**T-VER-P-METH-01-04**

**ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ**

**สำหรับ**

**การผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน**

**(Heat Generation from Renewable Energy)**

**ฉบับที่ 03**

**Scope: 01 - Energy industries   
และ 03 - Energy demand**

**มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 24 กันยายน 2568**

|  |  |
| --- | --- |
| **1. ชื่อระเบียบฯ (Methodology)** | **การผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน**  **(Heat Generation from Renewable Energy)** |
| 2. ประเภทโครงการ (Project Type) | พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล |
| 3. สาขาและขอบข่าย (Scope) | 01 - Energy industries (อุตสาหกรรมด้านพลังงาน)  03 - Energy demand (ความต้องการการใช้พลังงาน) |
| 4. ลักษณะโครงการ(Project Outline) | เป็นโครงการที่มีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อนำไปใช้ประโยชน์โดยใช้แหล่งพลังงานอย่างใดอย่างหนึ่ง ได้แก่   * พลังงานหมุนเวียน 100 เปอร์เซ็นต์ * พลังงานหมุนเวียนร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล * พลังงานหมุนเวียนร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลและ/หรือไฟฟ้า |
| 5. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย(Applicability) | 1. ระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานทดแทนต้องเป็นในลักษณะ   * การติดตั้งระบบผลิตความร้อนใหม่ (Greenfield) หรือ * การเปลี่ยนระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม (Replacement)   2. พลังงานหมุนเวียนที่เข้าข่าย ได้แก่ แสงอาทิตย์ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ก๊าซไบโอมีเทนอัด (Compressed Bio-methane Gas หรือ CBG) ไฮโดรเจน  3. ระบบผลิตความร้อนที่เข้าข่าย ได้แก่   * ระบบที่ใช้น้ำ/ไอน้ำหรือของเหลวอื่นๆ ในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์ ได้แก่ หม้อไอน้ำ หม้อต้มน้ำมันร้อน * ระบบที่ใช้อากาศในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์ ได้แก่ เตาเผา (Furnace) |
| 6. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions) | 1. ความร้อนที่ผลิตได้จากระบบที่ติดตั้งหรือเปลี่ยนใหม่ต้องไม่ถูกนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า  2. การติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิมนั้นต้องไม่เป็นการติดตั้งเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นหรือการปรับเปลี่ยนกระบวนการผลิต  3. กรณีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม ผู้พัฒนาโครงการต้องมีข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและปริมาณความร้อนที่ผลิตได้หรือปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ใช้ระบบผลิตความร้อนเดิมก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่สำหรับการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน และระบบผลิตความร้อนเดิมต้องใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีค่าคาร์บอนคงตัว (Carbon content) สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ  4. กรณีการติดตั้งเพื่อทดแทนระบบผลิตความร้อนเดิมที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ระบบผลิตความร้อนเดิมต้องไม่ถูกนำไปใช้งาน ณ พื้นที่อื่นที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ  5. ระบบผลิตความร้อนต้องไม่เป็นเตาประกอบอาหาร (Cook Stove)  6. พลังงานหมุนเวียนประเภทชีวมวลที่นำมาใช้ในการผลิตความร้อนต้องไม่จัดเก็บไว้ในพื้นที่โครงการเป็นเวลามากกว่า 1 ปี |
| 7. วันเริ่มดำเนินโครงการ (Project Starting Date) | วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างหรือติดตั้งโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER |
| 8. นิยามศัพท์ | **ก๊าซไบโอมีเทนอัด (Compressed Bio-methane Gas หรือ CBG)** คือก๊าซที่เกิดจากการนำก๊าซชีวภาพมาปรับปรุงคุณภาพโดยการลดปริมาณก๊าซ CO2 และ H2S และกำจัดความชื้นออก ทำให้ปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซชีวภาพมีความบริสุทธิ์เพิ่มมากขึ้น  **ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen)** คือการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ซึ่งใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม เป็นต้น  **ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue Hydrogen)** คือการผลิตไฮโดรเจนจากปฏิกิริยาเคมีต่างๆ ที่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลร่วมด้วย เช่น Steam Methane Reforming (SMR) เป็นต้น ร่วมกับกระบวนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS: Carbon dioxide Capture and Storage) แทนที่การปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ  **เตาเผา (Furnace)** คืออุปกรณ์ที่ให้ความร้อนที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยตรงสำหรับกระบวนการทางอุตสาหกรรมที่ต้องการอุณหภูมิที่สูงกว่า 400°C กระบวนการถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นในเตาเผามีอยู่ 2 รูปแบบ คือการแผ่รังสีความร้อน (Radiation) และการพาความร้อน (Convection)  **ชีวมวลเหลือทิ้ง (Biomass residue)** หมายถึงเศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเก็บเกี่ยวหรือจากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร เช่น แกลบ กากอ้อย ฟางข้าว ซังข้าวโพด เป็นต้น หรือไม้และเศษไม้ ที่สามารถนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงได้ |
| หมายเหตุ |  |

