# การประเมินต้นทุน – ประสิทธิผล

## ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

นายศรรตวรรษ ตั้งไพบูลย์ รหัสนักศึกษา 6110321003 หลักสูตรเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ

## ที่มาและความสำคัญ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามันมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการขยายตัวของเศรษฐกิจการท่องเที่ยว

การต่อต้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน เนื่องจากประชาชนบางส่วนมีความกังวลด้านผลกระทบต่อสุขภาพ และสิ่งแวดล้อม

พื้นที่ภาคใต้ยังคงมีศักยภาพด้านพลังงานหมุนเวียนที่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้า

ภาครัฐได้เริ่มขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในปัจจุบัน

## การรวบรวมข้อมูล

รวบรวมข้อมูลจากหน่วยงานภาครัฐ หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ และหน่วยงานทางด้านระบบไฟฟ้าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง อาทิ กระทรวงพลังงาน และ กฟผ. ตลอดจนรายงานการศึกษาวิจัยทั้งในประเทศ และต่างประเทศ

## วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล

ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุน-ประสิทธิผลด้วยวิธีการคำนวณต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า (LCOE) โดยคำนึงถึงต้นทุนผลกระทบภายนอกทีเป็นตัวเงินร่วมด้วย

$$\frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวมตลอดอายุโครงการ}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของปริมาณรวมของการผลิตตลอดอายุโครงการ}} = \sum_{t=1}^{n} \frac{\frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

## ขอบเขตการศึกษา

กำหนดขนาดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา **ซึ่งอยู่ที่ประมาณ 800 MW**

➢ **<u>การประเมินต้นทุนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล</u>**

ก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่จังหวัดกระบี่ ขนาดกำลังผลิต 800 MW

➢ **<u>การประเมินต้นทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน</u>**

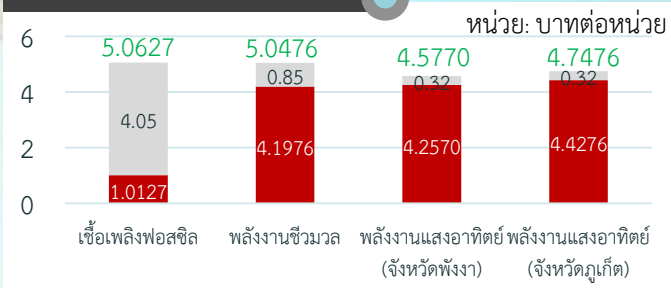
กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในสัดส่วนประมาณ 60% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ที่เหลือเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฐานของภาครัฐ พร้อมติดตั้งระบบ Smart Grid

ก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่จังหวัดกระบี่ จำนวน 6 แห่ง ขนาดกำลังผลิต 50 MW/แห่ง (ใช้เชื้อเพลิงกะลาปาล์ม)

ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่จังหวัดพังงา จำนวน 40 แห่ง ขนาดกำลังผลิต 2 MW ต่อแห่ง และก่อสร้างในพื้นที่จังหวัดภูเก็ต จำนวน 20 แห่ง ขนาดกำลังผลิต 5 MW ต่อแห่ง

**สำหรับการประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก** จะอ้างอิงข้อมูลจากรายงานการศึกษาวิจัยของ Sascha Samadi (2017) ซึ่งได้มีการประเมินผลกระทบของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทออกมาในรูปของตัวเงิน

## ผลการศึกษา




เมื่อพิจารณา LCOE โดยคำนึงถึงผลกระทบภายนอกทางสังคมร่วมด้วยพบว่า การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ถ่านหิน) มีต้นทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพ และสิ่งแวดล้อมค่อนข้างมาก แม้ว่าจะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่ำกว่าเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน

## ข้อเสนอแนะ

- การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนยังคงจำเป็นต้องมีการ R&D อย่างต่อเนื่อง รวมทั้งควรส่งเสริมให้มีการผลิตเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องในประเทศ เพื่อลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า
- การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนจำเป็นจะต้องพิจารณาศักยภาพรายพื้นที่เป็นสำคัญ
- ภาครัฐควรส่งเสริมให้มีการรับซื้อไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงในการผลิตไฟฟ้า

## บทคัดย่อ

การศึกษาในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาประเมินต้นทุน - ประสิทธิผลของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลด้วยวิธีต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า (Levelized Cost of Electricity: LCOE) ที่คำนึงถึงผลกระทบภายนอกร่วมด้วย โดยกำหนดให้มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าถ่านหิน) ขนาดกำลังผลิต 800 เมกะวัตต์ และการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน ประกอบด้วย การจัดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลในจังหวัดกระบี่ การจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดพังงา และจังหวัดภูเก็ต เป็นกรณีศึกษา ทั้งนี้ จากผลการศึกษาพบว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าถ่านหิน) จะมีต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน เมื่อคำนึงถึงผลกระทบภายนอก (Externality) ที่เกิดขึ้น โดยมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยอยู่ที่ประมาณ 5.0627 บาทต่อหน่วย ขณะที่การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 4.5770 – 5.0476 บาทต่อหน่วยต่อแห่ง ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าแม้การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำกว่าพลังงานหมุนเวียนก็ตาม แต่หากคำนึงถึงผลกระทบภายนอกที่เกิดขึ้นกับสังคมด้วยแล้วจะมีต้นทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเปรียบเทียบ นอกจากนี้ยังได้มีข้อเสนอแนะเพิ่มเติมเกี่ยวกับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีดังกล่าวมีประสิทธิภาพมากขึ้น ตลอดจนมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำลงในอนาคต

## Abstract

This study aims to assess cost and effectiveness of electricity generation by comparing Fossil Power plant and Renewable power plant in West Coast of Southern Thailand. Levelized Cost of Electricity (LCOE) method is used to analyze while considering negative externality. The result is that Fossil sourced power plant has higher average production cost than renewable energy sourced power plant with 5.0627 baht per unit compared with 4.5770 baht per unit in the latter source. The higher cost is mainly due to negative externality. It is recommended additionally in this study in order to maintain high efficiency and low cost in energy production in the future.

# การประเมินต้นทุน - ประสิทธิผลของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล

จัดทำโดย
นายศรรตวรรษ ตั้งไพบูลย์
รหัสนักศึกษา 6110321003

สารนิพนธ์เล่มนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ
คณะพัฒนาการเศรษฐกิจ
สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์
ปีการศึกษา 2562

## บทคัดย่อ

การศึกษาในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาประเมินต้นทุน - ประสิทธิผลของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลด้วยวิธีต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า (Levelized Cost of Electricity: LCOE) ที่คำนึงถึงผลกระทบภายนอกร่วมด้วย โดยกำหนดให้มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าถ่านหิน) ขนาดกำลังผลิต 800 เมกะวัตต์ และการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน ประกอบด้วย การจัดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลในจังหวัดกระบี่ การจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดพังงา และจังหวัดภูเก็ต เป็นกรณีศึกษา ทั้งนี้ จากผลการศึกษาพบว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าถ่านหิน) จะมีต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน เมื่อคำนึงถึงผลกระทบภายนอก (Externality) ที่เกิดขึ้น โดยมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยอยู่ที่ประมาณ 5.0627 บาทต่อหน่วย ขณะที่การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 4.5770 – 5.0476 บาทต่อหน่วยต่อแห่ง ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าแม้การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำกว่าพลังงานหมุนเวียนก็ตาม แต่หากคำนึงถึงผลกระทบภายนอกที่เกิดขึ้นกับสังคมด้วยแล้วจะมีต้นทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเปรียบเทียบ นอกจากนี้ยังได้มีข้อเสนอแนะเพิ่มเติมเกี่ยวกับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีดังกล่าวมีประสิทธิภาพมากขึ้น ตลอดจนมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำลงในอนาคต

## Abstract

This study aims to assess cost and effectiveness of electricity generation by comparing Fossil Power plant and Renewable power plant in West Coast of Southern Thailand. Levelized Cost of Electricity (LCOE) method is used to analyze while considering negative externality. The result is that Fossil sourced power plant has higher average production cost than renewable energy sourced power plant with 5.0627 baht per unit compared with 4.5770 baht per unit in the latter source. The higher cost is mainly due to negative externality. It is recommended additionally in this study in order to maintain high efficiency and low cost in energy production in the future.

# สารบัญ


**บทคัดย่อ**

| | | |
|---|---|---|
| **บทที่ 1** | บทนำ | 1 |
| **บทที่ 2** | แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง | 5 |
| **บทที่ 3** | วิธีการศึกษา | 16 |
| **บทที่ 4** | ผลการศึกษา | 26 |
| **บทที่ 5** | ข้อเสนอแนะ | 34 |

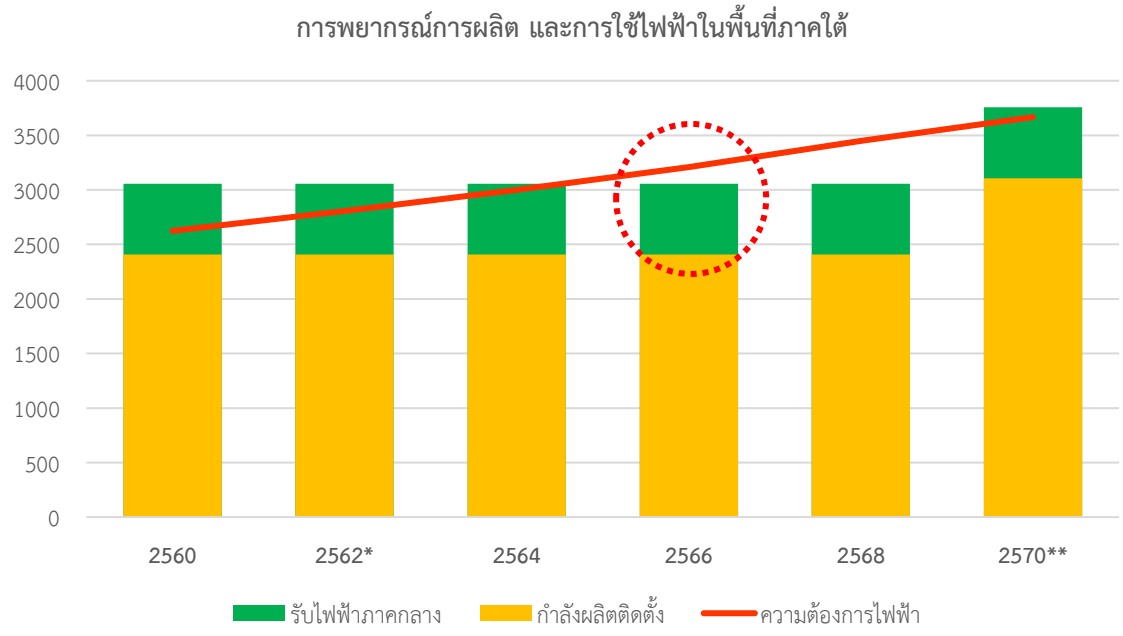
**บรรณานุกรม**

# บทที่ 1

# บทนำ

## 1.1 ที่มาและความสำคัญ

ความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการขยายตัวทางด้านเศรษฐกิจ และอุตสาหกรรมการท่องเที่ยว ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าของพื้นที่ดังกล่าวมีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเพียงพอ ทั้งนี้ จากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในปี 2560 พบว่า ภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าหลัก (Base Load Plant) ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง รวมทั้งสิ้น 2,406 เมกะวัตต์ (MW) ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าจะนะ จำนวน 1,476 MW และโรงไฟฟ้าขนอม จำนวน 930 MW และมีโรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟเสริมระบบในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง หรือเฉพาะกรณีฉุกเฉิน อาทิ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงไฟฟ้าชีวมวล พลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้าดีเซล ประมาณ 723 เมกะวัตต์ ในขณะที่ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ในระดับสูงถึง 2,624 เมกะวัตต์ (อัตราการเติบโตเฉลี่ยในช่วงที่ผ่านมาประมาณร้อยละ 3.4 ต่อปี) ทำให้ต้องพึ่งพาการส่งไฟฟ้าจากพื้นที่ภาคกลางผ่านสายส่งไฟฟ้าแรงสูงอีกจำนวน 650 เมกะวัตต์ เพื่อให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง




ที่มา: กฟผ. (ข้อมูล ณ ปี 2560)

หมายเหตุ: *ความต้องการไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2560 เป็นต้นไป เป็นการพยากรณ์โดยกำหนดอัตราการเพิ่มขึ้นเท่ากับร้อยละ 3.4 ต่อปี ตามแนวโน้มการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่ผ่านมา

**กำลังผลิตในปี 2570 รวมกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2561 - 2580 (Power Development Plan: PDP2018) ขนาดกำลังผลิต 700 เมกะวัตต์

เมื่อพยากรณ์แนวโน้มการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าเทียบกับกำลังผลิตในภาคใต้ระหว่างปี 2560 – 2570 โดยใช้อัตราการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ย (Compound Annual Growth Rate: CAGR) ของ กฟผ. ในช่วงที่ผ่านมา พบว่า ในปี 2566 ความต้องการฟ้าของภาคใต้จะสูงเกินกว่ากำลังผลิต และความสามารถในการส่งไฟฟ้าจากภาคกลาง ในขณะที่ความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้มีอัตราการเติบโตอย่าง

รวดเร็ว โดยเฉพาะความต้องการไฟฟ้าในกลุ่มจังหวัดขนาดใหญ่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจ ได้แก่ จังหวัดสงขลา จังหวัดสุราษฎร์ธานี และจังหวัดนครศรีธรรมราช และกลุ่มจังหวัดภาคใต้ตอนล่างฝั่งอันดามัน ได้แก่ จังหวัดตรัง จังหวัดกระบี่ จังหวัดพังงา จังหวัดภูเก็ต ซึ่งเป็นจุดหมายปลายทางยอดนิยมของนักท่องเที่ยวทั้งชาวไทยและต่างชาติ โดยมีสถานที่ท่องเที่ยวทางทะเล และหมู่เกาะที่มีชื่อเสียงของประเทศจำนวนหลายแห่ง อาทิ หาดป่าตอง แหลมพรหมเทพ อุทยานแห่งชาตินพรัตน์ธารา - หมู่เกาะพีพี และถ้ำมรกต

**เทศบาลนครหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา ศูนย์กลางทางเศรษฐกิจของพื้นที่ภาคใต้ และอุทยานแห่งชาตินพรัตน์ธารา – หมู่เกาะพีพี จังหวัดกระบี่ สถานที่ท่องเที่ยวในลักษณะของหมู่เกาะที่มีชื่อเสียงของภาคใต้**

