บทที่2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 พลังงานหมุนเวียน

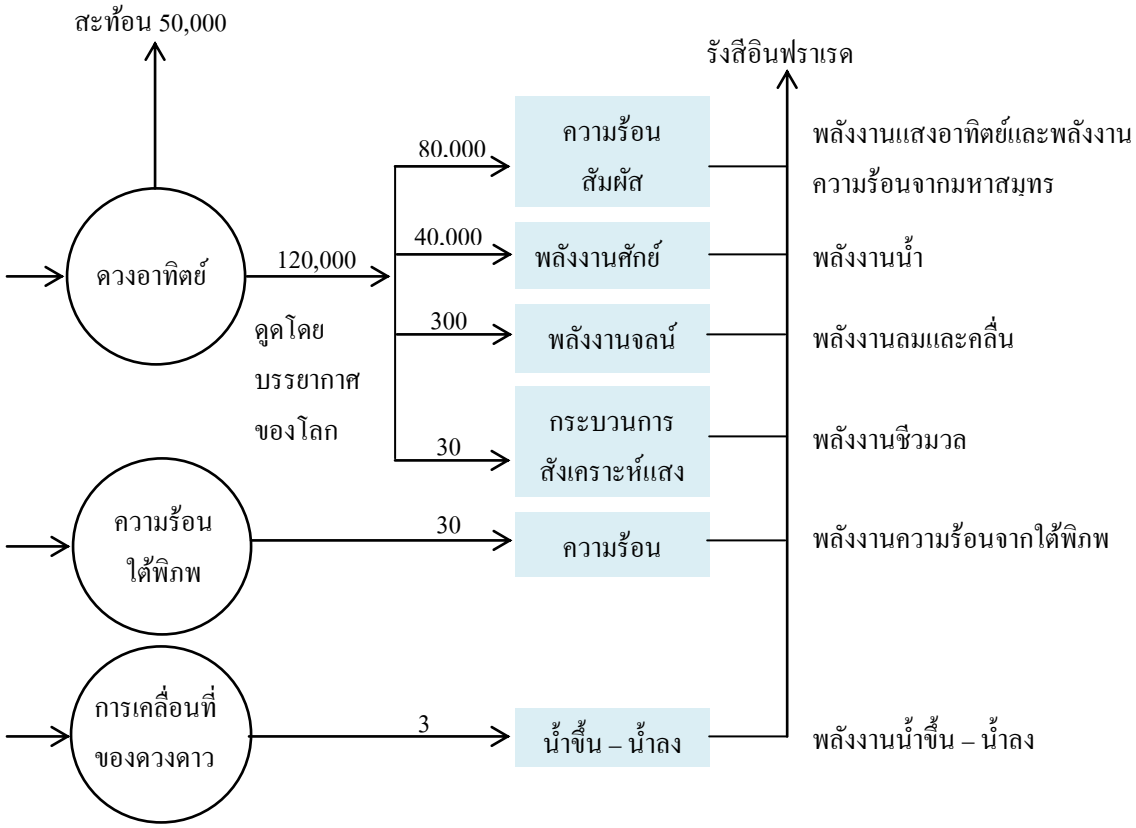
พลังงานหมุนเวียน (renewable energy) (วรนุช แจ้งสว่าง,2553) หมายถึง พลังงานที่ใช้แล้วไม่หมดไป สามารถหมุนเวียนนำกลับมาใช้ใหม่ได้ พลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานสำคัญที่จะนำมาใช้ทดแทนพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลส่วนหนึ่ง เนื่องจากอัตราการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยเฉพาะน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน อยู่ในอัตราที่สูงมากและเพิ่มมากขึ้นในแต่ละปี เนื่องจากมีมูลเหตุหลายประการสรุปได้ดังนี้

1) ประชากรบนโลกมีจำนวนเพิ่มมากขึ้น

2) การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศกำลังพัฒนาสูงขึ้น ซึ่งมีผลทำให้อัตราการบริโภคพลังงานต่อคนมีค่าสูงขึ้น

3) ประชากรมีการเปลี่ยนแปลงวิถีการดำรงชีวิตหันมาใช้อุปกรณ์หรือเครื่องใช้ ที่ต้องใช้พลังงานเพิ่มขึ้น

แหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยส่วนใหญ่มีกำเนิดมาจากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งอาจจะเป็นการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้โดยตรง เช่น พลังงานความร้อน พลังงานไฟฟ้า หรือนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ทางอ้อม เช่น พลังงานลม พลังงานคลื่น พลังงานน้ำ และพลังงานจากชีวมวล สำหลับพลังงานน้ำขึ้น-น้ำลงเป็นพลังงานที่เกิดจากแรงดึงดูดของดวงจันทร์และดวงอาทิตย์ และพลังงานความร้อนใต้พิภพกำเนิดมาจากพลังงานความร้อนที่สะสมใต้ผิวโลก พลังงานรูปแบบต่างๆในโลกนี้ มีแหล่งกำเนิดมาจากแหล่งต่างๆ 5 แหล่ง ได้แก่ ดวงอาทิตย์ ผลจากการเคลื่อนที่และแรงดึงดูดระหว่างดวงอาทิตย์ ดวงจันทร์ และโลก พลังงานความร้อนใต้พิภพ ซึ่งเกิดจากปฏิกิริยาเคมีที่เกิดจากแหล่งแร่ธาตุต่างๆ ซึ่งสรุปได้ว่าพลังงานหมุนเวียนมีแหล่งพลังงานต้นกำเนิดมาจาก 3 แหล่งคือ ดวงอาทิตย์ พลังงานความร้อนใต้พิภพ และการเคลื่อนที่ของดวงดาว แสดงได้ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แผนผังแสดงแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ (หน่วยที่ใช้เป็นเทอราวัตต์ (10^{12} W))

ที่มา: Twidell and Weir (1985, p.5)

ในปัจจุบันมีการใช้พลังงานหมุนเวียนกันอย่างแพร่หลายมากขึ้น เพื่อแทนพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีปริมาณจำกัด และเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยส่วนใหญ่การใช้พลังงานหมุนเวียนมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมไม่มากนัก จะไม่มีการปล่อยก๊าซหรือของเหลวที่มีอันตรายในระหว่างกระบวนการผลิต

2.2 พลังงานแสงอาทิตย์ (วรนุช แจ้งสว่าง,2553)

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานของพลังงานรูปแบบต่างๆ บนโลก เช่น พลังงานลม พลังงานชีวมวล พลังงานน้ำ พลังงานคลื่น และพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล พลังงานแสงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ที่เกิดขึ้นบนดวงอาทิตย์ พลังงานที่แผ่ออกมาจากดวงอาทิตย์จะอยู่ในรูปของคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนผิวโลกมีค่ามหาศาลจากค่าคงที่สุริยะ (solar constant) ประมาณว่าบนพื้นที่ 1 ตารางเมตร ได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์

เฉลี่ย 1,000 วัตต์ ถ้าประมาณว่าในแต่ละวันพื้นที่ต่างๆ บนโลก ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ย 4-5 ชั่วโมง ความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยที่ได้รับมีค่า 4-5 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต่อตารางเมตรต่อวัน

พลังงานแสงอาทิตย์ที่โลกได้รับมีค่าประมาณ 1.7 x 10^5 เทอราวัตต์ หรือเทียบเท่ากับการใช้น้ำมัน 2.5 x 10^6 ล้านบาร์เรลต่อวัน (1 ล้านตันน้ำมันดิบ เท่ากับ 12 เทอราวัตต์-ชั่วโมง หรือเท่ากับ 7.3 ล้านบาร์เรล) ซึ่งมีค่ามากกว่า 10,000 เท่าของพลังงานที่มนุษย์บนโลกใช้ (คำนวณเทียบกับพลังงานเฉลี่ยที่ใช้ในโลก ตัวอย่างเช่น ในปี พ.ศ. 2551 พลังงานที่บริโภคในโลกเท่ากับ 11,295 ล้านตันน้ำมันดิบ) ดังจะเห็นได้ว่า ถ้ามนุษย์สามารถนำพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนโลกมาใช้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่ พลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นพลังงานหลักของโลกได้

การประยุกต์นำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์สามารถแบ่งได้เป็น 2 รูปแบบ คือ การนำความร้อนจากแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์โดยตรง และการนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปผลิตกระแสไฟฟ้า เทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานดังกล่าวโดยเฉพาะ การนำความร้อนจากแสงอาทิตย์มาใช้โดยตรง ได้มีการพัฒนาและใช้กันอย่างแพร่หลาย จนอยู่ในระดับที่มีความเหมาะสมในเชิงพาณิชย์ เช่น การทำน้ำร้อน การอบแห้ง เป็นต้น ส่วนสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์นั้นก็มีการศึกษาวิจัยและพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเป็น เพื่อให้ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์มีความเหมาะสมในทางเศรษฐศาสตร์มากขึ้น

2.2.2 รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบเหนือบรรยากาศของโลก เนื่องจากวงโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์มิได้เป็นวงกลม ดังนั้นระยะห่างระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์จึงมีค่าไม่เท่ากันตลอด ความแตกต่างระหว่างระยะใกล้สุดกับไกลสุดประมาณร้อยละ 1.7 โดยระยะห่างเฉลี่ยระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์มีค่าประมาณ 1.495 x 10^{11} เมตร เป็นผลทำให้รังสีอาทิตย์ที่ตกเหนือชั้นบรรยากาศของโลกมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นจึงกำหนดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกเหนือชั้นบรรยากาศของโลกที่ระยะเฉลี่ยระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์ เรียกว่า ค่าคงที่สุริยะ (solar constants; G_{sc}) จากการทดลองโดยเทแคคาราและดรัมมอน (Thekaekara, and Drummond, 1971 : 22-30) ได้สรุปว่าค่าคงที่สุริยะมีค่าเท่ากับ 1,353 วัตต์ต่อตารางเมตร ค่าคงที่สุริยะเป็นค่าที่วัดที่ระยะห่างเฉลี่ยจากโลกถึงดวงอาทิตย์

ค่าคงที่สุริยะเป็นค่าตัวเลขที่สำคัญ ในการนำมาใช้ประมาณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยที่ได้รับบนโลก จากการคิดผลของตัวแปรต่างๆ ที่ทำให้ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยที่ได้รับบนโลกมีค่าลดลง ทำให้ประมาณได้ว่าที่ระดับน้ำทะเลความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยที่ได้รับมีค่า 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร เนื่องจากพื้นที่ต่างๆ บนโลกได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์ไม่เท่ากันทุกบริเวณขึ้นอยู่กับตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ ละติจูด ฤดูกาล และช่วงเวลา จากค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ได้รับบนพื้นโลกที่บริเวณต่างๆ มีค่าไม่เท่ากัน ซึ่งสามารถจัดแบ่งบริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์บน

