



Digital Download



CMU
CHIANG MAI UNIVERSITY

MTEC
a member of NSTDA

PMU-B

BECCS

เทคโนโลยี การลงทุน
และข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย





คำนำ

สถานการณ์ภาวะโลกร้อนยังคงเป็นความท้าทายสำคัญของมนุษยชาติ การจำกัดอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 1.5 องศาเซลเซียสตามเป้าหมายของข้อตกลงปารีส (Paris Agreement) ยิ่งทวีความท้าทายขึ้นทุกขณะ นอกเหนือจากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วยแนวทางที่มีอยู่ในปัจจุบัน คณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (IPCC) ได้ประเมินว่าการจะบรรลุเป้าหมายดังกล่าวจำเป็นต้องอาศัยเทคโนโลยีการปล่อยคาร์บอนเป็นลบ (Negative Emission Technology) ซึ่งหนึ่งในเทคโนโลยีที่สำคัญคือ เทคโนโลยีการผลิตพลังงานชีวภาพด้วยการดักจับและกักเก็บคาร์บอน หรือ BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)

สำหรับประเทศไทย เทคโนโลยี BECCS ถูกระบุในแผนกลยุทธ์การลดก๊าซเรือนกระจกระยะยาวของประเทศ เพื่อมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายในปี 2065 ดังนั้น สมุดปกขาว “BECCS: เทคโนโลยี การลงทุน และข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย” ฉบับนี้จึงจัดทำขึ้นเพื่อนำเสนอข้อค้นพบและข้อเสนอแนะเชิงนโยบายจากการประเมินศักยภาพเทคโนโลยีและรูปแบบการลงทุนที่เหมาะสมในการประยุกต์ใช้ BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย ซึ่งเป็นผลการศึกษาจาก “โครงการการพัฒนารูปแบบการประเมินเทคโนโลยีและการลงทุนที่เหมาะสม เพื่อจัดทำเป็นข้อเสนอแนะเชิงนโยบายสำหรับภาคอุตสาหกรรมใช้ประกอบการตัดสินใจในการลงทุนเทคโนโลยีการผลิตพลังงานชีวภาพด้วยการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Bio-energy with Carbon Capture and Storage, BECCS) ในประเทศไทย” ที่ได้รับงบประมาณสนับสนุนจากกองทุนส่งเสริมวิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม โดยหน่วยบริหารและจัดการทุนด้านการพัฒนากำลังคน และทุนด้านการพัฒนาสถาบันอุดมศึกษา การวิจัยและการสร้างนวัตกรรม สัญญาเลขที่ B42G670031

เนื้อหาหลักของสมุดปกขาวประกอบด้วย (1) ที่มาและความสำคัญของ BECCS (2) เทคโนโลยี BECCS และสถานการณ์ปัจจุบัน (3) โรงไฟฟ้าชีวมวลและแอ่งกักเก็บ CO₂ ในภาคเหนือ (4) การประมาณต้นทุนระบบ BECCS (5) แบบจำลองทางการเงิน และ (6) ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ทั้งนี้ แม้การศึกษาจะมุ่งเน้นพื้นที่เฉพาะ แต่ผลการศึกษาและข้อเสนอแนะเชิงนโยบายสามารถขยายผลให้ครอบคลุมในระดับประเทศได้

คณะผู้จัดทำขอขอบคุณ หน่วยบริหารและจัดการทุนด้านการพัฒนากำลังคน และทุนด้านการพัฒนาสถาบันอุดมศึกษา การวิจัยและการสร้างนวัตกรรม (บพค.) สำหรับการสนับสนุนทุนวิจัย รวมถึงความร่วมมือจากศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ (MTEC) สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.) มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (มช.) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ (มจพ.) มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ (มธ.) บริษัท ราชพัฒนา เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) บริษัท โคลเวอร์ เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) และ บริษัท ที. เอส. เพาเวอร์ แพลนท์ จำกัด ที่มีส่วนร่วมในการสนับสนุนการจัดทำสมุดปกขาวฉบับนี้คณะผู้จัดทำหวังเป็นอย่างยิ่งว่าสมุดปกขาวฉบับนี้จะเป็นประโยชน์แก่ผู้กำหนดนโยบายนักวิจัยผู้ประกอบการและผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกภาคส่วน ในการพัฒนาและประยุกต์ใช้เทคโนโลยี BECCS และร่วมผลักดันประเทศไทยให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้สำเร็จ

คณะผู้จัดทำ
มกราคม 2568



สารบัญ

บทสรุป
ผู้บริหาร



6

Executive
Summary

15

1

ที่มาและความสำคัญ
ของ BECCS

24



- 1.1 หลักการและเหตุผล 24
- 1.2 BECCS คืออะไร 25
- 1.3 BECCS สำคัญอย่างไร 26

2

เทคโนโลยี BECCS และ
สถานการณ์ปัจจุบัน

27



- 2.1 เทคโนโลยี BECCS 27
 - 2.1.1 เทคโนโลยีและระบบการดักจับ CO₂ (CO₂ Capture) 27
 - 2.1.2 เทคโนโลยีการขนส่ง CO₂ 29
 - 2.1.3 เทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂ 30
- 2.2 สถานการณ์ปัจจุบันของ BECCS ในระดับสากล 32
- 2.3 กรณีศึกษา BECCS สำหรับ โรงไฟฟ้าชีวมวล 35

3

โรงไฟฟ้าชีวมวลและ
แอ่งกักเก็บ CO₂
ในภาคเหนือ

41



- 3.1 ภาพรวมโรงไฟฟ้าชีวมวล ภาคเหนือ 41
- 3.2 ศักยภาพแหล่งกักเก็บ CO₂ ในภาคเหนือ 43
- 3.3 การประมาณปริมาณ การปลดปล่อย CO₂ จาก โรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ (เป้าหมายกักเก็บ 10 ล้านตันต่อปี) 44

4

การประมาณต้นทุน
ระบบ BECCS

49



- 4.1 ระบบดักจับ (CO₂ Capture) 49
- 4.2 ระบบขนส่ง (CO₂ Transportation) 54
- 4.3 ระบบกักเก็บ (CO₂ Storage) 58
- 4.4 ต้นทุนรวมของการดักจับและ กักเก็บคาร์บอนของระบบ BECCS 61

5

แบบจำลองทางการเงิน
(Financial Models)

63



- 5.1 รูปแบบการลงทุน 63
- 5.2 จากทัศนวิสัยในการวิเคราะห์ 65
- 5.3 ผลการวิเคราะห์ 66
- 5.4 แหล่งที่มาของเงินอุดหนุน 75

6

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

78



- 6.1 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายจากการ วิเคราะห์รูปแบบการลงทุน ที่เหมาะสม 78
- 6.2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ด้านการเงิน 79
- 6.3 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเพื่อ สนับสนุนการดำเนินการด้าน BECCS ของประเทศ 80

เอกสาร
อ้างอิง

83

ภาค
ผนวก

87

คณะผู้จัดทำ
และที่ปรึกษา
โครงการ

92

หน่วยงาน
ร่วมจัดทำ

93



สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 1.1	คำเป้าหมายในการลด GHG จาก CCS+BECCS ในภาคพลังงาน [3]	25
รูปที่ 1.2	กระบวนการทำงานของ BECCS [5]	26
รูปที่ 2.1	แผนภาพกลไกการดักจับคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละระบบ [11]	28
รูปที่ 2.2	แผนภาพสถานะของคาร์บอนไดออกไซด์ [15]	29
รูปที่ 2.3	ESTIMATED CAPACITY (MTCO ₂ /YR) ของโครงการด้าน CCUS แบ่งตามประเภทการดำเนินการ (T&S ย่อมาจาก TRANSPORT และ STORAGE)	33
รูปที่ 2.4	ESTIMATED CAPACITY ของโครงการด้าน CCUS ที่มีการดักจับ (CAPTURE, FULL CHAIN, CCU) ในแต่ละสาขาอุตสาหกรรม (DAC ย่อมาจาก DIRECT AIR CAPTURE)	33
รูปที่ 2.5	ระบบดักจับคาร์บอนที่โรงไฟฟ้ามีควะ [14]	35
รูปที่ 2.6	แผนภาพกระบวนการดักจับ CO ₂ ที่โรงงานสาธิต [22]	36
รูปที่ 2.7	ภาพโรงไฟฟ้า DRAX และแผนผังโครงการ ZERO CARBON HUMBER ที่เชื่อมต่อกับระบบขนส่ง และกักเก็บกับโครงการ NORTHERN ENDURANCE PARTNERSHIP CCS HUB [23], [24]	37
รูปที่ 2.8	แผนผังระบบดักจับ CO ₂ สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล DRAX [27]	38
รูปที่ 2.9	โรงไฟฟ้าความร้อนร่วม STOCKHOLM EXERGI [37]	39
รูปที่ 3.1	ขอบเขตภาคเหนือในเชิงการผลิตไฟฟ้าที่กำหนดโดย พ.ว. [43]	41
รูปที่ 3.2	แผนภาพแสดงผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือและผลรวมกำลังการผลิตติดตั้งในแต่ละจังหวัด	42
รูปที่ 3.3	ตำแหน่งที่ตั้งแห่งกักเก็บ CO ₂ ที่เป็นเป้าหมายของงานวิจัยนี้ (แบ่งลำปางและแอ่งหนองบัว) (MTPA = MILLION TONNES PER ANNUM)	43
รูปที่ 3.4	การกระจายตัวของตำแหน่งและปริมาณการปล่อยก๊าซ CO ₂ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ และที่ตั้งของแหล่งกักเก็บคาร์บอนที่แบ่งลำปางและแอ่งหนองบัว	48
รูปที่ 4.1	แผนภาพกระบวนการไหลระบบดักจับ CO ₂ แบบบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (9.9 MWE)	50
รูปที่ 4.2	แนวทางการประมาณต้นทุนระบบดักจับ [49]	51
รูปที่ 4.3	โครงสร้างต้นทุนระบบดักจับ CO ₂ ตลอดอายุการใช้งาน	53
รูปที่ 4.4	ประเภทของระบบก่อนขนส่ง CO ₂	54
รูปที่ 4.5	การออกแบบจำลองเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในการขนส่ง CO ₂ ด้วยรถบรรทุก (ซ้าย) และระบบท่อ (ขวา)	55
รูปที่ 4.6	คอมพิวเตอร์สำหรับอัดเพิ่มความดันในท่อขนส่ง CO ₂ ของโครงการกักเก็บคาร์บอนของเครือบริษัท BKV CORPORATION ณ เมืองแดลลัส รัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา	57
รูปที่ 4.7	ลักษณะของหัวหลุมอัดฉีด CO ₂ ของโครงการกักเก็บคาร์บอนของเครือบริษัท BKV CORPORATION ณ เมืองแดลลัส รัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา	59
รูปที่ 4.8	บริเวณตำแหน่งของระบบท่อและหัวหลุมอัดฉีด CO ₂ (ซ้าย) และบริเวณตำแหน่งของระบบท่อและห้องควบคุมระบบอัดฉีด CO ₂ (ขวา) ของโครงการกักเก็บคาร์บอนของเครือบริษัท BKV CORPORATION ณ เมืองแดลลัส รัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา	59
รูปที่ 4.9	สัดส่วนต้นทุนของระบบกักเก็บคาร์บอนที่อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 8	61
รูปที่ 4.10	ต้นทุนการการดักจับและกักเก็บคาร์บอนหน่วยสุดท้ายของโรงไฟฟ้าชีวมวลในภาคเหนือเพื่อบรรลุเป้าหมายดักจับ และกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี	62
รูปที่ 5.1	PARTIAL CHAIN	63
รูปที่ 5.2	รูปแบบการลงทุนและกลไกการสร้างรายได้ในระบบดักจับ	64
รูปที่ 5.3	รูปแบบการลงทุนระบบขนส่งและกักเก็บ	64
รูปที่ 5.4	จากทัศน์ที่ 0 สถานการณ์ปัจจุบัน	69
รูปที่ 5.5	จากทัศน์ที่ 1 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	70
รูปที่ 5.6	จากทัศน์ที่ 2 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเงินทุนให้เปล่า	71
รูปที่ 5.7	จากทัศน์ที่ 3 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเครดิตภาษีเงินลงทุน	72
รูปที่ 5.8	จากทัศน์ที่ 4 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสัญญาซื้อขาย ส่วนต่างสำหรับคาร์บอน	73
รูปที่ 5.9	จากทัศน์ที่ 5 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สัญญาซื้อขายส่วนต่าง สำหรับคาร์บอน และเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ	74
รูปที่ 5.10	สรุปผลการวิเคราะห์จากทัศน์	75
รูปที่ 5.11	แหล่งเงินทุนสำหรับการอุดหนุนของภาครัฐ	76



สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1	เปรียบเทียบเทคโนโลยีการคัดแยก CO ₂ [12], [6], [13], [14]	28
ตารางที่ 2.2	ข้อดีและข้อเสียของการขนส่ง CO ₂ แต่ละประเภท	30
ตารางที่ 2.3	ขั้นตอนและแนวทางในการพัฒนาโครงการกักเก็บ CO ₂ [17]	31
ตารางที่ 2.4	สถานะโครงการ BECCS ในสาขาพลังงานและความร้อน และสาขาเชื้อเพลิงชีวภาพ	34
ตารางที่ 2.5	รายชื่อโครงการ BECCS ในภาคการผลิตไฟฟ้าและความร้อน	34
ตารางที่ 3.1	ผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 20 อันดับแรก และการประมาณการปลดปล่อย CO ₂ ต่อปี	45
ตารางที่ 3.2	คำพารามิเตอร์ของเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในการศึกษาครั้งนี้	46
ตารางที่ 3.3	ปริมาณและสัดส่วนการปลดปล่อย CO ₂ รายจังหวัด โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือ	47
ตารางที่ 4.1	เงินลงทุนของกระบวนการอ้างอิงของการดักจับ (387,000 MTCO ₂ ต่อปี)	51
ตารางที่ 4.2	ราคาประมาณอุปกรณ์หลักสำหรับระบบดักจับ	52
ตารางที่ 4.3	ราคาประมาณอุปกรณ์หลักสำหรับระบบอัดแรงดัน	52
ตารางที่ 4.4	การประเมินต้นทุนดำเนินการ (OPEX)	53
ตารางที่ 4.5	ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของอุปกรณ์หลักในระบบการขนส่งด้วยรถบรรทุก	56
ตารางที่ 4.6	ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ในระบบการขนส่งด้วยรถบรรทุก	56
ตารางที่ 4.7	ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของอุปกรณ์หลักในระบบการขนส่งด้วยท่อ	57
ตารางที่ 4.8	ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ในระบบการขนส่งด้วยท่อ	58
ตารางที่ 4.9	ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของอุปกรณ์หลักในระบบกักเก็บคาร์บอน	60
ตารางที่ 4.10	ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ในระบบกักเก็บคาร์บอน	60
ตารางที่ 4.11	การประมาณต้นทุนของระบบกักเก็บคาร์บอนที่อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 8	61
ตารางที่ 4.12	สมมติฐานสำหรับการวิเคราะห์ทางการเงิน	62
ตารางที่ 5.1	สรุปสมมติฐานของแต่ละจากทัศนที่ใช้ในการวิเคราะห์แบบจำลองทางการเงิน	66
ตารางที่ 5.2	ตัวอย่างผลกระทบของแหล่งเงินทุนอุดหนุนในจากทัศนที่ 4	77



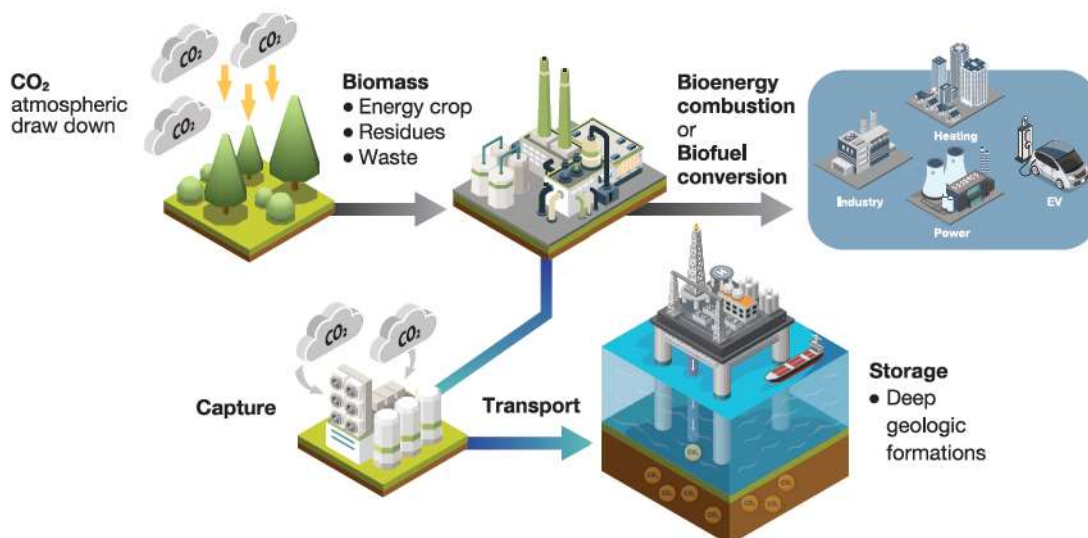
บทสรุปผู้บริหาร

1. ที่มาและความสำคัญของ BECCS

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและภาวะโลกร้อนเป็นปัญหาเร่งด่วนที่ประเทศไทยจะมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2065 โดยเทคโนโลยีที่มีบทบาทสำคัญในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน คือ การผลิตพลังงานชีวภาพที่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน หรือ Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) ด้วยเป้าหมายรวมของการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ประมาณ 20 ล้านตันต่อปีภายในปี 2045 และเพิ่มเป็น 60 ล้านตันต่อปีภายในปี 2065 ประเทศไทยมีศักยภาพชีวมวลสูงซึ่งสามารถนำมาใช้ร่วมกับเทคโนโลยี BECCS เพื่อช่วยลดการปล่อย CO₂ สู่ชั้นบรรยากาศ ทำให้ BECCS เป็นกลไกสำคัญในการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ของประเทศตามแผนกลยุทธ์การลดก๊าซเรือนกระจกระยะยาว (LT-LEDS) และสอดคล้องกับแนวทางลดโลกร้อนในระดับสากล

2. เทคโนโลยี BECCS และสถานการณ์ปัจจุบัน

BECCS เป็นเทคโนโลยีที่รวมการผลิตพลังงานชีวภาพจากชีวมวลเข้ากับการดักจับและกักเก็บ CO₂ โดยกระบวนการเริ่มจากพืชดูดซับ CO₂ ผ่านกระบวนการสังเคราะห์แสง และชีวมวลที่ได้ถูกนำมาเผาไหม้หรือหมักเพื่อผลิตพลังงาน โดย CO₂ ที่เกิดจากกระบวนการเหล่านี้จะถูกดักจับและบีบอัด เพื่อขนส่งในสถานะของไหลผ่านระบบที่เหมาะสม เช่น ขนส่งทางท่อหรือรถบรรทุก เพื่อกักเก็บในแหล่งกักเก็บที่ปลอดภัย เช่น ชั้นหินอุ้มน้ำ (saline aquifer) หรือแหล่งน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติที่หมดอายุ



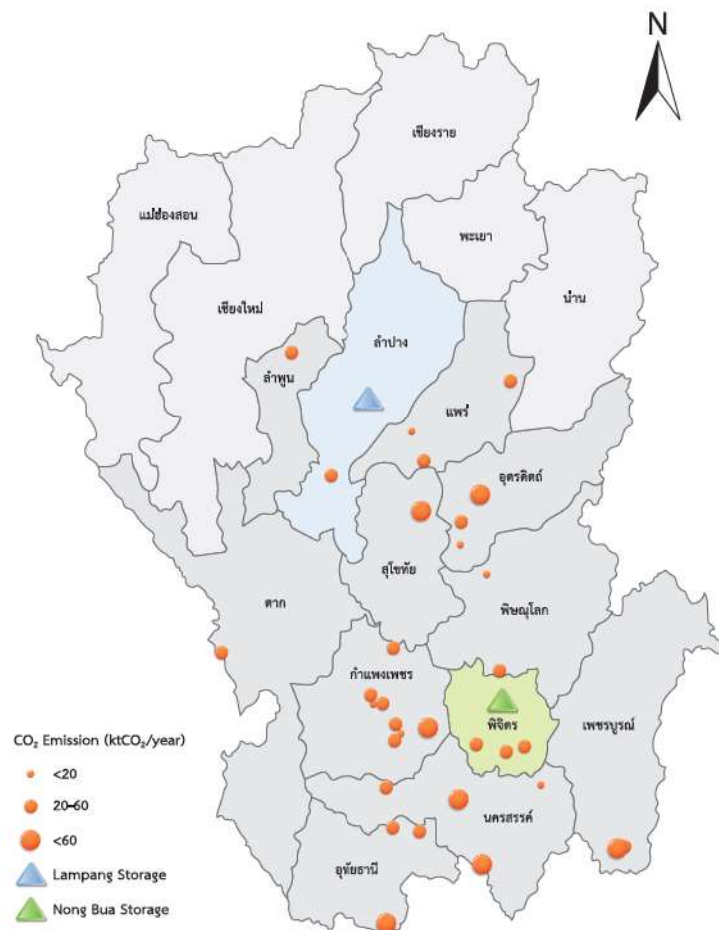
รูปที่ 1 ภาพรวมกระบวนการทำงานของ BECCS

แม้ว่าจะมีเทคโนโลยีที่มีความพร้อมในแต่ละกระบวนการของ BECCS แต่ในระดับสากล โครงการ BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล ยังมีจำกัดและเติบโตค่อนข้างช้า ทั่วโลกมีโครงการ BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าเพียง 10 โครงการ ศักยภาพการดักจับรวมประมาณ 16 MtCO₂/yr มีโครงการที่ดำเนินการแล้วเพียง 1 โครงการคือ โรงไฟฟ้า Mikawa ที่ประเทศญี่ปุ่น และอยู่ระหว่างการก่อสร้างอีก 2 โครงการคือ โครงการ Asnaes Power Station และ Avedøre Power Station CCS ที่ประเทศ

เดนมาร์ก ซึ่งสะท้อนถึงความเสี่ยงและความท้าทายในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี BECCS เช่น ต้นทุนการดักจับที่สูง เนื่องจากความเข้มข้นของ CO₂ ในก๊าซไอเสียค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับอุตสาหกรรมอื่น และการขาดความพร้อมของระบบโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการขนส่งและกักเก็บ CO₂ นอกจากนี้ทั้งด้านการเงินการจัดหาแหล่งเงินทุนและแหล่งรายได้ต้องอาศัยความร่วมมือของทั้งภาครัฐและภาคเอกชน รวมถึงความพร้อมของมาตรการและกลไกรองรับการซื้อขายคาร์บอนอีกด้วย

3. โรงไฟฟ้าชีวมวลและแอ่งกักเก็บ CO₂ ในภาคเหนือ

ขอบเขตการศึกษาสอดคล้องกับนิยามของขอบเขตของภาคเหนือในเชิงการผลิตไฟฟ้าของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ 17 จังหวัด และประกอบด้วยโรงไฟฟ้าชีวมวลทั้งหมด 47 แห่งที่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์แล้ว (COD) ในปี พ.ศ. 2566 โดยส่วนใหญ่ผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีกังหันไอน้ำ 44 แห่ง และมีเพียง 3 แห่งที่เป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (<1 MW) ที่ใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน ดังนั้นการออกแบบระบบดักจับ CO₂ สำหรับการศึกษาจึงอ้างอิงเทคโนโลยีและข้อมูลจากการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำในภาคเหนือ ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 967 MW



รูปที่ 2 การกระจายตัวของตำแหน่งและปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ และที่ตั้งของแหล่งกักเก็บคาร์บอนที่แอ่งลำปางและแอ่งหนองบัว

เมื่อพิจารณาโดยใช้เกณฑ์ความเหมาะสมของพื้นที่กักเก็บตามแนวปฏิบัติที่ดีของสหภาพยุโรปสำหรับการกักเก็บ CO₂ ในชั้นหินอุ้มน้ำ [1] กอปรกับการพิจารณาดำเนินการเทียบกับตำแหน่งของโรงไฟฟ้าชีวมวลแล้ว พบว่ามีแอ่งกักเก็บของหินตะกอนในยุคซีโนโซอิก (Cenozoic) ที่เหมาะสมเป็นแอ่งกักเก็บ CO₂ จำนวน 2 แอ่ง คือ แอ่งลำปาง จ.ลำปาง และแอ่งหนองบัว จ.พิจิตร จากนั้นพิจารณา ปริมาณกักเก็บได้สถิต (static storage capacity) ของแอ่งกักเก็บเป้าหมาย ด้วยการคำนวณจากสมการปริมาตร (volumetric estimate) และการออกแบบปริมาณกักเก็บได้พลวัต (dynamic storage capacity)

ด้วยเครื่องมือ CO2BLOCK พบว่า แอ่งลำปางมีอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 25 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณกักเก็บได้ไม่เกิน 875 ล้านตัน และแอ่งหนองบัว มีอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 4 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณกักเก็บได้ไม่เกิน 140 ล้านตัน

ด้วยเหตุนี้จึงได้ตั้งสมมติฐานค่าเป้าหมายปริมาณกักเก็บ CO₂ ของโครงการ BECCS ในภาคเหนือเท่ากับ 10 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 1 ใน 6 ของค่าเป้าหมาย CCS ในภาคพลังงานในปี 2065 (60 ล้านตันต่อปี) ทำให้แอ่งหนองบัวถูกกำหนดเป็นทางเลือกแรกในการออกแบบเพื่อรองรับการกักเก็บจากโรงไฟฟ้าชีวมวลบริเวณภาคเหนือตอนล่างจนถึงอัตราการอัดฉีดสูงสุด 4 ล้านตันต่อปี และแอ่งลำปางถูกกำหนดเป็นทางเลือกลำดับถัดไปเพื่อกักเก็บคาร์บอนส่วนที่เหลืออีก 6 ล้านตันต่อปี

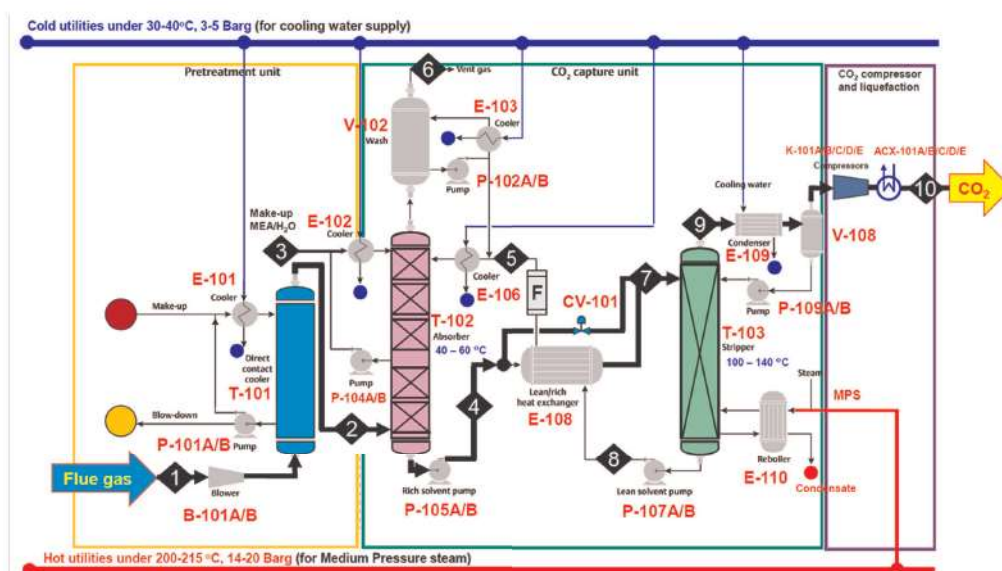
เพื่อประเมินการปลดปล่อย CO₂ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลแต่ละราย ทีมวิจัยได้อาศัยข้อมูลปริมาณและประเภทของชีวมวลที่ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าภายใต้สมมติฐานที่เกี่ยวข้อง โดยแปลงข้อมูลเชื้อเพลิงชีวมวลดังกล่าวให้เป็นปริมาณ CO₂ ที่ปลดปล่อยจากการเผาไหม้ต่อปี จากนั้นระบุพิกัดของผู้ผลิตไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือที่ปลดปล่อย CO₂ สูงสุดรวมกันเป็น 10 MtCO₂/yr ซึ่งมาจากโรงไฟฟ้า 16 แห่ง และนำไปออกแบบระบบและเส้นทางการขนส่ง CO₂ จากแหล่งกำเนิดสู่แหล่งกักเก็บทางธรณีวิทยา (รูปที่ 2)

4. การประมาณต้นทุนระบบ BECCS

● ระบบดักจับและบีบอัด

จำลองระบบการดักจับแบบหลังการเผาไหม้ (post-combustion) ด้วยเทคโนโลยีการดูดซับด้วยสารละลายเอมีน (amine absorption) โดยใช้ Monoethanolamine (MEA) เป็นตัวดูดซับ ซึ่งในการออกแบบจำลองกระบวนการ (process simulation) ได้ใช้ข้อมูลองค์ประกอบของก๊าซไอเสียและหน่วย Utilities จากโรงไฟฟ้าชีวมวลความร้อนร่วมขนาด 9.9 MWe ที่เข้าร่วมโครงการ โดยใช้หน่วยดักจับคาร์บอนที่ใช้ปริมาณ MEA ร้อยละ 30 (wt%) โดยออกแบบให้โรงงานดักจับ CO₂ ได้รับกระแสก๊าซไอเสียที่มีอัตราการไหล 110 กิโลกรัม/วินาที ที่มีความเข้มข้นของ CO₂ เท่ากับร้อยละ 13 โดยปริมาตร (wet basis) ใช้อัตราการดักจับ CO₂ ประมาณร้อยละ 97 การประมาณต้นทุนในส่วนระบบดักจับ CO₂ นี้ครอบคลุมต้นทุนของการติดตั้งระบบเข้ากับสิ่งอำนวยความสะดวกที่มีอยู่ของโรงไฟฟ้าชีวมวล (รูปที่ 3)

- การประเมินต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของระบบดักจับ CO₂ ให้ค่าเท่ากับ 117.96 MUSD
- การประเมินต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ให้ค่าเท่ากับ 19.59 MUSD/yr ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่รายปีสำหรับการดักจับที่ 16.33 MUSD และการอัดเพิ่มแรงดันที่ 3.26 MUSD (สมมติฐานจำนวนชั่วโมงทำงาน 8,000 ชั่วโมงต่อปี)



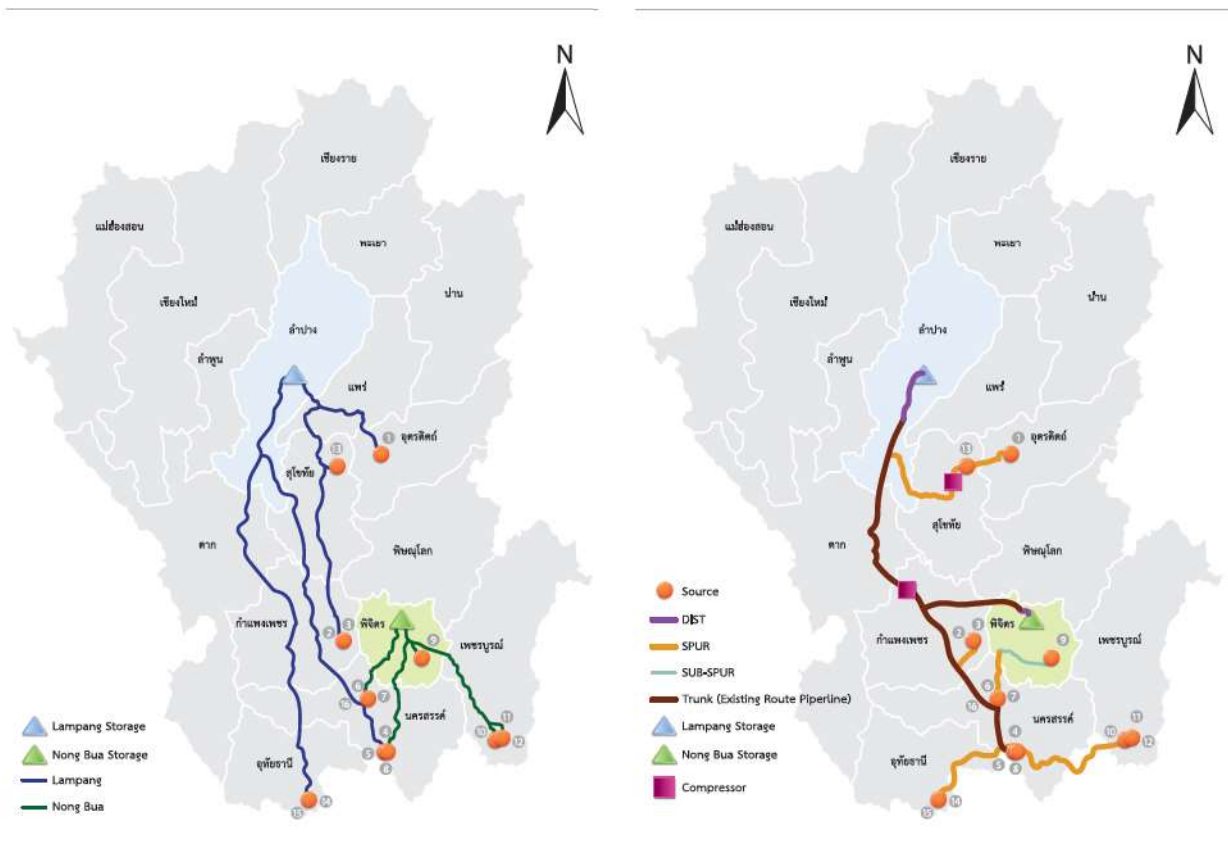
รูปที่ 3 แผนภาพกระบวนการไหลระบบดักจับคาร์บอนไดออกไซด์แบบบูรณาการสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล (9.9 MWe)

● ระบบขนส่ง

จากการพิจารณาปัจจัยแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง ได้เลือกออกแบบเส้นทางเหมาะสมที่สุดในการขนส่ง CO₂ จากแหล่งปล่อยจำนวน 16 แห่ง โดยเรียงลำดับอัตราการปล่อย CO₂ ต่อปีจากมากไปน้อย รวมประมาณ 10 ล้านตันต่อปี ไปยังแหล่งกักเก็บที่มีศักยภาพ 2 แห่ง คือ แอ่งลำปาง และแอ่งหนองบัว โดยการขนส่งทางบกด้วยรถบรรทุกเปรียบเทียบกับขนส่งด้วยระบบท่อ ดังแสดงในรูปที่ 4

การขนส่งทางบกด้วยรถบรรทุกบนเส้นทางถนนทางหลวง (1-3 หลัก) และกำหนดสถานะของ CO₂ เป็นของไหลแบบหนาแน่นที่ปริมาณการขนส่ง CO₂ ต่อวันจะเท่ากับปริมาณ CO₂ จากแหล่งปล่อย พบว่า **ต้นทุนการลงทุนมีค่าเท่ากับ 322.56 MUSD และต้นทุนดำเนินการมีค่าเท่ากับ 22 MUSD/yr**

การขนส่งด้วยระบบท่อถูกจำกัดเส้นทางด้วยข้อบังคับที่เกี่ยวข้องโดยกำหนดเส้นทางท่อใหญ่ที่สุดของระบบ (ท่อTrunk) ตามแนวท่อขนส่งน้ำมันเดิม และท่อแขนงอื่นๆ ตามแนวถนนหลวง ซึ่งอิงตามระยะทางที่ใกล้ที่สุดจากแหล่งปล่อยไปยังแหล่งกักเก็บ และมีสถานีเครื่องอัดอากาศเป็นระยะๆ พบว่า **ต้นทุนการลงทุนของอุปกรณ์หลักในระบบอยู่ที่ 11.95 MUSD และต้นทุนดำเนินการอยู่ที่ 18.20 MUSD/yr** ซึ่งต่ำกว่าการขนส่งด้วยรถบรรทุก จึงเลือกการขนส่งด้วยท่อสำหรับการออกแบบและประเมินแบบจำลองทางการเงิน



รูปที่ 4 การออกแบบจำลองเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในการขนส่งคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยรถบรรทุก (ซ้าย) และระบบท่อ (ขวา)

● ระบบกักเก็บ

ระบบกักเก็บถูกออกแบบให้มีระยะเวลาการดำเนินการอัดฉีด CO₂ ที่ 25 ปี ตามอายุการใช้งานของระบบดักจับ CO₂ จากเป้าหมายการกักเก็บที่ 10 ล้านตันต่อปี สามารถแบ่งปริมาณและอัตราการกักเก็บที่ 2 แอ่ง ได้ดังนี้

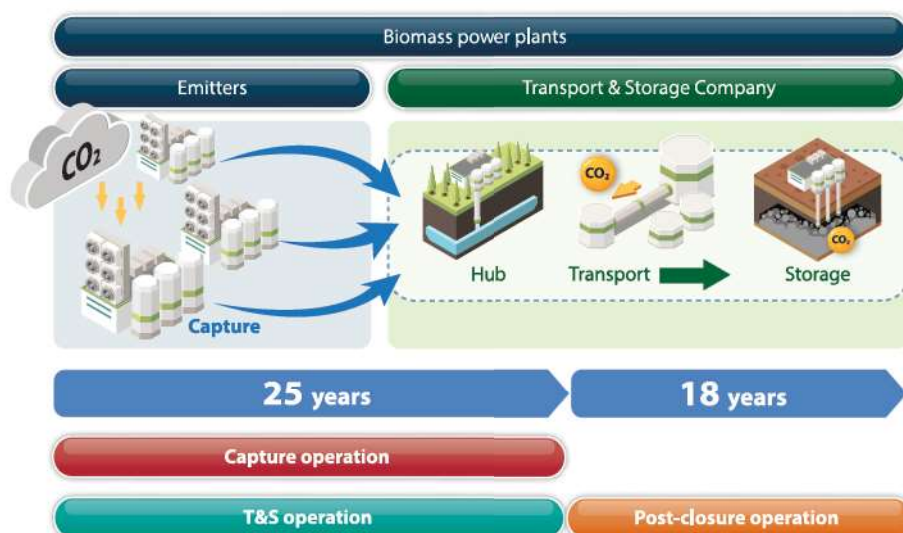
- แอ่งลำปาง ออกแบบอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 6 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณการกักเก็บตลอด 25 ปีของโครงการได้ไม่เกิน 150 ล้านตัน
- แอ่งหนองบัว ออกแบบอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 4 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณการกักเก็บตลอด 25 ปีของโครงการได้ไม่เกิน 100 ล้านตัน

การประมาณต้นทุนของระบบกักเก็บ ได้คำนวณตามขั้นตอนการพัฒนาโครงการตามที่แนะนำโดยทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) โดยการดำเนินการหลังการปิดหลุม (post closure) เป็นพันธะการดำเนินการด้านการวัด การเฝ้าระวัง และการยืนยันการกักเก็บ (Measurement, Monitoring and Verification, MMV) อย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง ทุกปีเป็นระยะเวลาสามปี และหลังจากนั้นอย่างน้อยหนึ่งครั้งทุก 5 ปี เป็นระยะเวลา 15 ปี

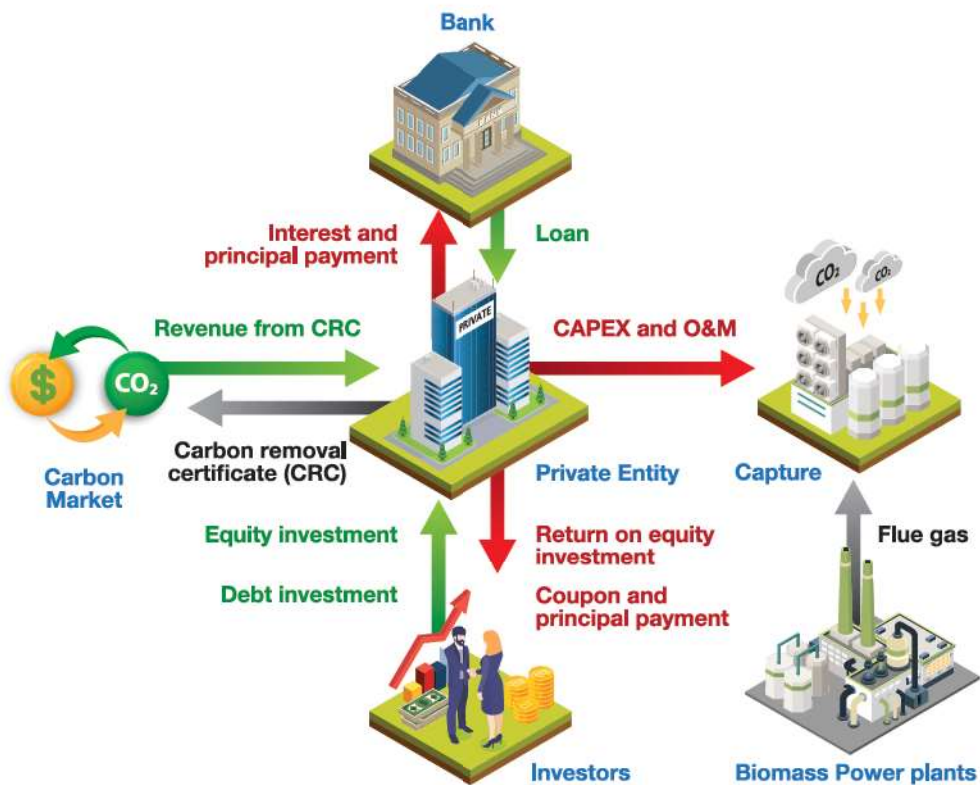
- ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) สำหรับการกักเก็บ 10 ล้านตันต่อปี มีค่าประมาณ 323 MUSD สำหรับค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการประเมินศักยภาพ การออกแบบและพัฒนาโครงการ การก่อสร้าง และเงินลงทุนสำหรับการปิดและสละหลุมถาวรอีกประมาณ 35 MUSD (มูลค่าเงิน ณ ปี 2024)
- ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการดำเนินการ (25 ปี) 41 MUSD/yr และค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการดำเนินการหลังการปิดหลุม (18 ปี หลังการปิดและสละหลุมถาวร) 16 MUSD/yr (มูลค่าเงิน ณ ปี 2024)

5. แบบจำลองทางการเงิน

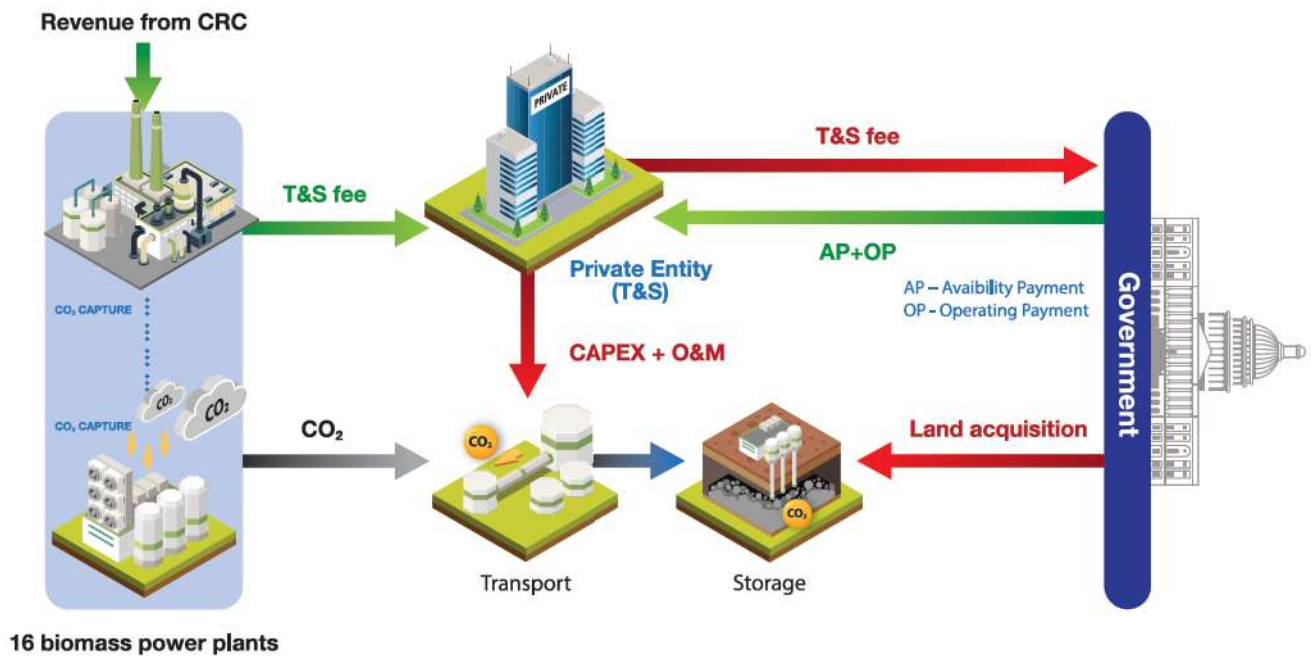
รูปแบบการลงทุนธุรกิจ BECCS ที่เหมาะสมสำหรับพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทยควรเป็นแบบ Partial Chain ดังแสดงในรูปที่ 5 ซึ่งแยกการลงทุนระบบดักจับ และระบบขนส่งและกักเก็บ (Transport and Storage, T&S) ออกจากกัน โดยที่โรงไฟฟ้าชีวมวลแต่ละแห่งติดตั้งระบบดักจับเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติของโรงไฟฟ้าโดยผู้ลงทุนอาจเป็นบริษัทเจ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเอง หรือ บริษัทเอกชนรายอื่นที่มีความเชี่ยวชาญเฉพาะ จะมีรายได้จากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน (Carbon Removal Certificate, CRC) ในตลาด (รูปที่ 6) ขณะที่ระบบขนส่งและกักเก็บ ต้องใช้พื้นที่สาธารณะในการวางท่อขนส่งและหลุมกักเก็บ การร่วมทุนระหว่างรัฐและเอกชนจึงเป็นรูปแบบการลงทุนที่เหมาะสม โดยรัฐเป็นผู้จัดหาที่ดินและเอกชนลงทุนและเป็นผู้ดำเนินการระบบ รายได้มาจากค่าธรรมเนียมการขนส่งและกักเก็บ ที่จัดเก็บจากระบบดักจับตามปริมาณ CO₂ ที่ส่ง (รูปที่ 7)



รูปที่ 5 Partial Chain Model



รูปที่ 6 รูปแบบการลงทุนและกลไกการสร้างรายได้ในระบบดักจับ



รูปที่ 7 รูปแบบการลงทุนระบบขนส่งและกักเก็บ

การวิเคราะห์ฉากทัศน์ (Scenario Analysis) แบ่งออกเป็น 6 ฉากทัศน์ ประกอบด้วยฉากทัศน์ปัจจุบัน และฉากทัศน์อิงสมมติฐานอีก 5 ฉากทัศน์ มีผลตอบแทนทางการเงิน (รูปที่ 8) ดังนี้

	ตลาดคาร์บอน (ETS)	เงินทุนให้เปล่า (Grant)	Investment Tax Credit	CCfD	Soft Loan	สรุปสาระสำคัญ
S0	×	×	×	×	×	ต้นทุนการดักจับและกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี = \$954 M ต่อปี
S1	✓	×	×	×	×	ราคาคาร์บอนที่ทำให้เกิดการกักเก็บคาร์บอนครั้งแรกคือ \$75/tCO ₂ และราคาคาร์บอนขั้นต่ำที่ทำให้บรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี คือ \$115/tCO ₂
S2	✓	✓	×	×	×	ช่วยลดภาระให้เอกชนได้ในระดับหนึ่ง สามารถบรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี ที่ราคาคาร์บอน \$105/tCO ₂ ขึ้นไป
S3	✓	×	✓	×	×	
S4	✓	×	×	✓	×	สามารถบรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปีได้ โดยมีการอุดหนุนต่อภาครัฐในช่วง \$800 - \$6000 M เมื่อราคาคาร์บอนเฉลี่ยอยู่ในช่วง \$60-\$90/tCO ₂
S5	✓	×	×	✓	✓	ช่วยเหลือ S4 โดยลดต้นทุนทางการเงินให้กับเอกชน

รูปที่ 8 สรุปผลการวิเคราะห์ฉากทัศน์

ฉากทัศน์ที่ 0 (S0) อิงสถานการณ์ปัจจุบันที่ไม่มีตลาดคาร์บอนภาคบังคับ หากต้องการบรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี จะมีต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบดักจับ 843 MUSD/yr และระบบขนส่งและกักเก็บ 111 MUSD/yr รวมเป็น 954 MUSD/yr ซึ่งในทางปฏิบัติการลงทุนจะไม่เกิดขึ้นเพราะไม่มีรายได้

ฉากทัศน์ที่ 1 (S1) อิงสมมติฐานว่ามีระบบซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading Scheme: ETS) ที่ราคาคาร์บอน 115 USD/tCO₂ โรงไฟฟ้าทั้ง 16 แห่งจะมีความคุ้มค่าทางการเงินและดักจับได้ตามเป้าหมาย 10 ล้านตันต่อปี หากราคาคาร์บอนต่ำกว่า 115 USD/tCO₂ จำนวนโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนระบบดักจับจะลดลง และเงินอุดหนุนจะเพิ่มขึ้นจนถึงราคาคาร์บอน 74 USD/tCO₂ จะไม่มีโรงไฟฟ้าใดมีความคุ้มค่าในการลงทุนเลย ภาครัฐจะมีภาระการอุดหนุนให้เอกชนที่ลงทุนระบบขนส่งและกักเก็บทั้งสิ้นประมาณ 700 MUSD

ฉากทัศน์ที่ 2 (S2) อิงสมมติฐานว่ามี ETS ในประเทศไทย และภาครัฐอุดหนุนโดยให้เงินทุนให้เปล่าร้อยละ 50 ของเงินลงทุนระบบดักจับ พบว่า เงินลงทุนที่ลดลงทำให้ราคาคาร์บอนที่ทำให้บรรลุเป้าหมาย 10 ล้านตันต่อปีลดลงเป็น 105 USD/tCO₂ ภาระการอุดหนุนของภาครัฐในระบบดักจับมีค่าประมาณ 1,242 MUSD แต่ 105 USD/tCO₂ ยังคงเป็นราคาที่สูงมาก เนื่องจากต้นทุนการดักจับส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

ฉากทัศน์ที่ 3 (S3) อิงสมมติฐานว่ามี ETS ในประเทศไทย และภาครัฐอุดหนุนโดยให้เครดิตภาษีเงินลงทุน (Investment Tax Credit, ITC) สัดส่วนร้อยละ 50 ของเงินลงทุนระบบดักจับ พบว่า ราคาคาร์บอนที่ทำให้บรรลุเป้าหมาย 10 ล้านตันต่อปีคือ 105 USD/tCO₂ เช่นกัน แต่ต่างจากฉากทัศน์ที่ 2 ตรงที่ภาครัฐให้เงินเอกชนภายหลังผ่านการให้ส่วนลดภาษีเงินได้นิติบุคคล

ฉกทศน์ที่ 4 (S4) อิงสมมติฐานว่ามี ETS ในประเทศไทย และภาครัฐอุดหนุนโดยสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน (Carbon Contracts for Difference, CCfD) พบว่า CCfD บรรลุเป้าหมายที่ 10 ล้านตันต่อปีในทุกช่วงราคาคาร์บอน อย่างไรก็ตาม การคาดการณ์จะลดลง 1,600-1,700 MUSD ทุกๆ การเพิ่มขึ้นของราคาคาร์บอนที่ 10 USD/tCO₂ โดยกรณีเลวร้ายที่สุด (คาร์บอนราคา 0 USD/tCO₂) ภาระการอุดหนุนจะเท่ากับ 16,427 MUSD ขณะที่ระดับราคาคาร์บอน 60-90 USD/tCO₂ ซึ่งใกล้เคียงกับราคา Carbon Permit ในระบบ EU ETS (ค.ศ. 2022-2024) พบว่า ภาครัฐจะมีภาระการอุดหนุนประมาณ 1,400-6,000 MUSD และ 800-6,000 MUSD ในกรณีสัญญาแบบทางเดียว (One-Way CCfD) และสัญญาแบบสองทาง (Two-Way CCfD) ตามลำดับ

ฉกทศน์ที่ 5 (S5) อิงสมมติฐานเหมือนฉกทศน์ที่ 4 และเพิ่มการส่งเสริมเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำจากภาครัฐให้แก่เอกชนที่ลงทุนระบบดักจับ ภาระการอุดหนุนของรัฐลดลง เนื่องจากระดับราคาใช้สิทธิใน CCfD ลดลงตามต้นทุนการดักจับที่ลดลง สมมติให้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เท่ากับร้อยละ 3 อัตราส่วนหนี้สินต่อทุนเท่ากับ 1 พบว่า ที่ราคาคาร์บอน 60-90 USD/tCO₂ ภาครัฐจะมีภาระการอุดหนุนลดลงจากฉกทศน์ที่ 4 เหลือเป็นประมาณ 1,100-5,500 MUSD และ 300-5,500 MUSD ในกรณีสัญญาแบบทางเดียวและสัญญาแบบสองทาง ตามลำดับ

6. ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายด้านการเงิน

● ระยะแรก (2025-2030): การวางรากฐานและสร้างแรงจูงใจ

1. เร่งดำเนินการจัดตั้งตลาดคาร์บอนภาคบังคับภายในประเทศ (mandatory carbon market) และกำหนดอุตสาหกรรมเป้าหมายในการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
2. รัฐควรสนับสนุนเงินให้เปล่าสำหรับโครงการนำร่อง (pilot projects) โดยอาจหาแหล่งเงินทุนระหว่างประเทศ เพื่อเป็นข้อมูลในการกำหนดนโยบายในลำดับถัดไปด้วย
3. พัฒนาระบบการรับรอง Carbon Removal Credit (CRC) และเชื่อมโยงกับตลาดคาร์บอนภาคบังคับเพื่อสร้างอุปสงค์ให้กับคาร์บอนของโครงการ BECCS

● ระยะกลาง (2030-2040): การขยายผลและปรับปรุงประสิทธิภาพของนโยบาย

1. ขยายระบบตลาดคาร์บอนและกำหนด Quota Obligations หรือภาระผูกพันให้อุตสาหกรรมที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง ต้องซื้อเครดิต BECCS ตามสัดส่วนของการปล่อยก๊าซ CO₂
2. รัฐควรจัดตั้งโครงการการร่วมทุนระหว่างรัฐและเอกชน เพื่อพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบขนส่งและกักเก็บคาร์บอน
3. นำ CCfD ซึ่งเป็นมาตรการที่มีประสิทธิภาพสูง เนื่องจากเป็นแรงจูงใจที่มุ่งเน้นผลลัพธ์ (result-based incentive) มาใช้เป็นกลไกการเงินสำหรับ BECCS
4. จัดตั้งแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ (soft loan) โดยรัฐร่วมกับธนาคารพาณิชย์และธนาคารระหว่างประเทศ เพื่อช่วยลดความเสี่ยงให้ผู้ลงทุนในช่วงเริ่มต้น

● ระยะยาว (2040-2065): การสร้างระบบที่ยั่งยืนและขยายผลสู่ระดับนานาชาติ

1. ขยายความร่วมมือภายใต้ข้อตกลงปารีสข้อ 6 (Article 6) เพื่อสนับสนุนการร่วมทุนระหว่างประเทศในการลงทุนระบบ BECCS
2. สร้างระบบ BECCS ที่พึ่งพาตนเองได้ (self-sustaining system) รัฐควรปรับโครงสร้างการสนับสนุนไปสู่ระบบที่ผู้ปล่อยมลพิษเป็นผู้รับผิดชอบต้นทุนส่วนใหญ่ โดยจัดตั้งกองทุนซึ่งมีแหล่งเงินมาจากภาษีคาร์บอน หรือ รายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยยังคงใช้ CCfD และตลาดคาร์บอนเป็นเครื่องมือสำคัญ

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการดำเนินการด้าน BECCS ของประเทศ

- 1. ด้านนโยบายและกฎหมาย** ควรกำหนดเป้าหมายการกักเก็บ CO₂ ด้วย BECCS และเชื่อมโยงแผนการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศกับแผนพลังงานของประเทศให้สอดคล้องกันรวมถึงเร่งรัดกระบวนการออกพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และการแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ในระยะถัดไปอาจรับเพิ่มเงื่อนไขการพิจารณาการต่ออายุสัญญา หรือการยื่นขอใบอนุญาตดำเนินการโรงไฟฟ้าใหม่ให้สามารถรองรับระบบ CCS ได้
- 2. ด้านโครงสร้างพื้นฐาน** จำเป็นต้องปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีอยู่ (retrofit) เพื่อรองรับการติดตั้งระบบดักจับ CO₂ และพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบขนส่ง CO₂ โดยศึกษาความเป็นไปได้ในการดัดแปลงระบบท่อขนส่งตามแนวท่อก๊าซหรือท่อน้ำมันเดิม สำหรับการกักเก็บควรพิจารณาตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลใหม่ให้สอดคล้องกับพื้นที่แหล่งกักเก็บ CO₂ ที่มีศักยภาพ และออกแบบแหล่งปล่อยและแหล่งกักเก็บ CO₂ (source-sink matching) แบบบูรณาการ โดยคำนึงถึงแหล่งปล่อย CO₂ อื่นๆ ด้วย
- 3. ด้านเทคโนโลยี** ควรสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี BECCS ที่สอดคล้องกับแผนที่นำทางเทคโนโลยี CCUS ของประเทศ โดยระบบดักจับควรวิจัยและพัฒนาเพื่อลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพการดักจับ CO₂ ที่เหมาะสมกับลักษณะเฉพาะของโรงไฟฟ้าชีวมวล (ความเข้มข้นของ CO₂ ต่ำ และโดยส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าขนาด SPP/VSP) และต้องมีการจัดตั้งโครงการสาธิต/นำร่อง BECCS เพื่อเป็นโครงสร้างพื้นฐานกลางในการวิจัยและพัฒนา
- 4. ด้านความยั่งยืนและสิ่งแวดล้อม** จะต้องมีการพัฒนาระบบการประเมิน CRC ที่โปร่งใสและเชื่อถือได้ โดยอาจต่อยอดจากกลไก T-VER รวมถึงการพัฒนากรอบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) และระบบการตรวจวัด รายงาน และทวนสอบ (MRV) ที่เฉพาะเจาะจงสำหรับ BECCS และมีมาตรการรักษาความปลอดภัยของระบบขนส่งและระบบกักเก็บ ทั้งระหว่างดำเนินการและหลังการปิดหลุม
- 5. ด้านการสร้างความร่วมมือและการยอมรับ** ควรเชื่อมโยงผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลและผู้เกี่ยวข้องด้าน BECCS ให้เข้าร่วมเครือข่าย Thailand CCUS Alliance (TCCA) และสร้างความร่วมมือกับประเทศที่มีโครงการด้าน BECCS โดยมุ่งเน้นบูรณาการองค์ความรู้ผ่านกลไกการให้ทุนวิจัยประชาสัมพันธ์สู่ภาคประชาสังคมและเผยแพร่องค์ความรู้ไปสู่ผู้มีส่วนได้เสียหลัก โดยต้องเปิดเผยข้อมูลการดำเนินการด้าน BECCS อย่างโปร่งใสและตรวจสอบได้ รวมถึงเปิดรับฟังความเห็นจากทุกภาคส่วน ตั้งแต่ขั้นตอนการกำหนดนโยบาย





Executive Summary

1. Motivations and rationale for BECCS

Climate change and global warming are urgent challenges that Thailand aims to address through its 2050 carbon neutrality and 2065 net-zero greenhouse gas (GHG) targets. Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) technology will play a key role in Thailand's GHG reduction for the energy sector, with a goal of capturing and storing approximately 20 million tonnes of CO₂ per year by 2045, and increasing to 60 million tonnes per year by 2065. Thailand's abundant biomass resources can be employed towards BECCS to reduce CO₂ emission and to meet its net zero emission goal in accordance with its national 'Long-Term Low Greenhouse Gas Emissions Development Strategy' (LT-LEDS) and in line with international global warming reduction guidelines.

2. BECCS technology and current status

BECCS is a technology that combines biomass-based bioenergy with CO₂ capture and storage. The process begins with CO₂ absorption by plants through photosynthesis, followed by combustion or fermentation of the biomass to produce energy. The resulting CO₂ is captured and compressed into a fluid phase for transportation through appropriate systems such as pipelines and/or trucking. It is then injected into safe storage sites, e.g., saline aquifers or depleted oil and gas reservoirs.

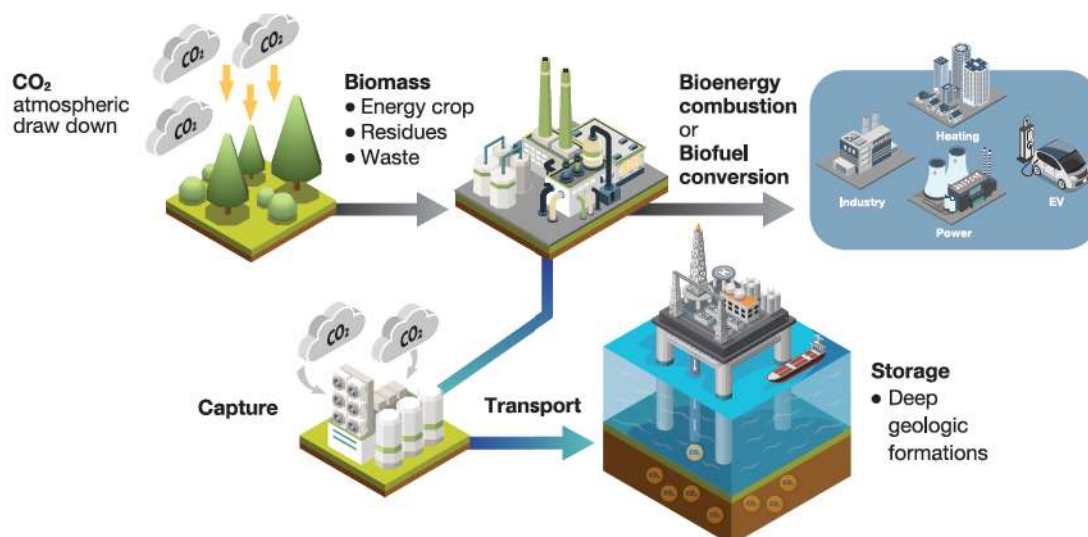


Figure 1 BECCS process overview

Although the technology readiness level for the individual components of BECCS is high, globally BECCS implementation for biomass power plants is still sparse and increasing slowly. There are currently only 10 BECCS projects for power plants worldwide, with a combined capturing capacity of about 16 MtCO₂/yr. Among these, only the Mikawa Power Plant in Japan is in operation, while 2 additional projects are under construction, namely the Asnæs Power Station and the Avedøre Power Station in Denmark. This reflects the risks and challenges associated with the implementation of BECCS to biomass power

plants, such as the high capture costs (due to the relatively low concentrations of CO₂ in the exhaust gases compared to those from other industries) and the lack of infrastructure for CO₂ transport and storage. Financially, the main obstacles are the provision of funding and sources of income, which require the collaboration of both the public and private sectors, as well as the readiness of carbon trading measures and mechanisms.

3. Biomass power plants and storage sites in northern Thailand

The areal scope of this study was defined according to the electricity generation boundary for 'northern Thailand' as laid out by the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), which covers 17 provinces and a total of 47 biomass power plants that were already supplying electricity to the grid (COD by 2023. 1 MW) employ gasification technology. The design process of CO₂ capture system in this study is therefore intended for the region's steam turbine power plants, whose installed capacities combine to an approximate total of 967 MW.

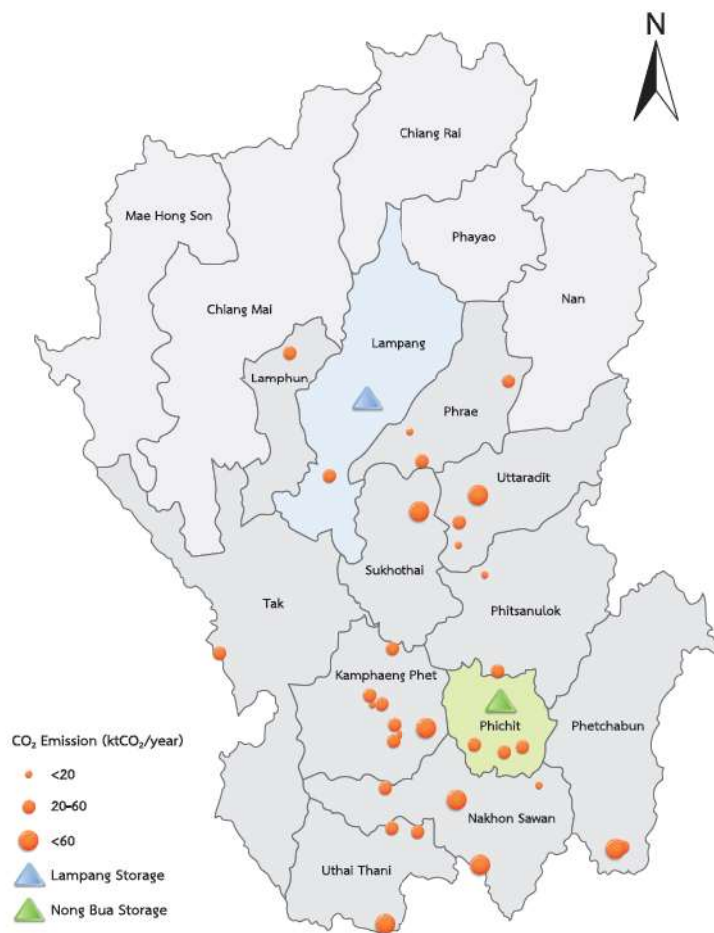


Figure 2 Locations and amounts of CO₂ emissions from the biomass power plants of northern Thailand, and locations of CO₂ storage sites at the Lampang and the Nong Bua Basins.

Selection of appropriate storage reservoirs was performed by incorporating the criteria based on the European Union's good practices for CO₂ sequestration in aquifers [1] along with the locations of the available reservoirs in relation to the locations of the biomass power plants. As a result, 2 sedimentary rock reservoirs from the Cenozoic Era were found suitable as CO₂ storage basins, namely the Lampang Basin in Lampang Province and the Nong Bua Basin in Phichit Province. Subsequently, the static storage

capacity was calculated using the volumetric estimate equation, and the dynamic storage capacity using the CO2BLOCK instrument. It was found that the Lampang Basin has a maximum injection rate of 25 million tonnes per year and a total storage capacity of 875 million tonnes, while the Nong Bua Basin has a maximum injection rate of 4 million tonnes per year and a total storage capacity of 140 million tonnes.

Therefore, the CO₂ storage target in northern Thailand for this BECCS project was set at **10 million tonnes per year**, or about one-sixth of the national CCS target for the energy sector by 2065 (60 million tonnes per year). The Nong Bua Basin is this study's primary storage of choice, chosen to accommodate CO₂ from the biomass power plants located in the lower part of the region and to be utilized at its maximum injection rate of **4 million tonnes per year**. The Lampang Basin is selected as the other storage site to accommodate the remaining **6 million tonnes of CO₂ per year**.

To assess CO₂ emissions by the individual biomass power producers, calculations were made based on the amounts and types of biomass required for their electricity generation under a set of relevant assumptions, to yield their annual CO₂ emission rates. The northern biomass power producers that emit the highest CO₂ are specified up to the combined 10 MtCO₂/yr target storage level. The coordinates of the resulting 16 power plants were used as the basis for the design of CO₂ transport and routing systems from the sources to the 2 selected geological storage sites (Figure 2).

4. BECCS system cost estimation

● Post-combustion capture system

The post-combustion capture system was simulated using amine absorption technology, specifically employing monoethanolamine (MEA) as the absorbent at 30wt% concentration. The simulation design was carried out based on exhaust gas composition and utilities data from a biomass co-generation power plant with 9.9 MWe capacity. A carbon capture plant was designed to receive an exhaust gas stream with a flow rate of 110 kg/s and a CO₂ concentration of 13% by volume (wet basis), using a CO₂ capture rate of about 97%. This cost estimate for the CO₂ capture system covers the cost of installing the system into the existing facilities of the biomass power plant (Figure 3).

- **The Capital Expenditure (CAPEX) estimate for the CO₂ capture system is 117.96 MUSD.**
- **The operating expense (OPEX) is estimated at 19.59 MUSD/yr**, which consists of annual fixed operating expenses for capture at 16.33 MUSD and for pressurization at 3.26 MUSD (assuming 8,000 operating hours per year).

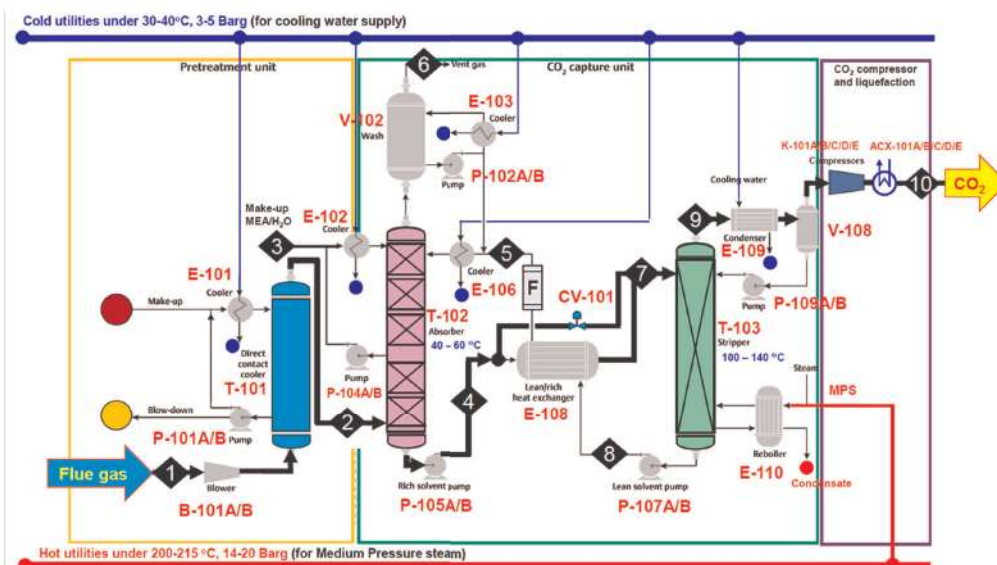


Figure 3 Flow diagram of an integrated CO₂ capture system for a biomass power plant (9.9 MWe)

● Transport system

Based on relevant factors, the most suitable routes for transporting CO₂ from the 16 emission sources (totaling 10 Mt CO₂/year) to the 2 potential storage sites (sinks), namely the Lampang Basin in Lampang Province and the Nong Bua Basin in Phichit Province, were optimized. Figure 4 illustrates a comparison of CO₂ transportation routes between trucking and pipeline.

By specifying CO₂ transportation by trucks via highways (numbered from 1 to 3 digits) and the state of CO₂ as a dense fluid, it is assumed that the daily amount of CO₂ transported equals the amount of CO₂ from the emission source. It was found that the investment costs amounted to 322.56 MUSD, while the operating expenses were 22 MUSD/yr.

Pipeline transportation is restricted by related regulations. The largest pipes (trunks) are designated to follow the former oil pipelines while branching pipes follow highways, based on the shortest distances between the emission sources and the storage sites. Air compressor stations are also installed at intervals. It was found that **the investment cost of the main equipment for the system is 11.95 MUSD, and the operating expenses is 18.20 MUSD/yr.** Due to these lower costs, pipeline transportation was selected for the design and evaluation of the financial models.

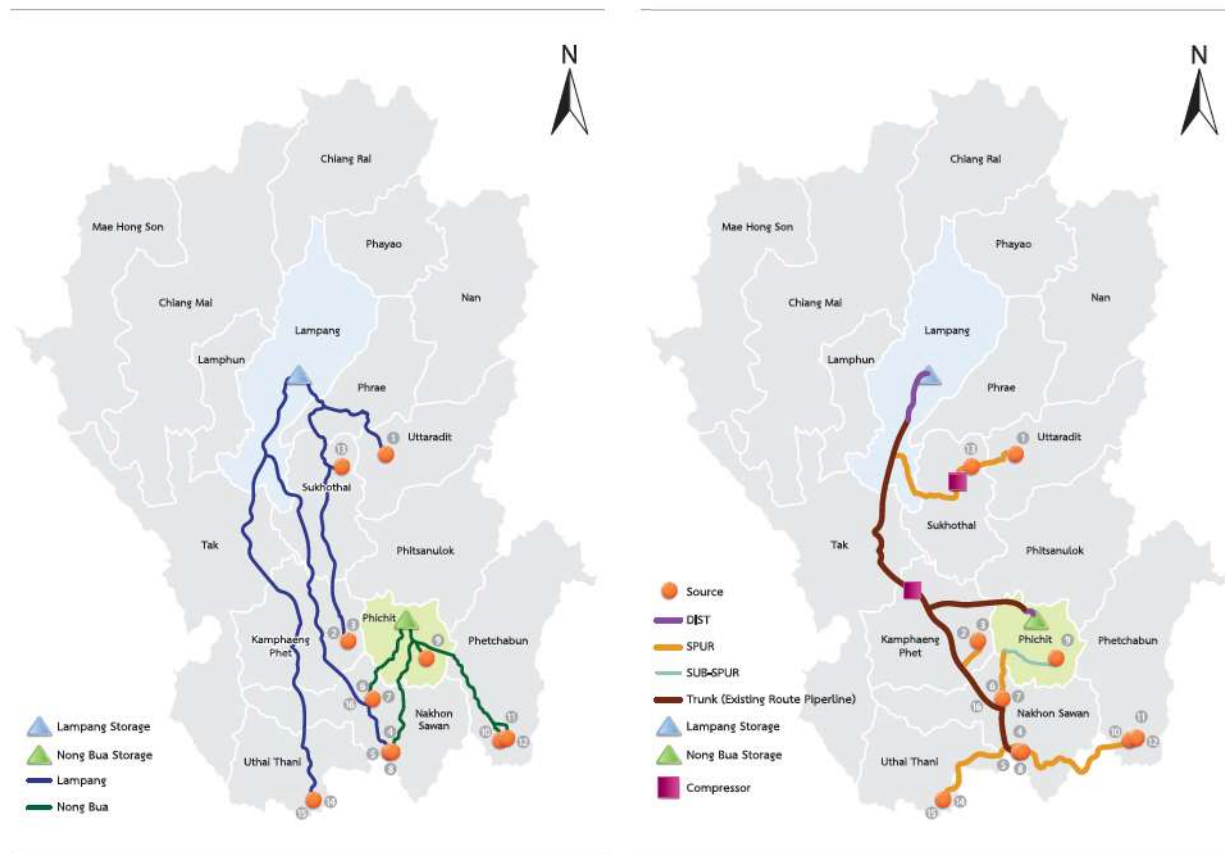


Figure 4 Design simulation for the optimal CO₂ transport routes by trucking (left) and by piping (right)

● Storage system

The injection period for CO₂ storage was designed for 25-year operation in association with the lifespan of the CO₂ capture system. With the storage target of 10 million tonnes per year, the storage capacity and injection rates of the 2 target reservoirs were designed, as follows:

- **The Lampang Basin** was designed to accommodate a maximum injection rate of **6 million tonnes per year**, resulting in a maximum storage capacity of 150 million tonnes over the 25-year injection period.
- **The Nongbua Basin** was designed to accommodate a maximum injection rate of **4 million tonnes per year**, resulting in a maximum storage capacity of 100 million tonnes over the 25-year injection period.

The cost estimates of the storage system were calculated following the stages of storage project development outlined by the International Energy Agency (IEA). Post-closure Measurement, Monitoring and Verification (MMV) was also included according to Thailand's regulation draft. The MMV is scheduled annually for the first three years, followed by one survey every five years over the next 15 years.

- **The capital expenditure (CAPEX) for capturing 10 million tonnes per year were approximately 323 MUSD**, covering expenses in the stages of resource assessment, design and development, construction. An **additional 35 MUSD** for permanent well closure and abandonment was also estimated (monetary value as of 2024).
- **The operating expense (OPEX)** consists of operational expenses (25 years) of 41 MUSD/yr and post-closure expenses (18 years after the closure) of 16 MUSD/yr (monetary value as of 2024).

5. Financial model

As shown in Figure 5, the BECCS business investment model for northern Thailand should be a partial chain, which separates investments in the capture system from those in the transport and storage (T&S) systems, with each biomass power plant installing its own capture system. Investors may be the biomass power plants themselves or other private companies with specific expertise. Revenues will result from the market sales of carbon removal certificates (CRC) (Figure 6). Since the T&S systems must rely on public land to establish pipelines and storage sites, public-private-partnership (PPP) are, therefore, an appropriate form of investment: the state provides the land, while the private sector invests and operates the systems, with revenues generated from T&S fees collected from the capture system based on the amounts of CO₂ delivered (Figure 7).

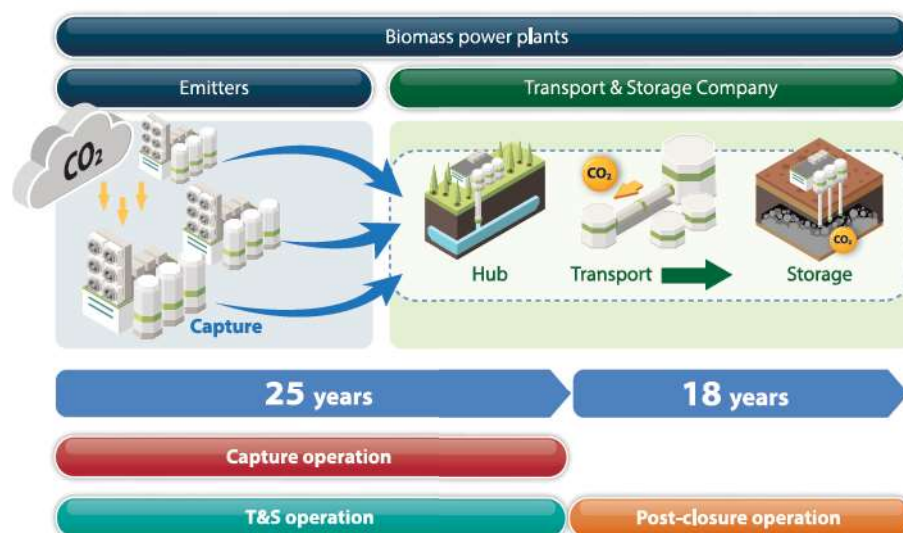


Figure 5 Partial Chain Model

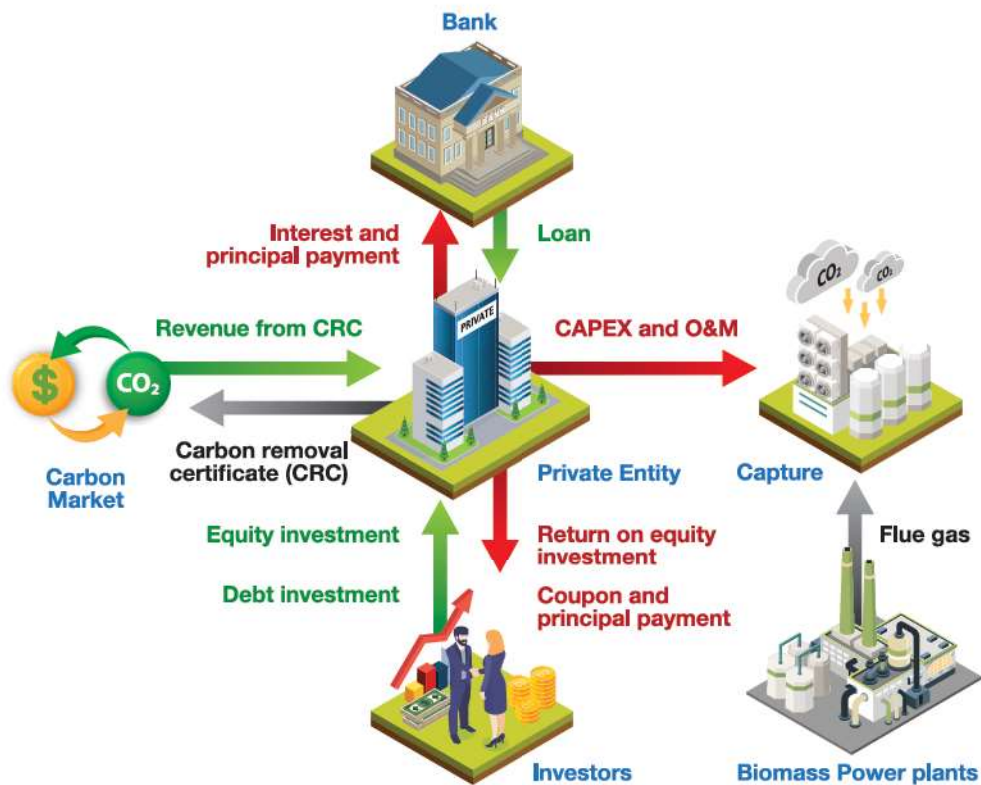


Figure 6 Investment model and revenue generation mechanism for the capture system

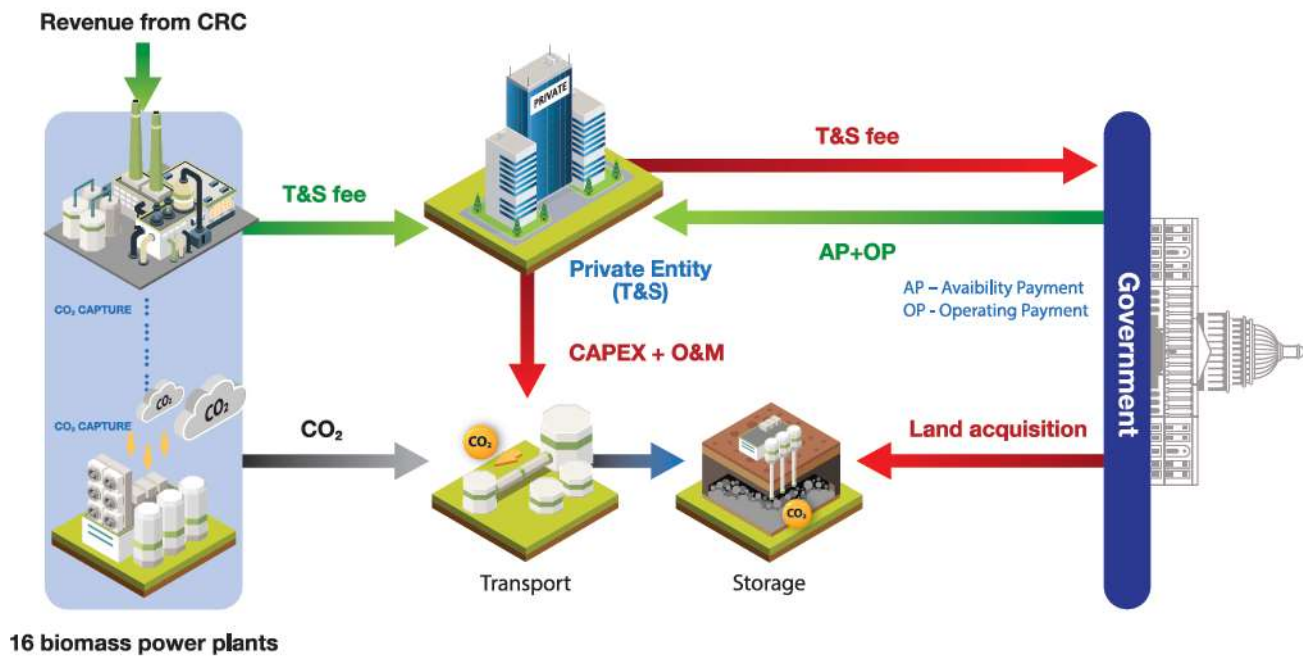


Figure 7 Investment model for the transport and storage systems

The scenario analysis is divided into 6 scenarios: 1 current scenario and 5 hypothetical scenarios with financial returns (Figure 8), as follows:

	ETS	Grant	Investment Tax Credit	CCfD	Soft Loan	Summary of key points
S0	✗	✗	✗	✗	✗	The cost of capturing and storing 10 million tons of carbon per year is \$954 million per year.
S1	✓	✗	✗	✗	✗	The minimum carbon price required to achieve a storage target of 10 million tons per year is \$115 per tCO ₂ .
S2	✓	✓	✗	✗	✗	It provides some financial relief for the private sector, enabling the achievement of the 10 million tons per year carbon storage target when the carbon price reaches \$105 per tCO ₂ or higher.
S3	✓	✗	✓	✗	✗	
S4	✓	✗	✗	✓	✗	The 10 million tons per year carbon storage target can be achieved, but it would require government subsidies ranging from \$800 million to \$6 billion when the average carbon price is between \$60–\$80 per tCO ₂ .
S5	✓	✗	✗	✓	✓	This measure supports S4 by reducing financial costs for the private sector.

Figure 8 Summary of the scenario analysis

Scenario 0 (S0): Based on the current situation where there is no mandatory carbon market. To achieve the carbon sequestration target of 10 million tonnes per year, there would be an incremental cost for the capture system of 843 MUSD/yr and for the transport and storage system of 111 MUSD/yr, for a total of 954 MUSD/yr, which would not be practical for investment due to lack of income.

Scenario 1 (S1): Based on the assumptions of an emission trading scheme (ETS). At the carbon price of 115 USD/tCO₂, all 16 power plants would be financially viable, and the annual capture target of 10 million tonnes achieved. However, if the carbon price dropped below 115 USD/tCO₂, the number of biomass power plants willing to invest in the capture system would decrease, necessitating higher government subsidies. Once the carbon price fell to 74 USD/tCO₂, no power plant would achieve a sufficient return on investment, resulting in a total government subsidy burden of approximately 700 MUSD for the T&S system.

Scenario 2 (S2): Under the assumptions that there were an ETS in Thailand, and that the government subsidized 50% of the capture system investment as grants. It was found that the reduction in investment cost would lower the carbon price required to reach the 10 million tonnes annual capture target to 105 USD/tCO₂, while the government subsidy burden on the capture system would be about 1,242 MUSD. However, 105 USD/tCO₂ is still a very high price, as most of the capture costs are operating expenses.

Scenario 3 (S3): Based on the assumptions that there were an ETS in Thailand, and that the government subsidized the capture system by providing investment tax credits (ITC) covering 50% of the capture system investment. It was found that the carbon price to achieve the 10 million tonnes per year target would also be 105 USD/tCO₂. However, the difference from Scenario 2 is that the government would provide subsidy afterwards via corporate income tax cut.

Scenario 4 (S4): Based on the assumption that there were an ETS in Thailand, and that the government subsidized through carbon contracts for difference (CCfD). It was found that a CCfD subsidy would achieve the 10 million tonnes annual target at any carbon price. However, the subsidy burden would decrease by 1,600-1,700 MUSD for every 10 USD/tCO₂ increase in carbon price. In the worst-case scenario (carbon price of zero), the subsidy burden would become 16,427 MUSD. At carbon prices of 60-90 USD/tCO₂, which are on par with the carbon permit prices of the EU ETS (2022-2024), the government would have subsidy burdens of approximately 1,400-6,000 MUSD and 800-6,000 MUSD in the cases of One-Way and Two-Way CCfD, respectively.

Scenario 5 (S5): Based on the same assumptions as Scenario 4, but with the addition of low-interest loans from the government to private entities who invest in the capture system. The state's subsidy burden would decrease as the exercise prices in CCfD decreased along with the capture costs. Assuming that the loan interest rate was 3% and the debt-to-equity ratio was 1, it was found that, at carbon prices of 60-90 USD/tCO₂, the government would bear lower subsidy burdens compared to Scenario 4, at approximately 1,100-5,500 MUSD and 300-5,500 MUSD for One-Way and Two-Way CCfD, respectively

6. Policy recommendations

Financial policy recommendations

● Short term (2025-2030): Lay foundations and foster incentives

1. Accelerate the establishment of a mandatory domestic carbon market and specify target industries for greenhouse gas emissions trading.
2. The government should provide grants for pilot projects, perhaps with support from international funding sources. Information and experience gained will also be valuable for subsequent policies.
3. Develop a CRC certification system that is integrated with the mandatory carbon market, to create demands for BECCS projects.

● Medium term (2030-2040): Expand policy implementation and enhance policy effectiveness

1. Expand the carbon market system and set quota obligations for high-emission industries in terms of BECCS credits that must be purchased, in proportion to their CO₂ emissions.
2. The government should establish public-private partnership (PPP) joint-venture projects to develop infrastructure for carbon transport and storage.
3. Bring forth CCfD as a financial mechanism for BECCS, given its highly effective result-based incentives.
4. The government, jointly with domestic and international banks, should establish soft loans to mitigate risks for investors during the initial stage.

● Long term (2040–2065): Build sustainable policy frameworks and expand international partnerships

1. Expand collaborations under Article 6 of the Paris Agreement to support international joint ventures in BECCS.
2. Create self-sustaining BECCS systems. The government should shift its support structure to a system where polluters bear most of the costs, by setting up funds sourced from carbon taxes or income from auctions of greenhouse gas emissions rights, while still using CCfD and the carbon market as key tools.

Policy recommendations to support Thailand's BECCS implementation

1. Policies and regulations: CO₂ storage targets for BECCS should be set, and national greenhouse gas reduction plans should be consistent with national energy plans. The issuance of the Climate Change Act and amendment of related regulations should be expedited. Later, CCS compatibility may be added into the conditions for license renewal of existing power plants and permit issuance for new power plants.

2. Infrastructure: It is necessary to retrofit existing biomass power plants to support the installation of CO₂ capture systems and develop CO₂ transport infrastructure by studying the feasibility of modifying the existing oil or gas pipelines. For storage, the locations of new biomass power plants should be optimized in accordance with potential CO₂ storage sites. Such integrated source-sink matching should be considered for other CO₂ emission sources as well.

3. Technology: Research and development on BECCS that is consistent with the country's CCUS technology roadmap should be supported. Capture systems should be studied and developed to reduce costs and optimize CO₂ capture efficiency according to the characteristics of biomass power plants (low CO₂ concentration from mostly SPP/VSP). Also, demonstration/pilot BECCS projects must be established to serve as shared facilities for future R&D efforts.

4. Sustainability and the environment: A transparent and reliable CRC assessment system must be developed. This may be built upon the T-VER mechanism, as well as the development of the environmental impact assessment (EIA) framework and the measurement, reporting, and verification (MRV) system specific to BECCS. Safety measures shall be put in place for the transport and the storage systems, both during operation and in the post-closure stage.

5. Fostering collaborations and acceptance: Encourage biomass power plants and BECCS stakeholders to join the Thailand CCUS Alliance (TCCA) network. Foster collaborations with international BECCS projects, focusing on knowledge integration through research funding mechanisms. Communicate with the public and dissemination of knowledge to key stakeholders. Information regarding BECCS operations must be disclosed in a transparent and verifiable manner, while taking opinions from all sectors into consideration, from the initial policy-forming stage onwards.





ที่มาและความสำคัญของ BECCS

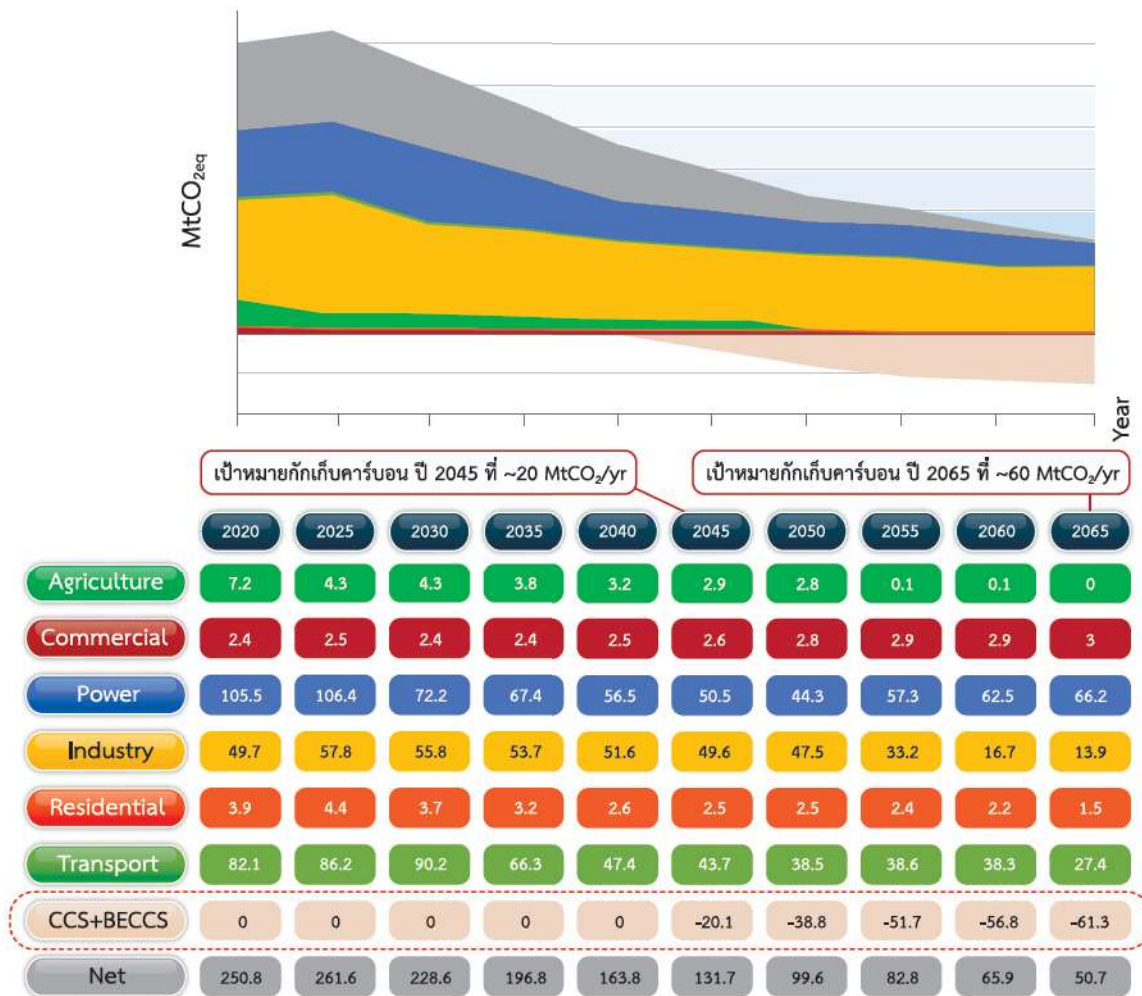


1.1 หลักการและเหตุผล

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและภาวะโลกร้อนเป็นปัญหาเร่งด่วนที่ประเทศไทยซึ่งเป็นหนึ่งในรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศได้แสดงเจตนารมณ์ในที่ประชุมภาคีด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของสหประชาชาติครั้งที่ 26 (COP26) ว่าจะมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality, CN) ภายในปี 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions, NZE) ภายในปี 2065

ในปี 2018 ประเทศไทยปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) (ไม่รวมภาคป่าไม้และการใช้ประโยชน์ที่ดิน) ประมาณ 373 MtCO₂eq ซึ่งภาคพลังงานมีส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุดประมาณ 260 MtCO₂eq คิดเป็นสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 70 ของการปล่อยทั้งหมด ดังนั้น เพื่อบรรลุเป้าหมาย CN และ NZE ประเทศไทยจึงได้จัดทำแผนกลยุทธ์การลดก๊าซเรือนกระจกระยะยาวของประเทศ (Long-Term Low GHG Emission Development Strategies, LT-LEDS) [2] โดยมุ่งเน้นในด้านต่างๆ ได้แก่ การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน การใช้อยานยนต์ไฟฟ้า และการใช้เทคโนโลยีการลดการปล่อยคาร์บอนเป็นลบ (Negative Emissions Technologies, NETs)

การใช้เทคโนโลยี NETs อย่างกระบวนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage, CCS) หรือ Bioenergy with CCS (BECCS) ในภาคพลังงาน เป็นกุญแจสำคัญในการลดการปล่อย GHG ของประเทศ โดยในปี 2045 มีเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ประมาณ 20 ล้านตันต่อปี และในปี 2065 ขยับขึ้นไปเป็น 60 ล้านตันต่อปี [3] (ดังแสดงในรูปที่ 1.1) การวางแผนการใช้เทคโนโลยี NETs โดยเฉพาะ BECCS ของประเทศไทยสอดคล้องกับแนวทางการลดการปล่อย GHG ในระดับสากล จากข้อมูลการประเมินและคาดการณ์แนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกตามแบบจำลองแนวทางของคณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) ในรายงานการประเมินครั้งที่ 6 ว่าด้วยการจำกัดอุณหภูมิไม่ให้อุ่นขึ้นเกินขีดจำกัดที่ 1.5°C ด้วยการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี BECCS ทั่วโลก พบว่าจะส่งผลต่อปริมาณการกำจัด CO₂ สะสมระหว่าง ค.ศ. 2020-2100 ได้ประมาณ 30-780 GtCO₂ [4] ดังนั้น BECCS จึงมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการบรรลุเป้าหมายด้านการลดภาวะโลกร้อน ตามข้อตกลงปารีส (Paris Agreement) เนื่องจากเทคโนโลยีนี้ไม่เพียงลดการปล่อย CO₂ แต่ยังช่วยกำจัด CO₂ ที่อยู่ในบรรยากาศอีกด้วย



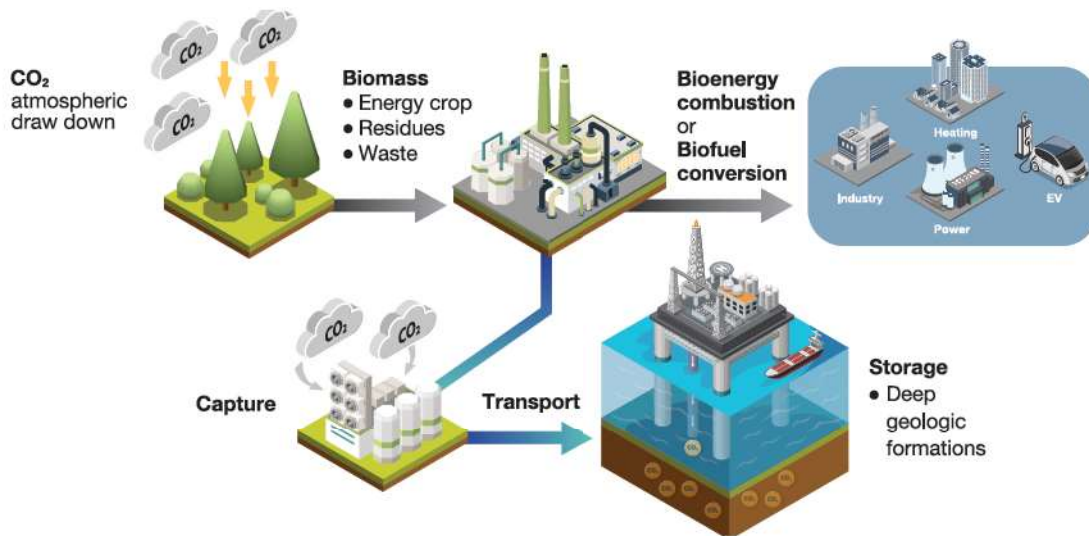
รูปที่ 1.1 ค่าเป้าหมายในการลด GHG จาก CCS+BECCS ในภาคพลังงาน [3]

1.2 BECCS คืออะไร

การผลิตพลังงานชีวภาพที่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน(BECCS)เป็นหนึ่งในแนวทางสำคัญในการลดการปล่อย GHG และเป็นเทคโนโลยี NETs ประเภทหนึ่งที่เหมาะสมสำหรับการใช้ชีวมวลเพื่อผลิตพลังงาน (bioenergy) เข้ากับกระบวนการ CCS โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อกำจัด CO₂ ออกจากชั้นบรรยากาศและนำไปกักเก็บอย่างปลอดภัย

กระบวนการทำงานของ BECCS (ดังแสดงใน รูปที่ 1.2) เริ่มต้นจากพืชดูดซับ CO₂ ในระหว่างการเจริญเติบโตออกจากบรรยากาศผ่านกระบวนการสังเคราะห์แสง (photosynthesis) จากนั้นชีวมวลที่เกิดขึ้นจะถูกเก็บเกี่ยว รวบรวม และขนส่งไปยังโรงงานหรือสถานที่ผลิตพลังงาน โดยใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าชีวมวลหรืออุตสาหกรรมต่างๆ เพื่อผลิตเป็นไฟฟ้าหรือความร้อนผ่านกระบวนการเผาไหม้ (combustion) หรือผลิตเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพ (เช่น เอทานอล) ผ่านกระบวนการหมัก (fermentation) กระบวนการเหล่านี้จะปล่อยก๊าซที่มีส่วนประกอบของ CO₂ ที่สามารถดักจับได้ด้วยระบบดักจับ ซึ่งมีเทคโนโลยีทางเลือกหลายรูปแบบขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของก๊าซที่เข้าระบบ เช่น การดักจับก่อนการเผาไหม้ (pre-combustion capture) การดักจับระหว่างการเผาไหม้ (oxy-fuel combustion) และการดักจับหลังการเผาไหม้ (post-combustion capture) เป็นต้น จากนั้นก๊าซ CO₂ ที่ดักจับได้จะถูกอัดให้เป็นของเหลวและขนส่งไปกักเก็บในชั้นหินใต้ดิน (geological storage) เช่น ชั้นหินอุ้มน้ำ (saline aquifer) หรือแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่หมดอายุ (depleted oil and gas reservoirs) เป็นต้น เพราะมีความปลอดภัย และเหมาะสมต่อการกักเก็บอย่างถาวร

ผลลัพธ์ของกระบวนการ BECCS จะช่วยลดปริมาณ CO₂ สุทธิในบรรยากาศอย่างมีประสิทธิภาพ และเป็นการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นลบ ในกรณีที่ปริมาณ CO₂ ที่ถูกดักจับและกักเก็บลงชั้นหินใต้ดินมีมากกว่าปริมาณ CO₂ ที่ถูกปล่อยออกมา ในระหว่างกระบวนการ (เช่น การปลูกพืชชีวมวล การเก็บเกี่ยว การรวบรวม การขนส่ง และการผลิตพลังงาน เป็นต้น) [5][6]



รูปที่ 1.2 กระบวนการทำงานของ BECCS [5]

1.3 BECCS สำคัญอย่างไร

การที่ IPCC ระบุว่าสถานการณ์ปัจจุบัน การลดการปล่อย GHG เพียงอย่างเดียว ไม่เพียงพอที่จะบรรลุเป้าหมายการจำกัดอุณหภูมิโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 1.5°C ตามข้อตกลงปารีส ดังนั้น การนำเทคโนโลยี BECCS ซึ่งเป็นเทคโนโลยี NETs ที่สามารถดักจับและกักเก็บ CO₂ ได้อย่างถาวรในแหล่งชั้นหินใต้ดินจึงเป็นสิ่งสำคัญและจำเป็น นอกจากนี้ BECCS ยังมีบทบาทสำคัญต่อการบรรลุเป้าหมาย NZE โดยสร้างสมดุลระหว่างการปล่อย GHG และการดูดซับ ในกรณีที่เทคโนโลยีลดการปล่อย GHG ด้วยวิธีการอื่นๆ ดำเนินการได้ยาก [7]

ประเทศไทยมีแหล่งทรัพยากรชีวมวล เช่น เศษไม้ วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร และขยะอินทรีย์ในปริมาณมาก ทำให้เรามีศักยภาพสูงในการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดด้วยการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรเหล่านี้ โดยใช้เทคโนโลยี BECCS มาเป็นเครื่องมือสำคัญในการบรรลุเป้าหมาย CN และ NZE ของภาคการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามแผนกลยุทธ์ LT-LEDs

ประเทศไทยมีแหล่งทรัพยากรชีวมวล เช่น เศษไม้ วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร และขยะอินทรีย์ในปริมาณมาก ทำให้เรามีศักยภาพสูงในการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดด้วยการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรเหล่านี้ โดยใช้เทคโนโลยี BECCS มาเป็นเครื่องมือสำคัญในการบรรลุเป้าหมาย CN และ NZE ของภาคการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามแผนกลยุทธ์ LT-LEDs

การพัฒนาเทคโนโลยี BECCS ซึ่งเป็นเทคโนโลยีใหม่ขั้นสูงอาจช่วยดึงดูดการลงทุนของอุตสาหกรรมพลังงานสะอาดจากต่างประเทศ นำไปสู่ความต้องการบุคลากรที่มีทักษะเฉพาะทาง ตั้งแต่การวิจัยและพัฒนา การดำเนินงาน และการซ่อมบำรุง ซึ่งจะสร้างโอกาสการจ้างงานใหม่ รวมถึงเพิ่มความน่าสนใจของการลงทุนในธุรกิจสีเขียว และยกระดับความสามารถในการแข่งขันของประเทศในเวทีโลก

นอกจากนี้ การวางมาตรการจัดเก็บภาษีก๊าซเรือนกระจกก่อนข้ามพรมแดนสำหรับสินค้านำเข้า (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) ของสหภาพยุโรป เพื่อเร่งรัดให้ภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมเปลี่ยนผ่านไปสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ส่งผลกระทบต่อประเทศไทยโดยตรง จากการประเมินมูลค่าการส่งออกสินค้าไปยังสหภาพยุโรปที่เข้าข่ายมาตรการ CBAM อยู่ที่ประมาณ 952 ล้านดอลลาร์สหรัฐในปี 2564 [8] ทำให้ผู้ประกอบการไทยมีความเสี่ยงจากต้นทุนภาษีที่เพิ่มขึ้น แต่ขณะเดียวกันก็นับเป็นโอกาสที่จะช่วยลดคาร์บอนฟุตพริ้นท์ทั้งในภาพรวมของประเทศ และผลิตภัณฑ์ที่ใช้พลังงานจากแหล่งผลิตที่นำเทคโนโลยี BECCS มาประยุกต์ ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนทางภาษีจาก CBAM และเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของผู้ประกอบการไทยได้



เทคโนโลยี BECCS และสถานการณ์ปัจจุบัน

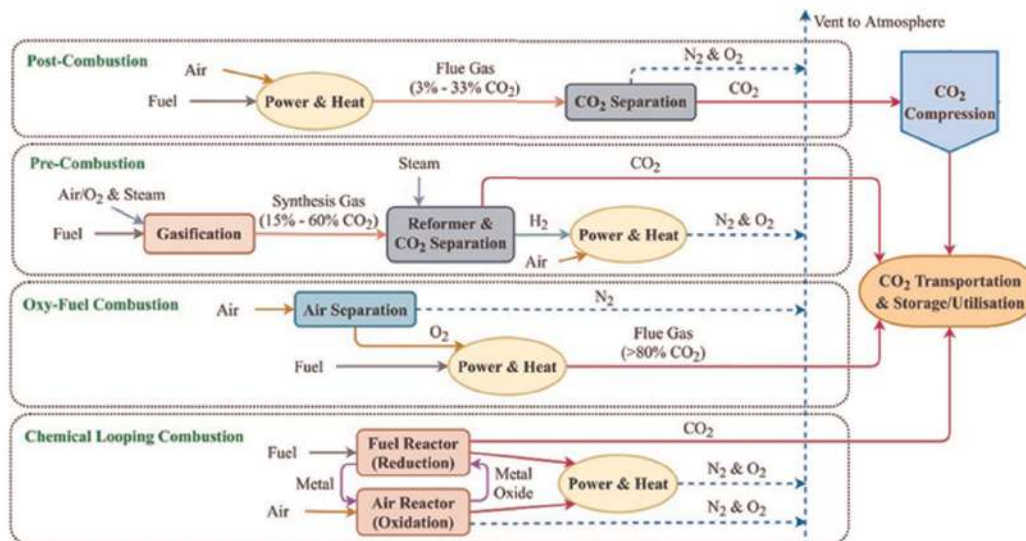


2.1 เทคโนโลยี BECCS

2.1.1 เทคโนโลยีและระบบการดักจับ CO₂ (CO₂ Capture)

ขั้นตอนการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวลให้มีความเข้มข้นสูงถือว่ามีความสำคัญต่อระบบ CCS เนื่องจากก๊าซไอเสียที่เกิดจากกระบวนการเผาไหม้จะมีก๊าซอื่นๆ เช่น SO_x, NO_x, CO ผสมอยู่ด้วย ซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบขนส่งและกักเก็บ ดังนั้นการดักจับ CO₂ ให้มีประสิทธิภาพและมีความบริสุทธิ์สูงจึงจำเป็นต้องแยก CO₂ ออกจากก๊าซอื่นๆ ในช่วงก่อนหรือหลังกระบวนการเผาไหม้ โดยปกติแล้วขั้นตอนนี้จะมีต้นทุนสูงถึงร้อยละ 70-80 ของต้นทุนทั้งระบบ BECCS ซึ่งระบบดักจับสามารถจำแนกได้ 4 เทคโนโลยี (รูปที่ 2.1) ดังนี้

- 1) การดักจับหลังการเผาไหม้ (post-combustion) เป็นเทคโนโลยีดักจับ CO₂ จากก๊าซไอเสียที่เกิดขึ้นหลังจากกระบวนการเผาไหม้ ซึ่งมีความพร้อมค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่น
- 2) การดักจับก่อนการเผาไหม้ (pre-combustion) เป็นการดักจับ CO₂ โดยเผาไหม้เชื้อเพลิงด้วยกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (gasification) ก่อนเพื่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และก๊าซไฮโดรเจน (H₂) จากนั้นเมื่อเข้าสู่ปฏิกิริยา Water-gas Shift ก๊าซ CO จะเปลี่ยนเป็น CO₂ ที่มีความเข้มข้นสูงถึงร้อยละ 15-60 [9] ซึ่งสูงกว่าความเข้มข้นของ CO₂ ในก๊าซไอเสียจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไป อีกทั้งยังมีความดันสูง (2-7 MPa) ทำให้กระบวนการแยก CO₂ ออกจากก๊าซไอเสียใช้พลังงานน้อย เทคโนโลยีนี้มักใช้กับโรงไฟฟ้าแบบ Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)
- 3) การเผาไหม้โดยใช้ออกซิเจน (Oxy-fuel combustion) เป็นเทคโนโลยีดักจับ CO₂ ภายหลังการเผาไหม้ โดยเผาไหม้เชื้อเพลิงด้วยออกซิเจนที่มีความเข้มข้นสูง (>95%) ส่งผลให้ก๊าซไอเสียที่เกิดขึ้นมีความเข้มข้นของก๊าซ CO₂ สูงถึงร้อยละ 80-98 ทำให้การดักจับหลังการเผาไหม้ มีประสิทธิภาพและสามารถจัดการเพื่อการขนส่งและกักเก็บได้ง่าย [10] อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีนี้ต้องมีการคัดแยกออกซิเจนจากอากาศด้วยเทคโนโลยีการกลั่นด้วยความเย็น (cryogenic distillation) ทำให้ระบบค่อนข้างซับซ้อนและมีต้นทุนสูง
- 4) การเผาไหม้แบบเคมีคอลลูปิง (chemical looping combustion) เป็นการดักจับ CO₂ ภายหลังการเผาไหม้ โดยกระบวนการเผาไหม้เกิดจากการทำปฏิกิริยาของเชื้อเพลิงกับโลหะออกไซด์ ซึ่งมีหน้าที่ขนส่งออกซิเจนแทนการเผาไหม้กับออกซิเจนโดยตรง โดยโลหะออกไซด์จะถูกรีดิวซ์และวนกลับไปทำปฏิกิริยากับอากาศ กลายเป็นโลหะออกไซด์สำหรับการเผาไหม้ต่อไป ซึ่งก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้ประกอบด้วย CO₂ และ ไอน้ำ เมื่อผ่านการควบแน่นแยกไอน้ำออกจะได้ CO₂ ที่มีความเข้มข้นสูงสำหรับการขนส่งและกักเก็บต่อไป



รูปที่ 2.1 แผนภาพกลไกการดักจับคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละระบบ [11]

การดักจับ CO₂ ในแต่ละระบบจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีการแยก CO₂ ที่เหมาะสม ซึ่งขึ้นอยู่กับเงื่อนไขของกระบวนการ เช่น เชื้อเพลิงที่ใช้ ความเข้มข้น (partial pressure) ของ CO₂ และองค์ประกอบของก๊าซที่จะบำบัด นอกจากนี้เทคโนโลยีการแยก CO₂ ยังมีความแตกต่างกันในแต่ละอุตสาหกรรม เช่น เทคโนโลยีการดูดซึม (absorption) การดูดซับ (adsorption) การแยกด้วยเยื่อเลือกผ่านหรือเมมเบรน (membrane separation) และการกลั่นด้วยความเย็น ซึ่งมีระดับความพร้อมทางเทคโนโลยีและข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 2.1

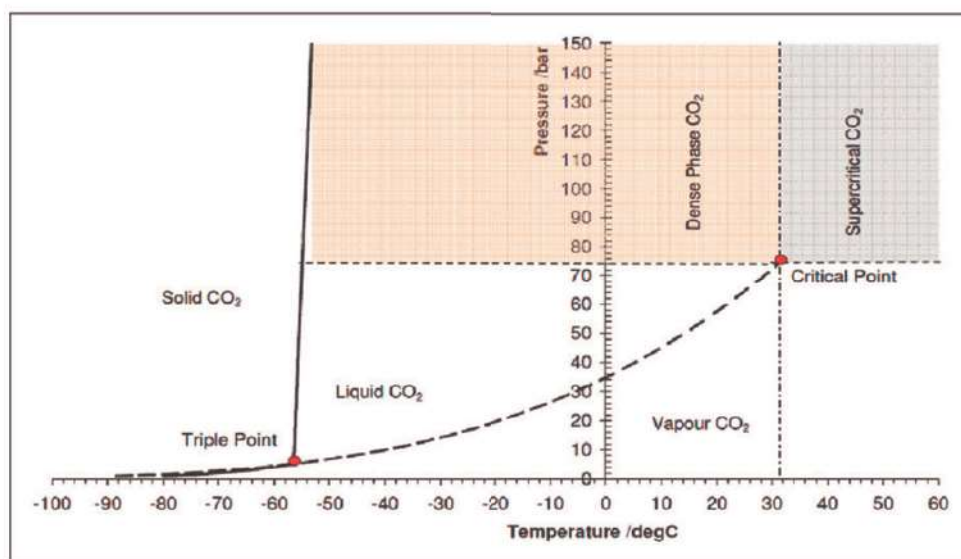
ตารางที่ 2.1 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการคัดแยก CO₂ [12], [6], [13], [14]

เทคโนโลยี	ข้อดี	ข้อเสีย	Yield (%)	พลังงาน (MJ/kg)
Absorption	✔ มีเทคโนโลยีเชิงพาณิชย์พร้อมใช้ ✔ สามารถใช้กับ CO₂ ที่ความเข้มข้นต่ำได้	✗ ใช้พลังงานและต้นทุนค่อนข้างสูงในการนำตัวดูดซับกลับมาใช้ใหม่ ✗ ตัวดูดซับเกิดการเสื่อมสภาพ (degradation) ✗ ตัวดูดซับบางชนิดมีฤทธิ์กัดกร่อน	90-98 (physical) 90-98 (chemical)	4.0-6.0 (physical) 2.0-4.5 (chemical)
Adsorption	✔ สามารถหมุนเวียนตัวดูดซับได้ ✔ มีการกัดกร่อนในระดับต่ำกว่า ✔ มีตัวดูดซับหลายชนิดให้เลือก ✔ สามารถเลือกตัวดูดซับที่เหมาะสมกับความเข้มข้นของ CO₂ และสภาวะของระบบดักจับ	✗ ตัวดูดซับของแข็งมีความจำเพาะ (selectivity) ต่อ CO₂ ต่ำ และความสามารถในการดูดซับเปลี่ยนแปลงไปตามอุณหภูมิและความชื้น ✗ ใช้พลังงานสูงในการนำตัวดูดซับทางเคมีกลับมาใช้ใหม่ ✗ ประสิทธิภาพในการดูดซับถูกรบกวนจากก๊าซปนเปื้อน เช่น SO_x, NO_x ได้ง่าย	80-95 (physical) 70-95 (chemical)	2.0-3.0 (physical) 1.5-4.0 (chemical)
Membrane	✔ มีเทคโนโลยีพร้อมใช้เชิงพาณิชย์ ✔ ไม่ต้องมีกระบวนการวนกลับมาใช้ซ้ำ สามารถใช้ต่อเนื่องได้เลย ✔ ติดตั้งง่ายไม่ซับซ้อน	✗ มีความจำเพาะต่อ CO₂ ไม่สูงนัก ✗ ตัวเยื่อเลือกผ่านเกิดการปนเปื้อนได้ง่าย ✗ เกิดการเสื่อมสภาพ (fouling) เมื่อผ่านการใช้งาน	80-90	0.5-6.0
Cryogenic	✔ มีความจำเพาะต่อ CO₂ สูง ✔ ได้ CO₂ ที่บริสุทธิ์สูง	✗ เทคโนโลยีอยู่ระหว่างการพัฒนา โดยเฉพาะที่ความเข้มข้น CO₂ ไม่สูงนัก ✗ ต้องใช้อุณหภูมิต่ำและความดันสูง จึงต้องใช้พลังงานมากส่งผลให้ต้นทุนสูง	>95	6.0-10.0

โดยรวมแล้ว ระบบดักจับหลังการเผาไหม้ (post-combustion capture) และเทคโนโลยีการคัดแยก CO₂ โดยการดูดซับทางเคมีด้วยตัวทำละลายเอมีน เช่น Monoethanolamine (MEA) ถือเป็นตัวเลือกที่เหมาะสมสำหรับการดักจับ CO₂ หลังการเผาไหม้ในโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบกังหันไอน้ำ เนื่องจากมีประสิทธิภาพการดักจับและมีตัวอย่างการประยุกต์ใช้ในระดับอุตสาหกรรมแล้ว รวมถึงมีความเข้ากันได้กับโครงสร้างพื้นฐานของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีอยู่ และมีความสามารถในการปรับขนาดให้เหมาะสมกับช่วงกำลังการผลิตและการปล่อย CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวลในภาคเหนือ

2.1.2 เทคโนโลยีการขนส่ง CO₂

สถานะของ CO₂ (CO₂ Phase) ระหว่างการขนส่งสามารถแบ่งได้ 3 สถานะ ได้แก่ ของแข็ง ของเหลว และก๊าซ ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและความดัน (รูปที่ 2.2) โดยทั่วไป CO₂ ในการขนส่งจะอยู่ในสถานะของไหลแบบหนาแน่น (dense phase) และสถานะของไหลวิกฤตยิ่งยวด (supercritical phase) เพื่อลดการใช้พลังงานและต้นทุนของระบบขนส่ง การขนส่งในสถานะของไหลแบบหนาแน่นหมายถึง CO₂ อยู่ในสถานะคล้ายของเหลวแต่ยังคงต่ำกว่าจุดวิกฤต (31 องศาเซลเซียสและ 73 บาร์) ส่วนการขนส่งแบบสถานะของไหลวิกฤตยิ่งยวดหมายถึง CO₂ ที่อยู่เหนือจุดวิกฤตและมีคุณสมบัติเป็นทั้งก๊าซและของเหลว

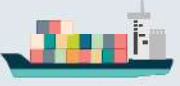


รูปที่ 2.2 แผนภาพสถานะของคาร์บอนไดออกไซด์ [15]

โครงการการดักจับและกักเก็บ CO₂ (Carbon Capture and Storage: CCS) เป็นโครงการที่มีกระบวนการดักจับก๊าซ CO₂ ที่เป็นผลลัพธ์ที่เกิดจากแหล่งกำเนิด เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน หรือโรงงานที่มีการผลิต CO₂ เป็นผลผลิตข้างเคียงในอุตสาหกรรมอื่นๆ เนื่องจากโครงการ CCS มีแนวโน้มที่จะเพิ่มมากขึ้นในอนาคต จึงจำเป็นต้องมีการขนส่งไปกักเก็บไว้ในสถานที่ที่ CO₂ จะไม่สามารถรั่วไหลหรือปล่อยกลับเข้าสู่บรรยากาศได้ เช่น โพรเซธรณีวิทยา (geological formation) ดังนั้นโครงสร้างพื้นฐานที่ใช้สำหรับการขนส่งจึงเป็นส่วนสำคัญสำหรับโครงการนี้

การขนส่ง CO₂ แบ่งเป็นหลายประเภท ได้แก่ การขนส่งทางบก การขนส่งทางเรือ การขนส่งด้วยระบบราง และการขนส่งด้วยระบบท่อ เป็นต้น ซึ่งแต่ละประเภทมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 2.2 รวมถึงการขนส่ง CO₂ ในสถานะต่างๆ ก็มีลักษณะที่แตกต่างกันเช่นกัน

ตารางที่ 2.2 ข้อดีและข้อเสียของการขนส่ง CO₂ แต่ละประเภท

ประเภทการขนส่ง	ข้อดี	ข้อเสียหรือข้อจำกัด
 การขนส่งทางบกด้วยรถบรรทุก	✓ เหมาะสมกับการขนส่งที่มีระยะทางสั้น ✓ มีความสามารถในการเข้าถึงที่หลากหลาย	✗ ไม่เหมาะสำหรับโครงการที่ต้องการขนส่งปริมาณมากหรือมีระยะทางที่ไกล ✗ ค่าน้ำมันและแรงงานค่อนข้างสูง ✗ ได้รับผลกระทบจากสภาพอากาศ และการจราจร
 การขนส่งทางบกด้วยระบบราง	✓ ไม่ได้รับผลกระทบจากสภาพอากาศ และการจราจร	✗ จำเป็นต้องใช้การขนส่งอย่างอื่น ก่อนที่จะใช้การขนส่งประเภทนี้ ✗ ต้องการจุดหมายปลายทางที่ใกล้กับรางรถไฟ
 การขนส่งทางเรือ	✓ เหมาะสำหรับการขนส่งไปยังพื้นที่กักเก็บบริเวณนอกชายฝั่งหรือภายนอกประเทศ ✓ เพิ่มศักยภาพในการกักเก็บคาร์บอน	✗ การควบคุมอุณหภูมิและความดันของอุปกรณ์เป็นสิ่งสำคัญ
 การขนส่งด้วยระบบท่อ	✓ เหมาะสำหรับการขนส่งในปริมาณมาก และมีราคาในการขนส่งที่ต่ำ	✗ มีการลงทุนในตอนแรกค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับประเภทอื่น

เมื่อพิจารณาความแตกต่างและข้อจำกัดของการขนส่งแต่ละประเภทโดยคำนึงถึงปัจจัยแวดล้อมที่เกี่ยวข้องพบว่าการขนส่งด้วยระบบท่อและการขนส่งทางบกด้วยรถบรรทุกเป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับการออกแบบระบบขนส่ง CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวลไปสู่แหล่งกักเก็บ

2.1.3 เทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂

เทคโนโลยีการกักเก็บ CO₂ คือ กระบวนการนำ CO₂ ที่ปล่อยออกมาจากแหล่งต่างๆ เช่น โรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า มาอัดและกักเก็บไว้ในชั้นหินใต้ดินที่เหมาะสม ซึ่งประกอบด้วยชั้นแหล่งกักเก็บ (formation) และหินกักกัน (cap rock) ในลักษณะเดียวกับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สามารถกักเก็บก๊าซธรรมชาติไว้ยังแหล่งผลิต

แนวคิดการกักเก็บ CO₂ เชิงธรณีวิทยา คือการกักเก็บในแหล่งกักเก็บใต้พิภพโดยเริ่มต้นในช่วง ทศวรรษ 1970 ในแหล่งพัฒนาปิโตรเลียมของสหรัฐอเมริกา มีวัตถุประสงค์เริ่มแรกเพื่อเพิ่มผลผลิตน้ำมัน จากการอัด CO₂ เป็นตัวทำละลายน้ำมันดิบสำหรับขั้นตอนผลิตน้ำมันขั้นตติยภูมิ (enhanced oil recovery) ซึ่งดำเนินการหลังการผลิตขั้นปฐมภูมิและทุติยภูมิ (primary & secondary productions) ต่อมาจึงพัฒนา แนวคิดการกักเก็บแบบถาวร (dedicated storage) ในแหล่งกักเก็บที่เฉพาะเจาะจง เช่น การกักเก็บในชั้นหิน อู่น้ำ (saline formations) แหล่งปิโตรเลียมที่พร่องแล้ว (depleted petroleum fields) และแหล่งกักเก็บ นอกรูปแบบ (unconventional storages) [16] ซึ่งครอบคลุมทั้งการกักเก็บในบริเวณนอกชายฝั่ง (offshore) และบนฝั่ง (onshore) การประเมินเทคโนโลยีการกักเก็บและการวิเคราะห์ต้นทุน ถูกจัดหมวดหมู่ตามขั้นตอน และแนวทางการพัฒนาโครงการการกักเก็บ CO₂ ดังแสดงในตารางที่ 2.3

1) การประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ (resource assessment) คือการประเมินความสมบูรณ์ของโครงสร้างและคุณสมบัติที่เอื้อในการคงอยู่ของ CO₂ ในชั้นกักเก็บโดยไม่รั่วไหลไปที่ชั้นอื่นๆ การกักเก็บ CO₂ จะประเมินผ่านคุณสมบัติที่สำคัญในการกักเก็บ อย่างไรก็ตามความไม่แน่นอนในการประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บยังคงเป็นปัญหาหลักของเทคโนโลยีการสำรวจ

ตารางที่ 2.3 ขั้นตอนและแนวทางในการพัฒนาโครงการกักเก็บ CO₂ [17]

	 Resource assessment	 Design and development	 Construction	 Operation	 Closure	 Post closure
Timeframe (year)	2-6	1-5	1-3	20-50	Variable	10+*
Investment level	Medium to high	Medium	High	Low	Moderate	Very low
SRMS category	Prospective	Contingent to capacity	Capacity	On injection	Stored	Stored
Description	Process to identify and study CO ₂ storage resources. Investment carries exploration risk since not every resource will be developable.	Project planning and design including FEED activities and permitting in advance of FID.	Post-FID activities, including site construction, connection to transport lines, expansion of MMV instrumentation and drilling of additional wells.	Period of time during which CO ₂ is actively injected into the subsurface. This is commonly referred to as "on injection".	Period between cessation of injection activities and the granting of a closure authorisation.	Period of time after injection ceases where the CO ₂ plume is still actively being monitored. Time during which site responsibility is transferred if applicable.
Policy considerations	- Support resource assessment. - Create a management strategy for storage resources. - Define fit-for-purpose legal and regulatory frameworks. - Consider whether existing infrastructure nearing end of its life could be repurposed. - Ensure that resources are in place to support licensing and permitting. - Define safety criteria including MMV. - Outline site inspection requirements.		- Consider providing subsidies to support early movers. - Ensure regulatory framework allows for storage operations.		- Define well abandonment and surface remediation requirements. - Define the requirements for issuance of a closure certificate or equivalent. - Define length of time required for post-closure monitoring. - Consider mechanism to transfer liability to the state after a period of post-closure monitoring.	

การสำรวจอันซึ่งได้มาของข้อมูลที่แน่นอนจะต้องแลกกับต้นทุนในการสำรวจที่สูง ดังนั้นเทคนิคการสำรวจจึงเริ่มจากการสำรวจในภาพกว้างและจำกัดความเป็นไปได้ของแหล่งกักเก็บที่มีศักยภาพ เพื่อนำไปสู่การสำรวจอย่างละเอียดในแหล่งที่มีศักยภาพทั้งด้านเทคนิควิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ จากคุณสมบัติข้างต้นที่กล่าวมาได้จากการประเมินชั้นหินที่มีความลึกมากกว่า 800 เมตร เนื่องจากก๊าซ CO₂ ในชั้นหินลึกระดับนี้จะอยู่ในสถานะของไหลวิกฤตยิ่งยวด (supercritical fluid) เพื่อประสิทธิภาพในการจัดเก็บ [16] ดังนั้น การสำรวจและประเมินชั้นหินใต้ดินจึงจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีที่มีความสามารถในการสำรวจชั้นหินลึก ได้แก่

- **การสำรวจด้วยคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Surveying):** เป็นเทคนิคทางธรณีฟิสิกส์ที่ใช้ในการตรวจสอบโครงสร้างของชั้นหินใต้พื้นผิวโลก หลักการพื้นฐานของการสำรวจแผ่นดินไหวคือการส่งคลื่นเสียง (reflections) ผ่านชั้นต่างๆ ของโลก และบันทึกเวลาที่คลื่นสะท้อนกลับมา (acquisition) เพื่อสร้างภาพของโครงสร้างใต้พื้นดิน โดยคลื่นที่ใช้ในการสำรวจแบ่งออกเป็นสองประเภทหลักคือ คลื่น P (คลื่นอัด) และคลื่น S (คลื่นเฉือน) กระบวนการเก็บข้อมูลแผ่นดินไหวเริ่มจากการบันทึกการสะท้อนและการหักเหของคลื่นเสียงที่ส่งผ่านชั้นหินต่างๆ และการประมวลผลข้อมูลจะรวมถึงการแก้ไขสัญญาณเพื่อเพิ่มความชัดเจนและลดสัญญาณรบกวน (sorting and gathering) [18]

- **การสำรวจแผ่นดินไหวแบบ 2 มิติ (2D Seismic Survey):** ใช้การวางตัวรับคลื่นเป็นเส้นตรงและส่งคลื่นเสียงไปในแนวเดียวกัน ทำให้ได้ภาพที่แสดงเฉพาะส่วนได้เส้นที่สำรวจ ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจ 2D มักมีความชัดเจนไม่มากพอ เนื่องจากการเกิดการบิดเบือนของคลื่นที่สะท้อนจากโครงสร้างที่อยู่ห่างจากเส้นที่สำรวจ แต่การสำรวจแบบนี้มีข้อดีในการเก็บข้อมูลได้ง่ายและรวดเร็ว

- **การสำรวจแผ่นดินไหวแบบ 3 มิติ (3D Seismic Survey):** จะใช้การวางตัวรับคลื่นหลายเส้นขนานกันและครอบคลุมพื้นที่มากขึ้น ทำให้ได้ภาพสามมิติที่ละเอียดและชัดเจนกว่า 3D seismic survey ช่วยให้เราสามารถวิเคราะห์ข้อมูลในมุมมองที่หลากหลาย และสร้างภาพสามมิติของโครงสร้างใต้ดินได้ ทำให้สามารถระบุรายละเอียดต่างๆ ได้อย่างแม่นยำ

- **การสำรวจ Vertical Seismic Profile (VSP):** VSP เป็นเทคนิคการสำรวจแผ่นดินไหวที่มีการติดตั้งอุปกรณ์รับคลื่นในหลุมเจาะและบันทึกคลื่นเสียงที่สะท้อนกลับมาจากชั้นหินใต้พื้นดินจากแหล่งกำเนิดคลื่นที่อยู่บนพื้นดินหรือบนผิวน้ำ VSP มีหลายประเภท เช่น Zero-offset VSP, Offset VSP, Walkaway VSP, และ Seismic-while-drilling VSP ซึ่งช่วยให้ได้ข้อมูลที่ละเอียดและแม่นยำเกี่ยวกับโครงสร้างใต้ดินในบริเวณใกล้เคียงกับหลุมเจาะ

2) การออกแบบ (design and development) คือการวางแผนและออกแบบโครงการ รวมถึงกิจกรรม Front-End Engineering and Design (FEED) และการขออนุญาตล่วงหน้าก่อนการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) จะมีตั้งแต่การออกแบบโครงสร้างพื้นฐานสำหรับพื้นที่อัดฉีดโดยส่วนมากจะประกอบด้วย สำนักงาน แทงค์บรรจุ CO₂ ปัม ระบบความคุมอุณหภูมิ CO₂ (ambient air heaters & electrical heater) จนถึงการออกแบบแต่ละหลุมเจาะประกอบไปด้วยหลุมอัด (injection well) และหลุมสำรวจ (observation well) โดยจะต้องออกแบบขนาด ปริมาณ ชนิดของคอนกรีตและโคลนในการเจาะให้สอดคล้องกับความดันในแต่ละชั้นเช่นเดียวกับการออกแบบหลุมเจาะของอุตสาหกรรมปิโตรเลียม (well design) โดยการออกแบบดังกล่าวจำเป็นต้องใช้ข้อมูลความจุของแหล่งกักเก็บ (storage capacity) ช่วยในการตัดสินใจวางแผนและประเมินความเสี่ยงของกระบวนการกักเก็บ CO₂ และการประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ

3) การก่อสร้าง (construction) ในพื้นที่อัด CO₂ ประกอบด้วยโครงสร้างพื้นฐานที่เหนือผิวดิน ได้แก่ หอเก็บ CO₂ ชั่วคราว (intermediate storage tanks), ปัมลูกสูบ (piston pump), เครื่องทำความร้อนด้วยอากาศ (ambient air heaters), เครื่องทำความร้อนด้วยไฟฟ้า (electrical heater), ท่อ (pipeline) และหัวหลุมอัดฉีด (wellhead) และส่วนใต้ดินที่เป็นส่วนประกอบของท่อส่งต่างๆ

4) การดำเนินการ (operations) การอัด CO₂ ลงใต้ดินจะถูกติดตามอยู่ในแทงค์ผ่านท่อจนไปถึงแหล่งกักเก็บผ่านเทคโนโลยีการวัด การเฝ้าระวัง และการยืนยันการกักเก็บ (Measurement, Monitoring and Verification, MMV) นอกจากนี้ยังมีการตรวจจับความดัน อุณหภูมิ และปริมาณ CO₂ รอบหลุม (wellbore monitoring) เพื่อวัดการรั่วไหลของ CO₂ จากท่อส่ง และการตรวจสอบเป็นระยะ (periodic monitoring) ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบภาคพื้นดินและการทำ Geoelectric Monitoring ตามข้อกำหนดที่กำหนดในแต่ละประเทศ

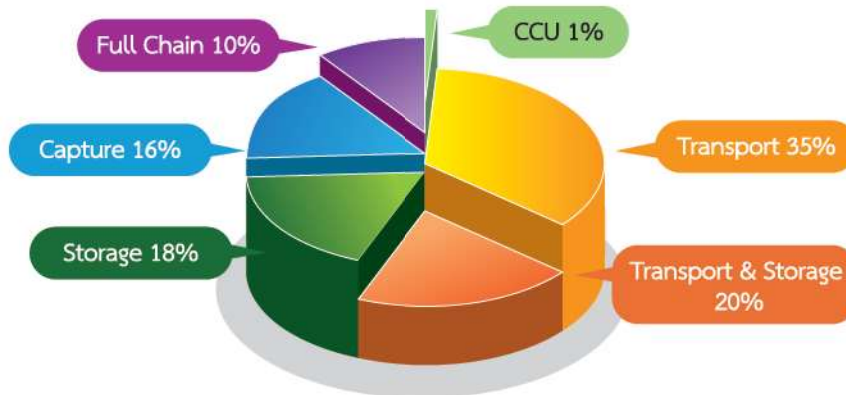
5) การปิดและสละหลุมถาวร (closure) เมื่อแหล่งกักเก็บหมดศักยภาพในการกักเก็บ CO₂ แล้วจะเข้าสู่กระบวนการ Plug and Abandonment โดยการนำโครงสร้างพื้นฐานในการอัดออกแล้วจึงใช้วัสดุเนื้อแน่น (bridge plug) ที่ทนต่อการกัดกร่อนของ CO₂ อุดในแต่ละชั้นที่ทำการระเบิดเจาะผนังหลุม (perforations) โดยที่ยังคงเหลืออุปกรณ์สำหรับ MMV บางส่วนในการดำเนินการ

6) การติดตามผลหลังการสละหลุม (post closure) เพื่อตรวจสอบว่า CO₂ ยังคงเก็บกักอยู่ในชั้นหินอย่างปลอดภัย โดยมีกิจกรรมตรวจติดตามและเฝ้าระวัง เช่น การวัดความดัน และการสำรวจด้วยคลื่นไหวสะเทือน โดยระยะเวลาการติดตามผลหลังการสละหลุมจะแตกต่างกันไปตามข้อกำหนดทางกฎหมายและความต้องการของโครงการ โดยแผนที่กำลังมีการจัดทำในปัจจุบันคือ 18 ปี

2.2 สถานการณ์ปัจจุบันของ BECCS ในระดับสากล

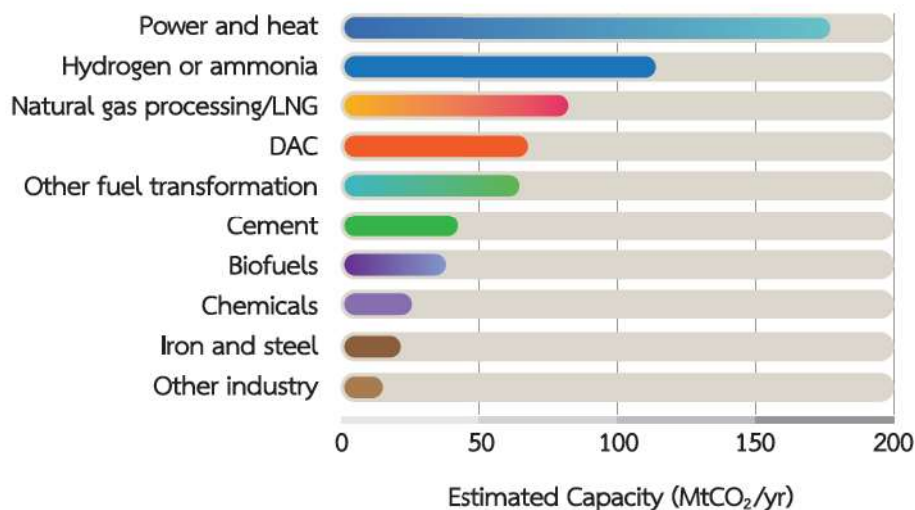
จากฐานข้อมูลโครงการด้าน CCUS ทั่วโลกที่รวบรวมโดยองค์กรพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency, IEA) ในปี 2024 [19] พบว่ามีทั้งสิ้น 844 โครงการ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นโครงการด้านการขนส่งหรือกักเก็บ CO₂ จำนวน 285 โครงการ มีความสามารถในการขนส่งและกักเก็บดักจับรวมมากถึง 1,627 MtCO₂/yr ส่วนโครงการอื่นๆ ที่มีการดักจับ CO₂ จากแหล่งปล่อยนั้น มีจำนวน 559 โครงการ มีความสามารถในการดักจับรวมประมาณ 598 MtCO₂/yr มาจากโครงการด้านการดักจับร้อยละ 16 โครงการที่มีการดำเนินการตลอดห่วงโซ่ (full chain) ร้อยละ 10 และโครงการที่มีการดักจับและใช้ประโยชน์จาก CO₂ (CCU) เพียงร้อยละ 1 ดังแสดงด้วยแผนภูมิวงกลม รูปที่ 2.3 ซึ่งในโครงการที่มีการดักจับสามารถแบ่งได้ตามสาขาอุตสาหกรรม ดังแสดงในแผนภูมิแท่งใน รูปที่ 2.4 จะเห็นว่าสาขาพลังงานและความร้อนมี ความสามารถในการดักจับสูงสุดที่ประมาณ 175 MtCO₂/yr จาก 147 โครงการ ตามด้วยสาขาไฮโดรเจนและแอมโมเนีย 109 MtCO₂/yr จาก 91 โครงการ และสาขาการแยกก๊าซธรรมชาติและ LNG 80 MtCO₂/yr จาก 50 โครงการ

สัดส่วนตาม Capacity (MtCO₂/yr) โดยประมาณของ
โครงการด้าน CCUS



รูปที่ 2.3 Estimated Capacity (MtCO₂/yr) ของโครงการด้าน CCUS แบ่งตามประเภทการดำเนินการ
(T&S ย่อมาจาก Transport และ Storage)

โครงการด้าน CCUS ในแต่ละสาขาอุตสาหกรรม



รูปที่ 2.4 Estimated Capacity ของโครงการด้าน CCUS ที่มีการดักจับ (Capture, Full Chain, CCU)
ในแต่ละสาขาอุตสาหกรรม (DAC ย่อมาจาก Direct Air Capture)

สำหรับโครงการด้าน BECCS ที่ระบุในฐานข้อมูล IEA 2024 อยู่ใน 2 สาขาอุตสาหกรรมหลัก คือ สาขาลังงานและความร้อน (power and heat) จำนวน 10 โครงการ มีความสามารถในการดักจับรวมประมาณ 16 MtCO₂/yr โดยมีช่วงต่ำสุดและสูงสุดอยู่ที่ 0.15 และ 4.3 MtCO₂/yr และสาขาเชื้อเพลิงชีวภาพ (biofuels) จำนวน 70 โครงการ มีความสามารถในการดักจับรวมประมาณ 34 MtCO₂/yr ดังระบุในตารางที่ 2.4 โครงการส่วนใหญ่อยู่ในช่วงวางแผนมีเพียง 1 โครงการในสาขาลังงานและความร้อนที่โรงไฟฟ้า Mikawa ประเทศญี่ปุ่น และอีก 5 โครงการในสาขาเชื้อเพลิงชีวภาพที่อยู่ในขั้นการดำเนินการ

สำหรับโครงการ BECCS ในสาขาเชื้อเพลิงชีวภาพ เป็นการดักจับ CO₂ จากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ ซึ่งมีความเข้มข้นสูงกว่า CO₂ จากก๊าซไอเสียหลังการเผาไหม้ในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล คาดว่าทำให้มีโครงการ BECCS ในสาขาเชื้อเพลิงชีวภาพสูงกว่าสาขาลังงานและความร้อน และเป็นที่น่าสังเกตว่าโครงการ BECCS ในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพส่วนใหญ่ตั้งอยู่ในประเทศสหรัฐอเมริกา (57 โครงการ 32 MtCO₂/yr)

ตารางที่ 2.4 สถานะโครงการ BECCS ในสาขาพลังงานและความร้อน และสาขาเชื้อเพลิงชีวภาพ

สถานะโครงการ	สาขาพลังงานและความร้อน		สาขาเชื้อเพลิงชีวภาพ	
	จำนวนโครงการ	Estimated Capacity (MtCO ₂ /yr)	จำนวนโครงการ	Estimated Capacity (MtCO ₂ /yr)
วางแผน	7	15.55	63	32.38
ก่อสร้าง	2	0.43	1	0.38
ดำเนินการ	1	0.18	5	1.35
ชะลอ/ยุติ	-	-	1	0.33

อย่างไรก็ตามสำหรับประเทศไทยได้วางแผนการดำเนินการด้าน BECCS ในภาคการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลเป็นหลัก ในขณะที่ระดับโลกการดำเนินงานด้าน BECCS ในภาคการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลยังเป็นไปค่อนข้างช้า มีโครงการ BECCS ด้านนี้เพียง 10 โครงการ เมื่อเทียบกับจำนวน 147 โครงการในสาขาไฟฟ้าและความร้อน ดังรายชื่อใน ตารางที่ 2.5 และความสามารถในการดักจับ CO₂ รวมที่ประมาณร้อยละ 9 ของโครงการในสาขาไฟฟ้าและความร้อนทั้งหมด ใน 10 โครงการมีโครงการที่ดำเนินการเพียง 1 โครงการ และอยู่ระหว่างการก่อสร้างอีก 2 โครงการ ส่วนอีก 7 โครงการอยู่ในขั้นการวางแผน หากเป็นไปตามแผนที่วางไว้จะเริ่มดำเนินการได้ในช่วงปี 2026-2030

ตารางที่ 2.5 รายชื่อโครงการ BECCS ในภาคการผลิตไฟฟ้าและความร้อน

ชื่อโครงการ	ประเทศ	ปีที่จะดำเนินการ	สถานะ	Estimated capacity (MtCO ₂ /yr)
 Mikawa Power Plant BECCS Fukuoka Prefecture	Japan	2020	ดำเนินการ	0.18
 Asnæs Power Station	Denmark	2026	ก่อสร้าง	0.28
 Avedøre Power Station CCS	Denmark	2026	ก่อสร้าง	0.15
 Drax BECCS Project (Phase 1)	United Kingdom	2027	วางแผน	4.3
 Drax BECCS Project (Phase 2)	United Kingdom	2030	วางแผน	3.7
 Drax US BECCS plant 1	United States	2030	วางแผน	3
 Drax US BECCS plant 2	United States	2030	วางแผน	3
 Ince Bioenergy Carbon Capture and Storage (InBECCS) scaleup	United Kingdom	2029	วางแผน	0.25
 Soderenergi Igelsta plant	Sweden	2030	วางแผน	0.5
 Stockholm Exergi Värtan CHP CCS (BECCS@STHLM)	Sweden	2026	วางแผน	0.8

2.3 กรณีศึกษา BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล

เพื่อเป็นข้อมูลในการประเมินความเป็นไปได้และศักยภาพของเทคโนโลยี BECCS ได้รวบรวมข้อมูลกรณีศึกษาจากโครงการ BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลในต่างประเทศ ครอบคลุมมิติทางด้านเทคนิค ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน ซึ่งจะนำไปสู่การวิเคราะห์เชิงบูรณาการเพื่อชี้ให้เห็นถึง ศักยภาพทางเทคนิค ความท้าทายในด้านต้นทุนการลงทุน ที่จะช่วยสนับสนุนการประเมินต้นทุนระบบ BECCS และออกแบบแบบจำลองทางการเงินที่เหมาะสมสำหรับการประยุกต์ BECCS เข้ากับระบบการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือของไทยต่อไป

ตัวอย่างกรณีศึกษาที่น่าสนใจ 3 ตัวอย่าง ได้แก่ 1. Mikawa Power Plant BECCS Fukuoka Prefecture 2. Drax BECCS และ 3. Stockholm Exergi Värtan CHP CCS (BECCS@STHLM) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

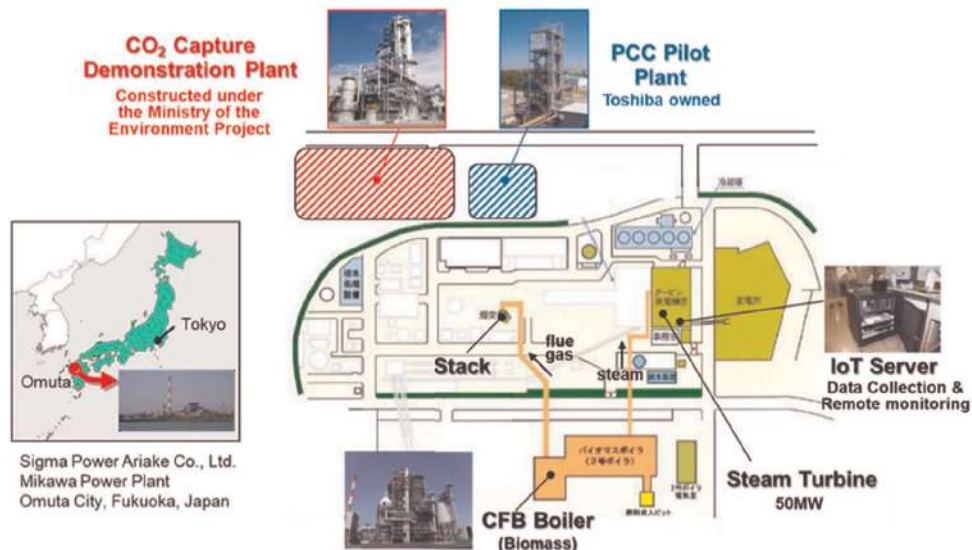
1. โครงการ Mikawa Power Plant BECCS Fukuoka Prefecture

ประเทศ	ญี่ปุ่น
ปีดำเนินการ	2020
Capacity	0.18 MtCO ₂ /yr

● ภาพรวมโครงการ

โรงไฟฟ้ามิคาวะ ในเมืองโอมูตะ จังหวัดฟูกูโอกะ ประเทศญี่ปุ่น เป็นโรงไฟฟ้าชีวมวลแห่งแรกของโลกที่ประยุกต์ใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (BECCS) ขนาดใหญ่ และยังคงเป็นโครงการ BECCS จากโรงไฟฟ้าชีวมวลแห่งเดียวที่ดำเนินการแล้วในปัจจุบัน โดยโรงไฟฟ้าแห่งนี้เคยเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินมาก่อน และได้มีโรงงานนำร่อง (pilot plant) สำหรับการดักจับคาร์บอนที่ 10 ตันต่อวัน ต่อมาในปี 2017 บริษัท Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation (Toshiba ESS) ได้ดัดแปลงโรงไฟฟ้ามิคาวะให้เปลี่ยนมาใช้ชีวมวลแทนถ่านหิน โดยมีกำลังการผลิต 50 MW ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจากกะลาปาล์มซึ่งเป็นผลพลอยได้ทางการเกษตร (รูปที่ 2.5)

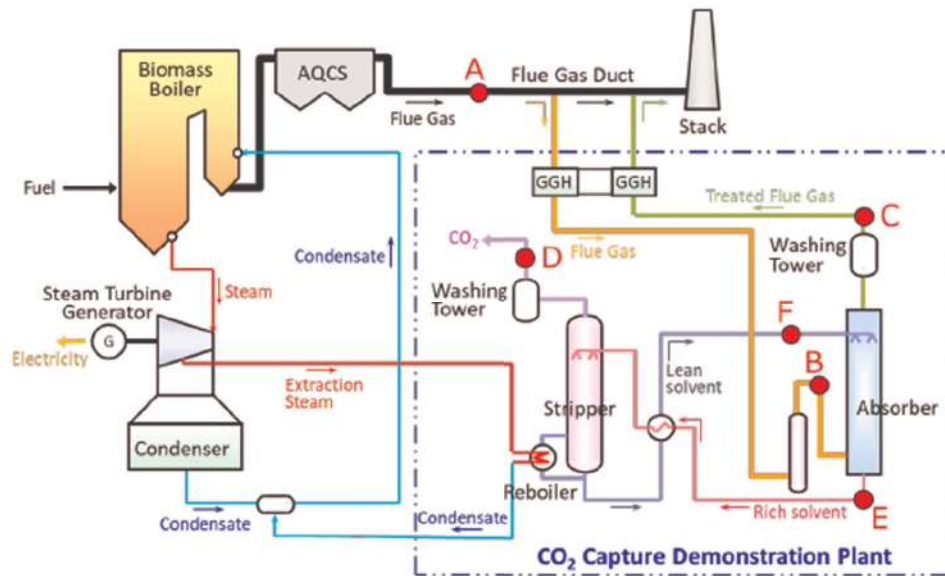
ในปี 2018 Toshiba ESS ร่วมกับองค์กรพันธมิตร 18 แห่ง ด้วยต้นทุนโครงการประมาณ \$212.63 ล้านดอลลาร์สหรัฐ (ประมาณ 7,725 ล้านบาท) เพื่อสร้างหน่วยดักจับ CO₂ ที่โรงไฟฟ้ามิคาวะ (demonstration plant) ที่สามารถดักจับ CO₂ ได้มากกว่าร้อยละ 50 ของการปล่อย แผนในอนาคตของโครงการนี้ประกอบด้วย การก่อสร้างระบบผลิตและบรรจุ CO₂ เหลว และเรือขนส่ง/อัด CO₂ และการตรวจสอบพื้นที่จัดเก็บนอกชายฝั่ง โดยมีเป้าหมายการดำเนินการตั้งแต่การดักจับไปจนถึงการกักเก็บ CO₂ แล้วเสร็จภายในปี 2030 [6], [12], [13], [20], [21]



รูปที่ 2.5 ระบบดักจับคาร์บอนที่โรงไฟฟ้ามิคาวะ [14]

● ข้อมูลเชิงเทคนิคของระบบ BECCS

ระบบการดักจับคาร์บอนอยู่ที่ 600 ตันต่อวัน (ประมาณ $0.18 \text{ MtCO}_2/\text{yr}$) หรือมากกว่าร้อยละ 50 ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าซึ่งมีความเข้มข้นของ CO_2 ประมาณ 15 vol.% (dry base) ในปี 2009 โครงการนำร่องระบบดักจับคาร์บอนแบบหลังการเผาไหม้ใช้เทคโนโลยี Amine-based Solvent เริ่มแรกสามารถดักจับ CO_2 ได้ 10 ตันต่อวัน ปัจจุบันใช้เทคโนโลยี Toshiba Solvent-1 (TS-1) ซึ่งพัฒนาจาก Amine-based Absorption เช่นเดิม และประสิทธิภาพการดักจับที่ประมาณร้อยละ 95 (รูปที่ 2.6)



รูปที่ 2.6 แผนภาพกระบวนการดักจับ CO_2 ที่โรงงานสาธิต [22]

● ข้อมูลทางการเงิน

• แบบจำลองรายรับ (Revenue Model)

ไม่พบข้อมูลเชิงลึกเกี่ยวกับรูปแบบรายได้ของโครงการ BECCS ที่โรงไฟฟ้ามีควะ อย่างไรก็ตามโครงการนี้จัดตั้งขึ้นเพื่อสาธิตระบบ BECCS และยังอยู่ในช่วงการดำเนินโครงการต่อขยายไปสู่การขนส่งและกักเก็บคาร์บอน ดังนั้นคาดว่าจะยังไม่ได้มีการกำหนดแหล่งรายได้ที่ชัดเจนนัก

• การจัดหาเงินทุนและแหล่งที่มาของเงินทุน (Capital Financing)

เนื่องจากโครงการนี้เป็นส่วนหนึ่งของ “โครงการ Sustainable CCS” ของกระทรวงสิ่งแวดล้อม รัฐบาลญี่ปุ่น คาดว่าโครงสร้างหลักของเงินทุนน่าจะมาจากการสนับสนุนเงินทุนจากรัฐบาล โดยมีความร่วมมือกับ Toshiba ESS ซึ่งเป็นผู้ให้บริการเทคโนโลยีหลัก ร่วมกับองค์กรพันธมิตร 18 แห่งจากภาคส่วนต่างๆ เช่น สถาบันวิจัย บริษัทก่อสร้าง และบริษัทเทคโนโลยี [12]

• โครงสร้างความเป็นเจ้าของ (Ownership Structure)

โรงไฟฟ้ามีควะดำเนินการโดยบริษัท SIGMA POWER Ariake Corporation ในเครือของบริษัท Toshiba ESS การดำเนินโครงการ BECCS นี้อยู่ภายใต้ “โครงการ Sustainable CCS” ซึ่งได้รับมอบหมายจากกระทรวงสิ่งแวดล้อมของรัฐบาลญี่ปุ่น โดย Toshiba ESS รับผิดชอบในการสร้างและดำเนินการโครงการ แสดงถึงบทบาทสำคัญของบริษัท Toshiba ESS ทั้งการเป็นเจ้าของ ผู้ให้บริการเทคโนโลยีและดำเนินการ ภายใต้การสนับสนุนจากรัฐบาลญี่ปุ่น สะท้อนถึงการมีส่วนร่วมของภาครัฐและเอกชนในการพัฒนาเทคโนโลยี BECCS [14]

● ปัญหาอุปสรรคและแนวทางแก้ไข

การปลดปล่อยสารเอมีนจากหน่วยดักจับ CO₂ ถือเป็นปัญหาสำคัญซึ่งโครงการนี้ได้พัฒนาวิธีการลดการปล่อยสารเอมีนและติดตั้งในโรงงานสาธิตที่โรงไฟฟ้ามิดวาระ พร้อมกับประเมินประสิทธิภาพในระหว่างการดำเนินการแล้ว ในส่วนของแหล่งกักเก็บ CO₂ ที่มีศักยภาพสำหรับประเทศญี่ปุ่น ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่นอกชายฝั่ง ซึ่งมีความไม่สอดคล้องระหว่างแหล่งปล่อยและแหล่งกักเก็บ CO₂ จึงต้องมีการออกแบบแหล่งปล่อยและแหล่งกักเก็บ CO₂ (source-sink matching) ให้เหมาะสมและมีประสิทธิภาพ และมีการพัฒนาเทคโนโลยีการขนส่ง CO₂ ทางเรือควบคู่กัน

2. โครงการ Drax BECCS

ประเทศ	สหราชอาณาจักร
ปีที่ดำเนินการ	2027 (เฟส 1), 2030 (เฟส 2)
Capacity	4.3 MtCO ₂ /yr (เฟส 1), 3.7 MtCO ₂ /yr (เฟส 2)

● ภาพรวมโครงการ

โครงการ Drax Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) เป็นโครงการ BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีความสามารถในการดักจับสูงสุด เมื่อเทียบกับโครงการ BECCS อื่นๆ ในฐานข้อมูล IEA โดยโรงไฟฟ้า Drax ตั้งอยู่ในนอร์ธยอร์กเชียร์ (North Yorkshire) สหราชอาณาจักร มีเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซ CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ 8 MtCO₂ ต่อปี โดยแบ่งการดำเนินงานเป็น 2 เฟส เฟสแรก 4.3 MtCO₂/yr และเฟสที่สอง 3.7 MtCO₂/yr หรือคิดเป็นประมาณร้อยละ 50 ของการปลดปล่อยทั้งหมดของโรงไฟฟ้า Drax ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2027 และ 2030 ตามลำดับ โครงการนี้เป็นส่วนหนึ่งของ Zero Carbon Humber CCUS Hub ของสหราชอาณาจักร และมีการเชื่อมโยงกับ Northern Endurance Partnership CCS Hub ที่รับผิดชอบด้านการขนส่งและกักเก็บ CO₂ ที่ดักจับได้จากโครงการ โดยมีผู้ดำเนินการหลักคือบริษัท BP และ Equinor (รูปที่ 2.7)

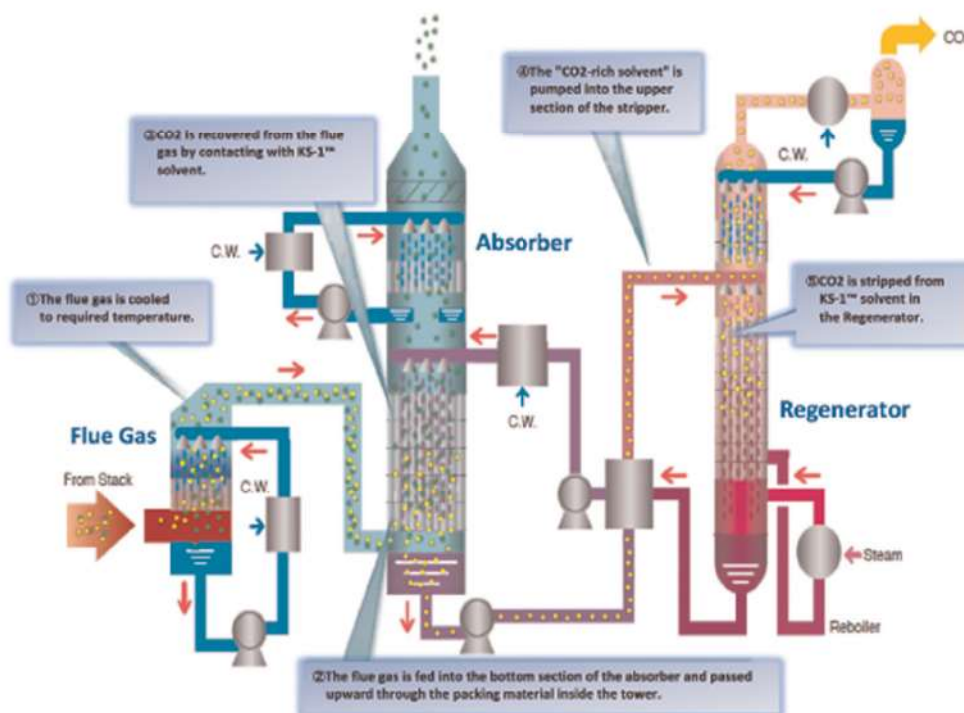


รูปที่ 2.7 ภาพโรงไฟฟ้า Drax และแผนผังโครงการ Zero Carbon Humber ที่เชื่อมต่อบริษัทขนส่งและกักเก็บกับโครงการ Northern Endurance Partnership CCS Hub [23], [24]

โรงไฟฟ้า Drax เริ่มเปลี่ยนจากเชื้อเพลิงถ่านหินเป็นชีวมวลในช่วงปี 2010 และประสบความสำเร็จในโครงการนำร่องเทคโนโลยีดักจับก๊าซ CO₂ (BECCS pilot project) ซึ่งเป็นโครงการแรกในยุโรปในปี 2018 ทำให้ต่อมาได้รับเงินทุนและความร่วมมือในการพัฒนาเทคโนโลยี BECCS ของบริษัทต่อไป รวมถึงการศึกษความเป็นไปได้ด้านวิศวกรรมของโครงการ อย่างไรก็ตาม สถานะปัจจุบันของโครงการ Drax จะลดการลงทุนมูลค่า 2 พันล้านปอนด์ (~9 หมื่นล้านบาท) และอยู่ระหว่างรอความชัดเจนในการสนับสนุนจากรัฐบาลเพิ่มเติม [25], [26], [28]

● ข้อมูลเชิงเทคนิคของระบบ BECCS

Drax เป็นโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ปรับจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน ใช้กระบวนการ Steam Turbine ในการผลิตไฟฟ้า มีกำลังการผลิตรวม 2.6 GW แบ่งเป็น 4 ยูนิต ยูนิตละ 660 MW โดยเชื้อเพลิงชีวมวลมาจากเชื้อเพลิงไม้อัดเม็ด (wood pellets) จากสหรัฐอเมริกาตอนใต้ แคนาดา ยุโรป บราซิล และรัสเซีย โดยวางแผนการติดตั้งระบบดักจับจากโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ด้วยเทคโนโลยีการดักจับแบบหลังการเผาไหม้ โดยเทคนิคการดูดซึมด้วยตัวทำละลายเอมีน KS-21™ - Advanced KM CDR process™ ของบริษัท Mitsubishi Heavy Industries (รูปที่ 2.8) ซึ่งตัวทำละลายที่ใช้มีความสามารถในการกลายเป็นไอ (volatility) ต่ำลง และเสถียรต่อการสลายตัวยิ่งขึ้น ซึ่งคาดว่าจะช่วยลดต้นทุนการดำเนินงาน [23] มีประสิทธิภาพในการดักจับมากกว่าร้อยละ 90 และได้ CO₂ ที่มีความบริสุทธิ์สูงกว่าร้อยละ 99.9 และขนส่ง CO₂ ทางท่อ ความยาวประมาณ 100 กม. และกักเก็บที่แหล่งกักเก็บในชั้นหินอุ้มน้ำในบริเวณ North Sea ผ่านการดำเนินการร่วมกับ Northern Endurance Partnership



รูปที่ 2.8 แผนผังระบบดักจับ CO₂ สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล Drax [27]

● ข้อมูลทางการเงิน

• แบบจำลองรายรับ (Revenue Model)

รูปแบบรายได้สำหรับโครงการคาดว่าจะมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าที่เป็นรายได้หลักของธุรกิจโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน และเงินอุดหนุนจากรัฐบาล อังกฤษเคยสนับสนุนโครงการพลังงานชีวมวลในรูปแบบ Contracts for Difference (CfD) ซึ่งเป็นการประกันราคาสำหรับการผลิตไฟฟ้า จึงเป็นไปได้ที่โครงการ BECCS จะได้รับการสนับสนุนในรูปแบบเดียวกัน และอาจรวมถึงการขายคาร์บอนเครดิตด้วย [28], [29]

• การจัดหาเงินทุนและแหล่งที่มาของเงินทุน (Capital Financing)

การจัดหาเงินทุนสำหรับโครงการขนาดใหญ่ โดยทั่วไปแล้วจะต้องผสมกันระหว่างทุน (equity) หนี้สิน (debt) และเงินทุนให้เปล่า (grants) หรือเงินอุดหนุน (subsidies) จากรัฐบาล อย่างไรก็ตามในปัจจุบันการจัดหาเงินทุนมาจากการลงทุนของ Drax Group plc เป็นหลัก ซึ่งเป็นบริษัทพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญในสหราชอาณาจักร รวมถึงการรับเงินอุดหนุนจากรัฐบาล ซึ่งปัจจุบันยังไม่มีชัดเจน [28], [30], [32]

- โครงสร้างความเป็นเจ้าของ (Ownership Structure)

โครงการอยู่ภายใต้การดูแลของ Drax Group plc ซึ่งเป็นเจ้าของและดำเนินการโรงไฟฟ้า Drax Power Station ยังไม่พบข้อมูลการร่วมทุน [30], [31] ปัจจุบันโครงการ Drax BECCS มีความร่วมมือกับบริษัท Worley สำหรับการออกแบบทางวิศวกรรมและการเงิน (Front End Engineering Design, FEED) [32] และบริษัท Mitsubishi Heavy Industries) ได้รับเลือกให้เป็นผู้จัดหาเทคโนโลยีการดักจับคาร์บอน [33]

● ปัญหาอุปสรรคและแนวทางแก้ไข

อุปสรรคสำคัญในการดำเนินโครงการ Drax BECCS ซึ่งวางแผนการดักจับ CO₂ สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดใหญ่ คือ เงินลงทุนที่มีมูลค่าสูงมาก ทำให้ไม่สามารถลงทุนได้ด้วยเงินของบริษัทเพียงอย่างเดียว แต่ต้องมีการสนับสนุนจากภาครัฐ ซึ่งรัฐบาลในปัจจุบันยังไม่มีมติชัดเจนในการสนับสนุนโครงการ อีกทั้งโรงไฟฟ้าใช้ชีวมวลที่นำเข้าจากต่างประเทศเป็นหลัก ทำให้มีข้อโต้แย้งด้านความยั่งยืนในมิติต่างๆ โดยเฉพาะด้านสิ่งแวดล้อม รวมถึงแบบจำลองรายรับของโครงการยังไม่แน่ชัด จึงมีความกังวลว่าการดำเนินโครงการ BECCS อาจส่งผลกระทบต่อราคาไฟฟ้า หรือถูกส่งต่อความรับผิดชอบด้านการเงินไปยังภาคประชาชนอย่างไม่เป็นธรรม ทำให้ไม่ได้รับการยอมรับจากภาคประชาสังคม และยังมีการถกเถียงถึงความจำเป็นของโครงการ BECCS ต่อการมุ่งสู่เป้าหมาย Net Zero ของประเทศ ซึ่งบริษัทได้มีแนวทางแก้ไขโดยการสื่อสารข้อมูลความจำเป็นและประโยชน์ของ BECCS ต่อสาธารณชน หน่วยงานภาครัฐและภาคการเมืองที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งได้วางแผนการลงทุนโครงการ BECCS ที่สหรัฐอเมริกาเพิ่มเติมด้วย [25], [34]

3. โครงการ Stockholm Exergi Värtan CHP CCS (BECCS@STHLM)

ประเทศ	สวีเดน
ปีที่ดำเนินการ	2026
Capacity	0.8 MtCO ₂ /yr

● ภาพรวมโครงการ

โครงการ Stockholm Exergi Värtan CHP CCS (รูปที่ 2.9) โครงการนี้เป็นต้นแบบสำหรับโรงงานปล่อยก๊าซเชิงลบขนาดใหญ่ในยุโรป โดยมี Stockholm Exergi เป็นผู้พัฒนาโครงการ ตั้งเป้าที่จะดักจับ CO₂ 0.8 MtCO₂/yr จากโรงงานผลิตพลังงานชีวภาพด้วยระบบความร้อนร่วมในกรุงสตอกโฮล์ม ประเทศสวีเดน คาดว่าจะเริ่มดำเนินการภายในปี 2026 [35], [36]



รูปที่ 2.9 โรงไฟฟ้าความร้อนร่วม Stockholm Exergi [37]

● ข้อมูลเชิงเทคนิคของระบบ BECCS

ระบบการดักจับ CO₂ เป็นระบบดักจับหลังการเผาไหม้จากโรงไฟฟ้าระบบความร้อนร่วมจากเชื้อเพลิงชีวมวล (เศษไม้) โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 130 MW และความร้อน 245 MW การดักจับด้วยเทคโนโลยี CapsolEoP® ของบริษัท Capsol Technologies ซึ่งใช้การดูดซับด้วย K₂CO₃ มีประสิทธิภาพการดักจับที่ร้อยละ 90-95 และได้ CO₂ ความบริสุทธิ์ที่ร้อยละ 96-99.9% สำหรับ CO₂ ที่ดักจับได้ จะถูกบีบอัดให้เป็นของเหลวที่ความดัน 15 bar และอุณหภูมิ -26 °C หรือที่ความดัน 7 bar และอุณหภูมิ -45 °C เพื่อขนส่งทางเรือ ก่อนจะนำไปกักเก็บที่แหล่งกักเก็บเฉพาะในประเทศนอร์เวย์

● ข้อมูลทางการเงิน

• แบบจำลองรายรับ (Revenue Model)

โครงการนี้ได้ทำสัญญาระยะยาวกับบริษัท Microsoft ในการกำจัด CO₂ 3.33 MtCO₂ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มส่งมอบใบรับรองการกำจัด CO₂ ได้ในปี 2028 และมีระยะเวลา 10 ปี ซึ่งถือเป็นข้อตกลงการกำจัด CO₂ อย่างถาวรที่มีปริมาณสูงสุดในปัจจุบัน [38] และพบข้อมูลคาดการณ์แหล่งรายได้ของโครงการเพิ่มเติมจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน (Carbon Removal Certificate, CRC) ในตลาดคาร์บอนโดยสมัครใจ [35]

• การจัดหาเงินทุนและแหล่งที่มาของเงินทุน (Capital Financing)

เงินทุนของโครงการมาจาก 3 แหล่งคือ 1) กองทุนนวัตกรรมสหภาพยุโรป (European Union Innovation Fund) ได้รับทุนสนับสนุนจำนวน 180 ล้านยูโร (~7000 ล้านบาท) ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงการให้ทุนสนับสนุนที่ใหญ่ที่สุดในโลกสำหรับการสาธิตเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำที่เป็นนวัตกรรมใหม่ 2) ความช่วยเหลือจากรัฐบาลสวีเดนผ่านการประมูลแบบย้อนกลับ (Reverse Auction) รัฐบาลสวีเดนจะให้เงินอุดหนุนแก่บริษัทที่ลงทุนในโครงการ BECCS และสามารถดำเนินการได้ในราคาที่ถูกลงที่สุดอย่างไรก็ตามการประมูลแบบย้อนกลับครั้งแรกในสวีเดนได้ถูกเลื่อนออกไปเนื่องจากความไม่พร้อมของข้อกำหนดเบื้องต้นที่จำเป็นในการประมูล [39], [40] และ 3) การขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนล่วงหน้า อย่างที่โครงการได้ทำสัญญาระยะยาวกับบริษัท Microsoft [41]

• โครงสร้างความเป็นเจ้าของ (Ownership Structure)

โครงการ BECCS @ STHLM ได้รับการจัดการโดยบริษัท Stockholm Exergi และเป็นเจ้าของร่วมโดยเมืองสตอกโฮล์ม และ Fortum ซึ่งเป็นบริษัทพลังงานสะอาดของฟินแลนด์ [42]

● ปัญหาอุปสรรคและแนวทางแก้ไข

โครงการ BECCS @ STHLM ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ ทำให้ยังไม่มีข้อมูลรายละเอียดความท้าทายที่ชัดเจนมากนัก สำหรับความท้าทายทั่วไปที่อาจเกิดขึ้นได้จะมีความคล้ายคลึงกับโครงการ BECCS ที่ได้กล่าวไปหลายโครงการข้างต้น โดยเฉพาะกลไกตลาดสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเชิงลบ (Market for Negative Emissions) รวมถึงการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน การสร้างตลาดนี้เกี่ยวข้องกับการสนับสนุนด้านกฎระเบียบ ความสนใจของผู้ซื้อ และการยอมรับของสาธารณะ รวมถึงการเจรจาเพื่อให้ได้ข้อตกลงสำหรับการขนส่งและการจัดเก็บ CO₂ อย่างถาวร ซึ่งจะต้องทำให้เสร็จสิ้นก่อนการตัดสินใจลงทุนของโครงการ [41]



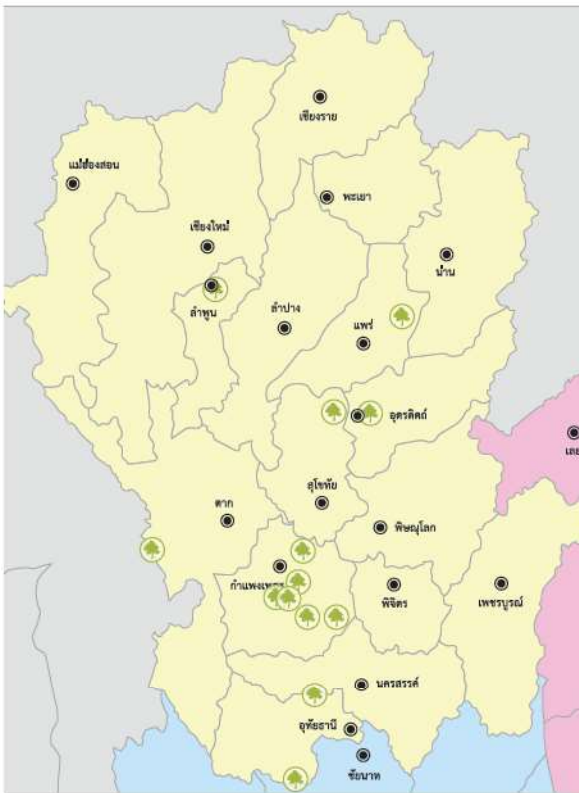


— โรงไฟฟ้าชีวมวลและแอ่งกักเก็บ CO₂ ในภาคเหนือ —



3.1 ภาพรวมโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ

โครงการฯ ได้กำหนดขอบเขตของภาคเหนือในเชิงการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับนิยามของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) [43] ซึ่งรวมจังหวัดตอนบนของทั้งภาคกลางและภาคตะวันตกเข้าไปด้วยกันทั้งหมด 17 จังหวัด ได้แก่ เชียงราย เชียงใหม่ แม่ฮ่องสอน พะเยา น่าน ลำปาง แพร่ ลำพูน อุตรดิตถ์ ตาก สุโขทัย พิษณุโลก เพชรบูรณ์ กำแพงเพชร พิจิตร นครสวรรค์ และอุทัยธานี ดังแสดงใน รูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ขอบเขตภาคเหนือในเชิงการผลิตไฟฟ้า
ที่กำหนดโดย พพ. [43]

ทีมวิจัยได้สืบค้นบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ตั้งอยู่ในขอบเขต 17 จังหวัดข้างต้นจากระบบฐานข้อมูล SPP/VSP ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) [44] พบว่ามีโรงไฟฟ้าชีวมวลทั้งหมด 47 แห่งที่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์แล้ว (Commercial Operation Date, COD) ในปี พ.ศ. 2566 ซึ่งส่วนใหญ่ (44 แห่ง) ผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีกังหันไอน้ำ (steam turbine) และมีส่วนน้อย (3 แห่ง) ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (<1 MW) ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันต่ำกว่าร้อยละ 0.2 เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตติดตั้งโดยรวมของทั้ง 47 แห่ง

งานวิจัยนี้จึงกำหนดขอบเขตการศึกษาเฉพาะโรงไฟฟ้าเทคโนโลยีกังหันไอน้ำ (steam turbine) เพราะมีส่วนสูงมากเมื่อเทียบกับกำลังการผลิตทั้งหมด อีกทั้งการออกแบบระบบดักจับ CO₂ ใช้กระบวนการอ้างอิง (reference process) ด้วยเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ

จากข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลในภาคเหนือจำนวน 44 แห่ง (รายละเอียดในภาคผนวก) โดยเมื่อเรียงลำดับตามกำลังการผลิตติดตั้งจากมากไปน้อย พบว่ามี 21 แห่งที่มีกำลังการผลิตติดตั้งต่ำกว่า 10 MW และอีก 23 แห่งที่มีกำลังการผลิตติดตั้งในช่วง 10-90 MW และโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือส่วนมากจัดเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producers, VSPP) ที่ขายไฟฟ้าตามสัญญาต่ำกว่า 10 MW นอกจากนี้ เมื่อจัดกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือตามผลรวมของกำลังการผลิตติดตั้งในแต่ละจังหวัด ดังแสดงในรูปที่ 3.2 พบว่ากำลังการผลิตติดตั้งรายจังหวัดสูงสุดอยู่ในภาคเหนือตอนล่าง ได้แก่ นครสวรรค์ กำแพงเพชร อุทัยธานี เพชรบูรณ์ และอุตรดิตถ์ ซึ่งนครสวรรค์ และกำแพงเพชร มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่าร้อยละ 50 ของทั้งภาคเหนือ (ประมาณ 967 MW)

ทีมวิจัยได้ดำเนินการเก็บข้อมูล โดยประชาสัมพันธ์และทาบทามโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือให้ร่วมอนุเคราะห์ข้อมูล ซึ่งมีโรงไฟฟ้าทั้งหมด 6 แห่งเข้าร่วมโครงการ โดยข้อมูลการดำเนินการที่ทีมวิจัยได้รับความอนุเคราะห์แบ่งเป็น 3 กลุ่ม คือ

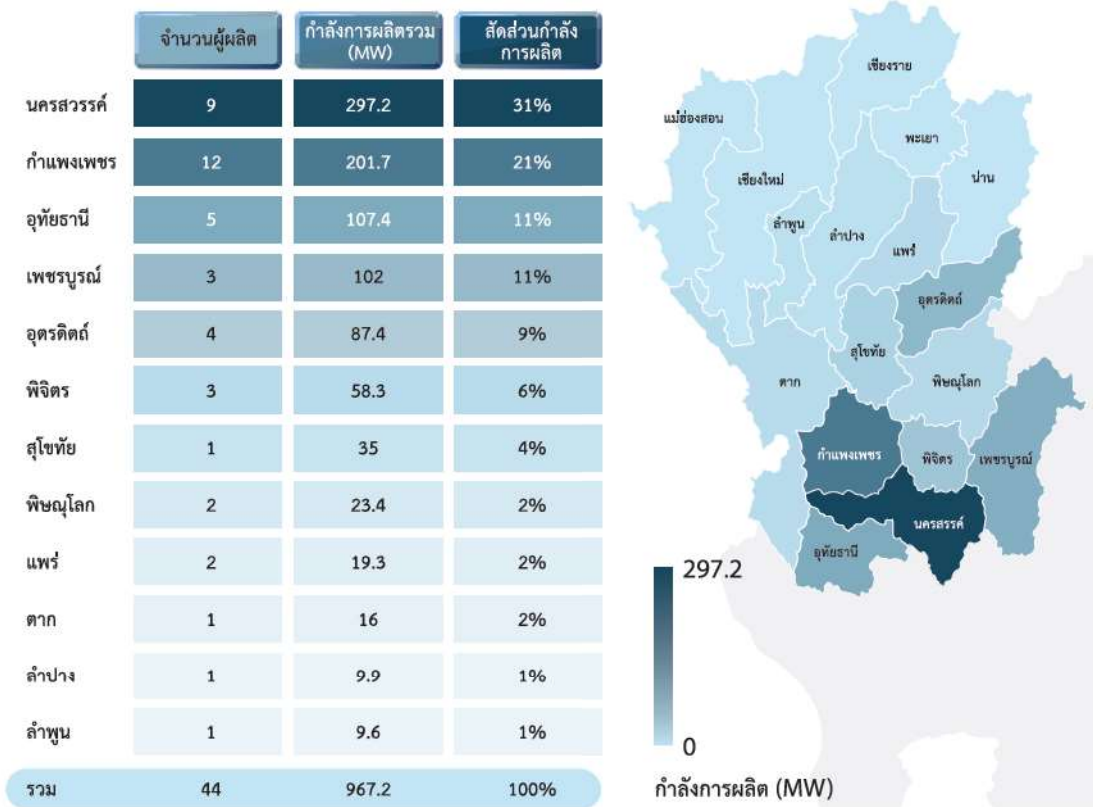
1. ข้อมูลกระบวนการผลิต (อัตราการใช้ความร้อนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (heat rate) อัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (biomass consumption rate), ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (power plant efficiency), จำนวนวันดำเนินการต่อปี ฯลฯ) การใช้งานและการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ รวมถึงสาธารณูปโภคและปัจจัยอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

2. ข้อมูลเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ (ชนิด ค่าความชื้น ค่าความร้อน องค์ประกอบทางเคมี แหล่งที่มา การเตรียมเชื้อเพลิงก่อนใช้งาน และประเด็นการจัดการอื่นๆ)

3. ผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศจากปล่องไอเสียของโรงไฟฟ้าที่อาจส่งผลกระทบต่อกระบวนการดักจับ CO₂

ในส่วนขอข้อมูลทางการเงินของโรงไฟฟ้าชีวมวลในภาคเหนือทั้ง 44 แห่ง ทีมวิจัยได้รวบรวมและวิเคราะห์จากข้อมูลทางการเงินของบริษัทที่เปิดเผยสู่สาธารณะในเว็บไซต์ของกรมพัฒนาธุรกิจการค้า

ทีมวิจัยได้นำข้อมูลปฐมภูมิเหล่านี้ไปประยุกต์ใช้เพื่อประเมินปริมาณการปลดปล่อย CO₂ จากโรงไฟฟ้าในภาคเหนือเพื่อออกแบบระบบดักจับ ขนส่ง และกักเก็บ CO₂ ที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลในภาคเหนือ และเพื่อประกอบการคำนวณต้นทุนการดักจับและกักเก็บ CO₂ (Levelized Cost of Carbon, LCOC) ของการผลิตไฟฟ้า ดังแสดงในหัวข้อต่อไป



รูปที่ 3.2 แผนภาพแสดงผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือและผลรวมกำลังการผลิตติดตั้งในแต่ละจังหวัด

3.2 ศักยภาพแหล่งกักเก็บ CO₂ ในภาคเหนือ

การจัดกลุ่ม (clustering) หรือจับคู่ระหว่างแหล่งปล่อยและแหล่งกักเก็บ CO₂ มักให้ความสำคัญกับระยะห่างระหว่างแหล่งปล่อยและแหล่งกักเก็บ เพื่อให้มีต้นทุนการขนส่ง CO₂ ที่น้อยที่สุด และต้องพิจารณาความสอดคล้องกันของปริมาณการปล่อยและปริมาณกักเก็บได้ กล่าวคือ CO₂ คาดการณ์ที่จะปล่อยต้องมีปริมาณไม่มากกว่าปริมาณที่แหล่งกักเก็บสามารถกักเก็บไว้ได้ตลอดระยะเวลาทั้งโครงการ

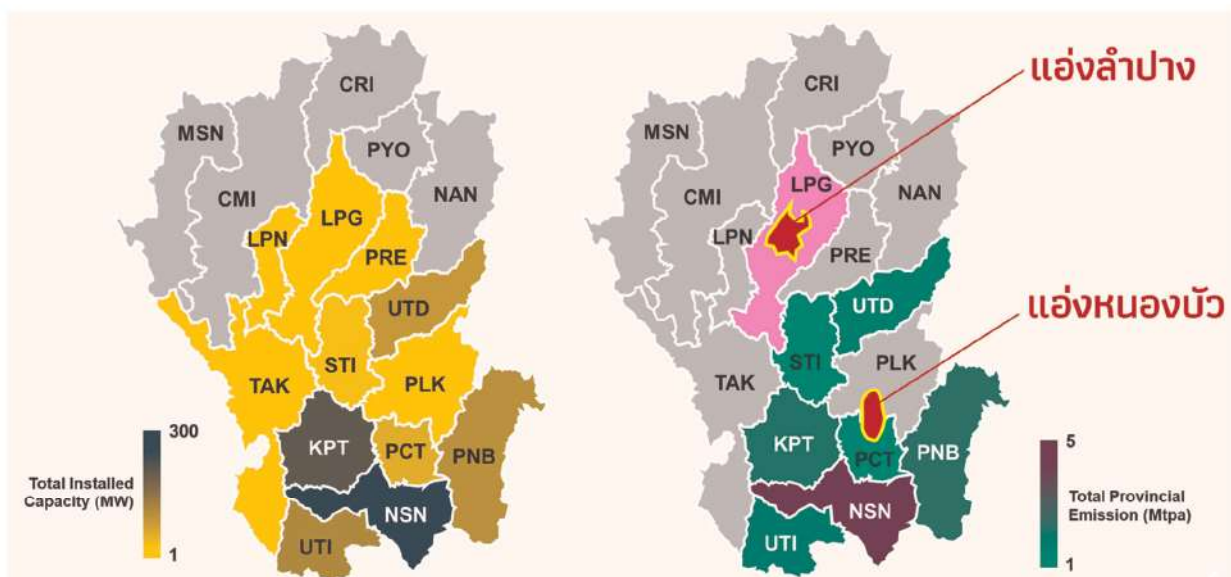
เมื่อพิจารณาพื้นที่เป้าหมายของโครงการ คือบริเวณภาคเหนือของประเทศไทย โดยใช้เกณฑ์ความเหมาะสมของพื้นที่กักเก็บ (selection criteria for storage site) ตามแนวปฏิบัติที่ดีสำหรับการกักเก็บ CO₂ ในชั้นหินอุ้มน้ำของสหภาพยุโรปโดยสำนักสำรวจธรณีวิทยาบริติช (British Geological Survey: BGS) [1] ซึ่งอาศัยการพิจารณาลักษณะทางธรณีวิทยาและสมบัติทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บเป็นหลัก เช่น ชนิดของชั้นหิน ลำดับชั้นหิน ความพรุน ความซึมได้ ฯลฯ กอปรกับการพิจารณาดำเนินการเทียบกับตำแหน่งของโรงไฟฟ้าชีวมวลแล้ว พบว่ามีแอ่งกักเก็บของหินตะกอนในยุคซีโนโซอิก (Cenozoic) ที่เหมาะสมเป็นแอ่งกักเก็บ CO₂ จำนวน 2 แอ่ง คือ แอ่งลำปาง และแอ่งหนองบัว (รูปที่ 3.3)

● แอ่งลำปาง

- ออกแบบให้ชั้นหินแม่สอดส่วนล่าง (Lower Mae Sot Fm) เป็นแหล่งกักเก็บ ประกอบด้วยหินดินดานสีเทาและหินทรายเนื้อละเอียด มีความพรุนระหว่างร้อยละ 9–29 มีความซึมได้ระหว่าง 1–2,000 mD มีความลึกระหว่าง 1,280–2,000 เมตร
- ออกแบบให้ชั้นหินแม่สอดส่วนบน (Upper Mae Sot Fm) เป็นชั้นหินปิดกั้นปฐมภูมิ (primary seal) ประกอบด้วยหินดินดานสีเทาเข้ม หินทราย และหินโคลน

● แอ่งหนองบัว

- ออกแบบให้ชั้นหินลานกระบือ (Lan Krabu Fm) เป็นแหล่งกักเก็บ ประกอบด้วยหินทรายเนื้อละเอียด และหินดินดานสีเข้ม มีความพรุนระหว่างร้อยละ 24–31 มีความซึมได้ระหว่าง 1–2,600 mD มีความลึกระหว่าง 1,800–2,200 เมตร
- ออกแบบให้ชั้นหินประดู่เผ่า (Pratu Tao Fm) เป็นชั้นหินปิดกั้นปฐมภูมิ (primary seal) ประกอบด้วยหินโคลนแทรกสลับกับหินทราย ซึ่งเกิดจากการสะสมตัวโดยแม่น้ำ



รูปที่ 3.3 ตำแหน่งที่ตั้งแอ่งกักเก็บ CO₂ ที่เป็นเป้าหมายของงานวิจัยนี้ (แอ่งลำปางและแอ่งหนองบัว)
(Mtpa = Million tonnes per annum)

● ปริมาณกักเก็บได้

ปริมาณกักเก็บได้สถิต (static storage capacity) ของแอ่งกักเก็บเป้าหมาย คำนวณจากสมการปริมาตร (volumetric estimate) ซึ่งใช้หลักการแทนที่ของ CO_2 ในช่องว่างของชั้นหินเป้าหมาย โดยคำนวณปริมาตรช่องว่างของชั้นหินแหล่งกักเก็บจากสมบัติทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ และปรับปริมาตร CO_2 ที่คำนวณได้เป็นหน่วยน้ำหนัก ซึ่งแปรผันตามความดันและอุณหภูมิของชั้นหินแหล่งกักเก็บ ทั้งนี้ เนื่องจากสมบัติทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บที่ใช้เป็นข้อมูลขั้นต้น ซึ่งมีความไม่แน่นอน (uncertainties) อยู่มาก การคำนวณสมการปริมาตรจึงพิจารณาหลักความน่าจะเป็น (probabilistic estimate) ร่วมด้วย ผ่านการจำลอง Monte Carlo จากการคำนวณมีผลประมาณปริมาณกักเก็บได้สถิต เมื่อพิจารณาความน่าจะเป็นร้อยละ 90 (P90) ในแอ่งลำปางได้เท่ากับ 420 ล้านตัน และในแอ่งหนองบัวได้เท่ากับ 304 ล้านตัน

ในขั้นต่อไป เป็นการออกแบบปริมาณกักเก็บได้พลวัต (dynamic storage capacity) ซึ่งต้องพิจารณาเงื่อนไขทางเทคนิค (technical constraints) ด้านวิศวกรรมแหล่งกักเก็บเพิ่มเติม เช่น การอัดฉีดได้ (injectivity) ธรณีกลศาสตร์ ความดันที่เพิ่มขึ้นในแหล่ง ฯลฯ เพื่อให้การอัดฉีดเป็นไปได้จริงในทางเทคนิค และพิจารณาถึงการกักเก็บที่ถาวรและปลอดภัย (permanent and secure) ด้วยการออกแบบเชิงพลวัตนี้ใช้แบบจำลองเชิงตัวเลข (numerical simulation) ด้วยเครื่องมือ CO2BLOCK [45] ซึ่งพัฒนาโดย Imperial College London สหราชอาณาจักร โดยกำหนดระยะเวลาการอัดฉีดไว้ที่ 35 ปี ได้ผลประมาณอัตราการอัดฉีด (injection rate) และปริมาณกักเก็บได้ ดังต่อไปนี้ แอ่งลำปางมีอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 25 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณกักเก็บได้ไม่เกิน 875 ล้านตัน และแอ่งหนองบัว มีอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 4 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณกักเก็บได้ไม่เกิน 140 ล้านตัน

งานวิจัยนี้ได้ตั้งสมมติฐานค่าเป้าหมายปริมาณกักเก็บ CO_2 ของโครงการ BECCS ในภาคเหนือเท่ากับ 10 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 1 ใน 6 ของค่าเป้าหมายการลดคาร์บอนในภาคพลังงานในปี 2065 ด้วยเทคโนโลยี CCS/BECCS ภายใต้ยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศ (Thailand's Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy) ซึ่งมีตัวเลขเป้าหมายที่ 60 ล้านตันต่อปี อีกทั้งได้พิจารณาข้อจำกัด (constraint) ของอัตราการอัดฉีดสูงสุดของแต่ละแอ่งที่ได้ออกแบบไว้ข้างต้นประกอบกับข้อมูลที่ตั้งของโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ ทำให้แอ่งหนองบัวได้ถูกกำหนดให้เป็นทางเลือกแรกในการออกแบบเพื่อรองรับการกักเก็บคาร์บอนจากโรงไฟฟ้าชีวมวลบริเวณภาคเหนือตอนล่างจนถึงอัตราการอัดฉีดสูงสุด 4 ล้านตันต่อปี และแอ่งลำปางได้ถูกกำหนดให้เป็นทางเลือกลำดับถัดไปในการออกแบบระบบกักเก็บคาร์บอนส่วนที่เหลืออีก 6 ล้านตันต่อปี

3.3 การประมาณปริมาณการปลดปล่อย CO_2 จากโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ (เป้าหมายกักเก็บ 10 ล้านตันต่อปี)

ดังแสดงในตารางที่ 3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าชีวมวลที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 20 รายแรก ส่วนมากตั้งอยู่ใน 5 จังหวัดภาคเหนือตอนล่างดังที่กล่าวแล้วข้างต้น อีกทั้งจากข้อมูลชนิดของชีวมวลที่ทีมวิจัยสืบค้นได้แสดงให้เห็นว่าผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงกว่า 10 MW ส่วนมากใช้ชานอ้อยเป็นเชื้อเพลิงหลักเนื่องจากเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในกลุ่มบริษัทผู้ผลิตน้ำตาล ในขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งต่ำกว่า 10 MW มีแนวโน้มในการใช้เชื้อเพลิงผสมจากชีวมวลหลายประเภท เช่น ไม้สับ แกลบ ชังข้าวโพด ไม้ และอื่นๆ (ข้อมูลรายการชีวมวลหลัก/รองที่แสดงนี้ ส่วนหนึ่งเป็นข้อมูล que ทีมวิจัยได้รับจากผู้ผลิตไฟฟ้าโดยตรง อีกส่วนได้จากการสำรวจข้อมูลจากวรรณกรรม และสำหรับรายที่ไม่สามารถเข้าถึงข้อมูลได้ ทีมวิจัยได้ตั้งสมมติฐานว่าเชื้อเพลิงที่ผู้ผลิตไฟฟ้านั้นๆ ใช้เป็นชีวมวลผสม)

เพื่อประเมินการปลดปล่อย CO_2 โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลแต่ละราย ทีมวิจัยได้อาศัยข้อมูลปริมาณและประเภทของชีวมวลที่ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าภายใต้สมมติฐานที่เกี่ยวข้อง จากนั้นแปลงข้อมูลเชื้อเพลิงชีวมวลดังกล่าวให้เป็นปริมาณ CO_2 ที่ปลดปล่อยจากการเผาไหม้ต่อปี โดยมีเป้าหมายเพื่อระบุพิกัดของผู้ผลิตไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือที่ปลดปล่อย CO_2 สูงสุดรวมกันเป็น 10 MtCO_2/yr เพื่อนำไปสู่การออกแบบระบบและเส้นทางการขนส่ง CO_2 จากแหล่งกำเนิดสู่แหล่งกักเก็บทางธรณีวิทยาตามวัตถุประสงค์ของโครงการฯ โดยมีขั้นตอนการประยุกต์ใช้ข้อมูลและตั้งสมมติฐาน ดังนี้

1. สมมติให้มีการผลิตไฟฟ้า 340 วัน/ปี ณ กำลังการผลิตติดตั้ง (กำลังการผลิตสูงสุด): ได้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต/ปี
2. สมมติให้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าชีวมวล (power plant efficiency) คือร้อยละ 20: ได้อินพุต (input) พลังงานความร้อนจากการเผาไหม้ชีวมวล/ปี
3. ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value, NCV) สำหรับชีวมวลหลัก/รองประเภทต่างๆ ที่คำนวณจากค่า NCV ปฐมภูมิที่ได้รับจากผู้ผลิตไฟฟ้า (หรือจากวรรณกรรมหากไม่มีข้อมูลปฐมภูมิ): ได้น้ำหนักชีวมวล (ขึ้น) ที่ใช้/ปี
4. ค่าความชื้น (%Moisture Content, %MC) ของชีวมวลประเภทต่างๆ โดยใช้ค่า %MC ปฐมภูมิที่ได้รับจากผู้ผลิตไฟฟ้า (หรือจากวรรณกรรมหากไม่มีข้อมูลปฐมภูมิ): ได้น้ำหนักชีวมวลแห้ง (เสมือน) ที่ใช้/ปี
5. ปริมาณคาร์บอน (%Carbon Content, %C) ของชีวมวลประเภทต่างๆ โดยใช้ %C ปฐมภูมิที่ได้รับจากผู้ผลิตไฟฟ้า (หรือจากวรรณกรรมหากไม่มีข้อมูลปฐมภูมิ) และสมมติให้คาร์บอนทั้งหมดในชีวมวลถูกแปลงเป็น CO₂ จากการเผาไหม้ (100% conversion): ได้ปริมาณ CO₂ ที่ปลดปล่อย/ปี

ตารางที่ 3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 20 อันดับแรก และการประมาณการปลดปล่อย CO₂ ต่อปี

อันดับ การ ปล่อย CO ₂	จังหวัด ที่ตั้ง โรงไฟฟ้า	Capacity (MW)	Thermal input (MJ/yr)	ชีวมวล หลัก/รอง	NCV (MJ/kg)	น้ำหนัก feedstock ชีวมวล (t/yr)	% moisture content	น้ำหนัก ชีวมวล แห้ง (t/yr)	%C ใน ชีวมวล แห้ง	น.น. CO ₂ ที่ปล่อย (Mt/yr)	Cumulative capacity (MW)	Cumulative CO ₂ Mt/yr	แหล่งกักเก็บ คาร์บอน ในงานวิจัยนี้
1	นครสวรรค์	85.0	12,484,800,000	ชานอ้อย/ใบอ้อย	9.4	1,325,350	41.9	769,697	45.3	1.279	85.0	1.28	แอ่งลำปาง
2	นครสวรรค์	60.0	8,812,800,000	ชานอ้อย	7.8	1,129,846	52.0	542,326	47.0	0.935	145.0	2.21	แอ่งลำปาง
3	กำแพงเพชร	61.0	8,959,680,000	ชานอ้อย/ใบอ้อย	9.4	951,134	41.9	552,371	45.3	0.918	206.0	3.13	แอ่งลำปาง
4	นครสวรรค์	50.0	7,344,000,000	ชานอ้อย	7.8	941,538	52.0	451,938	47.0	0.779	256.0	3.91	แอ่งหนองบัว
5	อุดรธานี	50.0	7,344,000,000	ชานอ้อย/ใบอ้อย	9.4	777,760	42.7	446,007	47.6	0.778	306.0	4.69	แอ่งลำปาง
6	เพชรบูรณ์	47.0	6,903,360,000	ชานอ้อย	7.8	885,046	52.0	424,822	47.0	0.732	353.0	5.42	แอ่งหนองบัว
7	อุทัยธานี	41.0	6,022,080,000	ชีวมวลผสม	11.6	519,593	28.2	373,142	45.4	0.621	394.0	6.04	แอ่งลำปาง
8	กำแพงเพชร	36.0	5,287,680,000	ชานอ้อย	7.8	677,908	52.0	325,396	47.0	0.561	430.0	6.60	แอ่งลำปาง
9	สุโขทัย	35.0	5,140,800,000	ชานอ้อย แกลบ ไม่เบญจ	10.8	474,974	31.9	323,615	45.5	0.540	465.0	7.14	แอ่งลำปาง
10	นครสวรรค์	32.5	4,773,600,000	ชานอ้อย	7.8	612,000	52.0	293,760	47.0	0.506	497.5	7.65	แอ่งหนองบัว
11	เพชรบูรณ์	28.0	4,112,640,000	ชานอ้อย	7.8	527,262	52.0	253,086	47.0	0.436	525.5	8.08	แอ่งหนองบัว
12	เพชรบูรณ์	27.0	3,965,760,000	ชานอ้อย	7.8	508,431	52.0	244,047	47.0	0.421	552.5	8.50	แอ่งหนองบัว
13	อุทัยธานี	27.0	3,965,760,000	ชีวมวลผสม	11.6	342,171	28.2	245,728	45.4	0.409	579.5	8.91	แอ่งลำปาง
14	พิจิตร	26.0	3,818,880,000	ชีวมวลผสม	11.6	329,498	28.2	236,627	45.4	0.394	605.5	9.31	แอ่งหนองบัว
15	นครสวรรค์	25.0	3,672,000,000	ชานอ้อย	7.8	470,769	52.0	225,969	47.0	0.389	630.5	9.70	แอ่งหนองบัว
16	นครสวรรค์	25.0	3,672,000,000	ชานอ้อย	7.8	470,769	52.0	225,969	47.0	0.389	655.5	10.09	แอ่งหนองบัว
17	อุดรธานี	23.0	3,378,240,000	ชานอ้อย/ใบอ้อย	9.4	357,770	42.7	205,163	46.3	0.348	678.5	10.43	
18	กำแพงเพชร	22.0	3,231,360,000	ชานอ้อย	7.8	414,277	52.0	198,853	47.0	0.343	700.5	10.78	
19	พิจิตร	22.5	3,304,800,000	ชีวมวลผสม	11.6	285,142	28.2	204,773	45.4	0.341	723.0	11.12	
20	กำแพงเพชร	21.0	3,084,480,000	ชานอ้อย	7.8	395,446	52.0	189,814	47.0	0.327	744.0	11.45	

และสามารถคำนวณปริมาณการปลดปล่อย CO₂ ได้ตามสมการ:

$$\text{CO}_2 \text{ emission} = \frac{\text{CAP}_{\text{inst}} \times t_{\text{yr}}}{\text{Eff}_{\text{plant}} \times \text{NCV}} \times \left[1 - \frac{\% \text{MC}}{100} \right] \times \left[\frac{\% \text{C}}{100} \times \frac{44}{12} \right]$$

โดย

CAP_{inst} คือ กำลังการผลิตติดตั้ง

NCV คือ Net Calorific Value

t_{yr} คือ จำนวนชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าต่อปี

%MC คือ %Moisture Content

Eff_{plant} คือ Plant Efficiency

%C คือ %Carbon Content (dry)

เพื่อให้การประมาณค่าการปลดปล่อย CO₂ ครั้งนี้สะท้อนบริบทของภาคเหนือมากขึ้น ทีมวิจัยได้เลือกใช้พารามิเตอร์สมบัติชีวมวลปฐมภูมิที่ได้รับความอนุเคราะห์จากโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือเป็นอันดับแรก (ทั้งที่ได้รับจาก 6 บริษัทที่เข้าร่วมโครงการฯ และที่ได้รับจากบริษัทอื่นๆ ที่ไม่ประสงค์ออกนาม) ก่อนจะเลือกใช้ข้อมูลจากวรรณกรรมในกรณีที่ไม่ใช่ข้อมูลปฐมภูมิ โดยตารางที่ 3.2 แสดงค่าพารามิเตอร์สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่างๆ ที่ได้จากการรวบรวมและประมวลผลโดยทีมวิจัยเพื่อใช้ในการศึกษาค้างนี้

สำหรับค่าความชื้นของชีวมวลที่ประมวลได้จากผลการทดสอบ Proximate Analysis โดยโรงไฟฟ้าต่างๆ ชานอ้อยเป็นชีวมวลที่มี %MC ณ จุดใช้งานสูงที่สุด ส่วนใบอ้อยและแกลบคือชีวมวลที่มี %MC ต่ำที่สุด ในขณะที่ชีวมวลประเภทอื่นๆ มีช่วง %MC ที่ค่อนข้างกว้าง ทีมวิจัยจึงได้กำหนดค่า %MC สำหรับชีวมวลเหล่านั้นให้อยู่ในระดับปานกลางที่ร้อยละ 30 และการคำนวณหาค่า NCV ทำโดยการสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างค่า NCV และค่า %MC เพื่อคำนวณหาค่า NCV ณ ค่า %MC เป้าหมายดังกล่าว จากนั้นจึงนำพารามิเตอร์ทั้งสองนี้ไปคำนวณร่วมกับ %C ที่ประมวลได้จากผลการทดสอบ Ultimate Analysis ของชีวมวลโดยโรงไฟฟ้าต่างๆ ทีมวิจัยจึงได้ประเมินค่า CO₂ Emission Factor (EF) ต่อหน่วยพลังงานความร้อนสำหรับชีวมวลแต่ละชนิด (แสดงในตารางที่ 3.2)

นอกจากนี้ยังพบว่าชีวมวลทั้ง 7 ชนิดที่พิจารณานั้นปลดปล่อย CO₂ ต่อพลังงานที่ให้จากการเผาไหม้ ในระดับที่ใกล้เคียงกัน คืออยู่ในช่วง 102-107 gram-CO₂/MJ-heat (ยกเว้นใบอ้อยที่มีค่า EF ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของชีวมวลทั้ง 7 ชนิดอยู่ประมาณร้อยละ 11 แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อมากนัก เนื่องจากใบอ้อยถูกใช้ในสัดส่วนต่ำในฐานะชีวมวลรอง) จึงคาดการณ์ได้ว่าภายใต้สมมติฐานของการประเมินครั้งนี้ ชนิดของชีวมวลที่แตกต่างกันจะไม่ใช้ตัวแปรหลักที่ส่งผลกระทบต่อระดับการปลดปล่อย CO₂ ของผู้ผลิตไฟฟ้า (หมายเหตุ: ค่า EF ที่ทีมวิจัยคำนวณสำหรับชุดชีวมวลดังกล่าวสอดคล้องกับช่วงค่า EF ที่รายงานใน 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [46] และ Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories ของ U.S. EPA [47])

ตารางที่ 3.2 ค่าพารามิเตอร์ของเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในการศึกษาค้างนี้

	%MC	NCV (MJ/kg)	%C (dry)	EF (g-CO ₂ /MJ-heat)
ชานอ้อย	52.0	7.8	47.0	106
ใบอ้อย	11.7	14.3	40.3	91
แกลบ	13.6	12.4	40.5	103
ไม้สับ/เศษไม้	30.0	12.3	48.9	102
ซังข้าวโพด	30.0	11.8	46.8	102
ไม้ฟ	30.0	11.8	49.2	107
เปลือกยูคาลิปตัส	30.0	10.8	45.0	107

ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าบางรายใช้ชีวมวลผสมมากกว่า 1 ชนิดเป็นเชื้อเพลิง ที่มิวจียได้ประยุกต์ใช้ค่าพารามิเตอร์ของเชื้อเพลิงชีวมวลให้สะท้อนสัดส่วนชีวมวลผสมเหล่านั้นโดยประมาณด้วย เช่น สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ขานอ้อยเป็นเชื้อเพลิงหลักและใบอ้อยเป็นเชื้อเพลิงรอง ที่มิวจียได้กำหนดให้เชื้อเพลิงผสมดังกล่าวประกอบด้วยขานอ้อย 75% และใบอ้อย 25% โดยน้ำหนัก เพื่อคำนวณค่าพารามิเตอร์ที่จะใช้เป็นตัวแทนสำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างขานอ้อยและใบอ้อย เป็นต้น

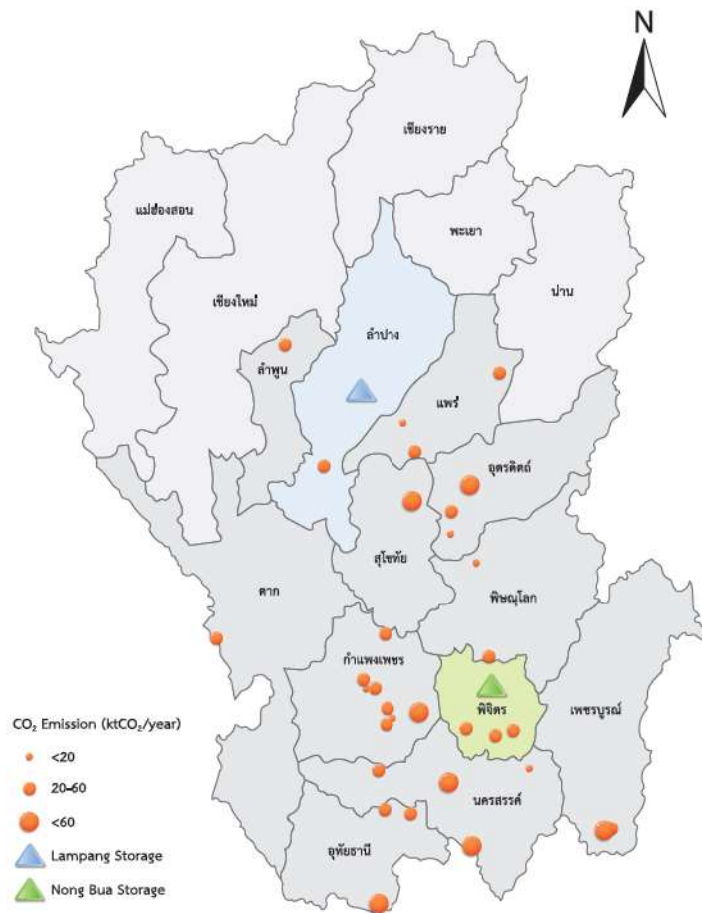
ผลการประมาณปริมาณการปลดปล่อย CO₂ ต่อปี (ตารางที่ 3.1) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ 20 อันดับแรก แสดงให้เห็นว่ากำลังการผลิตติดตั้งเป็นตัวแปรหลักที่กำหนดค่าการปลดปล่อย CO₂ ภายใต้สมมติฐานของการศึกษาครั้งนี้ จากการที่อันดับของการปลดปล่อย CO₂ ในภาพรวมสอดคล้องกับอันดับของกำลังการผลิตติดตั้ง และเมื่อพิจารณาเป้าหมายของโครงการฯ ในการกักเก็บ CO₂ ให้ได้ 10 ล้านตันต่อปี พบว่าสามารถรวบรวมได้จากผู้ผลิตไฟฟ้า 16 รายที่ปล่อย CO₂ มากที่สุด (กำลังการผลิตติดตั้งในช่วง 25-85 MW)

นอกจากนี้หากพิจารณาการปลดปล่อย CO₂ ในระดับจังหวัด (ตารางที่ 3.3) ก็พบว่ามีส่วนที่สอดคล้องกับสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งเช่นกัน ดังนั้นจังหวัดที่มีการปลดปล่อยสูงที่สุดจึงเป็นกลุ่มจังหวัดเดิมในตอนล่างของภาค (นครสวรรค์ กำแพงเพชร อุทัยธานี เพชรบูรณ์ และอุตรดิตถ์) และในภาพรวมภายใต้สมมติฐานของการประเมินครั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลภาคเหนือปลดปล่อย CO₂ รวมกันประมาณ 15 ล้านตันต่อปี

ตารางที่ 3.3 ปริมาณและสัดส่วนการปลดปล่อย CO₂ รายจังหวัด โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในภาคเหนือ

จังหวัด	จำนวนผู้ผลิต	กำลังการผลิตติดตั้งรวม (MW)	สัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้ง	ปริมาณ CO ₂ ที่ปล่อย (Mt/y)	สัดส่วนการปล่อย CO ₂
นครสวรรค์	9	297.2	31%	4.58	31%
กำแพงเพชร	12	201.7	21%	3.08	21%
อุทัยธานี	5	107.4	11%	1.64	11%
เพชรบูรณ์	3	102	11%	1.59	11%
อุตรดิตถ์	4	87.4	9%	1.34	9%
พิจิตร	3	58.3	6%	0.88	6%
สุโขทัย	1	35	4%	0.54	4%
พิษณุโลก	2	23.4	2%	0.36	2%
แพร่	2	19.3	2%	0.29	2%
ตาก	1	16	2%	0.25	2%
ลำปาง	1	9.9	1%	0.15	1%
ลำพูน	1	9.6	1%	0.15	1%
รวม	44	967.2	100%	14.85	100%

จากการที่โรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือส่วนใหญ่อยู่ใกล้แอ่งหนองบัวมากกว่าแอ่งลำปาง (ดังแสดงใน รูปที่ 3.4) แต่แอ่งลำปางมีศักยภาพการกักเก็บและอัตราการอัดฉีดสูงสุดสูงกว่า ดังนั้นในการก่อตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลแห่งใหม่เพื่อเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนของประเทศนั้น ควรพิจารณาดำเนินการและระยะห่างของโรงไฟฟ้าจากแอ่งกักเก็บ CO₂ ที่มีศักยภาพในพื้นที่ รวมถึงโลจิสติกส์ของการลำเลียง CO₂ ไว้ในแผนการพัฒนาพลังงานด้วย



รูปที่ 3.4 การกระจายตัวของตำแหน่งและปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลภาคเหนือ และที่ตั้งของแหล่งกักเก็บคาร์บอนที่แอ่งลำปางและแอ่งหนองบัว





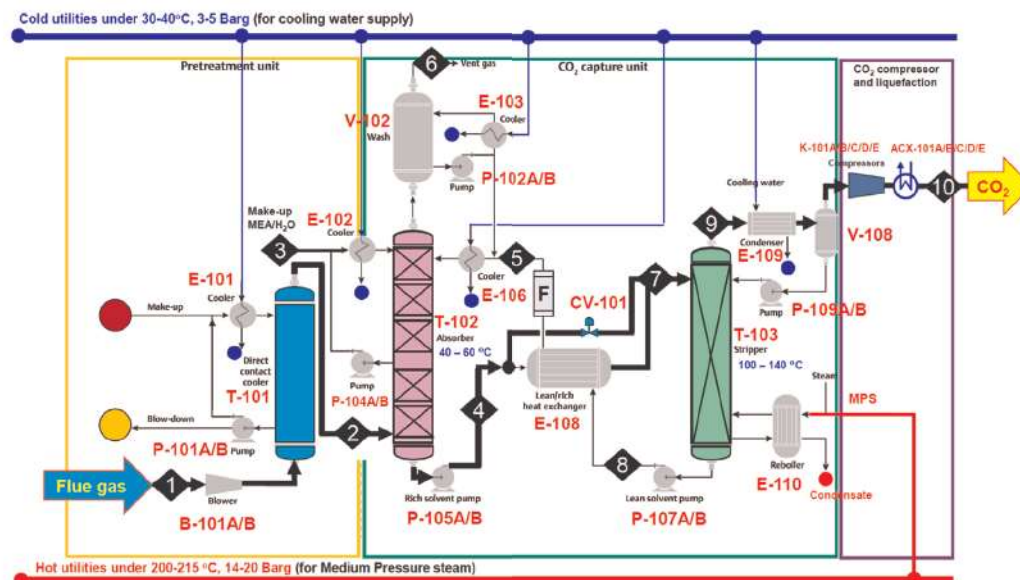
การประมาณต้นทุนระบบ BECCS



4.1 ระบบดักจับ (CO₂ Capture)

การออกแบบระบบดักจับและบีบอัด CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ในการศึกษาที่ใช้กระบวนการอ้างอิง (reference process) จากโรงไฟฟ้าชีวมวลในการออกแบบในลักษณะของ Conceptual Design ร่วมกับ Basic Engineering Design โดยจำลองระบบการดักจับแบบหลังการเผาไหม้ด้วยเทคโนโลยีการดูดซึมด้วยสารละลายเอมีน (amine absorption) คือ Monoethanolamine (MEA) การออกแบบจำลองกระบวนการ (process simulation) ได้ใช้ข้อมูลองค์ประกอบของก๊าซไอเสียและหน่วย Utilities จากโรงไฟฟ้าชีวมวลความร้อนรวมขนาด 9.9 MWe ที่เข้าร่วมโครงการ โดยใช้หน่วยดักจับคาร์บอนที่ใช้ปริมาณ MEA ร้อยละ 30 โดยออกแบบให้โรงงานดักจับ CO₂ ได้รับกระแสก๊าซไอเสียที่มีอัตราการไหล 110 กิโลกรัม/วินาที ที่มีความเข้มข้นของ CO₂ ร้อยละ 13 โดยปริมาตร (wet basis) พารามิเตอร์การดำเนินงานและการออกแบบถูกประเมินโดยใช้อัตราการดักจับ CO₂ ประมาณร้อยละ 97 โดยคำนวณปริมาณ CO₂ ในปริมาณสารละลาย (mol CO₂/mol MEA CO₂) ได้เท่ากับ 0.34

งานวิจัยนี้ได้สร้างแบบจำลองเพื่อกำหนดสมดุลพลังงานและมวลสารของกระบวนการดักจับ CO₂ ของโรงงานไฟฟ้า โดยใช้ซอฟต์แวร์แบบจำลองทางวิศวกรรมกระบวนการเคมี (ASPEN Plus V14) จากรูปที่ 4.1 แสดงแผนภาพการไหลของกระบวนการอย่างง่าย (Process Flow Diagram, PFD) ก๊าซไอเสีย (สาย 1) ถูกป้อนเข้ากระบวนการโดยโบลเวอร์ (B-101A/B) และทำให้เย็นลงจนถึงช่วงอุณหภูมิ 40-45 °C โดยผ่านคอลัมน์หล่อเย็นแบบสัมผัสโดยตรง (direct contact column, T-101) ก๊าซไอเสียถูกส่งต่อเข้าสู่หน่วยดูดซึมแบบคอลัมน์จากด้านล่าง (สาย 2) ในขณะที่สารละลายเอมีนแบบลีน (lean amine loading) จะเข้ามาจากด้านบนสุดของคอลัมน์ดูดซึม (absorber column, T-102) (สาย 3) สารละลายจะไหลสวนทางกันในคอลัมน์ และเกิดปฏิกิริยาการดูดซึม CO₂ ออกจากก๊าซไอเสียไปยังเอมีน ก๊าซไอเสียที่ไม่มี CO₂ แล้วจะถูกปล่อยออกมาทางด้านบนของคอลัมน์ (สาย 6) ส่วนเอมีนที่มีความเข้มข้นของ CO₂ สูง (สาย 4) จะออกมาทางด้านล่างผ่านปั๊ม (P-105A/B) และป้อนเข้าตัวแลกเปลี่ยนความร้อน (E-108) ที่มีอุณหภูมิสูงถึง 45 °C เพื่อใช้ความร้อนแยก CO₂ ออกจากเอมีนในคอลัมน์คัดแยก (Stripper column, T-103) จากนั้นเอมีนที่แยก CO₂ ออกไปแล้วจะไหลออกด้านล่างเพื่อวนกลับไปใช้ใหม่ (สาย 8, 5) ในขณะที่ CO₂ จะไหลขึ้นไปด้านบน (สาย 9) และผ่านคอนเดนเซอร์ (E-109) ซึ่งจะควบแน่นเป็นของเหลว และผ่านดรัมแฟลช (V-108) เพื่อแยก CO₂ และ H₂O ออกจากกัน ก๊าซ CO₂ จะถูกทำให้เย็นลงถึง 30°C เพื่อกำจัด H₂O ออกจากกระแส CO₂ และส่งไปยังชุดคอมเพรสเซอร์ (K-101) ที่ระบายความร้อนด้วยอินเตอร์คูลโดยใช้คอมเพรสเซอร์ทำงาน 5 สภาวะ แรงดันที่ขั้นตอนการบีบอัดขั้นสุดท้ายอยู่ที่ 110-150 bar (สาย 10) ซึ่ง CO₂ จะถูกแปลงเป็นของไหลวิกฤตยิ่งยวด (Supercritical fluid) และถูกบีบไปยังระบบขนส่ง CO₂ โดยผ่านท่อส่ง



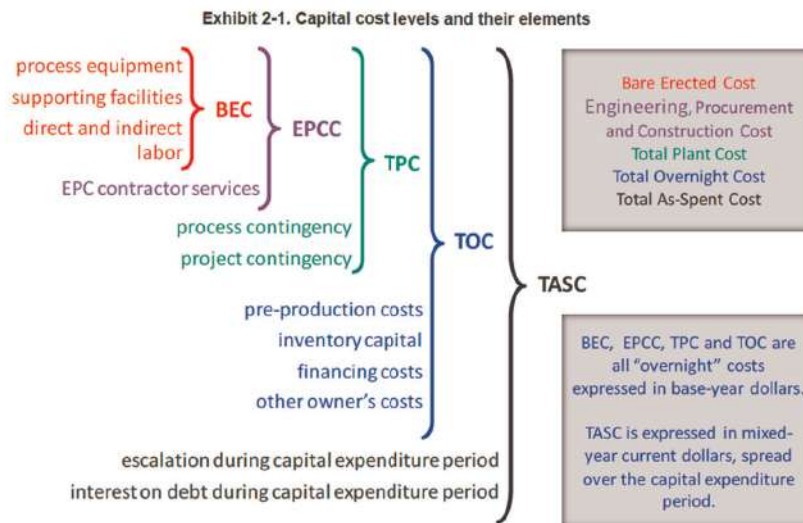
รูปที่ 4.1 แผนภาพกระบวนการไหลระบบดักจับ CO₂ แบบบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (9.9 MWe)

การประมาณต้นทุนในส่วนระบบดักจับ CO₂ นี้ครอบคลุมต้นทุนของการติดตั้งระบบเข้ากับสิ่งอำนวยความสะดวกที่มีอยู่ของโรงไฟฟ้าชีวมวล ตามแสดงในรูปที่ 4.1 โดยพิจารณาทั้งต้นทุนของการดักจับ CO₂ และการบีบอัดก๊าซ CO₂ ให้อยู่ในสถานะของไหลวิกฤตยิ่งยวด สำหรับการประเมินต้นทุนประกอบด้วย 2 ส่วน ได้แก่ (ก) การประมาณต้นทุนการลงทุน (Capital Expenditure or Capital Expense, CAPEX) และ (ข) การประมาณต้นทุนดำเนินการ (Operating Expenses, OPEX) ตามลำดับ

ต้นทุนการลงทุนเป็นการสรุปค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นในการติดตั้งอุปกรณ์ภายใต้การกำหนดขนาดอุปกรณ์และการประมาณต้นทุนหลัก โดยการประเมินต้นทุนได้ถูกคำนวณเป็นค่าใช้จ่ายโมดูลพื้นฐาน (bare module cost) โดยอ้างอิงตามโมเดลของ the Guthrie-Ulrich-Navarrete correlations ที่อ้างอิงค่าดัชนีค่าใช้จ่ายโรงงานทางเคมี (The Chemical Engineering Plant Cost Index, CEPCI) เพื่อแปลงต้นทุนให้เป็นค่าเทียบเท่าที่ปี 2024 ในขณะเดียวกัน ผลการคำนวณของฟังก์ชันการกำหนดขนาดและต้นทุนจะได้รับการตรวจสอบโดยอ้างอิงจากหนังสือ Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes [48]

ผลการวิจัยแสดงให้เห็นว่าระบบที่ออกแบบสามารถดักจับ CO₂ ได้ 387,853 ตันต่อปี ต้นทุนในการดักจับ CO₂ ที่เป็นค่าใช้จ่ายโมดูลพื้นฐานมีมูลค่า 32.69 MUSD สำหรับการดักจับ และ 6.97 MUSD สำหรับระบบอัดแรงดัน หรือรวมทั้งหมด 39.66 MUSD (ราคาปี 2024) ดังแสดงในตารางที่ 4.1 และ ตารางที่ 4.2 จากตารางพบว่าอุปกรณ์หลักส่วนระบบดักจับที่ส่งผลต่อค่าต้นทุนการลงทุน ได้แก่ คอลัมน์ดูดซึม คอลัมน์สทริปเปอร์ และคอลัมน์หล่อเย็นแบบสัมผัสโดยตรง เป็นต้น โดยคิดเป็นร้อยละ 75 ส่วนระบบอัดแรงดันคิดเป็นร้อยละ 17.5 ของต้นทุนอุปกรณ์ทั้งหมด

การประมาณต้นทุนระบบดักจับในงานวิจัยนี้ ใช้แนวทางปฏิบัติ (guideline) ของ National Energy Technology Laboratory (NETL) ดังแสดงในรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แนวทางการประมาณต้นทุนระบบดักจับ [49]

จากการจำลองกระบวนการดักจับด้วยโปรแกรม Aspen ทำให้ได้สมมูลมวลพลังงานของกระบวนการอ้างอิง จากนั้นใช้ข้อมูลที่วิเคราะห์ได้ประมาณต้นทุนอุปกรณ์ก่อนติดตั้ง (Bare Erected Cost, BEC) และใช้วิธี Factorial method เพื่อแปลง BEC ไปเป็น ต้นทุนโรงงาน (Total Plant Cost, TPC) โดยการคูณค่า BEC ด้วยแฟกเตอร์ปัจจัยเฉพาะที่เกี่ยวข้องซึ่งได้อ้างอิงตามวิธี Enhanced Detail Factor ซึ่งเป็น factor สำหรับโรงดักจับคาร์บอน [50] เพื่อคำนวณค่าเป็นต้นทุนรวมของการก่อสร้างและการติดตั้งโรงงาน (Total Plant Cost, TPC) ซึ่งผลการคำนวณค่า TPC มีค่าเท่ากับ 111.28 MUSD จากนั้นบวกเผื่อค่าใช้จ่ายเริ่มต้นโดยประมาณเท่ากับเงินทุนหมุนเวียนในกิจการ 2 เดือน สุดท้ายนำค่านี้ไปคำนวณเป็นมูลค่าการลงทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นจริง ณ ช่วงเวลาที่มีการใช้จ่ายในโครงการใดๆ (Total As Spent Capital, TASC) โดยบวกรวมดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง โดยคูณ factor 1.06 ได้เงินลงทุนทั้งหมด ซึ่งผลการคำนวณค่า TASC หรือ ต้นทุนการลงทุนของระบบดักจับ CO₂ มีค่าเท่ากับ 117.96 MUSD ดังแสดงใน ตาราง 4.1

ตารางที่ 4.1 เงินลงทุนของกระบวนการอ้างอิงของการดักจับ (387,000 MtCO₂ ต่อปี)

รายการ	วิธีการ	เงินลงทุนรวม
BEC - Bare Erected Equipment	ประมาณราคาอุปกรณ์จากสมมูลมวลพลังงานที่จำลองจากโปรแกรม Aspen	\$39.66 M
EPCC – Engineering, Procurement, and Construction Cost + TPC - Total Plant Cost	ใช้วิธี Factorial method โดยใช้ factor จาก [50]	\$112.28 M
TOC - Total Overnight Capital	บวกเผื่อค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตอนเริ่มต้นเท่ากับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 2 เดือน ในส่วนของกระแสเงินสดสำหรับการดำเนินการปีแรก	
TASC – Total As-Spent Capital	บวกเพิ่มดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้าง (Interest during construction) โดยคูณ factor 1.06	\$117.96 M

เงินลงทุนของโรงดักจับขนาดต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล 16 แห่ง ประเมินจาก Scaling Law [51] ตามสมการด้านล่าง โดยใช้เงินลงทุนของกระบวนการอ้างอิงของกระบวนการดักจับในตารางที่ 4.1 เป็นฐาน ได้ผลดังแสดงใน ตารางที่ A-2 ในภาคผนวก

$$\frac{CAPEX_A}{CAPEX_B} = \left(\frac{Capacity_A}{Capacity_B} \right)^n$$

โดย

$n = 0.6$

$CAPEX_A$ คือ เงินลงทุนของโรงดักจับ A

$Capacity_A$ คือ กำลังการดักจับของโรงดักจับ A

$CAPEX_B$ คือ เงินลงทุนของโรงดักจับ B

$Capacity_B$ คือ กำลังการดักจับของโรงดักจับ B

ตารางที่ 4.2 ราคาประมาณอุปกรณ์หลักสำหรับระบบดักจับ

No.	 Main equipment	 MUSD
1	Absorber column	13.21
2	Stripper column	11.36
3	Direct contact column	5.15
4	Flash drum No. 1 - 4	0.61
5	Pump No. 1 - 7	0.25
6	Exchangers No. 1 - 7	1.74
7	Kettle reboiler for stripper	0.36
Total Bare module cost		32.69

ตารางที่ 4.3 ราคาประมาณอุปกรณ์หลักสำหรับระบบอัดแรงดัน

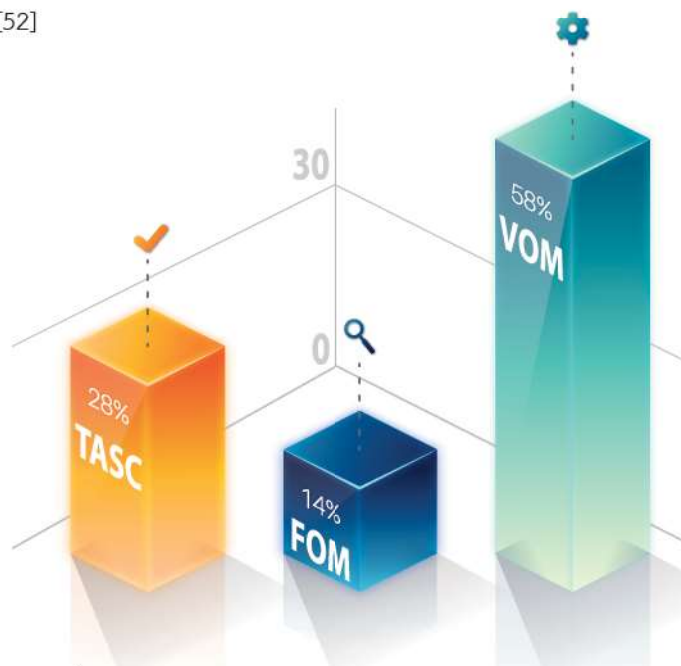
No.	 Main equipment	 MUSD
1	Flash drum No. 1 - 5	5.58
2	Air cooler No. 1 - 5	0.63
3	Multi stage compressor No. 1 - 5	0.60
4	Exchanger No. 8	0.17
Total Bare module cost		6.97

ต้นทุนดำเนินการแบ่งเป็นค่าใช้จ่ายคงที่และค่าใช้จ่ายผันแปรและคิดรวมค่าใช้จ่ายในการบริหารและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาตามลำดับ โดยค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาถูกคิดจากร้อยละ 4 ของสัดส่วนต้นทุนการลงทุน ค่าใช้จ่ายผันแปรที่เกิดขึ้นสำหรับกระบวนการดักจับก๊าซ CO₂ เช่น ค่าไฟฟ้าสำหรับเครื่องอัด ค่าไอน้ำ ค่าน้ำหล่อเย็น ค่าน้ำเย็น ค่าน้ำขจัดแร่ธาตุ ค่าตัวทำละลาย MEA และค่าบำบัดน้ำเสีย เป็นต้น สมมติฐานของจำนวนชั่วโมงทำงานเท่ากับ 8,000 ชั่วโมงต่อปี ผลการประเมินต้นทุนดำเนินการมีค่าเท่ากับ 19.59 MUSD/yr ซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่รายปีสำหรับการดักจับที่ 16.33 MUSD และการอัดเพิ่มแรงดันที่ 3.26 MUSD ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 การประเมินต้นทุนดำเนินการ (OPEX)

No.	Operation cost	Value
1	CO ₂ capture	16.33 MUSD/yr
2	CO ₂ compression and liquefaction	3.26 MUSD/yr
3	Administration cost	0.37 MUSD/yr
4	Maintenance cost	4% of TPC p.a. ¹
Total operating cost		19.59 MUSD/yr

หมายเหตุ: 1 อ้างอิงจาก [52]



รูปที่ 4.3 โครงสร้างต้นทุนระบบดักจับ CO₂ ตลอดอายุการใช้งาน

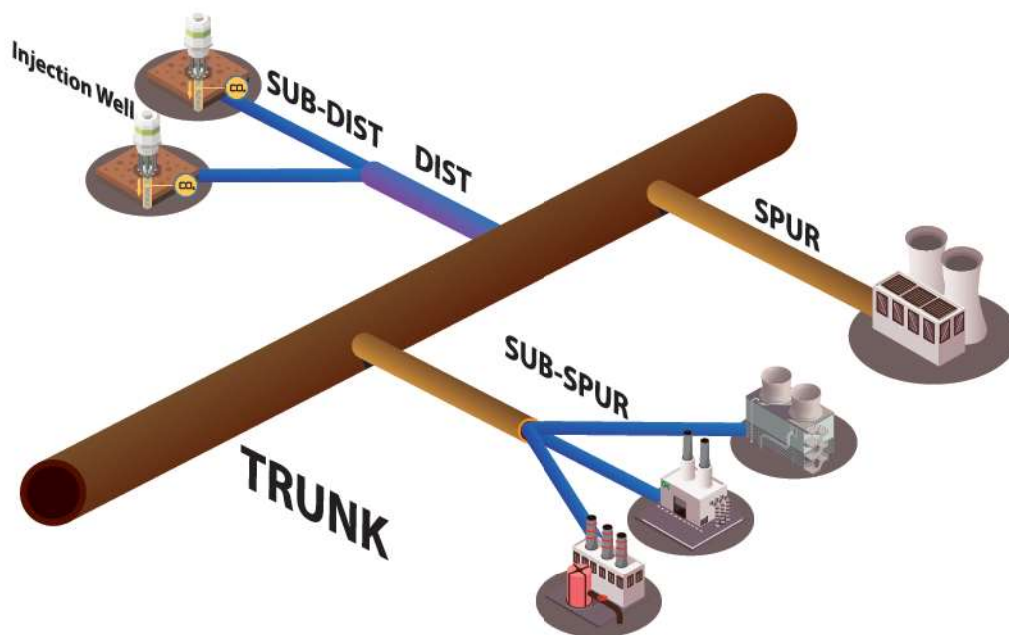
รูปที่ 4.3 แสดงโครงสร้างต้นทุนการดักจับตลอดอายุการใช้งาน ซึ่งพบว่า ต้นทุนส่วนใหญ่ คือ ค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable Operations and Maintenance Cost, VOM) ซึ่งครอบคลุมประมาณร้อยละ 58 ของต้นทุนทั้งหมด ต้นทุนส่วนนี้ ส่วนใหญ่คือค่าพลังงานที่ใช้ในระบบดักจับ เงินลงทุน (TASC) คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 28 ของต้นทุนทั้งหมด ส่วนที่เหลือคือ ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Operations and Maintenance Cost, FOM)

จากข้อมูลแบบจำลองพบว่ากระบวนการดักจับ CO₂ ต้องใช้พลังงานความร้อนจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในระบบ หม้อไอน้ำที่ติดตั้งในคอลัมน์สทริปเปอร์ เพื่อนำสารละลายเอมีนกลับไปใช้ใหม่ (regenerate) และระบบปั๊มอัดแรงดันสูงเพื่อส่ง CO₂ เข้าระบบท่อ ซึ่งโรงไฟฟ้าชีวมวลในภาคเหนือ ณ ปัจจุบัน ส่วนใหญ่ไม่ได้มีพลังงานสำรองสำหรับรองรับการติดตั้งระบบ ดักจับ CO₂ เพิ่มเติม ทำให้โรงไฟฟ้าอาจต้องปั่นไฟฟ้าและนำไอน้ำที่ผลิตได้บางส่วนไปใช้ในระบบดักจับ CO₂ ดังกล่าว ซึ่งจะส่งผล ให้ส่งไฟฟ้า (และไอน้ำ) ออกจำหน่ายได้น้อยลงเมื่อเทียบกับสถานะเดิมก่อนการติดตั้งระบบดักจับ (net power output ลดลง) นอกจากนี้บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าอาจต้องรับภาระทั้งในเชิงเทคนิคและเชิงการลงทุน ในกระบวนการออกแบบ ติดตั้ง และดำเนินการ ระบบดักจับ CO₂ รวมถึงการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมอีกด้วย (โดยเฉพาะในช่วงแรกของการดำเนินการ) ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับ สถานภาพของตลาดคาร์บอน รวมถึงนโยบายและรูปแบบการสนับสนุนของภาครัฐต่อเทคโนโลยี BECCS ณ ช่วงเวลา ที่ดำเนินการ (รายละเอียดในหัวข้อที่ 5.2)

4.2 ระบบขนส่ง (CO₂ Transportation)

การเลือกสถานะในการขนส่งขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ระยะทาง ปริมาณ CO₂ ความบริสุทธิ์ของ CO₂ และ ปลายทางการขนส่ง เช่น การขนส่งแบบของไหลแบบหนาแน่น เหมาะสำหรับระยะทางสั้นถึงปานกลางและมีปริมาณ CO₂ ที่น้อย ในขณะที่การขนส่งแบบสถานะของไหลวิกฤตยิ่งยวด เหมาะสำหรับระยะทางที่ไกลกว่าและมีปริมาณ CO₂ ที่มากขึ้น

ในส่วนของการขนส่งภายในประเทศไทย การขนส่งทางบกและการขนส่งด้วยระบบท่อคาดว่าจะมีประเภทรูปแบบการขนส่ง ที่เหมาะสมและมีความเป็นไปได้ในการพัฒนามากที่สุด การขนส่งทางบก เช่น การขนส่งด้วยรถบรรทุกและการขนส่งด้วยระบบ รางนั้นมีความคล้ายคลึงกันเพียงแค่เปลี่ยนยานพาหนะในการขนส่ง โดยการขนส่งทางบกนั้นจะอาศัยการบรรจุ CO₂ ไว้ใน ถังบรรจุแล้วจึงใช้ยานพาหนะลำเลียงไปสู่จุดหมายต่อไป สิ่งที่แตกต่างกันของการขนส่งด้วยรถบรรทุกและระบบรางนั้น คือเส้นทาง และระยะทาง การขนส่งด้วยรถบรรทุกนั้นเหมาะสำหรับการขนส่งในระยะทางที่สั้นและใช้ถนนในการขนส่ง แต่ระบบรางจะใช้ รถไฟเป็นยานพาหนะในการขนส่งโดยระยะทางที่ขนส่งได้นั้นขึ้นอยู่กับแนวของรางรถไฟซึ่งสามารถขนส่งได้มากกว่าการขนส่ง ด้วยรถบรรทุกแต่การขนส่งด้วยรถไฟก็มีข้อจำกัดที่หากต้องการขนส่งนอกเส้นทางของรางรถไฟจำเป็นต้องพึ่งพาการขนส่ง แบบอื่นเข้ามาช่วย

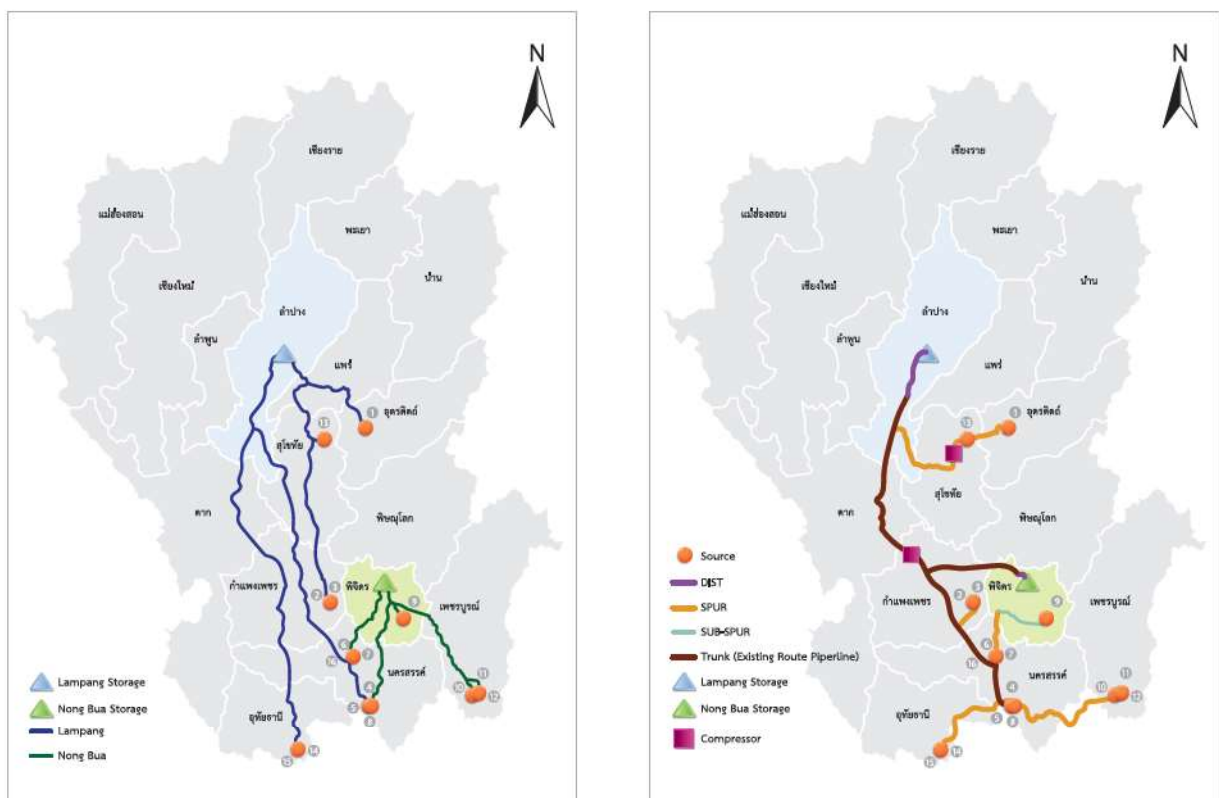


รูปที่ 4.4 ประเภทของระบบท่อขนส่ง CO₂

การขนส่งด้วยระบบท่อเป็นวิธีการขนส่งที่นิยมอย่างแพร่หลายในหลายประเทศเนื่องจากเป็นวิธีการขนส่งที่มีความเสถียร และสามารถขนส่งได้ในปริมาณมาก ตัวอย่างที่เกี่ยวข้องมากที่สุดคือการใช้ท่อเพื่อขนส่งไฮโดรคาร์บอน เช่น น้ำมันและก๊าซ โดยลักษณะของสารที่ส่งภายในท่อจะส่งผลต่อวิธีการออกแบบและติดตั้งท่อ โดยทั่วไปการออกแบบจะให้ความสนใจเกี่ยวกับความหนาแน่นของสารที่ขนส่ง รูปแบบการไหล และการกัดกร่อน เพื่อใช้สำหรับการคัดเลือกลักษณะของท่อและถึงพักระหว่างการส่งของระบบท่อ โดยท่อในระบบจะสามารถแบ่งชนิดตามขนาดและหน้าที่ออกเป็นท่อแขนงย่อย (sub-spur) ท่อแขนง (spur) ท่อหลัก (trunk) ท่อแจกจ่าย (Distribution, DIST) และท่อแจกจ่ายย่อย (Sub-Distribution, Sub-DIST) ดังแสดงในรูปที่ 4.4

โครงการวิจัยนี้ได้เลือกการออกแบบเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในการขนส่ง CO₂ สองตัวเลือกคือ การขนส่งทางบกด้วยรถบรรทุกและระบบท่อ ซึ่งเลือกแหล่งปล่อย CO₂ จำนวน 16 แห่ง โดยเรียงลำดับตามอัตราการปล่อย CO₂ ต่อปีจากมากไปน้อย ซึ่งเมื่อรวมทั้ง 16 แห่งจะได้ CO₂ ประมาณ 10 ล้านตันต่อปี ซึ่งเป็นค่าเป้าหมายการกักเก็บที่ได้ตั้งสมมติฐานไว้สำหรับโครงการวิจัยนี้ ส่วนแหล่งกักเก็บได้ออกแบบไว้จำนวน 2 แหล่ง คือแอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง และแอ่งหนองบัว จังหวัดพิจิตร ตามที่ได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 3.2 โดยแอ่งหนองบัวสามารถรองรับอัตราการอัดฉีดสูงสุด 4 ล้านตันต่อปี และแอ่งลำปางสามารถรองรับปริมาณการกักเก็บคาร์บอนส่วนที่เหลืออีก 6 ล้านตันต่อปี

การขนส่งทางบกด้วยรถบรรทุกจะกำหนดสถานะของ CO₂ เป็นของไหลแบบหนาแน่นและปริมาณการขนส่ง CO₂ ต่อวันเท่ากับปริมาณที่แหล่งปล่อย (source) ปล่อย CO₂ ซึ่งจะไม่เท่ากันในแต่ละโรง เพื่อให้แหล่งปล่อยไม่ต้องลงทุนจัดหาถังบรรจุสำหรับเก็บ CO₂ ไว้ที่แหล่งปล่อย เส้นทางขนส่งจะเป็นถนนหลวงซึ่งมีจำนวน 1 หลัก 2 หลัก และ 3 หลักเนื่องจากรถบรรทุกสามารถวิ่งได้ แต่เนื่องด้วยขนส่งทางถนนหลวงจึงจำเป็นต้องคำนึงถึงข้อจำกัดบางประการ เช่น น้ำหนักของรถบรรทุก ระยะเวลาในการวิ่ง เป็นต้น แหล่งกักเก็บคาร์บอนปลายทางของแต่ละโรงไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 3.2 และผลการออกแบบจำลองเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในการขนส่ง CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวล 16 แห่งไปยังปลายทางที่แหล่งกักเก็บคาร์บอนด้วยรถบรรทุก แสดงในรูปที่ 4.5 (ซ้าย)



รูปที่ 4.5 การออกแบบจำลองเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในการขนส่ง CO₂ ด้วยรถบรรทุก (ซ้าย) และระบบท่อ (ขวา)

ในส่วนของต้นทุนการลงทุนมีค่าเท่ากับ 322.56 MUSD และต้นทุนดำเนินการมีค่าเท่ากับ 22 MUSD/yr สำหรับการขนส่งด้วยรถบรรทุก ในช่วงระยะเวลาโครงการที่กำหนดไว้ 25 ปี โดยมีรายละเอียดในตารางที่ 4.5 และ ตารางที่ 4.6 ดังนี้

ตารางที่ 4.5 ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของอุปกรณ์หลักในระบบการขนส่งด้วยรถบรรทุก

รายการสำหรับประเมิน CAPEX ¹	ราคา MUSD
รถหัวลาก (917 คัน)	137.55
ถังบรรจุขนาด 30,000 ลิตร (905 ถัง)	23.53
ถังบรรจุขนาด 20,000 ลิตร (5 ถัง)	0.10
ถังบรรจุขนาด 10,000 ลิตร (7 ถัง)	0.10
รวม ²	161.28
รวม ³	322.56

หมายเหตุ

- (1) เป็นราคาเบื้องต้น ยังไม่ได้จัดการเรื่อง Scheduling
- (2) ถังบรรจุและ Semi-Truck ควรเปลี่ยนทุก 10-15 ปี
- (3) กำหนดให้มีการเปลี่ยนรถบรรทุกอีก 1 ครั้งในช่วงระยะเวลาโครงการ 25 ปี

ตารางที่ 4.6 ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ในระบบการขนส่งด้วยรถบรรทุก

รายการสำหรับประเมิน OPEX	ราคา MUSD
O&M รถหัวลาก ¹	17.83
ค่าแรงคนขับรถ ²	3.17
ค่าบุคลากรดำเนินการส่วนอื่น ๆ	1.21
ค่าเชื้อเพลิงสำหรับรถหัวลาก ³	0.16
รวม	22

หมายเหตุ

¹O&M (Operate & Maintenance) รถหัวลากประกอบด้วยค่าภาษี, ค่าตรวจสอบสภาพ, ค่าประกัน, ค่าผ่านทาง, ค่าซ่อม และค่าบำรุงรักษาประจำปี คันละ 700,000 บาท จำนวน 917 คัน, ²ค่าแรงคนขับรถอยู่ที่ 341 บาท/วัน ใช้จำนวนคนขับรถทั้งสิ้น 917 คน, ³อัตราสิ้นเปลืองสำหรับ Semi-Truck 2.5 กม./ลิตร ด้วยระยะทาง ทั้งหมด 3,447.14 กม.

การขนส่งด้วยระบบท่อจะถูกจำกัดเส้นทางด้วยข้อบังคับ เช่น การขออนุญาต (การขุดวางโครงสร้าง สิทธิแห่งทาง) การกำหนดปริมาณการขนส่ง CO₂ อยู่ที่อัตราการฉีด (injection rate) ที่แหล่งปล่อยปล่อยเข้ามาในท่อเพื่อให้กักเก็บ CO₂ ต่อปี ได้ประมาณ 10 ล้านตัน โดยท่อหลัก (ท่อที่ใหญ่ที่สุด) มีขนาด 12 นิ้ว ท่อแขนง และท่อแจกจ่าย 10 นิ้ว และท่อแขนงย่อย 8 นิ้ว โดยการกำหนดเส้นทางท่อหลักจะอิงตามแนวท่อขนส่งน้ำมันเดิม แต่ท่ออื่นๆ ไม่ว่าจะเป็นท่อแขนงย่อย ท่อแขนง และท่อแจกจ่าย จะอิงตามแนวถนนหลวง ซึ่งอิงตามระยะทางที่ใกล้ที่สุดจากแหล่งปล่อยไปยังแหล่งกักเก็บ

นอกจากนี้ระบบท่อยังจำเป็นต้องมีสถานีเครื่องอัดอากาศเพื่อรักษาความดันของของไหลที่ถูกลดโดยแรงเสียดทานและแรงต้านภายในท่อและควบคุมการไหลของของไหลที่ไหลอยู่ในท่อ ซึ่งควรจะต้องตั้งทุกๆ 80-161 กิโลเมตรขึ้นอยู่กับขนาดของท่อ โดยเครื่องอัดอากาศจะต้องมีกำลังที่สูงเพียงพอ (ตัวอย่างลักษณะคอมเพรสเซอร์สำหรับอัดเพิ่มความดันในท่อขนส่ง CO₂ แสดงในรูปที่ 4.6) ผลการออกแบบจำลองเส้นทางที่เหมาะสมที่สุดในการขนส่ง CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวล 16 แห่งไปยังปลายทางที่แหล่งกักเก็บคาร์บอนด้วยระบบท่อ แสดงในรูปที่ 4.5 (ขวา)



รูปที่ 4.6 คอมเพรสเซอร์สำหรับอัดเพิ่มความดันในท่อขนส่ง CO₂ ของโครงการกักเก็บคาร์บอนของเครือบริษัท BKV Corporation ณ เมืองแคลลิส รัฐเทกซัส สหรัฐอเมริกา

ในส่วนของต้นทุนการลงทุนมีค่าเท่ากับ 11.95 MUSD และต้นทุนดำเนินการมีค่าเท่ากับ 18 MUSD/yr สำหรับการขนส่งด้วยระบบท่อ ในช่วงระยะเวลาโครงการที่กำหนดไว้ 25 ปี โดยมีรายละเอียดในตารางที่ 4.7 และตารางที่ 4.8 ดังนี้

ตารางที่ 4.7 ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของอุปกรณ์หลักในระบบการขนส่งด้วยท่อ

รายการสำหรับประเมิน CAPEX	ราคา MUSD
ท่อ Sub-Spur ขนาด 8 นิ้ว ยาว 73 กม.	0.77
ท่อ Spur ขนาด 10 นิ้ว ยาว 483 กม.	1.23
ท่อ Trunk ขนาด 12 นิ้ว ยาว 202 กม.	1.10
ท่อ DIST ขนาด 10 นิ้ว ยาว 61 กม.	0.85
เครื่องอัดอากาศ (Compressor) 4 เครื่อง	8.00
รวม	11.95

ตารางที่ 4.8 ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ในระบบการขนส่งด้วยท่อ

รายการสำหรับประเมิน OPEX	ราคา MUSD
ค่าไฟฟ้าเครื่องอัดอากาศ ¹	14.41
O&M ระบบท่อ ²	1.79
ค่าบุคลากรดำเนินการส่วนอื่น ๆ ³	2
รวม	18.20

หมายเหตุ

¹เครื่องอัดอากาศ 3,700 kW เปิด 24 ชม./วัน ค่าไฟหน่วยละ 4 บาท ²O&M ระบบท่อประกอบด้วย การตรวจสอบตามกำหนด การตรวจและซ่อมแซมการรั่วไหล การทดสอบแรงดัน การบำรุงรักษาแล้ว การทำความสะอาด (pigging) การป้องกันการกัดกร่อน และการบำรุงรักษาเครื่องอัดอากาศ ³ค่าบุคลากรดำเนินการใช้ร่วมกันสำหรับส่วนระบบขนส่งและระบบกักเก็บคาร์บอน

4.3 ระบบกักเก็บ (CO₂ Storage)

ปริมาณกักเก็บได้ที่ใช้ในการออกแบบประมาณต้นทุน

ในหัวข้อที่ 3.2 ได้อธิบายการออกแบบปริมาณกักเก็บได้พลวัต (dynamic storage capacity) ของแอ่งกักเก็บเป้าหมายทั้งสอง สำหรับระยะเวลา 35 ปีของการกักเก็บ แต่เมื่อพิจารณาอายุการใช้งานของระบบดักจับ CO₂ ที่ออกแบบไว้ที่ 25 ปี จึงกำหนดออกแบบระยะเวลาดำเนินการของโครงการทุกส่วนไว้ที่ 25 ปี ฉะนั้น ในการออกแบบประมาณต้นทุนของระบบกักเก็บ CO₂ นี้ จึงออกแบบระยะเวลาการดำเนินการอัดฉีด CO₂ ไว้ที่ 25 ปี (ซึ่งน้อยกว่าระยะเวลาออกแบบเชิงเทคนิคข้างต้น) เมื่อพิจารณาเป้าหมายการกักเก็บ CO₂ ของโครงการเท่ากับ 10 ล้านตันต่อปี สามารถสรุปแบ่งปริมาณและอัตราการกักเก็บสำหรับทั้งสองแอ่งกักเก็บเป้าหมาย ตลอดระยะเวลา 25 ปี ได้ดังนี้

- แอ่งลำปาง ออกแบบอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 6 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณการกักเก็บตลอด 25 ปีของโครงการได้ไม่เกิน 150 ล้านตัน
- แอ่งหนองบัว ออกแบบอัตราการอัดฉีดได้สูงสุดไม่เกิน 4 ล้านตันต่อปี รวมปริมาณการกักเก็บตลอด 25 ปีของโครงการได้ไม่เกิน 100 ล้านตัน

สมมติฐานการออกแบบประมาณต้นทุน

การประมาณต้นทุนของระบบกักเก็บ ได้คำนวณตามขั้นตอนการพัฒนาโครงการ (stages of storage project development) [53] ซึ่งแบ่งเป็น 6 ขั้นตอน ตามที่แนะนำโดย IEA ประกอบด้วย

- การประเมินศักยภาพ (Resource Assessment) เป็นการลงทุนเริ่มแรกเพื่อสำรวจและประเมินศักยภาพการกักเก็บได้ของพื้นที่เป้าหมายอย่างละเอียด โดยมักมีกักอัดเทคโนโลยีการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน (seismic survey) และการเจาะหลุมสำรวจและเก็บตัวอย่าง ในการออกแบบนี้กำหนดสำรวจพื้นที่ 4x4 ตารางกิโลเมตร ของบริเวณพื้นที่กักเก็บเป้าหมายสำหรับหนึ่งหลุมอัด ทั้งนี้ การลงทุนในขั้นตอนนี้มีความเสี่ยงจากการสำรวจ เนื่องจากทรัพยากรที่สำรวจอาจไม่สามารถพัฒนาเป็นทรัพยากรสำหรับการกักเก็บได้ทั้งหมด (not every resource will be developable)
- การออกแบบและพัฒนาโครงการ (Design and Development) เป็นกิจกรรมการออกแบบเชิงวิศวกรรมโดยละเอียด หรือ Front-End Engineering Design (FEED) รวมถึงออกแบบการพัฒนาโครงการ การขออนุญาตดำเนินการกิจการต่อรัฐ และการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision, FID)

- **การก่อสร้าง (Construction)** เป็นการก่อสร้างระบบการกักเก็บและระบบส่วนต่อเชื่อมจากระบบขนส่ง รวมถึงโครงสร้างพื้นฐานอื่นที่เกี่ยวข้อง เช่น อุปกรณ์สำหรับ MMV ในการออกแบบนี้กำหนดให้ในโครงการสำหรับหนึ่งหลุมอัดมีหอกักเก็บชั่วคราว (intermediate storage tank) ปริมาตรบรรจุไม่น้อยกว่า 700 ตัน จำนวน 6 หอ เพื่อให้การอัดฉีดเป็นไปอย่างต่อเนื่อง และอัดฉีดได้ไม่น้อยกว่าวันละ 2,700 ตัน (หรือเท่ากับ 1 ล้านตันต่อปี) และมีโครงสร้างพื้นฐานอื่น เช่น คอมเพรสเซอร์ หัวหลุมอัดฉีด ห้องควบคุมระบบ ฯลฯ (ตัวอย่างลักษณะหัวหลุมอัดฉีด CO₂ และบริเวณเชื่อมต่อกับระบบท่อขนส่งแสดงใน รูปที่ 4.7 และ รูปที่ 4.8)
- **การดำเนินการ (Operation)** เป็นช่วงระยะเวลาการอัดฉีดจริง ซึ่งเท่ากับ 25 ปี โดยในทุกปีกำหนดให้มีกิจกรรมการรายงานผล MMV ตามกฎหมายและอนุบัญญัติ
- **การปิดและสละหลุมถาวร (Closure)** เป็นกิจกรรมการปิดหลุมด้วยซีเมนต์ และการรื้อถอนโครงสร้างพื้นฐานเหนือพื้นผิวดิน รวมถึงการรายงานผล MMV ด้วย
- **การดำเนินการหลังการปิดหลุม (Post Closure)** เป็นพันธะการดำเนินการด้าน MMV อย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง ทุกปีเป็นระยะเวลาสามปี และหลังจากนั้นอย่างน้อยหนึ่งครั้งทุก 5 ปี เป็นระยะเวลา 15 ปี (รวมระยะเวลา 18 ปี) เพื่อยืนยันปริมาณและตำแหน่งของกระแส CO₂ (CO₂ plume) ว่าเป็นไปตามที่ได้คาดการณ์ ทั้งนี้ กำหนดให้ใช้เทคโนโลยีการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนเป็นหลัก



รูปที่ 4.7 ลักษณะของหัวหลุมอัดฉีด CO₂
ของโครงการกักเก็บคาร์บอน
ของเครือบริษัท BKV Corporation
ณ เมืองแดลลัส รัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา



รูปที่ 4.8 บริเวณตำแหน่งของระบบท่อและหัวหลุมอัดฉีด CO₂ (ซ้าย) และบริเวณตำแหน่งของระบบท่อและห้องควบคุมระบบอัดฉีด CO₂ (ขวา) ของโครงการกักเก็บคาร์บอนของเครือบริษัท BKV Corporation ณ เมืองแดลลัส รัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกา

ผลการออกแบบประมาณต้นทุน

ในส่วนของต้นทุนการลงทุนมีค่าเท่ากับ 34.84 MUSD ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการประเมินศักยภาพ การออกแบบและพัฒนาโครงการ การก่อสร้าง และการปิดและสละหลุมถาวร โดยค่าใช้จ่ายในสามขั้นตอนแรกเป็นค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในช่วงแรกก่อนการดำเนินการอัดฉีด ส่วนค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการปิดและสละหลุมถาวรจะเกิดขึ้นในท้ายของปีสุดท้ายของการอัดฉีด (ปีที่ 25) ดังแสดงในตารางที่ 4.9

ในส่วนของต้นทุนดำเนินการประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการดำเนินการ (ระยะเวลา 25 ปี) มีค่าเท่ากับ 41 MUSD/yr และค่าใช้จ่ายในขั้นตอนการดำเนินการหลังการปิดหลุม (รวมระยะเวลา 18 ปี หลังการปิดและสละหลุมถาวร) มีค่าเท่ากับ 16 MUSD/yr ดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.9 ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) ของอุปกรณ์หลักในระบบกักเก็บคาร์บอน

ส่วนงานย่อยที่เป็นค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)	
1. การประเมินศักยภาพ (Resource Assessment)	3. การก่อสร้าง (Construction)
1.1 การสำรวจทางธรณีวิทยา (Geological survey)	3.1 การสร้างหลุมเจาะ (Drilling & Well completion)
1.2 การจำลองแหล่งกักเก็บ (Reservoir Simulation)	3.2 การก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานเหนือพื้นผิวดิน (Surface facilities)
1.3 การวัดทำสอบทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บของหินตัวอย่าง (Core analysis for Reservoir properties)	
รวมทั้งหมด 42.9 MUSD	รวมทั้งหมด 277.3 MUSD
2. การออกแบบและพัฒนาโครงการ (Design & Development)	4. การปิดและสละหลุมถาวร (Closure) (ปีที่ 25)
2.1 การออกแบบ	4.1 ปิดและสละหลุมถาวร
รวมทั้งหมด 2.60 MUSD	รวมทั้งหมด 34.84 MUSD

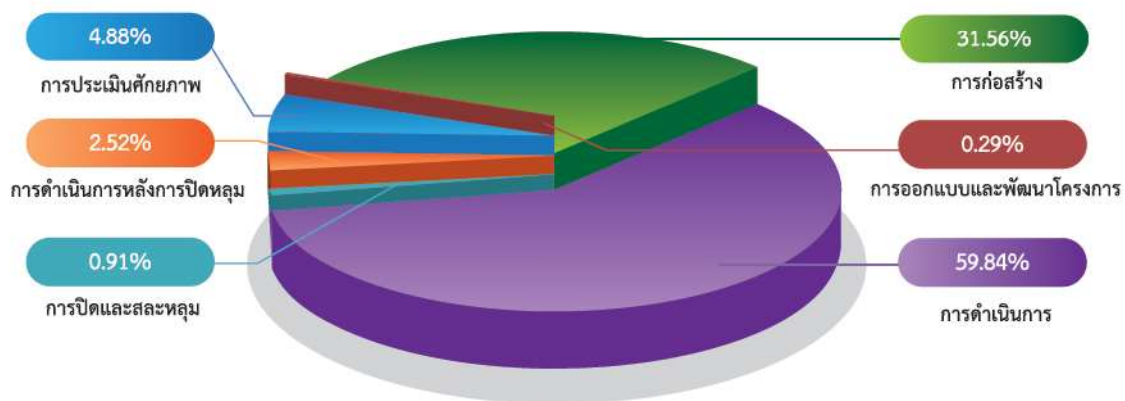
ตารางที่ 4.10 ต้นทุนดำเนินการ (OPEX) ในระบบกักเก็บคาร์บอน

ส่วนงานย่อยที่เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX)	
1. การดำเนินการ (Operation)	2. การดำเนินการหลังการปิดหลุม (Post-closure) (ปีที่ 25-43)
1.1 การอัดฉีด (Injection)	2.1 การวัด การเฝ้าระวัง และการยืนยันการกักเก็บ (MMV)
1.2 การซ่อมบำรุง (Maintenances)	
1.3 ต้นทุนการบริหารโครงการ	
1.4 การวัด การเฝ้าระวัง และการยืนยันการกักเก็บ (MMV)	
รวมทั้งหมด 41 MUSD/yr	รวมทั้งหมด 16 MUSD/yr

นอกจากนี้ในการประมาณต้นทุนดังกล่าวยังพิจารณาอัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับร้อยละ 8 และพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนดำเนินการ (escalating operating expenditures) ด้วย มีผลการประมาณต้นทุนต่อการกักเก็บ CO₂ ปริมาณ 1 ตัน ดังตารางที่ 4.11 และรูปที่ 4.9 จะเห็นว่าสัดส่วนต้นทุนในส่วนของการดำเนินการ (60%) และการก่อสร้าง (32%) เป็นส่วนหลักของโครงการโดยรวม

ตารางที่ 4.11 การประมาณต้นทุนของระบบกักเก็บคาร์บอนที่อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 8

ขั้นตอนการพัฒนาโครงการ	ต้นทุน (USD/ตัน)
1. การประเมินศักยภาพ	0.40
2. การออกแบบและพัฒนาโครงการ	0.02
3. การก่อสร้าง	2.60
4. การดำเนินการ (25 ปี)	4.93
5. การปิดและสละหลุมถาวร (ปีที่ 25)	0.08
6. การดำเนินการหลังการปิดหลุม (18 ปี หลังการปิดและสละหลุมถาวร)	0.21
รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด	8.23



รูปที่ 4.9 สัดส่วนต้นทุนของระบบกักเก็บคาร์บอนที่อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 8

4.4 ต้นทุนรวมของการดักจับและกักเก็บคาร์บอนของระบบ BECCS

เงินลงทุนและค่าใช้จ่ายสำหรับระบบดักจับในโรงไฟฟ้าชีวมวลแต่ละโรงสามารถประมาณได้จากวิธีการปรับตามกำลังการผลิต¹ เงินลงทุนและค่าใช้จ่ายของกระบวนการอ้างอิง (reference process) ในหัวข้อที่ 4.1 ด้วยปริมาณ CO₂ ที่ปล่อยออกมาจากการผลิตของโรงไฟฟ้าชีวมวล (ดูหัวข้อที่ 3.3 ประกอบ) ที่จะติดตั้งระบบดักจับ เมื่อรวมกับเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายของระบบขนส่งและกักเก็บที่คำนวณได้ในหัวข้อที่ 4.2 และ หัวข้อที่ 4.3 จะสามารถวิเคราะห์ต้นทุนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนต่อตันของระบบ BECCS ได้ โดยมีสมมติฐานสำหรับการวิเคราะห์ทางการเงินที่สำคัญดังตารางที่ 4.12 ดังนี้

1. $\frac{CAPEX_A}{CAPEX_B} = \left(\frac{Capacity_A}{Capacity_B} \right)^n, n = 0.6$

ตารางที่ 4.12 สมมติฐานสำหรับการวิเคราะห์ทางการเงิน

รายการ	ค่าที่ใช้
อายุโครงการ • ระบบดักจับ • ระบบขนส่งและกักเก็บ	43 ปี 25 ปี (ดักจับ) 25 ปี (ขนส่งและกักเก็บ) + 18 ปี (จัดการหลังปิดหลุม)
อัตราคิดลด (อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ) สำหรับภาคเอกชน	8 % ¹
อัตราคิดลด สำหรับภาครัฐ	3.1% ²
อัตราเงินเฟ้อ	1.84 % ³
อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล	20 %
อัตราแลกเปลี่ยน	36 THB ต่อ 1 USD

¹ อัตราคิดลดสำหรับภาคเอกชนใช้ Weighted Average Cost of Capital (WACC) คำนวณโดยใช้ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเท่ากับ 10 % อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมในช่วง 4% - 7% อัตราส่วนหนี้สินต่อสินทรัพย์ของโครงการอยู่ระหว่าง 0.1 -0.5 ได้ผลลัพธ์อยู่ในช่วง 6.55 % - 9.47 % โดยมีค่ากลางเท่ากับ 8 %

² อัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลอายุ 25 ปี (www.thaibma.or.th/EN/Market/YieldCurve/Government.aspx, สืบค้น 1 ต.ค. 2567)

³ อัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง 25 ปี (2542- 2566)
(https://app.bot.or.th/BTWS_STAT/statistics/ReportPage.aspx?reportID=409&language=th)

เพื่อบรรลุเป้าหมายดักจับและกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี จำเป็นต้องมีการดักจับ CO₂ จากโรงไฟฟ้าชีวมวล จำนวนทั้งสิ้น 16 แห่ง (ดูหัวข้อที่ 3.3 ประกอบ) รูปที่ 4.10 แสดงเส้นโค้งต้นทุนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนหน่วยสุดท้าย (Marginal Abatement Cost Curve for Capture) ของโรงไฟฟ้าชีวมวล 16 แห่งนี้ จากรูปจะพบว่าต้นทุนการดักจับของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ต่ำที่สุดจะอยู่ในช่วงประมาณ \$63/tCO₂ และค่อยๆ เพิ่มขึ้น โดยโรงไฟฟ้าชีวมวลลำดับที่ 16 มีต้นทุนการดักจับอยู่ในช่วงประมาณ \$103/tCO₂ นอกจากนี้ ต้นทุนการขนส่งและกักเก็บมีค่าประมาณ \$10.98/tCO₂ ดังนั้น ต้นทุนในการดักจับไปจนถึงกักเก็บคาร์บอนของโรงไฟฟ้าชีวมวลให้ภาคเหนือจึงมีค่าอยู่ในช่วง \$74-\$114/tCO₂ และหากเราต้องการกักเก็บคาร์บอนให้ได้ 10 ล้านตันตามเป้าหมาย คาร์บอนจะต้องมีมูลค่าตลาดขั้นต่ำ \$114/tCO₂ จึงจะมีความคุ้มค่าทางการเงินต่อผู้ลงทุน

Marginal Abatement Cost Curve for Capture



รูปที่ 4.10 ต้นทุนการการดักจับและกักเก็บคาร์บอนหน่วยสุดท้ายของโรงไฟฟ้าชีวมวลในภาคเหนือ เพื่อบรรลุเป้าหมายดักจับและกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี



แบบจำลองทางการเงิน (Financial Models)

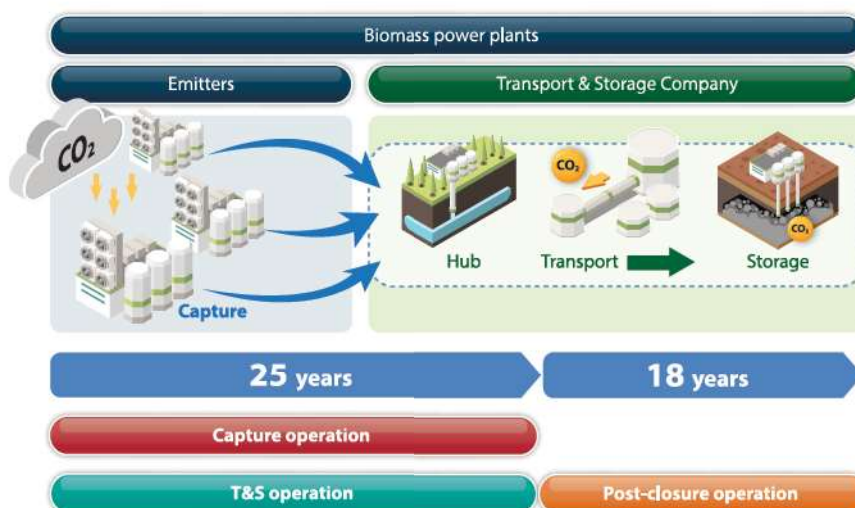
ทีมวิจัยได้สร้างแบบจำลองทางการเงินเพื่อศึกษาต้นทุนค่าใช้จ่ายการดักจับและกักเก็บ ผลตอบแทนต่อเอกชน ภาระการอุดหนุนที่จำเป็นของภาครัฐภายใต้สถานการณ์ต่างๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.1 รูปแบบการลงทุน

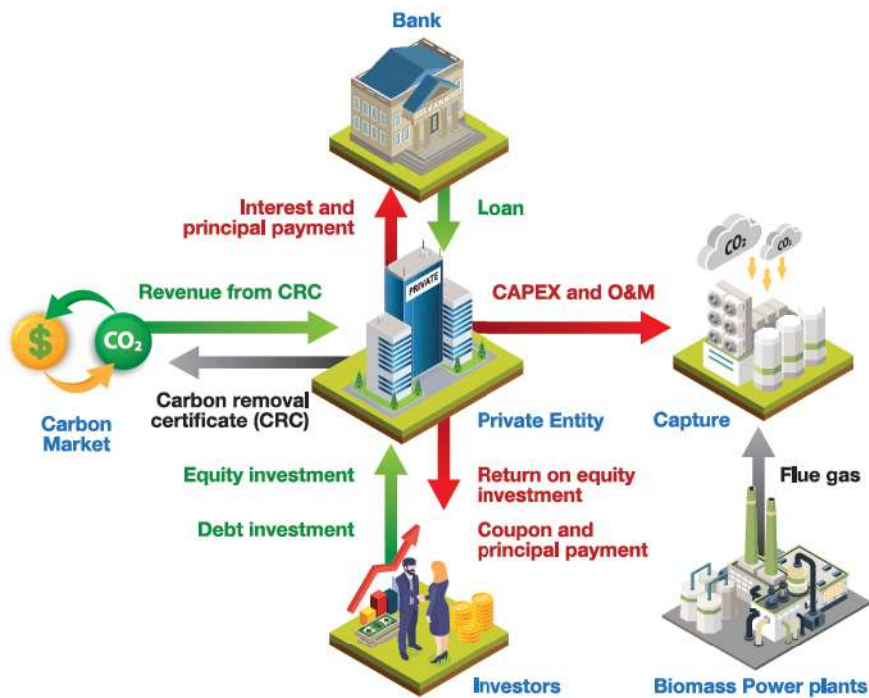
รูปแบบการลงทุนธุรกิจ BECCS ที่เหมาะสมสำหรับพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทยควรเป็นแบบ Partial Chain ดังแสดงในรูปที่ 5.1 ซึ่งแยกการลงทุนระบบดักจับ และระบบขนส่งและกักเก็บ (Transport and Storage, T&S) ออกจากกัน เนื่องจากโรงไฟฟ้าชีวมวลซึ่งเป็นแหล่งคาร์บอนที่ต้องการดักจับกระจายตัวอยู่ทั่วภูมิภาค ในขณะที่แหล่งกักเก็บมีเพียง 2 แห่ง การใช้รูปแบบการลงทุนนี้จะสามารถใช้ทรัพยากรในส่วนในระบบขนส่งและกักเก็บร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ รายละเอียดการลงทุนในแต่ละส่วนเป็นดังต่อไปนี้

ระบบดักจับ - โรงไฟฟ้าชีวมวลแต่ละแห่งติดตั้งระบบดักจับเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติของโรงไฟฟ้าโดยผู้ลงทุน อาจจะเป็นบริษัทเจ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลเอง หรือบริษัทเอกชนรายอื่นที่มีความเชี่ยวชาญเฉพาะ อย่างไรก็ตาม CO₂ ที่ดักจับได้จากไอเสียของกระบวนการผลิตไฟฟ้านี้ ไม่สามารถนำไปจำหน่ายหรือผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าทางเศรษฐกิจได้ เนื่องจากต้องถูกนำส่งผ่านระบบขนส่งและกักเก็บลงในพื้นที่ใต้ดินเพื่อให้เกิดเป็นการปล่อยคาร์บอนเป็นลบ เพื่อบรรลุเป้าหมาย Net Zero ของประเทศไทย ดังนั้น โครงการนี้จึงไม่มีรายได้ด้วยตัวของมันเอง การกำหนดราคาคาร์บอน (carbon pricing) จึงมีความสำคัญและจำเป็นอย่างยิ่งเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจแก่คาร์บอนที่ดักจับดังแสดงในรูปที่ 5.2

การกำหนดราคาคาร์บอนสามารถทำได้โดยใช้กลไกทางตลาดของคาร์บอน (carbon market) หากมีตลาดคาร์บอนที่มีประสิทธิภาพ ระบบดักจับจะมีรายได้จากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาด หากรายได้ในส่วนนี้มากพอที่จะครอบคลุมเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายของระบบดักจับและกักเก็บ รวมไปถึงผลตอบแทนที่สมเหตุสมผลต่อเจ้าของเงินทุน การลงทุนก็就会有ความคุ้มค่าทางการเงิน เพื่อให้การดำเนินการเป็นไปอย่างยั่งยืน อย่างไรก็ตาม หากมูลค่าที่เกิดจากตลาดคาร์บอนไม่เพียงพอภาครัฐอาจจะต้องมีการอุดหนุน (subsidies) ในรูปแบบต่างๆ ที่เหมาะสม

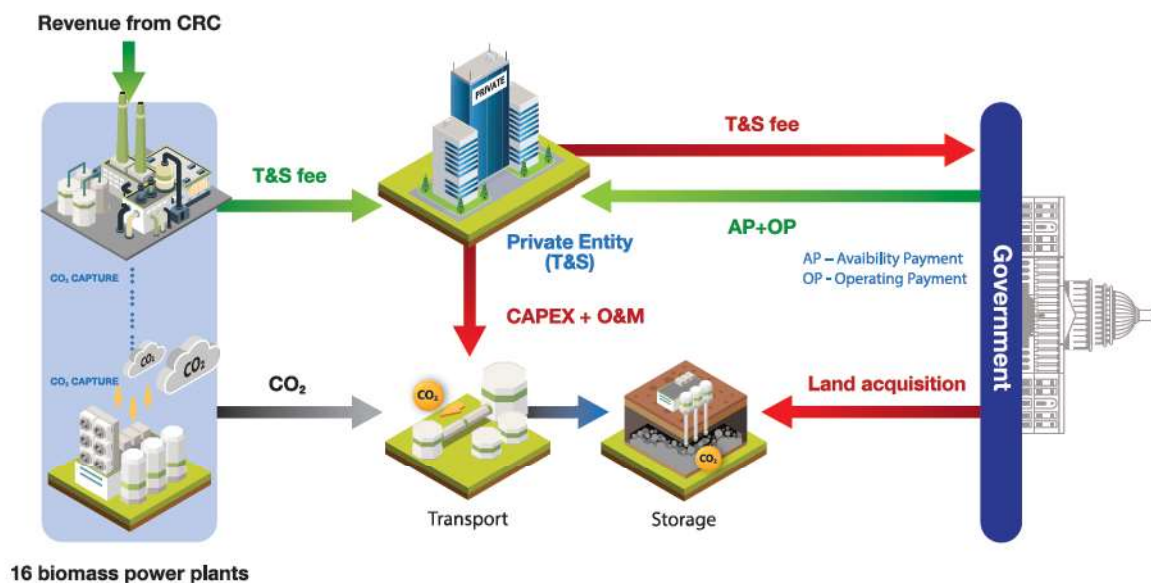


รูปที่ 5.1 Partial Chain



รูปที่ 5.2 รูปแบบการลงทุนและกลไกการสร้างรายได้ในระบบดักจับ

ระบบขนส่งและกักเก็บ - รูปแบบธุรกิจสำหรับระบบขนส่งและกักเก็บ แสดงในรูปที่ 5.3 เนื่องจากระบบนี้จำเป็นต้องใช้พื้นที่สาธารณะในการวางท่อขนส่งและพื้นที่สำหรับหลุมกักเก็บ ดังนั้น ภาครัฐควรมีบทบาทในการลงทุนเพื่อให้การดำเนินการเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ รูปแบบการลงทุนที่เหมาะสมคือ การร่วมทุนระหว่างรัฐและเอกชน (Public Private Partnership, PPP) โดยภาครัฐและเอกชนร่วมลงทุนในระบบขนส่งและกักเก็บ ซึ่งภาครัฐเป็นผู้จัดหาที่ดิน (land acquisition) และเอกชนลงทุนและเป็นผู้ดำเนินการระบบรายได้ของระบบขนส่งและกักเก็บมาจากค่าธรรมเนียมการขนส่งและกักเก็บ ที่จัดเก็บจากรบบดักจับตามปริมาณ CO_2 ที่ส่ง ซึ่งค่าธรรมเนียมนี้คือบางส่วนของรายได้ที่ระบบดักจับได้จากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอน



รูปที่ 5.3 รูปแบบการลงทุนระบบขนส่งและกักเก็บ

สำหรับรูปแบบการจัดเก็บรายได้ที่เหมาะสม คือ รูปแบบ Modified Gross Cost ภายใต้รูปแบบการจัดเก็บรายได้แบบนี้ รัฐเป็นเจ้าของรายได้ค่าธรรมเนียมการขนส่งและกักเก็บ ภาครัฐจะจ่ายค่าความพร้อม (Availability Payment, AP) และ ค่าดำเนินการ (Operating Payment, OP) ให้กับเอกชน โดย AP เป็นเงินจำนวนคงที่ที่ตกลงกันตามสัญญาซึ่งจะถูกจ่ายให้เอกชนตราใบที่ระบบขนส่งและกักเก็บมีความพร้อมในการทำงานโดยไม่ขึ้นกับปริมาณ CO₂ ที่ขนส่งและกักเก็บ เงินส่วนนี้จะครอบคลุมเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายคงที่ของเอกชน ส่วน OP จะเป็นเงินที่จ่ายให้ตามปริมาณ CO₂ ที่ขนส่งและกักเก็บที่เกิดขึ้นจริง เงินส่วนนี้จะครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปรของเอกชน หากค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้จริงน้อยกว่าเงินที่รัฐจ่ายให้เอกชน (AP+OP) ผลต่างนี้ก็คือ เงินอุดหนุนที่รัฐจ่ายให้กับเอกชน

5.2 ฉากทัศน์ในการวิเคราะห์

ผลตอบแทนทางการเงินจากการวิเคราะห์ฉากทัศน์ (scenario analysis) แบ่งออกเป็น 6 ฉากทัศน์ ประกอบด้วยฉากทัศน์ปัจจุบัน และฉากทัศน์อิงสมมติฐานอีก 5 ฉากทัศน์ ดังนี้

ฉากทัศน์ที่ 0 (Scenario 0, S0) คือ สถานการณ์ปัจจุบันที่ไม่มีตลาดคาร์บอนภาคบังคับ ภาครัฐยังไม่มีการสนับสนุนเทคโนโลยี BECCS เอกชนเป็นผู้ลงทุนในระบบดักจับและกักเก็บเองทั้งหมด ดังแสดงในรูปที่ 5.4 (a) ฉากทัศน์นี้ใช้เป็นกรณีฐานเพื่อประมาณต้นทุนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนของ BECCS

ฉากทัศน์ที่ 1 (Scenario 1, S1) คือ ฉากทัศน์อิงสมมติฐานว่ามีระบบซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading Scheme, ETS) ในประเทศไทยที่รองรับการซื้อขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน ภายใต้ฉากทัศน์นี้ ผลกระทบภายนอกเชิงลบ (negative externalities) ของก๊าซเรือนกระจกถูกแปลงให้เป็นต้นทุนทางเศรษฐกิจผ่านตลาดคาร์บอน เอกชนที่ลงทุนในระบบดักจับจะมีรายได้จากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอนภาคบังคับและเอกชนที่ลงทุนในระบบขนส่งและกักเก็บ จะมีรายได้จากค่าธรรมเนียมการขนส่งและกักเก็บ CO₂ จากเอกชนที่เป็นเจ้าของระบบดักจับ ดังแสดงในรูปที่ 5.5 (a)

ฉากทัศน์ที่ 2 (Scenario 2, S2) คือ ฉากทัศน์อิงสมมติฐานว่ามีระบบ ETS ในประเทศไทย และภาครัฐมีนโยบายอุดหนุนโดยให้เงินทุนให้เปล่าร้อยละ 50 ของเงินลงทุนระบบดักจับ รายได้ระบบดักจับและระบบขนส่งและกักเก็บมาจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน และค่าธรรมเนียมฯ ตามลำดับ เช่นเดียวกับ S1 ดังแสดงในรูปที่ 5.6 (a) ภายใต้ฉากทัศน์นี้ เอกชนจะมีภาระเงินลงทุนลดลง ส่งผลให้ผลตอบแทนทางการเงินเพิ่มขึ้น

ฉากทัศน์ที่ 3 (Scenario 3, S3) คือ ฉากทัศน์อิงสมมติฐานว่ามีระบบ ETS ในประเทศไทย และภาครัฐมีนโยบายอุดหนุนโดยให้เครดิตภาษีเงินลงทุน (Investment Tax Credit, ITC) สัดส่วนร้อยละ 50 ของเงินลงทุนระบบดักจับ รายได้ระบบดักจับและระบบขนส่งและกักเก็บมาจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน และค่าธรรมเนียมฯ ตามลำดับ เช่นเดียวกับ S1 ดังแสดงในรูปที่ 5.7 (a) ภายใต้ฉากทัศน์นี้ ภาครัฐจะให้เครดิตภาษีนิติบุคคลกับเอกชนที่ลงทุนในระบบดักจับเป็นสัดส่วนของเงินลงทุนซึ่งในงานวิจัยนี้กำหนดไว้ที่ร้อยละ 50 เอกชนสามารถนำไปหักออกจากภาษีเงินได้นิติบุคคลที่ต้องเสียได้ (นอกเหนือจากการตัดค่าเสื่อมราคาของระบบดักจับตามปกติ) เปรียบเสมือนภาครัฐช่วยอุดหนุนเงินลงทุนระบบดักจับให้กับเอกชนผ่านการลดค่าใช้จ่ายทางภาษี ส่งผลให้ผลตอบแทนทางการเงินเพิ่มขึ้น

ฉากทัศน์ที่ 4 (Scenario 4, S4) คือ ฉากทัศน์อิงสมมติฐานว่ามีระบบ ETS ในประเทศไทย และภาครัฐมีนโยบายอุดหนุนโดยสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน (Carbon Contracts for Difference, CCfD) ดังแสดงในรูปที่ 5.8 (a) ภายใต้ฉากทัศน์นี้ ภาครัฐจะทำสัญญาแลกเปลี่ยนส่วนต่างราคาคาร์บอนกับเอกชนแต่ละราย โดยสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน มี 2 รูปแบบ คือ สัญญาแบบทางเดียว (One-way CCfD) และสัญญาแบบสองทาง (Two-way CCfD)

สัญญาแบบทางเดียวคือสัญญาที่ภาครัฐให้สิทธิเอกชนในการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนให้กับรัฐที่ราคาที่กำหนดไว้ (exercise price) ซึ่งโดยปกติ เอกชนจะใช้สิทธินี้ต่อเมื่อราคาคาร์บอนในตลาดต่ำกว่าราคาใช้สิทธิเท่านั้น หากราคาคาร์บอนในตลาดคาร์บอนสูงกว่าราคาใช้สิทธิ เอกชนจะขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอน สัญญารูปแบบนี้เปรียบเสมือนภาครัฐให้ประกันราคาขั้นต่ำของใบรับรองการกำจัดคาร์บอนแก่เอกชน ซึ่งมีลักษณะเหมือนพุดอปชั่น (put options) รัฐสามารถกำหนดราคาใช้สิทธิโดยอิงกับต้นทุนการดักจับและกักเก็บของเอกชนแต่ละรายดังแสดงในรูปที่ 4.10 ได้

สัญญาแบบสองทาง คือ สัญญาที่รัฐและเอกชนมีภาระผูกพันต้องแลกเปลี่ยนส่วนต่างราคา ในกรณีนี้ หากราคาคาร์บอนในตลาดต่ำกว่าราคาที่ตกลงกัน รัฐจะจ่ายส่วนต่างระหว่างราคาที่ตกลงกันกับราคาตลาดให้กับเอกชน แต่หากราคาคาร์บอนในตลาดสูงกว่าราคาที่ตกลงกัน เอกชนจะต้องจ่ายส่วนต่างระหว่างราคาตลาดกับราคาที่ตกลงกันให้กับรัฐ สัญญารูปแบบนี้มีลักษณะเหมือนสัญญาซื้อขายล่วงหน้า (future contracts)

ฉากทัศน์ที่ 5 (Scenario 5, S5) คือ ฉากทัศน์อิงสมมติฐานเหมือนฉากทัศน์ที่ 4 และเพิ่มการส่งเสริมเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำจากภาครัฐในแก่เอกชนที่ลงทุนระบบดักจับ ดังแสดงในรูปที่ 5.9 (a) ภายใต้ฉากทัศน์นี้ ต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital, WACC) ของภาคเอกชนที่ลงทุนในระบบดักจับจะต่ำลง ส่งผลให้ต้นทุนการดักจับถูกลง

ตารางที่ 5.1 สรุปสมมติฐานของแต่ละฉากทัศน์ที่ใช้ในการวิเคราะห์แบบจำลองทางการเงิน

ฉากทัศน์	รายละเอียด
ฉากทัศน์ที่ 0 (S0)	สถานการณ์ปัจจุบันที่ไม่มีตลาดคาร์บอนภาคบังคับ ภาครัฐยังไม่มีกลไกสนับสนุนเทคโนโลยี BECCS เอกชนเป็นผู้ลงทุนในระบบดักจับและกักเก็บเองทั้งหมด
ฉากทัศน์ที่ 1 (S1)	มีระบบซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ETS ในประเทศไทยที่รองรับการซื้อขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน เอกชนที่ลงทุนในระบบดักจับจะมีรายได้จากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอนภาคบังคับ และเอกชนที่ลงทุนในระบบขนส่งและกักเก็บจะมีรายได้จากค่าธรรมเนียมการขนส่งและกักเก็บ CO ₂ จากเอกชนที่เป็นเจ้าของระบบดักจับ
ฉากทัศน์ที่ 2 (S2)	มีระบบ ETS ในประเทศไทย และภาครัฐมีนโยบายอุดหนุนโดยให้เงินทุนให้เปล่าร้อยละ 50 ของเงินลงทุนระบบดักจับ รายได้ระบบดักจับและระบบขนส่งและกักเก็บมาจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน และค่าธรรมเนียมฯ ตามลำดับ
ฉากทัศน์ที่ 3 (S3)	มีระบบ ETS ในประเทศไทย และภาครัฐมีนโยบายอุดหนุนโดยให้เครดิตภาษีเงินลงทุนสัดส่วนร้อยละ 50 ของเงินลงทุนระบบดักจับ เปรียบเสมือนภาครัฐช่วยอุดหนุนเงินลงทุนระบบดักจับให้กับเอกชนผ่านการลดค่าใช้จ่ายทางภาษี รายได้ระบบดักจับและระบบขนส่งและกักเก็บมาจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอน และค่าธรรมเนียมฯ ตามลำดับ
ฉากทัศน์ที่ 4 (S4)	มีระบบ ETS ในประเทศไทย และภาครัฐมีนโยบายอุดหนุนโดยสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน (CCfD) ภายใต้ฉากทัศน์นี้ ภาครัฐจะทำสัญญาแลกเปลี่ยนส่วนต่างราคาคาร์บอนกับเอกชนแต่ละราย
ฉากทัศน์ที่ 5 (S5)	สมมติฐานเหมือนฉากทัศน์ที่ 4 และเพิ่มการส่งเสริมเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำจากภาครัฐให้แก่เอกชนที่ลงทุนระบบดักจับ

5.3 ผลการวิเคราะห์

แบบจำลองทางการเงินคำนวณผลตอบแทนทางการเงินของเอกชนที่ลงทุนในระบบดักจับและระบบขนส่งและกักเก็บเงินอุดหนุนที่จำเป็นจากรัฐในกรณีที่ผลตอบแทนของเอกชนต่ำกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ และปริมาณการกักเก็บ CO₂ ในแต่ละฉากทัศน์ การวิเคราะห์ในแต่ละฉากทัศน์ (ยกเว้นฉากทัศน์ที่ 0) จะวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) เพื่อประเมินผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงราคาคาร์บอนในตลาดคาร์บอนภาคบังคับต่อผลลัพธ์ที่ได้สมมติฐานทางการเงินแสดงในตารางที่ 4.12 นอกจากนี้ มีสมมติฐานในการดำเนินงานดังต่อไปนี้

- รายได้ของระบบดักจับมาจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอน
- รายได้ของระบบขนส่งและกักเก็บมาจากค่าธรรมเนียมที่เก็บจากโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ส่ง CO₂ ที่ดักจับได้เข้าระบบ
- เอกชนจะลงทุนในระบบดักจับก็ต่อเมื่อผลตอบแทนทางการเงินไม่ต่ำกว่าผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการ ดังนั้นปริมาณก๊าซ CO₂ ที่ถูกส่งเข้าระบบขนส่งและกักเก็บเท่ากับผลรวมของปริมาณ CO₂ ที่ดักจับได้ของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีผลตอบแทนทางการเงินที่คุ้มค่า
- เนื่องจากเงินอุดหนุนจากภาครัฐในแต่ละภาคเกิดขึ้นคนละช่วงเวลาเพื่อให้สามารถเปรียบเทียบภาระการอุดหนุนระหว่างภาคได้ เงินอุดหนุนของภาครัฐในแต่ละภาคจะคำนวณเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิโดยใช้อัตราคิดลดสำหรับภาครัฐ ตามแสดงในตารางที่ 4.12

● ฉากทัศน์ที่ 0

รูปที่ 5.4 (b) แสดงต้นทุนส่วนเพิ่มของการดักจับและต้นทุนส่วนเพิ่มของการขนส่งและกักเก็บที่เอกชนต้องเสียเพิ่มเติมจากการดำเนินการปกติ ที่ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนต่างๆ จากรูปจะพบว่า หากต้องการบรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี (โรงไฟฟ้าชีวมวล 16 แห่ง) จะมีต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบดักจับรวมเท่ากับ 843 MUSD/yr และต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบขนส่งและกักเก็บรวมเท่ากับ 111 MUSD/yr และรวมทั้งหมดเป็น 954 MUSD/yr ซึ่งภายใต้ฉากทัศน์นี้ ในทางปฏิบัติ การลงทุนจะไม่เกิดขึ้น เนื่องจากการลงทุนเพิ่มภาระค่าใช้จ่ายจากการดำเนินการปกติของโรงไฟฟ้าชีวมวลเพียงอย่างเดียว โดยไม่มีผลตอบแทนทางการเงินกลับมาสู่เอกชนผู้ลงทุน

● ฉากทัศน์ที่ 1

รูปที่ 5.5 (b) แสดงปริมาณคาร์บอนรวมที่สามารถกักเก็บได้และภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ ภายใต้ฉากทัศน์ที่ 1 จากรูปจะพบว่า ที่ราคาคาร์บอนเท่ากับ 115 USD/tCO₂ โรงไฟฟ้าทั้ง 16 แห่งจะมีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนระดับดักจับ รายได้จากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอนครอบคลุมเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายของระบบดักจับตลอดจนผลตอบแทนที่สมเหตุผล และเพียงพอต่อค่าธรรมเนียมการขนส่ง CO₂ เข้าระบบขนส่งและกักเก็บ เมื่อโรงไฟฟ้าทั้ง 16 แห่งดักจับ CO₂ และส่งเข้าระบบขนส่งและกักเก็บ ปริมาณ CO₂ รวมจึงเท่ากับ 10 ล้านตัน ในกรณีนี้ ระบบขนส่งและกักเก็บจะมีความคุ้มค่าทางการเงินในตัวเอง ภาครัฐไม่จำเป็นต้องอุดหนุน ในทางกลับกัน หากราคาคาร์บอนในตลาดต่ำกว่า 115 USD/tCO₂ จำนวนโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนระดับดักจับจะลดลง ส่งผลให้ปริมาณ CO₂ ที่ถูกส่งเข้าระบบขนส่งและกักเก็บลดลง (เส้นกราฟสีส้ม)

นอกจากนี้ ภาครัฐต้องให้เงินอุดหนุนแก่ระบบขนส่งและกักเก็บเพื่อให้เอกชนที่ลงทุนในระบบนี้ยังคงมีผลตอบแทนในระดับสมเหตุผล โดยจำนวนเงินอุดหนุนจะเพิ่มขึ้นตามราคาคาร์บอนที่ลดลง จนหากราคาคาร์บอนต่ำลงถึง 74 USD/tCO₂ จะไม่มีโรงไฟฟ้าชีวมวลใดมีความคุ้มค่าในการลงทุนระดับดักจับ ทำให้ไม่มี CO₂ ถูกส่งเข้าระบบขนส่งและกักเก็บ ซึ่งในกรณีนี้ ภาครัฐจะมีภาระการอุดหนุนให้เอกชนที่ลงทุนระบบขนส่งและกักเก็บ ทั้งสิ้นประมาณ 700 MUSD (มูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2024) โดยที่ไม่เกิดการกักเก็บ CO₂ เลย

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบราคาคาร์บอนจากแบบจำลองทางการเงินกับราคาคาร์บอนในตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจของประเทศไทยในปัจจุบัน พบว่า ในปี พ.ศ. 2567 มีการซื้อขายคาร์บอนเครดิตทั้งสิ้นประมาณ 7 แสนตัน ราคาเฉลี่ย 125.05 บาทต่อตัน [54] ซึ่งต่ำกว่าราคาคาร์บอนจากแบบจำลองมาก นอกจากนี้ แม้จะเปรียบเทียบกับตลาดที่พัฒนาเต็มที่และมีเสถียรภาพอย่างระบบซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของสหภาพยุโรป (EU ETS) พบว่า ในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา (ค.ศ. 2022-2024) ราคา Carbon Permit อยู่ระหว่าง 60–90 EUR (ประมาณ 63-94.5 USD) ซึ่งต่ำกว่าราคาคาร์บอนที่ทำให้บรรลุเป้าหมายการกักเก็บ 10 ล้านตันต่อปี (115 USD/tCO₂)

การที่จะบรรลุเป้าหมายการกักเก็บ CO₂ ตลาดคาร์บอนภาคบังคับในอนาคตจะต้องมีการพัฒนามีอุปสงค์มากพอที่จะผลักดันราคาคาร์บอนให้สูงถึงระดับดังกล่าว ดังนั้น อาจกล่าวได้ว่า การอาศัยกลไกตลาดคาร์บอนภาคบังคับเพียงอย่างเดียว การบรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปีมีความเป็นไปได้ยาก จำเป็นจะต้องมีการส่งเสริมและอุดหนุนเพิ่มเติมจากภาครัฐ

● ฉากทัศน์ที่ 2

รูปที่ 5.6 (b) แสดงปริมาณคาร์บอนรวมที่สามารถกักเก็บได้และการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ ภายใต้ฉากทัศน์ที่ 2 ซึ่งภาครัฐอุดหนุนผ่านการให้เงินทุนช่วยเหลือการลงทุนระบบดักจับกับเอกชน จากรูปจะพบว่า เงินลงทุนที่ลดลงทำให้ราคาคาร์บอนที่ทำให้บรรลุเป้าหมายการกักเก็บ 10 ล้านตันต่อปีลดลงจาก 115 USD/tCO₂ ในฉากทัศน์ที่ 1 เป็น 105 USD/tCO₂ การอุดหนุนของภาครัฐในระบบดักจับมีค่าประมาณ 1,242 MUSD อย่างไรก็ตาม 105 USD/tCO₂ ยังคงเป็นราคาที่สูงมาก ที่เป็นเช่นนี้ เนื่องจาก ต้นทุนการดักจับส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ต้นทุนส่วนเงินลงทุนมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 30 ของต้นทุนทั้งหมดเท่านั้น นอกจากนี้ ถ้าราคาคาร์บอนต่ำกว่า 105 USD/tCO₂ การอุดหนุนของภาครัฐจะเพิ่มขึ้นจากเงินที่ต้องใช้อุดหนุนระบบขนส่งและกักเก็บ เนื่องจากปริมาณ CO₂ ที่ส่งเข้าระบบขนส่งและกักเก็บไม่ถึง 10 ล้านตันต่อปี

● ฉากทัศน์ที่ 3

รูปที่ 5.7 (b) แสดงปริมาณคาร์บอนรวมที่สามารถกักเก็บได้และการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ ภายใต้ฉากทัศน์ที่ 3 ซึ่งภาครัฐให้การอุดหนุนผ่านการให้เครดิตภาษีเงินลงทุนระบบดักจับ จากรูปจะพบว่า ราคาคาร์บอนที่ทำให้บรรลุเป้าหมายการกักเก็บ 10 ล้านตันต่อปีคือ 105 USD/tCO₂ เหมือนฉากทัศน์ที่ 2 ทั้งนี้ เนื่องจากหากพิจารณากระแสเงินสดแล้วจะพบว่าฉากทัศน์ที่ 2 และ 3 มีความคล้ายคลึงกัน กล่าวคือ ภาครัฐช่วยลดภาระเงินลงทุนระบบดักจับให้แก่เอกชนเหมือนกันต่างกันเพียง ภายใต้ฉากทัศน์ที่ 2 ภาครัฐให้เงินเอกชนตั้งแต่ขั้นตอนระดมทุน ส่วนฉากทัศน์ที่ 3 ภาครัฐให้เงินเอกชนภายหลังผ่านการให้ส่วนลดภาษีเงินได้นิติบุคคล

● ฉากทัศน์ที่ 4

ผลของฉากทัศน์นี้ แบ่งออกเป็น 2 กรณี รูปที่ 5.8 (b) แสดงผลกรณีสัญญาแบบทางเดียว และรูปที่ 5.8 (c) แสดงผลกรณีสัญญาแบบสองทาง ภายใต้ฉากทัศน์นี้ จะพบว่า การอุดหนุนของภาครัฐผ่านการจ่ายสัญญาซื้อขายส่วนต่างราคาคาร์บอนสามารถบรรลุเป้าหมายการกักเก็บ CO₂ 10 ล้านตันต่อปีในทุกช่วงราคาคาร์บอน อย่างไรก็ตาม ภาระการอุดหนุนของภาครัฐจะแปรผกผันกับราคาคาร์บอนในตลาด โดยกรณีเลวร้ายที่สุด (คาร์บอนราคา 0 USD/tCO₂) ภาระการอุดหนุนจะเท่ากับ 16,427 MUSD

ภายใต้สถานการณ์นี้ เปรียบเสมือนภาครัฐจ้างเอกชนแต่ละรายดักจับคาร์บอนโดยออกค่าใช้จ่ายทั้งหมดให้ (เนื่องจากคาร์บอนไม่มีราคาในตลาด) ผ่านการซื้อผลลัพธ์การดักจับตามจำนวนตันคาร์บอนไดออกไซด์ อย่างไรก็ตาม เมื่อคาร์บอนมีมูลค่าในตลาด ภาระการอุดหนุนจะลดลงประมาณ 1,600-1,700 MUSD ทุกๆ การเพิ่มขึ้นของราคาคาร์บอน 10 USD/tCO₂ เนื่องจากเอกชนมีรายได้บางส่วนจากการขายใบรับรองการกำจัดคาร์บอนในตลาดคาร์บอน ดังแสดงในรูปที่ 5.2-5 (b) และ (c)

ในกรณีสัญญาแบบทางเดียว ที่คาร์บอนราคาตั้งแต่ 115 USD/tCO₂ ขึ้นไป รัฐไม่จำเป็นต้องอุดหนุนเอกชนเลยซึ่งสอดคล้องกับผลในฉากทัศน์ที่ 1 ความแตกต่างของสัญญาแบบสองทางกับสัญญาแบบทางเดียว คือ กรณี สัญญาแบบสองทางเอกชนจะต้องจ่ายส่วนต่างคืนให้รัฐหากราคาคาร์บอนสูงกว่าราคาที่ตกลงกันได้ ส่งผลให้ที่ราคาคาร์บอนสูงๆ (100 USD/tCO₂ ขึ้นไป) จะพบภาระการอุดหนุนเป็นเลขติดลบดังแสดงในรูปที่ 5.2-5 (c) ซึ่งหมายความว่าโดยสุทธิรัฐได้รับเงินจากภาคเอกชน นอกจากนี้ หากพิจารณาที่ระดับราคาคาร์บอน 60-90 USD/tCO₂ ซึ่งเป็นราคาที่ใกล้เคียงกับราคา Carbon Permit ในระบบ EU ETS ในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา (ค.ศ. 2022-2024) พบว่า ภาครัฐจะมีภาระการอุดหนุนอยู่ในช่วงประมาณ 1,400-6,000 MUSD และ 800-6,000 MUSD ในกรณี สัญญาแบบทางเดียวและสัญญาแบบสองทาง ตามลำดับ

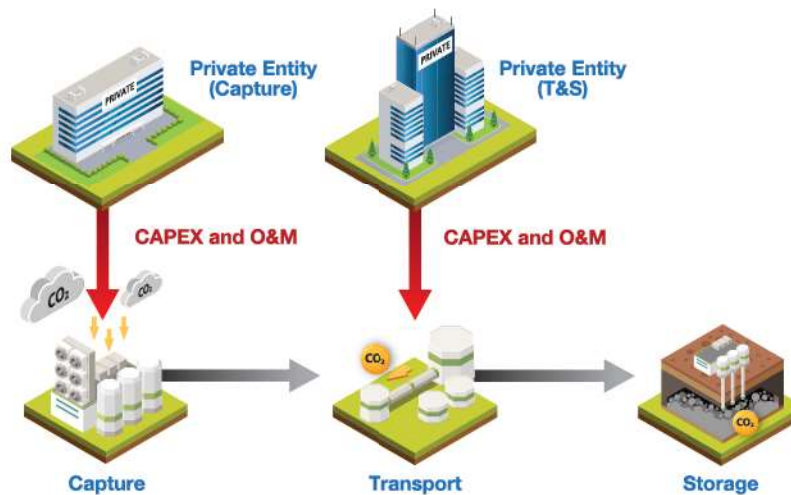
ในอีกด้านหนึ่งมาตรการสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอนนอกจากจะเพิ่มผลตอบแทนให้แก่เอกชนในระดับที่สมเหตุสมผล ยังเป็นมาตรการที่รับประกันกระแสรายได้ (revenue stream) ซึ่งส่งผลให้เอกชนมีโอกาสเข้าถึงแหล่งเงินทุนได้ง่ายขึ้น

● ฉากทัศน์ที่ 5

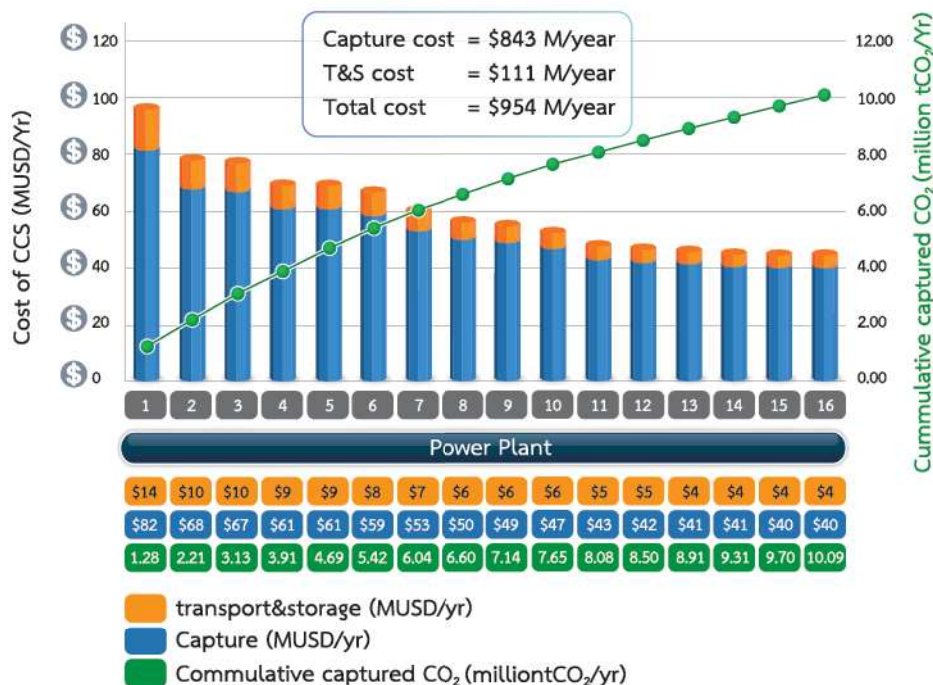
ผลการวิเคราะห์ฉากทัศน์ที่ 5 แสดงในรูปที่ 5.9 (b) และ (c) ผลแบ่งออกเป็น 2 กรณีและมีลักษณะคล้ายกับฉากทัศน์ที่ 4 เพียงแต่ภาระการอุดหนุนของรัฐบาลลดลง เนื่องจากระดับราคาใช้สิทธิในสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอนลดลงตามต้นทุนการดักจับที่ลดลง

ในงานวิจัยนี้ สมมติให้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เท่ากับร้อยละ 3 อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (D:E ratio) เท่ากับ 1 จากรูปจะพบว่า ที่ระดับราคาคาร์บอน 60-90 USD/tCO₂ ภาครัฐจะมีภาระการอุดหนุนลดลงจากฉากทัศน์ที่ 4 ในช่วงประมาณ 1,100–5,500 MUSD และ 300-5,500 MUSD ในกรณีสัญญาแบบทางเดียวและสัญญาแบบสองทาง ตามลำดับ การลดลงของภาระอุดหนุนขึ้น กับอัตราดอกเบี้ยและอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (D:E ratio) ยิ่งอัตราดอกเบี้ยน้อยลง อัตราส่วนหนี้สินต่อทุนเพิ่มขึ้น ต้นทุนเงินทุน ถัวเฉลี่ยของเอกชนจะลดลง ส่งผลให้ระดับราคาใช้สิทธิในสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอนที่รัฐเข้าทำสัญญากับเอกชนลดลง และภาระการอุดหนุนสุทธิลดลง ยิ่งไปกว่านั้น มาตรการเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำยังช่วยให้เอกชนเข้าถึงแหล่งเงินทุนได้ง่ายขึ้นใน ระยะแรกที่เทคโนโลยี BECCS ยังไม่ได้รับความเชื่อมั่นจากสถาบันการเงิน

สรุปสาระสำคัญของฉากทัศน์ต่างๆ แสดงในรูปที่ 5.10

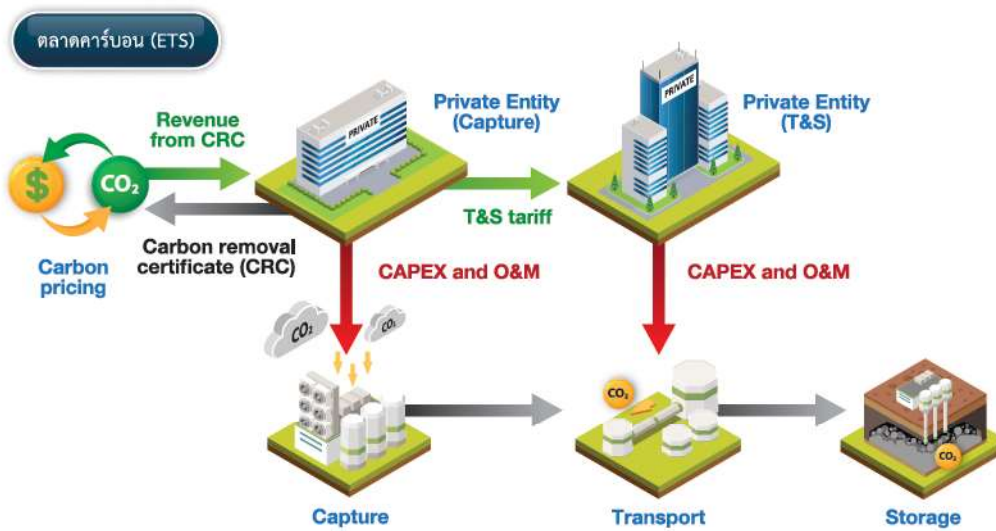


(a) แผนภาพการไหลของกระแสเงิน

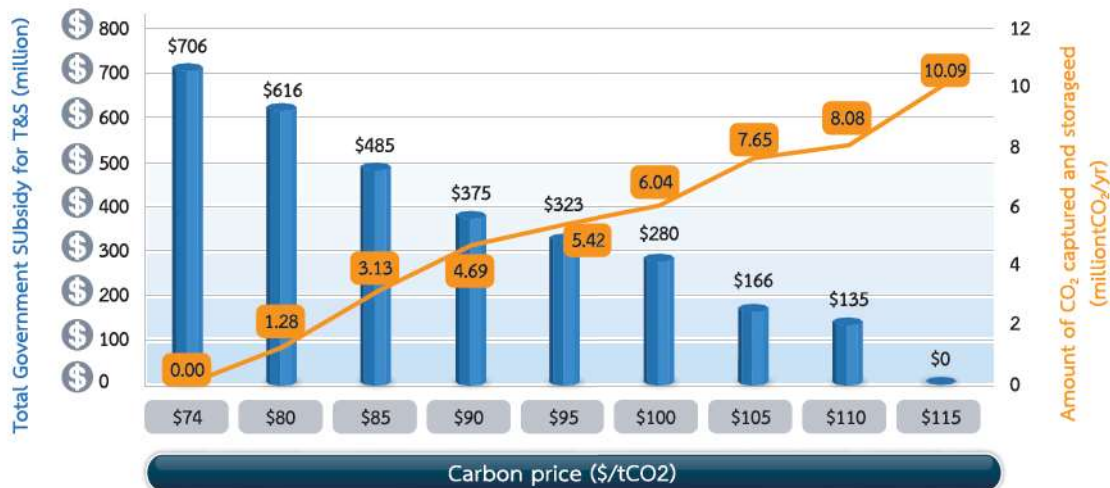


(b) ผลการคำนวณ - ต้นทุนการดักจับและกักเก็บและปริมาณคาร์บอนที่กักเก็บได้

รูปที่ 5.4 ฉากทัศน์ที่ 0 สถานการณ์ปัจจุบัน

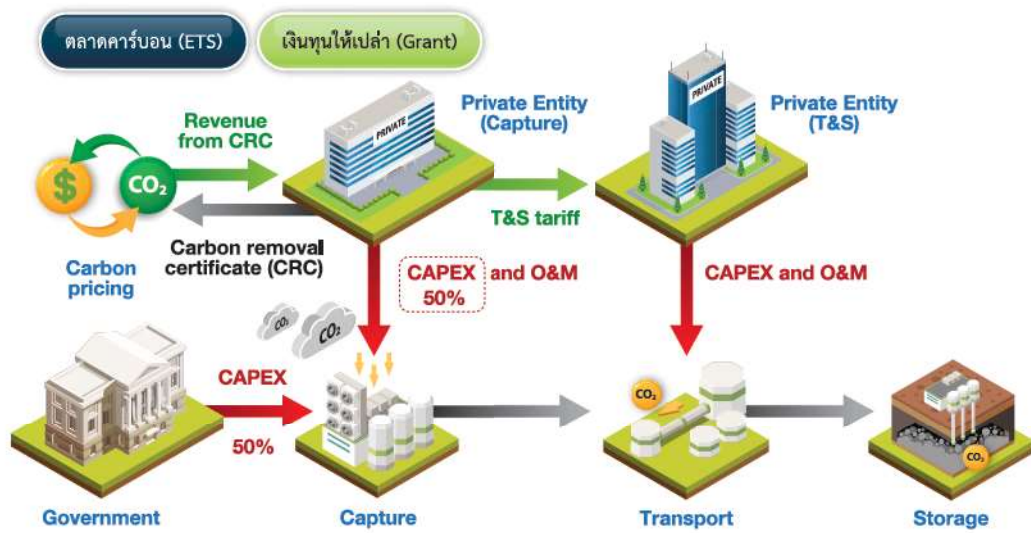


(a) แผนภาพการไหลของกระแสเงิน

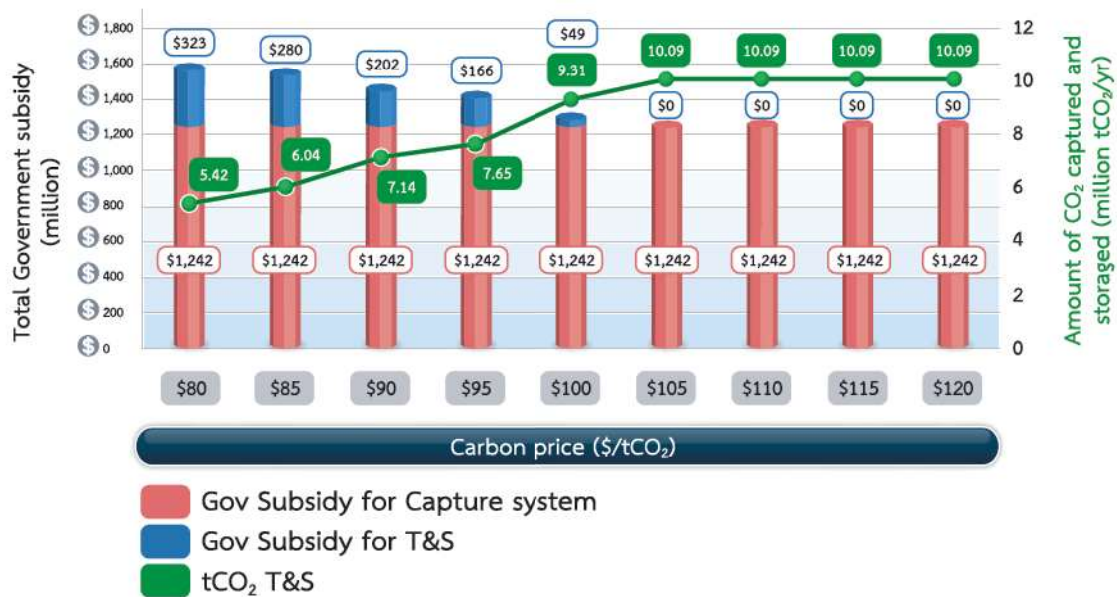


(b) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ

รูปที่ 5.5 ฉากทัศน์ที่ 1 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

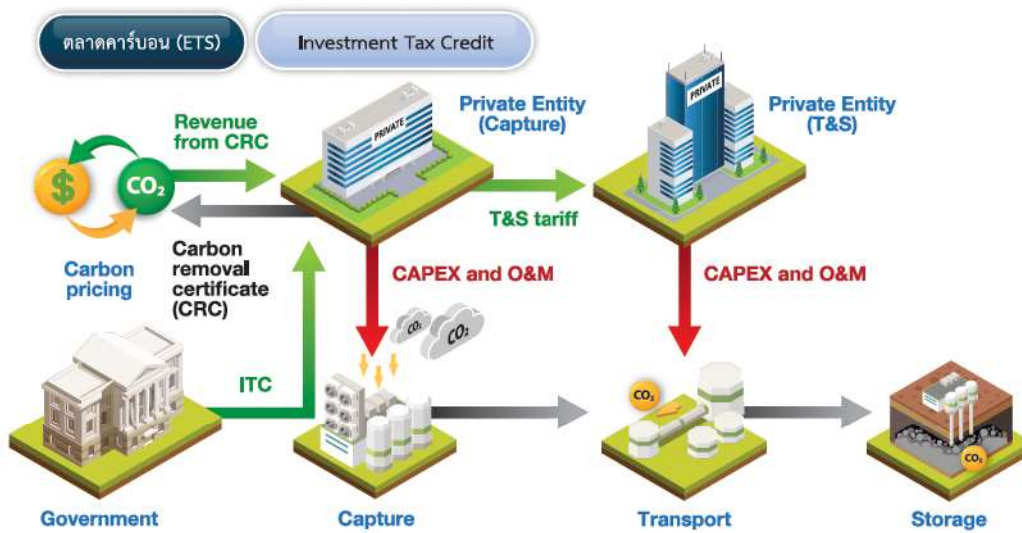


(a) แผนภาพการไหลของกระแสเงิน

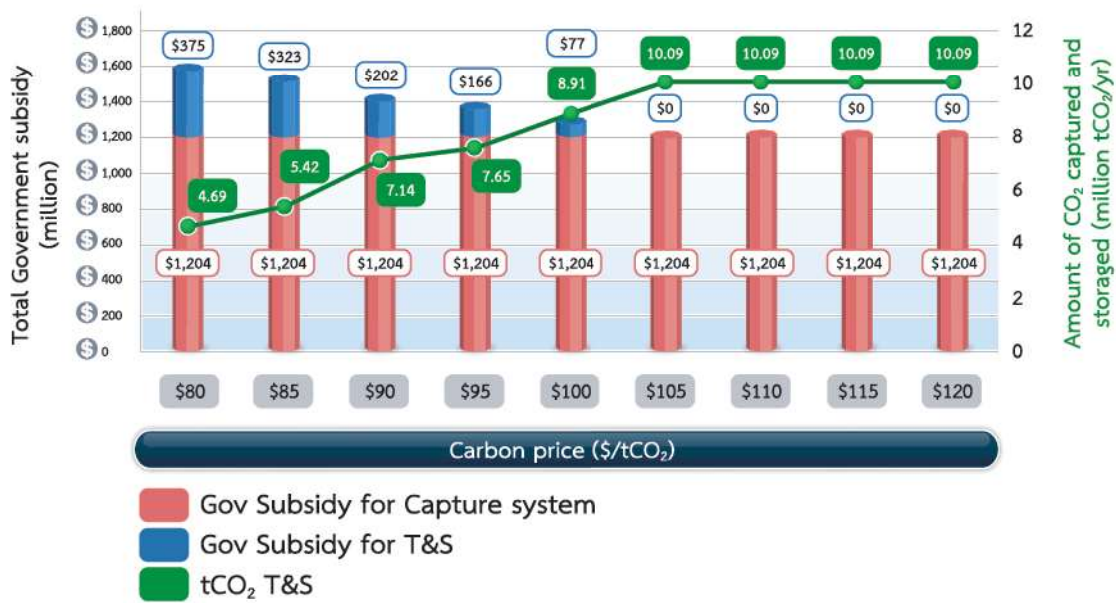


(b) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ

รูปที่ 5.6 ฉากทัศน์ที่ 2 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเงินทุนให้เปล่า

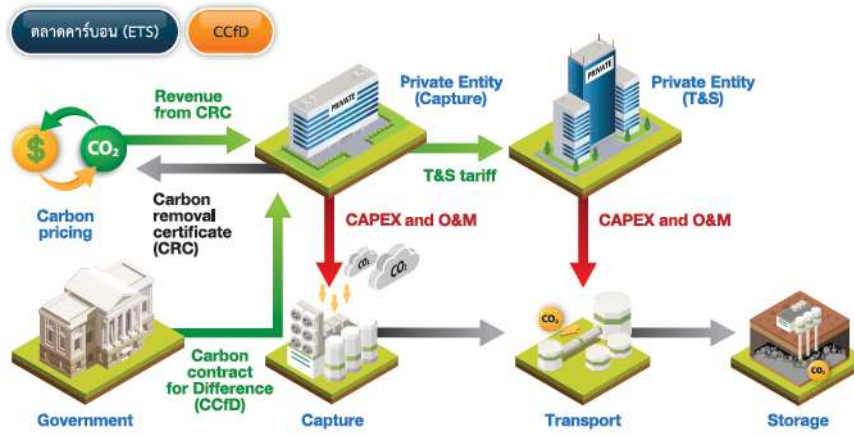


(a) แผนภาพการไหลของกระแสเงิน

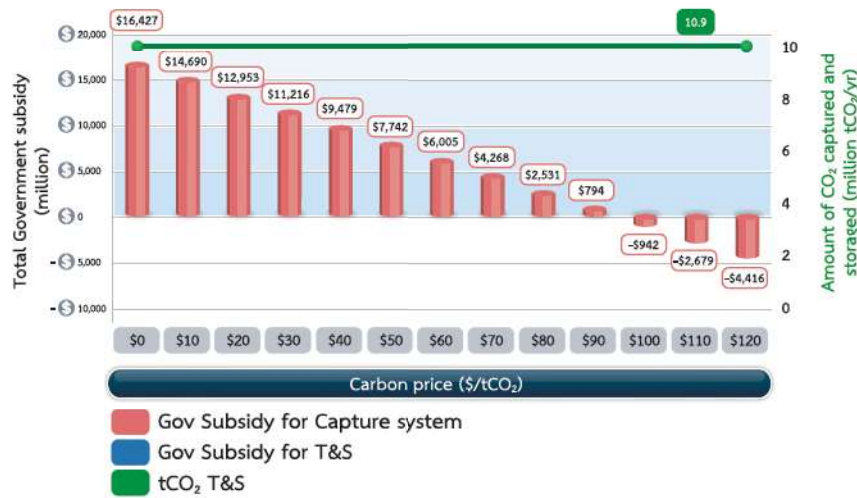


(b) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ

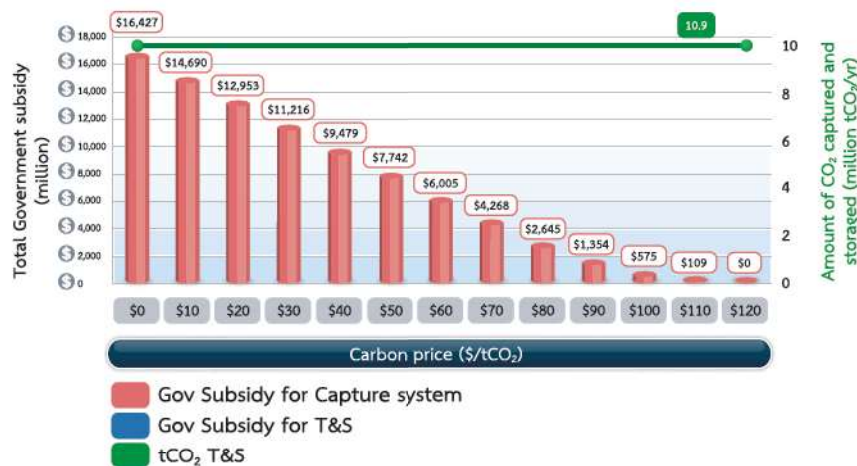
รูปที่ 5.7 ฉากทัศน์ที่ 3 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเครดิตภาษีเงินลงทุน



(a) แผนภาพการไหลของกระแสเงิน

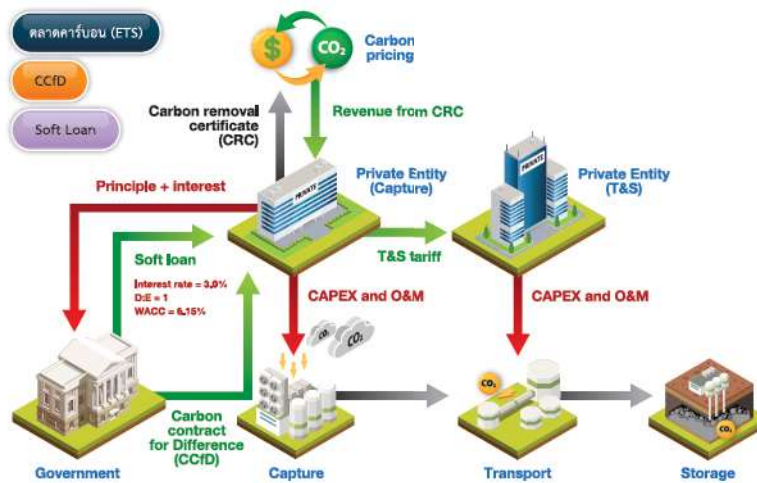


(b) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ กรณีสัญญาแบบทางเดียว

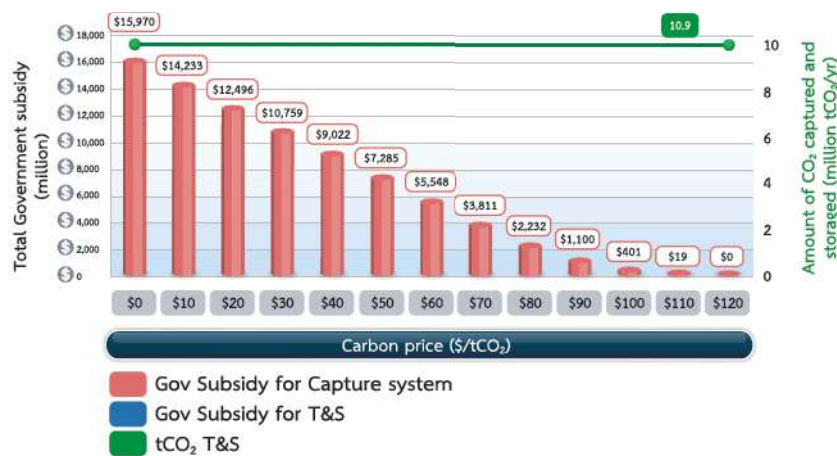


(c) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ กรณีสัญญาแบบสองทาง

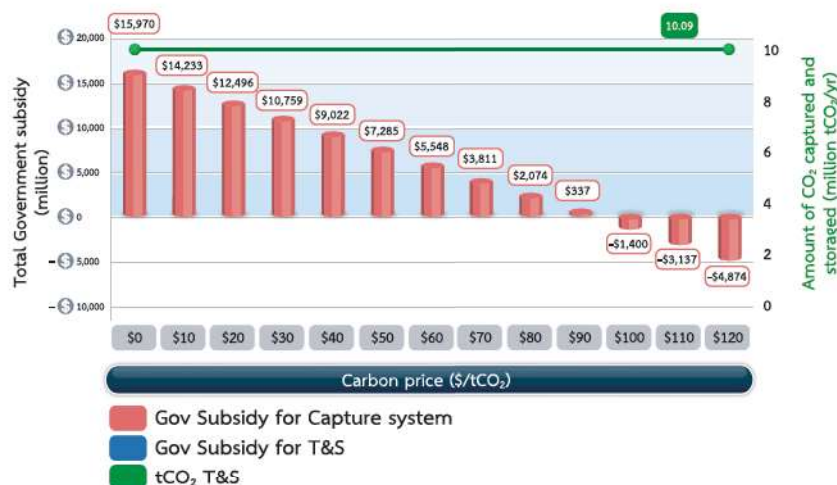
รูปที่ 5.8 ฉากทัศน์ที่ 4 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน



(a) แผนภาพการไหลของกระแสเงิน



(b) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ กรณีสัญญาแบบทางเดียว



(c) ผลการคำนวณ - ปริมาณการกักเก็บคาร์บอนรวมและภาระการอุดหนุนของภาครัฐที่จำเป็นที่ราคาคาร์บอนต่างๆ กรณีสัญญาแบบสองทาง

รูปที่ 5.9 ฉากทัศน์ที่ 5 มีตลาดซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน และเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ

	ตลาดคาร์บอน (ETS)	เงินทุนให้เปล่า (Grant)	Investment Tax Credit	CCfD	Soft Loan	สรุปสาระสำคัญ
S0	✗	✗	✗	✗	✗	ต้นทุนการดักจับและกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี = \$954 M ต่อปี
S1	✓	✗	✗	✗	✗	ราคาระบบที่ทำได้ในการกักเก็บตันแรก คือ \$75/tCO ₂ และราคาระบบขั้นต่ำที่ทำให้บรรลุเป้าหมายกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี คือ \$115/tCO ₂
S2	✓	✓	✗	✗	✗	ข้อมูลการให้เอกชนได้ในระดับหนึ่งสามารถบรรลุเป้าหมายการกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปี ที่ราคาระบบ \$105/tCO ₂ ขึ้นไป
S3	✓	✗	✓	✗	✗	
S4	✓	✗	✗	✓	✗	สามารถบรรลุเป้าหมายกักเก็บคาร์บอน 10 ล้านตันต่อปีได้โดยมีการอุดหนุนต่อภาครัฐในช่วง \$800 - \$6000 M เมื่อราคาระบบเฉลี่ยอยู่ในช่วง \$60-\$90/tCO ₂
S5	✓	✗	✗	✓	✓	ช่วยเหลือ S4 โดยลดต้นทุนทางการเงินให้กับเอกชน

รูปที่ 5.10 สรุปผลการวิเคราะห์ฉลากทัศน

5.4 แหล่งที่มาของเงินอุดหนุน

แหล่งเงินทุนที่เป็นไปได้สำหรับการอุดหนุนของภาครัฐในหัวข้อที่ผ่านมาแสดงในรูปที่ 5.11 ภาครัฐสามารถจัดหาผ่านการออกพันธบัตรรัฐบาล การเก็บผ่านค่า Ft (Fuel Adjustment Charge (at the given time)) ในค่าไฟฟ้า ภาษีคาร์บอน รายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเงินภาษี ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

● การออกพันธบัตรรัฐบาล

รัฐบาลอาจกู้เงินจากประชาชนที่มีสภาพคล่องผ่านการออกพันธบัตรรัฐบาล โดยรัฐจ่ายเงินต้นพร้อมดอกเบี้ย ดังนั้น แหล่งเงินชนิดนี้สามารถใช้กับการอุดหนุนที่ภาครัฐได้รับเงินคืน เช่น เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ อย่างไรก็ตาม การออกพันธบัตรรัฐบาล จะเพิ่มภาระหนี้สาธารณะ จึงต้องใช้อย่างระมัดระวังโดยพิจารณาร่วมกับสัดส่วนหนี้สาธารณะต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ณ ขณะนั้นด้วย

● ค่า Ft ในค่าไฟฟ้า

ค่า Ft คือองค์ประกอบหนึ่งในอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าค่า Ft เป็นอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลงตามการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายนอกเหนือจากค่าไฟฟ้าฐาน องค์ประกอบที่ใช้คำนวณค่า Ft ประกอบด้วย ค่าเชื้อเพลิง (ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามสภาวะตลาด) ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (policy expense) เช่น การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder และ Feed-in-Tariff) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า เป็นต้น BECCS ถือเป็นนโยบายรัฐเพื่อบรรลุเป้าหมาย Net Zero ของประเทศ ดังนั้น รัฐอาจพิจารณานำการอุดหนุนเทคโนโลยี BECCS เป็นค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในค่า Ft ในกรณีนี้ ผู้ที่รับภาระการอุดหนุนเทคโนโลยี BECCS คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกคน

● ภาษีคาร์บอน

ภาษีคาร์บอน คือ ภาษีที่ประเทศจะเรียกเก็บจากผู้ประกอบการและองค์กรที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยสามารถเก็บจากปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กร หรือเก็บจากปริมาณคาร์บอนในเชื้อเพลิงตั้งแต่การซื้อขายเชื้อเพลิง เช่น น้ำมัน เบนซิน ดีเซล ในภาคการขนส่ง หรือเชื้อเพลิงอื่นๆ ที่ใช้ในอุตสาหกรรม เป็นต้น ภาษีคาร์บอนนี้สามารถนำไปใช้เป็นแหล่งเงินอุดหนุนแก่โครงการที่ช่วยลดก๊าซเรือนกระจกหรือช่วยลดผลกระทบการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศได้ ทั้งนี้ หากมีการเก็บภาษีบนเชื้อเพลิงแล้ว ต้องระวังการนับซ้ำ (double counting) หากมีการเก็บเงินจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในขั้นตอนอื่นเงินที่ได้

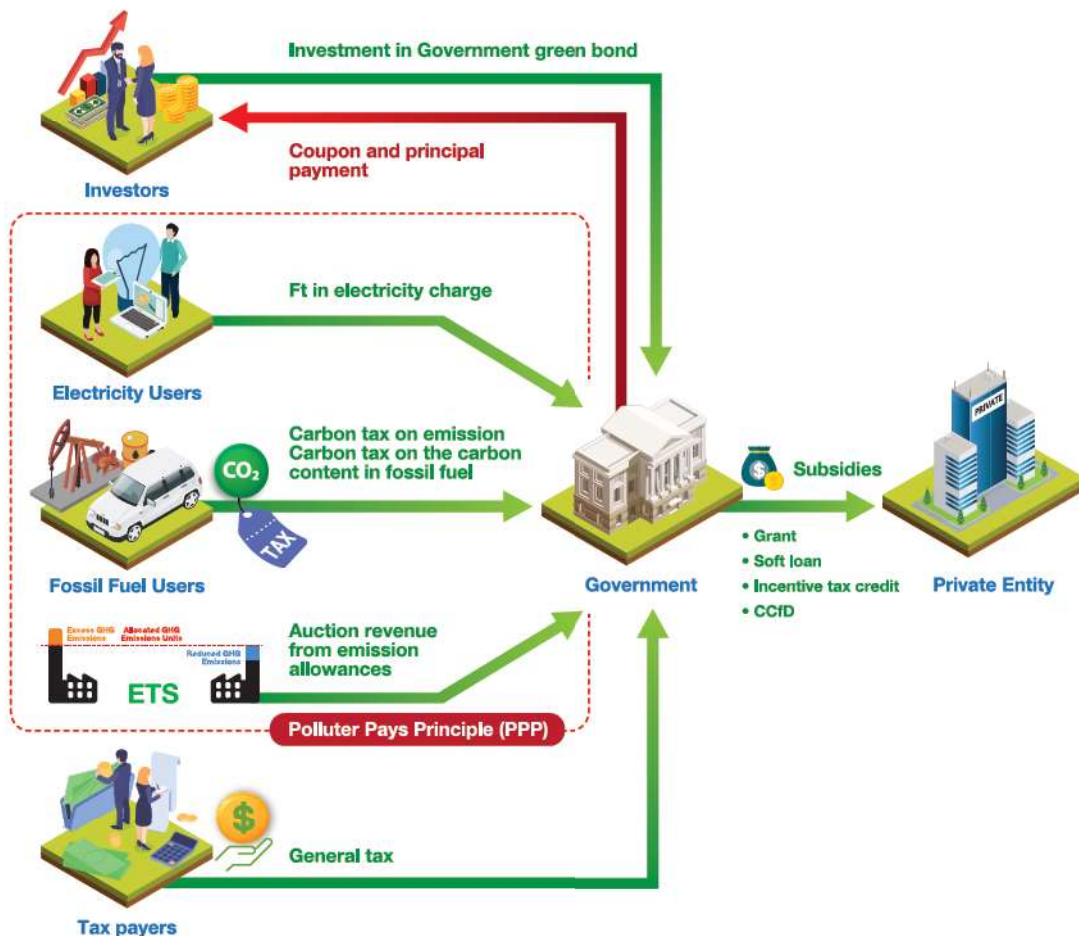
จากภาษีคาร์บอนสามารถใช้เป็นแหล่งเงินสนับสนุนโครงการหรือกิจกรรมที่ช่วยลดก๊าซเรือนกระจกหรือช่วยลดผลกระทบการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่าง BECCS ได้ ในกรณีนี้ ผู้ที่รับภาระการอุดหนุนเทคโนโลยี BECCS คือ ผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกคน

● รายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ภายใต้ระบบ ETS ในตลาดคาร์บอนภาคบังคับ โดยปกติ ในช่วงต้น รัฐบาลจัดสรรสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบบให้เปล่า (free allowances) แก่กลุ่มอุตสาหกรรมที่มีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง หรือกลุ่มอุตสาหกรรมที่มีความเสี่ยงที่จะเกิดการรั่วไหลของคาร์บอน (carbon leakage) เพื่อให้เวลาเอกชนในการปรับตัว ในระยะต่อมา การจัดสรรสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะดำเนินการผ่านการประมูล รายได้ส่วนนี้สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งเงินอุดหนุนแก่โครงการที่ช่วยลดก๊าซเรือนกระจกหรือช่วยลดผลกระทบการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่าง BECCS ได้ ในกรณีนี้ ผู้ที่รับภาระการอุดหนุนเทคโนโลยี BECCS คือ อุตสาหกรรมที่อยู่ภายใต้ระบบ ETS ซึ่งต้นทุนส่วนเพิ่มนี้อาจถูกส่งผ่านมาสู่ผู้บริโภคในที่สุด

● เงินภาษี

การใช้เงินภาษีเป็นแหล่งเงินอุดหนุนหรือกล่าวอีกอย่างคือการใช้เงินอุดหนุนจากงบประมาณแผ่นดินเป็นอีกทางเลือกหนึ่ง ซึ่งหากพิจารณาว่าโครงการ BECCS เป็นโครงการที่เป็นประโยชน์ต่อสาธารณะในแง่ที่เป็นโครงการที่ช่วยให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมาย Net Zero ตามที่ได้ประกาศไว้ใน COP26 อย่างไรก็ดี การใช้เงินภาษีเป็นแหล่งเงินอุดหนุนจะเป็นการเพิ่มภาระทางการคลังให้กับภาครัฐ ภาครัฐอาจไม่สามารถจัดเก็บภาษีได้เพิ่มขึ้นหากเศรษฐกิจของประเทศไม่เติบโตอย่างเพียงพอ ในกรณีนี้ ผู้ที่รับภาระการอุดหนุนเทคโนโลยี BECCS คือ ประชาชนที่เสียภาษีทุกคน



รูปที่ 5.11 แหล่งเงินทุนสำหรับการอุดหนุนของภาครัฐ

ตารางที่ 5.2 แสดงตัวอย่างการประมาณผลกระทบที่จะเกิดขึ้นจากการใช้แหล่งเงินทุนบางประเภทที่กล่าวถึงไปในการอุดหนุนเทคโนโลยี BECCS ที่ราคาคาร์บอนต่างๆ ภายใต้ฉากทัศน์ที่ 4 กรณีสัญญาแบบสองทาง จากตารางพบว่า เมื่อราคาคาร์บอนอยู่ในช่วง 0–90 USD/tCO₂ หากใช้ค่า Ft เป็นแหล่งเงินทุนจะกระทบอัตราค่าไฟฟ้าประมาณ 0.8–17 สตางค์ต่อหน่วย หรือคิดเทียบเป็นประมาณ 19–384 บาท/tCO₂ (คิดจากค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าปี 2566) ในกรณีที่ใช้ภาษีคาร์บอนบนเชื้อเพลิงฟอสซิล ในกรณีนี้สมมติว่าเก็บภาษีคาร์บอนจากน้ำมันเบนซินและดีเซลในภาคขนส่งจะกระทบราคาน้ำมันเบนซินในช่วง 0.04–0.8 บาทต่อลิตร และกระทบน้ำมันดีเซลในช่วง 0.05–1.00 บาทต่อลิตร ซึ่งเมื่อคำนวณเป็นอัตราภาษีคาร์บอนจากค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดแล้วมีค่าประมาณ 18–364 บาท/tCO₂ ในกรณีสุดท้าย หากใช้งบประมาณแผ่นดิน จะประมาณเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.05–1 ของงบประมาณแผ่นดินต่อปี (คำนวณบนงบประมาณรายจ่ายปีงบประมาณ 2567)

ตัวเลขในตารางที่ 5.2 เป็นเพียงตัวอย่างการคำนวณผลกระทบเบื้องต้นจากการใช้แหล่งเงินทุนแต่ละรูปแบบแยกกันเท่านั้น ในทางปฏิบัติ รัฐสามารถพิจารณาใช้แหล่งเงินหลายรูปแบบร่วมกัน เช่น ในช่วงระยะต้นที่ตลาดคาร์บอนยังพัฒนาไม่เต็มที่ รัฐอาจจะต้องอุดหนุนจากเงินงบประมาณก่อน จากนั้นเมื่อตลาดพัฒนาได้ระยะหนึ่งแล้วแหล่งเงินหลักควรจะมาจากรายได้การประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และพิจารณาแหล่งเงินอื่นเสริมควบคู่กันไป

หลักการทั่วไปในการสร้างแรงจูงใจเพื่อช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมมักพึ่งพาแนวคิดที่เรียกว่า หลักการผู้ก่อมลพิษเป็นผู้จ่าย (Polluter Pays Principle, PPP) แหล่งเงินทุนที่เข้าช่วยหลักการนี้คือ ค่า Ft ในค่าไฟฟ้า รายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และภาษีคาร์บอน ดังแสดงในรูปที่ 5.11

ตารางที่ 5.2 ตัวอย่างผลกระทบของแหล่งเงินทุนอุดหนุนในฉากทัศน์ที่ 4

ราคาคาร์บอน		Subsidy		แหล่งเงิน					
(\$/tCO ₂)	(บาท/tCO ₂)	MUSD/yr	ล้านบาท/ปี	ผู้ใช้ไฟฟ้า		Carbon Tax จากเชื้อเพลิงฟอสซิล			งบประมาณแผ่นดิน (%)
				กระทบ Ft (บาท/หน่วย)	คิดเป็น (บาท/tCO ₂)	อัตราภาษี (บาท/tCO ₂)	กระทบราคาเบนซิน (บาท/ลิตร)	กระทบราคาดีเซล (บาท/ลิตร)	
\$0	฿0	\$954	฿34,341	฿0.1683	฿384.29	฿364.00	฿0.80	฿1.00	0.99%
\$10	฿360	\$853	฿30,710	฿0.1505	฿343.66	฿325.51	฿0.71	฿0.89	0.88%
\$20	฿720	\$752	฿27,079	฿0.1327	฿303.02	฿287.03	฿0.63	฿0.79	0.78%
\$30	฿1,080	\$651	฿23,448	฿0.1149	฿262.39	฿248.54	฿0.54	฿0.68	0.67%
\$40	฿1,440	\$550	฿19,817	฿0.0971	฿221.76	฿210.05	฿0.46	฿0.58	0.57%
\$50	฿1,800	\$450	฿16,185	฿0.0793	฿181.12	฿171.56	฿0.38	฿0.47	0.47%
\$60	฿2,160	\$349	฿12,554	฿0.0615	฿140.49	฿133.07	฿0.29	฿0.37	0.36%
\$70	฿2,520	\$248	฿8,923	฿0.0437	฿99.85	฿94.58	฿0.21	฿0.26	0.26%
\$80	฿2,880	\$147	฿5,292	฿0.0259	฿59.22	฿56.09	฿0.12	฿0.15	0.15%
\$90	฿3,240	\$46	฿1,661	฿0.0081	฿18.59	฿17.60	฿0.04	฿0.05	0.05%

¹ รายงานสถิติพลังงาน 2567 ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าปี 2566 เท่ากับ 204,023 ล้านหน่วย และ Emission factor ของการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 0.438 tCO₂/MWh (<https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/20753-energy-statistics-2567>)

² อ้างอิง ปริมาณการใช้น้ำมัน กลุ่มเบนซิน 11,559 ล้านลิตร กลุ่มดีเซล 25,153 ล้านลิตร (<https://www.doeb.go.th/th/statistic/procurement>) และค่า EF (0.0027446 tCO₂/ลิตร สำหรับดีเซล และ 0.0021896 tCO₂/ลิตร สำหรับเบนซิน) จาก ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565

³ อ้างอิง งบประมาณรายจ่ายปีงบประมาณ 2567 3,480,000 ล้านบาท

⁴ แหล่งเงินอุดหนุนแต่ละรูปแบบเป็นการพิจารณาแยกกันที่ละแหล่ง ไม่ได้พิจารณารวมกัน

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

6.1 ข้อบ่งชี้ด้านนโยบายจากการวิเคราะห์รูปแบบการลงทุนที่เหมาะสม

จากผลการวิเคราะห์รูปแบบการลงทุนที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินการด้าน BECCS นั้น มีข้อสรุปที่บ่งชี้ถึงการพัฒนา นโยบายด้านการเงินที่เหมาะสมสำหรับ BECCS ดังนี้

1) ตลาดคาร์บอนภาคบังคับเป็นกลไกสำคัญที่ต้องผลักดันให้เกิดขึ้นโดยเร็ว เพื่อแปลงผลกระทบภายนอกทางลบ (negative externalities) ของก๊าซเรือนกระจก เป็นต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อสร้างมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์และอุปสงค์ให้กับ คาร์บอนที่กักเก็บใน BECCS

2) BECCS เป็นเทคโนโลยีที่สร้างผลกระทบภายนอกทางบวก (positive externalities) ภาครัฐจึงควรเป็นผู้ลงทุน หรือให้การสนับสนุนและอุดหนุน

3) มาตรการช่วยเหลือด้านเงินลงทุนเพียงอย่างเดียว ทั้งในรูปแบบของเงินทุนให้เปล่า หรือผลประโยชน์ทางภาษี จากเงินลงทุนในรูปแบบของเครดิตภาษีเงินลงทุน (Investment Tax Credit, ITC) ไม่มีประสิทธิภาพเท่าที่ควร เนื่องจากต้นทุน การดักจับและกักเก็บส่วนใหญ่มาจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีสัดส่วนของเงินลงทุนเพียงประมาณร้อยละ 30 ถึงแม้ เอกชนจะได้รับเงินสนับสนุนร้อยละ 100 ก็ยังไม่มีมูลค่าทางการเงิน นอกจากนี้ ความเสี่ยงของนโยบายนี้ยังอยู่ที่ภาครัฐ ทั้งหมด ควรใช้เพียงในช่วงเริ่มต้นสำหรับการสร้างโรงงานสาธิต (demonstration plant) เท่านั้น

4) ระบบขนส่งและกักเก็บควรเริ่มดำเนินการก่อนโดยการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนเพื่อสร้างความมั่นใจให้กับ ภาคเอกชนที่จะลงทุนในระบบดักจับว่าคาร์บอนที่ดักจับมาจะมีที่ไป

5) ภาครัฐต้องมีกลไกสนับสนุนค่าธรรมเนียมการขนส่งและกักเก็บ (Transport & Storage fee, T&S fee) โดย ควรมียอดประกอบค่าธรรมเนียมแยกเป็น 1) Availability Payment (AP) ซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายฝ่ายทุน (CAPEX) และต้นทุน คงที่ (fixed operating costs) และ 2) Operating Payment (OP) ซึ่งจ่ายตามปริมาณการขนส่งและกักเก็บคาร์บอนจริง เพื่อ สร้างความมั่นใจให้แก่เอกชนที่ร่วมลงทุน

6) มาตรการสัญญาซื้อขายส่วนต่างราคาคาร์บอน (Carbon Contract for Difference, CCfD) เป็นมาตรการ Result-based Incentives ที่จ่ายเงินอุดหนุนเมื่อมีผลลัพธ์เกิดขึ้น เป็นการโอนความเสี่ยงไปให้ภาคเอกชน และส่งเสริมให้ เอกชนดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพ ปริมาณเงินอุดหนุนของภาครัฐแปรผกผันกับราคาคาร์บอนในตลาด นโยบายนี้หากใช้ ควบคู่กับการพัฒนาและสร้างความเข้มแข็งกับตลาดคาร์บอนแล้ว ในระยะยาวจะสามารถลดภาระการอุดหนุนของภาครัฐได้

7) เมื่อเปรียบเทียบสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอนกับมาตรการ 45Q Tax ซึ่งภาครัฐจ่ายเงินโดยตรงตาม ปริมาณคาร์บอนที่กักเก็บได้ ทีมวิจัยมีความเห็นว่า หากมีตลาดคาร์บอนภาคบังคับที่มีประสิทธิภาพ สัญญาซื้อขายส่วนต่าง สำหรับคาร์บอนจะมีการต่อภาครัฐน้อยกว่า

8) สัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอนเป็นการรับประกันกระแสรายได้ของโครงการ BECCS โดยรัฐ ส่งผลให้ โครงการสามารถเข้าถึงแหล่งเงินทุนได้ง่ายขึ้นและด้วยต้นทุนที่ต่ำลง นำไปสู่ต้นทุนการดักจับและกักเก็บที่ลดลง

9) เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำนอกจากสามารถช่วยลดต้นทุนทางการเงินให้กับเอกชน ซึ่งส่งผลต่อเนื่องสู่การลด ภาระการ อุดหนุนที่จำเป็นของรัฐแล้ว ยังช่วยแก้ปัญหาความยากลำบากในการเข้าถึงแหล่งเงินทุนของเอกชน ในช่วงแรกที่ CCS ยังไม่เป็น เทคโนโลยีที่คุ้นเคยของสถาบันการเงินอีกด้วย

6.2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายด้านการเงิน

ระยะแรก (2025-2030): การวางรากฐานและสร้างแรงจูงใจ

● 1. การจัดตั้งตลาดคาร์บอนภาคบังคับ (mandatory carbon market)

เร่งดำเนินการจัดตั้งตลาดคาร์บอนภาคบังคับภายในประเทศ พร้อมทั้งเริ่มศึกษาเพื่อกำหนดภาคอุตสาหกรรมที่จะเป็นกลุ่มอุตสาหกรรมเป้าหมายในการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Cap-and-Trade) ในช่วงแรกอาจกำหนดให้มีการจัดสรรสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบบให้เปล่า เพื่อให้เอกชนปรับตัวได้ทัน จากนั้นค่อยๆ ปรับลดลงและเปลี่ยนเป็นการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในระยะถัดไป เพื่อนำเงินที่ได้มาเป็นแหล่งเงินทุนส่งเสริมการลดก๊าซเรือนกระจกภายในประเทศ ตลาดคาร์บอนภาคบังคับเป็นเครื่องมือสำคัญที่จะสร้างแรงจูงใจให้ภาคเอกชนลงทุนใน BECCS การกำหนดราคาระบบคาร์บอนที่ชัดเจนจะช่วยให้เอกชนสามารถประเมินความคุ้มค่าทางการเงินได้ อย่างไรก็ตาม จากผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่า ราคาระบบคาร์บอนขั้นต่ำที่จะช่วยกระตุ้นการลงทุนให้บรรลุเป้าหมายการดักจับและกักเก็บคาร์บอนในระดับ 10 ล้านตันต่อปีนั้น สูงถึง \$115/tCO₂ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องดำเนินมาตรการอื่นควบคู่ไปด้วย

● 2. การสนับสนุนเงินทุนสำหรับโครงการนำร่อง (pilot project) ในรูปแบบเงินทุนให้เปล่า

รัฐควรสนับสนุนเงินทุนให้เปล่าสำหรับโครงการนำร่องโดยจัดหาแหล่งเงินทุนระหว่างประเทศรวมทั้งบูรณาการความร่วมมือจากทุกภาคส่วนทั้งด้านการวิจัยและความเชี่ยวชาญจากภาคเอกชนเพื่อหาเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย เงินสนับสนุนส่วนนี้ควรครอบคลุมเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่างๆ โครงการสาธิต นอกจากจะช่วยให้เพิ่มความเชื่อมั่นให้กับเอกชนต่อการลงทุนในอนาคตแล้ว ยังช่วยให้ภาครัฐสามารถประมาณเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องต่างๆ ของระบบ CCS เพื่อเป็นข้อมูลในการกำหนดนโยบายในลำดับถัดไปด้วย

● 3. พัฒนาระบบการรับรอง CRC และเชื่อมโยงกับตลาดคาร์บอนภาคบังคับเพื่อสร้างอุปสงค์ให้กับคาร์บอนของโครงการ BECCS

แหล่งเงินทุนสนับสนุน ในระยะนี้ แหล่งเงินทุนควรมางบประมาณแผ่นดินเป็นหลัก เนื่องจากตลาดคาร์บอนภาคบังคับยังอยู่ในช่วงกำลังพัฒนาและเทคโนโลยียังอยู่ในช่วงของการเตรียมความพร้อม

ระยะกลาง (2030-2040): การขยายผลและปรับปรุงประสิทธิภาพของนโยบาย

● 1. ขยายระบบตลาดคาร์บอนและกำหนด Quota Obligations

รัฐอาจจะกำหนดภาระผูกพันให้ภาคอุตสาหกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง เช่น ภาคพลังงานและภาคการขนส่ง ต้องซื้อเครดิต BECCS ตามสัดส่วนของการปล่อยก๊าซ CO₂ (เช่น 10% ของการปล่อยทั้งหมด) การเพิ่มภาระผูกพันนี้จะช่วยลดภาระการอุดหนุนจากรัฐ และขยายฐานเงินทุนของระบบ BECCS

● 2. การร่วมทุนกับเอกชนสร้างโครงสร้างพื้นฐานระบบขนส่งและกักเก็บคาร์บอน

การลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ท่อส่งคาร์บอนและแหล่งกักเก็บคาร์บอน เป็นสิ่งสำคัญที่จะช่วยให้โครงการ BECCS สามารถขยายตัวได้ในระยะกลาง รัฐควรจัดตั้งโครงการการร่วมทุนระหว่างรัฐและเอกชน เพื่อพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานดังกล่าว

● 3. การนำสัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอนมาใช้เป็นกลไกสำคัญ

เพราะเป็นมาตรการที่มีประสิทธิภาพสูง เนื่องจากเป็นแรงจูงใจที่มุ่งเน้นผลลัพธ์ วิธีนี้ช่วยให้เอกชนมั่นใจในกระแสรายได้ และยังลดภาระการอุดหนุนของรัฐ เนื่องจากรัฐจ่ายเฉพาะส่วนต่างเท่านั้น โดยอาจใช้รูปแบบ reverse auction ให้เอกชนเสนอราคาใช้สิทธิ์ที่ต้องการและปริมาณ CO₂ ที่กักเก็บต่อรัฐ เพื่อให้รัฐคัดเลือกรายที่มีราคาต่ำสุดจนกว่าจะได้ปริมาณ CO₂ ที่ต้องการ

● 4. การจัดตั้งแหล่งเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ (soft loan)

การเข้าถึงแหล่งเงินทุนเป็นอีกหนึ่งปัญหาหลักของโครงการ BECCS รัฐควรจัดตั้งโครงการเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำร่วมกับธนาคารพาณิชย์และธนาคารระหว่างประเทศ เพื่อช่วยลดต้นทุนทางการเงินและสร้างความมั่นใจให้ผู้ลงทุน พร้อมสนับสนุนให้เกิดโครงการในช่วงเริ่มต้น

แหล่งเงินทุนสนับสนุน ในระยะนี้ ควรใช้แหล่งเงินจากภาษีคาร์บอน และค่า Ft และลดการใช้งบประมาณแผ่นดินลงเพื่อลดภาระทางการคลัง ในขณะเดียวกัน รายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอาจจะไม่ยังมากในช่วงนี้ เนื่องจากเอกชนกำลังปรับตัว อย่างไรก็ตาม รายได้จากการประมูลจะค่อยๆ เพิ่มขึ้นตามการลดลงของสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบบให้เปล่า นอกจากนี้ รัฐสามารถออกพันธบัตรรัฐบาลเพื่อเป็นแหล่งเงินทุนสำหรับเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำเพื่อสนับสนุนเอกชน

ระยะยาว (2040–2065) : การสร้างระบบที่ยั่งยืนและขยายผลระดับประเทศการพัฒนาตลาดคาร์บอนระดับนานาชาติ

● 1. ขยายความร่วมมือภายใต้ข้อตกลงปารีสข้อ 6 (article 6)

รัฐควรสนับสนุนการร่วมทุนระหว่างประเทศ ในการลงทุนระบบ BECCS ภายใต้ข้อตกลงแบ่งปันคาร์บอนที่กักเก็บได้ เพื่อเพิ่มทางเลือกในการลงทุนที่หลากหลายยิ่งขึ้นให้กับเอกชน

● 2. การสร้างระบบ BECCS ที่พึ่งพาตนเองได้ (self-sustaining system)

เมื่อ BECCS มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง รัฐควรปรับโครงสร้างการสนับสนุนจากการพึ่งพางบประมาณรัฐไปสู่ระบบที่ผู้ปล่อยมลพิษเป็นผู้รับผิดชอบต้นทุนส่วนใหญ่ โดยจัดตั้งกองทุนซึ่งมีแหล่งเงินมาจากภาษีคาร์บอน หรือรายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยยังคงใช้สัญญาซื้อขายส่วนต่างสำหรับคาร์บอน และตลาดคาร์บอนเป็นเครื่องมือสำคัญ

แหล่งเงินทุนสนับสนุน ในระยะยาว แหล่งเงินทุนหลักควรจะมาจากรายได้จากการประมูลสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และภาษีคาร์บอน แหล่งเงินทุนอื่นควรลดบทบาทลง

6.3 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการดำเนินการด้าน BECCS ของประเทศ

นอกจากปัจจัยด้านการเงินที่เป็นเงื่อนไขสำคัญสำหรับการขับเคลื่อนการดำเนินการ BECCS ให้เป็นรูปธรรม และสนับสนุนการมุ่งสู่เป้าหมาย Net Zero ของประเทศได้นั้น จำเป็นต้องพิจารณาครอบคลุมในหลายมิติ จากข้อค้นพบของโครงการและการวิเคราะห์สถานการณ์ปัจจุบันในด้านนโยบายและกฎหมาย โครงสร้างพื้นฐาน เทคโนโลยี ความยั่งยืน ความร่วมมือและการยอมรับจากสังคม สามารถระบุอุปสรรค ความท้าทาย และช่องว่าง (gap analysis) ที่ต้องได้รับการพัฒนา อันเป็นพื้นฐานสำคัญที่นำมาสู่การพัฒนาข้อเสนอแนะเชิงนโยบายใน 5 ประเด็นสำคัญ ดังนี้

1. ด้านนโยบายและกฎหมาย ปัจจุบันยังไม่มีกำหนดเป้าหมายการกักเก็บจาก BECCS และความไม่สอดคล้องกันของแผนการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศกับแผนพลังงาน และการต่ออายุสัญญาหรือการให้อนุญาตจัดตั้งโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ ยังไม่ได้คำนึงถึงศักยภาพในการติดตั้งระบบ BECCS ในอนาคต จึงมีข้อเสนอ ดังนี้

- 1.1 กำหนดเป้าหมายการกักเก็บ CO₂ โดย BECCS ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับเป้าหมาย Net Zero ของประเทศ
- 1.2 เชื่อมโยงแผนการลดก๊าซเรือนกระจกกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยให้สอดคล้องกัน โดยบรรจุ BECCS เป็นส่วนหนึ่งของแผนด้านพลังงาน และกำหนดตัวชี้วัดร่วมกันสำหรับสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนและเป้าหมายการกักเก็บ CO₂ โดย BECCS

- 1.3 ปรับเพิ่มเงื่อนไขการพิจารณาการต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้าชีวมวล หรือการยื่นขอใบอนุญาตดำเนินการโรงไฟฟ้าใหม่ให้สามารถรองรับการติดตั้งและเชื่อมโยงระบบ CCS ในอนาคตได้อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น การประเมินศักยภาพและต้นทุนในการดักจับ สถานที่ตั้งใกล้ระบบขนส่งและแหล่งกักเก็บ มีการสำรองพื้นที่และ Utility สำหรับระบบดักจับ เป็นต้น
 - 1.4 เร่งรัดกระบวนการออกพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และการแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับ BECCS รวมถึงออกแบบหรือพัฒนาโครงสร้างกฎหมายแบบบูรณาการระหว่างหน่วยงานและกระทรวงที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติมบทบาทของคณะกรรมการด้าน CCS ของประเทศให้กำกับดูแลการดำเนินการด้าน BECCS ไปพร้อมกัน โดยควรมีกฎหมายครอบคลุมทั้งในและนอกแหล่งปิโตรเลียมรวมถึงมาตรการความปลอดภัยสำหรับระบบขนส่งและกักเก็บ
2. ด้านโครงสร้างพื้นฐาน เป็นปัจจัยสำคัญต่อการดำเนินการ BECCS ตั้งแต่ระบบดักจับ ขนส่ง ไปจนถึงการกักเก็บ ซึ่งพบว่าไทยยังขาดความพร้อมในด้านนี้เป็นอย่างมาก จึงมีข้อเสนอในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ ดังนี้
- 2.1 ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีอยู่ (Retrofit) ด้วยการออกแบบและปรับปรุงระบบ Utility เพื่อรองรับการติดตั้งระบบดักจับ CO₂ โดยอาจรวมถึงการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าหรือจัดหาแหล่งพลังงานสำรองเฉพาะสำหรับระบบดักจับ ในระยะยาวควรกำหนดให้โรงไฟฟ้าชีวมวลที่สร้างใหม่ออกแบบให้มีโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการติดตั้งระบบดักจับ โดยเฉพาะระบบ Utility ที่เหมาะสม ทั้งนี้ควรคำนึงถึงการประหยัดต่อขนาดสำหรับโครงการ BECCS โดยจัดลำดับความสำคัญของโรงไฟฟ้าตามศักยภาพและต้นทุนในการดักจับ CO₂
 - 2.2 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบขนส่ง CO₂ โดยศึกษาความเหมาะสมของเส้นทางเชื่อมโยงระหว่างแหล่งปล่อย CO₂ และแหล่งกักเก็บ รวมถึงสำรวจและศึกษาความเป็นไปได้ในการดัดแปลงระบบท่อขนส่งตามแนวท่อก๊าซหรือท่อน้ำมันเดิมที่มีอยู่ให้สามารถขนส่ง CO₂ ได้ และขยายเครือข่ายระบบขนส่งทางท่อเพื่อรองรับแหล่งปล่อย CO₂ ให้ครอบคลุมโรงไฟฟ้าชีวมวลและแหล่งปล่อย CO₂ อื่นๆ ที่มีศักยภาพสำหรับโครงการ CCS
 - 2.3 สำหรับการกักเก็บควรพิจารณาตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลใหม่ในพื้นที่ภาคเหนือให้สอดคล้องกับพื้นที่แหล่งกักเก็บ CO₂ ที่มีศักยภาพ เช่น แอ่งลำปางซึ่งยังมีความจุเหลือแม้ว่าจะจำลองให้กักเก็บจากโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ประมาณ 6 MtCO₂/yr แล้วก็ตาม และควรออกแบบแหล่งปล่อยและแหล่งกักเก็บ CO₂ แบบบูรณาการ โดยคำนึงถึงแหล่งปล่อย CO₂ อื่นๆ นอกเหนือจากโรงไฟฟ้าชีวมวล เพื่อสามารถพัฒนาเป็นศูนย์กลางโครงสร้างพื้นฐานด้าน CCS ของภูมิภาค (regional hub) ในอนาคต และเกิดการใช้ประโยชน์สูงสุด
3. ด้านเทคโนโลยี ในต่างประเทศ BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลยังมีจำนวนโครงการที่จำกัด ส่วนใหญ่อยู่ในขั้นวางแผน ในไทยยังเผชิญกับข้อจำกัดด้านความรู้และเทคโนโลยีที่อาจต้องพึ่งพาจากต่างประเทศ จำเป็นต้องศึกษาวิจัยเพิ่มเติม โดยเฉพาะด้านศักยภาพของแหล่งกักเก็บภายในประเทศ และควรดำเนินการให้สอดคล้องกับ CCUS Technology Roadmap เพื่อผลักดันสู่การใช้งานจริง โดยมีข้อเสนอ ดังนี้
- 3.1 สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี BECCS ที่สอดคล้องกับแผนที่นำทางเทคโนโลยี CCUS ของประเทศ เพื่อผลักดันให้เกิดการใช้งานในภาคปฏิบัติ ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี BECCS ที่สอดคล้องกับเป้าหมายในแผนที่นำทางเทคโนโลยี CCUS ของประเทศไทย พร้อมขับเคลื่อนให้งานวิจัยไปสู่การประยุกต์ใช้จริง
 - 3.2 วิจัยและพัฒนาเพื่อลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพการดักจับ CO₂ สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสมกับลักษณะเฉพาะของโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งมีความเข้มข้นของ CO₂ ต่ำกว่ากระบวนการปล่อยอื่นๆ โดยส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producers, SPP) หรือ VSPP
 - 3.3 ศึกษาออกแบบทางวิศวกรรมและประเมินความเสี่ยงของการกักเก็บคาร์บอนในแหล่งกักเก็บที่มีศักยภาพ เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการจัดทำมาตรฐานหรือข้อกำหนดด้านความปลอดภัย (MMV) สำหรับระบบกักเก็บให้เหมาะสมกับสภาพทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บในประเทศไทย

- 3.4 จัดตั้งโครงการสาธิตหรือโครงการนำร่อง BECCS สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีการปล่อย CO₂ สูงและตั้งอยู่ใกล้แหล่งกักเก็บ เพื่อเป็นศูนย์กลางในการศึกษาวิจัยและพัฒนาไปสู่การใช้งานจริง โดยบูรณาการองค์ความรู้และความร่วมมือจากทุกภาคส่วน และตรงกับความต้องการของภาคอุตสาหกรรมในระยะแรกอาจเริ่มจากเทคโนโลยีที่มีความพร้อมสูง และส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีที่สามารถผลิตได้ในประเทศ (local content) เพิ่มเติมในระยะถัดไป

4. ด้านความยั่งยืนและสิ่งแวดล้อม แม้ว่า BECCS จะถือเป็นเทคโนโลยีการปล่อยคาร์บอนเป็นลบ แต่ในทางปฏิบัติจำเป็นต้องมีกลไกการตรวจประเมินเพื่อยืนยันศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกอย่างแท้จริง ข้อเสนอในด้านนี้ประกอบด้วย

- 4.1 พัฒนาระบบการประเมิน CRC ที่โปร่งใสและเชื่อถือได้ สำหรับการดำเนินการ BECCS โดยพัฒนาต่อยอดจากกลไกโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทยหรือ T-VER (Thailand Voluntary Emission Reduction Program) ที่มีอยู่ และสอดคล้องกับระเบียบวิธีหรือมาตรฐานสากล และภายใต้ระบบ ETS ควรมีมาตรการกำกับดูแลการชดเชยการปล่อย GHG ด้วยการซื้อขาย CRC เช่น การจำกัดสัดส่วนการชดเชยเพื่อลดการฟอกเขียวและเกิดการลด GHG ที่แหล่งปล่อยอย่างเป็นรูปธรรม

- 4.2 พัฒนารอบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment, EIA) และระบบการตรวจวัด รายงาน และทวนสอบ (Measurement, Reporting and Verification, MRV) ที่เฉพาะเจาะจงสำหรับโครงการ BECCS เพื่อสร้างผลกระทบเชิงบวกต่อสิ่งแวดล้อมในระยะยาว และมีมาตรการด้านความปลอดภัยสำหรับระบบขนส่งด้วยการตรวจสอบและบำรุงรักษา และต้องมีการดำเนินการด้านการวัด การเฝ้าระวัง และการยืนยันการกักเก็บ (MMV) ทั้งในระหว่างดำเนินการและหลังการปิดหลุมสำหรับระบบกักเก็บ

5. ด้านการสร้างความร่วมมือและการยอมรับ ในประเทศมีเครือข่ายพันธมิตรด้านการดักจับ ใช้ประโยชน์ และกักเก็บคาร์บอนแห่งประเทศไทย หรือ Thailand CCUS Alliance (TCCA) ซึ่งเป็นศูนย์กลางเชื่อมโยงผู้เกี่ยวข้องและสนับสนุนการพัฒนาและประยุกต์ใช้เทคโนโลยี CCUS อย่างไรก็ตาม BECCS ถือเป็นเทคโนโลยีใหม่สำหรับประเทศจึงยังขาดองค์ความรู้และผู้เชี่ยวชาญเฉพาะ และผู้มีส่วนได้เสียยังมีความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับ BECCS ไม่มากนัก เพื่อสร้างความร่วมมือและการยอมรับจากทุกภาคส่วน จึงมีข้อเสนอ ดังนี้

- 5.1 เชื่อมโยงผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าชีวมวลและผู้เกี่ยวข้องด้าน BECCS ให้เข้าร่วมเครือข่าย TCCA ผ่านกิจกรรมต่างๆ เช่น การสัมมนา การฝึกอบรม การประชุมรับฟังความคิดเห็นเพื่อขับเคลื่อนโครงการด้าน BECCS เป็นต้น
- 5.2 สร้างความร่วมมือกับประเทศที่มีโครงการด้าน BECCS เช่น ญี่ปุ่น สวีเดน สหราชอาณาจักร เพื่อเรียนรู้จากผู้เชี่ยวชาญโดยตรง ทั้งในเชิงวิชาการและเชิงปฏิบัติ
- 5.3 บูรณาการองค์ความรู้จากแต่ละสาขาที่เกี่ยวข้องผ่านกลไกการให้ทุนวิจัย หรือ พัฒนาหลักสูตรด้าน BECCS หรือ CCUS ในระดับมหาวิทยาลัยหรือหลักสูตรเพื่อ Reskill/Upskill บุคลากรในภาคอุตสาหกรรม
- 5.4 พัฒนาแพลตฟอร์มสำหรับเก็บรวบรวมและเผยแพร่องค์ความรู้หรือประชาสัมพันธ์เกี่ยวกับ BECCS ผ่านช่องทางของ TCCA ควรมีการจัดทำคอร์สออนไลน์เพื่อเผยแพร่ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับ BECCS และเผยแพร่ข้อมูลเพื่อสร้างการรับรู้และความตระหนักเกี่ยวกับ BECCS ให้แก่สาธารณชนผ่านช่องทางสื่อสารต่างๆ
- 5.5 เปิดเผยข้อมูลการดำเนินการด้าน BECCS อย่างโปร่งใสและตรวจสอบได้ มีการรับฟังความคิดเห็นจากทุกภาคส่วน โดยเฉพาะภาคประชาสังคม ตั้งแต่ขั้นการกำหนดนโยบายไปจนถึงการประยุกต์ใช้จริง และนำข้อคิดเห็นหรือข้อกังวลมาปรับปรุงโครงการ BECCS ให้สอดคล้องและเป็นที่ยอมรับร่วมกันของทุกภาคส่วน

- [1] A. Chadwick, R. Arts, C. Bernstone, F. May, S. Thibeu, and P. Zweigel, “Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers-observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects(Vol.14),” 2008.
- [2] Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning, “THAILAND’S LONG-TERM LOW GREENHOUSE GAS EMISSION DEVELOPMENT STRATEGY (REVISED VERSION),” 2022.
- [3] สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, “เอกสารนำเสนอ การจัดทำเป้าหมายการปล่อยแก๊สเรือนกระจกของ NDC (ฉบับปรับปรุง ค.ศ. 2022) และการจัดทำยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยแก๊สเรือนกระจกต่ำ (LTS) ของประเทศ (ฉบับปรับปรุง),” 2022.
- [4] W. G. I. I. IPCC, “Climate Change 2022/Mitigation of Climate Change/Technical Summary (the Sixth Assessment Report),” 2022.
- [5] Global CCS institute, “Bioenergy and carbon capture and storage,” 2019.
- [6] IEA, “Bioenergy with Carbon Capture and Storage.” Accessed: Mar. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage>
- [7] IPCC, “Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty,” 2018.
- [8] ธนาคารแห่งประเทศไทย, “ภาชีคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน จุดเปลี่ยนการค้าโลก ผลกระทบและความท้าทาย.” Accessed: Aug. 13, 2024. [Online]. Available: https://www.bot.or.th/th/research-and-publications/articles-and-publications/articles/Article_15Feb2022.html
- [9] T. Lockwood, “A Compararitive Review of Next-generation Carbon Capture Technologies for Coal-fired Power Plant,” Energy Procedia, vol. 114, pp. 2658–2670, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1850.
- [10] B. Dziejarski, R. Krzyżyńska, and K. Andersson, “Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment,” Fuel, vol. 342, p. 127776, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.127776.
- [11] W. Y. Hong, “A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO₂ emissions future,” Carbon Capture Science & Technology, vol. 3, p. 100044, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.ccst.2022.100044.
- [12] Bioenergy International, “Toshiba ESS commission Japan’s first large-scale BECCS plant,” 2020, Accessed: Mar. 26, 2024. [Online]. Available: <https://bioenergyinternational.com/toshiba-ess-commission-japans-first-large-scale-beccs-plant/>
- [13] Toshiba America Energy Systems Corporation, “Toshiba is Making Carbon Neutrality a Reality,” 2024, Accessed: Mar. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.toshiba.com/taes/products/carbon-neutral-solutions>

- [14] H. Kitamura, K. Iwasa, K. Fujita, and D. Muraoka, "CASE STUDY CO₂ Capture Project Integrated with Mikawa Biomass Power Plant," 2022.
- [15] A. El-Suleiman, N. B. Anosike, and P. Pilidis, "A Preliminary Assessment of the Initial Compression Power Requirement in CO₂ Pipeline 'Carbon Capture and Storage (CCS) Technologies,'" *Technologies (Basel)*, vol. 4, no. 2, 2016, doi: 10.3390/technologies4020015.
- [16] M. D. Aminu, S. A. Nabavi, C. A. Rochelle, and V. Manovic, "A review of developments in carbon dioxide storage," Dec. 15, 2017, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.09.015.
- [17] I. International Energy Agency, "CO₂ Storage Resources and their Development - An IEA CCUS Handbook." [Online]. Available: www.iea.org
- [18] N. H. Mondol, "Seismic exploration," in *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*, Second Edition, Springer Berlin Heidelberg, 2015, pp. 427–454. doi: 10.1007/978-3-642-34132-8_17.
- [19] IEA, "CCUS project database." Accessed: Jun. 24, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>
- [20] Power Technology, "Mikawa Biomass Power Plant, Japan," 2024, Accessed: Mar. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/marketdata/mikawa-biomass-power-plant-japan/?cf-view&cf-closed>
- [21] Global Energy Monitor, "Mikawa power station," 2024, Accessed: Mar. 26, 2024. [Online]. Available: https://www.gem.wiki/Mikawa_power_station
- [22] H. Kitamura, K. Iwasa, K. Fujita, and D. Muraoka, "CO₂ Capture Project integrated with Mikawa Biomass Power Plant," 2022. [Online]. Available: <https://ssrn.com/abstract=4282099>
- [23] Drax Global, "BECCS and negative emissions." Accessed: Jun. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/>
- [24] Energy Voice, "UK approves Drax plans for bioenergy CCS project in Yorkshire." Accessed: Jun. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/ccs/uk-ccs/545684/uk-approves-drax-plans-for-bioenergy-ccs-project-in-yorkshire/>
- [25] Drax group, "About Drax," Drax group. Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.drax.com/>
- [26] IEA, "CCUS around the world in 2021: Drax BECCS," IEA. Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/ccus-around-the-world-in-2021>
- [27] Drax Global, "Drax and Mitsubishi Heavy Industries sign pioneering deal to deliver the world's largest carbon capture power project," 2021, Accessed: Jun. 25, 2024. [Online]. Available: https://www.drax.com/press_release/drax-and-mitsubishi-heavy-industries-sign-pioneering-deal-to-deliver-the-worlds-largest-carbon-capture-power-project/
- [28] The Planning Inspectorate, "Drax Bioenergy with Carbon Capture and Storage: Project information," The Planning Inspectorate, Gov, UK.

- [29] REUTERS, “Britain’s Drax pauses \$2.5 billion biomass carbon capture plans.” Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/britains-drax-pauses-biomass-carbon-capture-plans-urges-clarity-government-2023-03-21/>
- [30] Drax group, “BECCS and negative emissions,” Drax group. Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/>
- [31] Drax group, “Development of UK CCS infrastructure and BECCS business model,” Drax group. Accessed: Mar. 05, 2024. [Online]. Available: <https://www.drax.com/investors/development-of-uk-ccs-infrastructure-and-beccs-business-model/>
- [32] Worley, “Delivering the FEED services for Drax’s BECCS project.” Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.worley.com/en/insights/our-news/conventional-energy/2021/delivering-feed-services-for-drax-beccs-project>
- [33] L. MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, “DRAX AND MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES SIGN PIONEERING DEAL TOWARDS DELIVERY OF THE WORLD’S LARGEST NEGATIVE EMISSIONS PROJECT.” Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.mhi.com/news/210610.html>
- [34] MATHILDE BLANCHARD, CHRYSAVGI KOSTOULA, and ANDREA RAUSA, “FROM PROPOSALS TO REALITY: HOW EU FUNDS CAN HELP JUMP-START CCS PROJECTS,” 2024.
- [35] BECCS Stockholm, “Stockholm Exergi’s BECCS project receives 180 million EUR in EU funding.” Accessed: Mar. 18, 2024. [Online]. Available: <https://beccs.se/news/stockholm-exergis-beccs-project-receives-180-million-eur-in-eu-funding/>
- [36] BECCS Stockholm, “The proposition,” 2022, Accessed: Mar. 18, 2024. [Online]. Available: <https://beccs.se/the-proposition/>
- [37] Stockholm Exergi AB, “BECCS - Negative emissions.” Accessed: Mar. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.stockholmexergi.se/en/bio-ccs/>
- [38] BECCS Stockholm, “Stockholm Exergi announces permanent carbon removal agreement with Microsoft, world’s largest to date .” Accessed: Aug. 27, 2024. [Online]. Available: <https://beccs.se/news/stockholm-exergi-announces-permanent-carbon-removal-agreement-with-microsoft-worlds-largest-to-date/>
- [39] The Swedish Energy Agency, “The reversed auction for bio-CSS will be postponed,” 2022, Accessed: Mar. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/en/news/2022/the-reversed-auction-for-bio-css--will-be-postponed/>
- [40] IEA, “Support scheme for bio-CCS,” 2023, Accessed: Mar. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/policies/14843-support-scheme-for-bio-ccs>
- [41] Alan Sherrard, “Stockholm Exergi’s BECCS @ STHLM selected for EU Innovation funding,” bioenergyinternational.
- [42] Stockholm Exergi, “STOCKHOLM EXERGI 2021 IN BRIEF: Summary of the Swedish Annual and Sustainability Report 2021 BRIEF,” 2021.

- [43] ศักดิ์สิทธิ์ รัตนปรีชาชัย, “ข้อมูลการรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่าง ๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย ปี 2565,” 2565. Accessed: Sep. 12, 2024. [Online]. Available: <https://kc.dede.go.th/knowledge-view.aspx?p=231>
- [44] สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, “ระบบฐานข้อมูล SPP/VSPP.” Accessed: Sep. 12, 2024. [Online]. Available: <https://ws.erc.or.th/ERCSP/>
- [45] S. De Simone and S. Krevor, “A tool for first order estimates and optimisation of dynamic storage resource capacity in saline aquifers,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 106, p. 103258, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.IJGGC.2021.103258.
- [46] Darío R. Gómez, John D. Watterson, and et.al, “Chapter 2: Stationary Combustion,” in 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, vol. Volume 2: Energy,” 2006. Accessed: Sep. 11, 2024. [Online]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- [47] U.S.EPA, “Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories.” Accessed: Dec. 15, 2024. [Online]. Available: https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-03/ghg_emission_factors_hub.pdf
- [48] RICHARD TURTON et al, ANALYSIS, SYNTHESIS AND DESIGN OF CHEMICAL PROCESSES (HC). 2018.
- [49] National Energy Technology Laboratory (NETL), “Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance,” 2021.
- [50] S. A. Aromada, N. H. Eldrup, and L. Erik Øi, “Capital cost estimation of CO₂ capture plant using Enhanced Detailed Factor (EDF) method: Installation factors and plant construction characteristic factors,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 110, p. 103394, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.IJGGC.2021.103394.
- [51] D. KEARNS, L. I. U. HARRY, C. CONSOLI, and G. C. C. S. Institute, “Technology Readiness and Costs for CCS,” 2021.
- [52] F. Johnsson, F. Normann, and E. Svensson, “Marginal Abatement Cost Curve of Industrial CO₂ Capture and Storage – A Swedish Case Study,” *Front Energy Res*, vol. 8, 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.00175.
- [53] IEA, “CO₂ Storage Resources and their Development (An IEA CCUS Handbook),” 2022.
- [54] องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), “ราคาคาร์บอนเครดิตภาคสมัครใจประเทศไทย.” Accessed: Dec. 15, 2024. [Online]. Available: <https://carbonmarket.tgo.or.th/index.php?lang=TH&mod=Y2N0X3ByaWNl>
- [55] S. Ó. Garðarsdóttir, F. Normann, R. Skagestad, and F. Johnsson, “Investment costs and CO₂ reduction potential of carbon capture from industrial plants – A Swedish case study,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 76, pp. 111–124, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.06.022>.

ตารางที่ A-1 ข้อมูลผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลในภาคเหนือ* จากระบบฐานข้อมูล SPP/VSP ของ กกพ. [44]

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ที่ตั้ง	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ขายไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	วันที่เริ่มขายไฟฟ้า (COD)
1	บริษัท จีจีซี เคทีเอส ไบโออินดัสเทรียล จำกัด	อ.ดาศลิ จ.นครสวรรค์	85	30	24/03/2566
2	บจก. ทิพย์กำแพงเพชร ไบโอเอเนอจี (โครงการ 2)	อ.กิ่งอำเภอป่าสักคี จ.กำแพงเพชร	61	8	15/01/2558
3	บริษัท เกษตรไทยไบโอเพาเวอร์ จำกัด	อ.ดาศลิ จ.นครสวรรค์	60	60	07/10/2556
4	บมจ.เกษตรไทย อินเทอร์เน็ตชนันแนล ซูการ์ คอร์ปอเรชั่น	อ.ดาศลิ จ.นครสวรรค์	50	8	25/01/2552
5	บริษัท ไทยเอกลักษณ์เพาเวอร์ จำกัด	อ.เมืองอุตรดิตถ์ จ.อุตรดิตถ์	50	38	07/04/2559
6	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	อ.ศรีเทพ จ.เพชรบูรณ์	47	8	21/1/2546
7	บจก. อุตสาหกรรมน้ำตาลบ้านไร่ (โครงการ 1)	อ.บ้านไร่ จ.อุทัยธานี	41	7	7/1/2551
8	บจก. ทิพย์กำแพงเพชร ไบโอเอเนอจี	อ.กิ่งอำเภอป่าสักคี จ.กำแพงเพชร	36	8	05/03/2556
9	บจก. ทิพย์สุโขทัย ไบโอเอเนอจี	อ.ศรีสัชนาลัย จ.สุโขทัย	35	8	23/03/2555
10	บมจ. เกษตรไทย อินเทอร์เน็ตชนันแนล ซูการ์ คอร์ปอเรชั่น	อ.เมืองนครสวรรค์ จ.นครสวรรค์	32.5	2.5	03/06/2552
11	บจก. ไทยรุ่งเรืองผลิตไฟฟ้า	อ.ศรีเทพ จ.เพชรบูรณ์	28	8	15/02/2560
12	บจก. ไทยรุ่งเรืองผลิตไฟฟ้า	อ.ศรีเทพ จ.เพชรบูรณ์	27	8	28/05/2556
13	บจก. บ้านไร่ผลิตไฟฟ้า (โครงการ 2)	อ.บ้านไร่ จ.อุทัยธานี	27	8	16/06/2557
14	บริษัท ทิพย์พิจิตร ไฮบริดเอเนอจี จำกัด	อ.ตะพานหิน จ.พิจิตร	26	21	28/12/2565
15	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	อ.เมืองนครสวรรค์ จ.นครสวรรค์	25	25	23/03/2560
16	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	อ.เมืองนครสวรรค์ จ.นครสวรรค์	25	13	15/01/2563
17	บจก. น้ำตาลไทยเอกลักษณ์	อ.เมืองอุตรดิตถ์ จ.อุตรดิตถ์	23	3	25/01/2552
18	บริษัท เอ.ที. ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	อ.บางมูลนาก จ.พิจิตร	22.5	20	21/12/2548
19	บจก. น้ำตาลนครเพชร	อ.เมืองกำแพงเพชร จ.กำแพงเพชร	22	5	12/06/2555
20	บจก. น้ำตาลทรายกำแพงเพชร	อ.เมืองกำแพงเพชร จ.กำแพงเพชร	21	5.2	03/10/2559
21	บริษัท อุทัยธานี ไบโอ เอเนอจี จำกัด (โครงการ 1)	อ.สว่างอารมณ์ จ.อุทัยธานี	20	19.5	11/04/2557
22	บจก. น้ำตาลพิษณุโลก	อ.บางกระทุ่ม จ.พิษณุโลก	18.5	8	06/03/2551

ลำดับ	ชื่อบริษัท	ที่ตั้ง	กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ขายไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	วันที่เริ่มขายไฟฟ้า (COD)
23	บจก. แม่สอดพลังงานสะอาด	อ.แม่สอด จ.ตาก	16	8	01/12/2553
24	บจก. แม่กระทิง เพาเวอร์	อ.ร้องกวาง จ.แพร่	9.9	8	08/08/2562
25	บจก. แอ็ดวานซ์ ไบโอ เอเซีย	อ.เถิน จ.ลำปาง	9.9	8	09/07/2557
26	บจก. กำแพงเพชรกรีนเอ็นเนอร์ยี่	อ.เมืองกำแพงเพชร จ.กำแพงเพชร	9.9	8	07/08/2557
27	บจก. แอ็ดวานซ์ คลีน เพาเวอร์	อ.คลองขลุง จ.กำแพงเพชร	9.9	8	26/11/2564
28	บจก. บ้านไร่ผลิตไฟฟ้า	อ.บ้านไร่ จ.อุทัยธานี	9.9	8	24/02/2554
29	บจก. กำแพงเพชรไบโอเพาเวอร์	อ.คลองขลุง จ.กำแพงเพชร	9.9	9.5	03/04/2560
30	บจก. แม่วงศ์ เอ็นเนอร์ยี่	อ.แม่वंก จ.นครสวรรค์	9.9	8	12/10/2558
31	บจก. พิจิตรไบโอเพาเวอร์	อ.โพทะเล จ.พิจิตร	9.8	8	23/04/2558
32	บจก. สหโคเจน กรีน	อ.เมืองลำพูน จ.ลำพูน	9.6	8	22/03/2554
33	บจก. อุดรดิตต์ กรีน เพาเวอร์	อ.เมืองอุดรดิตต์ จ.อุดรดิตต์	9.5	8	04/06/2564
34	บจก. นครเพชรกรีนเนอร์ยี่	อ.เมืองกำแพงเพชร จ.กำแพงเพชร	9.5	8	13/12/2559
35	บจก. สหกรีน ฟอเรสต์	อ.พรานกระต่าย จ.กำแพงเพชร	9.5	8	25/12/2555
36	บจก. สว่างไบโอแมส	อ.สว่างอารมณ์ จ.อุทัยธานี	9.5	8	06/07/2555
37	บมจ. โคลเวอร์ พาวเวอร์	อ.วังชิ้น จ.แพร่	9.4	8	05/02/2559
38	บมจ. เกษตรไทย อินเตอร์เนชั่นแนล ชูการ์ คอร์ปอเรชั่น	อ.ตาคลี จ.นครสวรรค์	8	3	06/06/2554
39	บจก. ที.เอส. เพาเวอร์ แพลนท์	อ.คลองขลุง จ.กำแพงเพชร	6	5.4	20/05/2559
40	บจก. ไทยเสรี เอนเนอร์ยี่	อ.คลองขลุง จ.กำแพงเพชร	6	5.2	01/11/2550
41	บจก. พิชัยธัญชาติ	อ.พิชัย จ.อุดรดิตต์	4.9	4.5	26/01/2559
42	บจก. โคลเวอร์ พิชญโลก	อ.พรหมพิราม จ.พิษณุโลก	4.9	4.9	09/08/2561
43	บจก. กำแพงเพชรผลิตไฟฟ้า	อ.เมืองกำแพงเพชร จ.กำแพงเพชร	3	2.8	15/01/2556
44	บจก. หนองบัว กรีน พาวเวอร์	อ.หนองบัว จ.นครสวรรค์	1.8	1.8	02/07/2556
*หมายเหตุ: เฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ COD ในปี 2566 และผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีกังหันไอน้ำ					

ตารางที่ A-2 เงินลงทุนของระบบดักจับของโรงไฟฟ้าชีวมวล 16 โรง

โรงไฟฟ้าชีวมวล	กำลังการดักจับ CO ₂ (Mt/ปี)	เงินลงทุนระบบดักจับ (MUSD)	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (MUSD/yr) ¹
1	1.279	241	50
2	0.935	200	41
3	0.918	198	41
4	0.779	179	37
5	0.778	179	37
6	0.732	173	36
7	0.621	156	32
8	0.561	147	30
9	0.540	144	30
10	0.506	138	29
11	0.436	127	26
12	0.421	124	26
13	0.409	122	25
14	0.394	119	25
15	0.389	118	24
16	0.389	118	24

¹ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการรวม ค่าใช้จ่ายผันแปรในกระบวนการดักจับ (ค่าพลังงาน สารเคมี ต่างๆ) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา (ประมาณที่ 4% ของเงินลงทุน/ปี [52] [55]) ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ

ตารางที่ A-3 รายละเอียดการออกแบบระบบขนส่ง CO₂

โรงไฟฟ้า ชีวมวล	ปริมาณ CO ₂ ที่ปล่อย (Mt/yr)	แหล่งกักเก็บ ปลายทาง	รถบรรทุก			ความยาวของระบบท่อ			
			Distance to Sink (km)	CAPEX (USD)	OPEX (USD/yr)	SUB-SPUR (8 นิ้ว) (km)	SPUR ¹ (10 นิ้ว) (km)	TRUNK (12 นิ้ว) (km)	DIST (10 นิ้ว) (km)
1	1.279	แอ่งลำปาง	400	20,404,500	2,789,738	0.2	16.9	202	61
2	0.935	แอ่งลำปาง	287	14,602,000	1,996,106	1.3	34.5		
3	0.918	แอ่งลำปาง	400	14,948,500	2,044,284	0.2	16.8		
4	0.779	แอ่งหนองบัว	138	12,484,500	1,707,433	0.2	16.8		
5	0.778	แอ่งลำปาง	138	12,484,500	1,707,432	0.2	160		
6	0.732	แอ่งหนองบัว	156	11,616,000	1,587,211	0.2	141.5		
7	0.621	แอ่งลำปาง	435	9,856,000	1,346,951	0.2	96.6		
8	0.561	แอ่งลำปาง	287	8,970,000	1,226,606	1	35.8		
9	0.540	แอ่งลำปาง	134	8,618,000	1,178,398	0.2	118.9		
10	0.506	แอ่งหนองบัว	91	8,090,000	1,106,225	0.2	16.8		
11	0.436	แอ่งหนองบัว	159	7,028,500	961,995	4.8	141.5		
12	0.421	แอ่งหนองบัว	159	6,688,000	913,901	4.8	141.5		
13	0.409	แอ่งลำปาง	436	6,512,000	890,060	0.4	96.6		
14	0.394	แอ่งหนองบัว	46	6,330,000	865,722	58.4	49.2		
15	0.389	แอ่งหนองบัว	91	6,324,500	865,756	0.2	10		
16	0.389	แอ่งหนองบัว	91	6,324,500	865,756	0.2	10		
หมายเหตุ 1 แนวท่อประเภท SPUR ถูกใช้ร่วมกันระหว่างโรงไฟฟ้าได้									

%C	%Carbon Content (dry)	MMV	Measurement, Monitoring and Verification
%MC	%Moisture Content	MPa	Mega Pascal
AP	Availability Payment	MRV	Measurement, Reporting and Verification
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage	MtCO _{2eq}	Million tonnes of carbon dioxide equivalent
CAPEX	Capital Expenditure or Capital Expense	MUSD	Million USD
CAP _{inst}	Installed Capacity	MW	Mega Watt
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism	MWe	Megawatts electric
CCS	Carbon Capture and Storage	NCV	Net Calorific Value
CEPCI	The Chemical Engineering Plant Cost Index	NETL	National Energy Technology Laboratory
CN	Carbon Neutrality	NETs	Negative Emissions Technologies
CO ₂	carbon dioxide	NZE	Net Zero Emissions
COD	Commercial Operation Date	O&M	Operate & Maintenance
COP26	the 26 th UN Climate Change Conference of the Parties	OP	Operating Payment
CRC	Carbon Removal Certificate	OPEX	Operating Expenses
DAC	Direct Air Capture	PFD	Process Flow Diagram
DIST	Distribution	PPP	Polluter Pays Principle
EF	Emission Factor	PPP	Public Private Partnership
Effplant	Plant Efficiency	SPP	Small Power Produce
EIA	Environmental Impact Assessment	Sub-DIST	Sub-Distribution
FEED	Front-End Engineering Design	T&S fee	Transport & Storage fee
FID	Final Investment Decision	TASC	Total As Spent Capital
FOM	Fixed Operations and Maintenance Cost	TCCA	Thailand CCUS Alliance
Ft	Fuel Adjustment Charge (at the given time)	tCO ₂	tonnes of carbon dioxide
GHG	Greenhouse Gas	TPC	Total Plant Cost
IEA	International Energy Agency	T-VER	Thailand Voluntary Emission Reduction Program
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle	tyr	จำนวนชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าต่อปี
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	VOM	Variable Operations and Maintenance Cost
ITC	Investment Tax Credit	VSPP	Very Small Power Producer
LT-LEDS	Long-Term Low GHG Emission Development Strategies	WACC	Weighted Average Cost of Capital
mD	millidarcy		
MEA	Monoethanolamine		

คณะผู้จัดทำและที่ปรึกษาโครงการ

ดร.เปรมฤดี กาญจนปิยะ (หัวหน้าโครงการ)

คณะทำงานวิชาการด้านระบบดิจิทัลคาร์บอน

รศ.ดร.ปิยะพงศ์ ทรัพย์ภิญโญ

รศ.ดร.ภาวณี นรัตถรักษา

ดร.ศิริกาญจน์ วิเศษสุวรรณภูมิ

ดร.ยศ บุญทองคง

ดร.อรอุมา สันตวิธี

คุณทศพร วิมุกตาคม

คุณเอกนรินทร์ โนนบุคศรี

คุณจิระวัฒน์ สีน้อย

คุณอนาวิน อำไพพิสุทธิ์

คุณศุภกิจ ตระกูลพิทักษ์กิจ

คณะทำงานวิชาการด้านวิเคราะห์การเงินและนโยบาย

รศ.ดร.ธนาพล ตันติสัตยกุล, CISA

ดร.ศิริกาญจน์ วิเศษสุวรรณภูมิ

คุณพิมพ์ลภัส ทานกระโทก

ที่ปรึกษาโครงการ

ดร.อภิรดี สุวรรณทอง

คุณชานนท์ คูหะเปรมะ

ดร.ชัยชนา ธนชยานนท์

คณะทำงานวิชาการด้านระบบขนส่งคาร์บอน

ผศ.ดร.ณัฐนันท์ พรหมสุข

อ. นพรุจ ชื่อดรง

คุณสาริน ทองเอี้ย

คุณณัฏฐา อุตสาหะ

คุณจิระวัฒน์ คารณศรีสุข

คณะอำนวยความสะดวก

คุณอุมาพร เสนวิรัช

ดร.อรอุมา สันตวิธี

คุณเพชรพร นิลวิสัย

คณะทำงานวิชาการด้านระบบกักเก็บคาร์บอน

รศ.ดร.สุพฤทธิ์ ตั้งพฤทธิกุล

คุณทาเคร์ อากามิเนะ

คุณวรเศรษฐ์ ธนศักดิ์สุขทวี

คุณเจษฎา ทาปัญญา

คณะทำงานด้านบรรณาธิการ

คุณจันทร์เพ็ญ ถนนมบุญ

คุณอรรธรณ สัมฤทธิ์เดชขจร

หน่วยงานร่วมจัดทำ



หน่วยบริหารและจัดการทุนด้านการพัฒนากำลังคนและทุนด้านการพัฒนา
สถาบันอุดมศึกษา การวิจัยและการสร้างนวัตกรรม (บพค.)



ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ



ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ



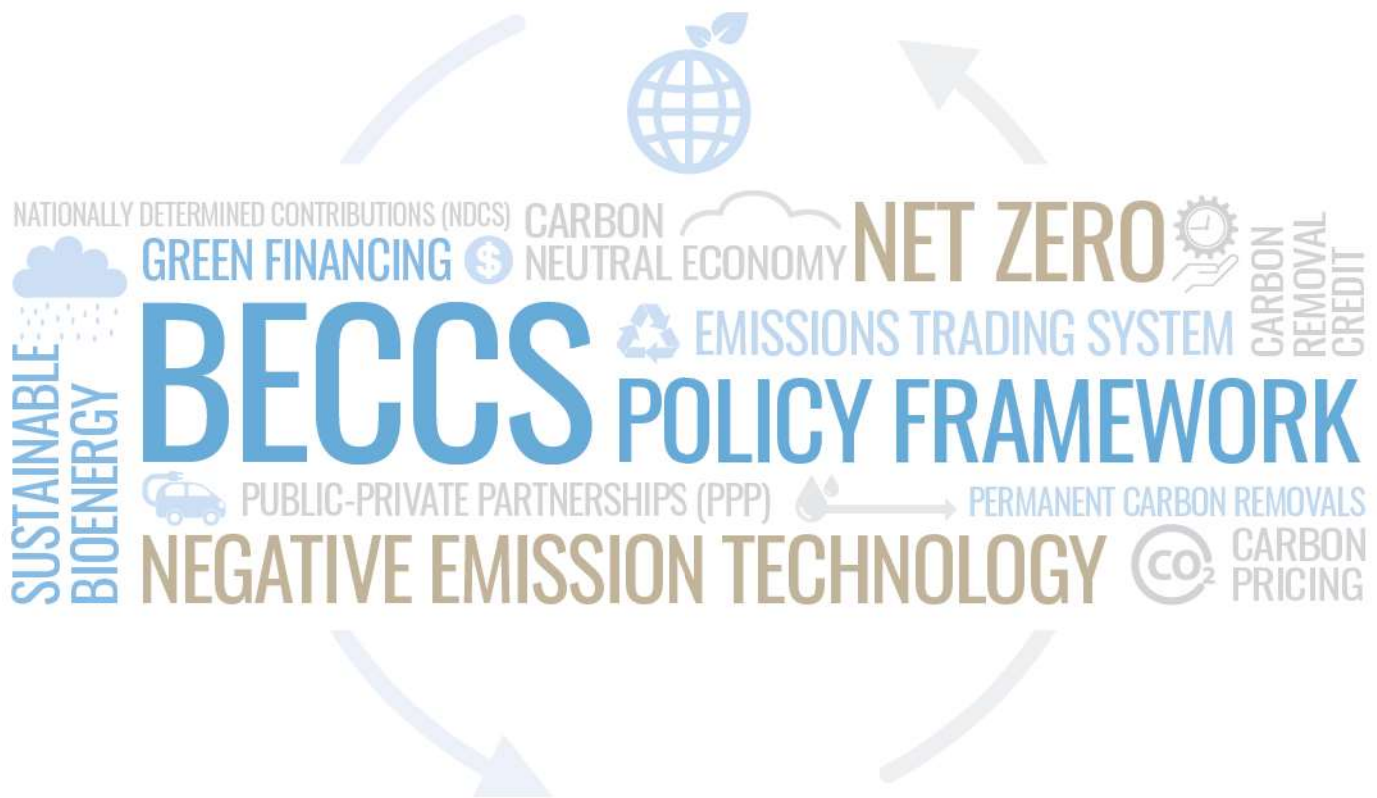
ศูนย์วิจัยการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์เชิงใหม่ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่



สาขาวิชาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน
คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต



บริษัท สหโคเจน กรีน จำกัด



BECCS

เทคโนโลยี การลงทุน และข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

จัดทำโดย

กลุ่มวิจัยด้านสิ่งแวดล้อม

ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ

114 อุทยานวิทยาศาสตร์ประเทศไทย ถ.พหลโยธิน ต.คลองหนึ่ง อ.คลองหลวง จ.ปทุมธานี 12120

โทรศัพท์ 0 2564 6500 ต่อ 4452

www.mtec.or.th

ผลงานวิจัยนี้ได้รับงบประมาณสนับสนุนจากกองทุนส่งเสริมวิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม โดยหน่วยบริหารและจัดการทุนด้านการพัฒนากำลังคน และทุนด้านการพัฒนาสถาบันอุดมศึกษา การวิจัยและการสร้างนวัตกรรม สัญญาเลขที่ B42G670031

This research has received funding support from the NSRF via the Program Management Unit for Human Resources & Institutional Development, Research and Innovation [grant number B42G670031]