

บทบาทความเป็นไปได้ของ การกำหนดราคาคาร์บอน ในกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย

รายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร

International
Energy Agency

March 2021

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 30 member countries, 8 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Brazil
China
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org



รายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร

ประเทศไทยมีพื้นฐานที่พร้อมก้าวไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำในอนาคต ทั้งนี้ หากมีการนำแนวคิด “การกำหนดราคาคาร์บอน (Carbon Pricing)” มาพิจารณาจะช่วยให้เกิดการเปลี่ยนแปลงไปสู่การใช้พลังงานสะอาดในภาคการผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันประเทศไทยมีการพึ่งพาการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างมากในการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยได้มีการให้คำมั่นในการแสดงบทบาทเป็นส่วนหนึ่งของการแสดงความพยายามร่วมกับนานาชาติในการลดก๊าซเรือนกระจกผ่าน “เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ (Nationally Determined Contribution: NDC)” รวมถึงได้มีการจัดทำ “แผนที่นำทางการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ปี พ.ศ. 2564 – 2573 (NDC Roadmap)” ประเทศไทยยังอยู่ระหว่างการเตรียมการในการประกาศใช้พระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งการริเริ่มให้มีการกำหนดราคาคาร์บอนจะช่วยให้มีการเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานที่มีคาร์บอนต่ำโดยเฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้า โดยการนำราคาคาร์บอนเข้าไปพิจารณาในราคาไฟฟ้าจะทำให้เกิดแรงจูงใจในการเปลี่ยนจากการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลัก รายงานศึกษานี้จัดทำขึ้นจากพื้นฐานความเข้าใจในโครงสร้างตลาดซื้อขายไฟฟ้ารวมถึงนโยบายที่สำคัญในการพัฒนากิจการไฟฟ้าของไทย โดยได้ประเมินบทบาทความเป็นไปได้ของการนำราคาคาร์บอนมาใช้ในการลดก๊าซเรือนกระจกโดยเน้นที่ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ รวมถึงการส่งเสริมการเปลี่ยนแปลงไปสู่พลังงานสะอาดในภาคผลิตไฟฟ้าของไทย และอธิบายถึงบทบาทที่แฝงอยู่ของราคาคาร์บอนต่อต้นทุนของการเดินระบบ (Operation cost) และราคาจำหน่ายไฟฟ้า โดยรายงานฉบับนี้ถือเป็นส่วนหนึ่งภายใต้กรอบการศึกษาด้านการออกแบบนโยบายเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงไปสู่การใช้พลังงานสะอาดและการบรรเทาปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของไทย ที่ทางทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency: IEA) ได้ให้การสนับสนุนในการดำเนินการแก่ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก.

การวิเคราะห์ดำเนินการภายใต้แบบจำลองเชิงลึกด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้า โดยศึกษาผลกระทบของราคาคาร์บอนที่มีต่อการเดินระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าของไทยและกำหนดให้ปีปลายแผนคือ พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) เพื่อให้ตรงกับปีปลายแผนของแผน NDC ของประเทศ โดยมีภาพฉาย (Scenario) รวม 2 กลุ่มภาพฉายเกี่ยวกับภาคผลิตไฟฟ้าของไทย แต่ละภาพฉายประกอบไปด้วย 4 สมมุติฐานจากการกำหนดราคาคาร์บอนที่แตกต่างกัน

ซึ่งราคาคาร์บอนนำมาจากการประเมินราคาคาร์บอนของประเทศไทยและการศึกษาราคาคาร์บอนในระดับนานาชาติรวมทั้งสิ้น 4 ราคา คือ 0 เหรียญสหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ (tCO₂), 10 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ (320 บาทต่อ tCO₂), 30 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ (960 บาทต่อ tCO₂) และ 40 เหรียญสหรัฐต่อตัน CO₂ (1,280 บาทต่อตัน CO₂) กลุ่มภาพฉายแรกคือ กลุ่มภาพฉาย PDP (PDP Scenario) จะใช้ข้อมูลจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของกระทรวงพลังงาน (PDP2018 Revision 01) ส่วนกลุ่มภาพฉายที่สอง คือกลุ่มภาพฉายกรณีกิจการไฟฟ้ามีความยืดหยุ่น (Flex scenario) ซึ่งเป็นตัวแทนของความก้าวหน้าในกิจการไฟฟ้าในอนาคตที่มีความยืดหยุ่นที่สูงขึ้นในปี พ.ศ. 2573 ทั้งด้านเทคนิคและด้านการออกแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและเชื้อเพลิง และมีสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นในภาคการผลิตไฟฟ้า

ผลการศึกษาที่สำคัญ (Key findings)

ราคาคาร์บอนที่เหมาะสมเพื่อการลดก๊าซเรือนกระจกอย่างมีประสิทธิภาพ โดยการสร้างแรงกระตุ้นให้เกิดการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ผลของแบบจำลองได้แสดงให้เห็นว่า

