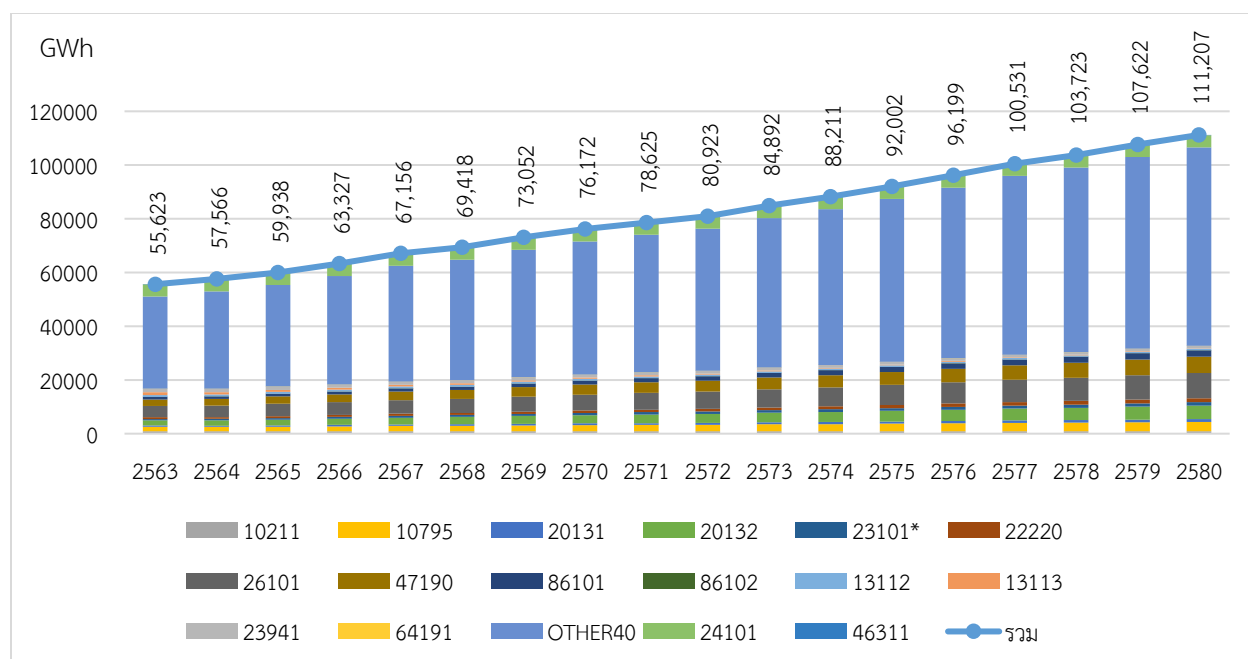
หมายเหตุ: *วิธี End-Use ปรับด้วย Backcasting

รูปที่ 8 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าผสมผสาน₂ ในระบบในประเทศจำแนกตาม TSIC-ID ที่คัดเลือกจากวิธีเศรษฐมิติและวิธี End-Use ปรับด้วย Backcasting



หมายเหตุ: *วิธี End-Use ปรับด้วย Backcasting

รูปที่ 9 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าผสมผสาน₂ ในเขตจำหน่าย กฟน. จำแนกตาม TSIC-ID ที่คัดเลือกจากวิธีเศรษฐมิติและวิธี End-Use ปรับด้วย Backcasting



หมายเหตุ: *วิธี End-Use ปรับด้วย Backcasting

รูปที่ 10 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าผสมผสาน₂ ในเขตจำหน่าย กฟน. จำแนกตาม TSIC-ID ที่คัดเลือกจากวิธีเศรษฐกิจและวิธี End-Use ปรับด้วย Backcasting

6.4 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 จำแนกตาม TSIC-ID

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 จำแนกตาม TSIC-ID ได้จัดทำภายใต้หลักการเดียวกันกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 จำแนกตาม TSIC-ID การจัดทำค่าพยากรณ์จากตัวแบบ End-Use ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 ซึ่งมีอยู่ 2 TSIC-ID สรุปได้ดังต่อไปนี้

- ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของการจำลองจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2555-2562 เท่ากับร้อยละ 1.78 สำหรับ TSIC55101 และร้อยละ 2.00 สำหรับ OTHER50
- การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจ สรุปได้ดังต่อไปนี้
 - ค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของการจำลอง TSIC55101 เท่ากับร้อยละ 1.06
 - ค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของการจำลอง OTHER50 เท่ากับร้อยละ 2.14

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของทั้ง 2 TSIC-ID กับค่าพยากรณ์จากตัวแบบ TOTAL50 ค่าพยากรณ์จากตัวแบบ TOTAL50 แตกต่างไปจากผลรวมค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจเท่ากับร้อยละ 4.52 และแตกต่างไปจากผลรวมค่าพยากรณ์จากวิธี backcasting ร้อยละ 8.12 จึงใช้ตัวแบบเศรษฐกิจพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละ TSIC-ID

เนื่องจากการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยตัวแบบ TOTAL50 มาจากข้อมูลในปี 2555-2562 แต่ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5 มาจากตัวแบบเศรษฐกิจที่จำลองมาจากข้อมูล

ในปี 2548-2580 จึงต้องปรับให้ผลรวมค่าพยากรณ์ของทั้ง 2 TSIC-ID ให้สอดคล้องกัน เช่นเดียวกันกับในกรณีของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 ซึ่งได้ค่าพยากรณ์ฯ ดังนี้

ตารางที่ 2 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตาม TSIC-ID ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 5

ปี	ในระบบในประเทศ		ในเขตจำหน่าย กฟน.		ในเขตจำหน่าย กฟภ.	
	55101	OTHER50	55101	OTHER50	55101	OTHER50
2563	4,246	2,413	1,102	1,087	3,145	1,325
2564	4,324	2,466	1,130	1,120	3,172	1,368
2565	4,412	2,552	1,162	1,158	3,230	1,414
2566	4,550	2,633	1,175	1,176	3,345	1,488
2567	4,714	2,732	1,193	1,200	3,481	1,573
2568	4,854	2,813	1,196	1,210	3,607	1,654
2569	5,012	2,902	1,215	1,235	3,730	1,734
2570	5,183	2,995	1,234	1,260	3,866	1,818
2571	5,361	3,089	1,251	1,283	4,012	1,905
2572	5,519	3,170	1,274	1,313	4,127	1,975
2573	5,655	3,235	1,284	1,328	4,236	2,042
2574	5,823	3,316	1,300	1,350	4,366	2,122
2575	5,994	3,395	1,324	1,381	4,488	2,196
2576	6,145	3,461	1,348	1,412	4,589	2,258
2577	6,292	3,522	1,365	1,435	4,692	2,322
2578	6,456	3,590	1,385	1,462	4,807	2,392
2579	6,599	3,645	1,401	1,483	4,907	2,453
2580	6,736	3,696	1,414	1,503	5,003	2,512

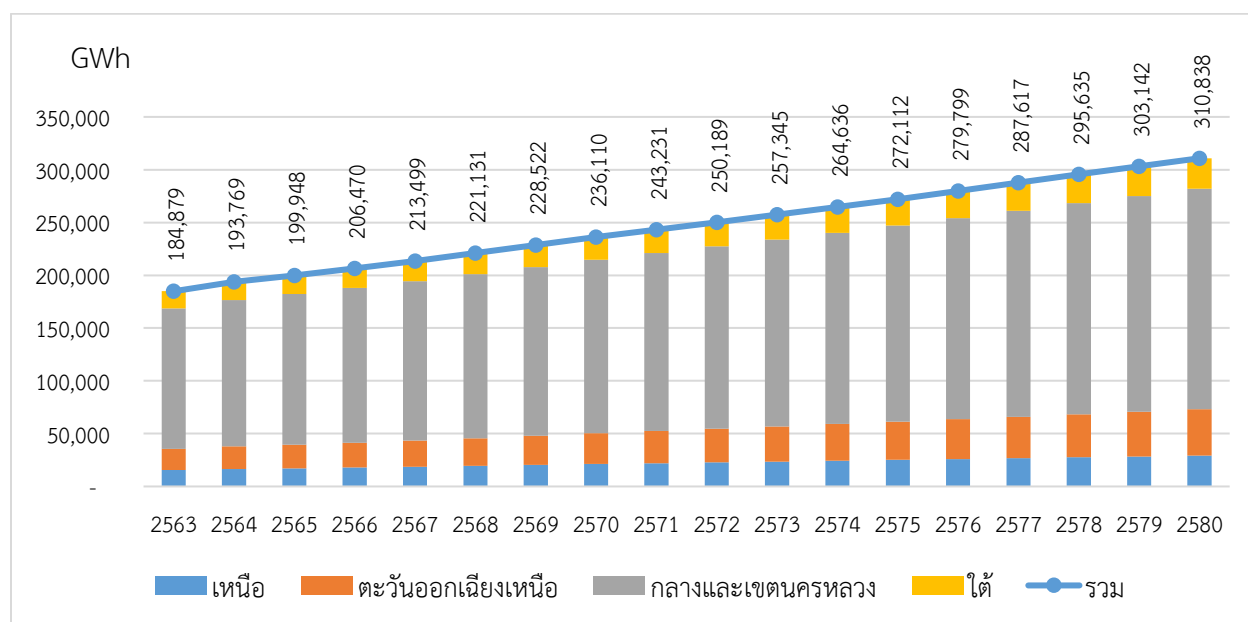
6.5 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ.

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. เป็นความต้องการที่มาจากผู้ใช้ไฟฟ้าใน กฟน. กฟภ. ลูกค้านตรงของ กฟผ. และจากประเทศเพื่อนบ้าน ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐกิจที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับ กฟผ. และในระดับภาค กฟผ. ที่แบ่งออกเป็น ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางและเขตนครหลวง และภาคใต้ ข้อจำกัดของข้อมูลเป็นเหตุผลที่ต้องรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคกลางกับในเขตนครหลวง และไม่สามารถแยกค่าพยากรณ์ฯ ออกตามภาคย่อยของ กฟผ.

ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ในระดับมหภาคเท่ากับร้อยละ 1.39 เปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ร้อยละ 1.48 ของการจำลองในระดับจุลภาคที่รวมการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าของทุกภาค การพยากรณ์ความ

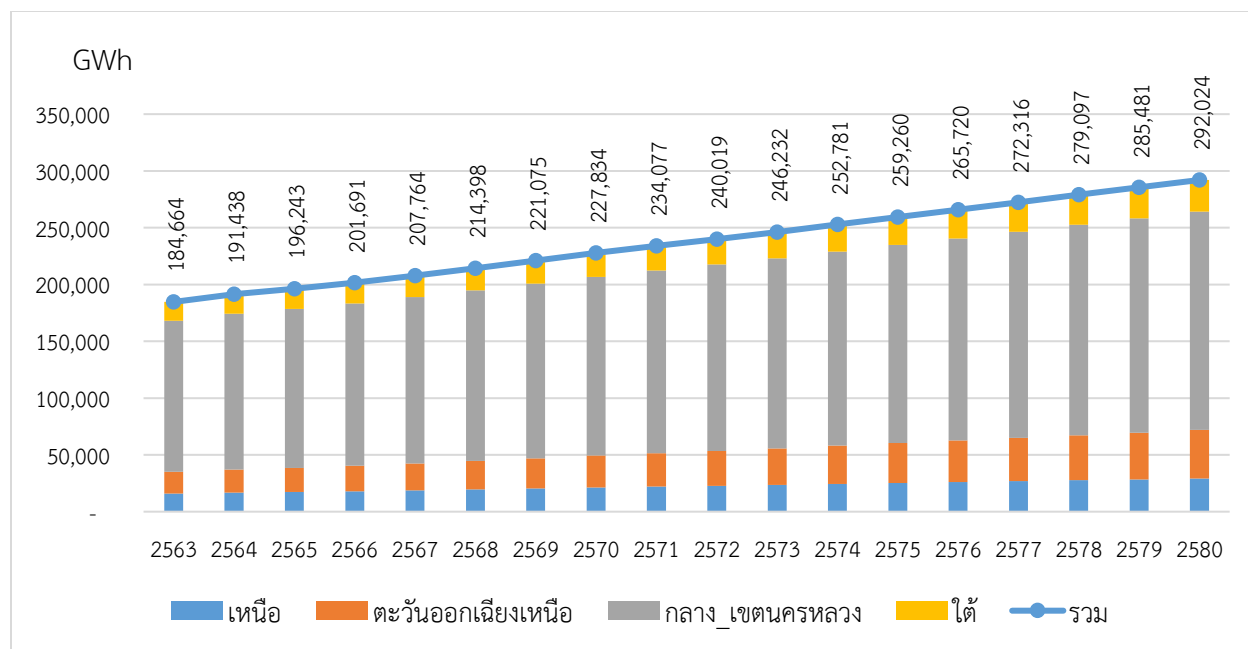
ต้องการพลังงานไฟฟ้าจึงได้จัดทำจากการกระทยอดให้ผลรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของแต่ละภาคเท่ากับความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับมหภาค

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศจาก กฟผ. ซึ่งไม่รวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐกิจที่มีลักษณะเดียวกันกับตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับ กฟผ. แต่ใช้ข้อมูลในการจำลองจากปี 2553-2562 ด้วยข้อจำกัดของข้อมูล



รูปที่ 11 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบ กฟผ. จำแนกตามภาคของ กฟผ.

การจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศจาก กฟผ. ในระดับมหภาคมีค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าร้อยละ 1.41 เปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ร้อยละ 1.37 ของผลรวมการจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากทุกภาคในระดับจุลภาค ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศจาก กฟผ. จึงได้จัดทำจากการรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละภาค



รูปที่ 12 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศในระบบ กฟผ. จำแนกตามภาค

6.6 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศ

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศเป็นความต้องการจากผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน. ในเขต กฟภ. จากลูกค้าตรงของ กฟผ. และจากผู้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าคู่สัญญาของ IPS ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศได้จัดทำจาก 2 วิธี คือจากการพยากรณ์ในระดับจุลภาค และจากการพยากรณ์ในระดับมหภาค

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศในระดับจุลภาค

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับจุลภาคได้จัดทำจากผลรวมของค่าพยากรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน. และในเขต กฟภ. ที่ได้นำเสนอในหัวข้อ 6.1 6.2 และ 6.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากลูกค้าตรง กฟผ. และค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าคู่สัญญาของ IPS ซึ่งผลรวมของค่าพยากรณ์ดังกล่าวเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศ ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรง กฟผ. ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า จัดทำโดยการพิจารณาลักษณะของความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอดีต ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรง กฟผ. ระหว่างปี 2553-2562 มีแนวโน้มลดลงตามลำดับตั้งแต่ 1,814 GWh ในปี 2558 เป็น 1,436 GWh ในปี 2562 ซึ่งสันนิฐานได้ว่า ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรง กฟผ. ที่ลดลงน่าจะถูกทดแทนด้วยพลังไฟฟ้าจากแหล่งอื่นทำให้เกิดความไม่แน่นอนในทิศทางความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรง กฟผ. ในอนาคต คณะผู้ศึกษาจึงได้กำหนดสมมติฐานให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรง กฟผ. อยู่ในระดับ 1,400 GWh ตั้งแต่ปี 2563 จนถึงปี 2580

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าคู่สัญญาของ IPS เพิ่มขึ้นจาก 17,241 GWh ในปี 2554 เป็น 31,791 GWh ในปี 2562 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคตของลูกค้ากลุ่มนี้ขึ้นอยู่กับนโยบายในอนาคต

ของ กฟพ. ในการออกใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าให้กับ IPS จึงได้กำหนดสมมติฐานให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ ลูกค้าคู่สัญญาของ IPS เท่ากับปีละ 32,000 GWh ระหว่างปี 2563-2580

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศในระดับมหภาค

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศในระดับมหภาคได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐกิจที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศจากข้อมูลปี 2554-2562 โดยกำหนดให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน. บวกด้วยความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟภ. บวกด้วยความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรง กฟผ. และบวกด้วยความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าคู่สัญญาของ IPS ซึ่งเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้า ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นตัวแปรตาม และให้ GDP และอุณหภูมิเป็นตัวขับเคลื่อนความต้องการพลังงานไฟฟ้า ตัวแบบที่จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศในระดับมหภาคมีค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ร้อยละ 0.63

ตารางที่ 3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศ ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า

หน่วย: GWh

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า		ความแตกต่าง %	ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า		ความแตกต่าง %
	จุลภาค	มหภาค			จุลภาค	มหภาค	
2563	222,280	213,302	4.21	2572	280,946	278,944	0.72
2564	226,596	222,479	1.85	2573	288,296	285,398	1.02
2565	232,882	228,888	1.74	2574	295,710	291,800	1.34
2566	239,324	235,736	1.52	2575	304,630	298,192	2.16
2567	245,584	243,081	1.03	2576	313,001	304,586	2.76
2568	252,475	250,925	0.62	2577	321,087	310,915	3.27
2569	260,795	258,332	0.95	2578	329,006	317,230	3.71
2570	267,355	265,740	0.61	2579	336,978	322,991	4.33
2571	274,066	272,505	0.57	2580	343,745	328,752	4.56

6.7 ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ต้องผลิตเพื่อสนองความต้องการในประเทศ (net energy requirements)

การพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ต้องผลิตเพื่อสนองความต้องการในประเทศ ได้จัดทำภายใต้สมมติฐานที่ ปริมาณไฟฟ้าที่ VSPP และ IPS ผลิตในอนาคต อยู่ในระดับในปี 2562 โดยมีขั้นตอนดังนี้

- พยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศจากข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ. ที่ได้ปรับด้วยความสูญเสียในโครงข่ายจำหน่าย ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าตรงในประเทศของ กฟผ. และความต้องการนอกระบบที่รับไฟฟ้าจาก IPS ในปี 2554-2562 ด้วยตัวแบบเศรษฐกิจ

- ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ต้องผลิตสุทธิ เท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศที่ปรับด้วยความสูญเสียในโครงข่ายส่งของ กฟผ. หักด้วยค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า 12,000 GWh ต่อปี ที่ผลิตโดย VSPP และ 32,000 GWh โดย IPS ต่อปี ที่ปรับด้วยความสูญเสียในโครงข่ายส่งของ กฟผ. เป็น 44,747 GWh ณ จุดขายของ กฟผ.

ตารางที่ 4 ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าผลิตสุทธิของ กฟผ. เพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบในประเทศ

ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิ ของ กฟผ. (GWh)	ปี	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิ ของ กฟผ. (GWh)
2563	180,675	2572	250,058
2564	190,730	2573	256,838
2565	197,463	2574	263,565
2566	204,658	2575	270,281
2567	212,376	2576	276,999
2568	220,618	2577	283,649
2569	228,400	2578	290,285
2570	236,184	2579	296,338
2571	243,291	2580	302,391

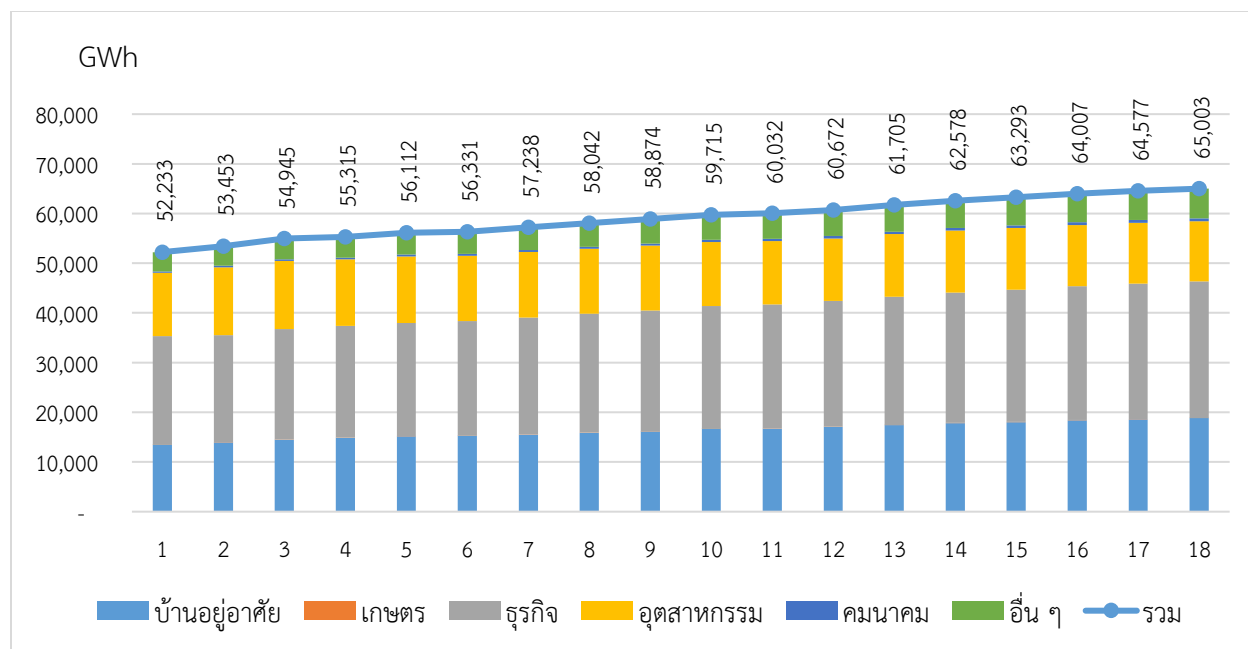
6.8 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจ

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจเป็นการพยากรณ์ใน กฟน. กฟผ. ในระดับภาค กฟผ. และในประเทศ การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจเป็นการพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจ โดยค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของภาคบ้านอยู่อาศัย เป็นค่าพยากรณ์เดียวกันกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1

6.8.1 ค่าพยากรณ์ตามภาคเศรษฐกิจใน กฟน.