|  |
| --- |
| **รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับ**  **การผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน** |

1. **กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ**

**ตารางที่ 1** แหล่งกำเนิดและชนิดของก๊าซเรือนกระจก

| **การปล่อย ก๊าซเรือนกระจก** | **แหล่งกำเนิด ก๊าซเรือนกระจก** | **ชนิดของ ก๊าซเรือนกระจก** | **รายละเอียดของกิจกรรม ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก** |
| --- | --- | --- | --- |
| กรณีฐาน | การผลิตพลังงาน ความร้อน | CO2 | การผลิตความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล |
| การดำเนินโครงการ | การใช้พลังงานภายในโครงการ | CO2 | การชื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า |
| * การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น รถตัก ชีวมวล รถขนชีวมวล ฯลฯ * การผลิตความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (กรณีการใช้พลังงานทดแทนบางส่วนหรือระบบผลิตความร้อนเดิมที่เป็นการสำรอง) |
| การใช้ชีวมวลและ ชีวมวลเหลือทิ้ง | CO2 และ CH4 | * การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ * การขนส่งชีวมวล * การแปรรูปชีวมวล * การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี) * การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี) |
|  |
| นอกขอบเขตโครงการ | พื้นที่ที่มีการเปลี่ยนไปเป็นพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ/การใช้ชีวมวลเหลือทิ้ง | CO2 และ CH4 | * การเปลี่ยนแปลงกิจกรรมก่อนที่มีการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ * การนำชีวมวลเหลือทิ้งไปใช้งานอื่นๆ * การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้งที่เพิ่มขึ้น * การขนส่งชีวมวลส่วนเหลือ |
|  | การใช้ไฮโดรเจน | CO2 | * การผลิตไฮโดรเจนโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล |
| นอกขอบเขตโครงการ (ต่อ) | การใช้ไฮโดรเจน | CO2 | * การขนส่งไฮโดรเจนด้วยยานพาหนะหรือผ่านระบบท่อ |
|  | การใช้ก๊าซชีวภาพหรือก๊าซไบโอมีเทนอัด | CH4 | * ก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลออกจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ รวมไปถึงระบบกักเก็บ * ก๊าซชีวภาพที่เผาทำลายไม่หมด |

1. **ลักษณะของกิจกรรมและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)**

โครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่ ซึ่งอาจรวมถึงระบบท่อส่ง (ถ้ามี) สำหรับการผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ ณ จุดใช้งานหรือจำหน่ายให้ผู้ใช้ที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ กิจกรรมโครงการดังกล่าวต้องเป็นการติดตั้งระบบผลิตความร้อนใหม่ (Greenfield) หรือการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม (Replacement)   
ที่ไม่ทำให้กำลังการผลิตหรือกระบวนการผลิตเปลี่ยนแปลง

ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ติดตั้งของระบบผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการ กิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตความร้อนของโครงการ ได้แก่ ระบบผลิตความร้อนสำรองที่ติดตั้งเพิ่ม (ต้องไม่เป็นระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน) ระบบท่อส่งความร้อน (ถ้ามี)

**หมายเหตุ** กรณีกิจกรรมโครงการที่เป็นการผลิตความร้อนโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากการย่อยสลายสารอินทรีย์จากของเสีย และก๊าซชีวภาพจากการบำบัดน้ำเสีย ให้ผู้พัฒนาโครงการใช้ระเบียบวิธีฯ อื่นที่เกี่ยวข้องสำหรับการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการหลีกเลี่ยงปล่อยก๊าซมีเทนโดยการนำไปใช้ประโยชน์ และใช้ระเบียบวิธีฯ นี้สำหรับการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการนำก๊าซมีเทนไปใช้ในการผลิตความร้อน