ที่มา: www.prachachat.net และ www.phukettourtoday.com

จากปัญหาที่กล่าวมาข้างต้นจะส่งผลให้กำลังผลิตในภาคใต้ไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างเพียงพอ ประกอบกับในช่วงที่ผ่านมาภาคใต้ประสบกับปัญหาการคัดค้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ และเทพา ซึ่งเป็นโครงการโรงไฟฟ้าฐานเพื่อความมั่นคงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (Power Development Plan: PDP2015) เนื่องจากประชาชนบางส่วนมีข้อกังวลเกี่ยวกับปัญหาด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว ตลอดจนส่งผลกระทบต่อการขับเคลื่อนเศรษฐกิจ อุตสาหกรรม และธุรกิจการท่องเที่ยว ทำให้มีความจำเป็นต้องพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีความมั่นคง และเชื่อถือได้ในพื้นที่ อย่างไรก็ตาม แม้ว่าเทคโนโลยีพลังงานทดแทนจะเริ่มเข้ามามีบทบาทมากขึ้นในปัจจุบัน ส่งผลให้ราคาของเทคโนโลยีดังกล่าวมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับพื้นที่ภาคใต้ยังคงมีศักยภาพด้านพลังงานหมุนเวียน เช่น เชื้อเพลิงชีวมวล เชื้อเพลิงชีวภาพ พลังงานน้ำ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ แต่เมื่อพิจารณาข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานดังกล่าวพบว่า การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานดังกล่าวยังคงขาดเสถียรภาพ และมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างสูง เนื่องจากข้อจำกัดด้านราคาเทคโนโลยี และเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ทำให้การพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าได้อย่างมั่นคง เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าหลัก ส่งผลให้นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของภาครัฐในช่วงที่ผ่านมายังคงอยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันภาครัฐได้เริ่มขับเคลื่อนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 เพื่อเพิ่มเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นพลังงานสะอาดที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และไม่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพชีวิตของประชาชน ตลอดจนเป็นการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าให้มีความอัจฉริยะ และมีประสิทธิภาพมากขึ้นทั้งในด้านการผลิต (Supply Side

Management) และการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management) ดังนั้น ผู้จัดทำจึงสนใจที่จะศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังหมุนเวียนขนาดเล็กที่กระจายอยู่ในพื้นที่แต่ละแห่ง โดยคำนึงถึงแหล่งพลังงานที่มีความสอดคล้องกับศักยภาพของพื้นที่ ด้วยการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย (Levelized Cost of Electricity: LCOE) โดยเปรียบเทียบระหว่างการก่อสร้างโรงไฟฟ้าฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน) และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) พร้อมติดตั้งระบบควบคุมการจ่ายไฟแบบอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเพิ่มเสถียรภาพและความมั่นคงในการผลิตหรือจ่ายไฟจากโรงไฟฟ้าในแต่ละแห่ง โดยมุ่งเน้นศึกษาความเป็นไปได้ในกลุ่มจังหวัดในพื้นที่ภาคใต้ตอนล่างฝั่งตะวันตกหรือฝั่งอันดามัน ซึ่งเป็นพื้นที่ท่องเที่ยวสำคัญของภาคใต้ รวมทั้งเป็นทางเลือกในการเสริมสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าวแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ซึ่งกำลังเป็นประเด็นสำคัญทางสังคมในปัจจุบัน

## 1.2 คำถามวิจัย

การลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) จะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สามารถแข่งขันกับโรงไฟฟ้าฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน) (Base Load Plant) ได้หรือไม่

## 1.3 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

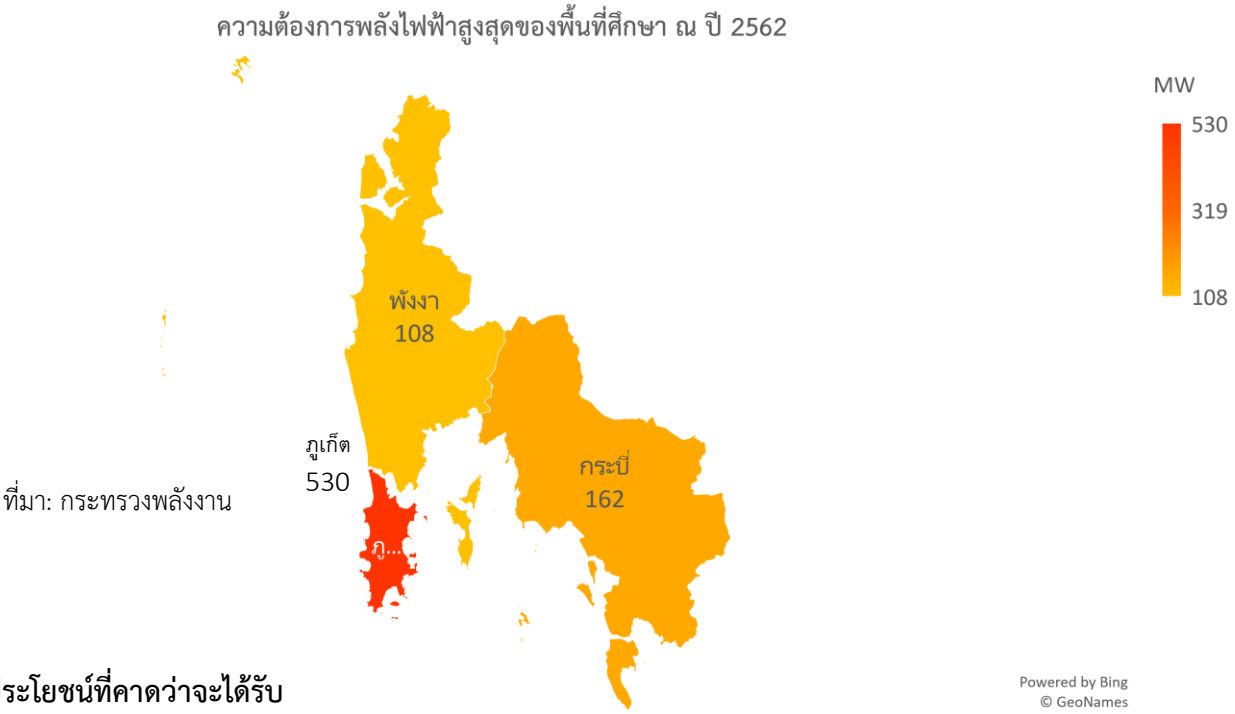
เพื่อศึกษาต้นทุน - ประสิทธิผลระหว่างการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน) และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) พร้อมติดตั้งระบบควบคุมอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อรองรับความมั่นคงด้านระบบไฟฟ้าของพื้นที่ภาคใต้ตอนล่างฝั่งอันดามัน

## 1.4 ขอบเขตของการศึกษา

ศึกษาต้นทุน - ประสิทธิภาพระหว่างการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน) และโรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) พร้อมติดตั้งระบบ Smart Grid ด้วยวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ทั้งในส่วนของต้นทุนที่เป็นตัวเงิน และต้นทุนที่รวมผลกระทบภายนอก (Externalities) โดยแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าหลัก (Base Load Plant) ในจังหวัดกระบี่ จำนวน 1 แห่ง ขนาดกำลังผลิต 800 เมกะวัตต์ (MW) และกรณีที่ 2 กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังหมุนเวียนตามศักยภาพของพื้นที่แบบกระจายศูนย์ ในกลุ่มจังหวัดพื้นที่ภาคใต้ตอนล่างฝั่งตะวันตก (ฝั่งอันดามัน) ได้แก่ จังหวัดกระบี่ จังหวัดพังงา และจังหวัดภูเก็ต โดยกำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนประมาณร้อยละ 60 ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในพื้นที่ดังกล่าว (กำลังผลิตรวม 480 เมกะวัตต์) ส่วนกำลังผลิตที่เหลือกำหนดให้เป็นการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงของภาครัฐ โดยมีรายละเอียดดังนี้

| พื้นที่ดำเนินโครงการ | ประเภทโรงไฟฟ้า | จำนวน ( แห่ง) | ขนาดกำลังผลิตต่อแห่ง (เมกะวัตต์) | กำลังผลิตรวมทั้งสิ้น |
|---|---|---|---|---|
| จังหวัดกระบี่ | โรงไฟฟ้าชีวมวล | 6 | 50 | 300 |
| จังหวัดพังงา | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ | 40 | 2 | 80 |
| จังหวัดภูเก็ต | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ | 20 | 5 | 100 |

ทั้งนี้ สำหรับการกำหนดขนาดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทตามตารางข้างต้น ผู้จัดทำจะกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดกระบี่ จังหวัดพังงา และจังหวัดภูเก็ต โดยจากข้อมูลของกระทรวงพลังงานระบุว่า ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) ของพื้นที่ดังกล่าว ณ ปี 2562 จะมีความต้องการพลังไฟฟ้ารวมทั้งสิ้นประมาณ 800 เมกะวัตต์ (MW)




ที่มา: กระทรวงพลังงาน

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

การวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าระหว่างการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน) และโรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) ในครั้งนี้จะสะท้อนให้เห็นว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในแต่ละพื้นที่ พร้อมติดตั้งระบบควบคุมอัจฉริยะ (Smart Grid) จะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่สามารถแข่งขันกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน) ได้หรือไม่ ตลอดจนสามารถนำผลการศึกษาที่ได้ไปเป็นแนวทางประกอบการกำหนดนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และระบบ Smart Grid ในอนาคตต่อไป

# บทที่ 2

# แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

## 2.1 ลักษณะการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2554) ได้สรุปลักษณะการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ ดังนี้

**2.1.1 โรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าตามความต้องการพื้นฐาน (Base Load Plant)** หรือโรงไฟฟ้าหลัก เป็นโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องอยู่ตลอดเวลา จึงเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ชื้อเพลิงราคาถูกเป็นลำดับแรก ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal) ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง เช่น โรงไฟฟ้าแม่เมาะ หรือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เช่น โรงไฟฟ้าวังน้อย โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าจะนะ โรงไฟฟ้าบีแอลซีพี เป็นต้น

**2.1.2 โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าปานกลาง (Intermediate Plant)** จะใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle) ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และหากก๊าซ ธรรมชาติมีไม่เพียงพอหรือขาดแคลน จะต้องใช้น้ำมันดีเซลแทน ในกรณีที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จึงทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้น เช่น โรงไฟฟ้าราชบุรี โรงไฟฟ้าน้ำพอง โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี โรงไฟฟ้าขนอม เป็นต้น

**2.1.3 โรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peaking Plant)** มีลักษณะของการเดินเครื่องเป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าน้ำมันดีเซล และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

## 2.2 การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน

พลังงานหมุนเวียน หมายถึง พลังงานที่ใช้แล้วไม่หมดไป และสามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ รวมทั้งเป็นแหล่งพลังงานที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาก จึงเป็นแหล่งพลังงานสำคัญที่จะนำมาใช้ทดแทนพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอัตราการปล่อยมลพิษอยู่ในระดับสูง ทั้งนี้ แหล่งพลังงานหมุนเวียนสำคัญที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็นแต่ละประเภทได้ดังนี้

**2.2.1 พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Energy)** คือพลังงานที่ผลิตได้จากการแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ในรูปของแสงแดด โดยในการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานดังกล่าวจะอาศัยวิธีการที่เรียกว่าโฟโตโวลทาอิค (Photovoltaic หรือ Solar Photovoltaic) ซึ่งเป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรงโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ หรือโซล่าร์เซลล์ (solar cell หรือ Photovoltaic Cell) เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดการสร้างพาหะนำไฟฟ้าประจุลบและบวกขึ้น ได้แก่ อิเล็กตรอน และโฮล โครงสร้างรอยต่อพีเอ็นจะทำหน้าที่สร้างสนามไฟฟ้าภายในเซลล์เพื่อแยกพาหะนำไฟฟ้าชนิดอิเล็กตรอนไปที่ขั้วลบ และพาหะนำไฟฟ้าชนิดโฮลไปที่ขั้วบวก (ปกติที่ฐานจะใช้สารกึ่งตัวนำชนิดพี ขั้วไฟฟ้าด้านหลังจึงเป็นขั้วบวก ส่วนด้านรับแสงใช้สารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น ขั้วไฟฟ้าจึงเป็นขั้วลบ) ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าแบบกระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสอง เมื่อต่อให้ครบวงจรไฟฟ้าจะเกิดกระแสไฟฟ้าไหลขึ้นกระแสไฟฟ้าแบบกระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์นี้สามารถนำไปใช้ได้เฉพาะ

กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรงเท่านั้น ถ้าต้องการนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสสลับหรือเก็บสะสมพลังงานไว้ใช้ต่อไป ต้องอาศัยอุปกรณ์อื่นๆ ร่วมด้วย อาทิ ระบบกักเก็บพลังงาน (Battery Energy Storage System: BESS) ทั้งนี้ ในการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ต้องพิจารณาถึงความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์เป็นหลัก (ข้อมูลจากสำนักงานสิ่งแวดล้อมภาคที่ 13 (ชลบุรี), 2561)

**2.2.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมศูนย์ (Concentrated Solar Power: CSP)** เป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เช่นเดียวกับรูปแบบข้างต้น แต่จะเป็นการรวบรวมความร้อนจากแสงอาทิตย์มาไว้ที่จุดเดียวกัน ทำให้เกิดความร้อนสูง ส่งผ่านไปยังตัวกลาง อาทิ น้ำ หรือน้ำมัน พลังงานความร้อนนี้จะถูกเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง หรือไม่ก็ถูกเก็บไว้ในสารเคมีบางอย่างที่สามารถเก็บความร้อนได้ เช่น สารละลายเกลือ (Molten Salt) ก่อนจะนำไปใช้ในการเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า (ข้อมูลจากสำนักงานสิ่งแวดล้อมภาคที่ 13 (ชลบุรี), 2561)

**2.2.3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ** เป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ประโยชน์จากน้ำที่มีการกักเก็บไว้เพื่อเป็นการสะสมกำลังน้ำ โดยการก่อสร้างเขื่อนหรือฝายปิดลำน้ำที่มีระดับความสูงเป็นพลังงานศักย์ และผันน้ำเข้าท่อไปยังเครื่องกังหันน้ำขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ (ข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน)

**2.2.4 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม (กังหันลม)** เป็นเครื่องจักรกลอย่างหนึ่งที่สามารถรับพลังงานจลน์จากการเคลื่อนที่ของลมให้เป็นพลังงานกลได้ จากนั้นนำพลังงานกลมาใช้ประโยชน์โดยตรง เช่น การบดสีเมล็ดพืช การสูบน้ำ หรือในปัจจุบันใช้ผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า การพัฒนากังหันลมเพื่อใช้ประโยชน์ โดยการออกแบบกังหันลมจะต้องอาศัยความรู้ทางด้านพลศาสตร์ของลม และหลักวิศวกรรมศาสตร์ในแขนงต่างๆ เพื่อให้ได้พลังงานที่มีประสิทธิภาพสูงสุด (ข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน)

**2.2.5 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล** เป็นเชื้อเพลิงเตาแก๊สชีวมวลเป็นเตาที่จัดสร้างขึ้นเพื่อใช้สำหรับการหุงต้มอาหารในครัวเรือน โดยใช้เศษไม้และเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรเป็นเชื้อเพลิง โดยมีหลักการทำงานแบบการผลิตแก๊สเชื้อเพลิงจากชีวมวล (Gasifier) แบบอากาศไหลขึ้น (Updraft Gasifier) เป็นการเผาไหม้เชื้อเพลิงในที่ที่จำกัดปริมาณอากาศให้เกิดความร้อนบางส่วน แล้วไปเร่งปฏิกริยาต่อเนื่องอื่นๆ เพื่อเปลี่ยนเชื้อเพลิงแข็งให้กลายเป็นแก๊สเชื้อเพลิงที่สามารถติดไฟได้ ได้แก่ แก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) แก๊สไฮโดรเจน (H2) และแก๊สมีเธน (CH2) เป็นต้น (ข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน)

**2.2.6 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพ** เป็นการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ซึ่งเป็นก๊าซที่เกิดขึ้นจากกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์แบบไร้ออกซิเจน (anaerobic process) โดยที่ก๊าซชีวภาพจะมีก๊าซมีเทน (CH4) เป็นองค์ประกอบหลักอยู่ประมาณร้อยละ 50 – 80 นอกนั้นเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) และมีก๊าซ H2S, N2, H2 อีกเล็กน้อย ดังนั้นจึงสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนได้ (ข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน)

