สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

โครงการศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว

รายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary Report)

กันยายน 2568

เสนอโดย
บริษัท เบอร์รา จำกัด

สารบัญ

หน้า

1. บทนำ..... 1

2. สรุปผลการศึกษาวิเคราะห์และทบทวนข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบันและจำเป็นต้องมีเพื่อใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าแต่ยังไม่มีการจัดเก็บ..... 2

2.1 ข้อสรุปแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า 2

2.2 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะในการรวบรวมข้อมูลที่ยังไม่มีการจัดเก็บหรือยังจัดเก็บไม่สมบูรณ์ 5

3. สรุปการวิเคราะห์และจัดทำแนวคิด (Concept) และระเบียบวิธีการ (Methodology) และแนวทางการพัฒนาข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป 6

3.1 Concept และ Methodology และแนวทางในการจัดกลุ่มอุตสาหกรรม (economic sector) จากข้อมูลการไฟฟ้า จำแนกตามมาตรฐานอุตสาหกรรมประเทศไทย (TSIC) และแนวทางการปรับปรุงและพัฒนาข้อมูล 6

3.2 Concept และ Methodology การกำหนดความสอดคล้องของการจัดกลุ่มข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามมาตรฐานอุตสาหกรรมไทย ของการไฟฟ้าทั้ง 3 การและการจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมไทยของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) และแนวทางการพัฒนาข้อมูล 8

3.3 Concept และ Methodology สำหรับการจัดทำ Net Generation Requirement ของระบบของสามการไฟฟ้าและของประเทศและแนวทางการจัดเตรียมข้อมูลสำหรับการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า พร้อมทั้งคำนิยามสำหรับการจัดทำ PDP 10

3.4 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะการแก้ไขและปรับปรุงข้อมูลการจัดทำ Net Generation Requirement ของระบบของสามการไฟฟ้าและของประเทศ 12

3.5 Concept และ Methodology และแนวทางการปรับปรุงการคำนวณค่าความสูญเสีย ในระบบไฟฟ้า (Losses) 13

4. การศึกษา วิเคราะห์ และจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางในการรวบรวมและจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า รวมถึงการจัดทำ Profile เพื่อใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า..... 14

4.1 แนวทางการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้า 14

4.2 การจัดทำรายการข้อมูล และเรียบเรียงแหล่งข้อมูล 15

4.3 การศึกษาความเป็นไปได้ของแนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่น ๆ 18

4.4 แผนงานพัฒนาแนวทาง/ความร่วมมือการเชื่อมโยงข้อมูล 20

4.5 การวิเคราะห์ปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาแนวทางการรวบรวมข้อมูล 20

4.6 การวิเคราะห์ช่องว่างของแนวทางการรวบรวมข้อมูลในปัจจุบัน พร้อมสรุปแนวทางและข้อเสนอแนะเพื่อปรับปรุงและพัฒนาการจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า ให้รองรับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงในอนาคตในด้านต่าง ๆ 22

4.7 แนวทางการจัดทำ Profile เพื่อนำไปใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า 24

4.8 ข้อเสนอแนะและดำเนินการปรับปรุงฐาน Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้านอกระบบ (IPS) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ภายใต้สมมติฐานของการพยากรณ์ที่ใช้จัดทำร่าง PDP2024 ตามสมมติฐานและข้อมูลที่ได้ทำการคัดเลือกไว้ 25

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5. สรุปการศึกษาและวิเคราะห์เทคโนโลยีของการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ..... 30

5.1 เทคโนโลยีทางด้าน demand หรือความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะสั้น 30

5.2 เทคโนโลยีทางด้าน supply หรือการผลิตไฟฟ้าในระยะสั้น 32

5.3 เทคโนโลยีทางด้านการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว 32

5.4 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะทางด้านเทคโนโลยี 36

6. การพัฒนาระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าจาก กฟผ. และ สำนักงาน กกพ. และการเชื่อมต่อข้อมูลที่ได้กับระบบฐานข้อมูลพลังงานประเทศไทยของ สนพ. 39

6.1 ระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าผ่าน Application Programming Interface (API) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) 39

6.2 ระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าผ่าน Application Programming Interface (API) จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) 41

7. การพัฒนา/ปรับปรุงฐานข้อมูลด้านไฟฟ้าของ สนพ. ตามแนวคิด (Concept) ที่ได้จากผลการศึกษาในรูป Web Base Application..... 42

8. การประชุม/หารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง..... 45

8.1 การประชุม/หารือเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ทบทวนข้อมูลด้านไฟฟ้า 45

8.2 การฝึกอบรม แนวคิด (Concept) และ Methodology ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า 45

8.3 การฝึกอบรมการใช้งานระบบฐานข้อมูลด้านไฟฟ้า 45

9. การประชุม/หารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง..... 45

9.1 การประชุมนำเสนอแนวทางและความก้าวหน้าผลการดำเนินโครงการ 45

9.2 การสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็น 45

10. การสนับสนุนโครงการ..... 46

Contents

หน้า

1. Introduction..... 47

2. To summarize the findings of the study, analyze, and review both existing and essential data required for electricity demand forecasting that are not yet systematically collected..... 48

2.1 Conclusions on Approaches to Electricity Data Collection 48

2.2 Summary of Approaches and Recommendations for Collecting Data Not Yet Recorded or Incompletely Collected 51

3. Summary of Analysis and Development of Concept, Methodology, and Guidelines for Enhancing Electricity Production and Consumption Data in Response to Changing Circumstances..... 53

3.1 Concept, Methodology, and Guidelines for Grouping Industries (Economic Sectors) Based on Electricity Data under TSIC, and Approaches for Data Improvement and Development 53

3.2 Concept and Methodology for Aligning Electricity Consumption Data Classification by the Three Utilities with the Industrial Classification of the Office of the National Economic and Social Development Council (NESDC), and Guidelines for Data Development 55

3.3 Concept and Methodology for Establishing the Net Generation Requirement of the Three Electricity Authorities and of the Country, and Guidelines for Data Preparation for Electricity Demand Forecasting, along with Definitions for Preparing the PDP 56

3.4 Summary of Approaches and Recommendations for Improving Data for Establishing the Net Generation Requirement of the Three Electricity Authorities and the Country 58

3.5 Concept, Methodology, and Recommendations for Improving the Calculation of Losses in the Power System 59

4. Study, Analysis, and Recommendations on Approaches for Collecting and Storing Electricity Data, Including the Development of Profiles for Use in Electricity Demand Forecasting..... 60

4.1 Framework for Energy and Peak Demand Forecasting 61

4.2 Compilation and Systematization of Data Sources 61

4.3 A Feasibility Study on Alternative Approaches to Data Collection 64

4.4 Plan for Data Integration Approaches and Collaboration 67

4.5 Analysis of Challenges and Obstacles in Developing Data Collection Approaches 67

Contents *(continued)*

หน้า

4.6 Gap Analysis of Current Data Collection and Recommendations for Future Development 70
4.7 Approaches for Developing Load Profiles for Electricity Demand Forecasting 72
4.8 Recommendations and Actions for improving IPS, BTMPV, EV and EEP profiles based on Draft PDP2024 73

5. Summary of Study and Analysis of Electricity Production and Consumption Technologies Affecting National Electricity Demand Forecasting..... 78
5.1 Demand-Side Technologies in the Short Term 78
5.2 Supply-Side Technologies in the Short Term 79
5.3 Electricity Production and Consumption Technologies in the Long Term 80
5.4 Summary of Approaches and Recommendations on Technology 83

6. Development of an Electricity Data Integration System from EGAT and ERC, and the Connection of Acquired Data with the Thailand Energy Database of EPPO..... 86
6.1 Electricity Data Integration System via Application Programming Interface (API) from the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) 86
6.2 Electricity Data Integration System via Application Programming Interface (API) from the Energy Regulatory Commission (ERC) 88

7. Development and Enhancement of EPPO's Electricity Database Based on the Concept Derived from the Study in the form of a Web-Based Application..... 89

8. Meetings and Consultations with Relevant Agencies..... 91
8.1 Meetings/Consultations for the Review of Electricity Data 91
8.2 Training on the Concept and Methodology of Electricity Demand Forecasting 92
8.3 Training on the Use of the Electricity Database System 92

9. Project Progress Meetings and Seminar of Study Results..... 92
9.1 Progress Meetings on Project Implementation 92
9.2 Seminar on Study Results and Stakeholder Feedback 92

10. Project Support 92

รายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร

โครงการศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว

1. บทนำ

รายงานฉบับนี้เป็นรายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร (Executive Summary Report) ของโครงการศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว ที่บริษัท เบอร์รา จำกัด ได้ทำการศึกษาให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านพลังงานไฟฟ้าและพลังงานทดแทน เพื่อใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป และบูรณาการการทำงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลด้านไฟฟ้าและพลังงานทดแทน เพื่อในอนาคตสามารถนำไปใช้พัฒนาต่อยอดไปสู่การเชื่อมโยงอย่างเป็นระบบระหว่างหน่วยงานในส่วนของข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบเกี่ยวกับการจัดทำนโยบายและแผนพลังงานของประเทศ ทั้งในส่วนของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP) ซึ่งในแผนดังกล่าวจะมีการวางแผน และกำหนดสัดส่วนของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ ซึ่งมาจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวที่จะจัดทำโดยคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า มี สนพ. เป็นฝ่ายเลขานุการฯ และมีผู้แทนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้แทนการไฟฟ้านครหลวง ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้แทนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ผู้แทนสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงาน และหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องเป็นคณะทำงานซึ่งในการจัดทำค่าพยากรณ์ฯ จะมีการใช้ข้อมูลในหลายส่วนมาพิจารณาเป็นปัจจัยขับเคลื่อนเพื่อสะท้อนแนวโน้มและทิศทางความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

ในปัจจุบันมีบางข้อมูลยังไม่มีการรวบรวมและจัดเก็บ รวมถึงยังไม่มีแนวทางในการประเมินที่ได้มีการตกลงร่วมกันอย่างชัดเจน ดังนั้น สนพ. จึงเห็นควรจัดทำโครงการศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศ เพื่อใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว เพื่อนำผลการศึกษาที่ได้มาใช้ในเป็นแนวคิด (Concept) ในการบูรณาการข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้า รวมทั้งข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของประเทศให้เป็นไปในทิศทางเดียวกัน และนำข้อเสนอแนะมาใช้ในการพัฒนาการเก็บข้อมูลที่มีการดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน รวมถึงเป็นแนวทางในการพัฒนาการจัดเก็บ รวบรวมข้อมูลที่สำคัญที่ยังไม่ได้มีการจัดเก็บ ส่งผลให้ สนพ. มีข้อมูลที่ใช้ในการประมาณการความต้องการไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน ซึ่งจะช่วยทำให้การประมาณการความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศทั้งในระบบและนอกระบบมีความครบถ้วนและสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

วัตถุประสงค์ของการศึกษาตาม TOR

วัตถุประสงค์ของการดำเนินการตามโครงการนี้ คือ

1. เพื่อศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านพลังงานไฟฟ้าและพลังงานทดแทน เพื่อใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

2. บูรณาการการทำงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลด้านไฟฟ้าและพลังงานทดแทน เพื่อในอนาคตสามารถนำไปใช้พัฒนาต่อยอดไปสู่การเชื่อมโยงอย่างเป็นระบบระหว่างหน่วยงานในส่วนของข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศ

2. สรุปผลการศึกษาวิเคราะห์และทบทวนข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบันและจำเป็นต้องมี เพื่อใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าแต่ยังไม่มีการจัดเก็บ

2.1 ข้อสรุปแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับความต้องการไฟฟ้าตามที่ได้นำเสนอไว้ในบทที่ 2 อาจจำแนกเป็นข้อมูลที่มีการจัดเก็บโดยหน่วยงานที่รับผิดชอบซึ่งเป็นข้อมูลส่วนใหญ่ที่ใช้ในการพัฒนาตัวแบบพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าซึ่งสรุปได้ดังนี้

ข้อมูลที่มีการจัดเก็บโดยหน่วยงานที่รับผิดชอบ

หน่วยจำหน่าย

1. หน่วยจำหน่ายรายปีในเขตจำหน่าย กฟน. และจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าและไฟฟ้าฟรี
2. หน่วยจำหน่ายรายปีในเขตจำหน่าย กฟภ. และ กฟภ. ระดับภาค จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าและไฟฟรี
3. หน่วยจำหน่ายรายปีในเขตจำหน่าย กฟน.จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ
4. หน่วยจำหน่ายรายปีในเขตจำหน่าย กฟภ. และ กฟภ. ระดับภาค จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ
5. หน่วยจำหน่ายของ กฟผ. จำแนกตามภาคของ กฟผ.
6. หน่วยจำหน่ายของ กฟผ. จำแนกตามประเภทลูกค้าของ กฟผ. กฟน. กฟภ. ลูกค้าตรงในประเทศและลูกค้าตรงนอกประเทศ

จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

1. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้า
2. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ในเขตจำหน่าย กฟภ. และ กฟภ. ระดับภาคจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามอัตราผู้ใช้ไฟฟ้า
3. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจ
4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ในเขตจำหน่าย กฟภ. และ กฟภ. ระดับภาคจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามภาคเศรษฐกิจ

ความต้องการพลังไฟฟ้า

1. ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ กฟผ. และในประเทศไทยซึ่งรวมความต้องการพลังไฟฟ้านอกระบบ กฟผ.
2. Load Profile จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าและไฟฟ้าฟรี ในเขตจำหน่าย กฟน. ณ วันความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในเขตจำหน่าย กฟน. ประจำปี
3. Load Profile จำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าและไฟฟ้าฟรี ในเขตจำหน่าย กฟภ. ณ วันความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในเขตจำหน่าย กฟภ. ประจำปี
4. Load Profile ของลูกค้าตรงในประเทศและนอกประเทศเพื่อนบ้านในระบบ กฟผ. ณ วันความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ กฟผ. ประจำปี
5. ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในเขตจำหน่าย กฟน.
6. ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในในเขตจำหน่าย กฟภ. เฉพาะในส่วนที่รับซื้อจาก กฟผ.

การผลิตไฟฟ้า

1. กำลังการผลิตติดตั้งรายปีของ กฟผ. จำแนกตามภาค กฟผ.
2. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดรายปีของ กฟผ. จำแนกตามเชื้อเพลิงและภาคของ กฟผ.
3. พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าของ กฟผ.
4. พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการสูบน้ำในเขื่อนต่าง ๆ ของ กฟผ. จำแนกตามภาคของ กฟผ.
5. กำลังการผลิตติดตั้งรายปีของ IPP และ SPP ที่มีสัญญาซื้อขาย PPA จำแนกตามเชื้อเพลิงและภาคของ กฟผ.
6. กำลังการผลิตรายปีของ IPP และ SPP ตามสัญญาซื้อขาย PPA จำแนกตามเชื้อเพลิงและภาคของ กฟผ.
7. พลังงานไฟฟ้ารายปีของ IPP และ SPP ตามสัญญาซื้อขาย PPA จำแนกตามเชื้อเพลิงและภาคของ กฟผ.
8. พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าของ IPP และ SPP ที่มีสัญญาซื้อขาย PPA
9. กำลังการผลิตรายปีของ IPS จำแนกตามเชื้อเพลิงและภาคของ กฟผ.
10. พลังงานไฟฟ้ารายปีที่ผลิตทั้งหมดของ IPS จำแนกตามเชื้อเพลิงและภาคของ กฟผ.
11. พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าของ IPS
12. กำลังการผลิตติดตั้งรายปี และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดรายปีของ VSPP จำแนกตามเชื้อเพลิงในเขตจำหน่าย กฟน. ซึ่งในปี 2563 ยังไม่มีผู้ผลิต VSPP ในเขตจำหน่าย กฟน.
13. กำลังการผลิตรายปี และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปีของ VSPP ตามสัญญาซื้อขาย PPA จำแนกตามเชื้อเพลิงในเขตจำหน่าย กฟน. ซึ่งในปี 2563 ยังไม่มีผู้ผลิต VSPP ในเขตจำหน่าย กฟน.

14. กำลังการผลิตติดตั้งรายปี และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดรายปีของ VSPP จำแนกตามเชื้อเพลิง และภาคของ กฟภ.
15. กำลังการผลิตรายปี และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปีของ VSPP ตามสัญญาซื้อขาย PPA จำแนกตามเชื้อเพลิง และภาคของ กฟภ.
16. กำลังการผลิตติดตั้งรายปี และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดรายปีของ กฟภ. จำแนกตามเชื้อเพลิง และภาคของ กฟภ.
17. ความสูญเสียในระบบส่งของ กฟผ.
18. ความสูญเสียในระบบส่งของ กฟน.
19. ความสูญเสียในระบบส่งของ กฟภ. และในระดับภาคของ กฟภ.

ตัวแบบ end use ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย

1. ข้อมูลผลการสำรวจจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อครัวเรือนจากโครงการสำรวจสภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน (SES) และที่สำรวจเอง
2. ข้อมูลจำนวนชั่วโมงเฉลี่ยต่อวันจำนวนตามประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า
3. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายปีประเภทบ้านอยู่อาศัยไม่ถึง 150 หน่วยต่อเดือน ในเขตจำหน่าย กฟน.
4. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายปีประเภทบ้านอยู่อาศัยตั้งแต่ 150 หน่วยต่อเดือนขึ้นไป ในเขตจำหน่าย กฟน.
5. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายปีประเภทบ้านอยู่อาศัยไม่ถึง 150 หน่วยต่อเดือน ในเขตจำหน่าย กฟภ.
6. จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารายปีประเภทบ้านอยู่อาศัยตั้งแต่ 150 หน่วยต่อเดือนขึ้นไป ในเขตจำหน่าย กฟภ.

ข้อมูลอื่น ๆ

1. ข้อมูล GDP ในระดับประเทศและจำแนกตามเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ.
2. GDP Projection และ GRP Projection ในระดับประเทศและจำแนกตามเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ.
3. จำนวนประชากรในประเทศไทย ในเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. และภาคทั้งสี่ของ กฟภ.
4. จำนวนประชากรในประเทศไทย ในระดับภาคของ กฟผ.
5. การคาดประมาณประชากรประเทศไทยจำแนกตามจังหวัด ภายใต้ข้อสมมติภาวะเจริญพันธุ์
6. อุณหภูมิสูงสุดในเขตจำหน่าย กฟน. กฟภ. และในระดับภาคของ กฟภ.
7. อุณหภูมิสูงสุดในภาคของ กฟผ.
8. ปริมาณน้ำฝนเฉลี่ยต่อเดือนในเขตจำหน่าย กฟภ. และในระดับภาคของ กฟภ.

2.2 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะในการรวบรวมข้อมูลที่ยังไม่มีการจัดเก็บหรือยังจัดเก็บไม่สมบูรณ์

ข้อมูลที่ยังไม่มีการจัดเก็บ

1. การจัดเก็บข้อมูลพลังไฟฟ้าของ IPP, SPP, VSPP และ IPS ที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองและขายตรงให้ลูกค้า และข้อมูลพลังไฟฟ้าที่ VSPP จ่ายเข้าระบบของ กฟภ.

ในปัจจุบัน ยังไม่มีการจัดเก็บข้อมูลพลังไฟฟ้าของ IPP, SPP, VSPP และ IPS ที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองและขายตรงให้ลูกค้า และข้อมูลพลังไฟฟ้าที่ VSPP จ่ายเข้าระบบของ กฟภ. มีการจัดเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น จึงเป็นสาเหตุที่ไม่มีข้อมูลความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในเขตจำหน่าย กฟภ. และของประเทศซึ่งเป็นความต้องการพลังไฟฟ้าในระบบและนอกระบบของการไฟฟ้าทั้งสาม มีเพียงประมาณการเท่านั้น ดังนั้น จึงควรที่จะให้สำนักงาน กกพ. ออกประกาศให้ผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบของการไฟฟ้าทั้งสาม และ VSPP ที่ขายไฟฟ้าให้ กฟภ. ทุกรายจะต้องส่งข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทุก ๆ 30 นาทีไปยังหน่วยงานที่กำหนด เช่น system operator ที่จัดเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทุก ๆ 30 นาที ของโรงไฟฟ้าที่ system operator สั่งเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ การจัดเก็บนี้ ควรเป็นกิจกรรมในระยะเวลาสั้น

2. การจัดเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้ง Solar Rooftop ที่มีกำลังการผลิตไม่ถึง 1,000 kWp จะต้องดำเนินการดังนี้

(1) การแจ้งหรือขออนุญาตหน่วยงานท้องถิ่น (ราชการส่วนท้องถิ่น)

(2) การแจ้ง “ขอยกเว้น” ใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า โดยยื่นเอกสารเพื่อแจ้ง สำนักงาน กกพ. ตามขั้นตอน

(3) การแจ้งขอเชื่อมขนานไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวง หรือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

แต่ไม่มีหน่วยงานจัดเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop ที่มีความแปรปรวนตามสภาพอากาศในแต่ละสถานที่ นับวัน การติดตั้ง Solar Rooftop มีจำนวนมากขึ้น น่าจะกำหนดให้ กฟน. และ กฟภ. จัดเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar Rooftop เพื่อความสมบูรณ์ของความต้องการไฟฟ้าในเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ. รวมทั้งตัวแทน profile การผลิตไฟฟ้า จาก Solar Rooftop ด้วย กิจกรรมนี้ อาจเป็นกิจกรรมระยะยาวที่ดำเนินการการเป็นระบบและต่อเนื่อง

3. การติดตามจำนวนรถ EV

เนื่องจากรถ EV เป็นสิ่งที่เกิดขึ้นจาก disruptive technology เป็นเรื่องใหม่สำหรับประเทศไทยและเป็นเรื่องที่เกี่ยวกับพฤติกรรมของผู้ใช้รถด้วย จึงควรที่จะมีสิ่งอำนวยความสะดวกในการเชื่อมโยงกับฐานข้อมูลทะเบียนรถเกี่ยวกับ EV ของกรมการขนส่งทางบกโดยจำแนกตามประเภทของรถ EV เพื่อใช้ในการพัฒนาความต้องการไฟฟ้าของรถ EV รวมทั้งการสำรวจเกี่ยวกับระยะทางที่ใช้รถ EV ต่อเดือน พฤติกรรมการใช้รถ EV รวมทั้งการ charge แบตเตอรี่

4. การพัฒนาการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว

ควรที่มีผู้ติดตามวรรณกรรมเกี่ยวกับการพัฒนาการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว ซึ่งอาจเป็นแนวทางในการเปลี่ยนการพึ่งพิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะแนวโน้มของต้นทุนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวเปรียบเทียบกับต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่มีการติดตั้ง CCS เพื่อใช้ในการวางแบบและปรับแบบ PDP

5. การติดตามการพัฒนาพลังงานนิวเคลียร์แบบ fusion ไม่มีสารกัมมันตภาพรังสีเกิดขึ้นจากการรวมตัวของ Isotopes โดยเฉพาะการพัฒนาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงาน fusion ขนาด 400 MW ที่รัฐเวอร์จีเนียร์ สหรัฐอเมริกาที่คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ในปี 2573 โรงไฟฟ้าพลังงาน fusion ITER ขนาด 500 MW ที่ภาคใต้ประเทศฝรั่งเศสซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงาน fusion ที่ใหญ่ที่สุดและเป็นความร่วมมือนานาชาติ คาดว่าจะสามารถผลิตไฟฟ้าในปี 2582 และโรงไฟฟ้าพลังงาน fusion ที่ Nottinghamshire ประเทศอังกฤษคาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ในปี 2583

3. สรุปการวิเคราะห์และจัดทำแนวคิด (Concept) และระเบียบวิธีการ (Methodology) และแนวทางการพัฒนาข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

ในการศึกษานี้ที่ปรึกษาได้สรุปชุดข้อมูลที่จะถูกนำมาวิเคราะห์และจัดทำแนวคิด ระเบียบวิธีการและแนวทางในการพัฒนาข้อมูลการผลิต และการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปดังนี้

1) Concept และ Methodology และแนวทางในการจัดกลุ่มอุตสาหกรรม (economic sector) จากข้อมูลการไฟฟ้า จำแนกตามมาตรฐานอุตสาหกรรมประเทศไทย (TSIC) และแนวทางการปรับปรุงและพัฒนาข้อมูล
2) Concept และ Methodology การกำหนดความสอดคล้องของการจัดกลุ่มข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามมาตรฐานอุตสาหกรรมไทย ของการไฟฟ้าทั้ง 3 การและการจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมไทยของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) และแนวทางการพัฒนาข้อมูล
3) Concept และ Methodology สำหรับการจัดทำ Net Generation Requirement ด้านต่าง ๆ และแนวทางการจัดเตรียมข้อมูลสำหรับการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า พร้อมทั้งคำนิยามสำหรับการจัดทำ PDP
4) Concept และ Methodology การคำนวณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของสำนักงานกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)
5) Concept และ Methodology การคำนวณความสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Losses)

3.1 Concept และ Methodology และแนวทางในการจัดกลุ่มอุตสาหกรรม (economic sector) จากข้อมูลการไฟฟ้า จำแนกตามมาตรฐานอุตสาหกรรมประเทศไทย (TSIC) และแนวทางการปรับปรุงและพัฒนาข้อมูล

3.1.1 การจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมประเทศไทยของการไฟฟ้าและแนวคิดของการจัดภาคเศรษฐกิจ (Economic Sector)

ประเทศไทยได้มีการจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมมานานแล้ว โดยกรมแรงงานได้จัดพิมพ์การจัดประเภทอุตสาหกรรมไทยเป็นครั้งแรกในปี พ.ศ. 2515 ซึ่งเป็นพื้นฐานให้นำไปประยุกต์ใช้ในการจัดประเภทอุตสาหกรรมของการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อใช้จัดกลุ่มของการใช้ไฟฟ้าเป็นภาคเศรษฐกิจ (Economic Sector) ซึ่งมีความสำคัญมากต่อการวิเคราะห์ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละกลุ่ม และต่อการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในระดับ consumption เนื่องจากตัวแปรที่เหมาะสมในการอธิบายพฤติกรรมการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟในแต่ละภาคเศรษฐกิจก็คือ ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (GDP) ที่ถูกจัดกลุ่มเป็นภาคเศรษฐกิจที่สอดคล้องกัน อย่างไรก็ตามการจัดกลุ่มการใช้ไฟฟ้าเป็นภาคเศรษฐกิจ อาจจะต้องดูถึงความเหมาะสมในเชิงวิเคราะห์และความสอดคล้องกับการจัดกลุ่มของหน่วยงานอื่น ๆ ที่การไฟฟ้าต้องการใช้ข้อมูลจากหน่วยงานนั้นมาเป็นตัวแปรในการจัดทำการวิเคราะห์และพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

3.1.2 การจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจ (Economic Sector) ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และแนวทางการปรับปรุง

1) การจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจเพื่อเผยแพร่ใน Website ของ สนพ. ได้จำแนกสาขาเศรษฐกิจออกเป็น 7 สาขา คือ
   (1) บ้านอยู่อาศัย (Residential)
   (2) ธุรกิจ (Business)
   (3) อุตสาหกรรม (Industrial)
   (4) ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร (Government and Non-Profit)
   (5) เกษตร (Agriculture)
   (6) อื่น ๆ
   (7) ไฟฟรี

2) การจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจเพื่อใช้ในการจัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า สนพ. ได้จำแนกสาขาเศรษฐกิจออกเป็น 5 สาขา คือ
   (1) บ้านอยู่อาศัย (Residential)
   (2) อุตสาหกรรม (Industrial)
   (3) ธุรกิจ (Business)
   (4) คมนาคม (transportation)
   (5) อื่น ๆ (Other)

3.1.3 ข้อเสนอแนะให้อ้างอิงการจัดภาคเศรษฐกิจตามมาตรฐานสากล

ในปัจจุบันองค์กรระหว่างประเทศที่จัดทำภาคเศรษฐกิจ (Economic Sector) ที่ถูกใช้อ้างอิงกันทั่วไป คือ องค์การสหประชาชาติผ่านทาง UN Trade and Development ซึ่งทาง UN ได้แบ่งภาคเศรษฐกิจออกเป็น 3 ภาค หลัก ๆ คือ

(1) Agriculture (Primary Sector)
(2) Industry (Secondary Sector)
(3) Services (Tertiary Sector)

ในการจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจ (Economic Sector) ของ UN-TAD ได้อ้างอิงการจัดประเภทอุตสาหกรรมตาม International Standard Industrial Classification of All Economic Activities: ISIC (Rev.3) ซึ่งมีคำจำกัดความของสาขาเศรษฐกิจดังนี้

1. Agriculture ซึ่งรวมถึงกิจกรรมทางด้านการเกษตร เช่น farming livestock breeding, fishing และ forestry
2. Industry ซึ่งรวมถึง mining manufacturing construction และ utilities
3. Services ซึ่งรวมถึง wholesale/retail trade transportation, finance healthcare hospitality และ information technology

ดังนั้นทางที่ปรึกษาจึงเสนอแนะว่าการจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจของการใช้ไฟฟ้าของประเทศก็ควรจะสอดคล้องกับการจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจของ GDP ตามแนวทางขององค์กรระหว่างประเทศ เพื่อความเป็นสากลและสามารถนำข้อมูลไปใช้เปรียบเทียบกับนานาประเทศได้

3.2 Concept และ Methodology การกำหนดความสอดคล้องของการจัดกลุ่มข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามมาตรฐานอุตสาหกรรมไทย ของการไฟฟ้าทั้ง 3 การและการจัดประเภทมาตรฐานอุตสาหกรรมไทยของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) และแนวทางการพัฒนาข้อมูล

สศช. ในฐานะคณะทำงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้จัดทำการพยากรณ์ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศให้แก่คณะทำงานฯ เพื่อใช้ประกอบในแบบจำลองในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ามาโดยตลอด และจะทำการปรับปรุงตัวเลขผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศนี้เมื่อมีการจัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใหม่ในแต่ละครั้ง ซึ่งการพยากรณ์ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศหรือ GDP นี้ ทาง สศช. ได้แยกออกเป็น GDP ของเขตการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและตัวรวมของประเทศตามช่วงระยะเวลาของการพยากรณ์ซึ่งปัจจุบันอยู่ถึงปี พ.ศ. 2580 ตามช่วงระยะเวลาของการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ซึ่ง สศช. ได้แบ่งสาขาการผลิตออกเป็นทั้งหมด 19 สาขาการผลิต ซึ่งแยกเป็นกลุ่ม Agriculture 1 สาขาการผลิต และกลุ่ม Non-Agriculture อีก 18 สาขาการผลิต อาทิเช่น Mining and Quarrying Manufacturing Construction Transportation and Storage เป็นต้น โดยที่เป็นตัวรวมของ GDP ของประเทศ และยังมีตัวรวมของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแยกออกมาอีกต่างหาก

อย่างไรก็ตาม การจัดสาขาเศรษฐกิจของ สศช. พบว่าจะตรงกับการแบ่งกิจกรรมทางเศรษฐกิจของ ISIC Rev.4 ดังนั้นที่ปรึกษาจึงได้ทำการศึกษาเพื่อให้สามารถเชื่อมโยงการจัดกลุ่มการใช้ไฟฟ้าของไทย TSIC 2515 ที่อ้างอิงตาม ISIC Rev.2 กับการจัดกลุ่มกิจกรรมทางเศรษฐกิจของ สศช. ตาม ISIC Rev.4 ได้ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการนำข้อมูล GDP รายสาขาเศรษฐกิจของ สศช. ไปใช้เป็นตัวแปรในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

3.2.1 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะการแก้ไขและปรับปรุงข้อมูล TSIC และ Economic Sector ที่มีผลกระทบต่อการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ที่ปรึกษามีข้อเสนอแนะของการปรับปรุงข้อมูล TSIC ของการไฟฟ้าดังนี้ คือ

