บทที่ 2

แนวคิดทฤษฎีและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 สถานการณ์พลังงานของไทย

ประเทศไทยมีการใช้พลังงานในช่วง 9 เดือนของปี 2559 มีปริมาณ 59,695 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.0 คิดเป็นมูลค่ากว่า 602,094 ล้านบาท การใช้พลังงานยังคงเพิ่มขึ้นตามการเติบโตทางเศรษฐกิจโดยที่น้ำมันสำเร็จรูปยังคงเป็นพลังงานที่ใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 49.7 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมด รองลงมาประกอบด้วยไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน ก๊าซธรรมชาติ พลังงานหมุนเวียนดั้งเดิม และถ่านหิน/ลิกไนต์ คิดเป็นร้อยละ 20.5 8.8 7.6 7.2 และ 6.2 ตามลำดับ ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 2.1

รูปที่ 2.1 ปริมาณการใช้พลังงานของประเทศไทย

(ที่มา : รายงานสถานการณ์พลังงานของประเทศไทย มกราคา – กันยายน 2559 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน)

การผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยใน ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2559 มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำนวน 100,452 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 สรุปรายละเอียดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 64 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด อยู่ที่ระดับ 64,771 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4

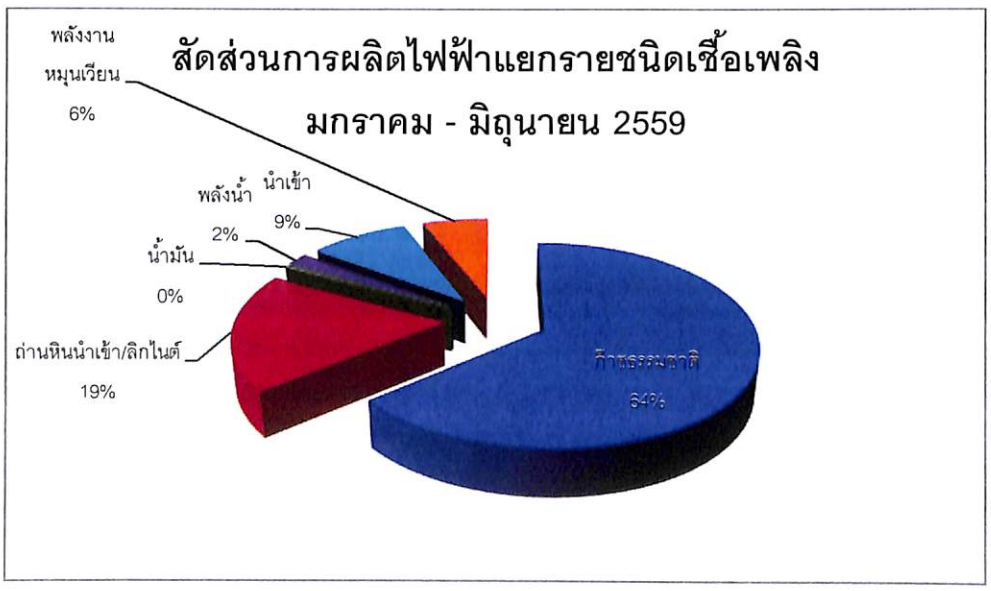
- การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 19 อยู่ที่ระดับ 18,683 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4

- การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.2 อยู่ที่ระดับ 241 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 48.1

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ สัดส่วนร้อยละ 2 อยู่ที่ระดับ 1,764 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 16.5 เนื่องจากปริมาณน้ำในเขื่อนช่วงต้นปีเหลือน้อยจากภาวะภัยแล้ง ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้ลดลง

- การนำเข้าไฟฟ้าจาก สาธารณประชาธิปไตยประชาชนลาว และไฟฟ้าแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 9 อยู่ที่ระดับ 8,590 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 33.5 เนื่องจากโรงไฟฟ้าหงสา หน่วยที่ 3 เข้าระบบในเดือนมีนาคม

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในระบบของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่รวมในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทพลังงานหมุนเวียนทั้งสัญญา Firm และ Non-Firm และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 6 อยู่ที่ระดับ 6,403 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.1 เนื่องจากมีโรงไฟฟ้า SPP และ VSPP เข้าระบบเพิ่มขึ้น