ราคาคาร์บอนมีผลต่อการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

โดยส่งผลให้เกิดการปรับเปลี่ยนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ต่ำกว่า (Higher to lower emission intensity)

เนื่องจากราคาคาร์บอนจะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีความเข้มข้นในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงมีต้นทุนที่สูงขึ้น และมี Merit order ในลำดับที่ต่ำลง

นำไปสู่การถูกลดลำดับการถูกเรียกเพื่อเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศในเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic dispatch) ในท้ายที่สุด

ภายใต้การกำหนดสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หากกำหนดราคาคาร์บอนที่เหมาะสม จะส่งผลให้การเดินระบบมีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไปสู่โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจกอย่างชัดเจน ซึ่งราคาที่เหมาะสมดังกล่าวนี้ จากแบบจำลองในการศึกษานี้จะต้องเริ่มต้นที่ประมาณ 30 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂

(960 บาทต่อ tCO₂) ในปี พ.ศ. 2573 จึงจะเริ่มส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากถ่านหิน ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มีราคาต่ำสุดแต่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุด

ไปสู่ก๊าซธรรมชาติซึ่งราคาสูงกว่าแต่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่าประมาณครึ่งหนึ่ง และหากกำหนดราคาคาร์บอนที่ 40 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ (1,280 บาทต่อ tCO₂)

ผลจากแบบจำลองแสดงว่าการผลิตไฟฟ้าประมาณ 23 พันล้านหน่วย (TWh)

จะถูกเปลี่ยนการผลิตจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ

ซึ่งจะส่งผลให้ลดก๊าซเรือนกระจกได้ประมาณร้อยละ 11 หรือคิดเป็น 13 ล้านตัน CO₂ ในปี พ.ศ. 2573 ภายใต้ PDP Scenario

การเปลี่ยนจากการใช้ถ่านหินมาเป็นก๊าซธรรมชาติดังกล่าวข้างต้น ยังจะส่งผลให้

ค่าภาพรวมความสามารถในการผลิตไฟฟ้า (Overall capacity factor)

ในภาพรวมของโรงไฟฟ้าถ่านหินในระบบผลิตไฟฟ้าลดลง

และอาจส่งผลให้สัญญาซื้อขายถ่านหินในปัจจุบันต้องมีการแก้ไข

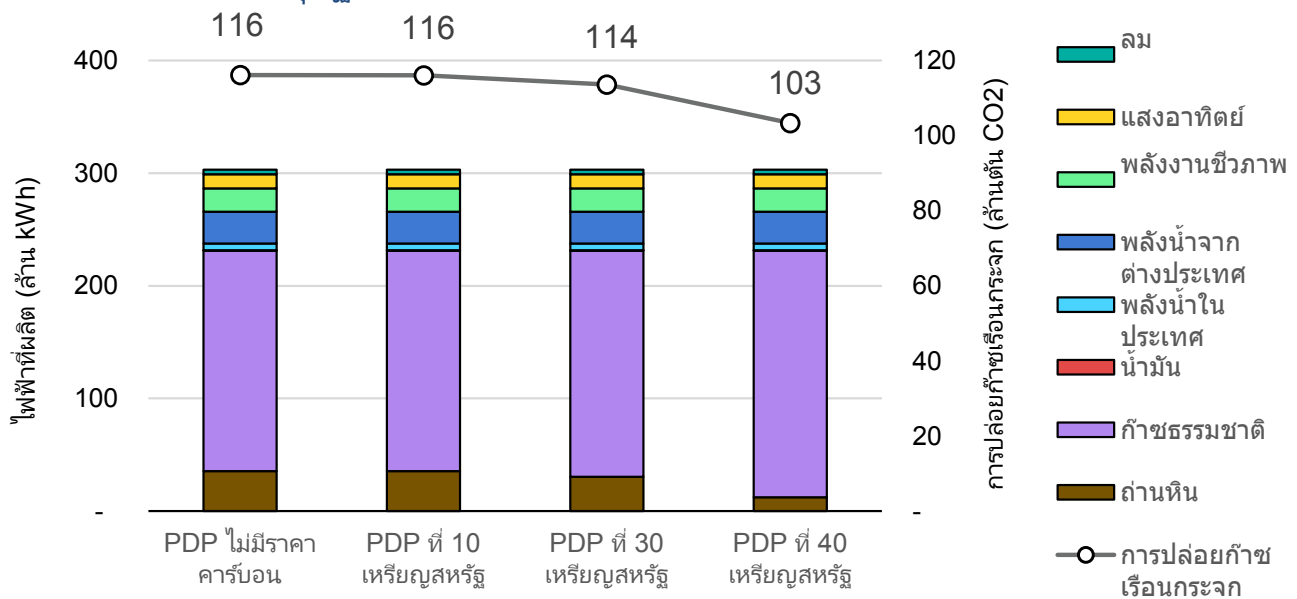
ในโรงไฟฟ้าถ่านหินบางแห่ง การดำเนินการปรับปรุงประสิทธิภาพ (Retrofitting)

การเปลี่ยนวัตถุประสงค์การผลิต (Repurposing)

หรือการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินอาจเกิดการคุ้มทุนในการดำเนินการ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง

เมื่อประเทศไทยมีการพยากรณ์ว่าจะมีการรักษาระดับกำลังผลิตสำรองที่สูงกว่าค่ามาตรฐานของนานาชาติ

ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (TWh) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์) ในภาพฉายสมมติฐาน PDP ในปี พ.ศ. 2573



IEA 2020. All Rights Reserved.

