รายงาน

การศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557

(A Study on Thailand Grid Emission Factor 2014)

โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

บทคัดย่อ

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Grid Emission Factor) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายหรือทดแทน หรือใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศ (National Grid Electricity System) การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า 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 04.0 ประกาศใช้เมื่อ ปี ค.ศ. 2013 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ที่ใช้ในการวิเคราะห์นำมาจากฐานข้อมูลของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยเป็นข้อมูลของ ปี พ.ศ. 2555 ถึง พ.ศ. 2557 ผลการศึกษาพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยการผลิตพลังงานไฟฟ้า สำหรับโครงการทั่วไป มีค่าเท่ากับ **0.5897** tCO_2/MWh และสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ **0.5661** tCO_2/MWh ซึ่งค่าดังกล่าวสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์โครงการที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) ที่มีการทดแทนหรือใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งได้ต่อไป

1. บทนำ

ปัจจุบันสถานการณ์การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) หรือภาวะโลกร้อน (Global Warming) ได้ทวีความรุนแรงและส่งผลกระทบอย่างกว้างขวางแทบจะทุกพื้นที่ในโลก ทำให้เกิดการตื่นตัวของทุกภาคส่วนในการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gases: GHG) ที่เป็นสาเหตุสำคัญของภาวะโลกร้อนดังกล่าว องค์การ

บริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. เป็นหน่วยงานหลักที่ทำหน้าที่สนับสนุนให้ทุกภาคส่วนได้มีการดำเนินการเพื่อลดก๊าซเรือนกระจก อบก.เป็นหน่วยงานผู้มีอำนาจดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดสำหรับประเทศไทย (Designated National Authority) มีหน้าที่ให้คำรับรองโครงการว่าเป็นโครงการตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) นอกจากนี้ อบก. ยังได้พัฒนาโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) และโครงการสนับสนุนกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก (Low Emission Support Scheme: LESS) ซึ่งการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการในภาคพลังงาน เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน ต้องมีการประเมินค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือการผลิตเพื่อจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จาก/จำหน่ายเข้าระบบสายส่งคูณด้วยค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง หรือที่เรียกว่า Grid Emission Factor: $EF_{grid,\ y}$ ซึ่งเป็นค่าจำเพาะของแต่ละปีที่ขึ้นอยู่กับปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกเผาไหม้เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า

การศึกษานี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ Grid Emission Factor ของประเทศไทย เพื่อให้ได้ค่าที่เป็นปัจจุบันและสามารถใช้เป็นค่าอ้างอิงสำหรับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) และโครงการสนับสนุนกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก (Low Emission Support Scheme: LESS)

2. วิธีการศึกษา

การคำนวณค่า Grid Emission Factor ในการศึกษานี้อ้างอิงวิธีการคำนวณของ UNFCCC - Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 04.0 ประกาศใช้เมื่อ ปี ค.ศ. 2013 ซึ่งประกอบด้วย 5 ขั้นตอน ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 การกำหนดขอบเขตของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จะทำการศึกษา

การกำหนดนิยาม (Definition) ของตัวแปรหรือขอบเขตของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ศึกษามีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณค่า Grid Emission Factor เนื่องจากนิยาม ขอบเขต และวิธีการคำนวณที่แตกต่างกันจะให้ค่าผลการคำนวณที่ต่างกัน เช่น ค่า Emission Factor ของพลังงานที่คำนวณทางด้านการผลิต (Generation Based Approach) จะแตกต่างกับค่าที่คำนวณทางด้านการใช้ (Consumption Based Approach) เป็นต้น ดังนั้น จึงต้องมีการกำหนดนิยามและขอบเขตของระบบพลังงานไฟฟ้าที่จะนำมาวิเคราะห์ค่า Grid Emission Factor ให้ชัดเจน เพื่อให้การรวบรวมข้อมูลและผลการวิเคราะห์มีความถูกต้อง ซึ่งการศึกษานี้เป็นการคำนวณค่า Grid Emission Factor ทางด้านการผลิต (Generation Based Approach) ในกรณีที่ต้องการให้ค่าปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งมีความถูกต้องให้คูณด้วยค่า Transmission-Distribution Loss (TDL)

ขั้นตอนที่ 2 การพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้เชื่อมโยงกับระบบสายส่ง (Off-grid Power Plants)

ระเบียบวิธีการคำนวณของ UNFCCC กำหนดทางเลือกให้ผู้ศึกษาสามารถเลือกที่จะวิเคราะห์ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉพาะจากโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบสายส่ง (On-grid) หรือพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบสายส่ง (Off-grid) ร่วมด้วย ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความพร้อมของข้อมูลที่มีอยู่ จำนวนและประเภทของโรงไฟฟ้า Off-grid ที่อาจมีผลต่อการคำนวณค่า Grid Emission Factor อย่างมีนัยสำคัญ

ขั้นตอนที่ 3 การคำนวณค่า Operating Margin (OM) Emission Factor

Operating Margin (OM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, OM, y}$ คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่คำนวณจากโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่ดำเนินการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบันที่ส่งเข้าสู่ระบบสายส่ง โดยมีสมมุติฐานว่าการผลิตไฟฟ้าจากโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด หรือ CDM จะสามารถทดแทนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งดังกล่าวได้ (สุกมล หิญชีระนันทน์, 2551) วิธีการคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$ มี 4 วิธี ดังนี้

(1) **Simple OM** – พิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยไม่รวมโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run เนื่องจากมีสัดส่วนน้อยกว่า 50% ของสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด

(2) **Simple Adjusted OM** – มีการพิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run ในกรณีที่มีสัดส่วนมากกว่า 50% ของสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด

(3) **Dispatch Data Analysis** – ใช้สำหรับกรณีที่มีข้อมูล Hourly Dispatch ของระบบผลิตไฟฟ้า