โลกเป็น 4 บริเวณ คือบริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์สูงสุด (most favorable belt) ตั้งอยู่ระหว่างละติจูดที่ 15-35 องศาเหนือ-ใต้ บริเวณนี้จะได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์สูงที่สุด เนื่องจากรังสีที่ตกกระทบบริเวณนี้ส่วนใหญ่เป็นรังสีตรง บริเวณนี้จะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยสูงถึง 3,000 ชั่วโมงต่อปี บริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์ปานกลาง (moderately favorable belt) ตั้งอยู่ระหว่างเส้นศูนย์สูตร และละติจูดที่ 15 องศาเหนือ-ใต้ บริเวณนี้จะมีความชื้นสูงและเมฆมาก รังสีได้รับส่วนใหญ่เป็นรังสีกระจาย บริเวณนี้จะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ย 2,500 ชั่วโมงต่อปี บริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำ (less favorable belt) ตั้งอยู่ระหว่างละติจูดที่ 35-45 องศาเหนือ-ใต้ สภาพภูมิอากาศแต่ละฤดูในบริเวณนี้มีการเปลี่ยนแปลงเป็นอย่างมาก และบริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีอาทิตย์ต่ำสุด (least favorable belt) ตั้งอยู่เหนือละติจูดที่ 45 องศาเหนือ-ใต้ไปจนถึงขั้วโลก รังสีอาทิตย์ที่ได้รับในบริเวณนี้ส่วนใหญ่จะเป็นรังสีกระจาย และมีฤดูหนาวเกือบตลอดปี

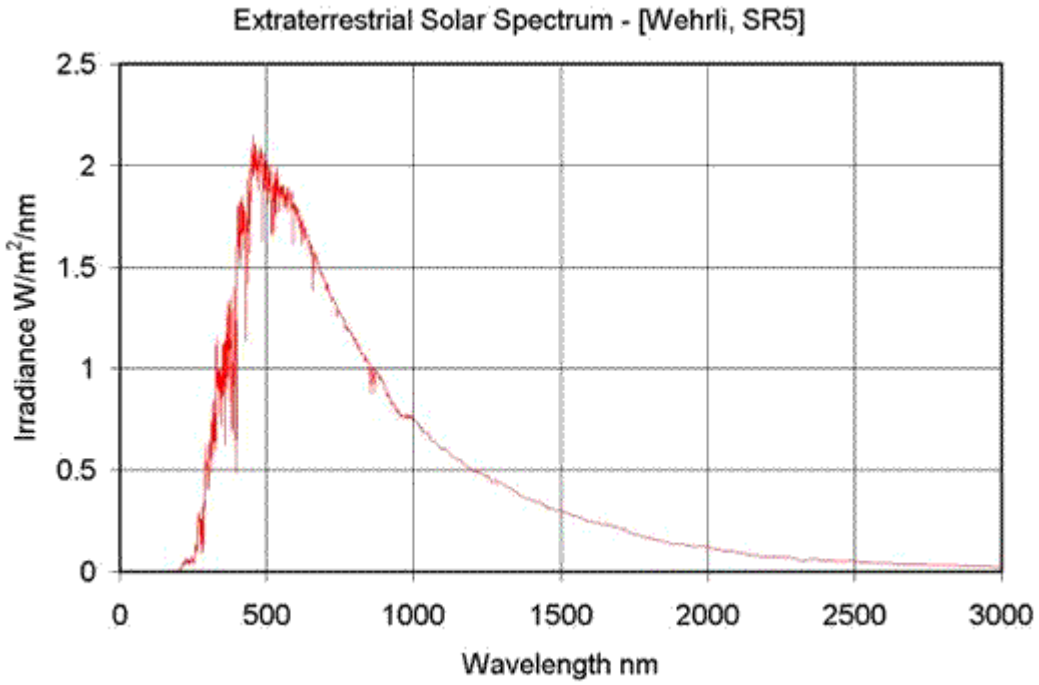
พลังงานที่ปล่อยออกมาจากดวงอาทิตย์จะอยู่ในรูปของคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าซึ่งเรียกว่ารังสีอาทิตย์ (solar radiation) การกระจายรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบเหนือบรรยากาศของโลก (extraterrestrial radiation) มีค่าไม่คงที่เนื่องจากระยะห่างระหว่างโลกกับดวงอาทิตย์มีค่าไม่คงที่ และค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบนอกบรรยากาศของโลก (G_{on}) มีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลาแสดงดังสมการที่ 2.1

$$G_{on} = G_{SC}\,[1 + 0.033\,\mathrm{Cos}(360n/365)] \qquad (2.1)$$

เมื่อ G_{on} = ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบนอกบรรยากาศของโลก

G_{SC} = ค่าคงที่สุริยะ

n = จำนวนวันของปี (1 ม.ค. n)



รูปที่ 2.2 การกระจายสเปกตรัมของรังสีอาทิตย์เหนือบรรยากาศ

ที่มา: http://solardat.uoregon.edu/SolarRadiationBasics.html (10 กุมภาพันธ์ 2555)

2.2.3 รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นโลกประกอบด้วย 2 ส่วนคือ รังสีตรง และรังสีกระจาย

1) รังสีตรง (direct radiation) เป็นรังสีที่ได้รับจากดวงอาทิตย์โดยตรง เป็นรังสีขนานมีทิศทางที่แน่นอน สามารถนำมารวมรังสีเพื่อให้มีความเข้มสูงได้ บางครั้งเรียกรังสีตรงว่ารังสีคลื่นสั้น

2) รังสีกระจาย (diffuse radiation) เป็นรังสีอาทิตย์ที่มีการกระจาย เนื่องจากผ่านตัวกลางอื่นที่แสงอาทิตย์ส่งไปกระทบ เช่น อะตอมของก๊าซต่างๆ ในบรรยากาศ ฝุ่นละออง และไอน้ำ เป็นต้น รังสีประเภทนี้ไม่อาจนำมารวมแสงเพื่อเพิ่มความเข้มได้ บางครั้งเรียกรังสีกระจายว่ารังสีคลื่นยาว ผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจายเรียกว่า รังสีรวม (global radiation)

2.2.4 เครื่องมือวัดรังสีอาทิตย์ เครื่องมือที่ใช้วัดรังสีอาทิตย์ประกอบด้วยเครื่องมือหลักๆ 3 ประเภท ได้แก่

1) ไพราโนมิเตอร์ (Pyranometer) เป็นเครื่องมือที่ใช้วัดค่ารังสีรวม ปกติจะใช้วัดบนพื้นราบ แต่อาจประยุกต์วัดรังสีกระจายได้โดยติดแหวนหรือจานบังเงา

2) ไพเฮลิโอมิเตอร์ (Pyrheliometer) เป็นเครื่องมือที่ใช้วัดรังสีตรง มีหลักการทำงานคล้ายกับไพราโนมิเตอร์ แตกต่างกันตรงที่ไพเฮลิโอมิเตอร์มีชุดตามดวงอาทิตย์เพื่อให้ผิวรับแสงตั้งฉากกับลำแสงตลอดเวลา

3) เครื่องวัดความยาวนานแสงแดด (Sunshine recorder) เป็นเครื่องมือที่ใช้บันทึกช่วงระยะเวลาที่มีแดดในหนึ่งวัน โดยวัดช่วงเวลาที่รังสีตรงมีความเข้มสูงพอที่จะกระตุ้นเครื่องบันทึก โดยช่วงเวลาที่วัดได้สั้นที่สุดคือ 0.1 ชั่วโมง

2.2.5 เวลาสุริยะ (solar time) เป็นเวลาที่ขึ้นอยู่กับตำแหน่งของดวงอาทิตย์บนท้องฟ้า ที่เวลาเที่ยงสุริยะ คือเวลาที่ดวงอาทิตย์ข้ามเส้นเมอริเดียนของท้องถิ่น เวลาสุริยะเป็นเวลาซึ่งใช้ในความสัมพันธ์ของมุมต่างๆ ของดวงอาทิตย์ เวลาสุริยะจะต่างจากเวลามาตรฐานท้องถิ่น การปรับเวลามาตรฐานท้องถิ่น (standard time) ให้เป็นเวลาสุริยะต้องมีการปรับค่าสองส่วน หรืออาจกล่าวได้ว่าสาเหตุสำคัญสองประการที่มีผลให้เวลาสุริยะต่างจากเวลามาตรฐานท้องถิ่นคือ

1) ความแตกต่างของเส้นแวง (longitude) หรือเมอริเดียนที่ใช้กำหนดเวลามาตรฐานท้องถิ่น และเมอริเดียนของผู้สังเกตดวงอาทิตย์ใช้เวลา 4 นาทีในการเปลี่ยนตำแหน่ง 1 องศาลองจิจูด

2) สมการเวลา (equation of time) ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ที่คำนึงถึงการรบกวนของอัตราการหมุนของโลกซึ่งส่งผลต่อเวลาที่ดวงอาทิตย์ข้ามเมอริเดียนของผู้สังเกต

ความแตกต่างระหว่างเวลาสุริยะและเวลามาตรฐานท้องถิ่นเป็นไปตามสมการ

$$\text{Solar time} = \text{Standard time} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \qquad (2.2)$$

เมื่อ L_{st} คือ เมอริเดียนมาตรฐานที่ใช้กำหนดเวลามาตรฐานท้องถิ่น

L_{loc} คือ ลองจิจูดของตำแหน่งที่ต้องการหาเวลาสุริยะ มีหน่วยเป็นองศาตะวันตก

E คือ สมการเวลา มีหน่วยเป็นนาที

2.2.6 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

1) การประยุกต์นำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์

การนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์โดยตรง เป็นแหล่งพลังงานปฐมภูมิ (primary source) ถ้าพิจารณาจากผลสุดท้ายที่นำไปใช้ประโยชน์ สามารถจำแนกการประยุกต์ได้เป็น 2 แนวทางคือ การประยุกต์ในทางความร้อน และการประยุกต์ในทางไฟฟ้า กระบวนการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานรูปแบบต่างๆ ที่นำไปใช้ประโยชน์นั้นเป็นกระบวนการทางอุณหพลศาสตร์ ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 8 กระบวนการดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 กระบวนการทางอุณหพลศาสตร์ที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานรูปแบบต่างๆ

กระบวนการ	พลังงานในรูปต่างๆ
1.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานความร้อน (solar thermal conversion)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานความร้อน
2.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานจลน์ (solar thermomechanical conversion)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานความร้อน --> พลังงานจลน์
3..เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า (solar thermal electric conversion; STEC)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานความร้อน --> พลังงานจลน์ -->พลังงานไฟฟ้า
4.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานเคมี (STEC + electrolysis)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานความร้อน --> พลังงานจลน์ -->พลังงานไฟฟ้า-->พลังงานเคมี
5.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานเคมี (solar thermochemical conversion)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานความร้อน --> พลังงานเคมี
6.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า (solar electric conversion)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานไฟฟ้า
7.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานเคมี (solar chemical conversion)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานเคมี
8.เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานเคมี (solar electrochemical conversion)	พลังงานแสงอาทิตย์ --> พลังงานไฟฟ้า --> พลังงานเคมี

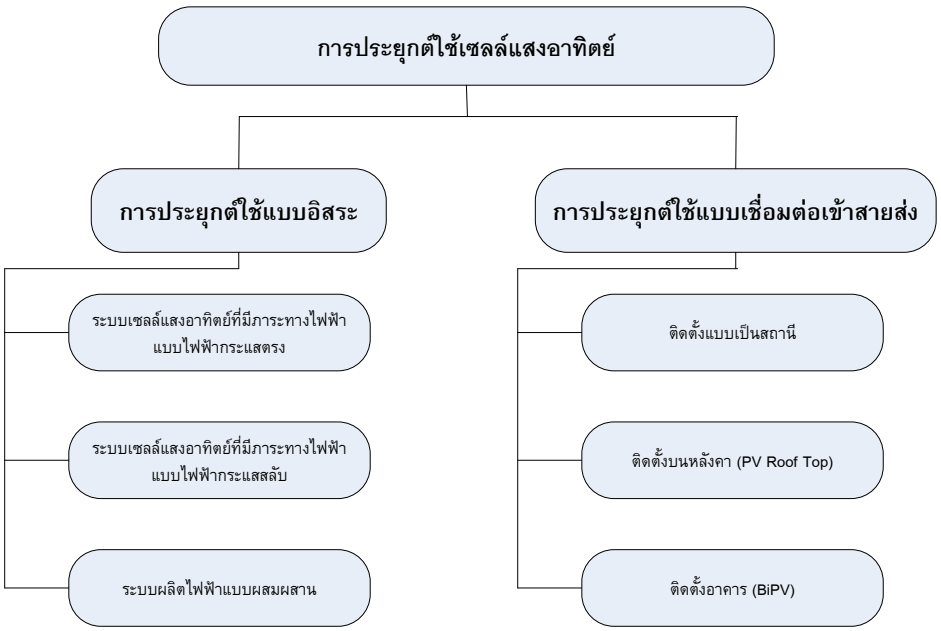
ที่มา: Boyle (1996, p.87)

2) รูปแบบของระบบการประยุกต์นำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า

การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า จำแนกได้เป็น 2 วิธีคือ การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรงเรียกว่า กระบวนการโฟโตวอลเทอิก (photo-voltaic conversion) โดยแสงตกกระทบผ่านอุปกรณ์ที่เรียกว่า เซลล์แสงอาทิตย์ (solar cell) ซึ่งในปัจจุบันเป็นที่นิยมใช้กันมากขึ้น เพราะการติดตั้งและการดูแลรักษาค่อนข้างสะดวก อีกทั้งอายุการใช้งานค่อนข้างยาวนานคือประมาณ 25 ปี และการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นความร้อนแล้วเปลี่ยนต่อ

เป็นไฟฟ้า โดยผ่านกระบวนการทางอุณหพลศาสตร์เรียกว่า กระบวนการความร้อน (solar thermodynamic conversion system)

รูปแบบของระบบการประยุกต์นำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ คือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV stand alone system) และระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับสายส่ง (PV grid connected system) ตามรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 การจำแนกการประยุกต์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในรูปของไฟฟ้า

2.1) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับสายส่ง

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แล้วจ่ายให้กับระบบสายส่งของการไฟฟ้า ซึ่งการประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งของการไฟฟ้าต้องมีข้อควรคำนึกหลายอย่าง เช่น ระบบต้องหยุดทำงานเมื่อไฟฟ้าของการไฟฟ้าดับเพื่อป้องกันอันตรายที่อาจจะเกิดกับพนักงานของการไฟฟ้าเข้ามาซ่อมระบบ และพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าที่ระบบผลิตจากระบบจะต้องได้มาตรฐาน เช่น แรงดันไฟฟ้า ความถี่ ความเพี้ยนของรูปคลื่น (harmonic) เป็นต้น

ส่วนประกอบของระบบ

- แผงเซลล์แสงอาทิตย์
- เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบต่อเข้าสายส่ง (grid inverter)
- มิเตอร์ซื้อขายไฟ

หลักการทำงานของระบบ

การทำงานของระบบคือ เซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าในเวลากลางวัน ไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง ผ่านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าเพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จ่ายให้กับภาระทางไฟฟ้าภายในบ้าน กรณีที่เซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากเกินความต้องการของการใช้ภาระทางไฟฟ้าภายในบ้าน ไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะส่งเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าโดยผ่านมิเตอร์ขาย ในกรณีที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ไม่เพียงพอกับความต้องการของการใช้ภาระทางไฟฟ้าภายในบ้าน หรือในเวลากลางคืนระบบก็จะนำไฟฟ้ามาจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระไฟฟ้าภายในบ้านอย่างเพียงพอโดยผ่านมิเตอร์ซื้อ ดังรูปที่ 2.4

รูปที่ 2.4 การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่ง
ที่มา: http://apem-thermo2.blogspot.com/2009/12/blog-post_8207.html (5 กุมภาพันธ์ 2555)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งยังสามารถแบ่งการประยุกต์ใช้งานได้ออกเป็น 3 แบบตามลักษณะการติดตั้ง ได้แก่

2.1.1) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งที่เป็นสถานี (PV station)

เป็นระบบขนาดใหญ่ที่ใช้พื้นที่ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมาก ซึ่งระบบจะจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมากๆ

รูปที่ 2.5 โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่อง 500kW จังหวัดแม่ฮ่องสอน
ที่มา: http://portal.rotfaithai.com/modules.php?name=Forums&file=viewtopic&t=427&start=36 (17 มิถุนายน 2555)

2.1.2) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งที่ติดตั้งกับหลังคา (PV roof top)

เป็นการประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งร่วมกับหลังคาเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ภายในบ้านและช่วยประหยัดค่าไฟฟ้าที่ใช้ภายในบ้าน ส่วนประกอบหลักของระบบก็เหมือนกับระบบ PV grid connected ทั่วไป

รูปที่ 2.6 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งที่ติดตั้งบนหลังคา
ที่มา: http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/solar_knowledge.php (5 กุมภาพันธ์ 2555)

2.1.3) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งที่ติดตั้งร่วมกับอาคาร (building integrated photovoltaic system: BIPV)

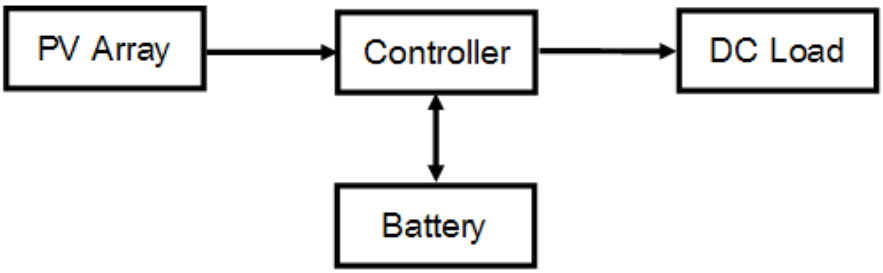
เป็นการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเป็นส่วนหนึ่งกับตัวอาคารเพื่อผลิตไฟฟ้า สำหรับเทคโนโลยีนี้จำเป็นต้องมีความรู้หลายศาสตร์เข้ามารวมกัน เช่น การออกแบบ ความรู้ทางด้านวิศวกรรม สถาปัตยกรรม และความรู้ทางด้านพลังงาน

รูปที่ 2.7 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าสายส่งที่ติดตั้งร่วมกับอาคาร
ที่มา: http://www.annexpower.com/photo_buildingintegratedpv_th.php (5 กุมภาพันธ์ 2555)

2.2) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV stand alone system) เป็นระบบที่นำเซลล์แสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยที่ไม่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าจากสายส่งของการไฟฟ้าโดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 แบบ คือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่ใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นไฟฟ้ากระแสตรง ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นแบบไฟฟ้ากระแสสลับ และระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน

2.2.1) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่มีภาระทางไฟฟ้าเป็นแบบไฟฟ้ากระแสตรง

เป็นระบบที่ใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ซึ่งส่วนประกอบของระบบประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ ภาระทางไฟฟ้า



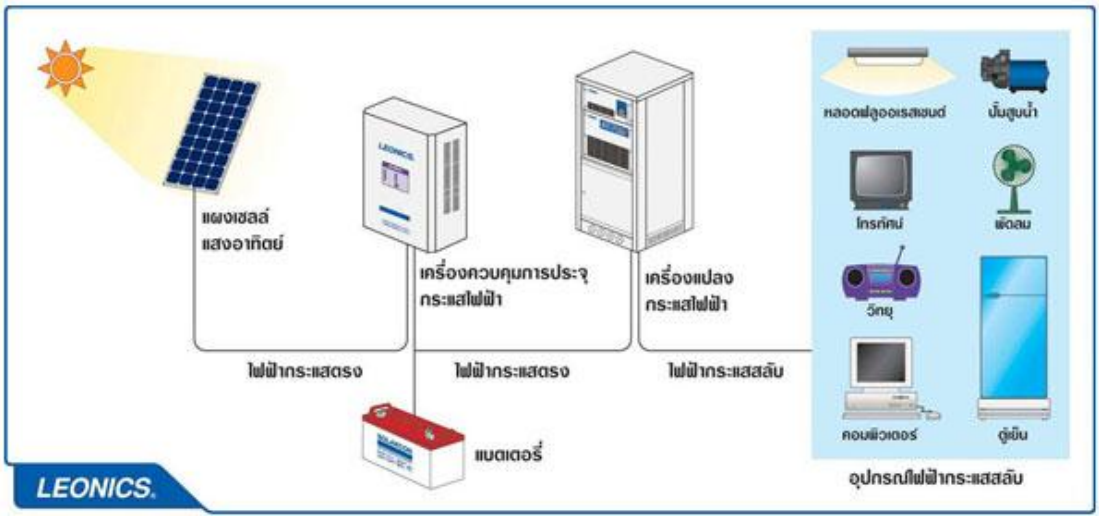
รูปที่ 2.8 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่ใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นไฟฟ้ากระแสตรง
ที่มา: http://www.daviddarling.info/encyclopedia/S/AE_solar_power_system.html (5 กุมภาพันธ์ 2555)

หลักการทำงานของระบบ

ในเวลากลางวันพลังงานแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์แสงอาทิตย์จะเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า ไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง จากนั้นไฟฟ้าจะถูกประจุเก็บไว้ในแบตเตอรี่ โดยมีเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่เป็นตัวควบคุมการประจุไฟฟ้า ในเวลาที่ต้องการใช้งานภาระทางไฟฟ้าแบตเตอรี่จะจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าโดยผ่านเครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ ดังรูปที่ 2.8

2.2.2) ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นแบบไฟฟ้ากระแสลับ

เป็นระบบที่ใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ส่วนประกอบของระบบจะเหมือนกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระที่ใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นไฟฟ้ากระแสตรง คือมีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และภาระทางไฟฟ้า และที่เพิ่มเข้ามาคือเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ดังรูปที่ 2.9

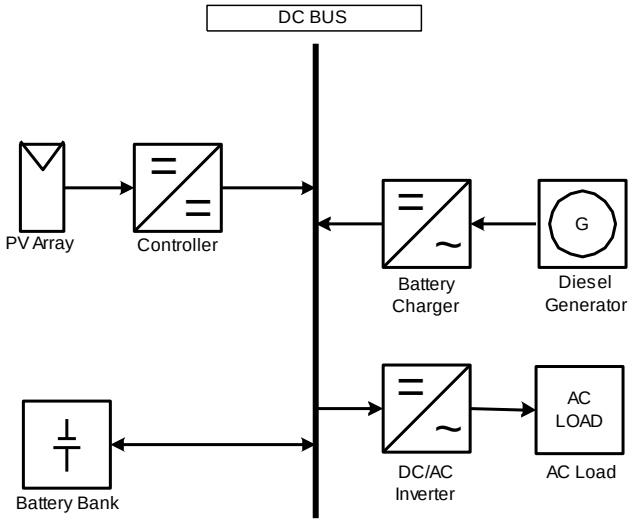


รูปที่ 2.9 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระใช้ภาระทางไฟฟ้าเป็นแบบไฟฟ้ากระแสสลับ
ที่มา: http://baanthaidd.blogspot.com/2012/03/solar-cell.html (5 กุมภาพันธ์ 2555)

2.2.3) ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน

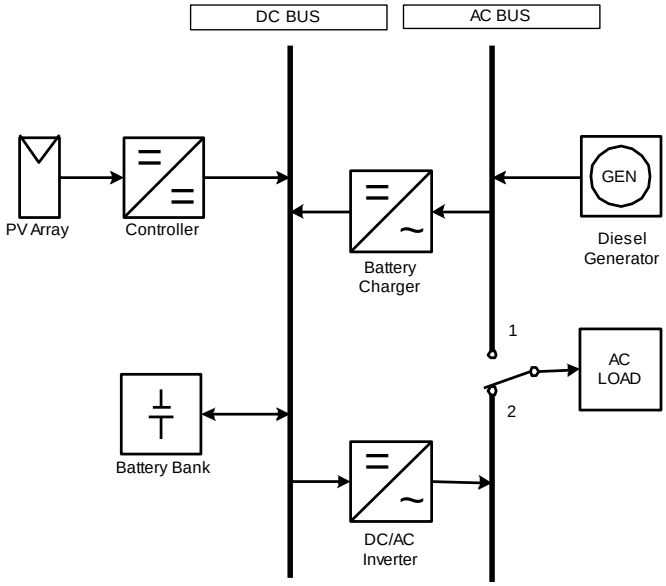
ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน คือ ระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ามากกว่าสองแหล่งขึ้นไป ในรายงานฉบับนี้จะยกตัวอย่าง การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลล์ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานอาจแบ่งตามลักษณะการทำงานของระบบได้ 3 แบบคือ

ก) ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบอนุกรม (series hybrid system): จากรูปที่ 2.10 การทำงานของระบบอธิบายได้ว่า ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV array) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (diesel generator) จะถูกประจุไว้ในแบตเตอรี่ (battery bank) เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าในระบบนี้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าได้โดยตรง เพราะต่อเข้ากับเครื่องประจะแบตเตอรี่ ระบบลักษณะนี้ขนาดของแบตเตอรี่และเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะต้องเหมาะสมกับขนาดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของภาระทางไฟฟ้า ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะต้องมีขนาดเหมาะสม



รูปที่ 2.10 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบอนุกรม
ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

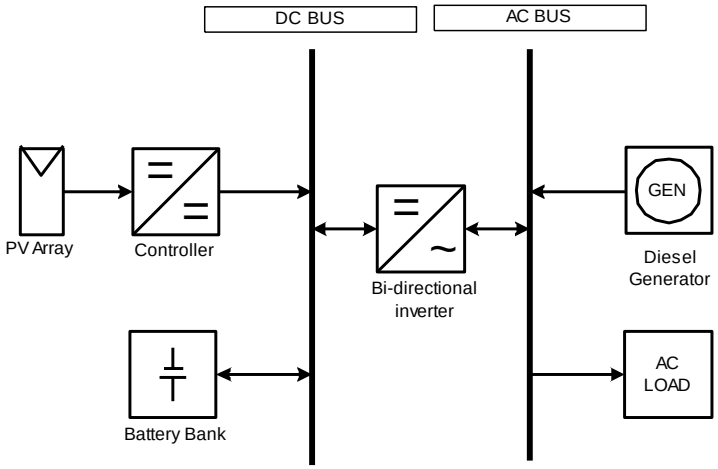
ข) ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบสลับ (switched hybrid system): ระบบนี้แบตเตอรี่จะถูกประจุโดยทั้งไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าได้โดยตรง ในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าน้อยระบบจะจ่ายไฟฟ้าโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะหยุดทำงาน ซึ่งหากมีไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์มากเกินไป ไฟฟ้าที่เหลือใช้นี้ก็จะถูกประจุเข้าแบตเตอรี่ ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบแบบสลับจะสูงกว่าแบบอนุกรม ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบสลับ

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

ค) ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบขนาน (parallel hybrid system): ลักษณะการทำงานต่างจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบสลับ ตรงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับภาระทางไฟฟ้าได้โดยตรงแผงเซลล์แสงอาทิตย์และระบบแบตเตอรี่ต่ออนุกรมเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบสองทาง (bi-directional inverter) ซึ่งต่อเข้ากับภาระทางไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าต่ำไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกประจุให้กับแบตเตอรี่ไฟฟ้าที่เหลือจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลถูกประจุเข้าแบตเตอรี่โดยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบสองทางระบบนี้มีข้อดีกว่าระบบแบบอนุกรมและสลับคือมีประสิทธิภาพการทำงานที่สูงกว่าทั้งสองระบบแรกและคุณภาพของกระแสไฟฟ้าของระบบที่ดีกว่าการควบคุมระบบทำได้ง่ายกว่า ดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานแบบขนาน

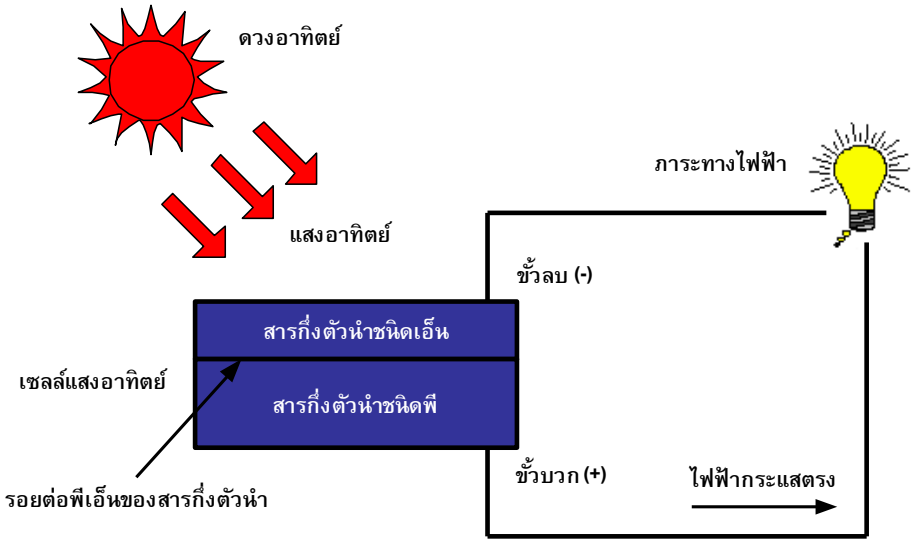
ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

2.2.7 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์คือ สิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ที่ผลิตจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) ซึ่งสามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง และไฟฟ้าที่ได้นั้นจะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้กันมากที่สุดได้แก่ รอยต่อพีเอ็นของสารกึ่งตัวนำซึ่งวัสดุสารกึ่งตัวนำที่ราคาถูกที่สุดและมีมากที่สุดบนพื้นโลกคือซิลิคอนซึ่งถลุงได้จากควอตไซต์ หรือทราย และผ่านขั้นตอนการทำให้บริสุทธิ์ตลอดจนการทำให้เป็นผลึกเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งแผ่นอาจมีรูปร่างเป็นแผ่นวงกลม (เส้นผ่านศูนย์กลาง 5 นิ้ว) หรือสี่เหลี่ยมจัตุรัส (ด้านละ 5 นิ้ว) และมีความหนาประมาณ 200 – 400 ไมครอน และต้องนำมาผ่านกระบวนการแพร่ซึมสารเจือปนในเตาอุณหภูมิสูง เพื่อสร้างรอยต่อ P-N ขั้วไฟฟ้าด้านหลังเป็นผิวสัมผัสโลหะเต็มหน้า ส่วนขั้วไฟฟ้าด้านหน้าที่รับแสงจะมีลักษณะเป็นลายเส้นคล้ายก้างปลา

เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดพาหะทางไฟฟ้าขึ้นสองชนิดคือ อิเล็กตรอน (ประจุลบ) และโฮล (ประจุบวก) สนามไฟฟ้าที่บริเวณรอยต่อพีเอ็น จะแยกอิเล็กตรอนที่เกิดขึ้นให้เคลื่อนที่ไปที่ขั้วลบ และโฮลให้ไปที่ขั้วบวก มีผลทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าขึ้นที่ขั้วทั้งสอง ดังนั้นเมื่อเราต่อขั้วดังกล่าวเข้ากับภาระทางไฟฟ้า (เครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรง) ก็จะเกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าขึ้นภายในวงจร ดังรูปที่ 2.13 เซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปจะให้แรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.5 โวลต์ ส่วนค่ากระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพและขนาดของเซลล์

แสงอาทิตย์ (พื้นที่หน้าตัด) และยังขึ้นอยู่กับค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นผิวของเซลล์แสงอาทิตย์

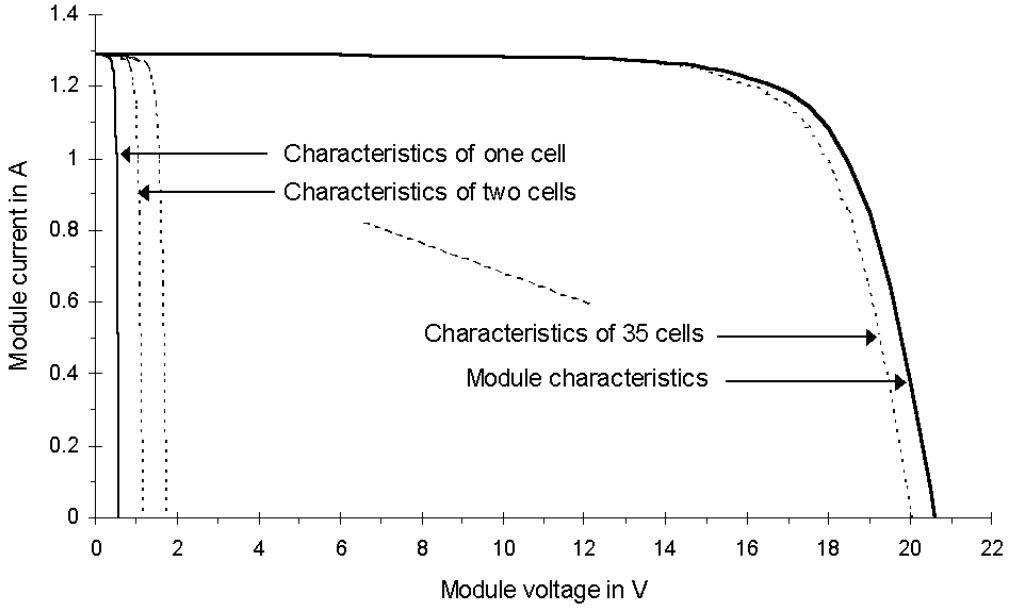


รูปที่ 2.13 ลักษณะทั่วไปและการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

1) คุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

คุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถอธิบายได้โดยใช้กราฟแสดงคุณสมบัติกระแส-แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ (I-V curve) โดยลักษณะ I-V curve ของเซลล์ (cell) โมดูล (module) หรือ แอร์เรย์ (array) จะมีลักษณะที่เหมือนกันแสดงดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 กราฟคุณสมบัติกระแส – แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์
ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

I-V curve สามารถอธิบายคุณสมบัติต่างๆ ของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังนี้

1.1) กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_m) คือ ค่ากระแสไฟฟ้าที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่ต่ออยู่กับภาระทางไฟฟ้า

1.2) แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_m) คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่ต่ออยู่กับภาระทางไฟฟ้า

1.3) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (I_{sc}) คือ ค่ากระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่เกิดการลัดวงจร

1.4) แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (V_{oc}) คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่ไม่มีภาระทางไฟฟ้า

1.5) กำลังไฟฟ้าสูงสุด (P_m) คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เซลล์แสงอาทิตย์จ่ายออกมาในขณะที่มีภาระทางไฟฟ้า

1.6) ฟิวแฟคเตอร์ (fill factor, F.F) คือค่าอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อผลคูณระหว่างค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรกับแรงดันไฟฟ้าวงจรเปิดสามารถเขียนเป็นสมการที่ 2.3

$$F.F = \frac{P_m}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{I_m \times V_m}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (2.3)$$

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ดีควรมีค่าฟิวแฟคเตอร์มากกว่า 0.7

ที่มา: The Photovoltaic Effect – Introduction. Photovoltaics.sandia.gov (2001-02-01). Retrieved on 2010-12-12.

1.7) ประสิทธิภาพสูงสุด (η_m) คือ ค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อพลังงานที่ได้รับของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งหาค่าได้จากสมการที่ 2.4

$$\eta_m = \left[P_m / A_m G_T\right] \times 100\% \quad (2.4)$$

เมื่อ A_m คือ พื้นที่รับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)

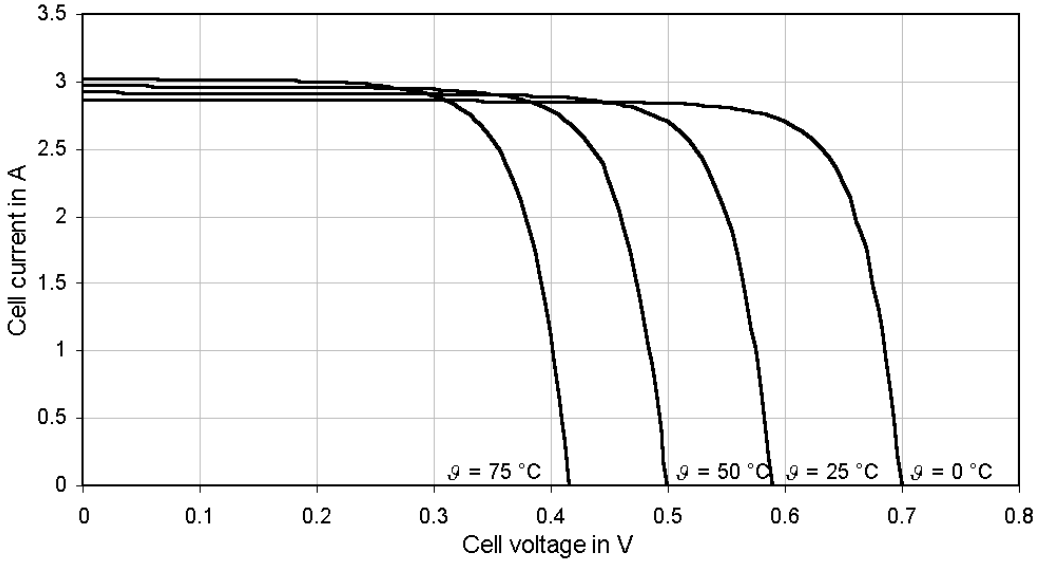
G_T คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ (W/m^2)

ที่มา: Survey of Energy Resources 2007, World Energy Council.

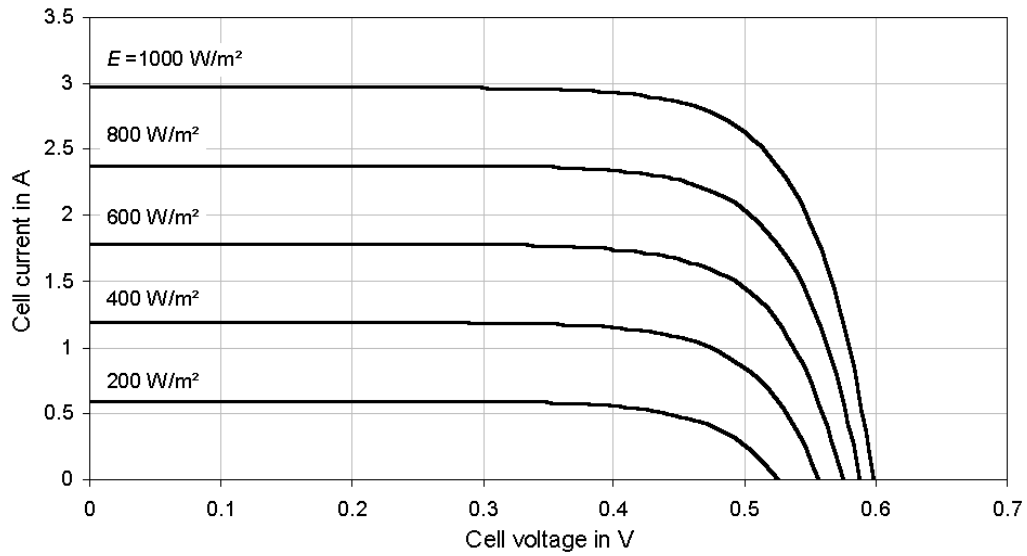
ในกรณีที่รูปกราฟ I-V curve นี้เปลี่ยนแกนไปอยู่ใน quadrant ที่สองหรือสี่ (ค่าแรงดันหรือกระแสไฟฟ้าเป็นลบ) จะหมายความว่าเกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า ซึ่งสาเหตุอาจเกิดจากการที่เซลล์มีอุณหภูมิสูงมาก และมีเงามาบังตัวเซลล์ ดังนั้นจึงนิยมติดตั้ง bypass diode ไว้ที่แผงเซลล์เพื่อป้องกันการเกิดความต้านทานที่ของตัวเซลล์

โดยปกติการทดสอบคุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อรับรองคุณภาพจะกระทำที่เงื่อนไขเฉพาะเรียกว่า standard testing condition (STC) ซึ่งเงื่อนไขดังกล่าวการทดสอบเพื่อหาคุณสมบัติทางไฟฟ้าจะต้องภายใต้เงื่อนไข ที่ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 1,000 W/m^2 มวลอากาศ 1.5 และอุณหภูมิเซลล์ 25 ^{o}C

สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์แล้วจะมีลักษณะเฉพาะที่น่าสนใจคือ กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเพิ่มขึ้นอย่างสม่ำเสมอเมื่อความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลต่อ I-V curve ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาวะความเข้มรังสีดวงอาทิตย์คงที่ กับที่สภาวะอุณหภูมิแตกต่างกันแสดงดังรูปที่ 2.14 และรูปที่ 2.15 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเซลล์แสงอาทิตย์จะตกลงเมื่ออุณหภูมิเซลล์สูงขึ้น ส่วนค่ากระแสนั้นจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ในขณะที่ค่าแรงดันไฟฟ้าจะตกลงอย่างมาก ซึ่งโดยปกติกำลังไฟฟ้าจะตกลงไปประมาณ 0.4 – 0.6 เปอร์เซ็นต์ต่อองศาเซลเซียส



รูปที่ 2.15 I-V Curve กรณีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์คงที่ และอุณหภูมิเซลล์เปลี่ยนแปลง
ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)



รูปที่ 2.16 I-V Curve กรณีอุณหภูมิเซลล์คงที่ และค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง
ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

2) ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์สามารถจำแนกตามวัสดุที่นำมาผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ได้ 2 ประเภทคือ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากซิลิคอน (silicon) กับเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากสารประกอบ

2.1) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากซิลิคอน (silicon) คือเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตมาจากธาตุซิลิคอนแบ่งตามลักษณะของรูปผลึกได้เป็น 3 รูปแบบ คือ แบบผลึกเดี่ยว (single crystalline) แบบผลึกผสม (poly-crystalline) และแบบอสัณฐาน (amorphous) ซึ่งบางครั้งอาจเรียกว่าเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง (thin film solar cell) แสดงดังรูปที่ 2.17

ก. แบบผลึกเดี่ยว ข. แบบผลึกผสม ค. แบบอสัณฐาน

รูปที่ 2.17 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำมาจากซิลิคอน

ที่มา: http://naturalenergyth.com/solar_tec.html (17 มิถุนายน 2555)

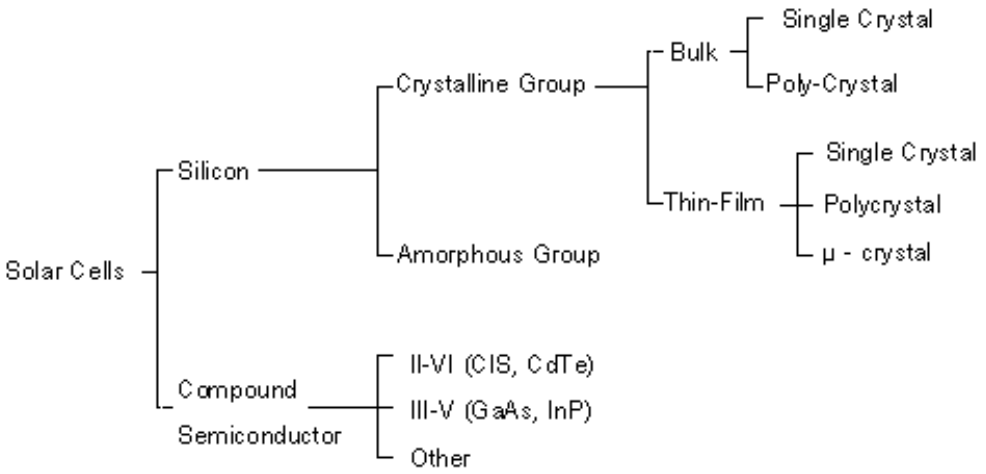
2.2) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตจากสารประกอบคือ เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำธาตุตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไปมาผลิตเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตมาจากสารประกอบแกลเลี่ยมอาเซไนด์ (GaAs) แคดเมียมเทลเลอไรด์ (CdTe) คอปเปอร์อินเดียมไดอาเซไนด์ (CIS) เป็นต้น เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้ส่วนใหญ่มีประสิทธิภาพสูง แต่ข้อเสียของเซลล์ชนิดนี้คือ มีราคาแพง บางชนิดทำจากสารที่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม และมีปัญหาเรื่องอายุการใช้งาน ดังรูปที่ 2.18 และ 2.19

ก. คอปเปอร์อินเดียมไดอาร์เซไนด์ CIS

ข. แคดเมียมเทลเลอไรด์ CdTe

รูปที่ 2.18 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำมาจากสารประกอบ

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)



รูปที่ 2.19 ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

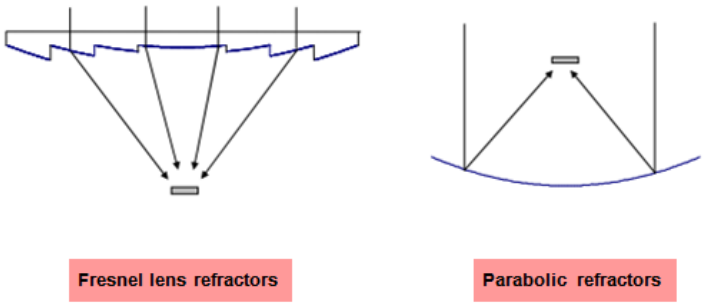
ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

3) ระบบเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ หรือให้ได้ผลิตภาพเพิ่มจากพื้นที่ และสรรพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด จึงมีการนำระบบเพิ่มประสิทธิภาพมาใช้ร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์ รายละเอียดดังต่อไปนี้

3.1) ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบรวมแสง (concentrating photovoltaic system)

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบรวมแสงสามารถจำแนกได้เป็น 2 แบบ ประกอบด้วย fresnel lens refractors และ parabolic refractors ดังแสดงในรูปที่ 2.20

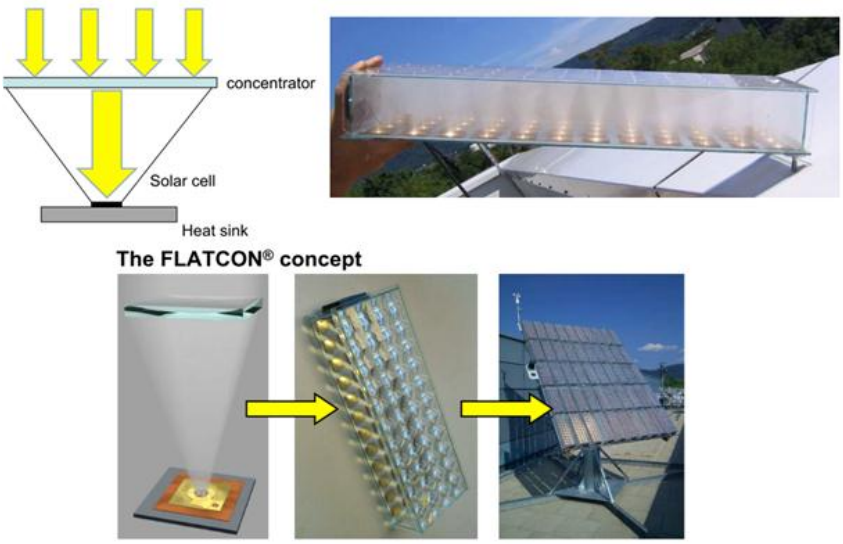


รูปที่ 2.20 การรวมแสงของ CPV

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

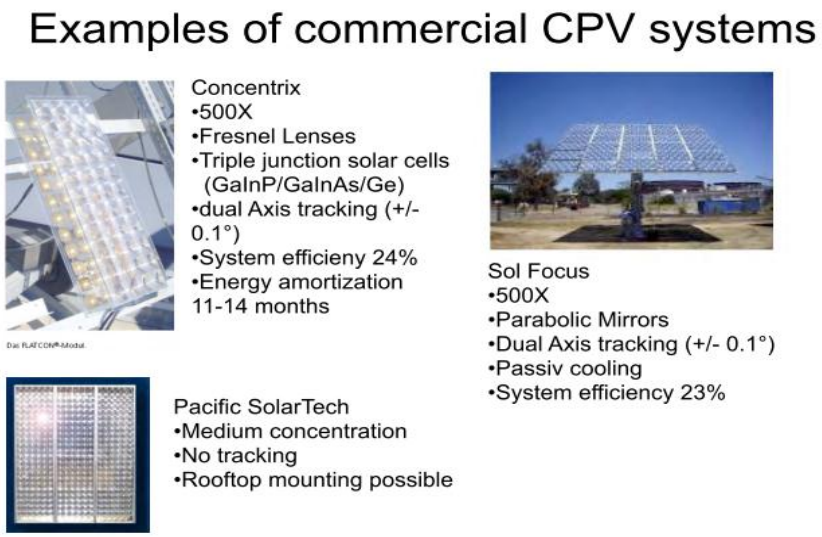
3.1.1) ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบรวมแสง เทคโนโลยี fresnel lens refractors

เป็นการรวมแสงแบบใช้เลนส์รวมแสงให้มีความเข้มแสงเพิ่มสูงขึ้น เพื่อให้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ต้องเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถทนความร้อนสูงได้ และต้องติดตั้งบนระบบเคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ ลักษณะการทำงานของ fresnel lens refractors แสดงดังรูปที่ 2.21



รูปที่ 2.21 fresnel lens refractors

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

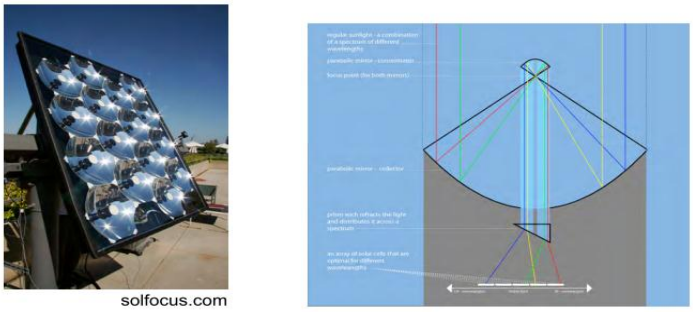


รูปที่ 2.22 ตัวอย่างการติดตั้ง CPV แบบ fresnel lens refractors

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

3.1.2) ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์แบบรวมแสง เทคโนโลยี parabolic refractor

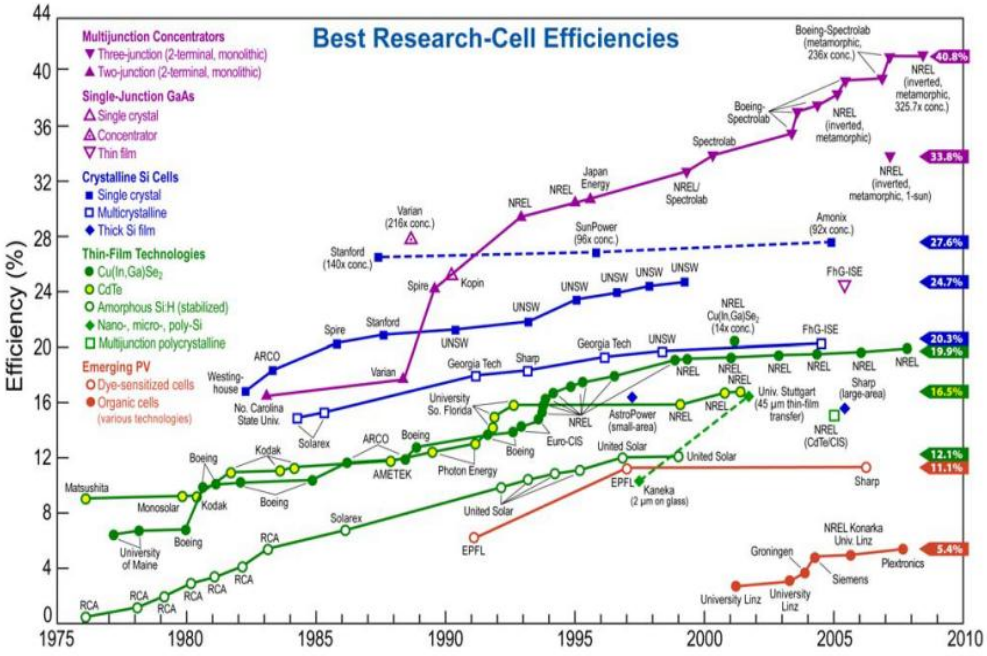
เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้หลักการสะท้อนรังสีอาทิตย์ไปยังจุด focus ที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ประสิทธิภาพสูงไว้ บริเวณจุด focus ที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์จะมีความเข้มรังสีอาทิตย์ที่สูง ผลที่ตามมาคือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น แต่ถึงจะมีข้อดีดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้อเสียคือ จะส่งให้ผลเซลล์แสงอาทิตย์มีอุณหภูมิสูง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีระบบระบายความร้อนของเซลล์แสงอาทิตย์ (cooling system) หลักการทำงาน CPV แบบ parabolic refractor แสดงดังรูปที่ 2.23 และตัวอย่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ parabolic refractor แสดงดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.23 CPV แบบ parabolic refractor
ที่มา: www.solfocus.com (17 มิถุนายน 2555)

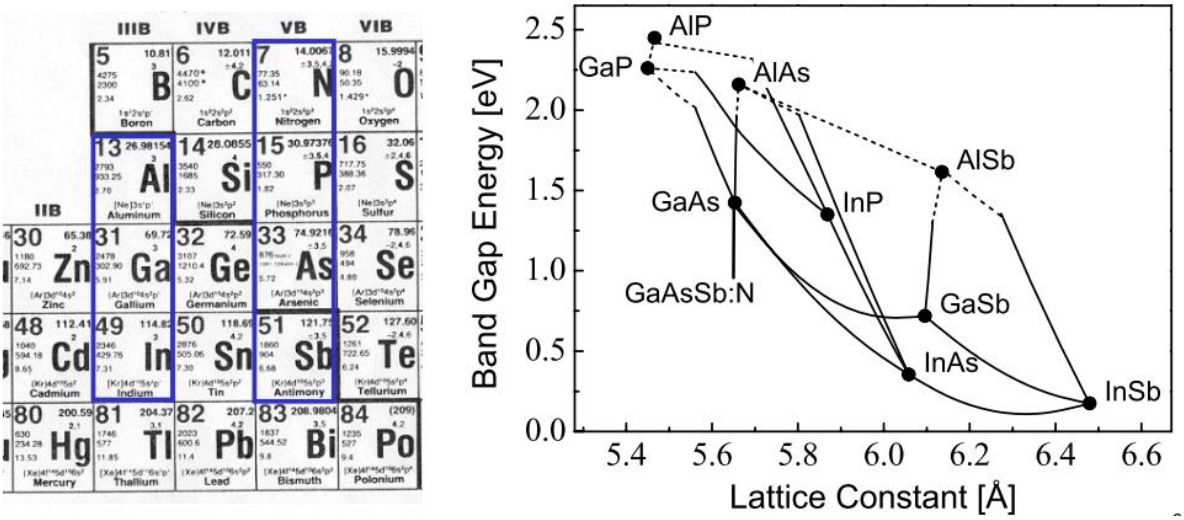
รูปที่ 2.24 ตัวอย่าง CPV แบบ parabolic refractor
ที่มา: http://www.solfocus.com/en/technology/#4 (17 มิถุนายน 2555)

เซลล์แสงอาทิตย์ของระบบ CPV ต้องเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งในปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีความเหมาะสมกับระบบ CPV คือ multifunction solar cells มีประสิทธิในห้องทดลอง ถึง 40 % ดังแสดงในรูปที่ 2.25



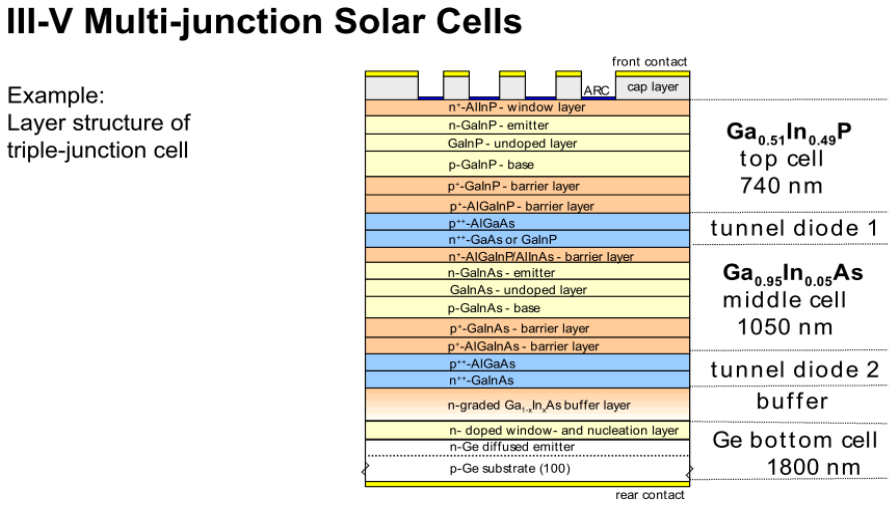
รูปที่ 2.25 ประสิทธิภาพของPVที่พัฒนาขึ้นในแต่ละปี

ที่มา: http://en.wikipedia.org/wiki/File:PVeff(rev110826).jpg Retrieved on 2011-08-17 (17 มิถุนายน 2555)



รูปที่ 2.26 สารที่นำมาทำเป็นเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)