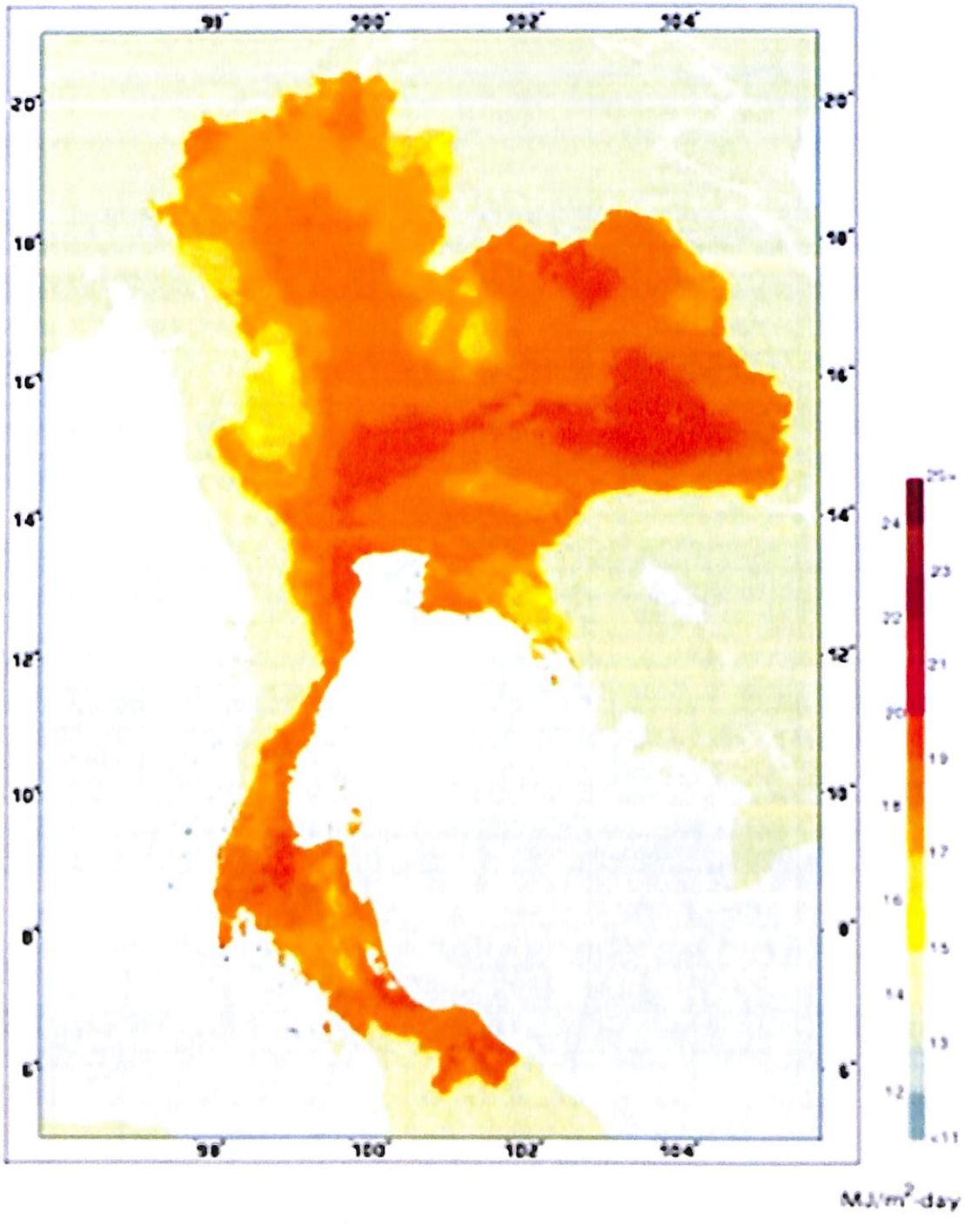
รูปที่ 2.2 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าแยกรายชนิดเชื้อเพลิง

(ที่มา : รายละเอียดสถานการณ์พลังงานไทย (รายไตรมาส) ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน)

2.2 พลังงานแสงอาทิตย์

2.2.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และจัดทำแผนที่พลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมของประเทศไทย โดยการวิเคราะห์ข้อมูลดาวเทียมประกอบกับข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดภาคพื้นดิน พบว่าการกระจายของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 23 MJ/m^2-day และเมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีพบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี อุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท พระนครศรีอยุธยา และจังหวัดลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีที่ 19 57' 20 MJ/m^2-day พื้นดังกล่าวคิดเป็น 11.0% ของพื้นที่ทังหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 35.6% ของพื้นที่ทั้งได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง 18-19 MJ/m^2-day จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 18.0 MJ/m^2-day จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง และได้จัดทำแผนที่ เรียกแผนที่ดังกล่าวว่า "แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย" ในแผนที่จะแสดงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์ที่บริเวณต่างๆ ของประเทศไทยได้รับในรูปแบบของค่ารายวันเฉลี่ยต่อปีในหน่วย MJ/m^2-day และภายหลังนำผลที่วิเคราะห์ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมไปตรวจสอบกับสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ที่ได้จัดตั้งไว้ 38 แห่ง และสถานีวัดของมหาวิทยาลัยศิลปากร 4 แห่งจากผลการเปรียบเทียบพบว่าค่าที่ได้จากแผนที่ใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการวัด โดยมีความแตกต่างกันในรูปของ root mean square difference RMSD = 7.3% ซึ่งถือว่าความละเอียดถูกต้องของแผนที่ดังกล่าวอยู่ในเกณฑ์ดี ดังรูปภาพ