## 2.3 กรณีศึกษาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ

ผู้จัดทำได้ศึกษารูปแบบการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเทศที่พึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อนำมาใช้ประกอบการศึกษาประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย ประกอบด้วย ประเทศเยอรมนี ประเทศโปแลนด์ และประเทศเม็กซิโก และประเทศญี่ปุ่น สามารถสรุปผลการศึกษาได้ดังนี้

| ประเทศ | รูปแบบการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน | ข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน |
|---|---|---|
| ประเทศเยอรมนี | Clean Energy Wire ระบุว่า ณ ปี 2561 ประเทศเยอรมนีพึ่งพาแหล่งพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นสัดส่วนสูงที่สุด คิดเป็นร้อยละ 36.8 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด เนื่องจากชาวเยอรมันส่วนใหญ่ยังคงสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียน และตระหนักถึงความสำคัญด้านสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม ประเทศเยอรมนียังคงมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นสัดส่วนรองลงมา ได้แก่ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ | ▪ บทความเรื่อง What German Households Pay For Power ของ Clean Energy Wire ระบุว่าปัจจุบันต้นทุนค่าไฟฟ้าของเยอรมนีมีราคาหน่วยละประมาณ 30.43 cent/kWh (ประมาณ 12 บาท/kWh) ซึ่งแพงเป็นอันดับ 2 ของยุโรปรองจากเดนมาร์ก เนื่องจากเทคโนโลยีพลังงานทดแทนยังคงต้องรับซื้อไฟฟ้าในอัตราพิเศษ เพื่อจูงใจให้ผู้ผลิตไฟฟ้าหันมาผลิตพลังงานทดแทนมากขึ้น และราคาเทคโนโลยียังคงค่อนข้างสูง ขณะที่อัตราค่าไฟฟ้าของชาวเยอรมันคิดเป็นร้อยละ 2.3 ของรายได้ครัวเรือนเท่านั้น<br>▪ นอกจากนี้บริษัทไฟฟ้าประเทศเยอรมนียังออกมาเตือนถึงความเสี่ยงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2566 จะสูงกว่ากำลังผลิตของโรงไฟฟ้าหลักที่มีอยู่ เนื่องจากนโยบายภาครัฐที่ต้องการเลิกใช้พลังงานนิวเคลียร์และถ่านหิน โดยมีความเห็นว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องขึ้นอยู่กับสภาพอากาศด้วย ซึ่งหากสภาพอากาศไม่เอื้ออำนวย พลังงานเหล่านี้จะไม่สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ |
| ประเทศโปแลนด์ | จากกรณีศึกษาของประเทศเยอรมันข้างต้น ส่งผลให้ประเทศโปแลนด์ ซึ่งเป็นประเทศสมาชิกในสหภาพยุโรปจำเป็นต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในการร่วมกันลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก ($CO_2$) ขณะที่Giles Parkinson ได้ระบุว่าปัจจุบันประเทศโปแลนด์ยังคงพึ่งพาโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นสัดส่วนที่สูง เพื่อรักษาความมั่นคงทางด้านระบบไฟฟ้าของประเทศ แม้ว่าประเทศเยอรมนีจะมีการเสนอขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในราคาต่ำให้แก่ประเทศโปแลนด์เพื่อสนับสนุน และจูงใจให้ใช้เทคโนโลยีดังกล่าวเพิ่มขึ้นในประเทศโปแลนด์ | บทความเรื่อง Why Poland still clings to coal ของ ANDREW KURETH ได้ระบุว่า รัฐบาลของประเทศโปแลนด์ยังคงยืนกรานที่จะผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินต่อไป โดยให้คำมั่นสัญญาว่าจะปรับปรุงเทคโนโลยีให้ดีขึ้น และส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด ซึ่งยังคงไม่เห็นด้วยกับการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในประเทศโปแลนด์ เนื่องจากเห็นว่า การมีพลังงานหมุนเวียนที่กระจายตัวเป็นจำนวนมากจะส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในประเทศ |
| ประเทศเม็กซิโก | รายงาน “Global Market Perspectives for Solar Energy 2560 – 2564” ของ EPIA ประมาณการว่าเม็กซิโกมีศักยภาพที่จะผลิตพลังงานได้ถึง 14.1 กิกะวัตต์ (GW) | เมื่อพิจารณาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พบว่า เม็กซิโกมีศักยภาพที่จะผลิตพลังงานได้ถึง 14.1 กิกะวัตต์ ซึ่งส่วนหนึ่งมาจากปัจจัยทางด้านสภาพอากาศที่มี |

| ประเทศ | รูปแบบการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน | ข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน |
|---|---|---|
| | จากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2564 โดยรัฐบาลเม็กซิโกมีเป้าหมายที่จะเพิ่มการใช้พลังงานทดแทนในประเทศจากร้อยละ 20 ถึงร้อยละ 35 ของพลังงานทั้งหมด ภายในปี 2567 และเพิ่มเป็นร้อยละ 50 ในปี 2593 โดยเปิดโอกาสให้นักลงทุนจากต่างประเทศเข้ามาดำเนินโครงการพัฒนาพลังงานทดแทนในตลาดเม็กซิโกผ่านการประมูลโครงการ ทั้งนี้ หน่วยงาน CENACE ได้รายงานผลการประมูลซื้อไฟฟ้าในช่วงที่ผ่านมาว่า ประเทศเม็กซิโกมีการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนจำนวน 5.5 พันล้านยูนิต จากกำลังการผลิตรวม 1.8 กิกะวัตต์ ซึ่งปรากฏว่ามีผู้ชนะการประมูลใน 2 สัญญาให้ราคาไฟฟ้าต่ำสุดเป็นสถิติใหม่ของโลกที่ราคา 1.77 เซ็นต์/ยูนิต (ราว 0.6 บาท/ยูนิต) สะท้อนให้เห็นว่าเม็กซิโกมีศักยภาพด้านพลังงานหมุนเวียนอยู่ในระดับดี | อุณหภูมิสูง ทำให้มีค่าความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ที่เอื้อต่อการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ณ ปี 2561 Natural Gas Intelligence ได้ระบุว่า เม็กซิโกยังคงพึ่งพาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อความมั่นคงเป็นสัดส่วนที่สูง โดยพึ่งพาโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นสัดส่วนสูงที่สุด คิดเป็นร้อยละ 36.5 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ขณะที่การพัฒนาพลังงานทดแทนยังคงเป็นเพียงก้าวแรกของประเทศเท่านั้น |
| ประเทศญี่ปุ่น | จากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน (2563) ระบุว่า ปัจจุบันประเทศญี่ปุ่นกำลังอยู่ในช่วงของการเร่งขยายภาคของการผลิตพลังงานหมุนเวียน โดยตั้งเป้าที่จะเพิ่มสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนเป็น 20% ภายในปี 2020 โดยปัจจุบันมีสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแสงอาทิตย์ ชีวมวล และพลังงานความร้อนใต้พิภพคิดเป็นสัดส่วนเพียงแค่ร้อยละ 1 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศเท่านั้น ดังนั้น เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ประเทศญี่ปุ่นจึงได้ประกาศอัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบพิเศษ (feed-in-tariff) ที่มีอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สูงที่สุดในโลก | อย่างไรก็ตาม พลังงานทดแทนในประเทศญี่ปุ่นยังคงเป็นเพียงก้าวแรกของการพัฒนาเท่านั้น โดยภาครัฐได้ประกาศอัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบพิเศษ (feed-in-tariff) ในอัตราที่สูงที่สุดในโลกสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งจะส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าของประชาชนในประเทศญี่ปุ่นสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ |

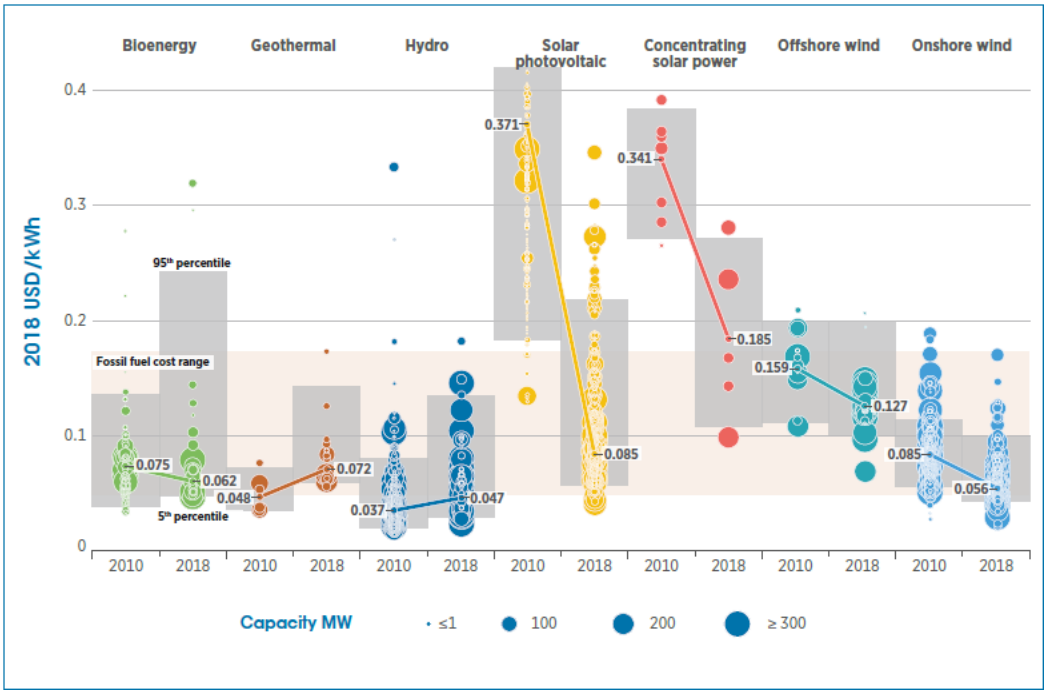
อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณากรณีศึกษาของแต่ละประเทศข้างต้นพบว่า แม้จะมีการเดินหน้าสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อสนับสนุนการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และสนองนโยบายในการร่วมกันลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก ($CO_2$) แต่การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนยังคงเป็นเพียงก้าวแรกของหลายประเทศ ซึ่งยังคงมีข้อจำกัดอยู่หลายประการ อาทิ อัตราค่าไฟฟ้าที่อยู่ในระดับสูง และความผันผวนของเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้า ทำให้การสร้างความสมดุลระหว่างการพัฒนาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล และการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนยังคงมีความจำเป็นต้องดำเนินการต่อไปในอนาคต

## 2.4 แนวโน้มต้นทุนของเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในปัจจุบัน

จากการศึกษาต้นทุนพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทของ IRENA ในช่วงที่ผ่านมาพบว่า ตั้งแต่ปี 2553 จนถึงปี 2561 ต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้า (Levelized Cost of Electricity: LCOE) ด้วยพลังงานหมุนเวียนทั่วโลกมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะในช่วงปี 2557 ที่เทคโนโลยี

การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเริ่มเข้ามามีบทบาทสำคัญในฐานะพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และใช้กันอย่างแพร่หลายทั่วโลก ส่งผลให้ปัจจุบันต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานดังกล่าวมีแนวโน้มลดลงจนอยู่ในระดับที่ใกล้เคียงกับ LCOE ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

**แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย (LCOE) แยกตามเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า**




ที่มา: IRENA

## 2.5 การศึกษาต้นทุนผลกระทบภายนอกของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ผลกระทบภายนอก หมายถึงผลกระทบต่อกลุ่มบุคคลที่ไม่ได้เกี่ยวข้องโดยตรงกับธุรกรรมทางเศรษฐศาสตร์ โดยผลกระทบในทางที่ก่อให้เกิดประโยชน์จะเรียกว่า ผลกระทบภายนอกทางบวก (Positive Externality หรือ External Benefit) ส่วนผลกระทบในทางที่ก่อให้เกิดผลเสียจะเรียกว่าผลกระทบภายนอกทางลบ (Negative Externality หรือ External Cost) ทั้งนี้ ต้นทุนผลกระทบภายนอกที่แยกตามเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ประกอบการศึกษาในครั้งนี้ จะอ้างอิงจากรายงาน The Social Costs of Electricity Generation - Categorizing Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance ของ Sascha Samadi (2560) ที่ได้มีการประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอกในแต่ละมิติของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีต่างๆ ออกมาในรูปของตัวเงิน ประกอบด้วย ต้นทุนผลกระทบด้านสุขภาพ ต้นทุนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และต้นทุนการสูญเสียผลผลิตทางเกษตร โดยมีรายละเอียดดังนี้

**ต้นทุนผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าแยกตามเทคโนโลยีการผลิต (บาท/kWh)**

| เทคโนโลยีการผลิต | ต้นทุนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก | ต้นทุนทางสุขภาพ | ต้นทุนการสูญเสียผลผลิตทางการเกษตร | รวมทั้งสิ้น[1] |
|---|---|---|---|---|
| ถ่านหินลิกไนต์ | 3.72 | 0.32 | 0.01 | 4.05 |
| ก๊าซธรรมชาติ | 1.61 | 0.14 | 0.00 | 1.75 |
| พลังงานชีวมวล | 0.14 | 0.68 | 0.03 | 0.85 |
| พลังน้ำ | 0.04 | 0.00 | 0.00 | 0.04 |
| พลังงานลมในทะเล | 0.04 | 0.00 | 0.00 | 0.04 |
| พลังงานลมบนบก | 0.04 | 0.03 | 0.00 | 0.07 |
| พลังงานแสงอาทิตย์ | 0.11 | 0.21 | 0.00 | 0.32 |
| พลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมศูนย์ (CSP) | 0.07 | 0.05 | 0.00 | 0.12 |
| พลังงานความร้อนใต้ภิภพ | 0.18 | 0.00 | 0.00 | 0.18 |
| พลังงานนิวเคลียร์ | 0.04 | 0.03 | 0.00 | 0.07 |

หมายเหตุ: [1] อัตราแลกเปลี่ยน 1 Euro = 36.48 บาท (ณ วันที่ 22 กรกฎาคม 2563)