รูปที่ 2.27 เซลล์แสงอาทิตย์แบบ multifunction solar cells

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

จากรูปที่ 2.26 และ 2.27 จะเห็นว่า ถ้าสารที่นำมาทำเป็นเซลล์แสงอาทิตย์มีรอยต่อของสารหลายชนิดตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป จะเป็นเป็นเซลล์แสงอาทิตย์แบบ multifunction solar cells ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้มีประสิทธิภาพมากกว่า เนื่องจากสามารถรับแสงได้ทุกช่วงคลื่น ตามความสามารถของธาตุชนิดนั้นๆ

3.2) ระบบติดตามดวงอาทิตย์

ทำหน้าที่ติดตามการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์บนท้องฟ้าในแต่ละวันโดยอัตโนมัติ จึงทำให้พื้นผิวของแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ในมุมที่ได้รับแสงอาทิตย์เต็มที่ ระบบติดตามดวงอาทิตย์จะช่วยเพิ่มการทำงานของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ให้มากยิ่งขึ้น โดยการทำงานติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียว แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะได้รับพลังงานเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ย 25-35 % ต่อปี ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับสถานที่ติดตั้งด้วย และจะสูงถึง 55 % ในช่วงฤดูร้อน

สรุปข้อมูลทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบ CPV แสดงดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ข้อมูลทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบ CPV

Parameter	Status 2007	Status 2009	Future Goal (2015)
$/W installed cost	$7–$10/W	*	<$2/W
¢/kWh	>30¢/kWh	*	<7¢/kWh
System reliability	5 years	*	20 years
Commercial system efficiency	17%	25% (champion module 29%)	29%–36%
Champion device efficiency	40.7%	41.6%	48%
Commercial device efficiency	35%–37%	Typically 39%	42%
Optical efficiency	75%–85%	*	80%–90%
III-V cell cost, $/cm^2	$10–$15/cm^2	*	$3–$5/cm^2
Systems in the field	<1 MW**	~4 MW**	
Manufacturing capacity	<1 MW/y	~100 MW/y	

ที่มา: การศึกษาวิเคราะห์ความเหมาะสมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บริเวณพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน (2554)

2.2.8 การคำนวณขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์

การกำหนดขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ให้เพียงพอกับความต้องการจะต้องคำนวณจากกำลังไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าและจำนวนชั่วโมงที่ใช้งานในแต่ละวันผลที่ได้จะเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในหนึ่งวัน ความเข้มพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบต่อหน่วยพื้นที่บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีค่าขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์โดยปกติกำหนดค่าชดเชยการสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์เป็น 0.8 ค่าชดเชยการสูญเสียเชิงความร้อนของเซลล์แสงอาทิตย์เป็น 0.85 ในการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จะต้องผ่านเครื่องแปลงแรงดันไฟฟ้า โดยปกติประสิทธิภาพของเครื่องแปรงแรงดันไฟฟ้ามีประสิทธิภาพประมาณ 0.85-0.9 ดังนั้นกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งสามารถคำนวณได้จากสูตรดังสมการที่ 2.5

$$P = \frac{P_L \times D}{Q \times A \times B \times C} \quad (2.5)$$

เมื่อ	P	คือ	กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง (วัตต์)
	P_L	คือ	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งวัน (วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร)
	Q	คือ	พลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบในหนึ่งวัน (สำหรับประเทศไทยมีค่า 4,000 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร)
	A	คือ	ค่าชดเชยการสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์
	B	คือ	ค่าชดเชยการสูญเสียเชิงความร้อน
	C	คือ	ประสิทธิภาพของเครื่องแปลงแรงดัน
	D	คือ	ค่าความเข้มแสงปกติมีค่า 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร

2.3 อัตราค่าไฟฟ้าและวิธีการคำนวณค่าไฟ

2.3.1 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับประเภทที่ 1 บ้านที่อยู่อาศัย

สำหรับการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเรือนที่อยู่อาศัยรวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

1) อัตราปกติ

ตารางที่ 2.3 อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือนค่าบริการ 8.19 บาท/เดือน

พลังงานไฟฟ้าที่ใช้	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
15 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 15)	1.8632
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 – 25)	2.5026
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 – 35)	2.7549
65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 - 100)	3.1381
50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 – 150)	3.2315
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	3.7362
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	3.9361

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป)
ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือนได้รับสิทธิค่าไฟฟ้าฟรีในเดือนนั้น

ตารางที่ 2.4 อัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือนค่าบริการ 38.22 บาท/เดือน

พลังงานไฟฟ้าที่ใช้	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)
150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 150)	2.7628
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	3.7362
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	3.9361

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป)

ตารางที่ 2.5 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (time of use rate : TOU)

ระดับแรงดัน	Peak	Off Peak	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
1) แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์	4.5827	2.1495	312.24
2) แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	5.2674	2.1827	38.22

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป)
หมายเหตุ. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือน กรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป

2.4 การประเมินโครงการลงทุน

ในการตัดสินใจว่าจะเลือกลงทุนในโครงการลงทุนใหม่หรือไม่นั้น เราจะเน้นที่กระแสเงินสดของโครงการลงทุน ซึ่งกระแสเงินสดของโครงการลงทุนนั้นจะเป็นสิ่งที่แสดงให้เห็นถึงผลประโยชน์ที่จะได้รับจากการตัดสินใจเลือกโครงการลงทุนนั้น

วิธีการที่นิยมใช้ในการประเมินโครงการลงทุนมี 4 วิธีดังนี้

1. ระยะเวลาคืนทุน (payback period)
2. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value หรือ NPV)
3. อัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุน (internal rate of return หรือ IRR)
4. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (benefit-cost ratio หรือ BCR)

2.4.1 ระยะเวลาคืนทุน (payback period)

ระยะเวลาคืนทุน คือ ระยะเวลาที่บริษัทจะได้รับจำนวนเงินกลับคืนเท่ากับกระแสเงินสดจ่ายลงทุน เนื่องจากวิธีระยะเวลาคืนทุนนี้จะทำการวัดว่าโครงการลงทุนจะได้เงินกลับคืนมาเร็วมากน้อยอย่างไร ในการตัดสินใจโครงการลงทุนนั้นจะพิจารณาว่าโครงการลงทุนนั้นใช้ระยะเวลาน้อยกว่าหรือเท่ากับระยะเวลาคืนทุนตามที่บริษัทต้องการหรือไม่

ข้อดีและข้อเสียของวิธีระยะเวลาคืนทุน

ข้อดี

1) การคำนวณระยะเวลาคืนทุนนั้นจะใช้กระแสเงินสด (cash flows) ไม่ใช่กำไรทางบัญชี ซึ่งจะเน้นให้เห็นถึงผลตอบแทนและต้นทุนของโครงการลงทุนที่เกิดขึ้นในเวลาที่แท้จริง

2) ระยะเวลาคืนทุนนี้ง่ายต่อการทำความเข้าใจและง่ายต่อการคำนวณ

3) ระยะเวลาคืนทุนใช้เป็นเครื่องมือในการคัดสรรโครงการลงทุนที่น่าสนใจเบื้องต้น

ข้อเสีย

1) วิธีระยะเวลาคืนทุนไม่ได้คำนึงถึงแนวคิดเกี่ยวกับมูลค่าเงินตามเวลา (time value of money)

2) วิธีระยะเวลาคืนทุนไม่ได้สนใจว่ากระแสเงินสดที่ได้รับหลังจากคืนทุนแล้วจะเป็นอย่างไร

2.4.2 การวิเคราะห์มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน (present worth analysis)

มูลค่าปัจจุบัน (present worth (PW) , present value (PV) or net present value (NPV)) หมายถึง จำนวนเงินรวม ณ เวลาปัจจุบันของเงินหรือผลตอบแทนที่จะได้รับในอนาคตในช่วงระยะเวลาหนึ่งกับอัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรืออัตราลดค่าที่กำหนด ตัวอย่างเช่น ดอกเบี้ยที่จะได้รับในอนาคตจากการลงทุนในหุ้นกู้ หรือ ผลตอบแทนที่จะได้รับจากการลงทุนในโรงงานหรือเครื่องจักรของบริษัท

มูลค่าปัจจุบัน ของเงินลงทุน (cost) หรือผลตอบแทน (revenue) ของแต่ละทางเลือกในการดำเนินโครงการใดๆ สามารถนำมาใช้เป็นตัวชี้วัดความคุ้มค่าในการลงทุนได้ ทั้งนี้มูลค่าปัจจุบันขององค์ประกอบในการดำเนินโครงการ อาจแปลงมาจากมูลค่าในอนาคต หรือมูลค่าสม่ำเสมอรายปีก็ได้

การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสามารถคำนวณหาได้จากสมการดังนี้

$$P = F\left(\frac{1}{(1+i)^n}\right) \tag{2.6}$$

โดยที่ P = มูลค่าหรือผลรวมของเงินในช่วงเวลาที่กำหนดให้เป็นปัจจุบัน หรือที่เวลา t = 0

F = มูลค่าหรือผลรวมของเงินในอนาคต

A = มูลค่าของเงินรายเดือนหรือรายปี ที่มีค่าสม่ำเสมอเท่ากัน

n = จำนวนช่วงเวลาสำหรับการวิเคราะห์ หน่วยเป็น ปี เดือน หรือวัน

i = อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราผลตอบแทนต่อช่วงเวลา หรืออัตราลดค่า หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต่อปี เปอร์เซ็นต่อเดือน หรือเปอร์เซ็นต่อวัน

โดยในการตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการลงทุนนั้นจะพิจารณาดังนี้

1. ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการลงทุนมากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ โครงการลงทุนก็จะได้รับเลือกลงทุน (NPV $\geq$ 0 : ยอมรับโครงการลงทุน)

2. ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการลงทุนน้อยกว่าศูนย์ โครงการลงทุนนั้นไม่ควรลงทุน (NPV <0 : ไม่ยอมรับโครงการลงทุน)

ข้อดีและข้อเสียของวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ข้อดี

1) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นการใช้กระแสเงินสด (cash flows) มากกว่ากำไรทางบัญชี ซึ่งจะสะท้อนให้เห็นเวลาที่แท้จริงของผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการลงทุน

2) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิได้นำแนวความคิดเกี่ยวกับมูลค่าเงินตามเวลามาใช้ประกอบการคำนวณ ซึ่งทำให้สามารถทำการเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทนจากโครงการลงทุนกับเงินลงทุนได้อย่างมีเหตุผลมากยิ่งขึ้น

3) เนื่องจากการตัดสินใจเลือกโครงการลงทุนโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันนี้ จะทำการเลือกโครงการลงทุนที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวกเท่านั้น เพราะฉะนั้นจะเป็นผลทำให้มูลค่าของบริษัทสูงขึ้น กล่าวคือ บริษัทสามารถสร้างความมั่งคั่งสูงสุดให้แก่ผู้ถือหุ้นได้ ซึ่งเป็นเป้าหมายหลักของบริษัทนั่นเอง

ข้อเสีย

1) การใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธินั้นต้องคำนึงถึงรายละเอียดของการประมาณการกระแสเงินสดของโครงการลงทุน ซึ่งอาจมีความผิดพลาดได้ง่ายในการประมาณการข้อมูล

2.4.3 อัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุน (internal rate of return)

ในการลงทุนขนาดใหญ่และใช้เงินลงทุนจำนวนมาก มีความจำเป็นที่ผู้ลงทุนจะต้องคำนวณหาอัตราผลตอบแทนที่คุ้มค่ากับการลงทุน เมื่อนำไปเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่สามารถตอบสนองความพึงพอใจ (minimum attractive rate of return, MARR) ซึ่งส่วนมากค่า MARR จะกำหนดจาก อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ หรืออัตราดอกเบี้ยเงินฝาก ในกรณีที่ผู้ลงทุนใช้วิธีกู้ยืมเงินจากแหล่งกู้ อัตราผลตอบแทนของโครงการที่ถูกเลือกจะต้องมีค่าสูงกว่าอัตราเงินกู้ เพื่อที่จะมีเงินจากผลตอบแทนที่เพียงพอสำหรับมาชำระให้แหล่งเงินกู้ และในกรณีที่เป็นการลงทุนโดยใช้เงินส่วนตัวของบริษัทเอง อัตราผลตอบแทนของโครงการที่ถูกเลือก จะต้องมีค่าสูงกว่าอัตราเงินฝาก เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าสำหรับการถอนเงินคงคลังออกจากธนาคาร เพื่อนำมาลงทุนในโครงการดังกล่าว สรุปหลักเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนโดยใช้อัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุน ได้ดังนี้

1. ถ้าโครงการลงทุนมีอัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุนมากกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินทุนโครงการลงทุนนั้นควรได้รับการคัดเลือกลงทุน (IRR $\geq$อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (k) : ยอมรับโครงการลงทุน)

2. ถ้าโครงการลงทุนมีอัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุนน้อยกว่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินทุนโครงการลงทุนนั้นไม่ควรลงทุน (IRR <อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (k) : ไม่ยอมรับโครงการลงทุน)

โดยการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุน สามารถคำนวณหาได้จากสมการดังนี้

$$Investment = \sum_{t=1}^{n} \frac{F}{(1+IRR)^t} \tag{2.7}$$

โดยที่ F = มูลค่าหรือผลรวมของเงินในอนาคต

Investment = เงินลงทุน

n = อายุของโครงการ

IRR = อัตราผลตอบแทนจากโครงการลงทุน

2.4.4 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (benefit-cost ratio หรือ BCR)

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนรวมต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวมตลอดอายุของโครงการ โดยจะเลือกโครงการที่ BCR มีค่ามากกว่าหรือดท่ากับ 1 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโครงการลงทุนนี้ให้ผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนที่เกิดขึ้นกับโครงการ (BCR มากกว่าหรือเท่ากับ 1)

$$BCR \geq \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}} \tag{2.8}$$

โดยกำหนดให้ B_t = ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

r = อัตราคิดลดหรืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้

t = ระยะเวลาที่ t (0, 1, 2, …, n)

n = อายุของโครงการลงทุน

2.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (sensitivity analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ คือการพิจารณาว่าข้อมูล หรือปัจจัยสำคัญๆ บางตัวในโครงการเปลี่ยนแปลงจะส่งผลกระทบให้ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์โครงการเปลี่ยน โดยใช้วิธี cost – benefit analysis ซึ่งเป็นการวิเคราะห์โดยการวัดความคุ้มค่าของโครงการโดยการเปรียบเทียบกันระหว่างผลประโยชน์ (benefit) และ/หรือผลตอบแทน (return) กับต้นทุน (cost) ของโครงการเป็นหลักเกณฑ์ตัดสินใจแบบปรับค่าของเวลา ซึ่งประกอบด้วย NPV BCR และ IRR นั้น ตัวแปรที่ใช้ในการวัดมูลค่าผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการได้มาโดยกำหนดล่วงหน้าว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต และกำหนดให้ตัวแปรเหล่านั้นมีค่าที่แน่นอน ซึ่งในความเป็นจริงการคาดการณ์เกี่ยวกับอนาคตนั้นจะต้องพิจารณาถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้น และจะทำให้การวิเคราะห์มีโอกาสผิดพลาดได้ ถ้าหากโครงการต้องเกี่ยวข้องกับตัวแปรที่กำหนดขึ้นล่วงหน้า ดังนั้นจะต้องมีการวิเคราะห์ซ้ำเพื่อดูว่าจะเกิดอะไรขึ้น ถ้าเหตุการณ์ต่างๆ ตามที่กำหนดไว้เปลี่ยนแปลงไป

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ชะกาแก้ว สุดสีชัง (2550) ทำการทำนายการใช้พลังงานของบ้านพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย โดยทำการคำนวณภาระความร้อนของแต่ละห้อง สภาวะของอากาศภายในบ้าน พลังงานความร้อนถ่ายเทเข้าสู่บ้าน โดยพื้นที่ของกรุงเทพมหานคร ความร้อนถ่ายเทมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง 270-359 kWh/เดือน และช่วงที่มีค่าการถ่ายเทความร้อนเข้าสู่บ้านสูงสุด คือ ช่วงเดือนมีนาคมและเมษายน ซึ่งมีค่าความร้อนเกินค่า 350 kWh/เดือน โดยรวมแล้วจะมีปริมาณความร้อนที่ถ่ายเทเข้าสู่บ้านตลอดปี คือ 3,635 kWh/ปี นอกจากนี้ยังเสนอให้ประยุกต์ใช้ระบบทำน้ำร้อนรังสีอาทิตย์กับบ้านประหยัดพลังงานตามแบบของ พพ. ซึ่งอัตราผลตอบแทนของระบบทำน้ำร้อนรังสีอาทิตย์แบบไหลเวียนตามธรรมชาติเท่ากับร้อยละ 6.2 และแบบไหลเวียนตามแรงดันเท่ากับร้อยละ 6.79

บริสุทธิ์ สะเดา และคณะ (2552) ได้ทำการสำรวจปัญหาเบื้องต้นของผู้ใช้งานระบบบ้านพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ผลคือ เกิดปัญหาจากตัวแบตเตอรี่ร้อยละ 29.8 เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ และแปลงกระแสไฟฟ้าร้อยละ 27.27 เต้ารับร้อยละ 12.98 สายไฟร้อยละ 10.04 สวิตซ์ร้อยละ 8.08 ระบบแสงสว่างร้อยละ 7.75 และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ร้อยละ 4.08

เอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน โดยทำการทดลองกับบ้านผู้เข้าร่วมโครงการ 10 แห่ง ในการวิเคราะห์ที่กรณีปกติ ผลการวิเคราะห์กรณีติดตั้งผลึกเดี่ยวขนาด 2.25 kW และได้รับเงินสนับสนุนจาก สพช. เมื่อคิดอัตราลดที่ร้อยละ 9, 12 และ 15 ต่อปี สามารถคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิได้ -148,412, -177497 และ -196,379 บาท มีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ ร้อยละ 2.35 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าให้ผลประโยชน์ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เพราะมูลค่าปัจจุบันสุทธิให้ค่าเป็นลบ แต่ถ้าวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการในแนวทางที่ 3 คือ ต้นทุนลดลงร้อยละ 30 โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้น 100 % ก็จะมีความคุ้มค่าต่อการลงทุน ส่วนผลการวิเคราะห์กรณีติดตั้งผลึกเดี่ยวขนาด 2.25 kW แต่ไม่ได้รับเงินสนับสนุนจากสพช. มีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับ ร้อยละ -1.49 และแม้ว่าจะวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางการเงิน 3 แนวทางคือ ต้นทุนลดลงร้อยละ 30 โดยผลประโยชน์คงที่ ต้นทุนคงที่ โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้น 100 % และแนวทางที่ 3 คือต้นทุนลดลงร้อยละ 30 โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้น 100 % ก็ไม่มีความคุ้มค่าของการลงทุน

ผลการวิเคราะห์กรณีติดตั้งระบบชนิดอะมอร์ฟัส ขนาด 2.88 kW และได้รับเงินสนับสนุนจาก สพช. มีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ ร้อยละ 2.61 ซึ่งน้อยกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 9, 12 และ 15 จึงไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน จะน่าลงทุนก็ต่อเมื่อต้นทุนลดลงร้อยละ 30

โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้น 100 % ส่วนผลการวิเคราะห์กรณีไม่ได้รับเงินสนับสนุนจากสพช. มีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับ ร้อยละ -1.99 แม้ว่าจะวิเคราะห์ในกรณีที่ดีที่สุด คือ ต้นทุนลดลงร้อยละ 30 โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้นร้อยละ 100 ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ศ.ดร.สุนทร บุญญาธิการ อาจารย์ประจำคณะสถาปัตยกรรมศาสตร์ จุฬาฯ และทีมวิจัยสร้างบ้านชีวาทิตย์ เป็นบ้านที่ได้รับการออกแบบให้เป็นต้นแบบของการอยู่อาศัยอย่างยั่งยืน และเหมาะสมกับสภาพภูมิอากาศในเขตร้อนชื้นเป็นหลังแรกในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งนอกจากประสิทธิภาพการใช้งานจากพลังงานแสงอาทิตย์อันสูงสุดแล้ว ยังมีการนำเอาปัจจัยอื่นๆที่จำเป็นต่อการอยู่อาศัยมาใช้ด้วย

บ้านชีวาทิตย์เป็นบ้านที่สามารถผลิตน้ำ และไฟฟ้าใช้ได้เองถึง 6,200 วัตต์ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ผลิตจาก แผงโซลาเซลล์ขนาด 128 ตารางเมตร ซึ่งวันหนึ่งผลิตกระแสไฟฟ้าได้ประมาณ 22 หน่วยโดยตัวบ้านทำจากไม้ ทำให้อุณหภูมิภายในบ้านเย็นกว่า อุณหภูมิภายนอกถึง 5 องศาเซลเซียส จึงประหยัดพลังงานในการใช้ เครื่องปรับอากาศได้ถึง 4 เท่า ต่างจากบ้านธรรมดา ที่อุณหภูมิภายในบ้านจะร้อนกว่าอุณหภูมิภายนอกอยู่ 3 องศา ส่วนหลังคามีแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพิเศษ ที่นอกจากจะให้พลังงานแล้ว ยังสามารถนำน้ำค้างมาใช้เป็นน้ำสะอาดได้ด้วย นอกจากนี้ ยังมีไบโอแก๊ส (bio-gas) ที่เกิดจากการหมักใบไม้ และอุจจาระ โดยทำบ่อเกรอะไว้ 3 บ่อ เพื่อรองรับและกรองของเสีย ทำให้บ่อเกรอะที่ 3 มีน้ำใสและไม่มีกลิ่น สามารถปล่อยไปในชั้นใต้หิน เพื่อเป็นน้ำใต้ดินสำหรับหล่อเลี้ยงต้นไม้ คุณสมบัติพิเศษอีกอย่างหนึ่งของ "บ้านชีวาทิตย์" คือ มีกระจกตัดเสียงได้ ดังนั้น เสียงรถตุ๊กตุ๊ก เสียงรถยนต์ และเสียงรบกวนต่างๆ ซึ่งเป็นเสียงที่อยู่ในช่วงระดับกลาง ไม่สามารถเล็ดลอดเข้าไปในบ้านได้ แต่กระจกนี้จะไม่ตัดเสียงที่อยู่ในระดับสูงและระดับต่ำ ซึ่งเป็นเสียงที่เราชอบฟังกัน เช่น เสียงนกร้อง และเสียงลมพัดใบไม้ ทำให้ผู้อยู่อาศัยสามารถเพลิดเพลินกับเสียงดังกล่าวได้ตามปกติ นับเป็นบ้านที่ใช้เทคนิคในการก่อสร้างค่อนข้างยาก และเป็นนวัตกรรมที่ล้ำยุคไปประมาณ 15 ปี มีต้นทุนในการก่อสร้างประมาณ 3.5 ล้านบาท