



การพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเพิ่มกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตามแผนพัฒนา
กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงาน แผน ก แบบ ก 2 ระดับปริญญามหาบัณฑิต

ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล

มหาวิทยาลัยศิลปากร

ปีการศึกษา 2566

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยศิลปากร

การพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเพิ่มกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตาม
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย



โดย
นางสาวธัญญารัตน์ งามจิตต์ตรง

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงาน แผน ก แบบ ก 2 ระดับปริญญามหาบัณฑิต
ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล
มหาวิทยาลัยศิลปากร
ปีการศึกษา 2566
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยศิลปากร

THAILAND ENERGY FORECASTING ON INCREASING SOLAR POWER
GENERATION BASED ON THAILAND'S POWER DEVELOPMENT PLAN



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for Master of Engineering ENERGY ENGINEERING
Department of MECHANICAL ENGINEERING
Silpakorn University
Academic Year 2023
Copyright of Silpakorn University

หัวข้อ	การพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเพิ่มกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
โดย	นางสาวธัญญารัตน์ งามจิตต์ตรง
สาขาวิชา	วิศวกรรมพลังงาน แผน ก แบบ ก 2 ระดับปริญญามหาบัณฑิต
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ประเมศร์ อารมย์ดี
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม	รองศาสตราจารย์ ดร. กษมา ศิริสมบุญ

คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยศิลปากร ได้รับพิจารณาอนุมัติให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อรุณศรี ลีจรรย์เนียร)

พิจารณาเห็นชอบโดย

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธิบดีนทร์ แสงสว่าง)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ประเมศร์ อารมย์ดี)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม
(รองศาสตราจารย์ ดร. กษมา ศิริสมบุญ)

..... ผู้ทรงคุณวุฒิภายใน
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ชัชชานนท์ โพธิคุณ)

..... ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กัมพล พรหมจรรย์ประวัตติ)

630920027 : วิศวกรรมพลังงาน แผน ก แบบ ก 2 ระดับปริญญาโทบัณฑิต

คำสำคัญ : โปรแกรม EnergyPLAN/ พลังงานหมุนเวียน/ สถานการณ์พลังงาน/ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

นางสาว ธัญญารัตน์ งามจิตต์ตรง: การพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเพิ่มกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ประเมศร์ อารมย์ดี

ตามนโยบายของรัฐบาลไทยในการผลิตไฟฟ้าเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและเพื่อให้มีไฟฟ้าเพียงพอกับความต้องการ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) จึงถูกกำหนดขึ้น โดยสอดคล้องกับแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) แผน PDP ใช้เป็นกรอบการกำกับดูแลด้านพลังงาน โดยมุ่งเน้นด้านความมั่นคงทางพลังงาน เศรษฐกิจ และสิ่งแวดล้อม สำหรับปี พ.ศ. 2561-2580 การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อพยากรณ์อุปสงค์และอุปทานพลังงานของประเทศไทย ตามแผน PDP เพื่อพิจารณาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทย และเพื่อพยากรณ์ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินรายชั่วโมง ต้นทุน และปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580 โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการจำลองสถานการณ์ ซึ่งความต้องการไฟฟ้ารวบรวมมาจากข้อมูลการใช้พลังงานของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในปี พ.ศ. 2562 เป็นการจัดหาพลังงานจากโรงไฟฟ้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน (รวมถึงโรงไฟฟ้าที่รื้อถอนและก่อสร้างใหม่ในแต่ละปี) เช่น โรงไฟฟ้าฟอสซิล (ถ่านหินและน้ำมันดิบ) และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (พลังงานน้ำ ลม แสงอาทิตย์) เป็นการผลิตตามแผน PDP ในช่วงเวลาเดียวกันของปี แบบจำลองได้รับการตรวจสอบโดยการเปรียบเทียบข้อมูลในสถานการณ์จำลองและข้อมูลตามแผน PDP ซึ่งแบบจำลองมีความแม่นยำมากกว่า 98% การศึกษานี้ได้กำหนดสถานการณ์ที่แตกต่างกันในสามสถานการณ์ ได้แก่ สถานการณ์แบบเป็นไปตามปกติ (BAU) และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จะสร้างขึ้นใหม่ ผลการจำลองพบว่า ความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้นจาก 223.36 TWh/year ในปี พ.ศ. 2565 เป็น 342.51 TWh/ year ในปี พ.ศ. 2580 อย่างไรก็ตาม ในช่วงที่มีความต้องการสูงสุดนั้นยังมีความมั่นคงทางพลังงานมากกว่า 15% ซึ่งในปี พ.ศ. 2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าอีก 2 สถานการณ์ โดยมีค่าลดลง 71,177,000 ตัน และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมหลังหักรายได้จากการทำสัญญาซื้อขายเครดิตอยู่ที่ 13,275.3 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยมีต้นทุนลดลง 1,287.5 ล้านบาท



630920027 : Major ENERGY ENGINEERING

Keyword : EnergyPLAN/ Renewable energy/ Energy scenarios/ Power Development Plan

MISS Thanyarat NGAMJITTRONG : Thailand Energy Forecasting on Increasing Solar Power Generation Based on Thailand's Power Development Plan Thesis advisor : Assistant Professor Dr. Poramet Arromdee

According to the Thai government policies of electricity for maintaining power system security and to provide adequate and reliable electricity, the Thailand's Power Development Plan (PDP) was formulated in line with the Energy Efficiency Plan (EEP) and the Alternative Energy Development Plan (AEDP). The PDP was used as an energy regulatory framework, which mainly focused on Energy Security, Economy, and Environment from year 2018 to 2037. The purpose of this study is to predict the energy demand and supply of Thailand based on the PDP plan for considering the energy security of this country from year 2022 to year 2037. The EnergyPLAN software was used in order to simulate the obtained data to observe the critical excess electricity production on an hourly basis, cost and carbon dioxide emission. The energy demand was gathered from the energy usage data from MEA and PEA in the year 2019. The energy supply from currently used powerplants (including demolished and new construct powerplants of each year) such as fossil powerplants (coals and crude oils) and renewable energy powerplants (hydro, wind, solar) was input followed the PDP plan within the same period of years. The model has been verified by comparing the simulation data with the data obtained, which the model has accuracy over 98%. this study establishes the renewable transition pathways in an energy system including the power sector and evaluates the feasibility of different renewable technologies in the three scenarios, which are: (i) BAU (business as usual) scenario, (ii) 5% PV increase scenario and (iii) 10% PV increase scenario. The simulation results showed that the energy demand increased from 223.36 TWh/year in 2022 to 342.51 TWh/year in 2037. However, at the highest demand hour, the energy security can be maintained, which the critical excess

electricity production was found to be exceeds 15%. the 10% PV increase scenario has lower CO₂ emissions than the other two scenarios. In 2037, the CO₂ emissions which is reduced by 71,177,000 tons. and the 5% PV increase scenario has a total cost after deducting income from Carbon credit contracting is at 13,275.3 million baht, which is lower than the BAU scenario, with costs reduced by 1,287.5 million baht.



กิตติกรรมประกาศ

ผู้เขียนขอขอบคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ปรมะศรี อารมย์ดี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร. กษมา ศิริสมบุญ อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธิบดินทร์ แสงสว่าง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ชัชชานนท์ โพธิคุณ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กัมพล พรหมจรรย์ประวัตินิ ที่ให้ข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อการวิจัย ขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยศิลปากร ที่เป็นสถานที่อำนวยความสะดวกในการวิจัยในครั้งนี้ และขอบคุณแม่ ครอบครัว ที่คอยผลักดันให้ความช่วยเหลือในเรื่องการศึกษา และเป็นกำลังที่สำคัญยิ่งในทุกด้าน



ธัญญารัตน์ งามจิตต์ตรง

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ฉ
กิตติกรรมประกาศ.....	ช
สารบัญ.....	ณ
สารบัญตาราง.....	ณ
สารบัญภาพ.....	ธ
บทที่ 1.....	1
ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	4
ขอบเขตของการวิจัย.....	5
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
บทที่ 2.....	6
2.1 โปรแกรม EnergyPLAN.....	6
2.1.1 หลักการทำงานของโปรแกรม.....	7
2.1.2 หัวข้อหลักที่ใช้ในโปรแกรม EnergyPLAN.....	7
2.2 ประเภทของโรงไฟฟ้า.....	8
2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ.....	8
2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน.....	9
2.2.3 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ.....	10
2.2.4 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม.....	11
2.2.5 โรงไฟฟ้าดีเซล.....	12

2.2.6 โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน.....	13
2.2.6.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	13
2.2.6.2 โรงไฟฟ้าพลังงานลม.....	14
2.2.6.3 โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก.....	15
2.2.6.4 โรงไฟฟ้าชีวมวล.....	16
2.2.6.5 โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ.....	18
2.2.6.6 โรงไฟฟ้าขยะ.....	19
2.2.6.7 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ.....	20
2.3 ประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน.....	21
2.3.1 ถ่านหิน (Coal).....	22
2.3.2 ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas).....	23
2.3.3 น้ำมัน (Petroleum Oil).....	23
2.4 ระบบการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทย.....	24
2.5 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan).....	25
2.5.1 ความสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ.....	25
2.5.2 ความแตกต่างระหว่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับเดิมและฉบับปรับปรุง.....	26
2.6 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	30
2.6.1 ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor).....	30
2.6.2 ตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor).....	30
2.6.3 ตัวประกอบสำรองไฟฟ้า (Reserve Factor).....	31
2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	31
2.7.1 งานวิจัยเกี่ยวกับหลักการดำเนินงาน และข้อมูลอินพุต-เอาต์พุต ของโปรแกรม EnergyPLAN.....	31
2.7.2 งานวิจัยเกี่ยวกับการกำหนดตัวชี้วัดในการออกแบบระบบพลังงานในอนาคต.....	32

2.7.3 งานวิจัยเกี่ยวกับการกำหนดสถานการณ์จำลองในการออกแบบระบบพลังงานในอนาคต	37
2.7.4 งานวิจัยเกี่ยวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan)	56
บทที่ 3	62
3.1 การวางแผนการดำเนินงาน	62
3.2 การรวบรวมและสรุปข้อมูลระบบพลังงาน	63
3.2.1 ข้อมูลกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้า	63
3.2.2 จัดทำข้อมูลปริมาณความต้องการทางไฟฟ้าของประเทศไทย	64
3.2.2.1 ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	64
3.2.2.2 ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	69
3.2.3 จัดทำข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน	78
3.2.3.1 ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (เขื่อน)	78
3.2.3.2 ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	81
3.2.3.3 ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานลม	83
3.3 การสร้างแบบจำลองพลังงานไฟฟ้าและการป้อนข้อมูลในโปรแกรม EnergyPLAN	84
3.4 การสร้างแบบจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	91
3.4.1 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	91
3.4.1.1 ศึกษาการประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี พ.ศ. 2565–2580	91
3.4.1.2 ศึกษาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างขึ้นใหม่–ถูกปลดในปี พ.ศ. 2565–2580	92
3.4.1.3 วิเคราะห์แบบจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	108

3.4.1.4 วิเคราะห์และสรุปผลการจำลอง	109
3.4.2 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า	109
3.4.3 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561–2580	110
3.4.4 กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทน โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	111
บทที่ 4	112
4.1 ผลการเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562.....	112
4.1.1 ผลการเปรียบเทียบค่าความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลของปี พ.ศ. 2562	112
4.1.2 ผลการเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่าง โปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562.....	113
4.1.3 ผลการเปรียบเทียบปริมาณการผลิตโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่าง	114
4.2 ข้อมูลการเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์	115
4.3 ข้อมูลค่าความต้องการไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580	116
4.3.1 ค่าความต้องการไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	116
4.3.2 สัดส่วนและกำลังการผลิตไฟฟ้าในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580	116
4.3.3 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิล จาก 3 สถานการณ์ในปี พ.ศ. 2565–2580	122
4.4 ผลการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580	125
4.4.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่ละประเภท (TWh/year).....	125
4.4.1.1 พลังงานลม	125
4.4.1.2 พลังงานน้ำ.....	126

4.4.1.3	พลังงานแสงอาทิตย์.....	127
4.4.1.4	พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	128
4.4.2	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂ emissions).....	130
4.4.3	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน (Critical excess electricity production: CEEP).....	131
4.4.3.1	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย.....	132
4.4.4	ต้นทุนไฟฟ้าแต่ละประเภท	133
4.4.4.1	พลังงานลม	133
4.4.4.2	พลังงานน้ำ.....	134
4.4.4.3	พลังงานแสงอาทิตย์.....	135
4.4.4.4	พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล	136
4.5	ผลการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทน โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565–2580.....	138
4.5.1	การผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่ละประเภท (TWh/year).....	138
4.5.1.1	พลังงานลม	138
4.5.1.2	พลังงานน้ำ.....	139
4.5.1.3	พลังงานแสงอาทิตย์.....	139
4.5.1.4	พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	140
4.5.2	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂ emissions).....	141
4.5.3	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน (Critical excess electricity production: CEEP).....	142
4.5.3.1	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย.....	143
4.5.4	ต้นทุนไฟฟ้าแต่ละประเภท	144
4.5.4.1	พลังงานลม	144
4.5.4.2	พลังงานน้ำ.....	145
4.5.4.3	พลังงานแสงอาทิตย์.....	146

4.5.4.4	พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	148
4.6	ผลการเปรียบเทียบการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก 3 สถานการณ์ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	151
4.6.1	ผลการเปรียบเทียบกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า.....	151
4.6.1.1	พลังงานแสงอาทิตย์.....	151
4.6.1.2	พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	152
4.6.2	ผลการเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์.....	154
4.6.3	ผลการเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน.....	156
4.6.4	ผลการเปรียบเทียบต้นทุน.....	162
4.6.4.1	ต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	162
4.6.4.2	ต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์.....	163
4.6.4.3	ต้นทุนรวม.....	165
4.7	การคำนวณคาร์บอนเครดิต (Carbon Credit).....	167
4.7.1	สูตรในการคำนวณคาร์บอนเครดิต.....	167
4.7.2	รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต.....	167
4.8	ตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor).....	170
บทที่ 5	173
5.1	สรุปผลการจำลอง.....	173
5.1.1	สรุปค่าความต้องการไฟฟ้า (TWh/year) ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	173
5.1.2	สรุปสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ใช้แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	173
5.1.3	สรุปผลการเปรียบเทียบการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก 3 สถานการณ์ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	173
5.1.4	คาร์บอนเครดิต.....	175
5.2	ข้อเสนอแนะ.....	175

ภาคผนวก	176
ภาคผนวก ก.....	177
ภาคผนวก ข.....	202
รายการอ้างอิง.....	205
ประวัติผู้เขียน	210



สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1[19]	27
ตารางที่ 2 การสรุปคุณสมบัติของระบบหลักและตัวชี้วัดประสิทธิภาพที่เลือกเพื่อเปรียบเทียบพลังงานที่แตกต่างกันในแต่ละสถานการณ์ของ Bozen–Bolzano ในปี 2050 [27]	38
ตารางที่ 3 อินพุตสำหรับ 3 สถานการณ์ในแบบจำลอง EnergyPLAN ของเมือง Chongming [28].	39
ตารางที่ 4 ผลการวิเคราะห์ในแต่ละสถานการณ์ของเมืองปักกิ่ง [29]	40
ตารางที่ 5 การเปรียบเทียบในแต่ละสถานการณ์ในอนาคตของเมืองปักกิ่ง เทียนจิน และเหอเป่ย์ [34]	46
ตารางที่ 6 สรุปผลลัพธ์ของทั้ง 5 สถานการณ์ในปี 2030 และระบบในปัจจุบัน ของประเทศอิหร่าน [38]	50
ตารางที่ 7 ผลลัพธ์สำหรับสถานการณ์ที่ดีที่สุดในประเทศโครเอเชีย [40]	53
ตารางที่ 8 สรุปปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าและแนวทางการปรับปรุงและบูรณาการ [43]	57
ตารางที่ 9 ข้อมูลกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้าปี 2564	63
ตารางที่ 10 กำลังการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิง และพลังงานทดแทนแต่ละประเภท	64
ตารางที่ 11 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	67
ตารางที่ 12 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	71
ตารางที่ 13 ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้าใหม่รายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ที่ได้มาจากการรวมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	73
ตารางที่ 14 ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในหน่วยเทระวัตต์ (TW)	75

ตารางที่ 15 ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าและสัดส่วนร้อยละของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ	89
ตารางที่ 16 ประมาณการกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580	92
ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกปลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565–2580	95
ตารางที่ 18 ข้อมูลการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ในแต่ละ %	108
ตารางที่ 19 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า.....	109
ตารางที่ 20 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561–2580.....	110
ตารางที่ 21 กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	111
ตารางที่ 22 ผลการเปรียบเทียบปริมาณความต้องการไฟฟ้าจากโปรแกรม EnergyPLAN กับข้อมูล จริงของปี พ.ศ. 2562	112
ตารางที่ 23 ผลการเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่าง โปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562	114
ตารางที่ 24 ตารางเปรียบเทียบปริมาณการผลิตไฟฟ้าตามประเภทโรงไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่าง ข้อมูลจริงกับผลลัพธ์จากโปรแกรม EnergyPLAN ปี พ.ศ. 2562	115
ตารางที่ 25 ค่าความต้องการไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2565–2580	116
ตารางที่ 26 การคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างเพิ่มในปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	117
ตารางที่ 27 การคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างเพิ่มในปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%.....	118
ตารางที่ 28 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้า ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้า เชื้อเพลิงฟอสซิล.....	119
ตารางที่ 29 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้า ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้า เชื้อเพลิงฟอสซิล.....	120
ตารางที่ 30 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่ม โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	120

ตารางที่ 31 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่ม โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	121
ตารางที่ 32 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย.....	122
ตารางที่ 33 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ที่เพิ่ม โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	123
ตารางที่ 34 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ที่เพิ่ม โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล.....	124
ตารางที่ 35 การผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	126
ตารางที่ 36 การผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	127
ตารางที่ 37 การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	128
ตารางที่ 38 การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิต ไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	129
ตารางที่ 39 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	130
ตารางที่ 40 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	131
ตารางที่ 41 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	132
ตารางที่ 42 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	134
ตารางที่ 43 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	135

ตารางที่ 44 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	136
ตารางที่ 45 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	137
ตารางที่ 46 การผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	138
ตารางที่ 47 การผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	139
ตารางที่ 48 การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	140
ตารางที่ 49 การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	141
ตารางที่ 50 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	142
ตารางที่ 51 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	143
ตารางที่ 52 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	144
ตารางที่ 53 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	145
ตารางที่ 54 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580.....	146
ตารางที่ 55 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565-2580	147
ตารางที่ 56 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565-2580	148

ตารางที่ 57 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	149
ตารางที่ 58 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580.....	150
ตารางที่ 59 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	151
ตารางที่ 60 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิล ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580.....	153
ตารางที่ 61 การเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	155
ตารางที่ 62 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580..	157
ตารางที่ 63 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	157
ตารางที่ 64 การเปรียบเทียบต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	162
ตารางที่ 65 การเปรียบเทียบต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	164
ตารางที่ 66 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580.....	165
ตารางที่ 67 รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%.....	168
ตารางที่ 68 รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%	168
ตารางที่ 69 การเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor) ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	170

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 1 แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าและการเติบโตทางเศรษฐกิจ [1].....	2
ภาพที่ 2 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งประเทศไทย [2].....	3
ภาพที่ 3 แผนผังโปรแกรม EnergyPLAN [5]	7
ภาพที่ 4 โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ [6].....	9
ภาพที่ 5 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน [6].....	10
ภาพที่ 6 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ [6].....	11
ภาพที่ 7 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม [6].....	12
ภาพที่ 8 โรงไฟฟ้าดีเซล [6].....	13
ภาพที่ 9 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [7].....	14
ภาพที่ 10 โรงไฟฟ้าพลังงานลม [8]	15
ภาพที่ 11 โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก [9].....	16
ภาพที่ 12 โรงไฟฟ้าชีวมวล [10].....	17
ภาพที่ 13 โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ [11].....	18
ภาพที่ 14 โรงไฟฟ้าขยะ [12]	19
ภาพที่ 15 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ [13].....	21
ภาพที่ 16 การประยุกต์ใช้เกณฑ์ต่าง ๆ ในบทความที่ใช้แบบจำลอง EnergyPLAN ข้อมูล ณ วันที่ 26 พฤษภาคม 2015 [21].....	32
ภาพที่ 17 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายประจำปีทั้งหมดของประเทศโปรตุเกส ในปี 2050 [22].....	33
ภาพที่ 18 วิวัฒนาการของกำลังการผลิตที่ติดตั้งในประเทศโปรตุเกสจนถึงปี 2050 [22].....	33
ภาพที่ 19 ความสามารถของ CHP และ HP เกี่ยวกับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบพลังงาน ในเมือง Aalborg [23].....	34

ภาพที่ 20 วิวัฒนาการของระบบพลังงาน ในปี 2011–2030 ของเกาะ Korčula ในประเทศโครเอเชีย [24]	35
ภาพที่ 21 ผลลัพธ์สำหรับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่ Wind = 20,000 MW, PV = 20,000 MW ในประเทศบัลแกเรีย [25]	36
ภาพที่ 22 ผลลัพธ์สำหรับการใช้ชีวมวล ที่ Wind = 20,000 MW, PV = 20,000 MW ในประเทศบัลแกเรีย [25].....	36
ภาพที่ 23 การผลิตไฟฟ้าและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในประเทศโคลอมเบีย [26].....	37
ภาพที่ 24 การผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Interconnect ของเกาะ Azores [30].....	41
ภาพที่ 25 การผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Not-Interconnect ของหมู่เกาะ Pico (ปีโก) [30]	41
ภาพที่ 26 การผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Not-Interconnect ของหมู่เกาะ Faial (ฟายาล) [30].....	42
ภาพที่ 27 การจัดหาพลังงานขั้นต้นและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับ 3 สถานการณ์ ของประเทศจีน ในปี 2020 และ 2030 [31].....	43
ภาพที่ 28 ค่า PES และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในทุกสถานการณ์ ของประเทศโคลอมเบีย [32]	44
ภาพที่ 29 การผลิตไฟฟ้าประจำปีสำหรับข้อมูลอ้างอิงและสถานการณ์ในอนาคต ในประเทศบราซิล [33].....	45
ภาพที่ 30 พลังงานหมุนเวียนและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับ 8 สถานการณ์ ในเมืองกาตาร์ [35]	47
ภาพที่ 31 การรวมค่าใช้จ่ายรายปีของการดำเนินงานระบบพลังงานในแต่ละสถานการณ์ ในหมู่เกาะ Åland [36].....	48
ภาพที่ 32 การผลิตไฟฟ้าส่วนเกินที่สำคัญสำหรับทุกระบบและระบบทั่วไปใน 2 สถานการณ์ย่อย ในทั้ง 4 เกาะ [37].....	49
ภาพที่ 33 ผลลัพธ์ของสถานการณ์ 2030–H2 ในเกาะ La Gomera [39]	52

ภาพที่ 34 ผลลัพธ์ของสถานการณ์ 2030-V2G ในเกาะ La Gomera [39].....	52
ภาพที่ 35 ผลลัพธ์ของสถานการณ์ 2030-Combi ในเกาะ La Gomera [39]	52
ภาพที่ 36 ศักยภาพการเจาะพลังงานลมและแสงอาทิตย์ของเมือง Osijek ในประเทศโครเอเชีย [41]	54
ภาพที่ 37 การผลิตไฟฟ้าและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สำหรับทุกสถานการณ์ ในประเทศโคลอมเบีย [42].....	56
ภาพที่ 38 การเปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2015 และ PDP2018 [45]	59
ภาพที่ 39 แผนลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย [46]	60
ภาพที่ 40 ขั้นตอนการวางแผนการดำเนินงาน.....	62
ภาพที่ 41 หน้าเว็บไซต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.).....	65
ภาพที่ 42 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบของไฟล์ Excel ของเดือนมกราคม ปี พ.ศ.2562	66
ภาพที่ 43 ข้อมูลของ PEAKDAY ของเดือนมกราคม ปี พ.ศ.2562.....	67
ภาพที่ 44 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเดือนมกราคมของ กฟน. ในซีท System_Data.....	69
ภาพที่ 45 แผนภูมิการใช้ไฟฟ้าเดือนมกราคมของ กฟน. ในซีท System_Graph	70
ภาพที่ 46 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเดือนมกราคมรายชั่วโมงของ กฟน.....	70
ภาพที่ 47 การจัดเรียงข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. ในหน่วย TW	77
ภาพที่ 48 ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของประเทศไทยในรูปแบบของไฟล์ notepad.....	78
ภาพที่ 49 ข้อมูลกำลังการผลิตตามสัญญาสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ.....	79
ภาพที่ 50 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ.....	79
ภาพที่ 51 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของเขื่อนศรีนครินทร์	80
ภาพที่ 52 ข้อมูลกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในรูปแบบของไฟล์ notepad.....	80
ภาพที่ 53 ข้อมูลความเข้มรังสีของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ปี พ.ศ. 2562	81
ภาพที่ 54 แสดงการจัดเรียงข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของความเข้มรังสี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	82

ภาพที่ 55 ข้อมูลกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบของไฟล์ notepad	82
ภาพที่ 56 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลม.....	83
ภาพที่ 57 แสดงการจัดเรียงข้อมูลความเร็วลมรายชั่วโมง	83
ภาพที่ 58 ข้อมูลความเร็วลมรายชั่วโมงในรูปแบบของไฟล์ notepad	84
ภาพที่ 59 การป้อนข้อมูลปริมาณความต้องการไฟฟ้า.....	84
ภาพที่ 60 การเลือกไฟล์ notepad เพื่อใช้เป็น Distribution สำหรับโปรแกรม EnergyPLAN	85
ภาพที่ 61 การกำหนดค่าความร้อนและไฟฟ้า.....	86
ภาพที่ 62 การป้อนกำลังการผลิต ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ปริมาณการนำเข้า/ส่งออกสูงสุด และกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	87
ภาพที่ 63 การป้อนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน	88
ภาพที่ 64 การป้อนสัดส่วนกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ	89
ภาพที่ 65 ตัวเลือกการจำลองในโปรแกรม	90
ภาพที่ 66 การตั้งค่าการแสดงผลของข้อมูล	90
ภาพที่ 67 ตัวเลือกในการแสดงผลการวิเคราะห์	91
ภาพที่ 68 กราฟแสดงเปรียบเทียบค่าความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างค่าที่ได้จาก โปรแกรม EnergyPLAN กับค่าข้อมูลจริงปี พ.ศ. 2562.....	113
ภาพที่ 69 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	152
ภาพที่ 70 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิล ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	154
ภาพที่ 71 การเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	156
ภาพที่ 72 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580	158
ภาพที่ 73 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุดในวันที่ 25 เมษายน 2580 ในสถานการณ์ BAU.....	160

ภาพที่ 74 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุดในวันที่ 25 เมษายน 2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า
 แสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล.....160

ภาพที่ 75 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากที่สุดในวันที่ 6 ธันวาคม พ.ศ. 2580 ในสถานการณ์ BAU161

ภาพที่ 76 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากที่สุดในวันที่ 6 ธันวาคม พ.ศ. 2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่ม
 โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล.....161

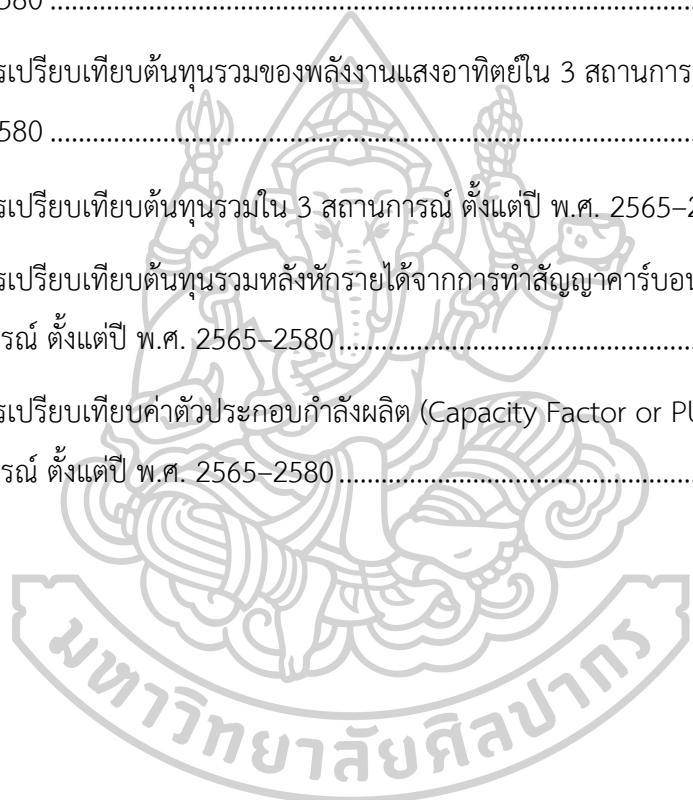
ภาพที่ 77 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี
 พ.ศ. 2565–2580 163

ภาพที่ 78 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี
 พ.ศ. 2565–2580 165

ภาพที่ 79 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 167

ภาพที่ 80 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมหลังหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต
 ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 170

ภาพที่ 81 การเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor)
 ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 171



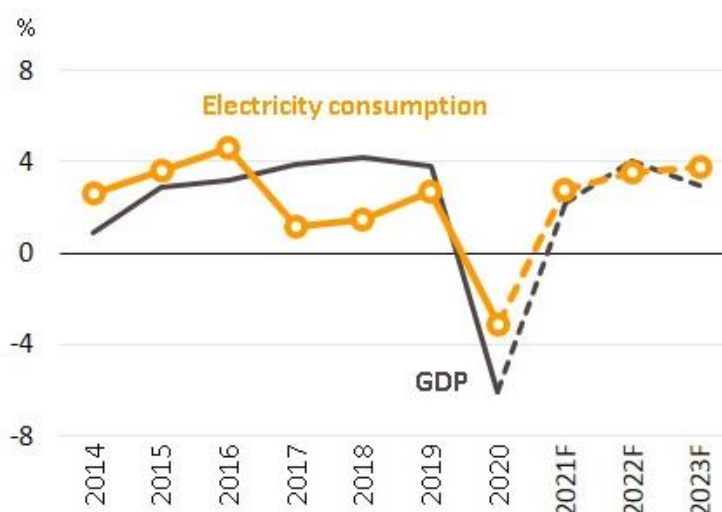
บทที่ 1

บทนำ

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

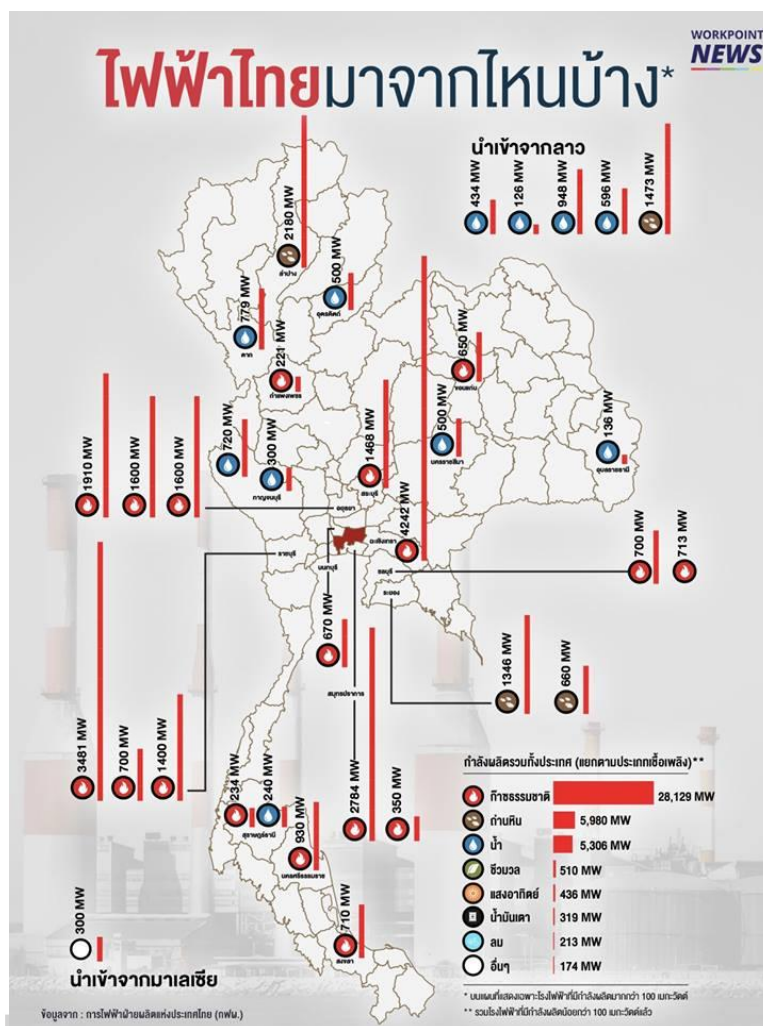
ในปัจจุบันไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ โดยการผลิตสินค้าหรือบริการและด้านการอำนวยความสะดวกในชีวิตประจำวัน ซึ่งจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น โดยในปัจจุบันพลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ได้ถูกผลิตโดยเชื้อเพลิงฟอสซิล เพราะเมื่อเชื้อเพลิงฟอสซิลถูกเผาไหม้ ผลผลิตสุดท้ายที่ปล่อยออกมาคือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gases) ส่งผลให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global Warming) และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) ซึ่งการที่จะทำให้อุณหภูมิลดลงได้จะต้องใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียน (RES) เช่น พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม แทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2557 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจนถึงปี 2559 และตั้งแต่ปี 2560-2563 ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงเรื่อย ๆ แต่ในปี 2564-2566 ธุรกิจผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนมีแนวโน้มปรับดีขึ้นตามความต้องการใช้ที่มีทิศทางเติบโตตามภาวะเศรษฐกิจ และด้านอุปทานจากนโยบายสนับสนุนการลงทุนภาครัฐตามแผน PDP แสดงดังภาพที่ 1 ซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยคาดว่าจะขยายตัวเฉลี่ย 2.8-3.8% ต่อปี เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจที่คาดว่าจะฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป รวมถึงนโยบายสนับสนุนการลงทุนภาครัฐตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าและแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยกลุ่มโรงไฟฟ้าที่คาดว่าจะมีการลงทุนขยายตัวเร่งขึ้น ได้แก่ โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภาคประชาชน โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล (โรงไฟฟ้าชุมชนและโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐภาคใต้) ก๊าซชีวภาพ (โรงไฟฟ้าชุมชน) และขยะ เนื่องจากเป็นกลุ่มเป้าหมายที่ภาครัฐมีแผนรับซื้อไฟฟ้าในปี 2564-2567 อีกทั้งเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการแข่งขันทั้งด้านต้นทุนและแหล่งวัตถุดิบ ทำให้การแข่งขันของธุรกิจมีแนวโน้มรุนแรงขึ้น จากการขยายการลงทุนต่อเนื่องของผู้ประกอบการรายใหญ่ และการลงทุนผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากผู้ประกอบการรายใหม่ ส่งผลให้รายได้ของธุรกิจโดยรวมเติบโตได้ไม่เต็มที่เท่าที่ควร [1]



ภาพที่ 1 แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าและการเติบโตทางเศรษฐกิจ [1]

ในปัจจุบันประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งประเทศอยู่ที่ประมาณ 42,000 เมกะวัตต์ ซึ่งมากกว่า 60 เปอร์เซ็นต์ หรือ 28,129 เมกะวัตต์ จะผลิตจากก๊าซธรรมชาติ อีกประมาณ 15 เปอร์เซ็นต์ ผลิตจากถ่านหิน ที่เหลือเป็นไฟฟ้าที่ได้จากเขื่อน พลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวล แสงอาทิตย์ ลม และรับซื้อจากต่างประเทศ ได้แก่ ลาวและมาเลเซีย อีกประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์ ดังแสดงในภาพที่ 2 ซึ่งปัจจัยที่สำคัญสำหรับพลังงานหมุนเวียนที่ควรคำนึงถึง ได้แก่ ความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงาน เช่น น้ำ แสงอาทิตย์ หรือลม ไม่สามารถให้กำลังผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอและต่อเนื่องตลอดเวลาได้ นอกจากนี้ ปัจจุบันพลังงานหมุนเวียนยังมีต้นทุนการผลิตที่สูง เช่น ไฟฟ้าจากพลังงานลมมีราคาหน่วยละประมาณ 6 บาท ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีราคาหน่วยละประมาณ 8-10 บาท ในขณะที่ค่าไฟฟ้าในปัจจุบันมีราคาหน่วยละประมาณ 3.50 บาท ดังนั้นหากใช้พลังงานเหล่านี้ผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ใด คงไม่สามารถจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตรานั้นได้ หรือหากใช้ผลิตไฟฟ้าเข้าในระบบไฟฟ้าของประเทศด้วยสัดส่วนที่มากเกินไป ก็จะส่งผลให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในภาพรวมสูงขึ้น ทำให้ส่งผลกระทบต่อต้นทุนของภาคอุตสาหกรรมและสภาวะเศรษฐกิจได้อีกด้วย [2]



ภาพที่ 2 กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งประเทศไทย [2]

ความท้าทายในการจัดสรรไฟฟ้าตามความต้องการของประชาชนที่นับวันเพิ่มมากขึ้น ส่งผลให้แนวโน้มการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น อันจะสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2015) การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนจึงมีบทบาทสำคัญ เพื่อประเมินศักยภาพในการผลิตพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Forecast) คือระบบพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่าง ๆ ในช่วงระยะเวลาที่สนใจ ซึ่งในการพยากรณ์นั้นจะอาศัยข้อมูลจากลักษณะการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยทางธรรมชาติที่ได้จากระบบตรวจวัดที่ติดตั้งและข้อมูลทางไฟฟ้าต่าง ๆ ณ ขณะนั้น โดยระบบประมวลผลของศูนย์ข้อมูลจะทำการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีในระบบและส่งต่อมายังศูนย์ควบคุมเพื่อ

ประโยชน์ในการบริหารจัดการกำลังผลิตโดยรวมของประเทศต่อไป โดยทั่วไปการศึกษาระบบพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนนั้นจะเน้นไปที่ การพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ และการพยากรณ์พลังงานลม เนื่องด้วยพลังงานทั้งสองนั้นเป็นพลังงานที่มีความไม่แน่นอนสูง [3]

EnergyPLAN เป็นเครื่องมือวิเคราะห์ระบบพลังงานที่สร้างขึ้นเพื่อการศึกษาวิจัยในการออกแบบอนาคต ด้านพลังงานที่ยั่งยืนโดยมุ่งเน้นเป็นพิเศษที่ระบบพลังงานที่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูง ซึ่งถูกพัฒนามาตั้งแต่ปี 2542 EnergyPLAN ช่วยให้สามารถวิเคราะห์การแปลงไฟฟ้าหมุนเวียนเป็นพลังงานอื่นได้ เช่น ความร้อน, ไฮโดรเจน, green gases และเชื้อเพลิงไฟฟ้า ตลอดจนการดำเนินการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งโปรแกรม EnergyPLAN ไม่เพียงแต่คำนวณยอดดุลไฟฟ้ารายชั่วโมงเท่านั้น แต่ยังคำนวณยอดดุลรายชั่วโมงของการทำความร้อนเฉพาะส่วน, การทำความเย็น, ไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ รวมถึงก๊าซชีวภาพ, gasification ตลอดจนอิเล็กทรอนิกส์และไฮโดรเจนชั้น ข้อดีหลักของ EnergyPLAN เมื่อเทียบกับโปรแกรมอื่น ๆ คือ ความสามารถในการจำลองระบบทั้งหมดกับทุกภาคส่วน การรวมหน่วยที่จำกัดความต้องการข้อมูล ความสามารถในการจำลองสถานการณ์ที่ผู้ใช้กำหนดได้อย่างรวดเร็ว ความโปร่งใสในการพัฒนาสถานการณ์จำลอง ขั้นตอนการจำลองชั่วคราว 1 ชั่วโมง และความสามารถในการจำลองสถานการณ์ตลอดทั้งปี [4]

ดังนั้นการพยากรณ์ระบบพลังงานในอนาคตจึงเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อจะได้ทราบว่าอนาคตจะมีปริมาณความต้องการไฟฟ้าประมาณเท่าใด เพียงพอหรือไม่ และทำให้ตระหนักถึงความสำคัญของการใช้ไฟฟ้ามากขึ้น และจากการศึกษาพบว่าโปรแกรม EnergyPLAN สามารถนำไปประยุกต์ใช้ให้เข้ากับระบบพลังงานของประเทศไทยที่มีอยู่ได้ และมีผลการวิเคราะห์ที่ค่อนข้างถูกต้องแม่นยำ

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อคำนวณหาความต้องการทางไฟฟ้า (TWh/year) และสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้แทนเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

2. เพื่อพยากรณ์ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้นทุน และปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580 โดยเปรียบเทียบสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ที่แตกต่างกัน คือ สถานการณ์แบบเป็นไปตามปกติ (Business As Usual หรือ BAU) และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ในทุก ๆ ปีของปีก่อนหน้า และติดตั้งระบบการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จะสร้างขึ้นใหม่ โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการวิเคราะห์สถานการณ์

ขอบเขตของการวิจัย

1. ใช้ซอฟต์แวร์ EnergyPLAN ในการตรวจสอบความเป็นไปได้ของการผลิตไฟฟ้า
2. อ้างอิงฐานข้อมูลพลังงานไฟฟ้าจากปี พ.ศ. 2562
3. ใช้ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
4. ใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan) เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ผล

5. มีการกำหนดสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์แบบเป็นไปตามปกติ (Business As Usual หรือ BAU) ซึ่งใช้ข้อมูลตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2018) และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ในทุก ๆ ปีของปีก่อนหน้า และติดตั้งระบบการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จะสร้างขึ้นใหม่ ในปี พ.ศ. 2565–2580

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถคำนวณปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้นทุน และปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินด้วยโปรแกรม EnergyPLAN ได้
2. สามารถพยากรณ์ระบบพลังงานของประเทศไทยในอนาคตโดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้
3. สามารถหาแนวทางในการพัฒนาระบบพลังงานของประเทศไทยต่อไปได้ในอนาคต

บทที่ 2

แนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาค้นคว้าครั้งนี้ผู้วิจัยได้ศึกษาค้นคว้าทฤษฎี เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อนำมาประกอบการสร้างเครื่องมือการวิจัยประกอบการสนับสนุนผลการวิจัยและประกอบการนำเสนอผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์ เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของการวิจัยที่ได้กำหนดไว้ ซึ่งแบ่งเป็น 7 ส่วน ดังนี้

- 2.1 โปรแกรม EnergyPLAN
- 2.2 ประเภทของโรงไฟฟ้า
- 2.3 ประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน
- 2.4 ระบบการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทย
- 2.5 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan)
- 2.6 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง
- 2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

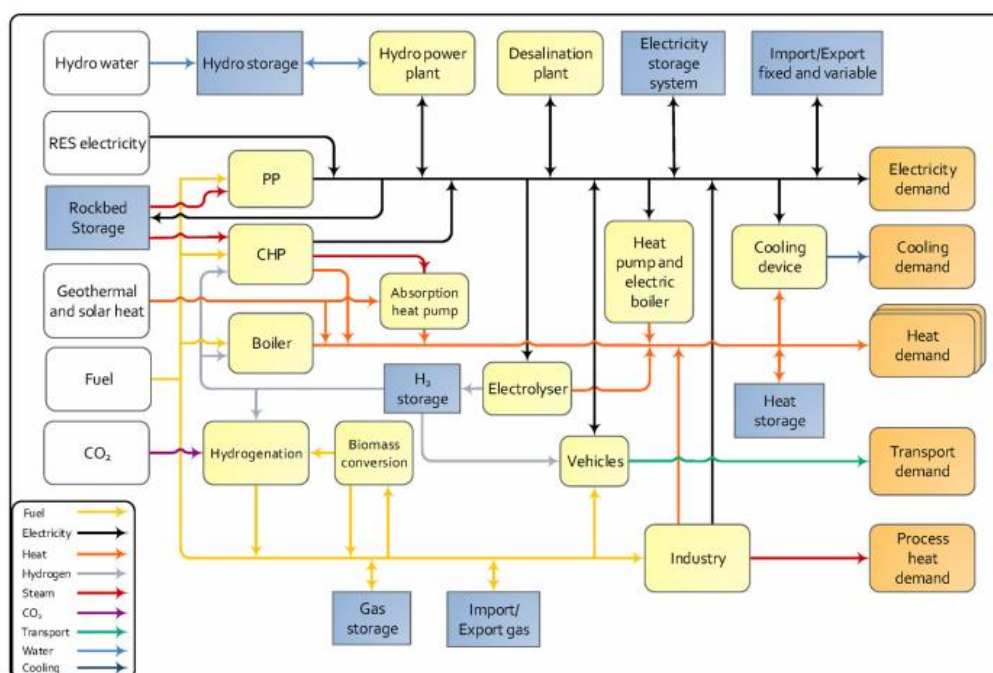
2.1 โปรแกรม EnergyPLAN

EnergyPLAN เป็นโปรแกรมที่จำลองการทำงานของระบบพลังงานของประเทศเป็นรายชั่วโมงรวมถึงภาคไฟฟ้าความร้อนความเย็นอุตสาหกรรมและการขนส่ง ได้รับการพัฒนาและดูแลโดยกลุ่มวิจัยการวางแผนพลังงานอย่างยั่งยืนที่มหาวิทยาลัย Aalborg ประเทศเดนมาร์ก แบบจำลองนี้ใช้โดยนักวิจัย ที่ปรึกษาและผู้กำหนดนโยบายจำนวนมากทั่วโลก และแบบจำลองนี้ให้บริการแล้วในหลายประเทศ แบบจำลอง EnergyPLAN ถูกใช้ในสิ่งพิมพ์และรายงานทางวิทยาศาสตร์หลายร้อยรายการซึ่งนำเสนอในสัมนาและงานประชุมวิชาการ

การที่จะทำให้ง่ายต่อการใช้งานและผลที่ได้จากโปรแกรมมีความแม่นยำสูง จึงต้องทำการตัดส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องและส่วนที่ไม่มีข้อมูลในประเทศไทยออกเพื่อให้โปรแกรมสามารถคำนวณค่าปริมาณไฟฟ้าเหลือใช้ ค่าความต้องการไฟฟ้า กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานทดแทน การนำเข้าและส่งออกไฟฟ้าได้แม่นยำมากขึ้น ในการคำนวณจะใช้ Distribution เป็นแบบรายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี ซึ่งจะมีค่าทั้งหมด 8,784 ค่า โดยจะนำค่า

ความต้องการไฟฟ้า ค่าการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าฟอสซิลและพลังงานทดแทนต่าง ๆ มาป้อนในโปรแกรม [5]

2.1.1 หลักการทำงานของโปรแกรม



ภาพที่ 3 แผนผังโปรแกรม EnergyPLAN [5]

2.1.2 หัวข้อหลักที่ใช้ในโปรแกรม EnergyPLAN

หัวข้อหลักที่ใช้ในโปรแกรม EnergyPLAN สามารถแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่ Demand (ความต้องการ) Supply (การใช้) และ Output (ผลลัพธ์)

1. Demand (ความต้องการ)

Demand เป็นส่วนที่เราจะป้อนค่าความต้องการต่าง ๆ ลงในโปรแกรมโดยจะมีค่าความต้องการต่าง ๆ เช่น ค่าความต้องการไฟฟ้า ค่าความต้องการความร้อน เราสามารถเลือกใส่ค่าความต้องการได้ตามหัวข้อในโปรแกรม โดยค่าความต้องการที่เราสนใจคือ ค่าความต้องการไฟฟ้า เราจะใช้หัวข้อย่อยในส่วนของ Demand ดังนี้

- Electric คือ ค่าความต้องการไฟฟ้า จะมีหน่วยเป็น TWh/year และมีค่า Distribution เป็นค่าความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี จะมีจำนวนเท่ากับ 8,784 ค่า

- Heating คือ ในส่วนนี้จะเกี่ยวกับระบบต่าง ๆ ในเขตให้ความร้อน ซึ่งเราจะกำหนดค่าให้ทั้ง 3 เขตเป็น 0 เนื่องจากประเทศไทยไม่มีเขตให้ความร้อน

2. Supply (การจัดหาพลังงาน)

Supply เป็นส่วนของข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับปริมาณการใช้เชื้อเพลิงต่าง ๆ ในการผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานทดแทน ซึ่งเราสามารถใส่ค่าเชื้อเพลิงได้ตามหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

- Heat and Electricity คือ การป้อนปริมาณการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้ารวมไปถึงค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

- Central Power Production คือ ในส่วนนี้เราจะป้อนค่าความจุของโรงไฟฟ้าที่ผลิตเฉพาะพลังงานไฟฟ้าและพลังงานน้ำรวมไปถึงป้อนค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

- Variable Renewable Electricity คือ เราจะป้อนค่าพลังงานทดแทนต่าง ๆ เช่น ค่าความเร็วลม ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ โดยใช้ Distribution เป็นรายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี จะมีทั้งหมด 8,784 ค่า

- Fuel Distribution คือ การป้อนค่าสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ โดยเชื้อเพลิงที่เราใช้จะมี ถ่านหิน แก๊สธรรมชาติ น้ำมันและชีวมวล

3. Output (ผลลัพธ์)

Output เป็นส่วนที่เราใช้เลือกรูปแบบของการประมวลผลและรูปแบบของผลลัพธ์ว่าจะให้แสดงค่าแบบไหนออกมา ซึ่งจะมีหัวข้อว่า TabScreen โดยเราสามารถกำหนดได้ว่าจะให้ผลลัพธ์ที่ออกมาแสดงค่าไหนหรือไม่แสดงค่าไหนบ้าง หรือให้แสดงค่าทั้งหมดก็สามารถทำได้ [5]

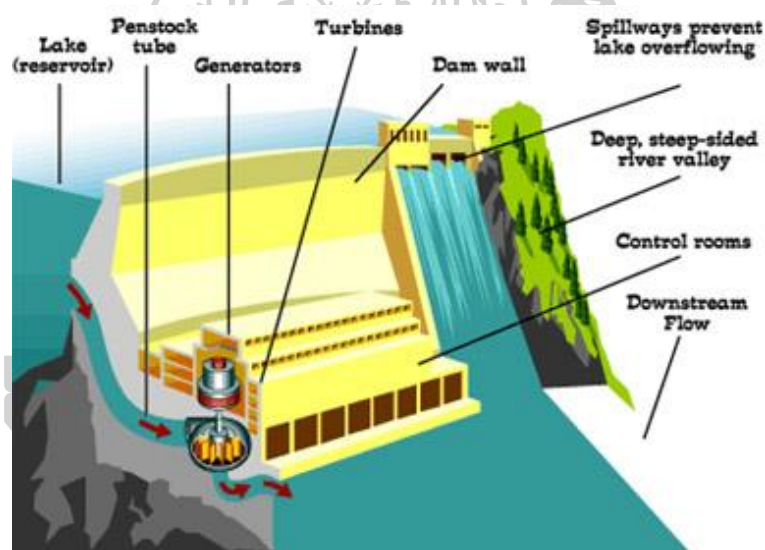
2.2 ประเภทของโรงไฟฟ้า

2.2.1 โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

หลักการการทำงานคือสร้างเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ ให้มีระดับน้ำสูงกว่าระดับของโรงไฟฟ้าปล่อยน้ำปริมาณที่ต้องการไปตามท่อส่งน้ำเพื่อไปยังโรงไฟฟ้าที่อยู่ต่ำกว่าพลังน้ำจะไปหมุนเพลลาของกังหันน้ำที่ต่อกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้โรเตอร์หมุน เกิดการเหนี่ยวนำขึ้นในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้พลังไฟฟ้าเกิดขึ้น โรงไฟฟ้าในยุคแรก ๆ ของประเทศไทยจะเป็นแบบโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ โดย กฟผ.จะเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลการปล่อยน้ำ ทั้งเพื่อการผลิตไฟฟ้าและการชลประทาน

แต่ปัจจุบันการสร้างเขื่อนขนาดใหญ่จำกัดในเรื่องสถานที่ที่จะสร้าง อีกทั้งการคัดค้านจากประชาชน จึงหันไปลงทุนในการสร้างเขื่อนในประเทศเพื่อนบ้าน แล้วทำสัญญาซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ประเทศลาว และประเทศพม่า

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศไทย สามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภทคือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 6,000 กิโลวัตต์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตระหว่าง 200–6,000 กิโลวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้าน (จิ๋ว) ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตน้อยกว่า 200 กิโลวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำบ้านสันติ จังหวัดยะลา โรงไฟฟ้าพลังน้ำคลองซ่องกล้า จังหวัดสระแก้ว โรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับ จังหวัดนครราชสีมา [6]

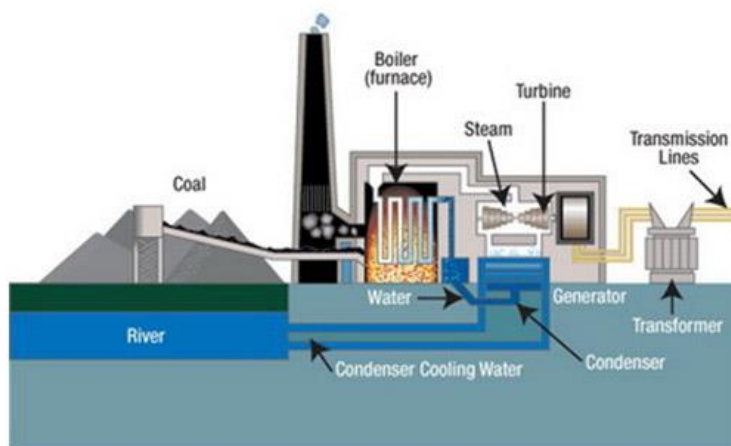


ภาพที่ 4 โรงไฟฟ้าพลังน้ำ [6]

2.2.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

การเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อให้เกิดการสันดาปได้ความร้อน ความร้อนจะไปทำให้น้ำกลายเป็นไอน้ำและแรงดัน ไอน้ำจะทำการหมุนกังหันไอน้ำแกนของไอน้ำจะต่อกับแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เกิดการเหนี่ยวนำทำให้ได้กระแสไฟฟ้าเชื้อเพลิงที่จะนำมาใช้ในประเทศไทย ได้แก่ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันได้มีการนำเข้าถ่านหินคุณภาพดีคือ บิทูมินัส มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในต่างประเทศใช้เชื้อเพลิงนิวเคลียร์

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 3,687.00 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าแม่เมาะ จังหวัดลำปาง โรงไฟฟ้าบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา โรงไฟฟ้ากระบี่ จังหวัดกระบี่ [6]

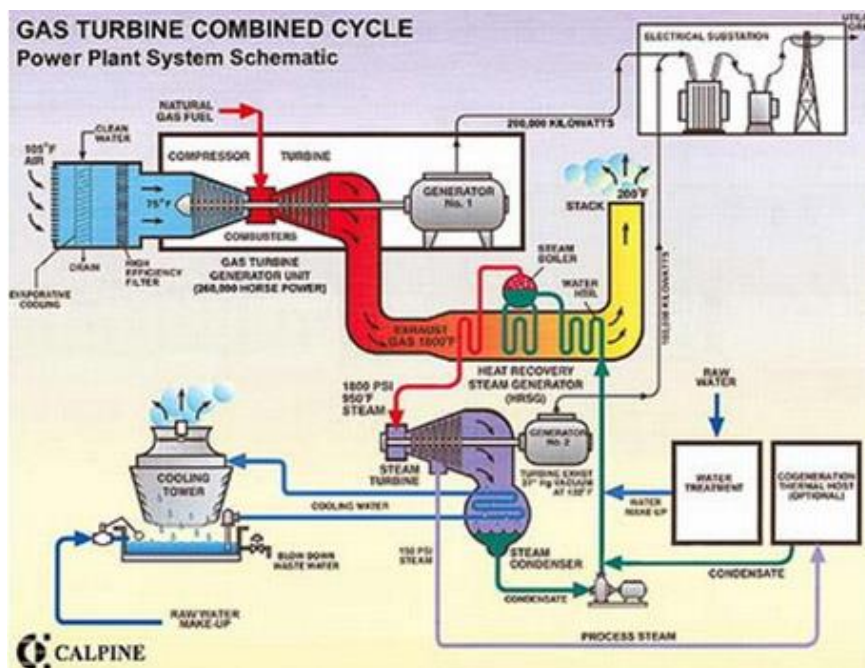


ภาพที่ 5 โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน [6]

2.2.3 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

เครื่องกังหันก๊าซเป็นเครื่องยนต์สันดาปภายใน ทำการอัดอากาศให้มีความดันสูง 8–10 เท่า ส่งอากาศเข้าไปในห้องเผาไหม้ โดยมีเชื้อเพลิงทำการเผาไหม้อากาศในห้องเผาไหม้เกิดการขยายตัวทำให้แรงดันและอุณหภูมิสูงส่งอากาศเข้าไปในหมุนเครื่องกังหันแก๊สเพลลาของเครื่องกังหันแก๊สจะต่อกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้เกิดการเหนี่ยวนำได้กระแสไฟฟ้า ซึ่งภาพที่ 6 ไม่ใช่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สอย่างเดียว แต่ได้นำไอเสียที่ยังมีความร้อนอยู่ไปต้มน้ำใน Stream Boiler ให้เกิดเป็นไอ และให้ไอน้ำไปหมุนกังหันไอน้ำอีกตัว เพลลาของกังหันไอน้ำจะต่อกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้เกิดการเหนี่ยวนำได้กระแสไฟฟ้า การที่เครื่องมีการผสมกันระหว่างกังหันแก๊สและกังหันไอน้ำ จึงเรียกว่า Gas Turbine Combine Cycle สำหรับเชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้นั้น จะใช้น้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติก็ได้

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซในประเทศไทย มีกำลังการผลิตตั้งแต่ 1–60 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าจะนะ จังหวัดสงขลา โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซไทรน้อย จังหวัดนนทบุรี [6]



ภาพที่ 6 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ [6]

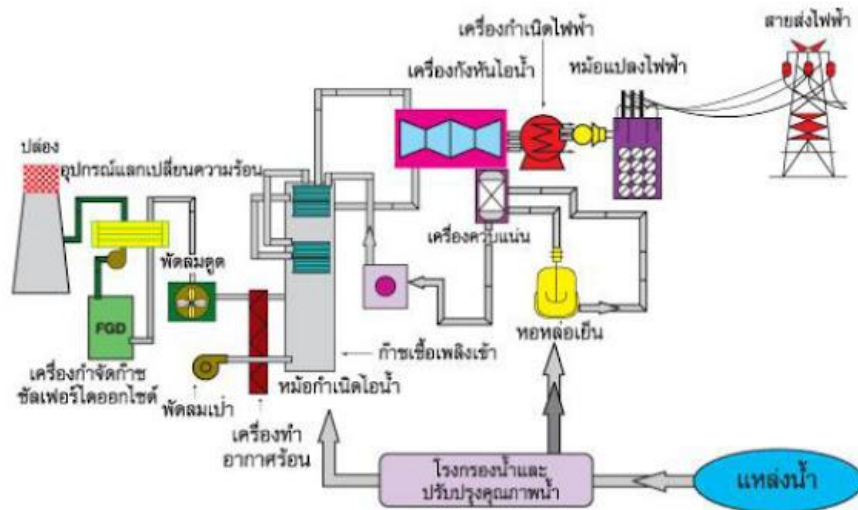
2.2.4 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นโรงไฟฟ้าที่ทำงานร่วมกันระหว่างระบบกังหันแก๊ส (Gas Turbine) และระบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) โดยไอเสียที่ได้จากระบบกังหันแก๊ส ซึ่งมีอุณหภูมิ 550 องศาเซลเซียส จะนำมาต้มน้ำให้เดือดกลายเป็นไอ เพื่อให้ไอน้ำไปหมุนกังหันไอน้ำอีกที หนึ่ง ส่วนใหญ่จะใช้ระบบกังหันแก๊ส มากกว่า 1 เครื่อง โดยปกติมักใช้ 2 เครื่องต่อระบบกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากกังหันไอน้ำ จะเป็นครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตรวมของกำลังการผลิตของกังหันแก๊สโดยมีหลักการทำงานดังนี้

1. ใช้หลักการเดียวกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โดยนำก๊าซธรรมชาติมาจุดระเบิดเพื่อให้เกิดพลังงานความร้อนไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซ
2. นำไอเสีย (Waste heat) จากเครื่องกังหันก๊าซมาใช้ต้มน้ำในหม้อน้ำ (HRSG)
3. ไอน้ำที่ได้จากหม้อน้ำ จะถูกนำไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันไอน้ำ เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ โดยใช้หลักการเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทั่วไป

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 8,262.00 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ

จังหวัดนนทบุรี โรงไฟฟ้าวังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จังหวัดสมุทรปราการ [6]



ภาพที่ 7 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม [6]

2.2.5 โรงไฟฟ้าดีเซล

โรงไฟฟ้าดีเซลเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนประเภทหนึ่ง ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงหลัก การทำงานคล้ายกับเครื่องยนต์ดีเซลในรถทั่วไป โดยอาศัยการสันดาปของน้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปในกระบอกสูบ ของเครื่องยนต์ที่ถูกอัดอากาศจนมีอุณหภูมิสูงที่เรียกว่า จังหวะอัด ในขณะเดียวกันน้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปจะทำการสันดาปกับอากาศที่มีความร้อนสูงเกิดการระเบิด ดันลูกสูบเคลื่อนที่ลงไปเพลาช้อเหวี่ยง ซึ่งต่อกับเพลาลูกเบี้ยวของเครื่องยนต์ที่ต่อกับเพลาลูกเบี้ยวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดการเหนี่ยวนำได้กระแสไฟฟ้า

น้ำมันดีเซลมีราคาแพงขึ้น ทำให้ไม่ค่อยนิยมที่จะสร้างโรงไฟฟ้าดีเซล เนื่องจากมีต้นทุนสูง โดยต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าเรียงลำดับจากต้นทุนต่ำไปสูงได้ดังนี้ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าดีเซลในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 30.40 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าดีเซลในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน จังหวัดแม่ฮ่องสอน [6]



ภาพที่ 8 โรงไฟฟ้าดีเซล [6]

2.2.6 โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยมีอยู่ทั้งสิ้น 7 ประเภท แบ่งตามประเภทเชื้อเพลิง ได้แก่

2.2.6.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ หรือโซลาร์เซลล์ (Solar Cell) เป็นสิ่งประดิษฐ์อิเล็กทรอนิกส์ที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง เซลล์แสงอาทิตย์ทำมาจากสารกึ่งตัวนำ ซึ่งดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยไฟฟ้าที่ได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ต้องใช้เชื้อเพลิงอื่นใดนอกจากแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นพลังงานที่ได้เปล่า ไม่มีของเสียที่จะทำให้เกิดมลพิษขณะใช้งาน เป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่กับที่ไม่มีเครื่องเคลื่อนไหวใด ๆ ขณะทำงาน จึงไม่มีปัญหาด้านความสั่นหรือต้องการการบำรุงรักษาเหมือนอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบอื่น ๆ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้วยน้ำมันดีเซล นอกจากนั้นเซลล์แสงอาทิตย์ยังมีน้ำหนักเบา จึงทำให้ได้อัตราร้อยละระหว่างกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนักได้ดีที่สุด

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งบนหลังคา ภายในจะมีชุดแปลงกระแสไฟฟ้า (อินเวอร์เตอร์) โดยมีหลักการทำงานของระบบดังนี้

1. เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจะผลิตกระแสไฟฟ้าตรง ผ่านระบบควบคุมเข้าอินเวอร์เตอร์

2. อินเวอร์เตอร์จะเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับจ่ายเข้าระบบไฟฟ้าภายในบ้าน

3. ในช่วงที่ความเข้มของแสงอาทิตย์ไม่เพียงพอ หรือมีการใช้อุปกรณ์ที่ใช้กำลังไฟฟ้าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ระบบก็จะนำกำลังไฟฟ้าส่วนขาดจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบปกติของการไฟฟ้าฯ มาใช้เพื่อให้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถทำงานได้