Source: IEA

การส่งสัญญาณราคาคาร์บอนที่มีเสถียรภาพ การกำหนดราคาคาร์บอนจะช่วยส่งเสริมการดำเนินการให้มีการใช้ พลังงานหมุนเวียนมาทดแทนถ่านหินได้

เมื่อมีการนำราคาคาร์บอนที่ 30 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ หรือสูงกว่า
มาใช้ร่วมกับการเพิ่มการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (Variable Renewable Energy: VRE) และระบบที่มีการเพิ่มความยืดหยุ่น จะช่วยเปลี่ยนจากการใช้ถ่านหินไปสู่การยกระดับของ VRE ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

รวมถึงจะส่งผลกระทบต่อต้นทุนการลดก๊าซเรือนกระจกและอาจนำไปสู่การเปลี่ยนรูปแบบของกิจการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย จากผลการศึกษาในส่วนของ Flex scenario เมื่อเทียบกับ PDP Scenario โดยไม่มีการกำหนดราคาคาร์บอน พบว่า การเพิ่ม VRE เข้าไปในสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าของ PDP2018

พร้อมกับสมมติฐานการเพิ่มความยืดหยุ่นทั้งเชิงเทคนิคและความยืดหยุ่นของรูปแบบสัญญาต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง จะนำไปสู่การลดก๊าซเรือนกระจกได้ถึงประมาณ 11 ล้าน tCO₂ ในปี พ.ศ. 2573 (จาก 116 เป็น 105 ล้าน tCO₂) อย่างไรก็ตาม

ด้วยราคาต้นทุนการเดินระบบของก๊าซธรรมชาติที่สูงกว่าถ่านหินใน พ.ศ. 2573 โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สแบบพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Gas Turbine: CCGT) ซึ่งมีการกำหนดเดินระบบแล้วตาม PDP หากจะให้มีการเพิ่มเติม VRE เข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าโดย “ไม่มี” การกำหนดราคาคาร์บอน

จะส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนรูปแบบจากก๊าซธรรมชาติมาสู่ VRE โดยการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินจะได้รับผลกระทบในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำมาก

ด้วยเหตุผลดังกล่าว การกำหนดราคาคาร์บอนพร้อมกับการเพิ่มสัดส่วน VRE จึงจะไปช่วยลดช่องว่างด้านราคาของก๊าซธรรมชาติและถ่านหินให้แคบลง อันจะนำไปสู่การเปลี่ยนจากถ่านหินเป็น VRE

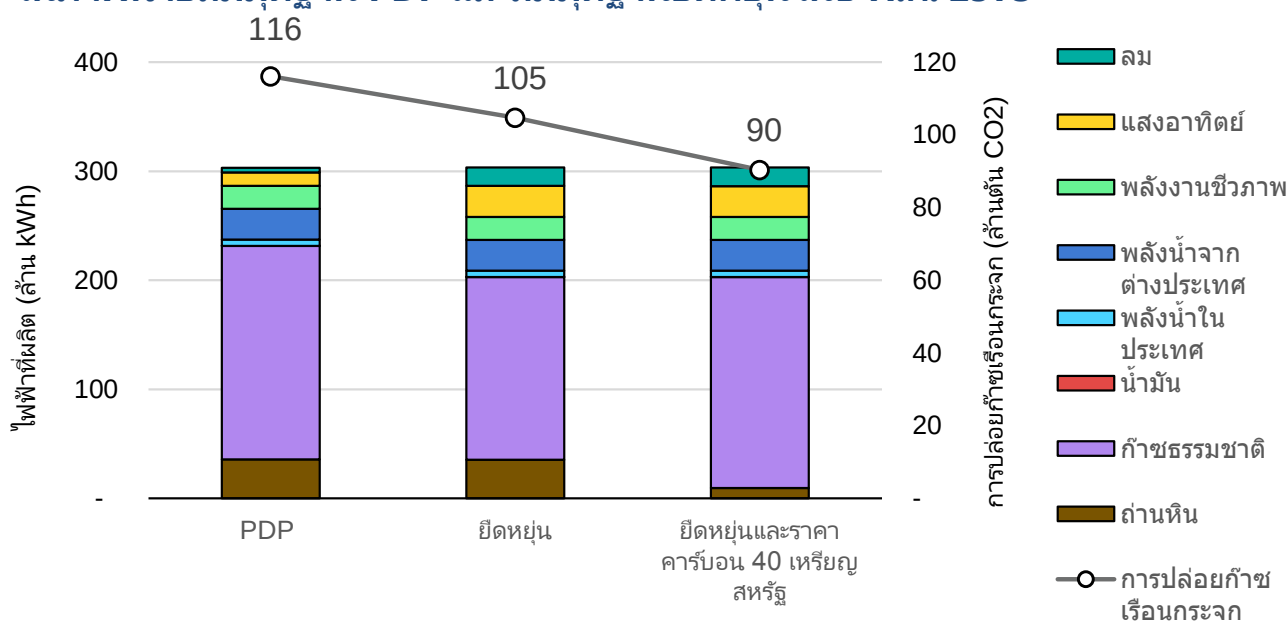
ได้อย่างมีประสิทธิภาพและลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีความเข้มการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงได้ ดังนั้น ในสมมติฐานการกำหนดราคาคาร์บอนที่ 40 เหรียญสหรัฐ

ควบคู่ไปพร้อมกับการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าและการเพิ่ม VRE เข้าสู่ระบบอีก 15 GW จะนำไปสู่การลดก๊าซเรือนกระจกได้ถึง 26 ล้าน tCO₂ เมื่อเทียบกับ PDP Scenario

ที่ไม่ได้กำหนดราคาคาร์บอนใน พ.ศ. 2573 ในขณะที่ หากทำการเปรียบเทียบระหว่างกรณี PDP Scenario ที่มีการกำหนดราคาคาร์บอนที่ 40 เหรียญสหรัฐ (แต่ระบบไม่เพิ่มความยืดหยุ่น) กับกรณี Flex scenario มีการกำหนดราคาคาร์บอนที่ 40 เหรียญสหรัฐเช่นกัน จะพบว่ากรณี Flex scenario จะช่วยลดก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่า PDP Scenario

ในระดับการกำหนดราคาคาร์บอนที่เท่ากันนี้อันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวน และการลดลงของการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิลนั่นเอง

ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (TWh) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์) ในภาพฉายสมมติฐาน PDP และสมมติฐานยืดหยุ่นในปี พ.ศ. 2573



Source: IEA

IEA 2020. All Rights Reserved.

บนหลักการคิดแบบ “ต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า” (Levelized Cost of Energy: LCOE) ในสภาวะปกติ

คาดการณ์ว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะสามารถแข่งขันด้านราคา กับโรงไฟฟ้าประเภทอื่นของไทยได้ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 เป็นต้นไป

แต่หากมีนโยบายกำหนดราคาคาร์บอนในปัจจุบันจะเป็นส่วนช่วยในการเร่งให้ถึงจุดที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า VRE และ โรงไฟฟ้าฟอสซิลอยู่ในอัตราที่สามารถแข่งขันกันได้ในปี พ.ศ. 2564 หรือ 2565 เป็นต้นไป และยิ่งหากมีการกำหนดราคาคาร์บอนที่ 20 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ เพิ่มเติม อาจจะทำให้การลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้า VRE สามารถแข่งขันด้านต้นทุนได้ โดยไม่เพียงแต่การพิจารณาเทียบ VRE กับการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแห่งใหม่เท่านั้น แต่ VRE

ยังจะมีความคุ้มค่ามากกว่าในด้านค่าใช้จ่ายในการผลิตและซ่อมบำรุงสำหรับโรงไฟฟ้าฟอสซิลที่มีอยู่เดิมในปัจจุบันในปี พ.ศ. 2573 อีกด้วย

โดยรายรับที่ได้รับจากการกำหนดราคาคาร์บอนอาจจะนำไปสนับสนุนให้มีการพัฒนาเทคโนโลยี VRE และเร่งให้ไทยเปลี่ยนแปลงไปสู่การใช้พลังงานสะอาดได้เร็วขึ้น

LCOE ไม่ใช่ข้อสรุปประกอบเดียวที่นำมาพิจารณาการนำ VRE มาใช้

เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนยังสามารถให้ความยืดหยุ่นรวมถึงเสริมความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) และความจำเป็นในการบริการด้านอื่นๆ เพื่อสนับสนุนระบบสายส่ง จากการศึกษาของ IEA แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยยังสามารถรองรับการขยายการใช้ VRE

ได้มากกว่าแผนที่ระบุไว้ใน PDP โดยเพิ่มความยืดหยุ่นในเชิงเทคนิคและเชิงกรอบการทำสัญญา (Technical and contractual flexibility) (IEA, 2018, Thailand Renewable Grid Integration Assessment-Partner Country Series)

เมื่อกำหนดให้กระบวนการวางแผนจากส่วนกลางของไทยให้เกิดการพัฒนาภาคการผลิตไฟฟ้า การแนะนำให้มีการกำหนดราคาคาร์บอนในลักษณะราคาเงา (Shadow price) เข้าเป็นส่วนหนึ่งในแผนการผลิตไฟฟ้าแบบบูรณาการ (Integrated Planning) จะช่วยให้การใช้ VRE ในไทยมีการขยายตัวและเติบโตได้ โดยจะทำให้ราคาของ VRE มีความสามารถในการแข่งขันในตลาดไฟฟ้า ทั้งนี้ ประเทศไทยควรพิจารณาดำเนินการปรับเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก VRE ในการตั้งเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในการพิจารณากรอบต่อไป

การออกแบบแนวทางการกำหนดราคาคาร์บอนที่เหมาะสมสามารถ เพิ่มศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อ การเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ

แม้การกำหนดราคาคาร์บอนจะส่งผลให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก แต่ที่ระดับราคา 30 หรือ 40 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ ย่อมจะเป็นการเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้นจากต้นทุนที่มีอยู่คือต้นทุนเชื้อเพลิง ต้นทุนการผลิตและบำรุงรักษาในภาคการผลิตไฟฟ้าอย่างเห็นได้ชัดเมื่อเทียบกับราคาในปี พ.ศ. 2562

อย่างไรก็ตาม จากผลการศึกษาพบว่า ใน PDP Scenario ส่วนสมมุติฐานที่ “ไม่มีการกำหนดราคาคาร์บอน”

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีต้นทุนดำเนินการถูกกว่าโรงไฟฟ้าฟอสซิล (จากค่าเชื้อเพลิง) ส่งผลให้มี VRE ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนดำเนินการ (Operation cost) ของการผลิตไฟฟ้าไทยลงได้จากเดิมเฉลี่ยที่ราคา 0.97 บาทต่อ kWh ในปี พ.ศ. 2562 ลงเหลือ 0.86 บาทต่อ kWh ในปี พ.ศ. 2573 เมื่อราคาคาร์บอนถูกนำมาพิจารณา ต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าจะสูงขึ้นเนื่องจากการเพิ่มสูงขึ้นของต้นทุนการผลิตและบำรุงรักษาในภาคการผลิตไฟฟ้า

การนำราคาคาร์บอนที่ 40 เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂ มาใช้ จะทำให้ผลรวมของต้นทุนการผลิตและต้นทุนคาร์บอนเพิ่มขึ้น 1.33 บาทต่อ kWh ใน PDP Scenario ในปี พ.ศ. 2573 ในขณะที่หากไม่รวมต้นทุนราคาคาร์บอน ต้นทุนการผลิตจะสูงขึ้นเพียง 0.06 บาทต่อ kWh ในภาพฉายเดียวกัน

อันเนื่องมาจากผลของการเปลี่ยนจากถ่านหินมาสู่ก๊าซธรรมชาติที่มีราคาที่สูงกว่านั่นเอง นั้นหมายความว่าต้นทุนราคาคาร์บอนในสมมุติฐานนี้จะมีสัดส่วนถึงร้อยละ 87 (หรือ 0.41 บาทต่อ kWh) ของต้นทุนที่สูงขึ้นนั่นเอง

หากมีการผลักดันทุนคาร์บอนและต้นทุนดำเนินการที่สูงขึ้นข้างต้นไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า
ย่อมส่งผลให้ราคาจำหน่ายไฟฟ้าสูงขึ้น
อย่างไรก็ตามผลกระทบด้านราคาที่สูงขึ้นนี้อาจมีวิธีที่จัดการให้ลดลงได้โดยการออกแบบและปรับเปลี่ยน
กลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยอย่างระมัดระวัง
ซึ่งจากการสังเกตผลที่สำคัญพบว่า ราคาที่เพิ่มขึ้นนี้ส่วนใหญ่มาจากราคาคาร์บอน
ในขณะที่ต้นทุนผลิตไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงน้อยมากแม้เมื่อเทียบกับการกำหนดราคาคาร์บอนที่ 40
เหรียญสหรัฐต่อ tCO₂

ทางเลือกคือการให้ความสำคัญในการนำรายได้จากราคาคาร์บอนที่กำหนดกลับมาใช้ (Revenue
recycling) และนำมาจัดสรรใหม่ (Relocation)
เพื่อช่วยจำกัดผลกระทบในด้านราคาไฟฟ้าต่อผู้บริโภคและนำไปสนับสนุนกิจกรรมที่ขับเคลื่อนไปสู่
พลังงานสะอาดในระยะยาว
นอกจากนี้ยังมีแนวคิดการออกแบบการจัดการคาร์บอนที่ทำได้ในลักษณะอื่นที่ควรนำมาพิจารณา
เช่น
การปรับโครงสร้างภาษีส่วนที่เกี่ยวข้องกับค่าไฟฟ้าหรือปรับเปลี่ยนการกำหนดราคาคาร์บอนแบบปัน
ส่วนไปยังกลุ่มเป้าหมายต่างๆ (Allocation scheme)
เมื่อพิจารณาถึงโครงสร้างภาคการผลิตไฟฟ้าของไทย
การกำหนดราคาคาร์บอนสามารถดำเนินการได้โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เช่น
การนำราคาเงาของคาร์บอน (Implicit shadow carbon price)
มาประกอบการตัดสินใจในการส่งการผลิตไฟฟ้า (Dispatch decision)
ขนานไปกับการนำราคาคาร์บอนไปใช้ประกอบการตัดสินใจส่งการผลิตไฟฟ้าโดยตรง (Explicit
case) ให้เป็นไปอย่างเหมาะสม ราคาเงา คือ ต้นทุนสมมุติ (Hypothetical cost)
ที่จะนำมาใช้ในกระบวนการวางแผนเพื่อช่วยให้ธุรกิจนั้นๆ
สามารถรวมต้นทุนคาร์บอนเข้าไปสู่ต้นทุนรวมในช่วงการลงทุนกิจการไฟฟ้า
และรวมถึงนำไปประกอบในต้นทุนดำเนินการโดยไม่ได้มีค่าใช้จ่ายจริงเกิดขึ้น
ทั้งนี้การนำต้นทุนเงาของคาร์บอนไปใช้จะช่วยลดผลกระทบของราคาที่เพิ่มสูงขึ้นในทันทีจากต้นทุนคา
รบอนจริง
และทำให้ภาคธุรกิจมีเวลาในการเตรียมการเพื่อปรับไปสู่การผลิตพลังงานที่สะอาดในอนาคตได้โดย
างเหมาะสมและราบรื่น อย่างไรก็ตาม จุดด้อยของการใช้ราคาเงาคาร์บอน คือ
จะไม่สามารถสร้างรายรับจริงจากการกำหนดราคาคาร์บอนให้กับรัฐบาลได้

ข้อเสนอแนะเชิงลึกด้านนโยบาย (Policy insights)

ประเทศไทยได้แสดงถึงความตั้งใจในด้านการมุ่งลดก๊าซเรือนกระจกและมีประสิทธิภาพการนำกลไกรา
คาคาร์บอนที่หลากหลายมาใช้
การใช้แนวคิดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าถือเป็นส่วนที่จะมีศักยภาพสูงในการลดก๊าซเรือนกร
ะจก ซึ่งเป็นภาคที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุดของประเทศ

ทั้งนี้การนำราคารับโอนเข้ามาเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวมกับการกระจายแรงผลักดันจากตลาดไฟฟ้าเพื่อให้มีการตัดสินใจในการลดต้นทุนรวมของการผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงต้นทุนทางสังคมของประเทศไทยและกรอบการพัฒนาที่ยั่งยืนมาประกอบ ซึ่งแน่นอนว่าการกำหนดราคารับโอนจะบรรลุผลสำเร็จได้จะต้องมีการออกแบบแนวคิดโดยพิจารณาถึงองค์ประกอบและคุณลักษณะของโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าเพื่อให้สามารถนำราคารับโอนไปใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกและลดต้นทุนรวม รวมถึงลดการกระจายตัวของผลกระทบของการดำเนินการภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีลักษณะสำคัญที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบราคารับโอน ดังนี้

- เป็นกิจการที่ถูกกำกับ (Regulated) โดยผ่านระบบผู้ซื้อรายเดียว (Enhanced single buyer) และมีคู่แข่งที่จำกัด
- มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนที่ส่งผลต่อข้อกังวลที่เพิ่มขึ้นในด้านความมั่นคงทางพลังงาน
- มีระบบสายส่งที่มีความยืดหยุ่นที่สามารถรองรับทางด้านเทคนิคในการบูรณาการพลังงานหมุนเวียนเข้ามาสู่ระบบ
- มีสัดส่วนปริมาณสำรองไฟฟ้าที่สูง ซึ่งอาจหมายถึงการมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงเกินกว่าความต้องการไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาลักษณะเฉพาะข้างต้นของระบบไฟฟ้าไทย

รวมถึงพบว่าไม่สามารถกำหนดนโยบายเพียงนโยบายเดียวที่สามารถนำไปสู่ความสำเร็จในเป้าหมายด้านความยั่งยืนได้ การเสนอกฎมนโยบายต่อไปนี้

จึงมีความจำเป็นที่จะต้องนำไปใช้อย่างสอดคล้องและควบคู่กัน

- การกำหนดราคารับโอนในระดับที่เหมาะสมจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงให้เกิดการลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินและกระตุ้นให้เกิดการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้เกิดการเข้าสู่การผลิตไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำในประเทศไทยได้เร็วขึ้น
- การออกแบบกลไกราคารับโอนพร้อมกับมาตรการใหม่ๆ จะต้องมีการคำนึงถึงราคาจำหน่ายไฟฟ้าที่จะส่งผลกระทบต่อผู้บริโภคโดยเฉพาะกลุ่มที่มีความอ่อนไหวและได้รับผลกระทบสูงจากราคาไฟฟ้าที่สูงขึ้น
- ควรเพิ่มความยืดหยุ่นทางไฟฟ้า ทั้งด้านราคาไฟฟ้า รูปแบบสัญญาซื้อขายและบริการต่างๆ ที่ผ่อนปรนขึ้น
การเพิ่มความยืดหยุ่นทางเทคนิคจะส่งผลต่อการลดต้นทุนการดำเนินการในภาพรวมอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งจะช่วยให้เกิดการลดผลกระทบด้านต้นทุนที่เกิดจากการมีราคารับโอนลงได้บางส่วน ระบบที่ยืดหยุ่นขึ้นดังกล่าวนี้ ยังจะช่วยสนับสนุนให้เกิดการบูรณาการการกำหนดให้ VRE ในภาคผลิตไฟฟ้าในภาพรวมได้อีกด้วย
- การนำรายได้จากราคารับโอนที่กำหนดกลับมาใช้อย่างมีประสิทธิภาพจะช่วยให้เกิดการเปลี่ยนไปสู่พลังงานสะอาดได้เร็วยิ่งขึ้นและลดผลกระทบทางสังคมที่เกิดจากการกำหนดราคารับโอนได้ รายได้ที่ได้จากราคารับโอนนี้ควรออกแบบให้กลับไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านการลดภาษีส่วนบุคคลหรือภาษีองค์กร โดยเฉพาะอย่างยิ่งในครัวเรือนที่มีรายได้ต่ำหรือองค์กรขนาดเล็ก

นอกจากนี้ยังสามารถนำรายได้จากราคาการรับรองไปใช้ในการสนับสนุนมาตรการหรือเทคโนโลยีเพื่อช่วยลดต้นทุนระยะยาวในการเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานสะอาด
กลไกที่ใช้ในการส่งผ่านรายได้จากราคาการรับรองไปสู่ประชาชนจะทำให้เกิดการทำงานของกลไกการกำหนดราคารับรองที่เร็วขึ้นและลดความท้าทายจากทางการเมือง

- การพิจารณานำแนวคิดราคาเงาของการรับรองมาใช้ประกอบในแนวทางการตัดสินใจสั่งการผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้ควบคู่กับ Explicit price ที่ต่ำลงของราคาการรับรอง เพื่อลดข้อกักตุนในเรื่องต้นทุนที่เพิ่มสูงขึ้นในภาคผลิตไฟฟ้า
การใช้ราคาเงาดังกล่าวจะช่วยปรับรูปแบบการผลิตของโรงไฟฟ้า (Generation profiles) ให้เหมาะสม (Optimise) ภายใต้การมีความเข้มข้นของการรับรองในแต่ละโรงไฟฟ้าที่แตกต่างกัน รวมถึงไม่เกิดค่าใช้จ่ายด้านราคาการรับรองจริงอีกด้วย กล่าวได้ว่า
การดำเนินการในลักษณะการเปลี่ยนผ่านจากราคาเงาไปสู่การกำหนดราคารับรองจริงแบบต่อเนื่องแต่ค่อยเป็นค่อยไปนั้น
จะทำให้หน่วยงานที่รับผิดชอบสามารถควบคุมผลกระทบด้านต้นทุนราคาได้อย่างราบรื่นขึ้นตลอดช่วงการดำเนินการ
- การออกแบบกลไกราคาการรับรองควรดำเนินการไปพร้อมกับการเปลี่ยนแปลงของแผนระบบผลิตไฟฟ้า การเดินระบบการผลิต และกฎระเบียบเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของเครื่องมือการกำหนดราคารับรองและนำไปสู่การเปลี่ยนผ่านไปยังพลังงานที่สะอาดได้
- ให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าที่มีการเดินระบบโดยใช้โรงไฟฟ้าฟอสซิลที่สามารถสั่งการตามต้องการได้ (Dispatchable fossil-fuel plants)
เพื่อให้มีความยืดหยุ่นและมีการบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า (Ancillary services) และหากมีสัญญาณด้านราคาที่เหมาะสมจะช่วยกระตุ้นให้โรงไฟฟ้าถ่านหินมีการผลิตไฟฟ้าลดต่ำลงอย่างรวดเร็ว
การบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้ายังจะช่วยรับประกันให้เกิดความมั่นคงและเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ของระบบในช่วงที่มีการลดมลพิษโดยการเดินโรงไฟฟ้าถ่านหินให้น้อยลง
การดำเนินการเช่นนี้จะทำให้เกิดการผลักดันในการปรับปรุงประสิทธิภาพ (Retrofitting) ของโรงไฟฟ้าถ่านหินและยังเป็นกลยุทธ์หนึ่งในการปลดโรงไฟฟ้าถ่านหินออกจากระบบโดยมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์อีกด้วย
- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของไทย (PDP)
ได้กำหนดบทบาทการพัฒนากิจการไฟฟ้าของประเทศไทย และการเพิ่มสัดส่วน VRE ใน PDP จะช่วยกระตุ้นให้เกิดการลงทุนผ่านการส่งสัญญาณเชิงการเมืองที่ชัดเจนได้
หากมีการนำแนวคิดการกำหนดราคาเงาสู่การกำหนดราคารับรองเข้าสู่การบูรณาการวางแผนในการจัดทำ PDP ฉบับถัดไป จะยิ่งส่งผลให้เกิดผลประโยชน์ต่อ VRE ที่ชัดเจนภายใต้กรอบการคำนึงถึงผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และจะเร่งให้ประเทศไทยมีการสนับสนุนการดำเนินการ VRE ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
คุ้มค่าการลงทุนและสามารถแข่งขันได้ภายในประเทศ การบูรณาการแผนผลิตไฟฟ้า (Integrated planning) ที่คำนึงถึงทั้งด้านความต้องการใช้และการผลิตไฟฟ้า การส่งจ่าย และการจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงการพิจารณาตำแหน่งที่ตั้งและรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจาก VRE