<u>ระยะสั้น</u>

ในระยะสั้นซึ่งเป็นขั้นตอนเตรียมการ จะเป็นลักษณะการประชุมร่วมระหว่าง สนพ. กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะการไฟฟ้าทั้งสามการ เพื่อให้รับทราบถึงแนวคิดการปรับปรุง economic sector จากข้อมูล TSIC ตามแนวทางของการจัดกลุ่มสาขาเศรษฐกิจ UN-TAD

- การไฟฟ้าทั้งสามแห่งยังคงต้องใช้รหัส TSIC ของปี 2515 ที่อ้างถึง ISIC Rev.2 อยู่ต่อไปถึงแม้จะมีความล้าสมัยไปมากแล้วก็ตาม เพราะการไปเปลี่ยนแปลงรหัส TSIC ให้สะท้อนฉบับปี 2552 ที่อ้างอิง ISIC Rev.4 จะกระทำได้ยาก เนื่องจากจำนวนผู้ใช้ไฟมีเป็นจำนวนมาก และมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสูง

- ในส่วนของ “New Demand” ควรเพิ่มรหัส TSIC พิเศษที่เจาะจงสำหรับเทคโนโลยีนั้น ๆ เช่น มีรหัส TSIC โดยเฉพาะสำหรับการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟกลุ่ม HST BTS/MRT EV และ Data Center เป็นต้น ซึ่งจะทำให้สามารถแยกแยะข้อมูลการใช้ไฟของกลุ่ม Disruptive Technology เหล่านี้ได้อย่างถูกต้องแม่นยำ และสะดวกยิ่งขึ้น และจะเป็นข้อมูลที่มีอย่างต่อเนื่อง

- เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังมีผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มหนึ่ง (ประมาณร้อยละ 12 ของผู้ใช้ไฟทั้งหมด) ซึ่งยังไม่ได้ถูกให้รหัส TSIC ระดับ 5 digit (ระดับ 2 digit มีครบทุกราย) ซึ่งทำให้ต้องใช้วิธีการประเมินจากข้อมูล Tariff โดยใช้ “Share” ของ Sector มาเป็นตัวกระจายผู้ใช้ไฟกลุ่มนี้ลง Sector ดังนั้นที่ปรึกษาจึงเสนอให้ประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อให้ระบุรหัส TSIC ให้เป็น 5 digit ของผู้ใช้ไฟกลุ่มนี้ให้ครบถ้วน ซึ่งถึงแม้จะเป็นขั้นตอนการดำเนินที่ใช้เวลามาก แต่ควรจะขอความร่วมมือกับ กฟภ. เพื่อเริ่มดำเนินการโดยเร็ว

- มีผู้ใช้ไฟบ้านอยู่อาศัย (มิเตอร์ประเภทอัตรา 10) กลุ่มหนึ่งของการไฟฟ้านครหลวงซึ่งมีรหัส TSIC 20, 30, 40 ซึ่งเป็นประเภทกิจการและไม่ควรใช้มิเตอร์ประเภทบ้านอยู่อาศัย ซึ่งส่งผลต่อการเก็บข้อมูลการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟกลุ่มนี้ที่ไม่ตรงกับพฤติกรรมการใช้ไฟจริง จึงควรขอความร่วมมือกับ กฟน. ในการปรับปรุงรหัสกิจการของผู้ใช้ไฟดังกล่าวให้สอดคล้องกับลักษณะของมิเตอร์

ระยะยาว

ในระยะต่อไปเมื่อข้อมูลมีความพร้อม สนพ. ควรพิจารณาปรับปรุงแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเสียใหม่ เพื่อรองรับการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าระดับ consumption โดยเป็นข้อมูลการจัด economic sector ตามแนวทางของ UN

- ในส่วนของการจัดกลุ่มข้อมูล TSIC เพื่อให้สอดคล้องกับข้อมูล GDP และ GRP รายสาขาเศรษฐกิจของ สศช. นั้น ที่ปรึกษาขอเสนอแนะให้กำหนดไว้ในแนวทางการปรับปรุงแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตให้พิจารณาถึงการนำ GDP และ GRP รายสาขาเศรษฐกิจมาประกอบการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายsector ในระดับ consumption เมื่อการปรับปรุงข้อมูล TSIC ตามข้อเสนอข้างต้นได้ดำเนินการโดยการไฟฟ้าไปแล้ว ซึ่งอาจรวมถึงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยใช้วิธีการ Energy Intensity รายสาขาเศรษฐกิจ หรือการพยากรณ์โดยวิธีการ econometric เพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่างการใช้ไฟฟ้ารายสาขาเศรษฐกิจกับ GDP และ GRP รายsector เป็นต้น ซึ่งจะทำให้สามารถอธิบายพฤติกรรมการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟฟ้าสาขาเศรษฐกิจต่าง ๆ ได้ชัดเจนยิ่งขึ้น โดยเฉพาะการพิจารณาถึงการเกิดขึ้นของ New Demand และการนำมาตรการอนุรักษ์พลังงานมาใช้ในการพยากรณ์

3.3 Concept และ Methodology สำหรับการจัดทำ Net Generation Requirement ของระบบของสามการไฟฟ้าและของประเทศและแนวทางการจัดเตรียมข้อมูลสำหรับการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า พร้อมทั้งคำนิยามสำหรับการจัดทำ PDP

ขั้นตอนการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ข้อมูลที่ต้องใช้ คำนิยามและการคำนวณ Net Generation requirement ของระบบของสามการไฟฟ้าและของประเทศตามขั้นตอนในการจัดทำ PDP จาก Model ของ NIDA

Model ของ NIDA ได้ถูกใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวเพื่อใช้จัดทำ PDP2022 และยังใช้ในการจัดทำ PDP2024 อีกด้วย โดยได้มีการพัฒนาโปรแกรม NIDA ซึ่งเป็นเครื่องมือ (tool) ในการจัดทำค่าพยากรณ์ โดยผู้ใช้เพียงแต่ใส่ข้อมูล (Input) ตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในโปรแกรมโดยไม่ต้อง run Model ของ NIDA ใหม่ โดยแบ่งเป็นส่วนของข้อมูลที่ใช้ทำ Energy Demand Forecast และ Peak Demand Forecast ดังนี้

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand Forecast)

Step ที่ 1 ของการจัดทำ Net Generation requirement ของระบบของสามการไฟฟ้า คือ การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าซึ่งหมายถึงการพยากรณ์ในส่วนของหน่วยการใช้ไฟฟ้า (KWh) ของผู้ใช้ไฟประเภทต่าง ๆ ซึ่งถูกบันทึกโดยมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟนั้น ๆ เป็นรายเดือน จึงเป็นการพยากรณ์ระดับ “customer level” หรือ “consumption level” ซึ่งถือเป็นการพยากรณ์ในลักษณะจากล่างขึ้นบน (bottom-up approach) และการพยากรณ์ในระดับนี้เป็นการพยากรณ์ในกรณี “ปกติ” (หรือกรณี Business as Usual – BAU)

Step ที่ 2 สำหรับการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับ EGAT Net Generation Requirement ของพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. และระบบ 3 การไฟฟ้า

สำหรับใน step ที่ 2 ของการพยากรณ์จะประกอบด้วย การพยากรณ์ระดับ Distribution Transmission และ Generation ตามลำดับของกรณี BAU

- ระดับ Distribution ซึ่งนิยามของความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับ Distribution หมายถึง ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. จากระบบของ กฟผ. ซึ่งเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้าสุทธิ ซึ่งประกอบด้วยความสูญเสียในระบบจำหน่ายและปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP

- ระดับ Transmission ซึ่งนิยามของความต้องการไฟฟ้าระดับ Transmission หมายถึงความต้องการการผลิตกระแสไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่รวมถึงความต้องการซื้อไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. จาก กฟผ. ความต้องการซื้อไฟฟ้าจากลูกค้าตรงของ กฟผ. และบวกด้วยความสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และการใช้เองของ กฟผ. (ในเขื่อนพลังน้ำสูบกลับ เหมืองลิกไนต์ที่แม่เมาะ และอื่น ๆ)

- ระดับ Net Generation ซึ่งนิยามของความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับ Net Generation หมายถึง ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องทำการผลิตเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟของระบบ กฟผ. และระบบของ 3 การไฟฟ้า (กฟผ. กฟน. และ กฟภ.)

Step ที่ 3 สำหรับการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับประเทศ

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าระดับประเทศ หมายถึง ความต้องการไฟฟ้าจากระบบ 3 การไฟฟ้าใน Step ที่ 2 ข้างต้น บวกด้วยความต้องการไฟฟ้าที่อยู่นอกระบบของ 3 การไฟฟ้า (Captive Demand) ซึ่งประกอบด้วย Input สามส่วน คือ IPS SPP (Direct) และ VSPP (Direct)

Step ที่ 4 การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้ากรณีฐาน (Base Case)

“กรณีฐาน” หรือ Base Case ซึ่งหมายถึง กรณีที่สะท้อนความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจริงภายใต้สมมติฐานต่าง ๆ ของ Disruptive Demand และการอนุรักษ์พลังงาน (EE)

การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand Forecast)

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า (Peak) ของเขตจำหน่าย กฟน. และ กฟภ. จะทำตามขั้นตอนเดียวกันกับการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า (Energy) โดยเป็นการพยากรณ์ค่า Peak ในระดับ Consumption (Step ที่ 1) ซึ่งแบบจำลองของ NIDA ได้แสดงวิธีการคำนวณค่า Peak ไว้ 2 รูปแบบ

(1) คำนวณค่า Peak โดยวิธี Econometric

(2) คำนวณค่า Peak โดยวิธี Load Profile

Step ที่ 2 ของการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ.

ขั้นตอนการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของ EGAT Net Generation Requirement ของระบบ กฟผ. จะเป็นไปตามขั้นตอนเดียวกันกับการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าข้างต้น โดยเป็นการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดระดับ Distribution, Transmission และ Generation เช่นเดียวกัน

<u>Step ที่ 3</u> ของการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ

ขั้นตอนของการประเมินความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ได้แก่ การประเมินความต้องการพลังไฟฟ้าที่มาจากนอกระบบของ กฟผ. จาก IPS SPP Direct และ VSPP Direct ซึ่งทำได้โดยประมาณการ Generation Profile ของผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบ

3.4 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะการแก้ไขและปรับปรุงข้อมูลการจัดทำ Net Generation Requirement ของระบบของสามการไฟฟ้าและของประเทศ

สำหรับข้อเสนอแนะแนวทางการปรับปรุงข้อมูลเพื่อจัดทำ Net Generation Requirement ในส่วนของ energy ส่วนที่ยังขาดคือข้อมูลด้าน peak ของ VSPP และ VSPP (Direct) ซึ่งจะต้องได้มาจากการประเมินหาค่า Generation Profile ซึ่ง สำนักงาน กกพ. ทำการประเมินจากตัวอย่างสถิติของ VSPP ที่มีมิเตอร์ซึ่ง

- ไม่ได้สะท้อน profile จริง รายเชื้อเพลิง
- ไม่ได้สะท้อนค่า peak ที่แท้จริงเพราะเป็น profile เฉลี่ยทั้งปี ไม่ใช่ของเดือน peak และเป็นค่าตัวแทนของปีในอดีต ไม่ใช่ปีปัจจุบัน

ค่า Plant Factor (PF) ก็เป็นค่าเฉลี่ยเช่นกัน

และในการประเมินค่า peak ของ กฟผ. จึงใช้ข้อมูล energy รายเดือนของ VSPP รายเชื้อเพลิง รายภาค ของเดือนมีนาคม เมษายน และ พฤษภาคม เพื่อมาคำนวณหาค่า coincident peak โดยดูจาก energy ของแต่ละเดือนที่เคยเกิด peak มาประเมินกับ pattern ซึ่งเป็นค่า pattern เฉลี่ย ดังนั้นค่า peak ของ VSPP ที่ได้จึงไม่ได้สะท้อนค่า peak ที่แท้จริง ซึ่งข้อเสนอแนะแนวทางแก้ไข คือ

- ในระยะสั้นให้ สำนักงาน กกพ. ออกระเบียบให้ VSPP ทุกรายส่งข้อมูลให้แก่การไฟฟ้าที่ตนจำหน่ายเข้าระบบ โดยเป็นข้อมูล Generation ทุก ๆ 30 นาที โดยกำหนดหน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับข้อมูลนี้ และประสานงานเพื่อส่งข้อมูลให้ สำนักงาน กกพ. อย่างต่อเนื่อง

- ในระยะต่อไปคือจัดทำ profile ในลักษณะ 8,760 ชั่วโมง โดยแยกเป็นรายเชื้อเพลิง และรายภาค ซึ่งสามารถคำนวณหา pattern รายเดือนได้ และรวมถึง ราย season เพื่อประกอบการคำนวณหา coincident peak ทั้งจาก VSPP ที่ขายเข้าระบบ และ VSPP นอกระบบ

นอกจากนี้ในส่วนของ captive demand นั้น ที่ปรึกษาเสนอแนะว่าควรจะมีการปรับปรุงการพยากรณ์ในส่วนนี้ให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้นโดยยึดถือแนวทางการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระดับประเทศที่รวมถึงการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าทั้งในส่วนของผู้ใช้ไฟจากระบบสามการไฟฟ้า และจาก captive demand ณ ระดับ consumption โดยพิจารณาถึงปัจจัยต่าง ๆ ที่อาจมีผลต่อความต้องการไฟฟ้าในอนาคตของ captive demand ซึ่งอาจมาจากกลุ่มผู้ใช้ไฟที่มีความต้องการไฟฟ้าที่มีความมั่นคงหรือไฟฟ้าสีเขียว และในส่วนของ IPS อาจพิจารณาถึงนโยบายของภาครัฐ ที่จะให้การส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในรูปแบบต่าง ๆ ประกอบในการพยากรณ์ เป็นต้น

3.5 Concept และ Methodology และแนวทางการปรับปรุงการคำนวณค่าความสูญเสีย ในระบบไฟฟ้า (Losses)

ในการคำนวณ EGAT generation requirement นั้น จะต้องมีการบวกค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Losses) เข้าไปรวมกับความต้องการไฟฟ้าที่มาจากการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งทำให้ต้องมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นไปจากที่ควรจะเป็น เพราะไฟฟ้าส่วนหนึ่ง เมื่อผลิตขึ้นมาแล้วไม่ได้ถูกนำไปใช้โดยผู้ใช้ไฟแต่หายหรือสูญเสียไปจากระบบ ซึ่งในทางปฏิบัติ การสูญเสียนี้จะเกิดได้จากสองส่วนในระบบไฟฟ้า คือ

1) ความสูญเสียจากระบบสายส่งแรงสูงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Transmission Loss) ซึ่งรวมความสูญเสียจากแหล่งผลิตไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งแรงสูง ไปจนถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ซึ่งประกอบด้วย Step Down Transformer
2) ความสูญเสียจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Loss) ของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสถานีไฟฟ้าที่รับซื้อมากจาก กฟผ. ผ่านระบบสายจำหน่ายแรงต่ำไปจนถึงสถานที่ของผู้ใช้ไฟ ซึ่งประกอบด้วยสายจำหน่ายแรงต่ำ และ step down transformer แรงต่ำ

ความสูญเสีย (Loss) สามารถจะจำแนกได้เป็นสองประเภท คือ

1) Technical Losses ซึ่งเป็นความสูญเสียทางเทคนิคของระบบไฟฟ้า
2) Non-Technical losses ซึ่งเป็นความสูญเสียที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน และปัจจัยภายนอกต่าง ๆ

<u>ค่า Loss ที่ใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า</u>

ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ค่า Loss ที่ใช้จะได้มาจากการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ซึ่งเป็นค่าที่คำนวณมาจากค่า loss ทางสถิติของแต่ละการไฟฟ้า ซึ่งค่า loss ดังกล่าว ไม่มีที่มาที่ไปอย่างชัดเจนว่า คำนวณมาได้อย่างไร แต่ก็ใช้ในการพยากรณ์ตามที่การไฟฟ้าแจ้งมา โดยเป็น “ค่ามาตรฐาน” ในลักษณะที่ใช้เป็นค่าคงที่ไปตลอดปีการพยากรณ์ในระยะยาว ซึ่ง ค่า Loss ที่ใช้ในการพยากรณ์ปัจจุบัน คือ

- กฟผ. ค่า loss เท่ากับ 1.65%
- กฟน. ค่า loss เท่ากับ 3.6%
- กฟภ. ค่า loss เท่ากับ 5.4%

ซึ่งโดยหลักการแล้ว ค่า loss ควรจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามระยะเวลา เพราะระบบไฟฟ้าของไทยก็มีการเปลี่ยนแปลงมาโดยตลอด มีการลงทุนพัฒนาระบบส่งและระบบจำหน่ายให้ดียิ่งขึ้นในทุก ๆ ปี ซึ่งควรจะส่งผลให้ค่า loss ดีขึ้นตามไปด้วย (คือ ค่าควรจะลดลง) ซึ่งในทางปฏิบัติ ค่าจริงของ loss ของการไฟฟ้าทั้งสามการก็ลดลงกว่าค่า loss “มาตรฐาน” เมื่อเทียบกับค่าจริงในปี 2566

ดังนั้นที่ปรึกษาจึงเห็นว่าควรที่จะมีการติดตามค่า loss ของการไฟฟ้า (ค่าจริง) อย่างต่อเนื่อง และศึกษาถึงที่มาที่ไปของค่า loss เพื่อนำไปประกอบการประมาณการแนวโน้มค่า loss ในอนาคต แทนการใช้ค่าคงที่อย่างที่ผ่านมาในอดีต

3.5.1 สรุปข้อเสนอแนะแนวทางการปรับปรุงข้อมูลในส่วนของ Loss คือ

- ในระยะสั้น ควรจะให้การไฟฟ้าทั้งสามแห่งทำการวิเคราะห์รายละเอียดของค่า loss ในเขตพื้นที่จำหน่ายของตน ซึ่งรวมถึงที่มาที่ไปของค่า loss ในอดีตและปัจจุบัน และแนวโน้มที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต และนำเสนอต่อคณะทำงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเพื่อรับทราบ

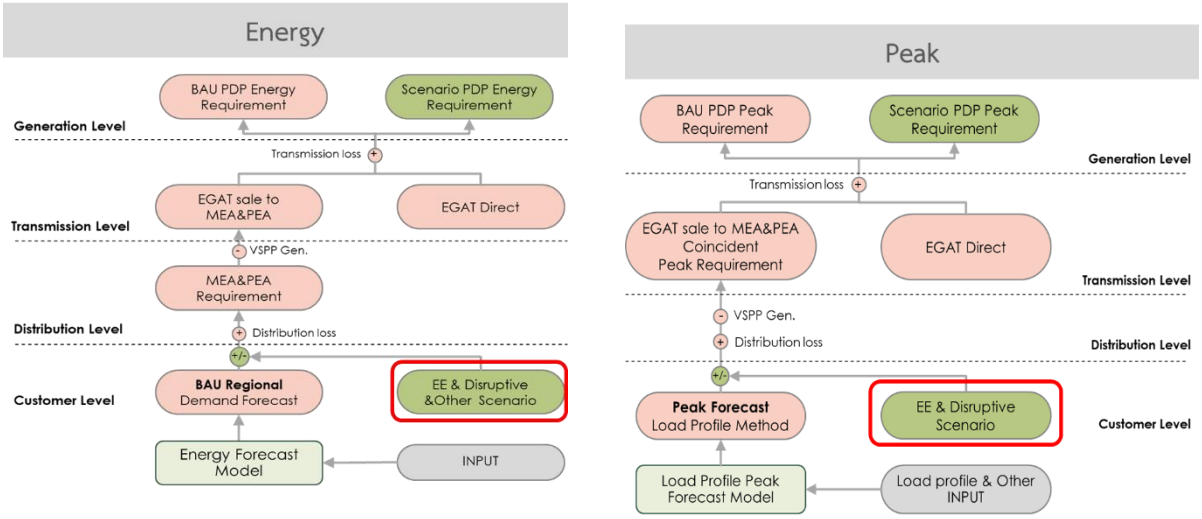
- ในระยะต่อไป การพิจารณาค่า loss ที่ใช้ประกอบการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต ไม่ควรจะเป็นค่าคงที่ตามค่าเฉลี่ยในอดีตที่ได้ทำกันมาในอดีต แต่ควรจะมีหลักเกณฑ์และวิธีการพยากรณ์ค่า loss ที่สะท้อนถึงปัจจัยต่าง ๆ ที่จะมีผลต่อค่า loss (ทั้งสูงขึ้นและต่ำลง) โดยให้การไฟฟ้านำเสนอค่า loss ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในพื้นที่รับผิดชอบของตนต่อคณะทำงานก่อนจะนำไปใช้ในการพยากรณ์

4. การศึกษา วิเคราะห์ และจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางในการรวบรวมและจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า รวมถึงการจัดทำ Profile เพื่อใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการศึกษา วิเคราะห์ พร้อมจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางในการรวบรวมและจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้าเพื่อรองรับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคตที่ยังไม่มีการจัดเก็บในปัจจุบัน ของผู้ใช้ไฟฟ้านอกระบบ (IPS) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) เพื่อใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาว และการเสนอแนะนโยบายด้านพลังงานของประเทศ รวมถึงแนวทางการจัดทำ Profile เพื่อนำไปใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

4.1 แนวทางการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้า

ภายใต้กระบวนการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand) และกระบวนการพยากรณ์พลังไฟฟ้า (Peak Demand) โดยวิธี Load Profile นั้น ข้อมูลการผลิตไฟฟ้านอกระบบ (Independence Power Supply: IPS) ข้อมูลยานยนต์ไฟฟ้า (EV) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) จะถูกนำไปพิจารณาในระดับผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกับผลการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีปกติ (BAU Energy Demand Forecast) เพื่อการจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ในแต่ละระดับการใช้ไฟฟ้าสอดคล้องกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าต่อไป

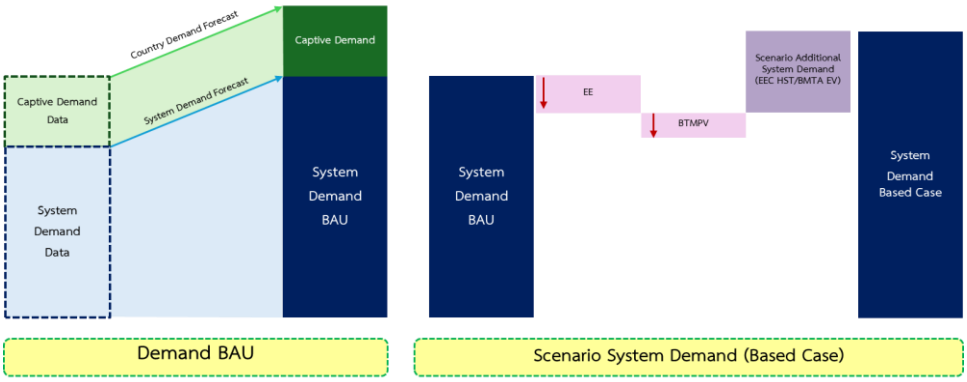


รูปที่ 4.1-1
การจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand) และพลังไฟฟ้า (Peak demand)

4.2 การจัดทำรายการข้อมูล และเรียบเรียงแหล่งข้อมูล

4.2.1 ข้อมูลเกี่ยวกับผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบ (Independence Power Supply: IPS)

การพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าของประเทศจะพิจารณาบนฐานข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทั้งจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (System Demand) และความต้องการใช้ไฟฟ้านอกระบบไฟฟ้า (Captive Demand) โดยจัดทำค่าพยากรณ์ในระบบไฟฟ้ากรณีปกติ (System Demand BAU) ก่อนนำไปพิจารณากับสมมติฐานการลดใช้ไฟฟ้าตามแผน EEP การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งหลังมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (BTMPV) การเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้า (EV) และการใช้ไฟฟ้าจากนโยบายภาครัฐต่างๆ



รูปที่ 4.2-1
แนวทางการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า และการใช้ไฟฟ้ารวมของประเทศ

อย่างไรก็ดีการใช้ไฟฟ้านอกระบบไฟฟ้าซึ่งโดยปกติจะพิจารณาจากฐานข้อมูลการผลิตไฟฟ้าแบบ Independence Power Supply (IPS) ซึ่งเป็นข้อมูลฐานผู้ขอรับบอนุญาตการผลิตไฟฟ้า อาจจำเป็นต้องพิจารณาให้สอดคล้องกับกลุ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งในระบบและนอกระบบดังที่กล่าวไว้ข้างต้น จึงควรมีการพิจารณาจัดทำข้อมูลแยกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

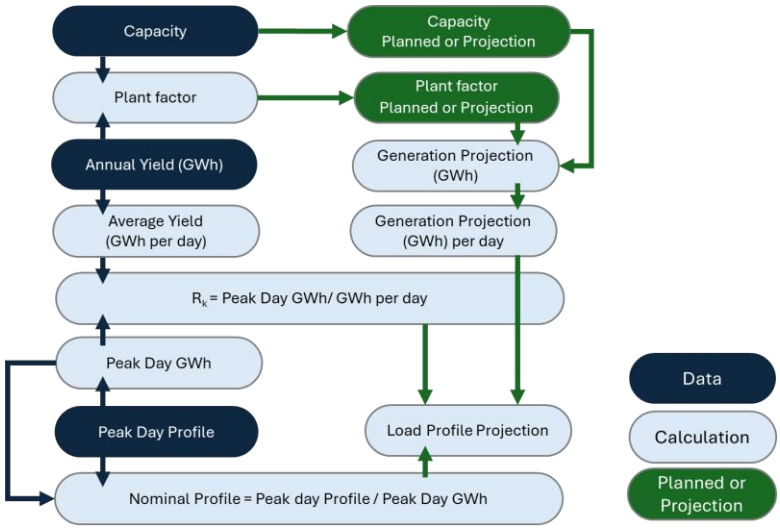
- ความต้องการไฟฟ้านอกระบบ (Captive Demand) ได้แก่ Independence Power Supply (IPS) ที่มีการผลิตไฟฟ้าใช้เองหรือจำหน่ายไปยังลูกค้าตรง และรวมถึงกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและรายเล็กมากที่มีกำลังผลิตส่วนเหลือนอกจากสัญญา (SPP&VSPP Direct)
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าระบบไฟฟ้ามีการผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Grid-connected Self Generator) ส่วนใหญ่จะเป็นการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยี Solar Rooftop หรือ Behind the Meter Photovoltaic System; BTMPV

การจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้านอกระบบมีข้อมูลที่จำเป็น 3 ชุด ประกอบด้วย

1) ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันสามารถรวบรวมข้อมูลได้ 2 แหล่ง คือ (1) ข้อมูลที่ได้รับการเชื่อมโยงฐานข้อมูลใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าผ่าน API จากสำนักงาน กกพ. และ (2) ข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำร่าง PDP 2024 เป็นข้อมูล SPP และ VSPP ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับหน่วยงานการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

2) ข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้า ปัจจุบันสามารถรวบรวมข้อมูลได้จากการเชื่อมโยงฐานข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้าผ่าน API จากสำนักงาน กกพ. ปรับปรุงล่าสุด ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567

3) ข้อมูลลักษณะการผลิต/จำหน่ายลูกค้าตรง/ใช้ไฟฟ้าในกิจการรายชั่วโมง (Profile) ปัจจุบันสามารถรวบรวมได้จากโครงการศึกษาการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) ที่ผู้ประกอบการตัวแทนได้มีการจัดทำรายงานการประกอบกิจการไฟฟ้าของปีพ.ศ. 2562



รูปที่ 4.2-2
ขั้นตอนการจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้านอกระบบ

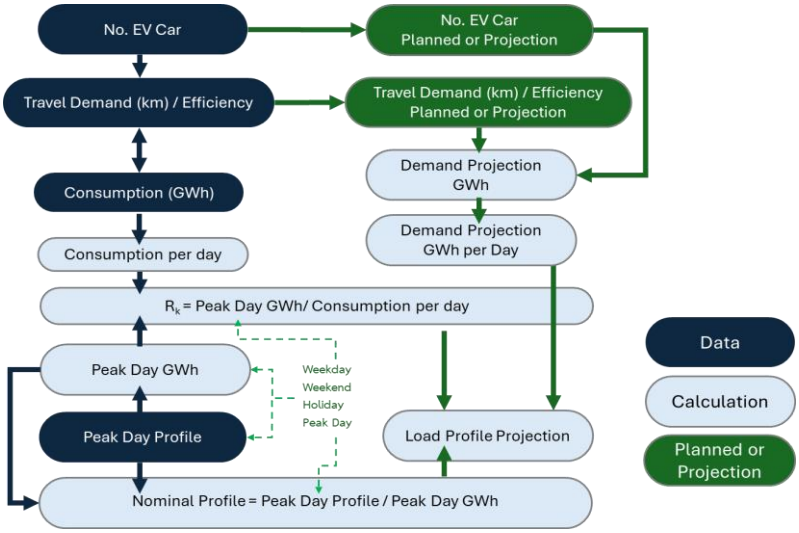
4.2.2 ข้อมูลเกี่ยวกับยานยนต์ไฟฟ้า (EV)

การจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้ามีข้อมูลที่จำเป็น 3 ชุด ประกอบด้วย

1) ข้อมูลปริมาณยานยนต์ไฟฟ้า สถิติจำนวนรถจดทะเบียนใหม่จากกรมขนส่งทางบก

2) ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า (Energy) ปัจจุบันยังไม่มีมาตรการตรวจวัดโดยเฉพาะ ข้อมูลจึงได้จากแบบจำลองพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าภายใต้โครงการ Load Forecast

3) ลักษณะการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้ารายชั่วโมง (Profile) สร้างจากแบบจำลองด้วยวิธี Monte Carlo Based Simulation โดยคำนึงถึงพฤติกรรมการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า



รูปที่ 4.2-2
ขั้นตอนการจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้า

4.2.3 ข้อมูลเกี่ยวกับแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)

การประเมินค่า EE เพื่อจัดทำแผน PDP จะพิจารณาส่วนต่างของการพยากรณ์ไฟฟ้ากรณี BAU เทียบกับเป้าหมายการใช้พลังงานในภาคไฟฟ้าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 100 และร้อยละ 70 ส่วนการประเมินความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดจะใช้วิธี Load Profile สามารถสรุปข้อมูลสำหรับประเมิน EEP ได้ดังนี้

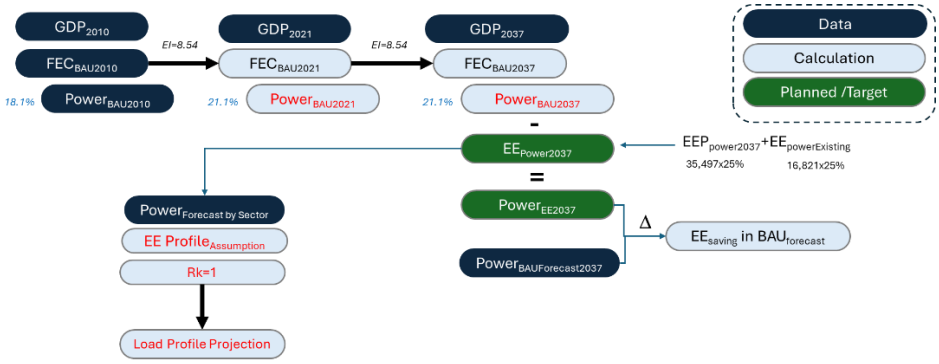
1) ข้อมูลค่าการใช้ไฟฟ้าจริง จากรายงานสมดุลพลังงานของ พพ. และรายงานจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

2) ข้อมูลค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า จากการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้ากรณีปกติของ พพ. (BAU – EE) และ การพยากรณ์การใช้ไฟฟ้ากรณีปกติตามโมเดลพยากรณ์ทั้งในระดับประเทศ และระดับ 3 การไฟฟ้า

3) ข้อมูลผลการดำเนินการที่สัมฤทธิ์ผล ผลลัพธ์การประหยัดพลังงานรายปี สัดส่วนการแบ่งการดำเนินมาตรการและค่าเป้าหมาย EE ในภาคไฟฟ้า

