

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010)

จากความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นในปัจจุบัน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นแนวทางสำคัญที่สามารถลดการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้าได้ โดยจะต้องมีการวางแผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านั้นให้เป็นไปอย่างเหมาะสมกับศักยภาพที่มีอยู่ของประเทศ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตจึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) [1] นี้ขึ้น แผนนี้ได้กำหนดให้เป็นแผนฉบับ Green PDP ซึ่งให้ความสำคัญกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า การลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ทางด้านพลังงานหมุนเวียนที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าตาม PDP 2010 นี้ได้มีการปรับปรุงให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [3] หลังจากนั้นจะควบคุมสัดส่วนการผลิตให้ไม่ต่ำกว่า 5 % โดยใช้ผลการประมาณกำลังผลิตจาก VSPP สามารถแสดงแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าสะสมจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 แผนการผลิตพลังไฟฟ้าสะสมจากพลังงานหมุนเวียน [1]

หน่วย MW							
ประเภท	ชีวมวล	แก๊สชีวภาพ	รังสีอาทิตย์	ขยะ	ลม	น้ำ	รวม
ธันวาคม 2552	663.04	49.04	9.23	10.82	3.07	18.33	753.52
ณ สิ้นปี 2565	2,272.04	152.04	707.23	159.32	1,231.07	281.33	4,803.02
ณ สิ้นปี 2573	3,032.04	176.04	1,107.23	183.32	1,321.07	281.33	6,101.02

2.2 มาตรการการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน

การกำหนดมาตรการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมส่งผลให้เกิดการแข่งขันทางด้านเทคโนโลยีที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้า ทำให้ลดต้นทุนทางด้านพลังงาน และเป็นการกระตุ้นให้สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ ประเทศแต่ละประเทศมีการกำหนดมาตรการที่นำมาใช้ในการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนที่แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับแผนการสนับสนุนของรัฐ และศักยภาพของประเทศนั้นๆ มาตรการที่นำมาใช้ในการดำเนินนโยบายของประเทศต่างๆ สามารถ

แบ่งออกได้เป็น 2 มาตรการหลัก [4] ได้แก่ มาตรการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจ (feed-in tariff, FIT) และมาตรการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (renewable portfolio standard, RPS) รายละเอียดของทั้ง 2 มาตรการนี้ ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.2.1 และ 2.2.2

2.2.1 มาตรการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจ (Feed-in Tariff, FIT)

มาตรการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจ เป็นมาตรการรับประกันราคาที่รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยจะได้รับการสนับสนุนราคารับซื้อที่แน่นอนตามนโยบายที่รัฐเป็นผู้กำหนด ซึ่งในแต่ละประเทศก็จะมีราคารับซื้อ และระยะเวลาการสนับสนุนที่ไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ของแต่ละประเทศนั้นๆ [5] มาตรการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจนี้จะช่วยส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งยังเป็นการลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ สามารถแบ่งเบาภาระในด้านการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้งระบบผลิตและจำหน่าย และยังช่วยลดผลกระทบจากการปล่อย CO₂ ให้กับสิ่งแวดล้อมอีกทางหนึ่งด้วย ตัวอย่างของประเทศที่มีการสนับสนุนมาตรการนี้ เช่น เดนมาร์ก เยอรมัน

ประเทศไทยก็มีการใช้มาตรการนี้ในการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเช่นกัน โดยสนับสนุนในด้านของการให้ส่วนเพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้า (adder)

2.2.2 มาตรการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

(Renewable Portfolio Standard, RPS)

มาตรการกำหนดสัดส่วนการผลิตเป็นมาตรการภาครัฐที่กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่รัฐกำหนด การตัดสินใจในการเลือกประเภทของเทคโนโลยีจึงขึ้นอยู่กับกลไกทางการตลาด โดยทั่วไปผู้ผลิตมักเลือกเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด [5] วิธีการดำเนินการสามารถทำได้โดยผู้ผลิตไฟฟ้าตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนเอง หรือซื้อเครดิตจากผู้ผลิตรายย่อย (RPS credit) ซึ่งเป็นใบแสดงสิทธิการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หรือยอมถูกปรับหากไม่สามารถจัดหาพลังงานทดแทนเข้าระบบได้ [6] ตัวอย่างของประเทศที่มีการใช้ เช่น อังกฤษ

ประเทศไทยเคยมีการใช้มาตรการนี้กับผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย แต่ปัจจุบันได้ยกเลิกมาตรการนี้ และเปลี่ยนไปส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากผู้ผลิตเอกชนโดยการให้ค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าแทน

2.2.3 ข้อดี-ข้อเสีย ของมาตรการ FIT และ RPS

มาตรการ FIT และ RPS ที่หลายประเทศได้นำไปใช้มีข้อดี-ข้อเสีย สรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ข้อดี-ข้อเสียของมาตรการ FIT และ RPS [7]

Feed-in Tariff (FIT)	Renewable Portfolio Standard (RPS)
ข้อดี	
- รับประกันรายได้ที่แน่นอน (ราคาและเวลาการสนับสนุนที่แน่นอน) - ผู้ลงทุนไม่มีความเสี่ยงต่อการลงทุน	- ไม่ใช้งบประมาณรัฐ - พัฒนาพลังงานหมุนเวียนอย่างยั่งยืน - การแข่งขันทำให้ราคาต่ำ - รัฐไม่ต้องประเมินภาวะตลาด (รัฐไม่ต้องติดตามผลมาก)
ข้อเสีย	
- รัฐต้องติดตามภาวะตลาด และประเมินต้นทุนและราคาเป็นระยะๆ	- ผู้ประกอบการมีความเสี่ยงต่อการลงทุน

2.3 การสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

การสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Adder) จะให้การสนับสนุนแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) เท่านั้น การสนับสนุนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าแก่ผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP จะให้ในอัตรากาการสนับสนุนคงที่ทุกแหล่งพลังงานหมุนเวียน แต่ในส่วนของ SPP จะให้อัตรากาการสนับสนุนคงที่กับพลังงานหมุนเวียน 3 ชนิด คือ ลม รังสีอาทิตย์ และขยะ ส่วนพลังงานชีวมวลและพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่นๆจะอาศัยการเปิดประมูล ซึ่งจะมีการให้อัตรากาการส่วนเพิ่มตามที่ประกาศไว้วันที่ 13 มีนาคม พ.ศ. 2552 ดังแสดงในตารางที่ 2.3 การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนี้จะให้เพิ่มจากราการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.)

ตารางที่ 2.3 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย [8]

แหล่งพลังงาน หมุนเวียน	กำลังการผลิต (MW)	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า			ระยะเวลาการ สนับสนุน (ปี)
		ปัจจุบัน (บาท/kWh)	พิเศษ* (บาท/kWh)	พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัด ชายแดนภาคใต้ (บาท/kWh)	
น้ำ	0.05 – < 0.2	0.80	1.00	1.00	7
	< 0.05	1.50	1.00	1.00	7
ขยะ	ระบบหมักหรือ หลุมฝังกลบ ขยะ	2.50	1.00	1.00	7
	พลังงานความร้อน	3.50	1.00	1.00	7
ชีวมวล	<= 1	0.50	1.00	1.00	7
	> 1	0.30	1.00	1.00	7
แก๊สชีวภาพ (จากทุกประเภท แหล่งผลิต)	<= 1	0.50	1.00	1.00	7
	> 1	0.30	1.00	1.00	7
ลม	<= 0.05	4.50	1.50	1.50	10
	> 0.05	3.50	1.50	1.50	10
รังสีอาทิตย์(PV)	-	8.00	1.50	1.50	10

หมายเหตุ: * สำหรับผู้ผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล

2.4 การวิเคราะห์ทางเทคนิค

2.4.1 พลังงานน้ำ

การประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำสามารถหาได้จากสมการที่ (2.1)

$$P = 9.81 \eta QH$$
 (2.1)

- โดยที่
- P

คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kW)
- η

คือ ประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้าที่ 75%
- Q

คือ อัตราการไหลของน้ำที่ป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้า (m³/s)
- H

คือ ความสูงหัวน้ำสุทธิ (m)

2.4.2 พลังงานลม

การประเมินหาค่าความเร็วลมที่ระดับความสูงต่างๆ จากข้อมูลลมที่มีอยู่ สามารถหาได้จากสมการที่ (2.2) และ (2.3)

$$\alpha = \frac{\ln \frac{V_z}{V_r}}{\ln \frac{z}{z_r}} \quad (2.2)$$

$$V_z = V_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.3)$$

โดยที่	V_z	คือ ความเร็วลมที่ต้องการทราบค่าที่ระดับความสูง z (m/s)
	V_r	คือ ความเร็วลมที่ระดับความสูง z_r (m/s)
	z	คือ ระดับความสูงที่ต้องการทราบค่าความเร็วลมเหนือพื้นดิน (m)
	z_r	คือ ระดับความสูงที่ทราบค่าความเร็วลมเหนือพื้นดิน (m)
	α	คือ สัมประสิทธิ์แรงเฉือนลม (ไร้หน่วย)

กำลังไฟฟ้าที่กังหันลมผลิตได้สามารถหาได้จากสมการที่ (2.4)

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho_a A_T v^3 \quad (2.4)$$

โดยที่	P	คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (W)
	C_p	คือ สัมประสิทธิ์ของสมรรถนะ (ข้อจำกัดของ Betz) มีค่าสูงสุด $\frac{16}{27}$
	ρ_a	คือ ความหนาแน่นของอากาศ (kg/m^3)
	A_T	คือ พื้นที่ภาคตัดขวางของส่วนหมุน (m^2)
	v	คือ ความเร็วลม (m/s)

2.4.3 พลังงานรังสีอาทิตย์

การประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์รังสีอาทิตย์ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.5) และ (2.6)

$$Q_{\text{solar}} = G_h \times A_{\text{coll}}$$

(2.5)

$$P = Q_{\text{solar}} \times \eta_{\text{plant}}$$

(2.6)

โดยที่	Q_{solar}	คือ ปริมาณรังสีอาทิตย์เฉลี่ยที่ได้รับต่อปี (kWh/ปี)
	G_h	คือ ปริมาณรังสีอาทิตย์ต่อตารางเมตรเฉลี่ยต่อปี (kWh/m ² -yr)
	A_{coll}	คือ พื้นที่ของอุปกรณ์รับรังสีอาทิตย์ (m ²)
	P	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (kWh/ปี)
	η_{plant}	คือ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

2.4.4 พลังงานชีวมวล

การประเมินหาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีสามารถหาได้จากสมการที่ (2.7)

$$E_{\text{out}} = P \times CF$$

(2.7)

โดยที่	E_{out}	คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh/ปี)
	P	คือ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (kW)
	CF	คือ Capacity factor

การประเมินหาปริมาณพลังงานที่ป้อนให้โรงไฟฟ้าสามารถหาได้จากสมการที่ (2.8)

$$E_{\text{in}} = \frac{E_{\text{out}}}{\eta}$$

(2.8)

โดยที่	E_{in}	คือ พลังงานที่ป้อนให้โรงไฟฟ้า (kWh/ปี)
	E_{out}	คือ พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ (kWh/ปี)
	η	คือ ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

2.5 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

2.5.1 การวิเคราะห์หาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่มีการปรับงบประมาณการลงทุนให้เป็นมูลค่าเงินที่เท่ากันทุกๆ ปีหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (levelised electricity cost, LEC) ซึ่งสามารถหาได้จากสมการที่ (2.9)

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

(2.9)

- โดยที่
- LEC

คือ ต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าตามเวลา (บาท/kWh)
- I_t

คือ ค่าการลงทุนในปีที่ t (บาท)
- M_t

คือ ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท)
- F_t

คือ ค่าการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t (บาท)
- E_t

คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีที่ t (บาท)
- r

คือ อัตราส่วนลด (ทศนิยม)

2.5.2 การหามูลค่าเงินปัจจุบันและมูลค่าเงินเฉลี่ยรายปี

มูลค่าเงินในแต่ละปีจะมีมูลค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลา ดังนั้นสามารถหามูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาได้ดังสมการที่ (2.10)

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

(2.10)

- โดยที่
- A

คือ มูลค่าเทียบเท่ารายปี (บาท/ปี)
- P

คือ มูลค่าปัจจุบัน (บาท)
- i

คือ อัตราส่วนลด (ทศนิยม)
- n

คือ อายุโครงการ (ปี)

2.6 การวิเคราะห์หาปริมาณการปล่อย CO₂ จากเชื้อเพลิงฟอสซิล

การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจะมีการปล่อย CO₂ ซึ่งสามารถประเมินปริมาณการปลดปล่อยได้จาก IPCC Methodologies [9] โดยมีขั้นตอนในการหาดังนี้

- ขั้นที่ 1 หาปริมาณการใช้พลังงานในหน่วยปกติ
- ขั้นที่ 2 แปลงหน่วยปริมาณการใช้พลังงานให้เป็นหน่วยพลังงานความร้อน
- ขั้นที่ 3 คูณด้วยแฟกเตอร์การปล่อยคาร์บอนของเชื้อเพลิงฟอสซิล
- ขั้นที่ 4 คำนวณหาการเก็บกักคาร์บอน

ขั้นที่ 5 หาปริมาณคาร์บอนที่สามารถออกซิไดซ์ไปเป็นแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์
 ขั้นที่ 6 แปลงปริมาณคาร์บอนที่ออกซิไดซ์ได้ไปเป็นแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์

โดยมีข้อมูลที่ต้องใช้ในการแปลงค่าดังตารางที่ 2.4 ถึง 2.6 และแสดงวิธีการหาค่าปริมาณการปล่อย CO₂ ได้ดังตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.4 ค่าการแปลงหน่วย [10]

ประเภท(หน่วย)	kcal/Unit	toe/10 ⁶ Unit	MJ/Unit	10 ³ Btu/Unit	Type (Unit)
พลังงานเชิงพาณิชย์					COMMERCIAL ENERGY
1. น้ำมันดิบ (litre)	8680	860.00	36.33	34.44	1. CRUDE OIL (litre)
2. คอนเดนเสท (litre)	7900	782.72	33.07	31.35	2. CONDENSATE (litre)
3. ก๊าซธรรมชาติ					3. NATURAL GAS
3.1 ชื้น (scf.)	248	24.57	1.04	0.98	3.1 WET (scf.)
3.2 แห้ง (scf.)	244	24.18	1.02	0.97	3.2 DRY (scf.)
4. ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม					4. PETROLEUM PRODUCTS
4.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (litre)	6360	630.14	26.62	25.24	4.1 LPG (litre)
4.2 น้ำมันเบนซิน (litre)	7520	745.07	31.48	29.84	4.2 GASOLINE (litre)
4.3 น้ำมันเครื่องบิน (litre)	8250	817.40	34.53	32.74	4.3 JET FUEL (litre)
4.4 น้ำมันก๊าด (litre)	8250	817.40	34.53	32.74	4.4 KEROSENE (litre)
4.5 น้ำมันดีเซล (litre)	8700	861.98	36.42	34.52	4.5 DIESEL (litre)
4.6 น้ำมันเตา (litre)	9500	941.24	39.77	37.70	4.6 FUEL OIL (litre)
4.7 ยางมะตอย (litre)	9840	974.93	41.19	39.05	4.7 BITUMEN (litre)
4.8 ปิโตรเลียมโค้ก (kg)	8400	832.26	35.16	33.33	4.8 PETROLEUM COKE (kg)
5. ไฟฟ้า (kWh)	860	85.21	3.60	3.41	5. ELECTRICITY (kWh)
6. ไฟฟ้าพลังน้ำ (kWh)	2236	221.54	9.36	8.87	6. HYDROELECTRIC (kWh)
7. พลังงานความร้อนใต้พิภพ (kWh)	9500	941.24	39.77	37.70	7. GEOTHERMAL (kWh)
8. ถ่านหินนำเข้า (kg)	6300	624.19	26.37	25.00	8. COAL IMPORT (kg)
9. ถ่านโค้ก (kg)	6600	653.92	27.63	26.19	9. COKE (kg)
10. แอนทราไซต์ (kg)	7500	743.09	31.40	29.76	10. ANTHRACITE (kg)
11. อีเทน (kg)	11203	1110.05	46.89	44.45	11. ETHANE (kg)
12. โปรเพน (kg)	11256	1115.34	47.11	44.67	12. PROPANE (kg)
13. ลิกไนต์					13. LIGNITE
13.1 ลิ (kg)	4400	435.94	18.42	17.46	13.1 LI (kg)
13.2 กระบี่ (kg)	2600	257.60	10.88	10.32	13.2 KRABI (kg)
13.3 แม่มาะ (kg)	2500	247.70	10.47	9.92	13.3 MAE MOH (kg)
13.4 แจ้คอน (kg)	3610	357.67	15.11	14.32	13.4 CHAE KHON (kg)

ตารางที่ 2.4 ค่าการแปลงหน่วย [10] (ต่อ)

ประเภท(หน่วย)	kcal/Unit	toe/10 ⁶ Unit	MJ/Unit	10 ³ Btu/Unit	Type (Unit)
พลังงานใหม่และหมุนเวียน					NEW & RENEWABLE ENERGY
1. ฟืน (kg)	3820	378.48	15.99	15.16	1. FUEL WOOD (kg)
2. ถ่าน (kg)	6900	683.64	28.88	27.38	2. CHARCOAL (kg)
3. แกลบ (kg)	3440	340.83	14.40	13.65	3. PADDY HUSK (kg)
4. กากอ้อย (kg)	1800	178.34	7.53	7.14	4. BAGASSE (kg)
5. ขยะ (kg)	1160	114.93	4.86	4.60	5. GARBAGE (kg)
6. ขี้เลื่อย(kg)	2600	257.60	10.88	10.32	6. SAW DUST (kg)
7. วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร (kg)	3030	300.21	12.68	12.02	7. AGRICULTURAL WASTE (kg)
8. ก๊าซชีวภาพ (m ³)	5000	495.39	20.93	19.84	8. BIOGAS (m ³)

ตารางที่ 2.5 Carbon emission factor [9]

Fuel	Carbon emission factor (t C/TJ)
Liquid fossil	
Primary fuels	
Crude oil	20.0
Orimulsion	22.0
Natural Gas Liquids	17.2
Secondary fuels/Products	
Gasoline	18.9
Jet Kerosene	19.5
Other Kerosene	19.6
Shale oil	20.0
Gas/Diesel oil	20.2
Residual fuel oil	21.1
LPG	17.2
Ethane	16.8
Naphtha	20.0
Bitumen	22.0
Lubricants	20.0

ตารางที่ 2.5 Carbon emission factor (ต่อ) [9]

Fuel	Carbon emission factor (t C/TJ)
Petroleum Coke	27.5
Refinery Feedstocks	20.0
Refinery Gas	18.2
Other oil	20.0
Solid fossil	
<i>Primary fuels</i>	
Anthracite	26.8
Coking Coal	25.8
Other Bituminous Coal	25.8
Sub-Bituminous Coal	26.2
Lignite	27.6
Oil Shale	29.1
Peat	28.9
<i>Secondary Fuels/Products</i>	
BKB & Patent Fuel	25.8
Coke Oven/Gas Coke	29.5
Coke Oven Gas	13.0
Blast Furnace Gas	66.0
Gaseous fossil	
Natural Gas (Dry)	15.3
Biomass	
Solid biomass	29.9
Liquid biomass	20.0
Gas biomass	30.6



ตารางที่ 2.6 Fraction of carbon oxidized [9]

Fuel	Fraction of carbon oxidized
Coal	0.98
Oil and Oil products	0.99
Gas	0.995
Peat for electricity generation	0.99

ตารางที่ 2.7 สรุปวิธีการหาปริมาณการปล่อย CO₂ จากเชื้อเพลิงฟอสซิล [9]

ชนิด เชื้อเพลิง ฟอสซิล	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	Apparent Consumption	Conversion Factor (MJ/unit)	Apparent Consumption (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Net Carbon Emissions (t C)	Net Carbon Emissions (Gg C)	Fraction of Carbon Oxidised	Actual Carbon Emissions (Gg C)	Actual CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)	Actual CO ₂ Emissions (M ton CO ₂)
			C = AxB		E=CxD	F=E/1000		H=FxG	I=Hx44/12	J = I/1000

2.7 การคำนวณเครดิต

การวิเคราะห์มูลค่าการขายคาร์บอนเครดิตจะมีปัจจัยที่สำคัญดังนี้

ในการหามูลค่าการขายคาร์บอนเครดิต

สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

ห้องสมุดงานวิจัย

วันที่..... 05 ต.ค. 2555

เลขทะเบียน..... 249121

เลขเรียกหนังสือ.....

2.7.1 การคำนวณปริมาณการลดแก๊สเรือนกระจก

โครงการที่จะได้รับการขึ้นทะเบียนเป็นโครงการ CDM ต้องแสดงให้เห็นว่าสามารถลดแก๊สเรือนกระจกได้ ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่เป็นผลจากการดำเนินโครงการ (project emission) นั้นจะต้องน้อยกว่าปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในกรณีที่ไม่มีโครงการ หรือกรณีฐาน (baseline emission) [11] โดยมีหลักการพื้นฐาน ดังสมการที่ (2.11)

GHG Emission Reduction = Baseline emission - (Project emission+Leakage) (2.11)

โดยที่ GHG Emission Reduction คือ ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ลดได้

Baseline emission	คือ ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในกรณีฐาน
Project emission	คือ ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ
Leakage	คือ ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่เกิดขึ้นอันเนื่องมาจากโครงการแต่เกิดขึ้นภายนอกขอบเขตของโครงการ

ในการวิจัยนี้เลือกใช้ปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็น Baseline emission เทียบกับปริมาณการปล่อยแก๊สเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เป็น Project emission

2.7.2 ระยะเวลาการคิดเครดิตของโครงการ CDM

การคิดเครดิตของโครงการแบ่งออกเป็น 2 แบบ [11] คือ

1. ช่วงเวลาแบบต่ออายุได้ (renewable crediting period) มีระยะเวลา 7 ปี และสามารถต่ออายุได้ 2 ครั้ง รวมระยะเวลาสูงสุดในการคิดเครดิต 21 ปี
2. ช่วงเวลาแบบคงที่ (fixed crediting period) กำหนดเวลาสูงสุด 10 ปี ไม่สามารถต่ออายุได้

2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องต่อการศึกษานี้ได้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.8.1 ค่าใช้จ่ายนอกต้นทุน (External Cost) จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายนอกต้นทุนจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลมีดังนี้

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) [12] ได้ศึกษานโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2 เรื่อง การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดแก๊สเรือนกระจก ซึ่งได้มีการประมาณการมูลค่าผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 พบว่า มูลค่าผลกระทบภายนอกของ CO₂ มีค่า 0.08 บาท/kWh SO_x มีค่า 0.01 บาท/kWh NO_x มีค่า 0.03 บาท/kWh และ PM10 มีค่าผลกระทบน้อยมากจนเกือบไม่มีมูลค่า

Greentower [13] ได้ศึกษาปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าต่างๆ พบว่า ปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงจากถ่านหินลิกไนซ์ที่อายุโครงการ 40 ปี มีค่า 1.14 kg/kWh เชลล์สร้างสีอาทิตย์ที่อายุโครงการ 20-30 ปี มีค่า 0.11 kg/kWh พลังงานลมที่อายุโครงการ 20-30 ปี มีค่า 0.017 kg/kWh และพลังงานน้ำที่อายุโครงการ 60 ปี มีค่า 0.014 kg/kWh

ณัฐ วรยศ และคณะ [14] ได้ศึกษาปริมาณมลพิษต่อการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากไม้โตเร็วจำนวน 1 kWh พบว่า มีมลพิษการผลิตไฟฟ้าจากไม้โตเร็วของโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำขนาด 50 kW คือ 0.1946-0.2308 kg_{CO2-equiv}/kWh หรือคิดเป็น 0.0033-0.0046 kg_{SO2-equiv}/kWh

วีรชัย ออาจหาญ [15] ได้ศึกษามลพิษสิ่งแวดล้อมจากโรงไฟฟ้าชีวมวลระบบแก๊สซิฟิเคชัน ขนาด 100 kW พบว่า มีปริมาณ CO₂ NO₂ และ NO ที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้า คือ 0.19035, 0.00031 และ 0.000004 kg/kWh ตามลำดับ

2.8.2 ต้นทุน ส่วนเพิ่มและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับต้นทุน ส่วนเพิ่มและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมีดังนี้

2.8.2.1 พลังงานน้ำ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำสามารถสรุปได้ดังนี้

ปริดา วิบูลย์สวัสดิ์ [16] ได้ศึกษาศักยภาพเขื่อนพลังงานน้ำขนาดเล็ก และขนาดเล็กมากในประเทศไทย จากการประเมินศักยภาพพลังน้ำในการผลิตไฟฟ้าของกลุ่มน้ำปิง ชี ยม และมูล พบว่าศักยภาพที่คาดว่าจะเป็นไปได้ คือ ไม่ต่ำกว่า 1,500 MW ที่การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 1.50 บาท/kWh และอาจจะสูงถึง 3,000 MW ที่การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 3.50 บาท/kWh

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) [12] ได้ศึกษานโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2 เรื่อง การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดแก๊สเรือนกระจก ซึ่งได้หาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำที่ระยะคืนเงินกู้ใน 5 ปี และ 10 ปี พบว่า ส่วนเพิ่มที่ระยะคืนเงินกู้ใน 5 ปี และ 10 ปี ที่ขนาดโรงไฟฟ้าน้อยกว่า 50 kW มีค่า 3.09 และ 2.56 บาท/kWh ตามลำดับ ที่ขนาดโรงไฟฟ้า 50-5,000 kW มีค่า 1.34 และ 0.24 บาท/kWh ตามลำดับ และที่ขนาดโรงไฟฟ้า 5,000-10,000 kW มีค่า 0.29 และ -0.50 บาท/kWh ตามลำดับ โดยมีราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 2.41 บาท/kWh

ธนพร สุปรียศิลป์ และคณะ [17] ได้ศึกษากฎหมายกับการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ป่าใน
ลุ่มน้ำปิง พบว่า มีโครงการที่มีศักยภาพสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้จำนวน 64 โครงการ มีศักยภาพใน
การผลิตไฟฟ้า 251.46 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 761.64 GWh/ปี แต่เนื่องด้วยพื้นที่บางพื้นที่ติด
ข้อจำกัดด้านกฎหมายพื้นที่ป่าไม้ ไม่สามารถอนุญาตได้จึงเหลือโครงการที่สามารถนำมาพัฒนาเพื่อ
ผลิตไฟฟ้าได้ 46 โครงการ มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า 205.785 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
511.55 GWh/ปี โดยมีเกณฑ์ในการเลือกโครงการ คือ โครงการจะต้องมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่
100 kW ขึ้นไป ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่อัตราส่วนลด 8% มีค่าอยู่ระหว่าง 0.83-11.32 บาท/kWh

ปริญญา จินดาประเสริฐ และคณะ [18] ได้ศึกษาศักยภาพและพัฒนาพลังงานน้ำเพื่อการผลิต
กระแสไฟฟ้าในพื้นที่ลุ่มน้ำชี พบว่า มีโครงการที่มีศักยภาพสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้จำนวน
70 โครงการ มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า 36.08 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 129.89 GWh/ปี โดยมี
เกณฑ์ในการเลือกโครงการ คือ โครงการจะต้องมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 5 kW ขึ้นไป ต้นทุนการ
ผลิตไฟฟ้าที่อัตราส่วนลด 8% มีค่าอยู่ระหว่าง 0.89-28 บาท/kWh

สมชาย มณีวรรณ และคณะ [19] ได้ศึกษาศักยภาพและพลังงานน้ำเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในพื้นที่
ลุ่มน้ำยม พบว่า มีโครงการที่มีศักยภาพสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้จำนวน 52 โครงการ มีศักยภาพใน
การผลิตไฟฟ้า 31.242 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 135.13 GWh/ปี แต่เนื่องด้วยพื้นที่บางพื้นที่ติด
ข้อจำกัดด้านกฎหมายพื้นที่ป่าไม้ ไม่สามารถอนุญาตได้จึงเหลือโครงการที่สามารถนำมาพัฒนาเพื่อ
ผลิตไฟฟ้าได้ 46 โครงการ มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า 24.117 MW พลังงานที่ผลิตได้
102.41 GWh/ปี ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่อัตราส่วนลด 10% มีค่าอยู่ระหว่าง 0.58-52.8 บาท/kWh

2.8.2.2 พลังงานลม งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมสามารถสรุปได้ดังนี้

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) [12] ได้ศึกษานโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการ
ใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2 เรื่อง การ
ประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและ
ลดแก๊สเรือนกระจก ซึ่งได้หาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ระยะคืนเงินกู้ใน 5 ปี และ
10 ปี พบว่า ส่วนเพิ่มที่ระยะคืนเงินกู้ใน 5 ปี และ 10 ปี ที่ความเร็วลมน้อยกว่า 6 m/s มีค่า 7.49 และ
5.84 บาท/kWh ตามลำดับ และที่ความเร็วลมสูงกว่า 6 m/s มีค่า 4.09 และ 3.19 บาท/kWh ตามลำดับ
โดยมีราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 2.41 บาท/kWh

ณัฐวุฒิ ดุษฎี และคณะ [20] ได้ศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในเขตภาคเหนือตอนบน พบว่า ตามขอดคอยตามสถานีวัดลมมีพื้นที่ว่างสำหรับการติดตั้งฟาร์มกังหันลม Bonus ขนาด 1 MW ความเร็วลมเฉลี่ย 4 m/s ขึ้นไป ที่ระดับความสูง 80 m ได้ 68 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 159.938 GWh/ปี แต่มีพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงและพร้อมติดตั้งได้ทันที 3 พื้นที่ ศักยภาพการผลิตไฟฟ้ารวม 9 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 18.704 GWh/ปี ได้แก่ ก้อลม 4 MW มีต้นทุนอยู่ระหว่าง 1.91-2.28 บาท/kWh ม่อนล้าน 2 MW มีต้นทุนอยู่ระหว่าง 1.90-2.26 บาท/kWh และแม่แฮ 3 MW มีต้นทุนอยู่ระหว่าง 1.89-2.25 บาท/kWh

จอมภพ แวศักดิ์ และคณะ [21] ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมตามแนวชายฝั่งทะเลทางภาคใต้ของประเทศไทย พบว่า การติดตั้งฟาร์มกังหันลมในพื้นที่การเกษตรโดยเฉพาะพื้นที่นาข้าว กังหันลม Vestas V80 ขนาด 2 MW ความเร็วลมเฉลี่ย 4 m/s ขึ้นไป ที่ระดับความสูง 100 m ตามแนวชายฝั่งทะเลมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า 1,266 MW พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 4,356.735 GWh/ปี มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 0.55-2.41 บาท/kWh

2.8.2.3 พลังงานรังสีอาทิตย์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์รังสีอาทิตย์สามารถสรุปได้ดังนี้

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) [12] ได้ศึกษานโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2 เรื่อง การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดเก๊าส์เรือนกระจก ซึ่งได้หาค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานรังสีอาทิตย์ที่ระยะคืนเงินกู้ใน 5 ปี และ 10 ปี พบว่า ส่วนเพิ่มที่ระยะคืนเงินกู้ใน 5 ปี และ 10 ปี ที่ต้นทุนระบบ 150 บาท/W มีค่า 23.09 และ 15.99 บาท/kWh ตามลำดับ และที่ต้นทุนระบบ 250 บาท/W มีค่า 40.59 และ 28.14 บาท/kWh ตามลำดับ โดยมีราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 2.41 บาท/kWh

นิตินัย ชินสุวรรณ [22] ได้ศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย พบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์รังสีอาทิตย์ที่อัตราส่วนลด 1.25-10% ในกรณีขายคาร์บอนเครดิตมีค่าอยู่ระหว่าง 5.899-12.458 บาท/kWh

2.8.2.4 พลังงานชีวมวล งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลโดยใช้ไม้ไผ่เร็วเป็นเชื้อเพลิงสามารถสรุปได้ดังนี้

ณัฐ วรยศ และคณะ [14] ได้ศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าระดับชุมชนจากไม้โตเร็ว โดยทำการเปรียบเทียบระบบกังหันไอน้ำกับระบบแก๊สซิฟิเคชันขนาด 50 kW พบว่า ที่การปลูกไม้โตเร็ว ระยะ 1x1 เมตรมีปริมาณผลผลิตไม้ที่อายุ 3 ปี มีค่า 14 ตัน/ไร่ ค่าความร้อนของไม้โตเร็วที่ความชื้น 40% มีค่า 12.3 MJ/kg ระบบกังหันไอน้ำที่มีประสิทธิภาพ 7.2% จะต้องใช้พื้นที่ในการปลูกไม้โตเร็ว 576 ไร่ มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า 5.61 บาท/kWh ส่วนระบบแก๊สซิฟิเคชันที่มีประสิทธิภาพ 9% จะต้องใช้พื้นที่ปลูกไม้โตเร็ว 314 ไร่ มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า 4.41 บาท/kWh (อัตราส่วนลด 6.875%)

วีรชัย อาจหาญ [15] ได้ศึกษาด้านแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน (ระยะที่ 2) พบว่า การผลิตไฟฟ้าจากไม้โตเร็วโดยระบบแก๊สซิฟิเคชันโดยการนำเอาความร้อนเหลือทิ้งจากเครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้เพื่อการอบแห้งไม้โตเร็วให้เหลือความชื้น 15% ก่อนเข้าสู่กระบวนการ สามารถเพิ่มประสิทธิภาพรวมของระบบได้สูงถึง 46.45% ไม้กระถินยักษ์ที่ผ่านกระบวนการสับ/ย่อย คัดแยก และอบแห้ง จะมีราคา 332 บาท/ตัน ราคาวัตถุดิบ 400 บาท/ตัน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้ามีค่า 732 บาท/ตัน ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบจากการวิจัยนี้มีค่า 3.25 บาท/kWh และยังมีการนำขี้เถ้ามาทำถ่านอัดแท่งขายจะได้ผลตอบแทนเพิ่มอีก 0.64 บาท/kWh

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) [23] ได้ศึกษาศักยภาพชีวมวลเพื่อการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากไม้โตเร็ว พบว่า การปลูกไม้ยูคาลิปตัสในพื้นที่ป่าเสื่อมโทรมจำนวน 1.7 ล้านไร่ มีผลผลิตโดยเฉลี่ยไร่ละ 10 ตัน ที่ประสิทธิภาพการเปลี่ยนความร้อนเป็นไฟฟ้า 20% จะมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าประมาณ 510 MW และหากปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าเป็น 25% คาดว่าจะมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1,298 MW

จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเหล่านี้ได้ทำการศึกษาด้านทุนและส่วนเพิ่มจากภาคการปฏิบัติซึ่งเป็นแหล่งข้อมูลที่มีความน่าเชื่อถือ แต่เนื่องด้วยงานวิจัยเหล่านี้มีการวิจัยต่างเวลา ทำให้ต้นทุนพลังงานหมุนเวียนจากการวิจัยแต่ละแหล่งไม่อาจจะนำมาเปรียบเทียบกันได้ งานวิจัยนี้จึงได้ทำการกำหนดสมมติฐานทางเศรษฐศาสตร์ของตัวแปรที่เกี่ยวข้องให้มีค่าเดียวกัน เพื่อให้สามารถนำต้นทุนจากแหล่งต่างๆ มาเปรียบเทียบกันได้ อีกทั้งยังสามารถหาค่าส่วนเพิ่มตามระยะเวลาการสนับสนุนที่เหมาะสมได้ ส่งผลให้สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ตามแผนที่กำหนด