ตัวแบบเศรษฐกิจที่ใช้จำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจจากข้อมูลในปี 2549-2562 ซึ่งเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้า ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า มีค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ในการจำลองเท่ากับร้อยละ 2.29 ในภาคเกษตร ร้อยละ 0.98 ในภาคธุรกิจ ร้อยละ 1.44 ในภาคอุตสาหกรรม ร้อยละ 4.17 ในภาคคมนาคม ร้อยละ 1.68 ในภาคอื่นๆ และร้อยละ 1.13 เมื่อได้รวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าของทุกภาคเศรษฐกิจ

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจใน กฟน. ได้จัดทำจากการกระหนยอดกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า โดยปรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละภาคเศรษฐกิจเพื่อให้ผลรวมเท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า



รูปที่ 13 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในเขตจำหน่าย กฟน.

6.8.2 ค่าพยากรณ์ตามภาคเศรษฐกิจใน กฟน.

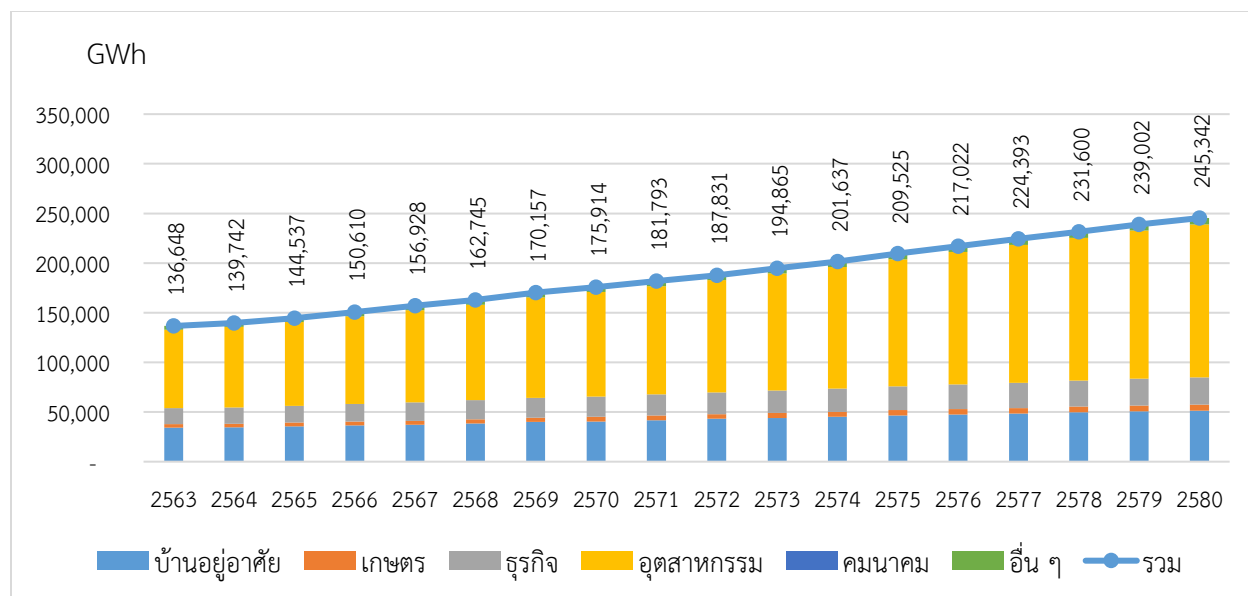
การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจใน กฟน. เป็นการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคเกษตร ภาคธุรกิจ ภาคอุตสาหกรรม และภาคอื่นๆ จากตัวแบบเศรษฐกิจ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของภาคบ้านอยู่อาศัยเป็นค่าพยากรณ์ผสมผสานระหว่างค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจกับค่าพยากรณ์จากตัวแบบ End-Use ปรับด้วย backcasting

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับ กฟน.

การจำลองความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจในระดับ กฟน. มีค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนร้อยละ 1.46 ในภาคเกษตร ร้อยละ 1.08 ในภาคธุรกิจ ร้อยละ 1.48 ในภาคอุตสาหกรรม และร้อยละ 0.97 ในภาคอื่นๆ ผลรวมของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละภาคเศรษฐกิจได้นำมากระทบยอดกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ผลรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เช่นเดียวกันกับในกรณีของ กฟน.

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจในระดับภาค กฟน.

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจในภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ในเขต กฟน. ได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐกิจในแต่ละภาค โดยการกระทบยอดผลรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าของแต่ละภาคเศรษฐกิจในแต่ละภาคของ กฟน. กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของภาคเศรษฐกิจนั้นในระดับ กฟน.



รูปที่ 14 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในเขตจำหน่าย กฟภ.

ตารางที่ 5 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคบ้านอยู่อาศัยและภาคเกษตรในเขตจำหน่าย กฟภ. ในระดับภาค

ปี	ค่าพยากรณ์ฯ ในภาคบ้านอยู่อาศัยในภาค, GWh					ค่าพยากรณ์ฯ ในภาคเกษตรในภาค, GWh				
	เหนือ	ต.อ.	กลาง	ใต้	รวม	เหนือ	ต.อ.	กลาง	ใต้	รวม
2563	6,815	8,424	11,805	7,232	34,276	863	661	1,086	945	3,555
2564	6,936	8,558	11,771	7,332	34,597	911	669	1,088	959	3,627
2565	7,206	8,896	11,997	7,537	35,636	965	688	1,105	983	3,741
2566	7,416	9,015	12,358	7,732	36,521	1,000	725	1,152	1,029	3,906
2567	7,574	9,104	12,495	7,914	37,087	1,044	765	1,199	1,077	4,085
2568	7,923	9,652	12,737	8,200	38,512	1,089	791	1,224	1,106	4,210
2569	8,269	10,134	13,026	8,536	39,965	1,136	830	1,269	1,153	4,388
2570	8,461	10,141	13,215	8,733	40,550	1,169	865	1,308	1,194	4,536
2571	8,720	10,515	13,498	9,001	41,734	1,199	892	1,337	1,226	4,654
2572	9,054	10,990	13,829	9,321	43,194	1,228	918	1,367	1,257	4,770
2573	9,281	11,296	14,038	9,491	44,106	1,266	954	1,412	1,301	4,933
2574	9,474	11,667	14,310	9,693	45,144	1,301	983	1,455	1,337	5,076
2575	9,787	12,164	14,740	9,979	46,670	1,342	1,017	1,503	1,379	5,241
2576	10,020	12,371	15,001	10,175	47,567	1,383	1,053	1,554	1,424	5,414
2577	10,204	12,579	15,204	10,317	48,304	1,422	1,087	1,602	1,466	5,577
2578	10,482	13,114	15,580	10,577	49,753	1,451	1,113	1,639	1,497	5,700
2579	10,713	13,414	15,876	10,817	50,820	1,484	1,142	1,681	1,532	5,839
2580	10,871	13,601	16,037	10,945	51,454	1,512	1,166	1,718	1,562	5,958

ตารางที่ 6 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมในเขตจำหน่าย กฟภ. ในระดับภาค

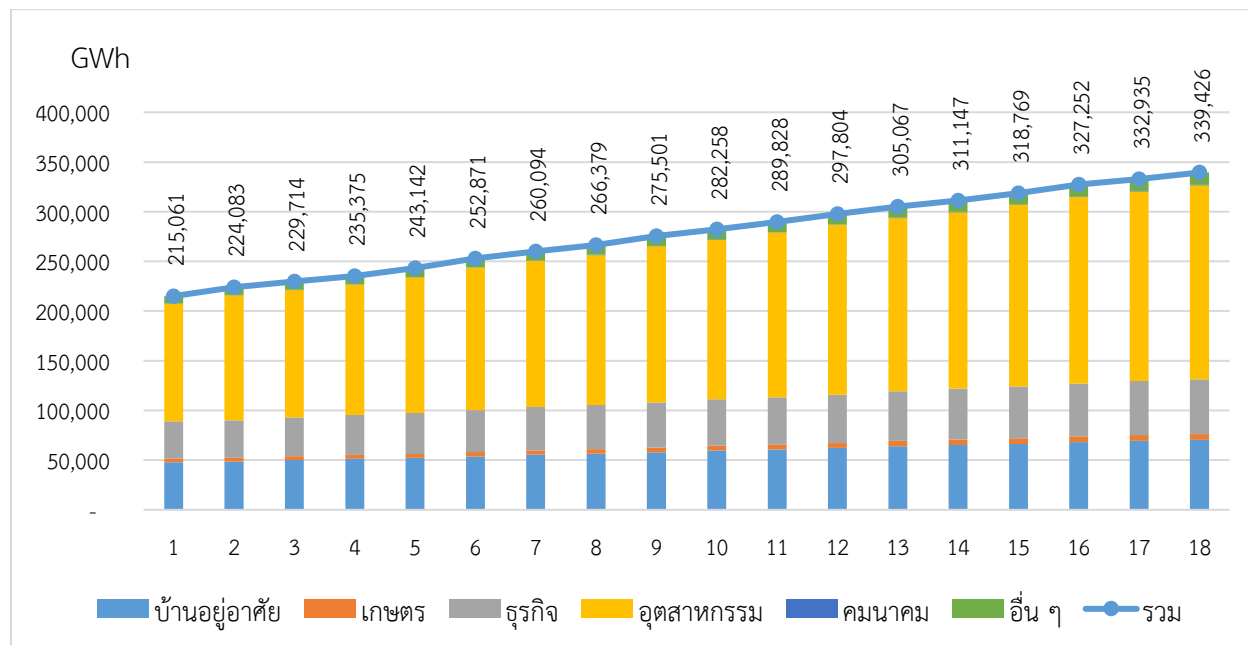
ปี	ค่าพยากรณ์ฯ ในภาคธุรกิจในภาค, GWh					ค่าพยากรณ์ฯ ในภาคอุตสาหกรรมในภาค, GWh				
	เหนือ	ต.อ.	กลาง	ใต้	รวม	เหนือ	ต.อ.	กลาง	ใต้	รวม
2563	3,313	3,335	5,196	4,167	16,011	8,412	9,590	50,791	10,315	79,108
2564	3,340	3,375	5,399	4,202	16,316	8,592	9,933	52,211	10,540	81,277
2565	3,437	3,469	5,610	4,330	16,847	8,840	10,285	54,024	11,083	84,231
2566	3,553	3,675	5,855	4,483	17,565	9,199	10,704	56,739	11,681	88,323
2567	3,713	3,851	6,178	4,693	18,434	9,610	11,172	59,863	12,200	92,846
2568	3,846	4,006	6,456	4,869	19,176	10,149	11,818	61,713	12,636	96,315
2569	4,003	4,190	6,775	5,074	20,041	10,763	12,586	64,749	13,062	101,160
2570	4,109	4,324	7,000	5,212	20,645	11,313	13,308	67,409	13,444	105,474
2571	4,226	4,469	7,225	5,362	21,282	11,784	13,948	69,582	13,915	109,229
2572	4,327	4,598	7,416	5,490	21,832	12,224	14,554	71,644	14,525	112,946
2573	4,470	4,772	7,706	5,671	22,618	12,772	15,285	74,527	15,346	117,930
2574	4,596	4,926	7,994	5,830	23,345	13,285	15,971	77,348	16,063	122,668
2575	4,736	5,097	8,301	6,007	24,141	13,889	16,771	80,662	16,752	128,074
2576	4,867	5,257	8,591	6,172	24,888	14,535	17,625	84,244	17,357	133,761
2577	4,998	5,417	8,897	6,337	25,649	15,168	18,463	87,856	17,902	139,390
2578	5,102	5,547	9,171	6,468	26,289	15,691	19,167	90,916	18,381	144,155
2579	5,206	5,676	9,437	6,598	26,917	16,255	19,921	94,189	19,036	149,400
2580	5,291	5,785	9,685	6,706	27,468	16,757	20,599	97,209	19,721	154,287

ตารางที่ 7 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคอื่น ๆ ในเขตจำหน่าย กฟภ. ในระดับภาค

ปี	ค่าพยากรณ์ฯ ในภาคอื่น ๆ ในภาค, GWh					ปี	ค่าพยากรณ์ฯ ในภาคอื่น ๆ ในภาค, GWh				
	เหนือ	ต.อ.	กลาง	ใต้	รวม		เหนือ	ต.อ.	กลาง	ใต้	รวม
2563	781	922	1,137	843	3,684	2572	1,164	1,372	1,452	1,149	5,136
2564	832	982	1,174	883	3,872	2573	1,205	1,421	1,493	1,184	5,304
2565	871	1,028	1,206	916	4,021	2574	1,244	1,466	1,531	1,215	5,456
2566	922	1,088	1,250	959	4,219	2575	1,286	1,515	1,575	1,250	5,626
2567	975	1,151	1,297	1,003	4,427	2576	1,329	1,566	1,621	1,286	5,801
2568	1,015	1,197	1,326	1,033	4,570	2577	1,370	1,614	1,666	1,320	5,971
2569	1,065	1,256	1,369	1,074	4,763	2578	1,401	1,651	1,700	1,345	6,098
2570	1,105	1,303	1,403	1,105	4,916	2579	1,436	1,691	1,738	1,373	6,239
2571	1,135	1,339	1,427	1,128	5,029	2580	1,465	1,727	1,772	1,397	6,362

6.8.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจในประเทศ

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจในประเทศได้จัดทำจากการรวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขต กฟน. ในเขต กฟภ. ยกเว้นภาคเศรษฐกิจ ซึ่งเป็นค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมในประเทศ จากตัวแบบเศรษฐกิจที่พัฒนามาจากความต้องการของภาคอุตสาหกรรมในเขต กฟน. กฟภ. ลูกค้านตรงของ กฟผ. และผู้ใช้ไฟฟ้าคู่สัญญาของ IPS ในปี 2554-2562 และปรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมในประเทศ เพื่อให้ผลรวมค่าพยากรณ์ฯ ตามภาคเศรษฐกิจเท่ากับค่าพยากรณ์ฯ ในประเทศ



รูปที่ 15 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ปรับแล้วจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในประเทศ

6.9 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า

ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก กฟผ. เป็นความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศจากผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน. เขต กฟภ. ลูกค้านตรงของ กฟผ. และความต้องการพลังไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศทั้งหมดเป็นความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศจากระบบ กฟผ. และความต้องการพลังไฟฟ้าของลูกค้าคู่สัญญาของ IPS ซึ่งเป็นความต้องการพลังไฟฟ้าจากระบบ การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าได้จัดทำจากตัวแบบเศรษฐกิจ และจาก load profile โดยใช้ข้อมูลในวันที่ 2 พฤษภาคม 2562 ซึ่งเป็นวันที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ

6.9.1 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในเขต กฟน.

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสรุปได้ดังต่อไปนี้

- ตัวแบบเศรษฐกิจมีค่าสัมบูรณ์ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ในการจำลองร้อยละ 1.27 ปี 2548-2562

- ค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าจากวิธี load profile ในปี 2563-2580 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 ถึงประเภท 6 และของไฟฟ้าสาธารณะที่ปรับด้วยการสูญเสียร้อยละ 7.05 ในระบบ กฟน. แตกต่างจากค่าพยากรณ์จากตัวแบบเศรษฐกิจโดยเฉลี่ยประมาณร้อยละ 1.72

ตารางที่ 8 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าเบื้องต้น ณ จุดต้นทาง ในเขตจำหน่าย กฟน. โดยวิธี load profile

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า (MW)				ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า (MW)			
ปี	load profile	เศรษฐกิจ	ความแตกต่าง (%)	ปี	load profile	เศรษฐกิจ	ความแตกต่าง (%)
2563	9,422	9,094	-3.48	2572	10,722	10,736	0.13
2564	9,629	9,385	-2.53	2573	10,778	10,783	0.05
2565	9,892	9,563	-3.33	2574	10,887	11,012	1.14
2566	9,953	9,809	-1.45	2575	11,069	11,141	0.65
2567	10,096	9,749	-3.43	2576	11,220	11,365	1.29
2568	10,133	10,096	-0.36	2577	11,347	11,466	1.05
2569	10,294	10,136	-1.53	2578	11,470	11,733	2.29
2570	10,431	10,334	-0.93	2579	11,572	11,859	2.48
2571	10,578	10,418	-1.51	2580	11,645	12,029	3.30

6.9.2 การจัดทำค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าในเขต กฟน.

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile เป็นการพยากรณ์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 ถึงประเภท 7 เนื่องจากไม่มี load profile ของไฟฟ้าสาธารณะ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทชั่วคราว ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสำรอง และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทงดจ่ายได้ จึงได้จัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของ 4 กลุ่มดังกล่าวดังต่อไปนี้

- กำหนดให้ load profile ของไฟฟ้าสาธารณะ ในเขต กฟน. เหมือนกับ load profile ของไฟฟ้าสาธารณะใน กฟน.
- กำหนดให้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทชั่วคราว ประเภทสำรอง และประเภทงดจ่ายได้ ในปี 2563-2580 เท่ากับความต้องการในปี 2563 ซึ่งคำนวณจากค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า 2,230 GWh ณ มิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท load factor 0.75 และความสูญเสียร้อยละ 9.06 ในระบบ กฟน. ในปี 2563 ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าเท่ากับ 340 MW ณ มิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า และเท่ากับ 374 MW ที่ต้นทางของ กฟน.

เมื่อรวมความต้องการพลังไฟฟ้างดจ่ายได้กับความต้องการพลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 ถึงประเภท 7 ที่ปรับด้วยความสูญเสียในระบบ ก็จะได้ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile ที่ต้นทาง กฟน. ในปี 2563-2580 ค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าจากตัวแบบเศรษฐกิจที่จำลองความต้องการพลังไฟฟ้าจากปี 2548-2562 ได้ใกล้เคียงกับค่าพยากรณ์จาก load profile มากที่สุด คือตัวแบบ semi-log ที่กำหนดให้สัดส่วนพลังไฟฟ้าของ

VSPP ที่จ่ายเข้าระบบ กฟผ. เท่ากับร้อยละ 50 ของ MW ในสัญญา PPA ในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ โดยมีค่าเฉลี่ยความแตกต่างสัมพัทธ์ร้อยละ 2.15

ตารางที่ 9 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟผ. โดยวิธีเศรษฐมิติและวิธี load profile

ปี	ค่าพยากรณ์ โดยวิธีเศรษฐมิติ (MW)	ค่าพยากรณ์ โดยวิธี load profile (MW)	ความแตกต่างสัมพัทธ์ (%)
2563	21,736	22,912	-5.13
2564	23,946	23,387	2.39
2565	24,215	24,172	0.18
2566	24,990	25,172	-0.72
2567	25,528	26,218	-2.63
2568	27,265	27,191	0.27
2569	28,746	28,426	1.13
2570	30,415	29,383	3.51
2571	31,087	30,376	2.34
2572	31,842	31,400	1.41
2573	32,449	32,579	-0.40
2574	33,736	33,732	0.01
2575	34,801	35,076	-0.79
2576	35,937	36,347	-1.13
2577	36,616	37,594	-2.60
2578	37,405	38,824	-3.66
2579	38,028	40,082	-5.13
2580	38,987	41,160	-5.28
ค่าเฉลี่ยค่าสัมบูรณ์ความแตกต่างสัมพัทธ์ (%)			2.15

ความต้องการพลังไฟฟ้าในระดับภาคของ กฟผ. พยากรณ์โดยวิธี load profile เท่านั้น เพราะไม่มีข้อมูลความต้องการพลังไฟฟ้าจำแนกตามภาคเพียงพอในการพัฒนาตัวแบบเศรษฐมิติ Load profile ที่ กฟผ. ส่งมา เป็นค่าพลังไฟฟ้าในส่วนที่ กฟผ. ซื้อจาก กฟผ. เท่านั้น ที่บันทึกในช่วงเวลา 30 นาที ณ จุดรับซื้อ ไม่มีข้อมูลพลังไฟฟ้าในส่วนที่ กฟผ. ซื้อจาก VSPP จึงใช้ load profile ในส่วนที่ กฟผ. ซื้อจาก กฟผ. ในแต่ละภาค เป็น load profile ในภาคนั้น ๆ พลังงานไฟฟ้าในวันที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระดับภาค ประมาณจากพลังไฟฟ้าสูงสุดประกอบด้วยส่วนที่ซื้อจาก กฟผ. ตามที่ปรากฏใน load profile และส่วนที่ซื้อจาก VSPP ซึ่งจะใช้ค่าเฉลี่ยต่อวันที่คำนวณจากพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. จาก VSPP ทั้งปีที่ได้ปรับด้วยความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในโครงข่ายจำหน่าย กฟผ. เพื่อคำนวณอัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าในวันที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน

ตารางที่ 10 ความต้องการพลังไฟฟ้าในระดับภาคของ กฟผ.

