

บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1) ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้อง

หลักการวิเคราะห์ต้นทุนผลประโยชน์-เพื่อการวิเคราะห์โครงการพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การกำหนดค่าทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมในการวิเคราะห์โครงการ (Valuation) ทำการกำหนดค่าด้วยเหตุผลสำคัญ 2 ประการ

1. ช่วยให้การตัดสินใจเลือกโครงการมีประสิทธิภาพดีขึ้น

เพราะต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมที่ถูกทำลายไปจะถูกนำมาเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนทางตรงของ โครงการ มิฉะนั้นแล้วต้นทุนของโครงการจะมีค่าต่ำกว่าที่ควรจะเป็น ซึ่งมีผลทำให้การตัดสินใจเลือกโครงการไม่มีประสิทธิภาพ

2. ช่วยในการตัดสินใจว่าทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมอันใดอันหนึ่งควรจะถูกนำไปใช้ประโยชน์สำหรับวัตถุประสงค์ใดในระหว่าง 2 วัตถุประสงค์ที่แข่งขันกันหรือขัดแย้งกัน

ผู้ได้รับประโยชน์จากโครงการ

บุคคลที่จะได้รับประโยชน์คือกลุ่มบุคคลที่เกิดขึ้นจากโครงการของรัฐ หรือกลุ่มบุคคลที่จะใช้สาธารณูปโภคที่ผลิตขึ้นมาโดยโครงการของรัฐวิสาหกิจ เช่น เกษตรกรที่จะได้รับน้ำจากโครงการชลประทานของรัฐผู้ใช้ทางด่วนซึ่งต้องจ่ายค่าผ่านทางและรวมถึงผู้ใช้ถนนธรรมดาที่ใช้อยู่เดิมแต่มีการจราจรเบาบางลง

ผลประโยชน์ของโครงการจะถูกประเมินได้ก็ต่อเมื่อได้ทราบว่าเป็นใครคือผู้ได้รับประโยชน์จากโครงการมีจำนวนเท่าไร และแต่ละคนได้รับประโยชน์มากน้อยเพียงไร

อายุโครงการ

คือช่วงระยะเวลาหรือจำนวนปีที่คาดว่าโครงการจะยังใช้ประโยชน์ได้ เช่น

ปีที่ 1 โครงการถูกนำไปปฏิบัติ

2

3

.

.

N โครงการหยุดดำเนินการ

ในที่นี้อายุโครงการคือ N ปี

อายุโครงการต้องถูกกำหนดให้เหมาะสม ถ้าอายุโครงการถูกกำหนดให้ยาวกว่าที่ควรจะเป็น ผลประโยชน์ของโครงการก็จะถูกประมาณสูงกว่าที่ควรจะเป็น

ถ้าอายุโครงการถูกกำหนดให้สั้นกว่าที่ควรจะเป็นผลประโยชน์ของโครงการก็จะถูกประมาณต่ำกว่าที่ควรจะเป็น

การวิเคราะห์ทางการเงินและการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ

จะใช้วิธีการวิเคราะห์ทางการเงินหรือวิธีการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ หรือทั้ง 2 วิธี ขึ้นอยู่กับว่าโครงการนั้นใครเป็นผู้ลงทุนในโครงการ และอะไรคือแรงดึงดูดใจในการทำโครงการซึ่งทำให้สามารถแบ่งโครงการออกได้เป็น 3 กลุ่ม

1. โครงการภาคเอกชน

เอกชน

ริเริ่ม -

นำไปปฏิบัติ -

ดำเนินการ -

ลงทุน -

แรงดึงดูดใจคือกำไร ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางการเงิน

2. โครงการภาครัฐ

รัฐบาล

ริเริ่ม -

นำไปปฏิบัติ -

-ดำเนินการ

ลงทุน -

แรงดึงดูดใจคือสวัสดิการที่เกิดแก่สังคม ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ

3. โครงการภาครัฐวิสาหกิจ

รัฐวิสาหกิจ

ริเริ่ม -

นำไปปฏิบัติ -

ดำเนินการ -

ลงทุน -

แรงดึงดูดใจคือผลกำไรและผลตอบแทนทางเศรษฐกิจแก่สังคมโดยรวม ใช้วิธีการวิเคราะห์ทางการเงินและทางเศรษฐกิจ

การคำนวณตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ

ตัวชี้วัดความคุ้มค่ามีประโยชน์ในการตัดสินใจเลือกโครงการใน 2 สถานการณ์

1. ไม่มีข้อจำกัดในเรื่องจำนวนโครงการที่จะเลือกนำไปปฏิบัติตัดสินใจว่าโครงการใดจะถูกยอมรับหรือจะถูกปฏิเสธในการนำไปปฏิบัติ
2. มีข้อจำกัดในเรื่องจำนวนโครงการที่จะเลือกนำไปปฏิบัติตัดสินใจว่าโครงการใดจะถูกนำไปปฏิบัติ หรือจะถูกเลื่อนเวลาออกไปหรือจะถูกยกเลิก

ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน [4] ที่ใช้เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบโครงการทางด้านพลังงานสำหรับการลงทุน มี 4 ตัว คือ

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV)
2. อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio หรือ BCR)
3. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR)
4. ระยะคืนทุน (Payback period: PP)

โดยละเอียดของการคำนวณและหลักของการวิเคราะห์ของแต่ละตัวชี้วัดมีดังต่อไปนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิของโครงการ อาจหาได้จากสูตรต่อไปนี้

$$NPV = (B_0 - C_0) + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+r)} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+r)^2} + \dots + \frac{(B_n - C_n)}{(1+r)^n}$$

$$\text{หรือ} = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} \quad \text{หรือ} = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

โดยที่ B_t = มูลค่าของผลประโยชน์จากโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t

C_t = มูลค่าของต้นทุนจากโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t

r = อัตราคิดลด (discount rate)

n = อายุของโครงการหรือปีที่สิ้นสุดอายุของโครงการ

ในการพิจารณาโครงการหนึ่ง โดยผู้ลงทุนต้องการทราบเพียงแต่ว่าโครงการนี้มีผลทางเศรษฐกิจอยู่ในเกณฑ์ที่จะลงทุนได้หรือไม่ ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) จะช่วยในการตัดสินใจได้ ดังนี้ คือ ถ้า NPV มีค่ามากกว่าศูนย์ย่อมหมายความว่าโครงการนั้นให้ผลคุ้มค่าทางเศรษฐกิจและอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ แต่ถ้าค่า NPV น้อยกว่าศูนย์ โครงการนั้นก็ไม่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ และถ้าค่า NPV ของโครงการเท่ากับศูนย์พอดีแสดงว่าการเลือกลงทุนหรือไม่สำหรับโครงการนั้นจะไม่มีผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจแต่อย่างใด

2. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: B/C)

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนหมายถึงอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนทั้งหมด ซึ่งแสดงได้ดังสูตรต่อไปนี้

$$\frac{B}{C} = \frac{B_0 + \frac{B_1}{(1+r)} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n}}{C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n}}$$

โครงการที่เป็นที่ยอมรับได้ตามหลักเกณฑ์นี้ คือโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์มากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุน นั่นคือ โครงการจะเป็นที่ยอมรับเมื่อ B/C มีค่ามากกว่าหนึ่ง

3. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราดอกเบี้ย (หรืออัตราคิดลด) สูงสุดที่โครงการจะสามารถจ่ายให้กับทรัพยากรต่างๆ ซึ่งเมื่อจ่ายแล้วโครงการนั้นจะยังคงมีผลประโยชน์เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ หรืออาจเขียนได้เป็นสมการดังนี้

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}$$

$$\text{หรือ} \quad NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = 0$$

โดยที่ i คือ อัตราผลตอบแทนภายใน

การตัดสินใจที่จะลงทุนหรือไม่สำหรับโครงการนั้น ให้พิจารณาจากค่า i เปรียบเทียบกับอัตราคิดลดของสังคม (r) คืออัตราผลตอบแทนหรืออัตราราคาซื้อขายขั้นต่ำที่จะทำให้สังคมยอมเลื่อนการบริโภคในปัจจุบันไปเพื่อการบริโภคในอนาคตที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ถ้าโครงการใดมีค่า i สูงกว่า r โครงการนั้นก็อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับและสามารถลงทุนได้ เพราะถ้าอัตราผลตอบแทนของโครงการนั้นสูงกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่สังคมยอมรับได้ สังคมย่อมได้รับความพอใจเพิ่มขึ้น

4. ระยะคืนทุน (Payback period: PP)

ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับค่าลงทุนของโครงการ การคำนวณหาระยะคืนทุนจึงอาจคำนวณหาได้ง่ายๆ ดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุน} / \text{ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี}$$

จะเห็นว่า จากตัวชี้วัดข้างต้น สามารถแสดงความน่าสนใจในการลงทุนได้ทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน แต่จะมีความแตกต่างกันดังนี้

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นแก่สังคมในการนำทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตไปใช้ในการนำโครงการไปปฏิบัติและดำเนินการ รวมทั้งผลประโยชน์ของโครงการอื่นๆ หรือบุคคลอื่นๆ ที่สูญเสียไปเพราะโครงการใหม่นี้ถูกนำไปปฏิบัติและดำเนินการ ทั้งนี้ไม่รวมภาษีเพราะคนในสังคมได้จ่ายไปแล้ว