4) การประเมินผลสัมฤทธิ์ในการประหยัดพลังงานในภาคไฟฟ้าในรูปแบบความเข้มข้นการใช้พลังงาน

5) ข้อมูลลักษณะการประหยัดพลังงานรายชั่วโมง (EE Profile) ทางคณะทำงานพยากรณ์ฯ กำหนดรูปแบบการประหยัดพลังงานแบบคงที่ และค่า R_k=1



รูปที่ 4.2-3
ขั้นตอนการจัดทำค่าพยากรณ์พลังงานไฟฟ้า และพลังไฟฟ้าของแผน EEP

4.3 การศึกษาความเป็นไปได้ของแนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่น ๆ

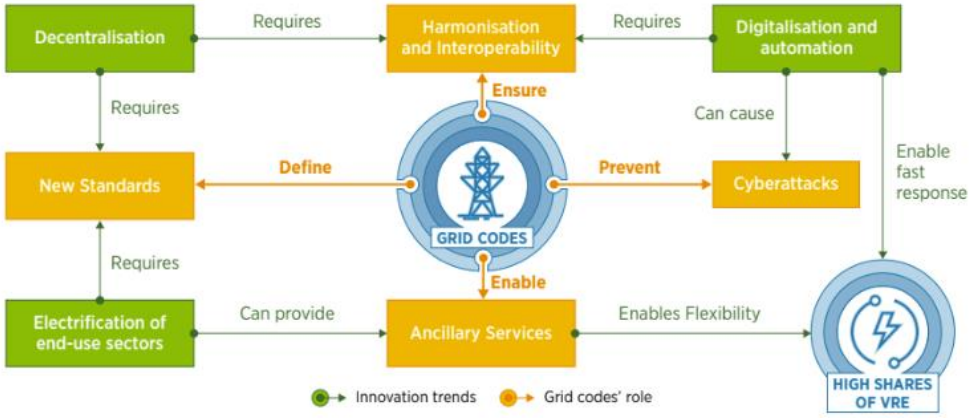
ในหัวข้อนี้ได้นำเสนอความเป็นไปได้ของแนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่น ๆ ที่ไม่ใช่การรวบรวมข้อมูลจากแหล่งข้อมูลโดยตรง โดยจำแนกแนวทางการรวบรวมข้อมูลจำแนกออกเป็น 2 กลุ่ม ประกอบด้วย แนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่นของแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ และแนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่น ๆ ของแผนอนุรักษ์พลังงาน โดยมีรายละเอียดดังนี้

4.3.1 แนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่น ๆ ของแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources, DER)

1) แนวทางการปรับปรุงการกำกับดูแล

จากแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในปัจจุบันและอนาคต ที่มุ่งไปสู่การกระจายศูนย์ การผลิตและใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น การเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานมาเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้า เช่น ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) เป็นต้น พร้อมกับการพึ่งพาเทคโนโลยีดิจิทัลหรือเทคโนโลยีอัตโนมัติ (Digitalization) มาใช้ในการบริหารจัดการระบบพลังงาน ซึ่งจะนำมาทั้งโอกาสและความเสี่ยงต่าง ๆ ต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ โดยการกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบผ่าน "Grid Codes" จะเป็นเครื่องมือและกลไกสำคัญที่ช่วยกำกับมาตรฐานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงได้อย่างมั่นคงและปลอดภัย โดยจะเห็นได้จากแผนงานปัจจุบันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เริ่ม เริ่มมีการปรับตัวและเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (DER) ที่จะมีการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว

ทั้งนี้ยังได้รวบรวมมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับ BTM PV และ EV ที่มีการใช้งานอยู่ในปัจจุบันในต่างประเทศและประเทศไทย เช่น IEEE 1547-2018, มาตรฐาน IEEE 2030.5 (Smart Energy Profile 2.0 - SEP 2.0), มาตรฐาน OCPP, มาตรฐาน ISO15118 และมาตรฐาน IEC 61850 เพื่อใช้ประกอบการวิเคราะห์และเสนอแนะแนวทางในการรวบรวมและจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

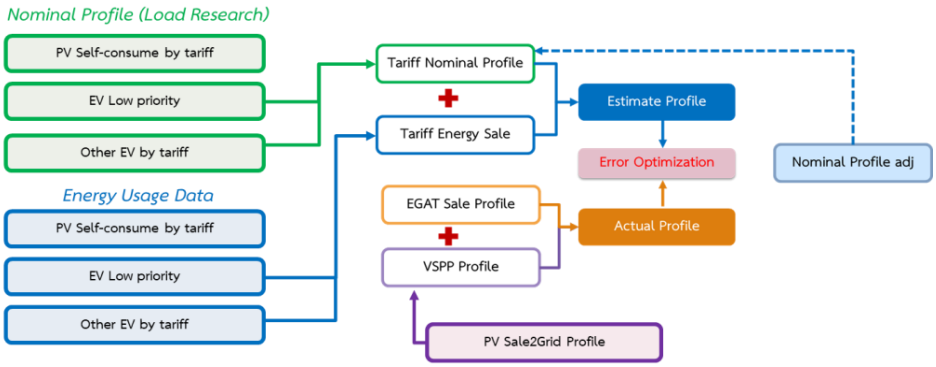


รูปที่ 4.3-1
ทิศทางการพัฒนา Grid Code เพื่อรองรับนวัตกรรมและเทคโนโลยีสมัยใหม่

2) การสำรวจกลุ่มผู้ใช้โดยตรง (Load Research)

การเข้ามาของ BTMPV และ EV กระทบต่อรูปแบบลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่จัดเก็บได้จากโครงการ Load Research ทั้งนี้หากสามารถดำเนินการปรับปรุงกระบวนการสำรวจลักษณะการใช้ไฟฟ้าเดิมที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการอยู่จะทำให้ได้ข้อมูลการเข้ามาของ BTMPV และ EV โดยอาจไม่ต้องลงทุนมาก เนื่องจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถเชื่อมโยงกับข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าผ่าน Platform ภายใต้สิทธิ์การแบ่งปันข้อมูลจากผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง สามารถจำแนกเป็น 3 กลุ่ม ได้ดังนี้

- กลุ่มที่ติดตั้ง BTMPV โดยการสำรวจอาจแบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น (1) กลุ่มที่มีการติดตั้ง BTMPV และ (2) กลุ่มที่ไม่มีการติดตั้ง BTMPV รวมไปถึงศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าแบบ Self-consume ในภาพรวม
- กลุ่ม EV ที่เป็น Low priority ซึ่งมีการเพิ่มอัตราการใช้ไฟฟ้าโดยเฉพาะ ฉะนั้นทางการไฟฟ้าจะมีข้อมูลจริงที่จะสามารถใช้ประเมิน Nominal Load Profile ได้
- กลุ่ม EV อื่น ๆ ที่ไม่มีการบันทึก แต่ถูกรวมในการใช้ไฟฟ้าหลังมิเตอร์ โดยการสำรวจอาจแบ่งเป็น (1) ผู้ใช้ไฟที่ใช้งาน EV และ (2) ผู้ใช้ที่ไม่ใช้งาน EV รวมถึงศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า โดยแบ่งการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในบ้าน และสถานีบริการอัดประจุไฟฟ้าออกจากกัน



รูปที่ 4.3-2
ขั้นตอนการใช้ข้อมูลจากโครงการ Load Research มาปรับปรุง Profile เพื่อนำเข้าโมเดล

3) การแลกเปลี่ยนข้อมูลกับผู้ประกอบการเอกชน

การรวบรวมข้อมูลจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งหลังมิเตอร์ สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า รวมไปถึงข้อมูลการใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้า ยังคงเป็นข้อมูลที่มาจากหน่วยงานภาครัฐเป็นส่วนใหญ่ การแลกเปลี่ยนข้อมูลกับผู้ประกอบการเอกชนที่มีการรวบรวมข้อมูลผู้ใช้งานที่เป็นลูกค้าผ่านระบบจัดการพลังงานอาจช่วยบรรเทาปัญหาดังกล่าวได้ โดยจำแนกผู้ประกอบการเอกชนเป็น 4 กลุ่ม ประกอบด้วย

- ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งหลังมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (BTMPV)
- สถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า (Charge Point Operator ; CPO)
- เครื่องอัดประจุแบบ Wallbox ตามบ้านอยู่อาศัย
- ผู้จำหน่ายยานยนต์ไฟฟ้า

4.3.2 แนวทางการรวบรวมข้อมูลรูปแบบอื่น ๆ ของแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)

1) การติดตามแนวโน้มของ EI ในภาคไฟฟ้าภาพรวมและรายภาคเศรษฐกิจ

จากร่างแผน EEP2024 มีการกำหนดมาตรการที่เกี่ยวข้องกับภาคไฟฟ้าอยู่ 4 ภาคเศรษฐกิจหลัก ได้แก่ ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจการค้า ภาคบ้านอยู่อาศัย ภาคเกษตรกรรม อาจสามารถทำการติดตามการใช้พลังงานและข้อมูล EI ที่เกิดขึ้นได้จากข้อมูลการใช้พลังงานรายประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง

2) การสำรวจประสิทธิภาพพลังงานและรูปแบบการใช้พลังงานรายอุปกรณ์

จากร่างแผน EEP2024 มีเป้าหมายการลดการใช้พลังงานในภาคไฟฟ้าโดยดำเนินการผ่านกลยุทธ์ภาคบังคับ และภาคส่งเสริม ซึ่งส่วนใหญ่มาตรการที่มุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของอุปกรณ์เป็นหลัก ดังนั้นหากทำการสำรวจและประมาณข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายอุปกรณ์ได้ตามหลักการทางสถิติ ก็จะสามารถปรับปรุงค่าพยากรณ์ในปัจจุบันในมีความน่าเชื่อถือมากขึ้นได้

4.4 แผนงานพัฒนาแนวทาง/ความร่วมมือการเชื่อมโยงข้อมูล

ในหัวข้อนี้นำเสนอถึงแผนงานในการหารือ เพื่อให้เกิดการพัฒนาแนวทาง/ความร่วมมือการเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างหน่วยงานที่มีความเกี่ยวข้อง เช่น สำนักงาน กกพ., การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง, พพ. และหน่วยงานเอกชน เพื่อให้การพัฒนาการจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้าที่มีความเป็นไปได้สามารถรองรับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงในอนาคต โดยสามารถสรุปผลการหารือ และวิเคราะห์ปัญหาอุปสรรคได้ในหัวข้อ 4.5

4.5 การวิเคราะห์ปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาแนวทางการรวบรวมข้อมูล

หัวข้อนี้จะนำเสนอถึงผลการหารือ และปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาแนวทางการรวบรวมข้อมูลภายหลังการเข้าหารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง สามารถสรุปรายละเอียดได้ดัง***ตารางที่ 4.5-1***

ตารางที่ 4.5-1
สรุปปัญหาและอุปสรรคในการพัฒนาแนวทางการรวบรวมข้อมูล

หัวข้อ	ปัญหา และอุปสรรคในการพัฒนาแนวทางการรวบรวมข้อมูล
การปรับปรุงระเบียบการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า	**<u>การปรับปรุง Grid Code เพื่อรองรับการขอความยินยอมด้านข้อมูล</u>** - ปัจจุบัน Grid Code ของทั้งกฟน. และกฟภ. ยังไม่มีการพิจารณาเรื่องการยินยอมแบ่งเป็นข้อมูล - หากมีการออกระเบียนใหม่ที่เกี่ยวข้องกับการขอความยิมยอมใช้ข้อมูล อาจต้องคำนึงถึงการดำเนินการกับลูกค้ารายเดิมด้วย **<u>การขาดระเบียบรองรับสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มี EV</u>** - ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้งาน EV ยังไม่มีระเบียบบังคับให้เปลี่ยนมิเตอร์ **<u>ความไม่สอดคล้องของข้อมูล</u>** - หากข้อมูลจดแจ้งยกเว้นของสำนักงาน กกพ. ไม่สอดคล้องกับข้อมูลการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของทางไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะอ้างอิงข้อมูลการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเป็นหลัก
การสำรวจทางสถิติผ่าน Load Research	**<u>ข้อจำกัดในการนำข้อมูล Load Research ไปใช้งาน</u>** - Profile จาก Load Research คลาดเคลื่อนไปจากอดีตเนื่องจากการเข้ามาของ BTMPV และ EV - ยังไม่สามารถสรุปได้ว่าบ้านที่ติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ทุกหลังจะมีการใช้งาน BTMPV และ EV - หากมีการทำ Load Research ใหม่อาจต้องพิจารณาการแบ่งกลุ่มตัวอย่างใหม่ **<u>ข้อจำกัดในการแยกข้อมูล BTMPV/EV</u>** - กฟภ. มีข้อมูลมิเตอร์ชุดที่ 2 อยู่ แต่เนื่องจากถูกยกเลิกไปทำให้ไม่มีการอัพเดทข้อมูลในส่วนนี้แล้ว - การขอใช้ไฟฟ้าใหม่/เปลี่ยนมิเตอร์อาจต้องลงไปสำรวจโดยตรงเพื่อตรวจสอบถึงการใช้งาน BTMPV/EV - อยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางเพื่อจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้ามาแจ้งการใช้งาน BTMPV/EV ด้วยตนเอง
การพัฒนาความร่วมมือเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลกับภาคเอกชน	**<u>ข้อกังวลในการขอความยินยอมในการใช้ข้อมูลส่วนบุคคล (PDPA)</u>** - การขอความยินยอมจากลูกค้า หากมีแบบฟอร์มอย่างเป็นทางการ จะลดข้อกังวลในการแลกเปลี่ยนข้อมูล การใช้ข้อมูล และด้านกฎหมายได้ทั้งหน่วยงานรัฐ ลูกค้าผู้ใช้บริการ และผู้ประกอบการ - แม้ว่าจะปกปิดข้อมูลส่วนบุคคล แต่อาจพิจารณาข้อมูลเพื่อใช้ระบุข้อมูลส่วนบุคคลทางอ้อมได้ **<u>ข้อจำกัดในการจัดการข้อมูล</u>** - ปัญหาการทำความสะอาดข้อมูลในส่วนที่ผู้ใช้มีการกรอกด้วยตัวเอง เช่น ที่อยู่ เพื่อแยกจังหวัด/ภาค - ต้องมีการพิจารณาความสมบูรณ์ของข้อมูล เช่น BTMPV ในผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็ก/บ้านอยู่อาศัย ข้อมูลระยะการเดินทางจากประวัติการเข้าศูนย์เพื่อเช็คระยะของ EV - ติดข้อจำกัดด้านทรัพยากรบุคคล/ด้านเวลา ในการประมวลผลข้อมูลที่จัดเก็บเป็นรายชั่วโมง - ระบบข้อมูลของไม่ได้ถูกออกแบบให้รองรับการนำออกข้อมูลได้ในแบบภาพรวม การจะนำไปวิเคราะห์จะต้องนำออกข้อมูลเป็นรายอุปกรณ์/รายสถานที่/รายลูกค้า และนำมาประมวลผลเอง
ปัญหาอื่น ๆ	**<u>การติดตามการเชื่อมโยงข้อมูลของ สำนักงาน กกพ.</u>** - ฐานข้อมูลใบอนุญาต และฐานข้อมูล 97(4) ขาดการเชื่อมโยงกัน จึงไม่สามารถนำไปวิเคราะห์ต่อได้ ทั้งนี้ ยังอยู่ระหว่างการดำเนินการติดตามความคืบหน้า - รายงานการประกอบกิจการไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้จัดทำ Profile มีการนำส่งข้อมูลเฉพาะผู้ประกอบการรายใหญ่ที่ได้รับใบอนุญาตเท่านั้น อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันไม่มีการจัดเก็บข้อมูล Profile ส่วนนี้แล้ว จะมีเพียงการจัดเก็บข้อมูลหน่วยไฟฟ้าของข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเท่านั้น - BTMPV เป็นข้อมูลรวมจาก กฟน. และ กฟภ. ทางสำนักงาน กกพ..แยกข้อมูลออกเป็นรายโครงการไม่ได้ - ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าจากสำนักงาน กกพ. ไม่ได้นับรวมผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการยกเว้นจดแจ้ง จะมีแต่ข้อมูลกำลังผลิตที่ได้รับการยกเว้นจดแจ้งเท่านั้น

หัวข้อ	ปัญหา และอุปสรรคในการพัฒนาแนวทางการรวบรวมข้อมูล
	<u>ปัญหาจากการหารือร่วมกับ พพ. เบื้องต้น</u> - ปัจจุบันยังไม่มีการประเมิน EI ราย Sector และยังไม่มีแนวทางชัดเจนในการติดตามและประเมิน - TSIC ของ พพ. จะพิจารณาจากกิจกรรมที่มีการใช้พลังงานสูงสุด ซึ่งแตกต่างจากหน่วยงานอื่น - ยังไม่มีการศึกษา Load Profile ของ EE - การจัดเก็บข้อมูลในกระบวนการ Energy Audit ยังพบปัญหาในการบันทึกข้อมูลพลังงานหมุนเวียนให้ครบถ้วนตามแบบฟอร์ม อาจไม่สามารถดำเนินการจัดเก็บข้อมูลเชิงลึกเพิ่มเติมได้

4.6 การวิเคราะห์ช่องว่างของแนวทางการรวบรวมข้อมูลในปัจจุบัน พร้อมสรุปแนวทางและข้อเสนอแนะเพื่อปรับปรุงและพัฒนาการจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า ให้รองรับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงในอนาคตในด้านต่าง ๆ

ในหัวข้อนี้ทำการสรุปแนวทาง/ข้อเสนอแนะเพื่อปิดช่องว่างในการการจัดเก็บข้อมูลด้านไฟฟ้า ให้รองรับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงในอนาคตในด้านต่าง ๆ สามารถสรุปรายละเอียดได้ดัง***ตารางที่ 4.6-1***

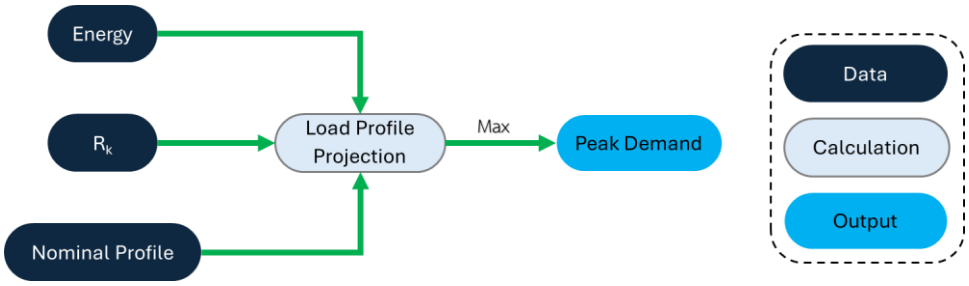
ตารางที่ 4.6-1
วิเคราะห์ช่องว่าง และสรุปแนวทางข้อเสนอแนะ

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบ		
ข้อมูล	**วิเคราะห์ช่องว่าง**	**สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะ**
กำลังผลิตไฟฟ้า	- ไม่สามารถแยก SPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบอย่างเดียว และ SPP ที่มีการขายไฟฟ้าเข้าระบบและจำหน่ายลูกค้าตรง - ไม่สามารถวิเคราะห์การเติบโตของ IPS ได้ เนื่องจากข้อมูลวันเริ่มต้นให้ใบอนุญาตยังไม่ได้รับการเชื่อมโยงมาที่สนพ.	- การพัฒนากลไกการปรับปรุงข้อมูลระหว่าง สนพ./ สำนักงาน กกพ. .อย่างเป็นทางการ - ผลักดันการเชื่อมโยงฐานข้อมูลผู้รับใบอนุญาต และฐานข้อมูลกองทุน 97(4) - ผลักดันให้เกิดการใช้ประโยชน์ของข้อมูลรายงานการเดินเครื่อง - ผลักดันให้เกิดการปรับปรุงระเบียบให้มีการรายงานข้อมูลการใช้ไฟฟ้านอกระบบ
พลังงานไฟฟ้า	- ไม่สามารถวิเคราะห์ความเชื่อมโยงข้อมูลพลังงานและข้อมูลกำลังผลิตได้	
Profile	- ไม่มีรายงานข้อมูล Profile/การปรับปรุงข้อมูลตัวแทน	
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งหลังมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า		
ข้อมูล	**วิเคราะห์ช่องว่าง**	**สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะ**
กำลังผลิตไฟฟ้า	- ผู้ผลิตบางส่วนอาจไม่ได้ยื่นจดแจ้งยกเว้น	- ผลักดันให้มีการลงสำรวจโดยตรง ในกรณีการขอมิเตอร์ใหม่/การเปลี่ยนมิเตอร์ รวมถึงการมีมาตรการจูงใจให้เข้ามายื่นจดแจ้ง - พัฒนาแนวทางการรายงานข้อมูล และการเข้าถึงสิทธิ์การรายงานข้อมูลสำหรับกลุ่มยกเว้นจดแจ้ง - ปรับปรุงหลักเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้า
พลังงานไฟฟ้า	- ไม่มีข้อมูลรายงานการผลิตไฟฟ้า/การใช้เอง เนื่องจากผู้ขอยกเว้นจดแจ้งไม่จำเป็นต้องรายงาน - โครงการ Solar ภาคประชาชนจัดเก็บข้อมูลปริมาณขายเข้าระบบเท่านั้น	
Profile	- ไม่มีรายงานข้อมูล Profile เนื่องจากไม่มีข้อกำหนดการจัดส่งข้อมูล	

		โครงการ Solar ภาคประชาชน ให้มีการรายงานข้อมูลเพิ่มเติม - พัฒนาความร่วมมือการเชื่อมโยงข้อมูลกับภาคเอกชน ที่มีการรวบรวมข้อมูลผ่าน Platform
ยานยนต์ไฟฟ้า		
ข้อมูล	**วิเคราะห์ช่องว่าง**	**สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะ**
จำนวนยานยนต์ไฟฟ้า	- ขาดการประเมินข้อมูลรถยนต์จดทะเบียนแบ่งตามอายุที่มีการแยกประเภทรถยนต์/ประเภทเชื้อเพลิง และ อัตราการคงอยู่ในรถยนต์ (EV Survival rate)	- รวบรวมข้อมูล/ประสานเพื่อการจัดทำข้อมูลร่วมกับ กรมขนส่งทางบก - กำหนดรอบการปรับปรุงการสำรวจข้อมูลการเดินทางที่ชัดเจน - พัฒนาความร่วมมือการเชื่อมโยงข้อมูลกับกลุ่มผู้จำหน่ายยานยนต์ไฟฟ้า - การปรับปรุงข้อมูลการสิ้นเปลืองพลังงานตามฐานข้อมูลจริง - รวบรวมข้อมูลการอัดประจุไฟฟ้าจากแหล่งการอัดประจุจริงผ่าน CPO และกลุ่มผู้จำหน่าย EVSE รวมไปถึงข้อมูลมิเตอร์เครื่องที่ 2 ของ กฟภ.
ข้อมูลการเดินทาง	- ไม่มีการรวบรวมข้อมูลการเดินทาง/ปรับปรุงข้อมูลตัวแทน	
ข้อมูลการสิ้นเปลืองพลังงาน	- ข้อมูลตัวแทนที่ใช้อาจไม่สะท้อนข้อมูลจริง เนื่องจากข้อมูลที่ใช้เป็นสมมติฐานจากต่างประเทศ - ข้อมูลตัวแทนที่ใช้อาจยังไม่สะท้อนความสิ้นเปลืองพลังงานจากพฤติกรรมของประเทศไทย แม้ว่าจะใช้ข้อมูลSpecification ที่ผู้จำหน่ายยานยนต์ไฟฟ้าได้เผยแพร่	
ข้อมูลการอัดประจุ	- ไม่ทราบพฤติกรรมการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า ซึ่งยังใช้เป็นการใช้	
แผนอนุรักษ์พลังงาน		
ข้อมูล	**วิเคราะห์ช่องว่าง**	**สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะ**
การประเมินผล EEP รายภาคพลังงานที่สอดคล้องกับค่าการใช้จริง	- การพิจารณาในภาคพลังงานรายย่อย ไม่ได้มีการตั้งเป้าหมายของแผนในลักษณะ Energy Intensity โดยตรงเหมือนกับในภาพรวม	- ทำการหารือเพื่อสรุปสมมติฐาน BAU ภาคไฟฟ้า - ปรับฐานข้อมูลผลการดำเนินการ EEP ภาคไฟฟ้าในสอดคล้องกับค่าจริง - จัดทำผลการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยคำนึงถึง Disruption technology - ใช้วิธีการประเมินผล EEP ภาคไฟฟ้าผ่าน EI ภาคไฟฟ้า - ทำการปรับปรุง สำรวจ/ศึกษาข้อมูลสำหรับจัดทำ Profile เช่น การปรับปรุงสมมติฐานข้อมูล Rk/Pattern และการศึกษาการใช้ไฟฟ้ารายอุปกรณ์
ข้อมูล Profile	- ไม่มีรูปแบบ Profile ที่เหมาะสมซึ่งในร่าง PDP2024 มีการกำหนดให้คงที่ตลอดทั้งปี เนื่องจากยังไม่สามารถหาตัวแทนที่มีความน่าเชื่อถือได้	

4.7 แนวทางการจัดทำ Profile เพื่อนำไปใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

การปรับปรุง Profile ต้องการข้อมูลอยู่ 3 ส่วน ประกอบด้วย ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Energy) รูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง (Nominal Profile) และค่าความสัมพันธ์ของการใช้พลังงานไฟฟ้าในวันที่พิจารณาเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย (R_k) ดัง***รูปที่ 4.7-1***



รูปที่ 4.7-1
ขั้นตอนทางการจัดทำ Profile เพื่อนำไปใช้ประกอบการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ทั้งนี้ ข้อมูลที่ใช้ในการปรับปรุงที่สามารถดำเนินการรวบรวมได้ในระยะสั้นผ่านความร่วมมือขั้นต้นแสดงดัง***ตารางที่ 4.7-1***

ตารางที่ 4.7-1
สรุปข้อมูลที่สามารถรวบรวม และแนวทางในการปรับปรุงข้อมูลที่สามารถทำได้ในระยะสั้น

กลุ่ม	พลังงานไฟฟ้า	R_k	รูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง
IPS	- เชื่อมโยงฐานข้อมูลจาก สำนักงาน กกพ.. ทั้งข้อมูลใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า และข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้า - ข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าที่ได้รับใบอนุญาตจากสำนักงาน กกพ. ซึ่งเป็นข้อมูลในการจัดทำร่าง PDP 2024 ในช่วงปีพ.ศ. 2559 ถึง 2563 - ข้อมูลจากตัวแทนผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบ ภายใต้โครงการ Load Forecast		
BTMPV	- เชื่อมโยงฐานข้อมูลจาก สำนักงาน กกพ. ทั้งข้อมูลใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า และข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (กลุ่มจดแจ้ง) - ข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าที่ได้รับใบอนุญาตจากสำนักงาน กกพ. ซึ่งเป็นข้อมูลในการจัดทำร่าง PDP 2024 ในช่วงปีพ.ศ. 2559 ถึง 2563		
EV	- จำนวนหัวอัดประจุแต่ละประเภทจากสมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย - หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีอัดประจุของ กฟน. และ กฟภ. - ประสิทธิภาพการใช้พลังงานจากข้อมูล 2nd Meter ของ กฟภ. - ปริมาณยานยนต์ไฟฟ้าจากกรมขนส่งทางบก	- ใช้สมมติฐานเดิม R_k=1	- ลักษณะการอัดประจุไฟฟ้ารายชั่วโมงจากผู้ประกอบธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ CPO/EVSE/Wall Box
EEP	- การพิจารณาปรับปรุง EE Existing	- ปรับค่า Rk ตามความต้องใช้ไฟฟ้า	- ปรับค่า Nominal Profile ตามระดับความต้องใช้ไฟฟ้า

4.8 ข้อเสนอแนะและดำเนินการปรับปรุงฐาน Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้านอกระบบ (IPS) ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) และแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ภายใต้สมมติฐานของการพยากรณ์ที่ใช้จัดทำร่าง PDP2024 ตามสมมติฐานและข้อมูลที่ได้ทำการคัดเลือกไว้

4.8.1 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกระบบ (IPS)

1) รูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง (Nominal Profile)

พิจารณาใช้ข้อมูลการจำหน่ายลูกค้าตรงและใช้ในกิจการรายชั่วโมงจากข้อมูลโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำร่าง PDP2024 ซึ่งเป็นข้อมูลจากสำนักงาน กกพ. สำหรับโรงไฟฟ้า 4 ประเภทเชื้อเพลิงหลัก ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ชีวมวล และความร้อนเหลือทิ้ง สำหรับเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะเลือกใช้ Nominal Profile จากโครงการ Load Forecast เป็นตัวแทนเนื่องจากมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าครอบคลุมมากกว่า

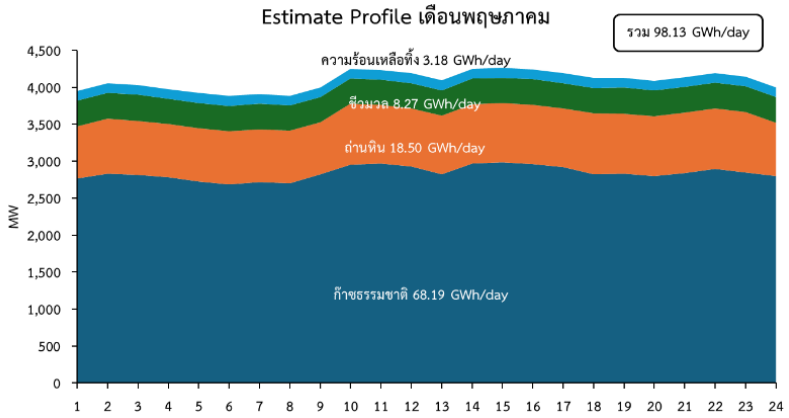
2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Energy)

พิจารณาจากข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่เชื่อมโยงฐานข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้าผ่าน API ของสำนักงาน กกพ. มีผลรวมพลังงานไฟฟ้าของเชื้อเพลิง 4 เชื้อเพลิงหลักเท่ากับ 36,119 GWh และเมื่อพิจารณาร่วมกับสมมติฐานข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้านอกระบบภายใต้โครงการ Load Forecast จะกำหนดให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของ IPS ที่ดำเนินการในปัจจุบันเป็นตัวแทนข้อมูลโดยกำหนดคงที่อยู่ในระดับ 36,000 GWh

3) ค่า R_k

สำหรับการประเมินค่า R_k พิจารณาใช้ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่เชื่อมโยงฐานข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้าผ่าน API ของสำนักงาน กกพ. ที่ปรับปรุงล่าสุด ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567 โดยพิจารณาว่าพลังงานในแต่ละเดือนคิดเป็นสัดส่วนเท่าไหร่ต่อพลังงานเฉลี่ยตลอดปี โดยประเมินแยกเชื้อเพลิงทั้ง 4 ประเภท

จากการปรับปรุงรูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง ข้อมูลพลังงาน และค่า R_k ข้างต้น สามารถประเมินตัวอย่าง Profile การผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายลูกค้าตรง และใช้ในกิจการในเดือนพฤษภาคม ได้ดัง ***รูปที่ 4.8-1***



รูปที่ 4.8-1
ตัวอย่าง Profile การผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายลูกค้าตรง และใช้ในกิจการในเดือนพฤษภาคม

4.8.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งหลังมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (BTMPV)

1) รูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง (Nominal Profile)

พิจารณาใช้ข้อมูลการจำหน่ายลูกค้าตรงและใช้ในกิจการรายชั่วโมงจากข้อมูลโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำร่าง PDP2024 ซึ่งเป็นข้อมูลจากสำนักงาน กกพ. โดยเป็นข้อมูลเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 1 MW เพื่อมาจัดทำเป็น Nominal Profile รายชั่วโมงในแต่ละเดือน

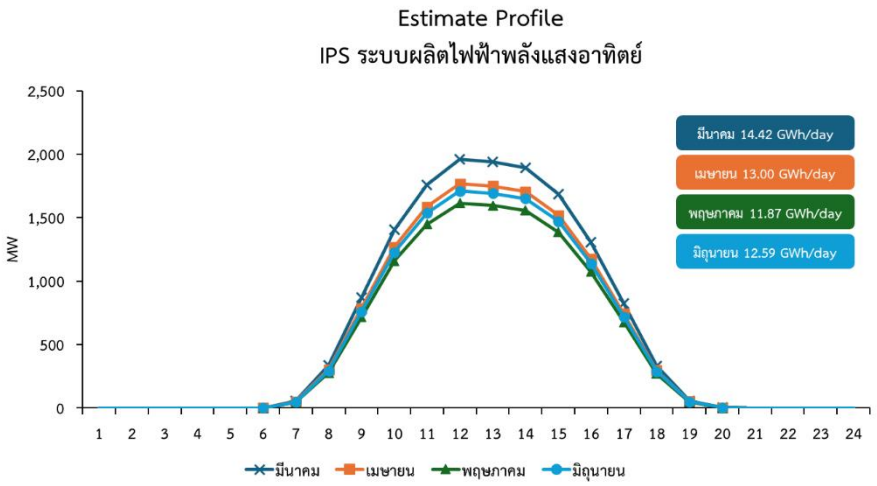
2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Energy)

พิจารณาจากข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งที่เชื่อมโยงฐานข้อมูลผู้รับใบอนุญาติผ่าน API ของสำนักงาน กกพ. โดยในเดือนกุมภาพันธ์พ.ศ. 2568 มีกำลังผลิตติดตั้งอยู่ที่ 4,033 MW ส่วนค่าองค์ประกอบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Plant Factor) พิจารณาจากข้อมูลตัวอย่างโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำร่าง PDP2024 จากสำนักงาน กกพ. โดยสามารถคำนวณ Plant Factor ในการจำหน่ายลูกค้าตรงและใช้ในกิจการเฉลี่ยได้ประมาณร้อยละ 12 ซึ่งคาดว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่เป็น IPS จะผลิตได้เท่ากับ 4,291.44 GWh/ปี

3) ค่า R_k

การใช้ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่เชื่อมโยงฐานข้อมูลกองทุนพัฒนาไฟฟ้าผ่าน API ของสำนักงาน กกพ. ที่ปรับปรุงล่าสุด ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567 มาพิจารณาแนวโน้มค่า R_k รายเดือน อาจไม่สามารถใช้เป็นตัวแทนเพื่อสะท้อนถึงปัจจัยของฤดูกาล/รายเดือนได้ดีนัก เนื่องจากอาจมีผลกระทบจากแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของกำลังผลิตติดตั้งซึ่งทำให้ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นตามไปด้วย ดังนั้น จึงประเมินค่า R_k จากข้อมูลโรงไฟฟ้าตัวแทนที่ใช้ในการจัดทำร่าง PDP2024 โดยพิจารณาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายเดือน

จากการปรับปรุงรูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง ข้อมูลพลังงาน และค่า R_k ข้างต้น สามารถประเมินตัวอย่าง Profile ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ได้ดัง***รูปที่ 4.8-2***



รูปที่ 4.8-2
ตัวอย่าง Profile ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.8.3 ยานยนต์ไฟฟ้า (EV)

1) รูปแบบการอัดประจุรายชั่วโมง

จากข้อมูลลักษณะการอัดประจุไฟฟ้ารายชั่วโมงของทั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า พื้นที่เชิงพาณิชย์ และตามบ้านอยู่อาศัยที่ได้รับจากผู้ประกอบการเอกชน สามารถนำมาคำนวณเป็น Nominal Profile ด้วยการนำข้อมูลลักษณะการอัดประจุไฟฟ้ารายชั่วโมงหารด้วยผลรวมปริมาณพลังงาน

2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการอัดประจุ

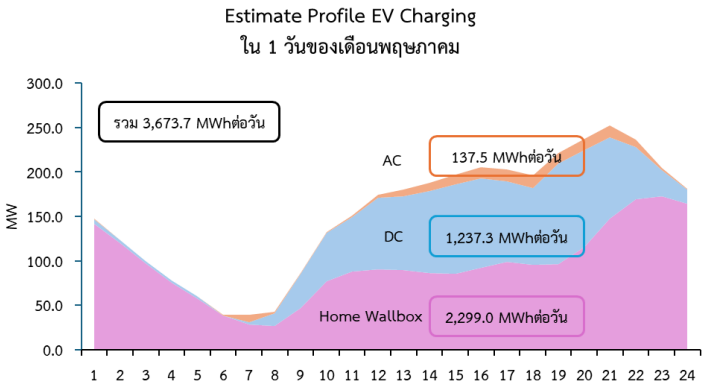
สำหรับการอัดประจุตามสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า และพื้นที่เชิงพาณิชย์จะคำนวณสัดส่วนพลังงานสูงสุดระหว่างหัวอัดประจุแบบ DC Charger และ AC Charger จากจำนวนหัวอัดประจุที่ทางสมาคมยานยนต์ไฟฟ้าได้รวบรวมไว้ และใช้คำนวณกับหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าจากทางการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถประเมินปริมาณพลังงานไฟฟ้าของ DC Charger ได้ประมาณ 38.36 GWh ต่อเดือน และปริมาณพลังงานไฟฟ้าของ AC Charger ได้ประมาณ 4.26 GWh ต่อเดือน

สำหรับการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าตามบ้านอยู่อาศัยจะคำนวณจากจำนวนรถยนต์ไฟฟ้าแบบรถยนต์นั่งส่วนบุคคล (PC) จดทะเบียนใหม่สะสมตั้งแต่ปีพ.ศ. 2563 – 2568 (มิถุนายน) อยู่ที่ 215,584 คัน และข้อมูลประสิทธิภาพการใช้พลังงานจากข้อมูลมิเตอร์ชุดที่ 2 ของทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานเฉลี่ยเท่ากับ 3,967 kWh/คัน/ปี จากข้อมูลข้างต้น จะสามารถคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการอัดประจุตามบ้านอยู่อาศัยต่อเดือน มีค่าประมาณ 71.27 GWh/เดือน

3) ค่า Rk

สำหรับข้อมูล R_k ของการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าในสถานีอัดประจุและพื้นที่เชิงพาณิชย์ ยังคงใช้ตามสมมติฐานเดิม ที่กำหนด R_k=1 เนื่องจากข้อจำกัดด้านข้อมูลที่ได้รับจากผู้ประกอบการเอกชนไม่ได้มีต่อเนื่องตลอดทั้ง 12 เดือน จึงอาจไม่สามารถใช้ประเมินค่า R_k ได้ และหากจะใช้ข้อมูลหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า อาจทำให้ค่า R_k มีผลกระทบจากการเติบโตของการอัดประจุเข้ามาปะปนได้

จากการปรับปรุงรูปแบบการใช้พลังงานรายชั่วโมง ข้อมูลพลังงาน และค่า R_k ข้างต้น สามารถสามารถสรุปภาพรวม Profile ของการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า ได้ดัง***รูป4.8-3***



รูปที่ 4.8-3
ตัวอย่าง Profile ของการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า

4.8.4 แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)

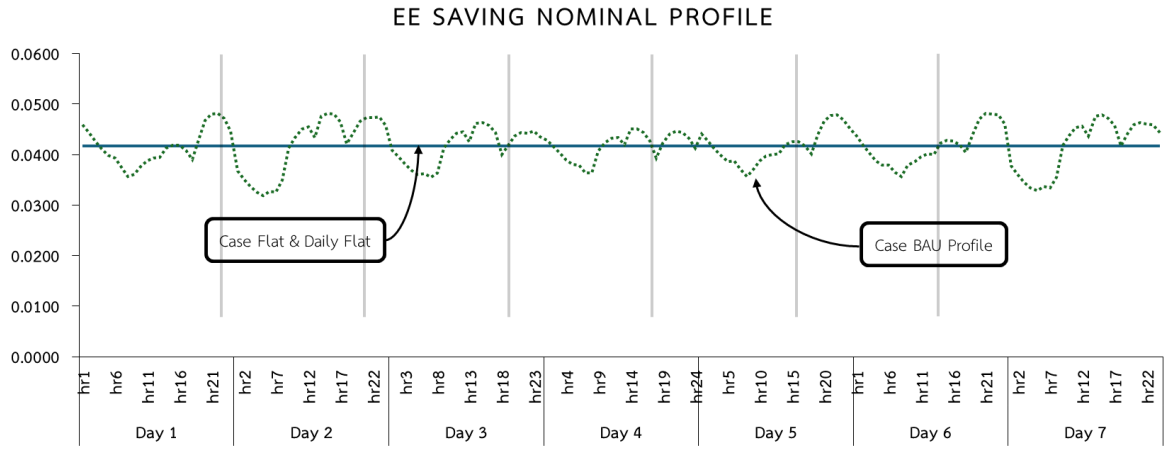
การประเมิน Profile การลดการใช้พลังงานได้นำเสนอการพิจารณาให้สอดคล้องกับระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา โดยจะนำเสนอการประเมิน Profile เพิ่มเติม 2 แนวทาง จากเดิมได้แก่ การกำหนด Profile ลดการใช้ไฟฟ้าแบบคงที่รายวัน และปรับตามสัดส่วนร้อยละการใช้ไฟฟ้า (Daily Flat) และการกำหนด Profile ลดการใช้ไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา (BAU Profile) สามารถสรุปการปรับปรุงได้ดัง***ตารางที่ 4.8-1***

ตารางที่ 4.8-1
สรุปการปรับปรุง Profile ของแผนอนุรักษ์พลังงาน

กรณี	พลังงาน	Nominal Profile	R_k
Flat (ดั้งเดิม)	ปริมาณการลดการใช้	คงที่ตลอดวัน	1
Daily Flat	พลังงานภายหลังการ	คงที่ตลอดวัน	เปลี่ยนทุกวัน
BAU Profile	ปรับปรุง EE Existing	รูปร่างตาม Load Profile	เปลี่ยนทุกวัน

1) รูปแบบการลดการใช้พลังงานรายชั่วโมง (Nominal Profile)

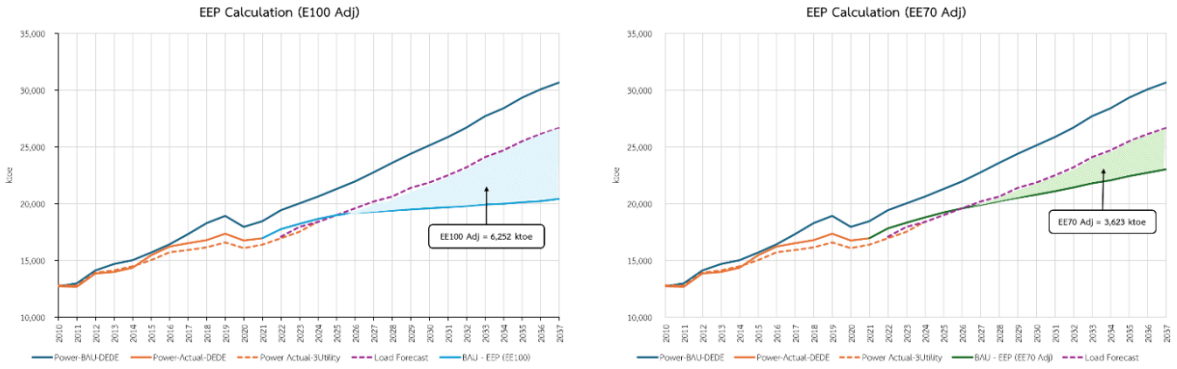
กรณี BAU Profile จะมีรูปแบบการลดการใช้พลังงานจะเปลี่ยนแปลงตาม Load Profile ในแต่ละชั่วโมง โดยการประเมิน Nominal Profile ได้จากการนำ Load Profile ของวันที่จะพิจารณามาหารด้วยพลังงานรวมของวัน และสำหรับกรณี Daily Flat จะมีลักษณะเช่นเดียวกับแบบดั้งเดิม (Flat) ที่รูปแบบการลดการใช้พลังงานรายชั่วโมงจะคงที่ตลอดทั้งวันสามารถแสดงรูปแบบการลดการใช้พลังงานรายชั่วโมง ได้ดัง***รูปที่ 4.8-4***



รูปที่ 4.8-4
รูปแบบการลดการใช้พลังงานรายชั่วโมง ทั้ง 3 แนวทาง

2) ปริมาณการลดการใช้พลังงาน (EE saving)

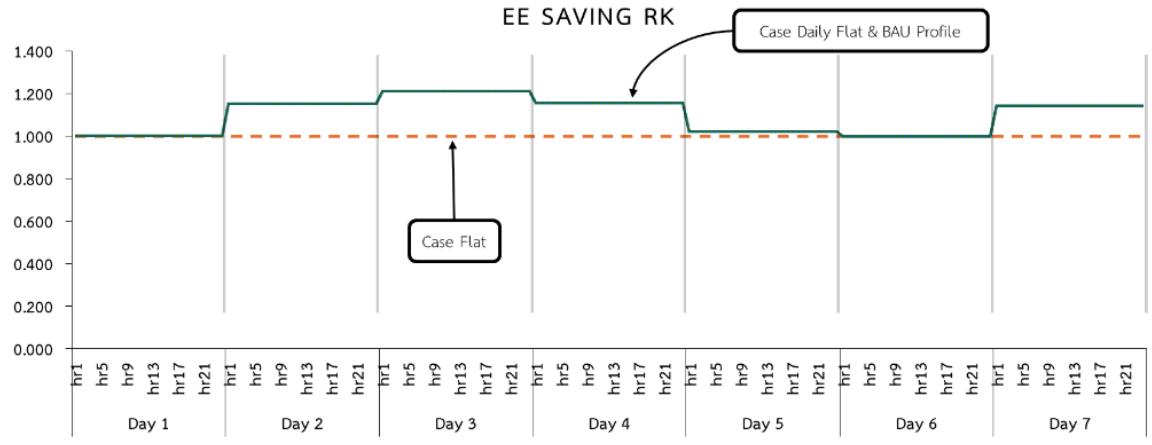
จากการดำเนินการของ พพ. ที่ได้ปรับปรุงผลการอนุรักษ์พลังงานภาคไฟฟ้า ณ ปีพ.ศ. 2564 ให้สอดคล้องตามข้อมูลจริง ส่งผลให้ปริมาณการลดใช้ไฟฟ้าจากการพยากรณ์ฯ เพื่อให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ณ ระดับความเชื่อมั่น 100% เปลี่ยนแปลงเป็น 6,252 ktoe (72,708 GWh) และ ณ ระดับความเชื่อมั่น 70% เปลี่ยนแปลง เป็น 3,623 ktoe (42,141 GWh) สามารถแสดงได้ดัง***รูปที่4.8-5***



รูปที่ 4.8-5
ปริมาณการลดใช้ไฟฟ้าจากการพยากรณ์ฯเพื่อให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่ากับเป้าหมายตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ณ ระดับความเชื่อมั่น 100% และ 70%

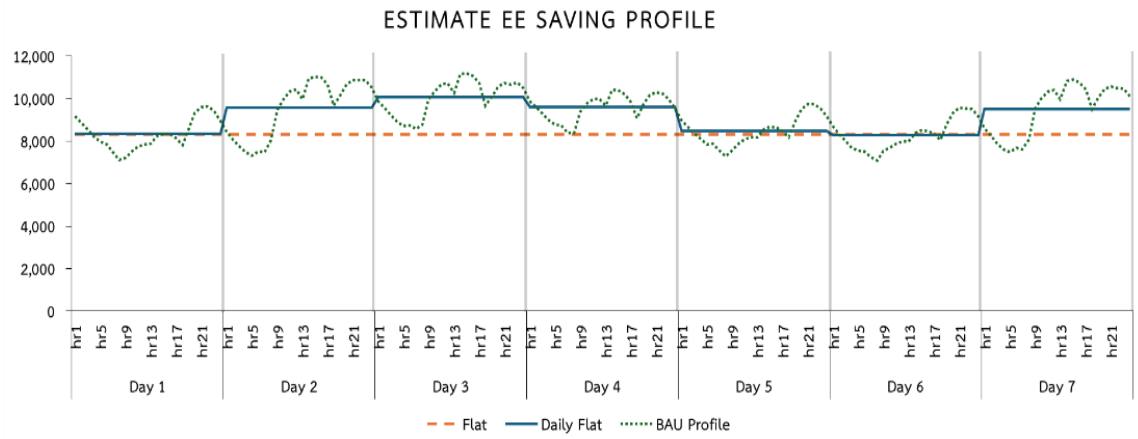
3) ค่า R_k

การปรับปรุงค่า R_k ทั้งกรณี Daily Flat และ BAU Profile จะคำนวณเป็นรายวัน โดยพิจารณาว่าพลังงานรวมในแต่ละวันมีค่าเป็นสัดส่วนเท่าใดต่อพลังงานรวมรายวันเฉลี่ยตลอดทั้งปี ส่วนแบบดั้งเดิมมีการกำหนดให้ R_k = 1 สามารถแสดงผลเปรียบเทียบการประเมินค่า R_k ของทั้ง 3 กรณี ได้ดัง***รูปที่ 4.8-6***



รูปที่ 4.8-6
ผลเปรียบเทียบการประเมินค่า R_k ของทั้ง 3 กรณี

จากการปรับปรุงข้อมูลรูปแบบการลดการใช้พลังงาน ข้อมูลปริมาณการลดการใช้พลังงาน และค่า R_k ที่ได้กล่าวไปข้างต้น สามารถประเมินตัวอย่าง Profile ของแผนอนุรักษ์พลังงานได้ดัง***รูปที่ 4.8-7***



รูปที่ 4.8-7
ตัวอย่าง Profile ของแผนอนุรักษ์พลังงาน

5. สรุปการศึกษาและวิเคราะห์เทคโนโลยีของการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ

5.1 เทคโนโลยีทางด้าน demand หรือความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะสั้น

ในปัจจุบันกระทรวงพลังงานได้มีแผนงานและมาตรการต่าง ๆ ในการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานทางด้านไฟฟ้าของประเทศทั้งในระยะสั้นและระยะยาว โดยมาตรการเหล่านี้จะมีการนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ เข้ามาเป็นองค์ประกอบมาตรการที่ภาครัฐส่งเสริม และสนับสนุน อาทิ เช่น โครงการระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smartgrid) เป็นต้นซึ่งมีโครงการย่อย ๆ ต่าง ๆ ที่ดำเนินการโดยหน่วยงานภาครัฐมากมาย ซึ่งเทคโนโลยีทางด้าน demand ในระยะสั้น จะประกอบไปด้วย

- เทคโนโลยี Smartgrid ซึ่งประกอบด้วยเทคโนโลยีย่อย ๆ หลายรูปแบบ เช่น Demand Response Microgrid Prosumer Energy Storage System (ESS) Floating Solar และ อื่น ๆ เป็นต้น
- การตอบสนองด้านโหลด (DR)
- ศูนย์ข้อมูล (Data Center) เพื่อรองรับเทคโนโลยี AI, IoT, Big Data เป็นต้น
- Disruptive Technology อาทิ เช่น EV, High Speed Train, MRT

<u>แนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smartgrid)</u>

โครงการระยะสั้น (พ.ศ. 2560 – 2564)

โครงการระยะสั้นโดยรวมจะเป็นโครงการเตรียมความพร้อมด้านต่าง ๆ ซึ่ง สนพ. ได้จัดทำแผนขับเคลื่อนการดำเนินงานด้าน Smart Grid ของประเทศไทยระยะสั้น (พ.ศ. 2560 – 2564) โดยกำหนดกรอบการพัฒนาและขับเคลื่อน 5 เทคโนโลยีหลัก ตามแผนแม่บทฯ โดยแบ่งเป็น 3 เสาหลัก

โครงการระยะปานกลาง (พ.ศ. 2565–2574)

ในระยะปานกลาง (ซึ่งเป็นระยะปัจจุบัน) สนพ. มีเป้าหมายภาพรวมของแผนขับเคลื่อนไว้ดังนี้

ระยะ 1-5 ปี : การเตรียมความพร้อมและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ที่จำเป็นและนำร่องการจัดการ Distributed energy resources (DER) ในรูปแบบเชิงพาณิชย์ รองรับการเปลี่ยนผ่านแนวโน้มเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ที่เริ่มส่งผลต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

ระยะ 6-10 ปี : การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และเร่งการจัดการ DER อย่างเต็มรูปแบบเชิงพาณิชย์ รองรับการเปลี่ยนผ่านแนวโน้มเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ ที่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

โดย สนพ. จะมีการเปลี่ยนแปลงเสาหลักระยะปานกลางโดยมีการเพิ่มเติมจากเดิม 3 เสาหลัก เป็น 5 เสาหลัก และแผนอำนวยการสนับสนุน

การตอบสนองด้านโหลด (Demand Response) – DR

สนพ. ได้จัดทำแผนการตอบสนองด้านโหลดแบบถาวร เพื่อให้สามารถใช้ทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า แทนการใช้ DR เพื่อลดความต้องการไฟฟ้าเฉพาะช่วงเวลา peak ซึ่งเป็นจุดประสงค์ตามปกติของโครงการนี้ โดยตั้งเป้าหมายการลดการใช้ไฟฟ้าลง 1,000 MW ภายในปี 2580 และแผนงานดังกล่าวได้ผ่านการเห็นชอบของ กบง. เมื่อวันที่ 6 ม.ค. 2565

ศูนย์ข้อมูล (Data Center)

จากการปฏิบัติการทางด้านเทคโนโลยีต่าง ๆ เพื่อรองรับปัญญาประดิษฐ์ (AI) รวมถึง Internet of Things (IoT) และ Big Data ทำให้ธุรกิจและกิจการต่างๆ ได้มีธุรกรรมที่ก่อให้เกิดข้อมูลจำนวนมหาศาลที่มีความเจริญเติบโตอย่างรวดเร็ว จึงทำให้เกิดความต้องการศูนย์ข้อมูล (Data Center) เพื่อรองรับข้อมูลจำนวนมากเหล่านี้ ซึ่ง Data Center จึงกลายเป็นเหมือนสมองและเส้นประสาท ที่สั่งการและบริหารข้อมูล ซึ่งเป็นหัวใจของการดำเนินธุรกิจและการตัดสินใจของผู้บริหารในทุกระดับในปัจจุบันและจะยิ่งมีความสำคัญมากยิ่งขึ้นในอนาคต โดยขนาดของ Data Storage ใน Data Center จึงต้องมีการขยายตัวตามปริมาณข้อมูลที่จะถูกเก็บและ process ในแต่ละองค์กร

สำหรับในประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะมีการก่อสร้าง Data Center เพิ่มขึ้นอีกมากในอนาคตตามแนวโน้มที่เกิดขึ้นทั่วโลก เนื่องจากการขยายตัวของการใช้ cloud และ AI เพิ่มขึ้นอย่างแพร่หลาย ซึ่งนอกจากจะมีการขยายตัวของบริษัททางด้านเทคโนโลยีเดิมแล้ว ยังมีบริษัทเทคโนโลยีใหญ่ระดับโลกอีกหลายแห่งที่สนใจจะมาลงทุน Data Center ในประเทศไทยอีกด้วย

ซึ่งเหตุผลที่ทำให้บริษัทเหล่านี้ต้องการเข้ามาลงทุนในประเทศไทยสรุปได้คร่าวๆ คือ

- ประเทศไทยมีความมั่นคงในด้านการผลิตและจัดส่งไฟฟ้าในระดับที่สูง ไฟฟ้ามีความเสถียรและมีระบบที่ครอบคลุมทุกพื้นที่ของประเทศ
- ประเทศไทยมีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมากและมีศักยภาพในการผลิตพลังงานหมุนเวียน เช่น solar ที่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าสีเขียวที่เป็นที่ต้องการของ Data Center เหล่านี้รวมทั้งนโยบาย Direct PPA ที่ให้บริษัทเอกชนสามารถจะซื้อไฟฟ้าได้โดยตรงจากบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายอื่นๆ ที่ไม่ใช่การไฟฟ้า

5.2 เทคโนโลยีทางด้าน supply หรือการผลิตไฟฟ้าในระยะสั้น

สำหรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าในระยะสั้น (1 – 5 ปี) นั้น ที่ปรึกษาได้ทำการสัมภาษณ์หน่วยงานที่รับผิดชอบด้านการผลิตไฟฟ้า คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สรุปได้ว่าเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าในระยะสั้นนี้ก็ยังคงเป็นไปตามแผนภายใต้ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 2024 (ซึ่งยังไม่ผ่าน กบง. และอาจมีการทบทวนแผนใหม่) ซึ่งมีจุดประสงค์หลักของแผนฯ คือ ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและลดสัดส่วนการใช้พลังงานฟอสซิล เพื่อให้บรรลุเป้าหมาย Carbon Neutral ในปี 2050 โดยให้ภาคการผลิตไฟฟ้าปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไม่เกิน 84.2 ล้านตัน ภายในปี 2573 (ภายใต้ NDC 30%) และจัดสรรโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับการเติบโตของ Prosumer ซึ่งจากร่างแผน PDP ดังกล่าวได้มีการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดใหม่ในระยะสั้น (2564 – 2573)

ซึ่งจะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่มีแผนจะพัฒนาขึ้นมาผลิตกระแสไฟฟ้าในระยะสั้นใน 5–6 ปี ข้างหน้าจะประกอบด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ถึงร้อยละ 19.6 และซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศร้อยละ 14.7 ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดรูปแบบอื่น ๆ เช่น ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะชุมชน เหล่านี้มีสัดส่วนรวมกันเพียงร้อยละ 10

ส่วนการผลิตไฟฟ้าที่เหลือในระยะสั้นจะมาจากเทคโนโลยีพลังงานฟอสซิลซึ่งประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใหม่ 1,400 MW ซึ่งในปลายแผนฯ ระยะสั้น สัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดจะเพิ่มสูงขึ้นจากร้อยละ 28 ในปี 2560 เป็นร้อยละ 33 ในปี 2573 ในขณะที่สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลจะลดลงจากร้อยละ 72 ในปี 2566 เหลือร้อยละ 66.5 ในปี 2573

5.3 เทคโนโลยีทางด้านการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว

สำหรับในระยะยาว สนพ. มองว่าอาจจะเป็นช่วงเวลาตั้งแต่ 10 ปีขึ้นไปถึง 20 ปีข้างหน้านั้น เทคโนโลยีทั้งทางด้านการผลิตและการใช้ไฟฟ้าจะหมายถึงเทคโนโลยีที่ยังอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนาแต่ยังไม่ถูกนำมาผลิตเพื่อใช้จริงในเชิงพาณิชย์ (grid connected/commercial operation) แต่ก็เป็นเทคโนโลยีที่มีศักยภาพหรือมีแนวโน้มที่จะถูกพัฒนานำขึ้นมาใช้ได้ในอนาคต ซึ่งเทคโนโลยีในอนาคตเหล่านี้สามารถสรุปได้ดังนี้

Small Modular Reactor (SMR)

SMR คือ เทคโนโลยีใหม่ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ยังเป็นลักษณะ nuclear fissions reactor ซึ่งใช้เชื้อเพลิงยูเรียม 235 ที่ปรับปรุงให้มีความบริสุทธิ์ประมาณ 5% ขึ้นไป ซึ่งทำงานโดยการแตกตัวของ neutron ในลักษณะ chain reaction ซึ่งก่อให้เกิดพลังงานจำนวนมาก ซึ่ง SMR เป็นเทคโนโลยีที่ใช้เตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ (reactor) ขนาดเล็กในลักษณะโมดูล (Modular) ที่สามารถสร้างได้จากโรงงาน และเพียงนำมาประกอบที่ site งาน ทำให้ลดระยะเวลาการก่อสร้างลงได้มากและทำให้ลดต้นทุนการก่อสร้างลงได้ระดับหนึ่ง

จากการสัมภาษณ์การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ให้ความเห็นว่า กฟผ. มีความสนใจจะใช้เทคโนโลยี SMR ในการผลิตไฟฟ้าในอนาคต โดยได้บรรจุแผนการผลิตไฟฟ้าจาก SMR ขนาด 300 MW 2 หน่วยรวม 600 MW ไว้ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าเบื้องต้นโดยจะอยู่ในช่วงปลายๆ แผน

Thorium Nuclear Reactor – Advanced Nuclear Technology

ในช่วงที่โลกกำลังหันมาสนใจการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่อีกรอบหนึ่งหลังจากที่หลายๆ ประเทศในยุโรปมีนโยบายยกเลิกโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ทำให้แนวคิดของการนำ Thorium มาเป็นเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แทนยูเรเนียมกลับมาเป็นทางเลือกที่น่าสนใจอีกครั้งหนึ่ง

ข้อดีของการใช้ Thorium เป็นเชื้อเพลิงนิวเคลียร์แทนยูเรเนียมคือ จะมีกากวัสดุกัมมันตภาพรังสี (nuclear waste) น้อยกว่ายูเรเนียม และมี “half-life” ที่สั้นกว่ามาก และจะไม่มีกากวัสดุใดที่จะสามารถนำไปพัฒนาเป็นอาวุธนิวเคลียร์ได้ จึงขจัดปัญหาเรื่องความมั่นคงไปได้ทั้งหมด นอกจากนี้ Thorium ยังถือเป็นพลังงานสีเขียวซึ่งไม่มีการปลอดปล่อยคาร์บอนใดๆ ออกมา จึงเหมาะที่จะนำมาเป็นชนิดของพลังงานที่ช่วยลดปัญหาโลกร้อนได้ และที่สำคัญคือ Thorium เป็นโลหะที่มีปริมาณสำรองในโลกอยู่เป็นจำนวนมาก

สำหรับในประเทศไทยเทคโนโลยีนี้คงจะยังไม่มีการนำมาใช้ในอนาคต เพราะตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันยังคงมุ่งไปที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (fission) ขนาดเล็ก (SMR) ไปก่อน แม้กระนั้นโครงการ SMR ก็คงจะเกิดขึ้นได้ในระยะปลายๆ แผน ซึ่งคงจะต้องใช้เวลาในการเตรียมการอีกนาน แต่ก็ควรจะมีการติดตามการศึกษาวิจัยและพัฒนา Thorium reactor อย่างสม่ำเสมอและเก็บข้อมูลทางด้านนี้ไว้อย่างต่อเนื่อง

Nuclear Fusion Power

Nuclear Fusion คือแนวทางการผลิตพลังงานไฟฟ้ารูปแบบหนึ่งในอนาคตที่กำลังอยู่ภายใต้การวิจัยและพัฒนาอย่างจริงจังในหลาย ๆ ประเทศทั้งในสหรัฐอเมริกา ยุโรป และจีน ซึ่งแนวคิดของ Nuclear Fusion คือการเชื่อม (Fuse หรือ combine) atomic nuclear ที่เบาเข้าด้วยกัน เพื่อให้ได้ nuclear ที่หนักกว่าและในขบวนการเชื่อมนี้จะปลดปล่อยพลังงานจำนวนมากออกมา ซึ่งในห้องทดลอง Nuclear Fusion ทั่วไปจะใช้ Deuterium และ Tritium ซึ่งทั้งคู่เป็น isotope ของไฮโดรเจนและผลของการเชื่อมจะได้ Helium และพลังงานออกมา

ปัจจุบันก็มีนักลงทุนภาคเอกชนที่สนใจระดมทุนเพื่อพัฒนาเทคโนโลยี Nuclear Fusion อย่างจริงจังอยู่หลายรายโดยเฉพาะในสหรัฐอเมริกา เช่นในกรณีของ Commonwealth Fusion System (CFS) ได้แถลงข่าวเมื่อเดือนธันวาคม 2567 ที่ว่ามีแผนจะสร้างโรงไฟฟ้า Nuclear Fusion เชิงพาณิชย์แห่งแรกของโลกที่มลรัฐเวอร์จิเนียของสหรัฐอเมริกา โดยใช้เทคโนโลยี Tokamak มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 400 MW และยังมีกลุ่มผู้ลงทุนใหญ่ที่สุดใน Nuclear Fusion โดยจะเป็นโครงการร่วมมือระหว่างประเทศฝรั่งเศสกับกลุ่มสหภาพยุโรป จีน อินเดีย เกาหลีใต้ รัสเซีย และประเทศอื่น ๆ อีก 30 ประเทศ (รวมทั้งไทย) ภายใต้ชื่อ International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER) เพื่อสร้าง Tokamak ที่ใหญ่ที่สุดในโลก

ในกรณีของประเทศไทยก็มีความสนใจในการพัฒนาเทคโนโลยี Nuclear Fusion เช่นเดียวกัน โดยได้มีความร่วมมือกับกลุ่ม ITER ในการส่งบุคลากรของไทยไปร่วมฝึกอบรมและพัฒนาเทคโนโลยีนี้ร่วมกับประเทศอื่น ๆ นอกจากนี้ ประเทศไทยยังได้ร่วมมือกับ Academy of Sciences Institute of Plasma Physics (ASIPP) ของประเทศจีนซึ่งได้มอบอุปกรณ์ Tokamak บางส่วนให้แก่ประเทศไทย และในอนาคตประเทศไทยมีแผนที่จะซื้อเครื่อง Tokamak ใหม่ที่ใช้เทคโนโลยีชั้นสูง (Superconducting magnet) ชนิดเดียวกับ ITER ของฝรั่งเศส ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความตั้งใจของไทยที่จะพัฒนาเทคโนโลยีนี้อย่างจริงจัง แต่คาดว่าจะใช้เวลาอีกยาวนาน (20-30 ปี) กว่าจะสามารถนำเทคโนโลยีนี้มาใช้ได้ในเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย

ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

ระบบกักเก็บพลังงานหรือ Energy Storage System เป็นเทคโนโลยีที่กำลังถูกพัฒนากันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากคุณประโยชน์ของเทคโนโลยีนี้ที่สามารถจะเก็บพลังงานที่สามารถผลิตได้มากในบางช่วงเวลาโดยเฉพาะพลังงานที่เป็นรูปแบบของพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ เพื่อนำไปใช้ในช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟสูง ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถนำมาพัฒนาใช้ในกรณีของประเทศไทยได้ มีได้ 3 รูปแบบ คือ

1) แบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System) หรือ BESS

เทคโนโลยีของแบตเตอรี่ที่นิยมใช้กันในปัจจุบันและที่อยู่ในระหว่างการพัฒนา สามารถสรุปได้ดังนี้

ก. Lithium–ion Battery เป็นเทคโนโลยีที่เป็นที่นิยมใช้กันมากที่สุดกว่าเทคโนโลยีอื่น ๆ ในปัจจุบัน และมีลักษณะการใช้ที่แพร่หลายโดยมี application ในชีวิตประจำวันของคนทั่วไปตั้งแต่เป็นแบตเตอรี่ของโทรศัพท์มือถือ computer notebook ไปจนถึงใช้เป็นแบตเตอรี่หลักของรถยนต์ไฟฟ้าที่ประชาชนใช้กันทั่วไปในทุก ๆ ประเทศ นอกจากนี้ Lithium-ion battery ยังถูกใช้เป็นพลังงานสำรองขนาดใหญ่ในการกักเก็บและผลิตไฟฟ้าในหลาย ๆ ประเทศ

ข. Solid-state Battery ปัจจุบันเทคโนโลยี Solid-state battery ได้ถูกพัฒนาให้มีความก้าวหน้าไปมาก ซึ่งข้อดีของเทคโนโลยี solid-state เช่น

- เพิ่มความปลอดภัย
- สามารถทนความร้อนได้สูงกว่า lithium-ion
- สามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้มากกว่า lithium-ion battery กว่า 2 เท่า

- Charge ไฟได้เร็วกว่า Lithium-ion battery

อย่างไรก็ตาม Solid-state battery ซึ่งยังอยู่ในขั้นตอนของการพัฒนา ก็ยังมีปัญหาอยู่บางประการที่ต้องแก้ไขก่อนจะนำออกมาใช้ในเชิงพาณิชย์ได้

ค. Battery ชนิดอื่น ๆ ในปัจจุบันได้มีความพยายามที่จะพัฒนาแบตเตอรี่ชนิดใหม่ ๆ ขึ้นมาทดแทน Lithium-ion อีกหลายประเภท เช่น

- Sodium-ion Battery (SIB)
- Blade Battery

ง. Flow Battery จากการที่ปัจจุบันมีการพัฒนาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น Solar และ Wind ขึ้นมาจำนวนมาก ซึ่งเป็นชนิดพลังงานที่มีอยู่มากแต่การผลิตไฟฟ้าไม่สามารถทำได้อย่างสม่ำเสมอ จึงมีความจำเป็นจะต้องพัฒนาแบตเตอรี่ที่มีความสามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้สูงเพื่อเก็บไฟฟ้าไว้ใช้ในช่วงเวลาที่ Solar กับ Wind ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งเทคโนโลยีหนึ่งซึ่งอยู่ในระหว่างการพัฒนาและมีประสิทธิภาพสูงนอกเหนือไปจาก Lithium-ion battery คือ Flow battery

Flow Battery มีน้ำหนักมาก จึงเหมาะสมที่จะใช้ในลักษณะ BESS ของ solar farm หรือ wind farm ในพื้นที่ห่างไกล เพราะเป็นระบบที่มีความปลอดภัยสูง ไม่เกิดไฟไหม้เหมือนในกรณี lithium-ion มีอายุการใช้งานที่ยาวนานกว่า 20 ปี และมีรอบการ charge กว่า 20,000 รอบ

แต่ปัจจุบันเทคโนโลยี Flow battery ยังอยู่ในขั้นตอนการพัฒนาและยังมีปัญหาทางเทคนิคบางประการที่ยังต้องแก้ไขก่อนจะนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์

2) ระบบพลังน้ำสูบกลับ (Pump-Storage Hydro Power)

ระบบพลังน้ำสูบกลับถือเป็นระบบกักเก็บพลังงานที่มีประสิทธิภาพอีกเทคโนโลยีหนึ่งซึ่งประเทศไทยได้พัฒนาขึ้นมาใช้เป็นระยะเวลายาวนานมาแล้ว อย่างเช่น ที่เขื่อนลำตะคอง และในอนาคตก็คาดว่าจะยังคงมีการพัฒนาเทคโนโลยีนี้ต่อไปอย่างต่อเนื่องในเขื่อนอื่น ๆ

3) ไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนก็ถือเป็นแหล่งกักเก็บพลังงานอีกรูปแบบหนึ่งที่มีการพัฒนาควบคู่ไปกับพลังงานหมุนเวียนในบางประเทศ ในกรณีของประเทศไทยยังไม่มีแผนที่จะพัฒนาไฮโดรเจนในลักษณะเป็นการกักเก็บพลังงานในรูปแบบข้างต้น แต่จะมีการใช้ไฮโดรเจนไปผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า โดยมีจุดประสงค์เพื่อลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อให้ได้เป้าหมายทางด้านสิ่งแวดล้อมมากกว่าที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยีของไฮโดรเจนในกรณีของการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย จะมาจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับ ปี 2024 (ฉบับร่าง) ระบุไว้ว่าให้มีการผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วน 5% ในก๊าซธรรมชาติที่ใช้สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า และในภาคอุตสาหกรรม มีแผนที่จะมีการผลิตไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) ซึ่งหมายถึงการผลิตไฮโดรเจนโดย stream reforming ของมีเทน และกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ที่ได้จาก

การผลิต โดยใช้เทคโนโลยี Carbon Capture and Storage (CCS) โดยมีการทดลองกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ ผ่านระบบท่อไปเก็บไว้ในหลุมขุดเจาะปิโตรเลียมที่ไม่ได้ใช้แล้ว

5.4 สรุปแนวทางและข้อเสนอแนะทางด้านเทคโนโลยี

ในระยะสั้น

ข้อเสนอแนะของเทคโนโลยีในระยะสั้น คือ การติดตามการพัฒนาเทคโนโลยีด้านต่าง ๆ ภายใต้แผนงานของกระทรวงพลังงาน ทั้งด้าน Smartgrid การตอบสนองด้าน Load (DR) และปัจจัยด้าน Disruptive Demand ต่าง ๆ ซึ่งทุกโครงการจริง ๆ แล้ว มีการกำหนดเป้าหมายและ Timeframe ไว้อย่างชัดเจนอยู่แล้วจึงเป็นการติดตามและศึกษาว่าได้มีการดำเนินการตามเป้าหมายต่าง ๆ เหล่านี้หรือไม่ และควรมีการนำผลจากการดำเนินการตามโครงการเหล่านี้รายงานต่อคณะทำงานเพื่อประกอบการพิจารณาการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเพื่อให้การไฟฟ้าและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับทราบ และนำข้อมูลดังกล่าวไปปรับปรุงค่าพยากรณ์ในพื้นที่ของตนต่อไป อาทิเช่น

- โครงการ DR ซึ่งมีการตั้งเป้าหมายให้ว่าจะลดการใช้ไฟฟ้าได้ 1,000 MW ในปี 2580 ควรมีการติดตามความก้าวหน้าของโครงการและผลสัมฤทธิ์ของโครงการและนำผลที่ได้ไปประกอบการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าที่ปรับ DR แล้ว

- โครงการ ESS ซึ่งมีเป้าหมายในร่าง PDP2024 ที่จะมีการติดตั้งถึง 6,300 MW ในปี 2580 รวมถึงโครงการอื่น ๆ เช่น pump storage ควรจะติดตามดูแผนงานและการดำเนินการเพื่อนำความสัมฤทธิ์ผลของโครงการมาประกอบการพิจารณาการพยากรณ์ในส่วนของ power generation ในอนาคต

- โครงการ RE forecast ซึ่งเริ่มดำเนินการไปแล้วควรจะพิจารณานำผลของการพยากรณ์ (ซึ่งสามารถทำได้เป็นรายวัน) มารายงานให้คณะทำงานพยากรณ์รับทราบเป็นระยะ ๆ เพื่อดูถึง pattern ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ราย season และ profile ของการผลิต ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะจาก solar ซึ่งจะช่วยให้มีความเข้าใจในลักษณะการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน และการประมาณการการผลิตไฟฟ้าที่มาจากแหล่งที่เป็น self-generation หรือ prosumer มากขึ้น

- โครงการ microgrid ซึ่งมีโครงการนำร่องหลายโครงการ ควรนำผลการดำเนินงานของโครงการมารายงานให้คณะทำงานพยากรณ์ทราบเป็นระยะ ๆ เช่นกันว่า ผลสัมฤทธิ์ของโครงการมีส่วนในการเพิ่มประสิทธิภาพการจัดหาและใช้พลังงานเช่นใด และมีส่วนร่วมในการลด loss ในระบบหรือไม่ เท่าใด ซึ่งจะเป็นข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการพยากรณ์และการจัดทำ PDP

ในระยะยาว

ในระยะยาวอาจมีเทคโนโลยีหลายประเภทซึ่งยังอยู่ในขั้นตอนการพัฒนา แนวทางของการศึกษาในข้อนี้ก็เป็นเช่นเดียวกับในระยะสั้นข้างต้น กล่าวคือ ควรจะมีการติดตามความก้าวหน้าของเทคโนโลยีต่าง ๆ

เหล่านี้ โดยศึกษาทบทวนวรรณกรรมต่าง ๆ และรายงานให้คณะทำงานทราบเป็นระยะ ๆ โดยเฉพาะเทคโนโลยีที่คาดว่าจะถูกนำมาใช้ในกรณีของประเทศไทย เช่น

- Battery Storage บางประเภท
- SMR
- ไฮโดรเจน

ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ถูกระบุไว้แล้วในแผน PDP จึงควรมีการรายงานความก้าวหน้าของการพัฒนาเป็นระยะ ๆ ต่อคณะทำงาน ส่วนเทคโนโลยีบางด้านที่ยังไม่ได้ถูกระบุไว้ใน PDP แต่อาจมีศักยภาพที่จะพัฒนาขึ้นมาใช้ได้ในประเทศ เช่น Fusion energy ซึ่งภาครัฐให้ความสนใจหรือเทคโนโลยีอื่น ๆ ซึ่งอาจเกิดขึ้นได้ในระยะยาวก็ควรมีการติดตามและรายงานให้คณะทำงานทราบเช่นกัน เมื่อมีความก้าวหน้าของเทคโนโลยีนั้น ๆ ที่ชัดเจน เช่น มีการกำหนดวันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์อย่างชัดเจนเป็นต้น ซึ่งการติดตามข้อมูลหรือวรรณกรรมในส่วนนี้ควรดำเนินการโดย สนพ. หรือที่ปรึกษาที่ สนพ. มอบหมาย

ซึ่งข้อมูลที่ควรจะมีการจัดเก็บในการติดตามข้อมูลความก้าวหน้าของเทคโนโลยีนั้นอาจประกอบด้วย

ข้อมูลทางด้าน Demand

สำหรับข้อมูลทางด้าน Demand ที่ควรมีการติดตามและจัดเก็บคือ

1) ข้อมูลทางด้านการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response หรือ DR) ควรจะมีการติดตามความก้าวหน้าของโครงการคือ

- จำนวนผู้สมัครใจเข้าร่วมโครงการมีจำนวนเท่าใด เป็นประเภทกิจการใด
- ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่าจะลดการใช้ลงได้ในช่วงเวลา critical peak เป็นเท่าใด โดยแยกเป็นส่วนของ กฟน. และ กฟภ. และเป็นไปตามเป้าหมายที่วางไว้หรือไม่
- แผนงานในอนาคตของการไฟฟ้าเพื่อเร่งรัดโครงการ DR ให้เป็นไปตามเป้าหมายเป็นเช่นใด และคาดว่าจะสัมฤทธิ์ผลในช่วงปีใด

2) โครงการบริหารจัดการด้านพลังงาน (EMS) โดยเฉพาะการอนุรักษ์พลังงานควรจะมีการติดตามการดำเนินงาน คือ

- การอนุรักษ์พลังงานโดยเฉพาะทางด้านไฟฟ้าเป็นไปตามเป้าหมายและแผนที่กำหนดไว้หรือไม่ ถ้าไม่เป็นไปตามเป้าหมาย ปัญหาและอุปสรรคคืออะไร
- แนวทางการปรับปรุงมาตรการทางด้านการอนุรักษ์พลังงานคืออะไร และมาตรการเหล่านี้มีส่วนช่วยให้ผลการอนุรักษ์พลังงานเป็นไปตามเป้าหมายอย่างไร

- ติดตามการปรับปรุงและเปลี่ยนแปลงทางด้านเทคโนโลยีและการปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องใช้ไฟฟ้าที่อาจส่งผลให้มีการใช้ไฟฟ้าลดลงในอนาคต เพื่อนำการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพดังกล่าวมาประกอบการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าทั้งในระยะสั้นและระยะยาว
- การปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงค่าพยากรณ์ GDP มีผลต่อเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานในทิศทางใด และจะนำไปใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า อย่างไร

3) โครงการทางด้าน Disruptive Demand โดยเฉพาะ EV ควรจะมีการติดตามข้อมูล คือ

- ควรติดตามข้อมูลความก้าวหน้าของรถ EV ประเภทต่าง ๆ ที่เข้าสู่ระบบว่าเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้หรือไม่ โดยแยกเป็นรถ EV แต่ละประเภท
- ติดตามความก้าวหน้าของการเก็บรวบรวมข้อมูลลักษณะการใช้รถ EV แต่ละประเภทโดยเฉพาะ pattern ของการ charge ไฟของรถ ทั้งช่วงระยะเวลาและปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ รวมถึงติดตามการเปลี่ยนแปลงของข้อมูล ประสิทธิภาพของรถ EV ทั้งทางด้าน specific energy consumption ระยะทางการเดินทาง เพื่อนำข้อมูลมาประกอบการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่มาจาก Disruptive Demand ทั้งในระยะสั้นและระยะยาวจนถึงปลายแผนของการพยากรณ์
- ติดตามการเปลี่ยนแปลงลักษณะการใช้ไฟฟ้าอันเป็นผลจากเทคโนโลยีด้านอื่น ๆ ซึ่งทำให้พฤติกรรมการใช้ไฟของผู้บริโภคเปลี่ยนแปลงไป เช่น การติดตั้ง solar rooftop ที่อาจส่งผลกระทบต่อ load profile ของผู้บริโภค ซึ่งปัจจุบันยังมีการศึกษาด้านนี้น้อยมาก เพราะจำเป็นจะต้องมีการลงทุนติดตั้งมิเตอร์ที่เหมาะสมเพื่อศึกษา load profile ของผู้บริโภคกลุ่มต่าง ๆ

ข้อมูลทางด้าน Supply

1) ข้อมูลช่วงเวลา COD ของเทคโนโลยีนั้น ซึ่งหมายถึง ช่วงเวลาที่เทคโนโลยีดังกล่าวจะถูกนำมาใช้เชิงพาณิชย์ ซึ่งแสดงว่าเทคโนโลยีนั้นได้ผ่านขั้นตอนการค้นคว้าทดลองและวิจัยเรียบร้อยแล้ว และสามารถนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าหรือพลังงานเพื่อขายต่อประชาชนในเชิงธุรกิจ โดยควรระบุถึงประเภทเทคโนโลยี สถานที่ผลิตอยู่ที่ใด มีการผลิตกี่แห่ง เป็นต้น และมีขนาดและกำลังการผลิตเท่าใด ประสิทธิภาพของเทคโนโลยีนั้นอยู่ในระดับใด

2) ข้อมูลที่ควรมีการเก็บที่สำคัญคือ ทางด้านความคุ้มค่าของเทคโนโลยีนั้น ๆ ซึ่งรวมถึงต้นทุนการลงทุน ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ต้นทุนค่าดำเนินการและต้นทุนโดยรวมต่อหน่วยพลังงานที่ผลิต รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าที่ผลิตออกจำหน่าย ทั้งนี้เพื่อให้สามารถเทียบเคียงกับต้นทุนและอัตราพลังงานของเชื้อเพลิงหรือเทคโนโลยีที่มีอยู่แล้ว (existing) เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพิจารณานำเทคโนโลยีนั้น ๆ มาใช้

3) ข้อมูลที่สำคัญอีกด้านที่ควรมีการจัดเก็บคือ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้จากการนำเทคโนโลยีนั้น ๆ มาพัฒนา อาทิ เช่น ปริมาณคาร์บอนที่เกิดจากการใช้เทคโนโลยีนั้น ๆ เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีด้านอื่น ๆ หรือผลกระทบของเทคโนโลยีนั้น ๆ ต่อสิ่งแวดล้อมทั้งด้านลบ (ถ้ามี) และด้านประโยชน์ในการช่วยลด

ปริมาณคาร์บอนเพื่อให้บรรลุเป้าหมายของการลดก๊าซเรือนกระจก รวมถึงของเสียที่อาจจะต้องมีการกำจัด (ถ้ามี) ของเทคโนโลยีนั้น ๆ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ควรจัดเก็บ

4) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับวัตถุดิบที่ต้องใช้ในการพัฒนาการผลิตจากเทคโนโลยีนั้น ๆ จะจัดหามาได้จากที่ใด จะขนส่งมาด้วยวิธีใด วัตถุดิบจัดหาได้โดยทั่วไปหรือมีการผูกขาดและประเทศไทยสามารถจัดหาวัตถุดิบดังกล่าวภายในประเทศได้หรือไม่ หรือต้องมีการนำเข้าจากที่ใด

ซึ่งข้อมูลดังกล่าวข้างต้นมีรายละเอียดประกอบค่อนข้างมาก ซึ่งในทางปฏิบัติข้อมูลบางอย่างอาจไม่เป็นที่เปิดเผย แต่อย่างน้อยควรจะมีการเก็บข้อมูลในส่วนของข้อ 1) และข้อ 2) ซึ่งถือเป็นข้อมูลหลักที่ควรจะต้องทราบถ้าจะมีการพิจารณานำเทคโนโลยีดังกล่าวมาใช้

6. การพัฒนาระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าจาก กฟผ. และ สำนักงาน กกพ. และการเชื่อมต่อข้อมูลที่ได้กับระบบฐานข้อมูลพลังงานประเทศไทยของ สนพ.

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการศึกษา พัฒนาและติดตั้งระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าผ่าน Application Programming Interface (API) จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และทำการเชื่อมต่อข้อมูลที่ได้กับระบบฐานข้อมูลสถิติพลังงานประเทศไทยของ สนพ. เรียบร้อยแล้วโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.1 ระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าผ่าน Application Programming Interface (API) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

แหล่งที่มาของข้อมูล

สรุปแหล่งที่มาของข้อมูลทั้งหมดจะมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งดำเนินการรวบรวม จัดเก็บและจัดทำเป็นข้อมูลในรูปแบบ API JSON แล้วดำเนินการจัดส่งให้ สนพ. เพื่อดำเนินการบันทึกเข้าสู่ระบบฐานข้อมูลสถิติพลังงานประเทศไทยในระบบฐานข้อมูลไฟฟ้า

รายการข้อมูลด้านไฟฟ้าที่ทำการเชื่อมต่อ จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1. ข้อมูลโรงไฟฟ้า
2. ข้อมูลการผลิตและซื้อไฟฟ้า
3. ข้อมูลการจำหน่ายและส่งออกไฟฟ้า
4. ข้อมูลปริมาณน้ำใช้งานได้และปริมาณน้ำในอ่างน้ำของเขื่อนต่างๆ ณ วันสิ้นเดือน
5. ข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้าแยกแหล่งที่มาของพลังงานที่ใช้ในการผลิต
6. ข้อมูลสรุปปริมาณการใช้พลังงาน ในการผลิตไฟฟ้า
7. ข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าแยกโรงไฟฟ้า
8. ข้อมูลกำลังผลิตตามสัญญาของ กฟผ.

ทางที่ปรึกษาได้คัดเลือกข้อมูลที่มีความจำเป็นเพื่อใช้ในการดำเนินงาน โดยใช้ข้อมูลที่กล่าวมาจัดเก็บในระบบฐานข้อมูล Raw Data ที่ได้จากการเชื่อมต่อ โดยจัดเก็บในรูปแบบ Text File และ Database แล้วดำเนินการประมวลผลข้อมูลที่คัดสรรแล้วส่งให้ระบบฐานข้อมูลสถิติพลังงานประเทศไทย ในส่วนของฐานข้อมูลสถิติไฟฟ้า

การดำเนินการในการจัดทำด้านข้อมูล

จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลในส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจาก กฟผ. มาจัดเก็บใน EPPORAW Database

จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลในส่วนส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจาก กฟผ. และประมวลผลมาจัดเก็บใน EPPOENGDB Database

จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลในส่วนของการจับคู่รหัสเชื่อมโยงข้อมูลจาก กฟผ. และรหัสข้อมูลของฐานข้อมูลสถิติพลังงานของ สนพ. ที่จัดเก็บใน EPPOENGDB Database

การดำเนินการในการจัดทำด้านโปรแกรม

โปรแกรมส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจาก กฟผ. มาจัดเก็บใน EPPORAW Database

ดำเนินการจัดเก็บข้อมูลที่เชื่อมต่อในรูปแบบ Raw Data File ใน API Get Server ของ สนพ. ที่จัดเตรียมไว้ โดยแบ่งหมวดหมู่การจัดเก็บตามประเภทข้อมูล และปีของข้อมูล แล้วนำข้อมูลดังกล่าว Transfer ข้อมูลดังกล่าวจัดเก็บให้พร้อมใช้งานใน API Raw Data Database Server แล้วจึงประมวลผลข้อมูล เพื่อนำเข้าระบบฐานข้อมูลสถิติพลังงานประเทศไทย เพื่อพร้อมใช้ในการวิเคราะห์และออกรายงานที่เกี่ยวข้องต่อไป ซึ่งมีการจัดทำโปรแกรมเป็น 2 โหมดในการทำงานคือ

1. ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Automatic โดยจัดทำ Schedule การทำงานทุกวันที่ 25 ของทุกเดือน
2. ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Manual โดยระบบจะเชื่อมโยงข้อมูลย้อนหลังตามความต้องการเพื่อปรับปรุงข้อมูลทันสมัย ซึ่งได้จัดทำโปรแกรมเป็น 2 แบบเพื่อเลือกระยะเวลาในการทำงาน ดังนี้
   - ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Manual แบบเลือกระยะเวลาเป็นรายเดือน
   - ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Manual แบบเลือกระยะเวลาเป็นช่วงเดือน/ปี

โปรแกรมส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจาก กฟผ. มาจัดเก็บในสถิติพลังงานประเทศไทย (EPPOENGDB) มีการจัดทำกลุ่มโปรแกรมประกอบด้วย

- โปรแกรมระบบนำเข้าและแปลงข้อมูลจากข้อมูลที่ได้จาก EGAT API เข้าระบบสถิติพลังงาน
- โปรแกรมระบบจัดการข้อมูลในฐานข้อมูลที่จัดเก็บ (Data Entry System) ซึ่งจะมีโปรแกรมระบบย่อย ในการทำงานประกอบด้วย ระบบค้นหาข้อมูล,ระบบเพิ่มข้อมูล,ระบบแก้ไขข้อมูลและลบข้อมูล,รายงานตรวจสอบข้อมูลที่จัดเก็บ

6.2 ระบบเชื่อมโยงข้อมูลด้านไฟฟ้าผ่าน Application Programming Interface (API) จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)

แหล่งที่มาของข้อมูล

สรุปแหล่งที่มาของข้อมูลทั้งหมดจะมาจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการ ซึ่งดำเนินการรวบรวม จัดเก็บและจัดทำเป็นข้อมูลในรูปแบบ API JSON แล้วดำเนินการจัดส่งให้ สนพ. เพื่อดำเนินการบันทึกเข้าสู่ระบบฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง โดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง

รายการข้อมูลด้านไฟฟ้าที่ทำการเชื่อมต่อ จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

1. ข้อมูลกำลังการผลิตรายโรงไฟฟ้า
2. ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า IPS,SPP,VSPP รายจังหวัด

การดำเนินการในการจัดทำด้านข้อมูล

จัดทำที่จัดเก็บส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจาก สำนักงาน กกพ. มาจัดเก็บใน EPPORAW Database

จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง (IPS Data Table)

จัดทำที่จัดเก็บข้อมูล Mapping ข้อมูล API สำนักงาน กกพ. กับระบบข้อมูลสถิติ สนพ. :

จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลระบบ (System Data of IPS Data Table)

การดำเนินการในการจัดทำด้านโปรแกรม

โปรแกรมส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจากสำนักงาน กกพ. มาจัดเก็บใน EPPORAW Database

ดำเนินการจัดเก็บข้อมูลที่เชื่อมต่อในรูปแบบ Raw Data File ใน API Get Server ของ สนพ. ที่จัดเตรียมไว้ โดยแบ่งหมวดหมูการจัดเก็บตามประเภทข้อมูล และปีของข้อมูล แล้วนำข้อมูลดังกล่าว Transfer ข้อมูลดังกล่าวจัดเก็บให้พร้อมใช้งานใน API Raw Data Database Server แล้วจึงประมวลผลข้อมูล เพื่อนำเข้าระบบฐานข้อมูลสถิติพลังงานประเทศไทย เพื่อพร้อมใช้ในการวิเคราะห์และออกรายงานที่เกี่ยวข้องต่อไป ซึ่งมีการจัดทำโปรแกรมเป็น 2 โหมดในการทำงานคือ

1. ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Automatic โดยจัดทำ Schedule การทำงานทุกวันที่ 25 ของทุกเดือน
2. ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Manual โดยระบบจะเชื่อมโยงข้อมูลย้อนหลังตามความต้องการเพื่อปรับปรุงข้อมูลทันสมัย ซึ่งได้จัดทำโปรแกรมเป็น 2 แบบเพื่อเลือกระยะเวลาในการทำงาน ดังนี้
   - ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Manual แบบเลือกระยะเวลาเป็นรายเดือน
   - ระบบเชื่อมโยงข้อมูลแบบ Manual แบบเลือกระยะเวลาเป็นช่วงเดือน/ปี

โปรแกรมส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจากสำนักงาน กกพ. มาจัดเก็บในสถิติพลังงานประเทศไทย (EPPOENGDB) และ ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง มีการจัดทำกลุ่มโปรแกรมประกอบด้วย

- โปรแกรมระบบนำเข้าและแปลงข้อมูลจากข้อมูลที่ได้จาก สำนักงาน กกพ. API เข้าระบบสถิติพลังงาน
- โปรแกรมระบบจัดการข้อมูลในฐานข้อมูลที่จัดเก็บ (Data Entry System) ซึ่งจะมีโปรแกรมระบบย่อย ในการทำงานประกอบด้วย ระบบค้นหาข้อมูล,ระบบเพิ่มข้อมูล,ระบบแก้ไขข้อมูลและลบข้อมูล,รายงานตรวจสอบข้อมูลที่จัดเก็บ

7. การพัฒนา/ปรับปรุงฐานข้อมูลด้านไฟฟ้าของ สนพ. ตามแนวคิด (Concept) ที่ได้จากผลการศึกษาในรูป Web Base Application

บริษัท เบอร์รา ดำเนินการพัฒนา/ปรับปรุงฐานข้อมูลด้านไฟฟ้าของ สนพ. ตามแนวคิด (Concept) ที่ได้จากผลการศึกษา ในรูปแบบ Web Base Application พร้อมทั้งติดตั้งระบบฐานข้อมูลให้สามารถใช้บริการบนเครือข่าย Intranet และรองรับการให้บริการเครือข่าย Internet ของ สนพ. เรียบร้อยแล้ว โดยครอบคลุมข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ ได้แก่ ตามประเภท (Sector) ตามอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff) ตามประเภทอุตสาหกรรม (TSIC) ตามภาคหรือจังหวัด (Region/Province) และอื่น ๆ ตามที่ สนพ. กำหนด

แหล่งที่มาของข้อมูล

ซึ่งจากการศึกษาได้จัดแบ่งระบบข้อมูลตามแหล่งของข้อมูล (Raw Data) ที่ได้มา โดยแบ่งระบบได้ดังต่อไปนี้

1. ข้อมูล Electricity Consumption by Province

- แหล่งข้อมูลได้รับจาก MEA
- แหล่งข้อมูลได้รับจาก PEA
- แหล่งข้อมูลได้รับจาก EGAT

2. ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (VSPP)

- แหล่งข้อมูลได้รับจาก MEA
- แหล่งข้อมูลได้รับจาก PEA

3. ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง

- แหล่งข้อมูลได้รับจากสำนักงาน กกพ. (เชื่อมโยงข้อมูลจากระบบ API)

4. ข้อมูลสถิติทางด้าน Electricity Power Capacity, Power Generation , Electricity Consumption

- แหล่งข้อมูลได้รับจาก EGAT (เชื่อมโยงข้อมูลจากระบบ API)
- แหล่งข้อมูลได้รับจาก EGAT (เป็นรูปแบบเดิมของระบบสถิติพลังประเทศไทย ของ สนพ. ณ ปัจจุบัน ในรูปแบบ Excel File)
- แหล่งข้อมูล Electricity Consumption (เป็นรูปแบบเดิมของระบบ EPPOECS ของ สนพ. ณ ปัจจุบัน ในรูปแบบ Excel File)

การดำเนินการในการจัดทำด้านข้อมูล

- จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลระบบฐานข้อมูล Electricity Consumption by Province (EPPOECP)
- จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (EPPO-VSPP2025)
- จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง (EPPO-IPS Database)
- จัดทำที่จัดเก็บข้อมูลในส่วนส่วนของการเชื่อมต่อข้อมูลจาก กฟผ. และประมวลผลมาจัดเก็บในระบบสถิติพลังงานประเทศไทย ส่วนข้อมูลด้านไฟฟ้า (EPPOENGDB Database)

การดำเนินการในการจัดทำด้านโปรแกรม

- ที่ปรึกษาจัดทำระบบให้สามารถ บันทึก/แก้ไข/ลบข้อมูล ในรูปแบบ Data Entry และกรณี Raw Data เป็นไฟล์ข้อมูล เช่น Text File และ Excel File เป็นต้น โดยระบบการบันทึกข้อมูลต้องสามารถนำเข้าไฟล์ข้อมูลแบบอัตโนมัติ (Transfer File) ตามที่ต้องการได้ โดยแบ่งระบบที่ดำเนินการพัฒนาและปรับปรุงได้ 4 ระบบคือ

1. จัดทำระบบฐานข้อมูล Electricity Consumption by Province (EPPOECP) โดยพัฒนาและปรับปรุงจากระบบจากระบบเดิมคือ Electricity Consumption by Region (EPPOECR)
2. จัดทำระบบฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (EPPO-VSPP2025) โดยพัฒนาและปรับปรุงระบบจากระบบเดิมคือ EPPO-VSPP2018
3. จัดทำระบบฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง (EPPOIPS) โดยจัดทำระบบใหม่รอทดแทนระบบเดิมคือ EPPOIPS ตามผลการดำเนินการศึกษาตาม TOR ข้อ 4.7 ระบบเชื่อมต่อข้อมูลจาก สำนักงาน กกพ.
4. จัดทำระบบฐานข้อมูลข้อมูลสถิติไฟฟ้า ที่เกี่ยวข้องกับข้อมูล Electricity Power Capacity, Power Generation , Electricity Consumption โดย จัดทำระบบใหม่รอทดแทนระบบเดิมในระบบสถิติพลังงานประเทศไทย (EPPOENGDB) ตามผลการดำเนินการศึกษาตาม TOR ข้อ 4.7 ระบบเชื่อมต่อข้อมูลจาก กฟผ.

- ที่ปรึกษาได้จัดทำระบบให้สามารถออกรายงานในรูปแบบ Excel เช่น ระบบการตรวจสอบข้อมูลเบื้องต้น (Print Check) ระบบการออกรายงานสถิติรายเดือน/รายไตรมาส/รายปี ระบบการออกรายงานเชิงวิเคราะห์ โดยมีตัวอย่างลักษณะรายงาน เช่น การผลิตไฟฟ้ารายเดือน แบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า แบ่งตามระเภทเชื้อเพลิงและการใช้ไฟฟ้า แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า แบ่งตามสาขาเศรษฐกิจ เป็นต้น โดยมีระบบรายงานที่จัดทำเป็นระบบหลักๆ ดังต่อไปนี้

1. ระบบตรวจสอบการบันทึกข้อมูลเบื้องต้น Print Check Report
2. ระบบรายงานสถิติการใช้ไฟฟ้ารายจังหวัด (EPPOECP) โดยจัดทำแยกเป็นกลุ่มดังต่อไปนี้
    - Report by Sector เป็นรายงานสถิติการใช้ไฟฟ้าแบ่งตามสาขาเศรษฐกิจ
    - Report by Sector (EV) เป็นรายงานสถิติแบ่งตามสาขาเศรษฐกิจ แยก EV
    - Report by Tariff เป็นรายงานสถิติการใช้ไฟฟ้าแบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า
    - Report by Tariff + Captive Demand เป็นรายงานสถิติการใช้ไฟฟ้าแบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า และนำข้อมูลของ Captive Demand (EPPOIPS) มาแสดงร่วมด้วย
    - Report by TSIC เป็นรายงานสถิติการใช้ไฟฟ้าแบ่งตาม TSIC Code
    - Report by ISIC เป็นรายงานสถิติการใช้ไฟฟ้าแบ่งตาม ISIC Code
3. ระบบรายงานสถิติข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (EPPO-VSPP2025)
4. ระบบรายงานสถิติระบบฐานข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองโดยไม่ขายเข้าระบบของการไฟฟ้าหรือจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าตรง (EPPOIPS)
5. ระบบรายงานสถิติระบบฐานข้อมูลข้อมูลสถิติพลังงานประเทศไทย ส่วนข้อมูลสถิติไฟฟ้า
    - กลุ่มรายงาน Electricity Power Generation (included VSPP,IPS)
    - กลุ่มรายงาน Final Energy Consumption and Imported
    - กลุ่มรายงาน EPPO Catalogue Report
    - กลุ่มรายงานระบบ Energy Indicator

การพัฒนาและทดสอบแนวทางในการเผยแพร่ข้อมูลในรูปแบบที่เหมาะสมกับการนำไปใช้ในวิเคราะห์

ที่ปรึกษาดำเนินการออกแบบ พัฒนา ติดตั้งระบบและทดสอบการเผยแพร่ข้อมูลสถิติไฟฟ้าในส่วนขอข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายจังหวัด ในรูปแบบที่เหมาะสมเพื่อนำไปใช้ในวิเคราะห์ โดยผ่านระบบเชื่อมโยงในรูปแบบ Web Service โดยใช้ข้อมูลที่มีในโครงการศึกษาและจัดทำให้บริการกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือหน่วยงานอื่นๆ โดยมี Output Format เป็น JSON (JSON (JavaScript Object Notation) : เป็นรูปแบบที่ได้รับความนิยมมากขึ้นในปัจจุบัน เนื่องจากมีขนาดไฟล์ที่เล็กกว่า XML และประมวลผลได้เร็วกว่า ทำให้เหมาะสำหรับการใช้งานบนอินเทอร์เน็ตและอุปกรณ์พกพา)

8. การประชุม/หารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

8.1 การประชุม/หารือเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ทบทวนข้อมูลด้านไฟฟ้า

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดประชุม/หารือร่วมกับหน่วยงานในการวิเคราะห์ ทบทวนข้อมูลด้านไฟฟ้าเพื่อนำไปจัดทำเป็นแนวทางในการบริหารจัดการข้อมูลด้านพลังงานไฟฟ้าและพลังงานทดแทน เพื่อจัดทำสรุปแนวคิด (Concept) ของการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน และหารือเพื่อหาแนวทางในการพัฒนาข้อมูลไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมกับการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวของประเทศ ทั้งนี้ ตลอดระยะเวลาดำเนินงาน ได้ดำเนินการจัดประชุม/หารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งหน่วยงานภาครัฐ และภาคเอกชน จำนวน 17 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมประชุมทั้งสิ้น 213 คน

8.2 การฝึกอบรม แนวคิด (Concept) และ Methodology ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดฝึกอบรมให้เจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องของ สนพ. เพื่อนำเสนอแนวคิด (Concept) และ Methodology ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จำนวน 2 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมประชุมทั้งสิ้น 40 คน

8.3 การฝึกอบรมการใช้งานระบบฐานข้อมูลด้านไฟฟ้า

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดอบรมการใช้งานระบบฐานข้อมูลด้านไฟฟ้ากับเจ้าหน้าที่ สนพ. และผู้ดูแลระบบ จำนวน 3 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมประชุมทั้งสิ้น 18 คน

9 การประชุม/หารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

9.1 การประชุมนำเสนอแนวทางและความก้าวหน้าผลการดำเนินโครงการ

ที่ปรึกษา ได้ดำเนินการจัดประชุมเพื่อนำเสนอแนวทาง และความก้าวหน้าผลการดำเนินโครงการร่วมกับผู้บริหารและเจ้าหน้าที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) รวมถึงคณะกรรมการตรวจรับ ทั้งสิ้น 4 ครั้ง

9.2 การสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็น

ที่ปรึกษา ได้ดำเนินการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาโครงการศึกษาแนวทางการบริหารจัดการข้อมูลด้านไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะยาวเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 4 กันยายน พ.ศ. 2568 ณ ห้องอินฟินิตี้ 1 ชั้น G โรงแรมพูลแมน คิง เพาเวอร์ กรุงเทพฯ เวลา 09.30 น. โดยมีผู้เข้าร่วมการสัมมนาจำนวน 83 ท่านจากทั้งหน่วยงานภาครัฐ และภาคเอกชน

10. การสนับสนุนโครงการ

ที่ปรึกษา ได้จัดเจ้าหน้าที่ประจำที่ สนพ. จำนวน 1 ท่าน เป็นเวลา 6 เดือน เพื่อช่วยประสานงาน จัดทำเอกสาร จัดทำข้อมูลด้านไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง หรืองานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการ สอดคล้องกับขอบเขตของการศึกษา (TOR) ข้อ 4.12 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ประสานงานเพื่อจัดประชุม/ฝึกอบรม/สัมมนาผลการศึกษา
2) จัดทำร่างหนังสือเชิญร่วมการประชุม/ฝึกอบรม/งานสัมมนาผลการศึกษา
3) จัดทำสรุปรายงานการประชุม/ฝึกอบรม/งานสัมมนาผลการศึกษา

Executive Summary Report

The Study on the Management of Electricity Data in Thailand for Long-Term Electricity Demand Forecasting

1. Introduction

This report is the Executive Summary of the Study on the Management of Electricity Data in Thailand for Long-Term Electricity Demand Forecasting, conducted by BERA Co., Ltd. for the Energy Policy and Planning Office (EPPO). The objective of the study is to explore approaches for managing electricity and renewable energy data to support the preparation of long-term electricity demand forecasts. The study aims to ensure that forecasts reflect evolving circumstances, as well as to integrate collaboration with agencies related to electricity and renewable energy data. In the future, this will enable the development of a systematic linkage among agencies regarding the nation's electricity data.

As the primary agency responsible for formulating national energy policies and plans, the Energy Policy and Planning Office (EPPO) plays a key role in preparing Thailand's Power Development Plan (PDP). The PDP sets out strategies and determines the proportion of different types of power plants to meet national electricity demand, based on long-term electricity demand forecasts. These forecasts are developed by the Electricity Demand Forecasting Working Group, for which EPPO serves as the Secretariat. The Working Group comprises representatives from the Provincial Electricity Authority, the Metropolitan Electricity Authority, the Electricity Generating Authority of Thailand, the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), the Energy Regulatory Commission (ERC), the Office of the National Economic and Social Development Council (NESDC), energy experts, and other relevant agencies. In preparing the forecasts, various data sets are considered as key drivers to reflect future trends and directions of electricity demand.

Currently, certain data have yet to be systematically collected or consolidated, and there are no clearly agreed-upon assessment guidelines. Therefore, EPPO initiated this project to study approaches for managing national electricity data for long-term demand forecasting. The results of this study will serve as a concept for integrating electricity production and consumption data, including renewable energy generation data, into a unified framework. The study also provides recommendations for improving existing data collection practices and for developing the storage and consolidation of essential data that have not yet been systematically gathered. This will equip EPPO with reliable data for estimating electricity demand in alignment with present conditions, thereby enhancing the comprehensiveness and accuracy of electricity demand forecasts for both on-grid and off-grid systems.

Objectives of the Study According to the TOR

The objectives of this project are as follows:

1. To study approaches for managing electricity and renewable energy data to support the preparation of long-term electricity demand forecasts in alignment with changing circumstances.

2. To integrate collaboration with agencies responsible for electricity and renewable energy data so that, in the future, this can be further developed into a systematic linkage among national electricity data agencies.

2. To summarize the findings of the study, analyze, and review both existing and essential data required for electricity demand forecasting that are not yet systematically collected.

2.1 Conclusions on Approaches to Electricity Data Collection

The data related to electricity demand, as presented in Chapter 2, may be classified into datasets collected by responsible agencies. These represent the majority of the data used in developing electricity demand forecasting models and can be summarized as follows:

Data Collected by Responsible Agencies

Electricity Sales

1. Annual electricity sales units in the MEA (Metropolitan Electricity Authority) distribution area, classified by consumer type according to tariff categories and free electricity.
2. Annual electricity sales units in the PEA (Provincial Electricity Authority) distribution area and at the regional PEA level, classified by consumer type according to tariff categories and free electricity.
3. Annual electricity sales units in the MEA distribution area, classified by economic sector.
4. Annual electricity sales units in the PEA distribution area and at the regional PEA level, classified by economic sector.
5. Electricity sales units of EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand), classified by EGAT regions.
6. Electricity sales units of EGAT, classified by EGAT's customer categories: MEA, PEA, domestic direct customers, and international direct customers.

Number of Electricity Consumers

1. Number of electricity consumers in the MEA distribution area, classified by consumer type according to tariff categories.
2. Number of electricity consumers in the PEA distribution area and at the regional PEA level, classified by consumer type according to tariff categories.
3. Number of electricity consumers in the MEA distribution area, classified by consumer type according to economic sector.
4. Number of electricity consumers in the PEA distribution area and at the regional PEA level, classified by consumer type according to economic sector.

Electricity Demand

1. Peak electricity demand in the EGAT system and in Thailand, including off-grid demand outside the EGAT system.
2. Load profile by consumer type according to tariff categories and free electricity in the MEA distribution area, recorded on the peak demand day of the MEA distribution area each year.
3. Load profile by consumer type according to tariff categories and free electricity in the PEA distribution area, recorded on the peak demand day of the PEA distribution area each year.
4. Load profile of direct domestic and neighboring international customers in the EGAT system, recorded on EGAT's annual peak demand day.
5. Peak electricity demand in the MEA distribution area.
6. Peak electricity demand in the PEA distribution area, specifically for the portion purchased from EGAT.

Electricity Generation

1. Annual installed generation capacity of EGAT, classified by EGAT regions.
2. Annual total electricity generated by EGAT, classified by fuel type and EGAT regions.
3. Electricity consumed within EGAT power plants.
4. Electricity consumed for water pumping in EGAT dams, classified by EGAT regions.
5. Annual installed generation capacity of IPPs (Independent Power Producers) and SPPs (Small Power Producers) with PPA contracts, classified by fuel type and EGAT regions.
6. Annual generation capacity of IPPs and SPPs under PPA contracts, classified by fuel type and EGAT regions.

7. Annual electricity generated by IPPs and SPPs under PPA contracts, classified by fuel type and EGAT regions.
8. Electricity consumed within IPP and SPP power plants with PPA contracts.
9. Annual generation capacity of IPS (Independent Power Supply), classified by fuel type and EGAT regions.
10. Annual total electricity generated by IPS, classified by fuel type and EGAT regions.
11. Electricity consumed within IPS power plants.
12. Annual installed generation capacity and total electricity generated by VSPPs (Very Small Power Producers), classified by fuel type in the MEA distribution area (note: in 2020, there were no VSPPs in the MEA distribution area).
13. Annual generation capacity and electricity generated by VSPPs under PPA contracts, classified by fuel type in the MEA distribution area (note: in 2020, there were no VSPPs in the MEA distribution area).
14. Annual installed generation capacity and total electricity generated by VSPPs, classified by fuel type and PEA regions.
15. Annual generation capacity and electricity generated by VSPPs under PPA contracts, classified by fuel type and PEA regions.
16. Annual installed generation capacity and total electricity generated by PEA, classified by fuel type and PEA regions.
17. Transmission losses in the EGAT system.
18. Transmission losses in the MEA system.
19. Transmission losses in the PEA system, including at the regional PEA level.

End-Use Model for Residential Consumers

1. Data on the average number of electrical appliances per household, based on the *Socio-Economic Survey (SES)* and independent surveys.
2. Data on the average daily hours of appliance usage by type of appliance.
3. Annual number of residential electricity consumers using less than 150 units per month in the MEA distribution area.
4. Annual number of residential electricity consumers using 150 units per month or more in the MEA distribution area.
5. Annual number of residential electricity consumers using less than 150 units per month in the PEA distribution area.
6. Annual number of residential electricity consumers using 150 units per month or more in the PEA distribution area.

Other Data

1. GDP data at the national level and classified by MEA and PEA distribution areas.
2. GDP projection and GRP (Gross Regional Product) projection at the national level and classified by MEA and PEA distribution areas.
3. Population of Thailand in MEA and PEA distribution areas, and in the four PEA regions.
4. Population of Thailand at the EGAT regional level.
5. Population projections of Thailand classified by province, based on fertility rate assumptions.
6. Maximum temperatures in MEA and PEA distribution areas, and at the PEA regional level.
7. Maximum temperatures in EGAT regions.
8. Average monthly rainfall in the PEA distribution area and at the PEA regional level.

The linkage between EPPO's computer systems and the data-hosting agencies will ensure that EPPO's data remains synchronized with those agencies. Whenever updates are made in the databases of the data-hosting agencies, EPPO's database will automatically be updated accordingly.

2.2 Summary of Approaches and Recommendations for Collecting Data Not Yet Recorded or Incompletely Collected

Data Not Yet Collected

1. Electricity Data of IPPs, SPPs, VSPPs, and IPS Producing for Self-Consumption and Direct Sales to Customers, and Electricity Supplied by VSPPs to the PEA System

Currently, there is no collection of electricity data from IPPs, SPPs, VSPPs, and IPS that generate electricity for their own use or for direct sales to customers, as well as electricity supplied by VSPPs to the PEA system. Only energy data are collected. This results in the absence of actual peak electricity demand data in the PEA distribution area and nationwide (including both on-grid and off-grid demand from the three utilities), leaving only estimations available. Therefore, it is recommended that ERC issue a regulation requiring all off-grid power producers and VSPPs selling electricity to PEA to submit electricity generation data every 30 minutes to the designated agency, such as the system operator. This would be consistent with the practice of collecting half-hourly electricity generation data for plants dispatched by the system operator. Such data collection should be implemented as a short-term activity.

2. Electricity Generated from Solar Rooftops

Electricity users who install Solar Rooftops with a capacity of less than 1,000 kWp are required to:

(1) Notify or obtain permission from local authorities;

(2) Submit documents to ERC to request an "exemption" from holding an electricity business license;

(3) Submit a request for grid connection with MEA or PEA.

However, no agency is currently collecting electricity generation data from Solar Rooftops, whose output varies with weather conditions at different locations. With the increasing number of Solar Rooftop installations, it is advisable to assign MEA and PEA to collect electricity generation data from Solar Rooftops to ensure completeness of electricity demand data within their respective distribution areas, as well as to establish representative Solar Rooftop generation profiles. This should be implemented as a long-term, systematic, and continuous activity.

3. Monitoring the Number of EVs

As EVs represent a disruptive technology and are still new to Thailand, with usage behavior varying among drivers, there should be a mechanism to connect with the vehicle registration database of the Department of Land Transport. This database should provide information on EVs by vehicle type to support the development of EV electricity demand forecasts. In addition, surveys should be conducted on monthly driving distances, EV usage behavior, and charging patterns.

4. Monitoring the Development of Green Hydrogen Production

A dedicated party should monitor academic and industry literature on the development of green hydrogen production, which could provide an alternative to reliance on natural gas for electricity generation. Particular attention should be given to trends in the production costs of green hydrogen compared with natural gas equipped with CCS (Carbon Capture and Storage), for consideration in the design and adjustment of the PDP.

5. Monitoring the Development of Nuclear Fusion Energy Continuous monitoring should be carried out on the development of nuclear fusion energy, which does not generate radioactive waste as it relies on the fusion of isotopes. Key projects include: A 400 MW nuclear fusion power plant in Virginia, USA, expected to generate electricity in 2030. ITER, a 500 MW nuclear fusion power plant in southern France, the world's largest and a multinational collaboration, expected to begin generating electricity in 2039. A nuclear fusion power plant in Nottinghamshire, UK, expected to generate electricity in 2040.

3. Summary of Analysis and Development of Concept, Methodology, and Guidelines for Enhancing Electricity Production and Consumption Data in Response to Changing Circumstances

In this study, the consultant has summarized the datasets to be analyzed and developed into concepts, methodologies, and guidelines for improving electricity production and consumption data in line with changing circumstances as follows:

1) Concept, Methodology, and Guidelines for grouping industries (economic sectors) based on electricity consumption data, categorized according to the Thai Standard Industrial Classification (TSIC), along with recommendations for data improvement and development.
2) Concept and Methodology for aligning electricity consumption data classification under the Thai Industrial Standards of the three utilities with the industrial classification of the Office of the National Economic and Social Development Council (NESDC), together with data development guidelines.
3) Concept and Methodology for establishing Net Generation Requirements in various aspects, and guidelines for preparing data for electricity demand forecasting, including definitions for PDP preparation.
4) Concept and Methodology for calculating maximum electricity demand by the Energy Regulatory Commission (ERC).
5) Concept and Methodology for calculating electricity system losses.

3.1 Concept, Methodology, and Guidelines for Grouping Industries (Economic Sectors) Based on Electricity Data under TSIC, and Approaches for Data Improvement and Development

3.1.1 Industrial Classification by the Utilities and the Concept of Economic Sectoring

Thailand has long applied standard industrial classification. The Department of Labor first published the Thai Industrial Classification in 1972, which subsequently became the foundation for classification by the Metropolitan Electricity Authority (MEA), Provincial Electricity Authority (PEA), and Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). These classifications were used to group electricity consumption into economic sectors, which are highly significant for analyzing electricity usage characteristics across consumer groups and for forecasting electricity demand at the consumption level. The appropriate explanatory variable for analyzing electricity usage behavior in each economic sector is the Gross Domestic Product (GDP), which is grouped into corresponding economic sectors. However, grouping electricity consumption by sector must also consider analytical suitability and

consistency with the classifications of other agencies from which the utilities rely on data for analysis and demand forecasting.

3.1.2 Economic Sector Grouping by the Energy Policy and Planning Office (EPPO) and Proposed Improvements

1) For publication on EPPO's website, economic sectors are divided into seven categories:
   (1) Residential
   (2) Business
   (3) Industrial
   (4) Government and Non-Profit
   (5) Agriculture
   (6) Others
   (7) Free Electricity
2) For electricity demand forecasting, EPPO classifies economic sectors into five categories:
   (1) Residential
   (2) Industrial
   (3) Business
   (4) Transportation
   (5) Others

3.1.3 Recommendation to Align Economic Sector Classification with International Standards

At present, the internationally recognized framework for economic sectors is provided by the United Nations through UN Trade and Development (UN-TAD), which divides the economy into three primary sectors:

(1) Agriculture (Primary Sector)
(2) Industry (Secondary Sector)
(3) Services (Tertiary Sector)

The UN-TAD classification references the International Standard Industrial Classification of All Economic Activities (ISIC Rev. 3), which provides definitions of these sectors.

1. Agriculture (Primary Sector): includes farming, livestock breeding, fishing, and forestry.
2. Industry (Secondary Sector): includes mining, manufacturing, construction, and utilities.

3. Services (Tertiary Sector): includes wholesale/retail trade, transportation, finance, healthcare, hospitality, and information technology.

Therefore, the consultant recommends that the classification of electricity consumption by economic sector in Thailand should align with GDP classifications following international standards. This will ensure global compatibility and enable benchmarking with other countries.

3.2 Concept and Methodology for Aligning Electricity Consumption Data Classification by the Three Utilities with the Industrial Classification of the Office of the National Economic and Social Development Council (NESDC), and Guidelines for Data Development

The NESDC, as part of the Electricity Demand Forecasting Working Group, has consistently prepared Gross Domestic Product (GDP) forecasts for use in electricity demand forecasting models. These GDP figures are updated each time a new demand forecast is prepared. The NESDC provides GDP data for the Metropolitan Electricity Authority (MEA), Provincial Electricity Authority (PEA), and the national total, covering the forecasting horizon, which currently extends to 2037 (B.E. 2580). The NESDC classifies GDP into 19 production sectors, comprising one agricultural sector and 18 non-agricultural sectors, such as Mining and Quarrying, Manufacturing, Construction, and Transportation and Storage. These are aggregated into national GDP totals, as well as separate totals for MEA and PEA.

Importantly, the NESDC's economic sector classification is consistent with ISIC Rev.4. Therefore, the consultant has studied ways to link Thailand's electricity consumption classification based on TSIC 1972 (which references ISIC Rev.2) with the NESDC's economic sector classification (based on ISIC Rev.4). This alignment would enable the use of sectoral GDP data from NESDC as a variable in forecasting future electricity demand.

3.2.1 Summary of Recommendations for Revising and Improving TSIC and Economic Sector Data Affecting Electricity Demand Forecasting

The consultant proposes the following improvements to the utilities' use of TSIC data:

Short-Term Measures

In the preparatory stage, joint meetings should be held between EPPO and relevant agencies, particularly the three utilities, to review the concept of updating economic sectors from TSIC in line with the UN-TAD economic sector classification.

- The three utilities will need to continue using the TSIC 1972 codes (based on ISIC Rev.2) despite their obsolescence. Updating to the TSIC 2009 system (based on ISIC Rev.4) is

highly challenging due to the very large number of electricity users and the high implementation costs.

- For new demand categories, special TSIC codes should be introduced to capture specific emerging technologies, such as HST, BTS/MRT, EVs, and Data Centers. This would allow more accurate identification of electricity usage in these disruptive technology segments, ensuring continuity and usability of the data.
- Within PEA's service area, around 12% of customers still lack 5-digit TSIC codes (though all have 2-digit codes). Currently, tariff-based share allocations are used to estimate their sectoral classification. The consultant recommends coordinating with PEA to complete the assignment of 5-digit TSIC codes to these customers, even though the process may be time-consuming.
- Within MEA, there are residential customers (meter tariff type 10) that have been assigned TSIC codes 20, 30, or 40, which are business-related and not appropriate for residential meters. This misclassification affects electricity consumption data accuracy. Therefore, cooperation with MEA is recommended to correct the TSIC codes of these customers to match their actual meter type.

Long-Term Measures

Once data readiness improves, EPPO should consider revising the electricity demand forecasting model to support consumption-level forecasts based on economic sector classifications aligned with UN standards.

- Regarding the alignment of TSIC data with NESDC's sectoral GDP and GRP (Gross Regional Product), the consultant recommends that future demand forecasting models incorporate sectoral GDP and GRP as variables in sector-level consumption forecasts. Once TSIC revisions are implemented by the utilities, electricity demand could be forecast using methods such as energy intensity by sector or econometric approaches to establish relationships between electricity consumption and GDP/GRP by sector. This would provide a clearer explanation of consumption behavior across different economic sectors, especially for analyzing the emergence of new demand categories and incorporating energy conservation measures into demand forecasts.

3.3 Concept and Methodology for Establishing the Net Generation Requirement of the Three Electricity Authorities and of the Country, and Guidelines for Data Preparation for Electricity Demand Forecasting, along with Definitions for Preparing the PDP

Process of Electricity Demand Forecasting, Required Data, Definitions, and Calculation of the Net Generation Requirement of the Three Electricity Authorities and the Country according to the PDP Preparation Process using the NIDA Model

The NIDA Model has been used for long-term electricity demand forecasting to prepare PDP2022 and is also being applied for PDP2024. The NIDA Program has been developed as a tool for generating forecasts, where users only need to input data as specified in the program, without having to rerun the NIDA Model. The inputs are divided into two categories: Energy Demand Forecast and Peak Demand Forecast, as follows:

Energy Demand Forecast

Step 1 Forecasting electricity consumption (Energy Demand Forecast) at the customer level, This step involves forecasting electricity consumption in terms of kilowatt-hours (kWh) by different customer categories, as recorded monthly by electricity meters. This is considered "customer-level" or "consumption-level" forecasting, following a bottom-up approach. The forecast at this level represents the "Business as Usual" (BAU) scenario.

Step 2 Forecasting EGAT Net Generation Requirement for electricity demand of EGAT and the Three Electricity Authorities This step consists of demand forecasting at three levels—Distribution, Transmission, and Generation—under the BAU scenario:

- Distribution Level: Defined as the net electricity demand of MEA and PEA supplied from EGAT's system. This includes distribution losses and power purchases from VSPPs.
- Transmission Level: Defined as the electricity generation required from EGAT, including electricity purchases by MEA and PEA from EGAT, EGAT's direct customers, plus transmission system losses and EGAT's own use (e.g., in pumped-storage hydropower plants, Mae Moh lignite mine operations, etc.).
- Net Generation Level: Defined as the total electricity generation EGAT must produce to meet electricity demand from its own system and from the three electricity authorities (EGAT, MEA, and PEA).

Step 3 – Forecasting the national electricity demand

National electricity demand is defined as the electricity demand of the three electricity authorities in Step 2, plus captive demand outside the three authorities' system. This captive demand consists of three components: IPS, SPP (Direct), and VSPP (Direct).

Step 4 – Base Case Forecast

The Base Case represents the electricity demand expected to occur under assumptions of disruptive demand factors and energy efficiency (EE) measures.

Peak Demand Forecast

Forecasting peak electricity demand for MEA and PEA follows the same steps as the Energy Demand Forecast. Peak values are forecasted at the consumption level (Step 1). The NIDA Model provides two methods for calculating peak demand:

(1) Econometric method

(2) Load Profile method

Step 2 – Forecasting EGAT Net Generation Requirement (Peak Demand) for EGAT's system

This step follows the same process as energy demand forecasting, covering peak demand forecasting at the Distribution, Transmission, and Generation levels.

Step 3 – Forecasting national peak electricity demand

This step involves assessing peak demand from outside EGAT's system, namely from IPS, SPP Direct, and VSPP Direct, by estimating the generation profile of non-EGAT power producers.

3.4 Summary of Approaches and Recommendations for Improving Data for Establishing the Net Generation Requirement of the Three Electricity Authorities and the Country

For recommendations on improving data for the Net Generation Requirement in terms of energy, the missing component is peak data for VSPPs and VSPPs (Direct). This information must be derived from an assessment of the Generation Profile, which has been evaluated by ERC based on statistical samples of VSPPs equipped with meters. However, the current method has limitations:

- It does not reflect the actual profile by fuel type.
- It does not capture the true peak value, as it relies on an average annual profile rather than the actual monthly peak, and is based on past representative years rather than the current year.

Similarly, the Plant Factor (PF) is calculated as an average value.

When assessing EGAT's peak demand, monthly energy data from VSPPs are used, disaggregated by fuel type and region for the months of March, April, and May, to calculate the coincident peak by comparing with average patterns. Consequently, the VSPP peak demand obtained does not reflect the true peak. Recommendations for improvement:

- Short-term: ERC should issue regulations requiring all VSPPs to submit generation data every 30 minutes to their respective purchasing utility. The responsible utility should then coordinate with ERC to continuously provide this data.
- Long-term: Develop 8,760-hour profiles (hourly for a year), disaggregated by fuel type and region, which can be used to calculate monthly and seasonal patterns. These profiles would support coincident peak calculations for both VSPPs selling to the system and VSPPs outside the system.

In addition, regarding captive demand, the consultant recommends that forecasting for this component be improved with greater clarity. The methodology should align with national electricity demand forecasting, which includes both demand from the three electricity authorities' system and from captive demand at the consumption level, while also considering factors influencing future captive demand. Such factors may include users requiring secure electricity supply or green electricity. For IPS, government policies promoting various types of independent power producers should also be incorporated into the forecasting framework.

3.5 Concept, Methodology, and Recommendations for Improving the Calculation of Losses in the Power System

In calculating EGAT's generation requirement, system losses must be added to the electricity demand of MEA and PEA. This means that more electricity needs to be generated than the actual end-use demand, as part of the electricity produced is lost in the system and not consumed by end users. In practice, system losses occur in two parts:

1) Transmission Losses: These are losses in EGAT's high-voltage transmission system, covering electricity flow from generation plants through the high-voltage transmission network to EGAT's substations, including step-down transformers.
2) Distribution Losses: These are losses in MEA's and PEA's distribution networks, from substations receiving power from EGAT through the low-voltage distribution system to end-users. This includes low-voltage distribution lines and step-down transformers.

Losses can be classified into two categories:

1) Technical Losses: Losses inherent to the technical operation of the power system.
2) Non-Technical Losses: Losses related to operational issues and external factors.

Loss values used in electricity demand forecasting

The loss values applied in forecasting are provided by the three electricity authorities. These are based on each authority's statistical loss calculations. However, the basis of these calculations is not clearly documented. Nevertheless, these values are used in forecasting as "standard values," treated as fixed constants for long-term forecasts. The current standard values are:

- EGAT: 1.65%
- MEA: 3.6%
- PEA: 5.4%

In principle, loss values should vary over time, as Thailand's power system is continually evolving with investments to improve the transmission and distribution networks, which should reduce losses. In practice, the actual loss values of the three authorities in 2023 were lower than the "standard" loss values.

Therefore, the consultant recommends continuous monitoring of actual loss values, along with studying their sources and trends, in order to project future loss values more accurately instead of relying on fixed constants as in the past.

3.5.1 Summary of Recommendations for Improving Loss Data

- **Short-term:** Each of the three electricity authorities should analyze the details of their loss values, including historical and current data, as well as future trends, and present this information to the Electricity Demand Forecasting Working Group.
- **Long-term:** The consideration of loss values for future demand forecasting should not be based on fixed averages from the past. Instead, there should be clear criteria and methodologies for forecasting loss values that reflect influencing factors (both upward and downward). Each authority should present its expected loss values for its service areas to the Working Group before they are used in forecasting.

4. Study, Analysis, and Recommendations on Approaches for Collecting and Storing Electricity Data, Including the Development of Profiles for Use in Electricity Demand Forecasting

This section presents the study results and analysis, together with recommendations on approaches for collecting and storing electricity-related data that are not currently available, in order to accommodate future developments. The focus is on captive demand (IPS), electric vehicles (EVs), and the Energy Efficiency Plan (EEP). These data are intended to support the preparation of long-term electricity demand forecasts and to inform national

energy policy recommendations. In addition, methodologies for developing user profiles to be incorporated into electricity demand forecasting are outlined. The details are as follows:

4.1 Framework for Energy and Peak Demand Forecasting

Under the current power system structure, data pertaining to Independent Power Supply (IPS), Electric Vehicles (EVs), and the Energy Efficiency Plan (EEP) are considered at the consumer level, together with the electricity demand of users under the Business-as-Usual (BAU) energy demand forecast. These data are incorporated into the preparation of electricity and power demand forecasts for Thailand's power system.

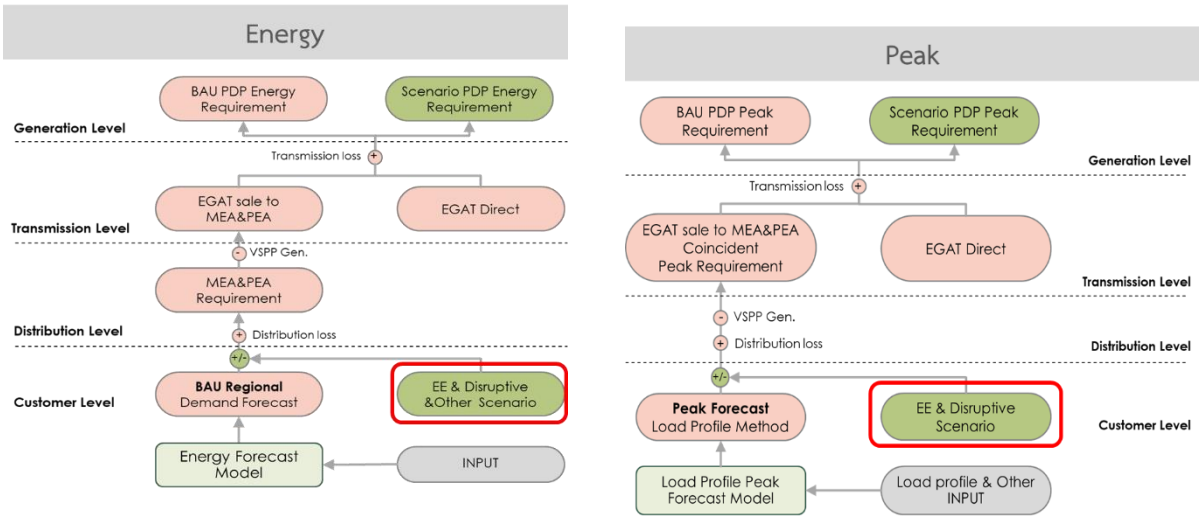


Figure 4.1-1 Framework for energy and peak demand forecasting

4.2 Compilation and Systematization of Data Sources

4.2.1 Independence Power Supply (IPS)

The national electricity demand forecast is based on data from both on-grid electricity consumption (System Demand) and off-grid electricity consumption (Captive Demand). The baseline forecast is first prepared under the Business-as-Usual (System Demand BAU) scenario and subsequently adjusted to account for assumptions regarding electricity savings under the Energy Efficiency Plan (EEP), electricity generation from behind-the-meter photovoltaic systems (BTMPV), the growth of electric vehicles (EVs), and electricity consumption driven by various government policies.

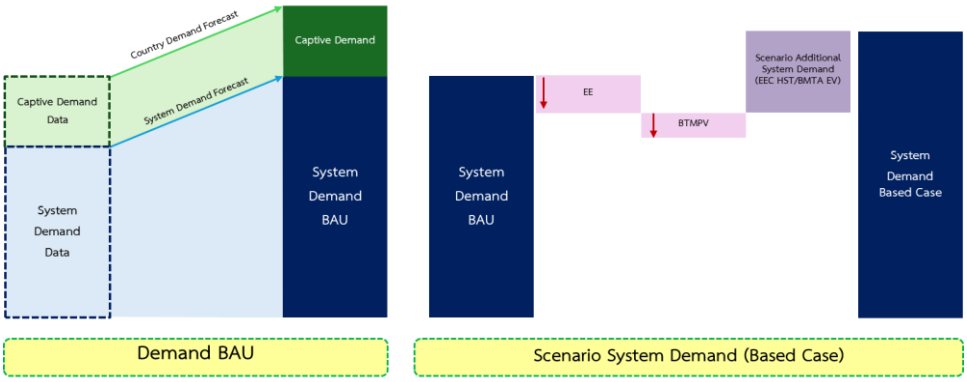


Figure 4.2-1
Approaches for demand forecasting at grid system and national levels

However, captive generation (which may be considered as Captive demand), which is typically assessed from the Independent Power Supply (IPS) database based on electricity generation license applications, may need to be aligned with both on-grid system and captive demand categories as discussed above. Therefore, it is recommended that the data be classified into two groups, as follows:

- Captive generation refers to Independent Power Supply (IPS) in which electricity is generated for self-consumption or directly sale to end-users. It also includes small power producers (SPP) and very small power producers (VSPP) with surplus generation capacity beyond their contracted amounts (SPP & VSPP Direct).
- Electricity generation from grid-connected self-generators, which is primarily met through solar rooftop technology or behind-the-meter photovoltaic systems (BTMPV).

The approach of energy and power demand forecasts for captive generation necessitates three essential datasets, as follows :

1) Capacity can be collected from two sources: (1) Data from the Energy Regulatory Commission (ERC): Information is acquired through an API link to the ERC's electricity generation license database and (2) Data from the Draft PDP 2024: This source provides information on SPPs and VSPPs that hold power purchase agreements (PPA) with the three national electricity authorities.

2) Energy is currently acquired through an API link to the Power Development Fund database, which is also maintained by ERC office. The database was last updated in December 2024.

3) Profile can be obtained from the Load Forecast Study Project, for which licensed operators submitted electricity business operation reports for the year 2019.

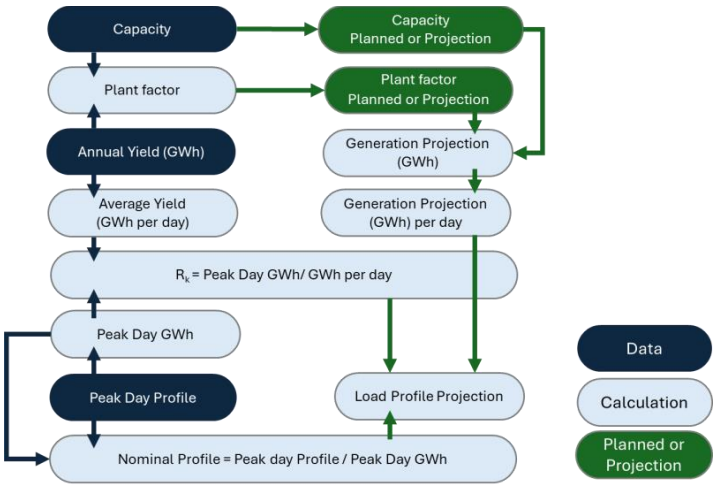


Figure 4.2-2

Procedures for Preparing Energy and Power Forecasts for Captive Generation

4.2.2 Electric Vehicles (EVs)

The approach of energy and power demand forecasts for Electric Vehicles necessitates three essential datasets, as follows :

1) Electric vehicle stock data Statistics on the number of new registered vehicles obtained from the Department of Land Transport

2) Electricity consumption data no specific measurement scheme is in place; therefore, data are derived from the electricity demand forecasting model under the Load Forecast Project.

3) Hourly charging profiles Developed using a Monte Carlo–based simulation method, taking into account the usage behavior of electric vehicles.

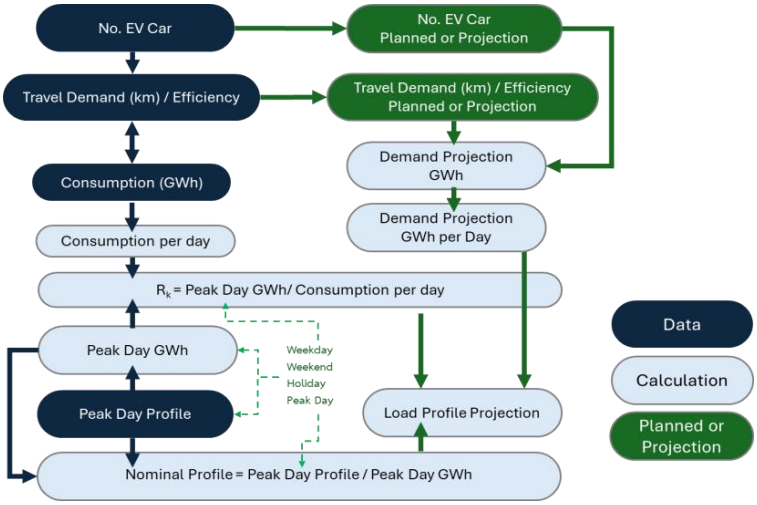


Figure 4.2-2

Procedures for Preparing Energy and Power Forecasts for EV

4.2.3 Energy Efficiency Plan (EEP)

The evaluation of energy efficiency (EE) for PDP is based on the difference between the Business-as-Usual (BAU) energy demand forecast and energy consumption level of EE targeted at 100% and 70% confidence levels. For peak electricity demand assessment, the Load Profile method is applied. The data required for evaluating the Energy Efficiency Plan (EEP) can be summarized as follows:

1) Actual electricity consumption data - Derived from the energy balance reports of the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) and electricity sales reports of the Electricity Authority.

2) Electricity demand forecast data - Obtained from DEDE's Business-as-Usual forecast (based on EEP) and Energy Forecasts produced by the demand forecasting models at national and utility level.

3) Measure base Performance results - Annual energy savings achieved, allocation ratios for different measures, and EE targets in the electricity sector.

4) Energy Intensity base performance result - Expressed in terms of energy intensity in the electricity sector.

5) Hourly energy efficiency profiles (EE Profile) - Defined by the Forecasting Subcommittee, which adopts a constant energy-saving pattern with Rk = 1.

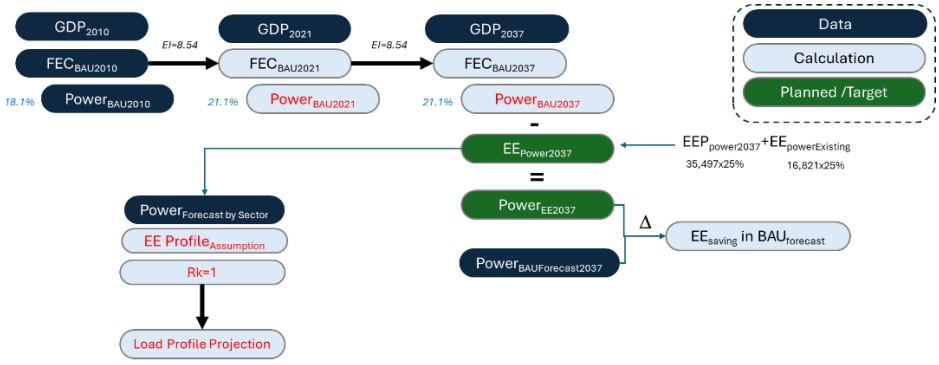


Figure 4.2-3

Procedures for Preparing Energy and Power Forecasts for EEP

4.3 A Feasibility Study on Alternative Approaches to Data Collection

In this section, alternative approaches to data collection, other than direct data gathering from primary sources, are presented. These approaches are categorized into two groups: (1) alternative data collection methods for distributed energy resources, and (2) alternative data collection methods for energy conservation plans. The details are as follows.

4.3.1 Alternative approaches to data collection for distributed energy resources (DER)

1) Approaches to Regulatory Improvement

Given the current and future trends of the energy transition—towards decentralization, greater reliance on renewable electricity generation and consumption, the electrification of energy use (e.g., electric vehicles (EVs)), along with the adoption of digitalization and automation technologies in energy system management—both opportunities and risks will inevitably arise for the national power grid. The establishment of standards and regulations through Grid Codes will therefore serve as a critical tool and mechanism to ensure that the power system can adapt to such transformations with stability and security. This is evident from the current initiatives of electricity distribution utilities, which have already begun to adjust and prepare for the increasing integration of distributed energy resources (DER) into the distribution network.

In addition, relevant standards pertaining to Behind-the-Meter Photovoltaics (BTM PV) and EVs, currently adopted both internationally and in Thailand, have been compiled. These include IEEE 1547-2018, IEEE 2030.5 (Smart Energy Profile 2.0 – SEP 2.0), OCPP, ISO 15118, and IEC 61850. These standards will support further analysis and provide guidance for data collection and storage of electricity-related information in the relevant areas.

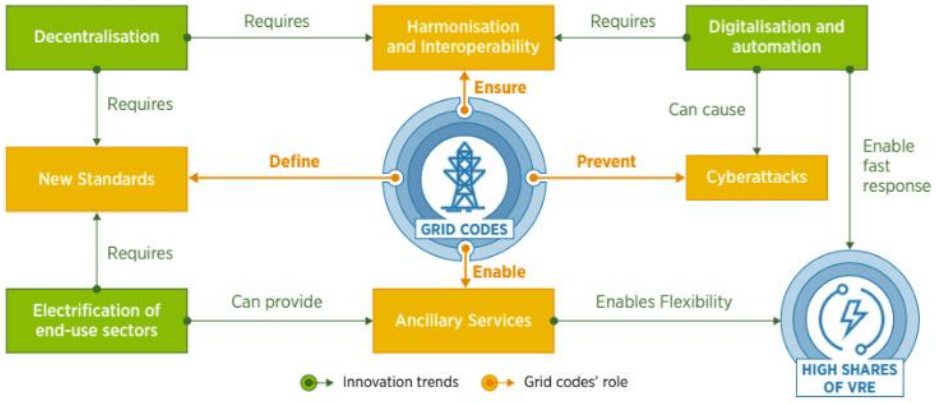


Figure 4.3-1

Direction of grid codes development to accommodate modern technologies

2) Direct consumer survey under the Load Research project

The adoption of BTMPV and EVs has impacted the electricity consumption patterns collected under the Load Research project. If the existing survey process on electricity usage, currently carried out by the distribution utilities, can be improved, it would enable the collection of data on the adoption of BTMPV and EVs without requiring significant additional investment. This is because the distribution utilities can connect to consumer data via a platform under the data-sharing rights granted directly by consumers. The data can be categorized into three groups as follows:

- BTMPV – The survey may divide electricity users into users with BTMPV installations and without, while also examining overall self-consumption patterns.
- Low priority EV – This group exhibits an increase in electricity consumption. Accordingly, utilities will have access to actual data that can be used to evaluate the nominal load profile
- Other EV – These users are not directly recorded but are aggregated within behind-meter electricity consumption. The survey may classify them into users with EVs and without EVs, while further distinguishing electricity consumption that occurs in households from that at charging stations.

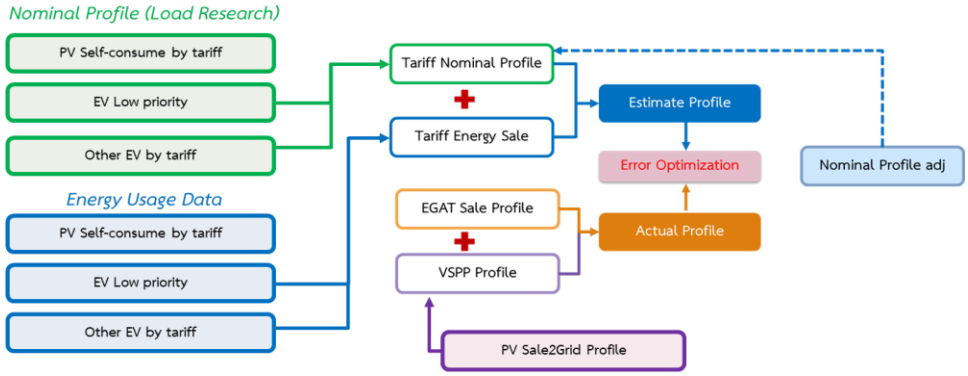


Figure 4.3-2

Process to improve load profiles data under the Load Research Project

3) Data Exchange with Private Sector

The data collection from behind-the-meter solar photovoltaic systems, charging stations, and EV energy consumption remains largely dependent on government agencies. Data exchange with private sector operators—who collect customer information through energy management systems—could help mitigate this limitation. Private sector operators can be categorized into four groups, as follows:

- Behind the meter photovoltaic (BTMPV)
- Charge Point Operator (CPO) for EV charging station
- Residential wall box charging
- EV manufacturer/distributors

4.3.2 Alternative approaches to data collection for Energy Efficiency Plan (EEP)

1) Monitoring EI trends in the electricity sector, both overall and by economic sector

According to the draft EEP 2024, measures related to the electricity sector are defined across four key economic sectors: industry, commerce, residential, and agriculture. Monitoring energy consumption and energy intensity (EI) in these sectors may be achieved directly through data on electricity use by tariff

2) Surveying energy efficiency and equipment consumption profile

The draft EEP 2024 sets targets for reducing electricity consumption through both mandatory and voluntary program. Most of these measures emphasize improving the energy efficiency of equipment. Therefore, if energy consumption by individual equipment types can be surveyed and estimated using statistical principles, the reliability of current electricity demand forecasts could be further enhanced.

4.4 Plan for Data Integration Approaches and Collaboration

This section presents the plan for consultations aimed at developing approaches and fostering collaboration on data integration among relevant agencies, such as the ERC, the 3 utilities, DEDE, and private sector. The objective is to establish possible methods for electricity data collection that can accommodate future changes. The outcomes of these consultations, together with an analysis of key challenges and obstacles, are summarized in Section 4.5.

4.5 Analysis of Challenges and Obstacles in Developing Data Collection Approaches

This section presents the findings from discussions with relevant agencies and an analysis of the challenges encountered in developing data collection methodologies. The key details are summarized in ***Table 4.5-1.***

Table 4.5-1
Summary of Challenges and Obstacles in Developing Data Collection Approaches

Issue	Challenges and Obstacles
Improvement of Grid Connection Regulations	<u>Improvement of the Grid Code to Accommodate Data Consent Requirements</u> - At present, the Grid Codes of both MEA and PEA do not address issues related to data-sharing consent - The issuance of new regulations related to data consent must also address the implementation and procedural requirements for existing customers. <u>Lack of Supporting Regulations for EV Users</u> - EV owners are no existing regulations mandating EV meter installed <u>Data Inconsistencies</u> - In cases ERC's exempted licensee data are inconsistent with grid connection permit data from distribution utilities data

Issue	Challenges and Obstacles
Load Research	<u>Limitations in Utilizing Load Research Data</u> - Load Research profiles have deviated from historical patterns due to the emergence of BTMPV and EVs. - It cannot yet be concluded that all households equipped with smart meters are users of BTMPV and EVs. - Any future Load Research must consider a revised methodology for defining sample groups. <u>Limitations in segregating BTMPV/EV Data</u> - The 2nd meter of PEA has been discontinues, updates to such information are no longer available - Applications for new electricity connections or meter replacements may require on-site inspections to verify BTMPV/EV usage. - An approach is currently being considered to incentivize customers to voluntarily report their BTMPV or EV usage.
Collaboration for Data Exchange with the Private Sector	<u>Personal Data Consent (PDPA) Concerns</u> - Obtaining customer consent through an official form would alleviate concerns related to data exchange, data usage, and legal compliance for government agencies, service users, and private operators alike. - Even if directly identifiable information is anonymized, individual identities may still be inferred indirectly from behavioral data. <u>Limitations in Data Management</u> - There are difficulties in cleaning user-provided information, such as addresses, which are not structured for easy separation by province or region. - The completeness of data requires careful consideration, particularly concerning BTMPV for residential users and EV travel distance data from service records. - The processing of hourly data is constrained by limitations in both human resources and time. - Current data systems are not designed to support aggregate data export. As a result, data must be extracted on a per-device, per-location, or per-customer basis and then manually processed for analysis.

Issue	Challenges and Obstacles
Others	<u>Monitoring Data Integration by ERC</u> - The license database and the power development fund database are not integrated, making further analysis impossible. However, integration between the two database is currently under development and is expected to be completed by the end of 2025. - Reports on electricity business operations used to prepare Profiles have been submitted only by major licensed operators. However, such profile data are no longer collected; only unit consumption data from the Power Development Fund are currently available. - BTMPV data, consolidated from the MEA and PEA, cannot be disaggregated by project - Electricity energy data from ERC does not include producers exempt from registration; only their capacity data is available. <u>Challenges from Discussions with DEDE</u> - No assessment of energy intensity (EI) by sector has been carried out, and no clear methodology for monitoring and evaluation is currently in place. - The classification of TSIC codes by DEDE is based on the activity with the highest energy use, which differs from the approaches of other agencies. - No Load Profile study for Energy Efficiency has been conducted. - Data collection during the Energy Audit process faces challenges in fully capturing renewable energy data. Consequently, the addition of more detailed profile data collection may not be feasible at this time.

4.6 Gap Analysis of Current Data Collection and Recommendations for Future Development

This section summarizes the strategies and recommendations to close the gaps in electricity data collection, ensuring that future data management can accommodate evolving circumstances in various dimensions. The details are presented in ***Table 4.6-1.***

Table 4.6-1

Gap analysis and Recommendations

Independent Power Supply		
Dataset	**Gap analysis**	**Recommendations**
Capacity	- It is not possible to distinguish between SPPs that sell electricity solely to the grid and those that sell both to the grid and directly to customers. - The growth of IPS cannot be analyzed, as the license issuance start-date data have not yet been linked to the EPPO.	- Develop a formal mechanism for data improvement between EPPO and the ERC. - Promote the integration of the licensee database with the power development fund database. - Encourage the utilization of operational reporting data that have profile - Advocate for regulatory revisions to mandate reporting of off-grid electricity consumption data.
Energy	- The correlation between energy and capacity data cannot be analyzed.	
Profile	- No reports on Profile data or updates of representative data are available.	
Behind the meter PV		
Dataset	**Gap analysis**	**Recommendations**
Capacity	- Some producers may not have submitted exemption notifications.	- Promote on-site inspections in cases of new meter requests or replacements, along with measures to incentivize users to submit exemption notifications. - Develop reporting guidelines and establish access rights for data submission by exempted groups. - Revise the power purchase regulations for the Solar PV for Households Program to require additional data reporting. - Strengthen collaboration on data integration with private sector entities that collect information through cloud platforms.
Energy	- No reporting data on electricity generation or self-consumption are available, as applicants for exemption are not required to submit such reports. - Data from the Solar PV for Households Program cover only the amount of electricity sold to the grid.	
Profile	- No Profile data are reported, as there is no requirement for data submission.	

Electric Vehicles		
Dataset	**Gap analysis**	**Recommendations**
EV stocks	- lack of assessment of registered vehicle data, particularly with regard to categorization by age, vehicle type, and fuel type. Furthermore, there is no evaluation of the EV retention rate.	- Collect and coordinate data compilation in collaboration with the Department of Land Transport. - Establish a clear cycle for updating travel survey data. - Develop collaborative mechanisms for data integration with electric vehicle (EV) distributors. - Improve energy consumption data based on actual database records. - Collect EV charging data from real charging sources through Charge Point Operators (CPOs) and EVSE providers, as well as from the 2nd meter data
Travel Distance	- No data are collected on travel data,.	
Energy Consumption	- The representative data used may not reflect actual conditions, as they are based on assumptions derived from foreign sources. - The representative data used may also fail to capture energy consumption behaviors specific to Thailand, even when drawing on specifications published by EV manufacturers.	
Charging Data	- EV charging behavior remains unknown and is still treated as an assumption.	
Energy Efficiency Plan		
Dataset	**Gap analysis**	**Recommendations**
Assessment of EEP Performance by Energy Sector Consistent with Actual Energy Use	- In the disaggregated energy sectors, the plan does not set explicit targets in terms of Energy Intensity (EI), unlike the overall framework.	- Conduct consultations to finalize BAU assumptions for the electricity sector. - Adjust the EEP sector performance database to ensure consistency with actual data. - Prepare projections that take into account disruptive technologies. - Apply electricity-sector EI as the method for evaluating EEP performance. - Improve and expand surveys/studies for developing Profiles, such as refining Rk/Pattern assumptions and analyzing electricity consumption by individual equipment.
Profile	- There is no suitable Profile model, as the draft PDP 2024 prescribes a constant pattern throughout the year.	

4.7 Approaches for Developing Load Profiles for Electricity Demand Forecasting

Improving Profiles requires three key components: Energy consumption data, hourly patterns (Nominal Profile), and the correlation factor between electricity consumption on the consideration day and the average electricity demand (R_k), as illustrated in ***Figure 4.7-1.***

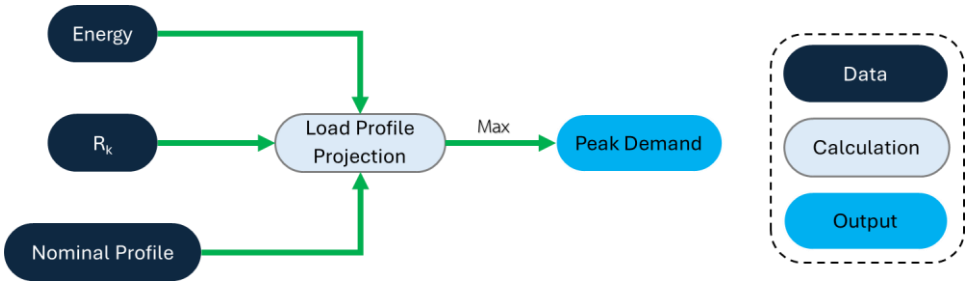


Figure 4.7-1
Approaches for developing profiles for electricity demand forecasting

The data required for improvements that can be collected in the short term through initial collaboration are presented in ***Table 4.7-1.***

Table 4.7-1
Summary of Collectible Data and Short-Term Approaches for Data Improvement

Group	Energy	R_k	Nominal Pattern
IPS	- Database from ERC including both license data and Power Development Fund data. - Hourly electricity generation data of licensed power plants from ERC which were used in preparing the draft PDP 2024 for the years 2016 to 2020. - Data from off-grid power producers collected under the Load Forecast Project.		
BTMPV	- Database from ERC including both license data and Power Development Fund data. - Hourly electricity generation data of licensed power plants from ERC which were used in preparing the draft PDP 2024 for the years 2016 to 2020.		
EV	- Number of charger by type, as reported by the EVAT. - sales units of charging stations operated by the MEA and PEA. - Energy efficiency data from second-meter records of the PEA. - Number of EVs from the DLT.	- Assumption Rk = 1	- Hourly charging profiles from private sectors related to Charge Point Operators (CPOs), Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE), and residential wallbox units.
EEP	- Improve Existing Energy Efficiency	- Adjust the Rk according to electricity demand.	- Adjust the Nominal Profile according to electricity demand.

4.8 Recommendations and Actions for improving IPS, BTMPV, EV and EEP profiles based on Draft PDP2024

4.8.1 Independence Power supply

1) Nominal Profile

Consider utilizing direct customer sales and internal usage hourly data from power plants used in preparing the draft PDP2024, based on information provided by the ERC Office, covering 4 main fuel types: natural gas, coal, biomass, and waste heat. For natural gas power plants, the Nominal Profile from the Load Forecast project will be adopted as a representative, since it accounts for a larger share of electricity generation.

2) Energy

Based on electricity data linked through the Power Development Fund database via ERC API, the total electricity generated from the 4 main fuels amounts to 36,119 GWh. When combined with the necessary assumptions for forecasting off-grid electricity demand under the Load Forecast Project, the electricity generation of existing Independent Power Supply (IPS) systems is designated as the representative dataset, fixed at a level of 36,000 GWh.

3) R_k

For the evaluation of the R_k value, electricity data linked through the Power Development Fund database via the ERC API, updated as of December 2024, are used. The assessment considers the proportion of monthly electricity consumption relative to the annual average, with separate evaluations conducted for 4 fuel types.

Based on the refined hourly energy consumption patterns, energy data, and the R_k values, an sample profile for electricity generation for both direct sales and internal consumption can be estimated, as shown in ***Figure 4.8-1.***

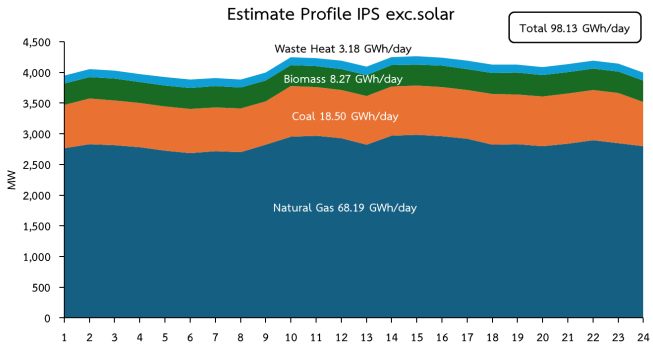


Figure 4.8-1

Sample profile for electricity generation both direct sales and internal use

4.8.2 Behind the meter Photovoltaic (BTMPV)

1) Nominal Profile

Consider utilizing direct customer sales and internal usage hourly data from power plants used in preparing the draft PDP2024, based on information from the ERC Office. The dataset covers only power generation systems with an installed capacity greater than 1 MW, and will be used to develop hourly Nominal Profiles for each month.

2) Energy

Based on the installed capacity data linked to the licensee database via the ERC Office API, as of February 2025 the installed capacity amounted to 4,033 MW. The Plant Factor was considered using sample power plant data from the ERC Office applied in preparing the draft PDP2024. From this, the Plant Factor for direct customer sales and internal usage was estimated at approximately 12% on average. Consequently, the solar systems categorized as IPS are expected to produce about 4,291.44 GWh per year.

3) R_k

Using electricity data linked through the Power Development Fund database via the ERC API, updated as of December 2024, to assess monthly R_k trends may not fully reflect seasonal or monthly factors. This is because the increasing trend of installed capacity can directly influence the rise in electricity generation. Therefore, the R_k value is evaluated instead from representative power plant data used in the preparation of the draft PDP 2024, with a weighted average calculated based on monthly electricity generation.

Based on the refined hourly energy consumption patterns, energy data, and R_k values, an sample profile of solar power generation can be evaluated, as shown in ***Figure 4.8-2.***

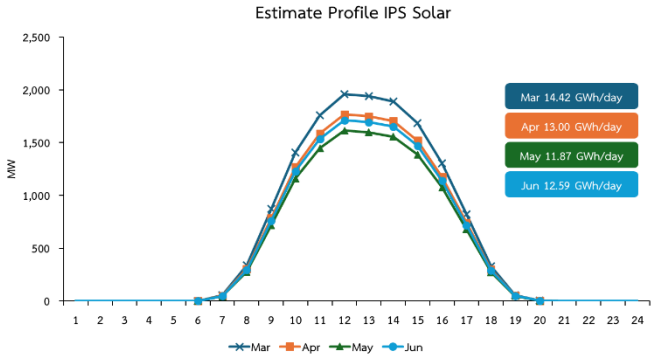


Figure 4.8-2
sample profile of solar power generation

4.8.3 Electric Vehicles (EVs)

1) Nominal Profile

Based on hourly charging profile data obtained from private sector covering EV charging stations, commercial facilities, and residential households, the nominal profile can be calculated by dividing the hourly charging data by the total energy consumed.

2) Energy for charging

For EV charging at Public EV stations and commercial area, the maximum energy share between DC chargers and AC chargers is calculated based on the number of charger compiled by EVAT. This is then applied to electricity sales data from EV charging stations provided by the MEA and PEA. From this calculation, the estimated monthly electricity consumption is approximately 38.36 GWh for DC chargers and 4.26 GWh for AC chargers.

For residential EV charging, the calculation is based on the number of new registered passenger cars (PC) accumulated between 2020 and June 2025, totaling 215,584 vehicles, together with specific energy consumption (SEC) derived from 2nd meter records of the PEA, which is 3,967 kWh per vehicle per year. From these data, the estimated monthly electricity consumption for residential EV charging is approximately 71.27 GWh.

3) R_k

For the R_k values of EV charging at stations, commercial area and residential , the original assumption of R_k = 1 continues to be applied. This is due to data limitations, as the information provided by private sector does not cover all 12 months and therefore cannot be reliably used to estimate R_k. Moreover, if electricity sales data from EV charging stations were used, the resulting R_k values could be distorted by the growth in charging activity.

Based on the refined hourly consumption patterns, energy data, and R_k values, an sample profile of EV charging can be evaluated, as shown in ***Figure 4.8–3.***

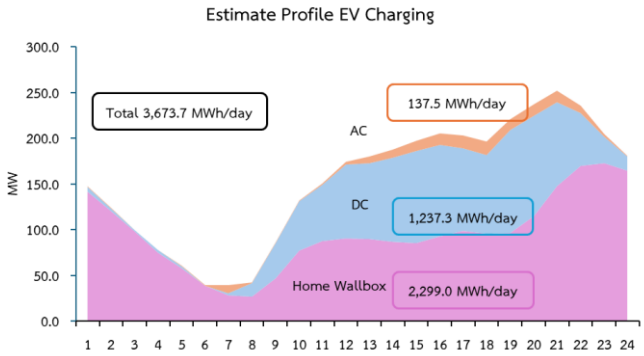


Figure 4.8–3
sample profile of EV charging

4.8.4 Energy Efficiency Plan (EEP)

The evaluation of the energy reduction profile has been presented in alignment with electricity demand levels during different time periods. Two additional approaches for evaluating profiles will be introduced, beyond the existing methods (1) Daily Flat Profile: a fixed daily reduction profile, adjusted proportionally to the percentage of electricity consumption and (2) BAU Profile: a reduction profile dependent on electricity demand during each time period. The improvements can be summarized as shown in ***Table 4.8-1.***

Table 4.8 – 1
Summary of Adjustments to Energy Efficiency Plan Profiles

Approach	Energy Saving	Nominal Profile	R_k
Flat (Traditional)	Energy reduction achieved following improvements to EE Existing Measures	Constant	1
Daily Flat		Constant	Varies Daily
BAU Profile		Shape according to the Load Profile	Varies Daily

1) Nominal Profile

In the BAU Profile approach, the pattern of energy reduction varies according to the hourly load profile. The nominal profile is evaluated by dividing the daily load profile by the total daily energy consumption. For the Daily Flat approach, the pattern follows the traditional flat approach, where the hourly energy reduction remains constant throughout the day. The hourly reduction profiles are illustrated in ***Figure 4.8–4.***

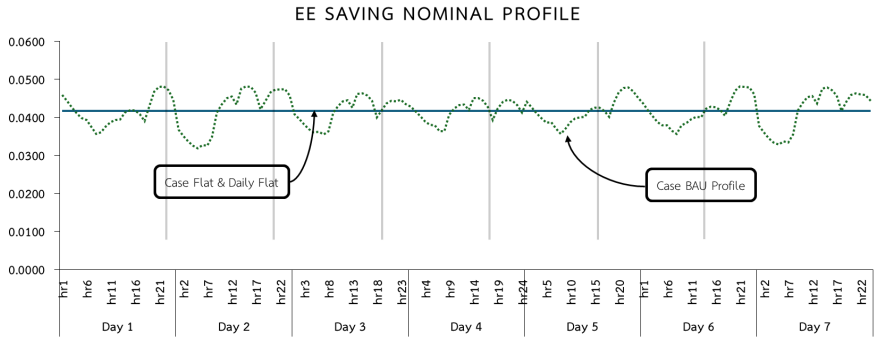


Figure 4.8–4
A comparison of hourly reduction profiles across three approach

2) Energy Saving

Following the revision by DEDE in 2021 to align electricity-sector energy conservation results with actual data, the projected electricity savings were adjusted. To achieve the energy conservation targets under the Energy Efficiency Plan (EEP), electricity demand reduction at the

100% confidence level changed to 6,252 ktoe (72,708 GWh), while at the 70% confidence level it changed to 3,623 ktoe (42,141 GWh). These results are illustrated in ***Figure 4.8-5.***

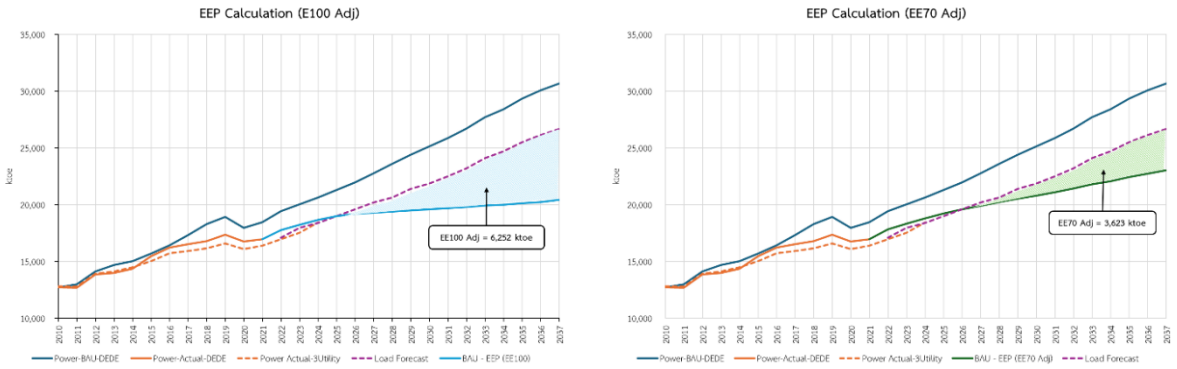


Figure 4.8-5

Electricity demand reduction required to align with the targets of the Energy Efficiency Plan (EEP) at the 100% and 70% confidence levels

3) R_k

For both the Daily Flat and BAU Profile approach, the R_k value is calculated on a daily basis by determining the proportion of total daily energy relative to the average daily energy throughout the year. In contrast, the traditional approach assigns a fixed R_k value of 1. A comparison of R_k evaluations across all three approach is illustrated in ***Figure 4.8-6.***

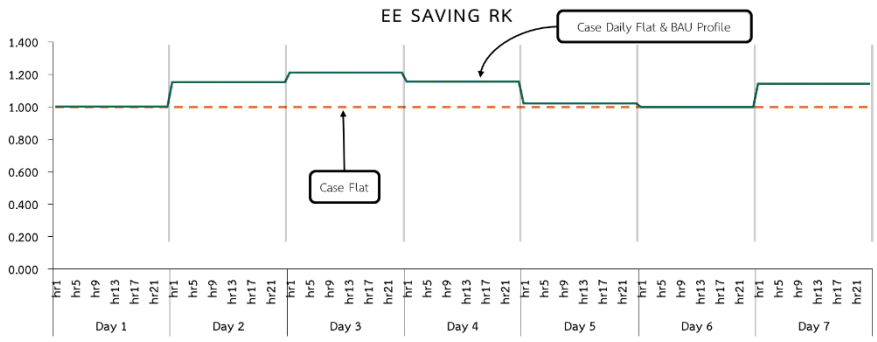


Figure 4.8 – 6

A comparison of R_k evaluations across three approach

Based on the refined nominal profiles of energy reduction, adjusted energy reduction data, and R_k values, an sample profile of the Energy Efficiency Plan (EEP) can be evaluated, as shown in ***Figure 4.8-7.***

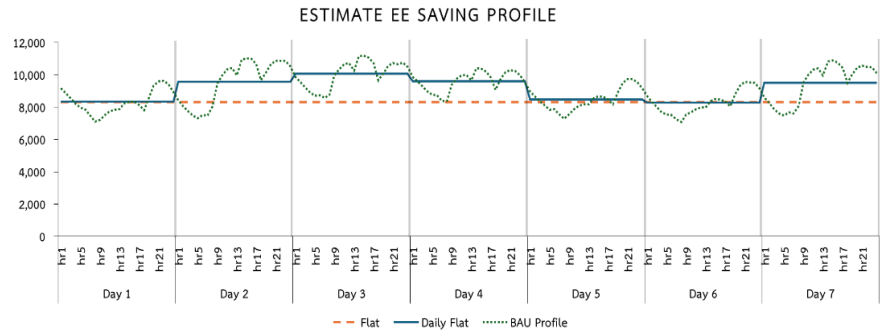


Figure 4.8-7
sample profile of the Energy Efficiency Plan (EEP)

5. Summary of Study and Analysis of Electricity Production and Consumption Technologies Affecting National Electricity Demand Forecasting

5.1 Demand-Side Technologies in the Short Term

At present, the Ministry of Energy has implemented various plans and measures to improve electricity efficiency in both the short and long term. These measures incorporate new technologies supported and promoted by the government. Examples include the Smart Grid Program, which encompasses numerous sub-projects led by public agencies. Short-term demand-side technologies include:

- Smart Grid technologies, comprising multiple sub-technologies such as Demand Response, Microgrid, Prosumer, Energy Storage Systems (ESS), Floating Solar, and others.
- Demand Response (DR).
- Data Centers to support emerging technologies such as AI, IoT, and Big Data.
- Disruptive Technologies such as EVs, High-Speed Rail, and MRT systems.

Smart Grid Development Roadmap

Short-term projects (2017–2021):

Focused on readiness preparation, with EPPO implementing the Smart Grid Roadmap (2017–2021) covering 5 core technologies under the Smart Grid Master Plan, organized into 3 main pillars.

Medium-term projects (2022–2031):

Years 1–5: Preparations and development of necessary infrastructure, with pilot projects for commercial-scale management of Distributed Energy Resources (DER), to accommodate new technology trends impacting power system operations.

Years 6–10: Expansion of infrastructure and full-scale commercial DER management to address significant impacts of emerging technologies on power system management.

EPPO revised the medium-term framework by expanding from 3 to 5 pillars, along with an operational support plan.

Demand Response (DR)

EPPO has developed a permanent DR plan aimed at replacing the need for new power plants and enhancing system flexibility—moving beyond the conventional objective of reducing peak load only. The plan sets a target to reduce demand by 1,000 MW by 2037, approved by the Energy Policy and Planning Committee (EPPC) on January 6, 2022.

Data Centers

The rise of AI, IoT, and Big Data technologies has accelerated data generation, requiring Data Centers to manage massive, rapidly growing datasets. Data Centers have become the "brain and nervous system" of businesses, critical for operations and decision-making at all levels, with growing importance in the future. Accordingly, data storage capacity must expand in line with data volume growth.

In Thailand, the demand for new Data Centers is expected to grow significantly, driven by the global expansion of cloud computing and AI adoption. In addition to local technology firms expanding capacity, several global technology giants are also considering investment in Thailand.

Key reasons include:

- High reliability of Thailand's electricity supply, with stable power systems covering the entire country.
- Abundant renewable energy potential, especially solar, to meet demand for "green electricity." This is further supported by government policies such as Direct PPA, which allow private firms to purchase electricity directly from independent power producers.

5.2 Supply-Side Technologies in the Short Term

For short-term electricity production technologies (1–5 years), interviews were conducted with EGAT and the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE). It was concluded that short-term generation technologies remain consistent with the draft Power Development Plan (PDP) 2024 (not yet approved by EPPC and subject to revision). The draft PDP emphasizes increasing renewable energy and reducing fossil fuel dependency to achieve carbon neutrality by 2050, with a target of limiting CO_2 emissions from the power sector to 84.2 million tons by 2030 (aligned with NDC 30%). It also allocates generation capacity for the growth of prosumers.

Planned short-term clean energy additions (2021–2030): Solar power: 19.6% of new capacity. Imported electricity: 14.7%. Other renewables (biomass, biogas, municipal waste): combined share of ~10%.

Remaining capacity will be supplied by fossil-based generation, including a new 1,400 MW combined-cycle power plant. By the end of the short-term period, the renewable energy share is projected to increase from 28% in 2017 to 33% in 2030, while fossil fuel's share will decline from 72% in 2023 to 66.5% in 2030.

5.3 Electricity Production and Consumption Technologies in the Long Term

In the long term (10–20 years), EPPO anticipates that electricity technologies—both for supply and demand—will include those still in research and development (R&D) phases and not yet deployed commercially (grid-connected/commercial operation). These emerging technologies, however, show strong potential for future adoption.

Small Modular Reactors (SMRs)

SMRs are a new form of nuclear power technology, based on nuclear fission reactors using uranium-235 enriched to ~5% or higher. Energy is produced via a neutron chain reaction. SMRs are modular in design, built in factories, and assembled on-site, reducing construction time and costs.

Interviews with EGAT revealed their interest in adopting SMRs for future power generation. Preliminary PDP planning includes two SMR units of 300 MW each (600 MW total), scheduled toward the later years of the plan.

Thorium Nuclear Reactor – Advanced Nuclear Technology

Amid renewed global interest in nuclear power, following the policy of several European countries to phase out nuclear plants, Thorium reactors have emerged as an attractive alternative to uranium-fueled reactors. Advantages of Thorium include: Producing significantly less radioactive waste with a much shorter half-life. No by-products suitable for nuclear weapons, eliminating major security concerns. Considered a green energy source, emitting no carbon dioxide, making it suitable for climate change mitigation. Abundant global reserves of Thorium.

In Thailand, this technology is not yet planned for deployment. Current development focuses on Small Modular Reactors (SMRs), expected toward the later stages of the PDP, with preparation taking several years. Nevertheless, ongoing monitoring of Thorium reactor R&D is recommended.

Nuclear Fusion Power

Nuclear Fusion is a future electricity generation method under active R&D in the U.S., Europe, China, and other countries. The concept involves fusing light atomic nuclei (e.g., Deuterium and Tritium) to produce heavier nuclei and release large amounts of energy, with helium as a byproduct.

Significant private investment is driving commercialization. For example, the Commonwealth Fusion System (CFS) announced plans in December 2024 to build the world's first commercial fusion power plant in Virginia, USA, using Tokamak technology with a 400 MW capacity. International collaboration also exists under the ITER project, involving 30 countries including Thailand, aiming to build the largest Tokamak in the world.

Thailand is participating by sending personnel for training and technology development and has received Tokamak equipment from China's ASIPP. Future plans include acquiring a high-tech superconducting Tokamak similar to ITER's design, though commercial deployment is expected in 20–30 years.

Energy Storage Systems (ESS)

ESS technologies are rapidly developing to store excess energy, especially from intermittent renewables, for use during peak demand. In Thailand, three main types are relevant:

1) **Battery Energy Storage Systems (BESS)**

a. Lithium-ion Battery: is currently the most widely used energy storage technology compared to other alternatives. They have extensive applications in daily life, ranging from serving as power sources for mobile phones and notebook computers to functioning as the primary batteries for electric vehicles commonly used by people in many countries. In addition, lithium–ion batteries are also utilized as large-scale backup energy storage systems for electricity generation in several countries.

b. Solid-state Battery: At present, solid-state battery technology has made significant advancements. The advantages of solid-state batteries include:

- Enhanced safety
- Higher heat resistance compared to lithium-ion batteries
- Energy storage capacity more than twice that of lithium-ion batteries
- Faster charging capability than lithium-ion batteries

However, since solid-state batteries are still in the development stage, certain issues remain to be addressed before they can be fully commercialized.

c. Other Types of Batteries: At present, efforts have been made to develop various new types of batteries as alternatives to lithium-ion batteries, such as:

- Sodium-ion Batteries (SIB)
- Blade Batteries

d. Flow Battery: With the increasing development of renewable energy sources such as solar and wind power—which are abundant but generate electricity intermittently—it has become necessary to develop batteries with high energy storage capacity to store electricity for use during periods when solar and wind power cannot produce electricity. One of the promising technologies under development, apart from lithium-ion batteries, is the flow battery.

Flow batteries are relatively heavy, making them suitable for use as Battery Energy Storage Systems (BESS) in solar farms or wind farms located in remote areas. They are considered highly safe, as they do not pose fire risks like lithium-ion batteries. Additionally, they offer a long lifespan of over 20 years and can endure more than 20,000 charge cycles.

However, flow battery technology is still in the development stage and continues to face certain technical challenges that must be resolved before it can be commercialized.

2) Pumped-Storage Hydropower

Thailand has long utilized pumped-storage for energy storage (e.g., Lam Takhong Dam) and will continue expanding this technology.

3) Hydrogen

Hydrogen can serve as an alternative energy storage medium and is being developed alongside renewable energy in several countries. In Thailand, however, there are currently no plans to develop hydrogen as a standalone energy storage system. Instead, hydrogen will be blended with natural gas to be used as fuel in power plants, with the primary goal of reducing carbon dioxide emissions and achieving environmental targets, rather than acting as an energy storage solution.

According to the draft 2024 Power Development Plan (PDP), hydrogen will be blended at a 5% ratio with natural gas used for electricity generation. In the industrial sector, there are plans for grey hydrogen production, which involves producing hydrogen via steam methane reforming and capturing the carbon dioxide generated during production using Carbon Capture and Storage (CCS) technology. CO_2 will be transported through pipelines and stored in depleted petroleum wells.

5.4 Summary of Approaches and Recommendations on Technology

In the short term

The recommendation for short-term technology is to monitor the development of various technologies under the Ministry of Energy's plans, including Smartgrid, Load Response (DR), and Disruptive Demand factors. All of these projects already have clearly defined goals and timeframes, so the task is to track and study whether these projects are being implemented according to the targets. The results should be reported to the working committee to be used in considering the electricity demand forecast, allowing the Electricity Authority and relevant agencies to be informed and to use this information to adjust forecasts in their respective areas. For example:

- **DR Project**: The project aims to reduce electricity consumption by 1,000 MW by 2580 BE. The progress and outcomes of the project should be monitored and the results used to inform electricity demand forecasts adjusted for DR.
- **ESS Projects**: According to the draft PDP2024, the goal is to install up to 6,300 MW of ESS by 2580 BE. Other projects, such as pump storage, should also be monitored to track progress and achievements to be used in considering future power generation forecasts.
- **RE Forecast Projects**: Projects that have already started should be considered for reporting forecasting results (which can be done daily) to the working committee periodically. This will help identify patterns of electricity generation from renewable sources by season and production profile, which is useful for electricity production forecasting, particularly from solar energy, and to better estimate electricity production from self-generation or prosumers.
- **Microgrid Projects**: Pilot projects should report their results to the electricity forecasting working committee periodically. The achievements should indicate how the projects contribute to improving energy supply and usage efficiency and reducing system losses. This information is valuable for forecasting and preparing the PDP.

In the long term

In the long term, there may be many technologies that are still under development. The approach for studying these technologies is similar to the short-term approach: the progress of these technologies should be tracked, literature reviewed, and reports submitted to the working committee periodically, especially for technologies expected to be applied in Thailand, such as:

- Certain types of Battery Storage

- Small Modular Reactors (SMR)
- Hydrogen

These are technologies already mentioned in the PDP, so their development progress should be reported regularly to the working committee. Technologies not yet mentioned in the PDP but which may have potential for development in the country, such as Fusion Energy or other possible future technologies, should also be tracked and reported. Once the technology's progress is clear, such as when a commercial start date is determined, it should be monitored accordingly. The task of tracking this information or literature should be undertaken by EPPO (Energy Policy and Planning Office) or consultants assigned by EPPO.

Information that should be tracked for technology progress

Demand-side information

For demand-side data, the following should be tracked and recorded:

1) **Demand Response (DR)**
   - The number of voluntary participants in the program and their business types.
   - The expected reduction in electricity usage during critical peak periods, separated by MEA (Metropolitan Electricity Authority) and PEA (Provincial Electricity Authority), and whether it meets the targets.
   - Future plans by the Electricity Authority to accelerate the DR program and the expected year of achievement.
2) **Energy Management System (EMS) Projects**, especially energy conservation
   - Whether energy conservation, especially electricity, meets the planned targets. If not, identify problems and obstacles.
   - Approaches for improving energy conservation measures and how these measures contribute to achieving energy conservation targets.
   - Monitoring technological improvements and the efficiency of electrical appliances that may reduce electricity consumption in the future, to incorporate these changes into short- and long-term electricity demand forecasting.
   - How adjustments or changes in GDP forecasts affect energy conservation targets and how this will be used in electricity demand forecasting.

3) **Disruptive Demand Projects**, especially EVs
   - Monitor progress of different types of EVs entering the system, separated by type, and whether targets are being met.
   - Track progress in collecting data on EV usage patterns, particularly charging patterns over time and electricity consumption, including changes in vehicle efficiency (specific energy consumption, travel distance) for use in short- and long-term demand forecasts up to the end of the forecast plan.
   - Monitor changes in electricity usage patterns due to other technologies affecting consumer electricity behavior, such as solar rooftop installations, which may impact consumer load profiles. Currently, this area is under-studied because it requires investment in appropriate meters to study load profiles for different consumer groups.

Supply-side Information

1) COD (Commercial Operation Date) Information of the Technology This refers to the period when the technology will be commercially deployed, indicating that it has completed research, experimentation, and development phases and is ready for producing electricity or energy for sale to the public in a commercial manner. It should specify the type of technology, the production location, the number of production sites, the capacity and scale of the technology, and its efficiency level.

2) Economic Feasibility Information Important information to be collected includes the economic feasibility of the technology, covering investment costs, fuel costs, operational costs, and overall cost per unit of energy produced. This also includes the electricity tariff at which the energy is sold. Such information allows comparison with the cost and energy rates of existing fuels or technologies, providing valuable data for evaluating the potential adoption of the technology.

3) Expected Benefits of the Technology Another crucial area to collect is the expected benefits of developing and using the technology. This includes, for example, the carbon emissions resulting from the technology compared to other technologies, the negative environmental impacts (if any), and the benefits in terms of carbon reduction to meet greenhouse gas reduction targets. It should also include information on any waste generated that may require disposal, if applicable.

4) Raw Material Information related to raw materials required for developing and producing the technology should include sources, transportation methods, availability

(whether generally obtainable or monopolized), and whether Thailand can source the materials domestically or needs to import them.

The information above is quite detailed. In practice, some data may not be publicly available. However, at a minimum, information under points 1) and 2) should be collected, as these are considered essential for evaluating the potential adoption of the technology.

6. Development of an Electricity Data Integration System from EGAT and ERC, and the Connection of Acquired Data with the Thailand Energy Database of EPPO

The consultants have conducted studies, developed, and implemented a data integration system through an Application Programming Interface (API) from the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) and the Energy Regulatory Commission (ERC). The acquired data has been successfully connected to the Thailand Energy Statistics Database of the Energy Policy and Planning Office (EPPO). The details are as follows:

6.1 Electricity Data Integration System via Application Programming Interface (API) from the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)

Data Sources:

All data sources are provided by EGAT, which collects, stores, and formats the data **into API JSON, and subsequently transmits it to EPPO for recording into the Thailand Energy** Statistics Database within the electricity database system.

Types of electricity data connected from EGAT include:

1. Power plant information
2. Electricity generation and purchase data
3. Electricity distribution and export data
4. Usable water volume and reservoir water levels of dams as of the end of each month
5. Electricity generation volume categorized by energy source
6. Summary of energy consumption in electricity generation
7. Energy consumption in electricity generation by individual power plants
8. Contracted generation capacity of EGAT

The consultants selected essential data required for operations. Such data was stored in a Raw Data Database obtained via the connection, archived as both text files and database entries. The refined data was then processed and delivered to the Thailand Energy Statistics Database, under the electricity statistics database.

Data Management Implementation:

Established storage for data connection from EGAT within the EPPORAW Database.

Established processed storage for data connection from EGAT within the EPPOENGDB Database.

Established a mapping storage system for linking EGAT codes with EPPO energy statistics database codes within the EPPOENGDB Database.

Program Development Implementation:

Developed a program for connecting EGAT data into the EPPORAW Database.

Data was stored as Raw Data Files within the EPPO API Get Server, organized by data type and year. These were subsequently transferred to the API Raw Data Database Server for accessibility. Thereafter, the processed data was imported into the Thailand Energy Statistics Database, making it ready for analysis and related reporting. Two operational modes were developed:

1) Automatic Data Integration System – scheduled for the 25th of each month.
2) Manual Data Integration System – enabling historical data connections upon request for data updating, available in two modes:
   - Monthly selection
   - Period-based selection (month/year)

Programs for connecting EGAT data into the Thailand Energy Statistics Database (EPPOENGDB) include:

- Import and conversion system for EGAT API data into the energy statistics system.
- Data entry management system, with subprograms such as data search, data addition, data modification, data deletion, and data verification reporting.

6.2 Electricity Data Integration System via Application Programming Interface (API) from the Energy Regulatory Commission (ERC)

Data Sources:

All data sources are provided by the ERC, which collects, stores, and formats the data into API JSON, and subsequently transmits it to EPPO for recording into the database of private power producers who generate electricity for self-use without selling to the grid or supplying directly to customers.

Types of electricity data connected from ERC include:

1. Installed capacity per power plant
2. Electricity generation and consumption by IPS, SPP, and VSPP power plants, categorized by province

Data Management Implementation:

Established storage for data connection from ERC within the EPPORAW database.
Established storage for private power producer data tables (IPS Data Table).
Established mapping storage between ERC API data and EPPO statistics system.
Established system data storage for IPS Data Table.

Program Development Implementation:

Developed a program for connecting ERC data into the EPPORAW Database.

Data was stored as Raw Data Files within the EPPO API Get Server, organized by data type and year. These were subsequently transferred to the API Raw Data Database Server for accessibility. Thereafter, the processed data was imported into the Thailand Energy Statistics Database, making it ready for analysis and related reporting. Two operational modes were developed:

1. Automatic Data Integration System – scheduled for the 25th of each month.
2. Manual Data Integration System – enabling historical data connections upon request for data updating, available in two modes:
   - Monthly selection
   - Period-based selection (month/year)

Programs for connecting ERC data into the Thailand Energy Statistics Database (EPPOENGDB), including private power producer data for self-use without grid sales or direct customer distribution, include:

- Import and conversion system for ERC API data into the energy statistics system.
- Data entry management system, with subprograms such as data search, data addition, data modification, data deletion, and data verification reporting

7. Development and Enhancement of EPPO's Electricity Database Based on the Concept Derived from the Study in the form of a Web-Based Application

BERA Co., Ltd. undertook the development and enhancement of EPPO's electricity database based on the Concept derived from the study in the form of a Web-Based Application. The database system has been successfully installed for operation within the Intranet and to support Internet services of EPPO. It covers electricity consumption data in various formats, including by sector, tariff, industrial classification (TSIC), region/province, and other categories as specified by EPPO.

Sources of Data

The study categorized the database system according to the sources of raw data obtained, as follows:

1. **Electricity Consumption by Province**
   - Data from MEA
   - Data from PEA
   - Data from EGAT
2. **Small Power Producers using Renewable Energy (VSPP)**
   - Data from MEA
   - Data from PEA
3. **Independent Power Producers for self-use without selling to utilities or direct customers**
   - Data from ERC (linked through API system)
4. **Statistical Data on Electricity Power Capacity, Power Generation, and Electricity Consumption**
   - Data from EGAT (linked through API system)

- Data from EGAT (existing format of Thailand Energy Statistics System of EPPO in Excel files)
- Electricity Consumption Data (existing EPPOECS system in Excel files)

Data Management Implementation

- Establishment of the Electricity Consumption by Province Database (EPPOECP)
- Establishment of the Renewable Small Power Producers Database (EPPO-VSPP2025)
- Establishment of the Independent Power Producers for Self-Use Database (EPPO-IPS)
- Establishment of the Electricity Statistical Database (EPPOENGDB) integrating data from EGAT into Thailand's Energy Statistics System

Software Development Implementation

- The consultant developed systems that allow data entry, editing, and deletion in a data-entry format, as well as automated import of raw data files such as text and Excel files (Transfer File). The systems developed and improved include four major databases:

1. EPPOECP – Electricity Consumption by Province (upgraded from the former EPPOECR system – Electricity Consumption by Region)
2. EPPO-VSPP2025 – Renewable Small Power Producers Database (upgraded from EPPO-VSPP2018)
3. EPPO-IPS – Independent Power Producers Database for self-use without sales to utilities or direct customers (newly developed to replace the existing EPPOIPS, according to TOR 4.7 on data linkage with ERC)
4. EPPOENGDB – Electricity Statistics Database covering Electricity Power Capacity, Power Generation, and Electricity Consumption (newly developed to replace the existing system in Thailand's Energy Statistics, with linkage to EGAT as per TOR 4.7)

- Additionally, the consultant developed reporting systems in Excel format, including preliminary data verification (Print Check), monthly/quarterly/annual statistics, and analytical reports. Examples include: Monthly electricity generation reports categorized by plant type and fuel type Electricity consumption reports categorized by user type and economic sector. The main reporting systems developed include:\

1. Print Check Report – Preliminary data verification system
2. EPPOECP Statistical Reports
   - Report by Sector (electricity consumption by economic sector)
   - Report by Sector (EV) (economic sector breakdown with EV separation)
   - Report by Tariff (electricity consumption by user category)
   - Report by Tariff + Captive Demand (including EPPOIPS data)
   - Report by TSIC Code
   - Report by ISIC Code
3. EPPO-VSPP2025 Reports – Renewable Small Power Producers statistics
4. EPPO-IPS Reports – Independent Power Producers for self-use
5. EPPOENGDB Reports – Electricity statistics as part of Thailand's Energy Statistics, covering:
   - Electricity Power Generation (including VSPP and IPS)
   - Final Energy Consumption and Imports
   - EPPO Catalogue Reports
   - Energy Indicator Reports

Development and Testing of Dissemination Approaches

The consultant designed, developed, installed, and tested dissemination systems for electricity statistics, particularly electricity consumption by province, in formats suitable for analytical use. Dissemination is enabled through Web Service connections, using study data and made available to relevant agencies such as EGAT, MEA, PEA, and others. The output format is JSON (JavaScript Object Notation), which has become increasingly popular due to its smaller file size and faster processing compared to XML, making it more suitable for use on the Internet and mobile devices.

8. Meetings and Consultations with Relevant Agencies

8.1 Meetings/Consultations for the Review of Electricity Data

The consultant organized meetings and consultations with relevant agencies to review electricity data for the purpose of developing guidelines on the management of electricity and renewable energy data. The objective was to summarize concepts regarding current electricity generation and consumption, and to discuss ways to enhance electricity data for use in long-term demand forecasting at the national level. Throughout the project, a total of 17 meetings/consultations were held with both public and private sector agencies, with 213 participants in attendance.

8.2 Training on the Concept and Methodology of Electricity Demand Forecasting

The consultant conducted two training sessions for officers of the Energy Policy and Planning Office (EPPO) to present the concept and methodology of electricity demand forecasting. A total of 40 participants attended these sessions.

8.3 Training on the Use of the Electricity Database System

The consultant organized three training sessions on the use of the electricity database system for EPPO officers and system administrators. A total of 18 participants attended these sessions.

9. Project Progress Meetings and Seminar of Study Results

9.1 Progress Meetings on Project Implementation

The consultant organized four meetings with the executives and officers of the Energy Policy and Planning Office (EPPO), as well as the project acceptance committee, to present the project approach and report on progress.

9.2 Seminar on Study Results and Stakeholder Feedback

The consultant held a seminar to present the study results of the project on electricity data management in Thailand for use in long-term demand forecasting. The seminar took place on Thursday, September 4, 2025, at 9:30 a.m. in Infinity Room 1, G Floor, Pullman King Power Hotel, Bangkok. A total of 83 participants attended, representing both public and private sector organizations.

10. Project Support

The consultant assigned one officer to be stationed at EPPO for six months to assist with coordination, documentation, and electricity data preparation, as well as other project-related tasks in line with the Terms of Reference (TOR), Section 4.12. Details include:

1) Coordinating the organization of meetings, training sessions, and seminar
2) Preparing draft invitation letters for meetings, training sessions, and seminar.
3) Preparing summary reports of meetings, training sessions, and seminars.