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระดับภาคของ กฟผ. (MW)			
	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	ภาคใต้
2563	4,161	4,581	11,267	4,050
2564	4,254	4,735	11,474	4,151
2565	4,420	4,985	11,796	4,280
2566	4,602	5,208	12,309	4,433
2567	4,785	5,433	12,837	4,610
2568	5,034	5,797	13,102	4,810
2569	5,304	6,170	13,571	5,040
2570	5,510	6,426	13,930	5,258
2571	5,748	6,795	14,184	5,485
2572	6,012	7,203	14,416	5,710
2573	6,251	7,574	14,886	5,902
2574	6,490	7,988	15,257	6,119
2575	6,779	8,463	15,713	6,344
2576	7,049	8,873	16,191	6,548
2577	7,293	9,294	16,669	6,742
2578	7,575	9,820	16,983	6,965
2579	7,846	10,282	17,387	7,189
2580	8,078	10,700	17,709	7,386

6.9.3 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบในประเทศ

ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบในประเทศได้จัดทำจากค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าใน กฟน. กฟผ. และความต้องการพลังไฟฟ้าของลูกค้านอก กฟผ. จากตัวแบบเศรษฐกิจ และจาก load profile ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบในประเทศจาก load profile เป็นการรวมค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจาก load profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟน. ในเขต กฟผ. และลูกค้านอกในประเทศของ กฟผ. ส่วนค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบในประเทศจากตัวแบบเศรษฐกิจ เป็นค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าที่รวมส่งออกจากตัวแบบเศรษฐกิจ หักด้วยค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของลูกค้านอกประเทศของ กฟผ. ที่รวมอยู่ในค่าพยากรณ์ฯ ที่รวมส่งออก ซึ่งประมาณจากความต้องการพลังไฟฟ้า ณ เวลาเกิดความต้องการสูงสุดในปี 2562 ซึ่งเท่ากับ 608 MW ที่ปรับตัวด้วยอัตราเติบโตเฉลี่ยในค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบในประเทศ ร้อยละ 3.47

ความแตกต่างของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระหว่างทั้งสองวิธีในปี 2563-2580 โดยเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 2.95

ตารางที่ 11 การเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบในประเทศโดยวิธีเศรษฐกิจและวิธี load profile

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบในประเทศ (MW)			ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบในประเทศ (MW)		
	เศรษฐกิจ	load profile	ความแตกต่าง (%)		เศรษฐกิจ	load profile	ความแตกต่าง (%)
2563	30,423	33,201	-8.37	2572	42,348	43,195	-1.96
2564	31,923	33,896	-5.82	2573	43,735	44,456	-1.62
2565	32,962	34,965	-5.73	2574	45,157	45,745	-1.29
2566	34,110	36,048	-5.38	2575	46,621	47,304	-1.44
2567	35,388	37,261	-5.03	2576	48,134	48,755	-1.27
2568	36,808	38,295	-3.88	2577	49,679	50,157	-0.95
2569	38,199	39,720	-3.83	2578	51,271	51,540	-0.52
2570	39,643	40,837	-2.92	2579	52,764	52,929	-0.31
2571	41,007	42,002	-2.37	2580	54,300	54,104	0.36

6.10 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระยะสั้น

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระยะสั้น 5 ปี ได้พยากรณ์โดยใช้การพยากรณ์วิธีของ Holt ซึ่งมีชื่อเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า วิธีของ Winter แบบ 2 พารามิเตอร์ ที่ปรับทั้งระดับและแนวโน้มของเส้นพยากรณ์บนพื้นฐานของข้อมูลในอดีตของตัวเอง เป็น 3 กรณีได้แก่

1. ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ที่ใช้ในระบบของ กฟผ. รวมทั้งส่งออกประเทศเพื่อนบ้านซึ่งเป็นหน่วยจำหน่ายทั้งหมดของ กฟผ.
2. ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบในเขตจำหน่าย กฟผ. ซึ่งหมายถึงหน่วยจำหน่ายทั้งหมดของ กฟผ. รวมพลังงานไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าสาธารณะ
3. ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบในเขตจำหน่าย กฟผ. ซึ่งหมายถึงหน่วยจำหน่ายทั้งหมดของ กฟผ. รวมพลังงานไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าสาธารณะ

7. ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าภายใต้กรณีฐาน

การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าภายใต้กรณีฐานเป็นการการปรับเพิ่มค่าพยากรณ์จากกรณี BAU ซึ่งได้นำเสนอในหัวข้อ 1-6 เพื่อสะท้อนความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน

ประเทศ และจากความต้องการไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า ตามแผนการพัฒนารถยนต์ไฟฟ้า (EV) ของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ

7.1 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากแผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในประเทศ

แผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในประเทศ ประกอบด้วย 2 ส่วน ส่วนแรกคือแผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน กทม. และปริมณฑล และใน 7 เมืองหลักในภูมิภาค ได้แก่ เชียงใหม่ พิษณุโลก อุตรธานี ขอนแก่น นครราชสีมา ภูเก็ตและสงขลา ส่วนที่สองคือแผนพัฒนาระบบราง ซึ่งเป็นระบบรถไฟฟ้าความเร็วสูงระหว่างจังหวัด

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากแผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในส่วนแรก

รถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน กทม. และปริมณฑลในปัจจุบันมีอยู่ 7 สาย ซึ่งประกอบด้วย MRT จำนวน 4 สาย BTS 2 สาย และ airport link 1 สาย ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของรถไฟฟ้าทั้ง 7 สายจากฐานข้อมูลของ กฟน. ในปี 2562 เท่ากับ 272 GWh ต่อปี และคาดว่าจะจะเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่มีความเสถียรจนถึงปี 2580 การขยายรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในส่วนแรกจะเริ่มมีความต้องการไฟฟ้าในตั้งแต่ปี 2564 เป็นต้นไป

โครงการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 7 เมืองหลักเป็นโครงการระบบรถไฟฟ้า (LRT/tram) ในภูเก็ตและเชียงใหม่ ระบบรถไฟฟ้ารางเบา (light rail) ในนครราชสีมาและขอนแก่น ระบบรางลอยทางในพิษณุโลก ระบบโมโนเรลในหาดใหญ่ และระบบรถเมล์ไฟฟ้ากับไมโครบัสในอุดรธานี การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากโครงการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 7 เมืองหลัก ไม่ได้รวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอุดรธานี เนื่องจากระบบขนส่งเป็นรถเมล์ไฟฟ้ากับไมโครบัส การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในอุดรธานีจึงได้นำไปพยากรณ์รวมกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากแผนการพัฒนารถยนต์ไฟฟ้า (EV) ของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากโครงการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนใน 6 เมืองหลักที่เหลือ ใช้ข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าในโครงการรถไฟฟ้า BTS ที่ปรับด้วยสัดส่วนของจำนวนผู้โดยสาร

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากแผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในส่วนที่สอง

ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากแผนพัฒนาระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในส่วนที่สองได้จัดทำจากค่าพยากรณ์ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีสมมติฐานต่อไปนี้

- การใช้พลังงานไฟฟ้าต่อระยะทาง = 21.58 kWh/กิโลเมตร
- การใช้พลังงานไฟฟ้าต่อสถานี
 - สถานีบางซื่อ = 5.61 GWh/ปี
 - สถานีดอนเมืองและสถานีในเขตภูมิภาค = 17.63 GWh/ปี
- จำนวนที่นั่งต่อขบวน = 600 ที่นั่ง
- อัตราการใช้ (utilization factor) เท่ากับร้อยละ 70

- load factor ของระบบรถไฟฟ้าความเร็วสูงเท่ากับ 0.67 ซึ่งคำนวณจาก load profile
 - ความต้องการพลังงานไฟฟ้า = 166.4 หน่วย/วัน
 - ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด = 10.4 kw
 - load factor = 0.67

ตารางที่ 12 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในประเทศ จำแนกตามเขต
จำหน่าย กฟน. กฟภ. และ กฟผ. ระดับภาค

ปี	กฟน.			กฟภ.			รวม		
	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม
2563	272	0	272	0	0	0	272	0	272
2564	312	0	312	0	0	0	312	0	312
2565	388	0	388	0	0	0	388	0	388
2566	548	162	710	0	524	524	548	685	1,234
2567	548	165	713	9	534	543	558	699	1,256
2568	884	219	1,103	31	853	884	914	1,072	1,986
2569	920	224	1,144	46	908	954	967	1,131	2,098
2570	920	229	1,149	50	962	1,012	970	1,191	2,161
2571	986	233	1,219	70	1,236	1,306	1,056	1,469	2,525
2572	986	238	1,223	79	1,555	1,634	1,065	1,792	2,857
2573	1,354	242	1,596	88	1,630	1,718	1,442	1,872	3,314
2574	1,354	246	1,600	97	1,706	1,803	1,451	1,952	3,403
2575	1,354	250	1,604	106	1,781	1,887	1,460	2,031	3,491
2576	1,420	255	1,675	113	1,878	1,991	1,533	2,133	3,666
2577	1,420	259	1,679	120	1,953	2,073	1,541	2,211	3,752
2578	1,420	263	1,683	130	2,028	2,158	1,551	2,291	3,841
2579	1,420	267	1,687	140	2,109	2,249	1,561	2,376	3,937
2580	1,420	271	1,692	150	2,190	2,340	1,571	2,461	4,032

ตารางที่ 12 (ต่อ)

หน่วย: GWh

ปี	กฟภ. เหนือ			กฟภ. ตะวันออกเฉียงเหนือ			กฟภ. กลาง			กฟภ. ใต้		
	ขนส่ง มวลชน	ระบบ ราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบ ราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบ ราง HST	รวม
2563	0	-	0	0	0	0		0	0	0	0	0
2564	0	-	0	0	0	0		0	0	0	0	0
2565	0	-	0	0	0	0		0	0	0	0	0
2566	0	-	0	0	0	0		451	451	0	73	73
2567	0	-	0	9	0	9	0	461	461	0	73	73
2568	0	131	131	12	48	60	0	600	600	19	74	92
2569	0	144	144	14	61	75	0	628	628	32	74	107
2570	0	157	157	16	74	90	0	656	656	34	75	109
2571	1	171	172	33	306	339	0	683	683	36	75	112
2572	4	445	449	37	328	364	0	706	706	38	76	114
2573	7	476	483	41	349	390	0	729	729	40	76	116
2574	11	506	517	45	371	415	0	752	752	42	77	119
2575	14	537	551	49	392	441	0	775	775	44	77	121
2576	14	568	582	52	432	484	0	801	801	46	78	124
2577	15	599	614	56	453	509	0	823	823	49	78	127
2578	16	629	645	63	474	537	0	845	845	51	79	130
2579	17	660	677	69	501	570	0	869	869	54	79	134
2580	17	691	708	76	527	603	0	892	892	57	80	137

การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

รถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในเมืองเปิดให้บริการทุกวัน ยกเว้นในเวลาคึก และในทำนองเดียวกัน รถไฟฟ้าความเร็วสูงระหว่างจังหวัดก็เปิดให้บริการทุกวัน ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในเมืองและจากรถไฟฟ้าความเร็วสูงจึงสามารถประมาณได้จากผลรวมของความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เป็น non-coincident peak ของแต่ละโครงการในแต่ละเขตจำหน่าย ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในเมืองได้จัดทำจากค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าและ load factor ของ BTS ซึ่งเท่ากับ 0.56 ส่วนค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของรถไฟฟ้าความเร็วสูงได้จัดทำจากค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าและ load factor ซึ่งเท่ากับ 0.67

ตารางที่ 13 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในโครงการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนในเมืองและความต้องการพลังไฟฟ้าในโครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูงจำแนกตามเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. และ กฟผ. ระดับภาค

ปี	กฟน.			กฟภ.			รวม		
	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม
2563	56	0	56	0	0	0	56	0	56
2564	64	0	64	0	0	0	64	0	64
2565	79	0	79	0	0	0	79	0	79
2566	112	28	140	0	90	90	112	117	230
2567	112	28	140	2	91	93	114	120	234
2568	181	38	218	6	146	152	187	184	371
2569	189	38	227	10	155	165	198	194	392
2570	189	39	228	10	165	175	199	204	403
2571	202	40	242	14	212	226	216	252	468
2572	202	41	243	16	266	282	218	307	525
2573	277	41	319	18	279	297	295	321	616
2574	277	42	319	20	292	312	297	334	631
2575	277	43	320	22	305	327	299	348	647
2576	291	44	335	23	322	345	314	365	679
2577	291	44	335	25	334	359	315	379	694
2578	291	45	336	27	347	374	318	392	710
2579	291	46	337	29	361	390	320	407	726
2580	291	46	337	31	375	406	322	421	743

ตารางที่ 13 (ต่อ)

หน่วย: MW

ปี	กฟภ. เหนือ			กฟภ. ตะวันออกเฉียงเหนือ			กฟภ. กลาง			กฟภ. ใต้		
	ขนส่ง มวลชน	ระบบ ราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบ ราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบ ราง HST	รวม	ขนส่ง มวลชน	ระบบราง HST	รวม
2563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2565	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2566	0	0	0	0	0	0	0	77	77	0	12	12
2567	0	0	0	2	0	2	0	79	79	0	13	13
2568	0	22	22	3	8	11	0	103	103	4	13	16
2569	0	25	25	3	10	13	0	108	108	7	13	19
2570	0	27	27	3	13	16	0	112	112	7	13	20
2571	0	29	30	7	52	59	0	117	117	7	13	20
2572	1	76	77	7	56	64	0	121	121	8	13	21
2573	2	81	83	8	60	68	0	125	125	8	13	21
2574	2	87	89	9	63	73	0	129	129	9	13	22
2575	3	92	95	10	67	77	0	133	133	9	13	22
2576	3	97	100	11	74	85	0	137	137	9	13	23
2577	3	103	106	12	77	89	0	141	141	10	13	23
2578	3	108	111	13	81	94	0	145	145	11	14	24
2579	3	113	116	14	86	100	0	149	149	11	14	25
2580	4	118	122	16	90	106	0	153	153	12	14	25

7.2 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากแผนพัฒนายานยนต์ไฟฟ้า (EV)

การพยากรณ์จำนวนยานยนต์ไฟฟ้า พยากรณ์จากจำนวนยานยนต์จำแนกตามประเภทรถยนต์นั่งไม่เกิน 7 ที่นั่ง รถยนต์กระบะ รถจักรยานยนต์ รถโดยสาร และรถบรรทุกจากตัวแบบเศรษฐกิจ โดยใช้ข้อมูลจากฐานข้อมูลกรมการขนส่งทางบก ปี 2551-2562 และสัดส่วนตลาดของยานยนต์ไฟฟ้าตามประเภทยานยนต์ในปี 2568 2573 และ 2578 จากเป้าหมายยานยนต์ไฟฟ้าที่กำหนดโดยคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ ที่กระจายสัดส่วนตลาดของยานยนต์ไฟฟ้าตามประเภทยานยนต์เป็นรายปีเป็นช่วง ๆ แบบเชิงเส้น ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า คำนวณจากค่าพยากรณ์จำนวนยานยนต์ไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าเฉพาะของยานยนต์ไฟฟ้าตามประเภทยานยนต์โดยใช้ข้อมูลในวรรณกรรมและผู้ผลิตรายานยนต์ไฟฟ้าในต่างประเทศ ระยะทางเฉลี่ยต่อวันจำแนก

ตามประเภทยานยนต์ที่กำหนดโดยคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ และประสิทธิภาพในการแปลง AC-DC เท่ากับ 89.4%

ตารางที่ 14 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้าในประเทศ เขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. และระดับภาค กฟภ.

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า (GWh)						
	ประเทศ	กฟน.	กฟภ.	กฟภ. เหนือ	กฟภ. ต.อ.	กฟภ. กลาง	กฟภ. ใต้
2563	4	2.02	2.47	0.57	0.71	0.61	0.58
2564	375	98	277	58	80	87	51
2565	1,170	301	869	182	252	277	159
2566	2,435	619	1,816	379	526	581	330
2567	4,223	1,063	3,160	658	915	1,013	573
2568	6,526	1,635	4,891	1,019	1,416	1,570	886
2569	9,206	2,295	6,911	1,441	1,999	2,219	1,252
2570	12,286	3,050	9,236	1,929	2,670	2,963	1,675
2571	15,754	3,898	11,856	2,478	3,424	3,801	2,153
2572	19,611	4,842	14,769	3,087	4,264	4,731	2,687
2573	23,876	5,884	17,992	3,757	5,195	5,761	3,279
2574	29,339	7,214	22,126	4,616	6,391	7,080	4,039
2575	36,062	8,852	27,210	5,674	7,863	8,700	4,974
2576	44,111	10,824	33,286	6,938	9,624	10,635	6,090
2577	53,544	13,143	40,401	8,416	11,688	12,901	7,396
2578	64,430	15,827	48,603	10,114	14,071	15,514	8,904
2579	76,730	18,858	57,872	12,029	16,765	18,469	10,609
2580	90,502	22,252	68,250	14,168	19,787	21,778	12,517

7.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าในเขต กฟน. และในเขต กฟภ.

จากการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับพฤติกรรมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า คณะผู้ศึกษาได้กำหนดสมมติฐานการใช้พลังไฟฟ้าของรถยนต์นั่งไฟฟ้าไม่เกิน 7 คน ที่ 0.5 kW เฉลี่ยต่อคัน และให้เวลาที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในการอัดประจุอยู่ที่ 21:00 น. ส่วนความต้องการพลังไฟฟ้าของรถยนต์กระบะไฟฟ้าและรถจักรยานยนต์ไฟฟ้าได้กำหนดให้ขึ้นอยู่กับความต้องการพลังไฟฟ้าของรถยนต์นั่งไฟฟ้าไม่เกิน 7 คน ปรับด้วยสัดส่วนความจุแบตเตอรี่ของยานยนต์ไฟฟ้า ส่วนค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของรถโดยสารไฟฟ้าและรถบรรทุกไฟฟ้าได้จัดทำจากข้อมูลระยะเดินทางเฉลี่ยต่อวันและความเร็วของรถโดยสารและรถบรรทุกของศูนย์วิจัยอุบัติเหตุแห่งประเทศไทยในปี 2551

เนื่องจากการอัดประจุแบตเตอรี่ของรถยนต์นั่งฯ ไฟฟ้า รถยนต์กระบะไฟฟ้า และรถจักรยานยนต์ไฟฟ้า ส่วนใหญ่จะทำงานตอนกลางคืน และ load factor ของการอัดประจุแบตเตอรี่ของรถโดยสารไฟฟ้าและรถบรรทุกไฟฟ้า มากกว่า 0.70 ซึ่งหมายถึงพลังไฟฟ้าค่อนข้างสม่ำเสมอ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้าทั้งหมดซึ่งคาดว่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจากยานยนต์ไฟฟ้า จะเกิดขึ้นตอนกลางคืนประมาณ 21:00-22:00 จึงอาจประมาณเท่ากับผลบวกของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้าแต่ละประเภท

ตารางที่ 15 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้าในตอนกลางคืนในระดับประเทศ เขตจำหน่าย กปน. กฟภ. และระดับภาคของ กฟภ.