การวิเคราะห์ทางการเงิน

ค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตต่างๆ รวมทั้งภาษีในการนำโครงการไปปฏิบัติและดำเนินโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์นั้นประกอบไปด้วย ค่าตัวแปรหรือค่าปัจจัยต่าง ๆ ในการวิเคราะห์ เช่น เงินลงทุน มูลค่าซาก ค่าปฏิบัติการรายปี อายุการใช้งาน อัตราการผลิต ต้นทุนวัตถุดิบ และอื่น ๆ นอกจากนั้น อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และอัตราเงินเฟ้อก็เป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการวิเคราะห์ ค่าต่าง ๆ เหล่านี้ เป็นค่าที่เกิดจากการประมาณ เพื่อช่วยในการตัดสินใจ โดยส่วนใหญ่มีค่าไม่ถูกต้องมากนักเพียงแค่ประมาณให้ใกล้เคียงความจริงมากที่สุด ซึ่งการวิเคราะห์ความอ่อนไหวก็คือการคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (NPV) หรือ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) หรือค่าอื่น ๆ ใหม่เมื่อปัจจัยต่างเปลี่ยนไป เช่น เงินลงทุนเปลี่ยน อัตราส่วนลดเปลี่ยนเป็นต้น เพื่อดูว่าการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยเหล่านั้นมีผลต่อโครงการอย่างไร

2.2) ทฤษฎีการวิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”[1] กำหนดสัดส่วนของการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยคำนวณจาก

ปริมาณการปลดปล่อยที่ลดลง = ปริมาณการปลดปล่อยพื้นฐาน - ปริมาณการปลดปล่อยของโครงการ - ปริมาณการปลดปล่อยที่ไม่ได้ควบคุม

Emission Reduction = Baseline Emission - Project Emission – Leakage

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

โดยที่ ER_y = ปริมาณการปลดปล่อยที่ลดลง) Emission Reduction)
 BE_y = ปริมาณการปลดปล่อยพื้นฐาน) Baseline Emission)
 PE_y = ปริมาณการปลดปล่อยของโครงการ (Project Emission)
 L_y = ปริมาณการปลดปล่อยที่ไม่ได้ควบคุม (Leakage)

ซึ่งในกรณีของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่มี leakage และ project emission

$$ER_y = BE_y$$

โดยที่
 ER_y = ปริมาณการปลดปล่อยในปี y (Emission reductions in year y : t CO₂e/y)
 BE_y = ปริมาณการปลดปล่อยในปีฐาน (Baseline Emission in year y : t CO₂e/y)

การคำนวณของ Baseline Emission

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}) \cdot EF_y$$

โดยที่
 BE_y = Baseline emissions (in tCO₂)
 EG_y = Electricity supplied by the project activity to the grid (in MWh)
 $EG_{baseline}$ = Baseline electricity supplied to the grid in the case of modified or retrofit facilities (in MWh)
 EF_y = Baseline emissions factor (in tCO₂/ MWh)

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} \cdot EF_{grid,OMy} + w_{BM} \cdot EF_{grid,BM,y}$$

โดยที่
 $EF_{grid,CM,y}$ = Baseline emission factor (tCO₂/MWh)

w_{OM}	= Operation Margin weight, which is 0.5 by default
w_{BM}	= Build Margin weight, which is 0.5 by default
$EF_{grid,OM,y}$	= Operational Margin emission factor (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,BM,y}$	= Build Margin emission factor (tCO ₂ /MWh)
y	= refers to a given year

การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมากกว่าร้อยละ 70 มาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติซึ่งไม่ใช่แหล่งพลังงาน low-cost/ must run ดังนั้นแหล่ง low cost/must run มีสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าร้อยละ 30 จึงสามารถใช้วิธีการคำนวณอย่างง่ายของ OM ได้

$$EF_{grid,OMSimple} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,j}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

โดยที่

$EF_{grid,OMSimple}$	= Simple operating margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,m,y}$	= Amount of fossil fuel type i consumed by power plant/ unit m 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)
$EF_{CO_2,i,j}$	= CO ₂ emission factor of fossil fuel type i in year y (tCO ₂ /GJ)
$EG_{m,y}$	= Net electricity generated and delivered to the grid by power plant/ unit m in year y (MWh)

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

โดยที่

$EF_{grid,BM,y}$	= Build margin CO ₂ emission factor in year y (t CO ₂ /MWh)
$EG_{m,y}$	= Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit m in year y (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	= CO ₂ emission factor of power unit m in year y (tCO ₂ /MWh)

ศึกษาการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยใช้การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า 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
EFgrid, CM,y	tCO ₂ /MWh	Combined margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid, OM,y		Operating margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid, BM, y		Build margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y