รูปที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันต่อปี

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ ๒ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ตารางที่ 2.1 แสดงผลการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากแผนที่ฯ กับค่าที่ได้จากสถานีวัด

สถานี	จังหวัด	H (map) MJ/m^2	H (measurement) MJ/m^2	Difference (%)
1	กรุงเทพมหานคร	17.9	17.5	2.2
2	กาญจนบุรี (กรมอุตุนิยมวิทยา)	18.0	18.4	2.0
3	กาญจนบุรี (ทองผาภูมิ)	17.1	17.3	0.8
4	ขอนแก่น	17.9	18.5	3.0
5	ชลบุรี	17.3	17.9	3.2
6	ชุมพร	17.5	17.5	0.1
7	เชียงราย	17.0	17.1	0.6
8	เชียงใหม่	17.2	18.0	4.8
9	ดอยอินทนนท์ (แม่กลาง)	17.0	16.8	0.8
10	ดอยอินทนนท์ (เรดาร์)	17.0	16.1	5.3
11	ดอยอินทนนท์ (สำนักงาน)	17.0	15.4	9.1
12	ตรัง	16.9	17.9	5.8
13	ตราด	17.2	17.1	0.3
14	ตาก	16.7	16.5	1.3
15	นครพนม	17.4	17.4	0.5
16	นครราชสีมา	18.1	18.1	0.1
17	นครสวรรค์	18.3	17.9	2.2
18	นราธิวาส	18.8	18.6	1.0
19	น่าน	17.2	17.3	0.3
20	ประจวบคีรีขันธ์	18.7	18.5	1.1
21	ปราจีนบุรี	17.9	17.6	1.7
22	พิษณุโลก	17.9	18.2	1.8
23	เพชรบูรณ์	17.6	17.8	1.1
24	แพร่	17.1	17.6	2.9
25	ภูเก็ต	17.9	19.1	6.7

ตารางที่ 2.1 แสดงผลการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากแผนที่ฯ กับค่าที่ได้จากสถานีวัด (ต่อ)

สถานี	จังหวัด	H (map) MJ/m^2	H (measurement) MJ/m^2	Difference (%)
26	แม่สะเรียง	16.8	16.8	0.0
27	แม่ฮ่องสอน	17.0	16.3	4.5
28	ร้อยเอ็ด	18.1	18.9	4.3
29	ระนอง	15.8	16.0	1.0
30	ลพบุรี	17.9	18.4	2.7
31	เลย	17.1	16.8	1.6
32	สงขลา	17.1	17.7	3.3
33	สระแก้ว	18.2	16.8	7.5
34	สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย)	18.2	18.7	2.8
35	สุราษฎร์ธานี (พุนพิน)	17.4	17.7	1.6
36	สุรินทร์	18.5	18.0	2.5
37	หนองคาย	17.5	18.5	5.7
38	อุบลราชธานี	18.1	18.2	0.4
RMSE (%)		7.3%		

ตารางที่ 2.2 แสดงเปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในระดับต่างๆ

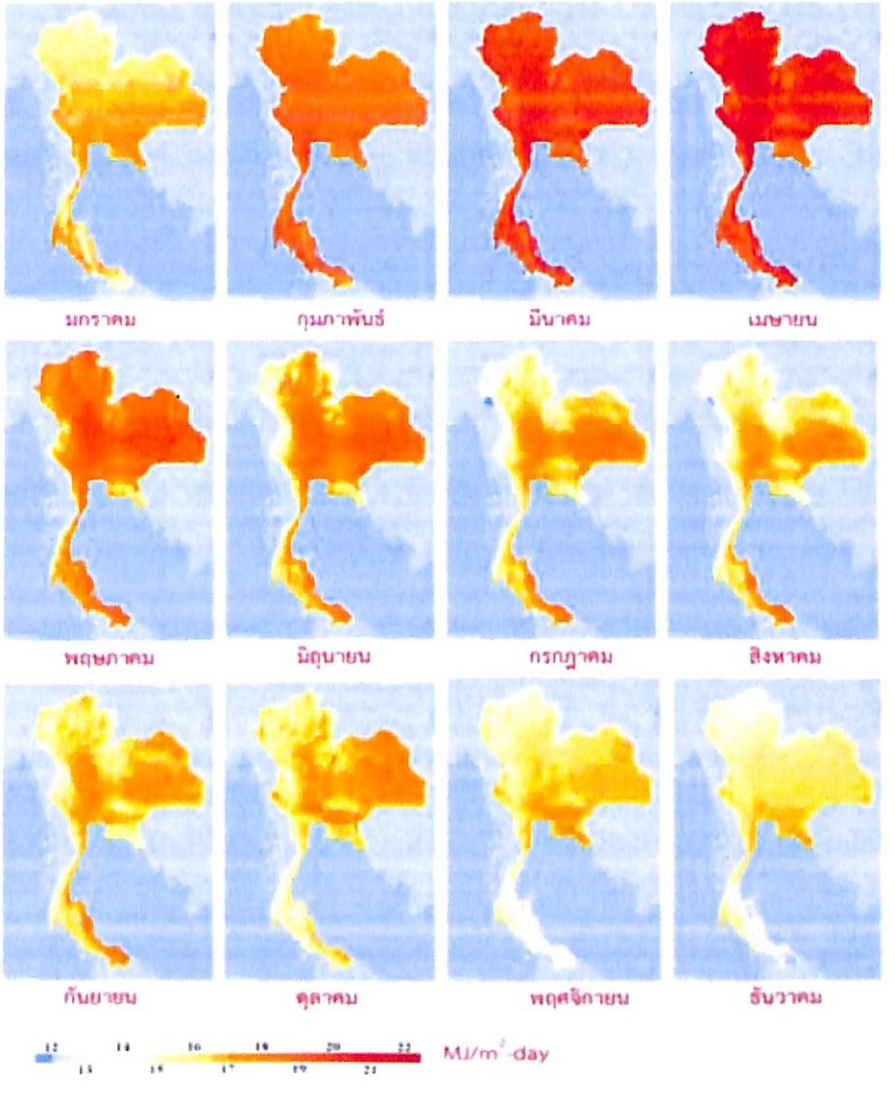
ช่วงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี (MJ/m^2-day)	ร้อยละของพื้นที่เมื่อเทียบกับพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ
15-16	0.4
16-17	13.2
17-18	39.8
18-19	35.6
19-20	11.0