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า (MW)						
	ประเทศ	กปน.	กฟภ.	กฟภ. เหนือ	กฟภ. ต.อ.	กฟภ. กลาง	กฟภ. ใต้
2563	1.26	0.57	0.69	0.16	0.20	0.17	0.16
2564	69	21	48	10	14	14	9
2565	211	62	149	32	44	44	29
2566	437	127	310	67	92	92	59
2567	754	217	537	116	158	161	102
2568	1,161	332	829	179	244	248	157
2569	1,635	466	1,169	253	345	350	222
2570	2,180	618	1,562	337	460	468	297
2571	2,795	790	2,005	433	591	601	382
2572	3,481	981	2,499	538	736	748	477
2573	4,240	1,193	3,047	655	898	912	582
2574	5,215	1,463	3,752	805	1,106	1,122	719
2575	6,417	1,797	4,621	990	1,363	1,382	886
2576	7,859	2,198	5,661	1,211	1,671	1,692	1,087
2577	9,551	2,670	6,880	1,470	2,033	2,056	1,322
2578	11,505	3,217	8,288	1,767	2,451	2,477	1,593
2579	13,717	3,836	9,882	2,104	2,924	2,954	1,900
2580	16,197	4,529	11,668	2,480	3,456	3,489	2,243

7.4 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน

เมื่อนำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากแผนพัฒนาโครงการขนส่งมวลชนและความต้องการไฟฟ้าจากแผนพัฒนายานยนต์ไฟฟ้ามารวมกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในกรณี BAU ก็จะได้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในกรณีฐาน

ตารางที่ 16 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในประเทศกรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลง สัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่งมวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	222,280 (99.88)	272 (0.12)	4 (0.00)	222,556	0.12
2564	226,596 (99.70)	312 (0.14)	375 (0.16)	227,283	0.30
2565	232,882 (99.34)	388 (0.17)	1,170 (0.50)	234,440	0.67
2566	239,324 (98.49)	1,234 (0.51)	2,435 (1.00)	242,993	1.53
2567	245,584 (97.82)	1,256 (0.50)	4,223 (1.68)	251,063	2.23
2568	252,475 (96.74)	1,986 (0.76)	6,526 (2.50)	260,987	3.37
2569	260,795 (95.85)	2,098 (0.77)	9,206 (3.38)	272,099	4.33
2570	267,355 (94.87)	2,161 (0.77)	12,286 (4.36)	281,802	5.40
2571	274,066 (93.75)	2,525 (0.86)	15,754 (5.39)	292,345	6.67
2572	280,946 (92.59)	2,857 (0.94)	19,611 (6.46)	303,414	8.00
2573	288,296 (91.38)	3,314 (1.05)	23,876 (7.57)	315,486	9.43
2574	295,710 (90.03)	3,403 (1.04)	29,339 (8.93)	328,452	11.07
2575	304,630 (88.51)	3,491 (1.01)	36,062 (10.48)	344,183	12.98
2576	313,001 (86.76)	3,666 (1.02)	44,111 (12.23)	360,778	15.26
2577	321,087 (84.86)	3,752 (0.99)	53,544 (14.15)	378,383	17.84
2578	329,006 (82.82)	3,841 (0.97)	64,430 (16.22)	397,277	20.75
2579	336,978 (80.69)	3,937 (0.94)	76,730 (18.37)	417,645	23.94
2580	343,745 (78.43)	4,032 (0.92)	90,502 (20.65)	438,279	27.50

หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

ตารางที่ 17 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. กรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลง สัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่ง มวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	52,232 (99.48)	272 (0.52)	2 (0.00)	52,506	0.52
2564	53,454 (99.24)	312 (0.58)	98 (0.18)	53,864	0.77
2565	54,945 (98.76)	388 (0.70)	301 (0.54)	55,634	1.25
2566	55,314 (97.65)	710 (1.25)	619 (1.09)	56,643	2.40
2567	56,112 (96.93)	713 (1.23)	1,063 (1.84)	57,888	3.17
2568	56,330 (95.36)	1,103 (1.87)	1,635 (2.77)	59,068	4.86
2569	57,238 (94.33)	1,144 (1.89)	2,295 (3.78)	60,677	6.01
2570	58,041 (93.25)	1,149 (1.85)	3,050 (4.90)	62,240	7.23
2571	58,873 (92.00)	1,219 (1.90)	3,898 (6.09)	63,990	8.69
2572	59,715 (90.78)	1,223 (1.86)	4,842 (7.36)	65,780	10.16
2573	60,031 (88.92)	1,596 (2.36)	5,884 (8.72)	67,511	12.46
2574	60,673 (87.32)	1,600 (2.30)	7,214 (10.38)	69,487	14.53
2575	61,705 (85.51)	1,604 (2.22)	8,852 (12.27)	72,161	16.95
2576	62,579 (83.35)	1,675 (2.23)	10,824 (14.42)	75,078	19.97
2577	63,294 (81.03)	1,679 (2.15)	13,143 (16.82)	78,116	23.42
2578	64,006 (78.52)	1,683 (2.06)	15,827 (19.42)	81,516	27.36
2579	64,576 (75.86)	1,687 (1.98)	18,858 (22.15)	85,121	31.82
2580	65,003 (73.08)	1,692 (1.90)	22,252 (25.02)	88,947	36.84

หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

ตารางที่ 18 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. กรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลง สัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่งมวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	136,648 (100.00)	-	2 (0.00)	136,650	0.00
2564	139,742 (99.80)	-	277 (0.20)	140,019	0.20
2565	144,537 (99.40)	-	869 (0.60)	145,406	0.60
2566	150,610 (98.47)	524 (0.34)	1,816 (1.19)	152,950	1.55
2567	156,928 (97.69)	543 (0.34)	3,160 (1.97)	160,631	2.36
2568	162,745 (96.57)	884 (0.52)	4,891 (2.90)	168,520	3.55
2569	170,157 (95.58)	954 (0.54)	6,911 (3.88)	178,022	4.62
2570	175,914 (94.50)	1,012 (0.54)	9,236 (4.96)	186,162	5.83
2571	181,793 (93.25)	1,306 (0.67)	11,856 (6.08)	194,955	7.24
2572	187,831 (91.97)	1,634 (0.80)	14,769 (7.23)	204,234	8.73
2573	194,865 (90.81)	1,718 (0.80)	17,992 (8.38)	214,575	10.11
2574	201,637 (89.39)	1,803 (0.80)	22,126 (9.81)	225,566	11.87
2575	209,525 (87.81)	1,887 (0.79)	27,210 (11.40)	238,622	13.89
2576	217,022 (86.02)	1,991 (0.79)	33,286 (13.19)	252,299	16.26
2577	224,393 (84.08)	2,073 (0.78)	40,401 (15.14)	266,867	18.93
2578	231,600 (81.02)	2,158 (0.76)	48,603 (17.21)	282,361	21.92
2579	239,002 (79.90)	2,249 (0.75)	57,872 (19.35)	299,123	25.16
2580	245,342 (77.66)	2,340 (0.74)	68,250 (21.60)	315,932	28.77

หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

ตารางที่ 19 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. ภาคเหนือ กรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลง สัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่ง มวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	20,256 (100.00)	-	1 (0.00)	20,257	0.00
2564	20,708 (99.72)	-	58 (0.28)	20,766	0.28
2565	21,517 (99.16)	-	182 (0.84)	21,699	0.85
2566	22,404 (98.34)	-	379 (1.66)	22,783	1.69
2567	23,291 (97.25)	-	658 (2.75)	23,949	2.83
2568	24,507 (95.52)	131 (0.51)	1,019 (3.97)	25,657	4.69
2569	25,821 (94.22)	144 (0.53)	1,441 (5.26)	27,406	6.14
2570	26,821 (92.78)	157 (0.54)	1,929 (6.67)	28,907	7.78
2571	27,983 (91.35)	172 (0.56)	2,478 (8.09)	30,633	9.47
2572	29,269 (89.22)	449 (1.37)	3,087 (9.41)	32,805	12.08
2573	30,430 (87.77)	483 (1.39)	3,757 (10.84)	34,670	13.93
2574	31,596 (86.02)	517 (1.41)	4,616 (12.57)	36,729	16.25
2575	33,002 (84.13)	551 (1.40)	5,674 (14.46)	39,227	18.86
2576	34,312 (82.02)	582 (1.39)	6,938 (16.59)	41,832	21.92
2577	35,501 (79.72)	614 (1.38)	8,416 (18.90)	44,531	25.44
2578	36,877 (77.41)	645 (1.35)	10,114 (21.23)	47,636	29.18
2579	38,196 (75.04)	677 (1.33)	12,029 (23.63)	50,902	33.26
2580	39,326 (72.55)	708 (1.31)	14,168 (26.14)	54,202	37.83

หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

ตารางที่ 20 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ กรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลง สัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่ง มวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	22,490 (100.00)	-	1 (0.00)	22,491	0.00
2564	23,246 (99.66)	-	80 (0.34)	23,326	0.34
2565	24,474 (98.98)	-	252 (1.02)	24,726	1.03
2566	25,569 (97.98)	-	526 (2.02)	26,095	2.06
2567	26,670 (96.65)	9 (0.03)	915 (3.32)	27,594	3.47
2568	28,457 (95.07)	60 (0.20)	1,416 (4.73)	29,933	5.19
2569	30,291 (93.59)	75 (0.23)	1,999 (6.18)	32,365	6.85
2570	31,545 (91.95)	90 (0.26)	2,670 (7.78)	34,305	8.75
2571	33,359 (89.86)	339 (0.91)	3,424 (9.22)	37,122	11.28
2572	35,361 (88.43)	364 (0.91)	4,264 (10.66)	39,989	13.09
2573	37,184 (86.94)	390 (0.91)	5,195 (12.15)	42,769	15.02
2574	39,213 (85.21)	415 (0.90)	6,391 (13.89)	46,019	17.36
2575	41,546 (83.34)	441 (0.88)	7,863 (15.77)	49,850	19.99
2576	43,558 (81.16)	484 (0.90)	9,624 (17.93)	53,666	23.21
2577	45,628 (78.91)	509 (0.88)	11,688 (20.21)	57,825	26.73
2578	48,208 (76.74)	537 (0.85)	14,071 (22.40)	62,816	30.30
2579	50,475 (74.44)	570 (0.84)	16,765 (24.72)	67,810	34.34
2580	52,529 (72.04)	603 (0.83)	19,787 (27.14)	72,919	38.82

หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

ตารางที่ 21 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. ภาคกลาง กรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลง สัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่ง มวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	70,508 (100.00)	-	1 (0.00)	70,509	0.00
2564	71,807 (99.88)	-	87 (0.12)	71,894	0.12
2565	73,822 (99.63)	-	277 (0.37)	74,099	0.38
2566	77,028 (98.59)	524 (0.67)	581 (0.74)	78,133	1.34
2567	80,336 (98.11)	534 (0.65)	1,013 (1.24)	81,883	1.83
2568	81,996 (97.34)	674 (0.80)	1,570 (1.86)	84,240	2.65
2569	84,929 (96.67)	703 (0.80)	2,219 (2.53)	87,851	3.35
2570	87,175 (95.93)	731 (0.80)	2,963 (3.26)	90,869	4.15
2571	88,767 (95.11)	759 (0.81)	3,801 (4.07)	93,327	5.05
2572	90,217 (94.24)	782 (0.82)	4,731 (4.94)	95,730	6.03
2573	93,155 (93.42)	805 (0.81)	5,761 (5.78)	99,721	6.97
2574	95,478 (92.35)	829 (0.80)	7,080 (6.85)	103,387	8.20
2575	98,332 (91.15)	852 (0.79)	8,700 (8.06)	107,884	9.64
2576	101,326 (89.80)	879 (0.78)	10,635 (9.42)	112,840	11.29
2577	104,316 (88.31)	902 (0.76)	12,901 (10.92)	118,119	13.16
2578	106,281 (86.61)	924 (0.75)	15,514 (12.64)	122,719	15.39
2579	108,806 (84.86)	948 (0.74)	18,469 (14.40)	128,223	17.77
2580	110,822 (82.97)	972 (0.73)	21,778 (16.30)	133,572	20.46

หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

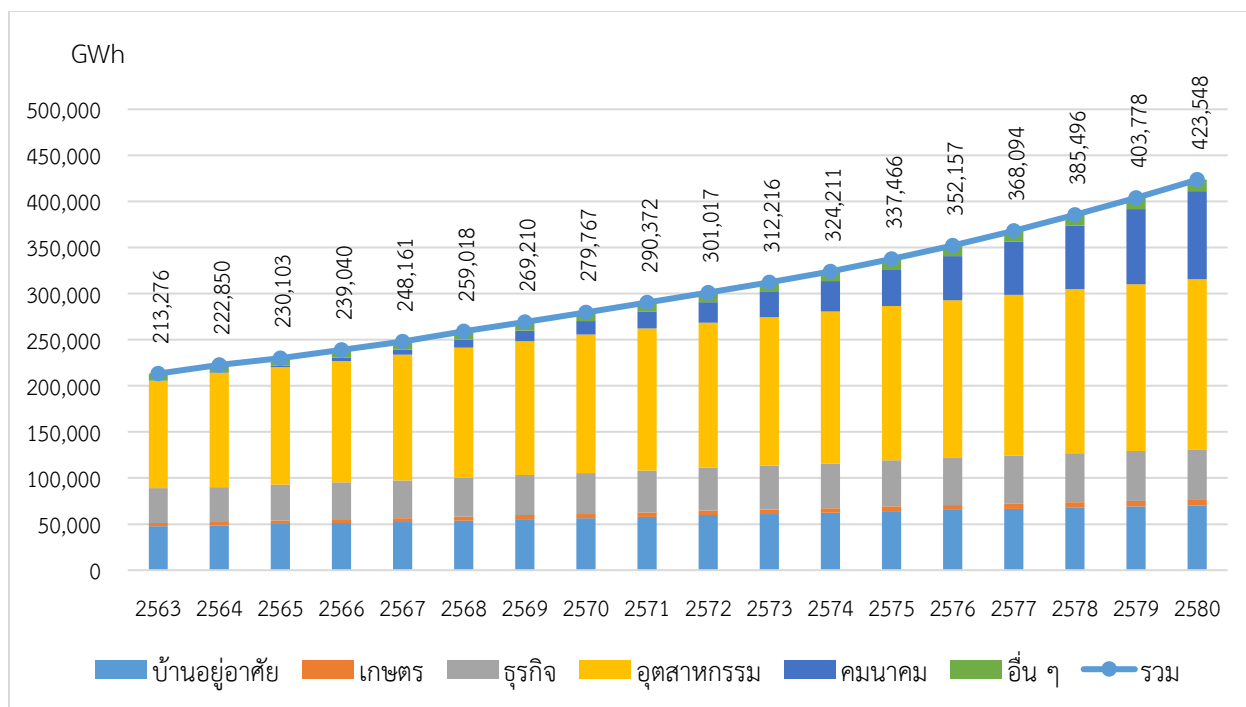
ตารางที่ 22 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. ภาคใต้ กรณีฐาน (Base)

ปี	ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (GWh)				การเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์ (%)
	กรณี BAU	รถไฟฟ้าขนส่งมวลชน	ยานยนต์ไฟฟ้า	กรณีฐาน (Base)	
2563	23,394 (100.00)	-	1 (0.00)	23,395	0.00
2564	23,981 (99.79)	-	51 (0.21)	24,032	0.21
2565	24,724 (99.36)	-	159 (0.64)	24,883	0.64
2566	25,609 (98.73)	-	330 (1.27)	25,939	1.57
2567	26,630 (97.89)	-	573 (2.11)	27,203	2.43
2568	27,785 (96.85)	19 (0.07)	886 (3.09)	28,690	3.52
2569	29,116 (95.78)	32 (0.11)	1,252 (4.12)	30,400	4.67
2570	30,372 (94.67)	34 (0.11)	1,675 (5.22)	32,081	5.87
2571	31,685 (93.54)	36 (0.11)	2,153 (6.36)	33,874	7.15
2572	32,985 (92.37)	38 (0.11)	2,687 (7.52)	35,710	8.49
2573	34,096 (91.13)	40 (0.11)	3,279 (8.76)	37,415	9.96
2574	35,349 (89.65)	42 (0.11)	4,039 (10.24)	39,430	11.76
2575	36,646 (87.96)	44 (0.11)	4,974 (11.94)	41,664	13.90
2576	37,825 (86.04)	46 (0.10)	6,090 (13.85)	43,961	16.43
2577	38,947 (83.95)	49 (0.11)	7,396 (15.94)	46,392	19.32
2578	40,23 (81.80)	51 (0.10)	8,904 (18.10)	49,190	22.45
2579	41,525 (79.57)	54 (0.10)	10,609 (20.33)	52,188	25.87
2580	42,665 (77.24)	57 (0.10)	12,517 (22.66)	55,239	29.66

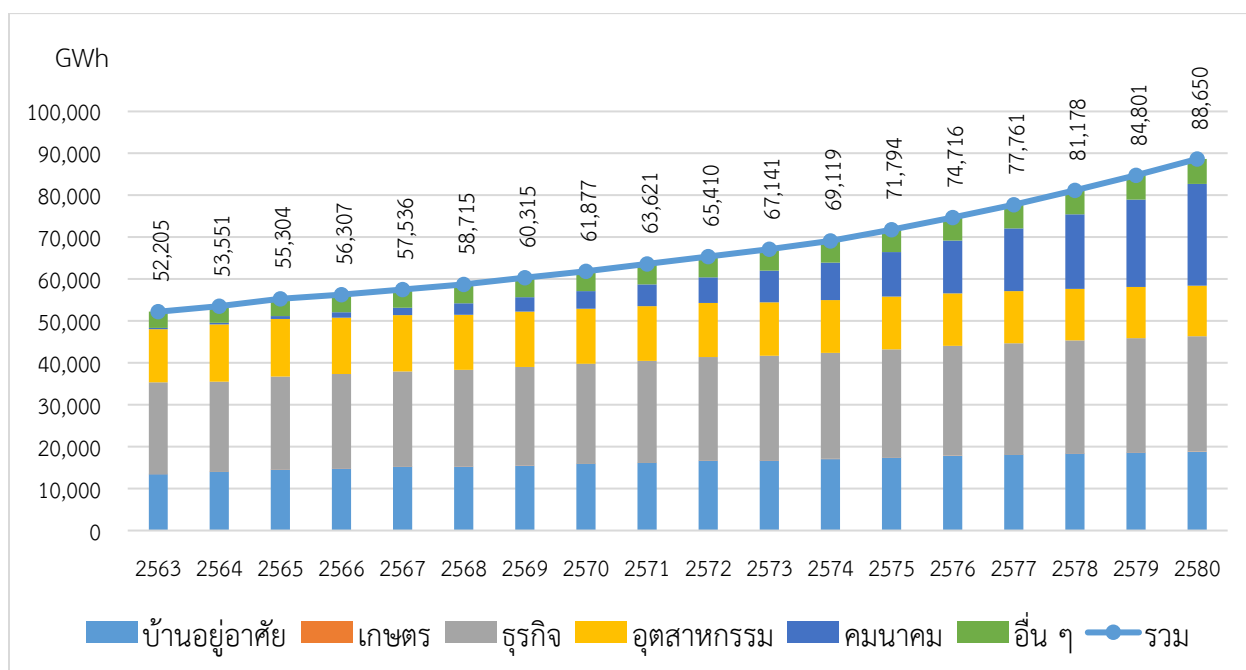
หมายเหตุ: ในวงเล็บ คือ ค่าร้อยละของกรณีฐาน

7.5 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในกรณีฐาน

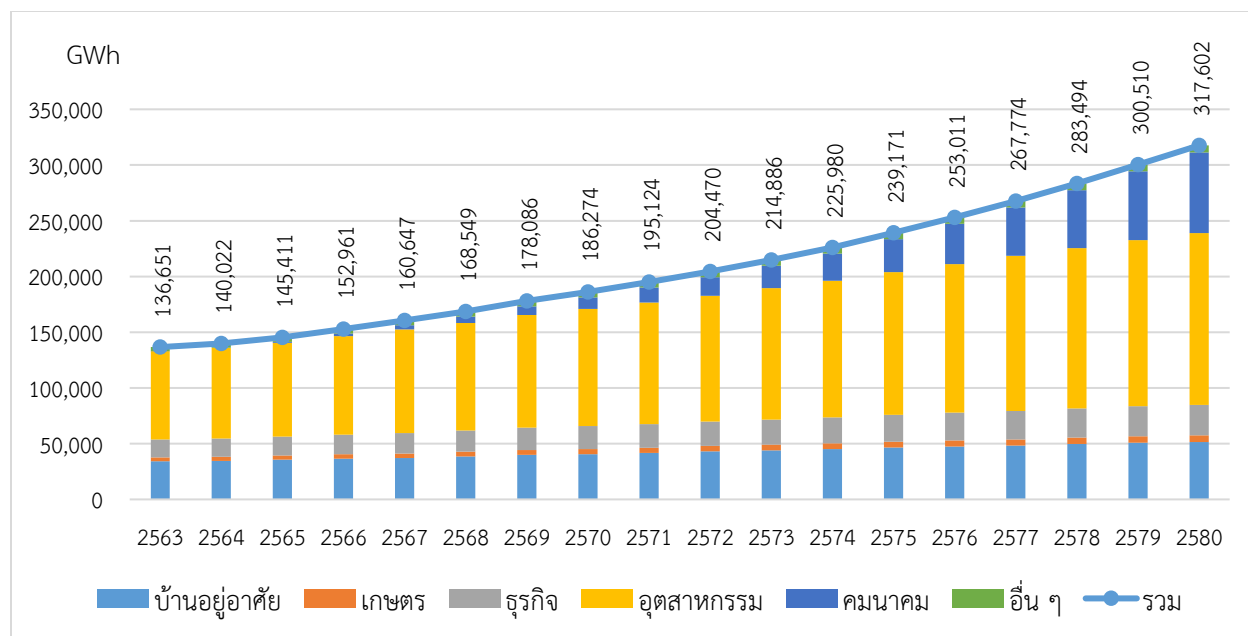
ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจ กรณีฐาน เป็นค่าพยากรณ์กรณี BAU โดยเปลี่ยนความต้องการพลังงานไฟฟ้าในภาคคมนาคมเป็นผลบวกของความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้า



รูปที่ 16 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ปรับแล้วจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในประเทศ กรณีฐาน



รูปที่ 17 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในเขตจำหน่าย กฟน. กรณีฐาน



รูปที่ 18 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจในเขตจำหน่าย กฟภ. กรณีฐาน

7.6 การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในกรณีฐาน

ภายใต้กรณี BAU ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศ ความต้องการพลังไฟฟ้าจากโครงการขนส่งมวลชน และความต้องการพลังไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า มีลักษณะที่สรุปได้ดังต่อไปนี้

- ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศภายใต้กรณี BAU เกิดขึ้นในช่วงเวลาบ่าย ณ เวลา 14.00 น.
- ความต้องการพลังไฟฟ้าจากโครงการขนส่งมวลชน เกิดขึ้นในช่วงเวลาระหว่าง 17.00-19.00 น.
- ความต้องการพลังไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า เกิดขึ้น ณ ช่วงเวลาประมาณ 21.00 น.