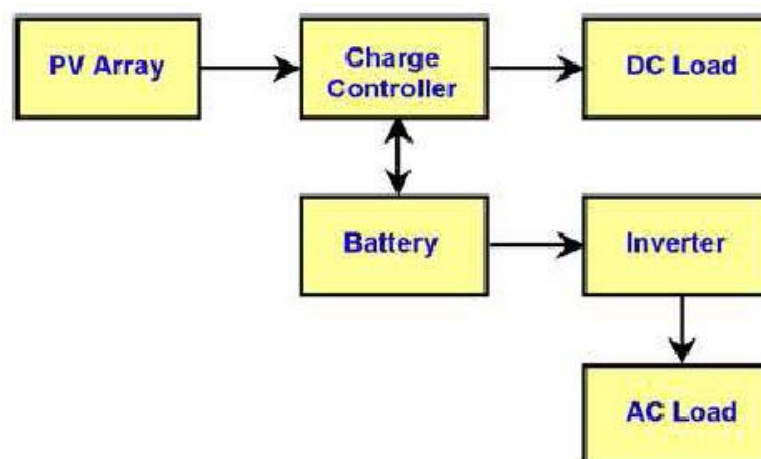
ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ๖ ที่คำนวณได้ตาม วิธีการดังกล่าว สามารถนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการ กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งดำเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้า ระบบสายส่งของประเทศไทย

จากการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ๖ ประจำปี 2552 (2009) โดยใช้วิธีการคำนวณตาม **Annex 14 Methodological Tool (Version 02) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”** ทำให้ได้ผลการคำนวณ ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) จากการใช้สมการที่ 2 โดยสามารถแบ่งค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการ ผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงการ CDM ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ค่าสำหรับโครงการ CDM ประเภทที่ ๖ ๖ มีค่าเท่ากับ 0.5812 tCO₂/MWh และค่าสำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้า จากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO₂/MWh

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
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.6147	0.5477	0.5980

2.3) ระบบโฟโตโวลตาอิก

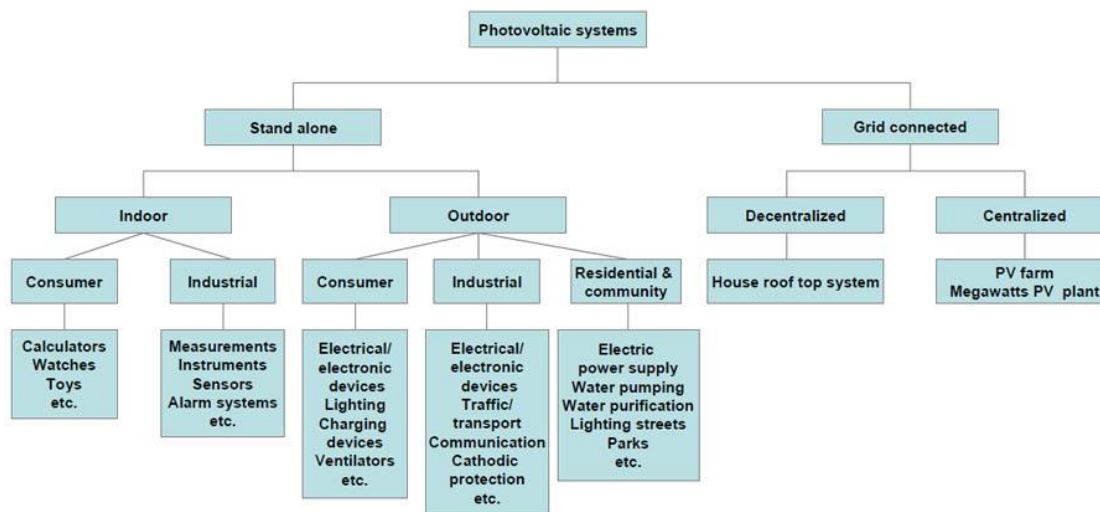


ภาพ 2.1 ระบบโฟโตโวลตาอิก [5]

ระบบโฟโตโวลตาอิกดังภาพที่ 2.1 ประกอบไปด้วย

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือชุดของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 โมดูล หรือ หลาย ๆ โมดูลที่นำมาต่อกันเพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าที่ต้องการ
2. Charge Controller หรือตัวควบคุมการประจุไฟฟ้า ซึ่งจะทำหน้าที่ควบคุมการประจุไฟฟ้าและคายประจุให้กับแบตเตอรี่ในขณะที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าได้และส่งให้กับแบตเตอรี่ในเวลากลางวัน และเป็นตัวป้องกันไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้าย้อนกลับไปที่เซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงเวลากลางคืน ซึ่งเซลล์ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับเซลล์แสงอาทิตย์และอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยมีวงจรป้องกันการลัดวงจร แรงดันเกิน หรือ ต่อลัดไฟฟ้าผิด
3. Battery ทำหน้าที่เก็บสะสมกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในตอนกลางวัน เพื่อสะสมนำไปใช้ในเวลากลางคืน หรือในเวลาที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าที่ต้องการ
4. Inverter ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าจากไฟฟ้ากระแสตรงจากเซลล์แสงอาทิตย์หรือแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับที่มีความถี่และเฟสตามต้องการ หรือเหมาะสมกับการต่อเข้ากับ Grid ของการไฟฟ้า ซึ่งจะมีค่าความถี่ 50 Hz และแรงดันที่ 220 V โดยทั่วไปองค์ประกอบนี้มักได้แก่ DC-AC Inverter