ตารางที่ 2.3 แสดงการเปรียบเทียบความเข้มรังสีรวมของประเทศไทยกับของประเทศอื่นๆ

ประเทศ	ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รวมรายวันเฉลี่ยต่อปี (MJ/m^2-day)
อังกฤษ	8.95
ไอร์แลนด์	9.95
ญี่ปุ่น	13.0
สหรัฐอเมริกา	19.0
ออสเตรเลีย	19.6
อินเดีย	20.3
ไทย	18.0

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ ๒ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

รังสีดวงอาทิตย์นอกจากจะมีค่าเปลี่ยนแปลงตำแหน่งและทางเดินของดวงอาทิตย์ตามเวลาในรอบปีแล้ว ยังขึ้นอยู่กับภูมิประเทศด้วย ดังปรากฏตามแผนที่ความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่างๆจะเห็นว่ารังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่ทั่วประเทศมีการเปลี่ยนแปลงตามพื้นที่และตามฤดูกาลในรอบปีโดยในช่วงเดือน ม.ค.-ก.พ. ภาคใต้ฝั่งตะวันตกจะได้รับรังสีดวงอาทิตย์ค่อนข้างสูง ส่วนภาคใต้ฝั่งตะวันออกยังคงได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือทำให้ท้องฟ้ามีเมฆและฝน รังสีดวงอาทิตย์ที่รับจึงมีค่าต่ำกว่าภาคใต้ฝั่งตะวันตก สำหรับในภาคกลาง ภาคเหนือ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ถึงแม้ท้องฟ้าส่วนใหญ่จะแจ่มใส (clear sky)



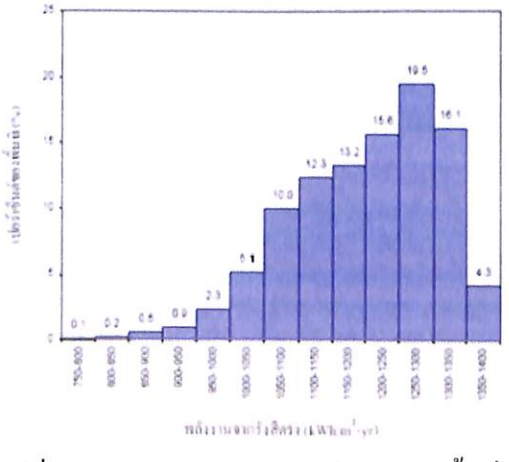
รูปที่ 2.4 แผนที่แสดงความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่าง ๆ

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ ๒ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

แต่ทางเดินของดวงอาทิตย์ในช่วงเดือนดังงกล่าวจะดูได้เส้นศูนย์สูตรท้องฟ้า (celestial senator) ทำให้มุมรังสีตกกระทบในภาคดังกล่าวมีค่ามาก รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับในพื้นที่ส่วนใหญ่จึงต่ำกว่าในภาคใต้ นอกจากนี้ ในเขตภูเขาทางภาคเหนือยังได้รับอิทธิพลจากหมอกที่ปกคลุมทำให้ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ค่อนข้างต่ำ ในเดือนมีนาคมและเมษายนทางเดินปรากฏ (apparent path) ของดวงอาทิตย์จะเปลี่ยนจากซีกฟ้าใต้เส้นศูนย์สูตรท้องฟ้าไปสู่ซีกฟ้าเหนือ ประกอบกับท้องฟ้าส่วนใหญ่ยังมีเมฆปกคลุมน้อยทำให้รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับมีค่าสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเดือนเมษายน ตั้งแต่เดือนพฤษภาคมไปถึงเดือนตุลาคม พื้นที่ทั่วประเทศจะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุม

ตะวันตกเฉียงใต้ โดยจะเริ่มมีอิทธิพลจากด้านตะวันตกของประเทศ ทำให้รังสีดวงอาทิตย์ค่อยๆ ลดลงทั่วประเทศ ถึงแม้ว่าหลังจากเดือนตุลาคมจะมีลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดผ่านประเทศไทย ซึ่งทำให้ท้องฟ้าในภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือแจ่มใส แต่ทางเดือนของดวงอาทิตย์ในช่วงดังกล่าวอยู่ใต้เส้นศูนย์สูตรท้องฟ้า ทำให้รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับมีค่าค่อนข้างต่ำ สำหรับในภาคใต้ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ทำให้เกิดเมฆและฝน ทางด้านภาคใต้ฝั่งตะวันออก รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับในบริเวณดังกล่าว จึงมีค่าค่อนข้างต่ำ

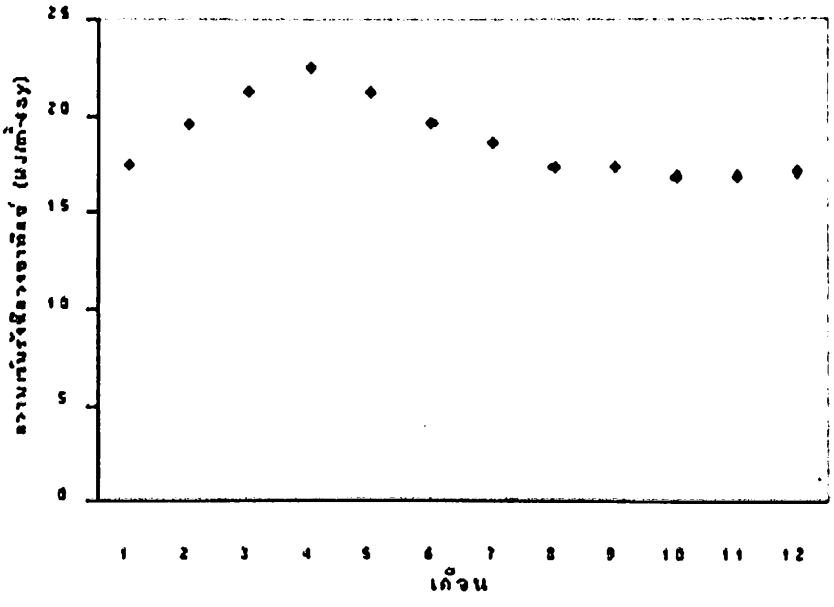
รังสีรวม ซึ่งประกอบด้วยรังสีกระจายและรังสีตรง อัตราส่วนระหว่างรังสีกระจายต่อรังสีรวมเป็นข้อมูลพื้นฐานที่สำคัญ เพราะเป็นตัวบอกคุณภาพของรังสีดวงอาทิตย์ เนื่องจากการวัดรังสีกระจายทำได้ยากกว่ารังสีรวม ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีค่าอัตราส่วนระหว่างรังสีกระจายต่อรังสีรวม ซึ่งจากการศึกษาโดย พพ. พบว่าค่าเฉลี่ยอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมของพื้นที่ทั่วประเทศ มีค่าเท่ากับ 0.42 ซึ่งแสดงว่าประเทศไทยได้รับรังสีกระจายเป็นสัดส่วนค่อนข้างสูงและจากข้อมูลการแจกแจงระดับของรังสีตรงในช่วงต่างๆ โดยหาว่ารังสีตรงในระดับนั้นๆ ครอบคลุมพื้นที่กี่เปอร์เซนต์ของพื้นที่ทั้งหมด พบว่าการแจกแจงดังกล่าวมีลักษณะไม่สมมาตร โดยเน้นไปทางค่ารังสีตรงที่มีค่ามากและบริเวณที่มีความเข้มรังสีตรงสูงสุด (1,350-1,400 kWh/m2-yr) ครอบคลุมพื้นที่ 4.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ที่บางส่วนของภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง



รูปที่ 2.5 การแจกแจงของรังสีตรงตามพื้นที่

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ ๒ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จะแปรค่าในรอบปีอยู่ระหว่าง 16-22 MJ/m2/day โดยมีค่าค่อยๆ เพิ่มขึ้นตั้งแต่เดือนมกราคมและสูงสุดในเดือนเมษายน แล้วค่อยลดลงต่ำสุดในเดือนธันวาคม การเปลี่ยนแปรงนี้ถือว่าไม่มีมากนักซึ่งเป็นผลดีต่อการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้กับอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์บางชนิด เช่น การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบรวมแสง (Concentrator)จะใช้ประโยชน์จากรังสีตรงดวงอาทิตย์เท่านั้น โดยไม่สามารถใช้ประโยชน์จากรังสีกระจายได้ จากการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมพบว่าในช่วงเดือนมกราคมถึงเมษายน พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีตรงค่อนข้างสูง(1,350-1,400 kWh/m2-yr) ทั้งนี้เพราะช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงฤดูแล้ง(dry season) ท้องฟ้าส่วนใหญ่แจ่มใสปราศจากเมฆรังสีดวงอาทิตย์ส่วนใหญ่จึงเป็นรังสีตรง และตั้งแต่เดือนพฤษภาคมเป็นต้นไป รังสีตรงจะค่อยๆลดลง อย่างไรก็ตามค่ารังสีตรงดังกล่าวสำหรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบรวมแสงในปัจจุบันถือว่าค่อนข้างต่ำ โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทรวมแสงจะตั้งในบริเวณที่มีค่ารังสีตรงมากกว่า 2,000 kWh/m2-yr



รูปที่ 2.6 การแปรค่าความเข้มแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยรายเดือนโดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ

ที่มา : คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ ๒ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

2.2.2 การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

ประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตรจึงทำให้ได้รับแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องและคงที่ตลอดทั้งปีซึ่งความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 18.0 MJ/m2/day หรือ 5 kWh/m2-day จัดอยู่ในระดับค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับหลายๆ ประเทศ ซึ่งเป็นปริมาณที่เพียงพอสำหรับการพัฒนาและใช้ประโยชน์ ประเทศไทยได้รู้จักการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นเวลานาน เริ่มจากการใช้ประโยชน์เพื่อการถนอมอาหารโดยการตากแห้ง และอบแห้งอาหารและผงผลิตทางการเกษตรต่างๆ ตลอดจนการใช้ความร้านจากแสงอาทิตย์เพื่อการปรุงอาหาร และกิจการอื่นๆ เช่น การตากผ้า และการทำนาเกลือ เป็นต้น

ในปัจจุบันประเทศไทย ประสบความสำเร็จเป็นอย่างดีในการนำเอาความร้อนของแสงอาทิตย์มาใช้ให้เกิดประโยชน์ เช่น การใช้เครื่องผลิตน้ำร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโรงพยาบาล โรงแรม การทำเครื่องต้มน้ำจากแสงอาทิตย์ การทำเตาแสงอาทิตย์ การทำเครื่องกลั่นน้ำแสงอาทิตย์ การทำเครื่องอบแห้งผลิตผลทางการเกษตร และอื่นๆอีกมากมายซึ่งเป็นการนำเอาพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้โดยตรงที่มิต้องอาศัยเทคโนโลยีชั้นสูงหรือสลับซับซ้อนนัก และการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ทำได้ 2 วิธีคือ การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งเป็นหลักการสำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์หรือ โซล่าเซลล์ (solar cell) ซึ่งอาศัยวัสดุสำคัญประเภทสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอน หรือสารประกอบกึ่งตัวนำ เช่น กอลเลียมอาร์เซไนด์ ส่วนอีกวิธีหนึ่งของการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ก็คือ ใช้ความร้อนของแสงอาทิตย์ไปต้มน้ำหรือทำให้ก๊าซร้อนแล้วใช้ไอน้ำร้อนหรือก๊าซร้อนไปทำให้เทอร์ไบน์หรือใบพัดกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนอีกต่อหนึ่ง โดยสรุปแล้วถ้าจะผลิตไฟฟ้าในระดับใหญ่ถึงขั้นเป็นโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์แล้ว ทำได้ 2 วิธีคือใช้เซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมาก หรือ ใช้แสงอาทิตย์เป็นปริมาณมากไปต้มน้ำหรือก๊าซร้อน แล้วไปทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานอีกต่อหนึ่ง ซึ่งในการนี้จำเป็นต้องอาศัยเทคโนโลยีชั้นสูงหรือสลับซับซ้อน ราคาและการลงทุนขั้นต้นสูงมาก

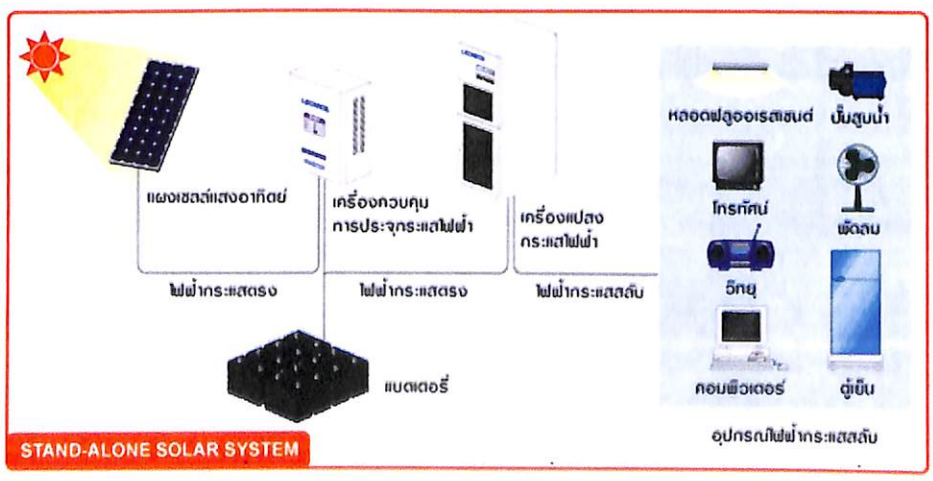
2.2.3 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์อาจจำแนกเป็น 2 รูปแบบ โดยคำนึงถึงประโยชน์ที่จะได้รับ กล่าวคือ รูปแบบที่ 1คือเทคโนโลยี พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และรูปแบบที่ 2 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน

เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้า สามารถจำแนกเป็น 2 แบบ คือ เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์

1) เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า สามารถแบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบอิสระ (PV Standalone system) ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง (PV Grid connected system) และ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

- ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Standalone system)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าจาก National Grid โดยมีหลักการทำงานแบ่งได้เป็น 2 ช่วงเวลา กล่าวคือ ช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้แก่โหลดพร้อมทั้งประจุพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินไว้ในแบตเตอรี่พร้อมๆ กัน ส่วนในช่วงกลางคืนเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ได้รับแสงแดดจึงไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้น พลังงานจากแบตเตอรี่ที่เก็บประจุไว้ในช่วงกลางวันจะถูกจ่ายให้แก่โหลดจึงสามารถกล่าวได้ว่า ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้โหลดได้ทั้งกลางวัน และกลางคืน อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิด Standalone เป็นต้น

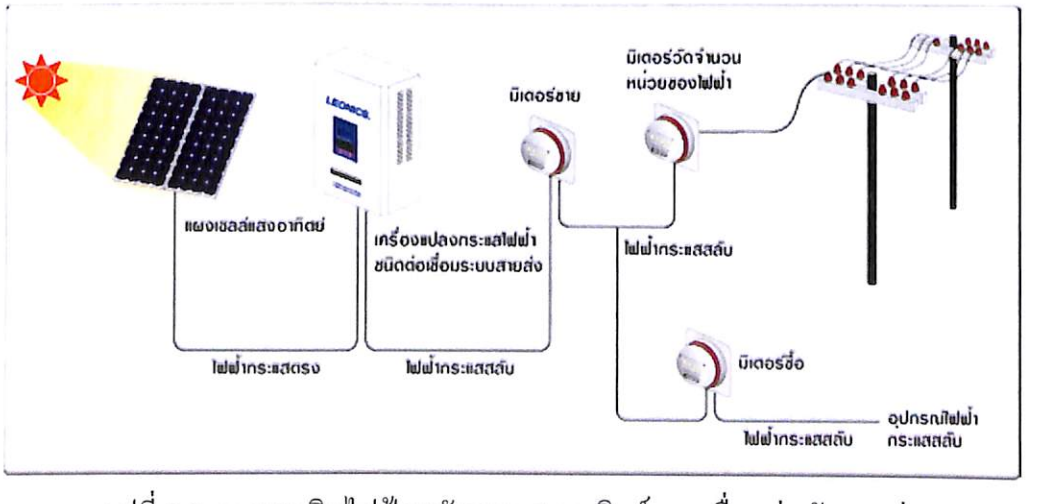


รูปที่ 2.7 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ

ที่มา : http://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/pd_ecs_ses.php

- ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนกระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า National Grid โดยตรง มีหลักการทำงานแบ่งเป็น 2 ช่วง กล่าวคือ ในช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้แก่โหลดได้โดยตรง โดยผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ และหากมีพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินจะถูกจ่ายเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า สังเกตได้เนื่องจากมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจะหมุนกลับทาง ส่วนในช่วงกลางคืนเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ กระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะจ่ายให้แก่โหลดโดยตรง สังเกตได้จากมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจะหมุนปกติ ดังนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่ายจะเป็นการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าในเขตเมืองหรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า Grid connected เป็นต้น

