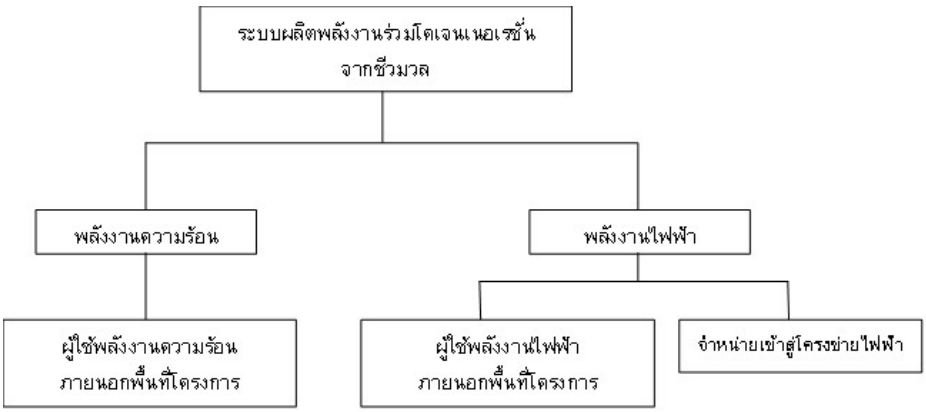
T-VER-P-METH-01-03
การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย
(Electricity and Thermal Energy Cogeneration from Biomass for Dispatch)
ฉบับที่ 01
Scope: 01 - Energy industries
มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2566

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.)
Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization) (TGO)

1. ชื่อระเบียบวิธีฯ (Methodology)	**การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย (Electricity and Thermal Energy Cogeneration from Biomass for Dispatch)**
2. ประเภทโครงการ (Project Type)	พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล
3. สาขาและขอบข่าย (Scope)	01 - Energy industries (อุตสาหกรรมพลังงาน)
4. ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) เพื่อผลิตพลังงานในรูปแบบไฟฟ้าและความร้อนใหม่โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล
5. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ติดตั้งใหม่ (Greenfield) เพื่อจำหน่าย
6. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	1. มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ใหม่โดยใช้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนเพื่อจำหน่าย  2. ชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ ชีวมวลเหลือทิ้ง และ/หรือชีวมวลจากพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ 3. ต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality) โดยใช้หลักเกณฑ์อ้างอิงตามที่โครงการ T-VER กำหนด
7. วันเริ่มดำเนินโครงการ (Project Starting Date)	วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER
8. นิยามศัพท์	**ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมหรือโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration)** หมายถึงระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากกระบวนการเผาไหม้ครั้งเดียว

	พลังงานความร้อน (Thermal Energy) หมายถึง พลังงานที่อยู่ในรูปความร้อน (เช่น ไอน้ำหรือน้ำร้อนหรืออากาศร้อน) เท่านั้น **ชีวมวลเหลือทิ้ง (Biomass residue)** หมายถึง เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเก็บเกี่ยวหรือจากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร เช่น แกลบ กากอ้อย ฟางข้าว ซังข้าวโพด เป็นต้น หรือ ไม้และเศษไม้ ที่สามารถนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงได้

รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ
สำหรับการผลิตพลังงานร่วมไฟฟ้าและความร้อนจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย

1. กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

การปล่อย ก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิด ก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของ ก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรม ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตพลังงานความร้อน	CO_2	การผลิตพลังงานความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
	การผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CO_2	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งถูกทดแทนโดยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ กฟน. กฟภ. กฟผ.
การดำเนินโครงการ	การใช้พลังงานภายในโครงการ	CO_2	การซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า
			การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง รถตักชีวมวล ฯลฯ
	การใช้ชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้ง	CO_2, CH_4	• การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ • การขนส่งชีวมวล • การแปรรูปชีวมวล • การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี) • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
นอกขอบเขตโครงการ	พื้นที่ที่มีการเปลี่ยนไปเป็นพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ/การใช้ชีวมวลเหลือทิ้ง	CO_2, CH_4	• การเปลี่ยนแปลงกิจกรรมก่อนที่มีการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้งจากการใช้งานอื่นๆ • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง • การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง

2. ลักษณะและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)

เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่สำหรับการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากชีวมวลเพื่อจำหน่าย โดยต้องเป็นการติดตั้งใหม่ (Greenfield) ทั้งระบบ และไม่เป็นการติดตั้งเพื่อทดแทนหรือเพิ่มกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนที่มีอยู่เดิม

ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากเชื้อเพลิงชีวมวลของโครงการ รวมถึงกิจกรรมต่างๆ ที่เกิดจากการผลิตพลังงานของโครงการ

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) ข้อมูลกรณีฐานสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าที่ถูกทดแทนด้วยการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน คือ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติของระบบผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้า (National Grid) และสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตพลังงานความร้อนที่ถูกทดแทนด้วยการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน ดังนั้น ข้อมูลกรณีฐานของโครงการคือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนจากการดำเนินโครงการโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

5. การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน พิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการผลิตพลังงานความร้อนและการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

$$\mathbf{BE_y = BE_{cogen,CO2,y}}$$ สมการที่ (1)

โดยที่

BE_y	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี *y* (tCO_2/year)
$BE_{cogen/trigen,CO2,y}$	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนโดยระบบผลิตพลังงานร่วมโคเจนเนอเรชั่นในปี y (tCO_2/year)

5.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

$$BE_{cogen,CO2,y} = \left(\left[\frac{EG_{PJ,thermal,y} + EG_{PJ,electrical,y} \times 3.6}{\eta_{BL,cogen}} \right] \times EF_{CO2,NG} \right)$$ สมการที่ (2)

โดยที่

$BE_{cogen,CO2,y}$	=	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2/year)
$EG_{PJ,electrical,y}$	=	ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี *y* (GWh/year)
3.6	=	ค่า Conversion factor (TJ/GWh)
$EG_{PJ,thermal,y}$	=	ปริมาณความร้อนสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y (TJ/year)
$EF_{CO2,NG}$	=	การปล่อยก๊าซ CO_2 จากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (tCO_2/GJ) เท่ากับ 56,100 tCO_2/GJ
$\eta_{BL,cogen}$	=	ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของระบบผลิตพลังงานร่วมโคเจนเนอเรชั่นในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

5.1.1 แนวทางการคำนวณประสิทธิภาพ $\eta_{BL,cogen}$ ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ติดตั้งใหม่

โดยมีทางเลือกในการกำหนดค่าประสิทธิภาพดังนี้

ทางเลือกที่ 1 คำนวณค่าประสิทธิภาพค่าเดียว โดยมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

1) สืบค้นข้อมูลประสิทธิภาพสำหรับกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำจากผู้ผลิตอย่างน้อย 2 รายขึ้นไปในภูมิภาค
2) เลือกใช้ค่าประสิทธิภาพสำหรับกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำ จากผู้ผลิตที่มีข้อกำหนดเทียบเท่ากับระบบผลิตพลังงานร่วมในกรณีฐานที่จะถูกนำมาใช้ในกรณีไม่ดำเนินกิจกรรมโครงการ
3) เลือกค่าประสิทธิภาพที่ใช้จากค่าประสิทธิภาพสูงสุดของแต่ละส่วน (ตลอดช่วงอายุทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม) ที่สามารถทำได้โดยกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำ

ขั้นตอนที่ 2

ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของโรงไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลคำนวณจากค่าประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เลือกจากขั้นตอนที่ 1 โดยค่าประสิทธิภาพทั้งสองอยู่ในรูปของสัดส่วนของปริมาณพลังงานผลผลิตต่อปริมาณพลังงานขาเข้าที่ใช้

ทางเลือกที่ 2 คำนวณค่าประสิทธิภาพค่าเดียวในกรณีไม่สามารถดำเนินการตามทางเลือกที่ 1 ได้ มีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

1) กำหนดค่าประสิทธิภาพพื้นฐานของกังหันไอน้ำที่ 100 เปอร์เซ็นต์

2) ใช้ค่าประสิทธิภาพเครื่องกำเนิดไอน้ำจากตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ค่าประสิทธิภาพเครื่องกำเนิดไอน้ำ

เทคโนโลยีระบบผลิตพลังงาน	ค่า
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบใหม่จากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (ไม่มีคอนเดนเซอร์)	92%
เครื่องกำเนิดไอน้ำใหม่จากเชื้อเพลิงน้ำมัน	90%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบเก่าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (ไม่มีคอนเดนเซอร์)	87%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบใหม่จากเชื้อเพลิงถ่านหิน	85%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบเก่าจากเชื้อเพลิงน้ำมัน	85%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบเก่าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน	80%

ขั้นตอนที่ 2

ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของโรงไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล จะคำนวณจากค่าประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เลือกจากขั้นตอนที่ 1 โดยค่าประสิทธิภาพทั้งสองอยู่ในรูปของสัดส่วนของปริมาณพลังงานผลผลิตต่อปริมาณพลังงานขาเข้าที่ใช้

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EC,y} + PE_{Biomass}$$ สมการที่ (5)

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{Biomass}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้งในปี y (tCO_2/year)

6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอันเนื่องจากการดำเนินโครงการให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด ทั้งนี้ถ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สำหรับการทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงคุณภาพชีวมวล การจัดเก็บและการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลำเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ $PE_{Biomass,y}$ ด้วย

6.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้า

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าดังต่อไปนี้

$$PE_{EC,y} = \sum_{j} EC_{PJ,j,y} \times EF_{Elec,y} \times (1+ TDL_{j,y}) \qquad \text{สมการที่ (6)}$$

โดยที่

$PE_{EC,y}$	=	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)
$EC_{PJ,j,y}$	=	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการในแหล่งการใช้ไฟฟ้า j ในปี y (MWh/year)
$EF_{Elec,y}$	=	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต ใช้ไฟฟ้าในปี/y (tCO_2/MWh)
$TDL_{j,y}$	=	สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าไปยังแหล่งกำเนิด j ในปี y
j	=	แหล่งที่มาของการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ

ทั้งนี้ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเตรียมการในสถานที่หรือนอกสถานที่การจัดเก็บ การแปรรูปและการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลำเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ $PE_{EC,y}$ ด้วยเช่นกัน

6.4 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวล

กรณีที่กิจกรรมโครงการที่เป็นการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลหรือชีวมวลเหลือทิ้ง การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด ในกิจกรรม

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

7. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและ/หรือชีวมวลเหลือทิ้ง ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการโดยให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด หากไม่พิจารณาแหล่งที่มาของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผู้พัฒนาโครงการจะต้องระบุเหตุผลที่เหมาะสมในเอกการข้อเสนอโครงการ

8. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad \text{สมการที่ (7)}$$

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2e/year)
BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2e/year)
PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2e/year)
LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2e/year)

9. การติดตามผลการดำเนินโครงการ (Monitoring Plan)

9.1 แนวทางการติดตามผล

1) ให้ผู้พัฒนาโครงการอธิบายและระบุขั้นตอนการติดตามผลข้อมูลกิจกรรมโครงการ (Activity data) หรือตรวจสอบผลการตรวจวัดทั้งหมดในเอกสารข้อเสนอโครงการ รวมถึงประเภทของเครื่องมือตรวจวัดที่ใช้ ผู้รับผิดชอบในการติดตามผลและตรวจสอบข้อมูล การสอบเทียบเครื่องมือวัด (ถ้ามี) และขั้นตอนการรับประกันและควบคุมคุณภาพ ในกรณีที่วิธีการมีตัวเลือกที่แตกต่างกัน เช่น การใช้ค่าเริ่มต้นหรือการตรวจวัดที่หน้างาน ผู้พัฒนาโครงการต้องระบุว่าจะใช้ตัวเลือกใด นอกจากนี้การติดตั้ง ดูแลรักษา และสอบเทียบเครื่องมือตรวจวัดควรดำเนินการตามคำแนะนำของผู้ผลิตอุปกรณ์และเป็นไปตามมาตรฐานภายในประเทศ หรือมาตรฐานสากล เช่น IEC, ISO

(2) ข้อมูลทั้งหมดที่ที่รวบรวมเป็นส่วนหนึ่งของการติดตามผลการลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งควรจัดเก็บข้อมูลในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์และมีระยะเวลาเก็บรักษาเป็นไปตามแนวทางที่ อบก. กำหนด หรือตามระบบคุณภาพขององค์กรแต่มีระยะเวลาไม่น้อยกว่าที่ อบก.กำหนด และควรตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องตามวิธีการติดตามผลที่ระบุในพารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผลที่ระบุไว้ในตารางหัวข้อที่ 9.2

9.2 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,electtical,y}$
หน่วย	GWh/year
ความหมาย	ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล (ปริมาณไฟฟ้าที่หักออกจากการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองก่อนจ่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง(
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,thermal,y}$
หน่วย	TJ/year
ความหมาย	ปริมาณความร้อนสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้คำนวณได้จากค่าผลต่างของเอนทาลปีของไอน้ำหรือของเหลวร้อนและหรือก๊าซที่เกิดจากการ/ผลิตความร้อน ทั้งนี้เอนทาลปีคำนวณจากปริมาณการไหล (มวลหรือปริมาตร) และอุณหภูมิของของไหล หรือความดันกรณีไอน้ำยิ่งยวด (Superheat steam) ซึ่งสามารถดูค่าที่ใช้ในการคำนวณได้จากตารางคุณสมบัติหรือคำนวณค่าจากสมการเทอร์โมไดนามิกส์
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกอย่างน้อยเป็นรายเดือน

ข้อมูล	การวัดปริมาณอากาศร้อนเพื่อนำไปคำนวณพารามิเตอร์ $EG_{PJ,thermal,y}$
หน่วยข้อมูล	Nm^3/hr
ความหมาย	ปริมาณของอากาศร้อน
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดยใช้มิเตอร์ที่ได้รับการสอบเทียบแล้ว ในกรณีที่ไม่สามารถทำได้เนื่องจากอุณหภูมิสูงเกินไป การวัดเฉพาะจุดสามารถใช้ผ่านการสุ่มตัวอย่างด้วยระดับความเชื่อมั่น 90 เปอร์เซ็นต์และความแม่นยำ 10 เปอร์เซ็นต์
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องการบันทึกรายชั่วโมงและอย่างน้อยเป็นรายเดือน

ข้อมูล	การวัดปริมาณอากาศร้อนเพื่อนำไปคำนวณพารามิเตอร์ $EG_{PJ,thermal,y}$
หน่วย	Nm^3/hr
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำ
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดยใช้เครื่องวัดที่ได้รับสอบเทียบแล้ว
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องการบันทึกรายชั่วโมงและอย่างน้อยรายเดือน

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,i,y}$
หน่วย	MWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการในแหล่งการใช้ไฟฟ้า j ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$TDL_{j,y}$
หน่วย	-
ความหมาย	สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าไปยังแหล่งกำเนิด j ในปี y
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ
วิธีการติดตามผล	1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องใช้ค่านี้ตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
ความถี่ในการติดตามผล	กำหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาการให้เครดิต
ขั้นตอน QA/QC	หากผลการวัดแตกต่างจากการวัดก่อนหน้านี้หรือแหล่งข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างมีนัยสำคัญ ให้ทำการวัดเพิ่มเติม
ข้อคิดเห็นอื่นๆ	-

พารามิเตอร์	$EF_{Elec,y}$
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/ใช้พลังงานไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก.
วิธีการติดตามผล	**<u>สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ</u>** ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ **<u>สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก</u>**

	ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีที่ปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า $EF_{Elec,y}$ ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น

9.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

ไม่มี

10. เอกสารอ้างอิง

Clean Development Mechanism (CDM)

ACM0018 Electricity generation from biomas Ver.04

AMS-I.C._Thermal energy production ver22

TOOL 03 Tool to calculate project or leakage CO_2 emissions from fossil fuel combustion

TOOL 05 Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation

TOOL16: Project and leakage emissions from biomass

บันทึกการแก้ไข T-VER-P-METH-01-03

ฉบับที่	แก้ไขครั้งที่	วันที่บังคับใช้	รายการแก้ไข
01	-	1 มีนาคม 2566	- เปลี่ยนแปลงจากรหัสเอกสารเดิม TVER-METH-01-03 Version 01 - แก้ไขชื่อระเบียบวิธีฯ ภาษาอังกฤษ - เพิ่มคำอธิบายวันเริ่มดำเนินโครงการ - เปลี่ยนสัญลักษณ์และความหมายของพารามิเตอร์ $EF_{Grid,y}$ และแก้ไขแหล่งข้อมูล - แก้ไขคำ “พลังงานไฟฟ้า” เป็น “ไฟฟ้า”
01	-	24 สิงหาคม 2565	การเริ่มใช้ครั้งแรก