2.4) การประยุกต์ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์



ภาพ 2.2 การประยุกต์ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [5]

การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ สามารถจำแนกได้ 2 ประเภท

1. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand Alone System) ก็คือระบบที่ไม่ได้ต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งของการไฟฟ้า แต่ผู้ใช้งานจริง ๆ ก็อาจจะมีการที่ระบบสายส่งเข้าไม่ถึงและสายส่งเข้าถึง เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ชนบทห่างไกล หรือ ระบบปั๊มน้ำสำหรับการเกษตร
2. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่ง (Grid Connected System) ก็คือระบบที่ต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่ง แต่จะมีการแบ่งย่อยตามรูปแบบการผลิตภายในอีกสองกลุ่มหลัก ๆ คือ แบบ Decentralized ลักษณะการติดตั้งจะเป็นแบบ House roof top system และแบบ Centralized จะเป็นการผลิตในลักษณะของ PV Farm คือกำลังการผลิตระดับ 1 MW ขึ้นไป

2.5) งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Christoph Erdmenger และคณะ [6] ได้ศึกษาเครื่องมือและกลไกของสหพันธรัฐเยอรมนีเพื่อบรรลุเป้าหมายของการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ร้อยละ 40 จนถึงปี ค.ศ. 2020 คือการมุ่งไปที่ภาคพลังงานซึ่งมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถึง 224 ล้านตันโดยการลดการผลิตไฟฟ้าลง (ประหยัดได้ 40 ล้านตัน), เปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิง และเพิ่มประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (ลดการปลดปล่อย 30 ล้านตัน) และเพิ่มสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนร้อยละ 26 (ลดการปลดปล่อย 44 ล้านตัน) ค่าใช้จ่ายโดยเฉลี่ยของเครื่องมือดังกล่าวเพื่อลดการปลดปล่อยอยู่ที่ประมาณ 50 ยูโรต่อตันและหากคิดเป็นค่าใช้จ่ายรายเดือนต่อครัวเรือนจะน้อยกว่า 25 ยูโร

Malte Schneider และคณะ ได้ศึกษาผลกระทบที่สะอาดที่มีบทบาทสำคัญภายใต้ [7] UNFCCC ต่อการถ่ายทอดเทคโนโลยีในการพัฒนา เครื่องมือและการเรียนรู้ ซึ่งต้องใช้หลายปัจจัยในการพิจารณา เช่น ลักษณะภูมิประเทศ เทคโนโลยี และขนาดของโครงการ เป็นต้น โดยทำการศึกษาจากแนวทางที่ได้ดำเนินการมาแล้วและสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญ จากนั้นจึงหาปัจจัยดังกล่าวได้และให้ข้อเสนอแนะในการกำหนดนโยบาย

Kiattiporn Wangpattarapong และคณะ [8] ศึกษาผลกระทบทางสภาพภูมิอากาศและเศรษฐกิจต่อการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร โดยเก็บข้อมูลเป็นรายเดือน อุณหภูมิแวดล้อม (Ambient temperature) ปริมาณฝน (Rainfall) ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative humidity) และความเร็วลม (Wind speed) ระยะเวลา 20 ปี และสำรวจข้อมูลด้านเศรษฐกิจใน เช่น จำนวนครัวเรือน รายได้ต่อเดือนและการเปลี่ยนเครื่องปรับอากาศในระยะเวลา 5 ปี เป็นต้น จากนั้นจึงสร้างแบบจำลอง residential electricity consumption of Bangkok Metropolis (RECB) เพื่อทำนายแนวโน้มของการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร

S. Adhikari และคณะ [9] ได้ศึกษา ภาพรวมของความต้องการพลังงานและเทคโนโลยีหากมีการพัฒนาการดำเนินงานกลไกการพัฒนาที่สะอาดในประเทศไทย จากผลการวิเคราะห์พบว่าภาคอุตสาหกรรมมีการใช้พลังงานสูงสุด มีการดำเนินการโครงการเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืนโดยส่วนใหญ่จะเป็นโครงการด้านพลังงานชีวมวล แต่เทคโนโลยีทางด้านพลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์โดยเซลล์แสงอาทิตย์และขยะ ยังไม่ได้มีการดำเนินการกลไกการพัฒนาที่สะอาดมากนักในประเทศไทย ซึ่งหากจะเร่งดำเนินการควรมีการศึกษาทางด้านเศรษฐกิจ สังคมและความยั่งยืนด้วย