เนื่องจากความต้องการพลังไฟฟ้าจากโครงการขนส่งมวลชนและความต้องการพลังไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าเกิดขึ้นในช่วงเย็นและในช่วงเวลากลางคืน จึงเป็นไปได้ว่า เมื่อรวมความต้องการพลังไฟฟ้าจากโครงการขนส่งมวลชนและจากยานยนต์ไฟฟ้ากับความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศ ช่วงเวลาที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดภายใต้กรณีฐาน อาจจะย้ายจากช่วงเวลากลางวันไปเป็นช่วงเวลากลางคืนในปีใดปีหนึ่งของช่วงระยะเวลาพยากรณ์ได้ จึงได้วิเคราะห์ความเป็นไปได้ที่จะเกิดการย้ายช่วงเวลาที่เกิดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด โดยการเปรียบเทียบระหว่างความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวัน กับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางคืน

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวัน

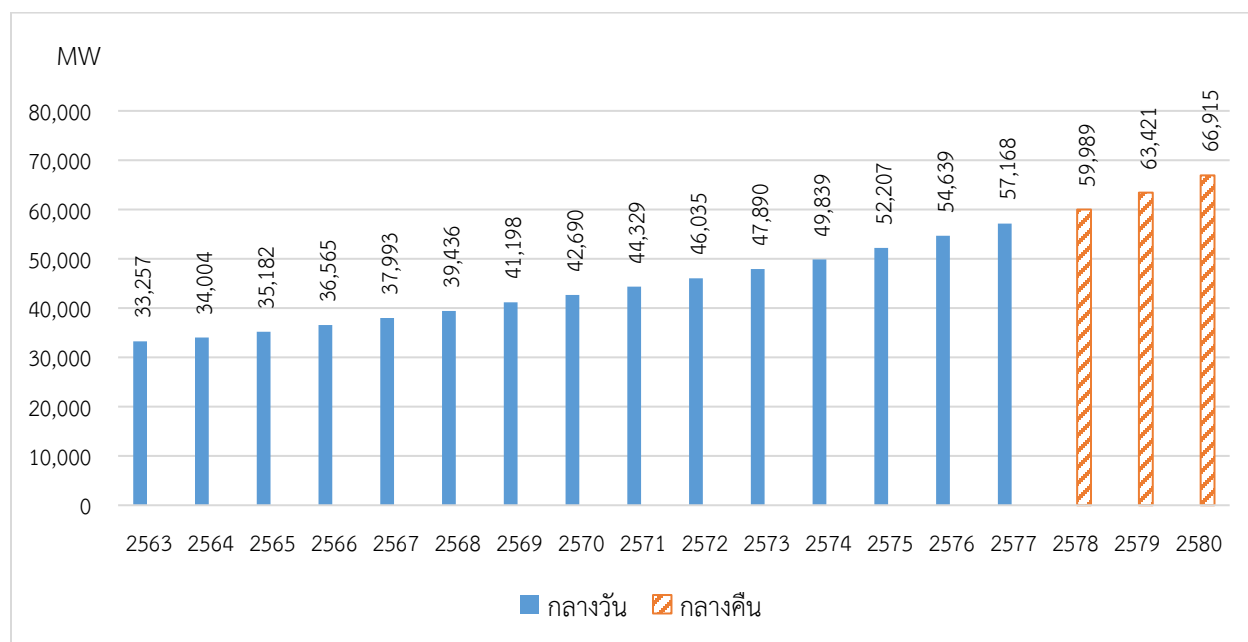
ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศภายใต้กรณี BAU เกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวันอยู่แล้ว แต่ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจากโครงการขนส่งมวลชนและของยานยนต์ไฟฟ้าเกิดขึ้นในช่วงเวลาเย็นและในช่วงเวลา

กลางคืน จึงต้องพิจารณาความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจากโครงการขนส่งมวลชนและของยานยนต์ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน ดังต่อไปนี้

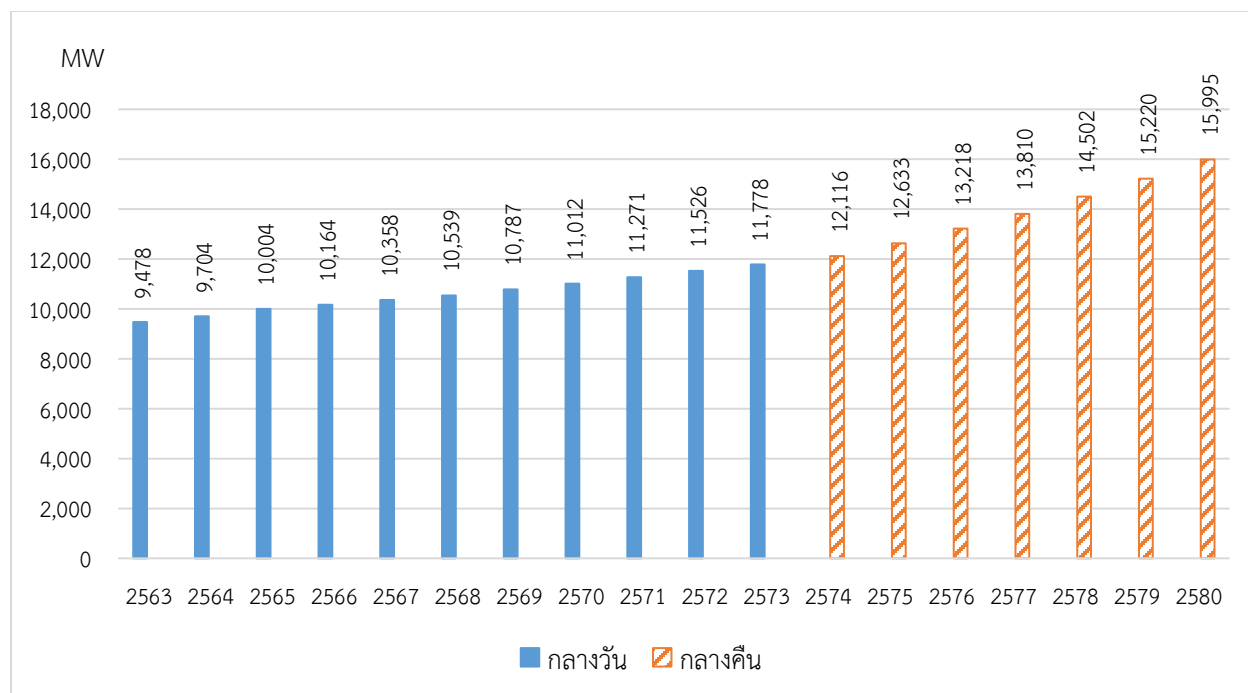
- ความต้องการพลังไฟฟ้าจากโครงการขนส่งมวลชนเป็นความต้องการที่ค่อนข้างสม่ำเสมอ จึงได้กำหนดให้ความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวันเท่ากับในช่วงเวลากลางคืน
- สัดส่วนความต้องการพลังไฟฟ้าของรถยนต์นั่งไฟฟ้า รถกระบะไฟฟ้า และรถจักรยานยนต์ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน ณ เวลา 14.00 น. ต่อความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืน ประมาณได้เท่ากับร้อยละ 38 จาก load profile
- ความต้องการพลังไฟฟ้าของรถโดยสารไฟฟ้าและรถบรรทุกไฟฟ้าเป็นความต้องการที่ค่อนข้างสม่ำเสมอ จึงได้กำหนดให้ความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวันเท่ากับในช่วงเวลากลางคืน
- ความต้องการพลังไฟฟ้าในประเทศภายใต้กรณีฐานในช่วงเวลากลางวันจึงเท่ากับความต้องการพลังไฟฟ้าภายใต้กรณี BAU บวกด้วยความต้องการพลังไฟฟ้าของโครงการขนส่งมวลชน บวกด้วยความต้องการพลังไฟฟ้าจากรถโดยสารไฟฟ้าและรถบรรทุกไฟฟ้า และร้อยละ 38 ของความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงกลางคืนของรถยนต์นั่งไฟฟ้า รถกระบะไฟฟ้า และรถจักรยานยนต์ไฟฟ้า

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางคืน

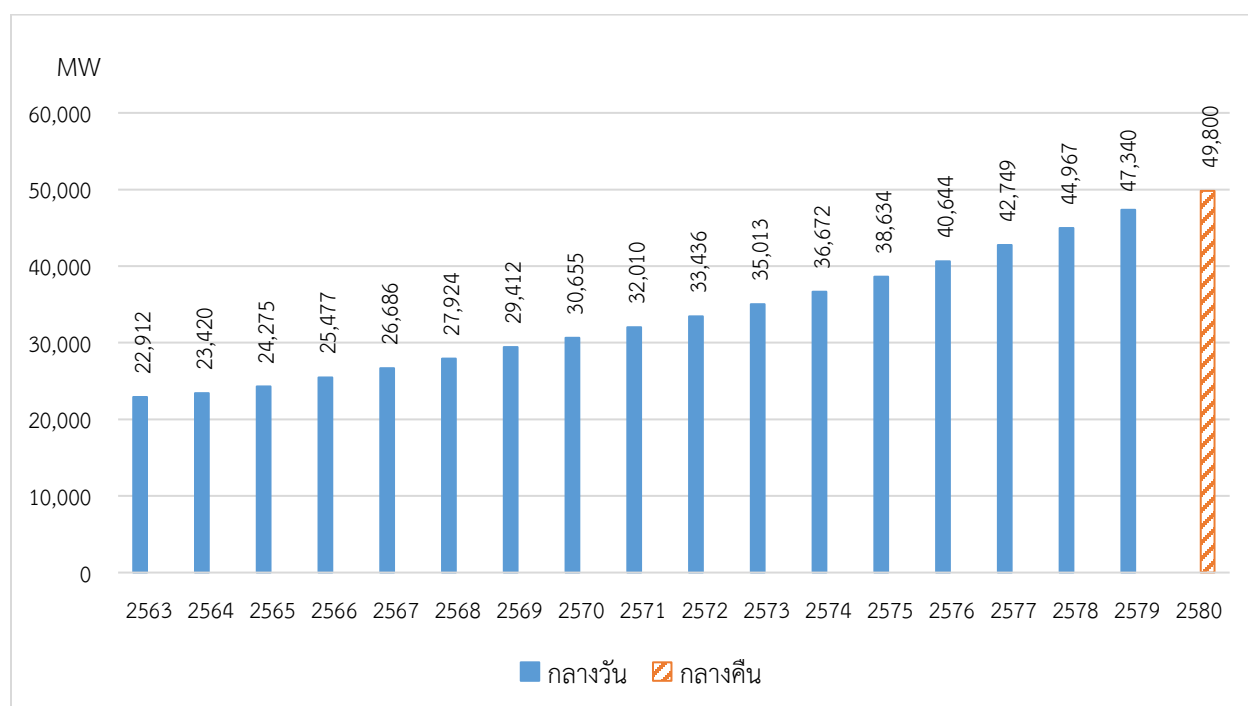
ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในประเทศภายใต้กรณี BAU ในช่วงเวลากลางคืนที่พิจารณาจาก load profile เกิดขึ้น ณ เวลา 22.30 น. ต่ำกว่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวันประมาณร้อยละ 7 เมื่อรวมความต้องการพลังไฟฟ้าจากโครงการขนส่งมวลชนและความต้องการพลังไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้า ก็จะได้ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดภายใต้กรณีฐานในช่วงเวลากลางคืน



รูปที่ 19 การปรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบในประเทศ กรณีฐาน 2563-2580



รูปที่ 20 การปรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. กรณีฐาน 2563-2580



รูปที่ 21 การปรับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟภ. กรณีฐาน 2563-2580

7.7 เป้าหมายการประหยัดพลังงานไฟฟ้าตามแผนอนุรักษ์พลังงาน

เป้าหมายพลังงานไฟฟ้าที่ประหยัดได้ตามแผน EE 100% และ EE 70% ในระดับประเทศในตารางที่ 23 จะกระจายไปในเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. ลูกค้าตรงของ กฟผ. และลูกค้านอกระบบตามสัดส่วนของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณี BAU ซึ่งในตารางที่ 23 แสดงเฉพาะพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน.และ กฟภ. เท่านั้น

ตารางที่ 23 พลังงานไฟฟ้าที่ประหยัดได้ตามแผนอนุรักษ์พลังงานจำแนกตาม กฟน. และ กฟภ.

ปี	ค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า กรณี BAU			สัดส่วนพลังงานไฟฟ้า		พลังงานไฟฟ้าประหยัดตามแผน EE 100%			พลังงานไฟฟ้าประหยัดตามแผน EE 70%		
	กฟน	กฟภ	ประเทศ	กฟน	กฟภ	กฟน	กฟภ	ประเทศ*	กฟน	กฟภ	ประเทศ*
2563	52,232	136,648	222,280	0.2350	0.6148	13,894	36,349	59,127	12,434	32,529	52,914
2564	53,454	139,742	226,596	0.2359	0.6167	13,562	35,454	57,490	11,876	31,047	50,344
2565	54,945	144,537	232,882	0.2359	0.6206	14,209	37,377	60,223	12,314	32,392	52,190
2566	55,314	150,610	239,324	0.2311	0.6293	14,500	39,481	62,737	12,424	33,828	53,753
2567	55,256	156,928	245,584	0.2250	0.6390	14,732	41,839	65,475	12,479	35,441	55,464
2568	56,330	162,745	252,475	0.2231	0.6446	14,875	42,977	66,672	12,393	35,806	55,547
2569	57,238	170,157	260,795	0.2195	0.6525	15,465	45,975	70,465	12,770	37,961	58,182
2570	58,041	175,914	267,355	0.2171	0.6580	15,726	47,664	72,440	12,794	38,776	58,932
2571	58,873	181,793	274,066	0.2148	0.6633	16,138	49,832	75,125	12,967	40,041	60,365
2572	59,715	187,831	280,946	0.2125	0.6686	16,633	52,317	78,253	13,220	41,584	62,199
2573	60,031	194,865	288,296	0.2082	0.6759	17,037	55,304	81,820	13,411	43,533	64,406
2574	60,673	201,637	295,710	0.2052	0.6819	17,560	58,357	85,583	13,695	45,512	66,745
2575	61,705	209,525	304,630	0.2026	0.6878	18,401	62,482	90,843	14,283	48,499	70,513
2576	62,579	217,022	313,001	0.1999	0.6934	19,100	66,238	95,532	14,722	51,056	73,636
2577	63,294	224,393	321,087	0.1971	0.6989	19,713	69,888	100,004	15,075	53,444	76,474
2578	64,006	231,600	329,006	0.1945	0.7039	20,293	73,429	104,311	15,383	55,661	79,070
2579	64,576	239,002	336,978	0.1916	0.7093	20,936	77,485	109,249	15,769	58,362	82,286
2580	65,003	245,342	343,745	0.1891	0.7137	21,368	80,648	112,995	15,929	60,121	84,234

หมายเหตุ: *กำหนดจากกรอบการจัดทำแผนลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาคพลังงานของประเทศไทย เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2564

7.8 เป้าหมายการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

จากการประชุมกรอบการจัดทำแผนลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาคพลังงานของประเทศไทย เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2564 ได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าใหม่จากพลังงานแสงอาทิตย์ไว้เป็น 3 กรณี

กรณีที่ 1 เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2580 เป็นร้อยละ 6 ของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า กรณี BAU 343,745 GWh หรือเท่ากับ 20,625 GWh ซึ่งหมายความว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องเติบโตร้อยละ 5.54 ต่อปี จากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 8,248 GWh ในปี 2563

กรณีที่ 2 เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2580 เป็นร้อยละ 15 ของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า กรณี BAU 343,745 GWh หรือเท่ากับ 51,562 GWh ซึ่งหมายความว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องเติบโตร้อยละ 11.38 ต่อปี จากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 8,248 GWh ในปี 2563

กรณีที่ 3 เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2580 เป็นร้อยละ 20 ของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า กรณี BAU 343,745 GWh หรือเท่ากับ 68,749 GWh ซึ่งหมายความว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ จะต้องเติบโตร้อยละ 13.28 ต่อปี จากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 8,248 GWh ในปี 2563

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะกระจายเป็นรายปีจากปี 2563-2580 ด้วยอัตราเติบโตดังกล่าวข้างต้น จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในปี 2563 ซึ่งเท่ากับ 8,248 GWh ได้ตั้งในตารางที่ 24 ซึ่งคำนวณจำนวน MWp จากพลังงานไฟฟ้าด้วย $CF = 0.15$

ตารางที่ 24 ค่าประมาณพลังงานไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าที่ต้องผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อบรรลุเป้าหมายในกรณี 1-3

ปี	กรณีที่ 1: ร้อยละ 6		กรณีที่ 2: ร้อยละ 15		กรณีที่ 3: ร้อยละ 20	
	GWh	MWp	GWh	MWp	GWh	MWp
2563	8,248	6,277	8,248	6,277	8,248	6,277
2564	8,705	6,625	9,187	6,992	9,344	7,111
2565	9,187	6,992	10,233	7,787	10,585	8,056
2566	9,696	7,379	11,398	8,674	11,991	9,126
2567	10,233	7,788	12,695	9,661	13,584	10,338
2568	10,800	8,219	14,140	10,761	15,389	11,711
2569	11,398	8,674	15,750	11,986	17,433	13,267
2570	12,029	9,155	17,543	13,351	19,749	15,030
2571	12,696	9,662	19,540	14,871	22,373	17,027
2572	13,399	10,197	21,765	16,564	25,345	19,288
2573	14,141	10,762	24,242	18,449	28,712	21,851
2574	14,925	11,358	27,002	20,549	32,526	24,754
2575	15,751	11,987	30,076	22,889	36,847	28,042
2576	16,624	12,651	33,499	25,494	41,743	31,768
2577	17,545	13,352	37,313	28,397	47,288	35,988
2578	18,517	14,092	41,561	31,629	53,570	40,769
2579	19,542	14,872	46,292	35,230	60,687	46,185
2580	20,625	15,696	51,562	39,240	68,749	52,320

จากโปรไฟล์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้า เวลา 14:30 ซึ่งเป็นเวลาที่เกิดความต้องการสูงสุดในโครงข่าย อยู่ประมาณร้อยละ 35.10 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีร้อยละ 6, 15 และ 20 ได้แสดงไว้ในตารางที่ 25

ตารางที่ 25 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ณ เวลา 14:30 ตามเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีร้อยละ 6, 15 และ 20