(4) **Average OM** – พิจารณาข้อมูลของโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบสายส่ง

การพิจารณาเลือกวิธีการคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$ วิธีใด ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขและความพร้อมของข้อมูลเป็นสำคัญ

ขั้นตอนที่ 4 การคำนวณค่า Build Margin (BM) Emission Factor

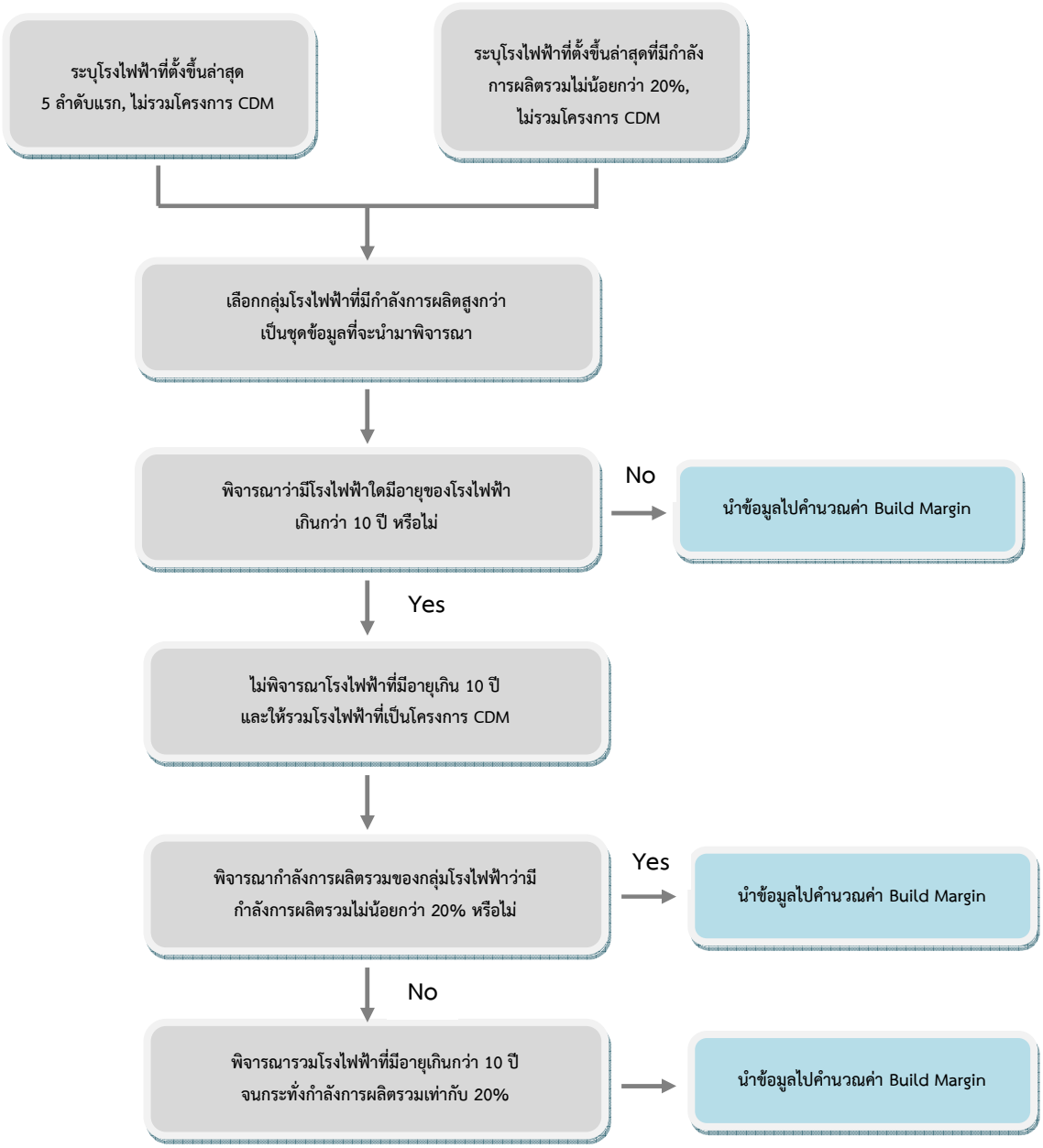
Build Margin (BM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, BM, y}$ คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่คำนวณจากโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ล่าสุด โดยพิจารณาจากวันที่จำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (Commercial Operating Date: COD) (สุกมล หิญชีระนันทน์, 2551) ขั้นตอนการพิจารณากลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่แสดงดังแผนภาพในรูปที่ 1

ขั้นตอนที่ 5 การคำนวณค่า Combined Margin (CM) Emission Factor

Combined Margin (CM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, CM, y}$ คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่เป็นค่าเฉลี่ยของค่า OM และ BM โดยสามารถคำนวณได้ 2 วิธี คือ

(1) ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average CM)

(2) ค่าอย่างง่าย (Simplified CM)



รูปที่ 1 แผนภาพขั้นตอนการพิจารณากลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่

ที่มา UNFCCC (2013)

3. ผลการศึกษา

3.1 ผลการกำหนดขอบเขตของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ทำการศึกษา

- **ขอบเขตของระบบที่ทำการศึกษา**
  - ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยที่นำมาวิเคราะห์ เป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) รวบรวมจากฐานข้อมูลของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
  - การคำนวณค่า Grid Emission Factor เป็นการคำนวณด้านการผลิต (Generation Based Approach) ของโรงไฟฟ้า โดยมีขอบเขตการพิจารณาที่การใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าที่ส่งเข้าสู่ระบบสายส่ง (Gate to Gate Analysis)
  - การคำนวณค่า Grid Emission Factor ใช้วิธีการคำนวณของ UNFCCC - Methodology tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 04.0
  - ก๊าซเรือนกระจกที่พิจารณา คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยอ้างอิงค่า Emission Factor of CO_2: $EF_{CO2, i, y}$ จาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