Erik Delarue และคณะ [10] ได้ศึกษาการลดการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงจากถ่านหินเป็นก๊าซเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งได้มีการดำเนินการในยุโรปตะวันตกและนำเสนอเป็นกลไก European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) โดยในการดำเนินการดังกล่าวต้องมีการศึกษาทางด้านความคุ้มค่าและแรงจูงใจทางด้านเศรษฐศาสตร์ของศักยภาพราคา European Union Allowance (EUA) เทียบกับราคาก๊าซธรรมชาติ ศึกษาต้นทุนของการผลิตพลังงานชนิดอื่นๆ และการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก และมีการศึกษาทางด้านเทคนิคของการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า จากการศึกษาพบว่าประเทศเนเธอร์แลนด์มีการปรับเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าอย่างรวดเร็วส่งผลต่อการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้เห็นอย่างเห็นรูปธรรมอย่างชัดเจน ส่วนประเทศเยอรมัน สเปนและอิตาลีก็มีสัดส่วนการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามลำดับ จากการปรับเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงเป็นสัดส่วนของก๊าซร้อยละ 50 และจากถ่านหินร้อยละ 40 ในช่วงฤดูร้อนปี 2005 พบว่าภาคการผลิตไฟฟ้ามีการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 19

พรทิพย์ สมฤทธิ์ และคณะ [11] ได้กล่าวไว้ในเอกสารงานวิจัยเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้ เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง โดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูป Photovoltaic Project Model v.3.2 ในการศึกษาเกี่ยวกับตำแหน่งและที่ตั้งของอาคารในเขตกรุงเทพมหานคร โดยกำหนดให้อาคารที่จะศึกษาเป็นอาคารสมมุติที่มีผนังอาคารตั้งฉากกับแนวราบและมีทิศทางต่าง ๆ 8 ทิศ และเปรียบเทียบกับผนังอาคารในแนวราบ (roof top) จากผลการศึกษาค้นคว้าพบว่า อาคารที่มีทรงสูงและมีผนังอาคารในด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้หรือผนังอาคารในด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้จะได้รับความเข้มของรังสีอาทิตย์มากกว่าด้านอื่น ๆ แต่ผนังอาคารด้านข้างจะมีความเหมาะสมน้อยกว่าผนังอาคารด้านบน (roof top) เนื่องจากผนังอาคารด้านบนจะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ต่อพื้นที่มากที่สุด

วรารณ เอกเผ่าพันธุ์ [12] ได้ทำการศึกษาการคาดการณ์ความต้องการการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย การจัดหาพลังงานของประเทศไทยและการประเมินก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคการผลิตไฟฟ้า โดยวิเคราะห์ผลในภาคเศรษฐกิจหลักของประเทศไทย โดยใช้แบบจำลองเชิงเทคโนโลยีคือ MAED และแบบจำลองเชิงนโยบายคือ MESSAGE ในการพิจารณากรณีศึกษาแบ่งออกเป็น 3 กรณี โดยใช้ปี พ.ศ.2548 เป็นปีฐาน คาดการณ์ถึงปี พ.ศ. 2573 กรณีแรกได้แก่ การเติบโตทางเศรษฐกิจแบบปกติ (BAU:Business as usual) กรณีที่สอง ได้แก่ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานในภาคเศรษฐกิจหลักของประเทศ (EE) กรณีที่สาม ได้แก่ การผลิตและใช้ตามแผนพลังงานทดแทน 15 ปี ของประเทศไทย (REDP) ซึ่งในส่วนของการจัดหาพลังงานไฟฟ้าพบว่าในกรณี BAU โดยพิจารณาความต้องการไฟฟ้าคงที่ต่อปีในระหว่างปี พ.ศ.2548-2573 การผลิตไฟฟ้ารวมจากโรงไฟฟ้ามีการผลิตเพิ่มขึ้นจาก 15,596.73 MWyr ในปี 2548 เป็น 46,793.17 MWyr ในปีโดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ย 2573ยเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 8.33 โดยในปี 2573 พบว่าประเทศไทยจะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 55.72 ตามด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 27.23 และโรงไฟฟ้าถ่านหินและลิกไนต์คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5.74 โดยโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 0.01 ในกรณีศึกษา EE และ REDP พบว่ามีแนวโน้มสอดคล้องกับกรณี BAU ในกรณีการประเมินการปล่อยมลพิษจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในการผลิตไฟฟ้า มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้นจาก 76.58 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี 2548 เป็น 213.56 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี 2573 โดยในปี 2573 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 54.38 ตามด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24.16 และโรงไฟฟ้าถ่านหินและลิกไนต์คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 12.36 และพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ร้อยละ 0.002 ในปี 2573

คงฤทธิ์ แม้นศิริ และคณะ [13] ได้ทำการศึกษาการประเมินสมรรถนะทางด้านเทคนิคของหลังคาเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอมอร์ฟัสของ Uni-Solar รุ่น PVL 64 เพื่อศึกษาการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ให้กลมกลืนกับลักษณะโดยรวมของอาคาร โดยในการศึกษาได้ทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่หันหน้าไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ มีมุมเอียง 12 องศา จากการศึกษาพบว่าสมรรถนะของระบบเท่ากับ 0.81 การสูญเสียในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) เท่ากับ 0.23 kWh/kWp โดยที่ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 5.92 เปอร์เซนต์ จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องจึงสรุปได้ว่าการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ในแนวราบ (Roof top) มีความเหมาะสม