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 89.7 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดกาญจนบุรี โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดสุพรรณบุรี [7]



ภาพที่ 9 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [7]

2.2.6.2 โรงไฟฟ้าพลังงานลม

การนำลมมาใช้ประโยชน์จะต้องอาศัยเครื่องจักรกลสำคัญ คือ “กังหันลม” ในการเปลี่ยนพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลม เป็นพลังงานกลก่อนนำไปใช้ประโยชน์ที่สำคัญ พลังงานลม ใช้ไม่มีวันหมด และกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากลมยังไม่ปล่อยของเสียที่เป็นอันตรายต่อสภาพแวดล้อม แต่การใช้พลังงานลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าความเร็วลมจะต้องสม่ำเสมอ หรือกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีควรมีน้อยกว่าระดับ 6.4–7.0 เมตรต่อวินาที ที่ความสูง 50 เมตร ถึงจะสามารถผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมได้ดี ภูมิภาคที่มีความเร็วลมเหมาะสมได้แก่บริเวณฝั่งทะเลแถบยุโรปเหนือ หรือช่องเขาในอเมริกา โดยทั่วไปกังหันลมแบ่งออกเป็น 2 ชนิด โดยแบ่งตามแกนหมุนของกังหันลม ได้แก่

กังหันลมแกนหมุนแนวตั้ง (Vertical Axis Wind Turbine) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุน และใบพัดตั้งฉากกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ และกังหันลมแกนหมุนแนวนอน (Horizontal Axis Wind Turbine) เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนขนานกับการเคลื่อนที่ของลมในแนวราบ โดยมีใบพัดเป็นตัวตั้งฉากรับแรงลม

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 26 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย เช่น ทุงกังหันลมห้วยบง จังหวัดนครราชสีมา ทุงกังหันลมแหลมฉบัง จังหวัดชลบุรี ทุงกังหันลมเขาค้อ จังหวัดเพชรบูรณ์ [8]



ภาพที่ 10 โรงไฟฟ้าพลังงานลม [8]

2.2.6.3 โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

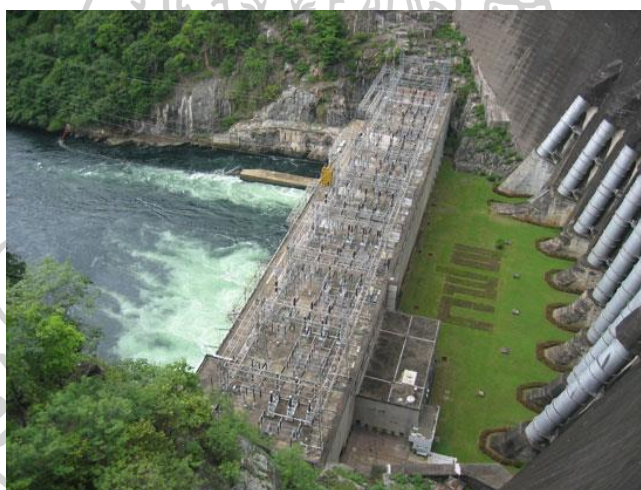
พลังน้ำได้ถูกใช้ประโยชน์มาแล้วหลายร้อยปี กังหันน้ำสำหรับยกน้ำขึ้นสู่ที่สูงเพื่อใช้ประโยชน์ในครีวเรือนและการชลประทาน เพื่อหมุนเครื่องจักรในโรงงานสีข้าว โรงงานทอผ้า โรงงานเลื่อยไม้ และโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ ในปัจจุบันนิยมใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า ไฟฟ้าพลังน้ำ

โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าที่สำคัญอีกชนิดหนึ่งของประเทศไทย โรงไฟฟ้าชนิดนี้ใช้น้ำในลำน้ำธรรมชาติเป็นพลังงาน ในการเดินเครื่อง โดยวิธีสร้างเขื่อนปิดกั้นแม่น้ำไว้ เป็นอ่างเก็บน้ำ ให้มีระดับอยู่ในที่สูงจนมีปริมาณน้ำ และแรงดันเพียงพอที่จะนำมาหมุนเครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งอยู่ในโรงไฟฟ้าท้ายน้ำที่มีระดับต่ำกว่าได้ กำลังผลิตติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าที่

ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าชนิดนี้ จะเพิ่มเป็นสัดส่วนโดยตรงกับแรงดันและปริมาณน้ำที่ไหลผ่านเครื่องกังหันน้ำ โดยหลักการทำงานของไฟฟ้าพลังน้ำ มีดังนี้

1. หลักการทำงานคือสร้างเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ ให้มีระดับน้ำสูงกว่าระดับของโรงไฟฟ้า
2. ปล่อยน้ำปริมาณที่ต้องการไปตามท่อส่งน้ำ เพื่อไปยังโรงไฟฟ้าที่อยู่ต่ำกว่า
3. พลังน้ำจะไปหมุนเพลลาของกังหันน้ำที่ต่อกับเพลลา ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้โรเตอร์หมุน เกิดการเหนี่ยวนำขึ้นในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้ได้พลังไฟฟ้าเกิดขึ้น

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 43.318 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำคลองทุ่งเพล จังหวัดจันทบุรี โรงไฟฟ้าพลังน้ำลุ่มน้ำน่านตอนบน จังหวัดน่าน โรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่กะโน จังหวัดแม่ฮ่องสอน [9]



ภาพที่ 11 โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก [9]

2.2.6.4 โรงไฟฟ้าชีวมวล

โรงไฟฟ้าชีวมวล คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เศษวัสดุต่าง ๆ ที่เป็นชีวมวล เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หรือ ผลิตไอน้ำ ซึ่งอาจเป็นวัสดุชนิดเดียวกันหรือหลายชนิดรวมกัน เช่น โรงน้ำตาลใช้กากอ้อยที่ได้จากการหีบอ้อยเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโรงสีขนาดใหญ่ที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าการใช้ก๊าซชีวภาพ (Biogas) จากการหมักน้ำเสียที่ได้มาจากระบวนการผลิตทางอุตสาหกรรมหรือมูลสัตว์ (จากฟาร์มเลี้ยงสัตว์) มาผลิตกระแสไฟฟ้า ฯลฯ ซึ่งกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล มีดังนี้

1. น้ำดิบจากคลองชลประทานหรือแหล่งน้ำที่เตรียมไว้ นำไปผ่านกระบวนการกรองเพื่อเป็นน้ำประปาใช้ภายในโรงงาน, ในระบบหล่อเย็น และนำไปขจัดแร่ธาตุเพื่อส่งผ่านไปยังเครื่องผลิตไอน้ำ
 2. เชื้อเพลิงชีวมวลจะถูกลำเลียงจากลานกองด้วยสายพานต่อเนื่องเข้าสู่ห้องเผาไหม้เพื่อให้ความร้อนกับหม้อไอน้ำ (Boiler) เพื่อผลิตไอน้ำ
 3. ไอน้ำแรงดันสูงที่ได้จะส่งต่อไปหมุนกังหันไอน้ำ (Turbines) ซึ่งต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า
 4. ไอน้ำที่ผ่านเครื่องกังหันไอน้ำแล้วยังคงมีความร้อนเหลืออยู่จะถูกนำไปผ่านเครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อเปลี่ยนเป็นน้ำแล้วนำกลับเติมหม้อไอน้ำ (Boiler) เพื่อผลิตไอน้ำไปใช้ในระบบอีกครั้ง ส่วนน้ำหล่อเย็นที่รับความร้อนมาจากเครื่องควบแน่น (Condenser) จะถูกส่งไปยังหอหล่อเย็น (Cooling Tower) เพื่อระบายความร้อนและนำกลับมาหมุนเวียนเพื่อเป็นน้ำหล่อเย็นในระบบอีกครั้ง
 5. ไอร้อนและซีเถ้าลอยจะถูกนำไปผ่าน เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตแรงสูง (ESP) เพื่อดักจับฝุ่นก่อนปล่อยออกสู่ภายนอก
 6. ซีเถ้าที่ถูกเก็บกักไว้ในเครื่องดักจะถูกลำเลียงบรรจุลงรถขนส่งซีเถ้า หรือบรรจุถุงที่คุณภาพแข็งแรงและปิดมิดชิดเพื่อนำส่งลูกค้า เช่น อุตสาหกรรมเกษตรใช้เป็นวัสดุปรับคุณภาพดิน อุตสาหกรรมซีเมนต์ และอุตสาหกรรมก่อสร้าง เป็นต้น
- ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 2,780 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จังหวัดสุราษฎร์ธานี โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จังหวัดนครศรีธรรมราช [10]



ภาพที่ 12 โรงไฟฟ้าชีวมวล [10]

2.2.6.5 โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพ (Biogas) คือ ก๊าซที่เกิดขึ้นจากการหมัก และกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์ เช่น จากคน สัตว์ พืช และสิ่งมีชีวิตต่าง ๆ ที่ตายลงแล้ว ถูกย่อยสลายโดยกลุ่มจุลินทรีย์ชนิดที่ไม่ใช้ออกซิเจนหรือไร้ออกซิเจน ทำหน้าที่ย่อยสลายสารอินทรีย์จนเปลี่ยนรูปไปเป็นก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพมีองค์ประกอบของก๊าซมีเทนเป็นหลัก มีสมบัติติดไฟได้ดี จึงนำก๊าซชีวภาพไปใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานภายใต้ 3 รูปแบบหลัก คือ ผลิตพลังงานความร้อน ผลิตพลังงานกลหรือไฟฟ้า และการผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration System) ได้ทั้งไฟฟ้าและความร้อน

การผลิตก๊าซชีวภาพจากการหมักพืชพลังงาน หญ้าเนเปียร์ มูลวัว มูลสุกร น้ำเสียจากแป้งมันสำปะหลัง หรือโรงงานน้ำมันปาล์ม มีปริมาณไม่มาก ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องยนต์สันดาปภายใน จึงมีความเหมาะสมกับปริมาณก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ ซึ่งหลักการย่อยสลายสารอินทรีย์เพื่อการผลิตก๊าซชีวภาพ คือ สารอินทรีย์จะถูกย่อยสลาย โดยกลุ่มจุลินทรีย์ในสภาวะไร้ออกซิเจน (ไร้ออกซิเจน) โดยสารอินทรีย์โมเลกุลใหญ่ เช่น คาร์โบไฮเดรต โปรตีน และไขมัน จะถูกย่อยสลายโดยจุลินทรีย์กลุ่มที่เปลี่ยนสารอินทรีย์โมเลกุลใหญ่ให้เป็นกรดอินทรีย์ขนาดเล็ก เช่น น้ำตาลโมเลกุลเดี่ยว กรดอะมิโน และกรดไขมัน เป็นต้น กลุ่มแบคทีเรียที่สร้างกรดอะซิติกจะเปลี่ยนกรดอินทรีย์ขนาดเล็กให้เป็นกรดอะซิติกและก๊าซไฮโดรเจน และขั้นตอนสุดท้ายกลุ่มแบคทีเรียจะสร้างมีเทน โดยเปลี่ยนกรดอะซิติกและไฮโดรเจนให้กลายเป็นก๊าซมีเทนและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (หรือก๊าซชีวภาพ) ซึ่งก๊าซดังกล่าวที่เกิดขึ้นจะลอยตัวขึ้นเหนือผิวน้ำ และจะถูกรวบรวมนำไปใช้ผลิตพลังงานทดแทนต่อไป

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 650 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ จังหวัดสุพรรณบุรี โรงไฟฟ้าหนองรี จังหวัดกาญจนบุรี โรงไฟฟ้าสระลงเรือ จังหวัดกาญจนบุรี [11]



ภาพที่ 13 โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ [11]

2.2.6.6 โรงไฟฟ้าขยะ

Waste to Energy หรือ พลังงานไฟฟ้าจากขยะ จึงได้ถือกำเนิดขึ้นเพื่อเป็นพลังงานทางเลือกใหม่ ที่นอกจากจะช่วยกำจัดขยะมูลฝอยที่มีปริมาณมากในประเทศแล้ว ยังสามารถนำพลังงานที่ได้ใช้จากการเผาไหม้ไปผลิตเป็นพลังงานได้อีกด้วย ปัจจุบันนี้ในประเทศไทยมีโรงงานไฟฟ้าพลังงานขยะตั้งอยู่ที่ขอนแก่น ซึ่งเริ่มผลิตกระแสไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2559 สามารถให้กำลังผลิตได้มากถึง 6 เมกกะวัตต์ หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าขยะ คือเริ่มจากการคัดแยกขยะที่ไม่สามารถเผาไหม้ได้ (โลหะ แก้ว เศษหิน) ขยะอันตราย และขยะรีไซเคิลออกจากขยะรวม ในบางกรณีจะมีการใช้เครื่องคัดแยกแม่เหล็กเพื่อคัดแยกมูลฝอยที่มีเหล็กเป็นส่วนประกอบ และใช้เครื่อง Eddy Current Separator เพื่อคัดแยกอลูมิเนียมออกจากมูลฝอย จากนั้นจึงป้อนขยะมูลฝอยไปเข้าเครื่องสับ-ย่อยเพื่อลดขนาดและป้อนเข้าเตาอบเพื่อลดความชื้นของมูลฝอย โดยการใช้ความร้อนจากไอน้ำหรือลมร้อนเพื่ออบขยะให้แห้งซึ่งจะทำให้น้ำหนักลดลงเกือบ 50% (ความชื้นเหลือไม่เกิน 15%) และสุดท้ายจะส่งไปเข้าเครื่องอัดเม็ด (Pellet) เพื่อให้ได้เชื้อเพลิงขยะอัดเม็ดที่มีขนาดและความหนาแน่นเหมาะสมต่อการขนส่งไปจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งในบางกรณีจะมีการเติมหินปูน (CaO) เข้าไปกับมูลฝอยระหว่างการอัดเป็นเม็ดเพื่อควบคุมและลดปริมาณก๊าซพิษที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าขยะในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 368.99 เมกกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าขยะในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าจากเตาเผาขยะ เทศบาลนครภูเก็ต โรงไฟฟ้าจากเตาเผาขยะ บริษัท พีเจที เทคโนโลยี จำกัด จังหวัดชลบุรี โรงไฟฟ้าขยะ บจก. บางปู เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จังหวัดสมุทรปราการ [12]



ภาพที่ 14 โรงไฟฟ้าขยะ [12]

2.2.6.7 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ (Geothermal power plant) ประกอบด้วยระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากแหล่งความร้อนใต้พิภพ โดยใช้กังหันไอน้ำแปลงพลังงานความร้อนในน้ำร้อนหรือน้ำจากแหล่งความร้อนใต้พิภพเป็นกระแสไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้าระบบไอน้ำแห้ง ระบบไอน้ำเปียก ระบบสองวงจร ระบบแฟลชคู่ และระบบเสริมพลังความร้อนใต้พิภพ โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพจะมีประสิทธิภาพต่ำเพียงประมาณร้อยละ 10–23 เนื่องจากไอน้ำทำงานที่อุณหภูมิต่ำ เมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าหม้อไอน้ำที่ใช้ถ่านหินหรือปิโตรเลียมเป็นเชื้อเพลิง โดยแบ่งเป็น 5 ระบบ ดังนี้

1. ระบบไอน้ำเปียก (Hydrothermal system) ระบบไอน้ำเปียก เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ไอน้ำเปียกจากแหล่งความร้อนใต้พิภพที่อุณหภูมิต่ำกว่าจุดวิกฤต ก่อนที่ไอน้ำเปียกจะถูกบ่อนเข้าสู่กังหันไอน้ำ จะต้องแยกหยดน้ำออกเพื่อลดการสะสมของตะกอนแร่ธาตุในไอน้ำบนใบพัดกังหันไอน้ำ ไอน้ำที่ใช้หมุนกังหันในโรงไฟฟ้าแบบนี้ควรมีอุณหภูมิประมาณ 155–165 องศาเซลเซียส และมีความดันอยู่ในช่วง 0.5–0.6 เมกะปาสกาล โดยทั่วไปการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแบบนี้จะต้องใช้ไอน้ำประมาณ 8 กิโลกรัม ต่อการผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง

2. ระบบไอน้ำแห้ง (Dry steam system) ระบบไอน้ำแห้งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพที่ใช้ไอน้ำจากแหล่งความร้อนใต้พิภพที่มีอุณหภูมิสูงกว่าจุดวิกฤตคือ 373.946 องศาเซลเซียส ผ่านเข้าสู่กังหันไอน้ำโดยตรง ไม่ต้องผ่านหม้อไอน้ำ ระบบไอน้ำแห้งมีข้อดี คือ ไม่ต้องสูญเสียพลังงานในการกำจัดหยดน้ำจากการควบแน่นของไอน้ำก่อนที่จะบ่อนเข้าสู่กังหันไอน้ำ ระบบจึงไม่ซับซ้อน

3. ระบบเสริมพลังความร้อนใต้พิภพ (Enhanced geothermal system) ระบบความร้อนใต้พิภพที่สร้างขึ้นเพื่อเสริมความสามารถของแหล่งหินร้อนใต้ดินที่ยอมให้น้ำซึมผ่านได้น้อย กระบวนการเริ่มต้นด้วยการเจาะหลุมฉีด (Injection well) ลงไปยังแหล่งหินร้อน ฉีดอัดน้ำผ่านหลุมลงไปยังแหล่งหินร้อนใต้ดิน ด้วยแรงดันที่สูงพอที่จะทำให้หินร้อนแตกออกเป็นโครงข่าย น้ำรับความร้อนตามช่องแตกของหินร้อน แล้วถูกดูดขึ้นทางหลุมผลิต (Production well) เพื่อบ่อนเข้าสู่โรงไฟฟ้าและจะถูกทำให้กลายเป็นไอน้ำ

4. ระบบสองวงจร (Binary generation system, Binary cycle system) ระบบสองวงจรเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพที่ผลิตไฟฟ้าจากน้ำร้อนอุณหภูมิต่ำ 38–149 องศาเซลเซียส โดยผ่านน้ำร้อนเข้าสู่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อให้ความร้อนกับของไหลชนิดที่สองที่มีจุดเดือด

ต่ำ เช่น แอมโมเนีย ฟรีออน ไอโซบิวเทน ไอโซเพนเทน เป็นต้น ซึ่งจะกลายเป็นไอแล้วผ่านเข้าสู่กังหันไอน้ำผลิตไฟฟ้า จากนั้นกลับเข้าสู่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนใหม่ส่วนน้ำร้อนหลังจากถ่ายโอนความร้อนให้กับของไหลชนิดที่สองแล้ว จะควบแน่นและถูกฉีดกลับเข้าสู่แหล่งพลังงาน

5. ระบบแฟลชคู่ (Double flash system) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพที่นำเทคโนโลยีผลิตไอน้ำแบบแฟลชมาใช้ เมื่อน้ำร้อนมีอุณหภูมิสูงกว่า 177 องศาเซลเซียส จะวaporเป็นไอน้ำและถูกแยกส่งเข้าสู่กังหันไอน้ำ ในระบบแฟลชคู่ น้ำจะถูกวaporเป็นไอน้ำ 2 รอบที่ความดันแตกต่างกัน เพิ่มปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ร้อยละ 20–30 ส่วนที่ยังคงเป็นของเหลวจะถูกส่งกลับไปแหล่งพลังงานความร้อนใต้พิภพ

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพในประเทศไทย มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 0.3 เมกะวัตต์ และตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพในประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าความร้อนใต้พิภพฝาง จังหวัดเชียงใหม่ โรงไฟฟ้าความร้อนใต้พิภพสบโป่ง จังหวัดเชียงราย โรงไฟฟ้าความร้อนใต้พิภพแม่จอก จังหวัดแพร่ [13]



ภาพที่ 15 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ [13]

2.3 ประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ได้แก่ ถ่านหิน น้ำมันเตา ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนมีการใช้เชื้อเพลิงเพียงถ่านหิน น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

2.3.1 ถ่านหิน (Coal)

ถ่านหิน (Coal) เป็นเชื้อเพลิงธรรมชาติ เกิดจากการสะสมตัวตามธรรมชาติของซากพืชในแอ่งตะกอนน้ำตื้น ถ่านหินเป็นหินตะกอนชนิดหนึ่งซึ่งสามารถติดไฟได้ มีส่วนประกอบที่สำคัญ คือ สารประกอบของคาร์บอน ซึ่งจะมีอยู่ประมาณไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยปริมาณ ถ่านหินกำเนิดมาจากการเปลี่ยนแปลงตามธรรมชาติของพืชพันธุ์ไม้ต่าง ๆ ที่สลายตัวและสะสมอยู่ในลุ่มน้ำหรือแอ่งน้ำต่าง ๆ นับเป็นเวลาหลายร้อยล้านปี เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของผิวโลก เช่น เกิดแผ่นดินไหว ภูเขาไฟระเบิด หรือมีการทับถมของตะกอนมากขึ้น ทำให้แหล่งสะสมตัวนั้นได้รับความกดดันและความร้อนที่มีอยู่ภายในโลกเพิ่มขึ้น ซากพืชเหล่านั้นก็จะเกิดการเปลี่ยนแปลงกลายเป็นถ่านหินชนิดต่าง ๆ ประเภทของถ่านหิน มีดังนี้

1. พีท (Peat)

พีทมีคาร์บอน 60% เป็นถ่านหินในขั้นเริ่มต้นของกระบวนการเกิดถ่านหิน ซากพืชบางส่วนยังสลายตัวไม่หมด และมีลักษณะให้เห็นเป็นลำต้น กิ่งหรือใบ มีสีน้ำตาลจนถึงสีดำ มีความชื้นสูง เมื่อนำพีทมาเป็นเชื้อเพลิงต้องผ่านกระบวนการไล่ความชื้นหรือทำให้แห้งก่อน ความร้อนที่ได้จากการเผาพีทสูงกว่าที่ได้จากไม้ ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อให้ความร้อนในบ้านหรือผลิตไฟฟ้า ข้อดีของพีทคือมีร้อยละของกำมะถันต่ำกว่าน้ำมันและถ่านหินอื่น ๆ ส่วนมากจะพบในที่ราบน้ำท่วมถึง พีทที่เป็นชั้นหนามักจะพบในป่าพรุ

2. ลิกไนต์ (Lignite)

ลิกไนต์มีคาร์บอน 55-60 % เป็นถ่านหินที่มีซากพืชสลายตัวหมด ไม่เห็นโครงสร้างของพืช ลักษณะเนื้อเหนียวและผิวด้าน มีสีเข้ม มีปริมาณออกซิเจนและความชื้นต่ำ มีปริมาณคาร์บอนสูงกว่าพีท เมื่อติดไฟมีควันและเถ้าถ่านมาก ลิกไนต์ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับให้ความร้อน ใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้บ่มใบยา แหล่งลิกไนต์ที่สำคัญ คืออำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง

3. ซับบิทูมินัส (Sub-bituminous)

ซับบิทูมินัสเป็นถ่านหินที่เกิดนานกว่าลิกไนต์ มีสีน้ำตาลจนถึงดำ ลักษณะมีทั้งผิวด้านและผิวมัน มีทั้งเนื้ออ่อนร่วนและแข็ง มีปริมาณออกซิเจนและความชื้นต่ำ แต่มีปริมาณคาร์บอนสูงกว่าลิกไนต์ ใช้เป็นแหล่งพลังงานสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าและอุตสาหกรรม

4. บิทูมินัส (Bituminous)

บิทูมินัสเป็นถ่านหินที่เกิดนานกว่าซับบิทูมินัส มีเนื้อแน่นและแข็ง มีทั้งสีน้ำตาลจนถึงสีดำ มีปริมาณออกซิเจนและความชื้นต่ำ แต่มีปริมาณคาร์บอนสูงกว่าซับบิทูมินัส เมื่อเผาไหม้แล้วจะให้ค่าความร้อนสูง ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการถลุงโลหะ และนำมาเป็นวัตถุดิบเพื่อเปลี่ยนเป็นเชื้อเพลิงเคมีอื่น ๆ ได้

5. แอนทราไซต์ (Anthracite)

แอนทราไซต์เป็นถ่านหินที่มีการแปรสภาพสูงสุด เนื่องจากแรงกดดันและความร้อนใต้เปลือกโลก ทำให้น้ำและสารระเหยต่าง ๆ ในพีชหมดไปเหลือแต่คาร์บอน มีอายุการเกิดนานที่สุดมีสีดำ ลักษณะเนื้อแน่น แข็ง และเป็นมัน มีปริมาณออกซิเจนและความชื้นต่ำ แต่มีปริมาณคาร์บอนสูงกว่าถ่านหินชนิดอื่น จุดไฟติดยาก เมื่อติดไฟจะเปลวไฟสีน้ำเงินจาง ๆ มีควันน้อย ให้ความร้อนสูง และไม่มีสารอินทรีย์ระเหยออกมาจากการเผาไหม้ [14]

2.3.2 ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)

ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) คือ ส่วนผสมของก๊าซไฮโดรคาร์บอน และสิ่งเจือปนต่าง ๆ ในสถานะก๊าซสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่พบในธรรมชาติ ได้แก่ มีเทน อีเทน โพรเพน บิวเทน เพนเทน เป็นต้น สิ่งเจือปนอื่น ๆ ที่พบในก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์, ไฮโดรเจน-ไดซัลไฟด์ เป็นต้น ก๊าซธรรมชาติเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีสารสำคัญ 2 ชนิด คือ ไฮโดรเจนกับคาร์บอนรวมตัวกันในสัดส่วนของอะตอมที่ต่าง ๆ กันโดยเริ่มตั้งแต่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนอันดับแรกที่มีคาร์บอนเพียง 1 อะตอม กับ ไฮโดรเจน 4 อะตอม มีชื่อเรียกโดยเฉพาะว่า "ก๊าซมีเทน" จนกระทั่งมีคาร์บอนเพิ่มมากขึ้นถึง 8 อะตอม กับไฮโดรเจน 18 อะตอม มีชื่อเรียกว่า "ออกเทน" [15]

2.3.3 น้ำมัน (Petroleum Oil)

น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลที่มีสถานะเป็นของเหลว เกิดจากซากสัตว์และซากพืชทับถมเป็นเวลาหลายร้อยล้านปี พบมากในภูมิภาคตะวันออกกลาง สำหรับประเทศไทย มีแหล่งน้ำมันดิบจากแหล่งกลางอ่าวไทย เช่น แหล่งเบญจมาศ แหล่งยูโนแคล แหล่งจัสมิน เป็นต้น และแหล่งบนบก ได้แก่ แหล่งสิริกิติ์ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร น้ำมันที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามี 2 ประเภท คือ น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล ในปี พ.ศ. 2558 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ใช้น้ำมันผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนเพียง ร้อยละ 1 เท่านั้น เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตสูงสำหรับการใช้น้ำมันมาผลิตไฟฟ้านั้นมักจะใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองในกรณีที่เชื้อเพลิงหลัก เช่น ก๊าซธรรมชาติ มีปัญหาไม่สามารถนำมาใช้ได้ เป็นต้น

กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมัน มีดังนี้

- 1) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนไปต้มน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำไปหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 2) การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล มีหลักการทำงานเหมือนกับเครื่องยนต์ในรถยนต์ทั่วไป ซึ่งจะอาศัยหลักการสันดาปของน้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปในกระบอกสูบของเครื่องยนต์ที่ถูกอัดอากาศจนมีอุณหภูมิสูง และเกิดระเบิดดันให้ลูกสูบเคลื่อนที่ลงไปหมุนเพลาค้อเหวี่ยงซึ่งต่อกับ 30 เพลาของ

เครื่องยนต์ ทำให้เพลลาของเครื่องยนต์หมุน และทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งต่อกับเพลลาของเครื่องยนต์หมุนตามไปด้วยจึงเกิดการผลิตไฟฟ้าออกมา [16]

2.4 ระบบการผลิตและการส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในประเทศไทย การผลิตและการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าดำเนินงานโดยหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ 3 แห่ง ซึ่งแต่ละหน่วยงานก็มีหน้าที่รับผิดชอบที่แตกต่างกันออกไป

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (Electricity Generating Authority of Thailand) หรือ EGAT มีหน้าที่จัดหาแหล่งพลังงานและผลิตกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศหรือขายกำลังไฟฟ้าให้กับประเทศเพื่อนบ้านใกล้เคียง แล้วจัดส่งให้การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กฟผ. ใช้ระบบสายส่งแรงดันสูง 4 ระดับคือ 500_{KV}, 230_{KV}, 115_{KV}, 69_{KV} โดยประเทศไทยใช้สายส่งระบบ 3 เฟส 3 สาย ที่ความถี่ 50 Hz

2. การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) (Metropolitan Electricity Authority) หรือ MEA มีหน้าที่บริการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในเขต 3 จังหวัด ได้แก่ กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ นนทบุรี และบางเขตของปทุมธานี ระบบไฟฟ้ากำลังของ กฟน. จะรับกำลังไฟฟ้ามาจาก กฟผ. มาลดแรงดันให้ต่ำลงที่สถานีไฟฟ้าย่อย (Subtransmission system) จากนั้นจึงนำเข้าระบบจำหน่าย (Distribution system) ซึ่งแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละแห่งจะมีหม้อแปลงไฟฟ้า จำนวน 2-4 ชุด เพื่อที่จะแปลงไฟฟ้าแรงสูงให้เป็นแรงกลาง 12_{KV} หรือ 24_{KV} ซึ่งในอนาคต กฟน. จะเปลี่ยนมาใช้ระบบ 24_{KV} ทั้งหมด ส่วนระบบการใช้กำลังไฟฟ้า (Utilization system) กฟน. จะติดตั้งหม้อแปลงแรงต่ำ 12_{KV} หรือ 24_{KV} มาเป็นระบบ 380/220v 3 เฟส 4 สาย

3. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) (Provincial Electricity Authority) มีหน้าที่จัดหาและจำหน่ายไฟฟ้าให้ทุกจังหวัดในประเทศไทยยกเว้นจังหวัดที่อยู่ในเขตความรับผิดชอบของ กฟน. ซึ่งระบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าจะคล้ายคลึงกับ กฟน. โดยระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อย กฟภ. จะรับกำลังไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแล้วทำการจัดส่งด้วยระบบ 115_{KV} และ 69_{KV} ส่วนระบบการจำหน่ายแบ่งแรงดันจำหน่ายอยู่ 2 ระบบได้แก่ ระบบแรงดัน 22_{KV} (Conventional Solidly Grounded System) จังหวัดเกือบทั่วประเทศจะใช้ระบบนี้ยกเว้นจังหวัดทางภาคใต้ และบางจังหวัดในภาคเหนือ ระบบ 33_{KV} (Multigrounded System With Overhead Ground Wire) ใช้ในภาคใต้ ตั้งแต่จังหวัดระนองลงไป และในจังหวัดเชียงรายกับพะเยา ระบบการใช้กำลังไฟฟ้าของ กฟภ. จะใช้หม้อแปลงแรงดัน ให้เหลือ 380/220v 3 เฟส 4 สาย [17]

2.5 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan)

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเป็นแผนหลักในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศให้เพียงพอกับความต้องการใช้ เพื่อรองรับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศรวมถึงจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น กระทรวงพลังงาน (พ.น.) ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 (PDP2018) ซึ่งกรอบระยะเวลาของแผนมีความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (ปี 2561–2580)

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan) หรือเรียกว่าแผน PDP มีกระบวนการวางแผนต่อเนื่องทำมายาวนานถึง 28 ปี นับตั้งแต่เริ่มจัดทำแผนฉบับแรก พ.ศ. 2535 ปัจจุบันมีทั้งสิ้น 19 ฉบับ เป็นแผนแม่บทที่จะแสดงให้เห็นถึงความต้องการใช้ไฟฟ้ามีปริมาณมากหรือน้อยในรอบ 20 ปีข้างหน้า เพื่อจะได้มีการวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทใดใช้เชื้อเพลิงใด ตั้งอยู่ที่ไหน และรองรับการใช้ไฟฟ้าอย่างเพียงพอในอนาคต

แผน PDP ฉบับล่าสุด คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ผ่านการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2563 สัดส่วนเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าใกล้เคียงแผนเดิม คือ ก๊าซธรรมชาติ 53.4% ถ่านหินและลิกไนต์ 11.4% พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทดแทน 24.5% และพลังน้ำทั้งในและต่างประเทศ 10.7% ซึ่งสาระสำคัญของแผน PDP ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 นี้ เป็นการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2561–2580 พบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ในปี 2580 อยู่ที่ 53,997 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 367,458 ล้านหน่วย ขณะที่ภาพรวมของกำลังการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ที่ 77,211 เมกะวัตต์ และคงเป้าหมายกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ไว้ตลอดแผน 56,431 เมกะวัตต์ [18]

2.5.1 ความสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ได้ให้ความสำคัญใน 3 ประเด็น ดังนี้

1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่ และตอบสนองปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพื่อรองรับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ รวมถึงการพิจารณาโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม เพื่อรองรับกรณีเกิดเหตุวิกฤตด้านพลังงาน

2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ เพื่อลดภาระผู้ใช้ไฟฟ้า และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม

ของประเทศในระยะยาว รวมถึงการเตรียมความพร้อมของระบบไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันด้านการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศ การผลิตไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

3) ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและการเพิ่มประสิทธิภาพในระบบไฟฟ้า (Efficiency) ทั้งด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านการใช้ไฟฟ้า โดยพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid)

การจัดทำแผน PDP2018 ต้องสอดคล้องกับทิศทางการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ซึ่งจัดทำและประมาณการโดยสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ที่ได้คาดการณ์ว่าจะมีการเติบโตทางเศรษฐกิจระยะยาวที่ร้อยละ 3.8 ต่อปี [19]

2.5.2 ความแตกต่างระหว่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับเดิมและฉบับปรับปรุง

การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ได้พิจารณานโยบายด้านพลังงานเพื่อเศรษฐกิจฐานรากเพิ่มเติม และยังคำนึงถึงความมั่นคงในระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคให้พึ่งพาตนเองได้ ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ PDP2018 Rev.1 มีความแตกต่างจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2018 ฉบับเดิม ดังนี้

1) ปรับลดการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ประชาชน เนื่องจากในปี 2562 มีผู้เข้าร่วมโครงการไม่เป็นไปตามแผน

2) สนับสนุนนโยบาย Energy For All ในการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชุมชน ในช่วงปี 2563–2567

3) โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้มีความล่าช้าไปจากแผน จึงปรับเลื่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจากปี 2564 และ 2565 ปริมาณปีละ 60 เมกะวัตต์ เป็นปี 2565 และปี 2566 ปริมาณปีละ 60 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งปรับเปลี่ยนประเภทผู้ผลิตจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

4) ปรับเพิ่มเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจากแผน PDP2018 ที่ ณ สิ้นปี 2580 มีกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญารวม 546 เมกะวัตต์ เพิ่มเป็น 1,183 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งแยกประเภทเชื้อเพลิงให้ชัดเจนระหว่างน้ำเสีย/ของเสียกับพืชพลังงาน

5) เลื่อนกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าและเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ บริษัท บูรพา พาวเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (ชื่อเดิม เนชั่นแนล พาวเวอร์ ซัพพลาย จำกัด) ตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าและประเภทเชื้อเพลิงที่ทางบริษัทฯ ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

6) เพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้าของพื้นที่ภาคเหนือตอนบน บริเวณจังหวัดเชียงใหม่ จังหวัดเชียงราย จังหวัดพะเยา และจังหวัดลำพูน ด้วยการลดความเสี่ยงในกรณีที่กำลังผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้า ด้วยการยืดอายุโรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 9 กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 270 เมกะวัตต์ ออกไปอีก 3 ปี จากกำหนดเดิมปลดปี 2565 เลื่อนกำหนดปลดเป็นปี 2568

7) ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศด้วยการยืดอายุโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ ได้แก่ โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 12-13 ซึ่งเดิมมีกำหนดปลดในปี 2568 เลื่อนออกไปอีก 1 ปี เป็นปลดในปี 2569 [19]

ตารางที่ 1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1[19]

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง
2561	29,969	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -43.1 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 4 -314 MW	ก๊าซฯ
		ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 4-7 -560 MW	ลิกไนต์
2562	31,377	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -244.5 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 1-2 -1,224 MW	ก๊าซฯ
2563	32,732	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -248 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 1 -316 MW	ก๊าซฯ
		ปลด ไตรเอนเนอจี จำกัด -700 MW	ก๊าซฯ
2564	34,006	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -241.5 MW	-
2565	35,213	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -150 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 8 -270 MW	ลิกไนต์
		ปลด โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 2 -562 MW	ก๊าซฯ
2566	36,390	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -41 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3 -686 MW	ก๊าซฯ
		ปลด อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริค -350 MW	ก๊าซฯ
2567	37,610	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -679.8 MW	-
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -32.2 MW	-

ตารางที่ 1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1[19]
(ต่อ)

ปี	ความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุดของ ระบบ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง
2568	38,780	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -89 MW	-
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -236 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 9 -270 MW	ลิกไนต์
		ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 10-11 -540 MW	ลิกไนต์
		ปลด โรงไฟฟ้าน้ำพอง ชุดที่ 1-2 -650 MW	ก๊าซฯ
		ปลด โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี -700 MW	ก๊าซฯ
		ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี เครื่องที่ 1-2 -1,440 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา
2569	39,933	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -53 MW	-
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -5 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 12-13 -540 MW	ลิกไนต์
2570	41,079	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -56 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าบางปะกง เครื่องที่ 3 -576 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา
		ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 1-3 -2,041 MW	ก๊าซฯ
2571	42,267	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -93 MW	-
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -103 MW	-
		ปลด โรงไฟฟ้าบางปะกง เครื่องที่ 4 -576 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา
		ปลด โกลว์ ไอพีพี -713 MW	ก๊าซฯ
2572	43,541	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -179 MW	-
		ปลด สปป.ลาว (ห้วยเหาะ) -126 MW	พลังน้ำ
2573	44,781	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -104 MW	-
2574	46,054	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -22.8 MW	-
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -40.2 MW	-

ตารางที่ 1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1[19]
(ต่อ)

ปี	ความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุด ของระบบ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง
2575	47,303	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -74.4 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -8.8 MW ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 1-2 -1,347 MW ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชัน ชุดที่ 1 -734 MW	- - ถ่านหิน ก๊าซฯ
2576	48,627	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -73 MW ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจเนอเรชัน ชุดที่ 2 -734 MW ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1-2 -1,400 MW	- ก๊าซฯ ก๊าซฯ
2577	49,921	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -3 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -20.6 MW ปลด โรงไฟฟ้ากระบี่ -315 MW ปลด โรงไฟฟ้าจระนะ ชุดที่ 1 -710 MW	- - น้ำมันเตา ก๊าซฯ
2578	51,265	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -8.2 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -90 MW ปลด โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 3 -710 MW ปลด โรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 5 -710 MW ปลด สปป.ลาว (น้ำเทิน 2) -948 MW	- - ก๊าซฯ ก๊าซฯ พลังน้ำ
2579	52,609	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -3 MW ปลด โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 1 -670 MW	- ก๊าซฯ
2580	53,997	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -8 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -268 MW ปลด เก็คโค-วัน -660 MW	- - ถ่านหิน

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

การสรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1	
กำลังผลิตไฟฟ้าถึงธันวาคม 2560	46,090
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2561–2580	56,431
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2561–2580	-25,310
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ ณ สิ้นปี 2580	77,211

2.6 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.6.1 ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor)

ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า คือ อัตราส่วนระหว่าง Load เฉลี่ย ในช่วงเวลาที่พิจารณา ต่อ Load สูงสุด ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลานั้น ดังสมการที่ (2.1) หรือสามารถหาได้จากสมการที่ (2.2)

$$\text{Load Factor} = \frac{\text{Load เฉลี่ยตลอดเวลาที่พิจารณา}}{\text{Load สูงสุดในเวลาที่ยังพิจารณาเท่านั้น}} \quad (2.1)$$

หรือ

$$\text{Load Factor} = \frac{\text{MWh เฉลี่ยในหนึ่งปี}}{\text{MW}_{\max} \times 8,784 \text{ hr}} \quad (2.2)$$

โดยปกติ Load Factor จะมีค่าน้อยกว่า 1 จากสมการที่ (2.1) Load สูงสุดจะมากกว่า Load เฉลี่ยเสมอ ถ้าค่า Load Factor ใกล้เคียงกับ 1 แสดงว่าโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นมีการใช้งานที่คุ้มค่างบเงินที่ลงทุน เพราะ Load เฉลี่ย ใกล้เคียงกับ Load สูงสุด ดังนั้นราคาไฟฟ้าต่อหน่วยจะไม่แพงมาก [20]

2.6.2 ตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor)

ตัวประกอบกำลังผลิต คือ อัตราส่วนระหว่าง Load เฉลี่ย (Average load) ในช่วงเวลาที่พิจารณาต่อขนาดของโรงไฟฟ้า ดังสมการที่ (2.3)

$$\text{Capacity Factor} = \frac{\text{Load เฉลี่ย}}{\text{ขนาดของโรงไฟฟ้า}} \quad (2.3)$$

ค่า Capacity Factor บ่งบอกว่า ขนาดของโรงไฟฟ้าใกล้เคียงกับปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการเพียงใด โดยมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1 เสมอ หากค่าใกล้เคียงกับ 1 แสดงว่าโรงไฟฟ้ามีขนาดใกล้เคียงกับปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการ แสดงถึงการใช้โรงไฟฟ้าที่คุ้มค่ากับเงินที่ลงทุน

ถ้าขนาดของโรงไฟฟ้าเท่ากับขนาดของ Load สูงสุด ค่า Load Factor จะเท่ากับค่า Capacity Factor ขนาดของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งส่วนใหญ่จะมากกว่า Load สูงสุด โดยค่าที่บ่งบอกว่าขนาดโรงไฟฟ้ามีขนาดมากกว่า Load สูงสุดเท่าใดคือค่า Reserve Factor [20]

2.6.3 ตัวประกอบสำรองไฟฟ้า (Reserve Factor)

ตัวประกอบสำรองไฟฟ้า (Reserve Factor) คืออัตราส่วนขนาดโรงไฟฟ้า (MW_{inst}) ต่อขนาดของ Load สูงสุด (MW_{max}) หรืออัตราส่วน Load Factor ต่อ Capacity Factor ซึ่งหาได้จาก

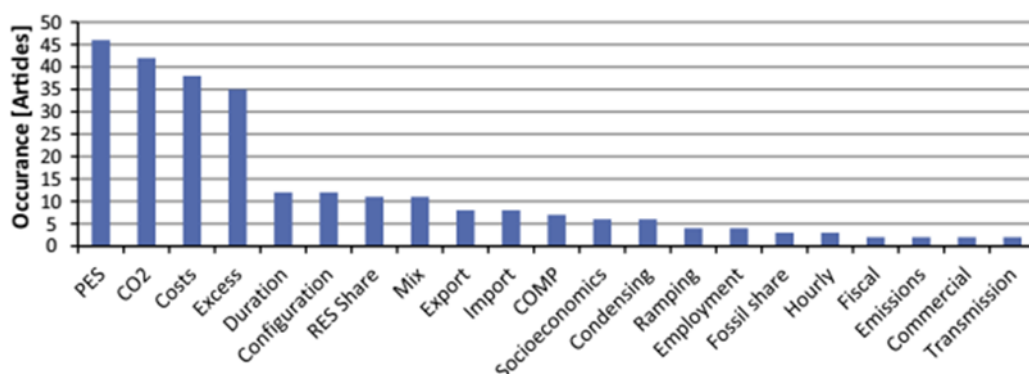
$$\text{Reserve Factor} = \frac{\text{Load factor}}{\text{Capacity factor}} \quad (2.4)$$

ค่า Reserve Factor จะมากกว่า 1 เสมอ เช่น ถ้า Reserve Factor มีค่าเป็น 1.2 แสดงว่าขนาดของโรงไฟฟ้านี้มากกว่า Load สูงสุดประมาณ 20% นั่นคือมีการสำรองการผลิตไฟฟ้าไว้ที่ 20% [20]

2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.7.1 งานวิจัยเกี่ยวกับหลักการทำงาน และข้อมูลอินพุต-เอาต์พุต ของโปรแกรม EnergyPLAN

Lund et al. (2021) [4] ได้ศึกษาการใช้โปรแกรม EnergyPLAN ซึ่งกล่าวว่า EnergyPLAN เป็นเครื่องมือวิเคราะห์ระบบพลังงานที่สร้างขึ้นเพื่อการศึกษาวิจัยการออกแบบพลังงานในอนาคต ช่วยให้สามารถวิเคราะห์การแปลงไฟฟ้าหมุนเวียนเป็นพลังงานอื่นได้ เช่น ความร้อน, ไฮโดรเจน, Green Gases และเชื้อเพลิงไฟฟ้า ตลอดจนการดำเนินการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งอินพุตที่ใส่เข้าไปในโปรแกรม EnergyPLAN จะเป็นด้านระบบพลังงาน ได้แก่ ความต้องการพลังงาน (ความร้อน ไฟฟ้า การขนส่ง ฯลฯ) หน่วยการผลิตพลังงาน และทรัพยากร (กังหันลม โรงไฟฟ้า หม้อต้มน้ำมัน การจัดเก็บ ฯลฯ) รวมถึงการแปลงพลังงานหน่วยต่าง ๆ เช่น อิเล็กโทรไลเซอร์ โรงผลิตก๊าซชีวภาพและแก๊สซิฟิเคชัน เป็นหน่วยไฮโดรเจนชั้น โดยการจำลองจะกำหนดการจำลองและการทำงานของแต่ละโรงงานและระบบรวมถึงข้อจำกัดทางเทคนิค



ภาพที่ 16 การประยุกต์ใช้เกณฑ์ต่าง ๆ ในบทความที่ใช้แบบจำลอง EnergyPLAN

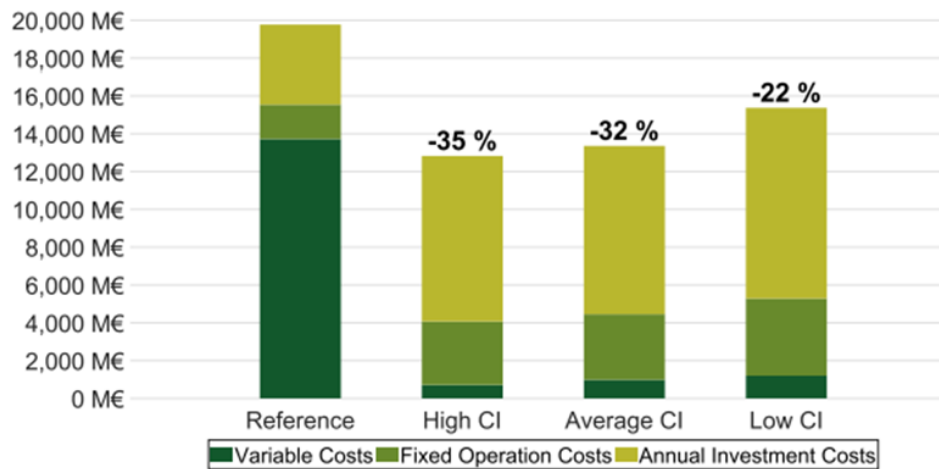
ข้อมูล ณ วันที่ 26 พฤษภาคม 2015 [21]

เช่น ความสามารถในการส่งออก และต้นทุน (ค่าเชื้อเพลิง ค่าแลกเปลี่ยนไฟฟ้าและก๊าซ ภาษี ต้นทุน การดำเนินงานคงที่และผันแปรและต้นทุนในการลงทุน) ส่วนเอาต์พุตที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN คือความสมดุลของพลังงานและผลผลิตประจำปี ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง การนำเข้า/ส่งออก ของค่าไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายทั้งหมดรวมทั้งรายได้จากการแลกเปลี่ยนไฟฟ้า และข้อดีหลักของ EnergyPLAN เมื่อเทียบกับโปรแกรมอื่น ๆ คือ ความสามารถในการจำลองระบบทั้งหมดกับทุกภาคส่วน ที่จำกัดความต้องการข้อมูล ความสามารถในการจำลองสถานการณ์ที่ผู้ใช้กำหนดได้อย่างรวดเร็ว ความโปร่งใสในการพัฒนาสถานการณ์จำลอง ขั้นตอนการจำลองชั่วคราว 1 ชั่วโมง และสามารถจำลองได้ตลอดทั้งปี

Østergaard (2015) [21] ได้ศึกษาและทบทวนการจำลองโปรแกรม EnergyPLAN จาก 95 บทความที่ใช้แบบจำลอง EnergyPLAN ใช้เกณฑ์ที่หลากหลาย เนื่องจากโมเดลมีหลายทางเลือกซึ่งเกณฑ์ที่ใช้บ่อยที่สุดคือแหล่งพลังงานหลัก (PES) โดยผลรวมของการใช้เชื้อเพลิงและเทียบเท่าเชื้อเพลิงสำหรับแหล่งพลังงานที่ไม่ใช่เชื้อเพลิง นำไปใช้ถึง 46 บทความ ซึ่งการวิเคราะห์ส่วนใหญ่จะใช้ตัวบ่งชี้มากกว่าหนึ่งตัวโดยที่ PES จะโดดเด่นที่สุด รองลงมาคือการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ พลังงานส่วนเกิน และค่าใช้จ่าย ดังแสดงในภาพที่ 16

2.7.2 งานวิจัยเกี่ยวกับการกำหนดตัวชี้วัดในการออกแบบระบบพลังงานในอนาคต

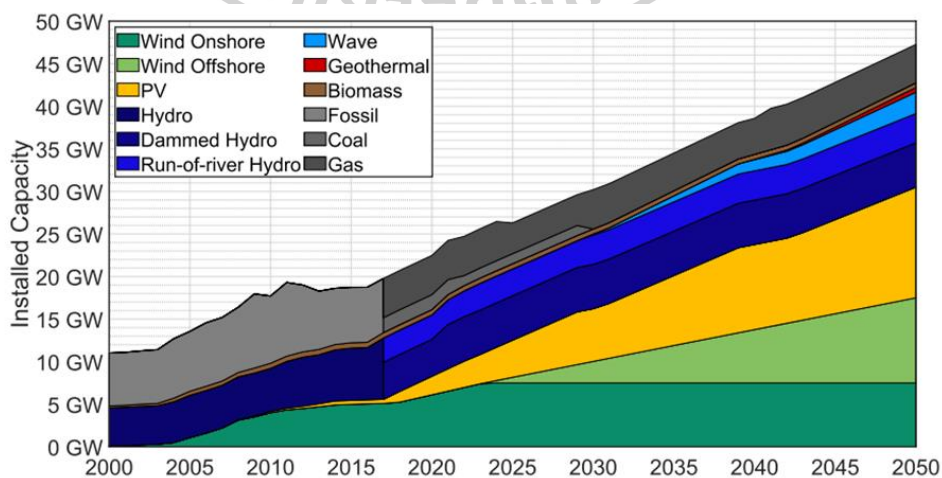
Doepfert and Castro (2021) [22] ได้ทำการศึกษาและสร้างแบบจำลองความต้องการพลังงานสำหรับปี 2050 โดยใช้เครื่องมือจำลอง EnergyPLAN ซึ่งใช้ประเทศโปรตุเกสเป็นกรณีศึกษา ผลการศึกษาพบว่าระบบพลังงานในอนาคตจะต้องพึ่งพาไฟฟ้าเป็นอย่างมากทั่วทุกภาคส่วน เพื่อสร้างระบบพลังงานอัจฉริยะโดยการเปรียบเทียบข้อมูลจริงในปี 2016 กับข้อมูลในการ



ภาพที่ 17 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายประจำปีทั้งหมดของประเทศโปรตุเกส ในปี 2050 [22]

จำลอง มีค่าความแตกต่างสูงสุดคือ 2% ซึ่งความต้องการจะเพิ่มขึ้นจาก 49 เป็นประมาณ 110 TWh ภายในปี 2050 ลมและแสงอาทิตย์จะกลายเป็นพลังงานหลักของระบบพลังงาน ซึ่งครอบคลุมความต้องการไฟฟ้าโดยเฉลี่ย 75% ของโปรตุเกสในอนาคต บทบาทของไฟฟ้าพลังน้ำ จะลดลง โดยมีสัดส่วนประมาณ 16% ที่เหลือ 9% จะเป็นชีวมวล คลีน และพลังงานความร้อนใต้พิภพ ความต้องการพลังงานหลักจะลดลงจาก 250 เป็น 150 TWh นอกจากนี้ระบบที่เสนอยังมีความคุ้มค่าด้วยต้นทุนที่ 22-35% ต่ำกว่าในแบบจำลองอ้างอิง ดังแสดงในภาพที่ 17

งานหลักคือการสร้างแผนงานที่แม่นยำยิ่งขึ้นจนถึงปี 2050 ซึ่งภาพที่ 18 จะแสดงการพัฒนาขีดความสามารถของแต่ละเทคโนโลยีในโปรตุเกส



ภาพที่ 18 วิวัฒนาการของกำลังการผลิตที่ติดตั้งในประเทศโปรตุเกสจนถึงปี 2050 [22]

การปรับระบบพลังงานของโปรตุเกสให้เหมาะสมในช่วงเวลาห้าปี สิ่งนี้จะช่วยให้พิจารณาวิวัฒนาการของเทคโนโลยีได้ดียิ่งขึ้น นอกจากนี้ การวิเคราะห์พฤติกรรมของระบบในปีต่อ ๆ ไปอย่างใกล้ชิดก็น่าสนใจ เช่น ความสามารถของ EnergyPLAN ในการสร้างแบบจำลองพฤติกรรม การจัดเก็บก๊าซอย่างถูกต้องนั้นค่อนข้างจำกัดในปัจจุบัน

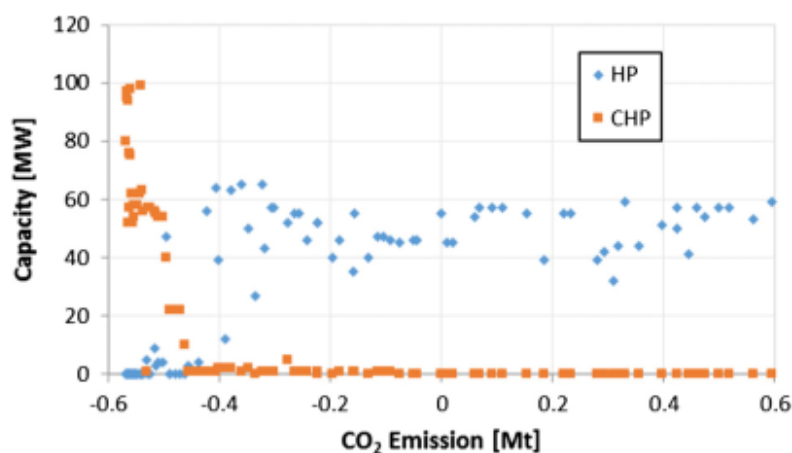
Mahbub et al. (2016) [23] ได้ศึกษาและออกแบบระบบพลังงาน โดยเลือกการลดค่าใช้จ่ายและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นเป้าหมาย โดยการใช้เครื่องมือ EnergyPLAN มาช่วยในการวิเคราะห์ กรณีศึกษาที่ใช้คือ เมือง Ålborg ประเทศเดนมาร์ก สำหรับตัวชี้วัดประสิทธิภาพหรือวัตถุประสงค์ ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญของการวางแผนพลังงานและนโยบายคือ การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และค่าใช้จ่ายรายปี ซึ่งการเพิ่มประสิทธิภาพเกิดขึ้นภายใต้ข้อจำกัดหลายประการ ดังนี้

- กำลังการผลิตสายส่งสำหรับการส่งออก/นำเข้า 160 MW: ข้อจำกัดนี้บังคับให้ระบบผลิตไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอเพื่อไม่ต้องนำเข้าไฟฟ้ามากกว่า 160 MW

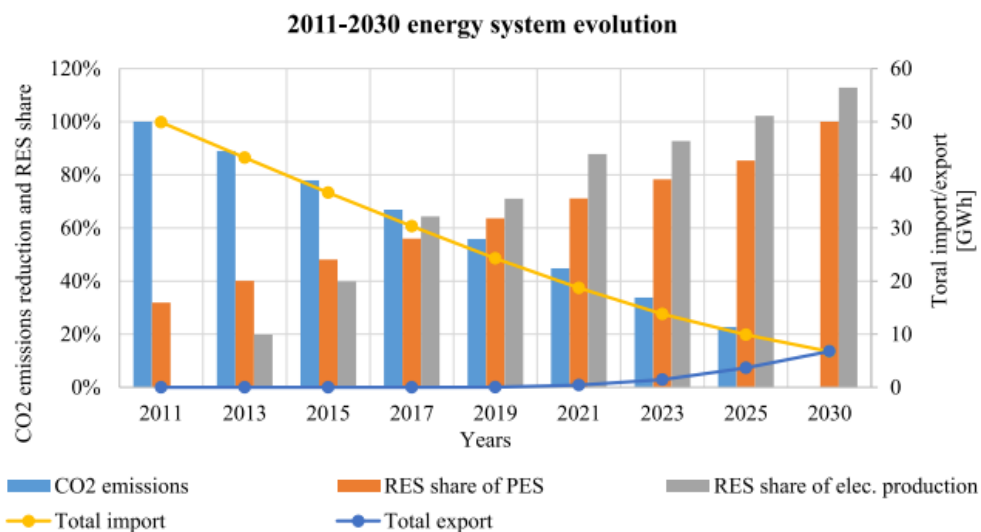
- ความสมดุลทางความร้อน: ข้อจำกัดนี้บังคับให้ระบบผลิตมีปริมาณความร้อนที่จำเป็นต่อความต้องการความร้อน

- ความเสถียรของกริด: มากกว่า 30% ของชั่วโมงการผลิตพลังงานทั้งหมด ต้องมาจากหน่วยที่สามารถรองรับโครงข่ายได้

ผลลัพธ์พบว่าการกำหนดค่าการแลกเปลี่ยนบางอย่างระหว่าง CHP และ HP สามารถพบได้ที่ 0.5 Mt พบว่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีการกำหนดค่าที่มีปริมาณเกือบเท่ากันของกำลังการผลิต (40 MW สำหรับ CHP และ 45 MW สำหรับ HP) ดังแสดงในภาพที่ 19



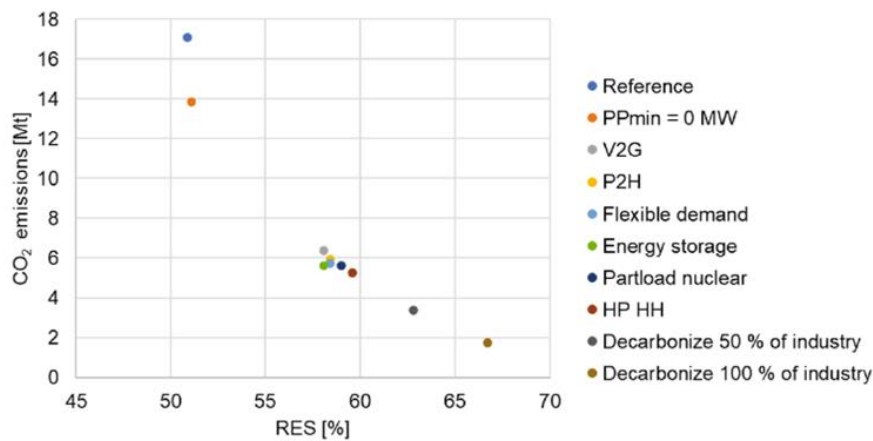
ภาพที่ 19 ความสามารถของ CHP และ HP เกี่ยวกับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบพลังงาน ในเมือง Aalborg [23]



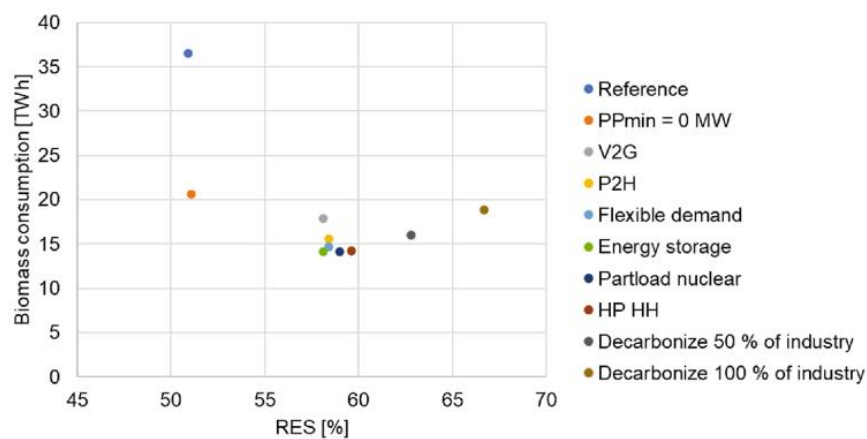
ภาพที่ 20 วิวัฒนาการของระบบพลังงาน ในปี 2011–2030 ของเกาะ Korčula ในประเทศโครเอเชีย [24]

Dorotić et al. (2019) [24] ได้นำเสนอแนวทางใหม่ในการกำหนดระบบพลังงานของเกาะที่มีความเป็นกลางทางคาร์บอนซึ่งใช้เฉพาะแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ต่อเนื่องร่วมกับแนวคิด Vehicle-to-Grid เป็นเทคโนโลยีตอบสนองความต้องการ ซึ่งการขนส่งทางทะเลยังได้ถูกนำมาใช้ในแนวคิดนี้ การรวมภาคพลังงาน การทำความร้อน การทำความเย็น และการขนส่ง โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการจำลอง การกำหนดเงื่อนไข 2 ประการ ประการแรก ใช้โซลาร์เซลล์เท่านั้นและต้องใช้ความจุลม ประการที่สอง การนำเข้าและส่งออกไฟฟ้าทั้งหมดต้องสมดุล กล่าวคือ เกาะต้องเป็นกลางทางคาร์บอน เพื่อตรวจสอบแนวทางนี้ จึงใช้เกาะ Korčula ของประเทศโครเอเชียเป็นกรณีศึกษา โดยใช้ปี 2011 เป็นปีฐานสำหรับคำนวณการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย และปี 2030 เป็นปีที่ใช้จำลองขั้นสุดท้าย ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าการกำหนดค่าที่มีลม 40 เมกะวัตต์ และความจุพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้ง 6 เมกะวัตต์ เป็นวิธีแก้ปัญหาที่มีต้นทุนต่ำที่สุดในขณะที่ลม 22 เมกะวัตต์ ร่วมกับความจุพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งไว้ 30 เมกะวัตต์ จะมีการนำเข้าและส่งออกไฟฟ้าทั้งหมดน้อยที่สุด ซึ่งวิเคราะห์เพิ่มเติมเกี่ยวกับการลดสัดส่วน V2G ถ้าสัดส่วน V2G ลดลงในปีสุดท้าย การส่งออกทั้งหมดจะเพิ่มขึ้นถึง 9.5 GWh ในขณะที่นำเข้ารวมสูงสุดถึง 11 GWh ถ้ากำหนดค่าระบบจ่ายด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 6 MW และลม 40 MW รวมทั้งหมดของการส่งออกสามารถเพิ่มเป็น 18.5 GWh และมีการนำเข้าถึง 19.5 GWh หากสัดส่วน V2G ลดลงเป็นศูนย์ โดยวิวัฒนาการของระบบพลังงาน ในปี 2011–2030 แสดงดังภาพที่ 20

Pfeifer et al. (2021) [25] ได้ศึกษาวิเคราะห์เทคโนโลยีและเศรษฐกิจของระบบพลังงานในอนาคต ซึ่งอิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ผันแปรได้ โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการจำลอง ซึ่งใช้ประเทศบัลแกเรียเป็นกรณีศึกษา โดยระบบพลังงานของบัลแกเรียประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนควบแน่น 4,000 เมกะวัตต์ แต่ในปี 2030 บัลแกเรีย จะพิจารณาการใช้โซลาร์เซลล์มากถึง 3,000 MW และคาดว่าจะมีการติดตั้งพลังงานลมแบบใหม่มากถึง 1,000 MW ผลลัพธ์พบว่ามีกำลังการผลิตติดตั้งของ VRES เช่น พลังงานลม (ที่ 20,000 MW) และโซลาร์เซลล์ (ที่ 20,000 MW) ตามลำดับ ถ้ามีส่วนแบ่ง RES 51% แต่ CEEP นั้นสูงมาก (162% ของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด) การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในกรณีนี้ลดลงจาก 17 Mt เหลือน้อยกว่า 2 Mt แสดงดังภาพที่ 21 และการใช้ชีวมวลลดลงจาก 36 TWh เหลือน้อยกว่า 20 TWh ในสถานการณ์อ้างอิง แสดงดังภาพที่ 22