- **ผลการวิเคราะห์ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย**

โดยทั่วไป อุตสาหกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Electricity Supply Industry: ESI) ประกอบด้วยระบบหลักๆ 4 ระบบ ได้แก่

(1) ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Electricity Generation System)
(2) ระบบสายส่ง (Transmission System)
(3) ระบบกระจายไฟฟ้า (Distribution System)
(4) ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Supply or Retailing System)

ผลการศึกษาระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย แสดงดังตารางที่ 1 พบว่าสามารถแบ่งผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าออกได้เป็น 8 ประเภท โดยแบ่งออกเป็นผู้ผลิตที่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งของประเทศ (National Grid Connection) 7 ประเภท รวมทั้งการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน คือ สาธารณรัฐประชาชนลาว และมาเลเซีย ส่วนผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่ง (Off-grid) ได้แก่ ผู้ผลิตประเภท Independent Power Supply (IPS) คือ *"ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองไม่มีการขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า ไม่จำเป็นต้องขอสัมปทานการขายไฟฟ้า เพียงแต่ต้องขึ้นทะเบียนกับ พพ. และขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่*

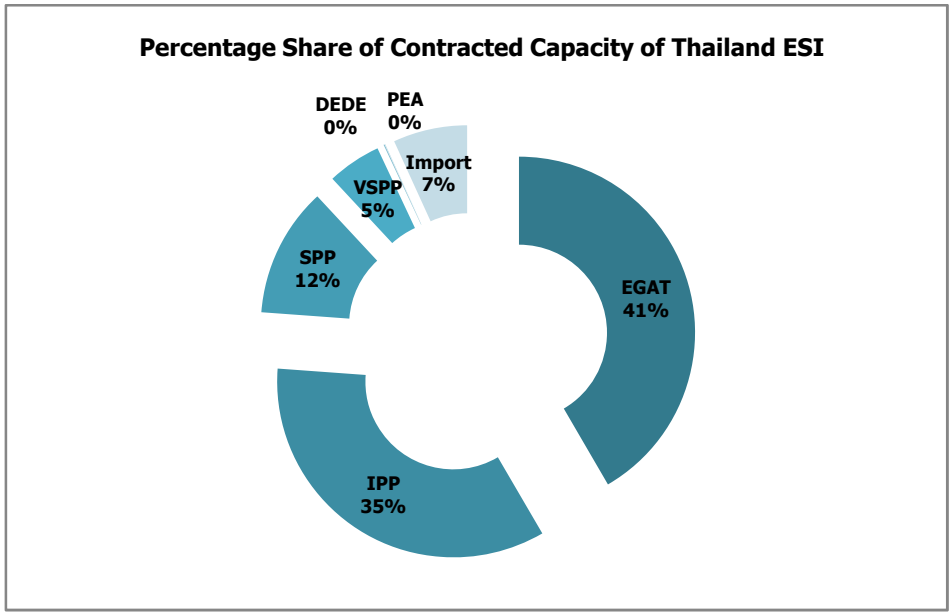
การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กรณีโรงไฟฟ้าอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม) กรมโรงงานอุตสาหกรรม (กรณีโรงไฟฟ้าอยู่นอกนิคมอุตสาหกรรม) และสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม (กรณีการจัดทำผลกระทบสิ่งแวดล้อม) เป็นต้น" (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2549)

ตารางที่ 1 ผลการวิเคราะห์ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ประเภท ผู้ผลิตไฟฟ้า	จำนวน โรงไฟฟ้า (ราย)	Installed Capacity (MW)	Contracted Capacity (MW)	Market Share (%)	Notes
1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT)	43	16,538.50	15,810.88	41.57%	On-grid
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)	11	14,111.80	13,166.70	34.62%	On-grid
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP)	86	7,970.05	4,529.52	11.91%	On-grid
4. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP)	543	2,792.13	1,884.74	4.96%	On-grid
5. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)	15	33.03	33.03	0.09%	On-grid
6. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (DEDE)	1	12.20	12.20	0.03%	On-grid
7. Independent Power Supply (IPS)	65	2,049.82	-	0.00%	Off-grid
8. การนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (Import)	7	2,599.60	2,599.60	6.83%	Import
รวม	**771**	**46,107.12**	**38,036.68**	**100.00%**	

ที่มาของข้อมูล: สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2558)

รูปที่ 2 แสดงสัดส่วนการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Market Share) โดยพิจารณาจากกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อ-ขายพลังงานไฟฟ้า (Contracted Capacity) พบว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ EGAT มีสัดส่วนการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าสูงที่สุด ประมาณ 41% รองลงมาเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ หรือ IPP มีสัดส่วนประมาณ 35% สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและรายเล็กมาก หรือ SPP และ VSPP มีสัดส่วนรวมกันประมาณ 17% และมีสัดส่วนการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านประมาณ 7%



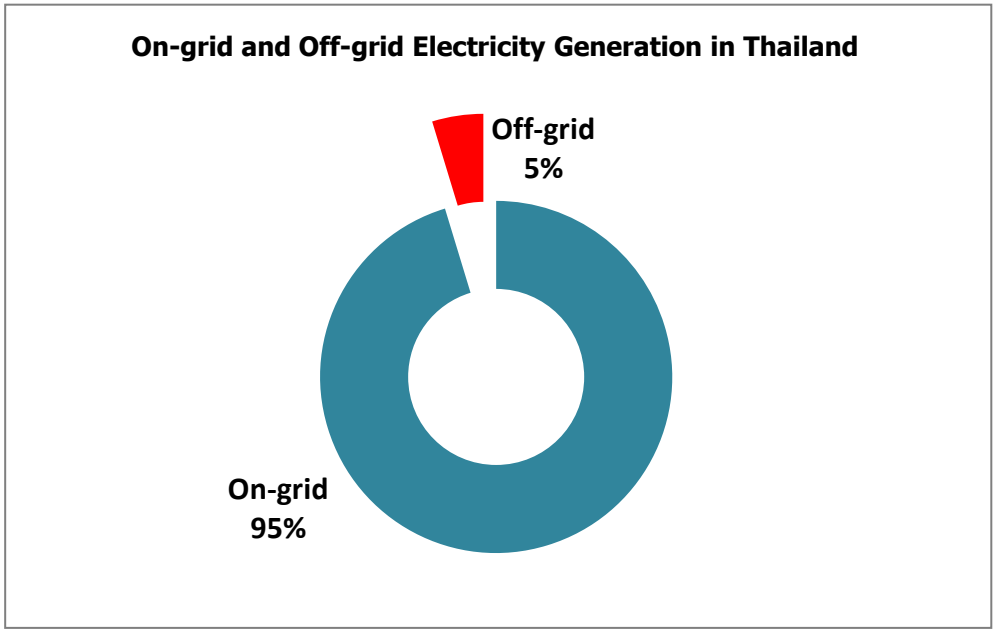
รูปที่ 2 สัดส่วนการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า

ที่มาของข้อมูล: สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2558)

3.2 ผลการพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้เชื่อมโยงกับระบบสายส่ง (Off-grid Power Plants)

ผลการพิจารณาสัดส่วนกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบสายส่ง (Off-grid) กับโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ (On-grid) ดังแสดงในตารางที่ 1 ข้างต้น พบว่าโรงไฟฟ้า On-grid มีกำลังการผลิตติดตั้งเท่ากับ 41,457.71 MW (ไม่รวมการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ) ขณะที่โรงไฟฟ้า Off-grid ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภท IPS โดยเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้เองในพื้นที่เฉพาะ มีกำลังผลิตติดตั้ง เท่ากับ 2,049.82 MW คิดเป็นสัดส่วนประมาณ 5% ของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า On-grid ดังแสดงในรูปที่ 3

ดังนั้น การวิเคราะห์ค่า Grid Emission Factor ในการศึกษานี้จึงไม่พิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Off-grid เนื่องจากมีสัดส่วนน้อยกว่า 10% ของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า On-grid ตามเกณฑ์การพิจารณาของ Methodological Tool (UNFCCC, 2013)



รูปที่ 3 สัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า On-grid และ Off-grid ในประเทศไทย

ที่มาของข้อมูล: สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2558)

3.3 ผลการคำนวณค่า Operating Margin (OM) Emission Factor

การคำนวณค่า $EF_{grid,\ OM,\ y}$ ในการศึกษานี้เลือกใช้วิธี Simple OM ซึ่งไม่พิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run เนื่องจากผลการพิจารณาสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย จากข้อมูลย้อนหลัง 5 ปี พบว่ามีสัดส่วนน้อยกว่า 50% ของการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวม ที่กำหนดเป็นเกณฑ์สำหรับเลือกวิธีการคำนวณ โดยพบว่าประเทศไทยมีสัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภทดังกล่าว เพียง 4.87% ถึง 6.77% ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลการวิเคราะห์สัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run

ปี พ.ศ.	การผลิตพลังงานไฟฟ้ารวม (GWh)	LC/MR Analysis			
		Hydro	RE	Total LC/MR	% of LC/MR
2553	156,415	5,347	2,266	7,613	**4.87**
2554	151,569	7,935	2,330	10,265	**6.77**
2555	166,446	8,431	2,701	11,132	**6.69**
2556	164,826	5,412	3,427	8,839	**5.36**
2557	168,685	5,164	3,993	9,157	**5.43**

ที่มาของข้อมูล: สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2558)

การคำนวณด้วยวิธี Simple OM สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ทางเลือก (UNFCCC, 2013) ได้แก่

ทางเลือกที่ 1 พิจารณาข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าสุทธิและค่าการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง

ทางเลือกที่ 2 พิจารณาค่าผลรวมของการผลิตพลังงานไฟฟ้าและค่าการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ

การศึกษานี้เลือกวิธีการคำนวณตามทางเลือกที่ 2 เนื่องจากข้อมูลที่ได้รับจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเป็นข้อมูลที่เป็นค่าผลรวม เช่น ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิรวมที่ผลิตได้ (Total Net Electricity Generation) และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงรวม เป็นต้น โดย Methodological Tool ของ UNFCCC ได้กำหนดเงื่อนไขของทางเลือกที่ 2 ดังนี้

(1) ไม่สามารถรวบรวมข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าสุทธิและค่าการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ตามทางเลือกที่ 1 ได้

(2) โรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run พิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าประเภทนิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Power Generation) ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

(3) ไม่พิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Off-grid

ค่า $EF_{grid, OM, y}$ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (1) ดังนี้

$$EF_{\text{grid,OM simple,y}} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO2,i,y}}{EG_y} \quad (1)$$

โดยที่

$EF_{grid, OMsimple, y}$	คือ	Simple OM CO_2 emission factor ในปีที่ y (t CO_2/MWh)
$FC_{i, y}$	คือ	ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ในปีที่ y (หน่วยเป็นน้ำหนักหรือปริมาตร)
$NCV_{i, y}$	คือ	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงประเภท i ในปีที่ y
EG_y	คือ	พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้ ในปีที่ y (MWh)
$EF_{CO2, i, y}$	คือ	ค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงประเภท i ในปีที่ y (t CO_2/GJ)
i	คือ	ประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่นำมาเผาไหม้เป็นพลังงานในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปีที่ y
y	คือ	ปีที่ทำการวิเคราะห์ข้อมูล

ตารางที่ 3 แสดงผลการคำนวณค่า $EF_{grid, OMsimple, y}$ โดยการวิเคราะห์ข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตพลังงานไฟฟ้า และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 3 ปีย้อนหลัง คือ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 ถึง พ.ศ. 2557 โดยค่า $EF_{CO2, i, y}$ ในตารางสามารถคำนวณได้จากค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง อ้างอิงจากรายงานสถิติพลังงานของประเทศ

ไทย ปี 2556 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ดังตารางในภาคผนวก ก. และค่า Default Emission Factor: $EF_{CO2,i}$ อ้างอิงจาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories โดยผลการคำนวณค่าของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทแสดงในตารางที่ 4

ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, OMsimple, y}$ พบว่ามีค่าเฉลี่ย เท่ากับ **0.5426 tCO_2/MWh** ซึ่งหมายถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ชั่วโมง จะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญเป็นปริมาณ 0.5426 ตัน หรือเท่ากับ 542.6 กิโลกรัม

ตารางที่ 3 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$

Year	Fuel Type	Fuel Consumption FC_i	Unit	Net Calorific Value NCV_i	Unit	CO_2 Emission Factor $EF_{CO2,i,y}$	Unit	CO_2 Emission	Unit
2555	Natural Gas	890,689.52	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	tCO_2/MMscf	49,331,729.75	**tCO_2**
	Coal - Lignite	12,119,733.88	tonne	10.47	MJ/kg	0.951723	tCO_2/tonne	11,534,629.49	
	Coal - Bituminous	10,184,650.32	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	tCO_2/tonne	24,036,945.99	
	Diesel	49.34	M litre	36.42	MJ/litre	0.002644	tCO_2/litre	130,462.14	
	Bunker Oil	513.57	M litre	39.77	MJ/litre	0.003003	tCO_2/litre	1,542,050.65	
Total CO_2 Emission								**86,575,818.02**	
Total Electricity Generation								**155,314,000.00**	**MWh**
Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, 2555}$								**0.5574**	**tCO_2/MWh**
2556	Natural Gas	831,574.45	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	tCO_2/MMscf	46,057,582.31	**tCO_2**
	Coal - Lignite	12,190,718.47	tonne	10.47	MJ/kg	0.951723	tCO_2/tonne	11,602,187.15	
	Coal - Bituminous	10,419,417.49	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	tCO_2/tonne	24,591,023.52	
	Diesel	102.74	M Litre	36.42	MJ/litre	0.002644	tCO_2/litre	271,643.44	
	Bunker Oil	361.96	M Litre	39.77	MJ/litre	0.003003	tCO_2/litre	1,086,827.76	
Total CO_2 Emission								**83,609,264.18**	
Total Electricity Generation								**155,987,000.00**	**MWh**
Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, 2556}$								**0.5360**	**tCO_2/MWh**
2557	Natural Gas	820,067.00	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	tCO_2/MMscf	45,420,230.86	**tCO_2**
	Coal - Lignite	12,045,724.33	tonne	10.47	MJ/kg	0.951723	tCO_2/tonne	11,464,192.89	
	Coal - Bituminous	11,363,890.87	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	tCO_2/tonne	26,820,089.31	
	Diesel	52.33	M Litre	36.42	MJ/litre	0.002644	tCO_2/litre	138,374.07	
	Bunker Oil	463.96	M Litre	39.77	MJ/litre	0.003003	tCO_2/litre	1,393,108.54	
Total CO_2 Emission								**85,235,995.67**	
Total Electricity Generation								**159,528,000.00**	**MWh**
Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, 2557}$								**0.5343**	**tCO_2/MWh**
Average Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, y}$								**0.5426**	**tCO_2/MWh**

ตารางที่ 4 การคำนวณค่า $EF_{CO2, i, y}$

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_2/TJ	55.39	tCO_2/MMscf
Coal - lignite	10.47	MJ/kg	90900	kg CO_2/TJ	0.951723	tCO_2/tonne
Coal - Bituminous	26.37	MJ/kg	89500	kg CO_2/TJ	2.360115	tCO_2/tonne
Diesel	36.42	MJ/litre	72600	kg CO_2/TJ	0.002644	tCO_2/litre
Bunker Oil	39.77	MJ/litre	75500	kg CO_2/TJ	0.003003	tCO_2/litre

3.4 ผลการคำนวณค่า Build Margin (BM) Emission Factor

การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor หรือ $EF_{grid, BM, y}$ พิจารณาจากกลุ่มโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่ล่าสุดที่มีอายุไม่เกิน 10 ปี โดยเปรียบเทียบกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ 2 กลุ่ม ที่จะเป็นชุดข้อมูลที่นำมาพิจารณา กลุ่มแรกพิจารณาโรงไฟฟ้า 5 โรงที่ตั้งขึ้นล่าสุด และกลุ่มที่สอง คือ โรงไฟฟ้าที่มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมกันไม่น้อยกว่า 20% ของปริมาณการผลิตรวมทั้งประเทศ สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สามารถสรุปผลการพิจารณากลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ที่เริ่มดำเนินการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง เรียงลำดับตามวันที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Commercial Operating Date: COD) ดังตารางที่ 5

ผลการศึกษา พบว่าโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่สองเป็นกลุ่มที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปีสูงกว่ากลุ่มแรก (Larger Annual Generation) ดังนั้นการคำนวณค่า $EF_{grid, BM, y}$ จึงพิจารณาจากกลุ่มโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่และมีปริมาณการผลิตรวมกันไม่น้อยกว่า 20% ของปริมาณการผลิตรวมทั้งประเทศ ซึ่งพบว่ามีจำนวนทั้งหมด 21 แห่ง ส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก หรือ Small Power Producer: SPP สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เป็นของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) มีจำนวน 1 โรง และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ หรือ Independent Power Producer: IPP จำนวน 2 โรง ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมของกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ เท่ากับ 35,772.8612 MWh คิดเป็น 22.42% ของปริมาณการผลิตรวมในปี พ.ศ. 2557

เมื่อพิจารณาประเภทของโรงไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ พบว่าโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 20 โรง ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และส่วนใหญ่เป็นระบบผลิตพลังงานร่วม หรือ Cogeneration มีเพียง 1 โรง คือ โรงไฟฟ้าของบริษัทเก็คโค่-วัน จำกัด ที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ตารางที่ 5 กลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ที่เริ่มดำเนินการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง

PROJECT NAME	PROVINCE	TYPE	UTILIZATION	FUEL	INSTALLED CAP (MW)	CONTRACTED CAP (MW)	COD
1. บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด (โรงไฟฟ้าหนองแซง)	สระบุรี	IPP	Power Generation	Natural Gas	1668.198	1600	1 ธันวาคม 2557
2. บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 1)	ราชบุรี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	108.381	90	1 พฤศจิกายน 2557
3. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2)	สงขลา	EGAT	Power Generation	Natural Gas	804.1	782.2	31 กรกฎาคม 2557
4. บริษัท ไทยเซ็นทรัลเคมี จำกัด (มหาชน)	สมุทรปราการ	VSPP	Power Generation	Natural Gas	4	1.2	1 พฤศจิกายน 2556
5. บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	ระยอง	SPP	Cogeneration	Natural Gas	142.1	90	1 พฤศจิกายน 2556
6. บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	ปทุมธานี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	119.75	90	31 ตุลาคม 2556
7. บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	อยุธยา	SPP	Cogeneration	Natural Gas	116.097	90	18 ตุลาคม 2556
8. บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเค2 จำกัด (โรงไฟฟ้าหนองแค 2)	สระบุรี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	132.444	90	1 ตุลาคม 2556
9. บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 4)	อยุธยา	SPP	Cogeneration	Natural Gas	0	70	26 กรกฎาคม 2556
10. บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด (โรงไฟฟ้าเชียงรากน้อย)	ปทุมธานี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	125.93	90	1 กรกฎาคม 2556
11. บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	อยุธยา	SPP	Cogeneration	Natural Gas	117.58	90	28 มิถุนายน 2556
12. บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	ระยอง	SPP	Cogeneration	Natural Gas	142.1	90	21 มิถุนายน 2556
13. บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด	ระยอง	SPP	Cogeneration	Natural Gas	125.3	90	1 พฤษภาคม 2556
14. บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค จำกัด (โรงไฟฟ้านครเนื่องเขต)	ฉะเชิงเทรา	SPP	Cogeneration	Natural Gas	116.342	90	1 เมษายน 2556
15. บริษัท กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี จำกัด (โรงไฟฟ้าตลิ่งชัน)	สระบุรี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	125.55	90	1 มีนาคม 2556
16. บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี 2 จำกัด (โรงไฟฟ้าโคกแย้ 2)	สระบุรี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	124.3	90	1 กุมภาพันธ์ 2556
17. บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี 1 จำกัด (โรงไฟฟ้าโคกแย้ 1)	สระบุรี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	124.3	90	5 มกราคม 2556
18. บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (โครงการ 2)	ระยอง	SPP	Cogeneration	Natural Gas	117.45	90	12 ธันวาคม 2555
19. บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	ชลบุรี	SPP	Cogeneration	Natural Gas	136.1	90	1 ตุลาคม 2555
20. บริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด	ระยอง	IPP	Power Generation	Coal	660	660	26 กรกฎาคม 2555
21. บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (โครงการ 4.1 และ 4.2) ระยะที่ 4	ระยอง	SPP	Cogeneration	Natural Gas	87.14	74	1 มิถุนายน 2555
กำลังผลิตรวม					**5,097.16**	**4,537.40**	**MW**

การคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ใช้สมการคำนวณเดียวกับการคำนวณ Operating Margin Emission Factor คือ สมการที่ (1) โดยพิจารณาข้อมูลเฉพาะ ปี พ.ศ. 2557 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, BM, y}$ แสดงในตารางที่ 6 พบว่ามีค่าเท่ากับ **0.6367 tCO_2/MWh**

ตารางที่ 6 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, BM, y}$

Year	Fuel Type	Fuel Consumption FC_i	Unit	Net Calorific Value NCV_i	Unit	CO_2 Emission Factor $EF_{CO2,i,y}$	Unit	CO_2 Emission	Unit
2557	Natural Gas	308,751.16*	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	tCO_2/MMscf	17,101,726.75	
	Coal-Bituminous	2,405,145.60*	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	tCO_2/tonne	5,676,420.21	
	Diesel	-	M litre	36.42	MJ/litre	0.002644	tCO_2/litre	-	**t CO_2**
	Bunker Oil	-	M litre	39.77	MJ/litre	0.003003	tCO_2/litre	-	
Total CO_2 Emission								**22,778,146.96**	
Total Electricity Generation								**35,772,861.60**	**MWh**
Build Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, BM, 2557}$								**0.6367**	**t CO_2/MWh**

หมายเหตุ * ปริมาณเชื้อเพลิงคำนวณจากค่า Conversion Factor

อ้างอิงจาก U.S. Energy Information Administration (EIA), 2015

3.5 ผลการคำนวณค่า Combined Margin (CM) Emission Factor

ค่า Combined Margin (CM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, CM, y}$ ในการศึกษานี้คำนวณจากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ของค่า Operating Margin (OM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, OM, y}$ กับค่า Build Margin (BM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, BM, y}$ ดังสมการที่ (2) โดย Methodological Tool กำหนดค่า Default Weighting สำหรับโครงการทั่วไป เท่ากับ 50% หรือ $EF_{grid, CM, y}$ มีค่าถ่วงน้ำหนัก 50/50 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ แสดงในตารางที่ 7 พบว่ามีค่า เท่ากับ **0.5897 tCO_2/MWh**

$$EF_{grid, CM, y} = (EF_{grid, OM, y} \times w_{OM}) + (EF_{grid, BM, y} \times w_{BM}) \quad (2)$$

โดยที่ w_{OM} คือ ค่าถ่วงน้ำหนักของ OM

W_{BM} คือ ค่าถ่วงน้ำหนักของ BM

ตารางที่ 7 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ สำหรับโครงการทั่วไป

Tool	Weight	Emission Factor	Unit
Operating Margin: OM	0.5	0.5426	tCO_2/MWh
Build Margin: BM	0.5	0.6367	
Combined Margin: CM – General Project		**0.5897**	

นอกจากนี้ Methodological Tool ยังมีการคำนวณค่า Combined Margin (CM) Emission Factor เฉพาะสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ โดยกำหนดค่า Weighting w_{OM} เท่ากับ 0.75 และ w_{BM} เท่ากับ 0.25 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์แสดงในตารางที่ 8 พบว่ามีค่า เท่ากับ **0.5661 tCO_2/MWh**

ตารางที่ 8 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

Tool	Weight	Emission Factor	Unit
Operating Margin: OM	0.75	0.5426	tCO_2/MWh
Build Margin: BM	0.25	0.6367	
Combined Margin: CM – Wind and Solar		**0.5661**	

4. สรุปผลการศึกษา

- ผลการคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor: $EF_{grid, OM, y}$ สำหรับโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการผลิตทั้งหมดในปัจจุบัน โดยวิธี Simple OM พบว่ามีค่าเฉลี่ย เท่ากับ **0.5426 tCO_2/MWh**
- ผลการคำนวณค่า Build Margin Emission Factor: $EF_{grid, BM, y}$ สำหรับโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่ล่าสุด พบว่ามีค่าเฉลี่ย เท่ากับ **0.6367 tCO_2/MWh**
- ผลการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor: $EF_{grid, CM, y}$ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักระหว่างค่า $EF_{grid, OM, y}$ กับค่า $EF_{grid, BM, y}$ สำหรับการวิเคราะห์โครงการทั่วไป พบว่ามีค่าเท่ากับ **0.5897 tCO_2/MWh** และสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ พบว่ามีค่าเท่ากับ **0.5661 tCO_2/MWh**
- สรุปผลการคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557 แสดงดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 สรุปผลการคำนวณค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557

ประเภทของโครงการ	Grid Emission Factor (tCO_2/MWh)		
	$EF_{grid, OM}$	$EF_{grid, BM}$	$EF_{grid, CM}$
โครงการทั่วไป	0.5426	0.6367	0.5897
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.5426	0.6367	0.5661

5. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

การคำนวณค่า Grid Emission Factor อาจได้ค่าที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับฐานข้อมูล (Databases) หรือชุดข้อมูล (Data Set) เกี่ยวกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณ แหล่งข้อมูล การกำหนดนิยามของตัวแปรและขอบเขตที่พิจารณา วิธีการคำนวณ ฯลฯ

กิตติกรรมประกาศ

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ขอขอบพระคุณสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) และ ดร. ประสิทธิ์ สิริทิพย์รัศมี ที่อนุเคราะห์ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

เอกสารอ้างอิง

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2013), ***Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system***, Version 04.0. Available at: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf (Accessed: 12 February 2015)

สุกมล หิญชีระนันทน์, “การคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2550”, [ออนไลน์]. เข้าถึงได้จาก http://www2.dede.go.th/cdm/511222_2550.pdf

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก. ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิง

ประเภท (หน่วย)	กิโลแคลอรี่/หน่วย (kcal/unit)	ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ/ล้านหน่วย (toe/10^6 UNIT)	เมกะจูล/หน่วย (MJ/UNIT)	พันบีทียู/หน่วย (10^3 BTU/UNIT)	TYPE (UNIT)
1. น้ำมันดิบ (ลิตร)	8680	860.00	36.33	34.44	1. CRUDE OIL (litre)
2. คอนเดนเสท (ลิตร)	7900	782.72	33.07	31.35	2. CONDENSATE (litre)
3. ก๊าซโซลีนธรรมชาติ (ลิตร)	7900	782.72	33.07	31.35	3. NATURAL GASOLINE (litre)
4. ก๊าซธรรมชาติ					4. NATURAL GAS
4.1 ชื้น (ลูกบาศก์ฟุต)	248	24.57	1.04	0.98	4.1 WET (scf.)
4.2 แห้ง (ลูกบาศก์ฟุต)	244	24.18	1.02	0.97	4.2 DRY (scf.)
5. ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม					5. PETROLEUM PRODUCTS
5.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ลิตร)	6360	630.14	26.62	25.24	5.1 LPG (litre)
5.2 น้ำมันเบนซิน (ลิตร)	7520	745.07	31.48	29.84	5.2 GASOLINE (litre)
5.3 น้ำมันเครื่องบิน (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	5.3 JET FUEL (litre)
5.4 น้ำมันก๊าด (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	5.4 KEROSENE (litre)
5.5 น้ำมันดีเซล (ลิตร)	8700	861.98	36.42	34.52	5.5 DIESEL (litre)
5.6 น้ำมันเตา (ลิตร)	9500	941.24	39.77	37.70	5.6 FUEL OIL (litre)
5.7 ยางมะตอย (ลิตร)	9840	974.93	41.19	39.05	5.7 BITUMEN (litre)
5.8 ปิโตรเลียมโค๊ก (กก.)	8400	832.26	35.16	33.33	5.8 PETROLEUM COKE (kg.)
6. ไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	860	85.21	3.60	3.41	6. ELECTRICITY (kWh)
7. ถ่านหินนำเข้า (กก.)	6300	624.19	26.37	25.00	7. COAL IMPORT (kg.)
8. ถ่านโค๊ก (กก.)	6600	653.92	27.63	26.19	8. COKE (kg.)
9. แอนทราไซต์ (กก.)	7500	743.09	31.40	29.76	9. ANTRACITE (kg.)
10. อีเทน (กก.)	11203	1110.1	46.89	44.45	10. ETHANE (kg.)
11. โปรเพน (กก.)	11256	1115.3	47.11	44.67	11. PROPANE (kg.)
12. ลิกไนต์					12. LIGNITE
12.1 ลี้ (กก.)	4400	435.94	18.42	17.46	12.1 LI (kg.)
12.2 กระบี่ (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	12.2 KRABI (kg.)

ประเภท (หน่วย)	กิโลแคลอรี่/หน่วย (kcal/unit)	ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ/ล้านหน่วย (toe/10^6 UNIT)	เมกะจูล/หน่วย (MJ/UNIT)	พันบีทียู/หน่วย (10^3 BTU/UNIT)	TYPE (UNIT)
12.3 แม่เมาะ (กก.)	2500	247.70	10.47	9.92	12.3 MAE MOH (kg.)
12.4 แจ้คอน (กก.)	3610	357.67	15.11	14.32	12.4 CHAE KHON (kg.)
13. ฟืน (กก.)	3820	378.48	15.99	15.16	13. FUEL WOOD (kg.)
14. ถ่าน (กก.)	6900	683.64	28.88	27.38	14. CHARCOAL (kg.)
15. แกลบ (กก.)	3440	340.83	14.40	13.65	15. PADDY HUSK (kg.)
16. กากอ้อย (กก.)	1800	178.34	7.53	7.14	16. BAGASSE (kg.)
17. ขยะ (กก.)	1160	114.93	4.86	4.60	17. GARBAGE (kg.)
18. ขี้เลื่อย (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	18. SAW DUST (kg.)
19. วัสดุเหลือใช้ (กก.)	3030	300.21	12.68	12.02	19. AGRICULTURAL WASTE (kg.)
20. ก๊าซชีวภาพ (ลูกบาศก์เมตร)	5000	495.39	20.93	19.84	20. BIOGAS (m)

ที่มา: รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย ปี 2556 (เบื้องต้น)
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO2, i}$

TABLE 1.4
DEFAULT CO_2 EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION [1]

Fuel type English description		Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation factor	Effective CO_2 emission factor (kg/TJ) [2]		
				Default value [3]	95% confidence interval	
		A	B	C=A*B*44/12*1000	Lower	Upper
Crude Oil		20.0	1	73 300	71 100	75 500
Orimulsion		21.0	1	77 000	69 300	85 400
Natural Gas Liquids		17.5	1	64 200	58 300	70 400
Gasoline	Motor Gasoline	18.9	1	69 300	67 500	73 000
	Aviation Gasoline	19.1	1	70 000	67 500	73 000
	Jet Gasoline	19.1	1	70 000	67 500	73 000
Jet Kerosene		19.5	1	71 500	69 700	74 400
Other Kerosene		19.6	1	71 900	70 800	73 700
Shale Oil		20.0	1	73 300	67 800	79 200
Gas/Diesel Oil		20.2	1	74 100	72 600	74 800
Residual Fuel Oil		21.1	1	77 400	75 500	78 800
Liquefied Petroleum Gases		17.2	1	63 100	61 600	65 600
Ethane		16.8	1	61 600	56 500	68 600
Naphtha		20.0	1	73 300	69 300	76 300
Bitumen		22.0	1	80 700	73 000	89 900
Lubricants		20.0	1	73 300	71 900	75 200
Petroleum Coke		26.6	1	97 500	82 900	115 000
Refinery Feedstocks		20.0	1	73 300	68 900	76 600
Other Oil	Refinery Gas	15.7	1	57 600	48 200	69 000
	Paraffin Waxes	20.0	1	73 300	72 200	74 400
	White Spirit & SBP	20.0	1	73 300	72 200	74 400
Other Petroleum Products		20.0	1	73 300	72 200	74 400
Anthracite		26.8	1	98 300	94 600	101 000
Coking Coal		25.8	1	94 600	87 300	101 000
Other Bituminous Coal		25.8	1	94 600	89 500	99 700
Sub-Bituminous Coal		26.2	1	96 100	92 800	100 000
Lignite		27.6	1	101 000	90 900	115 000
Oil Shale and Tar Sands		29.1	1	107 000	90 200	125 000
Brown Coal Briquettes		26.6	1	97 500	87 300	109 000
Patent Fuel		26.6	1	97 500	87 300	109 000
Coke	Coke oven coke and lignite Coke	29.2	1	107 000	95 700	119 000
	Gas Coke	29.2	1	107 000	95 700	119 000
Coal Tar		22.0	1	80 700	68 200	95 300
Derived Gases	Gas Works Gas	12.1	1	44 400	37 300	54 100
	Coke Oven Gas	12.1	1	44 400	37 300	54 100
	Blast Furnace Gas [4]	70.8	1	260 000	219 000	308 000
	Oxygen Steel Furnace Gas [5]	49.6	1	182 000	145 000	202 000

ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO2,I}$ (ต่อ)

TABLE 1.4 (CONTINUED)
DEFAULT CO_2 EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION [1]

Fuel type English description		Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation Factor	Effective CO_2 emission factor (kg/TJ) [2]		
				Default value	95% confidence interval	
		A	B	C=A*B*44/12*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)[5]	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:

[1] 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

[2] TJ = 1000GJ

[3] 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.

[4] 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

[5] Includes the biomass-derived CO_2 emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO_2 emitted from the kraft mill lime kiln.