จากข้อมูลข้างต้นจะเห็นได้ว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์ (Lignite) มีต้นทุนผลกระทบภายนอกสูงที่สุด คิดเป็นต้นทุนประมาณ 4.05 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (kWh) เมื่อเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น โดยจะส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) มากที่สุด คิดเป็นมูลค่า 3.72 บาทต่อ kWh รองลงมาได้แก่ผลกระทบต่อสุขภาพของประชาชน คิดเป็นมูลค่า 0.32 บาทต่อ kWh และต้นทุนการสูญเสียผลผลิตทางการเกษตรของเกษตรกร คิดเป็นมูลค่า 0.01 บาทต่อ kWh สอดคล้องกับผลการศึกษาของ Greenpeace Thailand (2558) ที่ได้ดำเนินการศึกษาวิจัยเรื่อง “ต้นทุนชีวิต: โรงไฟฟ้าถ่านหินภัยคุกคามต่อสุขภาพของคนไทย” เพื่อเปิดเผยต้นทุนจริงของการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินที่เป็นภาระของสังคมไทย ซึ่งเป็นต้นทุนที่แลกมาด้วยการสูญเสียชีวิตก่อนวัยอันควร สิ่งแวดล้อมแวดล้อมที่ถูกทำลายและสภาพอากาศที่แปรปรวน โดยนำผลการศึกษาเรื่อง “ผลกระทบจากโรงไฟฟ้าถ่านหินในอินโดนีเซีย” ของมหาวิทยาลัยฮาวาร์ด (Harvard University) มาขยายผลศึกษาในประเทศไทย ซึ่งได้มีการนำแบบจำลองคาลล์พัฟ (CALPUFF Model) มาใช้ศึกษาการกระจายตัวของมลพิษเพื่อให้เห็นผลกระทบต่อภูมิภาคและท้องถิ่นอย่างชัดเจน ตลอดจนนำข้อมูลเกี่ยวกับเครื่องชี้วัดภาระโรคในระดับโลก (Global Burden of Disease) มาประกอบการพิจารณาความเสี่ยงในการเกิดโรคจากมลพิษทางอากาศ นอกจากนี้ยังได้จัดทำกรณีศึกษา 2 กรณี ได้แก่ การศึกษาผลกระทบจากโรงไฟฟ้าถ่านหินบีแอลซีพี (BLCP) โรงไฟฟ้าถ่านหินเก็คโค่-วัน (Gheco-One) จังหวัดระยอง และโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ จังหวัดกระบี่ โดยจากผลการศึกษาของกรณีศึกษาดังกล่าวพบว่า โรงไฟฟ้าถ่านหินจะก่อให้เกิดมลพิษที่เป็นอันตรายต่อสุขภาพ ได้แก่ ฝุ่นละออง สารไนโตรเจนออกไซด์ (NOx) สารซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SOx) และสารโลหะหนักที่เป็นพิษ ซึ่งจะส่งผลให้ประชาชนมีความเสี่ยงที่จะเสียชีวิตก่อนวัยอันควรด้วยโรคเส้นโลหิตในสมองแตก โรคหัวใจ โรคปอดอุดกั้นเรื้อรัง โรคมะเร็งปอด และโรคทางเดินหายใจและหัวใจเรื้อรัง เป็นจำนวนกว่า 360 รายต่อปีในจังหวัดระยอง และจำนวนกว่า 1,750 รายตลอดอายุโครงการ 40 ปี ในจังหวัดกระบี่

**ประมาณการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่ จ.กระบี่ (ตัน/ปี)**

| ฝุ่นละอองขนาด 10 ไมครอน (PM10) | ฝุ่นละอองขนาดเล็กไม่เกิน 2.5 ไมครอน (PM 2.5) | ไนโตรเจนออกไซด์ ($NO_X$) | ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ($SO_X$) |
|---|---|---|---|
| 651 | 289 | 4,790 | 5,554 |

**ประมาณการจำนวนผู้ที่ได้รับผลกระทบมลพิษจากโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่ จ.กระบี่ แยกตามอาการเจ็บป่วย (คน)**

| อาการเจ็บป่วย | การประมาณการที่ดีที่สุด | ช่วงความเชื่อมั่นที่ร้อยละ 95 |
|---|---|---|
| โรคหลอดเลือดสมอง | 500 | 300-700 |
| โรคหัวใจขาดเลือด | 770 | 500-1,050 |
| โรคปอดอุดกั้นเรื้อรัง | 170 | 102-230 |
| โรคมะเร็งปอด หลอดลม และท่อลม | 180 | 76-289 |
| โรคทางเดินหายใจและหัวใจเรื้อรังอื่นๆ | 130 | 80-182 |
| **รวมทั้งสิ้น** | **1,750** | **1,060-2,450** |

ที่มา: ผลการศึกษาของ Greenpeace Thailand

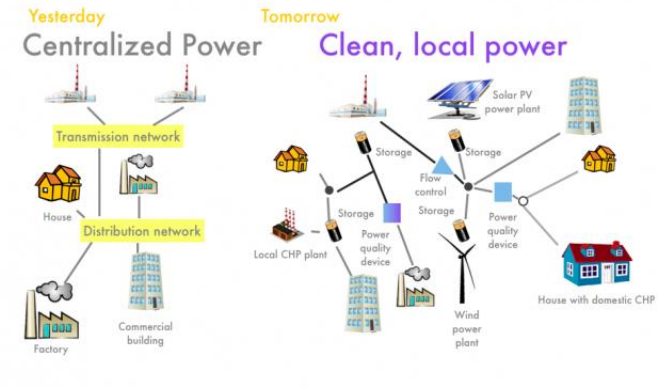
ทั้งนี้ แม้ว่าพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลดีต่อสิ่งแวดล้อม และคุณภาพชีวิตของประชาชนก็ตาม แต่เมื่อพิจารณาต้นทุนผลกระทบภายนอกพบว่า พลังงานหมุนเวียนจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อสังคมเพียงเล็กน้อย เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล อาทิ โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอาจก่อให้เกิดมลพิษจากกระบวนการเผาไหม้ (Combustion) และการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาจก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมจากกระบวนการทำลายแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อสิ้นอายุการใช้งาน

## 2.6 แนวคิดเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) และระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid)

คณะกรรมาธิการเศรษฐกิจและสังคมแห่งสหประชาชาติสำหรับเอเชียและแปซิฟิก (UNESCAP) ได้อธิบายแนวคิดของโรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) ในลักษณะของแหล่งผลิตพลังงานที่อยู่ใกล้กับโหลดไฟฟ้าที่มีการกระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ ซึ่งส่วนใหญ่จะอยู่ในรูปของพลังทดแทนที่มีความเหมาะสมกับศักยภาพของพื้นที่ โดยการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์จะต้องมีการจัดตั้งศูนย์ควบคุมอัตโนมัติส่วนกลาง เพื่อให้สามารถบริหารจัดการ และส่งกระแสไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟในแต่ละภูมิภาค โดยมุ่งเน้นให้แหล่งผลิตพลังงานในแต่ละแห่งตั้งอยู่ใกล้กับโหลดไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่มากที่สุด เพื่อลดหน่วยสูญเสียและต้นทุนทางเศรษฐกิจ เช่นเดียวกับกระทรวงพลังงาน (2561) ซึ่งได้ให้ความหมายของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ว่า เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่เกิดจากการรวมโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตไม่สูงแต่มีจำนวนมากและกระจายอยู่ทั่วไปไว้ด้วยกัน ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นการใช้ประโยชน์จากศักยภาพในนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ทั้งนี้ ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์จะนำมาซึ่งประโยชน์ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว ได้แก่ การสร้างรายได้ให้แก่ประชาชนจากการจ้างงานที่มากขึ้น การปลูกจิตสำนึกให้ประชาชนรับผิดชอบต่อการจัดการความต้องการใช้พลังงานของตนเองและการช่วยให้สุขภาพของประชาชนดีขึ้น ส่วนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เป็นระบบหนึ่งที่จะช่วยรักษาเสถียรภาพ และความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ ซึ่งตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่าย

สมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 ของกระทรวงพลังงาน ได้กล่าวถึงนิยามของระบบโครงข่าย Smart Grid ว่า แม้ปัจจุบันจะยังไม่มีนิยามที่ชัดเจน และเป็นมาตรฐานสากลทั่วโลก แต่ประเทศส่วนใหญ่ต่างมีแนวคิดหลักในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่มีทิศทางไปในทิศทางเดียวกัน โดยในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยรวมจะหมายถึงการพัฒนาให้ระบบไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อการทำงานได้อย่างชาญฉลาดมากขึ้นหรือมีความสามารถมากขึ้นโดยใช้ทรัพยากรที่น้อยลง (Doing more with less) ซึ่งสามารถทำให้เกิดขึ้นได้โดยการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีระบบสื่อสารสารสนเทศ (ICT) ระบบเซนเซอร์ระบบเก็บข้อมูล และเทคโนโลยีทางด้านการควบคุมอัตโนมัติเพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ากำลัง (Powergrid) สามารถรับรู้ข้อมูลสถานะต่างๆ ในระบบมากขึ้น เพื่อใช้ในการตัดสินใจอย่างอัตโนมัติ

**การเปลี่ยนผ่านรูปแบบการผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ (Centralized Power System) สู่การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System)**




ที่มา: เว็บไซต์ Ilsr.org

นอกจากนี้กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2560) ได้สรุปองค์ประกอบพื้นฐานของระบบ Smart Grid ว่า ระบบดังกล่าวจะมีเทคโนโลยีพื้นฐานที่สามารถตรวจวัด รับส่ง สัญญาณข้อมูล และทำงานร่วมกับอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าอื่นๆ ได้ โดยมีเทคโนโลยีในกลุ่มต่างๆ คือ ฮาร์ดแวร์ ซอฟท์แวร์ และบุคลากร ซึ่งองค์ประกอบเทคโนโลยีทั้งสามกลุ่มข้างต้น สามารถจำแนกออกเป็นเทคโนโลยีต่างๆ ได้แก่ 1) เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT) 2) เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้า และการส่งจ่ายไฟฟ้า 3) เทคโนโลยีการควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ 4) เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) และการปรับความต้องการไฟฟ้า (Demand Response) และ 5) เทคโนโลยีการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า (EMS)

**รูปแบบการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid)**

ที่มา: เว็บไซต์ mmthailand.com

## 2.7 ทฤษฎีเกี่ยวกับต้นทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์

สุจิตรา ชำนิกวิกรณ์ (2561) ได้ให้ความหมายเกี่ยวกับต้นทุนในทางเศรษฐศาสตร์ว่า เป็นมูลค่าของปัจจัยการผลิต โดยจะประเมินการขาดแคลนจากค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ของปัจจัยการผลิตออกมาเป็นตัวเลข ซึ่งมิได้พิจารณาเพียงค่าใช้จ่ายวัตถุดิบ และมูลค่าของปัจจัยการผลิตต่างๆ ที่นำมาบันทึกลงในบัญชีเท่านั้น แต่จะพิจารณาจากมูลค่าของทางเลือกที่สละทิ้งไปด้วย จึงกล่าวได้ว่าต้นทุนเป็นค่าเสียโอกาสของปัจจัยการผลิต ทั้งนี้ ผู้จัดทำได้จำแนกลักษณะของต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในแต่ละประเภท สามารถสรุปได้ดังนี้

**2.7.1 ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost)** หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่า ต้นทุนทางเลือก (Alternative Cost) หมายถึง ต้นทุนที่เกิดขึ้นเมื่อมีการนำทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดไปใช้ในทางเลือกใดทางเลือกหนึ่งในบรรดาทางเลือกต่างๆ ที่มีอยู่ ทำให้เสียโอกาสในการนำปัจจัยนั้นไปหาประโยชน์จากทางเลือกอื่นๆ ซึ่งทางเลือกที่ให้ประโยชน์สูงสุดที่ไม่ได้ถูกเลือกคือ “ต้นทุนค่าเสียโอกาส”

**2.7.2 ต้นทุนจม (Sunk Cost)** หมายถึง ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตั้งแต่แรกเริ่มการผลิต และไม่ว่าปัจจุบันหรืออนาคตเหตุการณ์จะเปลี่ยนไปอย่างไร ก็จะไม่สามารถเรียกต้นทุนส่วนนั้นคืนมาได้ ดังนั้นต้นทุนจมจึงเป็นต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการตัดสินใจในอดีต ซึ่งจะไม่มีผลกระทบต่อการตัดสินใจในปัจจุบัน

**2.7.3 ต้นทุนผลกระทบภายนอก (Externality Cost)** เป็นปัจจัยหนึ่งที่ก่อให้เกิดความล้มเหลวของตลาด กล่าวคือ การดำเนินกิจกรรมใดๆ ทางเศรษฐกิจของหน่วยเศรษฐกิจหนึ่ง (อาจจะเป็นผู้บริโภค หรือผู้ผลิต) ส่งผลกระทบต่อสวัสดิภาพของหน่วยเศรษฐกิจอื่น ๆ ที่มิได้เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมทางเศรษฐกิจนั้น ซึ่งสามารถเป็นได้ทั้งผลกระทบเชิงบวก (Positive Externality) และเชิงลบ (Negative Externality)

**2.7.4 ต้นทุนชัดแจ้ง และต้นทุนไม่ชัดแจ้ง**

**(1) ต้นทุนชัดแจ้ง (Explicit Cost) หรือต้นทุนที่สามารถจับต้องได้ (Tangible Cost)** หมายถึง ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่กิจการได้จ่ายเป็นตัวเงินออกไปสำหรับใช้ในกระบวนการผลิตทั้งหมด ซึ่งต้นทุนเหล่านี้กิจการมักนำมาบันทึกทางบัญชีได้ เช่น ค่าใช้จ่าย

ในการลงทุนก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายทางด้านวิศวกรรม ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ค่าวัตถุดิบ และค่าแรงงาน เป็นต้น

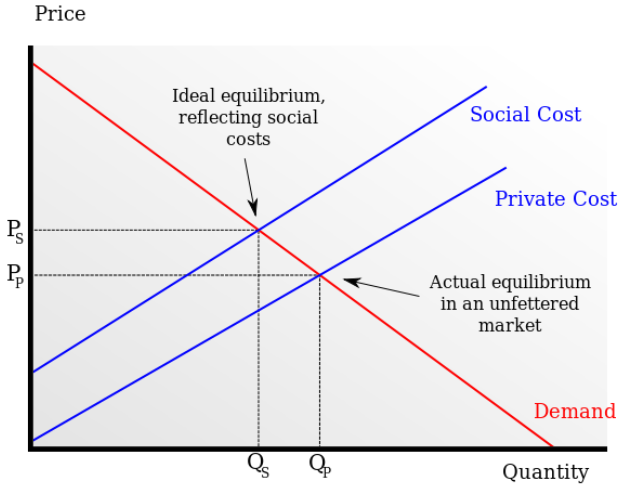
(2) **ต้นทุนไม่ชัดแจ้ง (Implicit Cost) หรือต้นทุนที่ไม่สามารถจับต้องได้ (Intangible Cost)** หมายถึง ต้นทุนที่ไม่สามารถประเมินมูลค่าเป็นตัวเงินได้ หรือในทางเศรษฐศาสตร์อาจกล่าวได้ว่าเป็นต้นทุนที่ไม่มีราคาตลาด เช่น ต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

### 2.7.5 ต้นทุนทางบัญชี และต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์

(1) **ต้นทุนทางบัญชี (Accounting Cost) หรือต้นทุนเอกชน (Private Cost)** หมายถึง ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่กิจการได้จ่ายออกไปในรูปของตัวเงิน และบันทึกรายการไว้ในบัญชีของกิจการ ซึ่งมีความหมายเช่นเดียวกับ “ต้นทุนแจ้งชัด” ตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น

(2) **ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Cost) หรือต้นทุนทางสังคม (Social Cost)** หมายถึง ต้นทุนที่รวมถึงค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่กิจการได้จ่ายออกไปในรูปของตัวเงิน และต้นทุนผลกระทบภายนอก ซึ่งไม่สามารถประเมินมูลค่าเป็นตัวเงินได้ (ไม่มีราคาตลาด) หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ เป็นต้นทุนที่รวมต้นทุนชัดแจ้ง และต้นทุนไม่ชัดแจ้งไว้ด้วยกัน ทำให้ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์จึงสูงกว่าต้นทุนทางบัญชี

**กราฟแสดงต้นทุนทางสังคมส่วนเพิ่มเมื่อคำนึงถึงกระทบภายนอก**




จากกราฟข้างต้นอธิบายได้ว่า ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์จะคำนึงถึงต้นทุนส่วนเพิ่มทางสังคม (Marginal Social Cost: MSC) จากกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เกิดต่อบุคคลที่สาม (Third Parties) เรียกว่า “ผลกระทบภายนอก (Externality)” เริ่มจากจุดแรกคือจุดตัดระหว่างเส้นต้นทุนเอกชนส่วนเพิ่ม (Marginal Private Cost: MPC) และเส้นอุปสงค์ (Demand Curve) หรือเส้นที่แสดงผลประโยชน์ทางสังคมส่วนเพิ่ม (Marginal Social Benefit: MSB) จะเป็นจุดที่แสดงถึงจุดดุลยภาพที่ระดับราคา Pp และปริมาณ Qp อย่างไรก็ตาม จุดดุลยภาพดังกล่าวไม่ใช่จุดที่มีประสิทธิภาพ (Inefficiency) เนื่องจากเส้น MPC ไม่ได้แสดงถึงผลกระทบภายนอกที่เกิดขึ้นต่อสังคม ทำให้ไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการผลิต ดังนั้นในทางเศรษฐศาสตร์จึงได้มีการพิจารณาต้นทุน

ผลกระทบภายนอกเข้ามาด้วย ซึ่งจะแสดงด้วยเส้นต้นทุนสังคมส่วนเพิ่ม (Marginal Social Cost: MSC) ที่มีการคำนึงถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นที่กับบุคคลที่สาม ทำให้จุดตัดระหว่างเส้น MSB และ MSC เป็นจุดที่มีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับรูปแบบในการศึกษาในครั้งนี้ ที่ได้มีการคำนึงถึงต้นทุนผลกระทบภายนอกของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทร่วมด้วย ทั้งนี้ ในการพิจารณาเปรียบเทียบประสิทธิผลของต้นทุนจำเป็นจะต้องแปลงผลกระทบให้อยู่ในรูปของตัวเงินเสียก่อน เพื่อให้เกิดความสะดวกในการเปรียบเทียบ โดยอุดมศักดิ์ ศีลประชาวงศ์ (2562) ได้สรุปเทคนิคในการประเมินมูลค่าแบบไม่มีราคาตลาด[1] ในแต่ละรูปแบบไว้ดังนี้

- **วิธีการประเมินมูลค่าโดยวิธีตรง** เป็นการวัดผลประโยชน์และต้นทุน ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ระหว่างสารปนเปื้อนกับความเสียหายที่เกิดขึ้นที่สามารถใช้ราคาตลาดในการประเมินได้ ได้แก่ วิธีการวัดผลิตภาพที่เปลี่ยนไป วิธีต้นทุนความเจ็บป่วย วิธีต้นทุนการฟื้นฟู และวิธีต้นทุนการหลีกเลี่ยงและป้องกัน
- **วิธีการประเมินมูลค่าโดยวิธีอ้อม** เป็นวิธีประมาณการค่าความเต็มใจจะจ่าย (Willingness To Pay: WTP) ของผู้บริโภค เพื่อแสดงถึงความพึงพอใจของบุคคลที่มีต่อสิ่งแวดล้อม ได้แก่ วิธีราคาแอบแฝง วิธีต้นทุนการเดินทาง วิธีสมมติเหตุการณ์ และวิธีการทดลองพฤติกรรมทางเลือก

## 2.8 การประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale)

การประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) หมายถึง ความได้เปรียบที่เกิดขึ้นจากการที่หน่วยธุรกิจสามารถผลิตผลผลิตได้ในจำนวนมากขึ้นจนทำให้ต้นทุนในการผลิตเฉลี่ยต่อหน่วยต่ำลงได้ อย่างไรก็ตาม หากการขยายผลผลิตไปกลับทำให้ต้นทุนการผลิตผลผลิตสูงขึ้นมาจะเรียกว่าธุรกิจเกิดการไม่ประหยัดต่อขนาด (Diseconomy of Scale)

## 2.9 ทฤษฎีเกี่ยวกับวิธีวิเคราะห์ต้นทุน และประสิทธิผล (Cost-Effectiveness Analysis: CEA)

เยาวดี รางชัยกุลวิบูลย์ศรี (2542) ได้ให้ความหมายของทฤษฎีต้นทุน และประสิทธิผล (CEA) ว่าเป็นการวิเคราะห์ต้นทุนในรูปแบบของการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ที่เปรียบเทียบต้นทุนและผลลัพธ์ หรือผลกระทบของการดำเนินโครงการที่มีลักษณะแตกต่างกัน โดยการวิเคราะห์ CEA จะถูกนำมาใช้กับการประเมินโครงการที่ผลตอบแทนสามารถระบุออกมาเป็นเชิงปริมาณได้ แต่ไม่สามารถที่จะตีออกมาเป็นมูลค่าของตัวเงิน (Monetary Terms) ซึ่งวิธีการนี้จะช่วยในการเปรียบเทียบโครงการที่เป็นทางเลือกที่ให้ผลตอบแทนเหมือนกัน แต่มีคุณภาพของผลตอบแทนที่ต่างกันได้ ทั้งนี้ การวิเคราะห์ CEA จะใช้อัตราส่วนในการวิเคราะห์เปรียบเทียบต้นทุนและประสิทธิผล โดยการวิเคราะห์อัตราส่วนต้นทุนต่อประสิทธิผลนั้น ผลลัพธ์หรือผลกระทบของโครงการที่จะสะท้อนให้เห็นถึงประสิทธิภาพของโครงการว่าบรรลุวัตถุประสงค์หรือไม่เพียงใด โดยสำหรับการประเมินต้นทุนโรงไฟฟ้าจะใช้วิธีการประเมินต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท (LCOE) ซึ่งเป็นวิธีการที่ใช้แนวคิดเดียวกับการวิเคราะห์ CEA ตามที่กล่าวมาข้างต้น

[1] อ้างอิงจากเอกสารประกอบการสอนวิชา การวิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุน ปีการศึกษา 2562

# บทที่ 3

# วิธีการศึกษา

## 3.1 การรวบรวมข้อมูล

การศึกษาครั้งนี้ผู้จัดทำจะรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากหน่วยงานภาครัฐ หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ และหน่วยงานทางด้านระบบไฟฟ้าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง อาทิ กระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย รวมทั้งรายงานการศึกษาค้นคว้าวิจัยทั้งในประเทศ และต่างประเทศ และจะนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์ในขั้นตอนต่อไป

## 3.2 การประเมินต้นทุนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าฐาน)

การประเมินต้นทุนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ผู้จัดทำจะอ้างอิงการประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่จังหวัดกระบี่ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (ข้อมูล ณ ปี 2558) ซึ่งคิดเป็นเงินลงทุนประมาณ 71,830 ล้านบาท แบ่งออกเป็น ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ประมาณ 56,530 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างท่าเทียบเรือและระบบสายพานเพื่อลำเลียงถ่านหินเข้าสู่โรงไฟฟ้าประมาณ 15,240 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อส่งกระแสไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าประมาณ 60 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดในการประเมินต้นทุนดังนี้

### 3.2.1 สมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา

| รายการ | ค่าที่ใช้ | ที่มา |
|---|---|---|
| 1. กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ | 800 เมกะวัตต์ | กำหนดขนาดกำลังผลิตเท่ากับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในพื้นที่ศึกษา |
| 2. อายุโรงไฟฟ้า | 25 ปี | โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะมีอายุการใช้งานโดยเฉลี่ยประมาณ 20-25 ปี |
| 3. ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า (Plant Factor) | ร้อยละ 85 | อ้างอิงประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินตามรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ของ กฟผ. |
| 4. ประมาณการการใช้เชื้อเพลิง (ถ่านหินซับบิทูมินัส) | 2.3 ล้านตันต่อปี | อ้างอิงตามรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ของ กฟผ. |
| 5. ราคาค่าเชื้อเพลิง | 3,338.46 บาทต่อตัน | อ้างอิงตามรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ของ กฟผ. |
| 6. จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ | 5,956.8 ล้านหน่วยต่อปี | กำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 1 ปี X Plant Factor |
| 7. อัตราค่าความร้อนในการผลิตไฟฟ้าสุทธิเฉลี่ย | 8,709 กิโลจูล (KJ) ต่อ kWh | อ้างอิงตามรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ของ กฟผ. |
| 8. ระยะเวลาดำเนินการก่อสร้าง | ประมาณ 4 ปี | อ้างอิงตามรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ของ กฟผ. |
| 9. ราคาโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ (โรงไฟฟ้า+ท่าเทียบเรือ+ราคาระบบส่งไฟฟ้า) | 71,830 ล้านบาท | อ้างอิงตามรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่ ของ กฟผ. |

| รายการ | ค่าที่ใช้ | ที่มา |
|---|---|---|
| 10. ราคาค่าที่ดิน | N/A | ไม่มีค่าที่ดิน เนื่องจากใช้ที่ดินของ กฟผ. ในการดำเนินโครงการ |
| 11. ค่าดำเนินงาน และ ค่าบำรุงรักษา (O&M Cost) | ร้อยละ 2 ของต้นทุนทั้งหมดต่อปี | ผู้จัดทำกำหนดให้การดำเนินโครงการมีค่าดำเนินงานและค่าบำรุงรักษาประมาณร้อยละ 2 ของต้นทุนทั้งหมด |
| 12. อัตราคิดลด (Discount Rate) | ร้อยละ 3.98 | กำหนดอัตราคิดลดเท่ากับอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (real exchange rate) โดยอ้างอิงจากผลตอบแทนตั๋วเงินคลังและพันธบัตรรัฐบาล ระยะเวลา 1 ปี ของธนาคารแห่งประเทศไทย ณ ปี 2563 เท่ากับร้อยละ 1.15 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk Free Rate) และอัตราเงินเฟ้อของประเทศไทยในช่วงที่ผ่านมา ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 2.8 |

**ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่**

| รายการ | ค่าใช้จ่าย |
|---|---|
| **ค่าใช้จ่ายทางตรง*** | **44,410.0** |
| <u>โรงไฟฟ้า</u> | |
| 1. Stream Generator | 9,400.0 |
| 2. Stream Turbine and Generator | 6,200.0 |
| 3. Electrical Equipment Control | 3,300.0 |
| 4. Emission Control Equipment | 7,800.0 |
| 5. โรงบำบัดน้ำ | 500.0 |
| 6. หอหล่อเย็น | 450.0 |
| 7. Fuel & Ash Handling & Landfill | 1,210.0 |
| 8. Balance of Plant | 4,530.0 |
| 9. Erection & Installation | 5,040.0 |
| 10.การเตรียมงานกอสร้าง งานโยธา และการก่อสร้างถนนในบริเวณโรงไฟฟ้า | 5,610.0 |
| 11.การบริหารจัดการระบบน้ำ | 370.0 |
| **ค่าใช้จ่ายทางอ้อม** | **12,120.0** |
| 9. Development Cost | 240.0 |
| 10. ค่าบริหารจัดการงานวิศวกรรม และก่อสร้าง | 650.0 |
| 11. ภาษีอุปกรณ์นำเข้า | 315.0 |
| 12. เงินสำรองเผื่อขาด | 2,280.0 |
| 13. เงินสำรองเผื่อการเปลี่ยนแปลงราคา | 2,995.0 |
| 14. กองทุนพลังงาน | 160.0 |
| 15. ค่าดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง | 4,530.0 |
| 16. Financing Fee | 950.0 |
| **รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น** | **56,530.0** |

ที่มา: กฟผ.

**ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าท่าเทียบเรือ (คลองรั้ว)**

| รายการ | ค่าใช้จ่าย |
|---|---|
| **ค่าใช้จ่ายทางตรง*** | **11,400.0** |
| 1. ท่าเทียบเรือ | 960.0 |
| 2. Tunnel | 2,310.0 |
| 3. Coal Conveyor Equipment & Master Spare Part | 4,180.0 |
| 4. การเตรียมงานก่อสร้าง และโยธา | 2,340.0 |
| 5. Erection, Installation, Test & Commissioning | 280.0 |
| 6. Land Acquisition | 1,330.0 |
| **ค่าใช้จ่ายทางอ้อม** | **3,840.0** |
| 10. ค่าบริหารจัดการงานวิศวกรรม และก่อสร้าง | 165.0 |
| 11. ภาษีอุปกรณ์นำเข้า | 175.0 |
| 12. เงินสำรองเผื่อขาด | 585.0 |
| 13. เงินสำรองเผื่อการเปลี่ยนแปลงราคา | 1,230.0 |
| 13. ค่าดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง | 1,450.0 |
| 14. Financing Fee | 235.0 |
| **รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น** | **15,240.0** |

ที่มา: กฟผ.

**ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนของระบบไฟฟ้า**

| รายการ | ค่าใช้จ่าย |
|---|---|
| 1. ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 230 KV (โรงไฟฟ้ากระบี่- สถานีไฟฟ้าแรงสูงกระบี่) และขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงกระบี่ | 60.0 |
| **รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น** | **60.0** |

ที่มา: กฟผ.

ในส่วนของการประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก จะอ้างอิงราคาจากผลการศึกษาของ Sascha Samadi (2560) ซึ่งได้ประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอกในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ อยู่ที่หน่วยละ 4.05 บาทต่อ kWh

## 3.3 การประเมินต้นทุนของโรงไฟฟ้าชีวมวล

กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล กำลังผลิต 50 เมกะวัตต์ (MW) จำนวน 6 แห่ง ในจังหวัดกระบี่ (กำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 300 MW) คิดเป็นค่าใช้จ่ายลงทุนประมาณ 2,855.50 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดในการประเมินต้นทุนดังนี้

### 3.3.1 ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานชีวมวลของพื้นที่ศึกษา

Greenpeace Thailand (2561) ได้จัดทำรายงาน Krabi Goes Green สู่เมืองต้นแบบกระบี่เกินร้อย เพื่อแสดงผลการศึกษาการใช้ไฟฟ้าของจังหวัดกระบี่ในการวางแผนผลิตไฟฟ้าในช่วงระยะเวลา 20 ปีข้างหน้า (พ.ศ. 2561-2580) โดยศึกษาศักยภาพพลังงานชนิดต่างๆ ที่มีอยู่ในท้องถิ่น เพื่อนำมาประมวลความเป็นไปได้ในการพัฒนาสู่จังหวัดต้นแบบที่พึ่งพาตนเองทางพลังงานด้วยพลังงานสะอาด 100% ทั้งนี้ จากการศึกษาศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าด้วย

ชีวมวลในจังหวัดกระบี่พบว่า แหล่งพลังงานที่สำคัญของจังหวัดกระบี่คือพลังงานจากผลผลิตปาล์ม ซึ่งเป็นพืชที่นิยมเพาะปลูกในพื้นที่ภาคใต้เป็นส่วนใหญ่ โดยจากการประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากผลผลิตปาล์มตามการคำนวณของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) สามารถสรุปผลได้ดังนี้

$$PE_{EFB} = \frac{Q_{EFB} \; x \; Eff_{plant}}{Operating \; Hour \; x \; 3.6 \; x \; 1{,}000}$$

เมื่อ

$PE_{EFB}$ = ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากปาล์ม (เมกะวัตต์)

$Q_{FEB}$ = ศักยภาพพลังงานความร้อนจากปาล์ม (เมกะจูล) คำนวณได้จากปริมาณของผลผลิตปาล์ม X ค่าความร้อนของผลผลิต (เมกะจูลต่อกิโลกรัม)

$Eff_{plant}$ = ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล (กำหนดอยู่ที่ประมาณร้อยละ 20)

Operating Hour = จำนวนชั่วโมงที่ใช้เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าต่อปี

**ผลการคำนวณศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากผลผลิตปาล์มต่อล้านตันต่อปี**

| ชนิดของชีวมวล | ค่าความร้อน (MJ/kg) | อัตราการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์ ต่อล้านตันผลผลิตต่อปี) |
|---|---|---|
| ลำต้นปาล์ม | 7.54 | 52.89 |
| ใบและทางปาล์ม | 1.76 | 12.35 |
| ทะลายปาล์มเปล่า | 7.24 | 50.79 |
| เส้นใยปาล์ม | 11.4 | 79.97 |
| กะลาปาล์ม | 16.9 | 118.55 |

ที่มา: Greenpeace Thailand

สำหรับการประเมินต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลตามการศึกษาในครั้งนี้ ผู้จัดทำจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งใช้กะลาปาล์มเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่มีอัตราการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุด โดยมีอัตราการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ 118.55 เมกะวัตต์ต่อล้านตันผลผลิตต่อปี และเมื่อนำมาเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้จะให้ค่าความร้อนสูงถึง 16.9 เมกะจูลต่อกิโลกรัม

### 3.3.2 สมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา

| รายการ | ค่าที่ใช้ | ที่มา |
|---|---|---|
| 1. กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ | 50 เมกะวัตต์ต่อแห่ง | กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 50 เมกะวัตต์ จำนวน 6 แห่งในจังหวัดกระบี่ ขนาดกำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 300 เมกะวัตต์ |
| 2. อายุโรงไฟฟ้า | 25 ปี | โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะมีอายุการใช้งานโดยเฉลี่ยประมาณ 20-25 ปี |
| 3. อัตราความสามารถในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย (Plant Factor) | ประมาณร้อยละ 85 | อ้างอิงจากอัตราความสามารถในการผลิตไฟฟ้ามาตรฐานของโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานความร้อน ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 85 |

| รายการ | ค่าที่ใช้ | ที่มา |
|---|---|---|
| 4. พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบเฉลี่ย | ประมาณ 372.30 ล้านหน่วยต่อปี | กำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 1 ปี X Plant Factor |
| 5. ประมาณการการใช้เชื้อเพลิง (กะลาปาล์ม) | ประมาณ 421,762.97 ตันต่อปี หรือ 421.76 กิโลกรัมต่อปีต่อแห่ง | ประเมินจากศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากกะลาปาล์ม |
| 6. ราคาค่าเชื้อเพลิง | 3,200 บาทต่อตัน | อ้างอิงจากราคาตลาดของกะลาปาล์ม ณ ค่าความชื้นร้อยละ 20 |
| 7. ระยะเวลาดำเนินการก่อสร้าง | ประมาณ 3 ปี | - |
| 8. ราคาโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ | 3,055.50 ล้านบาท | ราคาประมาณการค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า |
| 9. ราคาค่าที่ดิน | ตารางวาละประมาณ 5,000 บาท (จังหวัดกระบี่) | กำหนดราคาที่ดินเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาทต่อตารางวา |
| 10. ค่าดำเนินงาน และค่าบำรุงรักษา (O&M Cost) | คิดเป็นร้อยละ 1 ต่อปีของต้นทุนทั้งหมด | ค่ามาตรฐานในการดำเนินงาน และบำรุงรักษาอยู่ที่ประมาณร้อยละ 0.5 – ร้อยละ 2 ของต้นทุนทั้งหมด โดยผู้จัดทำกำหนดให้มีค่า O&M Cost ประมาณร้อยละ 1 ของต้นทุนทั้งหมด |
| 11. อัตราคิดลด (Discount Rate) | ร้อยละ 3.98 | กำหนดอัตราคิดลดเท่ากับอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (real exchange rate) โดยอ้างอิงจากผลตอบแทนตั๋วเงินคลังและพันธบัตรรัฐบาล ระยะเวลา 1 ปี ของธนาคารแห่งประเทศไทย ณ ปี 2563 เท่ากับร้อยละ 1.15 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk Free Rate) และอัตราเงินเฟ้อของประเทศไทยในช่วงที่ผ่านมา ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 2.8 |

**ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (ปาล์ม) (ขนาด 50 MW ต่อแห่ง)**

| รายการ | ราคาต่อหน่วย (บาท) | รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) | ที่มา |
|---|---|---|---|
| 1. ค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าต่อแห่ง (กำลังผลิตสูงสุด 50 เมกะวัตต์) | ประมาณ 55.50 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ | 2,750.50 | อ้างอิงตามประมาณการราคาก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลตามรายงาน Krabi Goes Green สู่เมืองต้นแบบกระบี่เกินร้อยของ Greenpeace Thailand |
| 2. งานเชื่อมต่อระบบจำหน่าย | N/A | 5.00 | กำหนดให้มีต้นทุนในการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายประมาณ 5 ล้านบาท |
| 3. ค่าที่ดิน (ใช้ที่ดินประมาณ 50 ไร่) | 5,000 บาทต่อตารางวา | 100.00 | กำหนดราคาที่ดินเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาทต่อตารางวา |
| **รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น** | | **2,855.50** | |

ในส่วนของการประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก จะอ้างอิงราคาจากผลการศึกษาของ Sascha Samadi (2560) ซึ่งได้ประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอกในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลอยู่ที่หน่วยละ 0.85 บาทต่อ kWh

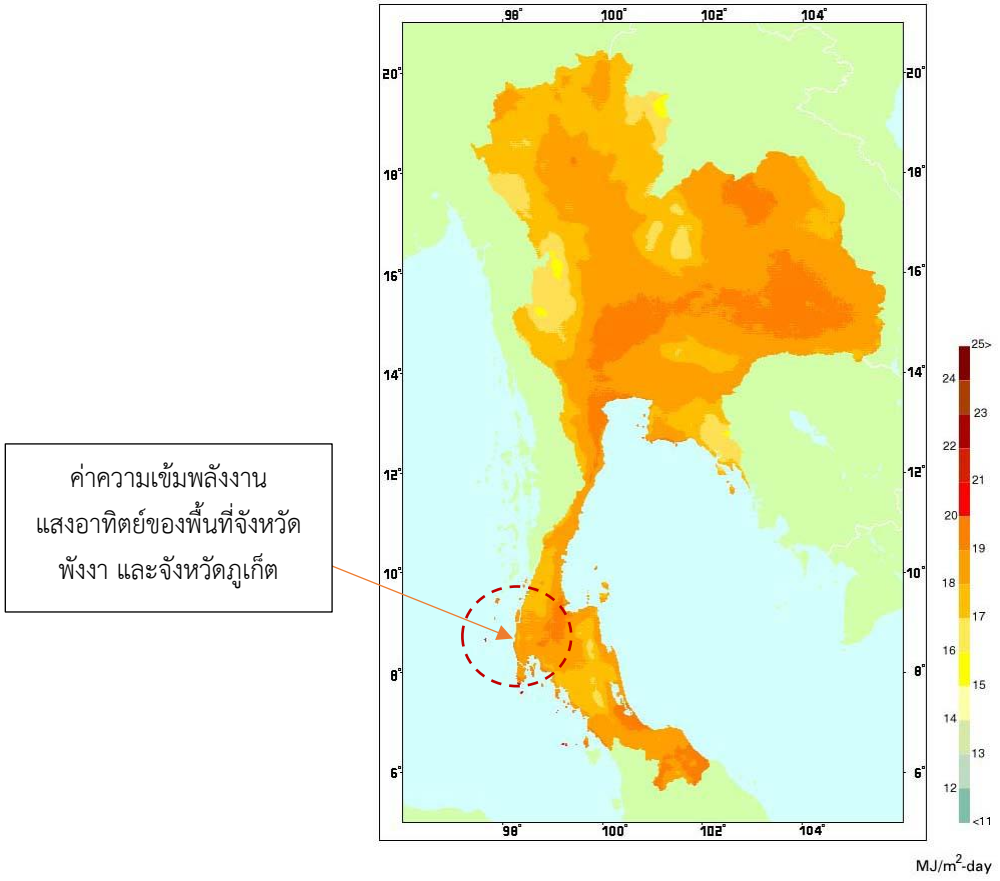
## 3.4 การประเมินต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 2 เมกะวัตต์ (MWp) จำนวน 40 แห่ง ในจังหวัดพังงา (กำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 80 MWp) คิดเป็นค่าใช้จ่ายประมาณ 563.25 ล้านบาท และก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 5 MWp จำนวน 20 แห่ง ในจังหวัดภูเก็ต (กำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 100 MWp) คิดเป็นใช้จ่ายในการลงทุนประมาณ 208.45 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดในการประเมินต้นทุนดังนี้

### 3.4.1 ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่ศึกษา

จากการประเมินค่าความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์ในบริเวณจังหวัดภูเก็ต และจังหวัดพังงา ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่า พื้นที่ดังกล่าวมีค่าความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ประมาณ 19.09 เมกะจูลต่อตารางเมตรต่อวัน และ 18.08 เมกะจูลต่อตารางเมตรวัน ตามลำดับ ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ (เกณฑ์มาตรฐานค่าความเข้มพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ต้องมากกว่า 7 เมกะจูล)

**แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย**



### 3.4.2 สมมติฐานที่ใช้ในการศึกษา

| รายการ | ค่าที่ใช้ | ที่มา |
|---|---|---|
| 12. กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ | 10 เมกะวัตต์ (MWp)/แห่ง | กำหนดให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 10 MWp จำนวน 20 แห่งในจังหวัดภูเก็ต ขนาดกำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 100 MWp |
| 13. อายุโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ | 25 ปี | โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะมีอายุการใช้งานโดยเฉลี่ยประมาณ 20-25 ปี |
| 14. อัตราความสามารถในการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย (Plant Factor) | ประมาณร้อยละ 16.6 | อ้างอิงจากการคำนวณของเว็บไซต์ https://pvwatts.nrel.gov/ |
| 15. พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบเฉลี่ย | ประมาณ 2.89 ล้านหน่วยต่อปี (จังหวัดพังงา) และ 7.23 ล้านหน่วยต่อปี (จังหวัดภูเก็ต) | อ้างอิงจากการคำนวณของเว็บไซต์ https://pvwatts.nrel.gov/ |
| 16. ระยะเวลาดำเนินการก่อสร้าง | ประมาณ 2 ปี | - |
| 17. ราคาโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ | 148.45 ล้านบาท (จังหวัดพังงา) 363.25 ล้านบาท (จังหวัดภูเก็ต) | ราคาประมาณการค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า |
| 18. ราคาค่าที่ดิน | ตารางวาละประมาณ 5,000 บาท (จังหวัดพังงา) | กำหนดราคาที่ดินเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาทต่อตารางวา |
| | ตารางวาละประมาณ 5,000 บาท (จังหวัดภูเก็ต) | กำหนดราคาที่ดินเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาทต่อตารางวา |
| 19. ค่าดำเนินงาน และค่าบำรุงรักษา (O&M Cost) | คิดเป็นร้อยละ 1 ต่อปีของต้นทุนทั้งหมด | ค่ามาตรฐานในการดำเนินการ และบำรุงรักษาอยู่ที่ประมาณร้อยละ 0.5 – ร้อยละ 2 ของต้นทุนทั้งหมด โดยผู้จัดทำกำหนดให้มีค่า O&M Cost ประมาณร้อยละ 1 ของต้นทุนทั้งหมด |
| 20. ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า | ลดลงร้อยละ 1 ต่อปี | อ้างอิงจากการคำนวณของโปรแกรม Homer Pro ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) |
| 21. อัตราคิดลด (Discount Rate) | ร้อยละ 3.98 | กำหนดอัตราคิดลดเท่ากับอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (real exchange rate) โดยอ้างอิงจากผลตอบแทนตั๋วเงินคลังและพันธบัตรรัฐบาล ระยะเวลา 1 ปี ของธนาคารแห่งประเทศไทย ณ ปี 2563 เท่ากับร้อยละ 1.15 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk Free Rate) และอัตราเงินเฟ้อของประเทศไทยในช่วงที่ผ่านมา ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 2.8 |

**ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดพังงา (ขนาด 2 MWp ต่อแห่ง)**

| รายการ | ราคาต่อหน่วย (บาท) | รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) | ที่มา |
|---|---|---|---|
| 1. ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบมาตรฐาน พร้อมติดตั้งอินเวอร์เตอร์ (Inverter) (แห่งละ 2 MWp จำนวน 40 แห่ง) | เฉลี่ยประมาณ 40 บาทต่อวัตต์ | 80.00 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 40 บาทต่อวัตต์ |
| 2. ติดตั้งขาตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน 6,400 ชุด (ขนาดแผง 370 วัตต์ต่อ 1 ชุด) | 3,000 บาท ต่อชุด | 19.20 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 2,000-4,000 บาทต่อวัตต์ |
| 3. งานเชื่อมต่อระบบจำหน่าย | - | 5.00 | กำหนดให้มีต้นทุนในการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายประมาณ 5 ล้านบาท |
| 4. ค่าบริการสำรวจออกแบบ และการยื่นขออนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) | 250,000 บาท | 0.25 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ (บริษัท Ecoenergy Thailand) |
| 5. ค่าบริการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ขนาดใหญ่ | ประมาณ 2 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ | 4.00 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ (บริษัท Ecoenergy Thailand) |
| 6. ค่าที่ดิน (ใช้ที่ดินประมาณ 20 ไร่) | 5,000 บาทต่อตารางวา | 40.00 | กำหนดราคาที่ดินเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาทต่อตารางวา |
| **รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น** | | **148.45** | |

**ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดภูเก็ต (ขนาด 5 MWp ต่อแห่ง)**

| รายการ | ราคาต่อหน่วย (บาท) | รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) | ที่มา |
|---|---|---|---|
| 1. ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบมาตรฐาน พร้อมติดตั้งอินเวอร์เตอร์ (Inverter) (แห่งละ 5 MWp จำนวน 20 แห่ง) | เฉลี่ยประมาณ 40 บาทต่อวัตต์ | 200.00 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 40 บาท/วัตต์ |
| 2. ติดตั้งขาตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน 16,000 ชุด (ขนาดแผง 370 วัตต์ต่อ 1 ชุด) | 3,000 บาท ต่อชุด | 48.00 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 2,000-4,000 บาท/ชุด |

| รายการ | ราคาต่อหน่วย (บาท) | รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) | ที่มา |
|---|---|---|---|
| 3. งานเชื่อมต่อระบบจำหน่าย | - | 5.00 | กำหนดให้มีต้นทุนในการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายประมาณ 5 ล้านบาท |
| 4. ค่าบริการสำรวจออกแบบ และการยื่นขออนุญาตจาก กฟภ. | 250,000 บาท | 0.25 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ (บริษัท Ecoenergy Thailand) |
| 5. ค่าบริการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ขนาดใหญ่ | ประมาณ 2 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ | 10.00 | อ้างอิงจากราคาตลาดของผู้จำหน่ายเอกชนในประเทศ (บริษัท Ecoenergy Thailand) |
| 6. ค่าที่ดิน (ใช้ที่ดินประมาณ 50 ไร่) | 5,000 บาทต่อตารางวา | 100.00 | กำหนดราคาที่ดินเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาทต่อตารางวา |
| **รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น** | | **363.25** | |

ในส่วนของการประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก จะอ้างอิงราคาจากผลการศึกษาของ Sascha Samadi (2560) ซึ่งได้ประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอกในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่หน่วยละ 0.32 บาท/KWh