ภาพที่ 21 ผลลัพธ์สำหรับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่ Wind = 20,000 MW, PV = 20,000 MW ในประเทศบัลแกเรีย [25]



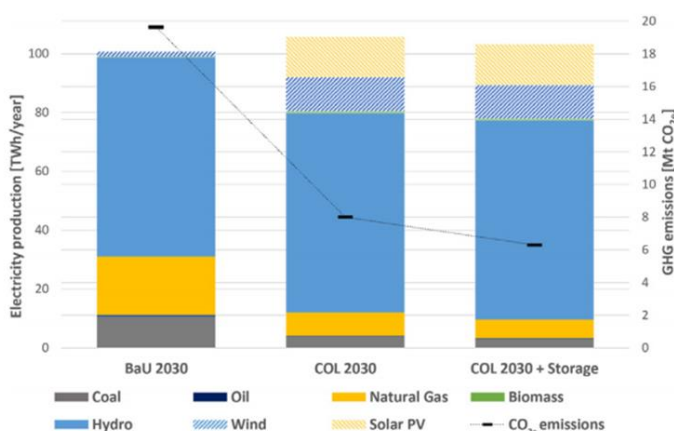
ภาพที่ 22 ผลลัพธ์สำหรับการใช้ชีวมวล ที่ Wind = 20,000 MW, PV = 20,000 MW ในประเทศบัลแกเรีย [25]

2.7.3 งานวิจัยเกี่ยวกับการกำหนดสถานการณ์จำลองในการออกแบบระบบพลังงานในอนาคต

Roncallo et al. (2020) [26] ได้ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบของการจัดเก็บพลังงานกักเก็บในระบบไฟฟ้าพลังน้ำที่มีส่วนในการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ใช้ระบบพลังงานของประเทศโคลอมเบียเป็นกรณีศึกษา โมเดลที่ใช้ในงานนี้สร้างขึ้นโดยใช้เครื่องมือ EnergyPLAN และได้ตรวจสอบกับข้อมูลจริง โดยมีความแตกต่างน้อยกว่า 4% และมีการประเมินใน 3 สถานการณ์ที่แตกต่างกันในอนาคตในปี 2030 คือ สถานการณ์ที่ 1 (พื้นฐาน): ภาพจำลองอ้างอิงตามแนวโน้มธุรกิจตามปกติ (BAU) สถานการณ์ที่ 2 (COL 2030) และสถานการณ์ที่ 3 (COL 2030+Storage) ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่าระดับการจัดเก็บที่เพิ่มขึ้นอาจทำให้ด้านพลังงานและการใช้เชื้อเพลิงทั้งหมดของประเทศลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ภาพที่ 23 จะแสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยประมาณในปี 2030 สำหรับทั้ง 3 สถานการณ์

สถานการณ์ที่ดีที่สุดแสดงให้เห็นว่าความเข้มการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคพลังงานลดลงประมาณ 67% ภายในปี 2030 เมื่อเทียบกับสถานการณ์พื้นฐาน ลมและแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น จากประมาณ 19% เป็น 25% และช่วยในการลด CEEP เป็น 1.63 TWh

Menapace et al. (2020) [27] ได้ศึกษาและนำเสนอวิธีการออกแบบพลังงานหมุนเวียน 100% ระบบที่มุ่งเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ชีวมวลและการแลกเปลี่ยนพลังงานกับระบบระดับชาติควบคู่ไปกับการสร้างสมดุลการนำเข้าและส่งออกไฟฟ้า โดยใช้เมือง Bozen-Bolzano เป็นกรณีศึกษา โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN เป็นแบบจำลองระบบพลังงานรายชั่วโมงซึ่งได้ตรวจสอบกับข้อมูลจริงมีค่าความแตกต่างน้อยกว่า 1% และได้กำหนดสถานการณ์ในการประเมินขึ้นมา



ภาพที่ 23 การผลิตไฟฟ้าและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในประเทศโคลอมเบีย [26]

4 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1: BAU สถานการณ์ที่ 2: PHA1 สถานการณ์ที่ 3: ALT1 และ สถานการณ์ที่ 4: ALT2 การตัดสินใจขั้นสุดท้ายสามารถทำได้โดยทราบข้อจำกัดของชีวมวลที่มีอยู่และ ข้อจำกัดการแลกเปลี่ยนไฟฟ้า ซึ่งตารางที่ 2 จะสรุปคุณสมบัติของระบบหลักและตัวชี้วัด ประสิทธิภาพที่เลือกเพื่อเปรียบเทียบพลังงานที่แตกต่างกันในแต่ละสถานการณ์ของ Bozen–Bolzano ในปี 2050

ตารางที่ 2 การสรุปคุณสมบัติของระบบหลักและตัวชี้วัดประสิทธิภาพที่เลือกเพื่อเปรียบเทียบ พลังงานที่แตกต่างกันในแต่ละสถานการณ์ของ Bozen–Bolzano ในปี 2050 [27]

Scenario	BAU	PHA1	ALT1	ALT2
Systems features				
PV (MW)	30.1	198	238	378
CHP (MW)	5.5	39	72	9
HP (MW)	0	40	50	80
Hydro < 20 MW (MW)	4	5.3	5.3	5.3
Thermal Storage (MWh)	220	2,046	978	6,321
Individual Boilers (MW)	646	0	0	0
Syngas by biomass (GWh)	0	0	415	94
Performance indicators				
CO ₂ (kt)	476	128	27	28
RES (%)	14	52.5	100	100
PE (GWh)	1,611	806	990	755
EL balance (GWh)	457.5	81.6	4	3
Exchange (GWh)	228.7	107.6	109	222
Biomass (GWh)	9.3	0	519	116

สถานการณ์ ALT2 สามารถเลือกได้ในกรณีที่มีชีวมวลอยู่ในท้องถิ่นต่ำ ในขณะที่สถานการณ์ ALT1 สามารถเลือกได้ในกรณีที่ไม่มีข้อจำกัดในเรื่องชีวมวลที่มีอยู่ หรือในกรณีของการลดการแลกเปลี่ยนไฟฟ้ากับระบบพลังงานโดยรวม ข้อได้เปรียบของทางเลือกที่คัดเลือกมาดีที่สุดคือสถานการณ์ BAU ได้รับการพิจารณาในทุกด้านว่าสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และ PES ถึง RES 100 %

Wang et al. (2018) [28] ได้ศึกษาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานของเมือง Chongming ประเทศจีน ในปี 2016 และปี 2040 ถูกจำลองโดยโปรแกรม EnergyPLAN การลดการใช้ถ่านหินผ่านการบูรณาการพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานหมุนเวียนผ่านเทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานในสถานการณ์หมุนเวียนได้รับการวิจัยโดยผลลัพธ์ของ EnergyPLAN การตรวจสอบผลในปี 2016 ผลปรากฏว่าแบบจำลอง EnergyPLAN สามารถใช้จำลองระบบพลังงานในเมือง Chongming ได้ เนื่องจากค่าความแตกต่างส่วนใหญ่ไม่เกิน 5% มีการสร้างสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1: Wind สถานการณ์ที่ 2: Photovoltaic และสถานการณ์ที่ 3: Wind-photovoltaic ซึ่งวิเคราะห์เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวมอยู่ที่ 1.43 TWh/ปี อินพุตความจุจำเพาะแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 อินพุตสำหรับ 3 สถานการณ์ในแบบจำลอง EnergyPLAN ของเมือง Chongming [28]

	Wind	Photovoltaic	Wind- photovoltaic
Electricity Demand (TWh/year)	3.5	3.5	3.5
Heat Demand (TWh/year)	2	2	2
Capacity of Biomass-fired power plants (MW)	161	161	161
The capacity of CHP (MW)	800	800	800
The capacity of Wind power (MW)	665	0	600
The capacity of Photovoltaic power (MW)	0	875.1	87.1
Renewable energy generation (TWh/year)	1.43	1.43	1.43

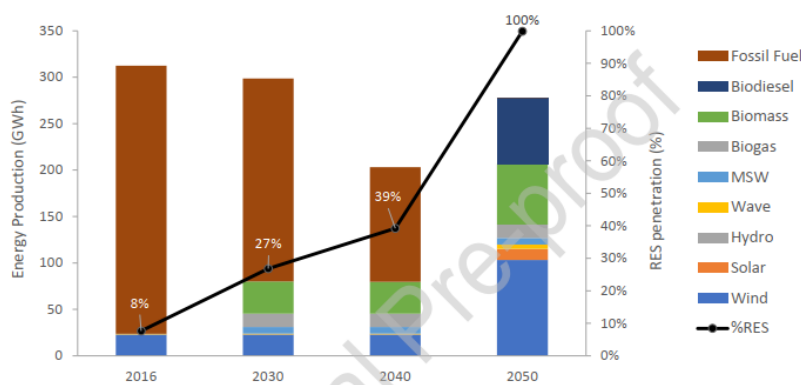
ผลการวิจัยพบว่าการใช้ถ่านหินลดลง 34.62%, 38.46% และ 50% เมื่อการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็น 100% ในสถานการณ์ลม เซลล์แสงอาทิตย์ และลม-เซลล์แสงอาทิตย์ ตามลำดับ ในปี 2016 เมือง Chongming มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานหมุนเวียนซึ่งสามารถปรับปรุงได้ถึง 62.94%, 55.95% และ 60.14% ตามลำดับ ผ่านระบบกักเก็บพลังงานในสถานการณ์หมุนเวียน

Zhao et al. (2017) [29] ได้ศึกษาแบบจำลองระบบพลังงานสู่พลังงานหมุนเวียนการพัฒนาพลังงานและคาร์บอนต่ำในเมืองปักกิ่ง โดยการวิเคราะห์แบบจำลองระบบพลังงานแบ่งเป็น 2 ขั้นตอนในการสำรวจระบบพลังงานทดแทนในเมืองปักกิ่ง ประการแรกคือ การอ้างอิงระบบพลังงานของปักกิ่งถูกสร้างขึ้นจากข้อมูลที่มีอยู่ในปี 2014 โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN เป็นเครื่องมือวิเคราะห์ระบบพลังงาน และพัฒนาแบบจำลองพลังงานอ้างอิง ประการที่สอง แบบจำลองอ้างอิงนี้ใช้เพื่อตรวจสอบระบบพลังงานทดแทนสำหรับการรวมพลังงานหมุนเวียน ผลลัพธ์ของแบบจำลองระบบพลังงานจากการใช้พลังงานจริงของปักกิ่งและการจำลอง EnergyPLAN มีค่าความแตกต่างน้อยกว่า 1% มีการสร้างสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1: สถานการณ์อ้างอิง สถานการณ์ที่ 2: สถานการณ์ BAU (ธุรกิจตามปกติ) และสถานการณ์ที่ 3: สถานการณ์ RES (สถานการณ์พลังงานหมุนเวียน) ผลการวิจัยพบว่าสถานการณ์จำลอง BAU และสถานการณ์ RES สามารถช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงหลักประจำปีได้มากกว่าเมื่อเทียบกับสถานการณ์อ้างอิงปี 2030 การลดลงของการใช้เชื้อเพลิงหลักคือ 15% ในสถานการณ์ BAU และ 28% ในสถานการณ์จำลอง RES และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่คำนวณได้จากสถานการณ์อ้างอิงนั้นสูงกว่าสถานการณ์ BAU ถึงสองเท่า ซึ่งผลการวิเคราะห์ในแต่ละสถานการณ์ แสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ผลการวิเคราะห์ในแต่ละสถานการณ์ของเมืองปักกิ่ง [29]

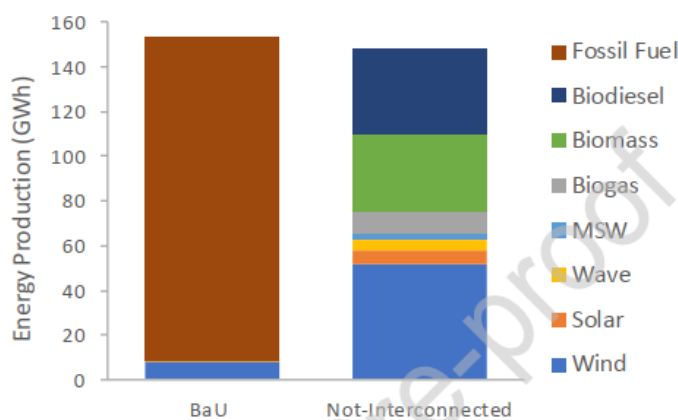
	Reference scenario 2030	BAU scenario 2030	RES scenario 2030
Fuel consumption (TWh)	216.58	183.64	155.90
RES shares %	3.39	11.66	100.00
CO ₂ emission (Mt)	67.62	34.29	0.00
CEEP (TWh)	0.01	0.23	0.76

Alves et al. (2020) [30] ได้ศึกษาการประเมินผลกระทบของการเชื่อมต่อโครงข่ายของสองเกาะเล็ก ๆ ในเส้นทางสู่ RES 100% ของระบบพลังงานทั้งหมด มีการใช้แบบจำลอง EnergyPLAN ในหมู่เกาะ Pico (ปีโก) และ Faial (ฟายาล) ใน Azores เป็นกรณีศึกษาที่พิจารณา มีการสร้างสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1: สถานการณ์ BAU สถานการณ์ที่ 2: สถานการณ์ Interconnect และสถานการณ์ที่ 3: สถานการณ์ Not-Interconnect ซึ่งในสถานการณ์ Interconnected เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์ BAU ในปี 2050 สถานการณ์ Interconnect แสดงการเพิ่มขึ้น 92 pp ในส่วนแบ่ง RES ของการผลิตพลังงานขั้นสุดท้าย ภาพที่ 24 แสดงการผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Interconnect

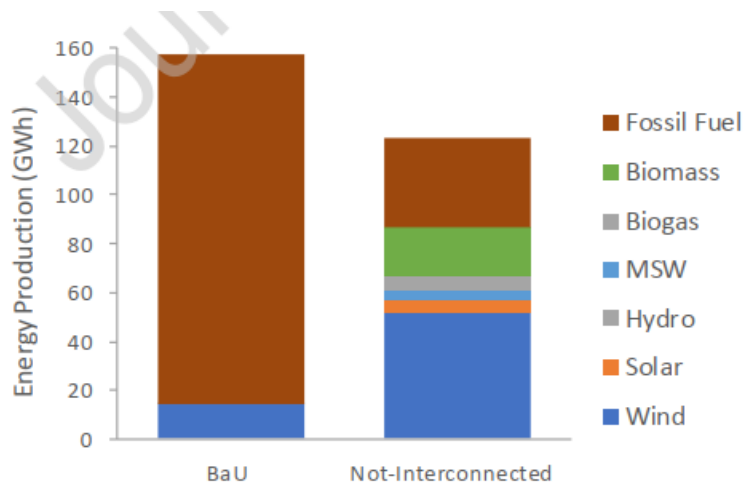


ภาพที่ 24 การผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Interconnect ของเกาะ Azores [30]

ภาพที่ 25 และ 26 แสดงการผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Not-Interconnect



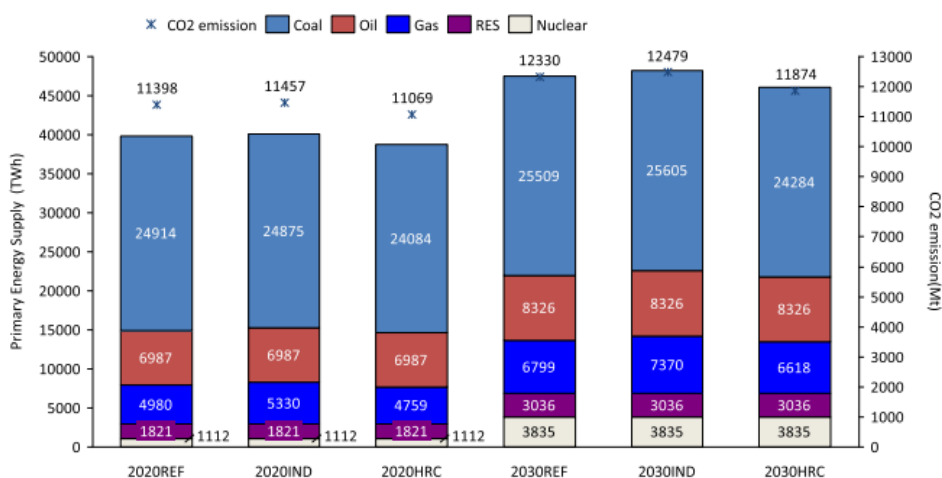
ภาพที่ 25 การผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Not-Interconnect ของหมู่เกาะ Pico (ปีโก) [30]



ภาพที่ 26 การผลิตพลังงานขั้นสุดท้ายและ RES ในสถานการณ์ Not-Interconnect ของหมู่เกาะ Faial (ฟายาล) [30]

การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลง 100% ผลการวิจัยพบว่าค่าพลังงานในสถานการณ์ Not-Interconnect คือ 20% ต่ำกว่าต้นทุนของสถานการณ์ BAU ในปี 2050 และลดลง 6.5% เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์ Interconnect โดยสรุปแม้ว่าเกาะเหล่านี้สามารถเพิ่ม RES ได้อย่างมีนัยสำคัญ ด้วยต้นทุนที่ต่ำลง มีเพียงสถานการณ์ Interconnected เท่านั้นที่ทำให้สามารถจัดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างสมบูรณ์ในทั้งสองเกาะ

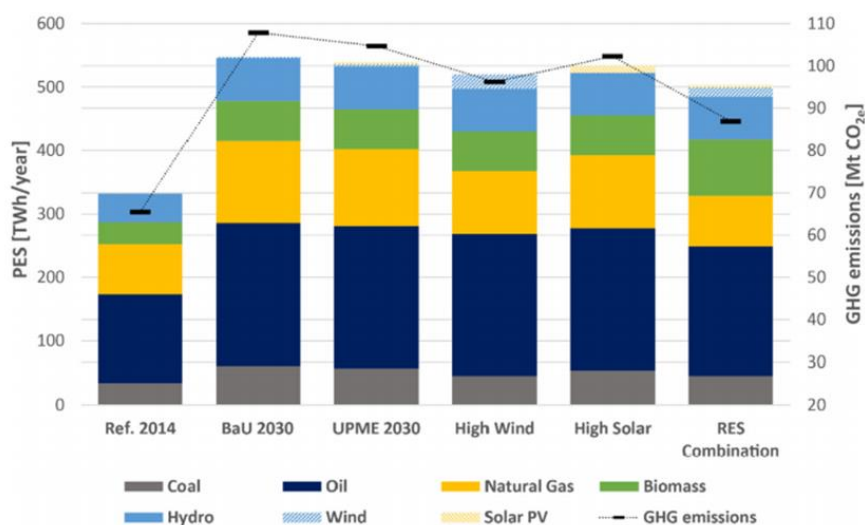
Xiong et al. (2015) [31] ได้ศึกษาและกำหนดกลยุทธ์การพัฒนาเพื่อลดการใช้พลังงานและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในประเทศจีน ซึ่งถูกจำลองด้วยเครื่องมือจำลองพลังงาน EnergyPLAN ในบทความนี้ได้กำหนดกลยุทธ์ด้านความร้อน 3 ประการ: กลยุทธ์ด้านความร้อนในปัจจุบัน กลยุทธ์ด้านความร้อนจำเพาะ และกลยุทธ์การให้ความร้อนแบบรวมศูนย์แบบใหม่ เมื่อเปรียบเทียบแบบจำลองกับข้อมูลจริงในปี 2010 ผลปรากฏว่ามีค่าความแตกต่างน้อยกว่า 2% ผลการวิจัยพบว่าสถานการณ์จำลอง HRC จะส่งผลให้การจ่ายพลังงานหลักสำหรับภาคการทำความร้อนในอาคารลดลงมากกว่า 50% เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์จำลอง REF ในขณะที่สถานการณ์ IND ใช้พลังงานมากกว่าสถานการณ์จำลอง REF และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับระบบพลังงานทั้งหมด ในสถานการณ์ HRC มีค่าต่ำกว่าสถานการณ์ REF 3% ภาพที่ 27 แสดงการจัดการพลังงานขั้นต้นและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับ 3 สถานการณ์ในปี 2020 และ 2030



ภาพที่ 27 การจัดหาพลังงานขั้นต้นและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับ 3 สถานการณ์
ของประเทศไทย ในปี 2020 และ 2030 [31]

การลดต้นทุนสำหรับผู้ผลิตความร้อนจากส่วนกลางในการทำความร้อนในสถานการณ์ IND ไม่สามารถชดเชยต้นทุนเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์จำลอง REF แต่สถานการณ์ HRC ทำให้เกิดการลงทุนเพิ่มเติมในการขยายระบบทำความร้อนในเมือง การใช้ความร้อนในอุตสาหกรรม และระบบวัดความร้อน ในขณะที่ต้นทุนของระบบลดลงประมาณ 15% ในภาคการทำความร้อนเมื่อเทียบกับ REF

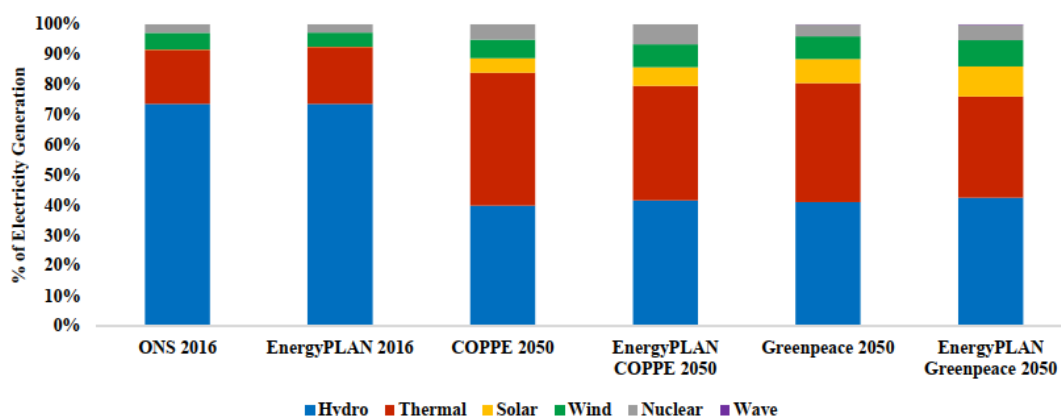
Roncallo et al. (2019) [32] ได้ศึกษาการสร้างแบบจำลองสำหรับประเทศโคลอมเบียที่มีระบบไฟฟ้าพลังน้ำแบบ Hydrodominated และวิเคราะห์ผลกระทบของ RES ตัวแปรแบบบูรณาการในสถานการณ์อนาคตระยะยาว โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN เป็นเครื่องมือสร้างแบบจำลองที่ใช้ในการจำลองปีอ้างอิงและทางเลือกในอนาคต มีการสร้างสถานการณ์จำลอง 5 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1: สถานการณ์ (BAU) 2030 สถานการณ์ที่ 2: UPME 2030 สถานการณ์ที่ 3: High wind สถานการณ์ที่ 4: High solar และสถานการณ์ที่ 5: RES combination ซึ่งผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลจริงในปี 2014 กับแบบจำลอง จะมีค่าความแตกต่างน้อยกว่า 4% ผลการวิจัยพบว่าจากภาพที่ 28 แสดงการเพิ่มขึ้นของ PES จาก 332 TWh ในปีอ้างอิง (2014) เป็น 547.37 TWh ในสถานการณ์ BAU นอกจากนี้คาดการณ์ว่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะเพิ่มขึ้นอย่างมากจาก 64.46 MtCO₂e ในปี 2014 เป็น 108 MtCO₂e ในปี 2030



ภาพที่ 28 ค่า PES และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในทุกสถานการณ์ของประเทศไทย [32]

การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มขึ้นในอุตสาหกรรมขนส่งและภาคไฟฟ้า (น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน) เป็นสาเหตุสำคัญของการเพิ่มขึ้นนี้ ซึ่งสถานการณ์ UPME 2030 แสดงให้เห็นว่า PES ลดลง 1.5% เมื่อเทียบกับสถานการณ์ BAU สาเหตุหลักมาจากการขยายความจุ RES และผลการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงประมาณ 3% เมื่อเทียบกับสถานการณ์ BAU ดังนั้นค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยของระบบไฟฟ้าจะอยู่ที่ประมาณ 172 gCO_{2e}/kWh นอกจากนี้สถานการณ์ที่ 3 และ 4 แสดงถึงระดับการเจาะทางเทคนิคสูงสุดของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งสองมีการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าสถานการณ์ BAU (519.95 TWh และ 96.21 MtCO_{2e} สำหรับสถานการณ์ที่ 3 และ 534.01 TWh และ 102.27 MtCO_{2e} สำหรับสถานการณ์ที่ 4 ตามลำดับ) ซึ่งการเพิ่มส่วนแบ่งของลม พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานชีวภาพสามารถลดลงประมาณ 20% ทั้งในการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และการบริโภคน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งหมดของประเทศในปี 2030 นอกจากนี้ในภาคไฟฟ้า สถานการณ์ที่ดีที่สุดอาจช่วยให้ความเข้มในการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงประมาณ 60%

Dranka and Ferreira (2018) [33] ได้ศึกษาสถานการณ์พลังงานในอนาคตของประเทศบราซิล โดยใช้แบบจำลอง EnergyPLAN สำหรับการวิเคราะห์ในภาคไฟฟ้า ซึ่งสถานการณ์ที่วิเคราะห์ คือ สถานการณ์อ้างอิงสำหรับการตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลอง สถานการณ์จำลองนี้ใช้ปี 2016 เป็นปีอ้างอิง และได้กำหนดสถานการณ์จำลองทั้งหมด 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ที่ 1 (COPPE): สถานการณ์จำลองสำหรับปี 2050 สถานการณ์ที่ 2 (Greenpeace): สถานการณ์จำลองสำหรับปี 2050 และสถานการณ์ที่ 3 (100% RES): สถานการณ์ไฟฟ้าหมุนเวียน



ภาพที่ 29 การผลิตไฟฟ้าประจำปีสำหรับข้อมูลอ้างอิงและสถานการณ์ในอนาคต
ในประเทศบราซิล [33]

100% สำหรับปี 2050 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของระบบโดยรวมได้ดำเนินการเพื่อวิเคราะห์ทางเทคนิคของ 3 สถานการณ์ ซึ่งภาพที่ 29 จะแสดงการผลิตไฟฟ้าประจำปีสำหรับข้อมูลอ้างอิงในปี 2016 และสถานการณ์ในอนาคตในปี 2050

ผลการวิจัยพบว่าสถานการณ์ Greenpeace มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่า 23.18% เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์ COPPE ซึ่งไฟฟ้าพลังน้ำยังคงเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญที่สุดสำหรับทุกสถานการณ์เกี่ยวกับภาพรวมการผลิตไฟฟ้าในปี 2050 โดยมีส่วนแบ่งอุปทานระหว่าง 41.58% ถึง 49.99% พลังงานแสงอาทิตย์มีส่วนแบ่งระหว่าง 6.17% ถึง 14.93% พลังงานลมระหว่าง 7.6% ถึง 26.81% และพลังงานคลื่นระหว่าง 0.11% ถึง 2.46% การผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนทั้งหมด คาดว่าจะลดลงจาก 81.7% ในปี 2016 เป็น 62.2% ในปี 2050 สำหรับสถานการณ์ COPPE และ 66.2% สำหรับสถานการณ์ Greenpeace

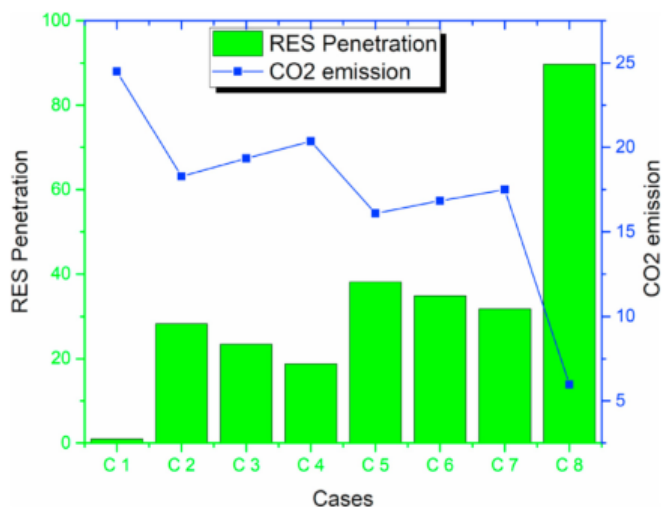
Yuan et al. (2020) [34] ได้ศึกษาและตรวจสอบว่าการรวมปั๊มความร้อนขนาดใหญ่ในเมืองปักกิ่ง เทียนจิน และเหอเป่ย์ โดยใช้เครื่องมือ EnergyPLAN สำหรับ 6 สถานการณ์ในอนาคต โดยแบ่งเป็น 1 สถานการณ์อ้างอิง และ 5 สถานการณ์ในอนาคตได้รับการออกแบบโดยพิจารณาจาก 2 กลยุทธ์การวางแผน ซึ่งกลยุทธ์การวางแผนคือ กลยุทธ์การวางแผนอิสระ และกลยุทธ์การวางแผนแบบบูรณาการ ซึ่งความแตกต่างระหว่างข้อมูลจริงในปี 2015 และผลการจำลองมีค่าน้อยกว่า 0.5% ดังนั้นแบบจำลองทำงานได้ดีในการจำลองไฟฟ้าและความร้อนจึงสามารถนำไปใช้จำลองการออกแบบอื่น ๆ ได้ในสถานการณ์ในอนาคต และมีการจำลองสถานการณ์ในอนาคต 5 สถานการณ์ คือ สถานการณ์จำลองการพัฒนาที่มีการประสานงานระดับภูมิภาค (RCD) สถานการณ์ทางเลือกการทำความร้อนที่สะอาด (CHA) การพัฒนาการประสานงานระดับภูมิภาคร่วมกับการทำความร้อน

ตารางที่ 5 การเปรียบเทียบในแต่ละสถานการณ์ในอนาคตของเมืองปักกิ่ง เทียนจิน และเหอเป่ย์ [34]

Benefits	Cost reduction		Primary energy saving		CO ₂ emissions reduction	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
RCD compared to REF	1.79%	4.34%	2.68%	1.55%	4.90%	2.92%
RCD-CHA compared to CHA	-	-	2.46%	1.92%	3.36%	2.27%
RCD-LCHA compared to LCHA	1.65%	1.78%	2.00%	1.12%	3.15%	1.84%

ที่สะอาดสถานการณ์ทางเลือก (RCD+CHA) สถานการณ์จำลองทางเลือกในการทำความร้อนสะอาดขนาดใหญ่ (LCHA) และการพัฒนาการประสานงานระดับภูมิภาครวมกับการทำความร้อนขนาดใหญ่สถานการณ์จำลองกลยุทธ์ทางเลือกการให้ความร้อน (RCD+LCHA) ผลการวิจัยพบว่าการรวมตัวของปีมความร้อนขนาดใหญ่อาจส่งผลให้ประหยัดพลังงานอย่างน้อย 9.5% และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลง 9.28% เมื่อเทียบกับค่าพื้นฐาน กลยุทธ์การวางแผนแบบบูรณาการยังสามารถมีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งช่วยลดพลังงานและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลง 1.92% และ 2.27% ในปี 2030 นอกจากนี้ จากกรณีวิเคราะห์ต้นทุนที่เหมาะสมของ HP สำหรับสถานการณ์ LCHA คือ 16000 MW และ 18,500 MW ในปี 2020 และ 2030 ตามลำดับ แต่สถานการณ์ RCD+LCHA คือ 18,500 MW ทั้งสองปี ตารางที่ 5 จะแสดงการเปรียบเทียบในแต่ละสถานการณ์

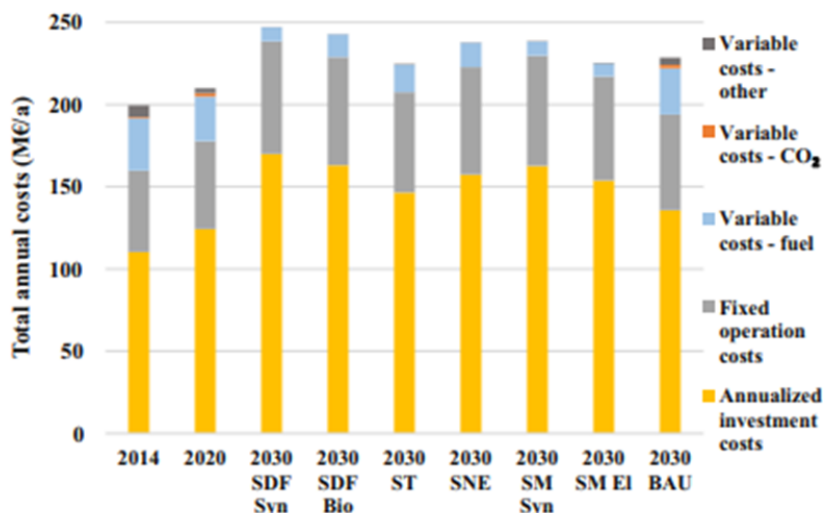
Okonkwo et al. (2021) [35] ได้ศึกษาและนำเสนอการวิเคราะห์โครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบันในเมืองกาตาร์ และศึกษาสถานการณ์แนวโน้มของการรวมแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ (RES) เข้ากับกริด ความต้องการรายชั่วโมงสำหรับการใช้ไฟฟ้า ความเย็น และน้ำ เพื่อตรวจสอบผลกระทบที่เกิดจากกังหันลม เซลล์แสงอาทิตย์ และการรวมพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อลดการปล่อยมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมและต้นทุนรวมประจำปีของระบบต่าง ๆ ดำเนินการโดยใช้เครื่องมือ EnergyPLAN ซึ่งการเปรียบเทียบข้อมูลจริงและในแบบจำลองมีค่าความแตกต่างประมาณ 2.06% นอกจากนี้ยังมีอีก 8 สถานการณ์ ที่นำเสนอความต้องการไฟฟ้าขึ้นในปี 2025 ผลปรากฏว่าการเพิ่มส่วนแบ่งของ RES ในการผลิตไฟฟ้าเป็นไปได้มากถึง 80% สถานการณ์ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการใช้พลังงานลม เซลล์แสงอาทิตย์ (PV) และพลังงานแสงอาทิตย์แบบเข้มข้น (CSP) พร้อมเทคโนโลยี



ภาพที่ 30 พลังงานหมุนเวียนและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับ 8 สถานการณ์
ในเมืองกาตาร์ [35]

การจัดเก็บที่แสดงส่วนแบ่งของค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้ คือ 28.3%, 23.4% และ 38.2% ตามลำดับ ภาพที่ 30 แสดงพลังงานหมุนเวียนและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับ 8 สถานการณ์ที่น่าเสนอ การจำลองทางเศรษฐศาสตร์ของตลาดแสดงให้เห็นว่าต้นทุนรวมต่อปีสำหรับบางสถานการณ์ที่พลังงานหมุนเวียนแบบบูรณาการต่ำกว่าสถานการณ์อ้างอิงที่กำลังดำเนินการอยู่ในประเทศ

Child et al. (2017) [36] ได้ศึกษาและวิเคราะห์สถานการณ์รายชั่วโมง ในปี 2030 โดยใช้เครื่องมือ EnergyPLAN ซึ่งใช้หมู่เกาะ Åland เป็นกรณีศึกษา โดยทำการวิเคราะห์สถานการณ์ที่แตกต่างกันทั้งหมด 9 สถานการณ์ คือ สถานการณ์แรกเป็นสถานการณ์จำลองอ้างอิงสำหรับปี 2014 สถานการณ์ที่ 2 คือสถานการณ์การเปลี่ยนแปลงที่สร้างขึ้นสำหรับปี 2020 สถานการณ์ที่ 3 และ 4 สามารถอธิบายได้ว่าเป็นสถานการณ์ที่ยั่งยืน 100% โดยมุ่งเน้นภายในประเทศ ไม่อนุญาตให้นำเข้าไฟฟ้า สถานการณ์ที่ 5 (2030 ST) เป็นสถานการณ์ที่เกี่ยวข้องกับความยั่งยืน การค้าของผู้ขนส่งพลังงานทั้งหมด สถานการณ์ที่ 6 (2030 SNE) เป็นสถานการณ์ที่เน้นการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศพร้อมกับการส่งออกไฟฟ้าสุทธิสูงสุด จุดประสงค์ของสถานการณ์นี้คือการหาต้นทุนที่น้อยที่สุดของระบบพลังงานโดยไม่มีข้อจำกัดเรื่องการค้าไฟฟ้า สถานการณ์ที่ 7 และ 8 เกี่ยวข้องกับภาคการขับเคลื่อนซึ่งใช้เชื้อเพลิงที่ยั่งยืนที่ผลิตในประเทศเท่านั้น และสถานการณ์ที่ 9 ถูกกำหนดให้เป็นสถานการณ์ธุรกิจตามปกติ (2030 BAU) ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าค่าใช้จ่ายรายปีของการ

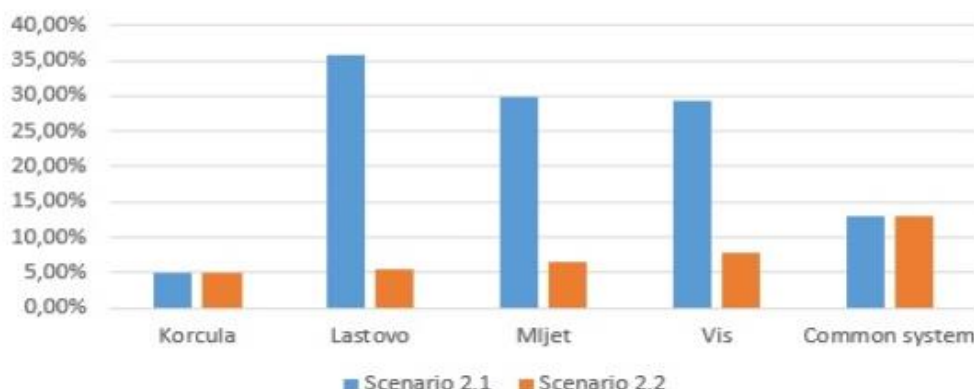


ภาพที่ 31 การรวมค่าใช้จ่ายรายปีของการดำเนินงานระบบพลังงานในแต่ละสถานการณ์
ในหมู่เกาะ Åland [36]

ดำเนินงานระบบพลังงานที่ยั่งยืนในอนาคตสำหรับปี 2030 อยู่ระหว่าง 225 ถึง 247 M€/a เทียบกับ 229 M€/a ในสถานการณ์ธุรกิจตามปกติ (BAU) ดังแสดงในภาพที่ 31

ผลลัพธ์นี้ขึ้นอยู่กับวิธีคิดต้นทุนรถยนต์และแบตเตอรี่เป็นอย่างมาก ในสถานการณ์สมมตินี้ สามารถลดต้นทุนได้เนื่องจากความสูงของการจัดเก็บแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าส่งผลให้ความต้องการการจัดเก็บตามฤดูกาลและการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์น้อยลงในรูปแบบของเทคโนโลยี Power-to-Gas และความจุพลังงานลมนอกชายฝั่ง ผลลัพธ์ยังระบุว่าการผลิตพลังงานทดแทนภายในประเทศที่ใช้พลังงานหมุนเวียนสามารถทำได้ในหมู่เกาะ Åland 100%

Pfeifer et al. (2018) [37] ได้ศึกษาและเสนอว่าสามารถใช้การเชื่อมต่อระหว่างกลุ่มเกาะเพื่อบูรณาการการผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ทำได้ในท้องถิ่น นอกจากการเชื่อมต่อโครงข่ายแล้ว ยานพาหนะไฟฟ้ายังถูกใช้เพื่อตอบสนองความต้องการเพื่อจัดเก็บพลังงานไฟฟ้า ซึ่งถูกจำลองด้วยโปรแกรม EnergyPLAN โดยเกาะที่ใช้เป็นกรณีศึกษามีทั้งหมด 4 เกาะ คือ เกาะ Vis, Korcula, Lastovo และ Mljet สำหรับสถานการณ์จำลองได้จัดทำขึ้น 2 สถานการณ์ที่แตกต่างกัน คือ สถานการณ์ที่ 1: BAU และสถานการณ์ที่ 2: RES โดยสถานการณ์นี้แบ่งย่อยเป็นอีก 2 กรณี คือ สถานการณ์ย่อย 2.1: เทคโนโลยี DR หลัก V2G มีการเพิ่มแบตเตอรี่คงที่ แบตเตอรี่แบบอยู่กับที่ทั้งหมดอยู่ในโซนเดียว และสถานการณ์ย่อย 2.2: เทคโนโลยี DR หลัก V2G มีการเพิ่มแบตเตอรี่แบบอยู่กับที่ ซึ่งกระจายอย่างเท่าเทียมกันในโซนที่เชื่อมต่อทั้งหมด ผลลัพธ์แสดงการเพิ่มขึ้นของส่วนแบ่งพลังงาน RES ในการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมด หลังจากเชื่อมต่อกับระบบ



ภาพที่ 32 การผลิตไฟฟ้าส่วนเกินที่สำคัญสำหรับทุกระบบและระบบทั่วไปใน 2 สถานการณ์ย่อย ในทั้ง 4 เกาะ [37]

ทั่วไปมีถึง 85% สำหรับระบบที่ตรวจสอบในกรณีศึกษา และลด CEEP รวมของทุกระบบจาก 28–35% เป็น 13% ภาพที่ 32 แสดงการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินที่สำคัญสำหรับทุกระบบและระบบทั่วไป ใน 2 สถานการณ์ย่อย

การส่งออกสูงสุดคือ 2.536 MW เมื่อเทียบกับจุดสูงสุดที่ 0.957 MW ในสถานการณ์ RES จากข้อมูลนี้สรุปได้ว่าระบบจัดเก็บข้อมูลแบบกระจายจะมีความมั่นคงด้านพลังงานมากขึ้น ทุกระบบ เมื่อเทียบกับการจัดเก็บรวมอยู่ในระบบที่มีการเชื่อมต่อเพียงระบบเดียว

Noorollahi et al. (2021) [38] ได้จำลองและวิเคราะห์อุปสงค์และอุปทานพลังงานในอนาคต โดยใช้ประเทศอิหร่าน เป็นกรณีศึกษา เนื่องจากค่าความเข้มของการใช้พลังงานในประเทศอิหร่านมีค่าสูงมาก โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN เพื่อจำลองระบบพลังงาน อุปสงค์และอุปทานพลังงานจริงรายชั่วโมงคือกำหนดไว้สำหรับปี 2004–2016 สำหรับภาคพลังงานทั้งหมด และคาดการณ์ในปี 2030 มีการกำหนดสถานการณ์ที่แตกต่างกัน 5 สถานการณ์ คือ IESSA1 ธุรกิจตามปกติ (BAU) พร้อมกับ AAGR 6% IESSA2 เพื่อให้บรรลุเป้าหมาย INDC (การลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 4%) โดยการปรับปรุงประสิทธิภาพในภาคการผลิตพลังงานความร้อนเท่านั้น IESSA3 ภาคการผลิต การเปลี่ยนแปลง และการบริโภคพลังงานแต่ละภาคส่วน มีส่วนแบ่งการลดลงของ INDC โดยอิงตาม UMA IESSA4 INDC จะบรรลุเป้าหมายโดยภาคการใช้ไฟฟ้าและการผลิตและการขนส่ง และ IESSA5 การผลิตไฟฟ้าเท่านั้น จากแหล่ง RE ในอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีที่ต่างกัน โดยสถานการณ์ BAU จะแสดงอุปสงค์และอุปทานพลังงานในปัจจุบันของประเทศเท่านั้น ในช่วงนี้ การพัฒนาอุตสาหกรรมและโครงสร้างพื้นฐานของประเทศได้รับผลกระทบอย่างมาก จากการคว่ำบาตรของสหรัฐฯ ในสถานการณ์ IESSA2 สันนิษฐานว่าภาคความต้องการพลังงานทั้ง 3 ส่วน

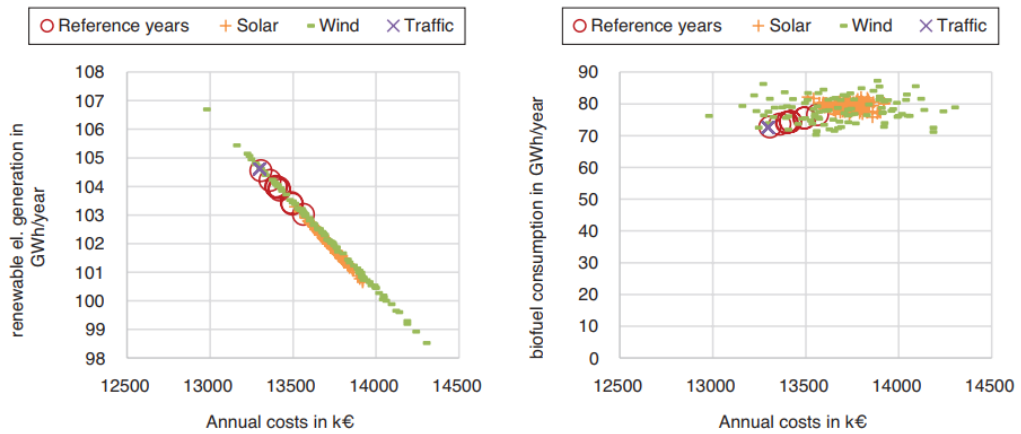
(การทำความร้อน อุตสาหกรรม และการขนส่ง) ไม่จำเป็นต้องทำการประหยัดพลังงานใด ๆ ภาคพลังงานมีหน้าที่รับผิดชอบในการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์นี้ในฐานะ (2016) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ติดตั้งความจุประมาณ 75 GWs ซึ่งจะต้องเพิ่มเป็น 100 GW ในปี 2030 ในสถานการณ์ IESSA3 ภาคความต้องการพลังงานแต่ละส่วน รวมถึงไฟฟ้า เครื่องทำความร้อน อุตสาหกรรม และการขนส่ง มีเป้าหมายในการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 4% ในสถานการณ์สมมติ นี้ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าโดยเฉลี่ยเพิ่มขึ้น 0.8% (จาก 37.8 เป็น 38.6%) ในสถานการณ์ IESSA4 จำลองการบรรลุเป้าหมาย UMA ที่กำหนดไว้ใน INDC โดยการประหยัดพลังงานและลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้าและการขนส่งโดยไม่มีข้อผูกมัดใด ๆ กับอุตสาหกรรมและภาคความร้อน และในสถานการณ์ IESSA5 ได้รับการออกแบบมาเพื่อให้บรรลุเป้าหมาย INDC เท่านั้นโดยพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น เช่น ลม พลังงานแสงอาทิตย์ ความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำ และปั๊มความร้อนใต้พิภพในภาคไฟฟ้าและความร้อน ความจุพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งไว้ใช้เพื่อคาดการณ์ความสามารถในอนาคตที่เป็นไปได้โดยใช้อัตราการผลิตโตเฉลี่ยต่อปีที่แตกต่างกัน (20, 25 และ 30% ตามลำดับ) ตารางที่ 6 แสดงผลลัพธ์ของทั้ง 5 สถานการณ์ในปี 2030 และระบบในปัจจุบัน

ตารางที่ 6 สรุปผลลัพธ์ของทั้ง 5 สถานการณ์ในปี 2030 และระบบในปัจจุบัน ของประเทศอิหร่าน [38]

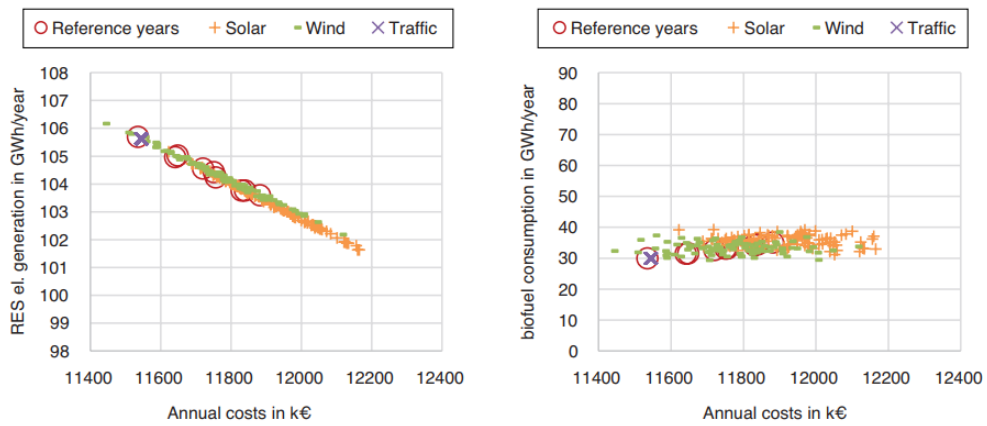
Scenario	CO ₂ (M.tons)	RES share of TPES (%)	RES share of elec. prod. (%)	TPES (TWh)	Overall PP effic. (%)	Total annual cost (M USD)
2016 (Actual)	709.56	0.7	6.2	2,717.96	37.8	30,299
IESSA1	1,603.19	0.9	4.8	6,157.48	37.8	59,842
IESSA2	1,538.03	1	4.9	5,898.28	44.4	59,047
IESSA3	1,537.31	0.9	4.9	5,905.89	38.8	58,210
IESSA4	1,537.39	1.1	6.1	5,918.34	40.8	60,270
IESSA5	1,537.30	2	12.7	5,945.39	38.8	67,234

ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าสถานการณ์ IESSA2 เหมาะสมกับเป้าหมายมากที่สุดโดยการเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนอยู่ที่ 44.4% (ปรับปรุง 6.6%) และพลังงานลม (350 MW ต่อปี) พลังงานแสงอาทิตย์ (200 MW ต่อปี) พลังงานน้ำ (50 MW ต่อปี) ความร้อนใต้พิภพ และการสร้างขยะชีวภาพ มีความจุ 5,159, 3,024, 792, 55 และ 10 MW ตามลำดับ ด้วยการผสมผสานการผลิตพลังงานนี้ทำให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลง 4% (65 Mt) จาก 1,603 Mt เป็น 1,538 Mt

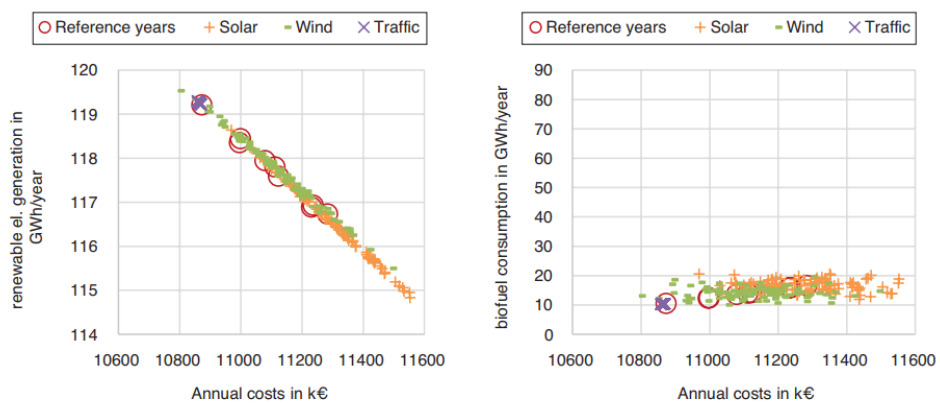
Meschede et al. (2019) [39] ได้ศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลสภาพอากาศที่น่าจะมีผลกระทบต่อกรอกแบบระบบพลังงานทดแทน วัตถุประสงค์หลักในบทความนี้คือ การกำหนดกระบวนการกรอกแบบที่ทันสมัยของพลังงานหมุนเวียน 100% และระบบการจัดเก็บที่แตกต่างกัน โดยใช้เกาะ La Gomera หมู่เกาะ Canary เป็นกรณีศึกษา และใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการจำลองครั้งนี้ ระบบพลังงานในอนาคตที่เป็นไปได้มีการวิเคราะห์และกรอกแบบที่แตกต่างกัน 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์จำลอง 2030-H2 สถานการณ์จำลอง 2030-V2G และสถานการณ์จำลอง 2030-Combi ซึ่งสถานการณ์จำลอง 2030-H2 จะวิเคราะห์ Power-to-Hydrogen เทคโนโลยีการเก็บพลังงานทดแทนส่วนเกิน ไฮโดรเจนถูกใช้ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและในภาคการเปลี่ยนแปลงอุตสาหกรรม ในสถานการณ์นี้ลมเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนหลักที่ครอบคลุมความต้องการไฟฟ้า นอกจากนี้สถานการณ์จำลอง 2030-V2G ยังเน้นที่การใช้รถยนต์ไฟฟ้าแบบแบตเตอรี่ (BEV) เป็นโซลูชันการจัดเก็บหลักสำหรับตัวแปรกรอกพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะตรงข้ามกับสถานการณ์จำลอง 2030-H2 ที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหลัก แต่สถานการณ์จำลอง 2030-Combi ได้รวมเอาทั้งสองแง่มุม เช่น Power-to-Hydrogen และ Vehicle-to-Grid (V2G) มาใช้ในสถานการณ์นี้ โดย Solar PV คือ แหล่งที่มาหลัก นอกจากนี้ยังมี ความจุในการติดตั้งของแหล่งพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดสูงที่สุดของทั้งสามสถานการณ์ ผลการศึกษา พบว่าการผสมผสานเทคโนโลยีที่แสดงในสถานการณ์จำลอง 2030-Combi จะมีต้นทุนรายปีต่ำที่สุดของการวิเคราะห์ทั้งหมด ซึ่งต้นทุนรายปีของสถานการณ์จำลอง 2030-H2 นั้นจะสูงกว่าอีก 2 สถานการณ์ การวิเคราะห์ความน่าจะเป็นของข้อมูลสภาพอากาศแสดงให้เห็นว่าทั้งข้อมูลลมและแสงอาทิตย์ มีความไม่แน่นอนที่สูงขึ้น ส่งผลให้อยู่ในช่วงประมาณ 6% ของค่าพื้นฐาน ซึ่งภาพที่ 33-35 จะแสดงผลลัพธ์ของทั้ง 3 สถานการณ์



ภาพที่ 33 ผลลัพธ์ของสถานการณ์ 2030-H2 ในเกาะ La Gomera [39]



ภาพที่ 34 ผลลัพธ์ของสถานการณ์ 2030-V2G ในเกาะ La Gomera [39]



ภาพที่ 35 ผลลัพธ์ของสถานการณ์ 2030-Combi ในเกาะ La Gomera [39]

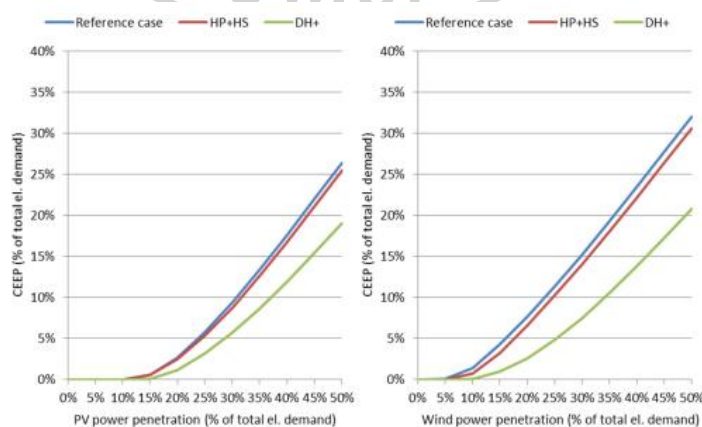
Komušanac et al. (2016) [40] ได้วิเคราะห์อิทธิพลของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมและเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อนำเสนออัตราส่วนการก่อสร้างที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้าในประเทศโครเอเชีย โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการจำลอง โดยได้ทำการวิเคราะห์พลังงานลมและ PV แบบต่าง ๆ และผลกระทบต่อ CEEP การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ การนำเข้าไฟฟ้าและการผลิต RES ในกรณีของโครเอเชียได้ดำเนินการใน 69 สถานการณ์ โดยที่ใช้ PV และลมเป็นเทคโนโลยีพื้นฐาน ผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาพลังงานลมและ PV ที่แตกต่างกันนั้นแสดงให้เห็นว่าเทคโนโลยีทั้งสองมีรูปแบบที่คล้ายคลึงกันในกรณีของ CEEP แนวคิดในการบรรลุสถานการณ์ที่เหมาะสมที่สุดจะขึ้นอยู่กับการเพิ่มขึ้นของ CEEP สำหรับปริมาณลมที่ติดตั้งมากกว่ากำลังการผลิต PV ส่งผลให้ CEEP ลดลง สิ่งนี้บ่งชี้ว่าสถานการณ์ที่เหมาะสมที่สุดจะมีการติดตั้งความจุมากกว่า PV ซึ่งสรุปได้ว่าความจุของพลังงานลม 1.6 GW และ PV 1.6 GW มีผลกระทบต่อคาร์บอนไดออกไซด์ค่อนข้างต่ำ ซึ่งลดลงเพียง 300 ตันต่อปี ในระดับประเทศ นอกจากนี้ผลกระทบของสถานการณ์ดังกล่าวสามารถเห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจสูงถึง 70% โดยรวมบทความนี้ระบุว่าสถานการณ์ของพลังงานลม 1.65 GW และ PV 1.6 GW นั้นเป็นสถานการณ์ที่เหมาะสมที่สุด แสดงดังตารางที่ 7

สถานการณ์ที่ติดตั้งพลังงานลม 2.4 GW และ PV 1.9 GW อาจเป็นแนวทางที่ใช้สำหรับปี 2050 โดยปี 2050 ควรลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ให้ได้ระหว่าง 80% ถึง 95% เมื่อเทียบกับกับปี 1990

ตารางที่ 7 ผลลัพธ์สำหรับสถานการณ์ที่ดีที่สุดในประเทศโครเอเชีย [40]

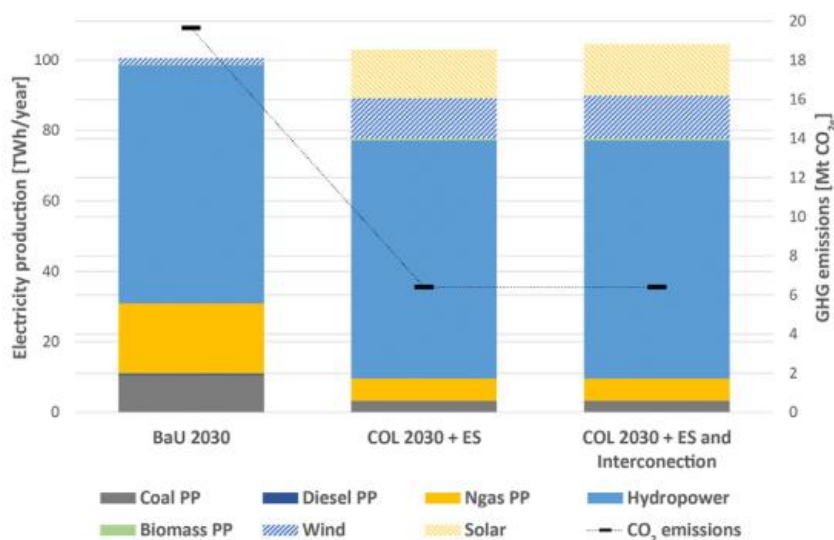
	1.6 GW PV Value	1.65 GW Wind Norm	Weight	1.6 GW PV Value	1.75 GW Wind Norm	Weight
CEEP	0.36	80.22	24.07	0.46	74.73	22.42
RES	11.01	50.08	12.52	11.24	52.00	13.00
Import	2.81	64.88	16.22	2.69	66.38	16.59
CO ₂	16.55	84.91	16.98	16.54	86.79	17.36
Overall			69.79			69.37

Novosel et al. (2016) [41] ได้นำเสนอและใช้วิธีการทำความร้อนใช้กรณีศึกษาของเมือง Osijek ในประเทศโครเอเชีย และเพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของระบบดังกล่าวเกี่ยวกับการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ต่อเนื่อง ข้อมูลที่ได้จากกระบวนการวางแผนได้ถูกนำมาใช้เพื่อสร้างสถานการณ์ต่าง ๆ มากมาย สำหรับการพัฒนาระบบพลังงานของเมือง Osijek ที่มีการใช้ความร้อนลมและแสงอาทิตย์ในเขตพลังงานสูง ได้ใช้โปรแกรม EnergyPLAN เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์แบบจำลอง โดยมีการกำหนด 3 สถานการณ์สำหรับพลังงานลมและ PV คือ สถานการณ์อ้างอิงเป็นสถานการณ์ที่ระบบพลังงานของเมือง Osijek สร้างขึ้นใหม่เนื่องจากขณะนี้ระบบทำความร้อนแบบใช้ก๊าซในพื้นที่หนึ่ง ซึ่งใช้หน่วย CHP ที่มีความจุไฟฟ้า 89 MW และไม่มีการจัดเก็บความร้อนหรือปั๊มความร้อน สถานการณ์ (HP+HS) เป็นกรณีอ้างอิงที่มีการเพิ่มระบบจัดเก็บความร้อนและปั๊มความร้อนซึ่งควรใช้ CEEP และเปลี่ยนหน่วย CHP ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ และสถานการณ์ (DH+) ความต้องการระบบทำความร้อนแบบรวมศูนย์เพิ่มขึ้น 50% และใช้ปั๊มความร้อนและที่เก็บความร้อนเหมือนสถานการณ์ (HP+HS) ผลลัพธ์พบว่าหากพิจารณาการใช้ลมเท่ากับ 25% ของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด ส่วนแบ่งของ CEEP จะเท่ากับ 11.32% ของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดในสถานการณ์อ้างอิง และ 10.21% ในสถานการณ์ HP+HS ความต้องการ DH จะเพิ่มขึ้นเมื่อใช้ร่วมกับปั๊มความร้อน และการจัดเก็บจะลดลงเหลือ 4.81% แต่ถ้าไม่มีส่วนแบ่ง 25% สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ CEEP จะเท่ากับ 5.74%, 5.33% และ 3.14% สำหรับสถานการณ์อ้างอิง สถานการณ์ HP+HS และสถานการณ์ DH+ ตามลำดับ สรุปการวิเคราะห์ระบบ DH ที่มีผลต่อระบบพลังงานโดยรวมพบว่า CEEP สำหรับพลังงานลมจะลดลงถึง 35% และลดลงเกือบ 28% สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ สิ่งนี้แสดงให้เห็นถึงความสำคัญของระบบ DH ในอนาคต สำหรับการบูรณาการขนาดใหญ่ของพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ต่อเนื่องในระบบพลังงานแบบสมัยใหม่ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ภาพที่ 36 แสดงศักยภาพการเจาะพลังงานลมและแสงอาทิตย์



ภาพที่ 36 ศักยภาพการเจาะพลังงานลมและแสงอาทิตย์ของเมือง Osijek ในประเทศโครเอเชีย [41]