ปี	กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ณ เวลา 14:30 (MW)		
	กรณี 6%	กรณี 15%	กรณี 20%
2563	2,203	2,203	2,203
2564	2,325	2,454	2,496
2565	2,454	2,733	2,827
2566	2,590	3,044	3,203
2567	2,733	3,391	3,628
2568	2,885	3,777	4,110
2569	3,044	4,207	4,656
2570	3,213	4,686	5,275
2571	3,391	5,219	5,976
2572	3,579	5,813	6,769
2573	3,777	6,475	7,669
2574	3,986	7,212	8,688
2575	4,207	8,033	9,842
2576	4,440	8,947	11,149
2577	4,686	9,966	12,630
2578	4,946	11,101	14,308
2579	5,220	12,364	16,209
2580	5,509	13,772	18,362

7.9 ผลกระทบจาก IoT (Internet of Things)

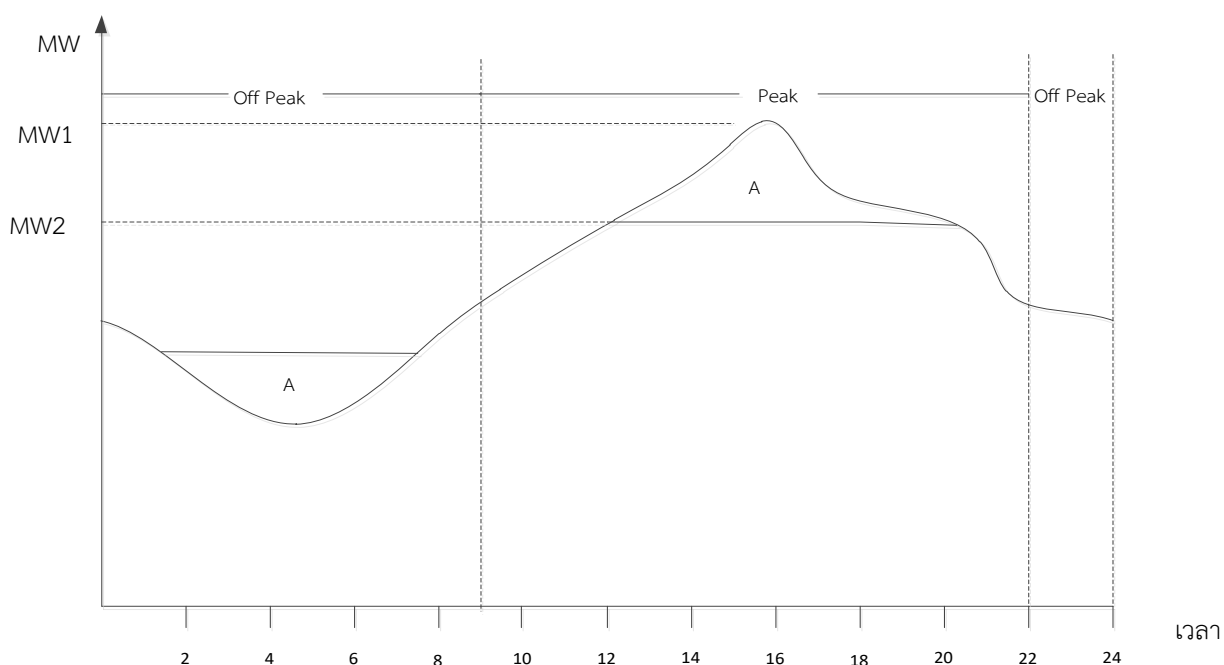
อุปกรณ์ IoT ใช้เทคโนโลยีที่ต้องการพลังงานไฟฟ้าต่ำโดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ แบตเตอรี่ และอุปกรณ์ใน IoT gateway ใช้พลังงานไฟฟ้าในระดับเดียวกันกับอุปกรณ์ไฟฟ้าทั่วไปในครัวเรือน ระบบ IoT สามารถใช้บริหารจัดการการจัดการพลังงานในโรงงาน สำนักงานและบ้านอยู่อาศัยให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น สามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ร้อยละ 9.14-10.50 สามารถประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรมได้ร้อยละ 12-22 ในอาคาร smart สามารถประหยัดพลังงานได้ในระดับร้อยละ 10-25 ส่วนในอาคารประเภทโรงแรม

โรงพยาบาล สำนักงาน การบริหารจัดการพลังงานด้วยระบบ IoT สามารถประหยัดพลังงานได้ในระดับร้อยละ 10-20

นอกจากนี้ ยังมีการคาดการณ์ว่า ในปี 2573 ระบบ IoT สามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ 8 เท่าของความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอุปกรณ์ IoT

7.10 ผลกระทบจากระบบเก็บกักพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

ระบบเก็บกักพลังงาน สามารถใช้ทำให้อุปทานและอุปสงค์ของพลังงานไฟฟ้าสมดุลโดยเปลี่ยนและเก็บพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปอยู่ในรูปแบบอื่นของพลังงานซึ่งสามารถแปลงกลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าเมื่อมีความต้องการ การเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าอาจเป็นรูปแบบเชิงกล (mechanical) เคมีไฟฟ้า (electrochemical) ความร้อน (thermal) ไฟฟ้า (electrical) และเคมี (chemical) ระบบเก็บกักพลังงาน จะเก็บพลังงานไว้ในขณะที่ความต้องการไฟฟ้าในโครงข่าย ฯ ต่ำ เพื่อจ่ายคืนให้โครงข่ายฯ ในช่วงที่ความต้องการไฟฟ้าในโครงข่าย ฯ สูง ดังในรูปที่ 20



รูปที่ 22 การย้ายความต้องการพลังไฟฟ้าในโครงข่ายจำหน่ายด้วยระบบเก็บกักพลังงาน

7.11 ฉากทัศน์เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบจากแผนอนุรักษ์พลังงานและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

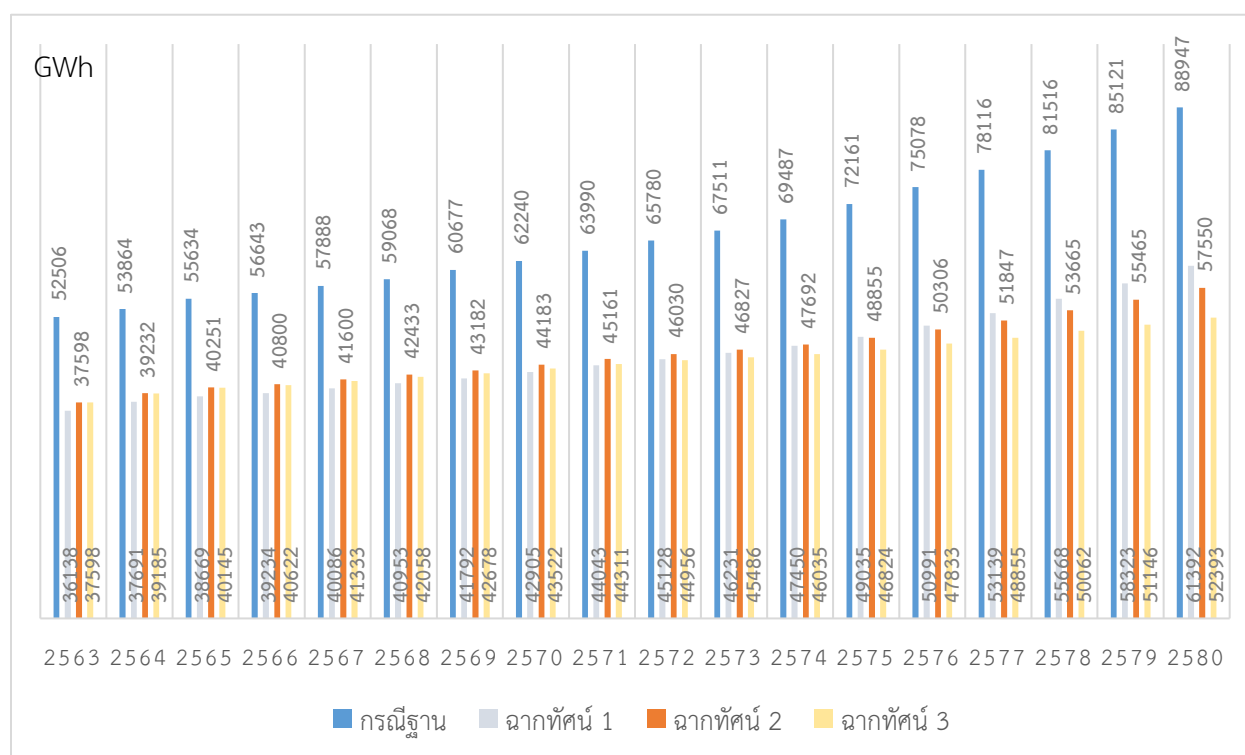
ผลกระทบจากแผนอนุรักษ์พลังงานและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะวิเคราะห์จาก 3 ฉากทัศน์ตามกรอบการจัดทำแผนลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภาคพลังงานของประเทศไทย เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2564

ฉาบทศน์ที่ 1 เป็นกรณีที่บรรลุเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน EE 100% และมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร้อยละ 6 ของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2580

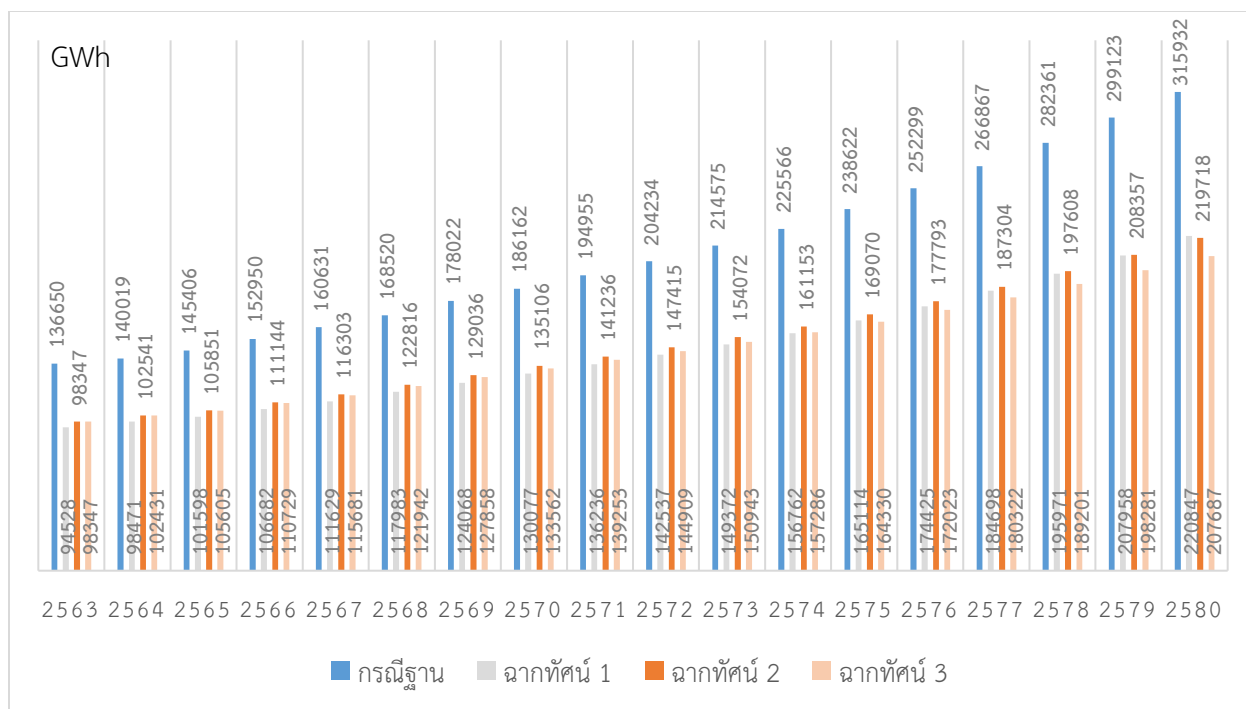
ฉาบทศน์ที่ 2 เป็นกรณีที่บรรลุเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน EE 70% และมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร้อยละ 15 ของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2580

ฉาบทศน์ที่ 3 เป็นกรณีที่บรรลุเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน EE 70% และมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร้อยละ 20 ของค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี 2580

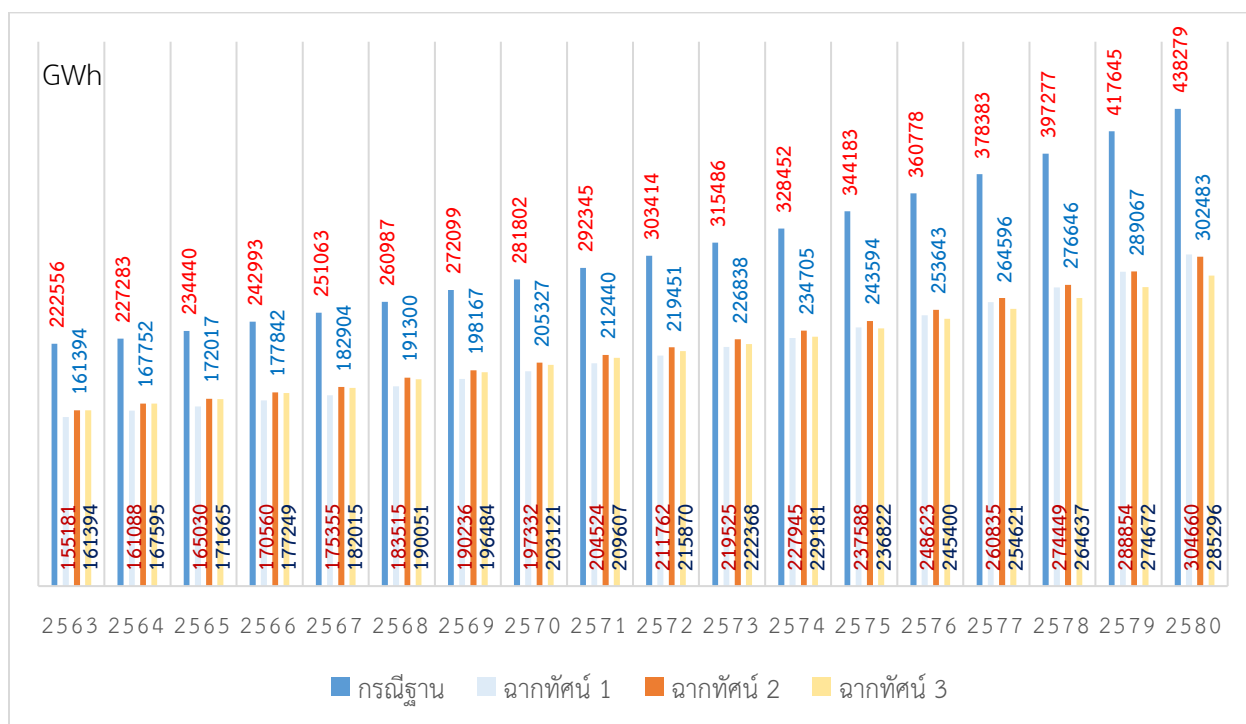
ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในฉาบทศน์ทั้ง 3 จะเท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ากรณีฐาน หักด้วยพลังงานที่ประหยัดได้ตามแผนอนุรักษ์พลังงานและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้เปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ฯ ในกรณีฐานไว้ในรูปที่ 23 - รูปที่ 23 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. และในประเทศ ลดลงจากกรณีฐานโดยเฉลี่ยร้อยละ 31.23, 30.37 และ 30.30 ตามลำดับในฉาบทศน์ที่ 1 ลดลงจากกรณีฐานโดยเฉลี่ยร้อยละ 30.56, 28.36 และ 28.22 ตามลำดับในฉาบทศน์ที่ 2 และลดลงจากกรณีฐานโดยเฉลี่ยร้อยละ 32.56, 29.77 และ 29.63 ตามลำดับในฉาบทศน์ที่ 3



รูปที่ 23 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน ฉาบทศน์ที่ 1, 2 และ 3 ในเขตจำหน่าย กฟน.

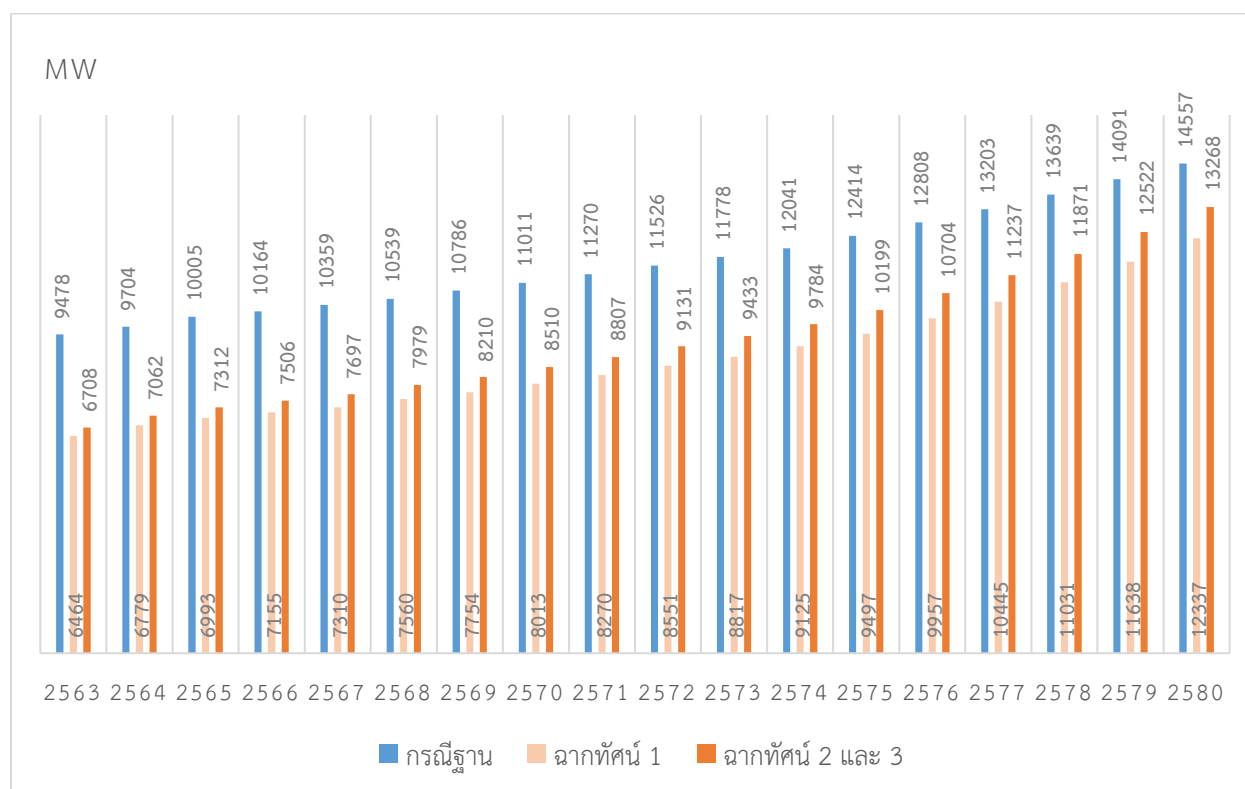


รูปที่ 24 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีสฐาน ฉากทัศน์ที่ 1, 2 และ 3 ในเขตจำหน่าย กฟภ.

