**T-VER-P-METH-01-05**

**ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ**

**สำหรับ**

**การผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจน เพื่อใช้ภายในหรือจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า**

**(Electricity Generation from Hydrogen for Internal Usage or Grid Reselling)**

**ฉบับที่ 01**

**รายสาขา 01: Energy industries**

**มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 25 กันยายน 2567**

|  |  |
| --- | --- |
| 1. ชื่อระเบียบวิธีฯ (Methodology) | การผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อใช้ภายในหรือจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า  (Electricity Generation from Hydrogen for Internal Usage or Grid Reselling) |
| 1. ประเภทโครงการ (Project Type) | พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล |
| 1. สาขาและขอบข่าย (Scope) | 01 – Energy industries (อุตสาหกรรมด้านพลังงาน) |
| 1. ลักษณะโครงการ(Project Outline) | เป็นโครงการที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (National Grid) หรือเพื่อใช้เอง หรือเป็นการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Private Power Purchase Agreement หรือ Private PPA) |
| 1. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย(Applicability) | เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจน ซึ่งมีลักษณะดังนี้   1. การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield) หรือ 2. การปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วม |
| 1. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ   (Project Conditions) | 1. เป็นการทดแทนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเป็น  * การจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า * การผลิตเพื่อใช้เอง หรือการผลิตเพื่อจำหน่ายในรูปแบบ Private PPA  1. เป็นการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) หรือการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน (Co-Firing) 2. การใช้ประโยชน์จากความร้อนทิ้งจากระบบที่ติดตั้งใหม่หรือการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าหรือความร้อนเดิมเพื่อสามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ไม่เข้าข่ายดำเนินการภายใต้โครงการ |
| 1. วันเริ่มดำเนินโครงการ  (Project Starting Date) | วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างหรือติดตั้งโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER |
| 1. นิยามศัพท์ | **โรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป  (Co-firing Powerplant)** คือ โรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป เช่น เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติกับไฮโดรเจน เป็นต้น  **เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)** หมายถึงเซลล์ไฟฟ้าเคมีประเภทหนึ่งคล้ายกับแบตเตอรี่สร้างพลังงานโดยใช้หลักการไฟฟ้าเคมีที่เปลี่ยนรูปพลังงานเคมีของเชื้อเพลิงไปเป็นไฟฟ้าได้โดยไม่ต้องผ่านกระบวนการเผาไหม้ และได้พลังงานความร้อนร่วมเกิดขึ้นจากกระบวนการสารป้อนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง คือไฮโดรเจน (H2) และออกซิเจน (O2)  **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  **ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen)** หมายถึงไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากกระบวนการรีฟอร์มมิ่งด้วยไอน้ำโดยการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบ |
| 1. หมายเหตุ | - |

|  |
| --- |
| **รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับ**  **การผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อใช้ภายในหรือจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า**  **(Electricity Generation from Hydrogen for Internal Usage or Grid Reselling)** |

1. **กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ**

**ตารางที่ 1** แหล่งกำเนิดและชนิดของก๊าซเรือนกระจก

| **การปล่อย ก๊าซเรือนกระจก** | **แหล่งกำเนิด ก๊าซเรือนกระจก** | **ชนิดของ ก๊าซเรือนกระจก** | **รายละเอียดของกิจกรรม ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก** |
| --- | --- | --- | --- |
| กรณีฐาน | การผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือโรงไฟฟ้า | CO2 | * การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งถูกทดแทนโดยไฟฟ้าที่ผลิตจากไฮโดรเจนและจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ กฟน. กฟภ. กฟผ. หรือใช้เอง หรือ * การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง |
| การดำเนินโครงการ | การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลผสมกับไฮโดรเจน  (Co-Firing) | CO2 | * การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลผสมกับไฮโดรเจน (Co-Firing) เพื่อผลิตไฟฟ้า * การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าสำรองใช้ภายในโครงการ และจากการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้ามาใช้ภายในกิจกรรมโครงการ |
| ระบบเซลล์เชื้อเพลิง  (Fuel Cell) | CO2 | * การชื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้ามาใช้ในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) * การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) |
| นอกขอบเขตโครงการ | การผลิตและการใช้ไฮโดรเจน | CO2 | * การผลิตไฮโดรเจนโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล * การขนส่งไฮโดรเจนด้วยยานพาหนะหรือผ่านระบบท่อ |

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

โครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่หรือการปรับปรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์เดิมเพื่อนำไฮโดรเจนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าหรือนำไปใช้ประโยชน์ ณ จุดใช้งานหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ กิจกรรมโครงการดังกล่าวต้องเป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield) หรือการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อสามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนโดยไม่ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าหรือกระบวนการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง

ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนของโครงการและกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของโครงการ โดยไม่ครอบคลุมกระบวนการผลิตไฮโดรเจน

1. **การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)**

โครงการต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)   
โดยใช้ “แนวทางการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality) ภายใต้โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER)” ที่ อบก. กำหนด รวมถึงกรณีที่เจ้าของโครงการหรือผู้พัฒนาโครงการได้รับการอุดหนุนจากมาตรการของหน่วยงานภาครัฐที่สนับสนุนการใช้ไฮโดรเจน ต้องจัดทำแนวทางการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมด้านการเงิน โดยคำนึงถึงมูลค่าการสนับสนุนทางตรงและทางอ้อมทั้งหมด เช่น เงินอุดหนุนโดยตรงและการลดหย่อนภาษีต่างๆ เป็นต้น

1. **ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario)**

เมื่อพิจารณาตามแนวทางการกำหนดข้อมูลกรณีฐานที่ต่ำกว่าการดำเนินงานปกติ (Below Business as Usual หรือ Below BAU) ข้อมูลกรณีฐานสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าที่ถูกทดแทนหรือของโรงไฟฟ้าที่ทำการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

1. **การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติที่ถูกแทนที่ด้วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกิจกรรมโครงการ

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสามารถคำนวณได้ 2 กรณีดังนี้

**5.1 กรณีที่ 1 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสำหรับการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield) สามารถคำนวณได้ดังนี้

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **BEy** | **=** | **EGPJ,y x EFgrid,y** | **สมการที่ (1)** |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| BEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO2/year) |
| EGPJ.y | = | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า/ใช้เอง/ขายโดยตรง จากการดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y (MWh/year) |
| EFgrid,y | = | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO2/MWh) |

**5.2 กรณีที่ 2 การปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสำหรับการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน สามารถคำนวณได้ดังนี้

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **BEy** | **=** | **EGPJ,y x SFCBL x NCVBL x EFCO2,NG**  **ŋBL** | **สมการที่ (2)** |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| BEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO2/year) |
| EGPJ.y | = | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า/ใช้เอง/ขายโดยตรง จากการดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y (MWh/year) |
| SFCBL | = | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจําเพาะของของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน (unit/MWh) |
| ŋ**BL** | = | ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน |
| NCVBL | = | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงจากกรณีฐาน (GJ/unit) |
| EFCO2,NG | = | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (tCO2/GJ) เท่ากับ 56,100 tCO2/GJ |

1. **การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) จากการผลิตไฟฟ้าจากการใช้ไฮโดรเจนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cell) และ/หรือจากการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **PEy** | **=** | **PECofire,y + PEFuelcell,y สมการที่ (3)** |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO2/year) |
| PECofire,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO2/year) |
| PEFuelcell,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงในระบบเซลล์เชื้อเพลิง  ในปี y (tCO2/year) |

**6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

|  |  |
| --- | --- |
| **PECofire,EC,y = m × ECPJ,Cofire,y × ŋPJ × EFgrid,y**  **ŋBL** | **สมการที่ (4)** |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PECofire,EC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าการใช้เชื้อเพลิงผสม ก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| m | = | สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสม (%) |
| ECPJ,Cofire,y | = | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน จากการดำเนินโครงการ ในปี y(MWh/year) |
| ŋPJ | = | ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ |
| ŋBL | = | ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน |
| EFgrid,y | = | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO2/MWh) |

**6.1.1 สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสม (m)**

สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสมสามารถคำนวณได้ ดังนี้

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **m** | **=** | **FCNG,y x NCVNG** | **สมการที่ (5)** |

**(FCNG,y x NCVNG) + (FCH2,y x NCVH2)**

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| m | = | สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสม (%) |
| FCNG,y | = | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในปี y (unit) |
| NCVNG | = | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (GJ/unit) |
| FCH2,y | = | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซไฮโดรเจนในปี y (unit) |
| NCVH2 | = | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงไฮโดรเจน (GJ/unit) |

**6.2 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระบบเซลล์เชื้อเพลิง**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระบบเซลล์เชื้อเพลิงสามารถคำนวณได้ ดังนี้

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

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEFuelcell,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงในระบบเซลล์เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEEC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEFF,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |

**6.2.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) สำหรับการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

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

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEEC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| ECPJ,Fuelcell,y | = | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (MWh/year) |
| EFgrid,y | = | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO2/MWh) |
| TDLy | = | สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าในปี y |

**6.2.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)**

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ T-VER-P-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด

1. **การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)**

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

1. **การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)**

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

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

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ERy | = | การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO2e/year) |
| BEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปีy (tCO2e/year) |
| PEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปีy (tCO2e/year) |
| LEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO2e/year) |

1. **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 9.3

**9.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล**

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | NCVBL NCVNG *และ* NCVH2 |
| หน่วย | กิกะจูลต่อหน่วยเชื้อเพลิง (GJ/unit) |
| ความหมาย | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่างๆ |
| 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 |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | ŋBL |
| หน่วย | ร้อยละ (%) |
| ความหมาย | ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน |
| แหล่งข้อมูล | ใช้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงตั้งแต่ 2 ราย ขึ้นไป |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | SFCBL |
| หน่วย | หน่วยเชื้อเพลิงต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (unit/MWh) |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจําเพาะของของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน |
| แหล่งข้อมูล | ทางเลือกที่ 1 จากการตรวจวัดจริง  ทางเลือกที่ 2 จากข้อมูลผู้ผลิตของอุปกรณ์นั้นๆ |

**9.3 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล**

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | FCNG,y |
| หน่วย | หน่วยเชื้อเพลิง (unit) |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ |
| วิธีการติดตามผล | สรุปข้อมูลการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นรายปี |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | FCH2,y |
| หน่วย | หน่วยเชื้อเพลิง (unit) |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฮโดรเจน |
| วิธีการติดตามผล | สรุปข้อมูลการใช้ไฮโดรเจนเป็นรายปี |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | EGPJ,y |
| หน่วย | เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี (MWh/year) |
| ความหมาย | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า/ใช้เอง/ขายโดยตรง จากการดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ไฟฟ้า |
| วิธีการติดตามผล | สรุปข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้าเป็นรายปี |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | ŋPJ |
| หน่วย | ร้อยละ (%) |
| ความหมาย | ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ |
| แหล่งข้อมูล | **ทางเลือกที่ 1** ใช้ค่าประสิทธิภาพการทำงานสูงสุดที่ตรวจวัดได้ในช่วงสภาวะการทำงานทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีคุณลักษณะเดียวกันและใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง  **ทางเลือกที่ 2** ใช้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า |
| วิธีการติดตามผล | **ทางเลือกที่ 1** ใช้วิธีการทดสอบประสิทธิภาพการตามแนวทางที่กำหนด เช่น ASME (American Society of Mechanical Engineer) เป็นต้น  **ทางเลือกที่ 2** พิจารณาค่าของบริษัทผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ 2 รายขึ้นไป โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องมีคุณลักษณะเดียวกันและใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน |
| ความถี่ในการติดตามผล | **ทางเลือกที่ 1** ให้ดำเนินการทดสอบประสิทธิภาพปีละ 1 ครั้ง  **ทางเลือกที่ 2** ให้ทบทวนการพิจารณาค่าตามวิธีการที่กำหนดทุกปี |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | ECPJ,Cofire,y |
| หน่วย | เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี (MWh/year) |
| ความหมาย | ปริมาณการผลิตไฟฟ้าการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ไฟฟ้า |
| วิธีการติดตามผล | สรุปข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าเป็นรายปี |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | ECPJ,Fuelcell,y |
| หน่วย | เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี (MWh/year) |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ไฟฟ้า |
| วิธีการติดตามผล | สรุปข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าเป็นรายปี |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | TDLy |
| หน่วย | - |
| ความหมาย | สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า |
| แหล่งข้อมูล | ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ  ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ |
| วิธีการติดตามผล | 1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตาม ผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก  2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการต้องใช้ค่านี้ตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก |
| ความถี่ในการติดตามผล | กำหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิต |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | EFgrid,y |
| หน่วย | ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (tCO2/MWh) |
| ความหมาย | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการใช้ไฟฟ้า ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Factor) จากการผลิตไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าและจากการผลิตความร้อนสำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก. |
| วิธีการติดตามผล | **สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ**  ให้ใช้ค่า EFgrid,y ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ  **สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**  ให้ใช้ค่า EFgrid,y ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีที่ปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า EFgrid,y ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า EFgrid,y ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น |

**เอกสารอ้างอิง**

1. AMS-III.AC.: Electricity and/or heat generation using fuel cell Version 1.1
2. AM0124: Large-scale Methodology : Hydrogen production from electrolysis of water Version 1.1

|  |
| --- |
| **บันทึกการแก้ไข T-VER-P-METH-01-05** |

| **ฉบับที่** | **แก้ไขครั้งที่** | **วันที่บังคับใช้** | **รายการแก้ไข** |
| --- | --- | --- | --- |
| 01 | - | 25 กันยายน 2567 | การเริ่มใช้ครั้งแรก |