มากกว่าการติดตั้งด้านข้างผนังอาคาร และในปัจจุบันทั้งเทคโนโลยีและการวิจัยศึกษาได้พัฒนามาถึงระดับหนึ่งแล้ว และงานด้านนี้ก็ยังมีหน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลอยู่ ที่เหลือจึงเป็นการนำเทคโนโลยีและการวิจัยศึกษาเหล่านั้นมาใช้งาน เมื่อผนวกกับการนำพื้นที่บนหลังที่ยังว่างอยู่ของโครงการรถไฟฟ้ามาใช้งานให้เกิดประโยชน์สูงสุดเพิ่มขึ้น นอกจากความสะดวกสบายในการเดินทางที่ได้รับแล้ว และถ้าพิจารณาไปถึงโครงการรถไฟฟ้าที่กำลังก่อสร้างและโครงการในอนาคต พื้นที่บนหลังคาแต่ละสถานีนี้นั้นก็จะสามารถผลิตพลังงานจากพลังงานทดแทนให้กับประเทศได้

วรพล สุขสำราญ [14] ศึกษาโดยนำข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 1 ข้อ คือ 3 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แล้วนำมาตั้งสมมุติฐาน 2573. Baseline Scenario เป็นการตั้งสมมุติฐานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของปีของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2552 จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 จากการทดลองพบว่าจะพบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกนั้นมีค่าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยในปี จะมีปริมาณ 2563 CO₁₁₀ ถึง 2. 72MtCO₂ 2. Sectoral Scenario เป็นการตั้งสมมุติฐานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ต่างๆ จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – จากการทดลองพบว่าจะพบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกในปี 2563 จะมีปริมาณ CO₂ อยู่ที่ 76.45 MtCO₂ ลดลงจาก Baseline Scenario 34.72 MtCO₂ และ 3. เป็นการตั้งสมมุติฐานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าที่มีการปรับเปลี่ยนข้อมูลและค่าพารามิเตอร์ต่างๆ โดยประยุกต์จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573 จากการทดลองพบว่าจะพบว่าปริมาณก๊าซเรือนกระจกในปี 2563 จะมีปริมาณ CO₂ อยู่ที่ 56.4 MtCO₂ ลดลงจาก Sectoral Scenario 20.4 tCO₂ จากการศึกษาพบว่าการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยสามารถทำได้โดย 1. การเพิ่มสัดส่วนการผลิตของพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ หรือพลังงานนิวเคลียร์ 2. การปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงเป็นเชื้อเพลิงที่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยลง 3. การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้าเก่าและที่กำลังสร้างใหม่ทั้งในเรื่องเทคโนโลยี การบริหารจัดการ และการบำรุงรักษา ซึ่งปริมาณก๊าซเรือนกระจกลดได้จากการดำเนินการจะสามารถนำไปขายให้แก่ประเทศอุตสาหกรรมได้

Narumitr Sawangphol [15] ได้ศึกษาสถานการณ์ล่าสุดของพลังงานทดแทนและยุทธศาสตร์การพัฒนาไปสู่ยุคไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำในประเทศไทย รัฐบาลพึงใช้เงินจำนวนมหาศาลและการสนับสนุนจาก สถานิติบัญญัติเพื่อส่งเสริมการใช้แหล่งพลังงานทดแทนและเชื้อเพลิงที่หลากหลายซึ่งมีส่วนช่วยลด Greenhouse gas ความท้าทายหลักของนโยบายอยู่ที่พลังงานทดแทนรูปแบบไหนที่ควรใช้เพื่อให้พลังงานของประเทศไทยมีความมั่นคงในอนาคต แต่ละภาคของประเทศไทยมีศักยภาพของวัตถุดิบพลังงานทดแทนต่างกัน ปัจจุบันชีวมวลถูกใช้อย่างกว้างขวาง ถ้าหากเกิดความแห้งแล้งไม่เพียงแต่กระทบกับความมั่นคงทางอาหารแต่จะกระทบกับความมั่นคงทางพลังงานด้วย การยอมรับของประชาชนเป็นเรื่องสำคัญดังนั้นจึงเกิดยุทธศาสตร์ในการจัดเขตพลังงานทดแทนขึ้นเพื่อช่วยการตัดสินใจของผู้ผลิต ช่วยให้เห็นทิศทางแนวโน้ม นอกจากนี้รัฐบาลต้องให้เงินสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนาเพื่อลดต้นทุนของเทคโนโลยีและส่งเสริมการลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานทดแทน. ในอนาคตจะต้องเกิดการแข่งขันของราคาไฟฟ้าระหว่าง Non-renewable และ Renewable อย่างเท่าเทียมกัน ภาษีสิ่งแวดล้อมตาม

