

### รายงานการติดตามประเมินผล (Monitoring Report)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	<b>239 MW Combined-Cycle Co-Generation Power Plant at Sriracha Chonburi by TOPSPP</b> โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมขนาด 239 เมกะวัตต์ ณ อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรีของบริษัททอปเอสพี จำกัด
ประเภทโครงการ	<input checked="" type="checkbox"/> การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน <input type="checkbox"/> การจัดการในภาคขนส่ง <input type="checkbox"/> พลังงานทดแทน <input type="checkbox"/> ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว <input type="checkbox"/> การจัดการของเสีย <input type="checkbox"/> การเกษตร <input type="checkbox"/> อื่นๆ.....
ที่ตั้งโครงการ	42/7 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กม. 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
พิกัดที่ตั้งโครงการ	13.104950, 100.898987
วันที่ได้รับการขึ้นทะเบียน	18 มีนาคม 2562
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ขอการรับรองครั้งที่...1.....	327,884 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า สำหรับช่วงระยะเวลา 01/04/2561 - 31/03/2562

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	05/08/2562
เอกสารฉบับที่	1
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	05/08/2562
เอกสารฉบับที่	2

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ(กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า1 รายให้เพิ่มรายชื่อ )	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัททีโอพีเอสพีฟิ จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน(1)	นายณัฐกุลอินดี
ที่อยู่	โรงกลั่นไทยออยล์: 42/1 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิทกิโลเมตรที่ 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอสัตร์ราชา จังหวัดชลบุรี 20230
โทรศัพท์	0-3840-8500, 0-3835-9000, 0-3835-1555
โทรสาร	0-3835-1554, 0-3835-1444, 0-3835-9019
E-mail	natthakun@thaioilgroup.com
ชื่อผู้ประสานงาน (2)	นางพัทธศิกานต์ รัตนสุวรรณ
ที่อยู่	สำนักงานกรุงเทพฯ: 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 11 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์	02-797-2999
โทรสาร	02-797-2974
E-mail	patsikarn@thaioilgroup.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ(กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า1 รายให้เพิ่มรายชื่อ )	
เจ้าของโครงการ	บริษัททีโอพีเอสพีฟิ จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน (1)	นายณัฐกุลอินดี
ที่อยู่	โรงกลั่นไทยออยล์: 42/1 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิทกิโลเมตรที่ 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอสัตร์ราชา จังหวัดชลบุรี 20230
โทรศัพท์	0-3840-8500, 0-3835-9000, 0-3835-1555
โทรสาร	0-3835-1554, 0-3835-1444, 0-3835-9019
E-mail	natthakun@thaioilgroup.com

ชื่อผู้ประสานงาน (2)	นางพัทธศิกานต์ รัตนสุวรรณ
ที่อยู่	สำนักงานกรุงเทพฯ: 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 11 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์	02-797-2999
โทรสาร	02-797-2974
E-mail	patsikarn@thaioilgroup.com

## สารบัญ

	หน้า
ส่วนที่ 1	
การติดตามผลการดำเนินโครงการ	5
ส่วนที่ 2	
การคำนวณการดูดกลับ/ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)	9
ภาคผนวกเอกสาร/หลักฐานประกอบ	17

## ส่วนที่ 1 การติดตามผลการดำเนินโครงการ

### 1.1 สถานภาพการดำเนินโครงการ

วัน/เดือน/ปี	กิจกรรม	หมายเหตุ
11/04/2559	เริ่มดำเนินโครงการ	ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.ง. 4)
18/03/2562	วันที่ได้รับการขึ้นทะเบียน	
01/04/2561 - 31/03/2568	ช่วงเวลาติดตามผลตามระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก 7 ปี	

โครงการ 239 MW Combined-Cycle Co-Generation Power Plant at Sriracha Chonburi by TOPSPP สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในช่วงเวลาการติดตามผล 01/04/2561 - 31/03/2562 ได้เท่ากับ 327,884 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ดังนี้

ครั้งที่	ระยะเวลา	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง (tCO <sub>2</sub> e)
1	01/04/2561 - 31/12/2561	248,410
	01/01/2562 - 31/03/2562	79,474
รวม	01/04/2561 - 31/03/2562	327,884

### 1.2 การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการหลังจากได้รับการขึ้นทะเบียน

#### 1.2.1 การเปลี่ยนแปลงที่ไม่กระทบต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจก

ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

#### 1.2.2 การเปลี่ยนแปลงที่กระทบต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจก

ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

### 1.3 การขอเปลี่ยนแปลงในการขอรับรองปริมาณก๊าซเรือนกระจกครั้งนี้ (Deviation)

ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

## 1.4 ข้อมูลที่ต้องใช้ในระเบียบวิธีการคำนวณ

ระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้คือ T-VER-METH-EE-04 VERSION 02 การติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ทั้งระบบ (New Installation of Cogeneration System)

### 1.4.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ไม่ต้องมีการติดตามผลรวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน ตามข้อกำหนดของ อบก .T-VER-METH-EE- 04Version 02

พารามิเตอร์	$Eff_{BL,y}$
ค่าที่ใช้	0.85
หน่วย	-
ความหมาย	ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	กฎกระทรวง เรื่องกำหนดประเภท หรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการ ในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ2552 .ศ.

พารามิเตอร์	$EF_{CO_2,i}$
ค่าที่ใช้	56100
หน่วย	$kgCO_2/TJ$
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i
แหล่งข้อมูล	ตารางที่ 1.42006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$EF_{Elec}$
ค่าที่ใช้	0.5664
หน่วย	$tCO_2/MWh$
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบกกำหนด .
แหล่งข้อมูล	<p>ทางเลือกที่ 1 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ใช้ค่าจากรายงานผลการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับล่าสุด โดย อบก.</p> <p>ทางเลือกที่ 2 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเอง ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก.กำหนด</p> <p>ทางเลือกที่ 3 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตอื่นๆ ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก.กำหนด</p>

พารามิเตอร์	$NCV_{i,y}$
ค่าที่ใช้	1.02
หน่วย	MJ/Unit
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลประเภท y ในปี i
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

#### 1.4.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ต้องมีการติดตามผลรวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน ตามข้อกำหนดของ อบก .T-VER-METH-EE- 04Version 02

พารามิเตอร์	$HG_{PJ,y}$
ค่าจากการติดตามผล	<p>01/04/2561 - 31/12/2561 = 4,785,203,777</p> <p>01/01/2562 - 31/03/2562 = 1,534,043,131</p> <p>รวม 01/04/2561 - 31/03/2562 = 6,319,246,908</p>
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing การซื้อขายไอน้ำระหว่าง TOP SPP กับ TOP โดยใช้ปริมาณ Ton ตาม Billing
วิธีการติดตามผล	<p>ตรวจวัดพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณพลังงานความร้อน จากมิเตอร์ซื้อขายไอน้ำระหว่างบริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด กับบริษัท ไทยออยล์ จำกัด โดยพิจารณาพลังงานไอน้ำเฉพาะ (มหาชน) HHP HP MP ที่ขาย (Export) – ปริมาณไอน้ำที่ซื้อ (Import) ของโครงการฯ และอ้างอิงค่าเอ็นทาลปี ตามรายงานประจำเดือน บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด ในการแปลงหน่วยจาก Ton เป็น MJ โดยใช้ค่าเอ็นทาลปีที่ใช้ในการคำนวณ ดังนี้</p> <p>HHP Steam = 3,367.60 MJ/Ton</p> <p>HP Steam = 3,038.73 MJ/Ton</p> <p>MP Steam = 2,895.97 MJ/Ton</p> <p>LP Steam = 2,738.06 MJ/Ton</p>

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,y}$
ค่าจากการติดตามผล	<p>01/04/2561 - 31/12/2561 = 1,212,640,045</p> <p>01/01/2562 - 31/03/2562 = 373,545,348</p> <p>รวม 01/04/2561 - 31/03/2562 = 1,586,185,393</p>
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	<p>-Billing การซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง TOP SPP กับ TOP LABIX และ EGAT โดยใช้ปริมาณ kWh ตาม Billing</p> <p>-ข้อมูลการติดตามมิเตอร์ต่างๆตั้ง PDD หน้า 19-20</p>
วิธีการติดตามผล	<p>ตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง TOP SPP กับ TOPLABIX และ EGAT จาก Billing สุทธิทั้งหมด คุณลักษณะการปันส่วนปริมาณไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากโครงการเท่านั้น (ไม่รวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการ Import ใช้น้ำจากนอกโครงการเข้า Steam Turbine Generator ซึ่งคำนวณ โดยการปันส่วนดังกล่าวใช้ข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์ต่างๆตั้ง PDD หน้า 19-20</p>

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
ค่าจากการติดตามผล	<p>01/04/2561 - 31/12/2561 = 13,181,170,080</p> <p>01/01/2562 - 31/03/2562 = 4,077,946,702</p> <p>รวม 01/04/2561 - 31/03/2562 = 17,259,116,782</p>
หน่วย	scf/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท สำหรับการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing ค่าก๊าซธรรมชาติ ที่ซื้อจาก ปตท.
วิธีการติดตามผล	วัดจากมิเตอร์ซื้อขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
ค่าจากการติดตามผล	<p>01/04/2561 - 31/12/2561 = 0</p> <p>01/01/2562 - 31/03/2562 = 0</p> <p>รวม 01/04/2561 - 31/03/2562 = 0</p>
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing ค่าไฟฟ้าจาก EGAT และ PEA
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าของ EGAT และ PEA



**ส่วนที่ 2 การคำนวณการดูดซับ/ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)**

**2.1 การคำนวณการดูดซับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ดังนี้

ช่วงเวลา	ปริมาณการปล่อย = ปริมาณการปล่อยก๊าซ + ปริมาณการปล่อยก๊าซ ก๊าซเรือนกระจก เรือนกระจกจากการผลิต เรือนกระจกจากการผลิต จากกรณีฐานในปี พลังงานความร้อนในปี y พลังงานไฟฟ้าในปี y y			
	$BE_y$	=	$BE_{HG,y}$	+ $BE_{EG,y}$
	tCO <sub>2</sub>		tCO <sub>2</sub>	tCO <sub>2</sub>
01/04/2561- 31/12/2561	1,002,662	=	315,823	+ 686,839
01/01/2562- 31/03/2562	312,822	=	101,246	+ 211,576
รวม tCO <sub>2</sub> /year	1,315,484	=	417,069	+ 898,415

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนในปี y (tCO<sub>2</sub>/year): BE<sub>HG,y</sub>

		01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
BE <sub>HG,y</sub> =	(HG <sub>PJ,y</sub> / EF <sub>BL,y</sub> ) x EF <sub>CO2,I,y</sub> x 10 <sup>-3</sup> =	315,823 tCO <sub>2</sub>	101,246 tCO <sub>2</sub>

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
HG <sub>PJ,y</sub>	ปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการในปี y (คิดจากปริมาณไอน้ำ x เอ็นทาลปี)	MJ/year	4,785.20 x 10 <sup>6</sup>	1,534.04 x 10 <sup>6</sup>
EF <sub>BL,y</sub>	ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีฐาน ในปี y (Default Efficiency = 0.85)	-	0.85	0.85
EF <sub>CO2,I,y</sub>	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท I ในปี y (2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories)	kgCO <sub>2</sub> /MJ	0.0561	0.0561

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี y (tCO<sub>2</sub>/year): BE<sub>EG,y</sub>

		01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
BE <sub>EG,y</sub>	= (EG <sub>PJ,y</sub> x 10 <sup>-3</sup> ) x EF <sub>Elec</sub>	= 686,839 tCO <sub>2</sub>	211,576 tCO <sub>2</sub>

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
EG <sub>PJ,y</sub>	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการในปี y	kWh/year	1,212.64 x 10 <sup>6</sup>	373.55 x 10 <sup>6</sup>
EF <sub>Elec</sub>	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า	tCO <sub>2</sub> /MWh	0.5664	0.5664

หมายเหตุ ข้อมูลกรณีฐาน ใช้ข้อมูลในช่วงเวลาการติดตามผล 01/04/2561 - 31/03/2562

## 2.2 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)

ช่วงเวลา	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y + ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y			
	$PE_y$	=	$PE_{FF,y}$	+ $PE_{EL,y}$
	tCO <sub>2</sub>		tCO <sub>2</sub>	tCO <sub>2</sub>
01/04/2561-31/12/2561	754,252	=	754,252	+ 0
01/01/2562-31/03/2562	233,348	=	233,348	+ 0
รวม tCO <sub>2</sub> /year	987,600	=	987,600	+ 0

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y  
(tCO<sub>2</sub>/year): PE<sub>FF,y</sub>

		01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
PE <sub>FF,y</sub> =	$\sum (FC_{PJ,i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}) \times 10^{-3}$	754,252tCO <sub>2</sub>	233,348tCO <sub>2</sub>

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
FC <sub>PJ,i,y</sub>	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y	SCF/year	13,181.17 x 10 <sup>6</sup>	4,077.95 x 10 <sup>6</sup>
NCV <sub>i,y</sub>	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y	MJ/SCF	1.02	1.02
EF <sub>CO<sub>2</sub>,i,y</sub>	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories)	kgCO <sub>2</sub> /MJ	0.0561	0.0561

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y  
(tCO<sub>2</sub>/year): PE<sub>EL,y</sub>

		01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
PE <sub>EL,y</sub>	= (EC <sub>PJ,y</sub> × 10 <sup>-3</sup> ) × EF <sub>Elec</sub>	= 0 tCO <sub>2</sub>	= 0 tCO <sub>2</sub>

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2561- 31/12/2561	01/01/2562- 31/03/2562
EC <sub>PJ,y</sub>	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบ สายส่งที่ใช้ดำเนินโครงการในปี y	kWh/year	0	0
EF <sub>Elec</sub>	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า	tCO <sub>2</sub> /MWh	0.5664	0.5664

หมายเหตุ

- ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในช่วงเวลาการติดตามผล 01/04/2561 - 31/03/2562
- ในช่วงเวลาการติดตามผลไม่มีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกขอบเขตโครงการหรือระบบสายส่งมาใช้ในโครงการ

## 2.3 การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

ไม่มีการดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง

## 2.4 การคำนวณการดูดกลับ/ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ดังนี้

ช่วงเวลา	การลดการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก ในปี y	=	การปล่อยก๊าซเรือน กระจกจากกรณีฐาน ใน ปี y	-	การปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากการดำเนินโครงการใน ปี y
	$ER_y$	=	$BE_y$	-	$PE_y$
	tCO <sub>2</sub>		tCO <sub>2</sub>		tCO <sub>2</sub>
01/04/2561- 31/12/2561	248,410	=	1,002,662	-	754,252
01/01/2562- 31/03/2562	79,474	=	312,822	-	233,348
รวม tCO <sub>2</sub> /year	327,884	=	1,315,484	-	987,600

ดังนั้น โครงการนี้จะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 327,884 tCO<sub>2</sub>/year

### ตารางที่ 1 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้

ปี	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
01/04/2561 - 31/12/2561	1,002,662	754,252	-	248,410
01/01/2562 - 31/03/2562	312,822	233,348	-	79,474
รวม (tCO <sub>2</sub> )	1,315,484	987,600	-	327,884

### 2.5 การเปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ดูดกลับ/ลดได้ที่ขอการรับรองกับค่าคาดการณ์

ช่วงเวลาที่ติดตามผล (ว/ด/ป-ว/ด/ป)	ปริมาณก๊าซเรือนกระจก (tCO <sub>2</sub> e)	
	ค่าคาดการณ์	ค่าที่ขอรับรอง
01/04/2561 - 31/12/2561	251,756	248,410
01/01/2562 - 31/03/2562	83,919	79,474
รวม 01/04/2561 - 31/03/2562 (tCO <sub>2</sub> e/year)	335,674	327,884

### ความแตกต่างของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากเอกสารข้อเสนอโครงการและจากการติดตามผล

ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการเท่ากับ 327,884 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี เมื่อเทียบกับเอกสารข้อเสนอโครงการที่ 335,674 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี อันเนื่องมาจากปริมาณการผลิตลดลงในช่วงเวลา 01/01/2562 – 31/03/2562 เมื่อเทียบกับปริมาณการผลิตในช่วงเวลา 01/01/2561 – 31/03/2561 ที่ใช้ในการประเมินค่าคาดการณ์ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเอกสารข้อเสนอโครงการ



## ภาคผนวก

### ค่าที่ใช้ในการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

(หมายเหตุ 1 คือ อ้างอิง:ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกประกาศใช้เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ.2560 โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผลองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน))

#### 1. $EF_{CO_2,i}$

พารามิเตอร์	$EF_{CO_2,i}$
ค่าที่ใช้	56100
หน่วย	kgCO <sub>2</sub> /TJ
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i
แหล่งข้อมูล	ตารางที่ 1.42006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories

อ้างอิง<sup>1</sup> จาก หน้า 16 ภาคผนวก ข. Default Emission Factor:  $EF_{CO_2,i}$

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย  
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

#### ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO_2,i}$ (ต่อ)

TABLE 1.4 (CONTINUED) DEFAULT CO <sub>2</sub> EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION <sup>1</sup>					
Fuel type English description		Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation Factor	Effective CO <sub>2</sub> emission factor (kg/TJ) <sup>2</sup>	
				Default value	95% confidence interval
		A	B	$C=A \cdot B \cdot 44 / 12 \cdot 1000$	Lower Upper
Natural Gas		15.3	1	56 100	54 300 58 300
Municipal Wastes (non-biomass fraction)		25.0	1	91 700	73 300 121 000
Industrial Wastes		39.0	1	143 000	110 000 183 000
Waste Oil		20.0	1	73 300	72 200 74 400
Peat		28.9	1	106 000	100 000 108 000
Solid Biofuels	Wood/Wood Waste	30.5	1	112 000	95 000 132 000
	Sulphite lyes (black liquor) <sup>3</sup>	26.0	1	95 300	80 700 110 000
	Other Primary Solid Biomass	27.3	1	100 000	84 700 117 000
	Charcoal	30.5	1	112 000	95 000 132 000
Liquid Biofuels	Biogasoline	19.3	1	70 800	59 800 84 300
	Biodiesels	19.3	1	70 800	59 800 84 300
	Other Liquid Biofuels	21.7	1	79 600	67 100 95 300
Gas biomass	Landfill Gas	14.9	1	54 600	46 200 66 000
	Sludge Gas	14.9	1	54 600	46 200 66 000
	Other Biogas	14.9	1	54 600	46 200 66 000
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	27.3	1	100 000	84 700 117 000

Notes:

<sup>1</sup> The lower and upper limits of the 95 percent confidence intervals, assuming lognormal distributions, fitted to a dataset, based on national inventory reports, IEA data and available national data. A more detailed description is given in section 1.5

<sup>2</sup> TJ = 1000GJ

<sup>3</sup> The emission factor values for BFG includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas.

<sup>4</sup> The emission factor values for OSF includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas

<sup>5</sup> Includes the biomass-derived CO<sub>2</sub> emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO<sub>2</sub> emitted from the kraft mill lime kiln.

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization)

## รูปที่ 6 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล

### 2. EF<sub>Elec</sub>

พารามิเตอร์	EF <sub>Elec</sub>
ค่าที่ใช้	0.5664
หน่วย	tCO <sub>2</sub> /MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด .
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ใช้ค่าจากรายงานผลการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับล่าสุด โดย อบก. ทางเลือกที่ 2 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเอง ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด ทางเลือกที่ 3 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตอื่นๆ ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด

อ้างอิง<sup>1</sup> จาก หน้า 1 ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการทั่วไป

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย  
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย  
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

(Thailand Grid Emission Factor for GHG Reduction Project/Activity)

ประกาศใช้เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2560

โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

#### บทคัดย่อ

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Grid Emission Factor) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายหรือทดแทน หรือใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศ (National Grid Electricity System) การคำนวณนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ Grid Emission Factor ของประเทศไทย โดยใช้ระเบียบวิธีการคำนวณ (Methodology) อ้างอิงของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) คือ Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 05.0 ประกาศใช้เมื่อ ปี ค.ศ. 2015 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ใช้ในการวิเคราะห์นำมาจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยเป็นข้อมูลของ ปี พ.ศ. 2557 ถึง พ.ศ. 2559 ผลการคำนวณพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งของประเทศ ที่จะนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับโครงการทั่วไป มีค่าเท่ากับ 0.5664 tCO<sub>2</sub>/MWh สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ที่เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบสายส่งที่จะนำไปคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) มีค่าเท่ากับ 0.5692 tCO<sub>2</sub>/MWh

☼ โครงการทั่วไป EF<sub>Grid,y</sub> = 0.5664 tCO<sub>2</sub>/MWh

☼ โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลม EF<sub>Grid,y</sub> = 0.5692 tCO<sub>2</sub>/MWh

หน้า 1

## รูปที่ 7 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด .

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization)

### 3. $NCV_{i,y}$

พารามิเตอร์	$NCV_{i,y}$
ค่าที่ใช้	1.02
หน่วย	MJ/Unit
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลประเภท y ในปี i
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

อ้างอิง<sup>1</sup> จาก หน้า 9 ตารางที่ 6 ผลการคำนวณค่า  $EF_{CO_2, i, y}$

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย  
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ตารางที่ 4 การคำนวณค่า  $EF_{CO_2, i, y}$

Fuel Type	$NCV_i$		$EF_{CO_2, i, y}$			
	Default	Unit	Lower	Unit	Conversion Factor	Unit
Natural Gas	1.02	MJ/scf	54300	kg CO <sub>2</sub> /TJ	55.39	tCO <sub>2</sub> /MMscf
Coal - lignite	10.47	MJ/kg	90900	kg CO <sub>2</sub> /TJ	0.951723	tCO <sub>2</sub> /tonne
Coal - Bituminous	26.37	MJ/kg	89500	kg CO <sub>2</sub> /TJ	2.360115	tCO <sub>2</sub> /tonne
Diesel	36.42	MJ/litre	72600	kg CO <sub>2</sub> /TJ	0.002644	tCO <sub>2</sub> /litre
Bunker Oil	39.77	MJ/litre	75500	kg CO <sub>2</sub> /TJ	0.003003	tCO <sub>2</sub> /litre

รูปที่ 8 แสดงค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิล

4. รูปแสดง Flow ในการปันส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้เองจากโครงการเท่านั้น