**3. การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)**

โครงการต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)   
โดยใช้ “แนวทางการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality) ภายใต้โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER)” ที่ อบก. กำหนด

**4. ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario)**

เมื่อพิจารณาตามแนวทางการกำหนดข้อมูลกรณีฐานที่ต่ำกว่าการดำเนินงานปกติ (Below Business as Usual หรือ Below BAU) การผลิตความร้อนด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำสุด คือการผลิตโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นข้อมูลกรณีฐานสำหรับกิจกรรมโครงการนี้ คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

**5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) จากการผลิตความร้อนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติที่ถูกแทนที่ด้วยความร้อนที่ผลิตได้จากโครงการเท่านั้น ซึ่งคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ดังนี้

|  |
| --- |
| **BEy = BECO2,y** สมการที่ (1) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| BEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO2/year) |
| BECO2,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนด้วยระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนในปี y (tCO2/year) |

**5.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนด้วยระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียน**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนด้วยระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนคำนวณได้ตามลักษณะของระบบผลิตความร้อนดังนี้

**5.1.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการที่ใช้น้ำ/ไอน้ำหรือของเหลวอื่นๆ ในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์**

|  |
| --- |
| **BECO2,y = [ HGPJ,y / ηBL ] x EFCO2,NG x 10-3** สมการที่ (2) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| HGPJ,y | = | ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการ ในปี y (TJ/year) |
| EFCO2,NG | = | ค่าการปล่อยก๊าซ CO2 จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (kgCO2/TJ) เท่ากับ 56,100 kgCO2/TJ |
| **η**BL | = | ค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน |

กรณีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม ผู้พัฒนาโครงการต้องมีข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและปริมาณความร้อนที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนเดิม (ดูรายละเอียดแหล่งข้อมูลในหัวข้อที่ 9.3) ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่สำหรับการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน และประเมินเป็นค่าเฉลี่ย โดยค่า **η**BL คำนวณได้จาก

|  |
| --- |
| **ηBL = [ HGBL ] / [ FCi,BL x NCVi,BL ] x 10-6** สมการที่ (3) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| HGBL | = | ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (TJ/year) |
| FCi,BL | = | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (unit/year) |
| NCVi,BL | = | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (MJ/unit) |

**5.1.2 แนวทางการกำหนดค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีการติดตั้งใหม่**

การกำหนดค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐานให้ใช้ทางเลือกข้อใดข้อหนึ่งต่อไปนี้

**ทางเลือกที่ 1** ใช้ค่าประสิทธิภาพการทำงานสูงสุดที่ตรวจวัดได้ในช่วงสภาวะการทำงานทั้งหมดของระบบผลิตความร้อนที่มีคุณลักษณะเดียวกันและใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ทั้งนี้การทดสอบประสิทธิภาพจะต้องดำเนินการตามแนวทางที่กำหนด เช่น ASME (American Society of Mechanical Engineer) เป็นต้น

**ทางเลือกที่ 2** ใช้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของผู้ผลิตระบบผลิตความร้อนตั้งแต่สองรายขึ้นไปสำหรับระบบผลิตความร้อนที่มีคุณลักษณะเดียวกัน โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

**ทางเลือกที่ 3** ใช้ค่าประสิทธิภาพเริ่มต้นที่ 100 เปอร์เซ็นต์

**5.1.3 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตความร้อนที่ใช้อากาศในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์**

กรณีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม ผู้พัฒนาโครงการต้องมีข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ใช้ระบบผลิตความร้อนเดิม (ดูรายละเอียดแหล่งข้อมูลในหัวข้อที่ 9.3) ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่สำหรับการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน และให้ประเมินเป็นค่าเฉลี่ย

|  |
| --- |
| **BECO2,y = PProd,y x SFCBL x EFCO2,NG x 10-3** สมการที่ (4) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PProd,y | = | ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y (kg/year หรือ m3/year) |
| SFCBL | = | ค่าการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะสำหรับระบบความผลิตความร้อนกรณีฐาน (TJ/kg หรือ TJ/m3) |
| EFCO2,NG | = | การปล่อยก๊าซ CO2 จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ (kgCO2/TJ) เท่ากับ 56,100 kgCO2/TJ |

ค่า SFCBL คำนวณได้จาก

|  |
| --- |
| **SFCBL = Σi [ FCi,BL x NCVi,BL ] / PProd,BL x 10-6** สมการที่ (5) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| FCi,BL | = | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน (unit/year) |
| NCVi,BL | = | ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน (MJ/unit) |
| PProd,BL | = | ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (kg/year หรือ m3/year) |

**หมายเหตุ** สำหรับระบบผลิตความร้อนที่ใช้อากาศในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์ที่เป็นการติดตั้งใหม่ กำหนดให้ PProd,BL = PProd,y

**6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้งานระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนแบ่งการพิจารณาตามสมการ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **PEy** | **=** | **PEFF,y + PEEC,y + PEBiomass,y**  สมการที่ (6) |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEFF,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEEC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEBiomass,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้งในปี y (tCO2/year) |

**6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล**

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอันเนื่องจากการดำเนินโครงการ ทั้งนี้ให้พิจารณารวมไปถึงการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตความร้อนเดิมที่ใช้เป็นระบบสำรอง (ถ้ามี) การคำนวณดังกล่าวโดยให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ T-VER-P-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด ทั้งนี้ ถ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สําหรับการทํางานของเครื่องจักรอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงคุณภาพชีวมวล การจัดเก็บและการขนส่งชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลําเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้ง(PEBiomass,y) ด้วย

**6.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้า**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

|  |  |
| --- | --- |
| **PEEC,y = ECPJ,y × EFElec,y × (1 + TDLy)** | สมการที่ (7) |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEEC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| ECPJ,y | = | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการ ในปี y(MWh/year) |
| EFElec,y | = | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y (tCO2/MWh) |
| TDLy | = | สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้า ในปี y |

ทั้งนี้ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการทํางานของเครื่องจักรอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเตรียมชีวมวล การแปรรูป และการจัดเก็บ เช่น สายพานลําเลียง เครื่องอบแห้ง เครื่องอัดเม็ด/อัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ PEEC,y ด้วยเช่นกัน

**6.3 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวล**

กรณีที่กิจกรรมโครงการใช้ชีวมวลหรือชีวมวลเหลือทิ้งเป็นเชื้อเพลิง ผู้พัฒนาโครงการต้องคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการโดยใช้เครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด ตามกิจกรรมที่เกี่ยวข้อง

1. การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
2. การขนส่งชีวมวล
3. การแปรรูปชีวมวล
4. การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
5. การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)

**7. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)**

**7.1 การใช้ชีวมวลและ/หรือชีวมวลเหลือทิ้ง**

ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการโดยให้ใช้เครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด ในประเด็นดังต่อไปนี้

1. การเปลี่ยนแปลงของกิจกรรมก่อนมีโครงการไปเป็นการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
2. การนำชีวมวลส่วนเหลือจากกิจกรรมโครงการไปใช้งานอื่น ๆ ที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ
3. การแปรรูปของชีวมวลส่วนเหลือที่เพิ่มขึ้นจากการมีกิจกรรมโครงการ
4. การขนส่งชีวมวลส่วนเหลือ

**7.2 การใช้ก๊าซชีวภาพหรือก๊าซไบโอมีเทนอัด**

กรณีที่ระบบผลิตความร้อนใช้ก๊าซชีวภาพที่ผลิตจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ และผู้พัฒนาโครงการไม่ได้คำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นจากการหลีกเลี่ยงการปล่อยมีเทน (Methane Avoidance) ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ และการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากระบบเผาทำลายก๊าซมีเทน (Flare) ที่ติดตั้งร่วมกับระบบบำบัดน้ำเสียแบบ  
ไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ โดยให้ใช้สมการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่รั่วไหลจากระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ (หัวข้อที่ 6.6) ในระเบียบวิธีฯ T-VER-P-METH-12-01 “การกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศเพื่อนำไปใช้ประโยชน์หรือเผาทำลาย” และเครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-04 “การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากการดำเนินโครงการ” ทั้งนี้ให้พิจารณารวมไปถึงระบบผลิตความร้อนใช้ก๊าซชีวภาพที่ผลิตจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่มีอยู่เดิม แต่กิจกรรมโครงการทำให้การผลิตก๊าซชีวภาพของระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่มีอยู่เดิมเพิ่มขึ้น