ชนิดของเชื้อเพลิงจะเป็นตัวช่วยรัฐบาลให้เกิดการดำเนินการผลิตไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำอย่างต่อเนื่อง การกระตุ้นการพัฒนาพลังงานทดแทนและการทำให้เห็นประโยชน์ในชุมชนท้องถิ่นเป็นกุญแจสำคัญในสังคมเศรษฐกิจพอเพียง บทความนี้มุ่งหมายที่จะแสดงให้เห็นถึงสถานการณ์ล่าสุดของพลังงานและยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนในประเทศไทยเกี่ยวกับการดำเนินธุรกิจ, กฎเกณฑ์ของภาครัฐ, แผนพัฒนาพลังงาน และการลงมือทำให้เกิดผล โดยเน้นที่การประเมินเชิงวิเคราะห์เกี่ยวกับกำลังการผลิตของเทคโนโลยีในปัจจุบันและทิศทางของประเทศในการไปสู่ยุคไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำซึ่งเป็นสาระสำคัญของบทความนี้ ศักยภาพวัตถุดิบที่มีอยู่ในพื้นที่และความเป็นไปได้ทางเทคโนโลยีถูกนำมาพิจารณาเปรียบเทียบกับเป้าหมายการพัฒนาของประเทศ ปัจจัยส่งเสริมและอุปสรรคที่มีต่อความสำเร็จของไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำในประเทศไทยในอนาคตถูกอธิบายในบทความนี้ จุดประสงค์ของบทความนี้เพื่อแสดงข้อมูลที่เป็นประโยชน์และให้แนวทางความรู้สำหรับประเทศอื่นๆที่กำลังเผชิญสถานการณ์เดียวกัน

จากศักยภาพการติดตั้งเทคโนโลยีพลังงาน ในปี 2022 สัดส่วนพลังงานทดแทนจะอยู่ที่ชีวมวลเป็นส่วนใหญ่คือ 33.9% ของพลังงานทั้งหมด. เพื่อให้บรรลุเป้าหมายที่ตั้งไว้ว่าในปี 2022 จะต้องผลิตพลังงานจากชีวมวลได้ 3,700 MW ประเทศไทยจะต้องเพิ่มกำลังการผลิต 129.8%จากกำลังการผลิต 1,610 MW ในปี 2009 เป้าหมายที่ตั้งไว้ภายใต้ AEDP ไม่ยากเกินจะทำให้สำเร็จแต่รัฐต้องช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของเทคโนโลยีและการใช้ประโยชน์จากชีวมวล และสำรวจพลังงานอื่นที่อาจจะได้จากชีวมวลซึ่งจะช่วยมีประโยชน์มากขึ้น สำหรับการ उपयोग จากพลังงานแสงอาทิตย์ยังคงไม่แน่นอนในเรื่องของการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อลดต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งถือเป็นความท้าทายสำคัญของรัฐในการแก้ปัญหาเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ รัฐประกาศมาตรการหลายข้อเพื่อกระตุ้นการใช้ประโยชน์จากพลังงานทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้า ก่อนการกระตุ้นการลงทุนรัฐควรทำการทบทวนศักยภาพพลังงานทดแทนของแต่ละพื้นที่เพื่อความเหมาะสมของเทคโนโลยีและให้ได้ประสิทธิภาพบรรลุเป้าหมายก่อนการทำโครงการจริง นอกจากนี้รัฐควรทำนโยบายแบ่งเขตพลังงานทดแทนเพราะในแต่ละพื้นที่มีศักยภาพของวัตถุดิบต่างกัน ดังนั้นพื้นที่ถือเป็นเรื่องสำคัญยกเว้นเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทยมีแหล่งพลังงานทดแทนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากมาย งานที่ทำท้าทายสำหรับรัฐ คือ 1.เลือกเทคโนโลยีที่พัฒนาเสร็จสมบูรณ์และนำมาใช้พร้อมกับรับต้นทุนของเทคโนโลยี หรือ 2.ให้เงินสนับสนุนงานวิจัยเพื่อพัฒนา Solar Cell ที่มีต้นทุนต่ำ โดยสรุปประเทศไทยควรให้ความสนใจในการพัฒนาไฟฟ้าแบบคาร์บอนต่ำเพราะศักยภาพของแหล่งพลังงานทดแทนที่หลากหลายและมีอยู่มากในประเทศ การที่รัฐให้ความช่วยเหลือด้านการเงิน และการกระตุ้นการลงทุน, การวิจัยพัฒนา, การมีส่วนร่วมของประชาชนเป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนาซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการสร้างรากฐานที่แข็งแกร่งของเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมของประเทศ