

รายงานสรุปผล
การศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
ประจำปี 2552

ที่มาของโครงการ

ประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่ตระหนักถึงความสำคัญของการแก้ไขปัญหาภาวะโลกร้อน ร่วมกับนานาประเทศ โดยประเทศไทยได้ลงนามให้สัตยาบันต่ออนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2537 และลงนามให้สัตยาบันในพิธีสารเกียวโต เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2545 ประเทศไทยถือเป็นประเทศในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนานอกภาคผนวก 1 (Non Annex I) จึงไม่มีพันธกรณีในการลดก๊าซเรือนกระจก แต่สามารถเข้าร่วมการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) ซึ่งเป็นกลไกที่ช่วยให้ประเทศที่พัฒนาแล้วในภาคผนวก 1 (Annex I) บรรลุเป้าหมายในการจำกัดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามพันธกรณีของตน และช่วยส่งเสริมการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศกำลังพัฒนา

สำหรับประเทศไทยได้มีการจัดตั้งองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) เป็นหน่วยงานกลางที่ทำหน้าที่ประสานการดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดของประเทศไทย (Thailand's Designated National Authority for the Clean Development Mechanism: Thai DNA) โดยมีวัตถุประสงค์หลักในการวิเคราะห์ กลั่นกรอง และทำความเข้าใจเกี่ยวกับการให้คำรับรองโครงการในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด รวมทั้ง ติดตามประเมินผลโครงการที่ได้รับคำรับรอง ส่งเสริมการพัฒนาโครงการ และการตลาดซื้อขายปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง เป็นศูนย์กลางข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับสถานการณ์ดำเนินงานด้านก๊าซเรือนกระจก จัดทำฐานข้อมูลเกี่ยวกับโครงการที่ได้รับคำรับรอง และการขายปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง ส่งเสริมและพัฒนาศักยภาพ ตลอดจนให้คำแนะนำแก่หน่วยงานภาครัฐและภาคเอกชนเกี่ยวกับการบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก

จากการดำเนินงานที่ผ่านมา องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก ได้ออกหนังสือให้คำรับรองโครงการตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดหลายโครงการ โดยเฉพาะโครงการที่มีการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายให้กับหน่วยงานด้านการไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น จะมีประเด็นที่เกี่ยวกับการใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Grid Emission Factor) ของประเทศไทย ซึ่งผู้พัฒนาโครงการได้เลือกใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกันเป็นอย่างมาก จึงทำให้ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Certified Emission Reduction: CERs) จากการจำหน่ายไฟฟ้าที่คำนวณได้มีค่าแตกต่างกันตามไปด้วย

ดังนั้น องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ในฐานะหน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการวิเคราะห์ กลั่นกรอง และให้ความเห็นเกี่ยวกับการให้คำรับรองโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) จึงได้ตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษาและหาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ทำให้โครงการต่าง ๆ สามารถใช้ค่าสัมประสิทธิ์ที่ถูกต้อง และเหมาะสมสำหรับประเทศไทยในการคำนวณหาปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า

การคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า

ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีการคำนวณตาม **Annex 14 Methodological Tool (Version 02) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”** ซึ่งได้รับการรับรองจาก CDM Executive Board เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2552 (EB 50) วิธีการดังกล่าวมีค่าพารามิเตอร์หลัก ดังนี้

Parameter	SI Unit	Description
$EF_{grid,CM,y}$	tCO ₂ /MWh	Combined margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
$EF_{grid,OM,y}$	tCO ₂ /MWh	Operating margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
$EF_{grid,BM,y}$	tCO ₂ /MWh	Build margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y

ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณได้ตามวิธีการดังกล่าว สามารถนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งดำเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งของประเทศไทย