ทั้งนี้ ให้ผู้พัฒนาโครงการไม่ต้องพิจารณาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ และการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากระบบเผาทำลายก๊าซมีเทน (Flare) ที่ติดตั้งร่วมกับระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ สำหรับกิจกรรมโครงการที่ใช้ระเบียบวิธีฯ T-VER-P-METH-12-01 “การกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศเพื่อนำไปใช้ประโยชน์หรือเผาทำลาย” และเครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-04 “การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากการดำเนินโครงการ” เพื่อคำนวณหาการลดก๊าซเรือนกระจกจากการหลีกเลี่ยงการปล่อยมีเทนสู่บรรยากาศ (Methane avoidance) ร่วมกับระเบียบวิธีฯ นี้

นอกจากนี้ ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากการลำเลียงหรือขนส่งก๊าซชีวภาพหรือก๊าซไบโอมีเทนอัดด้วยระบบท่อหรือยานพาหนะจากแหล่งผลิตมายังกิจกรรมโครงการด้วย

**7.3 การใช้ไฮโดรเจน**

กรณีที่ไม่เป็นการใช้ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) หรือไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue Hydrogen) ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์) จากกระบวนการผลิตไฮโดรเจนด้วยโดยใช้ทฤษฎีทางวิศวกรรม ยกตัวอย่างเช่น ปริมาณสารสัมพันธ์ (Stoichiometry) เป็นต้น นอกเหนือจากการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากการลำเลียงหรือขนส่งไฮโดรเจนด้วยระบบท่อหรือยานพาหนะจากแหล่งผลิตมายังกิจกรรมโครงการด้วย

**8. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)**

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ERy** | **=** | **BEy – PEy– LEy** สมการที่ (8) |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ERy | = | การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO2e/year) |
| BEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO2e/year) |
| PEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2e/year) |
| LEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO2e/year) |

**9. การติดตามผลการดำเนินโครงการ (Monitoring Plan)**

**9.1 ขั้นตอนการติดตามผล**

1. ให้ผู้พัฒนาโครงการอธิบายและระบุขั้นตอนการติดตามผลข้อมูลกิจกรรมโครงการ (Activity data) หรือตรวจสอบผลการตรวจวัดทั้งหมดในเอกสารข้อเสนอโครงการ รวมถึงประเภทของเครื่องมือตรวจวัดที่ใช้ ผู้รับผิดชอบในการติดตามผลและตรวจสอบข้อมูล การสอบเทียบเครื่องมือวัด (ถ้ามี) และขั้นตอนการรับประกันและควบคุมคุณภาพ ในกรณีที่วิธีการมีตัวเลือกที่แตกต่างกัน เช่น การใช้ค่าเริ่มต้นหรือการตรวจวัดที่หน้างาน ผู้พัฒนาโครงการต้องระบุว่าจะใช้ตัวเลือกใด **นอกจากนี้การติดตั้ง ดูแลรักษา และสอบเทียบเครื่องมือตรวจวัดควรดำเนินการตามคำแนะนำของผู้ผลิตอุปกรณ์และเป็นไปตามมาตรฐานภายในประเทศ หรือมาตรฐานสากล เช่น IEC, ISO**
2. ข้อมูลทั้งหมดที่รวบรวมเป็นส่วนหนึ่งของการติดตามผลการลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งควรจัดเก็บข้อมูลในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์และมีระยะเวลาเก็บรักษาเป็นไปตามแนวทางที่ อบก. กำหนด หรือตามระบบคุณภาพขององค์กรแต่มีระยะเวลาไม่น้อยกว่าที่ อบก.กำหนด และควรตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องตามวิธีการติดตามผลที่ระบุในพารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผลที่ระบุไว้ในตารางหัวข้อที่ 9.2