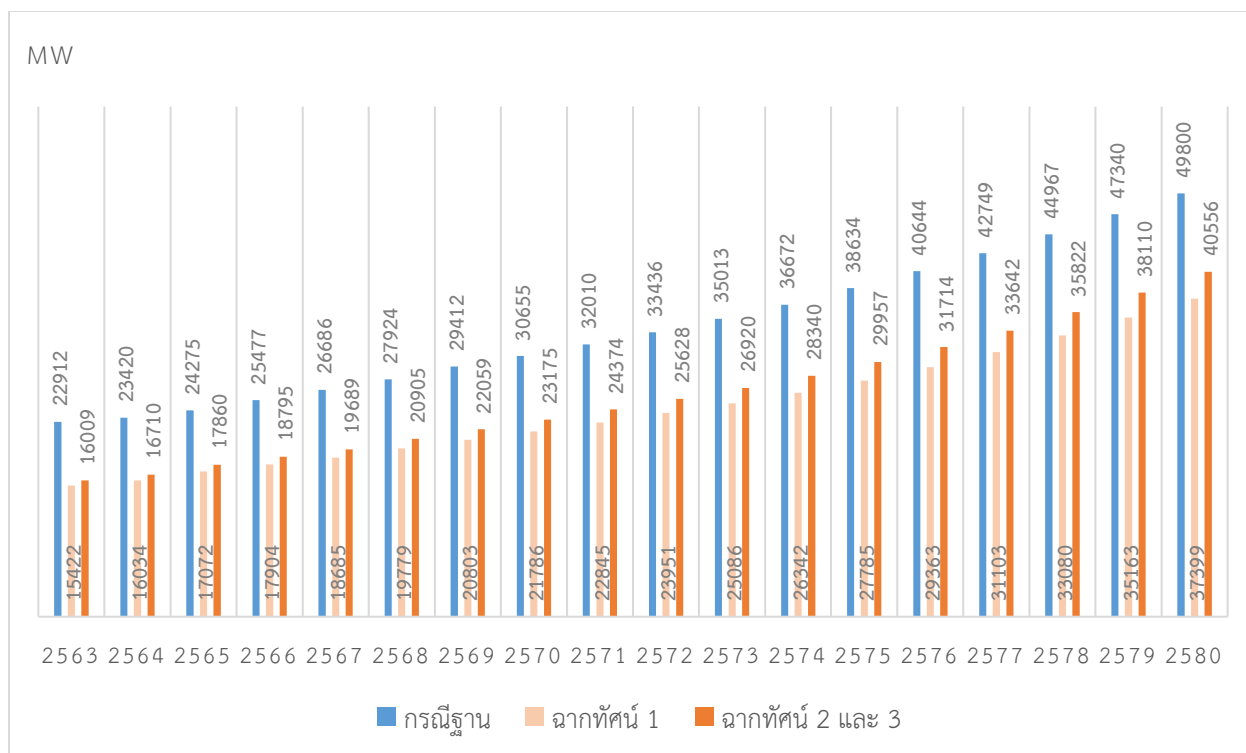


รูปที่ 25 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีสฐาน ฉากทัศน์ที่ 1, 2 และ 3 ในประเทศ

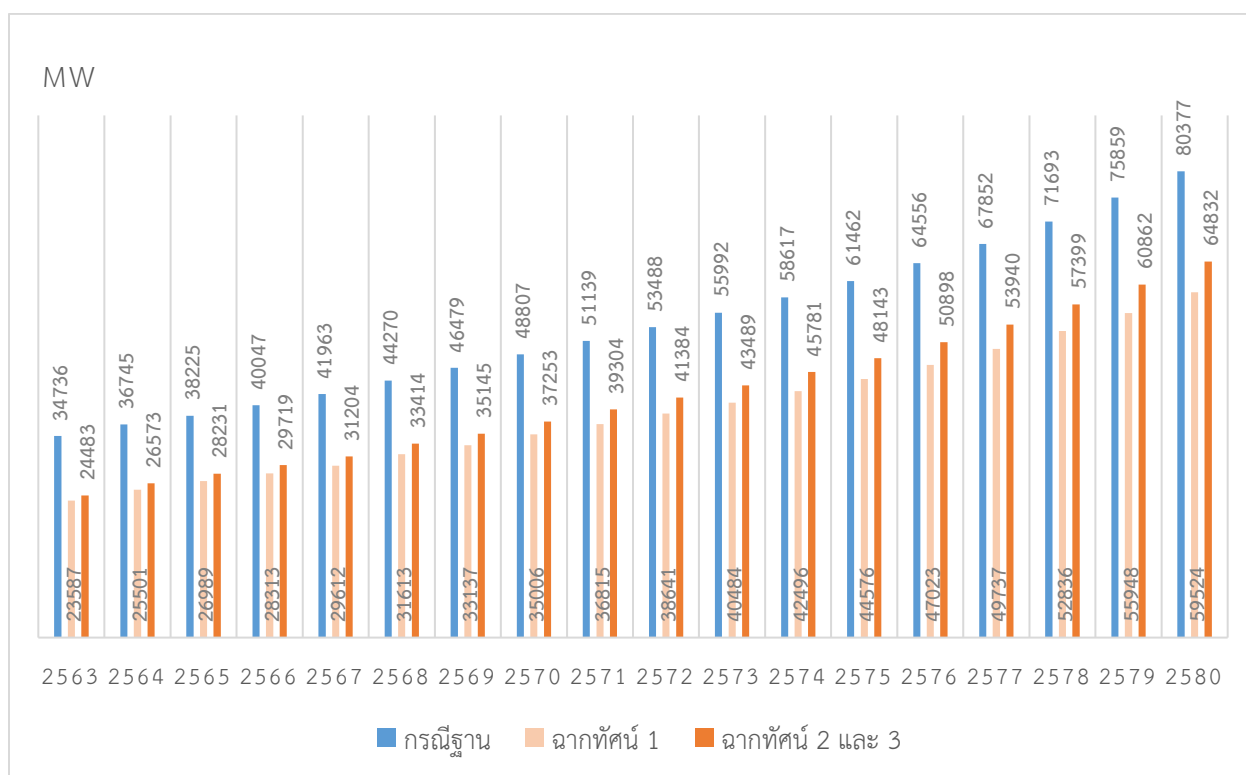
ในทำนองเดียวกัน ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในฉากทัศน์ทั้ง 3 จะเท่ากับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ากรณีฐาน หักด้วยพลังงานที่ประหยัดได้ตามแผนอนุรักษ์พลังงานและพลังงานที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้เปรียบเทียบกับค่าพยากรณ์ฯ ในกรณีฐานไว้ในรูปที่ 26-28 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. และในประเทศ ลดลงจากกรณีฐานโดยเฉลี่ยร้อยละ 28.18, 25.27 และ 28.59 ตามลำดับในฉากทัศน์ที่ 1 ลดลงจากกรณีฐานโดยเฉลี่ยร้อยละ 23.32, 20.53 และ 23.85 ตามลำดับในฉากทัศน์ที่ 2 และในฉากทัศน์ที่ 3



รูปที่ 26 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน ฉากทัศน์ที่ 1, 2 และ 3 ในเขตจำหน่าย กฟน.



รูปที่ 27 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน ฉากทัศน์ที่ 1, 2 และ 3 ในเขตจำหน่าย กฟภ.



รูปที่ 28 ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน ฉากทัศน์ที่ 1, 2 และ 3 ในประเทศ

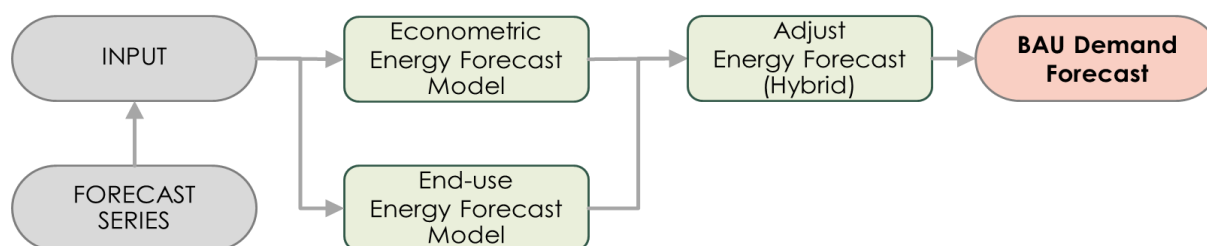
8. โปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้า

8.1 การพัฒนาโปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้า

คณะผู้ศึกษาได้ทำการเลือกพัฒนาโปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้าโดยเลือกใช้ Microsoft Excel ซึ่งเป็นซอฟต์แวร์พื้นฐานที่มีการใช้งานภายในสำนักงานอย่างแพร่หลาย เพื่อให้ง่ายต่อการจัดทำชุดข้อมูลนำเข้าและการนำชุดข้อมูลผลการพยากรณ์ไปใช้งานต่อไป โดยได้ทำการออกแบบโปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้าสอดคล้องกับแบบจำลองที่จะใช้ในงานพยากรณ์ ดังต่อไปนี้

1. โครงสร้างการพัฒนาโปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า

แบบจำลองพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่ได้พัฒนาขึ้นภายใต้โครงการนี้ จะเริ่มจากการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระดับผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Level) เพื่อทำการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีปกติ (BAU Energy Demand Forecast) ภายใต้ปัจจัยขับเคลื่อนที่เป็นข้อมูลนำเข้า (Data Input) โดยได้ทำการจัดแบ่งโครงการการพัฒนาโปรแกรมออกเป็น 4 ส่วน ดังรูป

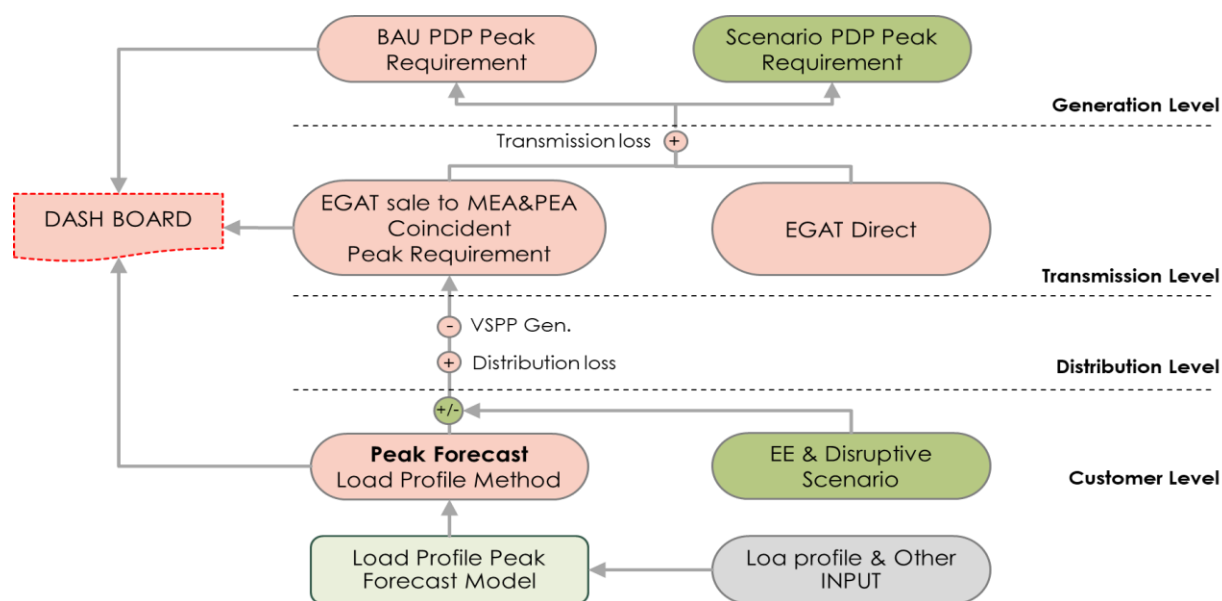


รูปที่ 29 โครงสร้างการประมวลผลของแบบจำลองพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบผสมผสาน

2. โครงสร้างการพัฒนาโปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์พลังไฟฟ้า

ในการพัฒนาโปรแกรมในการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์พลังไฟฟ้านั้น จะทำการเลือกใช้แบบจำลองพยากรณ์พลังไฟฟ้าที่ได้พัฒนาขึ้นภายใต้โครงการนี้เฉพาะแบบจำลองพยากรณ์พลังไฟฟ้าวิธี Load Profile เนื่องจากมีผลการคำนวณไม่ได้แตกต่างจากแบบจำลองการพยากรณ์พลังไฟฟ้าแบบเศรษฐมิติ แต่สามารถทำการประมวลผลจากกรณีศึกษาของ Disruptive Technology ต่อได้โดยวิธีการ Load Profile เช่นเดียวกัน ทั้งนี้ขั้นตอนการทำงานของแบบจำลองจะรับข้อมูลนำเข้าจาก 2 ส่วน ได้แก่ ข้อมูล Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายประเภท และข้อมูลพยากรณ์ที่ได้จากผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ากรณีปกติ และทำการประมวลผลภายใต้แบบจำลองพยากรณ์พลังไฟฟ้าวิธี Load Profile เพื่อคำนวณหาค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าในระดับผู้ใช้ไฟฟ้า

หลังจากนั้น จะนำค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้ามาคำนวณข้อมูลความต้องการพลังไฟฟ้าแต่ละระดับตามโครงการกิจการไฟฟ้าดังรูป เพื่อคำนวณผลการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Level) สำหรับจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) โดยมีส่วนข้อมูลนำเข้าเพิ่มเติมในลักษณะเดียวกับการจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า

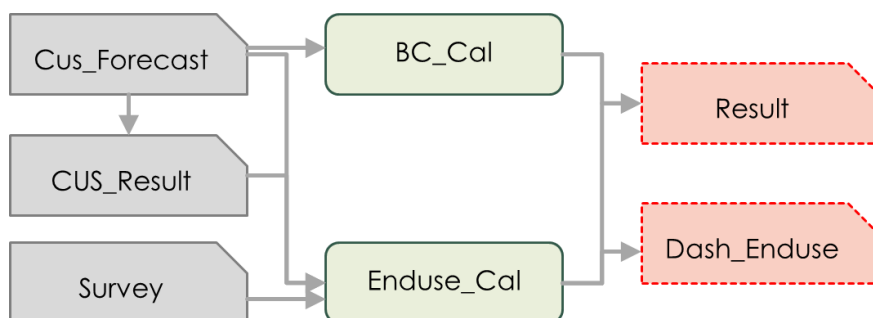


รูปที่ 30 โครงสร้างการนำพลังงานไฟฟ้าสำหรับการจัดทำแบบ PDP ในกรณีต่างๆ

8.2 การพัฒนาโปรแกรมในการปรับรูปแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้า

1. โปรแกรมการปรับรูปแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ End-Use ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1

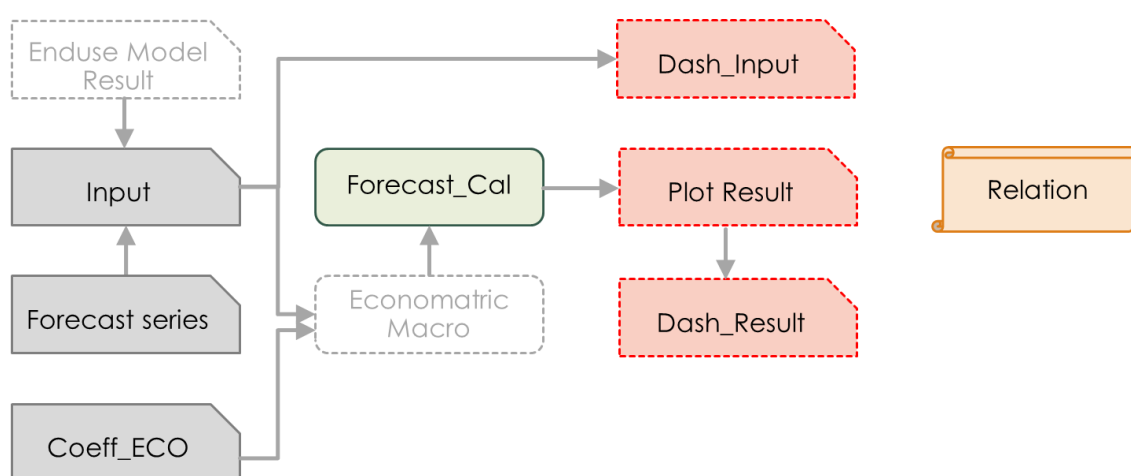
สำหรับโปรแกรมการปรับรูปแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ End-Use ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย) เป็นโปรแกรมตัวแบบส่วนแรกที่ยกออกมา สำหรับทำการพยากรณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 ผ่านแบบจำลองแบบ End-Use โดยเฉพาะ โดยผลการพยากรณ์จะเป็นข้อมูลนำเข้าของตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสานต่อไป ทั้งนี้ ได้ทำการพัฒนาโปรแกรมการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ End-Use ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1 บน 7 แผ่นงาน (Excel Worksheet) โดยมีโครงสร้างการทำงานแบ่งเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ส่วนข้อมูลนำเข้า ส่วนโมเดลพยากรณ์ ส่วนปรับผลพยากรณ์และแสดงผลดังรูป สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 31 โครงสร้างโปรแกรมการปรับรูปแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Enduse

2. โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสาน

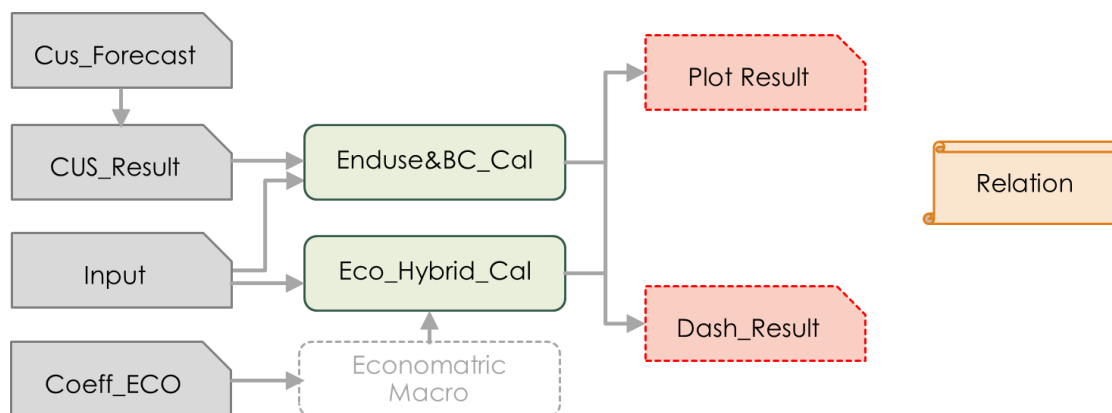
โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสาน เป็นโปรแกรมแบบจำลองหลักที่จะรวบรวมข้อมูลนำเข้าที่มีผลต่อการขับเคลื่อนความต้องการพลังงานไฟฟ้า และทำการปรับข้อมูลการพยากรณ์รวมถึงผสมผสานกับผลการพยากรณ์แบบ End-Use เพื่อให้ได้ผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบผสมผสานซึ่งจะให้ป็นชุดข้อมูลผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ากรณีปกติ ก่อนจะคำนวณผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP ส่วนอื่นๆ ต่อไป โดยได้ทำการพัฒนาโปรแกรมการพยากรณ์บน 8 แผ่นงาน โดยมีโครงสร้างการทำงานแบ่งเป็น 4 ส่วน ได้แก่ส่วนข้อมูลนำเข้า ส่วนโมเดลพยากรณ์ ส่วนแสดงผล และส่วนสรุปความสัมพันธ์ดังรูป สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 32 โครงสร้างโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสาน

3. โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า - ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5

โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า - ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5 (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ และประเภทกิจการเฉพาะอย่าง) เป็นโปรแกรมตัวแบบที่แยกออกมาโดยเฉพาะอีกตัวแบบ เพื่อทำการสรุปค่าพยากรณ์ผสมผสานราย TSIC-ID สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5 ทั้งนี้ผลการพยากรณ์จากตัวแบบดังกล่าวใช้เพื่อวิเคราะห์การใช้ไฟฟ้าราย TSIC-ID เท่านั้น ไม่ได้นำผลจากตัวแบบดังกล่าวไปทำการใช้พยากรณ์ร่วมกับตัวแบบอื่นๆต่อไป เนื่องจากผลการพยากรณ์จากข้อมูลราย TSIC-ID มาจากข้อมูลนำเข้า TSIC-ID ที่เป็นข้อมูลทุติยภูมิ ที่การไฟฟ้าจัดทำขึ้นจากข้อมูลรายประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นข้อมูลปฐมภูมิ จึงให้ผลการพยากรณ์ที่มีความแม่นยำต่ำกว่าผลการพยากรณ์จากข้อมูลประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าในตัวแบบอื่นๆ โดยโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า - ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5 ได้พัฒนาผ่าน Excel Worksheet บน 9 แผ่นงาน โดยมีโครงสร้างการทำงานแบ่งเป็น 4 ส่วน ได้แก่ส่วนข้อมูลนำเข้า ส่วนโมเดลพยากรณ์ ส่วนปรับผลพยากรณ์และแสดงผล ดังรูป สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 33 โครงสร้างโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า - ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5

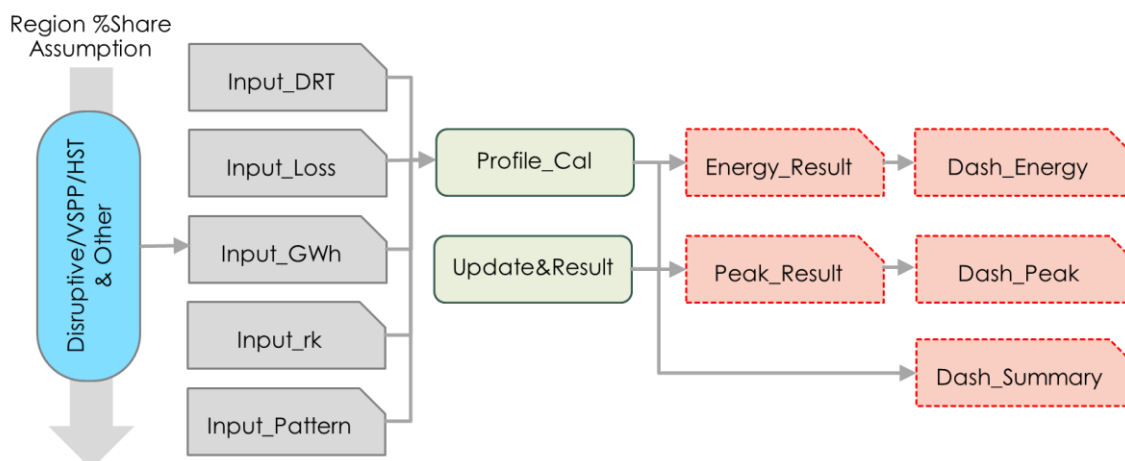
4. โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานและพลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP

เพื่อให้สามารถนำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ากรณีปกติมาวิเคราะห์และจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานและพลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP ต่อไป จำเป็นต้องใช้ข้อมูลนำเข้าดังนี้

- การจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP ต้องใช้ข้อมูลนำเข้าจากผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ากรณีปกติรายภูมิภาค และข้อมูลการประมาณการผลิตและการใช้ไฟฟ้าจากเทคโนโลยี Disruptive การผลิตไฟฟ้าจาก VSPP และความต้องการใช้ไฟฟ้าอื่นๆ มาทำการวิเคราะห์ ข้อมูลพลังงานสูญเสียของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

- การจัดทำค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP ต้องใช้ข้อมูลนำเข้าจากผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ากรณีปกติ/ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อมูลพลังงานไฟฟ้าและข้อมูลลักษณะการผลิตและการใช้ไฟฟ้า (Load & Generation Pattern) ของเทคโนโลยี Disruptive การผลิตไฟฟ้าจาก VSPP และความต้องการใช้ไฟฟ้าอื่นๆ มาทำการวิเคราะห์ ข้อมูลพลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การพัฒนาโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานและพลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP จึงได้ทำการรวมโปรแกรมการวิเคราะห์ทั้งส่วนของพลังงานไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าเข้าด้วยกันเพื่อให้สามารถพิจารณาทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังไฟฟ้าได้พร้อมกันตามโครงสร้างการทำงานดังรูป โดยมีแผนงาน 12 แผนงาน ดังนี้



รูปที่ 34 โครงสร้างโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานและพลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP

9. การพัฒนา Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้า

ตามที่ได้นำเสนอโครงสร้างและการพัฒนาโปรแกรมการปรับตัวแบบสำหรับงานพยากรณ์ไฟฟ้าแต่ละส่วนไปแล้วนั้น ในแต่ละส่วนของการพัฒนาโปรแกรมได้มีการพัฒนา Dash Board สำหรับดูผลสรุปในรูปแบบข้อมูลและแผนภูมิเพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถอ่านและวิเคราะห์ผลข้อมูลที่สามารถประมวลผลได้หลากหลายมิติให้เหมาะสมกับความต้องการใช้วิเคราะห์ข้อมูลเบื้องต้น ดังนี้

9.1 Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ End-Use

การจัดทำ Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ End-Use อยู่ในแผนงาน Dash End-Use โดยประกอบด้วย 3 ส่วน ได้แก่ สรุปแผนภูมิการใช้ไฟฟ้ารายอุปกรณ์ สรุปข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายอุปกรณ์จำแนกตามปี และสรุปข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายอุปกรณ์จำแนกตามภูมิภาค

9.2 Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสาน

การจัดทำ Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสานมี 2 ส่วนหลัก ได้แก่ แผนงาน Dash_Input และแผนงาน Dash_Hybrid สรุปได้ดังนี้

- (1) Dash_Input เป็น Dash Board ที่แสดงผลข้อมูลนำเข้าที่มีอยู่เป็นจำนวนมาก ในแต่ละกรณีเพื่อง่ายต่อการเปรียบเทียบและตรวจสอบข้อมูลนำเข้า ประกอบด้วย ส่วนแสดงผลแผนภูมิและข้อมูลนำเข้าของชุดข้อมูลนำเข้าหลัก (Dataset) เพื่อแสดงชุดข้อมูลนำเข้าที่เลือกดู และส่วนแสดงผลข้อมูลของชุดข้อมูลนำเข้าย่อย (Sub-Dataset) เพื่อแสดงชุดข้อมูลนำเข้าย่อยของชุดข้อมูลที่เลือก

- (2) Dash_Hybrid เป็น Dash Board ที่แสดงผลข้อมูลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าแบบ Econometric และแบบผสมผสาน ประกอบด้วย 4 ส่วน ได้แก่ แผนภูมิสรุปผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ารายประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า รายภาคเศรษฐกิจ รายภูมิภาค และระดับประเทศ

9.3 Dash Board โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า - ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5

การจัดทำ Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า - ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5 ได้ประมวลผลข้อมูลแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ สรุปแผนภูมิการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าราย TSIC-ID และสรุปข้อมูลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าราย TSIC-ID

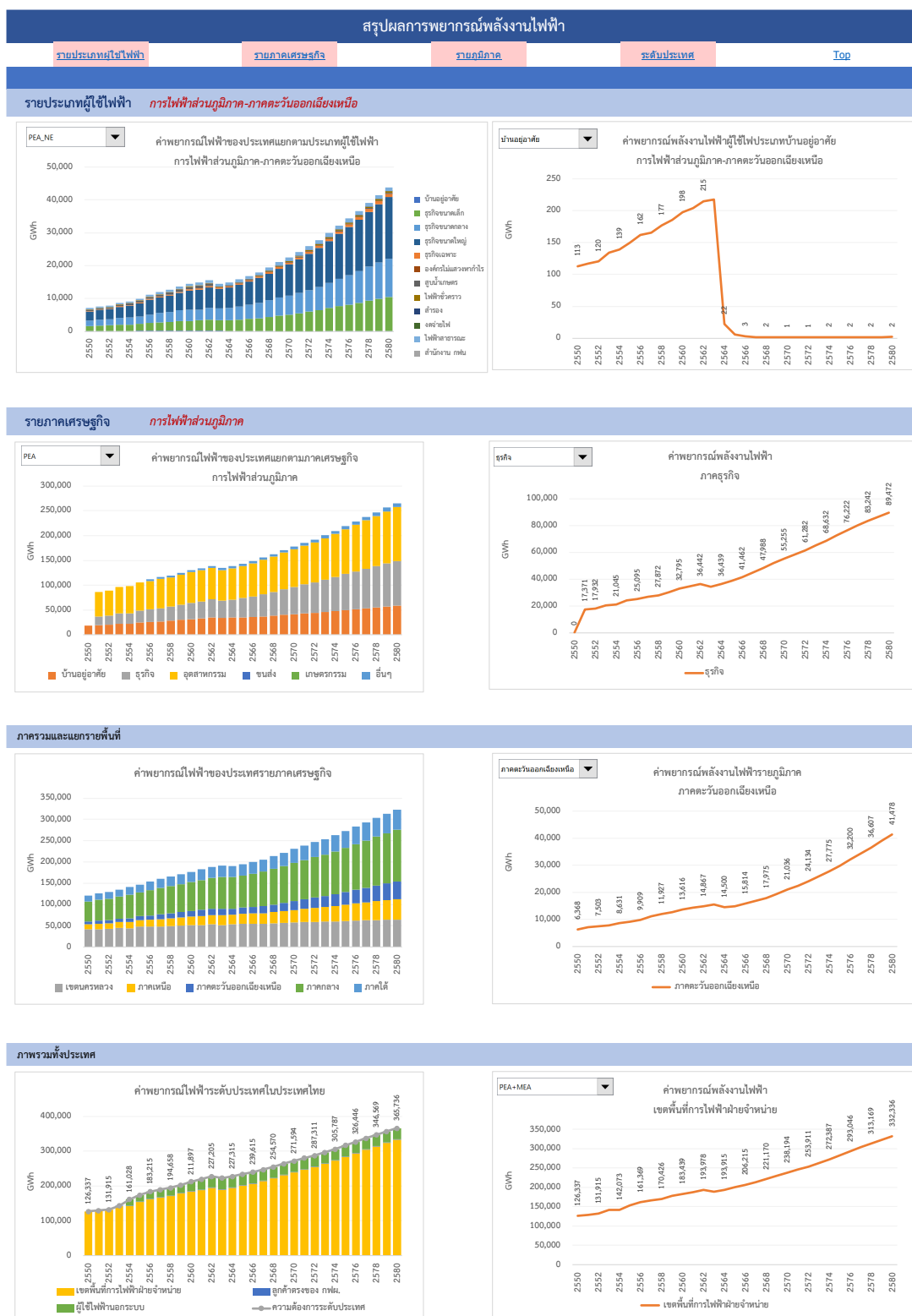
9.4 Dash Board โปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานและพลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP

การจัดทำ Dash Board สำหรับโปรแกรมการปรับตัวแบบการพยากรณ์พลังงานและพลังไฟฟ้าเพื่อใช้จัดทำ PDP ได้ประมวลผลข้อมูลแบ่งออกเป็น 3 ส่วน อยู่ใน 3 แผ่นงาน ประกอบด้วย Dash_Summary แผ่นงาน Dash_Energy และแผ่นงาน Dash_Peak ประกอบด้วย

(1) Dash_Summary เป็น Dash Board ที่แสดงผลแผนภูมิค่าพยากรณ์ที่ใช้งานในการจัดทำแผน PDP ได้แก่ ผลการพยากรณ์ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ (Country Demand) ผลการพยากรณ์ไฟฟ้าระบบ 3 การไฟฟ้า (3 Utility System Demand) และผลการพยากรณ์ไฟฟ้าระบบ กฟผ. (EGAT System Demand) โดยสามารถทำการเลือกแสดงผลการพยากรณ์ไฟฟ้าแต่ละแบบ เพื่อดูข้อมูลแผนภูมิผลการพยากรณ์ทั้งในส่วนของการพลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าสูงสุดได้ รวมถึงมีการรวบรวมการแสดงผลลักษณะการใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบระหว่างปีสำหรับค่าพยากรณ์หลัก 3 ส่วน อีกด้วย

(2) Dash_Energy เป็น Dash Board ที่รวบรวมแผนภูมิผลการพยากรณ์ในส่วนของการความต้องการพลังงานไฟฟ้าแยกตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้า โดยสามารถแยกดูได้ทั้งข้อมูลภาพรวมทั้งประเทศ และแยกตามภูมิภาค ดังนี้

- ระดับผู้ใช้ไฟฟ้า จะแสดงแผนภูมิของผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระดับผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในระดับผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อมูลผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระดับผู้ใช้ไฟฟ้าสุทธิ
- ระดับระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะแสดงแผนภูมิข้อมูลการประมาณการการผลิตไฟฟ้าจาก VSPP ข้อมูลประมาณการพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับระบบจำหน่ายไฟฟ้าสุทธิ



รูปที่ 35 ตัวอย่างส่วนแสดงผลแผนภูมิสรุปผลการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าทั้ง 4 รูปแบบ

- ระดับระบบของ กฟผ. จะแสดงแผนภูมิข้อมูลประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าตรง กฟผ. ประมาณการพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

(3) Dash_Peak เป็น Dash Board ที่รวบรวมผลการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าแยกตามโครงสร้างกิจการไฟฟ้า โดยสามารถแยกดูได้ทั้งข้อมูลภาพรวมทั้งประเทศ และแยกตามภูมิภาค ดังนี้

-ระดับผู้ใช้ไฟฟ้า จะแสดงแผนภูมิของผลการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดระดับผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อมูลประมาณการผลิตไฟฟ้าสูงสุดในระดับผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อมูลผลการพยากรณ์ความต้องการความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดระดับผู้ใช้ไฟฟ้าสุทธิ พร้อมทั้ง รูปแบบของ load profile ณ วันที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าที่ทำการประเมิน

-ระดับระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะแสดงแผนภูมิข้อมูลการประมาณการผลิตไฟฟ้าสูงสุดจาก VSPP ข้อมูลประมาณการพลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดระดับระบบจำหน่ายไฟฟ้าสุทธิ พร้อมทั้ง รูปแบบของ load profile ณ วันที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าที่ทำการประเมิน

-ระดับระบบของ กฟผ. จะแสดงแผนภูมิข้อมูลประมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจากลูกค้าตรง กฟผ. ประมาณการพลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดระดับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พร้อมทั้ง รูปแบบของ load profile ณ วันที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าที่ทำการประเมิน

10. สรุปผลการประชุม/สัมมนา

10.1 การจัดประชุมหารือ/เก็บข้อมูล/ฝึกอบรม

ภายใต้การดำเนินโครงการ คณะผู้ศึกษาจะดำเนินการจัดประชุมเพื่อนำเสนอคณะกรรมการกำกับโครงการ (Steering Committee) การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะทำงานร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อแลกเปลี่ยนรวบรวมข้อมูล และความคิดเห็นที่เกี่ยวกับการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ให้เป็นที่ยอมรับจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยตรง รวมถึงการจัดประชุม/ฝึกอบรมให้เจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง เพื่อพัฒนาบุคลากรของ สนพ. คณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและบุคลากรที่เกี่ยวข้องให้มีความรู้ ความสามารถ อีกทั้งเพิ่มศักยภาพในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สามารถนำแบบจำลองมาใช้ในการปฏิบัติงานจริง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 240 ท่าน โดยตลอดระยะเวลาโครงการ ผู้ศึกษาได้ดำเนินการจัดประชุมหารือ/เก็บข้อมูล/ฝึกอบรม จำนวนรวมทั้งสิ้น 20 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวม 354 ท่าน รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 26 สรุปจำนวนผู้เข้าร่วมการประชุมหารือ/เก็บข้อมูล/ฝึกอบรม

การประชุม	ช่วงเวลาการจัดประชุม	จำนวนผู้เข้าร่วม (ท่าน)
1) การจัดประชุมคณะกรรมการกำกับโครงการ (Steering Committee)		
- การจัดประชุมคณะกรรมการกำกับโครงการ ครั้งที่ 1/2563 (ครั้งที่ 1)	28 กันยายน 2563	35
- การจัดประชุมคณะกรรมการกำกับโครงการ ครั้งที่ 1/2564 (ครั้งที่ 2)	11 กุมภาพันธ์ 2564	29
- การจัดประชุมคณะกรรมการกำกับโครงการ ครั้งที่ 2/2564 (ครั้งที่ 3)	25 พฤศจิกายน 2564	41
2) การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง		
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 1 ร่วมกับ สนพ.	10 กันยายน 2563	10
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 2 ร่วมกับ กฟผ., กฟน. และ กฟภ.	2 พฤศจิกายน 2563	21
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 3 ร่วมกับ สศช.	26 พฤศจิกายน 2563	16
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 4 ร่วมกับ กฟผ., กฟภ., กฟน. และ พพ.	16 ธันวาคม 2563	38
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 5 ร่วมกับ สนพ.	19 มกราคม 2564	10
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 6 ร่วมกับ สนพ.	5 มีนาคม 2564	16
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 7 ร่วมกับ กฟภ. และ กฟน.	19 มีนาคม 2564	21
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 8 ร่วมกับ สนพ.	9 เมษายน 2564	11
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 9 ร่วมกับ สนพ., กฟผ., กฟน. และ กฟภ.	23 มิถุนายน 2564	-
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 10 ร่วมกับ สนพ., กฟผ., กฟน. และ กฟภ.	28 มิถุนายน 2564	22
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 11 ร่วมกับ สนพ.	27 กรกฎาคม 2564	9
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 12 ร่วมกับ สนพ.	10 สิงหาคม 2564	9
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 13 ร่วมกับ สนพ.	10 กันยายน 2564	10
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 14 ร่วมกับ สนพ., กฟน. และ กฟภ.	7 ตุลาคม 2564	8
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 15 ร่วมกับ สนพ. และ กฟภ.	14 ตุลาคม 2564	13
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการ ครั้งที่ 16 ร่วมกับ นักวิชาการ	15 ตุลาคม 2564	10
3) การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง		
- การจัดประชุมหารือ/กลุ่มย่อย/คณะกรรมการร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	23-24 สิงหาคม 2564	25
รวมทั้งสิ้น		354

หมายเหตุ ผู้เข้าร่วมรวม 354 ท่าน แบ่งเป็นเข้าร่วมจริง 210 ท่าน และเข้าร่วมแบบออนไลน์ 144 ท่าน

10.2 การจัดประชุมหารือ/เก็บข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

คณะผู้ศึกษาจะดำเนินการจัดประชุมหารือเพื่อเก็บข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อใช้ประกอบการจัดทำผลการศึกษาคำโครงการ โดยมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 90 ท่าน โดยในช่วงระยะเวลา 8 เดือนแรกของโครงการ คณะผู้ศึกษาได้ดำเนินการจัดประชุมหารือ/เก็บข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จำนวนรวมทั้งสิ้น 7 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวม 106 ท่าน รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 27 สรุปจำนวนผู้เข้าร่วมการประชุมหารือ/เก็บข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

การประชุม	ช่วงเวลาการจัดประชุม	จำนวนผู้เข้าร่วม (ท่าน)
1. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)	28 ตุลาคม 2563	12
2. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน)	18 พฤศจิกายน 2563	13
3. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	23 พฤศจิกายน 2563	13
4. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท ปูนซิเมนต์ไทย จำกัด (มหาชน)	24 พฤศจิกายน 2563	11
5. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท มิตรผล ไปโอ-เพาเวอร์ จำกัด	26 พฤศจิกายน 2563	21
6. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (มหาชน)	8 มกราคม 2564	16
7. การประชุมหารือ/เก็บข้อมูลร่วมกับบริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน)	8 มีนาคม 2564	20
รวมทั้งสิ้น		106

10.3 การจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็น

คณะผู้ศึกษาได้ดำเนินการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นจากนักวิชาการ ผู้ทรงคุณวุฒิ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และผู้ที่สนใจทั่วไป ซึ่งสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.8 เพื่อนำความคิดเห็นที่เป็นประโยชน์มาปรับปรุงให้มีความเหมาะสมและเป็นที่ยอมรับมากยิ่งขึ้น

ทั้งนี้ คณะผู้ศึกษาได้ดำเนินการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็น เมื่อวันที่พฤหัสบดีที่ 25 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 เวลา 9.00 – 12.00 น. ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์แอปพลิเคชัน Zoom โดยมีผู้ลงทะเบียนเข้าร่วมจำนวน 488 ท่าน และมีผู้เข้าร่วมจริงจำนวน 582 ท่าน รายละเอียดสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 28 สรุปจำนวนผู้ลงทะเบียนเข้าร่วมการสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็น

หน่วยงาน	จำนวน (คน)
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	16
หน่วยงานสังกัดกระทรวงพลังงาน	126
หน่วยงานการไฟฟ้า	104
หน่วยงานราชการ/รัฐวิสาหกิจ/องค์กรอิสระ/อื่นๆ	26
สมาคม/ภาคเอกชน	15
หน่วยงานวิจัย/สถาบันการศึกษา/นักวิชาการ	52
บริษัทเอกชนฯ	140
ประชาชนทั่วไป	9
รวม	488

ตารางที่ 29 สรุปจำนวนผู้เข้าร่วมการสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็น

หน่วยงาน	จำนวน (คน)
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	20
หน่วยงานสังกัดกระทรวงพลังงาน	77
หน่วยงานการไฟฟ้า	123
หน่วยงานราชการ/รัฐวิสาหกิจ/องค์กรอิสระ/อื่นๆ	13
สมาคม/ภาคเอกชน	13
หน่วยงานวิจัย/สถาบันการศึกษา/นักวิชาการ	23
บริษัทเอกชนฯ	75
บุคคล/ประชาชนทั่วไป**	230
คณะผู้ศึกษา (ศูนย์บริการวิชาการ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์)	8
รวม	582

หมายเหตุ **ผู้เข้าร่วมการสัมมนาที่ไม่สามารถจัดกลุ่มหน่วยงานได้

10.4 การจัดเจ้าหน้าที่เพื่อช่วยประสานงาน จัดทำเอกสาร หรืองานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

คณะผู้ศึกษาได้ดำเนินการจัดเจ้าหน้าที่ เพื่อช่วยประสานงาน จัดทำเอกสาร หรืองานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการตลอดระยะเวลาโครงการ 12 เดือน สอดคล้องตาม TOR ข้อ 3.9 โดยคณะผู้ศึกษาได้ดำเนินการดังนี้

- 1) การจัดเตรียมหนังสือเชิญและประสานงานเพื่อจัดประชุมและสัมมนาต่าง ๆ ตาม TOR ข้อ 3.7-3.9
- 2) การจัดทำรายงานการประชุมคณะกรรมการฯ ต่าง ๆ ตามที่ได้รับมอบหมาย
- 3) สนับสนุนการรวบรวม จัดทำ และวิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องตามที่ได้รับมอบหมาย
- 4) การจัดเตรียมรายงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำส่งสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน