แนวทางการเลือกใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดสำหรับโรงไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองพลังงาน

จันธิรา ชมชื่น[1], วีรินทร์ หวังจิรนิรันดร์[2] และ อัจฉริยา สุริยะวงค์[1]

[1]ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

[2]สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

[1]juntira.c@gmail.com

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ศึกษาแนวทางการเลือกเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดเพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยใช้แบบจำลองพลังงานที่มีชื่อว่า Long-rang Energy Alternatives Planning System ประเมินการจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐานตามการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 และประเมินการจำลองภาพเหตุการณ์ทางเลือกต่างๆ ของปัจจัยที่ส่งผลต่อการลดการปล่อย CO_2 ได้แก่ เชื้อเพลิงถ่านหิน เทคโนโลยีการเผาไหม้ และเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) โดยในงานวิจัยนี้เทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ศึกษาได้แก่ เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบยิ่งยวด (SubPC) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบเหนือยิ่งยวด (SuperPC) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบฟลูอิไดซ์เบดหมุนวน (SubCFB) เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นกับวัฏจักรความร้อนร่วม (IGCC) เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบเหนือยิ่งยวดโดยใช้หม้อกำเนิดแรงดันสูง (Ultra-SuperPC) และเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ (Oxy–fuel Combustion) ส่วนเทคโนโลยี CCS เลือกใช้วิธีใช้โมโนเอทานอลเอมีน (MEA) เป็นสารเคมีดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เนื่องจากเป็นวิธีที่นิยมและใช้อย่างแพร่หลายในต่างประเทศ ผลการศึกษาเมื่อพิจารณาด้านปริมาณการปล่อย CO_2 พบว่า ภาพเหตุการณ์ทางเลือกไม่มี CCS ที่ใช้เทคโนโลยี Oxy-fuel เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัสและภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มี CCS ที่ใช้เทคโนโลยี Ultra-SuperPC เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัสปล่อย CO_2 ออกจากระบบน้อยที่สุดใกล้เคียงกัน 117 ล้านตัน CO_2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 แต่ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี Oxy-fuel และไม่มี CCS มีต้นทุนเฉลี่ยรายปีต่ำกว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี Ultra-SuperPC และไม่มี CCS ในระบบ เมื่อพิจารณาด้านต้นทุนพบว่า ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ไม่มี CCS และใช้เทคโนโลยี SuperPC เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส มีต้นทุนเฉลี่ยจากระบบดังกล่าวต่ำสุดประมาณ 1,195 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี แต่มีการปล่อย CO_2 ประมาณ 140 ล้านตัน CO_2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 พบอีกว่าเทคโนโลยี IGCC ที่ใช้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัสในการเผาไหม้และมี CCS มีต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยต่ำที่สุดประมาณ 58 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นการพิจารณาทางเลือกการใช้พลังงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดจำเป็นต้องพิจารณาทั้งด้านศักยภาพการปล่อย CO_2 และด้านต้นทุนที่ใช้เนื่องจากปัจจัยทั้ง 2 ตัวนี้มีความสัมพันธ์กัน

คำสืบค้น

โรงไฟฟ้าถ่านหิน, เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด, ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์, ต้นทุนการจัดการมลพิษ, เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

Clean Coal Technology Options for Electricity Generation Using Energy Accounting Model

Juntira Chomchuen[1], Weerin Wangjiraniran[2] and Achariya Suriyawong[1]

[1] Department of Environmental Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University

[2] Energy Research Institute, Chulalongkorn University

[1]juntira.c@gmail.com

ABSTRACT

This study investigated the clean coal technology options for coal-fired power plants in Thailand for CO2 emissions and costs of CO2 reduction (Abatement Cost) using the Long-range Energy Alternative Planning (LEAP) framework. The analysis was divided into 3 parts: (1) a business-as-usual (BAU) scenario, which was constructed based on the current Thailand's Power Development Plan Revision 3 (PDP 2010 Rev 3), (2) alternative scenarios, which focused on fuel choice, and combustion technology option, and (3) alternative scenarios, which carbon dioxide capture and storage(CCS) was applied to the electricity generation system. For fuel option, three types of coal, including bituminous, sub-bituminous, and lignite were selected. Five technological options were assessed in this study, included Subcritical Pulverized Coal (SubPC), Supercritical Pulverized Coal (SuperPC), Subcritical Circulating Fluidized bed (SubCFB), Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC), Ultra-Supercritical Pulverized Coal (Ultra-SuperPC) and Oxy–fuel Combustion. And, for the carbon capture and storage, the Monoethanolamine (MEA) chemical absorption technique, the most widely used technique, was selected in this study. The results showed that the Oxy-fuel combustion of bituminous fuel without CCS and the UltraSuperPC combustion of bituminous fuel with CCS would emit CO2 lowest (CO2 emission of 117 million ton CO2 equivalents) in year 2030. When considering cost of reduction and amount of CO2 reduced, integrated gasification combined cycle (IGCC) technology burning subbituminous coal and augmented with CCS would offer the lowest abatement cost (57.9 USD per ton of CO2) at CO2 emission of 117.1 million tons of CO2 equivalent. While, the SuperPC combustion of bituminous fuel without CCS would offer the lowest average annual costs of 1,196 million USD.

KEYWORDS

Coal-fired Power Plant, Clean Coal Technology, Carbon dioxide, Abatement cost

1. บทนำ

การขยายตัวทางเศรษฐกิจ สังคมและอุตสาหกรรมในปัจจุบันส่งผลให้อัตราความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan; PDP) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศ ในปัจจุบันใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553-2573 ปรับปรุงครั้งที่ 3 (Power Development Plan 2010-2030 Revision3 ; PDP2010 Rev3) [1] เป็นแผนฉบับล่าสุด โดยในแผนมีการสนับสนุนการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดเพิ่มขึ้น แต่เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน) เป็นสาเหตุหลักในการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide; CO_2) ออกสู่บรรยากาศและในปัจจุบันประเทศไทยยังไม่มีการควบคุมการปล่อย CO_2 เนื่องจากไม่มีการบังคับเป็นข้อกำหนดทางกฎหมาย การบริหารจัดการการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นสิ่งสำคัญ ปัจจุบันมีหลายการศึกษาเกี่ยวกับการเลือกใช้เทคโนโลยีสะอาดและประเมินต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 Shin *et al*., 2005. ศึกษาถึงเทคโนโลยีที่เหมาะสมและคุ้มค่าในการสร้างบ่อก๊าซจากหลุมฝังกลบเพื่อผลิตเป็นไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้ โดยใช้แบบจำลองแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว (LEAP) พบว่าเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าบ่อก๊าซแบบกังหันก๊าซมีราคาต้นทุนถูกที่สุดเท่ากับ 24.4 วอนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงและพบว่าหลุมฝังกลบขยะสามารถสร้างพลังงานและลดศักยภาพในการเกิดสภาวะโลกร้อนได้สูงสุดร้อยละ 75 เมื่อเทียบกับการปล่อยก๊าซมีเทนตามธรรมชาติ [2] Bundit *et al*., 2007. ประเมินเทคโนโลยีสะอาดในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดปริมาณ CO_2 ในประเทศไทย พบว่าการเลือกเทคโนโลยีสะอาดผลิตไฟฟ้านอกจากส่งผลต่อการลดปริมาณ CO_2 จากภาคพลังงานและยังมีผลทางอ้อมในการลดปริมาณการปล่อย CO_2 ของเศรษฐกิจด้วย [3] Cai *et al*., 2007. ได้ศึกษาปริมาณการปล่อย CO_2 ของการผลิตไฟฟ้าในประเทศจีนโดยใช้ LEAP Model พบว่าเทคโนโลยีที่ดีขึ้น พร้อมทั้งประเภทของโรงไฟฟ้าที่สะอาดขึ้นส่งผลให้ปริมาณ CO_2 ลดลงประมาณร้อยละ 4.2 – 19.4 จากภาพเหตุการณ์พื้นฐาน [4] Song *et al*., 2007. ศึกษาการลดปริมาณการปล่อย CO_2 โดยประเมินจากประสิทธิภาพและต้นทุนที่ใช้โดยการใช้สารเคมีโมโนเอทานอลเอมีน (Monoethanolamine; MEA) ดูดซับ CO_2 ในประเทศเกาหลีพบว่า เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพจะมีประสิทธิภาพในการบำบัดสูงและใช้ต้นทุนในการกำจัดปริมาณ CO_2 ต่ำ [5] Lee *et al*., 2008. ใช้แบบจำลองแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว (LEAP) ประเมินศักยภาพของเทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) รวมถึงเงินลงทุนที่แตกต่างกัน 4 เทคโนโลยีในประเทศเกาหลี พบว่าเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ (Oxy-fuel) มีประสิทธิภาพในการลด CO_2 มากที่สุดและใช้เงินลงทุนน้อยที่สุด [6]

การศึกษาเกี่ยวกับการเลือกใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดและประเมินต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดในประเทศไทยปัจจุบันยังไม่สมบูรณ์และไม่ครอบคลุมถึงปัจจัยที่มีผลต่อการลดการปล่อย CO_2 อีกทั้งในอนาคตประเทศไทยอาจมีการนำเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) เข้ามาใช้ ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงศึกษาปัจจัยที่มีผลต่อการลดการปล่อย CO_2 ประกอบด้วย (1) ชนิดเชื้อเพลิงถ่านหิน (2) เทคโนโลยีการเผาไหม้ (3) เทคโนโลยี CCS และ (4) ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ผลการศึกษานั้นสามารถบอกถึงปริมาณการปล่อย CO_2 ที่เกิดขึ้นจากภาคการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีต่างๆ รวมถึงต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 จากโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (Abatement Cost)

2. วิธีการศึกษาและข้อมูล

งานวิจัยนี้ศึกษาแนวทางการเลือกเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดเพื่อลดการปล่อย CO_2 โดยใช้แบบจำลองแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว (Long-rang Energy Alternatives Planning System; LEAP) [7] ประเมินภาพเหตุการณ์การปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคตเป็นเวลา 20 ปีจากการจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (Business As Usual; BAU) และการจำลองภาพเหตุการณ์ทางเลือกต่างๆ (Alternative Scenarios) เพื่อประเมินปริมาณการปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย วิเคราะห์ดัชนีดัชนีการเกิดคาร์บอนของระบบการผลิตไฟฟ้าและคำนวณต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 จากโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด โดยมีขั้นตอนการศึกษาดังต่อไปนี้

2.1 ศึกษาและเก็บรวบรวมข้อมูล

การเก็บรวบรวมข้อมูลในการจำลองภาพเหตุการณ์ต่างๆ ใช้ข้อมูลดังต่อไปนี้ (1) ความต้องการไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันและการคาดการณ์ในอนาคตปี พ.ศ. 2553–2573 อ้างอิงข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [8] (2) ข้อมูลจำนวนและประเภทของโรงไฟฟ้าในปัจจุบันอ้างอิงข้อมูลจาก [8] - [9] (3) ข้อมูลประสิทธิภาพ (Energy Efficiency) และค่าความพร้อมใช้งานสูงสุด (Maximum Availability) อ้างอิงผลการศึกษาขององค์กรระหว่างประเทศด้านพลังงาน [10] และงานวิจัยแหล่งอื่นๆ ของต่างประเทศ [11] – [13] มาประกอบการพิจารณา (4) ข้อมูลโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด ได้แก่ เชื้อเพลิงถ่านหิน เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินสะอาด เทคโนโลยี CCS รวมถึงราคาเชื้อเพลิงและต้นทุนที่นำมาคำนวณ เก็บรวบรวมข้อมูลจากทั้งในประเทศและผลงานตีพิมพ์ต่างๆ ของต่างประเทศ [13] – [14]

การคำนวณปริมาณการปล่อย CO_2 ใช้ฐานข้อมูล วิธีคำนวณและค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยมลพิษ (Emission factor) จากคณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ของ The Intergovernmental Panel on Climate Change; IPCC (2006) [15] และใช้ข้อมูลมลพิษทางอากาศ Tier1; Default Emission factor จาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [16]

2.2 แบบจำลองแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว (Long-rang Energy Alternatives Planning System; LEAP)

แบบจำลองแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว (Long-rang Energy Alternatives Planning System; LEAP) เป็นโปรแกรมที่ถูกพัฒนาขึ้นโดยสถาบัน Stockholm Environment Institute [17] ใช้สำหรับการสร้างและจำลองภาพเหตุการณ์ของระบบการใช้พลังงานที่แตกต่างกันตามสมมติฐาน รวมถึงสามารถใช้วิเคราะห์ทางเลือกของการดำเนินกิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจกแบบต่างๆ เพื่อใช้กำหนดนโยบายด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมอย่างเป็นระบบ นอกจากนี้โปรแกรมนี้ยังได้รวบรวมฐานข้อมูลด้านเทคโนโลยีและด้านสิ่งแวดล้อม (The Technology and Environmental Database; TED) ของการใช้พลังงานประเภทต่างๆ ซึ่งจะให้ข้อมูลทั้งในด้านเทคนิค ราคาและปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแต่ละเทคโนโลยีพลังงาน

2.2.1 การจัดทำฐานข้อมูล (Current Account)

การจัดทำฐานข้อมูลเป็นการจัดทำสมดุลของกำลังผลิตและความต้องการการใช้พลังงานในปีฐาน เพื่อใช้เป็นชุดฐานข้อมูลในการทำแบบจำลองในภาพเหตุการณ์อื่นๆ ในการจัดทำฐานข้อมูลจะเป็นการจำลองภาพเหตุการณ์ที่

เกิดขึ้นในสถานการณ์ปัจจุบันอ้างอิงตาม PDP2010 REV3 เป็นข้อมูลหลัก โดยใช้ข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงปี พ.ศ. 2554 เป็นข้อมูลปีฐาน โดยมีสมมติฐานดังต่อไปนี้ (1) ค่าความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2554 อ้างอิงข้อมูลที่เกิดขึ้นจริง มีค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 160,706.5 กิกะวัตต์-ชั่วโมง (2) กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันมีกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามเชื้อเพลิงจำนวนรวมทั้งสิ้น 29,976 เมกะวัตต์ โดยกำลังผลิตไฟฟ้าหลักของประเทศไทย ได้แก่เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ รองลงมาเป็นเชื้อเพลิงถ่านหิน พลังงานหมุนเวียนและเชื้อเพลิงน้ำมัน ตามลำดับ (3) ใช้ข้อมูลเส้นโค้งภาระไฟฟ้า (Load Duration Curve) จากปี พ.ศ. 2552 เป็นข้อมูลอ้างอิง (4) ข้อมูลประสิทธิภาพ (Energy Efficiency) และค่าความพร้อมใช้งานสูงสุด (Maximum Availability) ใช้ข้อมูล [10] – [13] (5) การแบ่งภาระการผลิตไฟฟ้าตามลำดับการทำงานของชนิดโรงไฟฟ้า (Dispatch Rule: Merit Order) แบ่งลำดับการทำงานของชนิดโรงไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (6) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ใช้ข้อมูลร้อยละของค่าเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าตลอดปีจากเส้นโค้งภาระไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้าในการประเมิน

2.2.2 การจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (Business as Usual; BAU scenario)

การจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐานให้เป็นภาพเหตุการณ์ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตเป็นระยะเวลา 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573) มีสมมติฐานการเติบโตทางเศรษฐกิจแบบปกติ อ้างอิงตาม PDP2010 REV3 เป็นข้อมูลหลัก โดยมีสมมติฐานดังนี้ (1) ความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยจากข้อมูลประมาณการแนวโน้มเศรษฐกิจไทยหรือผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Products: GDP) เป็นข้อมูลพื้นฐานในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2573 ประเทศไทยจะมีค่าความต้องการไฟฟ้าประมาณ 346,767 ล้านหน่วย (2) ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามเชื้อเพลิงในปัจจุบันและการคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต รวมถึงปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้แยกตามชนิดเชื้อเพลิง นอกจากนี้ใช้ข้อมูลในส่วนอื่นๆ เช่นเดียวกับการกำหนดสมมติฐานในการจัดทำฐานข้อมูล (Current Account) ปีฐาน

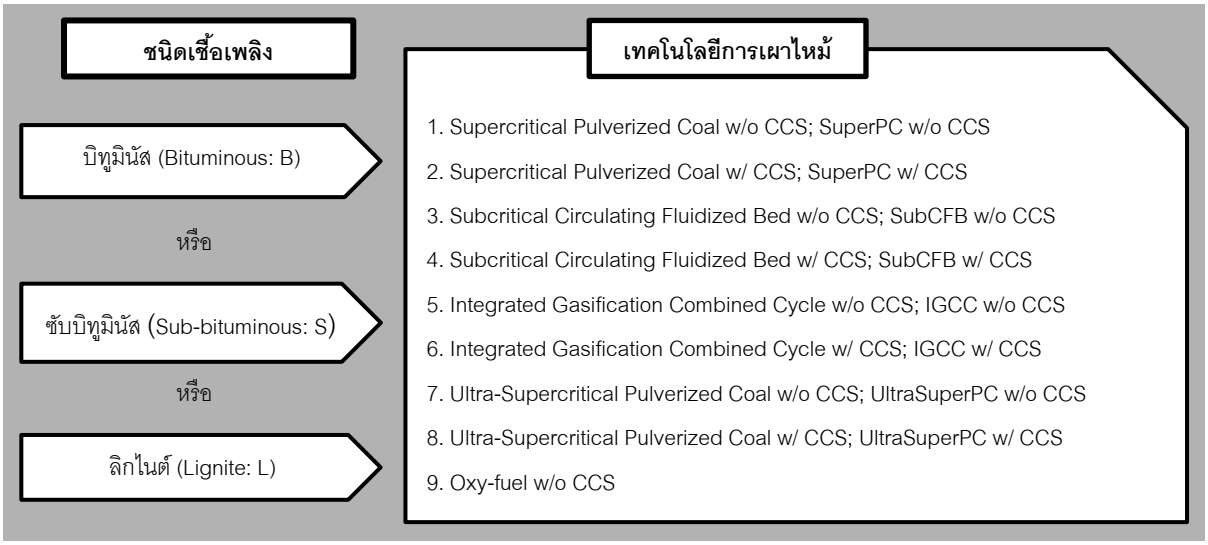
2.2.3 การตั้งสมมติฐานของภาพเหตุการณ์ทางเลือก (Alternative scenarios)

การจำลองภาพเหตุการณ์ทางเลือกเป็นการจำลองสถานการณ์ของปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการปล่อย CO_2 ในการศึกษานี้ชนิดเชื้อเพลิงถ่านหิน เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินสะอาดและเทคโนโลยี CCS เป็นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการปล่อย CO_2 แต่เนื่องจากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้นมีหลายทางเลือกส่งผลให้การปล่อย CO_2 และประสิทธิภาพของระบบการผลิตไฟฟ้าของแต่ละทางเลือกไม่เท่ากัน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาหาทางเลือกที่เหมาะสมในการปล่อย CO_2 จากโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดของประเทศไทย โดยในภาพเหตุการณ์ทางเลือกต่างๆ สัดส่วนของการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ารวมถึงสถานการณ์ต่างๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตกำหนดให้เป็นไปตามภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (BAU scenario)

การจำลองภาพเหตุการณ์ทางเลือกในกรณีต่างๆ ที่ศึกษา แสดงดังรูปที่ 1 โดยมีการแปรผันชนิดของเชื้อเพลิง เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินสะอาด เทคโนโลยี CCS กำหนดให้สัญลักษณ์ตัว B แทนเชื้อเพลิงถ่านหินบิทูมินัส (Bituminous) สัญลักษณ์ตัว S แทนเชื้อเพลิงถ่านหินซับบิทูมินัส (Subbituminous) และสัญลักษณ์ตัว L แทนเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ ส่วนเทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินสะอาดให้เรียงลำดับตามตัวเลข 1-9 โดยที่เทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินสะอาดเลขคี่คือเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS ส่วนเทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินสะอาดเลขคู่คือเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่มีการติดตั้ง CCS ส่วนเทคโนโลยี CCS ตัวอย่างเช่น Case

2B หมายถึง ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เชื้อเพลิงบิทูมินัสโดยใช้เทคโนโลยี Supercritical Pulverized Coal ในการเผาไหม้และมีการติดตั้งเทคโนโลยี CCS ในระบบ ส่วน Case 5S หมายถึง ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัสโดยใช้เทคโนโลยี Integrated Gasification Combined Cycle ในการเผาไหม้และไม่มีการติดตั้งเทคโนโลยี CCS ในระบบ เป็นต้น

ในงานวิจัยฉบับนี้เลือกใช้วิธีใช้โมโนเอทานอลเอมีน (Monoethanolamine; MEA) เป็นสารเคมีดูดซับ (Chemical Absorption) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เนื่องจากเป็นวิธีที่นิยมและมีใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศและในงานวิจัยนี้ทำการศึกษาเฉพาะการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แต่ไม่สนใจปัจจัยของการกักเก็บและขนส่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์



รูปที่ 1 เชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่เลือกใช้ในแต่ละภาพเหตุการณ์ทางเลือก

2.3 การคำนวณค่าการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (Carbon Intensity: CI)

การคำนวณหาค่าดัชนีการเกิดคาร์บอน หรือปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานไฟฟ้า (กรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง) สามารถคำนวณได้จากสมการ (1)

$$CI = CO_2 \text{ Emissions / kWh from electricity generation} \quad (1)$$

เมื่อ CI คือ ค่าดัชนีการเกิดคาร์บอนของระบบการผลิตไฟฟ้า (gCO_2/kWh)

kWh from electricity and generation คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง

2.4 การประมาณต้นทุนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

งานวิจัยนี้ทำการประมาณต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 เฉพาะโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดสร้างใหม่ โดยต้นทุนแบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่ ต้นทุนในการลงทุน (Investment Cost) ได้แก่ ราคาค่าก่อสร้างระบบบำบัดมลพิษอากาศ และต้นทุนในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost) ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการเดินระบบบำบัดมลพิษอากาศ ค่าไฟฟ้า ค่าสารเคมี ค่าจ้างพนักงานที่เกี่ยวข้อง ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบบำบัดมลพิษ

อากาศ เนื่องจากข้อมูลต้นทุนทั้ง 2 ประเภทนั้นไม่ได้อยู่ในระดับเดียวกัน คือต้นทุนในการลงทุนเป็นต้นทุนที่ต้องจ่ายเฉพาะปีแรกของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ส่วนต้นทุนในการดำเนินการและบำรุงรักษาเป็นต้นทุนที่ต้องจ่ายทุกปีจึงไม่สามารถนำไปใช้ร่วมกันได้ ดังนั้นจึงต้องทำการกระจายต้นทุนในการลงทุนให้อยู่ในรูปของต้นทุนเฉลี่ยรายปีตลอดอายุการใช้งานของระบบบำบัด สามารถคำนวณได้จากสมการ (2), (3) และ (4) ตามลำดับ ซึ่งเมื่อรวมต้นทุนทั้งสองเข้าด้วยกันแล้ว จะได้ต้นทุนในการบำบัดมลพิษต่อปี โดยกำหนดให้ราคาเชื้อเพลิงในอนาคตคงที่และกำหนดให้อัตราคิดลด (Discount Rate) อยู่ที่ 6% ซึ่งการคำนวณต้นทุนในการศึกษานี้อ้างอิงข้อมูลจาก [13] - [14] แสดงดังตารางที่ 1 และตารางที่ 2 (กำหนดอัตราแลกเปลี่ยนเงินที่ 35 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ)

สมการ

$$NPV = L_t / (1+r)^t \quad , NPV\ (i, n) = L_0 / (1+r)^0 + \ldots + L_n / (1+r)^n \tag{2}$$

$$A_{t,r} = [1 - (1 / (1+r)^t)] / r \tag{3}$$

$$EAC\ (Equivalent\ Annual\ Cost) = NPV\ (Net\ Present\ Value) / A_{t,r} \tag{4}$$

เมื่อ

NPV (Net Present Value)	คือ มูลค่าสุทธิในปีปัจจุบัน (มูลค่า)
EAC (Equivalent Annual Cost)	คือ ค่าใช้จ่ายรายปี (มูลค่า/ปี)
L	คือ ต้นทุนในการลงทุน
t, n	คือ อายุการใช้งานของระบบ
r	คือ อัตราคิดลด

2.5 การคำนวณปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่บำบัดได้

ปริมาณ CO_2 ที่บำบัดได้คือผลต่างระหว่างปริมาณ CO_2 กรณีพื้นฐานที่ไม่มีการควบคุมในที่นี้คือไม่มีการติดตั้งเทคโนโลยี CCS กับกรณีภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มีการใช้เทคโนโลยีในการช่วยลดการปล่อย CO_2 หรือมีการเลือกใช้เทคโนโลยี CCS ดังสมการ (5)

ปริมาณ CO_2 ที่บำบัดได้ (น้ำหนัก CO_2 ต่อปี) = กรณีพื้นฐานที่ไม่มีการควบคุม – กรณีทางเลือกที่มีการควบคุม (5)

ตารางที่ 1 ราคาเชื้อเพลิงถ่านหิน [13]-[14]

ราคาเชื้อเพลิงของชนิดประเภทถ่านหิน (ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู)		
บิทูมินัส	ซับบิทูมินัส	ลิกไนต์[18]
1.5	0.75	≈1

ตารางที่ 2 ต้นทุนในการลงทุนและต้นทุนในการดำเนินการและบำรุงรักษา [13]

เทคโนโลยี	ต้นทุนในการลงทุน (Investment Cost) (ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์)	ต้นทุนในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost) (เซนต์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
ไม่ติดตั้งเทคโนโลยี CCS		
Subcritical Pulverized Coal	1,280	0.75
Supercritical Pulverized Coal	1,330	0.75
Subcritical Circulating Fluidized Bed	1,330	1
Integrated Gasification Combined Cycle	1,430	0.9
Ultra-Supercritical Pulverized Coal	1,360	0.75
Oxy-fuel w/o CCS	1,900	1.45
ติดตั้งเทคโนโลยี CCS		
Supercritical Pulverized Coal	2,140	1.6
Subcritical Circulating Fluidized Bed	2,270	1.85
Integrated Gasification Combined Cycle	1,890	1.05
Ultra-Supercritical Pulverized Coal	2,090	1.6

2.6 การคำนวณต้นทุนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย

การคำนวณต้นทุนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย แสดงดังสมการ (6)

$$\text{ต้นทุนการจัดการมลพิษ (มูลค่าต่อน้ำหนัก } CO_2) = \frac{\text{ต้นทุนการในการลดการปล่อย } CO_2 \text{ (มูลค่า/ปี)}}{\text{มลพิษที่บำบัดได้ (น้ำหนัก } CO_2/\text{ปี)}} \qquad (6)$$

3. ผลการวิเคราะห์การจำลองภาพเหตุการณ์และสรุปผล

3.1 ภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (Business as Usual; BAU scenario)

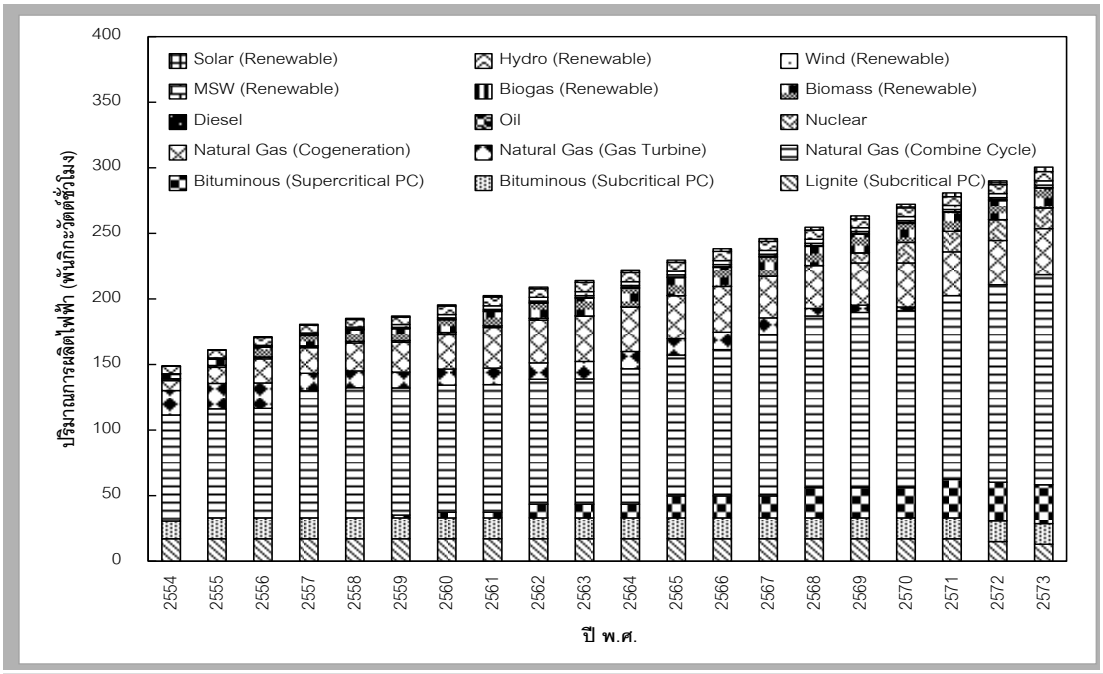
จากสมมติฐานและข้อมูลต่างๆ ในการจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (BAU scenario) ทำให้สามารถพยากรณ์ปริมาณไฟฟ้าและสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยได้ แสดงไว้ดังรูปที่ 2 (ก). ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีแนวโน้มในการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี พ.ศ. 2573 ประเทศไทยยังคงเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า รองลงมาได้แก่ถ่านหินและพลังงานหมุนเวียน แต่หากพิจารณาสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละชนิดเชื้อเพลิงในปี พ.ศ. 2573 เทียบกับปี พ.ศ. 2554 พบว่าในปี พ.ศ. 2573 เชื้อเพลิงถ่านหินมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2554 ประมาณ 90% ส่วนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2554 ประมาณ 83% จึงเห็นได้ว่าเชื้อเพลิงถ่านหินมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสูงกว่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

จากปริมาณไฟฟ้าและสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าการจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐานของประเทศไทยทำให้สามารถคาดการณ์ปริมาณการปล่อย CO_2 จากระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคตได้ แสดงไว้ดังรูปที่ 2 (ข). ซึ่งชี้ให้เห็นถึงปริมาณการปล่อย CO_2 ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี พ.ศ. 2573 คาดว่าจะมีการปล่อย CO_2

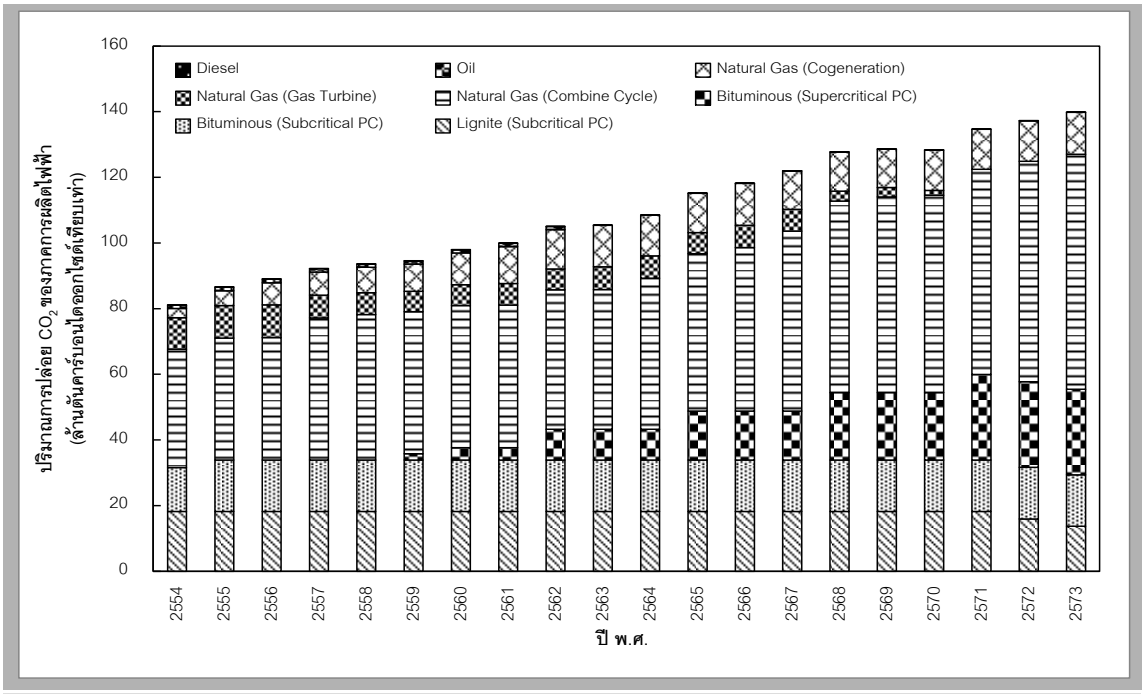
จากภาคการผลิตไฟฟ้าประมาณ 140 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เพิ่มขึ้นจากในปี พ.ศ. 2554 ที่มีการปล่อย CO_2 ประมาณ 81 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า โดยเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ปล่อย CO_2 ออกมามากที่สุด รองลงมาคือถ่านหินและเชื้อเพลิงน้ำมัน ตามลำดับ แต่หากพิจารณาสัดส่วนการปล่อย CO_2 จากระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละเชื้อเพลิงใน ปี พ.ศ. 2573 เทียบกับปี พ.ศ. 2554 พบว่าในปี พ.ศ. 2573 เชื้อเพลิงถ่านหินและเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการปล่อย CO_2 ใกล้เคียงกัน ประมาณ 75% และ 74% จากปี พ.ศ. 2554 ตามลำดับ ชี้ให้เห็นว่าการขยายตัวของภาคการผลิตไฟฟ้ามีปัจจัยหลักมาจากแนวโน้มเศรษฐกิจของไทยที่มีเกณฑ์การขยายตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง

3.2 ภาพเหตุการณ์ทางเลือก (Alternative scenarios)

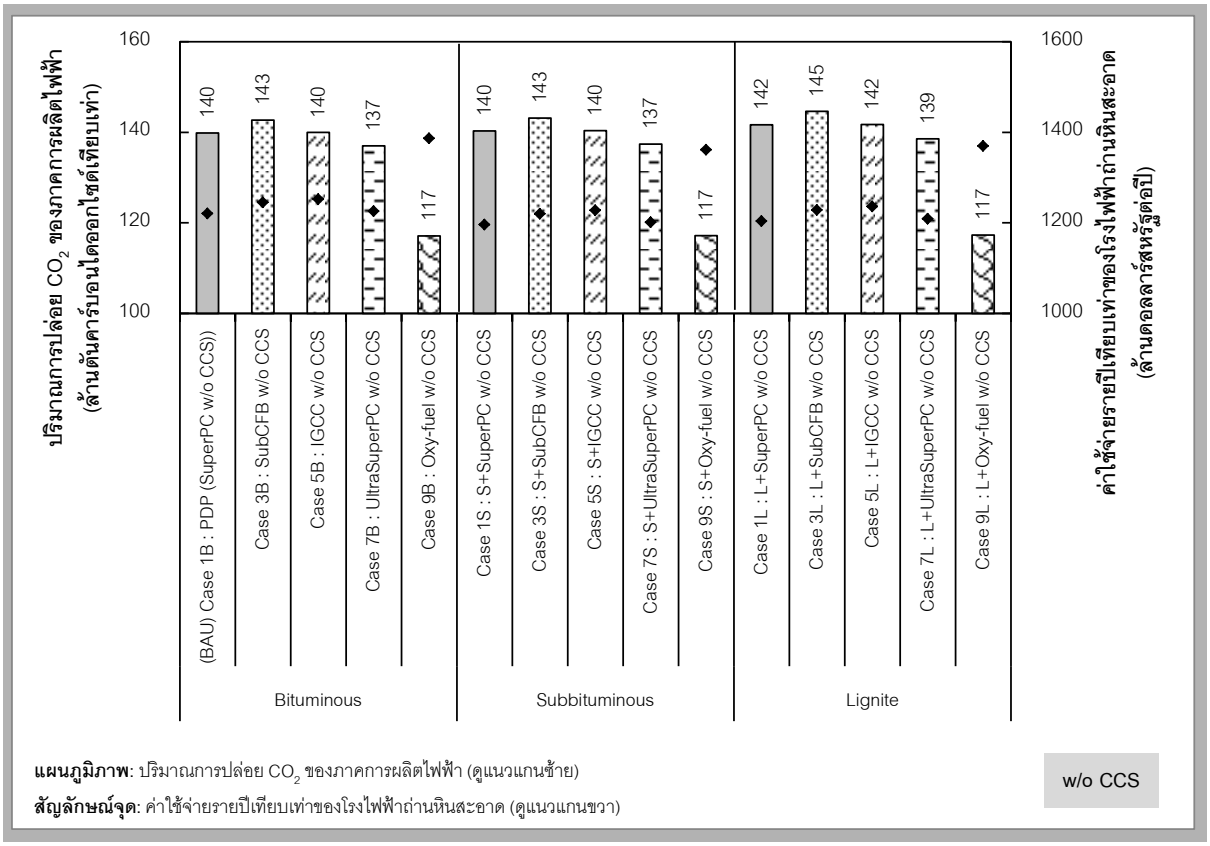
การจำลองภาพเหตุการณ์ทางเลือกต่างๆ ในแต่ละทางเลือกมีผลกระทบต่อการปล่อย CO_2จากระบบผลิตไฟฟ้าทำให้สามารถคาดการณ์ปริมาณการปล่อย CO_2 จากระบบผลิตไฟฟ้าของแต่ละภาพเหตุการณ์ในอนาคตได้และยังสามารถประเมินค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดในแต่ละภาพเหตุการณ์ได้ โดยผลการศึกษาภาพเหตุการณ์ทางเลือกของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดที่ไม่ติดตั้ง CCS ดังแสดงในรูปที่ 3 (ก). พบว่า ภาพเหตุการณ์ที่เลือกถ่านหินบิทูมินัสและเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ (Oxy-fuel Combustion) (9B) ปล่อย CO_2 ออกจากระบบน้อยที่สุดประมาณ 117 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าและภาพเหตุการณ์ที่เลือกถ่านหินลิกไนต์และเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Subcritical Circulating Fluidized bed (3L) ปล่อย CO_2 ออกจากระบบมากที่สุดประมาณ 145 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เมื่อพิจารณาด้านค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะนำมาสู่ต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 จากโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด พบว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (1B) มีค่าใช้จ่ายรายปีอยู่ที่ประมาณ 1,220 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ส่วนภาพเหตุการณ์ที่เลือกเชื้อเพลิงซับบิทูมินัสและเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Supercritical PC (1S) มีค่าใช้จ่ายรายปีต่ำสุดประมาณ 1,196 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปีและภาพเหตุการณ์ที่เลือกใช้เชื้อเพลิงบิทูมินัสและเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Oxy-fuel (9B) จะมีค่าใช้จ่ายรายปีสูงสุดประมาณ 1,386 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี



รูปที่ 2 (ก). ปริมาณไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงของประเทศไทยปี พ.ศ. 2554 ถึง พ.ศ. 2573 จากแบบจำลอง

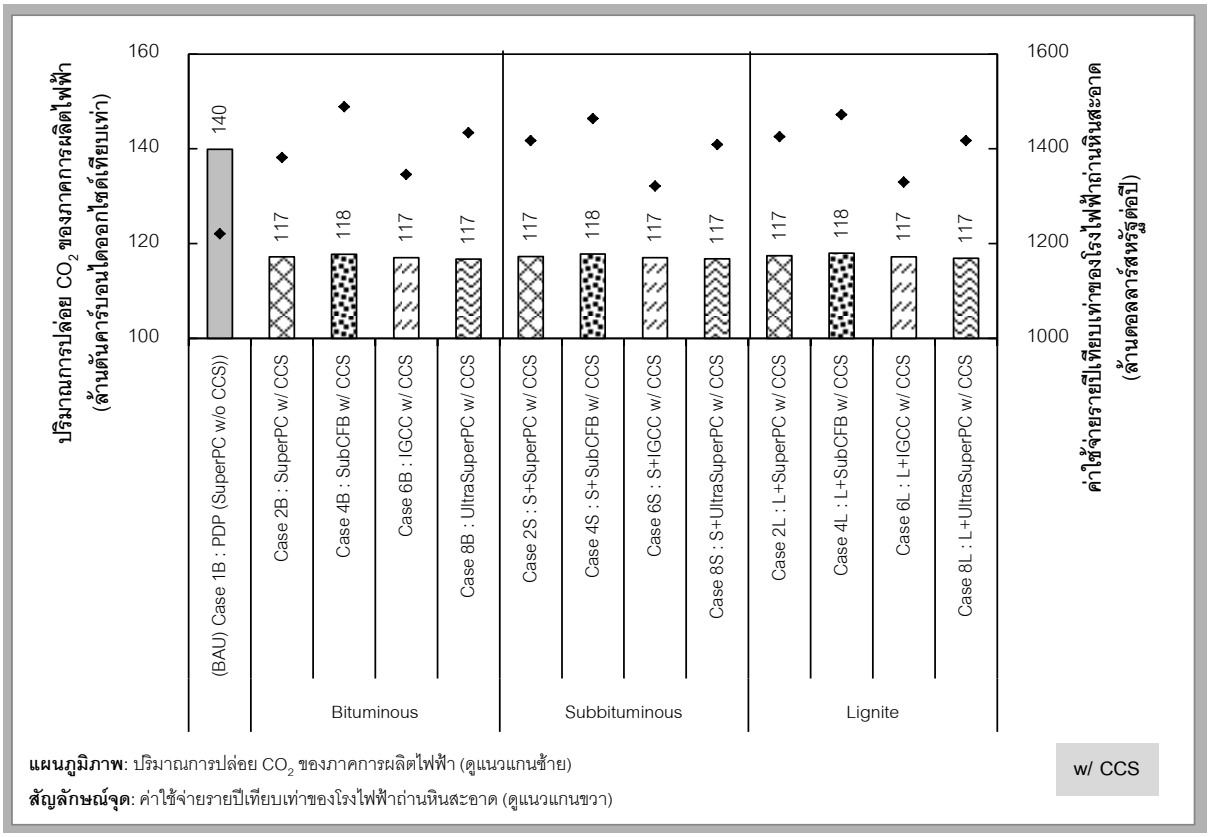


รูปที่ 2 (ข). ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาพเหตุการณ์พื้นฐาน (BAU Scenario)



แผนภูมิภาพ: ปริมาณการปล่อย CO_2 ของภาคการผลิตไฟฟ้า (ดูแนวแกนซ้าย)
สัญลักษณ์จุด: ค่าใช้จ่ายรายปีเทียบเท่าของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด (ดูแนวแกนขวา)

รูปที่ 3 (ก). ภาพเหตุการณ์ทางเลือกของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดที่ไม่ทำการติดตั้ง CCS



รูปที่ 3 (ข). ภาพเหตุการณ์ทางเลือกของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดที่ทำการติดตั้ง CCS

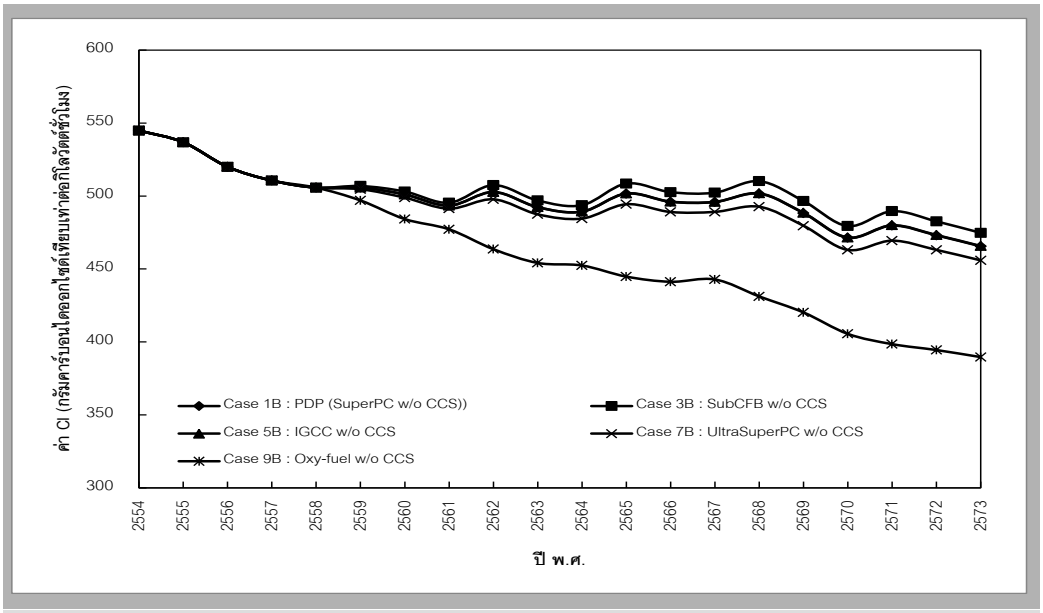
รูปที่ 3. ปริมาณการปล่อย CO_2 และต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ของภาพเหตุการณ์ทางเลือกในปี พ.ศ. 2573

ส่วนผลการศึกษาภาพเหตุการณ์ทางเลือกของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดที่ติดตั้ง CCS ดังแสดงในรูปที่ 3 (ข). พบว่าภาพเหตุการณ์ที่เลือกใช้ถ่านหินบิทูมินัสและเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Ultra-supercritical PC (8B) ปล่อย CO_2 ออกจากระบบน้อยที่สุดประมาณ 117 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ซึ่งใกล้เคียงกับภาพเหตุการณ์ที่เลือกใช้ถ่านหินลิกไนต์และเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Subcritical Circulating Fluidized bed (4L) ปล่อย CO_2 ออกจากระบบมากที่สุด 118 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เมื่อพิจารณาด้านค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า พบว่าภาพเหตุการณ์ที่เลือกใช้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัสและเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ IGCC (6S) จะมีค่าใช้จ่ายรายปีต่ำสุดประมาณ 1,320 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี และหากเลือกใช้เชื้อเพลิงบิทูมินัสและเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ SubCFB (4B) จะมีค่าใช้จ่ายรายปีสูงสุดประมาณ 1,488 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ผลดังกล่าวชี้ให้เห็นว่าการเลือกใช้เทคโนโลยี CCS ในโรงไฟฟ้าถ่านหินจะมีค่าใช้จ่ายต่อการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้น ทั้งนี้การวิเคราะห์ดังกล่าวยังไม่ครอบคลุมถึงความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้สำหรับการลงทุนขั้นต้นและการเปลี่ยนแปลงราคาถ่านหิน อย่างไรก็ตามหากผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดก็จะสามารถลดการปลดปล่อย CO_2 ลงได้แต่จะมีต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้น

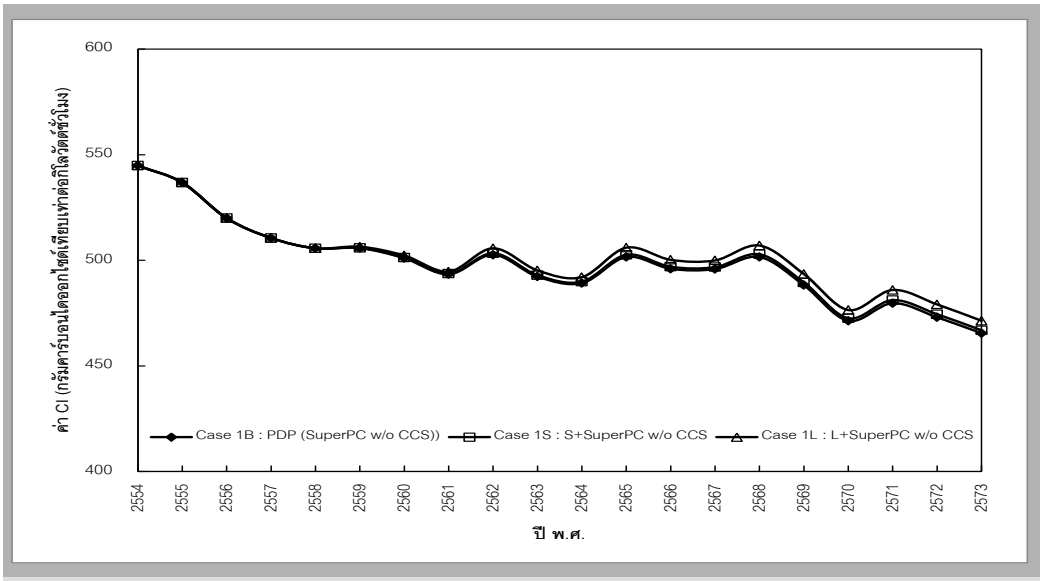
จากผลที่กล่าวมาข้างต้นทำให้ทราบถึงค่าดัชนีการเกิดคาร์บอนหรือปริมาณการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (Carbon Intensity : CI) ของแต่ละภาพเหตุการณ์ได้ ค่า CI ของภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มีการเลือกใช้เชื้อเพลิงถ่านหินบิทูมินัสในเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS แสดงดังรูปที่ 4 พบว่าเมื่อทำการแปรผันเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS โดยใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียวกัน เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Oxy-fuel ที่ไม่

มีการติดตั้ง CCS จะมีค่า CI ต่ำกว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานและมีค่า CI ต่ำที่สุดประมาณ 389.64 กรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งหากเลือกใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ IGCC จะมีค่า CI ต่ำกว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานแต่มีค่าใกล้เคียงกัน ส่วนช่วงกราฟในปี พ.ศ. 2562, 2565, 2568 และ 2571 มีปริมาณ CI เพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัดเนื่องจากการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดตามการวางแผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนช่วงกราฟในปี พ.ศ. 2570 ที่ทำให้ค่า CI ลดลงอย่างเห็นได้ชัด เนื่องจากกฟผ.ได้มีแผนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เพิ่มขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าวซึ่งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาด ไม่ปลดปล่อยเขม่าควัน ก๊าซพิษและของเสียออกมาสู่สิ่งแวดล้อมจึงส่งผลให้ปริมาณ CO_2 ในระบบผลิตไฟฟ้าลดต่ำลง เมื่อทำการแปรผันชนิดเชื้อเพลิงในการเผาไหม้นั้น แสดงดังรูปที่ 5 พบว่าค่า CI ในแต่ละภาพเหตุการณ์มีค่าใกล้เคียงกันมาก จากผลการศึกษาสามารถบอกได้ว่าชนิดเชื้อเพลิงมีผลต่อการปล่อยมลพิษเพียงเล็กน้อยหากเลือกใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้ในระบบเดียวกัน เมื่อเปรียบเทียบเทคโนโลยีการเผาไหม้ในภาพเหตุการณ์พื้นฐานที่ไม่มีการติดตั้ง CCS กับภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้เช่นเดียวกับภาพเหตุการณ์พื้นฐานแต่มีการติดตั้ง CCS แสดงดังรูปที่ 6 พบว่า โรงไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง CCS สามารถช่วยลดการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าออกจากระบบประมาณ 16% ของภาพเหตุการณ์พื้นฐาน

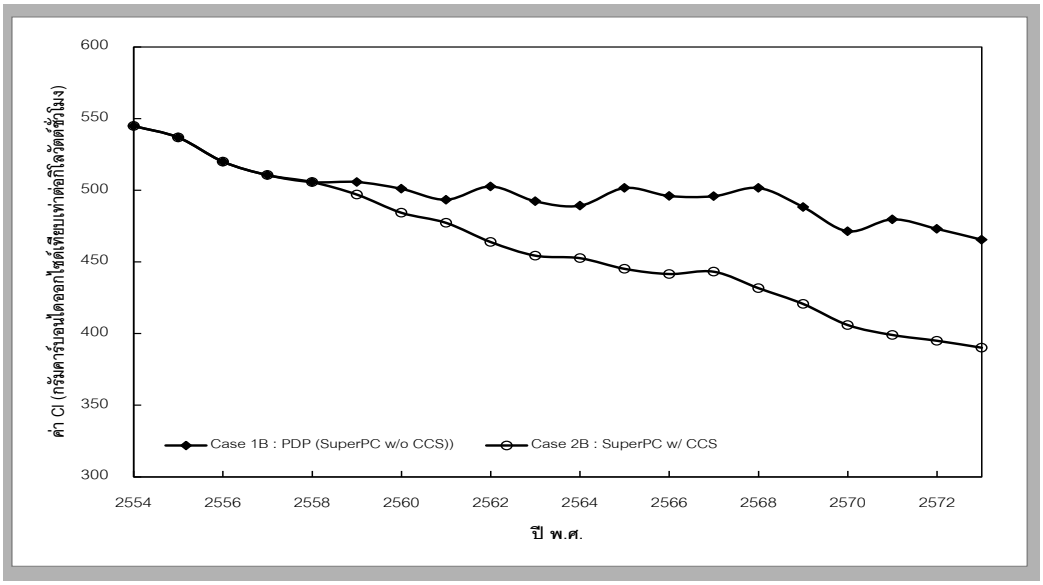
จากผลการศึกษาดังกล่าวข้างต้นพบว่าปริมาณการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงเนื่องจากภาครัฐได้มีนโยบายในการลดการปล่อย CO_2 ลง ซึ่งการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าของภาพเหตุการณ์ที่มีการเลือกใช้เทคโนโลยีเผาไหม้ที่มีการติดตั้ง CCS การปล่อย CO_2 จะลดลงมากอย่างเห็นได้ชัด แต่เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Oxy-fuel ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS สามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ใกล้เคียงกับเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่มีการติดตั้ง CCS



รูปที่ 4 ค่า CI ของภาพเหตุการณ์ทางเลือกของเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS



รูปที่ 5 ค่า CI ของภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มีการแปรผันชนิดเชื้อเพลิงถ่านหิน

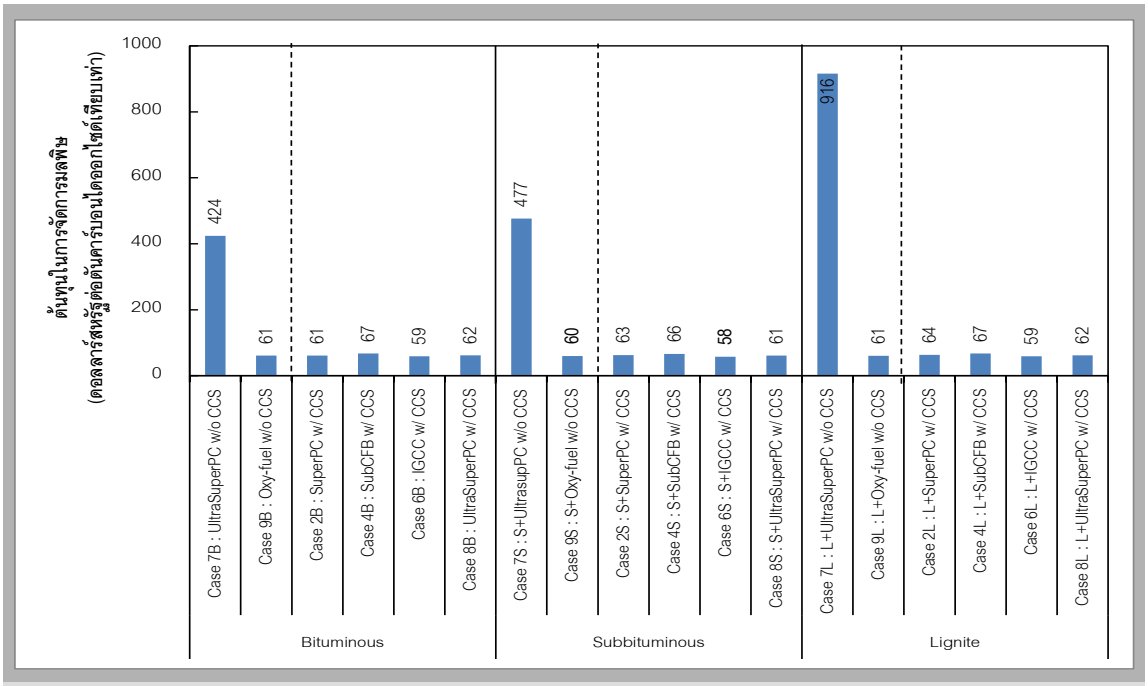


รูปที่ 6 ค่า CI ของภาพเหตุการณ์ที่มีการติดตั้ง CCS และไม่มีการติดตั้ง CCS

3.3 ต้นทุนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

จากการประเมินต้นทุน CO_2 ที่ลดได้ให้อยู่ในรูปของค่าใช้จ่ายรายปีตลอดอายุการใช้งานของเทคโนโลยีในการลดการปล่อย CO_2 ทำให้ทราบถึงต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยในแต่ละภาพเหตุการณ์ในปี พ.ศ. 2573 แสดงดังรูปที่ 7 จากรูปชี้ให้เห็นว่าเทคโนโลยีเผาไหม้ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS จะมีเพียง 2 เทคโนโลยีที่สามารถลดการปล่อย CO_2 ลงได้ ได้แก่ เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Ultra-supercritical และเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบ Oxy-fuel แต่จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีเผาไหม้แบบ Ultra-SuperPC ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS จะมีต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยสูงมากซึ่งแตกต่างกับเทคโนโลยีเผาไหม้แบบ Oxy-fuel ที่ไม่มีการติดตั้ง CCS ที่มีต้นทุนในการลดการปล่อย

CO_2 ใกล้เคียงกับเทคโนโลยีเผาไหม้ที่มีการติดตั้ง CCS หากพิจารณาเพียงเทคโนโลยีเผาไหม้ที่มีการติดตั้ง CCS เทคโนโลยีเผาไหม้แบบ IGCC ที่ใช้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัสมีต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ต่ำที่สุด ประมาณ 58 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์

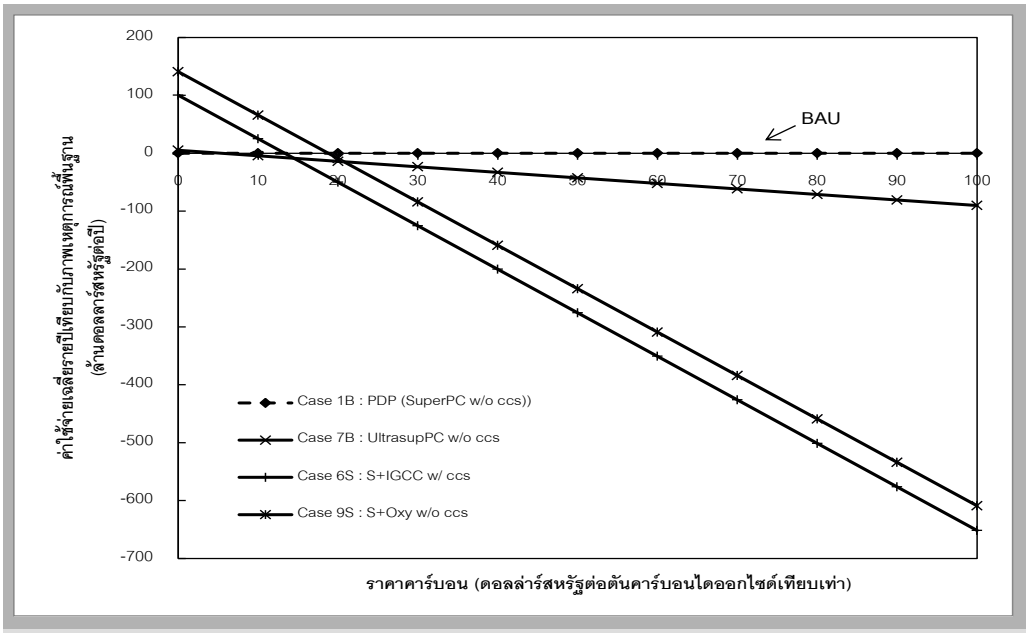


รูปที่ 7 ต้นทุนการลดการปล่อย CO_2ในแต่ละภาพเหตุการณ์จากภาพเหตุการณ์อ้างอิงในปี พ.ศ. 2573

3.4 ต้นทุนในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ราคาคาร์บอนเครดิตต่าง ๆ

จากการประเมินต้นทุน CO_2 ที่ลดได้ให้อยู่ในรูปของค่าใช้จ่ายรายปีตลอดอายุการใช้งาน พบว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ย 1,220 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี เมื่อมีการนำราคาคาร์บอนเครดิตเข้ามาคำนวณรวมกับค่าใช้จ่ายรายปีนั้นสามารถวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของภาพเหตุการณ์ทางเลือกเปรียบเทียบกับภาพเหตุการณ์พื้นฐานได้ แสดงดังภาพที่ 8 พบว่า ณ ปีที่ราคาคาร์บอนเป็น 0 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยีเผาไหม้แบบ UltraSuperPC ไม่มีการติดตั้ง CCS (7B) มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยรายปีตลอดอายุการใช้งานมากกว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานประมาณ 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปีและมีจุดคุ้มทุนที่ราคาคาร์บอนประมาณ 5.4 เหรียญดอลล่าร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ส่วนภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยีเผาไหม้แบบ IGCC ที่มีการติดตั้ง CCS (6S) มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยรายปีตลอดอายุการใช้งานมากกว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานประมาณ 100 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ณ ปีที่ราคาคาร์บอนเป็น 0 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าและมีจุดคุ้มทุนเทียบเท่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานเมื่อราคาคาร์บอนประมาณ 13.3 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ และภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยีเผาไหม้แบบ Oxy-fuel ที่ไม่มีมีการติดตั้ง CCS (9S) ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยรายปีตลอดอายุการใช้งานมากกว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานประมาณ 140 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ณ ปีที่ราคาคาร์บอนเป็น 0 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าและมีจุดคุ้มทุนเทียบเท่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานเมื่อราคาคาร์บอนอยู่ที่ประมาณ 18.8 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์

เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายรายปีที่ราคาคาร์บอนเครดิตมีมูลค่า 100 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า พบว่า ภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยีเผาไหม้แบบ IGCC ที่มีการติดตั้ง CCS (6S) มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยรายปีต่ำกว่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานสูงถึง 650 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อปี โดยมีค่าใช้จ่ายรายปีต่ำที่สุดประมาณ 570 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อปีที่ราคาคาร์บอน 100 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ จากผลการวิเคราะห์ชี้ให้เห็นว่าเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่มีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 ได้มากจะส่งผลต่อการลดต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ลงด้วยเช่นกัน ดังนั้นในการพิจารณาทางเลือกเทคโนโลยีลดการปล่อย CO_2 จึงควรพิจารณาทั้ง 2 ปัจจัยดังกล่าวมา



รูปที่ 8 ต้นทุนเฉลี่ยต่อปีของภาพเหตุการณ์ทางเลือกเทียบกับภาพเหตุการณ์พื้นฐานที่มีศักยภาพใน

4. สรุปผล

งานวิจัยนี้ศึกษาทางเลือกการใช้พลังงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดโดยใช้แบบจำลอง LEAP ในการประเมินภาพเหตุการณ์การของภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยจำลองภาพเหตุการณ์พื้นฐานและภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มีปัจจัยต่อการลดการปล่อย CO_2 ที่ทำให้เกิดภาวะโลกร้อน ผลการศึกษาพบว่า เมื่อพิจารณาด้านปริมาณการปล่อย CO_2 ในแต่ละภาพเหตุการณ์ทางเลือกพบว่า ภาพเหตุการณ์ ทางเลือกไม่มีเทคโนโลยี CCS ที่ใช้เทคโนโลยี Oxy-fuel เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส (9B) ปล่อย CO_2 ออกจากระบบน้อยที่สุด 117 ล้านตัน CO_2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 แต่มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ย 1,386 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ส่วนภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มีเทคโนโลยี CCS ที่ใช้เทคโนโลยี Ultra-Supercritical Pulverized Coal เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส (8B) ปล่อย CO_2 ออกจากระบบน้อยที่สุด 117 ล้านตัน CO_2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 แต่มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ย 1,433 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ดังนั้นแสดงให้เห็นว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกทั้งสองภาพเหตุการณ์ที่กล่าวมาข้างต้นมีการปล่อย CO_2 ในปี พ.ศ. 2573 ใกล้เคียงกัน แต่เห็นได้ว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี Oxy-fuel และไม่มี CCS (9B) ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยรายปีต่ำกว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี Ultra-SuperPC และไม่มีCCS ในระบบ (8B) หากพิจารณาด้านค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า พบว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ไม่มีเทคโนโลยี CCS และใช้เทคโนโลยี Supercritical Pulverized Coal เผาไหม้เชื้อเพลิงบิทูมินัส (1S) มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่ำสุด

ประมาณ 1,195 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี แต่มีการปล่อย CO_2 ออกจากระบบ 140 ล้านตัน CO_2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 ส่วนภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่มีเทคโนโลยี CCS และใช้เทคโนโลยี IGCC เผาไหม้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัส (6S) มีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่ำสุดอยู่ที่ 1,320 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี แต่มีการปล่อย CO_2 ออกจากระบบ 117 ล้านตัน CO_2 เทียบเท่าในปี พ.ศ. 2573 ดังนั้นแสดงให้เห็นว่าค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อปีแปรผกผันกับปริมาณการปล่อย CO_2 กล่าวได้ว่าปล่อย CO_2 น้อยมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อปีสูงและปล่อย CO_2 มากมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยต่อปีต่ำ เมื่อพิจารณาต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยในแต่ละภาพเหตุการณ์ในปี พ.ศ. 2573 เทียบกับภาพเหตุการณ์พื้นฐาน พบว่าภาพเหตุการณ์ทางเลือกที่ใช้เทคโนโลยี IGCC เผาไหม้เชื้อเพลิงซับบิทูมินัสและมีการติดตั้งเทคโนโลยี CCS มีต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดประมาณ 58 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์และมีจุดคุ้มทุนเทียบเท่าภาพเหตุการณ์พื้นฐานเมื่อราคาคาร์บอนมีมูลค่าประมาณ 13.3 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ แสดงให้เห็นว่าเทคโนโลยี IGCC สามารถลดการปล่อย CO_2 ได้มากที่สุดซึ่งส่งผลให้สามารถลดต้นทุนในการลดการปล่อย CO_2 ลงด้วย

การพิจารณาทางเลือกการใช้พลังงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดในการศึกษานี้จำเป็นต้องพิจารณาทั้งด้านศักยภาพการปล่อย CO_2 และด้านค่าใช้จ่ายที่ใช้เนื่องจากปัจจัยทั้ง 2 ตัวนี้มีความสัมพันธ์กัน

5. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนจากโครงการส่งเสริมการวิจัยในอุดมศึกษาและการพัฒนามหาวิทยาลัยวิจัยแห่งชาติของ สำนักงานคณะกรรมการการอุดมศึกษา ปีงบประมาณ 2553-2554 (รหัสโครงการ EN1184B)

บรรณานุกรม

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. กระทรวงพลังงาน. 2555. *สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573* (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3). [ออนไลน์] http://www.eppo.go.th/power/PDP2010-r3/PDP2010-Rev3-Cab19Jun2012-T.pdf

[2] Shin, H.C., Park, J.W., Kim, H.S., Shin, E.S., “Environmental and economic assessment of landfill gas electricity generation in Korea using LEAP model,” *Energy Policy*, 33, 1261-1270, 2005.

[3] Bundit, L., Pawinee, S., “Assessment of cleaner electricity generation technologies for net CO_2 mitigation in Thailand,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11, 315-330, 2007.

[4] Cai, W., Wang, C., Wang, K., Zhang, Y., Chen, J., “Scenario analysis on CO_2 emission reduction potential in China’s electricity sector,” *Energy Policy*, 35, 6445-6456, 2007.

[5] Song, H., Lee, S., Maken, S., Ahn, S., Park, J., Min, B., Koh, W., “Environmental and economic assessment of the chemical absorption process in Korea using the LEAP model,” *Energy Policy*, 35, 5109–5116, 2007.

[6] Lee, S., Park, J., Song, H., Maken, S., Filburn, T., “Implication of CO_2 capture technologies options in electricity generation in Korea,” *Energy Policy*, 36, 326-334, 2008.

[7] Long Range Alternative Energy Planning system (LEAP). [available] http://www.energycommunity.org

[8] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2553. *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573*. [ออนไลน์] http://www.egat.co.th/thai/files/PDP2010-Apr2010.pdf

[9] กลุ่มพัฒนาการส่งเสริมสุขภาพและอนามัยสิ่งแวดล้อม. 2550. *กรอบแนวคิดการประเมินผลกระทบต่อสุขภาพจากโรงไฟฟ้า (HIA for Power Plant)*. [ออนไลน์] http://hpe4.anamai.moph.go.th/hia/index_power.php

[10] Asia Pacific Energy Research Centre (APERC), "Renewable Electricity in the APEC Region: Internalizing Externalities in the Cost of Power Generation," 2005.

[11] Chatzimouratidis, A., Pilavachi, P., "Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierarchy Process," *Energy Policy*, 37, 778–787, 2009.

[12] Rubin, E.S., Zhai, H., "The Cost of Carbon Capture and Storage for Natural Gas Combined Cycle Power Plants," *Environmental Science & Technology*, 46, 3076-3084, 2012.

[13] Katzer, J., "The Future of Coal," Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007.

[14] Nexant, Inc. and Cadmus, Inc., "Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Cycle and Pulverized Coal Technologies," U.S. Environmental Protection Agency., Washington, DC., 20460, July, 2006.

[15] The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006. *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. [available] http://www.ipcc.ch

[16] Eggleston, S., L. Buendia., et al., "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2: Energy," 2006.

[17] Stockholm Environment Institute (SEI), "*User Guide for Version 2011*," 2011.

[18] อำพล กิตติโชติกุล, *"ราคาถ่านหินลิกไนต์,"* 2553.