### 3.5 การประเมินต้นทุนของระบบควบคุมอัจฉริยะ (Smart Grid)

การประมาณการราคาระบบควบคุมการจ่ายไฟแบบอัจฉริยะเพื่อบริหารจัดการแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละแห่งให้สามารถทำงานร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้จัดทำจะกำหนดราคาโดยอ้างอิงประมาณการราคาในการพัฒนาระบบจัดการพลังงานขนาดเล็ก (Micro Energy Microgrid System: Micro EMS) ของโครงการนำร่องการพัฒนาสมาร์ทกริดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนของ กฟผ. โดยมีขอบเขตในการดำเนินงาน ได้แก่ การจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์ของระบบ Micro EMS การพัฒนาและติดตั้งซอฟท์แวร์ Micro EMS และการก่อสร้างห้องควบคุมระบบไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งมีต้นทุนในการดำเนินการอยู่ที่ประมาณ 11.7 ล้านบาท โดยต้นทุนในส่วนดังกล่าว ผู้จัดทำจะเฉลี่ยต้นทุนรวมกับต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท (เฉลี่ย 2.93 ล้านบาทต่อแห่ง)

### 3.6 วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล

เครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์จะใช้วิธีวัดประสิทธิภาพด้านต้นทุนเพียงอย่างเดียว โดยใช้วิธีวิเคราะห์ต้นทุน และประสิทธิผล (Cost Effective Analysis: CEA) ซึ่งผู้จัดทำจะต้องรวบรวมข้อมูลทั้งในส่วนของต้นทุนการก่อสร้างที่เป็นตัวเงิน และต้นทุนที่สะท้อนถึงผลกระทบภายนอก เพื่อให้สะท้อนต้นทุนค่าเสียโอกาสทางเศรษฐกิจและสังคมด้วย ทั้งนี้ การพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุน และประสิทธิผลจะพิจารณาจากอัตราส่วนของต้นทุนและประสิทธิผล หรือ Cost Effectiveness Ratio โดยสามารถแสดงในรูปของสมการได้ ดังนี้

$$\text{C/E Ratio} = \frac{Cost}{Effectiveness}$$

สำหรับการวิเคราะห์ประสิทธิภาพด้านต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีคำนวณต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า (Levelized Cost of Electricity: LCOE) ซึ่งเป็นการคำนวณค่าใช้จ่ายของ

การผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการ โดยการคำนวณ LCOE จะเป็นการพิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแบ่งแยกตามชนิดของเทคโนโลยีโดยพิจารณาต้นทุนการผลิตทุกชนิด ประกอบด้วยต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ต้นทุนการดำเนินงาน และต้นทุนค่าเชื้อเชื้อเพลิงตลอดอายุโครงการ ซึ่งจะถูกปรับมูลค่าตามหลักหารมูลค่าเงินตามกาลเวลา (Time Value of Money: TVM) ดังสมการ

$$LCOE = \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวมตลอดอายุโครงการ}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของปริมาณรวมของการผลิตตลอดอายุโครงการ}} = \sum_{t=1}^{n} \frac{\frac{I_t+M_t+F_t}{(1+r)^t}}{\frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

เมื่อ

LCOE = ต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า (บาทต่อ kWh)

$I_t$ = เงินลงทุนในปีที่ t (บาท)

$M_t$ = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาทต่อปี)

$F_t$ = ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่อปีในปีที่ t (บาทต่อปี)

$E_t$ = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t (kWh ต่อปี)

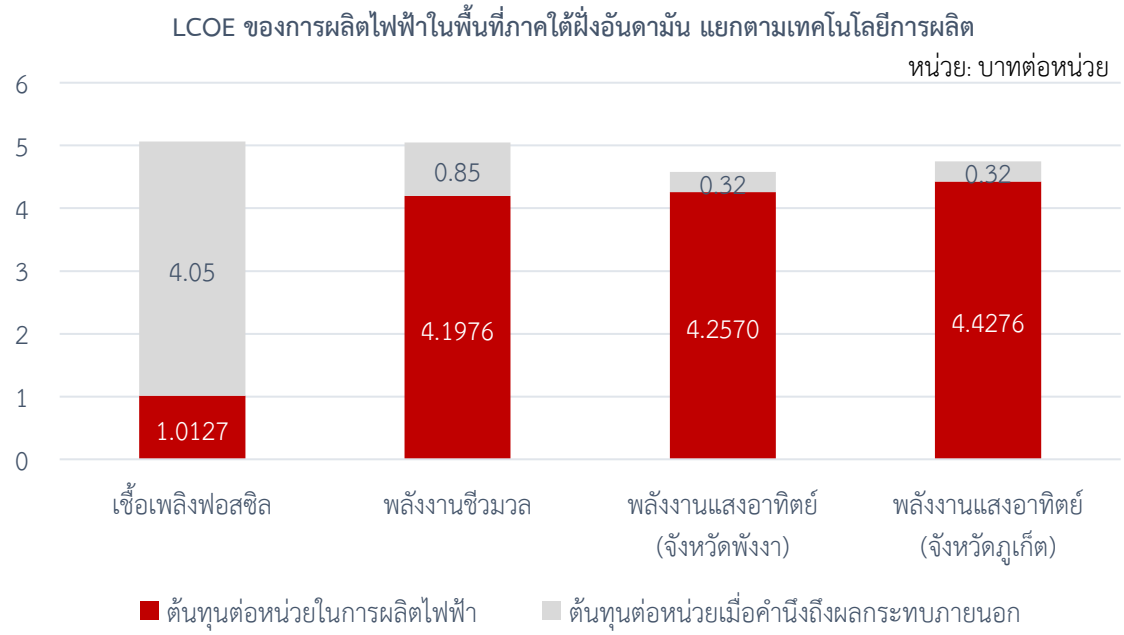
r = อัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับอัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (ร้อยละ)

นอกจากนี้วิธีการ LCOE ยังเป็นตัวชี้วัดที่นิยมใช้ในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่างเทคโนโลยีการผลิตต่าง ๆ กล่าวคือ LCOE สามารถใช้ในการประเมินความคุ้มค่า (Cost effectiveness) ของการผลิตไฟฟ้าที่มีเทคโนโลยีการผลิตที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบต้นทุน และประสิทธิผลของการดำเนินโครงการแล้วจะสามารถวิเคราะห์ได้ว่าการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์พร้อมติดตั้งระบบควบคุมอัจฉริยะในพื้นที่ภาคใต้ตอนล่างฝั่งอันดามัน ได้แก่ จังหวัดกระบี่ จังหวัดพังงา และจังหวัดภูเก็ตด้วยเทคโนโลยีที่แตกต่างกัน จะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่แข่งขันได้กับโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล (โรงไฟฟ้าถ่านหิน) หรือไม่

# บทที่ 4

## ผลการศึกษา

จากการประเมินต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในจังหวัดกระบี่ กำลังผลิต 800 เมกะวัตต์ (MW) และการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ ประกอบด้วย การจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดพังงา กำลังผลิต 2 เมกะวัตต์ (MWp) จำนวน 40 แห่ง การจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดภูเก็ต กำลังผลิต 5 MWp จำนวน 20 แห่ง และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลในจังหวัดกระบี่ จำนวน 6 แห่ง กำลังผลิตรวมทั้งสิ้น 300 MW พร้อมติดตั้งระบบควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าแบบอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามันพบว่า เมื่อพิจารณาเฉพาะต้นทุนที่เป็นตัวเงิน การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ถ่านหิน) จะมี LCOE ต่ำที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จะได้การประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เป็นจำนวนมาก ทำให้มีต้นทุนต่อหน่วยลดลง โดยมีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1.0127 บาทต่อหน่วย ขณะที่การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์จะมีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ระหว่าง 4.1976 – 4.7457 บาทต่อหน่วย




อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณา LCOE ของการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทโดยคำนึงถึงต้นทุนผลกระทบภายนอก (Externalities) จะพบว่า การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ถ่านหิน) จะมีต้นทุนสูงที่สุด คิดเป็นต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 5.0627 บาทต่อหน่วย ขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีต้นทุนเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย โดยการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในจังหวัดกระบี่มีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 5.0476 บาทต่อหน่วยต่อแห่ง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดพังงามีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 4.5770 บาทต่อหน่วยต่อแห่ง และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดภูเก็ตมีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ 4.7476 บาทต่อหน่วยต่อแห่ง (เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 4.5770 – 5.0476 บาทต่อหน่วยต่อแห่ง) ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าแม้การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำกว่า

พลังงานหมุนเวียนก็ตาม แต่หากคำนึงถึงผลกระทบภายนอกที่เกิดขึ้นกับสังคมด้วยแล้วจะมีต้นทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเปรียบเทียบ

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีการผลิตแต่ละประเภทพบว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Energy) จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะในช่วงเวลากลางวันหรือในช่วงเวลาที่มีแสงแดดเท่านั้น โดยในกรณีที่มีเมฆบดบังแสงแดดจะทำให้แหล่งพลังงานดังกล่าวไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ รวมทั้งยังอาจส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จึงจำเป็นที่จะต้องพึ่งพาต้องอาศัยอุปกรณ์อื่นๆ ร่วมด้วย อาทิ ระบบกักเก็บพลังงาน (Battery Energy Storage System: BESS) เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าเกิดประสิทธิภาพสูงสุด อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาครั้งนี้ได้มีการพิจารณาติดตั้งระบบควบคุมอัจฉริยะ (Smart Grid) ร่วมด้วย เพื่อให้สามารถบริหารจัดการระบบไฟฟ้าร่วมกับแหล่งพลังงานอื่นๆ ได้ในกรณีที่แหล่งพลังงานไฟฟ้าแหล่งใดแหล่งหนึ่งไม่สามารถจ่ายไฟได้อย่างต่อเนื่อง โดยบทบาทสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อาจเป็นเพียงการผลิตไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาสั้นๆ หรือในช่วงเวลากลางวัน และให้แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าอื่นๆ ที่มีความเชื่อถือได้ อาทิ โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าทดแทนในช่วงเวลาที่ Solar Energy ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล แม้ว่าจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่สามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้ตลอด 24 ชั่วโมง แต่เมื่อพิจารณาข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีพบว่า ปัจจุบันยังคงประสบกับปัญหาเชื้อเพลิงที่ไม่เพียงพอต่อการป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้า ซึ่งเกิดจากปัญหาที่ผลผลิตขาดแคลน หรือมีไม่เพียงพอกับความต้องการเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า ดังนั้นรัฐบาลจึงจะต้องมีมาตรการในการจูงใจเพื่อให้เกษตรกรหันมาเพาะปลูกพืชพลังงานมากขึ้น โดยเฉพาะการส่งเสริมการเพาะปลูกไม้โตเร็ว เช่น ยูคาลิปตัส กระถินยักษ์ หรือกระถินณรงค์ อันเป็นไม้เศรษฐกิจที่สามารถตัดโค่นไปใช้ประโยชน์ได้ภายในเวลา 3-5 ปี ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้าชีวมวลมีเชื้อเพลิงที่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอตลอดทั้งปี

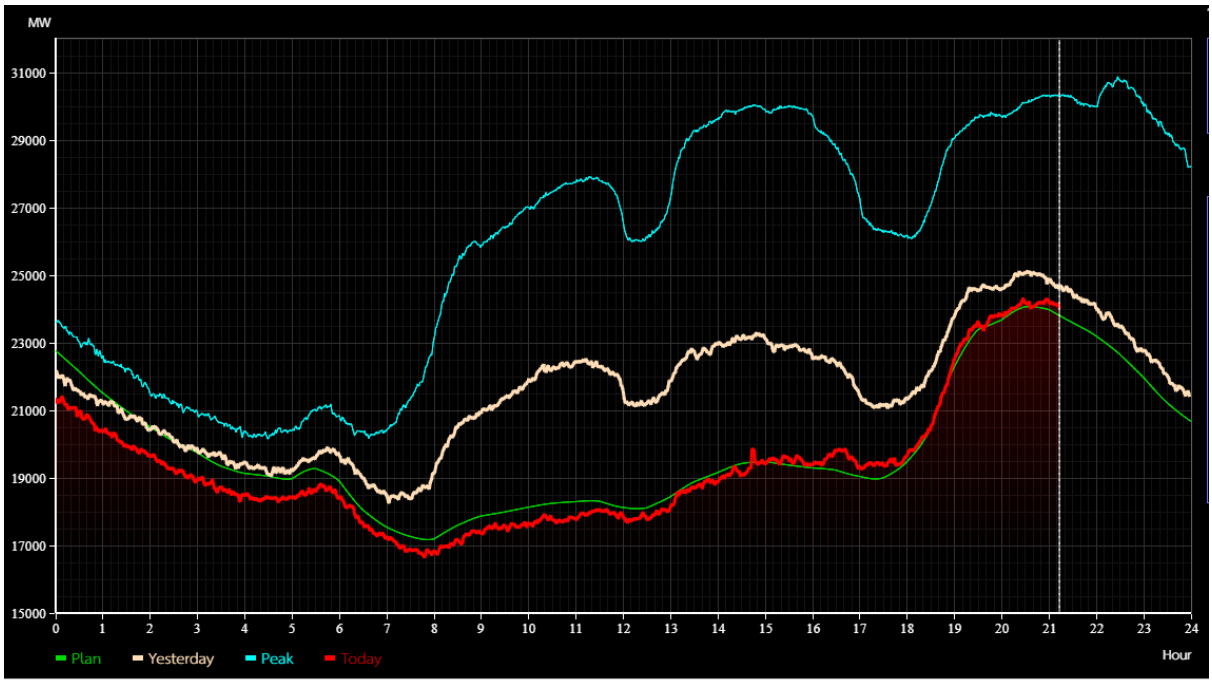
ปัจจุบันการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff (FiT) กล่าวคือระบบรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบดังกล่าวจะคำนวณจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตลอดอายุโครงการ ทำให้อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตลอดอายุโครงการมีความสอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของผู้ประกอบการมากขึ้น และเป็นภาระกับผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยลง นอกจากนี้ในปี 2560 ได้มีการเปิดประมูลเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ภายใต้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ซึ่งถือเป็นการพัฒนารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ที่ทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าถูกลงและลักษณะสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นแบบเสถียร (Firm) ทำให้มีความเชื่อถือได้มากขึ้น โดยจากการศึกษา LCOE ของการผลิตไฟฟ้าตามผลการศึกษาครั้งนี้พบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทอยู่ในระดับที่ใกล้เคียงกับอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT โดยมีรายละเอียดดังนี้

| เชื้อเพลิง | กำลังผลิต/ประเภท | อัตรารับซื้อ FiT ปี 2558 (บาท/หน่วย) | หมายเหตุ |
|---|---|---|---|
| 1. ชีวมวล | <=1 MW | 5.34 | |
| | >=1 MW | - | |
| | >1-3 MW | 4.82 | |
| | >3 MW | 4.24 | |
| 2. ก๊าซชีวภาพ | <=1 MW | - | |
| | >=1 MW | - | |
| | ทุกขนาด | 3.76<br>5.34 | ประเภทน้ำเสีย<br>ประเภทพืชพลังงาน |
| 3. พลังงานขยะ | ขยะหมัก | - | |
| | พลังความร้อน | - | |
| | <=1 MW | 6.34 | จัดการแบบผสมผสาน |
| | >1-3 MW | 5.82 | จัดการแบบผสมผสาน |
| | >3 MW | 5.08 | จัดการแบบผสมผสาน |
| | ทุกขนาด | 5.60 | จัดการแบบฝังกลบ |
| 4. พลังงานลม | <=50 KW | - | |
| | >50 KW | - | |
| | ทุกขนาด | 6.06 | |
| 5. พลังน้ำ | 50KW - <200 KW | - | |
| | <50 KW | - | |
| | <=200 KW | 4.90 | |
| 6. พลังงานแสงอาทิตย์ | ทุกขนาด | 5.66 | FiT (บนพื้นดิน) |
| | 0-10 KWp | 6.85 | โซลาร์รูฟท็อป |
| | 10-250 KWp | 6.40 | โซลาร์รูฟท็อป |
| | 250-1,000 KWp | 6.01 | โซลาร์รูฟท็อป |

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

อย่างไรก็ตาม ในการขับเคลื่อนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Power System) จะต้องอาศัยการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานทดแทนอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะการส่งเสริมให้มีฐานการผลิตเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนในประเทศ อาทิ การส่งเสริมอุตสาหกรรมเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน (BESS) เพื่อให้ได้ต้นทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในราคาที่ถูกลง และเกิดการประหยัดต่อขนาดมากขึ้นในอนาคต นอกจากนี้ยังควรส่งเสริมให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาผ่านกลไกการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU) โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) ได้แก่ ช่วงเวลา 13.00 – 15.00 น. และ 19.00 – 21.00 น. ควรมีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่สูงกว่าในช่วงเวลาอื่นๆ ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา รวมทั้งยังเป็นการสร้างการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย (Demand Response)

**กราฟแสดงปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยภาพรวมของประเทศใน 1 วัน**




ที่มา: กฟผ.

## ผลการประเมินต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) แยกตามเทคโนโลยีการผลิต

การประเมินต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ของโรงไฟฟ้าถ่านหินในจังหวัดกระบี่ (กำลังผลิต 800 MW)

Discount Rate 3.98%

| ปี | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านบาท) | | | รวมต้นทุนทั้งสิ้น (ล้านบาท) | ปริมาณการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านหน่วย) | มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | มูลค่าปัจจุบันของปริมาณการผลิตไฟฟ้า (ล้านหน่วย) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | วงเงินลงทุน | O&M Cost | ค่าเชื้อเพลิง | | | | |
| 0 | 71,830 | | | 71,830.00 | | 71,830.00 | |
| 1 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,389.00 | 5,728.79 |
| 2 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,335.83 | 5,509.52 |
| 3 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,284.70 | 5,298.63 |
| 4 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,235.53 | 5,095.82 |
| 5 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,188.23 | 4,900.77 |
| 6 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,142.75 | 4,713.18 |
| 7 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,099.01 | 4,532.78 |
| 8 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,056.95 | 4,359.28 |
| 9 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 1,016.49 | 4,192.42 |
| 10 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 977.58 | 4,031.95 |
| 11 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 940.16 | 3,877.62 |
| 12 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 904.18 | 3,729.20 |
| 13 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 869.57 | 3,586.46 |
| 14 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 836.28 | 3,449.18 |
| 15 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 804.27 | 3,317.16 |
| 16 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 773.49 | 3,190.19 |
| 17 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 743.88 | 3,068.08 |
| 18 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 715.41 | 2,950.64 |
| 19 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 688.03 | 2,837.70 |
| 20 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 661.69 | 2,729.08 |
| 21 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 636.36 | 2,624.62 |
| 22 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 612.01 | 2,524.16 |
| 23 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 588.58 | 2,427.55 |
| 24 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 566.05 | 2,334.63 |
| 25 | | 1,436.60 | 7.68 | 1,444.28 | 5,956.80 | 544.38 | 2,245.27 |
| รวมทั้งสิ้น | 71,830.00 | 35,915.00 | 192.00 | 107,937.00 | 148,920.00 | 94,440.43 | 93,254.64 |

| | |
|---|---|
| ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (LCOE) | 1.01272 บาท/KWh |
| ต้นทุนต่อหน่วยรวมผลกระทบภายนอก | 5.06272 บาท/KWh |

การประเมินต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลในจังหวัดกระบี่ (กำลังผลิต 50 MW ต่อแห่ง)

Discount Rate 3.98%

| ปี | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านบาท) | | | | รวมต้นทุนทั้งสิ้น | ปริมาณการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านหน่วย) | มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | มูลค่าปัจจุบันของปริมาณการผลิตไฟฟ้า (หน่วย) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | วงเงินลงทุน | ติดตั้งระบบ Smart Grid | O&M Cost | ค่าเชื้อเพลิง | | | | |
| 0 | 2,855.50 | 2.93 | | | 2,858.43 | | 2,858.43 | |
| 1 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,327.37 | 358.05 |
| 2 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,276.56 | 344.34 |
| 3 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,227.70 | 331.16 |
| 4 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,180.70 | 318.49 |
| 5 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,135.51 | 306.30 |
| 6 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,092.05 | 294.57 |
| 7 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,050.25 | 283.30 |
| 8 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 1,010.05 | 272.45 |
| 9 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 971.39 | 262.03 |
| 10 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 934.21 | 252.00 |
| 11 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 898.45 | 242.35 |
| 12 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 864.06 | 233.07 |
| 13 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 830.98 | 224.15 |
| 14 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 799.18 | 215.57 |
| 15 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 768.59 | 207.32 |
| 16 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 739.17 | 199.39 |
| 17 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 710.88 | 191.75 |
| 18 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 683.67 | 184.42 |
| 19 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 657.50 | 177.36 |
| 20 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 632.33 | 170.57 |
| 21 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 608.13 | 164.04 |
| 22 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 584.85 | 157.76 |
| 23 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 562.46 | 151.72 |
| 24 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 540.93 | 145.91 |
| 25 | | | 30.56 | 1,349.64 | 1,380.20 | 372.30 | 520.23 | 140.33 |
| รวมทั้งสิ้น | 2,855.50 | | 763.88 | 33,741.00 | 37,363.31 | 9,307.50 | 24,465.60 | 5,828.41 |

| | |
|---|---|
| ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (LCOE) | 4.19764 บาท/KWh |
| ต้นทุนต่อหน่วยรวมผลกระทบภายนอก | 5.04764 บาท/KWh |

การประเมินต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดพังงา (กำลังผลิต 2 MWp ต่อแห่ง)

Discount Rate 3.98%

| ปี | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านบาท) | | | | รวมต้นทุนทั้งสิ้น | ปริมาณการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านหน่วย) | มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | มูลค่าปัจจุบันของปริมาณการผลิตไฟฟ้า (หน่วย) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | วงเงินลงทุน | ติดตั้งระบบ Smart Grid | O&M Cost | ค่าเชื้อเพลิง | | | | |
| 0 | 148.45 | 2.93 | | | 151.38 | | 151.38 | |
| 1 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.89 | 1.43 | 2.78 |
| 2 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.86 | 1.37 | 2.65 |
| 3 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.83 | 1.32 | 2.52 |
| 4 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.80 | 1.27 | 2.40 |
| 5 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.78 | 1.22 | 2.28 |
| 6 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.75 | 1.17 | 2.17 |
| 7 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.72 | 1.13 | 2.07 |
| 8 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.69 | 1.09 | 1.97 |
| 9 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.67 | 1.04 | 1.88 |
| 10 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.64 | 1.00 | 1.79 |
| 11 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.61 | 0.97 | 1.70 |
| 12 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.59 | 0.93 | 1.62 |
| 13 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.56 | 0.89 | 1.54 |
| 14 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.54 | 0.86 | 1.47 |
| 15 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.51 | 0.83 | 1.40 |
| 16 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.49 | 0.80 | 1.33 |
| 17 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.46 | 0.76 | 1.27 |
| 18 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.44 | 0.74 | 1.21 |
| 19 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.41 | 0.71 | 1.15 |
| 20 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.39 | 0.68 | 1.09 |
| 21 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.36 | 0.65 | 1.04 |
| 22 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.34 | 0.63 | 0.99 |
| 23 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.32 | 0.60 | 0.94 |
| 24 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.29 | 0.58 | 0.90 |
| 25 | | | 1.48 | N/A- | 1.48 | 2.27 | 0.56 | 0.86 |
| รวมทั้งสิ้น | 148.45 | | 37.11 | N/A- | 188.49 | 64.21 | 174.62 | 41.02 |

| | |
|---|---|
| ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (LCOE) | 4.25695 บาท/KWh |
| ต้นทุนต่อหน่วยรวมผลกระทบภายนอก | 4.57695 บาท/KWh |

การประเมินต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดภูเก็ต (กำลังผลิต 5 MWp ต่อแห่ง)

Discount Rate 3.98%

| ปี | ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านบาท) | | | | รวมต้นทุนทั้งสิ้น | ปริมาณการผลิตไฟฟ้า/ปี (ล้านหน่วย) | มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (ล้านบาท) | มูลค่าปัจจุบันของปริมาณการผลิตไฟฟ้า (หน่วย) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | วงเงินลงทุน | ติดตั้งระบบ Smart Grid | O&M Cost | ค่าเชื้อเพลิง | | | | |
| 0 | 363.25 | 2.93 | | | 366.18 | | 366.18 | |
| 1 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 7.23 | 5.42 | 6.95 |
| 2 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 7.16 | 5.21 | 6.62 |
| 3 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 7.09 | 5.01 | 6.30 |
| 4 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 7.02 | 4.82 | 6.00 |
| 5 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.95 | 4.63 | 5.71 |
| 6 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.88 | 4.46 | 5.44 |
| 7 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.81 | 4.29 | 5.18 |
| 8 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.74 | 4.12 | 4.93 |
| 9 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.67 | 3.96 | 4.70 |
| 10 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.60 | 3.81 | 4.47 |
| 11 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.54 | 3.67 | 4.26 |
| 12 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.47 | 3.53 | 4.05 |
| 13 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.41 | 3.39 | 3.86 |
| 14 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.34 | 3.26 | 3.67 |
| 15 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.28 | 3.14 | 3.50 |
| 16 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.22 | 3.02 | 3.33 |
| 17 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.16 | 2.90 | 3.17 |
| 18 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.09 | 2.79 | 3.02 |
| 19 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 6.03 | 2.68 | 2.87 |
| 20 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 5.97 | 2.58 | 2.74 |
| 21 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 5.91 | 2.48 | 2.61 |
| 22 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 5.85 | 2.39 | 2.48 |
| 23 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 5.80 | 2.30 | 2.36 |
| 24 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 5.74 | 2.21 | 2.25 |
| 25 | | | 5.63 | N/A- | 5.63 | 5.68 | 2.12 | 2.14 |
| รวมทั้งสิ้น | 363.25 | | 140.81 | N/A- | 506.99 | 160.64 | 454.36 | 102.62 |

| | |
|---|---|
| ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (LCOE) | 4.42757 บาท/KWh |
| ต้นทุนต่อหน่วยรวมผลกระทบภายนอก | 4.74757 บาท/KWh |

# บทที่ 5

## ข้อเสนอแนะ

จากการผลประเมินต้นทุน- ประสิทธิผลของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายศูนย์ในพื้นที่ภาคใต้ฝั่งอันดามัน เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลพบว่า การดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลจะมีต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้า (LCOE) สูงกว่าต้นทุนพลังงานหมุนเวียน โดยเปรียบเทียบเมื่อคำนึงถึงผลกระทบภายนอก (Externality) ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนจะก่อให้เกิดผลกระทบทางสังคมในอัตราที่น้อยกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานที่มีส่วนช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แม้จะมีต้นทุนในการลงทุนที่สูงกว่าในปัจจุบัน นอกจากนี้การติดตั้งระบบควบคุมอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อให้สามารถบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพยังมีส่วนช่วยลดความผันผวนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น อย่างไรก็ตาม ในการขับเคลื่อนการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยในอนาคต ผู้จัดทำมีข้อเสนอแนะดังต่อไปนี้

1. ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนยังคงขาดเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความผันผวนตามสภาพภูมิอากาศ ดังนั้น หากจะต้องพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ในประเทศไทย ควรมีการสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานทดแทนและระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) อย่างต่อเนื่อง ตลอดจนผลักดันให้มีการลงทุนอุตสาหกรรมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศไทย เพื่อให้ได้เทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่มีประสิทธิภาพ มีต้นทุนต่ำลง ซึ่งจะก่อให้เกิดการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนอย่างแพร่หลาย และเกิดการประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) มากขึ้นในอนาคต
2. ในการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน ภาครัฐอาจทยอยการลดสัดส่วนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหลัก (Must Run) และเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Must Take) มากขึ้น แต่ยังคงจำเป็นต้องพัฒนาโรงไฟฟ้าฐานควบคู่ไปด้วย เพื่อมิให้ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในประเทศ และไม่เป็นการพึ่งพาแหล่งพลังงานชนิดใดชนิดหนึ่งที่สูงจนเกินไป
3. ในการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนจำเป็นต้องมีการพิจารณาศักยภาพในการผลิตไฟฟ้ารายพื้นที่เป็นสำคัญ และจะต้องอยู่ใกล้กับจุดเชื่อมโยงระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าเกิดประสิทธิภาพสูงสุด และไม่เป็นการลงทุนโดยเปล่าประโยชน์ รวมทั้งภาครัฐจะต้องปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อให้ทันต่อการรองรับผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอนาคต ตลอดจนควรส่งเสริมการเพาะปลูกพืชที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น โดยเฉพาะพืชชีวมวลไม้โตเร็ว ที่มีอายุในการเพาะปลูกระยะสั้น ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้ามีเชื้อเพลิงที่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอตลอดทั้งปี
4. นอกจากนี้ยังควรส่งเสริมให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา โดยเฉพาะในช่วงเวลาที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) ได้แก่ ช่วงเวลา 13.00 – 15.00 น. และ 19.00 – 21.00 น. ควรมีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่สูงกว่าในช่วงเวลาอื่นๆ ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา รวมทั้งเป็นการสร้างการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand Response) เพื่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

**5.** อย่างไรก็ตาม การศึกษาในครั้งนี้เป็นการประมาณการต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในเบื้องต้นเท่านั้น ซึ่งต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแต่ละพื้นที่มักจะขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆ อีกหลายประการตามศักยภาพที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ ซึ่งจะต้องมีการพิจารณาอย่างละเอียดถี่ถ้วนต่อไป

# บรรณานุกรม


การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.). (2558). **รายงานศึกษาความเหมาะสม โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินจังหวัดกระบี่**: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

_____. (2561). **โครงการนำร่องการพัฒนาสมาร์ทกริดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ชาลี เจริญลาภนพรัตน์ และคณะ. (2561). **KRABI GOES GREEN สู่เมืองต้นแบบพลังงานหมุนเวียนเกินร้อย**: Greenpeace Thailand.

ธนาพล ตันติสัตยกุล. (2558). **“การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย (An Assessment of Financial Promotion Measures for Residential Solar Photovoltaic Rooftop System in Thailand)”**. วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี. กรุงเทพมหานคร: มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

สุจิตรา ชำนิกวิกรณ์. (2561). **เข้าใจ (ใช้งาน) จุลเศรษฐศาสตร์**. กรุงเทพมหานคร: ห้างหุ้นส่วนจำกัดโรงพิมพ์วัชรินทร์ พี.พี.

อุดมศักดิ์ ศีลประชาวงศ์. (2562). **เอกสารประกอบการสอนวิชา การวิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุน**. กรุงเทพมหานคร: สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

Greenpeace Thailand. (2558). **ต้นทุนชีวิตโรงไฟฟ้าถ่านหิน: ภัยคุกคามต่อสุขภาพของคนไทย**: Greenpeace Thailand.

IRENA. (2017). **Renewable Energy Outlook Thailand**: International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

IRENA และกระทรวงพลังงาน. (2019). **RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2018**: International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Sascha Samadi. (2017). **The Social Costs of Electricity Generation - Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance**: Wuppertal Institute for Climate Environment and Energy.