Roncillo et al. (2021) [42] ได้ศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบทางเทคโนโลยี-เศรษฐกิจของการจัดเก็บไฟฟ้า และการเชื่อมต่อโครงข่ายในการรวมตัวแปร RES โดยใช้ระบบไฟฟ้าของประเทศโคลอมเบียเป็นกรณีศึกษา โดยใช้เครื่องมือ EnergyPLAN สำหรับสร้างแบบจำลองระบบอ้างอิงและสถานการณ์ในอนาคตซึ่งได้กำหนดสถานการณ์ทั้งหมด 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ BAU: ซึ่งเป็นไปตามแนวโน้มที่รัฐบาลโคลอมเบียกำหนด เพื่อกำหนดวัตถุประสงค์ระดับประเทศ (INDC) ที่นำเสนอใน COP21 โดยสันนิษฐานว่าแนวโน้มความต้องการและอุปทานพลังงานในปัจจุบัน จะไม่ได้รับผลกระทบ สถานการณ์ (COL 2030+ES): จะแสดงให้เห็นพลังงานลมและเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมในการผสมผสานพลังงานกับระดับการจัดเก็บที่สามารถทำได้ในทางเทคนิค ในปี 2030 และ สถานการณ์ (COL 2030+ES และการเชื่อมต่อโครงข่าย): สถานการณ์นี้มีอินพุตเดียวกันกับ สถานการณ์ที่ 2 และถือว่าการเพิ่มขีดความสามารถในการเชื่อมต่อโครงข่ายข้ามพรมแดนกับประเทศเพื่อนบ้านตามประมาณการของรัฐบาลในปี 2030 ผลลัพธ์ด้านการจัดเก็บพลังงานแสดงให้เห็นว่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และพลังงานลดลง 14.7% และ 8.4% ตามลำดับ การจัดเก็บพลังงานมีบทบาทสำคัญในระบบไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์สูง สาเหตุหลักมาจากธรรมชาติของพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งมีเฉพาะช่วงกลางวันและไม่สามารถสร้างพลังงานอย่างต่อเนื่องได้ตลอดทั้งวันเหมือนพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ๆ เช่น พลังงานลม และมีการเพิ่มขึ้นประมาณ 11%–16% (5.82–6.12 GW) ในขีดจำกัดของเซลล์แสงอาทิตย์ และผลกระทบที่สำคัญคือการลดลงของปริมาณพลังงาน (ประมาณ 26% เทียบกับสถานการณ์ BAU) นอกจากนี้ มีการลดลงประมาณ 17% และ 4% ในการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และ PES ตามลำดับ ถ้าความจุลและพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งไว้ประมาณ 4 GW และ 7 GW จะทำให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และ PES จะลดลงอีก 34% และ 6.3% ตามลำดับ และผลของสถานการณ์ต่าง ๆ สรุปได้ดังนี้ ผลลัพธ์ของสถานการณ์ที่ 2 แสดงให้เห็นประโยชน์ของการเพิ่ม RES แบบแปรผันกับ ES ลงในระบบไฟฟ้า ซึ่งแสดงถึงการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลงประมาณ 67% ของภาคส่วน และการเพิ่มขึ้นของส่วนแบ่ง RES อยู่ที่ประมาณ 89.4% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด และผลลัพธ์ของสถานการณ์ที่ 3 แสดงให้เห็นว่าความสามารถในการเชื่อมต่อข้ามพรมแดนเพิ่มขึ้นและการผลิต RES ทั้งหมดอยู่ที่ประมาณ 91.6% นอกจากนี้ CEEP ภายในปีลดลง 47% เมื่อเทียบกับสถานการณ์ที่ 2 และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในปียังคงที่ แต่ความเข้มของการปล่อย ยังสามารถลดลงได้อีกประมาณ 61.2 gCO₂e/kWh ซึ่งน้อยกว่าประมาณ 69% ในสถานการณ์ BAU (195.3 gCO₂e/kWh) โดยภาพที่ 37 แสดงการผลิตไฟฟ้าและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สำหรับทุกสถานการณ์



ภาพที่ 37 การผลิตไฟฟ้าและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สำหรับทุกสถานการณ์
ในประเทศโคลอมเบีย [42]

2.7.4 งานวิจัยเกี่ยวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan)

วิลาศ เฉลยสัตย์ (2564) [43] ได้ศึกษาความเชื่อมโยงของยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี กับนโยบายด้านพลังงานไฟฟ้าที่สำคัญของประเทศ ศึกษาปัญหา อุปสรรค และช่องว่างของนโยบายด้านพลังงานไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมโยงและสอดคล้องกัน เพื่อเสนอแนะแนวทางในการเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า โดยการเก็บข้อมูลจากการสัมภาษณ์เชิงลึกผู้เชี่ยวชาญในภาคพลังงาน และจากการศึกษาวรรณกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับหลักการ แนวคิด และแนวทางในการเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน จากการศึกษาพบว่า แผนที่เกี่ยวข้องกับพลังงานไฟฟ้า ได้แก่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP 2018) แผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2015) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP 2015) การผลิตและใช้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และการอนุรักษ์พลังงาน แต่ในทางปฏิบัติยังพบปัญหาและอุปสรรคในการปฏิบัติงาน ส่งผลกระทบต่อความต่อเนื่องในการดำเนินนโยบายและความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า ตารางที่ 8 จะสรุปปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าและแนวทางการปรับปรุงและบูรณาการ

ตารางที่ 8 สรุปปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าและแนวทางการปรับปรุงและบูรณาการ [43]

ปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า	แนวทางการปรับปรุงและบูรณาการ
1. ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า	1. จัดทำฐานข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (Big Data) สำหรับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า 2. จัดทำ Scenario ในกรณีต่างๆ ที่มีความเป็นไปได้ในกระบวนการจัดทำแผนพลังงานไฟฟ้า เพื่อเตรียมแผนรับมือหากสถานการณ์มีความคลาดเคลื่อนไปจากแผนที่วางไว้
2. การจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ไม่เป็นไปตามแผน	จัดทำรายงานการประเมินสิ่งแวดล้อมทางยุทธศาสตร์ (Strategic Environmental Assessment: SEA) ก่อนสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่
3. การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกที่มากเกินไป	1. กระจายประเภทการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 2. จัดทำแผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (DG)
4. การพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป	กำหนดแผนการส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในธุรกิจก๊าซธรรมชาติ
5. ความไม่ต่อเนื่องของการดำเนินนโยบายด้านพลังงานไฟฟ้า	1. การวางระบบกระบวนการจัดทำแผนบูรณาการพลังงานที่ชัดเจน 2. การบูรณาการกระบวนการจัดทำแผนพลังงานด้านไฟฟ้า 3. จัดทำแผนบูรณาการบริหารกิจการไฟฟ้าและการลงทุน 4. ปรับปรุงบทบาทและโครงสร้างของหน่วยรับผิดชอบหลักโดย 4.1 จัดตั้งคณะกรรมการระดับประเทศด้านการลงทุนและพัฒนาพลังงานทดแทน และจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ 4.2 จัดทำกติกา Code of Conduct ระหว่างหน่วยงานกำหนดนโยบาย-หน่วยงานกำกับกิจการพลังงาน-หน่วยงานปฏิบัติ

ตารางที่ 8 สรุปปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าและแนวทางการปรับปรุงและบูรณาการ [43]
(ต่อ)

ปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า	แนวทางการปรับปรุงและบูรณาการ
	<p>4.3 จัดตั้งศูนย์ One Stop Service ในการอนุมัติอนุญาตกิจการด้านพลังงาน</p> <p>4.4 ปรับปรุง พ.ร.บ. ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการพลังงาน</p> <p>4.5 จัดตั้งกรมส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยแยกจาก พพ. และปรับปรุง พ.ร.บ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน</p> <p>4.6 จัดทำ พ.ร.บ. พลังงานทดแทน</p> <p>4.7 กระจายอำนาจการตัดสินใจสู่ผู้ปฏิบัติ (สำนักงานพลังงานจังหวัด)</p> <p>4.8 เพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชนในการกำหนดนโยบาย</p>

ปัญหาหลักจากตารางคือ ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า การจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ไม่เป็นไปตามแผน การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก และการพึ่งพาทักษะธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้ามากเกินไป ส่งผลให้เกิดความไม่ต่อเนื่องของการดำเนินนโยบายด้านพลังงานไฟฟ้า และกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าในที่สุด

ฉิษา บุรณสิงห์ (2560) [44] ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในประเทศไทย โดยใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยกับพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งได้ศึกษาความพร้อมของประเทศไทยในการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้านต่าง ๆ คือ ความพร้อมทางด้านเศรษฐกิจและการลงทุน ความพร้อมในการใช้เทคโนโลยีขั้นสูง นโยบายการออกกฎหมาย กฎระเบียบใบอนุญาต และการควบคุมดูแล การจัดหรือจัดการกากกัมมันตรังสี การพัฒนาบุคลากร และการยอมรับจากประชาชน ผลการศึกษาพบว่า ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยหนึ่งในพลังงานที่รัฐมีแนวคิดที่จะนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า คือ พลังงานนิวเคลียร์ เพื่อเป็นแหล่งพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลในการแก้ปัญหาเรื่องแหล่งพลังงานที่จะนำมาผลิตกระแสไฟฟ้าในอนาคต แต่การนำพลังงานนิวเคลียร์มาใช้ในโรงไฟฟ้ายังคงเป็นปัญหาที่ต้องมีการทบทวนถึงปัจจัยต่าง ๆ และความเหมาะสมกับประเทศไทย เนื่องจากการตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยังคงประสบกับปัญหา

การคัดค้านของประชาชน และองค์กรกลุ่มต่าง ๆ เพราะประชาชนมีความกังวลเรื่องผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อมในชุมชน รวมถึงยังขาดความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จึงมีการต่อต้านของประชาชนในแต่ละพื้นที่ ถ้ามีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขึ้นจริงในประเทศไทยในอนาคต ต้องมีปัจจัยเกื้อหนุนหลายประการ และขึ้นอยู่กับว่ารัฐบาลมีความพร้อมเพียงใดในการกำหนดนโยบายระยะยาว การตัดสินใจว่าการลงทุนมีความคุ้มค่าหรือไม่ และการดำเนินการตามขั้นตอนที่ปลอดภัยและเหมาะสม

อัมพิกา อภิชัยบุคคล (2561) [45] ได้ศึกษาและวิเคราะห์แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2018) กับการถอดไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ จากภาพที่ 38 เมื่อพิจารณาการประมาณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของแผน PDP 2015 (พ.ศ. 2558–2579) จะเห็นได้ว่าการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ และสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนประมาณร้อยละ 10–20 ในปีพ.ศ. 2569 และร้อยละ 15–20 ในปีพ.ศ. 2579 และจะมีสัดส่วนของไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ ร้อยละ 0–5 ในปีพ.ศ. 2579 ปลายของแผน PDP 2015 แต่พบว่าใน PDP 2018 มีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล 65% เป็นสัดส่วนจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน 12% และก๊าซธรรมชาติ 53% มีการเพิ่มขึ้นของพลังงานทดแทนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ADEP) เพิ่มขึ้น 10,000 MW ที่สอดคล้องกับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์โซลาร์ภาคประชาชนเพิ่มปีละ 100 MW ระยะเวลา 10 ปี รวมทั้งมีการถอดไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ออกจากแผน PDP 2018

เปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP 2015 กับ PDP 2018

ระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง			
แผน PDP 2015		แผน PDP 2018	
กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2557	37,612 MW	กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2560	46,090 MW
กำลังผลิตไฟฟ้าปี 2558-2579	57,459 MW	กำลังผลิตไฟฟ้าปี 2561-2580	56,431 MW
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก 2558-2579	-24,736 MW	กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออก 2561-2580	-25,310 MW
กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2579	70,335 MW	กำลังผลิตไฟฟ้าสิ้นปี 2580	77,211 MW

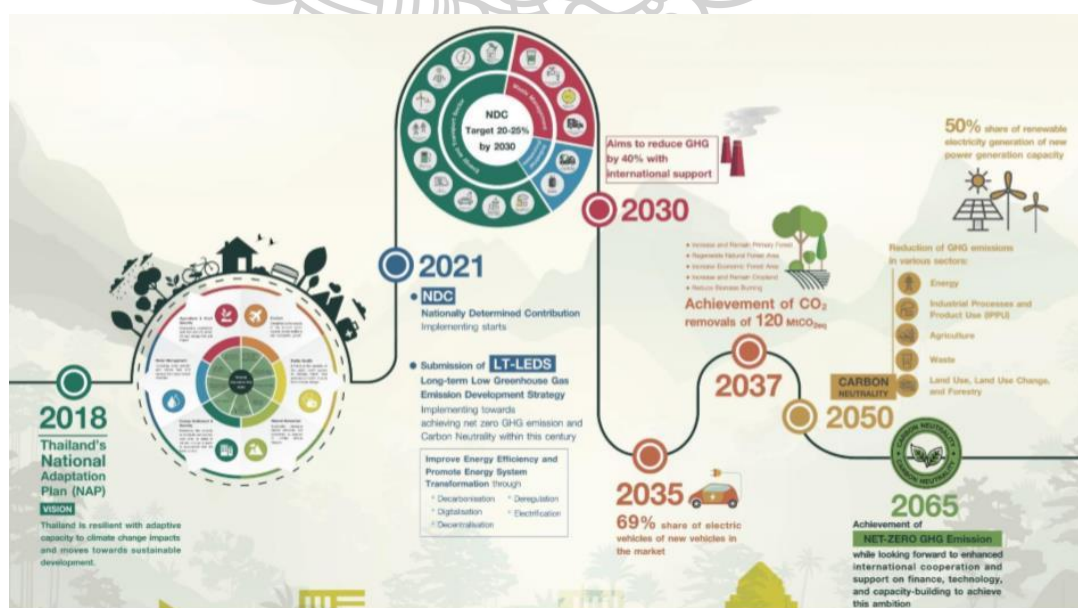
กำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า			โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP		
	PDP 2015	PDP 2018		PDP 2015	PDP 2018
โรงไฟฟ้าพลังหมุนเวียน	21,648 MW	20,766 MW	ชีวมวล	5,570 MW	3,376 MW
โรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับ	2,101 MW	500 MW	ก๊าซชีวภาพ	600 MW	546 MW
โรงไฟฟ้าระบบโคเจนอเรชัน	4,119 MW	2,112 MW	พลังงานแสงอาทิตย์	6,000 MW	10,000 MW
โรงไฟฟ้าระบบสูบน้ำ (กฟผ./IPP)	12,113 MW	13,156 MW	ลม	3,002 MW	1,485 MW
โรงไฟฟ้าถ่านหิน/ลิกไนต์ (กฟผ./IPP)	7,390 MW	1,740 MW	ขยะ	500 MW	44 MW
รับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	1,473 MW	5,857 MW	พลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ	-	2,725 MW
โรงไฟฟ้าโซลาร์ภาคประชาชน (กฟผ./IPP)	-	8,300 MW	โรงไฟฟ้าพลังน้ำ		
แผนอนุรักษ์พลังงาน	-	4,000 MW	รวม	19,634.4 MW	18,176 MW

ที่มา : ประชาชาติธุรกิจออนไลน์

ภาพที่ 38 การเปรียบเทียบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2015 และ PDP2018 [45]

ในอดีตแผน PDP 2007– PDP 2015 ได้เคยกำหนดให้มีโรงไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ที่เป็นหนึ่งในพลังงานทางเลือกหนึ่งที่สามารถใช้เป็นไฟฟ้าฐาน (Base Load) โดยภาพรวมจะก่อให้เกิดความร่วมมือในการพัฒนาเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นเมื่อไม่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ก็เป็นการขัดกับนโยบายการลดก๊าซเรือนกระจก ลดบทบาทและศักยภาพของประเทศในการพัฒนาเทคโนโลยีนิวเคลียร์ ซึ่งการพัฒนาและใช้ไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ปัจจุบันจะใช้เวลาไม่น้อยกว่า 10–15 ปี ดังนั้นหากไม่มีความต่อเนื่องในนโยบายอาจทำให้ประเทศเสียโอกาสในการใช้พลังงานทางเลือกที่ใช้เป็นไฟฟ้าฐานได้ (Base Load) รวมทั้งการพัฒนาทั้งบุคลากรและองค์ความรู้ด้านเทคโนโลยีนิวเคลียร์

อรมมงคล ตันติธนาธร (2564) [46] ได้กล่าวว่าแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ของไทยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในกลางปี 2565 และคาดว่าจะมีการจัดสรรพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้น มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพที่สูงขึ้นในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ โดยจะมีการพัฒนาให้เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งจะสร้างโอกาสให้กับผู้ประกอบการ EPC และธุรกิจซื้อขายพลังงาน โดยวางแผนที่จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ลง 40% ภายในปี 2573 และวางแผนที่จะปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) เป็นศูนย์ภายในปี 2608 ดังภาพที่ 39 รัฐบาลมีแผนที่จะเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเป็น 50% ส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (EV) และส่งเสริมการใช้พลังงานให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นและเพิ่มพื้นที่ป่าเพื่อให้บรรลุเป้าหมายในระยะยาว ซึ่งแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในกลางปี 2565



ภาพที่ 39 แผนลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย [46]

รัฐบาลมีแผนที่จะเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเป็น 50% ส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (EV) และส่งเสริมการใช้พลังงานให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นและเพิ่มพื้นที่ป่าเพื่อให้บรรลุเป้าหมายในระยะยาว ซึ่งแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในกลางปี 2565 และการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานในธุรกิจผลิตไฟฟ้า จะมีการเปลี่ยนระบบไฟฟ้าจากแบบดั้งเดิม (Conventional Grid) เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ถือเป็นทิศทางการใหม่ของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทยเพราะจะเปลี่ยนรูปแบบของอุตสาหกรรมจากผู้ประกอบการรายเดียวเป็นผู้ประกอบการหลายรายในอนาคต ยิ่งไปกว่านั้น หน่วยงานที่เกี่ยวข้องยังวางแผนที่จะทำโครงการนำร่อง เพื่อเพิ่มผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้ารายใหม่ในพื้นที่โครงการพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) ในช่วงปี 2564–2566 ซึ่งจะสร้างโอกาสให้กับผู้ประกอบการสัญญาพลังงาน (EPC) ในการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าให้ทันสมัยยิ่งขึ้นและสร้างโอกาสสำหรับธุรกิจซื้อขายไฟฟ้า



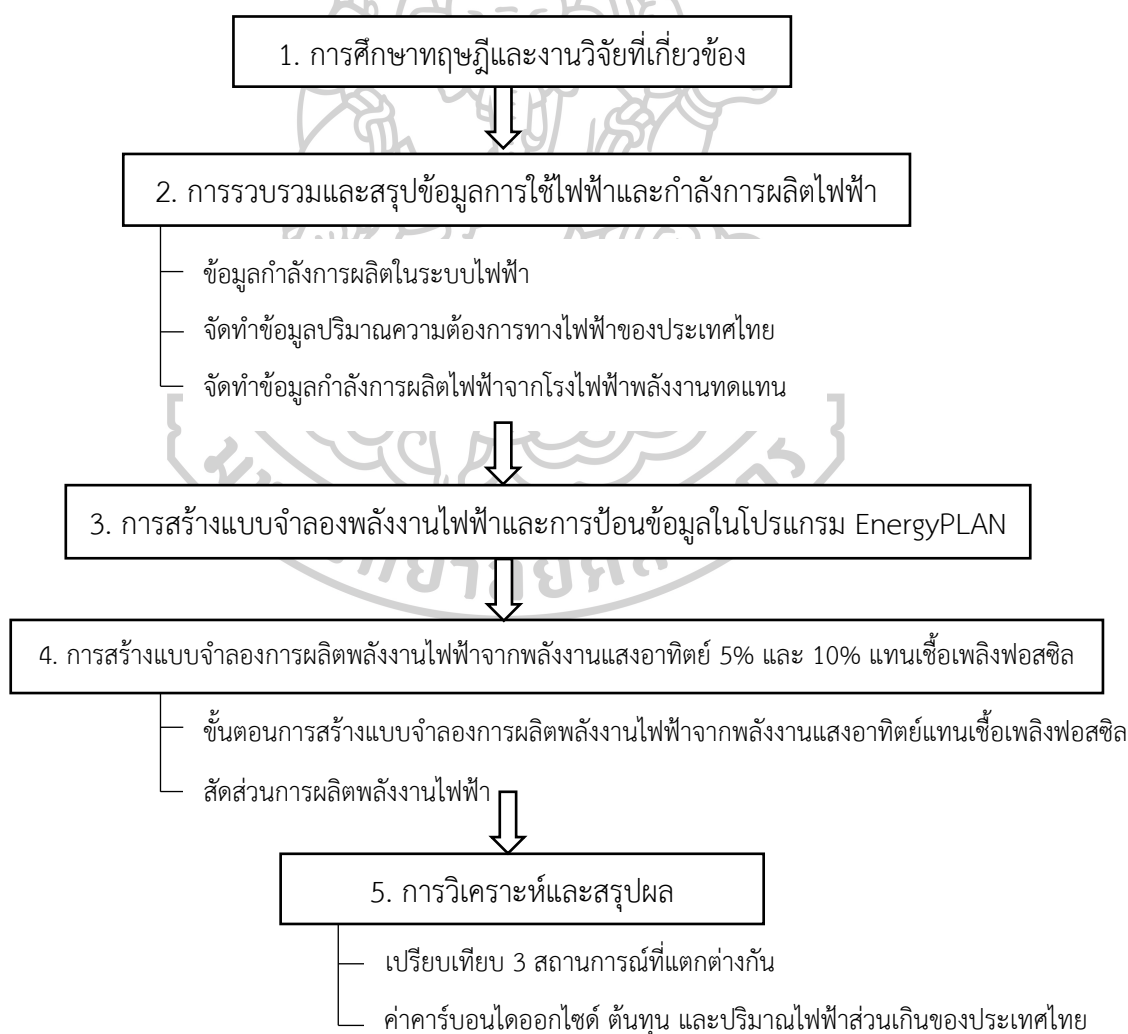
บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยครั้งนี้เป็นการศึกษา วิเคราะห์เพื่อหาปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้นทุน และปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580 จากฐานข้อมูล ปี พ.ศ. 2562 โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN โดยขั้นตอนการดำเนินงานการวิจัยนี้จะประกอบไปด้วยขั้นตอนในการทำงาน 4 ขั้นตอน แสดงดังภาพที่ 40

3.1 การวางแผนการดำเนินงาน

ขั้นตอนการวางแผนการดำเนินงานสามารถแบ่งได้เป็น 5 ขั้นตอนหลัก คือ



ภาพที่ 40 ขั้นตอนการวางแผนการดำเนินงาน

3.2 การรวบรวมและสรุปข้อมูลระบบพลังงาน

จากการศึกษาทฤษฎีและรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้อง พบว่าตัวแปรสำคัญที่ใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลในโปรแกรม EnergyPLAN ได้แก่ ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้า กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลม ซึ่งได้มาจากเว็บไซต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) สำนักงานการไฟฟ้าฝ่ายนครหลวง (กฟน.) และเว็บไซต์ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) แสดงดังตารางที่ 9

3.2.1 ข้อมูลกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 9 ข้อมูลกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้าปี 2564

ประเภทโรงไฟฟ้า	ปี 2564	
	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	ร้อยละ
กำลังผลิตของ กฟผ.		
- พลังความร้อน	3,687.00	8.00
- พลังความร้อนร่วม	8,262.00	17.92
- พลังงานหมุนเวียน	3,057.92	6.63
- ดีเซล	30.40	0.07
- พลังงานอื่น ๆ	1,000.00	2.17
รวมกำลังผลิตของ กฟผ.	16,037.32	34.79
กำลังผลิตจากแหล่งอื่น		
ภายในประเทศ		
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	14,873.50	32.26
- ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	9,470.95	20.54
ภายนอกประเทศ	5,720.60	12.41
รวมกำลังผลิตจากแหล่งอื่น	30,065.05	65.21
รวมกำลังผลิตในระบบ	46,102.37	100.00

ที่มา: ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลกำลังการผลิตของเชื้อเพลิง และกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนประเภทต่าง ๆ ของปี 2562 แสดงดังตารางที่ 10

ตารางที่ 10 กำลังการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิง และพลังงานทดแทนแต่ละประเภท

ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
ก๊าซธรรมชาติ	32,321.23
ถ่านหิน	5,569.06
น้ำมัน	348.40
แสงอาทิตย์	2,968.31
พลังงานน้ำ	3,520.61
พลังงานลม	1,523.21
ชีวมวลและขยะ	3,642.87
Total	49,893.69

ที่มา: เว็บไซต์ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และเว็บไซต์ของ กฟผ.

3.2.2 จัดทำข้อมูลปริมาณความต้องการทางไฟฟ้าของประเทศไทย

ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยที่นำมาใช้ได้มาจากข้อมูลจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) อ้างอิงจากปี พ.ศ. 2562 เนื่องจากเป็นฐานข้อมูลที่มีความน่าเชื่อถือที่สุด โดยข้อมูลที่ได้มาจากการไฟฟ้านี้จะอยู่ในรูปแบบของปริมาณการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาที ซึ่งโปรแกรม EnergyPLAN เป็นโปรแกรมที่คำนวณผลออกมาเป็นรายชั่วโมง จึงต้องจัดทำข้อมูลให้อยู่ในรายชั่วโมง โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ในการจัดเรียงข้อมูล ขั้นตอนในการจัดเรียงข้อมูลปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 จัดเรียงข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ให้อยู่ในรูปแบบข้อมูลรายชั่วโมง

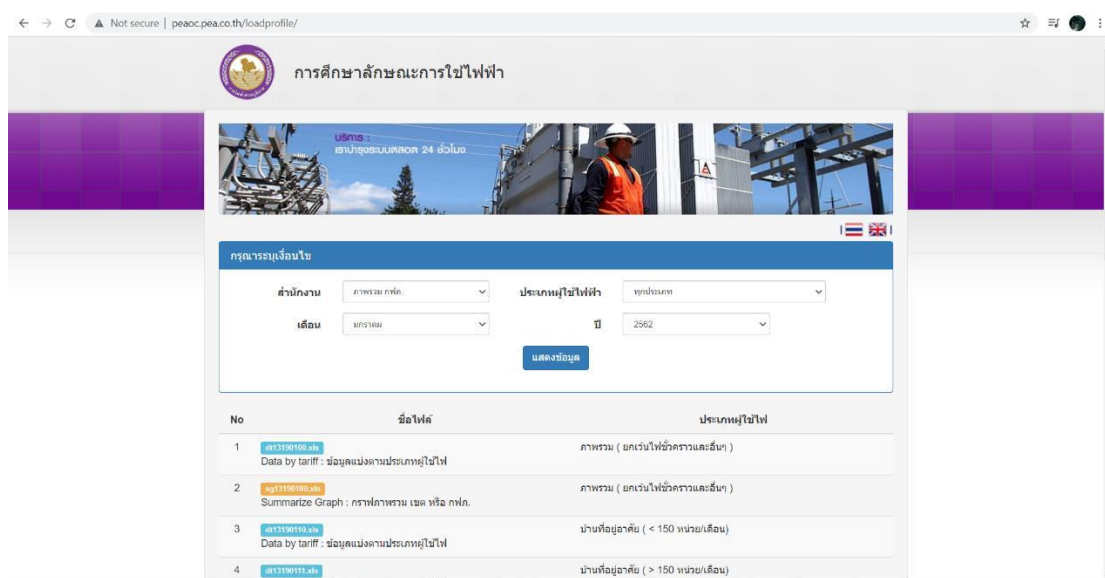
3.2.2.1 ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีขั้นตอน ดังนี้

1. การดาวน์โหลดข้อมูล

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการเผยแพร่ข้อมูลให้แก่ประชาชนทั่วไปได้ศึกษา ผ่านทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คือ <http://peaoc.pea.co.th/loadprofile> แสดงดังภาพที่ 41


โดยชื่อหัวข้อที่ปรากฏบนเว็บไซต์คือการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า จากนั้นจึงเลือกการแสดงผลของข้อมูลตามที่ต้องการ ซึ่งได้แก่ สำนักงาน, ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเลือก, เดือน และปี โดยสำนักงานให้เลือกภาพรวม กฟภ.ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าให้เลือกทุกประเภท เดือนให้เลือกตั้งแต่เดือนมกราคมถึงธันวาคม และปีให้เลือก 2562 จากนั้นเลือกที่แสดงข้อมูล และเลือกดาวน์โหลดข้อมูล No 1



ภาพที่ 41 หน้าเว็บไซต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

2. การจัดเรียงข้อมูล

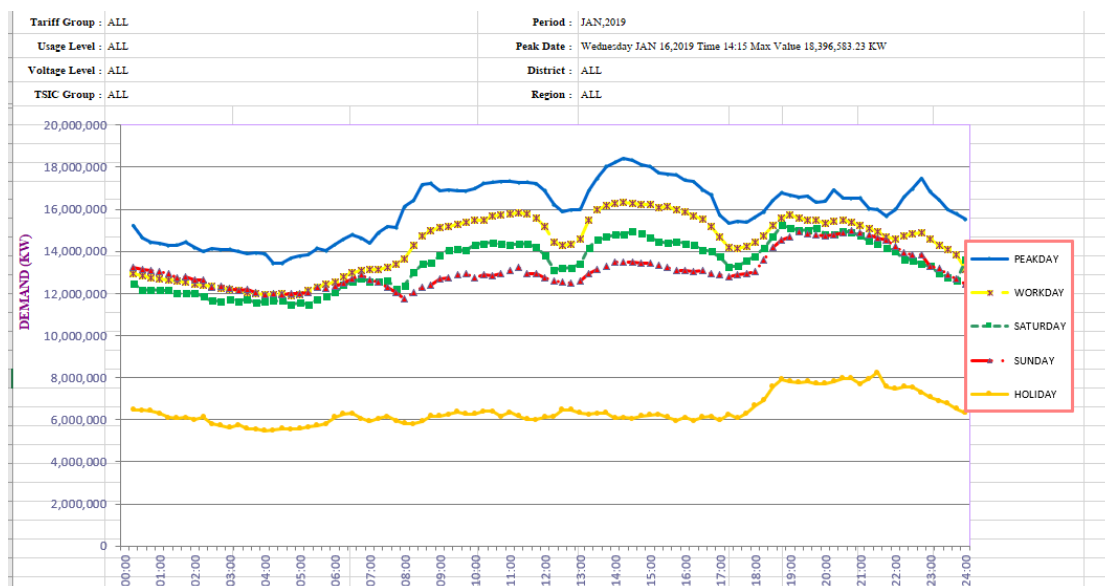
2.1 เปิดไฟล์ Excel ที่ดาวน์โหลดขึ้นมาเพื่อเลือกใช้และจัดเรียงข้อมูลสำหรับใช้ในการดำเนินงาน โดยเลือกที่ชื่อ Source โดยปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดจะอยู่ในหน่วยของกิโลวัตต์ (kW) เนื่องจากข้อมูลที่ได้เป็นข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในราย 15 นาที จึงต้องใช้โปรแกรม Excel ช่วยในการคำนวณเพื่อให้เป็นรายชั่วโมง แสดงดังภาพที่ 42

A		B	C	D	E	F
1		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค		LOAD RESEARCH OF PEA		
2		PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY		Enquiry by Population - Data		
3						
4	DEMAND (KW)					
5	TIME	PEAKDAY	WORKDAY	SATURDAY	SUNDAY	HOLIDAY
6	00:00					
7	00:15	15,215,700.20	12,939,890.97	12,486,485.40	13,228,148.26	6,488,161.66
8	00:30	14,635,355.49	12,851,567.18	12,144,617.17	13,134,456.00	6,459,888.85
9	00:45	14,425,740.55	12,762,649.15	12,169,267.23	13,083,562.10	6,431,131.92
10	01:00	14,362,765.64	12,682,513.49	12,143,523.41	13,062,957.66	6,313,190.21
11	01:15	14,279,780.15	12,618,305.66	12,156,717.92	12,926,082.03	6,095,025.29
12	01:30	14,308,502.38	12,568,755.39	11,995,331.65	12,753,809.26	6,076,921.72
13	01:45	14,444,989.71	12,542,818.33	11,994,913.77	12,795,602.76	6,106,882.67
14	02:00	14,163,041.57	12,457,766.66	12,037,939.86	12,663,832.76	5,991,759.75
15	02:15	14,003,694.66	12,372,870.00	11,846,463.04	12,646,031.37	6,118,521.74
16	02:30	14,113,531.12	12,330,458.90	11,653,788.80	12,301,430.02	5,795,273.91
17	02:45	14,075,253.78	12,228,163.10	11,628,073.49	12,321,714.30	5,735,706.71
18	03:00	14,091,814.46	12,183,787.81	11,725,421.39	12,233,304.08	5,632,823.51
19	03:15	14,004,316.77	12,131,438.83	11,624,124.54	12,151,838.96	5,748,152.93
20	03:30	13,891,433.30	12,054,153.40	11,726,786.17	12,184,982.18	5,579,065.47
21	03:45	13,933,411.21	12,014,672.20	11,551,120.80	12,054,122.26	5,558,686.80
22	04:00	13,872,403.45	11,927,927.74	11,622,806.56	11,946,565.89	5,479,217.78
23	04:15	13,434,603.67	11,940,772.58	11,667,365.71	11,991,158.93	5,503,870.61
24	04:30	13,423,109.72	11,988,660.19	11,655,450.10	11,946,720.45	5,585,993.32
25	04:45	13,664,931.61	11,917,641.79	11,483,532.69	11,999,772.60	5,550,590.40
26	05:00	13,769,725.88	11,957,303.35	11,563,379.05	11,970,117.19	5,579,777.14
27	05:15	13,856,714.69	12,121,604.68	11,490,799.30	12,044,142.22	5,650,062.57
28	05:30	14,157,799.48	12,270,430.97	11,694,850.05	12,272,625.89	5,715,945.80
29	05:45	14,013,651.79	12,434,473.07	11,885,388.63	12,219,773.85	5,800,799.50
30	06:00	14,331,957.76	12,529,717.32	12,053,091.48	12,325,328.22	6,117,291.21
31	06:15	14,574,858.19	12,774,437.60	12,395,295.48	12,491,517.63	6,266,506.01
32	06:30	14,807,133.82	12,975,527.78	12,560,227.33	12,670,250.30	6,310,433.74

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ภาพที่ 42 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบของไฟล์ Excel ของเดือนมกราคม ปี พ.ศ.2562

2.2 คัดลอกข้อมูลการใช้ไฟฟ้าไปยังไฟล์ใหม่เพื่อจัดเรียงข้อมูลให้เป็นรายวัน เนื่องจากข้อมูลที่ได้มีวันบอก ได้แก่ PEAKDAY, WORKDAY, SATURDAY, SUNDAY และ HOLIDAY จึงสามารถเปิดดูได้ตามปฏิทินของปี พ.ศ.2562 แล้วเรียงข้อมูลของวันต่าง ๆ ให้ตรงกับวันที่จริงในปฏิทิน โดย PEAKDAY จะบอกวันที่และเวลามาในไฟล์ Excel ในชีท Graph ซึ่งปรากฏอยู่ที่ช่อง Peak Date จากนั้นจึงจัดเรียงข้อมูลในครบทุกเดือนเป็นชีทละเดือน แสดงดังภาพที่ 43



ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ภาพที่ 43 ข้อมูลของ PEAKDAY ของเดือนมกราคม ปี พ.ศ.2562

2.3 จัดเรียงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของแต่ละเดือนให้อยู่ในคอลัมน์เดียวกันทั้งหมด ซึ่งจากข้อมูลจะอยู่ในหน่วย kW จึงต้องแปลงตัวเลขทั้งหมดให้อยู่ในหน่วย MW โดยจะได้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี โดยมีค่าทั้งหมด 8,760 ค่า แต่จากโปรแกรมกำหนดให้มี 8,784 ค่า เนื่องจากเดือนปีที่มีวันที่ 29 กุมภาพันธ์ ดังนั้นเราจึงกำหนดให้มีวันที่ 29 กุมภาพันธ์ ในข้อมูลที่จัดเรียงด้วย โดยใส่ค่าการใช้ไฟฟ้าของทั้งวันเท่ากับ 0 ซึ่งตัวอย่างข้อมูลข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แสดงดังตารางที่ 11

ตารางที่ 11 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

วันที่	เวลา (นาท)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	01:00	2,569.99
1/1/2019	02:00	2,460.91
1/1/2019	03:00	2,306.72

ตารางที่ 11 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562
ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) (ต่อ)

วันที่	เวลา (นาทื)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	04:00	2,293.60
1/1/2019	05:00	2,251.00
1/1/2019	06:00	2,340.13
1/1/2019	07:00	2,322.50
1/1/2019	08:00	2,200.96
1/1/2019	09:00	2,526.23
1/1/2019	10:00	2,625.00
1/1/2019	11:00	2,804.23
1/1/2019	12:00	2,394.58
1/1/2019	13:00	2,342.90
1/1/2019	14:00	2,458.69
1/1/2019	15:00	2,483.02
1/1/2019	16:00	2,416.39
1/1/2019	17:00	2,292.09
1/1/2019	18:00	2,475.29
1/1/2019	19:00	2,929.00
1/1/2019	20:00	2,887.76

ตารางที่ 11 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) (ต่อ)

วันที่	เวลา (นาทื)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	21:00	2,931.85
1/1/2019	22:00	2,830.00
1/1/2019	23:00	2,962.40
1/1/2019	24:00	2,607.28

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

3.2.2.2 ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

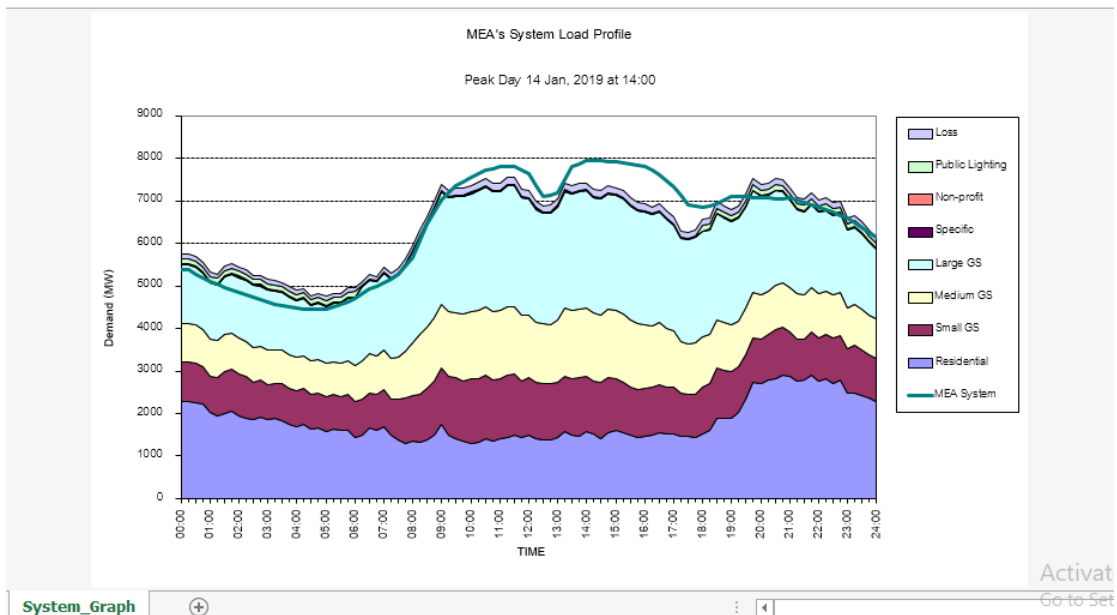
1. ติดต่อขอข้อมูลผ่านทางกรไฟฟ้านครหลวงโดยตรง

ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าของ กฟน. ไม่มีการเผยแพร่เช่นเดียวกับของ กฟภ. ผู้จัดทำจึงต้องจัดทำเอกสารเพื่อขอข้อมูลไปยังสำนักงานของ กฟน. โดยข้อมูลที่ได้รับมานั้นจะจัดเรียงไฟล์ตามรายเดือน ซึ่งในแต่ละไฟล์นั้นจะมีชื่อว่า System_ชื่อเดือนและ 62 เช่น เดือนมกราคม มีชื่อไฟล์ว่า System_Jan62 ข้อมูลที่ได้มีทั้งชื่อ System_Data เป็นข้อมูลในรูปแบบของข้อมูลตัวเลข แสดงดังภาพที่ 44 และ System_Graph เป็นแผนภูมิการใช้ไฟฟ้าทั้งระบบของการไฟฟ้านครหลวง แสดงดังภาพที่ 45

1	Time	Residential	Small GS	Medium GS	Large GS	Specific	Non-profit	Public Lightin	Loss	MEA System	LR_System
2	00:00	2,272.74	930.02	913.82	1,368.50	25.98	7.91	116.26	112.38	5,379.29	5,747.61
3	00:15	2,272.74	930.02	913.82	1,368.50	25.98	7.91	116.26	112.38	5,379.29	5,747.61
4	00:30	2,246.90	942.23	900.96	1,345.23	26.41	8.00	116.26	110.22	5,275.61	5,696.21
5	00:45	2,224.76	871.60	878.25	1,321.52	25.51	7.71	116.26	108.50	5,193.19	5,554.11
6	01:00	2,031.38	835.84	874.16	1,317.36	25.09	7.73	116.26	106.77	5,110.77	5,314.59
7	01:15	1,943.32	909.70	871.54	1,296.32	29.03	7.69	116.26	105.24	5,037.46	5,279.09
8	01:30	2,006.31	973.88	865.93	1,358.13	29.25	7.98	116.26	103.71	4,964.14	5,461.45
9	01:45	2,052.17	981.23	850.93	1,383.49	29.53	7.71	116.26	102.42	4,902.31	5,523.74
10	02:00	1,953.11	986.77	832.84	1,420.12	29.12	7.37	116.26	101.13	4,840.47	5,446.72
11	02:15	1,895.69	982.84	808.41	1,438.26	25.35	7.29	116.26	99.91	4,782.42	5,374.01
12	02:30	1,857.32	884.15	812.32	1,449.43	23.75	7.16	116.26	98.70	4,724.36	5,249.08
13	02:45	1,902.45	879.61	806.97	1,411.29	24.46	7.45	116.26	97.57	4,670.29	5,246.05
14	03:00	1,868.28	819.44	810.46	1,401.12	23.95	7.31	116.26	96.44	4,616.22	5,143.25
15	03:15	1,884.49	816.83	792.28	1,381.60	23.25	7.19	116.26	95.62	4,577.00	5,117.53
16	03:30	1,838.67	854.96	790.13	1,360.42	22.56	7.11	116.26	94.80	4,537.79	5,084.90

ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

ภาพที่ 44 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเดือนมกราคมของ กฟน. ในชื่อ System_Data



ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

ภาพที่ 45 แผนภูมิการใช้ไฟฟ้าเดือนมกราคมของ กฟน. ในชีท System_Graph

2. จัดเรียงข้อมูล

2.1 เมื่อเปิดข้อมูลที่ได้มาจะเลือกใช้ที่ sheet ที่มีชื่อว่า System_Data เป็นข้อมูลการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาที และเฉลี่ยของทุกวันตั้งแต่วันจันทร์ถึงวันอาทิตย์ใน 1 เดือน เลือกใช้ข้อมูลในคอลัมน์ MEA system เนื่องจากเป็นข้อมูลที่รวมแต่ละประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าไว้แล้ว จากนั้นจึงต้องใช้โปรแกรม Excel ช่วยในการคำนวณเพื่อให้เป็นรายชั่วโมง แสดงดังภาพที่ 46

1	Time	Residential	Small GS	Medium GS	Large GS	Specific	Non-profit	Public Lighti	Loss	MEA System	LR_System
6	01:00	2,031.38	835.84	874.16	1,317.36	25.09	7.73	116.26	106.77	5,110.77	5,314.59
10	02:00	1,953.11	986.77	832.84	1,420.12	29.12	7.37	116.26	101.13	4,840.47	5,446.72
14	03:00	1,868.28	819.44	810.46	1,401.12	23.95	7.31	116.26	96.44	4,616.22	5,143.25
18	04:00	1,700.40	838.03	774.00	1,346.25	21.65	6.89	116.26	93.50	4,475.59	4,897.00
22	05:00	1,589.89	812.10	771.17	1,342.58	18.93	6.58	116.26	92.97	4,450.20	4,750.48
26	06:00	1,440.63	840.52	836.56	1,606.09	16.93	6.90	116.26	98.49	4,714.25	4,962.38
30	07:00	1,680.06	889.26	924.47	1,800.80	13.44	12.19	-	105.74	5,061.20	5,425.96
34	08:00	1,343.09	1,074.40	1,245.62	2,132.53	13.80	14.42	-	118.12	5,653.91	5,941.98
38	09:00	1,732.22	1,326.89	1,501.74	2,646.50	10.90	24.24	-	146.88	7,030.28	7,389.37
42	10:00	1,302.62	1,505.02	1,584.61	2,779.65	8.18	25.29	-	157.83	7,554.61	7,363.20
46	11:00	1,408.23	1,398.24	1,604.19	2,799.28	7.73	23.74	-	163.25	7,813.85	7,404.66
50	12:00	1,505.57	1,332.01	1,463.36	2,745.78	9.97	25.96	-	159.49	7,633.85	7,242.15
54	13:00	1,437.16	1,281.21	1,485.96	2,656.45	10.96	28.81	-	149.94	7,176.92	7,050.50
58	14:00	1,583.86	1,280.35	1,602.55	2,763.55	5.22	22.43	-	166.02	7,946.75	7,423.98
62	15:00	1,594.27	1,212.89	1,620.63	2,688.94	8.02	21.26	-	165.55	7,924.15	7,311.56

ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

ภาพที่ 46 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเดือนมกราคมรายชั่วโมงของ กฟน.

2.2 คัดลอกข้อมูลการใช้ไฟฟ้าไปยังไฟล์ Excel ใหม่เพื่อจัดเรียงข้อมูลให้เป็นรายวัน จะได้จำนวนข้อมูลทั้งหมด 8,784 ชั่วโมง ซึ่งตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมง ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) แสดงดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

วันที่	เวลา (นาทื)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟน. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	01:00	5,110.77
1/1/2019	02:00	4,840.47
1/1/2019	03:00	4,616.22
1/1/2019	04:00	4,475.59
1/1/2019	05:00	4,450.20
1/1/2019	06:00	4,714.25
1/1/2019	07:00	5,061.20
1/1/2019	08:00	5,653.91
1/1/2019	09:00	7,030.28
1/1/2019	10:00	7,554.61
1/1/2019	11:00	7,813.85
1/1/2019	12:00	7,633.85
1/1/2019	13:00	7,176.92
1/1/2019	14:00	7,946.75
1/1/2019	15:00	7,924.15

ตารางที่ 12 ยกตัวอย่างข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) (ต่อ)

วันที่	เวลา (นาทื)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟน. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	16:00	7,797.82
1/1/2019	17:00	7,335.34
1/1/2019	18:00	6,836.24
1/1/2019	19:00	7,100.62
1/1/2019	20:00	7,076.51
1/1/2019	21:00	7,061.76
1/1/2019	22:00	6,844.75
1/1/2019	23:00	6,586.68
1/1/2019	24:00	6,146.29

ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

เนื่องจากข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 8,784 ค่า จึงเลือกแสดงตัวอย่างข้อมูลเพียง 1 วันเท่านั้น ซึ่งมีจำนวนเพียง 24 ค่า

ขั้นตอนที่ 2 การรวมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

การรวมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. และ กฟน. สามารถทำได้โดยนำข้อมูลรายชั่วโมงของทั้ง 2 การไฟฟ้านี้มาบวกกัน แสดงดังตารางที่ 13 เช่น ณ วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 เวลา 1.00 น. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 2,569.99 MW และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเท่ากับ 5,110.77 MW เมื่อรวมกันจะได้ความต้องการไฟฟ้าใหม่เท่ากับ 7,680.76 MW ซึ่งในขั้นตอนนี้จะใช้โปรแกรม Microsoft Excel ช่วยในการคำนวณ

ตารางที่ 13 ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้าใหม่รายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ที่ได้มาจากการรวมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

วันที่	เวลา (นาทื)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	01:00	7,680.76
1/1/2019	02:00	7,301.38
1/1/2019	03:00	6,922.94
1/1/2019	04:00	6,769.19
1/1/2019	05:00	6,701.19
1/1/2019	06:00	7,054.37
1/1/2019	07:00	7,383.70
1/1/2019	08:00	7,854.87
1/1/2019	09:00	9,556.50
1/1/2019	10:00	10,179.61
1/1/2019	11:00	10,618.07
1/1/2019	12:00	10,028.43
1/1/2019	13:00	9,519.82
1/1/2019	14:00	10,405.44
1/1/2019	15:00	10,407.16
1/1/2019	16:00	10,214.20

ตารางที่ 13 ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้าใหม่รายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ที่ได้มาจากการรวมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) (ต่อ)

วันที่	เวลา (นาท)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. (เมกะวัตต์)
1/1/2019	17:00	9,627.43
1/1/2019	18:00	9,311.52
1/1/2019	19:00	10,029.62
1/1/2019	20:00	9,964.27
1/1/2019	21:00	9,993.61
1/1/2019	22:00	9,674.75
1/1/2019	23:00	9,549.09
1/1/2019	24:00	8,753.57

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

เมื่อนำข้อมูลของทั้ง 2 การไฟฟ้ามารวมกันแล้ว จากนั้นจึงแปลงหน่วยให้อยู่ในหน่วยเทระวัตต์ (TW) โดยสามารถแปลงหน่วยได้โดยนำตัวเลขที่อยู่ในหน่วยเมกะวัตต์ (MW) ทหารกับจำนวน 1,000,000 เพื่อให้ได้ข้อมูลตัวเลขที่อยู่ในหน่วยเทระวัตต์ (TW) ดังแสดงในตารางที่ 14

ตารางที่ 14 ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในหน่วยเทระวัตต์ (TW)

วันที่	เวลา (นาทื)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. (เทระวัตต์)
1/1/2019	01:00	0.007718052
1/1/2019	02:00	0.007410456
1/1/2019	03:00	0.007077130
1/1/2019	04:00	0.006782304
1/1/2019	05:00	0.006743801
1/1/2019	06:00	0.006965243
1/1/2019	07:00	0.007401327
1/1/2019	08:00	0.007976412
1/1/2019	09:00	0.009231234
1/1/2019	10:00	0.010080839
1/1/2019	11:00	0.010438842
1/1/2019	12:00	0.010438072
1/1/2019	13:00	0.0095715
1/1/2019	14:00	0.010289654
1/1/2019	15:00	0.010382835
1/1/2019	16:00	0.010280833

ตารางที่ 14 ปริมาณความต้องการทางไฟฟ้ารายชั่วโมงในวันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ในหน่วยเทระวัตต์ (TW) (ต่อ)

วันที่	เวลา (นาท)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. (เทระวัตต์)
1/1/2019	17:00	0.009751729
1/1/2019	18:00	0.009128322
1/1/2019	19:00	0.009575907
1/1/2019	20:00	0.010005516
1/1/2019	21:00	0.009949522
1/1/2019	22:00	0.009776597
1/1/2019	23:00	0.009416683
1/1/2019	24:00	0.009108689

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

เมื่อแปลงหน่วยปริมาณความต้องการทางไฟฟ้าเป็นหน่วย TW แล้ว จากนั้นคำนวณปริมาณความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งหมายถึงปริมาณความต้องการไฟฟ้าในหนึ่งปีซึ่งอยู่ในหน่วย TWh โดยสามารถคำนวณได้จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าโดยรวมจากรายชั่วโมงในระยะเวลาหนึ่งปี มีทั้งหมด 8,784 ชั่วโมง จะได้เท่ากับ 198 TWh/year

ขั้นตอนที่ 3 บันทึกข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ให้อยู่ในรูปแบบของไฟล์ notepad

การบันทึกข้อมูลจะมีเพียงคอลัมน์ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. ซึ่งข้อมูลที่บันทึกไว้นั้นต้องเป็นข้อมูลตัวเลขเพียงอย่างเดียวเท่านั้น เพื่อป้องกันการผิดพลาดจากการบันทึกข้อมูล และข้อมูลเมื่ออยู่ในไฟล์ notepad แล้ว จะปรากฏเป็นตัวเลขเรียงกันจากบนลงล่างซึ่งมีจำนวน 8,784 ค่า โดยไฟล์ notepad นี้ โปรแกรมจะเรียกว่า Distribution

วิธีการบันทึกไฟล์ Excel ให้เป็นไฟล์ notepad ได้โดยนำข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. ในหน่วย TW มาจัดเรียงให้เป็นข้อมูลรายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี จะได้ข้อมูลในไฟล์ Excel ทั้งหมด 8,784 แถว จากนั้นจึงเลือกบันทึกที่ตัวเลือก “ไฟล์” ของโปรแกรม เมื่อเลือกแล้วจึงเลือกที่ “บันทึกเป็น” แล้วจึงเรียกดูที่ไฟล์ของโปรแกรม EnergyPLAN เลือก “EnergyPLAN Data” เลือก “Distributions” จากนั้นจึงเลือกบันทึกชนิดเป็น “Text (Macintosh)” เมื่อเสร็จแล้วจะได้ข้อมูลในรูปแบบของไฟล์ notepad และสามารถนำไปใช้ในโปรแกรมได้ทันที ซึ่งการจัดเรียงข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. ในหน่วย TW แสดงดังภาพที่ 47 และข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของประเทศไทยในรูปแบบของไฟล์ notepad แสดงดังภาพที่ 48

	A
1	0.019473538
2	0.019003511
3	0.018708033
4	0.018347991
5	0.018219923
6	0.019046203
7	0.019448524
8	0.02177209
9	0.023910908
10	0.024537939
11	0.025158569
12	0.024523759

ภาพที่ 47 การจัดเรียงข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. และ กฟน. ในหน่วย TW

Distributiondemand TH - แผนจุดบันทึก

เพิ่ม แก้ไข รูปแบบ มุมมอง รีเซ็ต

0.019473538

0.019003511

0.018708033

0.018347991

0.018219923

0.019046203

0.019448524

0.02177209

0.023910908

0.024537939

0.025158569

ภาพที่ 48 ข้อมูลความต้องการทางไฟฟ้าของประเทศไทยในรูปแบบของไฟล์ notepad

3.2.3 จัดทำข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

หัวข้อนี้จะมีขั้นตอนคล้ายกับหัวข้อที่ 3.2.2 ต่างกันตรงที่จะมีการแบ่งแยกระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนแต่ละประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าพลังงานลม เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนมีจำนวนหลายแห่งและแต่ละแห่งมีกำลังการผลิต และประสิทธิภาพต่างกัน ทำให้ไม่สามารถที่จะนำมารวมกันหรือเฉลี่ยกันได้ ซึ่งหากทำเช่นนั้นจะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมลดลง และผลลัพธ์จากการคำนวณของโปรแกรมจะคลาดเคลื่อนสูง จึงเลือกวิธีการแยกจัดทำข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนแต่ละประเภท ดังนี้

3.2.3.1 ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (เขื่อน)

ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของเขื่อนเป็นข้อมูลที่เฉพาะจึงไม่สามารถค้นคว้าในเว็บไซต์ของ กฟผ. ได้ ทางผู้จัดทำจึงจำเป็นต้องจัดทำเอกสารเพื่อขอข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนไปยัง กฟผ. โดยทาง กฟผ. นั้นไม่สามารถให้ข้อมูลการผลิตเป็นรายชั่วโมงได้เนื่องจากเป็นข้อมูลที่ละเอียดอ่อน จึงได้รับมาเพียงข้อมูลการผลิตรายเดือนเท่านั้น โดยไฟล์ที่ได้รับมีสองชีทคือ Contracted Capacity ซึ่งหมายถึงกำลังการผลิตตามสัญญา และ Net Actual Generation หมายถึงพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิของโรงไฟฟ้า ซึ่งข้อมูลกำลังการผลิตตามสัญญาและข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ. แสดงดังภาพที่ 49 และ 50 ตามลำดับ

Contracted Capacity (MW)													
Type	Plant	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19
Combined Cycle	BPK-C	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710
	CHN	1476	1476	1476	1476	1476	1476	1476	1476	1476	1476	1476	1476
	NPO	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
	SB-C	1588	1588	1588	1588	1588	1588	1588	1588	1588	1588	1588	1588
	WN	1436	1436	1436	1436	1436	1436	1436	1436	1436	1436	1436	1436
	NB	1498	1498	1498	1498	1498	1498	1498	1498	1498	1498	1498	1498
Thermal	BPK-T	1152	1152	1152	1152	1152	1152	1152	1152	1152	1152	1152	1152
	KA	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
	MM	2180	2180	2180	2180	2180	2180	2180	2180	2780	2220	2220	2220
	BB	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2	779.2
	FPB	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
	SK	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
	SNR	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
	VRK	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ภาพที่ 49 ข้อมูลกำลังการผลิตตามสัญญาสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

Net Actual Generation (MkWh)													
Type	Plant	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19
Combined Cycle	BPK-C	147,270	336,797	385,628	397,751	414,170	410,614	379,800	369,678	367,007	398,519	409,933	424,987
	CHN	646,671	629,210	720,168	716,902	722,328	662,058	426,679	648,955	635,315	699,609	698,157	706,460
	NPO	369,681	246,815	385,967	355,652	390,545	126,409	285,842	336,686	113,043	298,999	357,871	366,346
	SB-C	533,594	335,462	489,812	480,025	461,777	470,655	474,019	456,362	430,097	482,177	360,130	412,835
	WN	385,549	418,272	525,930	388,965	520,923	509,509	462,263	283,378	370,857	456,745	585,917	316,760
	NB	979,204	968,953	1,080,309	866,488	977,723	891,503	1,068,219	1,045,656	718,431	840,604	749,605	866,244
Thermal	BPK-T	55,098	194,363	227,600	227,457	237,506	190,640	193,428	220,400	-1,027	-0,792	-0,779	-0,818
	KA	8,796	-0,699	-0,759	-0,759	14,191	22,179	37,959	-0,740	-0,673	-0,696	-0,656	-0,680
	MM	1,309,320	1,113,390	1,343,978	1,255,371	1,221,694	1,197,942	1,119,329	1,130,435	1,196,144	1,300,194	1,403,742	1,390,964
	BB	179,796	145,955	146,084	111,231	148,926	142,874	142,041	63,129	15,876	64,991	67,224	58,199
	FPB	37,160	43,048	54,599	52,460	58,807	50,157	64,478	27,294	28,021	28,487	27,636	24,890
	SK	159,359	126,477	122,156	93,739	112,906	89,547	79,049	33,146	25,253	65,547	54,049	50,436
	SNR	107,704	134,217	159,500	147,811	129,979	108,967	110,191	126,821	53,260	70,591	117,104	103,343
	VRK	56,100	76,709	96,704	90,209	76,897	58,977	45,249	40,214	103,276	85,172	73,989	69,543

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ภาพที่ 50 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อนของ กฟผ. นั้นไม่เพียงพอต่อการดำเนินงานเนื่องจากต้องมีข้อมูลรายชั่วโมงด้วย ซึ่งแสดงดังภาพที่ 51 และ 52 จึงได้ตั้งสมมติฐานว่าสามารถใช้โรงไฟฟ้าเขื่อนที่มีกำลังการผลิตมากที่สุดเป็นตัวแทนของข้อมูลการผลิตรายชั่วโมงเพื่อใช้ป้อนในโปรแกรมโดยเขื่อนที่มีกำลังการผลิตมากที่สุดคือ เขื่อนศรีนครินทร์ ซึ่งมีกำลังการผลิต 720 MW จากนั้นจึงได้ติดต่อไปยังเขื่อนศรีนครินทร์ เพื่อขอข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงจากเขื่อนในปี พ.ศ. 2562

1	Date	Time	Energy(kW.hr)
2	1/1/2019	1:00	33,000.00
3	1/1/2019	2:00	
4	1/1/2019	3:00	
5	1/1/2019	4:00	
6	1/1/2019	5:00	
7	1/1/2019	6:00	
8	1/1/2019	7:00	
9	1/1/2019	8:00	
10	1/1/2019	9:00	
11	1/1/2019	10:00	
12	1/1/2019	11:00	
13	1/1/2019	12:00	
14	1/1/2019	13:00	
15	1/1/2019	14:00	
16	1/1/2019	15:00	125,000.00
17	1/1/2019	16:00	256,720.00
18	1/1/2019	17:00	440,690.00
19	1/1/2019	18:00	431,230.00
20	1/1/2019	19:00	464,670.00
21	1/1/2019	20:00	273,740.00
22	1/1/2019	21:00	99,000.00
23	1/1/2019	22:00	38,000.00
24	1/1/2019	23:00	82,000.00

ที่มา: เขื่อนศรีนครินทร์ จังหวัดกาญจนบุรี
 ภาพที่ 51 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของเขื่อนศรีนครินทร์

Distribution เขื่อน ภาคกลาง 2562 - Notepad

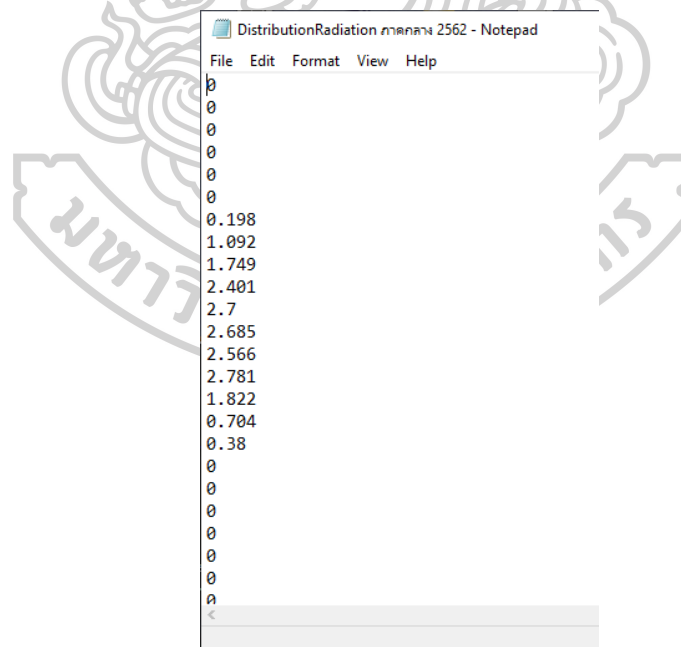
File Edit Format View Help

0.54
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
0.00
2.06
4.22
7.25
7.10
7.65
4.50
1.63
0.63
1.35
0.74

ภาพที่ 52 ข้อมูลกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในรูปแบบของไฟล์ notepad

1	MONTH	HOUR	Radiation
2	1	1:00	0.000
3		2:00	0.000
4		3:00	0.000
5		4:00	0.000
6		5:00	0.000
7		6:00	0.000
8		7:00	0.198
9		8:00	1.092
10		9:00	1.749
11		10:00	2.401
12		11:00	2.700
13		12:00	2.685
14		13:00	2.566
15		14:00	2.781
16		15:00	1.822
17		16:00	0.704
18		17:00	0.380
19		18:00	0.000
20		19:00	0.000
21		20:00	0.000
22		21:00	0.000
23		22:00	0.000
24		23:00	0.000
25		0:00	0.000
26		1:00	0.000
27		2:00	0.000

ภาพที่ 54 แสดงการจัดเรียงข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของความเข้มรังสี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์



ภาพที่ 55 ข้อมูลกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบของไฟล์ notepad

Distributionwind new - แฟ้มจดบันทึก
 พิมพ์ แก้ไข รูปแบบ มุมมอง 75%
 6.38
 7.04
 6.67
 7.52
 5.54
 3.91
 5.83
 4.52
 7.55
 7.82
 8.99

ภาพที่ 58 ข้อมูลความเร็วลมรายชั่วโมงในรูปแบบของไฟล์ notepad

3.3 การสร้างแบบจำลองพลังงานไฟฟ้าและการป้อนข้อมูลในโปรแกรม EnergyPLAN

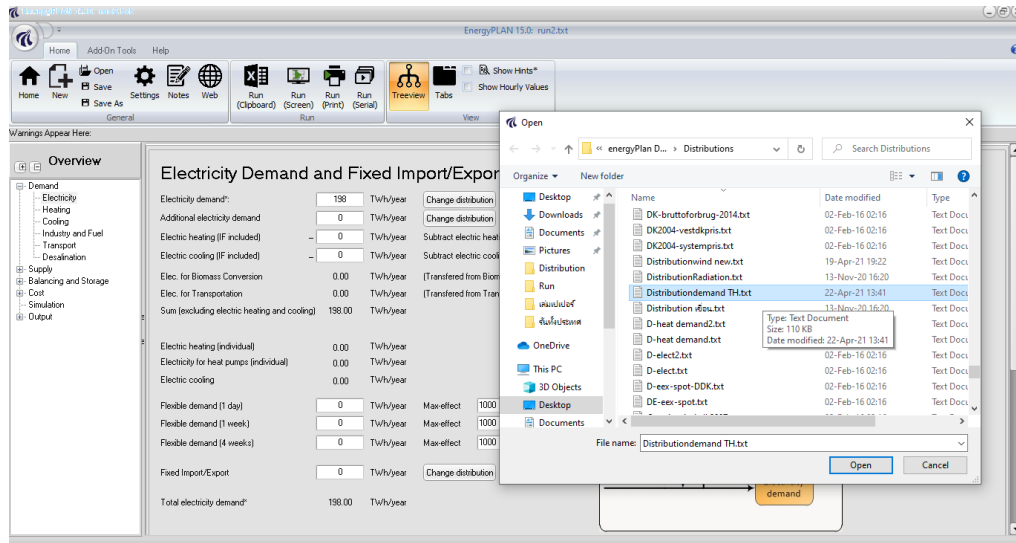
ขั้นตอนที่ 1 การป้อนปริมาณความต้องการทางไฟฟ้า