การพิสูจน์ระบบสายส่งพลังงานไฟฟ้า

ประเทศไทยได้จัดตั้งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) เพื่อทำหน้าที่ควบคุมการผลิตพลังงานไฟฟ้า และระบบสายส่งหลักของประเทศ ซึ่งระบบสายส่งหลักเป็นระบบแบบเครือข่ายที่เชื่อมต่อกันทั้งประเทศ โดยมีการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) เป็นหน่วยงานที่เชื่อมโยงพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหลักไปยังผู้บริโภค ดังนั้นระบบสายส่งของประเทศไทย จึงเป็นแบบระบบสายส่งที่คิดเป็นระบบเดียวกันทั้งประเทศ

การคำนวณค่า Operating Margin (OM)

การคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor นั้น มีวิธีการคำนวณ 4 วิธี ได้แก่

- 1) Simple OM
- 2) Simple Adjusted OM
- 3) Dispatch Data Analysis OM
- 4) Average OM

จากการศึกษา พบว่า วิธีการคำนวณที่เหมาะสมกับข้อมูลด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย คือ วิธี Simple OM (Ex ante Option: ใช้ข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต ประเภทเชื้อเพลิง และปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้จากข้อมูล 3 ปีล่าสุด โดยการคำนวณครั้งนี้ใช้ข้อมูลปี พ.ศ. 2550 – 2552) เนื่องจากเหตุผลดังต่อไปนี้

1. ลักษณะการจัดเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น เป็นการเก็บข้อมูลในส่วนของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต และจ่ายเข้าระบบสายส่งเท่านั้น
2. ข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ และไม่มีการจ่ายเข้าระบบสายส่ง (Off-Grid) ไม่มีการเก็บข้อมูล จึงไม่สามารถนำปริมาณไฟฟ้าดังกล่าวมาคำนวณได้
3. โรงไฟฟ้าประเภท LC/MR (Low Cost/Must Run) ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่ถึงร้อยละ 50 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด จึงไม่นำปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR มาคำนวณ

การคำนวณค่า Operating margin emission factor ใช้สมการคำนวณแบบ Simple OM Option B ดังแสดงในสมการที่ 1

$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_i (FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{\text{CO}_2,i,y})}{EG_y} \quad (1)$	
$EF_{\text{grid,OMsimple},y}$	= Simple operating margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,y}$	= Amount of fossil fuel type i consumed in the project electricity system in year y (mass or volume unit)
$NCV_{i,y}$	= Net Calorific value (energy content) of fossil fuel type i in year y (GJ/mass or volume unit)
$EF_{\text{CO}_2,i,y}$	= CO ₂ emission factor of fossil fuel type i in year y (tCO ₂ /GJ)
EG_y	= Net electricity generated and delivered to the grid by all power sources serving the system, not including low-cost/must run power plants/units, in year y (MWh)
i	= All fossil fuel types combusted in power sources in the project electricity system in year y
y	= The relevant year as per the data vintage chosen

จากสมการที่ 1 จะใช้ค่า Net Calorific Value (NCV) จากข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน และค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่างๆ (CO₂ Emission Factor) จาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories เพื่อคำนวณหาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทนั้น ๆ ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 แสดงค่า Net Calorific Value และปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่าง ๆ

Fuel type ^A	Unit	Net Calorific Value ¹ (MJ/Unit)	CO ₂ Emission ² (tCO ₂ /TJ)	CO ₂ Emission (kgCO ₂ /Unit)
Natural Gas (Dry)	scf.	1.02	54.30	0.0554
Lignite	ton	10,470.00	90.90	951.7230
Bituminous	ton	26,370.00	89.50	2,360.1150
Bunker	liter	39.77	75.50	3.0026
Diesel	liter	36.42	72.60	2.6441

¹ รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2551 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน

² IPCC default values at the lower limit as provides in Table 1.4 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

^A ดูตารางเทียบชื่อประเภทเชื้อเพลิง

ข้อมูลปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบสายส่งของประเทศไทยมาจากรายงานไฟฟ้าประจำปี 2550 – 2552 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยแบ่งตามระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า และกลุ่มโรงไฟฟ้า (โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) และโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)) รวมทั้ง แบ่งตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประเภท Non LC/MR ดังตารางที่ 2

ในส่วนของคุณสมบัติประเภท และปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามาจากรายงานไฟฟ้าประจำปี 2550 – 2552 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยแบ่งตามประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิล และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแยกตามกลุ่มโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 3

โดยข้อมูลกลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) นั้น เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ ชีวมวล พลังน้ำ พลังลม และพลังแสงอาทิตย์ จึงจัดเป็นโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR นอกจากนี้ กลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่น้อยมาก และมีการผลิตที่ไม่แน่นอน (Non Firm) โดยมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจำหน่ายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2552 เท่ากับ 974.47 GWh ³ (คิดเป็นร้อยละ 0.67 ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ในปี 2552) ดังนั้น ในการคำนวณหาค่าปริมาณไฟฟ้ารวมในระบบสายส่งของประเทศไทย จึงไม่นำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) มารวม ทำให้ได้ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบสายส่งของประเทศไทย (เฉพาะ Non LC/MR) รวมตั้งแต่ปี 2550 – 2552 เท่ากับ 406,291.70 GWh

³ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ตารางที่ 2 แสดงปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบสายส่งของประเทศไทย⁴

Generation System	Grid Generation (GWh)				
	EGAT	IPP	SPP	Total	%
2552					
Summary	66,488.10	64,840.72	13,971.37	145,300.19	100.00
Non LC/MR	59,541.66	64,840.72	11,811.42	136,193.80	93.73
LC/MR ⁵	6,946.44	—	2,159.95	9,106.39	6.27
Thermal	23,463.69	12,388.03	2,225.63	38,077.35	
Combined-Cycle	33,164.46	52,452.69	8,752.19	94,369.35	
Gas Turbine	309.63	—	833.60	1,143.23	
Diesel Engine	1.44	—	—	1.44	
Hydropower	6,941.74	—	23.97	6,965.71	
Renewable Energy	4.70	—	2,135.98	2,140.68	
Electricity Import	2,602.43	—	—	2,602.43	
2551					
Summary	63,719.02	67,420.14	14,092.83	145,232.00	100.00
Non LC/MR	56,791.19	67,420.14	11,904.81	136,116.14	93.72
LC/MR	6,927.83	—	2,188.03	9,115.86	6.28
Thermal	26,778.89	14,398.34	1,996.83	43,174.06	
Combined-Cycle	26,449.20	53,021.80	9,029.90	88,500.90	
Gas Turbine	659.33	—	878.07	1,537.41	
Diesel Engine	2.30	—	—	2.30	
Hydropower	6,926.02	—	28.77	6,954.79	
Renewable Energy	1.81	—	2,159.26	2,161.07	
Electricity Import	2,901.47	—	—	2,901.47	
2550					
Summary	67,704.95	62,233.44	14,426.00	144,364.39	100.00
Non LC/MR	59,765.33	62,233.44	11,982.99	133,981.76	92.81
LC/MR	7,939.62	—	2,443.02	10,382.64	7.19
Thermal	30,265.00	17,453.59	2,168.76	49,887.35	
Combined-Cycle	24,124.09	44,779.85	8,935.60	77,839.54	
Gas Turbine	884.20	—	878.63	1,762.83	
Diesel Engine	1.17	—	—	1.17	
Hydropower	7,937.20	—	21.70	7,958.90	
Renewable Energy	2.42	—	2,421.32	2,423.73	
Electricity Import	4,490.87	—	—	4,490.87	

⁴ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2550 – 2552 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

⁵ ค่า LC/MR คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (ชีวมวล พลังแสงอาทิตย์ และพลังความร้อนใต้พิภพ)

ตารางที่ 3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า⁶

Fuel type	Unit	Fuel Consumption			
		EGAT	IPP	SPP	Total
2552					
Natural Gas	scf.	369,146,214,392	459,228,417,361	140,550,086,056	968,924,717,809
Lignite	ton	15,818,265	—	—	15,818,265
Bituminous	ton	—	3,645,721	1,840,527	5,486,248
Bunker	liter	111,039,065	38,180,874	8,797,506	158,017,445
Diesel	liter	12,140,891	—	1,685,046	13,825,937
2551					
Natural Gas	scf.	340,739,529,461	490,866,999,785	145,410,364,035	977,016,893,281
Lignite	ton	16,407,465	—	—	16,407,465
Bituminous	ton	—	3,711,791	1,866,776	5,578,567
Bunker	liter	247,441,682	93,212,260	9,555,452	350,209,394
Diesel	liter	6,792,039	43,698,832	1,451,087	51,941,958
2550					
Natural Gas	scf.	342,335,310,261	454,590,745,280	145,512,075,117	942,438,130,658
Lignite	ton	16,060,766	—	—	16,060,766
Bituminous	ton	—	3,692,979	1,889,868	5,582,847
Bunker	liter	785,979,152	144,198,973	6,042,880	936,221,005
Diesel	liter	7,381,996	2,688,851	1,266,337	11,337,184

⁶ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2550 – 2552 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ตารางที่ 4 แสดงผลการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี 2550 – 2552 โดยรวมจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงในแต่ละประเภท ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวมทั้ง 3 ปี เท่ากับ 249,762,588 tCO₂

ดังนั้น ผลการคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor (Ex ante option) โดยใช้สมการที่ 1 เป็นดังตารางที่ 5 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.6147 tCO₂/MWh หรือคิดเป็น 614.70 gCO₂/kWh

ตารางที่ 4 แสดงการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า

Fuel type	Fuel Consumption		CO ₂ Emission (kgCO ₂ /Unit)	CO ₂ Emission (kgCO ₂)
	Unit	Volume		
2552				
Total				82,178,673
Natural Gas	scf.	968,924,717,809	0.0554	53,664,864
Lignite	ton	15,818,265	951.7230	15,054,607
Bituminous	ton	5,486,248	2,360.1150	12,948,176
Bunker	liter	158,017,445	3.0026	474,469
Diesel	liter	13,825,937	2.6441	36,557
2551				
Total				84,083,369
Natural Gas	scf.	977,016,893,281	0.0554	54,113,058
Lignite	ton	16,407,465	951.7230	15,615,362
Bituminous	ton	5,578,567	2,360.1150	13,166,060
Bunker	liter	350,209,394	3.0026	1,051,551
Diesel	liter	51,941,958	2.6441	137,339
2550				
Total				83,500,546
Natural Gas	scf.	942,438,130,658	0.0554	52,197,878
Lignite	ton	16,060,766	951.7230	15,285,400
Bituminous	ton	5,582,847	2,360.1150	13,176,161
Bunker	liter	936,221,005	3.0026	2,811,130
Diesel	liter	11,337,184	2.6441	29,977

ตารางที่ 5 แสดงการคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor (Ex ante option)

Year	CO ₂ Emission (tCO ₂)	Grid Consumption (GWh)	OM Emission Factor (tCO ₂ /MWh)
2552	82,178,673	136,193.80	0.6034
2551	84,083,369	136,116.14	0.6177
2550	83,500,546	133,981.76	0.6232
Summary	249,762,588	406,291.70	0.6147

การคำนวณค่า Build Margin (BM)

การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor มีวิธีการคำนวณ ดังนี้

- 1) คำนวณจากกลุ่มของโรงไฟฟ้าที่เริ่มเดินระบบล่าสุดจำนวน 5 โรง
- 2) คำนวณจากการรวมปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดภายในปีล่าสุด โดยเรียงจากวันเริ่มต้นของสัญญาการขายไฟฟ้า (Commercial Operation Date: COD)

จากวิธีการทั้ง 2 ข้างต้น ให้เลือกวิธีการที่มีปริมาณไฟฟ้ามากกว่ามาใช้คำนวณค่า BM เนื่องจากการคำนวณ พบว่า โรงไฟฟ้าที่เดินระบบล่าสุดจำนวน 5 โรง นั้น มีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยกว่าร้อยละ 20 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ดังนั้น จึงเลือกใช้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้มากกว่าร้อยละ 20 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ดังตารางที่ 6 และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้างกล่าว เป็นดังตารางที่ 7

ตารางที่ 6 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าล่าสุด

Power Unit	Grid Generation ⁷ (GWh)	COD
1. Bangpakong Power Plant (Unit 05)	1,918.11	16-Sep-09
2. South Bangkok Power Plant (Unit 03)	4,745.32	1-Mar-09
3. Chana Power Plant (Unit 01)	4,150.26	15-Jul-08
4. Ratchaburi Power Company Limited (RPCL) (Unit 1&2)	8,153.26	1-Jun-08
5. Gulf Power Generation Co., Ltd. (Unit 1&2)	9,338.68	1-Mar-08
6. BLCP Power Co., Ltd. (Unit 1&2)	10,018.13	1-Feb-07
Summary	38,323.76	
Percentage as of 2009 Grid Generation (145,300.19 GWh)	26.38	

⁷ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2552 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ตารางที่ 7 แสดงปริมาณการเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในตารางที่ 6 ⁸

Fuel type	Fuel Consumption		CO ₂ Emission (kgCO ₂ /Unit)	CO ₂ Emission (tCO ₂)
	Unit	Volume		
Total				20,991,690
Natural Gas	scf.	223,467,679,056	0.0554	12,376,981
Lignite	ton	—	951.7230	—
Bituminous	ton	3,645,721	2,360.1150	8,604,321
Bunker	liter	—	3.0026	—
Diesel	liter	3,929,038	2.6441	10,389

⁸ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2552 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

จากตารางที่ 6 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 38,323.76 GWh (คิดเป็นร้อยละ 26.38 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดของปี 2552 ที่มีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 145,300.19 GWh) และจากตารางที่ 7 ปริมาณเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวได้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เท่ากับ 20,991,690 tCO₂ ดังนั้น การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor จากการใช้สมการที่ 1 ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 8 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.5477 tCO₂/MWh หรือคิดเป็น 547.70 gCO₂/kWh

ตารางที่ 8 แสดงการคำนวณค่า Build Margin Emission Factor

Year	CO ₂ Emission (tCO ₂)	Grid Consumption (GWh)	BM Emission Factor (tCO ₂ /MWh)
2552	20,991,690	38,323.76	0.5477

การคำนวณค่า Combined Margin (CM)

ในการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor นั้น จะสมการการคำนวณดังสมการที่ 2

$EF_{grid,CM,y} = (EF_{grid,OM,y} \times w_{OM}) + (EF_{grid,BM,y} \times w_{BM}) \quad (2)$	
$EF_{grid,CM,y}$	= Combined margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,OM,y}$	= Operating margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,BM,y}$	= Build margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
w_{OM}	= Weighting of operating margin emission factor
w_{BM}	= Weighting of build margin emission factor

ค่า Combined Margin Emission Factor นั้น จะแบ่งการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor ตามประเภทของโครงการ CDM ได้แก่ โครงการ CDM ทั่วไป และโครงการ CDM ประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ ซึ่งจะใช้ค่าถ่วงน้ำหนักที่แตกต่างกันในการคำนวณ ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 แสดงค่าน้ำหนัก (w) ที่ใช้ในการคำนวณค่า CM สำหรับโครงการ CDM ประเภทต่าง ๆ

ประเภทโครงการ CDM	w_{OM}	w_{BM}
โครงการทั่วไป	0.50	0.50
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์	0.75	0.25

จากการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าประจำปี 2552 (2009) โดยใช้วิธีการคำนวณตาม **Annex 14 Methodological Tool (Version 02)** “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” ทำให้ได้ผลการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) จากการใช้สมการที่ 2 โดยสามารถแบ่งค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงการ CDM ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ค่าสำหรับโครงการ CDM ประเภททั่วไป มีค่าเท่ากับ 0.5812 tCO₂/MWh และค่าสำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO₂/MWh ดังแสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 แสดงการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor

ประเภทโครงการ CDM	Emission Factor (tCO ₂ /MWh)		
	EF _{grid,OM}	EF _{grid,BM}	EF _{grid,CM}
โครงการทั่วไป	0.6147	0.5477	0.5812
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์	0.6147	0.5477	0.5980

ตารางอ้างอิง แสดงการเทียบชื่อประเภทของเชื้อเพลิงของรายงานต่าง ๆ

Report ⁹	DEDE ¹⁰ (Thailand)	IPCC ¹¹
Natural Gas	Natural Gas (Dry)	Natural Gas
Lignite	Lignite (Mae Moh)	Lignite
Bituminous	Coal Import	Other Bituminous Coal
Bunker	Fuel Oil	Residual Fuel Oil
Diesel	Diesel	Diesel Oil

⁹ รายงานสรุปผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552

¹⁰ รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2551 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน

¹¹ 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

รายชื่อคณะทำงานเพื่อดำเนินการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

- | | |
|---|----------------------|
| 1. นายชัยวัฒน์ มั่นเจริญ
องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก | ประธานคณะทำงาน |
| 2. นายบัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย
สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร | คณะทำงาน |
| 3. นางสาวอารีรัตน์ อยู่หุ่น
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | คณะทำงาน |
| 4. นายกิตติ คัมภีระ
นักวิชาการอิสระ | คณะทำงาน |
| 5. นางสาวชนาญ บัวเขียว
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | คณะทำงาน |
| 6. นางสมหญิง คุณานพรัตน์
กรมโรงงานอุตสาหกรรม | คณะทำงาน |
| 7. นายเสกสรร แสงดาว
กรมควบคุมมลพิษ | คณะทำงาน |
| 8. นายณณมิตร คินิมาน
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย | คณะทำงาน |
| 9. นางสาวอรศิริ ชวนะพงศ์
การไฟฟ้านครหลวง | คณะทำงาน |
| 10. นางอารมย์ ชีรลีกุล
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค | คณะทำงาน |
| 11. นายรองเพชร บุญช่วยดี
องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก | คณะทำงานและเลขานุการ |

ปริมาณพลังงานของเชื้อเพลิง (ค่าความร้อนสุทธิ)

ENERGY CONTENT OF FUEL (NET CALORIFIC VALUE)

ประเภท(หน่วย)	กิโล- แคลอรี /หน่วย	ตันเทียบเท่า น้ำมันดิบ/ ล้านหน่วย	เมกะจูล /หน่วย	พันบีทียู /หน่วย	TYPE(UNIT)
	kcal / UNIT	toe / 10 ⁶ UNIT	MJ / UNIT	10 ³ Btu / UNIT	
พลังงานเชิงพาณิชย์					COMMERCIAL ENERGY
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. ก๊าซธรรมชาติ					3. NATURAL GAS
3.1 ชื้น (ลูกบาศก์ฟุต)	248	24.57	1.04	0.98	3.1 WET (scf.)
3.2 แห้ง (ลูกบาศก์ฟุต)	244	24.18	1.02	0.97	3.2 DRY (scf.)
4. ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม					4. PETROLEUM PRODUCTS
4.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ลิตร)	6360	630.14	26.62	25.24	4.1 LPG (litre)
4.2 น้ำมันเบนซิน (ลิตร)	7520	745.07	31.48	29.84	4.2 GASOLINE (litre)
4.3 น้ำมันเครื่องบิน (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	4.3 JET FUEL (litre)
4.4 น้ำมันก๊าด (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	4.4 KEROSENE (litre)
4.5 น้ำมันดีเซล (ลิตร)	8700	861.98	36.42	34.52	4.5 DIESEL (litre)
4.6 น้ำมันเตา (ลิตร)	9500	941.24	39.77	37.70	4.6 FUEL OIL (litre)
4.7 ยางมะตอย (ลิตร)	9840	974.93	41.19	39.05	4.7 BITUMEN (litre)
4.8 ปิโตรเลียมโค้ก (กก.)	8400	832.26	35.16	33.33	4.8 PETROLEUM COKE (kg)
5. ไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	860	85.21	3.60	3.41	5. ELECTRICITY (kWh)
6. ไฟฟ้าพลังน้ำ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	2236	221.54	9.36	8.87	6. HYDROELECTRIC (kWh)
7. พลังงานความร้อนใต้พิภพ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	9500	941.24	39.77	37.70	7. GEOTHERMAL (kWh)
8. ถ่านหินนำเข้า (กก.)	6300	624.19	26.37	25.00	8. COAL IMPORT (kg.)
9. ถ่านโค้ก (กก.)	6600	653.92	27.63	26.19	9. COKE (kg.)
10. แอนทราไซต์ (กก.)	7500	743.09	31.40	29.76	10. ANTHRACITE (kg.)
11. อีเทน (กก.)	11203	1110.05	46.89	44.45	11. ETHANE (kg.)
12. โพรเพน (กก.)	11256	1115.34	47.11	44.67	12. PROPANE (kg.)
13. ลิกไนต์					13. LIGNITE
13.1 ลี (กก.)	4400	435.94	18.42	17.46	13.1 LI (kg.)
13.2 กระบี่ (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	13.2 KRABI (kg.)
13.3 แม่เมาะ (กก.)	2500	247.70	10.47	9.92	13.3 MAE MOH (kg.)
13.4 แจคอน(กก.)	3610	357.67	15.11	14.32	13.4 CHAE KHON (kg.)
พลังงานใหม่และหมุนเวียน					NEW & RENEWABLE ENERGY
1. ฟืน (กก.)	3820	378.48	15.99	15.16	1. FUEL WOOD (kg.)
2. ถ่าน (กก.)	6900	683.64	28.88	27.38	2. CHARCOAL (kg.)
3. แกลบ (กก.)	3440	340.83	14.40	13.65	3. PADDY HUSK (kg.)
4. กากอ้อย (กก.)	1800	178.34	7.53	7.14	4. BAGASSE (kg.)
5. ขยะ (กก.)	1160	114.93	4.86	4.60	5. GARBAGE (kg.)
6. ขี้เลื่อย(กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	6. SAW DUST (kg.)
7. วัสดุเหลือใช้ ทางการเกษตร (กก.)	3030	300.21	12.68	12.02	7. AGRICULTURAL WASTE (kg.)
8. ก๊าซชีวภาพ (ลูกบาศก์เมตร)	5000	495.39	20.93	19.84	8. BIOGAS (m ³)

TABLE 1.4
DEFAULT CO₂ EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION¹

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	
					Lower	Upper
		A	B	$C = A + B \times 44 / 12 \times 1000$		
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

TABLE 1.4 (CONTINUED)
DEFAULT CO₂ EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION¹

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	$C = A + B \times 44 / 12 \times 1000$	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 CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.

ตารางแสดงค่าสัดส่วน LC/MR ในแต่ละปี

Generation type	Unit	Electricity Generation			
		EGAT	IPP	SPP	Total
2552					
Total	GWh	66,488.10	64,840.72	13,971.37	145,300.19
Non LC/MR	GWh	59,541.66	64,840.72	11,811.42	136,193.80
LC/MR	GWh	6,946.44	0.00	2,159.95	9,106.39
% of LC/MR	%				6.27
2551					
Total	GWh	63,719.02	67,420.14	14,092.83	145,232.00
Non LC/MR	GWh	56,791.19	67,420.14	11,904.81	136,116.14
LC/MR	GWh	6,927.83	0.00	2,188.03	9,115.86
% of LC/MR	%				6.28
2550					
Total	GWh	67,704.95	62,233.44	14,426.00	144,364.39
Non LC/MR	GWh	59,765.33	62,233.44	11,982.99	133,981.76
LC/MR	GWh	7,939.62	0.00	2,443.02	10,382.64
% of LC/MR	%				7.19
2549					
Total	GWh	70,409.11	55,360.65	13,652.19	139,421.94
Non LC/MR	GWh	62,480.23	55,360.65	11,619.95	129,460.82
LC/MR	GWh	7,928.88	0.00	2,032.23	9,961.12
% of LC/MR	%				7.14
2548					
Total	GWh	66,650.81	51,989.60	13,571.59	132,212.00
Non LC/MR	GWh	60,999.89	51,989.60	11,841.22	124,830.70
LC/MR	GWh	5,650.93	0.00	1,730.37	7,381.30
% of LC/MR	%				5.58