**9.2 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล**

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | HGPJ,y |
| หน่วย | TJ/year |
| ความหมาย | ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัด |
| วิธีการติดตามผล | คำนวณจากค่าผลต่างของเอนทาลปีของของไหลร้อน (ไอน้ำหรือของเหลวหรือก๊าซ)  ที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อน ทั้งนี้ค่าเอนทาลปี ให้คำนวณจากปริมาณการไหล  (เชิงมวลหรือเชิงปริมาตร) และอุณหภูมิของของไหลร้อนหรือความดันสำหรับกรณีไอน้ำยิ่งยวด (Superheat steam) ซึ่งสามารถดูค่าได้จากตารางคุณสมบัติหรือคำนวณค่าจากสมการเทอร์โมไดนามิกส์ โดยมีทางเลือกจุดตรวจวัดดังนี้  ทางเลือกที่ 1 ตำแหน่งท่อส่งความร้อนขาออกของระบบผลิตความร้อน  ทางเลือกที่ 2 ตำแหน่งที่มีการนำความร้อนไปใช้ |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องและบันทึกข้อมูลอย่างน้อยเป็นรายเดือน |
| หมายเหตุ | 1. ผู้พัฒนาโครงการต้องไม่ใช้วิธีการคำนวณหาปริมาณความร้อนที่ผลิตได้ในกรณีฐานและจากการดำเนินโครงการโดยใช้ค่าความร้อน (ค่าความร้อนสุทธิหรือค่าความร้อนต่ำหรือค่าความร้อนสูง) และปริมาณการใช้เชื้อเพลิง  2. ทางเลือกสำหรับการตรวจวัดพารามิเตอร์ HGPJ,y ต้องเป็นตำแหน่งเดียวกับการตรวจวัดปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (พารามิเตอร์ HGBL)  3. ผู้พัฒนาโครงการสามารถใช้ทางเลือกที่ 2 ได้สำหรับกิจกรรมโครงการที่มีการติดตั้งระบบผลิตความร้อน ร่วมกับการปรับปรุงระบบท่อส่งความร้อนเดิม |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | PProd,y |
| หน่วย | kg/year หรือ m3 /year |
| ความหมาย | ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานหรือบันทึกข้อมูล |
| วิธีการติดตามผล | ตรวจวัดจากเครื่องมือหรืออุปกรณ์ และต้องมีการตรวจสอบเพื่อยืนยันความถูกต้องกับบันทึกอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น บันทึกหรือรายงานการผลิต เอกสารการขาย เป็นต้น |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกข้อมูลอย่างน้อยเป็นรายเดือน |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | ECPJ,y |
| หน่วย | MWh/year |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการ ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานหรือบันทึกข้อมูล |
| วิธีการติดตามผล | ตรวจวัดจากมิเตอร์ไฟฟ้าของโครงการ |
| ความถี่ในการติดตามผล | มีการตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกข้อมูลอย่างน้อยเป็นรายเดือน |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | EFElec,y |
| หน่วย | tCO2/MWh |
| ความหมาย | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Factor) จากการผลิตไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าและจากการผลิตความร้อนสำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก. |
| วิธีการติดตามผล | **สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ**  ให้ใช้ค่า EFElec,y ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ  **สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**  ให้ใช้ค่า EFElec,y ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีที่ปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า EFElec,y ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า EFElec,y ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น |
| ความถี่ในการติดตามผล | - |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | TDLy |
| หน่วย | - |
| ความหมาย | สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า |
| แหล่งข้อมูล | ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ  ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ (ค่าเท่ากับ 0.0596) ซึ่งอ้างอิงข้อมูลจากรายงาน ดุลยภาพพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2566 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน |
| วิธีการติดตามผล | 1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก  2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องใช้ค่านี้ตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก |
| ความถี่ในการติดตามผล | กําหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิต |

**9.3 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล**

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | PProd,BL |
| หน่วย | kg/year หรือ m3/year |
| ความหมาย | ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน |
| แหล่งข้อมูล | บันทึกการตรวจวัดปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน โดยมีทางเลือกช่วงเวลาตรวจวัดข้อมูลดังนี้  ทางเลือกที่ 1 ไม่น้อยกว่า 3 ปี ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่  ทางเลือกที่ 2 ไม่น้อยกว่า 3 เดือน ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่ โดยที่ผู้พัฒนาโครงการต้องแสดงหลักฐานเพื่อยืนยันว่าไม่เคยมีการเก็บข้อมูลดังกล่าวตามทางเลือกที่ 1 |
| ค่าการนำไปใช้ | กำหนดช่วงเวลาของการตรวจวัดที่เป็นช่วงระยะเวลาเดียวกับการตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนเดิม |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | HGBL |
| หน่วย | TJ/year |
| ความหมาย | ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน |
| แหล่งข้อมูล | บันทึกผลการคำนวณปริมาณความร้อนก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่ โดยใช้ข้อมูลการตรวจวัด ได้แก่ ปริมาณ/อัตราการไหล อุณหภูมิหรือความดันของของเหลวขาเข้าและขาออกจากระบบผลิตความร้อน โดยมีทางเลือกช่วงเวลาตรวจวัดข้อมูลดังนี้  ทางเลือกที่ 1 ไม่น้อยกว่า 3 ปี ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่  ทางเลือกที่ 2 ไม่น้อยกว่า 3 เดือน ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่ โดยที่ผู้พัฒนาโครงการต้องแสดงหลักฐานเพื่อยืนยันว่าไม่เคยมีการเก็บข้อมูลดังกล่าวตามทางเลือกที่ 1 |
| ค่าการนำไปใช้ | กำหนดช่วงเวลาของผลการคำนวณเป็นช่วงระยะเวลาเดียวกับการตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนเดิม โดยไม่พิจารณาข้อมูลสำหรับปีที่ระบบผลิตความร้อนเดิมมีการใช้งานผิดปกติ |
| หมายเหตุ | จุดตรวจวัดข้อมูลปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน มีทางเลือกดังนี้  ทางเลือกที่ 1 ตำแหน่งท่อส่งความร้อนขาออกของระบบผลิตความร้อน  ทางเลือกที่ 2 ตำแหน่งที่มีการใช้ความร้อน |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | FCi,BL |
| หน่วย | unit/year |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน |
| แหล่งข้อมูล | บันทึกการตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนเดิม |
| ค่าการนำไปใช้ | ช่วงเวลาของการตรวจวัดต้องสัมพันธ์กับช่วงระยะเวลาการตรวจวัดปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนเดิม (PProd,BL) หรือการคำนวณปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนเดิม (HGBL) |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | NCVi,BL |
| หน่วย | MJ/Unit |
| ความหมาย | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน |
| แหล่งข้อมูล | ทางเลือกที่ 1 ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ระบุในใบแจ้งหนี้ (Invoice) จากผู้ผลิตเชื้อเพลิง (Fuel Supplier)  ทางเลือกที่ 2 จากการตรวจวัด  ทางเลือกที่ 3 รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน  ทางเลือกที่ 4 ค่าอ้างอิงจาก IPCC ตารางที่ 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories |
| ค่าการนำไปใช้ | - |

**10. เอกสารอ้างอิง**

**Clean Development Mechanism (CDM)**

1. AMS-III.AN.: Fossil fuel switch in existing manufacturing industries. Version 02
2. AMS-I.C.: Thermal energy production with or without electricity. Version 22.0

|  |
| --- |
| **บันทึกการแก้ไข T-VER-P-METH-01-04** |

| **ฉบับที่** | **แก้ไขครั้งที่** | **วันที่บังคับใช้** | **รายการแก้ไข** |
| --- | --- | --- | --- |
| 03 | 02 | 24 กันยายน 2568 | * แก้ไขเงื่อนไขกิจกรรมโครงการสำหรับระบบผลิตความร้อนเดิมภายใต้กิจกรรมโครงการ * เพิ่มทางเลือกจุดตรวจวัดสำหรับพารามิเตอร์ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการ (HGPJ,y) * เพิ่มทางเลือกช่วงเวลาการตรวจวัดสำหรับพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน (**η**BL) และค่าการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะสำหรับระบบความผลิตความร้อนกรณีฐาน (SFCBL) |
| 02 | 01 | 25 กุมภาพันธ์ 2568 | เพิ่มเงื่อนไขกิจกรรมโครงการสำหรับกรณีที่เป็นการติดตั้งเพื่อทดแทนระบบผลิตความร้อนเดิมที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล |
| 01 | - | 22 มิถุนายน 2567 | การเริ่มใช้ครั้งแรก |