ขั้นตอนนี้เป็นการป้อนข้อมูลเกี่ยวกับความต้องการทางด้านพลังงานทั้งหมด แสดงดังภาพที่ 59 โดยเลือกที่แท็บ Demand เนื่องจากงานวิจัยนี้ศึกษาทางด้านพลังงานไฟฟ้า จึงเลือกป้อนข้อมูลที่แท็บ Electricity เท่านั้น จากนั้นจึงใส่เพียงข้อมูลปริมาณความต้องการไฟฟ้าโดยมีค่าเท่ากับ 198 TWh/year ที่ช่อง Electricity demand และเพิ่มไฟล์ notepad ของการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี ของปี พ.ศ. 2562 ในตัวเลือก Change distribution

Electricity Demand and Fixed Import/Export

Electricity demand:	198	TWh/year	Change distribution	Distributiondemand TH bit
Additional electricity demand	0	TWh/year	Change distribution	corst.bit
Electric heating [F included]	-	0	TWh/year	Subtract electric heating using distribution from 'individual' window
Electric cooling [F included]	-	0	TWh/year	Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window
Elec. for Biomass Conversion	0.00	TWh/year	(Transferred from Biomass Conversion TabSheet)	
Elec. for Transportation	0.00	TWh/year	(Transferred from Transport TabSheet)	
Sum (excluding electric heating and cooling)	198.00	TWh/year		
Electric heating (individual)	0.00	TWh/year		
Electricity for heat pumps (individual)	0.00	TWh/year		
Electric cooling	0.00	TWh/year		
Flexible demand (1 day)	0	TWh/year	Max-effect	1000 M/W
Flexible demand (1 week)	0	TWh/year	Max-effect	1000 M/W
Flexible demand (4 weeks)	0	TWh/year	Max-effect	1000 M/W
Fixed Import/Export	0	TWh/year	Change distribution	Houa_Tjysklandsesport.bit
Total electricity demand*	198.00	TWh/year		

ภาพที่ 59 การป้อนข้อมูลปริมาณความต้องการไฟฟ้า



ภาพที่ 60 การเลือกไฟล์ notepad เพื่อใช้เป็น Distribution สำหรับโปรแกรม EnergyPLAN หลังจากทีเลือก Change distribution แล้ว จะขึ้นหน้าต่างของไฟล์ notepad ต่าง ๆ โดยเลือกที่ไฟล์ “Distributiondemand TH” แสดงดังภาพที่ 60

ขั้นตอนที่ 2 กำหนดค่าความร้อนและไฟฟ้า

กดแท็บ Supply จากนั้นเลือกที่แท็บ Heat and Electricity (ความร้อนและไฟฟ้า) การกำหนดค่าความร้อนและไฟฟ้า จะแสดงดังภาพที่ 61 ในขั้นตอนนี้จะกำหนดค่าเท่ากับ 0 ทุกช่อง เนื่องจากพลังงานที่ผลิตได้จากตัวเลือกนี้มีทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน และประเทศไทยยังไม่มีระบบพลังงานความร้อนที่ส่งไปยังเขตต่าง ๆ โดยรายละเอียดของช่องที่ใส่ค่าเท่ากับ 0 มีดังนี้

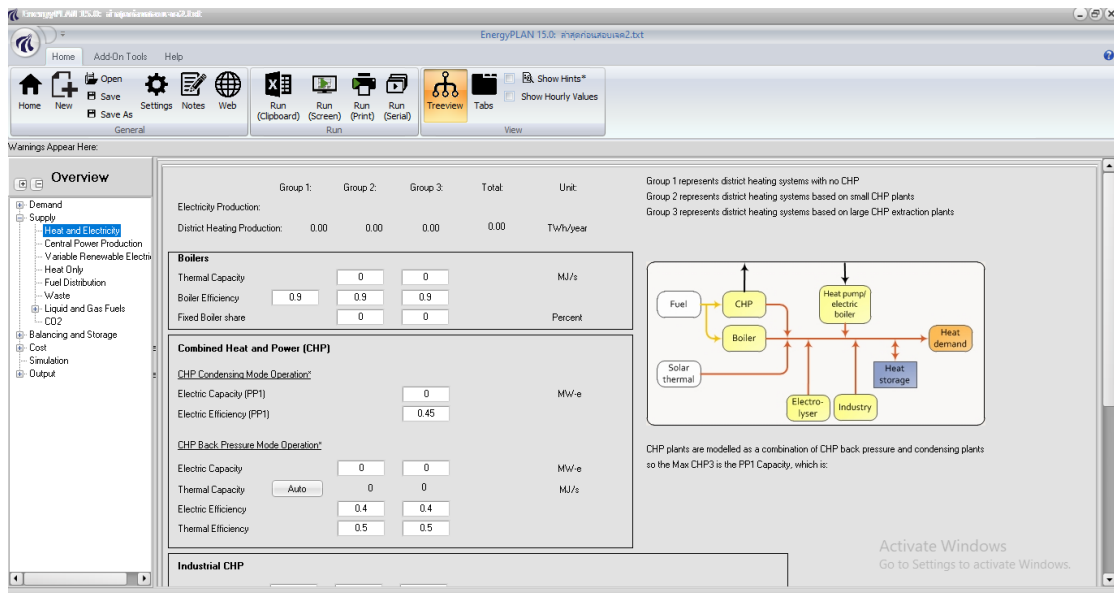
- Boiler

Thermal capacity group 2, 3 = 0

- Combine Heat and Power

CHP Condensing Mode Operation > Electric Capacity (PP1) group 3 = 0

CHP Back Pressure Mode Operation > Electricity Capacity group 2, 3 = 0



ภาพที่ 61 การกำหนดค่าความร้อนและไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 3 กำหนดค่ากำลังการผลิตติดตั้ง ค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ค่านำเข้า/ส่งออกสูงสุด ค่ากำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

ขั้นตอนนี้จะกำหนดค่ากำลังการผลิตและค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในแท็บ Central Power Production โดยนำค่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลรวมด้วย เนื่องจากโปรแกรมออกแบบมาให้หาค่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลรวมกับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดต่าง ๆ มีดังนี้

- โรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตเท่ากับ 5,569.06 MW
- โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตเท่ากับ 348.40 MW
- โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตเท่ากับ 32,321.23 MW
- โรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3,642.87 MW

นำกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าทั้ง 4 ชนิดมารวมกันมีค่าเท่ากับ 41,881.56 MW ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้จะถูกป้อนในช่อง Condensing PP2 Capacity MW-e เท่ากับ 41,881.56 MW

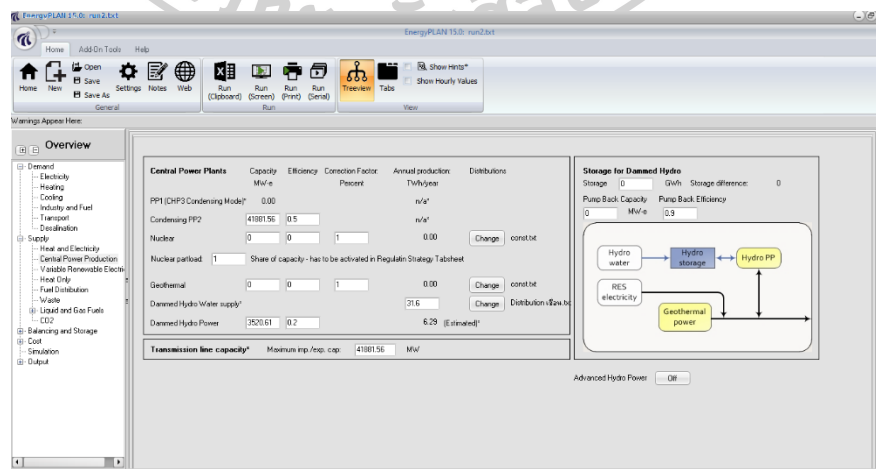
เนื่องจากไม่สามารถหาค่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่แน่นอนได้ จึงทำการทดลองใส่ค่าประสิทธิภาพเท่ากับ 0.38 ไปจนถึง 0.50 และจากผลการทดลองพบว่าที่ค่าประสิทธิภาพ 0.5 ให้ผลลัพธ์ที่ใกล้เคียงกับข้อมูลจริงมากที่สุด โดยเราจะนำค่าประสิทธิภาพใส่ในช่อง Condensing PP2 Efficiency เท่ากับ 0.5 อ้างอิงจากกำลังการผลิตส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้า

พลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งมีประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าประมาณร้อยละ 50

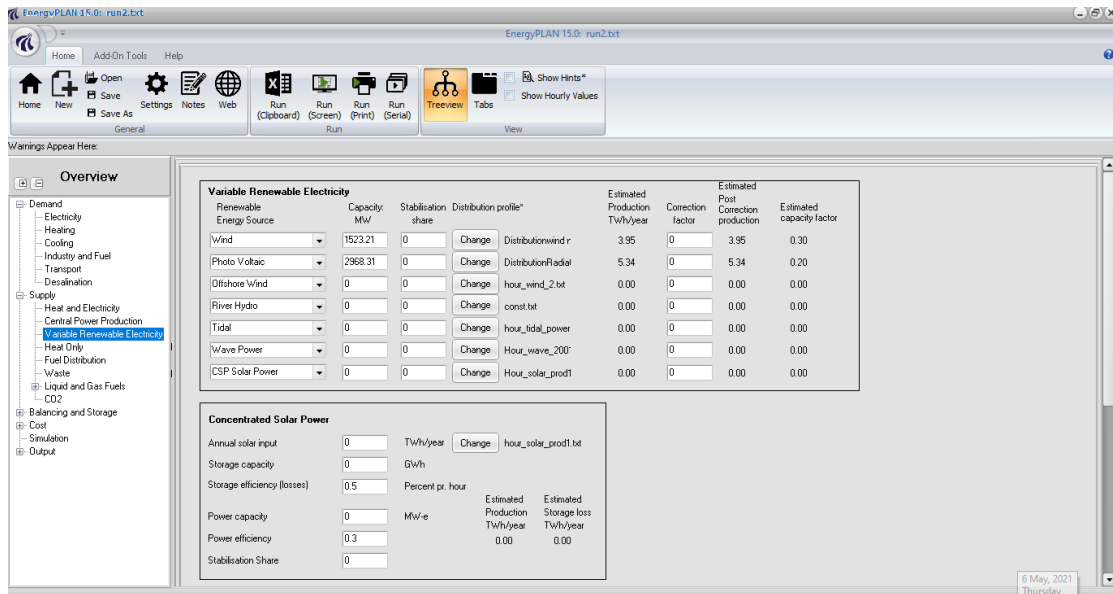
กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (เขื่อน) ได้จากการนำค่ากำลังการผลิตของเขื่อนในประเทศไทยทั้งหมด 26 เขื่อน มีกำลังการผลิตเท่ากับ 3,520.61 MW โดยเราจะนำค่ากำลังการผลิตรวมของเขื่อนทั้งหมด 26 เขื่อน ใส่ในช่อง Dammed Hydro Power Capacity MW-e และค่าประสิทธิภาพได้จากการคิดค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่โปรแกรมคำนวณได้ โดยค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่โปรแกรมคำนวณได้สามารถแบ่งได้เป็น 2 หัวข้อ คือ

1. ค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่โปรแกรมคำนวณได้โดยคิดจากค่า Distribution หรือค่า Estimated จะมีค่าเท่ากับค่ากำลังการผลิตรายปีที่เกิดขึ้นจริงของเขื่อนทั้งหมด 26 เขื่อน มีค่าเท่ากับ 6.29 TWh/year

2. ค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่โปรแกรมคำนวณได้โดยคิดจากค่ากำลังการผลิตโดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำทำงาน 24 ชั่วโมงตลอดทั้งปี หรือค่า Annual production (TWh/year) เป็นการนำค่ากำลังการผลิตรวมทั้งหมด 26 เขื่อนคูณจำนวนชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี พลังงานไฟฟ้าสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจึงมีค่าเท่ากับ 31.6 TWh/year ซึ่งเราจะนำค่า 31.6 TWh/year ใส่ในช่อง Dammed Hydro Water supply และทำการเลือก Distribution profile ที่ได้มาจากกำลังการผลิตของเขื่อนครีนครินทร์ตลอดระยะเวลา 1 ปี โดย Distribution อยู่ในรูปแบบไฟล์ notepad เมื่อทำการกำหนดค่าพลังงานไฟฟ้าสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่โปรแกรมคำนวณได้ทั้ง 2 ค่า แล้วพบว่าค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่ทำให้ค่า Estimated มีค่าเท่ากับ 6.29 มีค่าเท่ากับ 0.2 ปริมาณการนำเข้า/ส่งออกไฟฟ้าสูงสุด อ้างอิงมาจากปริมาณกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าฟอสซิลรวมกันเท่ากับ 41,881.56 MW จะแสดงดังภาพที่ 62



ภาพที่ 62 การป้อนกำลังการผลิต ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ปริมาณการนำเข้า/ส่งออกสูงสุด และกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ



ภาพที่ 63 การป้อนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

ขั้นตอนที่ 4 การป้อนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

ขั้นตอนนี้จะใส่ค่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่แก้ไข Variable Renewable Electricity จะแสดงดังภาพที่ 63 ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนในประเทศไทยที่สอดคล้องกับโปรแกรมมี 2 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังงานลมและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีค่ากำลังการผลิตเท่ากับ 1,523.21 MW และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่ากำลังการผลิตเท่ากับ 2,968.31 MW ซึ่งเราจะใส่ค่ากำลังการผลิตในช่อง Capacity MW

ค่า Distribution ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะใช้ข้อมูลความเร็วลมของ อำเภอปากช่อง จังหวัดนครราชสีมา เนื่องจากมีกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมากที่สุดในประเทศไทย และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใช้ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เนื่องจากมีค่าความเข้มแสงสูงและมีเสถียรภาพสูงสุดโดยจะใช้ Distribution ในรูปแบบไฟล์ notepad

ขั้นตอนที่ 5 การป้อนสัดส่วนกำลังการผลิตจากเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ

ขั้นตอนนี้จะใส่ค่าสัดส่วนเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวลที่แก้ไข Fuel Distribution ซึ่งขั้นตอนนี้จะสอดคล้องกับการป้อนข้อมูลที่ช่อง Condensing PP2 ในขั้นตอนที่ 3 โดยวิธีการคำนวณสัดส่วนของเชื้อเพลิงนั้นเป็นไปตามขั้นตอนดังนี้

1) นำกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงทั้ง 4 ชนิดรวมกัน จะได้

$$5,569.06 + 348.40 + 32,321.23 + 3,642.87 = 41,881.56 \text{ MW}$$

2) นำกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดหารด้วยจำนวนกำลังการผลิตทั้งหมด จะได้สัดส่วนของแต่ละเชื้อเพลิง ดังนี้

- ถ่านหิน = $5,569.06/41,881.56 = 0.1330$ (คิดเป็นร้อยละ 13.30)
- น้ำมัน = $348.40/41,881.56 = 0.0083$ (คิดเป็นร้อยละ 0.83)
- ก๊าซธรรมชาติ = $32,321.23/41,881.56 = 0.7717$ (คิดเป็นร้อยละ 77.17)
- ชีวมวล = $3,642.87/41,881.56 = 0.0870$ (คิดเป็นร้อยละ 8.70)

ตารางที่ 15 ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าและสัดส่วนร้อยละของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ

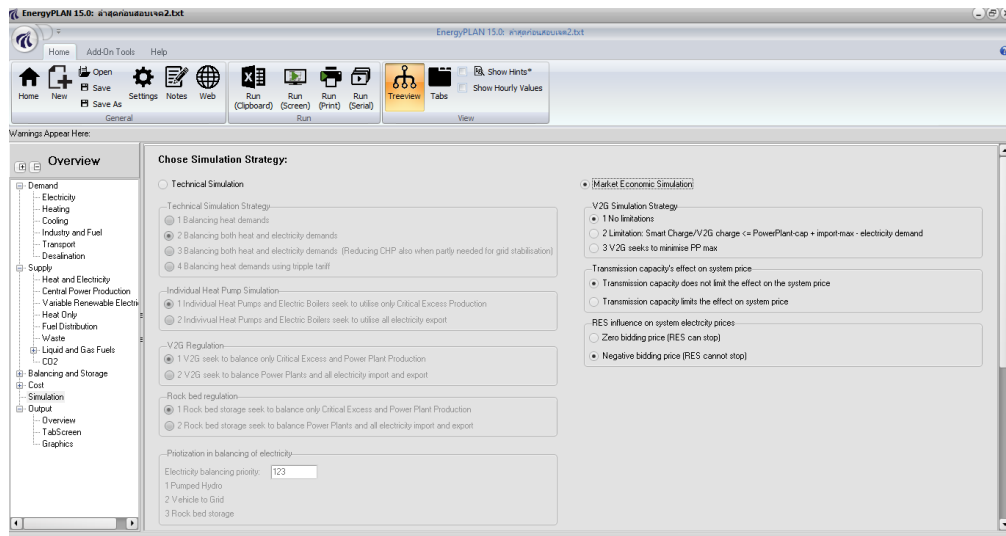
กำลังการผลิต	Coal	Oil	Natural Gas	Biomass	Total
กำลังการผลิต (MW)	5,569.06	348.40	32,321.23	3,642.87	41,881.56
พลังงานไฟฟ้าสุทธิ (TWh/year)	48.92	3.06	283.91	32.00	367.89
สัดส่วนกำลังการผลิต (%)	13.30	0.83	77.17	8.70	100

จากตารางที่ 15 นำค่าสัดส่วนกำลังการผลิตมาใส่ในแถวของ PP2 เนื่องจากในโปรแกรม นิยามไว้ว่า PP2 คือโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว และกำหนดให้ตัวเลือกแถวบนสุดเป็น Variable ซึ่งเป็นตัวเลือกที่โปรแกรมจะเลือกคำนวณไปตามสัดส่วนที่ใส่จากกำลังการผลิตทั้งหมด แต่หากเลือก Fixed โปรแกรมจะคำนวณออกมาเป็นจำนวนการใช้ของสัดส่วนที่ใส่ไป จะแสดงดังภาพที่ 64

Distribution of fuel	Coal	Oil	Ngas	Biomass	Electrofuel(DI) ¹⁾
[TWh/year]	Variable	Variable	Variable	Variable	Fixed ²⁾
DHP	0	0	0	0	0
CHP2	0	0	0	0	0
CHP3	0	0	0	0	0
Boiler2	0	0	0	0	0
Boiler3	0	0	0	0	0
PP1	0	0	0	0	0
PP2	13.3	0.83	77.17	8.7	0

¹⁾ Replace only Oil - will be adjusted if the Oil demand is not big enough
²⁾ Specify a demand for the production of electrofuels which must be met in the "Liquid and Gas Fuels" Tabsheet

ภาพที่ 64 การป้อนสัดส่วนกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ



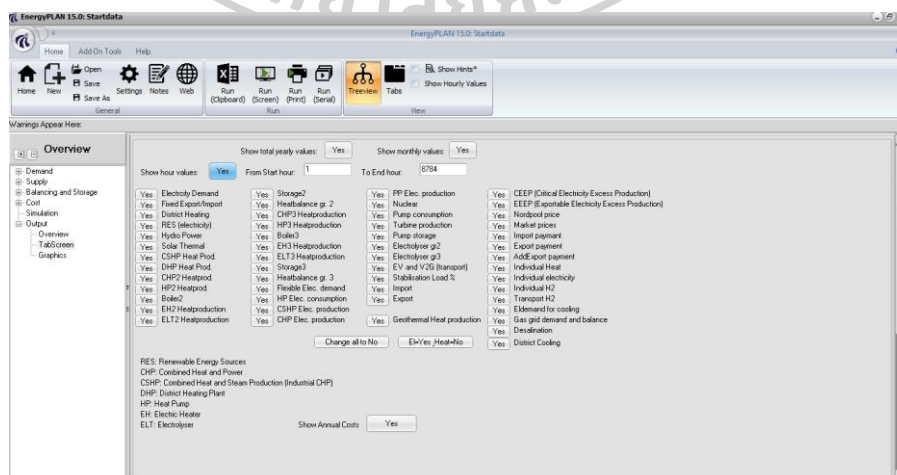
ภาพที่ 65 ตัวเลือกการจำลองในโปรแกรม

ขั้นตอนที่ 6 การตั้งค่าการจำลองตามสถานการณ์

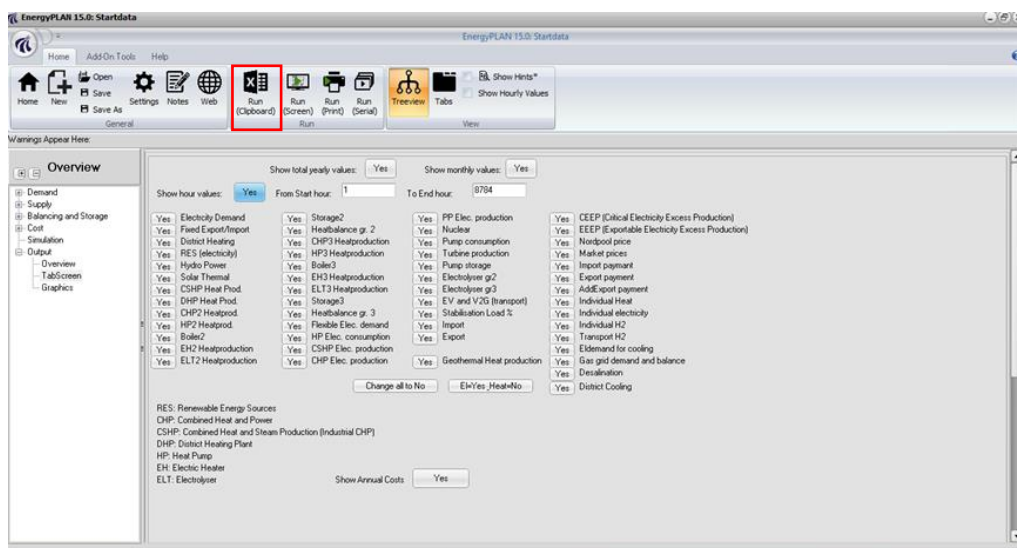
แท็บ Simulation จะมีการจำลองในสองรูปแบบคือ การจำลองทางเทคนิค และการจำลองทางเศรษฐศาสตร์ ในงานวิจัยนี้จะใช้ตัวเลือกการจำลองทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากต้องการหาปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าทั้งหมดตั้งนั้นจึงเลือกที่ Market Economic Simulation จะแสดงดังภาพที่ 65

ขั้นตอนที่ 7 การตั้งค่าการแสดงผลของข้อมูล

ขั้นตอนนี้เป็นการตั้งค่าให้โปรแกรมแสดงผลลัพธ์ทั้งหมดออกมาแบบละเอียด โดยกดที่แท็บ TabScreen ซึ่งจะมีตัวเลือกสองตัวเลือกคือ YES และ NO โดยกำหนดให้การแสดงผลในทุกหัวข้อเป็น YES เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่ละเอียดและชัดเจน จะแสดงดังภาพที่ 66



ภาพที่ 66 การตั้งค่าการแสดงผลของข้อมูล



ภาพที่ 67 ตัวเลือกในการแสดงผลการวิเคราะห์

ขั้นตอนที่ 8 การแสดงผลการวิเคราะห์ที่ได้จากโปรแกรม

โปรแกรมจะมีตัวเลือกในการแสดงผลการวิเคราะห์ทั้งหมด 3 ตัวเลือก ได้แก่ Run (Clipboard), Run (Screen) และ Run (Print) โดยเราจะเลือกใช้ Run (Clipboard) เนื่องจากเป็นการแสดงผลละเอียดที่สุด ข้อมูลที่ได้จากการแสดงผลจะอยู่ในรูปแบบของ Clipboard ซึ่งเราจะนำผลการวิเคราะห์ที่ได้นี้ไปวางในไฟล์ Excel จะแสดงดังภาพที่ 67

3.4 การสร้างแบบจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

การพยากรณ์ระบบพลังงานในอนาคตจะทำได้โดยการสร้างแบบจำลองการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มาใช้แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างขึ้นใหม่ในปี พ.ศ. 2565–2580 ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

3.4.1 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

3.4.1.1 ศึกษาการประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี พ.ศ. 2565–2580

การประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แสดงดังตารางที่ 16

ตารางที่ 16 ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)							รวม แต่ละปี (MW)
	ก๊าซ	ถ่านหิน	น้ำมัน เตา	ชีวมวล	พลังงาน น้ำ	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลัง งานลม	
2565	31,247	5,840	320	2,750	3,087	3,324	1,594	48,162
2566	31,450	5,840	320	2,910	3,105	3,478	1,684	48,787
2567	33,190	5,660	320	2,928	3,105	3,608	1,774	50,585
2568	31,690	4,790	320	2,782	3,111	3,608	1,774	48,075
2569	32,390	4,850	320	2,724	3,815	3,906	1,774	49,779
2570	32,413	4,850	320	2,668	3,819	3,956	1,774	49,800
2571	31,824	4,850	320	2,472	4,525	4,806	1,774	50,571
2572	32,524	4,850	320	2,293	4,527	6,736	1,774	53,024
2573	33,224	4,850	320	2,590	4,531	7,936	1,774	55,225
2574	33,224	4,850	320	2,827	4,533	10,436	1,774	57,964
2575	34,590	3,503	320	2,844	5,236	11,186	1,904	59,583
2576	32,456	4,503	320	3,770	5,939	13,224	1,904	62,116
2577	31,746	5,503	5	3,947	5,967	13,364	1,904	62,436
2578	31,636	5,503	5	4,439	6,672	14,089	2,204	64,548
2579	31,666	5,503	5	4,716	6,673	14,579	2,861	66,003
2580	32,112	4,843	5	4,694	6,674	14,754	2,989	66,071

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

3.4.1.2 ศึกษาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างขึ้นใหม่–ถูกปลดในปี พ.ศ. 2565–2580

1. โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างขึ้นใหม่

- แยกตามโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่

จากการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างขึ้นใหม่จะมีจำนวนทั้งสิ้น 14 แห่ง ซึ่งรวมกำลังผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 18,740 MW

1) โรงไฟฟ้ากัลป์ เอสอาร์ซี สร้างขึ้นใหม่ 1,250 MW

2) โรงไฟฟ้ากัลป์ พีดี สร้างขึ้นใหม่ 2,500 MW

3) โรงไฟฟ้าหินกอง เพาเวอร์ สร้างขึ้นใหม่ 1,400 MW

- 4) โรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน สร้างขึ้นใหม่ 650 MW
 - 5) โรงไฟฟ้าพระนครใต้ สร้างขึ้นใหม่ 2,100 MW
 - 6) โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน สร้างขึ้นใหม่ 600 MW
 - 7) โรงไฟฟ้าบุรพา พาวเวอร์ สร้างขึ้นใหม่ 540 MW
 - 8) โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี สร้างขึ้นใหม่ 1,400 MW
 - 9) โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ สร้างขึ้นใหม่ 1,400 MW
 - 10) โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) สร้างขึ้นใหม่ 1,400 MW
 - 11) โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคกลางตอนบน) สร้างขึ้นใหม่ 1,400 MW
 - 12) โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออก) สร้างขึ้นใหม่ 1,700 MW
 - 13) โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคใต้) สร้างขึ้นใหม่ 1,700 MW
 - 14) โรงไฟฟ้าใหม่ (เขตนครหลวง) สร้างขึ้นใหม่ 700 MW
- แยกตามชนิดเชื้อเพลิงที่สร้างขึ้นใหม่

จากการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าที่แยกตามชนิดเชื้อเพลิงที่สร้างขึ้นใหม่จะมีทั้งสิ้น 2 ชนิด ซึ่งรวมกำลังผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 18,740 MW

- 1) ก๊าซธรรมชาติ สร้างขึ้นใหม่ 16,140 MW
- 2) ถ่านหิน สร้างขึ้นใหม่ 2,600 MW

2. โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกปลด

- แยกตามโรงไฟฟ้าที่ถูกปลด

จากการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกปลดจะมีจำนวนทั้งสิ้น 16 แห่ง ซึ่งรวมกำลังผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 17,904 MW

- 1) โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ถูกปลด 1,620 MW
- 2) โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ถูกปลด 1,272 MW
- 3) โรงไฟฟ้าวังน้อย ถูกปลด 686 MW
- 4) โรงไฟฟ้าอีสเทิร์น แอนด์ อิเล็กทริก จำกัด ถูกปลด 350 MW
- 5) โรงไฟฟ้าน้ำพอง ถูกปลด 650 MW
- 6) โรงไฟฟ้าโกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี ถูกปลด 700 MW
- 7) โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าราชบุรี ถูกปลด 3,481 MW
- 8) โรงไฟฟ้าบางปะกง ถูกปลด 1,862 MW
- 9) โรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี ถูกปลด 713 MW
- 10) โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี เพาเวอร์ ถูกปลด 1,347 MW

11) โรงไฟฟ้ากัลป์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ถูกปลด 1,468 MW

12) โรงไฟฟ้าราชบุรีเพาเวอร์ ถูกปลด 1,400 MW

13) โรงไฟฟ้ากระบี่ ถูกปลด 315 MW

14) โรงไฟฟ้าจะนะ ถูกปลด 710 MW

15) โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ถูกปลด 670 MW

16) โรงไฟฟ้าแก่งโค-วัน ถูกปลด 660 MW

- แยกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ถูกปลด

จากการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าที่แยกตามชนิดเชื้อเพลิงที่ถูกปลดจะมีทั้งสิ้น 4 ชนิด

ซึ่งรวมกำลังผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 17,904 MW

1) ก๊าซธรรมชาติ ถูกปลด 11,370 MW

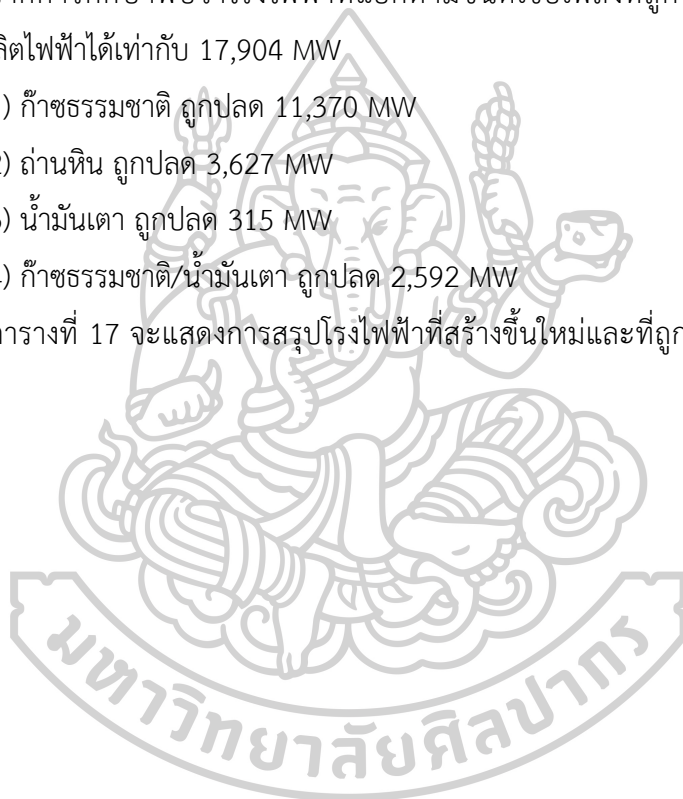
2) ถ่านหิน ถูกปลด 3,627 MW

3) น้ำมันเตา ถูกปลด 315 MW

4) ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา ถูกปลด 2,592 MW

ตารางที่ 17 จะแสดงการสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกปลดทั้งหมด ในปี พ.ศ.

2565-2580



ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2565	35,213	โรงไฟฟ้าชุมชน ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ชีวมวลประชารัฐ โรงไฟฟ้าขยะภาคนโยบาย 1,250 MW กัลป์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 สบ.ลาว (น้ำเงิน 1)	- ชีวมวล ขยะ ก๊าซ พลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 8 โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 2	- ลิกไนต์ ก๊าซ	55,731
2566	36,390	โรงไฟฟ้าชุมชน ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ชีวมวลประชารัฐ พลังน้ำบ้านจันตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนอุบลรัตน์	- ชีวมวล พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 3 อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริค	- ก๊าซ ก๊าซ	56,456

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมดด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2567	37,610	<p>กัลฟ์ พิตี ชุดที่ 1 1,250 MW</p> <p>โรงไฟฟ้าชุมชน 280 MW</p> <p>ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 140 MW</p> <p>ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 240 MW</p> <p>กัลฟ์ พิตี ชุดที่ 2 1,250 MW</p> <p>หินกอง เพาเวอร์ ชุดที่ 1 700 MW</p>	<p>ก๊าซ</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>ก๊าซ</p> <p>ก๊าซ</p>	<p>-679.8 MW</p> <p>-32.2 MW</p>	-	58,354
2568	38,780	<p>โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เซียนลำตะคอง 1.5 MW</p> <p>โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เซียนน้ำปี 2.0 MW</p>	<p>พลังน้ำ</p> <p>พลังน้ำ</p>	<p>-89 MW</p> <p>-236 MW</p> <p>-270 MW</p> <p>-540 MW</p> <p>-650 MW</p>	<p>-</p> <p>-</p> <p>ลิกไนต์</p> <p>ลิกไนต์</p> <p>ก๊าซ</p>	55,845

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2569	39,933	โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนลำปาว ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก หินกอง เพาเวอร์ ชุดที่ 2 โรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน	พลังน้ำ ก๊าซ ก๊าซ	โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี ผลิตไฟฟ้าราชบุรี เครื่องที่ 1-2	ก๊าซ ก๊าซ/น้ำมัน	
		พลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมโยงน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนภูมิพล พลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมโยงน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์	แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 12-13	- - ลิกไนต์	57,549
		โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนห้วยแม่ก่อ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนพญาแมน	พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ			

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2570	41,079	โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน เครื่องที่ 8-9 ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนปรามบุรี โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนน้ำปาด พลังงานแสงอาทิตย์ที่นลยอนร่วมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ์	ก๊าซ ลิกไนต์ พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ	-56 MW -576 MW -2,041 MW	- ก๊าซ/น้ำมัน เตา ก๊าซ	57,569
		บูรพา พาวเวอร์ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีชุดที่	ก๊าซ ก๊าซ ก๊าซ			

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2571	42,267	โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนน้ำกอน โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนยโสธร-พนมไพร ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	พลังน้ำ 2 MW พลังน้ำ 4 MW - ก๊าซฯ พลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก โรงไฟฟ้าบางปะกง เครื่องที่ 4 โกถวี เอพีพี -713 MW	- - ก๊าซฯ/น้ำมัน เตา ก๊าซฯ	58,341
2572	43,541	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนน้ำก โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่และเมตาอนกลาง	- พลังน้ำ 1,650 MW พลังน้ำ 1 MW พลังน้ำ 1.5 MW	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก สป.ลาว (ห้วยเหาะ)	- พลังน้ำ	60,668

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
		พลังงานแสงอาทิตย์ที่ถูกลดลงร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ส่วนขยาย 280 MW	แสงอาทิตย์กับพลังน้ำ			
		โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีชุดที่ 2,700 MW	ก๊าซฯ			
2573	44,781	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 1,300 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนห้วยอ้อมเขื่อนตอนบน 1.5 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนห้วยน้ำใส 2 MW พลังงานแสงอาทิตย์ที่ถูกลดลงร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพลส่วนขยาย 300 MW	- พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์กับพลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -104 MW	-	62,868

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิด เชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิต ไฟฟ้าตาม สัญญา (MW)
		โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ)	ก๊าซ			
2574	46,054	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 700 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. 2,600 MW เขื่อนคลองหลวง 1.0 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. 1.5 MW เขื่อนชนบท พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนวชิราลงกรณ์ 250 MW ส่วนขยาย	พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -22.8 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -40.2 MW	- -	65,658
2575	47,303	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 780 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนทับเสลา 1.5 MW	- พลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -74.4 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -8.8 MW บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 1-2 -1,347 MW	- - ถ่านหิน	67,731

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
		โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กพผ. เขื่อนกระเสียว พลังงานแสงอาทิตย์ที่ลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ ส่วนขยาย 2 มาตรการอนุรักษ์พลังงาน โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคกลางตอนบน) 1,400 MW โรงไฟฟ้าใหม่ 700 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ ก๊าซ ก๊าซ พลังน้ำ	กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 1 -734 MW	ก๊าซ	
2576	48,627	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 2,750 MW	-	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -73 MW กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 2 -734 MW ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1-2 -1,400 MW	- ก๊าซ ก๊าซ	70,617

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
		โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กพผ. เขื่อนแม่วงดุดมธรรวา โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กพผ. เขื่อนแม่สรวย พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนบางลาง พลังงานแสงอาทิตย์ที่ศูนย์รวมกับโรงไฟฟ้า พลังน้ำเขื่อนภูมิพล ส่วนขยาย 2 มาตรการอนุรักษ์พลังงาน โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออก)	พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ -			
		1 MW 2 MW 40 MW 78 MW 320 MW 202 MW 1,000 MW				

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2577	49,921	ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่วงก์ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่มาน ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก พลังงานแสงอาทิตย์ที่ลอยน้ำร่วมกับ โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา	พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ - แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ	-3 MW -20.6 MW -315 MW -710 MW	- - น้ำมันเตา ก๊าซฯ	71,801
		มาตรการอนุรักษ์พลังงาน โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคใต้)	- ถ่านหิน			

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
2578	51,265	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 1,215 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนแม่งัดตอนล่าง 4.5 MW พลังงานแสงอาทิตย์ขนลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์ 325 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 1,025 MW โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ 700 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคใต้) 700 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ - ก๊าซฯ ก๊าซฯ พลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -8.2 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -90 MW โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 3 -710 MW โรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 5 -710 MW สปป.ลาว (น้ำเทิน 2) -948 MW	- - ก๊าซฯ ก๊าซฯ พลังน้ำ	74,005
2579	52,609	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 1,391 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. เขื่อนห้วยสะตอ 1.5 MW	- พลังน้ำ	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -3 MW โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 1 -670 MW	- ก๊าซฯ	76,384

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
		พลังงานแสงอาทิตย์ที่น้อยร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนรัชชประภา ส่วนขยาย 100 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 860 MW โรงไฟฟ้าใหม่ (เขตนครหลวง) 700 MW	แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ - ก๊าซฯ			
2580	53,997	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 187 MW โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กฟผ. 0.8 MW เขื่อนลำสะพุง พลังงานแสงอาทิตย์ที่น้อยร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์ ส่วนขยาย 175 MW มาตรการอนุรักษ์พลังงาน 700 MW	- พลังน้ำ แสงอาทิตย์ กับพลังน้ำ -	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก -8 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -268 MW เกิดโค-วัน -660 MW	- - ถ่านหิน	77,211

ตารางที่ 17 การสรุปโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่และที่ถูกลดทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2565-2580 (ต่อ)

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW)	โรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	โรงไฟฟ้าที่ถูกลด (MW)	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)
		โรงไฟฟ้าใหม่ (ภาคตะวันออก)	ก๊าซ			
		700 MW				

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

3.4.1.3 วิเคราะห์แบบจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

ข้อมูลการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ในแต่ละ % แสดงดังตารางที่ 18

ตารางที่ 18 ข้อมูลการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ในแต่ละ %

ปี	การเพิ่มกำลังการผลิต ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	การเพิ่มกำลังการผลิต ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%	การเพิ่มกำลังการผลิต ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 15%
2565	3,490.20	3,656.40	3,822.60
2566	3,818.71	4,176.04	4,549.99
2567	4,139.65	4,723.64	5,362.49
2568	4,346.63	5,196.00	6,166.86
2569	4,861.96	6,013.60	7,389.89
2570	5,155.06	6,664.96	8,548.37
2571	6,262.81	8,181.46	10,680.63
2572	8,505.95	10,929.61	14,212.73
2573	10,131.25	13,222.57	17,544.63
2574	13,137.81	17,044.83	22,676.33
2575	14,544.70	19,499.31	26,827.78
2576	17,309.94	23,487.24	32,889.95
2577	18,315.43	25,975.96	37,963.44
2578	19,956.20	29,298.56	44,382.95
2579	21,444.01	32,718.42	51,530.40
2580	22,691.22	36,165.26	59,434.96

จากงานวิจัยของ International Energy Agency (IEA) ได้ประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ในปี พ.ศ. 2580 จะมีพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มถึง 42 GW หรือ 42,000 MW [47] ซึ่งจากการคำนวณการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 15% ในทุก ๆ ปีของปีก่อนหน้า ในปี พ.ศ.2580 จะมีพลังงานแสงอาทิตย์ 59,434.96 MW ซึ่งเกินปริมาณที่จะผลิตได้ในประเทศไทย ดังนั้นผู้วิจัยจึงเลือกใช้การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ในการทำวิจัยฉบับนี้

3.4.1.4 วิเคราะห์และสรุปผลการจำลอง

วิเคราะห์และสรุปผลการจำลองว่ามีพลังงานเหลือใช้อยู่ประมาณเท่าใด เพียงพอหรือไม่ในแต่ละปี และทำการเปรียบเทียบใน 3 สถานการณ์ที่แตกต่างกัน ว่ามีปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ ต้นทุน และปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินต่างกันเท่าใด และเพื่อพัฒนาระบบพลังงานแบบใหม่ต่อไปได้ในอนาคต

3.4.2 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565–2580 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แสดงดังตารางที่ 19

ตารางที่ 19 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ปี	สัดส่วนประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (%)						
	ก๊าซ	ถ่านหิน	น้ำมันเตา	ชีวมวล	พลังงานน้ำ	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานลม
2565	6.04	7.25	8.29	5.35	4.10	2.50	5.10
2566	6.08	7.25	8.29	5.67	4.12	2.62	5.39
2567	6.41	7.02	8.29	5.70	4.12	2.71	5.68
2568	6.13	5.94	8.29	5.42	4.13	2.71	5.68
2569	6.26	6.02	8.29	5.30	5.07	2.94	5.68
2570	6.26	6.02	8.29	5.20	5.07	2.97	5.68
2571	6.15	6.02	8.29	4.81	6.01	3.61	5.68
2572	6.29	6.02	8.29	4.47	6.01	5.07	5.68
2573	6.42	6.02	8.29	5.04	6.02	5.97	5.68
2574	6.42	6.02	8.29	5.50	6.02	7.85	5.68
2575	6.69	4.35	8.29	5.54	6.95	8.41	6.10
2576	6.27	5.59	8.29	7.34	7.89	9.94	6.10
2577	6.14	6.83	0.13	7.69	7.92	10.05	6.10
2578	6.11	6.83	0.13	8.64	8.86	10.59	7.06
2579	6.12	6.83	0.13	9.18	8.86	10.96	9.16
2580	6.21	6.01	0.13	9.14	8.86	11.09	9.57

3.4.3 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561–2580

สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แสดงดังตารางที่ 20

ตารางที่ 20 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561–2580

ปี	สัดส่วนประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (%)							รวม แต่ละปี (%)
	ก๊าซ	ถ่านหิน	น้ำมันเตา	ชีวมวล	พลังงาน น้ำ	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลังงาน ลม	
2565	64.88	12.13	0.66	5.71	6.41	6.90	3.31	100
2566	64.46	11.97	0.66	5.96	6.36	7.13	3.45	100
2567	65.61	11.19	0.63	5.79	6.14	7.13	3.51	100
2568	65.92	9.96	0.67	5.79	6.47	7.50	3.69	100
2569	65.07	9.74	0.64	5.47	7.66	7.85	3.56	100
2570	65.09	9.74	0.64	5.36	7.67	7.94	3.56	100
2571	62.93	9.59	0.63	4.89	8.95	9.50	3.51	100
2572	61.34	9.15	0.60	4.32	8.54	12.70	3.35	100
2573	60.16	8.78	0.58	4.69	8.20	14.37	3.21	100
2574	57.32	8.37	0.55	4.88	7.82	18.00	3.06	100
2575	58.05	5.88	0.54	4.77	8.79	18.77	3.20	100
2576	52.25	7.25	0.52	6.07	9.56	21.29	3.07	100
2577	50.85	8.81	0.01	6.32	9.56	21.40	3.05	100
2578	49.01	8.53	0.01	6.88	10.34	21.83	3.41	100
2579	47.98	8.34	0.01	7.15	10.11	22.09	4.33	100
2580	48.60	7.33	0.01	7.10	10.10	22.33	4.52	100

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561–2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

3.4.4 กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทน โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล แสดงดังตารางที่ 21

ตารางที่ 21 กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	กำลังการผลิตไฟฟ้า จากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิง ฟอสซิลที่สร้างขึ้นใหม่ (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ สร้างขึ้นใหม่ (MW)	กำลังการผลิต พลังงานไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% (MW)	กำลังการผลิต พลังงานไฟฟ้าจาก โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% (MW)
2565	1,250	-	+166.20	+332.40
2566	1,250	154	+328.51	+519.64
2567	1,950	130	+320.94	+547.60
2568	1,350	-	+206.98	+472.36
2569	1,300	298	+515.33	+817.60
2570	2,640	50	+293.10	+651.36
2571	700	850	+1,107.75	+1,516.50
2572	700	1,930	+2,243.14	+2,748.15
2573	700	1,200	+1,625.30	+2,292.96
2574	-	2,500	+3,006.56	+3,822.26
2575	2,100	750	+1,406.89	+2,454.48
2576	1,000	2,038	+2,765.24	+3,987.93
2577	1,000	140	+1,005.50	+2,488.72
2578	1,400	725	+1,640.77	+3,322.60
2579	700	490	+1,487.81	+3,419.86
2580	700	175	+1,247.20	+3,446.84
รวม	18,740	11,430	19,367.22	32,841.26

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

บทที่ 4

ผลการดำเนินงานและอภิปรายผล

4.1 ผลการเปรียบเทียบระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562

4.1.1 ผลการเปรียบเทียบค่าความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลของปี พ.ศ. 2562

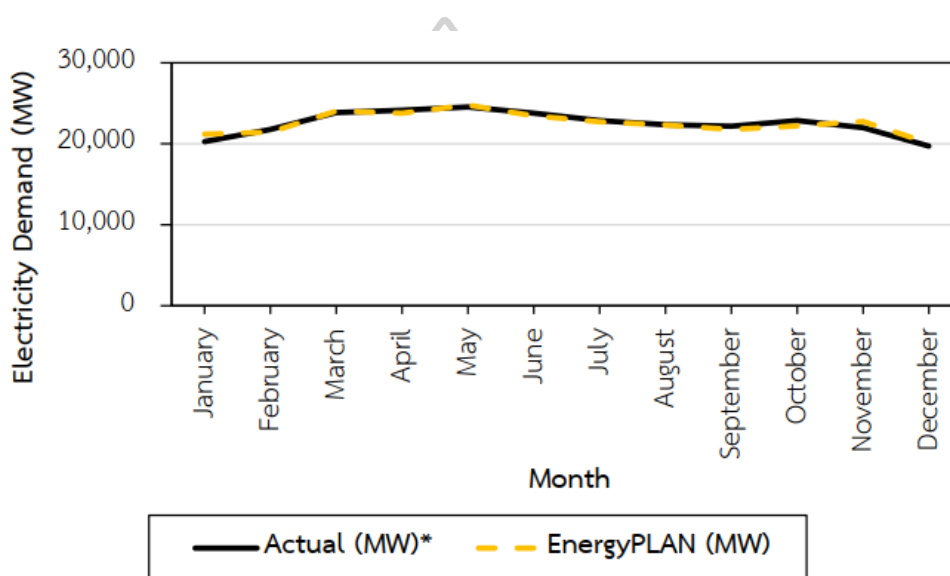
ผลลัพธ์ที่ได้จากการเปรียบเทียบค่าความต้องการไฟฟ้ารายเดือนระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562 แสดงดังตารางที่ 22

ตารางที่ 22 ผลการเปรียบเทียบปริมาณความต้องการไฟฟ้าจากโปรแกรม EnergyPLAN กับข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562

เดือน	ข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562 (MW)*	ข้อมูลจากการจำลองโปรแกรม EnergyPLAN (MW)	ค่าความแตกต่าง (MW)	ค่าความแตกต่าง (%)
มกราคม	20,284.56	21,195.00	-910.44	4.49
กุมภาพันธ์	21,757.57	21,428.00	329.57	1.51
มีนาคม	23,841.81	24,032.00	-190.19	0.80
เมษายน	24,150.56	23,766.00	384.56	1.59
พฤษภาคม	24,543.19	24,780.00	-236.81	0.96
มิถุนายน	23,760.82	23,448.00	312.82	1.32
กรกฎาคม	22,881.16	22,730.00	151.16	0.66
สิงหาคม	22,337.14	22,324.00	13.14	0.06
กันยายน	22,180.85	21,750.00	430.85	1.94
ตุลาคม	22,880.24	22,194.00	686.24	3.00
พฤศจิกายน	22,002.68	22,754.00	-751.32	3.41
ธันวาคม	19,712.30	20,069.00	-356.70	1.81

* ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

จากตารางที่ 22 แสดงให้เห็นถึงค่าความแตกต่างระหว่างค่าความต้องการไฟฟ้าที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN กับข้อมูลจริง โดยพบว่ามีค่าความแตกต่างน้อยที่สุดอยู่ที่เดือนสิงหาคม คือ 0.06% และมีค่าความแตกต่างมากที่สุดเท่ากับ 4.49% อยู่ที่เดือนมกราคม จากเงื่อนไขที่กำหนดในวิธีดำเนินการให้ความแตกต่างไม่เกิน 5% พบว่าผลความแตกต่างของผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN กับข้อมูลจริงมีค่าอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ทุกค่า และภาพที่ 68 แสดงให้เห็นว่าเส้นแผนภูมิของ Actual และ EnergyPLAN มีความใกล้เคียงกัน คือเพื่อใช้การพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้า แบบจำลองที่สร้างขึ้นจึงมีความน่าเชื่อถือ ในรูปแบบต่าง ๆ ต่อไป



ภาพที่ 68 กราฟแสดงเปรียบเทียบค่าความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างค่าที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN กับค่าข้อมูลจริงปี พ.ศ. 2562

4.1.2 ผลการเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562

ผลลัพธ์ที่ได้จากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562 แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าในประเทศไทย มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดถึง 283.91 TWh/year รองลงมาคือ ถ่านหินเท่ากับ 48.92 TWh/year ตามด้วยชีวมวล คือ 32.00 TWh/year และน้อยที่สุดคือน้ำมันเท่ากับ 3.06 TWh/year ซึ่งเมื่อนำผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN มาเปรียบเทียบจะเห็นว่ามีความแตกต่างกันน้อยมาก ซึ่งความแตกต่างน้อยที่สุดคือถ่านหิน เท่ากับ 0.79% และความแตกต่างมากที่สุดคือน้ำมัน เท่ากับ 0.99% และค่าความแตกต่างรวมเท่ากับ 0.83% จากเงื่อนไขที่

กำหนดในวิธีดำเนินการให้ความแตกต่างไม่เกิน 5% พบว่าผลของความแตกต่างของผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN กับข้อมูลจริงอ้างอิงจากปี พ.ศ. 2562 มีค่าอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ทุกค่า ซึ่งตารางที่ 23 จะแสดงผลลัพธ์ที่ได้จากการเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562

ตารางที่ 23 ผลการเปรียบเทียบปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562

เชื้อเพลิง	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงสุทธิ (TWh/year)		ค่าความแตกต่าง (TWh/year)	ค่าความแตกต่าง (%)
	ข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562*	ข้อมูลจากการจำลอง ในโปรแกรม EnergyPLAN		
ถ่านหิน	48.92	48.53	0.39	0.79
น้ำมัน	3.06	3.03	0.03	0.99
ก๊าซธรรมชาติ	283.91	281.56	2.35	0.83
ชีวมวล	32.00	31.74	0.26	0.81
รวม	367.89	364.85	3.04	0.83

* ที่มา: เว็บไซต์ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

4.1.3 ผลการเปรียบเทียบปริมาณการผลิตโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562

ผลลัพธ์ที่ได้จากการเปรียบเทียบปริมาณการผลิตโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ของประเทศไทยระหว่างโปรแกรม EnergyPLAN และข้อมูลจริงในปี พ.ศ. 2562 แสดงดังตารางที่ 24

ตารางที่ 24 ตารางเปรียบเทียบปริมาณการผลิตไฟฟ้าตามประเภทโรงไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างข้อมูลจริงกับผลลัพธ์จากโปรแกรม EnergyPLAN ปี พ.ศ. 2562

ประเภทโรงไฟฟ้า	ปริมาณการผลิต (TWh/year)		ค่าความแตกต่าง (TWh/year)	ค่าความแตกต่าง (%)
	ข้อมูลจริงของปี พ.ศ. 2562*	ข้อมูลจากการจำลองในโปรแกรม EnergyPLAN		
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล	367.89	364.85	3.04	0.83
โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	6.29	6.29	0.00	0.00
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	5.43	5.34	0.09	1.69
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	3.90	3.95	-0.05	1.22
รวม	383.51	380.43	3.08	0.80

* ที่มา: เว็บไซต์ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และเว็บไซต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

จากตารางที่ 24 จะเห็นได้ว่าเมื่อนำปริมาณไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลมาเปรียบเทียบ ซึ่งมีปริมาณการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดถึง 367.89 TWh รองลงมาเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเท่ากับ 6.29 TWh ตามด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 5.43 TWh และน้อยที่สุดคือโรงไฟฟ้าพลังงานลมเท่ากับ 3.90 TWh เมื่อนำข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้าจริงมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN จะได้ค่าความแตกต่างมากที่สุดคือโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เท่ากับ 1.69% และค่าความแตกต่างน้อยที่สุดคือโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ เท่ากับ 0.00% และค่าความแตกต่างรวมเท่ากับ 0.8% จากเงื่อนไขที่กำหนดในวิธีดำเนินการให้ความแตกต่างไม่เกิน 5% พบว่าผลของความแตกต่างของผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN กับข้อมูลจริงมีค่าอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ทุกค่า

4.2 ข้อมูลการเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

การสร้างแบบจำลองทำโดยการใช้โปรแกรม EnergyPlan และอ้างอิงฐานข้อมูลพลังงานไฟฟ้าจากปี พ.ศ. 2562 เพื่อพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%

และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน ที่ถูกสร้างขึ้นใหม่ทั้งหมดตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

4.3 ข้อมูลค่าความต้องการไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

4.3.1 ค่าความต้องการไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2565–2580

ค่าความต้องการไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 25

ตารางที่ 25 ค่าความต้องการไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ค่าความต้องการ (TWh/year)	ค่าความต้องการสูงสุด (MW)
2565	223.36	35,156
2566	230.83	36,418
2567	238.56	37,679
2568	245.99	38,782
2569	253.30	39,886
2570	260.57	41,147
2571	268.10	42,251
2572	276.18	43,512
2573	284.05	44,773
2574	292.13	46,034
2575	300.05	47,295
2576	308.45	48,557
2577	316.65	49,976
2578	325.18	51,237
2579	333.70	52,608
2580	342.51	53,786

4.3.2 สัดส่วนและกำลังการผลิตไฟฟ้าในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ตารางการคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างเพิ่มในปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แสดงดังตารางที่ 26 และ 27

ตามลำดับ ซึ่งในการพยากรณ์จะใช้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ 18% และประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ 40%

ตารางที่ 26 การคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างเพิ่มในปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%

ปี	กำลังผลิต (MW)					
	โรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ที่ สร้างเพิ่ม 5% (1)	เหลือกำลัง ผลิตติดตั้ง แสงอาทิตย์ (2)	กำลังผลิต แสงอาทิตย์ (ประสิทธิภาพ 18%) (2)*0.18 (3)	กำลังผลิต ฟอสซิล (ประสิทธิภาพ 40%) (3)*0.4 (4)	โรงไฟฟ้า ฟอสซิลที่ สร้างเพิ่มตาม แผน PDP (5)	เหลือ โรงไฟฟ้า ฟอสซิลที่ สร้างเพิ่ม (5)-(4) (6)
2565	166.20	166.20	29.92	74.79	1,250	1,175
2566	328.51	174.51	31.41	78.53	1,250	1,171
2567	320.94	190.94	34.37	85.92	1,950	1,864
2568	206.98	206.98	37.26	93.14	1,350	1,257
2569	515.33	217.33	39.12	97.80	1,300	1,202
2570	293.10	243.10	43.76	109.40	2,640	2,531
2571	1,107.75	257.75	46.40	115.99	700	584
2572	2,243.14	313.14	56.37	140.91	700	559
2573	1,625.30	425.30	76.55	191.39	700	509
2574	3,006.56	506.56	91.18	227.95	-	-
2575	1,406.89	656.89	118.24	295.60	2,100	1,804
2576	2,765.24	727.24	130.90	327.26	1,000	673
2577	1,005.50	865.50	155.79	389.48	1,000	611
2578	1,640.77	915.77	164.84	412.10	1,400	988
2579	1,487.81	997.81	179.61	449.01	700	251
2580	1,247.20	1072.20	193.00	482.49	700	218

ตารางที่ 27 การคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สร้างเพิ่มในปี พ.ศ. 2565–2580
 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%

ปี	กำลังผลิต (MW)					
	โรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ที่ สร้างเพิ่ม 10% (1)	เหลือกำลัง ผลิตติดตั้ง แสงอาทิตย์ (2)	กำลังผลิต แสงอาทิตย์ (ประสิทธิภาพ 18%) (2)*0.18 (3)	กำลังผลิต ฟอสซิล (ประสิทธิภาพ 40%) (3)*0.4 (4)	โรงไฟฟ้า ฟอสซิลที่ สร้างเพิ่มตาม แผน PDP (5)	เหลือ โรงไฟฟ้า ฟอสซิลที่ สร้างเพิ่ม (5)-(4) (6)
2565	332.40	332.40	59.83	149.58	1,250	1,100
2566	519.64	365.64	65.82	164.54	1,250	1,085
2567	547.60	417.60	75.17	187.92	1,950	1,762
2568	472.36	472.36	85.02	212.56	1,350	1,137
2569	817.60	519.60	93.53	233.82	1,300	1,066
2570	651.36	601.36	108.24	270.61	2,640	2,369
2571	1,516.50	666.50	119.97	299.93	700	400
2572	2,748.15	818.15	147.27	368.17	700	332
2573	2,292.96	1,092.96	196.73	491.83	700	208
2574	3,822.26	1,322.26	238.01	595.02	-	-
2575	2,454.48	1,704.48	306.81	767.02	2,100	1,333
2576	3,987.93	1,949.93	350.99	877.47	1,000	123
2577	2,488.72	2,348.72	422.77	1,056.92	1,000	-
2578	3,322.60	2,597.60	467.57	1,168.92	1,400	231
2579	3,419.86	2,929.86	527.37	1,318.44	700	-
2580	3,446.84	3,271.84	588.93	1,472.33	700	-

การประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565-2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล แสดงดังตารางที่ 28 และ 29 ตามลำดับ จากตารางจะพบว่าใน 2 สถานการณ์ มีค่าประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า ต่างกันแค่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งภาพรวมตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580 โดยสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน สูงกว่าสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%

ตารางที่ 28 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้า ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)							รวม
	ก๊าซฯ	ถ่านหิน	น้ำมัน เตา	ชีวมวล	พลังงาน น้ำ	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลังงาน ลม	
2565	31,172	5,840	320	2,750	3,087	3,490.20	1,594	48,253
2566	31,307	5,840	320	2,910	3,105	3,818.71	1,684	48,985
2567	33,171	5,840	320	2,928	3,105	4,139.65	1,774	51,278
2568	31,638	5,030	320	2,782	3,111	4,346.63	1,774	49,002
2569	32,338	4,992	320	2,724	3,815	4,861.96	1,774	50,825
2570	32,252	4,992	320	2,668	3,819	5,155.06	1,774	50,980
2571	31,547	4,992	320	2,472	4,525	6,262.81	1,774	51,893
2572	32,106	4,992	320	2,293	4,527	8,505.95	1,774	54,518
2573	32,615	4,992	320	2,590	4,531	10,131.25	1,774	56,953
2574	32,615	4,992	320	2,827	4,533	13,137.81	1,774	60,199
2575	33,685	3,645	320	2,844	5,236	14,544.70	1,904	62,179
2576	31,551	4,318	320	3,770	5,939	17,309.94	1,904	65,112
2577	30,841	4,929	5	3,947	5,967	18,315.43	1,904	65,908
2578	30,409	4,929	5	4,439	6,672	19,956.20	2,204	68,614
2579	29,990	4,929	5	4,716	6,673	21,444.01	2,861	70,618
2580	30,208	4,269	5	4,694	6,674	22,691.22	2,989	71,530

ตารางที่ 29 ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้า ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	ประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)							รวม
	ก๊าซฯ	ถ่านหิน	น้ำมันเตา	ชีวมวล	พลังงานน้ำ	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานลม	
2565	31,097	5,840	320	2,750	3,087	3,656.40	1,594	48,344
2566	31,146	5,840	320	2,910	3,105	4,176.04	1,684	49,181
2567	32,908	5,840	320	2,928	3,105	4,723.64	1,774	51,599
2568	31,255	5,030	320	2,782	3,111	5,196.00	1,774	49,468
2569	31,955	4,856	320	2,724	3,815	6,013.60	1,774	51,458
2570	31,707	4,856	320	2,668	3,819	6,664.96	1,774	51,809
2571	30,818	4,856	320	2,472	4,525	8,181.46	1,774	52,946
2572	31,150	4,856	320	2,293	4,527	10,929.61	1,774	55,850
2573	31,358	4,856	320	2,590	4,531	13,222.57	1,774	58,652
2574	31,358	4,856	320	2,827	4,533	17,044.83	1,774	62,713
2575	31,957	3,509	320	2,844	5,236	19,499.31	1,904	65,269
2576	29,823	3,632	320	3,770	5,939	23,487.24	1,904	68,875
2577	29,113	3,632	5	3,947	5,967	25,975.96	1,904	70,544
2578	27,924	3,632	5	4,439	6,672	29,298.56	2,204	74,175
2579	27,254	3,632	5	4,716	6,673	32,718.42	2,861	77,859
2580	27,254	2,972	5	4,694	6,674	36,165.26	2,989	80,753

สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล แสดงดังตารางที่ 30 และ 31 ตามลำดับ โดยสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าใน 2 สถานการณ์ จะมีสัดส่วนก๊าซธรรมชาติสูงสุด เพราะมีสัดส่วนของพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น โดยในปี พ.ศ. 2580 พลังงานจากแสงอาทิตย์จะมีส่วนสำคัญในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่สัดส่วน 31.72% สำหรับสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และสูงถึง 45.89% สำหรับสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%

ตารางที่ 30 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	สัดส่วนประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (%)							รวม แต่ละปี (%)
	ก๊าซฯ	ถ่านหิน	น้ำมัน เตา	ชีวมวล	พลังงาน น้ำ	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลังงาน ลม	
2565	64.60	12.10	0.66	5.70	6.40	7.23	3.30	100
2566	63.91	11.92	0.65	5.94	6.34	7.80	3.44	100
2567	64.69	11.39	0.62	5.71	6.06	8.07	3.46	100
2568	64.57	10.26	0.65	5.68	6.35	8.87	3.62	100
2569	63.63	9.82	0.63	5.36	7.51	9.57	3.49	100
2570	63.26	9.79	0.63	5.23	7.49	10.11	3.48	100
2571	60.79	9.62	0.62	4.76	8.72	12.07	3.42	100
2572	58.89	9.16	0.59	4.21	8.30	15.60	3.25	100
2573	57.27	8.77	0.56	4.55	7.96	17.79	3.11	100
2574	54.18	8.29	0.53	4.70	7.53	21.82	2.95	100
2575	54.17	5.86	0.51	4.57	8.42	23.39	3.06	100
2576	48.46	6.63	0.49	5.79	9.12	26.58	2.92	100
2577	46.79	7.48	0.01	5.99	9.05	27.79	2.89	100
2578	44.32	7.18	0.01	6.47	9.72	29.08	3.21	100
2579	42.47	6.98	0.01	6.68	9.45	30.37	4.05	100
2580	42.23	5.97	0.01	6.56	9.33	31.72	4.18	100

ตารางที่ 31 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่
เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	สัดส่วนประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (%)							รวม แต่ละปี (%)
	ก๊าซฯ	ถ่านหิน	น้ำมัน เตา	ชีวมวล	พลังงาน น้ำ	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลังงาน ลม	
2565	64.32	12.08	0.66	5.69	6.39	7.56	3.30	100
2566	63.54	11.91	0.65	5.61	6.33	8.52	3.44	100
2567	64.00	11.36	0.62	5.35	6.04	9.19	3.45	100
2568	63.22	10.17	0.65	5.56	6.29	10.51	3.59	100
2569	62.07	9.43	0.62	5.34	7.41	11.68	3.45	100
2570	61.10	9.36	0.62	5.30	7.36	12.84	3.42	100
2571	57.90	9.12	0.60	5.17	8.50	15.37	3.33	100
2572	55.32	8.62	0.57	4.88	8.04	19.41	3.15	100
2573	53.32	8.26	0.54	4.68	7.70	22.48	3.02	100

ตารางที่ 31 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (ต่อ)

ปี	สัดส่วนประมาณการกำลังผลิตไฟฟ้า (%)							รวม แต่ละปี (%)
	ก๊าซฯ	ถ่านหิน	น้ำมัน เตา	ชีวมวล	พลังงาน น้ำ	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลังงาน ลม	
2574	50.06	7.75	0.51	4.39	7.24	27.21	2.83	100
2575	49.03	5.38	0.49	4.22	8.03	29.92	2.92	100
2576	43.95	5.35	0.47	4.05	8.75	34.61	2.81	100
2577	41.98	5.24	0.01	3.97	8.60	37.46	2.75	100
2578	38.52	5.01	0.01	3.79	9.20	40.42	3.04	100
2579	35.91	4.79	0.01	3.62	8.79	43.11	3.77	100
2580	34.58	3.77	0.01	3.49	8.47	45.89	3.79	100

4.3.3 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิล จาก 3 สถานการณ์ในปี พ.ศ. 2565–2580

ตารางสรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แสดงดังตารางที่ 32 โดยตารางนี้เป็นตารางที่ใช้ในการพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบ BAU ของประเทศไทย

ตารางที่ 32 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ปี	โรงไฟฟ้า ชนิดฟอสซิล (1)	ปลด โรงไฟฟ้า ฟอสซิล (2)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า ฟอสซิล (3)	รวม โรงไฟฟ้า ฟอสซิล (1-2+3) (4)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า PV (5)	โรงไฟฟ้า ชนิด PV (6)	รวม ทั้งหมด (4+6) (7)
2565	39,739	-832	+1,250	40,157	+0	3,324	43,481
2566	40,306	-1,036	+1,250	40,520	+154	3,478	43,998
2567	40,148	-	+1,950	42,098	+130	3,608	45,706
2568	41,832	-3,600	+1,350	39,582	+0	3,608	43,190
2569	39,524	-540	+1,300	40,284	+298	3,906	44,190
2570	40,228	-2,617	+2,640	40,251	+50	3,956	44,207
2571	40,055	-1,289	+700	39,466	+850	4,806	44,272

ตารางที่ 32 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (ต่อ)

ปี	โรงไฟฟ้า ชนิดฟอสซิล (1)	ปลด โรงไฟฟ้า ฟอสซิล (2)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า ฟอสซิล (3)	รวม โรงไฟฟ้า ฟอสซิล (1-2+3) (4)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า PV (5)	โรงไฟฟ้า ชนิด PV (6)	รวม ทั้งหมด (4+6) (7)
2572	39,287	-	+700	39,987	+1,930	6,736	46,723
2573	40,284	-	+700	40,984	+1,200	7,936	48,920
2574	41,211	-	-	41,211	+2,500	10,436	51,647
2575	41,238	-2,081	+2,100	41,257	+750	11,186	52,443
2576	42,183	-2,134	+1,000	41,049	+2,038	13,224	54,273
2577	41,226	-1,025	+1,000	41,201	+140	13,364	54,565
2578	41,603	-1,420	+1,400	41,583	+725	14,089	55,672
2579	41,860	-670	+700	41,890	+490	14,579	56,469
2580	41,614	-660	+700	41,654	+175	14,754	56,408

ตารางสรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล แสดงดังตารางที่ 33 และ 34 ตามลำดับ โดยสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% จะมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสูงกว่าสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% โดยตารางดังกล่าว เป็นตารางที่ใช้ในการพยากรณ์การผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ

ตารางที่ 33 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้าฟอสซิล (1)	รวมโรงไฟฟ้า ฟอสซิล (2)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า PV 10% (3)	รวมโรงไฟฟ้า PV (4)	รวมทั้งหมด (2+4) (5)
2565	+1,175	40,082	+166.20	3,490.20	43,572.20
2566	+1,171	40,217	+328.51	3,818.71	44,035.71
2567	+1,864	42,081	+320.94	4,139.65	46,220.65
2568	+1,257	39,738	+206.98	4,346.63	44,084.63
2569	+1,202	40,400	+515.33	4,861.96	45,261.96

ตารางที่ 33 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณที่เพิ่ม
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (ต่อ)

ปี	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้าฟอสซิล (1)	รวมโรงไฟฟ้า ฟอสซิล (2)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า PV 10% (3)	รวมโรงไฟฟ้า PV (4)	รวมทั้งหมด (2+4) (5)
2570	+2,531	40,314	+293.10	5,155.06	45,469.06
2571	+584	39,609	+1,107.75	6,262.81	45,871.81
2572	+559	40,168	+2,243.14	8,505.95	48,673.95
2573	+509	40,677	+1,625.30	10,131.25	50,808.25
2574	-	40,677	+3,006.56	13,137.81	53,814.81
2575	+1,804	40,400	+1,406.89	14,544.70	54,944.70
2576	+673	38,939	+2,765.24	17,309.94	56,248.94
2577	+611	38,525	+1,005.50	18,315.43	56,840.43
2578	+988	38,093	+1,640.77	19,956.20	58,049.20
2579	+251	37,674	+1,487.81	21,444.01	59,118.01
2580	+218	37,232	+1,247.20	22,691.22	59,923.22

ตารางที่ 34 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณที่เพิ่ม
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

ปี	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้าฟอสซิล (1)	รวมโรงไฟฟ้า ฟอสซิล (2)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า PV 10% (3)	รวมโรงไฟฟ้า PV (4)	รวมทั้งหมด (2+4) (5)
2565	+1,100	40,007	+332.40	3,656.40	43,663.40
2566	+1,085	40,056	+519.64	4,176.04	44,232.04
2567	+1,762	41,818	+547.60	4,723.64	46,541.64
2568	+1,137	39,355	+472.36	5,196.00	44,551.00
2569	+1,066	39,881	+817.60	6,013.60	45,894.60
2570	+2,369	39,633	+651.36	6,664.96	46,297.96
2571	+400	38,744	+1,516.50	8,181.46	46,925.46
2572	+332	39,076	+2,748.15	10,929.61	50,005.61
2573	+208	39,284	+2,292.96	13,222.57	52,506.57

ตารางที่ 34 สรุปกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (ต่อ)

ปี	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้าฟอสซิล (1)	รวมโรงไฟฟ้า ฟอสซิล (2)	สร้างเพิ่ม โรงไฟฟ้า PV 10% (3)	รวมโรงไฟฟ้า PV (4)	รวมทั้งหมด (2+4) (5)
2574	-	39,284	+3,822.26	17,044.83	56,328.83
2575	+1,333	38,536	+2,454.48	19,499.31	58,035.31
2576	+123	36,525	+3,987.93	23,487.24	60,012.24
2577	-	35,500	+2,488.72	25,975.96	61,475.96
2578	+231	34,311	+3,322.60	29,298.56	63,609.56
2579	-	33,641	+3,419.86	32,718.42	66,359.42
2580	-	32,981	+3,446.84	36,165.26	69,146.26

4.4 ผลการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580

4.4.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่ละประเภท (TWh/year)

4.4.1.1 พลังงานลม

การผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 35 ซึ่งพบว่าการผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU มีค่าน้อยที่สุดในปี พ.ศ. 2565 คือ 4.14 TWh/year ซึ่งในปีพ.ศ. 2567-2574 มีค่าการผลิตเท่ากันในทุกปี คือ 4.61 TWh/year และจะมีค่าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนถึงปีพ.ศ. 2580 คือ 7.76 TWh/year โดยภาพรวมการผลิตพลังงานลม ในประเทศไทย มีการผลิตไม่สูงมากนัก เพราะความเร็วลมที่ผลิตไฟฟ้าได้ในประเทศไทยมีจำกัด โดยพบศักยภาพลมอยู่ที่ระดับความสูงไม่มากนัก คือ ประมาณ 40-90 เมตร ซึ่งมีศักยภาพผลิตไฟฟ้าได้เพียง 20% ต่อปีของกำลังการผลิตติดตั้ง รวมทั้งปริมาณการผลิตไฟฟ้าก็ยังไม่เสถียร เพราะต้องขึ้นอยู่กับสภาพลมในแต่ละวันด้วย [48]

ตารางที่ 35 การผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานลม (TWh/year)
2565	4.14
2566	4.37
2567	4.61
2568	4.61
2569	4.61
2570	4.61
2571	4.61
2572	4.61
2573	4.61
2574	4.61
2575	4.94
2576	4.94
2577	4.94
2578	5.72
2579	7.43
2580	7.76

4.4.1.2 พลังงานน้ำ

การผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 36 ซึ่งพบว่าการผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU มีค่าน้อยที่สุดในปี พ.ศ. 2565 คือ 6.33 TWh/year และมีค่ามากที่สุดในปีพ.ศ. 2578-2580 ซึ่งมีค่าเท่ากัน คือ 13.68 TWh/year ซึ่งมีค่าต่างกัน 7.35 TWh/year โดยภาพรวมมีการผลิตพลังงานน้ำที่เพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ เกือบทุกปี จากการศึกษาพื้นที่ที่มีศักยภาพซึ่งสามารถนำมาพัฒนาเป็นโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กได้ถึง 25,500 เมกะวัตต์ และเป็นไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กมากหรือไฟฟ้าพลังน้ำระดับหมู่บ้าน 1,000 เมกะวัตต์ และเป็นโครงการไฟฟ้าพลังน้ำทำอ่างเก็บน้ำอีกประมาณ 115 เมกะวัตต์ [49]

ตารางที่ 36 การผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานน้ำ (TWh/year)
2565	6.33
2566	6.37
2567	6.37
2568	6.38
2569	7.82
2570	7.83
2571	9.28
2572	9.28
2573	9.29
2574	9.29
2575	10.73
2576	12.18
2577	12.23
2578	13.68
2579	13.68
2580	13.68

4.4.1.3 พลังงานแสงอาทิตย์

การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 37 ซึ่งพบว่าการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU มีค่าน้อยที่สุดในปีพ.ศ. 2565 คือ 5.98 TWh/year และมีค่ามากที่สุดในปีพ.ศ. 2580 คือ 26.53 TWh/year ซึ่งการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเพิ่มขึ้นทุกปี และจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆในอนาคต ซึ่งศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำ ขึ้นอยู่กับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากจะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูง และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน

เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ [50]

ตารางที่ 37 การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ (TWh/year)
2565	5.98
2566	6.25
2567	6.49
2568	6.49
2569	7.03
2570	7.11
2571	8.64
2572	12.11
2573	14.27
2574	18.77
2575	20.11
2576	23.78
2577	24.03
2578	25.33
2579	26.22
2580	26.53

4.4.1.4 พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 38

ตารางที่ 38 การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (TWh/year)
2565	712.05
2566	718.43
2567	746.15
2568	701.95
2569	714.28
2570	713.70
2571	699.91
2572	709.07
2573	726.58
2574	730.74
2575	731.38
2576	727.72
2577	730.39
2578	737.10
2579	742.50
2580	738.35

จากตารางที่ 38 พบว่าการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ BAU มีค่าน้อยที่สุดในปีพ.ศ. 2571 คือ 699.91 TWh/year และมีค่ามากที่สุดในปีพ.ศ. 2579 คือ 742.50 TWh/year จะเห็นได้ว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในประเทศไทยจะมีค่ามากที่สุดเพราะโรงไฟฟ้าฟอสซิลสามารถผลิตได้ 24 ชั่วโมง แต่เชื้อเพลิงฟอสซิลมีปริมาณจำกัดสามารถใช้งานได้หมดไปได้ ซึ่งสภาพเศรษฐกิจของประเทศไทยต้องพึ่งพาน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นหลัก ทำให้ประเทศไทยต้องนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศ 4,505 ล้านลิตรต่อเดือน น้ำมันสำเร็จรูปปริมาณ 350 ล้านลิตรต่อเดือน ซึ่งแหล่งสำรองน้ำมันดิบในประเทศไทยไม่เพียงพอต่อความต้องการในแต่ละปี ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในประเทศ มีปริมาณ 356 พันล้านลิตรเทียบเท่า น้ำมันดิบสามารถใช้ได้ พ.ศ. 2562 ปริมาณถ่านหินสำรองในประเทศ มีปริมาณ 1,676 พันล้านลิตรเทียบเท่า

น้ำมันดิบ สามารถใช้ไปได้ถึง พ.ศ. 2602 เมื่อน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ในโลกและในประเทศไทยหมดลง แหล่งพลังงานที่สำคัญที่ใช้ในประเทศ คือ พลังงานทดแทน [51]

4.4.2 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ emissions)

ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 39

ตารางที่ 39 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Mt)
2565	181.649
2566	181.880
2567	187.385
2568	164.382
2569	165.783
2570	164.882
2571	162.772
2572	164.400
2573	165.946
2574	182.697
2575	182.969
2576	182.598
2577	182.470
2578	184.495
2579	186.681
2580	185.123

จากตารางที่ 39 พบว่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ BAU มีค่าต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2571 คือ 162.772 Mt และมีค่าสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2567 คือ 187.385 Mt ซึ่งมีค่าต่างกัน 24.613 Mt จะเห็นได้ว่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าไม่คงที่ จะขึ้น ๆ ลง ๆ ในแต่ละปี เพราะขึ้นอยู่กับปริมาณการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลว่ามีมากน้อยเพียงใด ถ้าการผลิต

พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีมาก ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ก็จะสูงตามไปด้วย ถ้าการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีน้อย ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ก็จะต่ำลง

4.4.3 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน (Critical excess electricity production: CEEP)

ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 40

ตารางที่ 40 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน (TWh/year)
2565	175.20
2566	157.04
2567	164.50
2568	150.29
2569	134.37
2570	126.90
2571	114.00
2572	131.59
2573	117.01
2574	115.96
2575	113.16
2576	109.20
2577	108.07
2578	131.37
2579	134.14
2580	128.88

จากตารางที่ 40 พบว่าปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ BAU มีค่าต่ำที่สุดอยู่ที่ปี พ.ศ. 2577 คือ 108.07 TWh/year และมีค่าสูงที่สุดอยู่ที่ปี พ.ศ. 2565 คือ 175.20 TWh/year ซึ่งมีค่าต่างกัน 67.13 TWh/year และจะเห็นได้ว่าปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมีค่าไม่คงที่

4.4.3.1 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย

ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 41

ตารางที่ 41 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย (MW)
2565	19,945
2566	17,878
2567	18,728
2568	17,110
2569	15,297
2570	14,446
2571	12,978
2572	14,981
2573	13,321
2574	13,201
2575	12,882
2576	12,432
2577	12,304
2578	14,955
2579	15,271
2580	14,672

จากตารางที่ 41 พบว่าปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ BAU มีค่าต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2577 คือ 12,304 MW และมีค่าสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 19,945 MW ซึ่งมีค่าต่างกัน 7,641 MW และจะเห็นได้ว่าปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยมีค่าไม่คงที่

4.4.4 ต้นทุนไฟฟ้าแต่ละประเภท

ต้นทุนต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่ใส่ในโปรแกรม มีดังนี้

1) โรงไฟฟ้าพลังงานลม

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 6.04 บาท/หน่วย ค่าบำรุงรักษา 1.5 บาท/หน่วย และระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะอยู่ที่ 16 ปี

2) โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 2.54 บาท/หน่วย ค่าบำรุงรักษา 2.0 บาท/หน่วย และระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจะอยู่ที่ 13 ปี

3) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 8.23 บาท/หน่วย ค่าบำรุงรักษา 0.5 บาท/หน่วย และระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะอยู่ที่ 25 ปี

ต้นทุนต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใส่ในโปรแกรม มีดังนี้

1) โรงไฟฟ้าถ่านหิน มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 1.54 บาท/หน่วย

2) โรงไฟฟ้าน้ำมันเตา มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 10.24 บาท/หน่วย

3) โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 2.58 บาท/หน่วย

4) โรงไฟฟ้าชีวมวล มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 3.95 บาท/หน่วย

การใส่ข้อมูลต้นทุนต่อหน่วยของเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ในโปรแกรม EnergyPLAN ผลที่ได้จากโปรแกรม จะแสดงในค่าเงิน DKK ซึ่งจะต้องมาแปลงเป็นค่าเงินบาท โดย 1 DKK = 4.9 บาท

4.4.4.1 พลังงานลม

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 42 ซึ่งจากตารางพบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU มีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 9,608.9 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 602.7 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2567 คือ 29.4 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 18,012.4 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 1,127 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579-2580 คือ 53.9 ล้านบาท

ตารางที่ 42 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	9,608,900,000	602,700,000	29,400,000
2566	10,147,900,000	632,100,000	29,400,000
2567	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2568	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2569	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2570	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2571	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2572	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2573	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2574	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2575	11,475,800,000	715,400,000	34,300,000
2576	11,475,800,000	715,400,000	34,300,000
2577	11,475,800,000	715,400,000	34,300,000
2578	13,283,900,000	828,100,000	39,200,000
2579	17,243,100,000	1,078,000,000	53,900,000
2580	18,012,400,000	1,127,000,000	53,900,000

4.4.4.2 พลังงานน้ำ

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 43 ซึ่งจากตารางพบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU มีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 7,864.5 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 602.7 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2568 คือ 34.3 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579-2580 คือ 17,003 ล้านบาท ต้นทุนรายปีสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2578-2580 คือ 1,308.3 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2578-2580 คือ 68.6 ล้านบาท

ตารางที่ 43 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	7,864,500,000	602,700,000	34,300,000
2566	7,913,500,000	607,600,000	34,300,000
2567	7,913,500,000	607,600,000	34,300,000
2568	7,928,200,000	607,600,000	34,300,000
2569	9,721,600,000	749,700,000	39,200,000
2570	9,731,400,000	749,700,000	39,200,000
2571	11,529,700,000	886,900,000	49,000,000
2572	11,534,600,000	886,900,000	49,000,000
2573	11,544,400,000	886,900,000	49,000,000
2574	11,549,300,000	886,900,000	49,000,000
2575	13,342,700,000	1,024,100,000	53,900,000
2576	15,131,200,000	1,166,200,000	63,700,000
2577	15,204,700,000	1,171,100,000	63,700,000
2578	16,998,100,000	1,308,300,000	68,600,000
2579	17,003,000,000	1,308,300,000	68,600,000
2580	17,003,000,000	1,308,300,000	68,600,000

จากตารางที่ 43 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ BAU มีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 7,864.5 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 602.7 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2568 คือ 34.3 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579-2580 คือ 17,003 ล้านบาท ต้นทุนรายปีสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2578-2580 คือ 1,308.3 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2578-2580 คือ 68.6 ล้านบาท

4.4.4.3 พลังงานแสงอาทิตย์

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 44

ตารางที่ 44 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	27,361,600,000	1,092,700,000	29,400,000
2566	28,630,700,000	1,146,600,000	29,400,000
2567	29,698,900,000	1,185,800,000	29,400,000
2568	29,698,900,000	1,185,800,000	29,400,000
2569	32,153,800,000	1,283,800,000	34,300,000
2570	32,565,400,000	1,303,400,000	34,300,000
2571	39,562,600,000	1,582,700,000	39,200,000
2572	55,448,400,000	2,219,700,000	53,900,000
2573	65,326,800,000	2,611,700,000	63,700,000
2574	85,906,800,000	3,434,900,000	88,200,000
2575	92,080,800,000	3,684,800,000	93,100,000
2576	108,858,400,000	4,356,100,000	107,800,000
2577	110,014,800,000	4,400,200,000	107,800,000
2578	115,983,000,000	4,640,300,000	117,600,000
2579	120,015,700,000	4,802,000,000	117,600,000
2580	121,456,300,000	4,855,900,000	122,500,000

จากตารางที่ 44 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ BAU มีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 27,361.6 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 1,092.7 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2568 คือ 29.4 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 121,456.3 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 4,855.9 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษา คือ 122.5 ล้านบาท

4.4.4.4 พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 45

ตารางที่ 45 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ BAU จากแผนพัฒนา กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2565-2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล (บาท)			
	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน	น้ำมันเตา	ชีวมวล
2565	5,145,000,000	568,400,000	269,500,000	715,400,000
2566	5,179,300,000	568,400,000	269,500,000	754,600,000
2567	5,468,400,000	553,700,000	269,500,000	759,500,000
2568	5,218,500,000	470,400,000	269,500,000	720,300,000
2569	5,336,100,000	475,300,000	269,500,000	705,600,000
2570	5,341,000,000	475,300,000	264,600,000	695,800,000
2571	5,243,000,000	475,300,000	269,500,000	641,900,000
2572	5,355,700,000	475,300,000	269,500,000	597,800,000
2573	5,473,300,000	475,300,000	269,500,000	671,300,000
2574	5,473,300,000	475,300,000	269,500,000	735,000,000
2575	5,698,700,000	347,900,000	269,500,000	735,000,000
2576	5,345,900,000	441,000,000	269,500,000	970,200,000
2577	5,228,300,000	539,000,000	63,700,000	1,014,300,000
2578	5,213,600,000	539,000,000	63,700,000	1,136,800,000
2579	5,218,500,000	539,000,000	63,700,000	1,205,400,000
2580	5,287,100,000	475,300,000	63,700,000	1,200,500,000

จากตารางที่ 45 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ BAU ก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 5,145 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุด อยู่ที่ปีพ.ศ. 2575 คือ 5,698.7 ล้านบาท, ถ่านหินมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2575 คือ 347.9 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2566 คือ 568.4 ล้านบาท, น้ำมันเตามีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2577-2580 คือ 63.7 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2569 และพ.ศ. 2571-2576 คือ 269.5 ล้านบาท, ชีวมวลมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2571 คือ 641.9 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579 คือ 1,205.4 ล้านบาท

4.5 ผลการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565–2580

4.5.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่ละประเภท (TWh/year)

4.5.1.1 พลังงานลม

การผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 46

ตารางที่ 46 การผลิตพลังงานลม ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานลม (TWh/year)
2565	4.14
2566	4.37
2567	4.61
2568	4.61
2569	4.61
2570	4.61
2571	4.61
2572	4.61
2573	4.61
2574	4.61
2575	4.94
2576	4.94
2577	4.94
2578	5.72
2579	7.43
2580	7.76

จากตารางที่ 46 พบว่าการผลิตพลังงานลม ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าเท่ากับสถานการณ์ BAU

4.5.1.2 พลังงานน้ำ

การผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 47

ตารางที่ 47 การผลิตพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานน้ำ (TWh/year)
2565	6.33
2566	6.37
2567	6.37
2568	6.38
2569	7.82
2570	7.83
2571	9.28
2572	9.28
2573	9.29
2574	9.29
2575	10.73
2576	12.18
2577	12.23
2578	13.68
2579	13.68
2580	13.68

จากตารางที่ 47 พบว่าการผลิตพลังงานน้ำ ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าเท่ากับสถานการณ์ BAU

4.5.1.3 พลังงานแสงอาทิตย์

การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 48

ตารางที่ 48 การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ (TWh/year)	
	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%
2565	6.28	6.57
2566	6.87	7.51
2567	7.44	8.49
2568	7.82	9.34
2569	8.74	10.81
2570	9.27	11.98
2571	11.26	14.71
2572	15.30	19.65
2573	18.22	23.78
2574	23.62	30.65
2575	26.15	35.06
2576	31.13	42.23
2577	32.93	46.71
2578	35.89	52.68
2579	38.56	58.83
2580	40.80	65.03

จากตารางที่ 48 พบว่าการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าน้อยที่สุดในปีพ.ศ. 2565 คือ 6.28 TWh/year และ 6.57 TWh/year ตามลำดับ และมีค่ามากที่สุดในปีพ.ศ. 2580 คือ 40.80 TWh/year และ 65.03 TWh/year ตามลำดับ ซึ่งการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเพิ่มขึ้นทุกปี เช่นเดียวกับสถานการณ์ BAU โดยสถานการณ์นี้เป็นการเพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ในทุก ๆ ปี เพื่อลดการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

4.5.1.4 พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 49

ตารางที่ 49 การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (TWh/year)	
	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%
2565	710.73	709.42
2566	713.11	710.28
2567	745.85	741.23
2568	699.69	697.96
2569	711.32	707.20
2570	710.81	702.85
2571	693.42	687.23
2572	700.25	693.06
2573	721.19	696.71
2574	721.19	696.71
2575	716.32	683.57
2576	690.65	648.24
2577	683.38	630.24
2578	675.79	609.35
2579	668.43	597.58
2580	660.67	585.96

จากตารางที่ 49 พบว่าการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าน้อยที่สุดในปีพ.ศ. 2580 คือ 660.67 TWh/year และ 585.96 TWh/year ตามลำดับ และมีค่ามากที่สุดในปีพ.ศ. 2567 คือ 745.85 TWh/year และ 741.23 TWh/year ตามลำดับ ซึ่งการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 2 สถานการณ์นี้ มีค่าต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยสถานการณ์นี้เป็นการลดกำลังการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565-2580 เพื่อลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ให้ต่ำลง

4.5.2 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ emissions)

ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 50

ตารางที่ 50 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Mt)	
	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%
2565	181.283	180.917
2566	180.474	179.699
2567	186.042	185.744
2568	164.053	163.320
2569	164.068	163.865
2570	163.702	162.700
2571	161.069	158.310
2572	162.085	158.349
2573	161.807	157.815
2574	160.797	154.916
2575	145.989	138.804
2576	140.345	131.331
2577	140.160	131.266
2578	137.748	123.634
2579	133.329	118.530
2580	129.272	113.946

จากตารางที่ 50 พบว่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 129.272 Mt และ 113.946 Mt ตามลำดับ และมีค่าสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2567 คือ 186.042 Mt และ 185.744 Mt ตามลำดับ โดยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565-2580 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใน 2 สถานการณ์นี้ จะมีค่าต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยเฉพาะปีพ.ศ. 2580 จะมีปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงอย่างมาก เพราะเกิดจากการลดกำลังการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

4.5.3 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน (Critical excess electricity production: CEEP)

ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 51

ตารางที่ 51 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน (TWh/year)	
	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%
2565	148.98	146.54
2566	136.02	134.18
2567	144.30	142.96
2568	118.66	114.74
2569	116.91	111.34
2570	114.42	109.07
2571	94.86	92.64
2572	95.73	95.41
2573	104.54	99.78
2574	92.58	89.31
2575	84.87	81.73
2576	80.80	76.41
2577	71.04	69.77
2578	69.83	66.02
2579	59.31	56.55
2580	58.18	55.82

จากตารางที่ 51 พบว่าปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 58.18 TWh/year และ 55.82 TWh/year ตามลำดับ และมีค่าสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 148.98 TWh/year และ 146.54 TWh/year ตามลำดับ โดยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565-2580 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินใน 2 สถานการณ์นี้ จะมีค่าต่ำกว่าสถานการณ์ BAU เพราะในช่วงเวลากลางวันพลังงานแสงอาทิตย์จะใช้แล้วหมดไป เหลือพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในช่วงเวลากลางคืนลดลง ทำให้ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินลดลงตามไปด้วย

4.5.3.1 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย

ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 52

ตารางที่ 52 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย (MW)	
	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%
2565	18,105	17,683
2566	17,044	16,275
2567	17,200	16,975
2568	14,053	13,063
2569	14,279	13,814
2570	13,026	12,873
2571	10,800	10,546
2572	10,798	10,521
2573	11,901	11,359
2574	10,540	10,168
2575	9,662	9,305
2576	9,199	8,699
2577	8,287	7,943
2578	7,966	7,516
2579	7,585	6,938
2580	7,298	6,855

จากตารางที่ 52 พบว่าปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 7,298 MW และ 6,855 MW ตามลำดับ และมีค่าสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 18,105 MW และ 17,683 MW ตามลำดับ โดยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565-2580 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 2 สถานการณ์นี้จะมีค่าต่ำกว่าสถานการณ์ BAU เช่นเดียวกัน

4.5.4 ต้นทุนไฟฟ้าแต่ละประเภท

4.5.4.1 พลังงานลม

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 53

ตารางที่ 53 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	9,608,900,000	602,700,000	29,400,000
2566	10,147,900,000	632,100,000	29,400,000
2567	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2568	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2569	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2570	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2571	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2572	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2573	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2574	10,691,800,000	666,400,000	34,300,000
2575	11,475,800,000	715,400,000	34,300,000
2576	11,475,800,000	715,400,000	34,300,000
2577	11,475,800,000	715,400,000	34,300,000
2578	13,283,900,000	828,100,000	39,200,000
2579	17,243,100,000	1,078,000,000	53,900,000
2580	18,012,400,000	1,127,000,000	53,900,000

จากตารางที่ 53 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าเท่ากับ สถานการณ์ BAU

4.5.4.2 พลังงานน้ำ

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 54

ตารางที่ 54 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	7,864,500,000	602,700,000	34,300,000
2566	7,913,500,000	607,600,000	34,300,000
2567	7,913,500,000	607,600,000	34,300,000
2568	7,928,200,000	607,600,000	34,300,000
2569	9,721,600,000	749,700,000	39,200,000
2570	9,731,400,000	749,700,000	39,200,000
2571	11,529,700,000	886,900,000	49,000,000
2572	11,534,600,000	886,900,000	49,000,000
2573	11,544,400,000	886,900,000	49,000,000
2574	11,549,300,000	886,900,000	49,000,000
2575	13,342,700,000	1,024,100,000	53,900,000
2576	15,131,200,000	1,166,200,000	63,700,000
2577	15,204,700,000	1,171,100,000	63,700,000
2578	16,998,100,000	1,308,300,000	68,600,000
2579	17,003,000,000	1,308,300,000	68,600,000
2580	17,003,000,000	1,308,300,000	68,600,000

จากตารางที่ 54 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าเท่ากับ สถานการณ์ BAU

4.5.4.3 พลังงานแสงอาทิตย์

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 55 และ 56 ตามลำดับ

ตารางที่ 55 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	28,733,600,000	1,151,500,000	29,400,000
2566	31,433,500,000	1,259,300,000	29,400,000
2567	34,079,500,000	1,362,200,000	34,300,000
2568	35,779,800,000	1,430,800,000	34,300,000
2569	40,023,200,000	1,602,300,000	39,200,000
2570	42,438,900,000	1,695,400,000	44,100,000
2571	51,557,800,000	2,062,900,000	53,900,000
2572	70,021,000,000	2,802,800,000	68,600,000
2573	83,398,000,000	3,336,900,000	83,300,000
2574	108,152,800,000	4,326,700,000	107,800,000
2575	119,731,500,000	4,787,300,000	117,600,000
2576	142,496,900,000	5,698,700,000	142,100,000
2577	150,773,000,000	6,031,900,000	151,900,000
2578	164,277,400,000	6,570,900,000	166,600,000
2579	176,527,400,000	7,060,900,000	176,400,000
2580	186,792,900,000	7,472,500,000	186,200,000

จากตารางที่ 55 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 28,733.6 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 1,151.5 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษา คือ 29.4 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 186,792.9 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 7,472.5 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษา คือ 186.2 ล้านบาท

ตารางที่ 56 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (บาท)		
	ต้นทุนรวม	ต้นทุนรายปี	ค่าบำรุงรักษา
2565	30,100,700,000	1,205,400,000	29,400,000
2566	34,378,400,000	1,376,900,000	34,300,000
2567	38,886,400,000	1,553,300,000	39,200,000
2568	42,772,100,000	1,710,100,000	44,100,000
2569	49,504,700,000	1,979,600,000	49,000,000
2570	54,865,300,000	2,195,200,000	53,900,000
2571	67,350,500,000	2,695,000,000	68,600,000
2572	89,973,800,000	3,596,600,000	88,200,000
2573	108,848,600,000	4,356,100,000	107,800,000
2574	140,311,500,000	5,610,500,000	142,100,000
2575	160,519,100,000	6,419,000,000	161,700,000
2576	193,349,100,000	7,732,200,000	191,100,000
2577	213,836,000,000	8,555,400,000	215,600,000
2578	241,187,800,000	9,648,100,000	240,100,000
2579	269,338,300,000	10,775,100,000	269,500,000
2580	297,714,200,000	11,907,000,000	298,900,000

จากตารางที่ 56 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 30,100.7 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 1,205.4 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษา คือ 29.4 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 297,714.2 ล้านบาท ต้นทุนรายปี คือ 11,907 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษา คือ 298.9 ล้านบาท

4.5.4.4 พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 57 และ 58 ตามลำดับ

ตารางที่ 57 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล (บาท)			
	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน	น้ำมันเตา	ชีวมวล
2565	5,135,200,000	568,400,000	269,500,000	715,400,000
2566	5,154,800,000	568,400,000	269,500,000	754,600,000
2567	5,463,500,000	553,700,000	269,500,000	759,500,000
2568	5,213,600,000	470,400,000	269,500,000	720,300,000
2569	5,326,300,000	480,200,000	269,500,000	705,600,000
2570	5,311,600,000	480,200,000	264,600,000	695,800,000
2571	5,198,900,000	480,200,000	269,500,000	641,900,000
2572	5,287,100,000	480,200,000	269,500,000	597,800,000
2573	5,370,400,000	480,200,000	269,500,000	671,300,000
2574	5,370,400,000	480,200,000	269,500,000	735,000,000
2575	5,546,800,000	387,100,000	269,500,000	735,000,000
2576	5,198,900,000	406,700,000	269,500,000	970,200,000
2577	5,081,300,000	416,500,000	63,700,000	1,014,300,000
2578	5,007,800,000	416,500,000	63,700,000	1,136,800,000
2579	4,939,200,000	416,500,000	63,700,000	1,205,400,000
2580	4,978,400,000	362,600,000	63,700,000	1,200,500,000

จากตารางที่ 57 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปี พ.ศ. 2579 คือ 4,939.2 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2575 คือ 5,546.8 ล้านบาท, ถ่านหินมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 362.6 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2566 คือ 568.4 ล้านบาท, น้ำมันเตามีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2577-2580 คือ 63.7 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2569 และพ.ศ. 2571-2576 คือ 269.5 ล้านบาท, ชีวมวลมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2571 คือ 641.9 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579 คือ 1,205.4 ล้านบาท

ตารางที่ 58 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี พ.ศ. 2565-2580

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล (บาท)			
	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน	น้ำมันเตา	ชีวมวล
2565	5,120,500,000	568,400,000	269,500,000	715,400,000
2566	5,130,300,000	568,400,000	269,500,000	754,600,000
2567	5,419,400,000	553,700,000	269,500,000	759,500,000
2568	5,149,900,000	470,400,000	269,500,000	720,300,000
2569	5,262,600,000	470,400,000	269,500,000	705,600,000
2570	5,223,400,000	470,400,000	264,600,000	695,800,000
2571	5,076,400,000	470,400,000	269,500,000	641,900,000
2572	5,130,300,000	470,400,000	269,500,000	597,800,000
2573	5,164,600,000	470,400,000	269,500,000	671,300,000
2574	5,164,600,000	470,400,000	269,500,000	735,000,000
2575	5,262,600,000	347,900,000	269,500,000	735,000,000
2576	4,914,700,000	357,700,000	269,500,000	970,200,000
2577	4,797,100,000	357,700,000	63,700,000	1,014,300,000
2578	4,601,100,000	357,700,000	63,700,000	1,136,800,000
2579	4,493,300,000	357,700,000	63,700,000	1,205,400,000
2580	4,493,300,000	294,000,000	63,700,000	1,200,500,000

จากตารางที่ 58 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579-2580 คือ 4,493.3 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2567 คือ 5,419.4 ล้านบาท, ถ่านหินมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 294 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2566 คือ 568.4 ล้านบาท, น้ำมันเตามีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2577-2580 คือ 63.7 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565-2569 และพ.ศ. 2571-2576 คือ 269.5 ล้านบาท, ชีวมวลมีต้นทุนรวมต่ำที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2571 คือ 641.9 ล้านบาท และต้นทุนรวมสูงที่สุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2579 คือ 1,205.4 ล้านบาท

4.6 ผลการเปรียบเทียบการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก 3 สถานการณ์ในปี พ.ศ. 2565–2580

4.6.1 ผลการเปรียบเทียบกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า

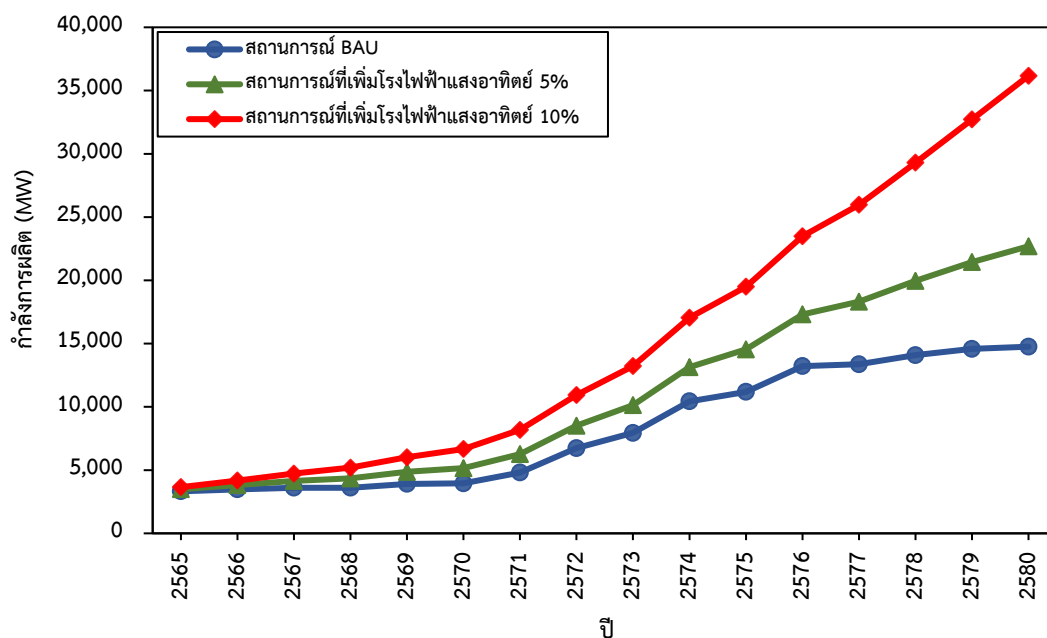
4.6.1.1 พลังงานแสงอาทิตย์

ผลการจำลองที่ได้จากโปรแกรม ในสถานการณ์ BAU คือจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล จะมีการเปรียบเทียบกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ดังตารางที่ 59

ตารางที่ 59 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% (MW)
2565	3,324	3,490	3,656
2566	3,478	3,819	4,176
2567	3,608	4,140	4,724
2568	3,608	4,347	5,196
2569	3,906	4,862	6,014
2570	3,956	5,155	6,665
2571	4,806	6,263	8,181
2572	6,736	8,506	10,930
2573	7,936	10,131	13,223
2574	10,436	13,138	17,045
2575	11,186	14,545	19,499
2576	13,224	17,310	23,487
2577	13,364	18,315	25,976
2578	14,089	19,956	29,299
2579	14,579	21,444	32,718
2580	14,754	22,691	36,165

ภาพที่ 69 แสดงการเปรียบเทียบกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580



ภาพที่ 69 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580

จากภาพที่ 69 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565-2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าสถานการณ์ BAU โดยปีพ.ศ. 2580 มีการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดอยู่ที่ 14,754 MW ในสถานการณ์ BAU มีค่า 22,691 MW และ 36,165 MW ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ และในปีพ.ศ. 2565 มีการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำสุดอยู่ที่ 3,324 MW ในสถานการณ์ BAU มีค่า 3,490 MW และ 3,656 MW ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งในแต่ละปีมีแนวโน้มกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

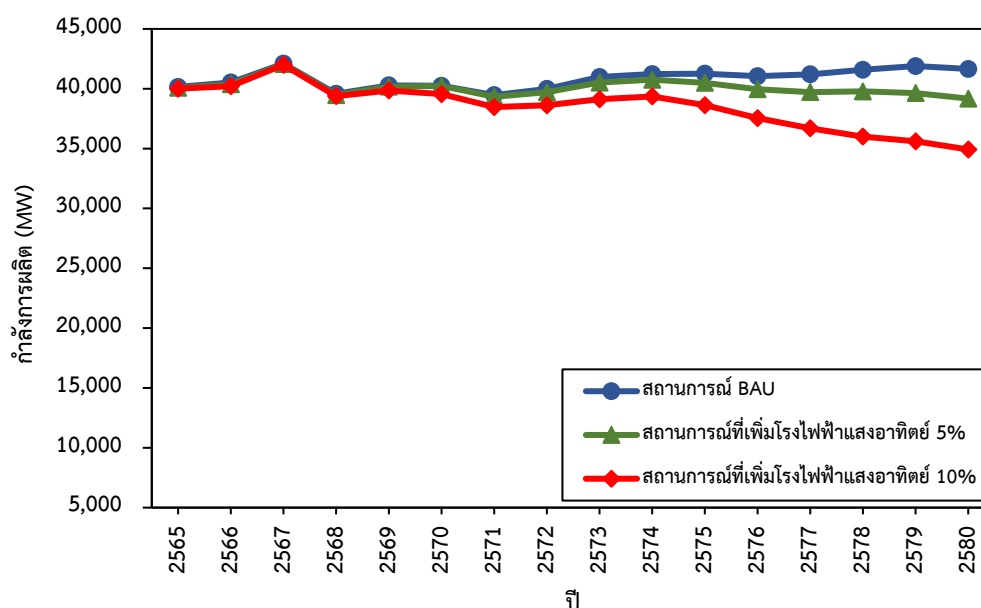
4.6.1.2 พลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

ผลการจำลองที่ได้จากโปรแกรม ในสถานการณ์ BAU คือจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล จะมีการเปรียบเทียบกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิล ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580 ดังตารางที่ 60

ตารางที่ 60 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิล ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580

ปี	สถานการณ์ BAU (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (MW)
2565	40,157	40,082	40,007
2566	40,520	40,377	40,216
2567	42,098	42,059	41,996
2568	39,582	39,470	39,387
2569	40,284	40,174	39,855
2570	40,251	40,232	39,551
2571	39,466	39,331	38,466
2572	39,987	39,711	38,619
2573	40,984	40,517	39,124
2574	41,221	40,754	39,361
2575	41,257	40,494	38,630
2576	41,049	39,959	37,545
2577	41,201	39,722	36,697
2578	41,583	39,782	36,000
2579	41,890	39,640	35,607
2580	41,654	39,176	34,925

ภาพที่ 70 แสดงการเปรียบเทียบกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิล ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565-2580



ภาพที่ 70 การเปรียบเทียบกำลังการผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิล ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

จากภาพที่ 70 จะเห็นได้ว่าในปี พ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีการผลิตเชื้อเพลิงฟอสซิลต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยปี พ.ศ. 2579 มีการผลิตเชื้อเพลิงฟอสซิลสูงสุดอยู่ที่ 41,890 MW ในสถานการณ์ BAU และในปี พ.ศ. 2567 มีค่าสูงสุดอยู่ที่ 42,059 MW และ 41,996 MW ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกัน 63 MW และในปี พ.ศ. 2571 มีการผลิตเชื้อเพลิงฟอสซิลต่ำสุดอยู่ที่ 39,466 MW ในสถานการณ์ BAU และในปี พ.ศ. 2580 มีค่า 39,176 MW และ 34,925 MW ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกัน 4,251 MW

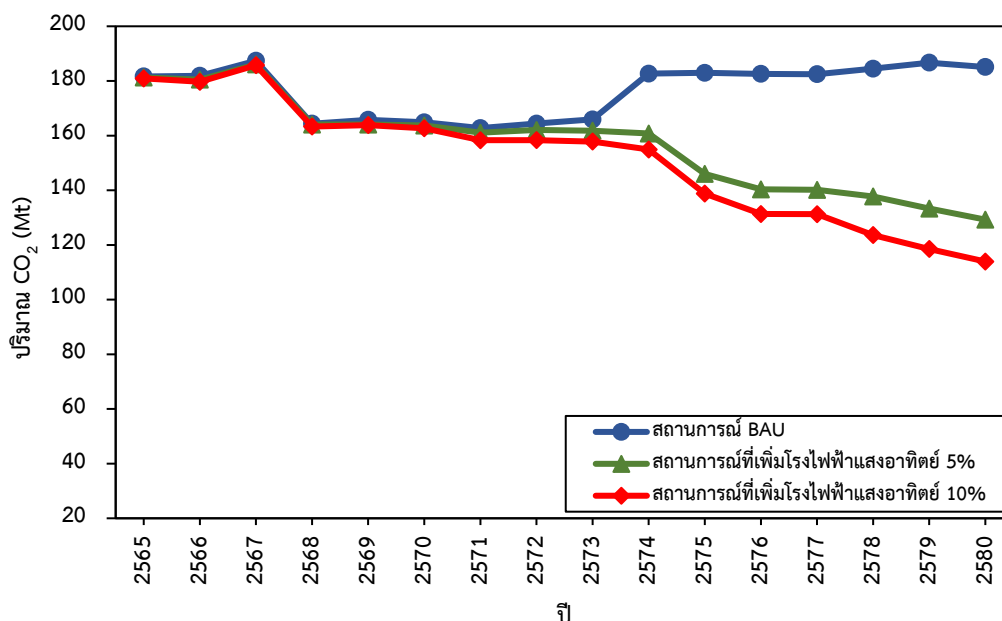
4.6.2 ผลการเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ผลการจำลองที่ได้จากโปรแกรม ในสถานการณ์ BAU และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล จะมีการเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ดังตารางที่ 61

ตารางที่ 61 การเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (Mt)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (Mt)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (Mt)
2565	181.649	181.283	180.917
2566	181.880	180.474	179.699
2567	187.385	186.042	185.744
2568	164.382	164.053	163.320
2569	165.783	164.068	163.865
2570	164.882	163.702	162.700
2571	162.772	161.069	158.310
2572	164.400	162.085	158.349
2573	165.946	161.807	157.815
2574	182.697	160.797	154.916
2575	182.969	145.989	138.804
2576	182.598	140.345	131.331
2577	182.470	140.160	131.266
2578	184.495	137.748	123.634
2579	186.681	133.329	118.530
2580	185.123	129.272	113.946

ภาพที่ 71 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580



ภาพที่ 71 การเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

จากภาพที่ 71 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยปีพ.ศ. 2567 มีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูงสุดอยู่ที่ 187.385 Mt ในสถานการณ์ BAU และ 186.042 Mt และ 185.744 Mt ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ และในปีพ.ศ. 2571 มีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำสุดอยู่ที่ 162.772 Mt ในสถานการณ์ BAU และในปีพ.ศ. 2580 มีค่าต่ำสุดอยู่ที่ 129.272 Mt และ 113.946 Mt ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ โดยในปีพ.ศ. 2580 มีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงอย่างมาก และจากภาพ ในปีพ.ศ. 2568-2573 มีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าปีอื่น ๆ เนื่องจากในปีนั้นมีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลง

4.6.3 ผลการเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน

ผลการจำลองที่ได้จากโปรแกรม ในสถานการณ์ BAU คือจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล จะมีการเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ดังตารางที่ 62

ตารางที่ 62 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (TWh/year)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (TWh/year)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (TWh/year)
2565	175.20	148.98	146.54
2566	157.04	136.02	134.18
2567	164.50	144.30	142.96
2568	150.29	118.66	114.74
2569	134.37	116.91	111.34
2570	126.90	114.42	109.07
2571	114.00	94.86	92.64
2572	131.59	95.73	95.41
2573	117.01	104.54	99.78
2574	115.96	92.58	89.31
2575	113.16	84.87	81.73
2576	109.20	80.80	76.41
2577	108.07	71.04	69.77
2578	131.37	69.83	66.02
2579	134.14	59.31	56.55
2580	128.88	58.18	55.82

การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่

63

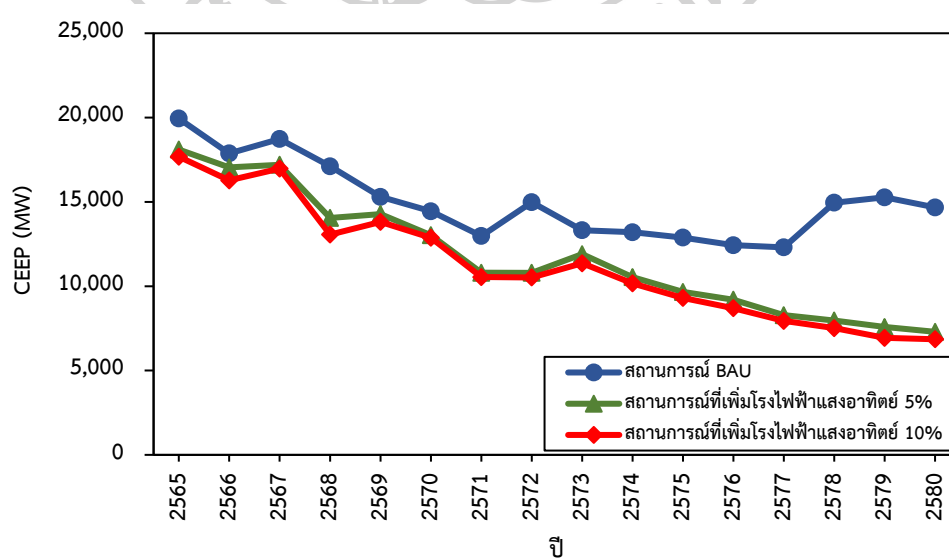
ตารางที่ 63 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (MW)
2565	19,945	18,105	17,683
2566	17,878	17,044	16,275
2567	18,728	17,200	16,975

ตารางที่ 63 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 (ต่อ)

ปี	สถานการณ์ BAU (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% (MW)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% (MW)
2568	17,110	14,053	13,063
2569	15,297	14,279	13,814
2570	14,446	13,026	12,873
2571	12,978	10,800	10,546
2572	14,981	10,798	10,521
2573	13,321	11,901	11,359
2574	13,201	10,540	10,168
2575	12,882	9,662	9,305
2576	12,432	9,199	8,699
2577	12,304	8,287	7,943
2578	14,955	7,966	7,516
2579	15,271	7,585	6,938
2580	14,672	7,298	6,855

ภาพที่ 72 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580



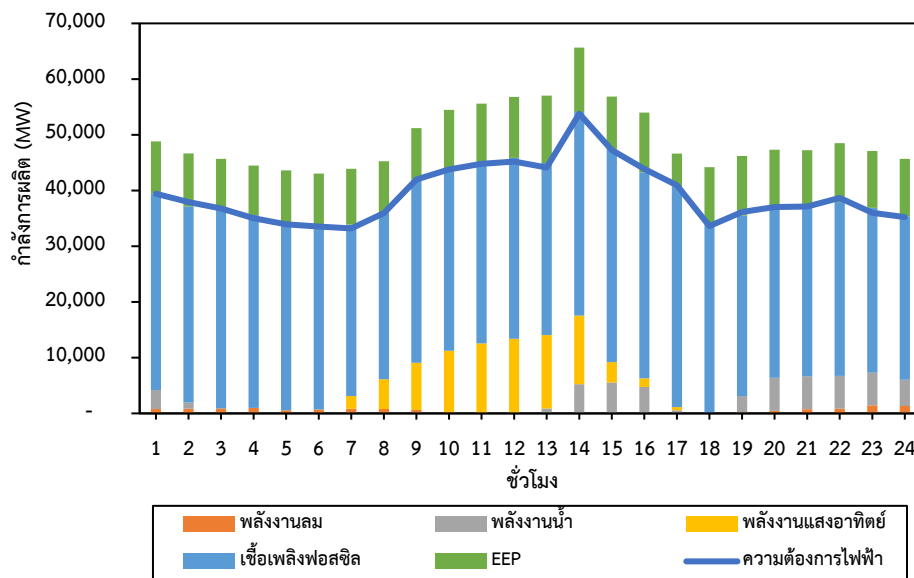
ภาพที่ 72 การเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

จากภาพที่ 72 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยต่ำกว่าสถานการณ์ BAU ในสถานการณ์ BAU มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยสูงสุดในปีพ.ศ. 2565 มีค่า 19,945 MW และในสถานการณ์ที่เพิ่ม โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีค่า 18,105 MW และ 17,683 MW ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกัน อยู่ 422 MW และในปีพ.ศ. 2577 สถานการณ์ BAU มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยต่ำสุดอยู่ที่ 12,304 MW และในปีพ.ศ. 2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีปริมาณไฟฟ้า ส่วนเกินเฉลี่ยต่ำสุดอยู่ที่ 7,298 MW และ 6,855 MW ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 443 MW ซึ่งปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยในสถานการณ์ BAU มีค่ามากกว่าสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% และ 10% เนื่องจากใน 2 สถานการณ์นี้ มีการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เฉพาะใน เวลากลางวัน ซึ่งใช้แล้วหมดไป และเหลือเชื้อเพลิงฟอสซิลน้อยลงในตอนกลางคืน ทำให้ปริมาณไฟฟ้า ส่วนเกินเฉลี่ยมีค่าน้อยกว่าสถานการณ์ BAU

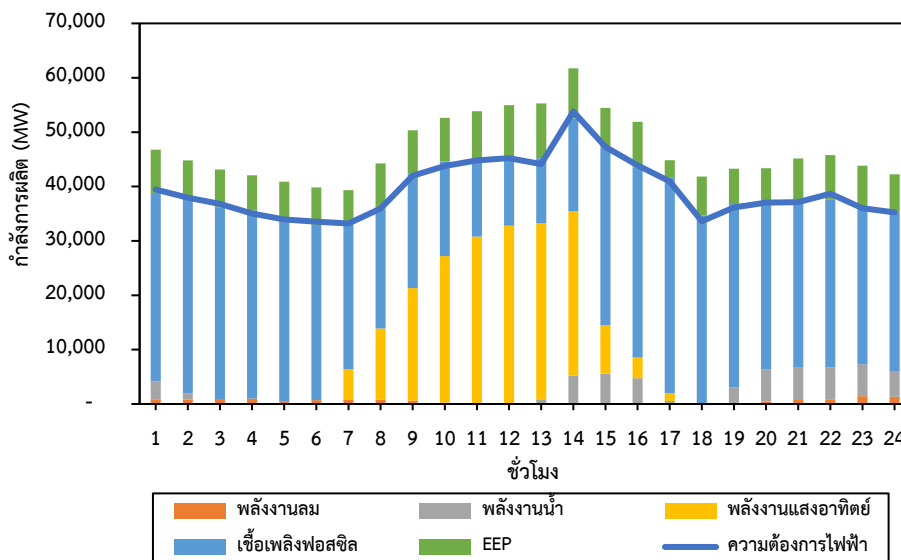
ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุด ตรงกับวันที่ 25 เมษายน พ.ศ. 2580 ในสถานการณ์ BAU และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แสดงในภาพที่ 73 และ 74 ตามลำดับ ในเวลา 14.00 น. มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ 53,786 MW และเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย ที่สุด คือ เวลา 07.00 น. มีค่า 33,201 MW ซึ่งเวลา 17.00 น. มีความต้องการไฟฟ้า 42,538 MW และมีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุด ซึ่งในสถานการณ์ BAU มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินอยู่ที่ 7,047 MW คิดเป็น 16.5 % และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินอยู่ ที่ 6,796 MW คิดเป็น 15.9 % ซึ่งทั้งสองสถานการณ์ยังมีความมั่นคงด้านพลังงาน เนื่องจากกำลัง ผลิตไฟฟ้าสำรองจะสูงในช่วงแรกของแผน PDP (ปี พ.ศ. 2559-2568) แต่จะลดลงและเข้าสู่ระดับ ประมาณ 15% ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด [52]

ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากที่สุด ตรงกับวันที่ 6 ธันวาคม พ.ศ. 2580 ในสถานการณ์ BAU และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แสดงในภาพที่ 75 และ 76 ตามลำดับ ในเวลา 15.00 น. มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ 38,979 MW และเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย ที่สุด คือ เวลา 04.00 น. มีค่า 26,532 MW ซึ่งเวลา 24.00 น. มีความต้องการไฟฟ้า 27,347 MW และมีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากที่สุด ซึ่งในสถานการณ์ BAU มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินอยู่ที่ 26,833 MW คิดเป็น 98.12 % และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกิน อยู่ที่ 23,724 MW คิดเป็น 86.75 %

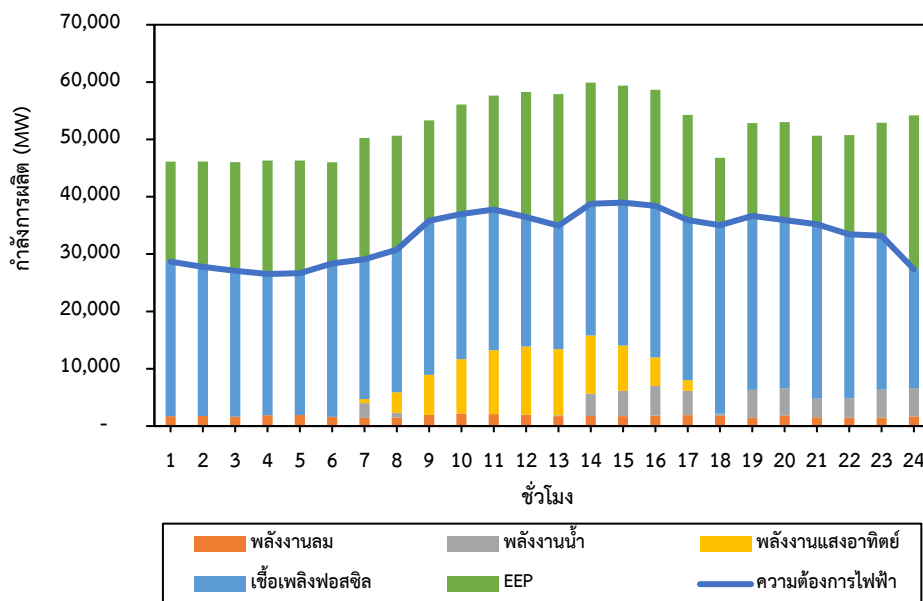
ซึ่งการมีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากเกินไป อาจเป็นต้นเหตุของราคาค่าไฟแพง เพราะปริมาณไฟฟ้าสำรองล้นเกินความต้องการ แต่ถ้ามีน้อยเกินไป อาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการ และทำให้ขาดเสถียรภาพและความมั่นคงทางพลังงาน



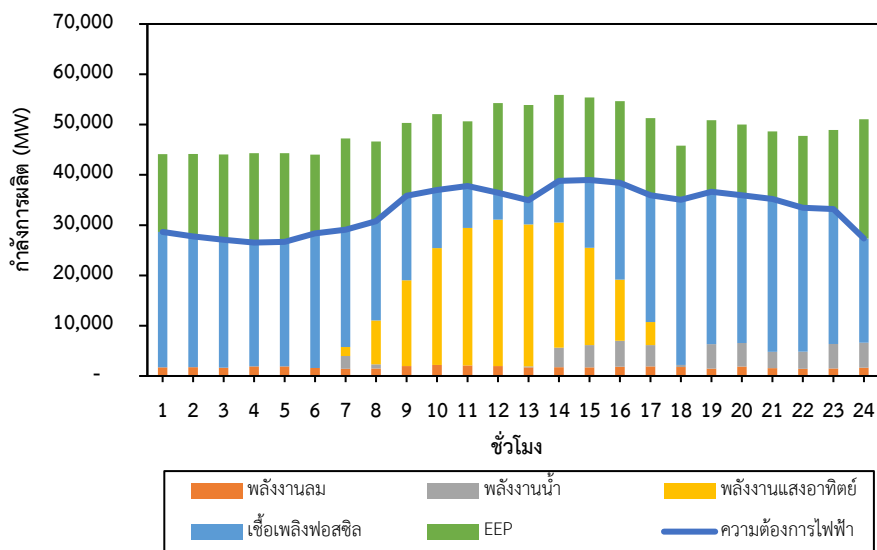
ภาพที่ 73 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุดในวันที่ 25 เมษายน 2580 ในสถานการณ์ BAU



ภาพที่ 74 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินน้อยที่สุดในวันที่ 25 เมษายน 2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล



ภาพที่ 75 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากที่สุดในวันที่ 6 ธันวาคม พ.ศ. 2580 ในสถานการณ์ BAU



ภาพที่ 76 ปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินมากที่สุดในวันที่ 6 ธันวาคม พ.ศ. 2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่ม โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

4.6.4 ผลการเปรียบเทียบต้นทุน

ผลการจำลองที่ได้จากโปรแกรม ในสถานการณ์ BAU คือจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล จะมีการเปรียบเทียบการต้นทุน 2 ประเภท ได้แก่ ต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิล และต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

4.6.4.1 ต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิล

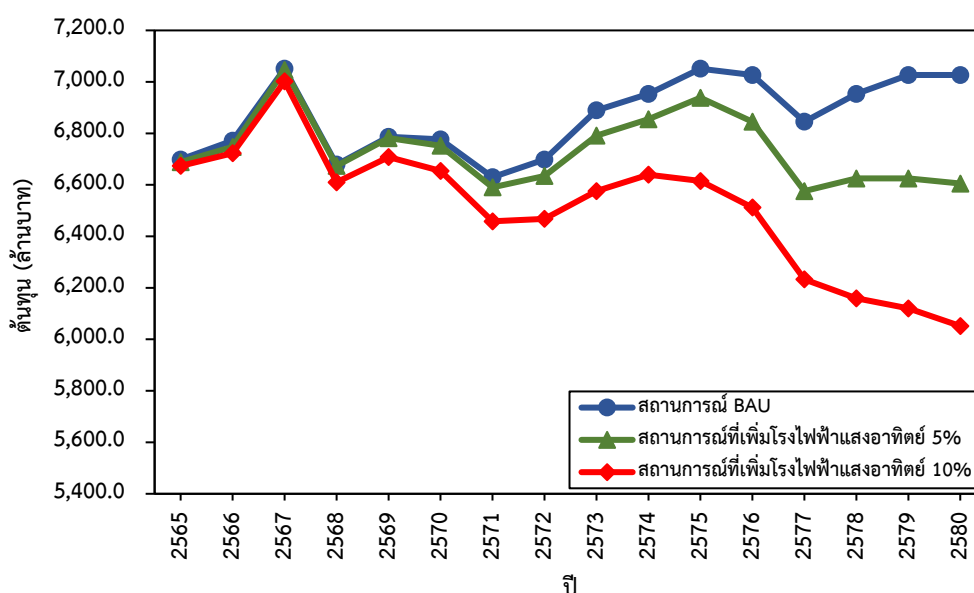
ต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่

64

ตารางที่ 64 การเปรียบเทียบต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (บาท)
2565	6,698,300,000	6,688,500,000	6,673,800,000
2566	6,771,800,000	6,747,300,000	6,722,800,000
2567	7,051,100,000	7,046,200,000	7,002,100,000
2568	6,678,700,000	6,673,800,000	6,610,100,000
2569	6,786,500,000	6,781,600,000	6,708,100,000
2570	6,776,700,000	6,752,200,000	6,654,200,000
2571	6,629,700,000	6,590,500,000	6,458,200,000
2572	6,698,300,000	6,634,600,000	6,468,000,000
2573	6,889,400,000	6,791,400,000	6,575,800,000
2574	6,953,100,000	6,855,100,000	6,639,500,000
2575	7,051,100,000	6,938,400,000	6,615,000,000
2576	7,026,600,000	6,845,300,000	6,512,100,000
2577	6,845,300,000	6,575,800,000	6,232,800,000
2578	6,953,100,000	6,624,800,000	6,159,300,000
2579	7,026,600,000	6,624,800,000	6,120,100,000
2580	7,026,600,000	6,605,200,000	6,051,500,000

ภาพที่ 77 แสดงการเปรียบเทียบต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580



ภาพที่ 77 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิลใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

จากภาพที่ 77 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยในสถานการณ์ BAU มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงสูงสุดในปีพ.ศ. 2567 และปีพ.ศ. 2575 อยู่ที่ 7,051.1 ล้านบาท และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงสูงสุดในปีพ.ศ. 2567 อยู่ที่ 7,046.2 ล้านบาท และ 7,002.1 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 44.1 ล้านบาท และในปีพ.ศ. 2571 สถานการณ์ BAU มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงต่ำสุด อยู่ที่ 6,629.7 ล้านบาท และในปีพ.ศ. 2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงต่ำสุดอยู่ที่ 6,605.2 ล้านบาท และ 6,051.5 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 553.7 ล้านบาท

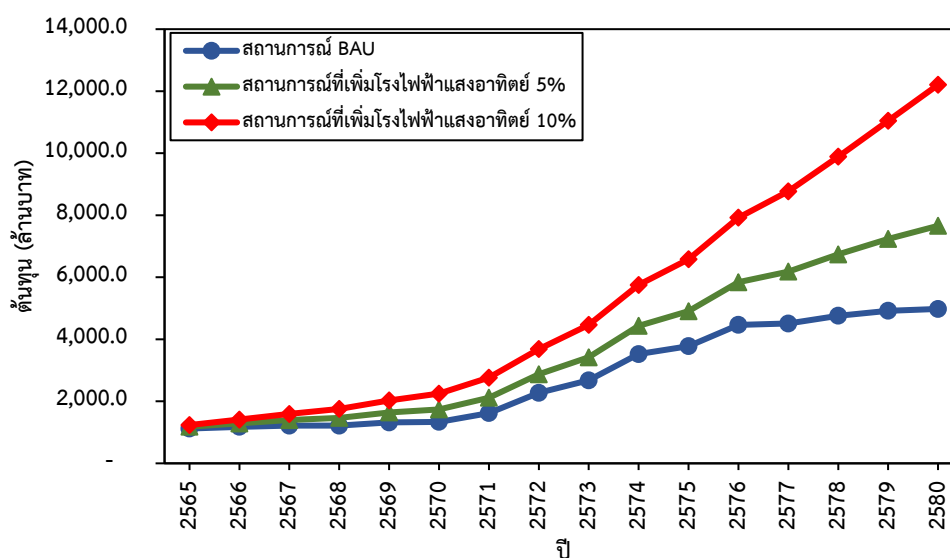
4.6.4.2 ต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์

ต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตาราง

ตารางที่ 65 การเปรียบเทียบต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (บาท)
2565	1,122,100,000	1,180,900,000	1,234,800,000
2566	1,176,000,000	1,288,700,000	1,411,200,000
2567	1,215,200,000	1,396,500,000	1,592,500,000
2568	1,215,200,000	1,465,100,000	1,754,200,000
2569	1,318,100,000	1,641,500,000	2,028,600,000
2570	1,337,700,000	1,739,500,000	2,249,100,000
2571	1,621,900,000	2,116,800,000	2,763,600,000
2572	2,273,600,000	2,871,400,000	3,684,800,000
2573	2,675,400,000	3,420,200,000	4,463,900,000
2574	3,523,100,000	4,434,500,000	5,752,600,000
2575	3,777,900,000	4,904,900,000	6,580,700,000
2576	4,463,900,000	5,840,800,000	7,923,300,000
2577	4,508,000,000	6,183,800,000	8,771,000,000
2578	4,757,900,000	6,737,500,000	9,888,200,000
2579	4,919,600,000	7,237,300,000	11,044,600,000
2580	4,978,400,000	7,658,700,000	12,205,900,000

ภาพที่ 78 แสดงการเปรียบเทียบต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580



ภาพที่ 78 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

จากภาพที่ 78 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าสถานการณ์ BAU โดยปีพ.ศ. 2565 มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำสุดอยู่ที่ 1,122.1 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำสุดอยู่ที่ 1,180.9 ล้านบาท และ 1,234.8 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 53.9 ล้านบาท และในปีพ.ศ. 2580 มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดอยู่ที่ 4,978.4 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดอยู่ที่ 7,658.7 ล้านบาท และ 12,205.9 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 4,547.2 ล้านบาท

4.6.4.3 ต้นทุนรวม

ต้นทุนรวม เป็นการรวมต้นทุนของพลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ และเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งจะเปรียบเทียบใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 แสดงดังตารางที่ 66

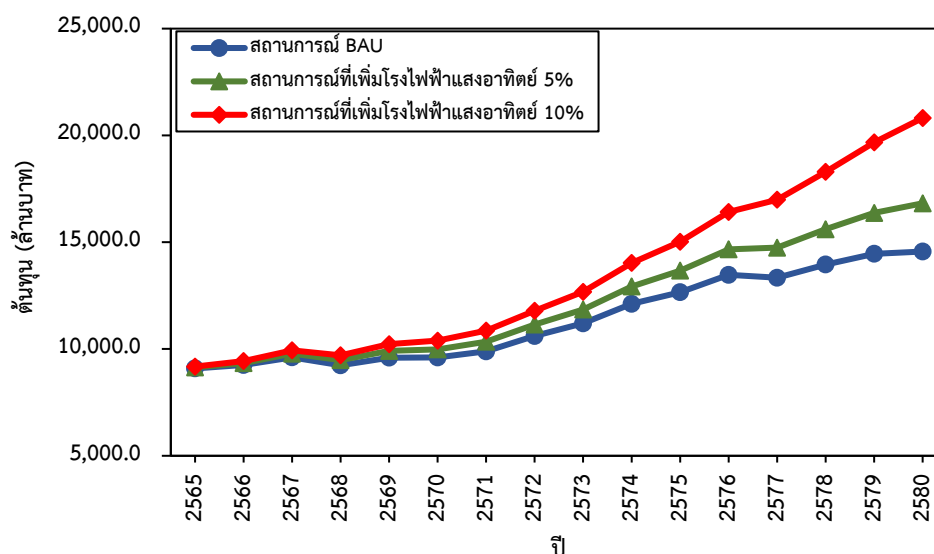
ตารางที่ 66 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% (บาท)
2565	9,089,500,000	9,138,500,000	9,177,700,000
2566	9,251,200,000	9,339,400,000	9,437,400,000

ตารางที่ 66 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 (ต่อ)

ปี	สถานการณ์ BAU (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (บาท)
2567	9,608,900,000	9,785,300,000	9,937,200,000
2568	9,236,500,000	9,481,500,000	9,706,900,000
2569	9,594,200,000	9,912,700,000	10,226,300,000
2570	9,604,000,000	9,981,300,000	10,392,900,000
2571	9,888,200,000	10,343,900,000	10,858,400,000
2572	10,608,500,000	11,142,600,000	11,789,400,000
2573	11,201,400,000	11,848,200,000	12,676,300,000
2574	12,112,800,000	12,926,200,000	14,028,700,000
2575	12,656,700,000	13,671,000,000	15,023,400,000
2576	13,470,100,000	14,665,700,000	16,415,000,000
2577	13,337,800,000	14,744,100,000	16,988,300,000
2578	13,955,200,000	15,606,500,000	18,291,700,000
2579	14,455,000,000	16,370,900,000	19,673,500,000
2580	14,562,800,000	16,821,700,000	20,815,200,000

ภาพที่ 79 จะแสดงการเปรียบเทียบต้นทุนรวมใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565–2580 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมสูงกว่าสถานการณ์ BAU โดยปีพ.ศ. 2565 มีต้นทุนรวมต่ำสุดอยู่ที่ 9,089.5 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมต่ำสุดอยู่ที่ 9,138.5 ล้านบาท และ 9,177.7 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 39.2 ล้านบาท และในปี พ.ศ. 2580 มีต้นทุนรวมสูงสุดอยู่ที่ 14,562.8 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีต้นทุนรวมสูงสุดอยู่ที่ 16,821.7 ล้านบาท และ 20,815.2 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งมีค่าต่างกันอยู่ 3,993.5 ล้านบาท



ภาพที่ 79 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

4.7 การคำนวณคาร์บอนเครดิต (Carbon Credit)

4.7.1 สูตรในการคำนวณคาร์บอนเครดิต

- รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต หาได้จากสูตร [53,54]

$$\text{รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต (บาท)} = \text{มูลค่าจากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต (บาท)} - \text{ค่าธรรมเนียมในการทำสัญญา (บาท)} \quad (4.1)$$

- มูลค่าจากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต หาได้จากสูตร [53,54]

$$\text{มูลค่าจากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต (บาท)} = \text{ปริมาณคาร์บอนเครดิตที่ซื้อขาย (ตัน)} \times (80\% \text{ ของปริมาณการเก็บกักคาร์บอน}) \times \text{ค่าเฉลี่ยราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิต (บาท/ตัน)} \quad (4.2)$$

$$\text{หรือ ค่าเฉลี่ยราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิต (บาท/ตัน)} = \frac{\text{มูลค่าจากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต (บาท)}}{\text{ปริมาณคาร์บอนเครดิตที่ซื้อขาย (ตัน)}} \quad (4.3)$$

- ค่าธรรมเนียมในการทำสัญญา หาได้จากสูตร [53,54]

$$\text{ค่าธรรมเนียมในการทำสัญญา (บาท)} = \text{ค่าธรรมเนียมในการทำสัญญากับตัวแทน (10\% ของมูลค่าจากการซื้อขายคาร์บอนเครดิต)} + \text{ค่าธรรมเนียมในการตรวจสอบสัญญา (0.15 บาท/ตัน ของปริมาณคาร์บอนเครดิตที่ซื้อขาย)} + \text{ค่าธรรมเนียมในการซื้อขายกับตลาด (0.2 บาท/ตัน ของปริมาณคาร์บอนเครดิตที่ซื้อขาย)} \quad (4.4)$$

4.7.2 รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต

รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แสดงดังตารางที่ 67 และ 68 ตามลำดับ

ตารางที่ 67 รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่ม
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5%

ปี	ปริมาณ คาร์บอนไดออกไซด์ ที่ลดลง (ตัน)	รายได้จากการทำสัญญา คาร์บอนเครดิต (บาท)	ต้นทุนรวมหลังหักรายได้จาก การทำสัญญาคาร์บอนเครดิต (บาท)
2565	366,000	9,131,260.80	9,129,368,739.20
2566	1,406,000	38,530,024.00	9,300,869,976.00
2567	1,343,000	37,760,862.40	9,747,539,137.60
2568	329,000	11,176,261.60	9,470,323,738.40
2569	1,715,000	59,666,908.00	9,853,033,092.00
2570	1,180,000	43,950,752.00	9,937,349,248.00
2571	1,703,000	64,644,517.60	10,279,255,482.40
2572	2,315,000	101,426,632.00	11,041,173,368.00
2573	4,139,000	184,738,470.40	11,663,461,529.60
2574	21,900,000	1,031,244,720.00	11,894,955,280.00
2575	36,980,000	1,767,703,168.00	11,903,296,832.00
2576	42,253,000	2,267,093,165.60	12,398,606,834.40
2577	42,310,000	2,304,879,560.00	12,439,220,440.00
2578	46,747,000	2,661,362,806.40	12,945,137,193.60
2579	53,352,000	3,075,422,688.00	13,295,477,312.00
2580	55,851,000	3,546,404,457.60	13,275,295,542.40

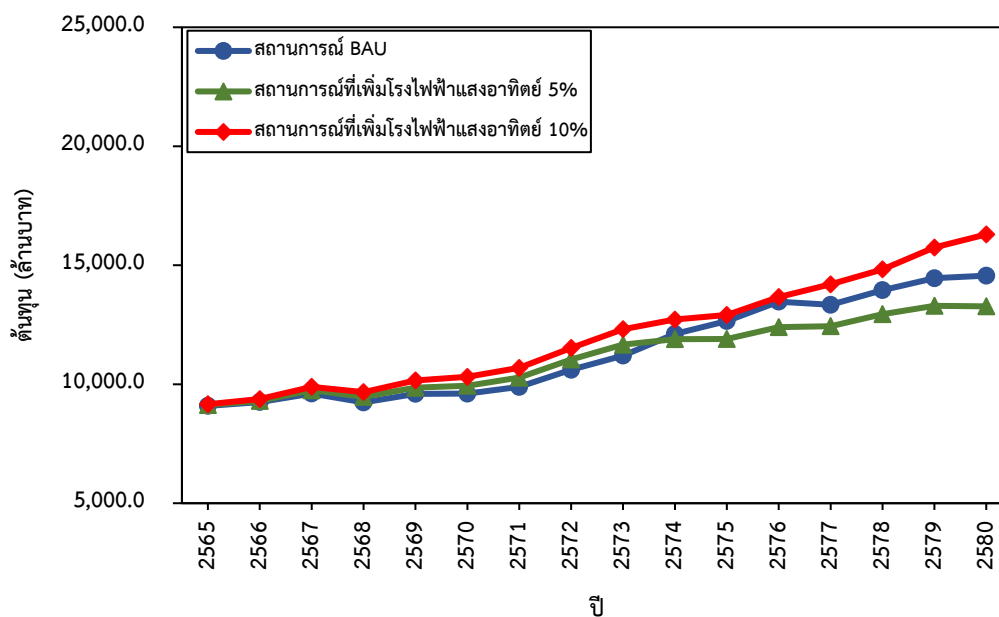
ตารางที่ 68 รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่ม
โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%

ปี	ปริมาณ คาร์บอนไดออกไซด์ ที่ลดลง (ตัน)	รายได้จากการทำสัญญา คาร์บอนเครดิต (บาท)	ต้นทุนรวมหลังหักรายได้จาก การทำสัญญาคาร์บอนเครดิต (บาท)
2565	732,000	18,262,521.60	9,159,437,478.40
2566	2,181,000	59,768,124.00	9,377,631,876.00
2567	1,641,000	46,139,668.80	9,891,060,331.20
2568	1,062,000	36,076,564.80	9,670,823,435.20
2569	1,918,000	66,729,521.60	10,159,570,478.40

ตารางที่ 68 รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% (ต่อ)

ปี	ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลง (ตัน)	รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต (บาท)	ต้นทุนรวมหลังหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต (บาท)
2570	2,182,000	81,271,644.80	10,311,628,355.20
2571	4,462,000	169,373,950.40	10,689,026,049.60
2572	6,051,000	265,111,252.80	11,524,288,747.20
2573	8,131,000	362,915,801.60	12,313,384,198.40
2574	27,781,000	1,308,173,952.80	12,720,526,047.20
2575	44,165,000	2,111,157,664.00	12,912,242,336.00
2576	51,267,000	2,750,741,138.40	13,664,258,861.60
2577	51,204,000	2,789,389,104.00	14,198,910,896.00
2578	60,861,000	3,464,889,763.20	14,826,810,236.80
2579	68,151,000	3,928,496,244.00	15,745,003,756.00
2580	71,177,000	4,519,568,675.20	16,295,631,324.80

ภาพที่ 80 จะแสดงการเปรียบเทียบต้นทุนรวมหลังหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565–2580 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีต้นทุนรวมสูงกว่าสถานการณ์ BAU แต่ในปีพ.ศ. 2574–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมต่ำกว่าสถานการณ์ BAU ซึ่งในปีพ.ศ. 2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมก่อนลดรายได้จากคาร์บอนเครดิตอยู่ที่ 16,821.7 ล้านบาท แต่หลังจากหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต จะลดลงอยู่ที่ประมาณ 13,275.3 ล้านบาท ซึ่งลดลงถึง 3,546.4 ล้านบาท และในปีพ.ศ. 2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีต้นทุนรวมก่อนลดรายได้จากคาร์บอนเครดิตอยู่ที่ 20,815.2 ล้านบาท แต่หลังจากหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิตจะลดลงอยู่ที่ประมาณ 16,295.6 ล้านบาท ซึ่งลดลงถึง 4,519.6 ล้านบาท ซึ่งถ้าเปรียบเทียบกับสถานการณ์ BAU ที่มีค่าเท่ากับ 14,562.8 ล้านบาท จะทำให้สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมลดลงจากสถานการณ์ BAU 1,287.5 ล้านบาท และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีต้นทุนรวมสูงขึ้นจากสถานการณ์ BAU 1,732.8 ล้านบาท



ภาพที่ 80 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมหลังหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต
ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

4.8 ตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor)

การเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor) ในสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ที่แตกต่างกัน คือ สถานการณ์แบบเป็นไปตามปกติ (Business As Usual หรือ BAU) และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล แสดงดังตารางที่ 69 ซึ่งคำนวณจากอัตราส่วนระหว่าง Load เฉลี่ย (Average load) ในช่วงเวลาที่พิจารณาหารด้วยขนาดของโรงไฟฟ้า โดยขนาดของโรงไฟฟ้าจะได้รับการนำกำลังการผลิตของทุกเชื้อเพลิงทั้งหมดรวมกัน

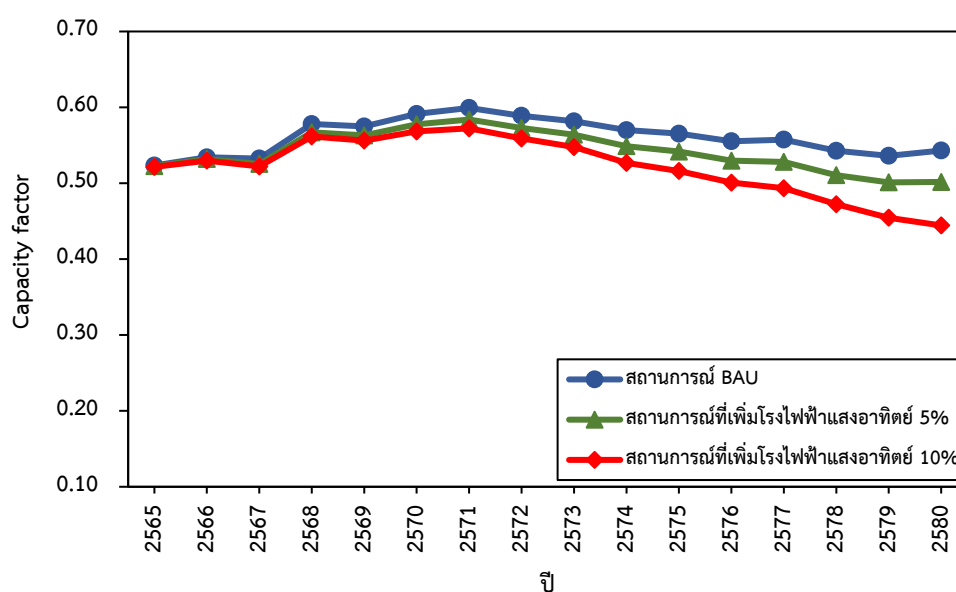
ตารางที่ 69 การเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor) ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

ปี	สถานการณ์ BAU (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (บาท)
2565	0.52	0.52	0.52
2566	0.53	0.53	0.53
2567	0.53	0.53	0.52
2568	0.58	0.57	0.56
2569	0.57	0.56	0.56

ตารางที่ 69 การเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor) ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580 (ต่อ)

ปี	สถานการณ์ BAU (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 5% (บาท)	สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้า แสงอาทิตย์ 10% (บาท)
2570	0.59	0.58	0.57
2571	0.60	0.58	0.57
2572	0.59	0.57	0.56
2573	0.58	0.56	0.55
2574	0.57	0.55	0.53
2575	0.57	0.54	0.52
2576	0.56	0.53	0.50
2577	0.56	0.53	0.49
2578	0.54	0.51	0.47
2579	0.54	0.50	0.45
2580	0.54	0.50	0.44

ภาพที่ 81 แสดงการเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor) ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580



ภาพที่ 81 การเปรียบเทียบค่าตัวประกอบกำลังผลิต (Capacity Factor or Plant Factor) ใน 3 สถานการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565–2580

จากภาพที่ 81 จะเห็นได้ว่าในปีพ.ศ. 2565-2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล จะมีค่าตัวประกอบกำลังผลิตต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยในสถานการณ์ BAU มีค่าตัวประกอบกำลังผลิตสูงสุดในปีพ.ศ. 2571 อยู่ที่ 0.60 และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% มีค่าตัวประกอบกำลังผลิตสูงสุดในปีพ.ศ. 2570 และปีพ.ศ. 2571 อยู่ที่ 0.58 และ 0.57 ตามลำดับ และสถานการณ์ BAU มีค่าตัวประกอบกำลังผลิตต่ำสุดในปีพ.ศ. 2578-2580 อยู่ที่ 0.54 และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีค่าตัวประกอบกำลังผลิตต่ำสุดในปีพ.ศ. 2579-2580 มีค่า 0.50 และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีค่าตัวประกอบกำลังผลิตต่ำสุดในปีพ.ศ. 2580 มีค่า 0.44 ซึ่งค่าตัวประกอบกำลังผลิต จะบ่งบอกว่าขนาดของโรงไฟฟ้าใกล้เคียงกับปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการเพียงใด โดยมีค่าน้อยกว่า หรือเท่ากับ 1 เสมอ หากค่าใกล้เคียงกับ 1 แสดงว่าโรงไฟฟ้ามีขนาด ใกล้เคียงกับปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการ แสดงถึงการใช้โรงไฟฟ้าที่คุ้มค่ากับเงินที่ลงทุน ดังนั้นโดยภาพรวมในสถานการณ์ BAU จะมีค่าตัวประกอบกำลังผลิตใกล้เคียงกับ 1 มากที่สุด



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้ศึกษาและพยากรณ์ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้นทุน และปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565–2580 โดยเปรียบเทียบสถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ที่แตกต่างกัน คือ สถานการณ์แบบเป็นไปตามปกติ (Business As Usual หรือ BAU) และสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้โปรแกรม EnergyPLAN ในการวิเคราะห์สถานการณ์

5.1 สรุปผลการจำลอง

5.1.1 สรุปค่าความต้องการไฟฟ้า (TWh/year) ในปี พ.ศ. 2565–2580

จากการคำนวณพบว่าค่าความต้องการไฟฟ้าในปีพ.ศ. 2580 มีมากถึง 342.51 TWh/year เมื่อเทียบกับปีพ.ศ. 2565 ซึ่งมี 223.36 TWh/year มีค่าต่างกัน 119.15 TWh/year

5.1.2 สรุปสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่ใช้แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในปี พ.ศ. 2565–2580

จากการคำนวณพบว่าสัดส่วนการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ปีที่มีสัดส่วนการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์มากที่สุดคือ ปี พ.ศ. 2580 มีถึง 31.72% และปีที่มีสัดส่วนน้อยที่สุดคือ ปี พ.ศ. 2565 ซึ่งมี 7.23% และสัดส่วนการเพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ปีที่มีสัดส่วนการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์มากที่สุดคือ ปี พ.ศ. 2580 มีถึง 45.89% และปีที่มีสัดส่วนน้อยที่สุดคือ ปี พ.ศ. 2565 ซึ่งมี 7.56%

5.1.3 สรุปผลการเปรียบเทียบการจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก 3 สถานการณ์ในปี พ.ศ. 2565–2580

จากการจำลองผลการเปรียบเทียบใน 3 สถานการณ์ในด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ พบว่าปีพ.ศ. 2565–2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าสถานการณ์ BAU โดยในปี พ.ศ. 2580 มีค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำสุดอยู่ที่ 185.123 Mt ในสถานการณ์ BAU และ 129.272 Mt และ 113.946 Mt ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งใน 2 สถานการณ์นี้มีค่าต่างกัน 15.326 Mt ดังนั้นในด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าอีก 2 สถานการณ์

ด้านปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย พบว่าในปีพ.ศ. 2565-2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยต่ำกว่าสถานการณ์ BAU ซึ่งในปีพ.ศ. 2580 มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยอยู่ที่ 14,672 MW ในสถานการณ์ BAU และ 7,298 MW และ 6,855 MW ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งใน 2 สถานการณ์นี้มีค่าต่างกัน 443 MW ดังนั้นในด้านปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ย สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินเฉลี่ยต่ำกว่าอีก 2 สถานการณ์ แต่ยังคงมีความมั่นคงด้านพลังงานมากกว่า 15%

ด้านต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิล พบว่าในปีพ.ศ. 2565-2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนรวมต่ำกว่าสถานการณ์ BAU ในปี พ.ศ. 2580 มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิลอยู่ที่ 7,026.6 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และ 6,605.2 ล้านบาท และ 6,051.5 ล้านบาท ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งใน 2 สถานการณ์นี้มีค่าต่างกัน 553.7 ล้านบาท ดังนั้นในด้านต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิล สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีต้นทุนรวมของเชื้อเพลิงฟอสซิลต่ำกว่าอีก 2 สถานการณ์

ด้านต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าในปีพ.ศ. 2565-2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนรวมสูงกว่าสถานการณ์ BAU ในปี พ.ศ. 2580 มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 4,978.4 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และ 7,658.7 ล้านบาท และ 12,205.9 ล้านบาท ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งใน 2 สถานการณ์นี้มีค่าต่างกัน 4,547.2 ล้านบาท ดังนั้นในด้านต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมของพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำกว่าสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%

ด้านต้นทุนรวมทุกประเภท พบว่าในปีพ.ศ. 2565-2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล มีต้นทุนรวมสูงกว่าสถานการณ์ BAU ในปี พ.ศ.2580 มีต้นทุนรวมทุกประเภทอยู่ที่ 14,562.8 ล้านบาท ในสถานการณ์ BAU และ 16,821.7 ล้านบาท และ 20,815.2 ล้านบาท ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% และ 10% ตามลำดับ ซึ่งใน 2 สถานการณ์นี้มีค่าต่างกัน 3,993.5 ล้านบาท ดังนั้นในด้านต้นทุนรวมทุกประเภท สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมทุกประเภทต่ำกว่าสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10%

5.1.4 คาร์บอนเครดิต

รายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิต ในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีรายได้สูงสุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 3,546.4 ล้านบาท และต่ำสุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 9.1 ล้านบาท ซึ่งมีค่าต่างกัน 3,537.3 ล้านบาท และในสถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 10% มีรายได้สูงสุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2580 คือ 4,519.6 ล้านบาท และต่ำสุดอยู่ที่ปีพ.ศ. 2565 คือ 18.3 ล้านบาท ซึ่งมีค่าต่างกัน 4,501.3 ล้านบาท โดยในปีพ.ศ. 2580 สถานการณ์ที่เพิ่มโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 5% มีต้นทุนรวมหลังหักรายได้จากการทำสัญญาคาร์บอนเครดิตอยู่ที่ 13,275.3 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าสถานการณ์ BAU ที่มีค่าเท่ากับ 14,562.8 ล้านบาท โดยมีต้นทุนลดลง 1,287.5 ล้านบาท

5.2 ข้อเสนอแนะ

ผลที่ได้จากโปรแกรม EnergyPLAN สามารถนำไปใช้ควบคู่กับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคตต่อไปได้ แต่ควรศึกษาเพิ่มเติมในด้านอื่น ๆ ที่เป็นประโยชน์ เช่น การเพิ่มสัดส่วน (%) พลังงานทดแทน ที่ใช้แทนเชื้อเพลิงฟอสซิล เพื่อให้เหมาะสมกับระบบพลังงานของประเทศมากขึ้นในอนาคต แต่ควรตรวจสอบข้อมูลอย่างรอบคอบและถี่ถ้วนเพื่อไม่ให้เกิดข้อผิดพลาด





ภาคผนวก



ภาคผนวก ก
คู่มือการใช้โปรแกรม EnergyPLAN

คู่มือการใช้โปรแกรม EnergyPLAN

EnergyPLAN คือ

- แบบจำลอง EnergyPLAN เป็นแบบจำลองคอมพิวเตอร์สำหรับการวิเคราะห์ระบบพลังงาน
- ช่วยในการออกแบบกลยุทธ์การวางแผนพลังงานของประเทศ

การทำงานของโปรแกรม EnergyPLAN

- รูปแบบโปรแกรมเป็นรูปแบบอินพุต / เอาต์พุต

อินพุตทั่วไป คือ ความต้องการแหล่งพลังงานหมุนเวียน, กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า, ต้นทุนและจำนวนของกลยุทธ์การจำลองที่แตกต่างกันซึ่งเป็นทางเลือกที่เน้นการนำเข้า / ส่งออก

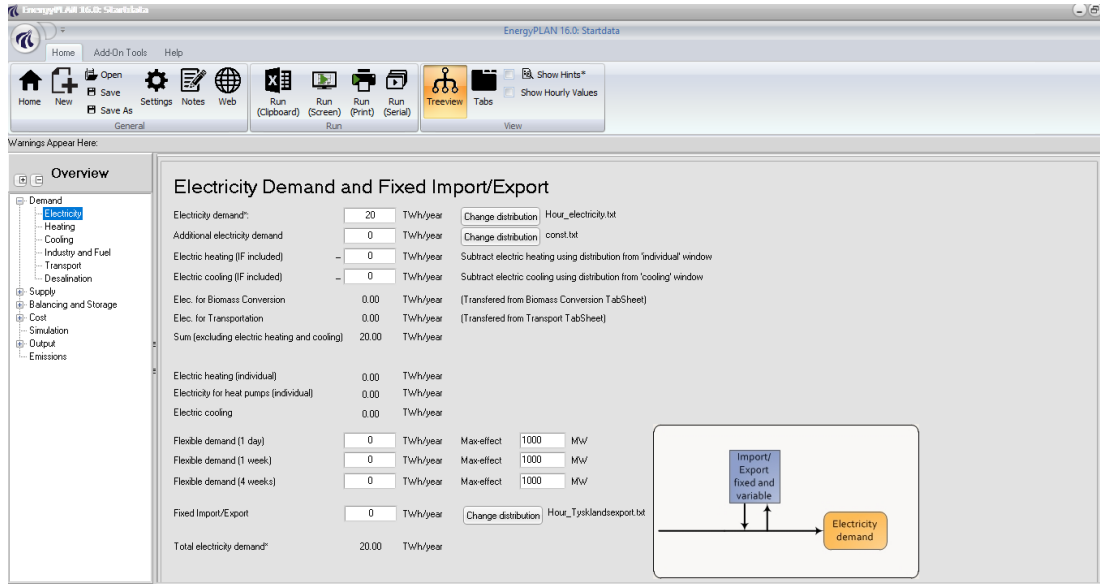
เอาต์พุต คือ สมดุลพลังงานและผลลัพธ์รายปีในการผลิต, การใช้น้ำมันเชื้อเพลิง, การนำเข้า / ส่งออก, ต้นทุนทั้งหมดรวมถึงรายได้จากการนำเข้าหรือส่งออกไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน

อินพุต (Inputs) ถูกกำหนดโดยผู้ใช้งานโดยข้อมูลที่ป้อนสามารถแบ่งออกได้เป็น 5 ส่วนหลักๆ ดังต่อไปนี้

1. Demand (อุปสงค์)
2. Supply (อุปทาน)
3. Balancing and Storage (สมดุลและที่เก็บข้อมูล)
4. Cost (ต้นทุน)
5. Simulation (การจำลอง)

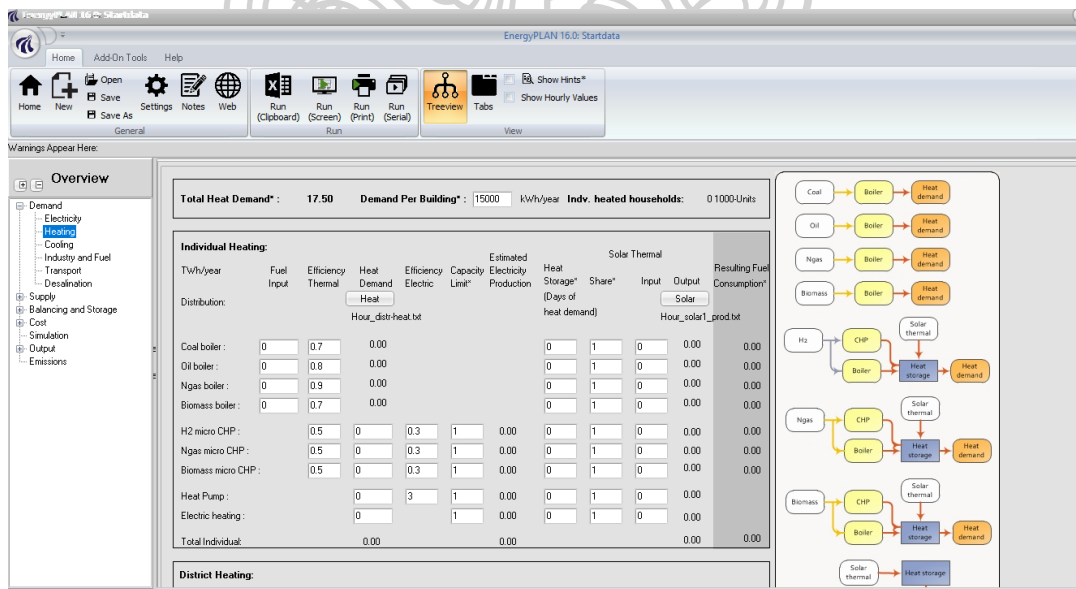
1. Demand (อุปสงค์) คือ ความต้องการในระบบพลังงาน ได้แก่

1.1 Electricity (ไฟฟ้า)



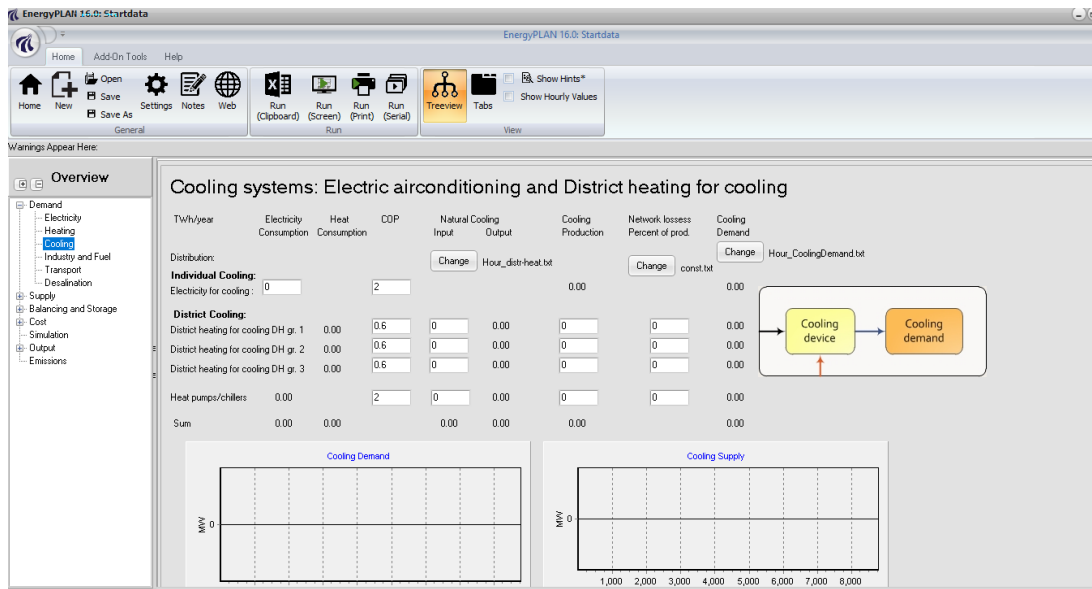
ภาพที่ 1 แสดงหน้าต่างความต้องการทางไฟฟ้า

1.2 Heating (ความร้อน)



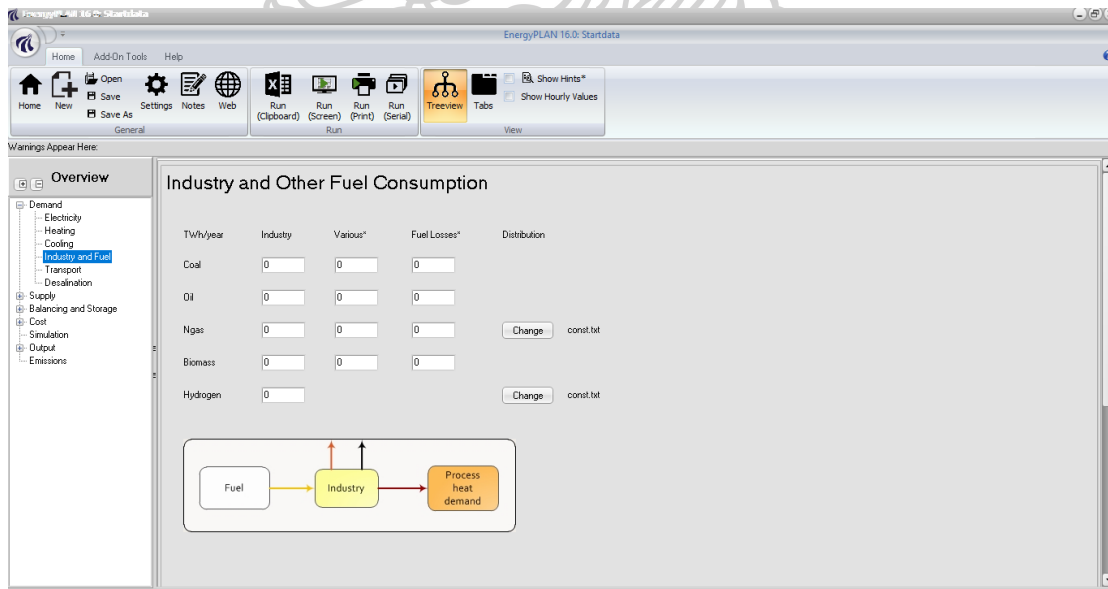
ภาพที่ 2 แสดงหน้าต่างความต้องการทางความร้อน

1.3 Cooling (การทำความเย็น)



ภาพที่ 3 แสดงหน้าต่างเก็บความต้องการการทำความเย็น

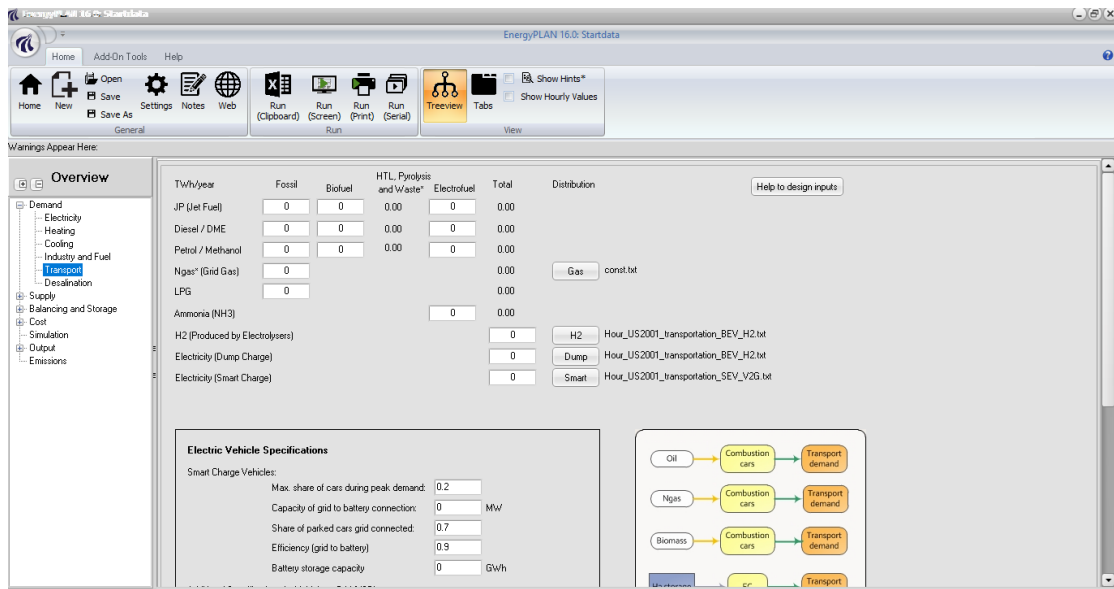
1.4 Industry and Fuel (อุตสาหกรรมและเชื้อเพลิง)



ภาพที่ 4 แสดงหน้าต่างเก็บความต้องการเชื้อเพลิง

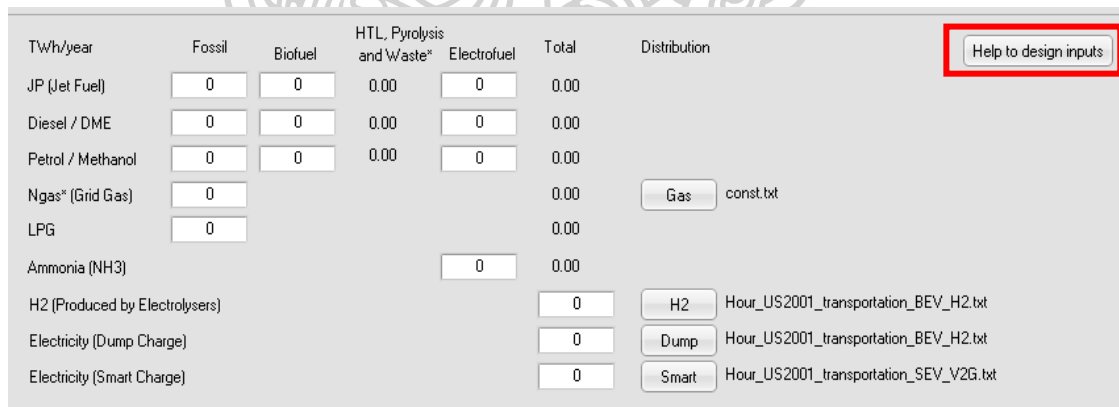
โดยทั่วไปข้อมูลที่ป้อนเข้าไปจะกำหนดเป็นเชื้อเพลิงตัวเลขเชื้อเพลิงดังกล่าวเป็นข้อมูลพื้นฐานสถิติทั่วไป

1.5 Transport (การขนส่ง)



ภาพที่ 5 แสดงหน้าเทียบความต้องการที่ใช้ในการขนส่ง

ดังภาพที่แสดงด้านล่างนี้ สามารถกดปุ่ม Help to design inputs ที่ด้านขวาบนของ Tap sheet เพื่อแสดงประสิทธิภาพของรถยนต์แต่ละประเภท มีหน่วยเป็น km/kWh



ภาพที่ 6 แสดงหน้าเทียบประสิทธิภาพของการขนส่ง

2. Supply (อุปทาน)

ผู้ใช้ออกแบบเพื่อจัดหาระบบของพลังงาน ผู้ใช้สร้างพลังงานประเภทต่าง ๆ พลังงานไฟฟ้า, ความร้อน, ความเย็นและโรงงานผลิตเชื้อเพลิง ลักษณะทางเทคนิคเช่นความสามารถและประสิทธิภาพมักเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับแต่ละโรงงาน

2.1. Heat and Electricity (ความร้อนและไฟฟ้า)

The screenshot shows the EnergyPLAN 16.0.0 Startdata software interface. The 'Overview' tab is active, displaying the following data:

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Unit:
Electricity Production:					
District Heating Production:	0.00	10.00	10.00	20.00	TWh/year

Boilers

Thermal Capacity	5000	5000		MJ/s
Boiler Efficiency	0.9	0.9	0.9	Percent
Fixed Boiler share	0	0		

Combined Heat and Power (CHP)

CHP Condensing Mode Operation:

Electric Capacity (FP1)	4000		MW-e
Electric Efficiency (FP1)	0.45		

CHP Back Pressure Mode Operation:

Electric Capacity	1000	1500	MW-e	
Thermal Capacity	Auto	1250	1875	MJ/s
Electric Efficiency	0.4	0.4		
Thermal Efficiency	0.5	0.5		

Industrial CHP

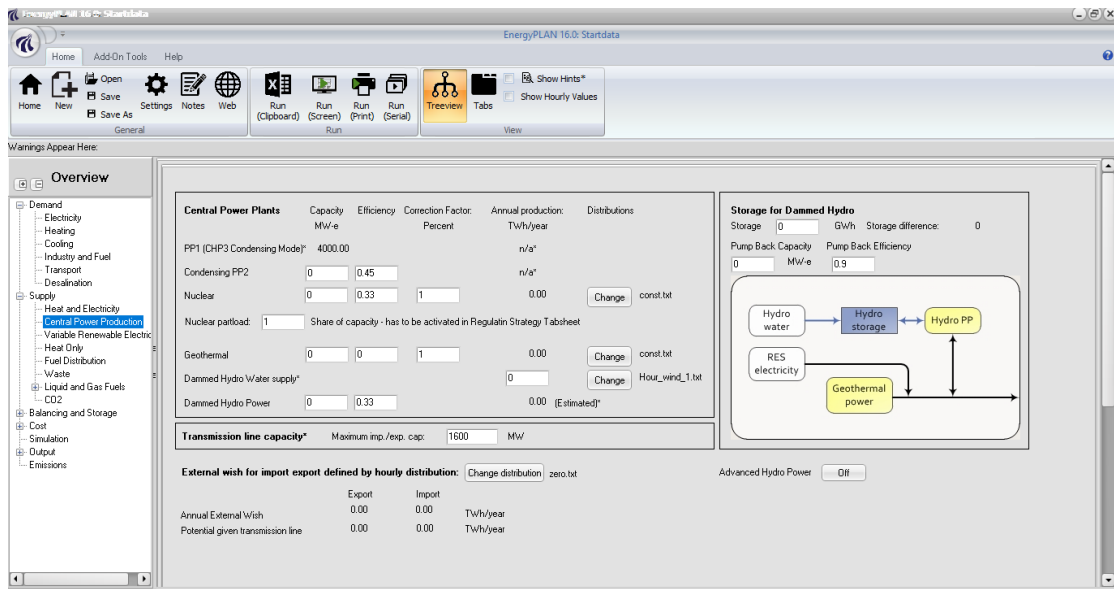
The diagram on the right illustrates the energy flow: Fuel and Solar thermal input feed into CHP and Boiler. CHP and Boiler output to a Heat pump/electric boiler, which then feeds into Heat storage and finally Heat demand. An Electrolyser and Industry also feed into the Heat storage.

CHP plants are modelled as a combination of CHP back pressure and condensing plants so the Max CHP3 is the FP1 Capacity, which is:

ภาพที่ 7 แสดงหน้าต่างการใช้ความร้อนและไฟฟ้า

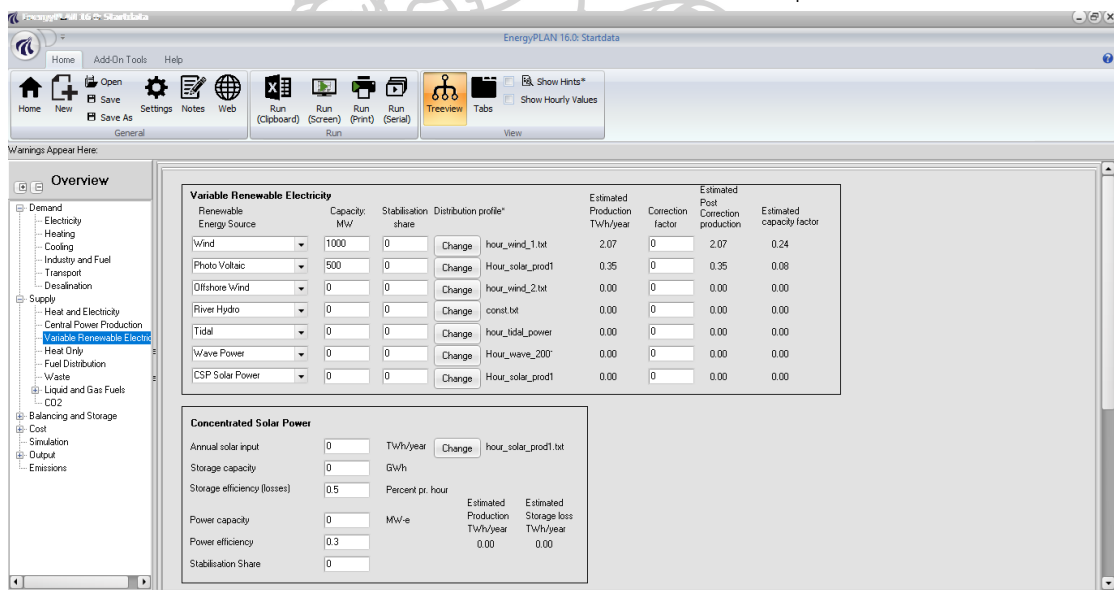
กำลังการผลิตและประสิทธิภาพการทำงานของหน่วย CHP สถานีพลังงานหม้อไอน้ำและปั๊มความร้อน กำหนดไว้เป็นส่วนหนึ่งของข้อมูลอินพุต รวมถึงขนาดของความจุการจัดเก็บความร้อน

2.2 Central Power Production (การผลิตไฟฟ้าส่วนกลาง)



ภาพที่ 8 แสดงหน้าต่างเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า

2.3 Variable renewable electricity (ความแปรปรวนของพลังงานหมุนเวียน)



ภาพที่ 9 แสดงหน้าต่างเกี่ยวกับการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

Variable Renewable Electricity = แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน

Concentrated solar power = เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์

ชุดข้อมูลอินพุตกำหนดอินพุตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน และพลังงานน้ำ สามารถเลือกอินพุตได้สูงสุด 7 แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน ด้วยการกดปุ่มข้อมูลจำเพาะต่อไปนี้ :

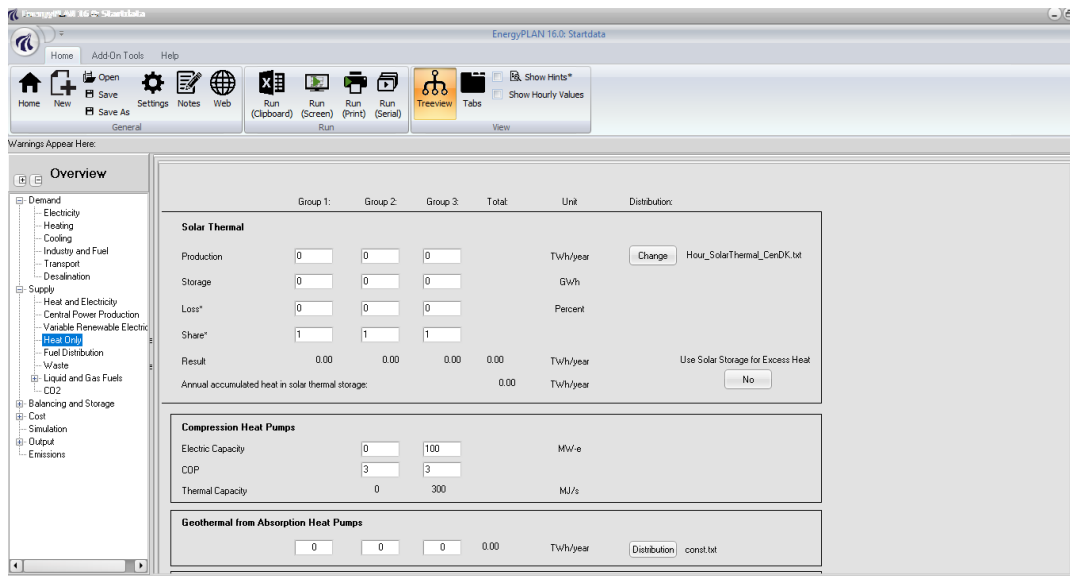
- Wind ลม
- Offshore Wind = ลมนอกชายฝั่ง
- Photo Voltaic = ปรากฏการณ์โฟโตวอลเทอิก
- Wave Power = พลังงานคลื่นทะเล
- River Hydro = พลังงานน้ำจากแม่น้ำ
- Tidal = น้ำขึ้นน้ำลง
- CSP Solar Power = โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเข้มข้น

กำหนดความจุพลังงานลม 1,000 MW การผลิตต่อปีจะเท่ากับ 2.07 TWh / ปีและเมื่อกำหนดกำลังไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ 500 เมกะวัตต์ การผลิตต่อปีจะกลายเป็น 0.35TWh / ปี ดังแสดงในแผ่นอินพุตด้านล่าง

Variable Renewable Electricity					Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production	Estimated capacity factor
Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile*					
Wind	1000	0	Change	hour_wind_1.txt	2.07	0	2.07	0.24
Photo Voltaic	500	0	Change	Hour_solar_prod1	0.35	0	0.35	0.08
Offshore Wind	0	0	Change	hour_wind_2.txt	0.00	0	0.00	0.00
River Hydro	0	0	Change	const.txt	0.00	0	0.00	0.00
Tidal	0	0	Change	hour_tidal_power	0.00	0	0.00	0.00
Wave Power	0	0	Change	Hour_wave_200'	0.00	0	0.00	0.00
CSP Solar Power	0	0	Change	Hour_solar_prod1	0.00	0	0.00	0.00

ภาพที่ 10 แสดงหน้าต่างเกี่ยวกับการผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน[3]

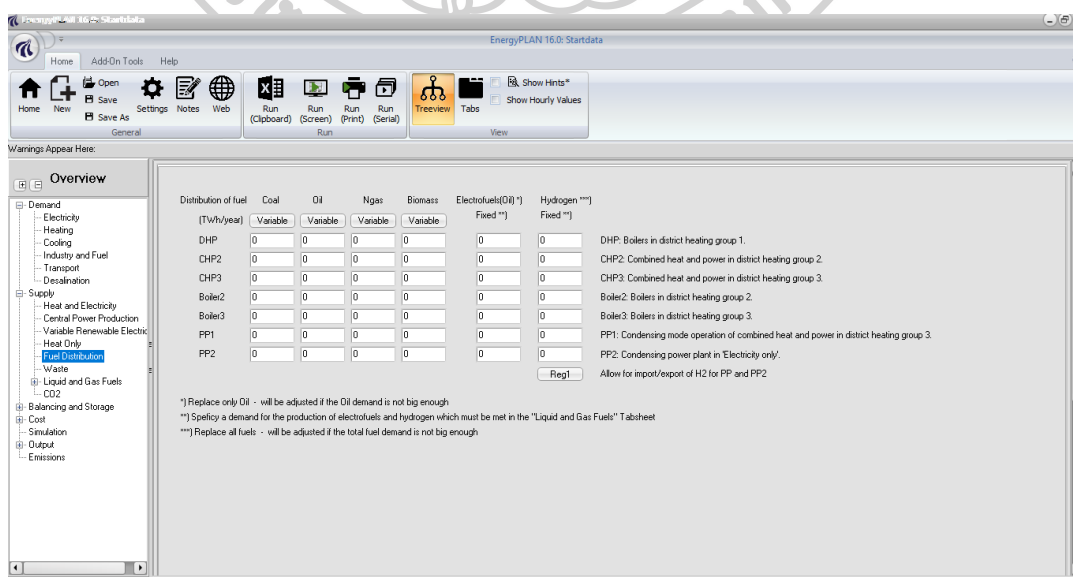
2.4 Heat Only (เฉพาะความร้อน)



ภาพที่ 11 แสดงหน้าต่างเก็บเฉพาะความร้อน

2.5 Thermal Plant Fuel Distribution (การกระจายน้ำมันเชื้อเพลิงด้วยความร้อน)

หากเลือก คงที่ ค่าที่ถูกต้องที่ป้อนจะถูกกำหนดเป็นปริมาณเชื้อเพลิงที่โรงงานใช้ตัวอย่างเช่น รูปด้านล่างจะ เป็นการกำหนดว่าค่า input ของ CHP3 ใช้ 2 TWh ของถ่านหินทั้งหมด หากเลือก ตัวแปร เชื้อเพลิงจะถูกแบ่งในสัดส่วนที่เท่า ๆ กันกับเชื้อเพลิงอื่น ๆ ตัวอย่างเช่น รูปด้านล่างก๊าซ น้ำมันและชีวมวลถูกกำหนดให้เป็นตัวแปรทั้งหมด ดังนั้นการกระจายเชื้อเพลิงจึงเป็นสัดส่วนตาม ปัจจัยการผลิตขอในกรณีนี้คือ 2, 2 และ 4 สำหรับน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลตามลำดับ



ภาพที่ 12 แสดงหน้าต่างเก็บสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง

2.6 Waste (ขยะ)

Waste Incineration

Waste is defined geographical on the three district heating groups. Only one hour distribution can be defined and storage of waste is not considered an option. Heat production is utilised and given priority in the respective district heating groups. Electricity production is fed into the grid. Biofuel production for transportation is transferred to the transportation window. And biofuels for CHP and boilers is subtracted from the fuels in the respective district heating group. "Various" represent non energy products such as food. The economic value is subtracted from the cost of the waste energy recourse.

Distribution of Waste: const bit Strategy CHP-Boiler
1.Coal/2.Biomass

Unit	Waste input TWh/year	DH production		Electricity production		Biofuel transportation		Biofuel CHP-Boiler		Various (Food etc.)		Income from Various*	
		Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year	MDKK/TWh	MDKK
Group 1:	0	0.8	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
Group 2:	0	0.8	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
Group 3:	0	0.8	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
Total:	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00

Geothermal operated by absorption heat pump on steam from waste CHP plants

Unit	DH production		Electricity production		Steam for Heat Pump		Heat Pump (CHP) COP	MJ/s	Steam storage		Heat Pump on steam from storage	
	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year	Efficiency	TWh/year			GWh	Loss [%]	COP	
Group 2	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Group 3	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0	0	0	0	0

ภาพที่ 13 แสดงหน้าต่างเก็บพลังงานจากขยะ

ขยะถือเป็นพลังงานชีวมวลซึ่งไม่สามารถจัดเก็บได้ โดยทั่วไปแล้วสันนิษฐานว่าของเสียไม่สามารถจัดเก็บได้และจะต้องมีการแปลงให้สอดคล้องกับอินพุตรายชั่วโมงที่ระบุ ดังนั้นการส่งออกพลังงานจะได้รับการปรับปรุงด้วยวิธีดังต่อไปนี้:

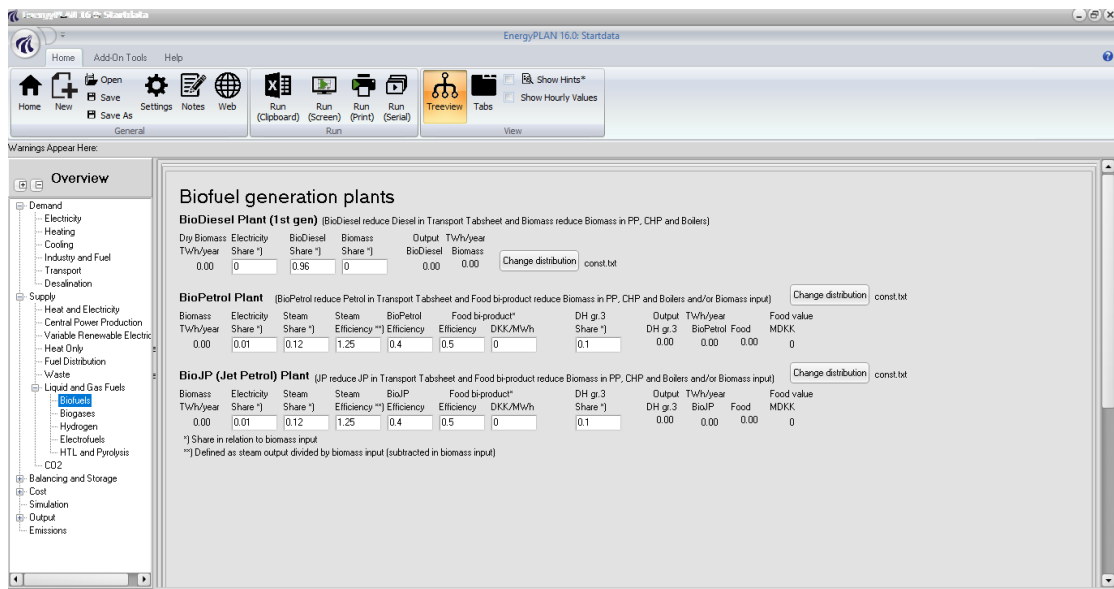
การผลิตความร้อนสำหรับการทำความร้อนแบบเขตร้อนนั้นให้ความสำคัญกับการผลิตความร้อนจากแสงอาทิตย์และความร้อนเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรม หากอินพุตดังกล่าวไม่สามารถใช้งานได้เนื่องจากข้อจำกัดด้านความต้องการและความจุในการเก็บความร้อน ความร้อนจะสูญเสียไป

การผลิตไฟฟ้าจะถูกป้อนเข้าสู่ตารางและให้ความสำคัญพร้อมกับแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม หน่วยอื่น ๆ เช่น CHP และโรงไฟฟ้าจะปรับการผลิตตามความเหมาะสมถ้าเป็นไปได้ (ตามกลยุทธ์การจำลองสถานการณ์ที่กำหนด) และถ้าไม่เช่นนั้นการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกส่งออกในกลยุทธ์การจำลองที่ 1 และ 4 ระบบจะดำเนินการด้วยวิธีดังต่อไปนี้: หากความร้อนออกจากขยะ CHP เกินความต้องการความร้อนจากเขตและหากเป็นไปได้ในการเก็บไอน้ำ CHP จะลดการผลิตไฟฟ้าและความร้อนและเพิ่มการผลิตไอน้ำ ตามที่เก็บไอน้ำไว้ หากความต้องการความร้อนสูงกว่าความร้อนทิ้งจาก CHP เสีย (และความร้อนเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมและความร้อนจากแสงอาทิตย์) การผลิตความร้อนใต้พิภพจะครอบคลุมมากที่สุดเท่าที่จะทำได้โดยจำกัดเพียงความจุของปั๊ม ความร้อนดูดซับและความต้องการความร้อน ชั้นแรกปั๊มความร้อนดูดซับจะใช้ไอน้ำจากที่เก็บและจากนั้นไอน้ำจากขยะ CHP ที่ได้รับจากการลดการผลิตไฟฟ้าและความร้อน

ในกลยุทธ์การจำลอง 2 และ 3 นอกเหนือจากการจำลองข้างต้นจาก CHP จะลดการผลิตไฟฟ้าในกรณีของการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินในระบบหากมีที่เก็บไอน้ำ

2.7 Liquid and Gas Fuels (เชื้อเพลิงเหลวและแก๊ส)

2.7.1 Biofuels (เชื้อเพลิงชีวภาพ)

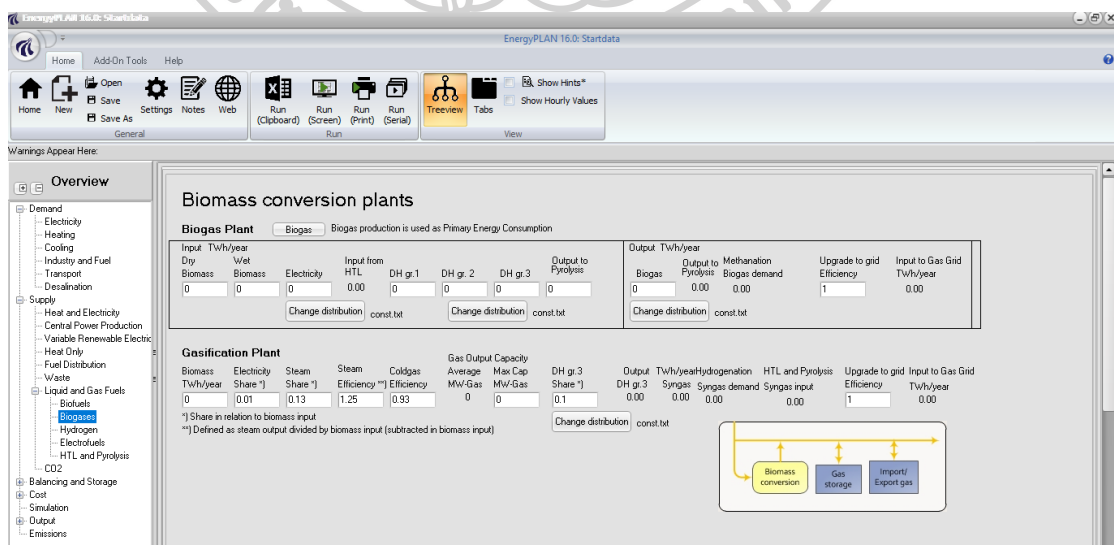


ภาพที่ 14 แสดงหน้าแท็บแท็บใส่เชื้อเพลิงชีวภาพ

2.7.1.1 Bio JP (Jet Petrol) Plant (โรงงานไบโอเจ็ท (น้ำมันเบนซิน))

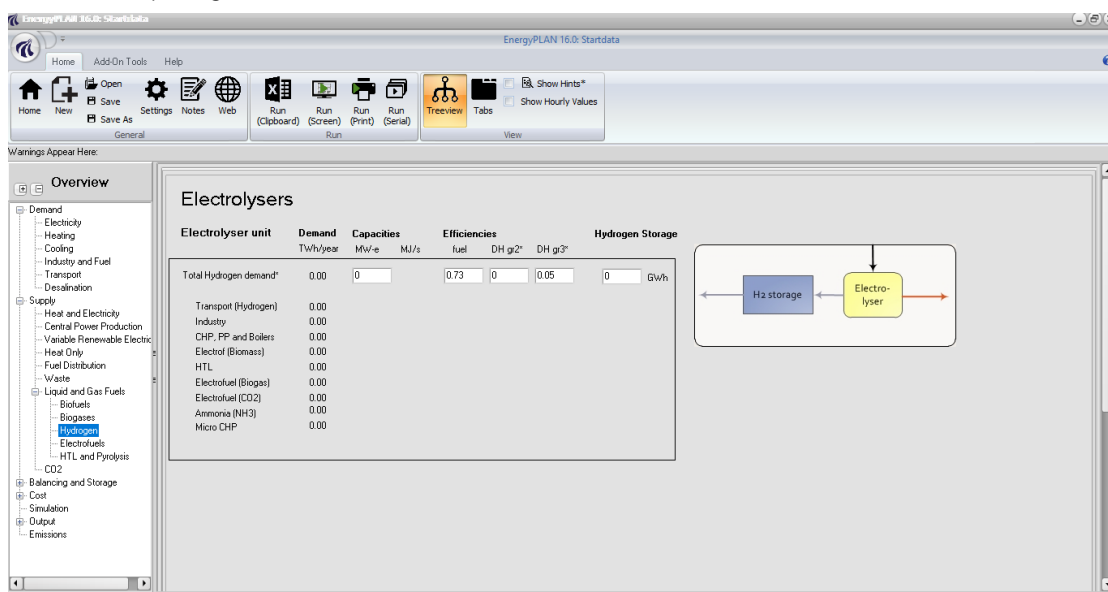
โรงงานผลิตน้ำมันเบนซินไบโอเจ็ทคำนวณในลักษณะเดียวกับโรงงานผลิตน้ำมันชีวภาพ

2.7.2 Biogas (ก๊าซชีวภาพ)



ภาพที่ 15 แสดงหน้าแท็บข้อมูลของก๊าซชีวภาพ

2.7.3 Hydrogen (ไฮโดรเจน)

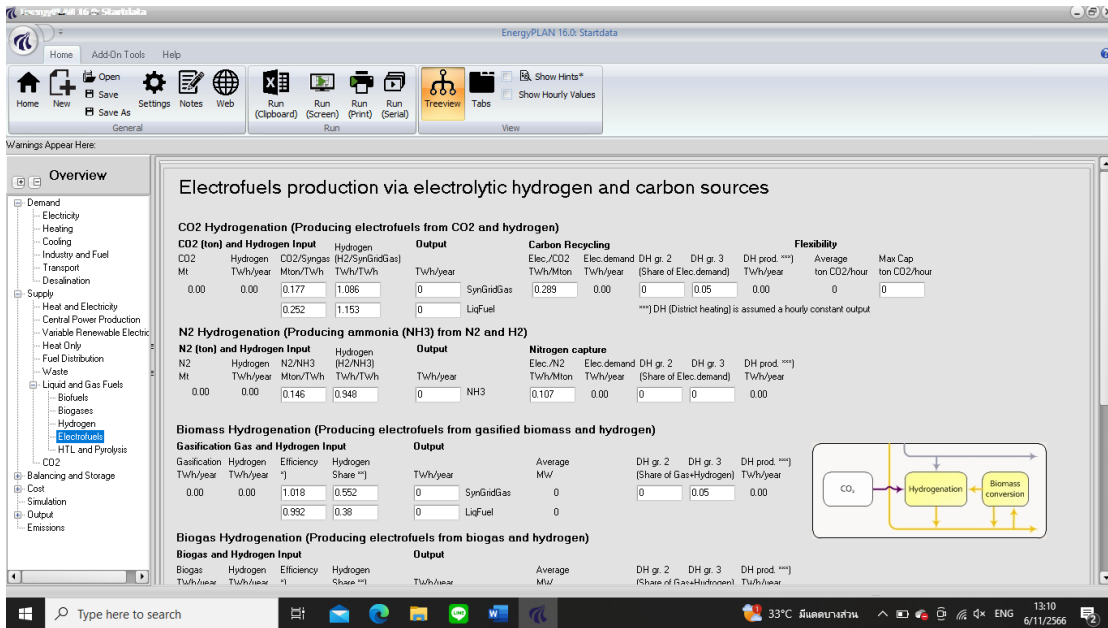


ภาพที่ 16 แสดงหน้าต่างข้อมูลของไฮโดรเจน

ถ้าความจุของที่เก็บไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นความต้องการอิเล็กทรอนิกส์โวลต์อาจลดลงขึ้นอยู่กับรายละเอียดของความต้องการรายชั่วโมงในรูปแบบอิเล็กทรอนิกส์โวลต์สองตัวสุดท้ายจะอยู่ในชุดทำความร้อน 2 หรือกลุ่ม 3 ตามด้วยหน่วย CHP ป้อนความร้อนและหม้อไอน้ำ อิเล็กทรอนิกส์อื่น ๆ

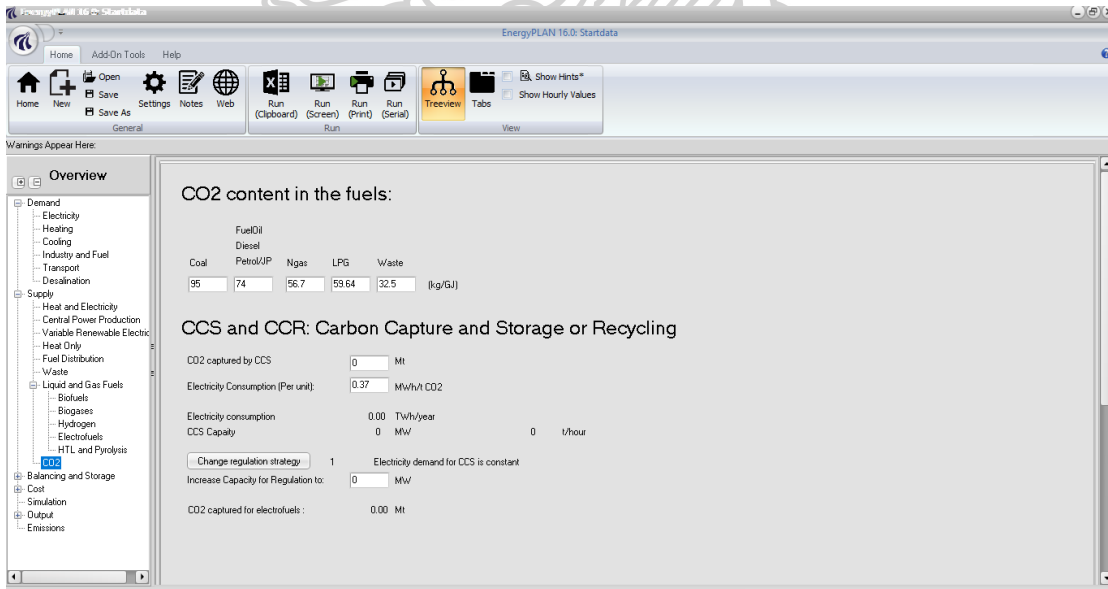


2.7.4 Electrofuels (เชื้อเพลิงสังเคราะห์)



ภาพที่ 17 แสดงหน้าต่างข้อมูลของเชื้อเพลิงสังเคราะห์

2.8 CO₂ (คาร์บอนไดออกไซด์)

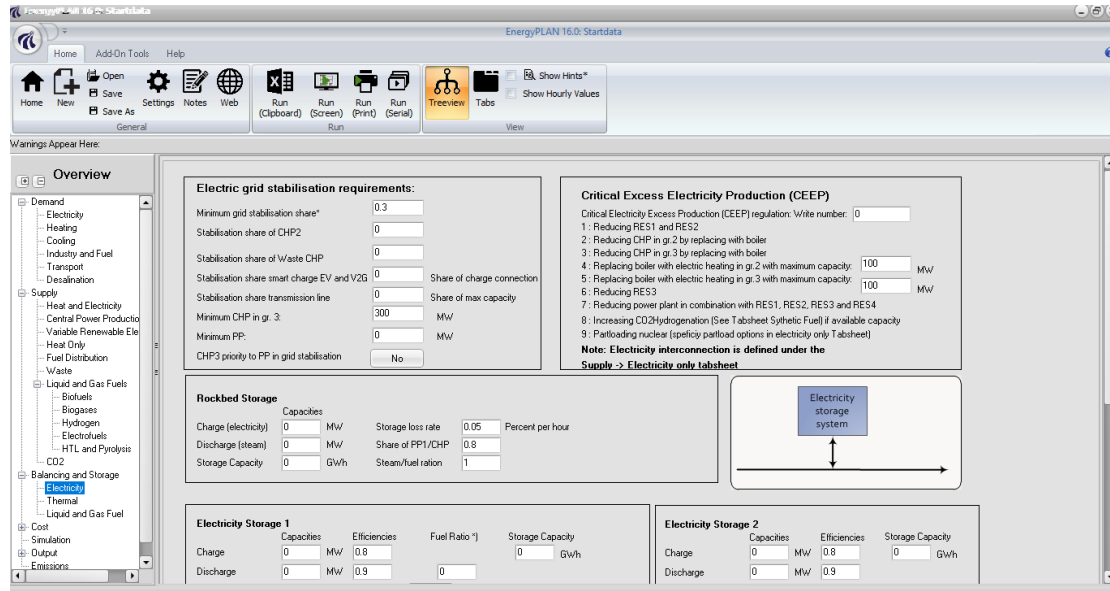


ภาพที่ 18 แสดงหน้าต่างข้อมูลของคาร์บอนไดออกไซด์

3. Balancing and Storage (การปรับสมดุลและการเก็บรักษา)

การรักษาสมดุลแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อย่อย ดังนี้

3.1 Electricity (ทางไฟฟ้า)



ภาพที่ 19 แสดงหน้าแท็บข้อมูลทางไฟฟ้า

3.1.1 Choice of Critical Excess Electricity Production (CEEP) Regulation Strategy (ทางเลือกของกลยุทธ์การควบคุมการผลิตไฟฟ้าที่สำคัญอย่างมาก)

การเชื่อมต่อไฟฟ้ากับตลาดไฟฟ้าภายนอกถูกจำกัดโดยความจุที่กำหนดของสายส่ง ตามข้อจำกัดดังกล่าว (CEEP) เป็นการส่งออกซึ่งเกินความสามารถของสายส่ง การลบการผลิตกระแสไฟฟ้าส่วนเกิน สามารถเปิดใช้งาน:

1. การลด RES1 และ RES2
2. ลดการผลิต CHP ในกลุ่ม 2 (แทนที่ด้วยหม้อไอน้ำ)
3. ลดการผลิต CHP ในกลุ่ม 3 (แทนที่ด้วยหม้อไอน้ำ)
4. เปลี่ยนการผลิตหม้อไอน้ำด้วยความร้อนไฟฟ้าในกลุ่ม 2
5. แทนที่การผลิตหม้อไอน้ำด้วยความร้อนไฟฟ้าในกลุ่ม 3
6. การลด RES4 และ RES5
7. การลดการผลิตโรงไฟฟ้าร่วมกับ RES1, RES2, RES3 และ RES4
8. เพิ่มการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ CO₂ (ดูที่แท็บแผ่นซิลิกอนเชื้อเพลิง หากมี)
9. การโหลดนิวเคลียร์

3.1.2 Grid Stabilisation Restrictions ข้อจำกัดการทำให้เสถียรของกริดไฟฟ้า

Rockbed Storage			
Charge (electricity)	0	MW	Storage loss rate
Discharge (steam)	0	MW	Share of PP1/CHP
Storage Capacity	0	GWh	Steam/fuel ratio
			0.05 Percent per hour
			0.8
			1

Electricity Storage 1			
Charge	0	MW	0.8
Discharge	0	MW	0.9
			0
Allow for simultaneous operation of turbine and pump: <input type="button" value="No"/>			
*) Fuel ratio = fuel input / electric output (for CAES technologies or similar)			

Electricity Storage 2			
Charge	0	MW	0.8
Discharge	0	MW	0.9
			0

Advanced CAES

ภาพที่ 20 แสดงหน้าต่างข้อมูลของข้อจำกัดการทำให้เสถียรของกริดไฟฟ้า

ส่วนนี้จะบอกถึงข้อจำกัดของการทำให้กริดเสถียรภาพ โดยจะเป็นรูปแบบการคำนวณรายชั่วโมง และโดยทั่วไปถือว่าหน่วยการผลิตทั้งหมดสามารถเปลี่ยนการผลิตจากหนึ่งชั่วโมงเป็นอย่างอื่นได้อีก อย่างไรก็ตามโดยเฉพะอย่างยิ่งกังหันไอน้ำ CHP ขนาดใหญ่หรือโรงสกัดมีปัญหาบางอย่างในการไปต่ำกว่าขั้นต่ำทางเทคนิคโดยทั่วไปแล้ว 20% ของกำลังการผลิตสูงสุด ดังนั้นหนึ่งคือสามารถระบุการผลิตขั้นต่ำ CHP3 การผลิต ขั้นต่ำดังกล่าวทำหน้าที่เป็นขั้นต่ำสำหรับโรงงานสกัด (ประกอบด้วยการรวมกันของ CHP3 และ PP) อย่างไรก็ตามการสร้างแบบจำลองของระบบที่ไม่มี CHP และ / หรือไม่มีโรงงานสกัดเราสามารถเลือกที่จะระบุการผลิต PP ขั้นต่ำแทน นอกเหนือจากการผลิตขั้นต่ำดังกล่าวเราสามารถระบุข้อจำกัด ในการดำเนินการเพื่อให้มั่นใจในเสถียรภาพของตารางร้อยละที่แน่นอน (แนะนำให้ร้อยละ 30) ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจะต้องมาจากหน่วยความเสถียรของกริด CHP ในกลุ่ม 3 จึงสามารถสรุปได้ว่า 30% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดต้องมาจากกริด CHP ในกลุ่ม 3 ถึงจะมั่นใจในเสถียรภาพ

3.1.3 Electricity Storage (การเก็บรักษาไฟฟ้า)

การจัดเก็บกระแสไฟฟ้า เช่นการจัดเก็บปั้มน้ำ, แบตเตอรี่หรือ FC / อิเล็กโทรไลต์การจัดเก็บไฮโดรเจน และเป็นตัวแทนจากปัจจัยการผลิตดังต่อไปนี้:

- ปั้มน้ำ (แปลงไฟฟ้าเป็นพลังงานที่มีศักย์ภาพ) กำหนดโดยความจุและประสิทธิภาพ
- กังหัน (แปลงพลังงานศักย์เป็นพลังงานไฟฟ้า) ที่กำหนดโดยความจุและประสิทธิภาพ
- การจัดเก็บ (เก็บพลังงาน) ที่กำหนดโดยความจุ

แบบจำลองสามารถเพิ่มเชื้อเพลิงได้เมื่อเปิดใช้งานกังหันเทคโนโลยีเช่น CAES (การจัดเก็บพลังงานอัดอากาศ) ในกรณีเช่นนี้ ต้องป้อนข้อมูลต่อไปนี้ :

อัตราส่วนเชื้อเพลิง CAES หมายถึงอัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง CAES / กำลังไฟฟ้า หรือ CAES ขั้นสูงที่มุมซ้ายล่างมีปุ่มชื่อ “Advanced CAES” โดยการเปิดใช้งานปุ่มนี้เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจ

The screenshot shows the configuration for two electricity storage units. For Electricity Storage 1, the Charge capacity is 0 MW with 0.8 efficiency, and the Discharge capacity is 0 MW with 0.9 efficiency. The storage capacity is 0 GWh. The 'Advanced CAES' option is selected, and the 'Allow for simultaneous operation of turbine and pump' is set to 'No'. The 'Fuel ratio' is defined as fuel input / electric output. The interface also shows a list of costs and prices, including compressor and turbine operation costs, natural gas price, and market average price. The 'Net income' is shown as 227 MDKK. The 'Max storage' is 0 GWh.

ภาพที่ 21 แสดงหน้าต่างข้อมูลของการเพิ่มประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจ

การใช้ Rockbed Storage (ที่เก็บพลังงานไฟฟ้าอุณหภูมิสูง) ช่วยให้สามารถจัดเก็บส่วนที่เกินได้ กระแสไฟฟ้าเป็นไอน้ำทำให้สามารถป้อนเข้าสู่เทคโนโลยี CHP3 / PP1 ดังนั้นจึงสามารถเปลี่ยนเชื้อเพลิงได้

3.2 Thermal (ความร้อน)

The screenshot shows the 'Thermal Storage' configuration in EnergyPLAN 16.0. The 'Thermal Storage' section is active, showing a table with columns for Group 1, Group 2, Group 3, Total, and Unit. The 'Thermal Storage' row shows a value of 10 GWh for Group 1 and 10 GWh for Group 2, with a total of 20 GWh. The 'Individual Heat Pump Regulation' section is also visible, showing a checkbox for 'Not active' and a note: 'When active the Heat Pump heat storage is only used for space heating and not hot water (defined by min dist. value)'. The interface also shows a list of demand and supply categories on the left side.

ภาพที่ 22 แสดงหน้าต่างข้อมูลของความร้อน

3.2.1 การเปิดเผยการจัดเก็บความร้อนสำหรับน้ำร้อนในปั๊มความร้อนขนาดเล็กที่มุมซ้ายล่างมีปุ่มเพื่อใช้งานกลวิธีการควบคุมพิเศษสำหรับความร้อนเครื่องปั๊มน้ำ ขนาดเล็กเท่านั้น

Individual Heat Pump Regulation

Active When active the Heat Pump heat storage is only used for space heating and not hot water (defined by min distr. value)

Max. loading when storage is empty corresponding to max. unloading when storage is full (given in share of max. heat demand)

Max. loading when storage is full corresponding to max. unloading when storage is empty (given in share of max. heat demand)

ภาพที่ 23 แสดงหน้าต่างข้อมูลของการจัดเก็บความร้อนสำหรับน้ำร้อนในปั๊มความร้อน

แนวคิดนี้จะสามารถคำนวณตัวเลือกการจัดเก็บความร้อนเช่นความจุความร้อนที่มีอยู่ในวัสดุของอาคาร หากเปิดใช้งานปั๊มนี้รุ่นจะแยกความต้องการความร้อนสำหรับน้ำร้อนจากความต้องการความร้อนเพื่อให้ความร้อนในอวกาศ ความต้องการความร้อนสำหรับน้ำร้อนนั้นค่าต่ำสุดของการกระจายความต้องการความร้อนทุกชั่วโมง

4. Cost (ราคา)

4.1 General (ทั่วไป)

The screenshot shows the 'Overview' tab in the EnergyPLAN 16.0.0 Startdata software. The main content area displays the following information:

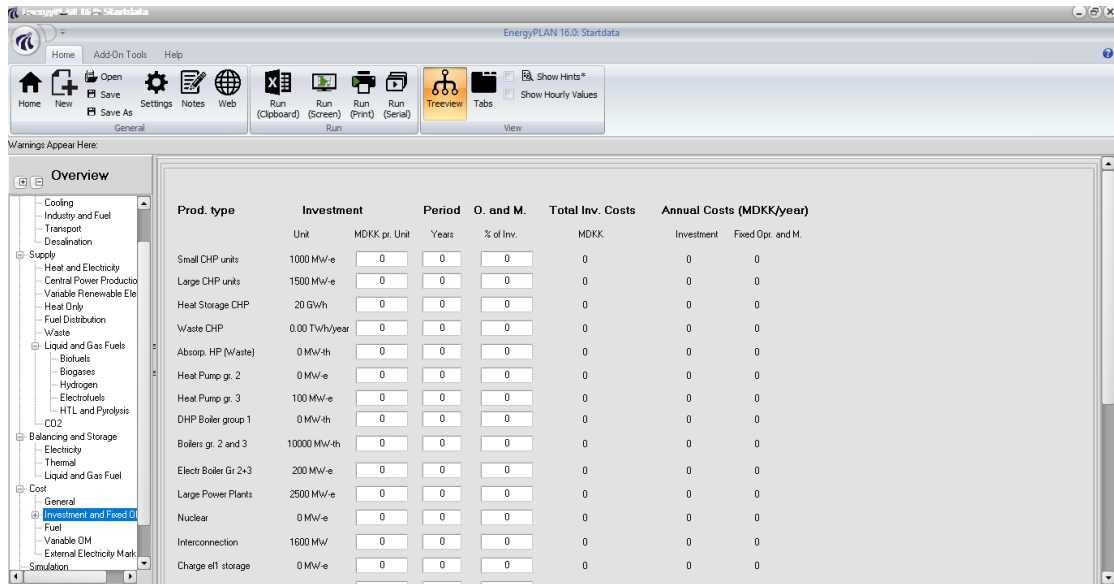
- Buttons:** Save Cost Data, Load New Cost Data
- Text:** Fixed operation and maintenance costs are required even if the plant is not operated. Variable operation and maintenance costs are only necessary if the plant operates and are directly proportional to the number of hours that the plant operates.
- Business economic operation:** All costs (fuel, handling and taxes) are included in the marginal costs when optimal operation strategies for the individual plants are decided.
- Socio economic consequences:** Taxes are not included when the socio economic consequences are calculated.
- Input Fields:**
 - CO2 Price (included in marginal production prices): 0 (DKK/A CO2)
 - Interest (%): 0
- Summary Tables:**

Investment	Fixed Oper. and M.
Sum Annual Costs	Sum Annual Costs
0 (MDKK/year)	0 (MDKK/year)

ภาพที่ 24 แสดงหน้าต่างข้อมูลทั่วไปของราคา

ดังที่แสดงในแผนภาพข้อมูลค่าใช้จ่ายของโมเดลแบ่งออกเป็น : การลงทุนซื้อเพลิงการใช้งานและค่าบำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายของตลาดไฟฟ้าภายนอก

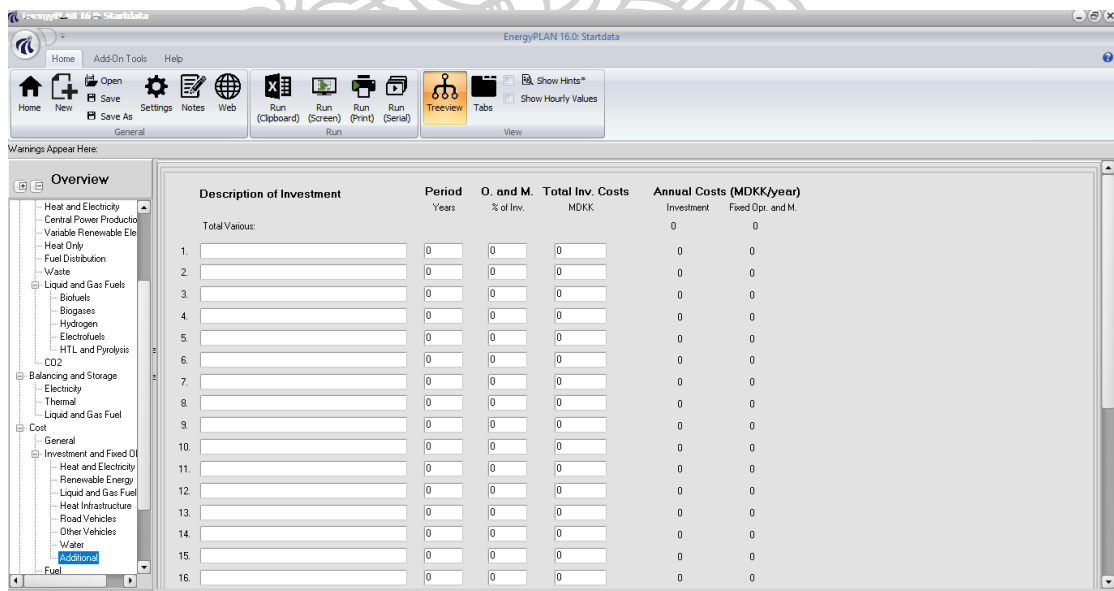
4.2 Investment and Fixed Operation and Maintenance (การลงทุนและการดำเนินงานและซ่อมบำรุงที่แน่นอน)



Prod. type	Unit	Investment MDKK pr. Unit	Period Years	O. and M. % of Inv.	Total Inv. Costs MDKK	Annual Costs (MDKK/year)	
						Investment	Fixed Opr. and M.
Small CHP units	1000 MW-e	0	0	0	0	0	0
Large CHP units	1500 MW-e	0	0	0	0	0	0
Heat Storage CHP	20 GWh	0	0	0	0	0	0
Waste CHP	0.00 Twh/year	0	0	0	0	0	0
Absorp. HP (Waste)	0 MW-th	0	0	0	0	0	0
Heat Pump gr. 2	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
Heat Pump gr. 3	100 MW-e	0	0	0	0	0	0
DHP Boiler group 1	0 MW-th	0	0	0	0	0	0
Boilers gr. 2 and 3	10000 MW-th	0	0	0	0	0	0
Electr. Boiler Gr 2+3	200 MW-e	0	0	0	0	0	0
Large Power Plants	2500 MW-e	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0 MW-e	0	0	0	0	0	0
Interconnection	1800 MW	0	0	0	0	0	0
Charge eII storage	0 MW-e	0	0	0	0	0	0

ภาพที่ 25 แสดงหน้าแท็บข้อมูลของการลงทุนและการดำเนินงานและซ่อมบำรุง

4.2.1 Additional Cost (ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม)

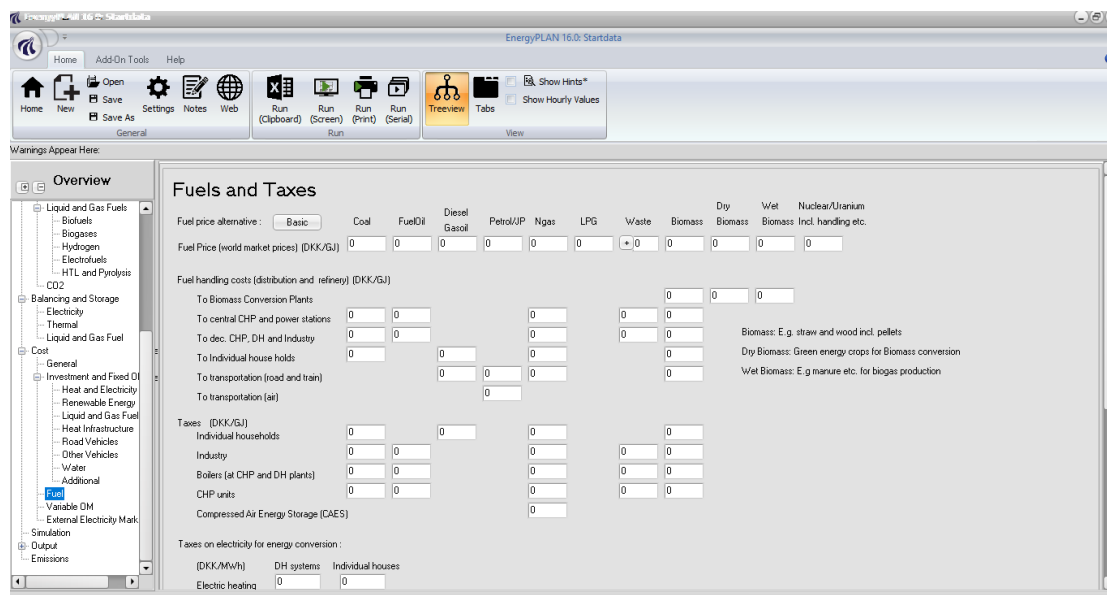


Description of Investment	Period Years	O. and M. % of Inv.	Total Inv. Costs MDKK	Annual Costs (MDKK/year)	
				Investment	Fixed Opr. and M.
Total Various:				0	0
1.				0	0
2.				0	0
3.				0	0
4.				0	0
5.				0	0
6.				0	0
7.				0	0
8.				0	0
9.				0	0
10.				0	0
11.				0	0
12.				0	0
13.				0	0
14.				0	0
15.				0	0
16.				0	0

ภาพที่ 26 แสดงหน้าแท็บข้อมูลของค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม

ในแท็บต้นทุนเพิ่มเติมคุณสามารถเพิ่มและระบุต้นทุนเพิ่มเติมได้เช่นการลงทุนไม่ได้เชื่อมต่อโดยตรงกับหน่วยการผลิตเช่น อนุญาตของอาคารการขนส่ง โครงสร้างพื้นฐาน ฯลฯ ต้นทุนเพิ่มเติมจะรวมอยู่ในการคำนวณต้นทุนทั้งหมด

4.3 Fuel (เชื้อเพลิง)



ภาพที่ 27 แสดงหน้าต่างข้อมูลของเชื้อเพลิง

ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงระบุไว้เป็นราคาตลาดโลกและค่าใช้จ่ายในการจัดการและภาษีในประเทศถ้ามีข้อมูลลงในแท็บค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงเพื่อวัตถุประสงค์สองประการ คือการคำนวณของต้นทุนการผลิตซึ่งทำในแท็บการดำเนินการต้นทุนเป็นการศึกษาความเป็นไปได้ รวมถึงต้นทุนเชื้อเพลิงซึ่งดำเนินการเมื่อสิ้นสุดการวิเคราะห์ระบบพลังงาน

4.4 Variable Operation and Maintenance (การทำงานและการบำรุงรักษาตัวแปร)

Variable Operation and Maintenance Cost

District Heating and CHP systems

Boiler	0	DKK/MWh-h
CHP	0	DKK/MWh-e
Heat Pump	0	DKK/MWh-e
Electric heating	0	DKK/MWh-e

Power Plants

Hydro Power	0	DKK/MWh-e
Condensing	0	DKK/MWh-e
Geothermal	0	DKK/MWh-e
GTL M1	0	DKK/MWh-fuel-input
GTL M2	0	DKK/MWh-fuel-input

Storage

Electrolyser	0	DKK/MWh-e
Pump	0	DKK/MWh-e
Turbine	0	DKK/MWh-e
V2G Discharge *)	0	DKK/MWh-e
Hydro Power Pump	0	DKK/MWh-e
Steam Storage	0	DKK/MWh-e

Individual

Boiler	0	DKK/MWh-h
CHP	0	DKK/MWh-e
Heat Pump	0	DKK/MWh-e
Electric heating	0	DKK/MWh-e

Marginal Costs of producing 1 MWh electricity

District Heating

Incr. CHP2 decr. HP2	0	DKK/MWh
Incr. CHP3 decr. HP3	0	DKK/MWh
Incr. CHP2 decr. B2	0	DKK/MWh
Incr. CHP3 decr. B3	0	DKK/MWh
Incr. B2 decr. HP2	0	DKK/MWh
Incr. B3 decr. HP3	0	DKK/MWh
Incr. B2 decr. EB2	0	DKK/MWh
Incr. B3 decr. EB3	0	DKK/MWh
Incr. CHP2 decr. ELT2	-	DKK/MWh
Incr. CHP3 decr. ELT3	-	DKK/MWh
Incr. B2 decr. ELT2	-	DKK/MWh
Incr. B3 decr. ELT3	-	DKK/MWh
Incr. GTL decr. B3	0	DKK/MWh
Incr. GTL decr. CHP3	0	DKK/MWh

Power Plants

Condensing Power	0	DKK/MWh
PP2	0	DKK/MWh
Hydro Power	0	DKK/MWh
Geothermal	0	DKK/MWh

Individual

Incr. Ngas CHP decr. B.	0	DKK/MWh
Incr. Bio CHP decr. B.	0	DKK/MWh
Incr. HP decrease EH	0	DKK/MWh

Marginal Costs of storing 1 MWh electricity

Individual	Incr. H2, CHP decr. Boiler	0	DKK/MWh	Multiplication Factor (*)	2.03
------------	----------------------------	---	---------	---------------------------	------

ภาพที่ 28 แสดงหน้าต่างข้อมูลของการทำงานและการบำรุงรักษา

ในส่วนการดำเนินการต้นทุนจะมีการระบุต้นทุนดำเนินการและการบำรุงรักษาผันแปรสำหรับหน่วยทั้งหมดซึ่งเกี่ยวข้องกับสมดุไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายดังกล่าวใช้เพื่อระบุตัวตุนที่เกี่ยวข้องทั้งหมดต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มซึ่งคำนวณจากต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิลและต้นทุน CO₂ (ระบุไว้ในแท็บค่าใช้จ่ายน้ำมันเชื้อเพลิง) และต้นทุนการดำเนินงานผันแปร ต้นทุนเชื้อเพลิงประกอบด้วยตลาดต่างประเทศราคาพร้อมค่าใช้จ่ายในการจัดการในท้องถิ่น

4.5 Simulation (การจำลองแบบ)

Chose Simulation Strategy:

Technical Simulation

- Technical Simulation Strategy
 - 1 Balancing heat demands
 - 2 Balancing both heat and electricity demands
- Individual Heat Pump Simulation
 - 1 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise only Critical Excess Production
 - 2 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise all electricity export
- V2G Regulation
 - 1 V2G seek to balance only Critical Excess and Power Plant Production
 - 2 V2G seek to balance Power Plants and all electricity import and export
- Rock bed regulation
 - 1 Rock bed storage seek to balance only Critical Excess and Power Plant Production
 - 2 Rock bed storage seek to balance Power Plants and all electricity import and export
- Photization in balancing of electricity
 - Electricity balancing priority: 123
 - 1 Pumped Hydro
 - 2 Vehicle to Grid
 - 3 Rock bed storage

Market Economic Simulation

V2G Simulation Strategy

- 1 No limitations
- 2 Limitation: Smart Charge/V2G charge (<= PowerPlant-cap + import-max - electricity demand)
- 3 V2G seeks to minimise PP max

Transmission capacity's effect on system price

- Transmission capacity does not limit the effect on the system price
- Transmission capacity limits the effect on system price

RES influence on system electricity prices

- Zero bidding price (RES can stop)
- Negative bidding price (RES cannot stop)

Technical and Market Simulations

The Market economic simulation strategy is based on a short-term marginal price market model similar to the NordPOOL market design, so it focuses solely on bids to the electricity market while minimizing short-term electricity consumer costs and minimizing short-term district heating costs. As a result, this simulation strategy does not consider the effect of district heating costs on the electricity market.

ภาพที่ 29 แสดงหน้าต่างข้อมูลของการทำการจำลอง

หากเลือกการจำลองทางเทคนิคต้องเลือกระหว่างการจำลองทางเทคนิค 4 รายการต่อไปนี้

1. สมดุลความต้องการความร้อน
 2. สร้างสมดุลระหว่างความต้องการด้านความร้อนและไฟฟ้า
 3. สร้างความสมดุลระหว่างความต้องการด้านความร้อนและไฟฟ้า (การลด CHP เช่นกันเมื่อต้องการบางส่วนสำหรับตารางการรักษาเสถียรภาพ)
 4. สมดุลความต้องการความร้อนโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าสามเท่า
- การจัดเก็บ V2G และ Rockbed สามารถทำงานได้โดยขึ้นอยู่กับไฟฟ้าส่วนเกินที่มีทั้งหมดหรือตามเท่านั้น

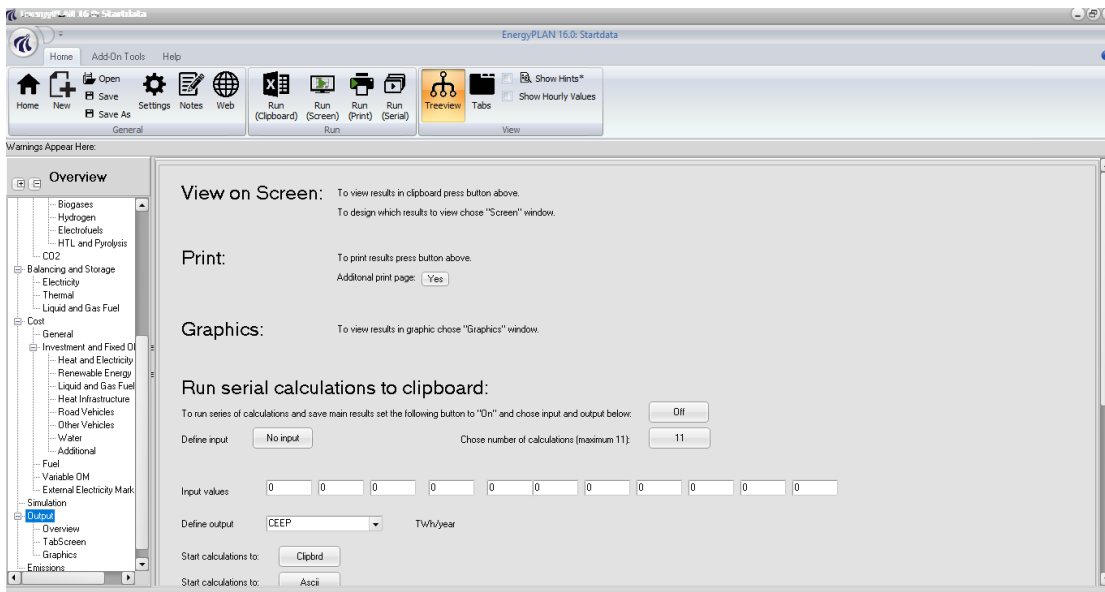
การผลิตส่วนเกินที่สำคัญและโรงไฟฟ้าผู้ใช้สามารถจัดลำดับความสำคัญตัวเลือกการจัดเก็บที่แตกต่างกันโดยการกำหนดที่จะใช้ก่อนหากเลือกการจำลองการตลาดแบบเศรษฐกิจจะต้องเลือกระหว่าง 3 แบบจำลองต่อไปนี้

กลยุทธ์ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของ V2G

1. ไม่มีข้อจำกัด
2. ข้อจำกัด : การชาร์จอัจฉริยะ / การชาร์จ V2G \leq Power Plant - cap + import-max - ความต้องการไฟฟ้า
3. V2G พยายามลด PP สูงสุดให้น้อยที่สุดผู้ใช้ยังต้องเลือกว่าความจุของสายส่งจะจำกัดผลกระทบจากภายนอกตลาด ในการจำลองตลาดผู้ใช้ยังต้องเลือกว่าการเสนอราคาไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผันแปรตามราคาเป็นศูนย์หรือราคาไม่มีที่สิ้นสุดติดลบโดยทั่วไปจะพิจารณาว่า RES หยุดในชั่วโมงราคาติดลบหรือไม่

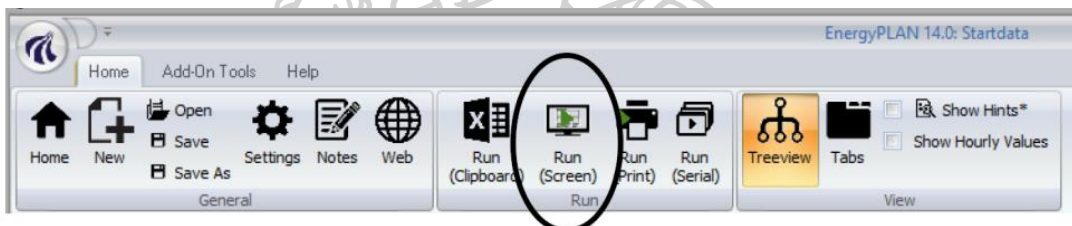
เอาต์พุต (output)

เอาต์พุตสามารถแสดงหรือนำออกจากโมเดลได้ 5 แบบ ด้วยวิธีต่อไปนี้



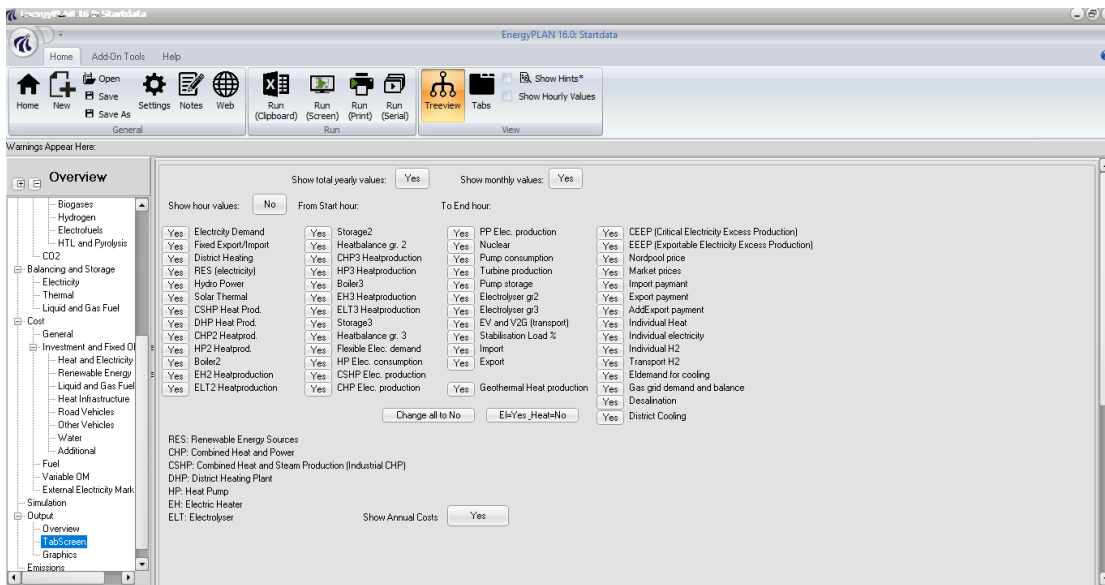
ภาพที่ 30 แสดงหน้าต่างเก็บข้อมูลของเอาต์พุต

1. The screen function (ฟังก์ชันการแสดงผลบนหน้าจอ) สามารถดูผลลัพธ์ได้บนหน้าจอ



ภาพที่ 31 แสดงหน้าต่างเก็บข้อมูลฟังก์ชันการแสดงผลบนหน้าจอ

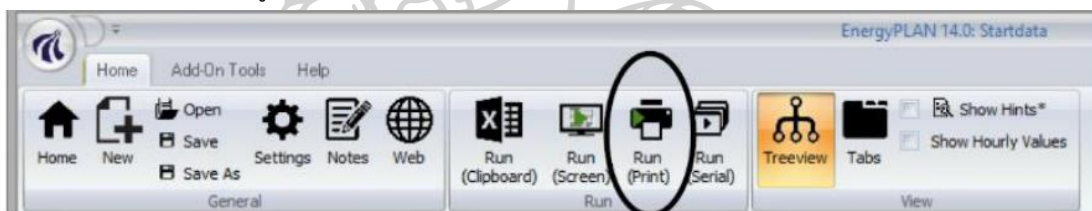
ผลการคำนวณทั้งหมดของแต่ละหน่วยในระบบสามารถแสดงได้ทั้งแบบรายปีและรายเดือน ยิ่งไปกว่านั้นหนึ่งสามารถดูค่ารายชั่วโมง ผู้ใช้สามารถกำหนดผลลัพธ์ที่จะแสดงในหน้าต่าง "Screen" โดยมีข้อมูลรายชั่วโมงทั้งหมดสำหรับการคำนวณทั้งหมด



ภาพที่ 32 แสดงหน้าต่างข้อมูลการกำหนดผลลัพธ์

2. The print (วิธีการพิมพ์)

ผลลัพธ์สามารถพิมพ์ในรูปแบบ A4



ภาพที่ 33 แสดงหน้าต่างวิธีการพิมพ์

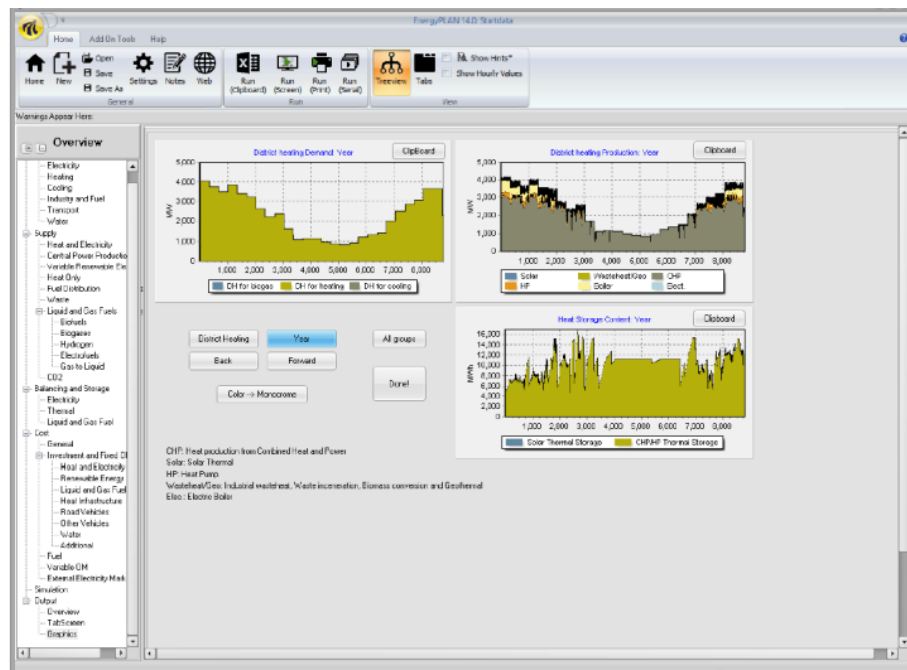
สามารถเปิดใช้งานฟังก์ชันได้โดยคลิกที่ไอคอนเครื่องพิมพ์ในบรรทัดบนของจอแสดงผลหลักของโปรแกรม เมื่อเปิดใช้งานโปรแกรมจะเริ่มคำนวณแล้วส่งพิมพ์ไปยังเครื่องพิมพ์หนึ่งหน้า สามารถเลือกที่จะเพิ่มหน้าเพิ่มเติมโดยคลิกที่ "Yes" ในผลลัพธ์แผ่นแท็บภาพรวมดังแสดงด้านล่าง ในกรณีเช่นนี้สองหน้าจะถูกพิมพ์แทนที่จะเป็นหนึ่งหน้าค่าเริ่มต้นถูกตั้งค่าเป็น "Yes" ดังตัวอย่าง

3. Graphics (การแสดงผลภาพกราฟิก)

ผลลัพธ์สามารถแสดงแบบกราฟิกและส่งออกโดยฟังก์ชันคลิปบอร์ด เมื่อเปิดใช้งานแท็บกราฟิกแท็บผลลัพธ์จะแสดงเป็นภาพกราฟิกบนพื้นฐานของรายชั่วโมง ค่ามิให้เลือกรูปแบบด้วยการเปิดใช้งานปุ่มที่มุมซ้ายบนในส่วนของส่วนปุ่ม:

ความสมดุลของไฟฟ้า ความสมดุลของความร้อนในพื้นที่ และความต้องการกริดไฟฟ้าของก๊าซสำหรับเขตเครื่องทำความร้อน

แผนภาพสามารถแสดงได้ทั้งวัน หนึ่งวัน สามวัน หนึ่งสัปดาห์ หนึ่งเดือนหรือทั้งปีได้อะแกรมสามารถแสดงเป็นสีหรือขาวดำ ผลลัพธ์สามารถแสดงได้ตลอดระยะเวลาของปีโดยเปิดใช้งานปุ่มสองปุ่ม "forward" และ "Back". นอกจากนี้ได้อะแกรมยังสามารถส่งออกไปภายนอกได้โดยคลิกที่ปุ่ม "clipboard" ที่ด้านขวาบนมุมของภาพแต่ละแผนภาพ



ภาพที่ 34 แสดงหน้าตัวอย่างการนำเสนอผลงานกราฟิก

4. Run serial calculations function (การใช้ฟังก์ชันการคำนวณแบบอนุกรม)

Run serial calculations to clipboard:

To run series of calculations and save main results set the following button to "On" and chose input and output below.

Define input Chose number of calculations (maximum 11):

Input values:

Define output TWh/year

Start calculations to:

Start calculations to:

ภาพที่ 35 แสดงหน้าการใช้ฟังก์ชันการคำนวณแบบอนุกรม

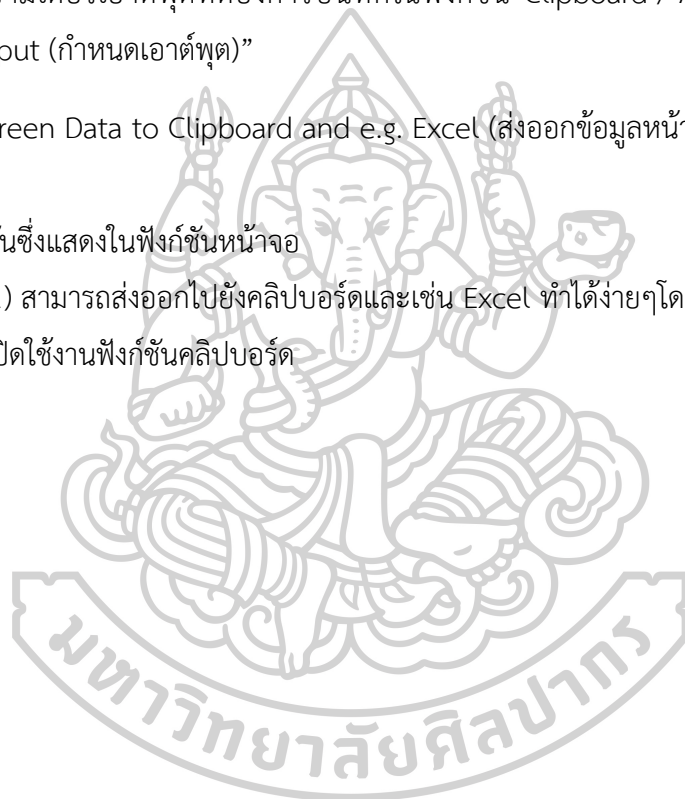
การเปิดใช้งาน“Run series calculations” การคำนวณเริ่มขึ้นเมื่อเปิดใช้งาน “Clipboard” หรือ ปุ่ม “Ascii” ในกรณีแรกผลลัพธ์จะถูกใส่ไว้ในคลิปบอร์ดและสามารถส่งออกไปโปรแกรม Windows ใด ๆ เช่น Word หรือ Excel โดยฟังก์ชัน Ctrl + V ก่อนที่จะเริ่มการคำนวณอนุกรมจะต้องมี

- กำหนดพารามิเตอร์อินพุตที่จะเปลี่ยนโดยเปิดใช้งานปุ่ม "Define input (กำหนดอินพุต)"
- กำหนดจำนวนการคำนวณที่ต้องดำเนินการโดยเปิดใช้งานปุ่ม “ Choose number of calculations (เลือกจำนวนการคำนวณ)”
- กำหนดค่าของแต่ละอินพุตโดยระบุอินพุตในคอลัมน์ “Input values (ค่าอินพุต)”
- กำหนดพารามิเตอร์เอาต์พุตที่ต้องการบันทึกในฟังก์ชัน Clipboard / Ascii โดยเปิดใช้งานปุ่ม “Define output (กำหนดเอาต์พุต)”

5. Export Screen Data to Clipboard and e.g. Excel (ส่งออกข้อมูลหน้าจอไปยังคลิปบอร์ดอื่นๆ เช่น Excel)

ผลลัพธ์เดียวกันซึ่งแสดงในฟังก์ชันหน้าจอ

5.1) สามารถส่งออกไปยังคลิปบอร์ดและเช่น Excel ทำได้ง่ายๆโดยการตั้งค่าปุ่มรันอนุกรมที่ "off" และเปิดใช้งานฟังก์ชันคลิปบอร์ด





ตัวอย่างทฤษฎีการคำนวณการเปลี่ยนกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าฟอสซิลเป็นโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์
ในปี พ.ศ. 2565

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าฟอสซิล ที่จะสร้างขึ้นใหม่ในปี พ.ศ. 2565 เท่ากับ 1,250 MW

(ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลคือ 40%)

จะผลิตไฟฟ้า: $1,250 \times 1,000 \times 24 \times 40 / 100 = 12,000,000$ kW-h (สำหรับ 24 ชั่วโมง)

1 ชั่วโมง จะต้องผลิตไฟฟ้าได้ $12,000,000 / 24 = 500,000$ kW-h

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์

- แสงอาทิตย์ในประเทศไทยเฉลี่ย 5 ชั่วโมง/วัน: $500,000 \times 5 = 2,500,000$ kW-h

- ใช้ระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) 19 ชั่วโมง/วัน: $500,000 \times 19 = 9,500,000$ kW-h

บวก loss 5% : $0.05 \times 19 \times 500,000 = 475,000$ kW-h

รวม $9,500,000 + 475,000 = 9,975,000$ kW-h

ดังนั้นจะได้ขนาด Solar cell ที่ผลิตไฟฟ้าใน 5 ชั่วโมง รวม = $2,500,000 + 9,975,000$ kW-h

= 12,475,000 kW-h

Solar cell ติดตั้ง 1 MW ใน 1 ชั่วโมง จะผลิตไฟฟ้าได้:

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์คือ $18\% \times 1 \text{ MW} \times \text{ชั่วโมง} = 0.18 \times 1 \text{ MW} \times 1 \text{ ชั่วโมง}$

= 0.18 kW-h

ดังนั้น Solar cell ติดตั้ง 1 MW จะผลิตไฟฟ้าได้ = $0.18 \times 1,000 = 180$ kW-h

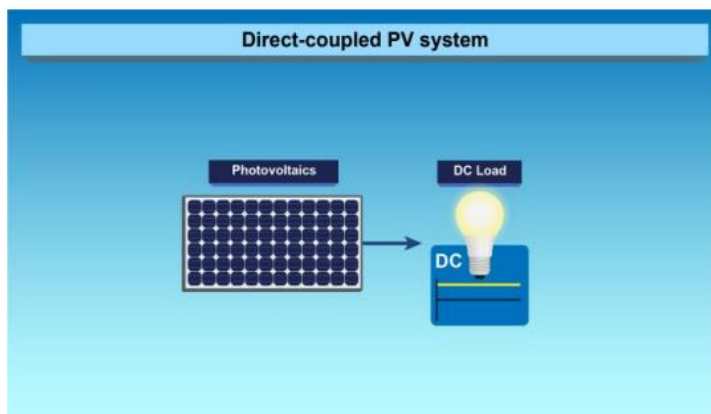
ซึ่งใน 5 ชั่วโมง จะผลิตไฟฟ้าได้ 12,475,000 kW-h ทำให้ใน 1 ชั่วโมง จะผลิตไฟฟ้าได้ 2,495,000

kW-h

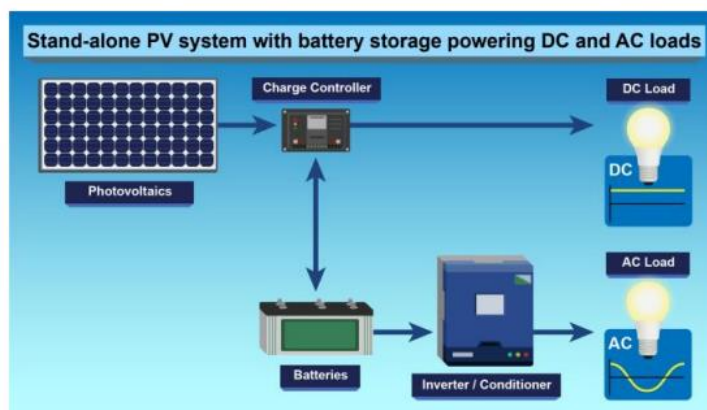
และใน 1 ชั่วโมง จะผลิตไฟฟ้าได้ 180 kW-h มีขนาดติดตั้ง 1 MW ทำให้ 2,495,000 kW-h มีขนาด

ติดตั้ง 13,861.11 MW

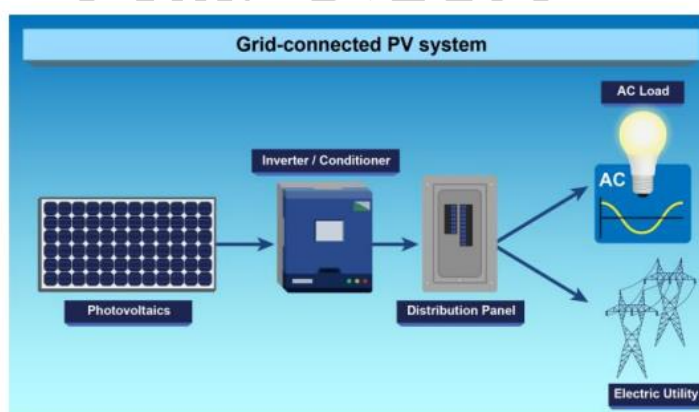
ดังนั้นจะมีกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ 13,861.11 MW



ภาพที่ 1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบจ่ายโหลดโดยตรง



ภาพที่ 2 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระทำงานร่วมกับแบตเตอรี่



ภาพที่ 3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รายการอ้างอิง

1. นรินทร์ ต้นไพบูลย์. แนวโน้มธุรกิจ/อุตสาหกรรม ปี 2564-66 ธุรกิจผลิตไฟฟ้า. 2564 6 กันยายน 2564]; เข้าถึงจาก <https://www.krungsri.com/th/research/industry/industry-outlook/Energy-Utilities/Power-Generation/IO/io-power-generation-21>.
2. พงษ์ดิษฐ์ พจนา. วิกฤติพลังงานไฟฟ้า ทางออกสุดท้ายที่เหลืออยู่. 2564 7 กันยายน 2564]; เข้าถึงจาก <https://www.egat.co.th/index.php>.
3. สนธิรัตน์ สนธิจิรวงศ์. การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน (*Renewable Energy Forecast*). 2561 12 กันยายน 2564]; เข้าถึงจาก <https://www.greennetworkthailand.com/renewable-energy-forecast/>.
4. Lund, H., et al., *EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems*. Smart Energy, 2021. 16.
5. Thellufsen, H.L.a.J.Z., *EnergyPLAN Advanced Energy Systems Analysis Computer Model* 2019. 15.
6. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.). ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า. 23 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <http://61.19.241.96/w3c/senate/pictures/comm/1540/>.
7. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์. 23 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก http://www2.dede.go.th/bhrd/old/web_display/home/home_photovoltaic.html.
8. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน. พลังงานลม. 23 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <http://reca.or.th/wind/>.
9. สมาคมพลังงานทดแทนสู่ชุมชนแห่งประเทศไทย. โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ. 24 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก http://www.digitalschool.club/digitalschool/science1_2_2/science14/page3_5.php.
10. สมาคมพลังงานทดแทนสู่ชุมชนแห่งประเทศไทย. พลังงานชีวมวล. 24 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <http://reca.or.th/biomass/>.
11. โครงการศึกษามาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน สถาบันวิจัยและให้คำปรึกษาแห่งมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. พลังงานก๊าซชีวภาพ. 24 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก

- <http://www.eppo.go.th/images/Power/renewable-energy/15.pdf>.
12. Assolare energy & power naturally. พลังงานไฟฟ้าจากขยะ พลังงานหมุนเวียนของ ไทย. 24 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <https://www.assolare.org/category/news/>.
 13. NMRSW2. พลังงานความร้อนใต้พิภพ. 25 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <https://sites.google.com/a/nmrsw2.ac.th/renewable-energy/home/phlangngan-khwam-rxn-ti-phiphph>.
 14. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน. ถ่านหิน. 2561 25 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <https://dmf.go.th/public/list/data/index/menu/630/mainmenu/630/>.
 15. สำนักความปลอดภัยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน. มารู้อีกก๊าซธรรมชาติกันเถอะ (Natural Gas). 25 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <https://ienergyguru.com/2015/05/>.
 16. นายทรงพล คำฟูบุตร. เชื้อเพลิงและพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า. 26 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <https://sites.google.com/dei.ac.th/bs32023lp/2>.
 17. วิศวะ เชิดวิจิตร. การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในประเทศไทย. 2562 26 สิงหาคม 2564]; เข้าถึงจาก <http://www.xn--72cf6aycyec7m.com/>.
 18. อนุกุล รัฐพิทักษ์สันติ. เข้าใจแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP). 2564 25 ธันวาคม 2564]; เข้าถึงจาก <https://www.thebangkokinsight.com/news/environmental-sustainability/531151/>.
 19. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1. 2563. p. 3-4.
 20. กษมา ศิริสมบุญ, วิศวกรรมโรงจักรต้นกำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม มหาวิทยาลัยศิลปากร. 2560. 12-14.
 21. Østergaard, P.A., *Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations*. Applied Energy, 2015. **154**: p. 921-933.
 22. Doepfert, M. and R. Castro, *Techno-economic optimization of a 100% renewable energy system in 2050 for countries with high shares of hydropower: The case of Portugal*. Renewable Energy, 2021. **165**: p. 491-503.
 23. Mahbub, M.S., et al., *Combining multi-objective evolutionary algorithms and descriptive analytical modelling in energy scenario design*. Applied Energy, 2016. **164**: p. 140-151.
 24. Dorotić, H., et al., *Integration of transport and energy sectors in island*

- communities with 100% intermittent renewable energy sources*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019. **99**: p. 109-124.
25. Pfeifer, A., et al., *Flexibility index and decreasing the costs in energy systems with high share of renewable energy*. Energy Conversion and Management, 2021. **240**.
 26. Pupo-Roncallo, O., D. Ingham, and M. Pourkashanian, *Techno-economic benefits of grid-scale energy storage in future energy systems*. Energy Reports, 2020. **6**: p. 242-248.
 27. Menapace, A., et al., *The design of 100 % renewable smart urban energy systems: The case of Bozen-Bolzano*. Energy, 2020. **207**.
 28. Wang, K., et al., *Enhancement of renewable energy penetration through energy storage technologies in a CHP-based energy system for Chongming, China*. Energy, 2018. **162**: p. 988-1002.
 29. Zhao, G., et al., *Energy modelling towards low carbon development of Beijing in 2030*. Energy, 2017. **121**: p. 107-113.
 30. Alves, M., R. Segurado, and M. Costa, *On the road to 100% renewable energy systems in isolated islands*. Energy, 2020. **198**.
 31. Xiong, W., et al., *Heat roadmap China: New heat strategy to reduce energy consumption towards 2030*. Energy, 2015. **81**: p. 274-285.
 32. Pupo-Roncallo, O., et al., *Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system*. Energy, 2019. **186**.
 33. Dranka, G.G. and P. Ferreira, *Planning for a renewable future in the Brazilian power system*. Energy, 2018. **164**: p. 496-511.
 34. Yuan, M., et al., *The first feasible step towards clean heating transition in urban agglomeration: A case study of Beijing-Tianjin-Hebei region*. Energy Conversion and Management, 2020. **223**.
 35. Okonkwo, E.C., et al., *Grid integration of renewable energy in Qatar: Potentials and limitations*. Energy, 2021. **235**.
 36. Child, M., A. Nordling, and C. Breyer, *Scenarios for a sustainable energy system in the Åland Islands in 2030*. Energy Conversion and Management, 2017. **137**: p. 49-60.

37. Pfeifer, A., et al., *Integration of renewable energy and demand response technologies in interconnected energy systems*. Energy, 2018. **161**: p. 447-455.
38. Noorollahi, Y., et al., *Energy transition in petroleum rich nations: Case study of Iran*. Smart Energy, 2021. **3**.
39. Meschede, H., et al., *On the impact of probabilistic weather data on the economically optimal design of renewable energy systems—a case study on La Gomera island*. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, 2019. **23**: p. 15-26.
40. Komušanac, I., B. Ćosić, and N. Duić, *Impact of high penetration of wind and solar PV generation on the country power system load: The case study of Croatia*. Applied Energy, 2016. **184**: p. 1470-1482.
41. Novosel, T., et al., *Role of District Heating in Systems with a High Share of Renewables: Case Study for the City of Osijek*. Energy Procedia, 2016. **95**: p. 337-343.
42. Pupo-Roncillo, O., et al., *The role of energy storage and cross-border interconnections for increasing the flexibility of future power systems: The case of Colombia*. Smart Energy, 2021. **2**.
43. วิลาศ เฉลยสัตย์, แนวทางการบูรณาการยุทธศาสตร์ด้านพลังงานไฟฟ้าเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย. บทความวิจัยด้านพลังงานไฟฟ้า, 2564: p. 8-37.



ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ฉัญญารัตน์ งามจิตต์ตรอง
วัน เดือน ปี เกิด	3 พฤศจิกายน 2540
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	พ.ศ. 2562 สำเร็จการศึกษาเทคโนโลยีบัณฑิต สาขาวิชาธุรกิจวิศวกรรม มหาวิทยาลัยศิลปากร พ.ศ. 2563 ศึกษาต่อระดับวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรม พลังงาน มหาวิทยาลัยศิลปากร
ที่อยู่ปัจจุบัน	59 ซอย7 ถนนพระราม2 แขวงบางมด เขตจอมทอง จังหวัด กรุงเทพมหานคร 10150