จะช่วยรักษาระดับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและการขยายตัวของ VRE
พร้อมกับการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่องควบคู่กัน

ประมวลศัพท์โดยย่อ

- Ancillary Services หมายถึง การบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า ซึ่งการบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้าคือบริการที่เกี่ยวข้องกับการดูแลรักษาความมั่นคงในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (Spinning reserves) และการควบคุมความถี่ (Frequency regulation)
- BESS: Battery Energy Storage System หมายถึง ระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน
- Capacity Factor หมายถึง อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้านั้นๆ
- Dispatchable มีความหมายคือ เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงจนเกินปริมาณไฟฟ้าที่มีอยู่ จะต้องมีโรงไฟฟ้าที่สามารถเรียกให้เดินเครื่องเพื่อผลิตและจ่ายไฟฟ้าได้ในทันที และในปริมาณที่เพียงพอกับความต้องการที่เพิ่มขึ้น
โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะเสริมความมั่นคงได้จึงเป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่เรียกว่า Dispatchable คือสั่งให้ผลิตได้ตามเวลาและปริมาณที่ต้องการ
- DR: Demand response หมายถึง การตอบสนองด้านโหลดหรือภาระการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นการส่งเสริมให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ (End user) จากรูปแบบการใช้ปกติ เพื่อตอบสนองต่อราคาไฟฟ้าหรือความต้องการอื่นๆ ในช่วงเวลาต่างๆ เพื่อเพิ่มศักยภาพในการลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand)
อันจะเป็นประโยชน์ต่อการจัดการสภาวะวิกฤตด้านพลังงานไฟฟ้า
- Flexible grid หมายถึง ระบบสายส่งไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่น เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงและเชื่อมต่อบริเวณหรือเครือข่ายต่างๆ ได้ทันเวลา โดยเฉพาะการเข้าระบบหรือออกระบบเมื่อพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนที่เปลี่ยนแปลงไป
- Flexibility power plant หมายถึง โรงไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่น โดยที่จะต้องมีการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าได้ทันเวลาเมื่อพลังงานหมุนเวียนลดการผลิตลง และสามารถรองรับภาระไฟฟ้าโหลดต่ำๆ ในบางเวลาได้มากขึ้น หรือ การเริ่มเดินระบบได้ในเวลาที่เร็วขึ้น ทั้งหมดนี้จะต้องมีการลงทุนเพิ่มเติม
- Grid parity หมายถึง กรณีที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนลดต่ำลงมาจนกระทั่งเท่ากับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง
- LCOE: Levelised Cost of Electricity ต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า หมายถึง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุของโรงไฟฟ้าหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังนั้น การคำนวณ LCOE ของโครงการโรงไฟฟ้าทั่วไปต้องพิจารณาทุกปัจจัยที่ก่อให้เกิดต้นทุนของการผลิตไฟฟ้า เช่น ต้นทุนค่าที่ดิน ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าการเดินเครื่อง ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงตลอดอายุของโรงไฟฟ้า
โดยต้นทุนที่เกิดขึ้นตลอดอายุของโรงไฟฟ้าจะถูกปรับมูลค่าตามหลักการคิดมูลค่าเงินตามเวลา (Time value of money) เพื่อสะท้อนถึงต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า

- Merit order หมายถึง การควบคุมต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า โดยเมื่อมีความต้องการไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าจะเริ่มจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดเป็นลำดับแรก และหากความต้องการไฟฟ้าลดลง จะลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูงก่อนแล้วจึงดำเนินการลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำสุดเป็นลำดับสุดท้าย
- PSH: Pump Storage for Hydro หมายถึง โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ
- Ramp rate หมายถึง อัตราการตอบสนองจากการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งหากมีค่านี้สูง ย่อมหมายถึงการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ได้เร็ว
- VRE: Variable Renewable Energy หมายถึง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนจากหลายรูปแบบพลังงานหมุนเวียนโดยเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ออกแบบรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหลายลักษณะในเวลาเดียวกัน และมีการตอบสนองที่ดี โดยทั่วไปจะหมายถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ควบคู่พลังลม ซึ่งจะมีการผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งในแง่ความสม่ำเสมอและแปรตามช่วงเวลา

Thai translation of *The Potential Role of Carbon Pricing in Thailand's Power Sector (Executive summary)*

This report was initially written in English. While every effort has been made to ensure that this translation is as accurate as possible, there may be some slight differences between this and the original version.

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA. All rights reserved.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA - October 2021

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