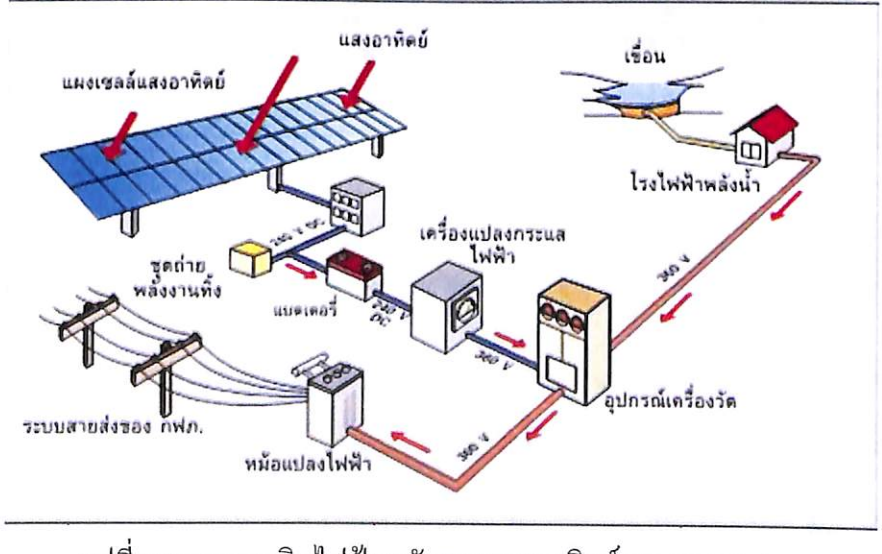


รูปที่ 2.8 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับสายส่ง

ที่มา : http://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/pd_ecs_ses.php

- ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับการออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล มีหลักการทำงาน กล่าวคือ ในช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดสามารถผลิตไฟฟ้าได้ จะจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิด Multifunction ทำงานร่วมกับไฟฟ้าจากพลังงานลมจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลดพร้อมทั้งทำงานประจุไฟฟ้าส่วนที่เกินไว้ในแบตเตอรี่ ในกรณีพลังงานลมต่ำไม่สามารถผลิตไฟฟ้าหรือเวลากลางคืนไม่มีไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดแบตเตอรี่จะจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลด และกรณีแบตเตอรี่จ่ายกระแสไฟฟ้ามากจนถึงพิกัดที่ออกแบบไว้เครื่องยนต์ดีเซลจะทำงานโดยอัตโนมัติเป็นอุปกรณ์สำรองพลังงาน กล่าวคือ จะจ่ายกระแสไฟฟ้าประจุแบตเตอรี่โดยตรงและแบ่งจ่ายให้แก่โหลดพร้อมกัน และหากโหลดมีมากเกินไประบบจะหยุดทำงานทันที และจะทำงานใหม่อีกครั้งเมื่อเซลล์แสงอาทิตย์หรือพลังงานลมสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าประจุแบตเตอรี่ได้ปริมาณตามพิกัดที่ออกแบบไว้พร้อมทั้งขนาดโหลดอยู่ในพิกัดที่ชุดแบตเตอรี่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้

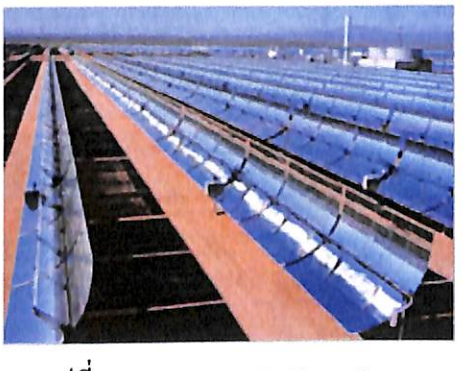


รูปที่ 2.9 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

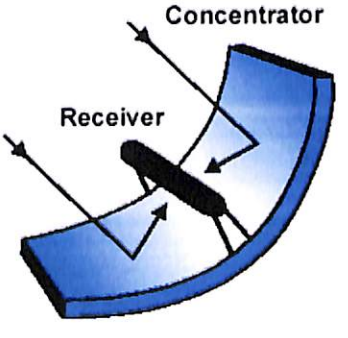
ที่มา : http:// www4.dede.go.th/dede/index.php?

2) เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าด้วยระบบรวมแสงอาทิตย์ (Concentrating Solar Power) แบ่งออกเป็น 3 แบบ คือ แบบ Parabolic Troughs แบบ Central Receivers และแบบ Parabolic Dishes เทคโนโลยีทั้ง 3 แบบนี้จะทำการรวมแสงไว้ที่วัตถุรับแสงโดยใช้กระจกหรือวัสดุสะท้อนแสงและหมุนตามดวงอาทิตย์เพื่อสะท้อนแสงและส่งไปยังตัวรับแสงซึ่งจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเป็นพลังงานที่มีอุณหภูมิสูง

- แบบ Parabolic Troughs ประกอบด้วยตัวรับแสงที่มีลักษณะเป็นรางยาวโค้งแบบมิติเดียวที่ติดตั้งไว้บนระบบหมุนตามดวงอาทิตย์แกนเดียว (single-axis tracking system) ทำหน้าที่รวมพลังงานแสงอาทิตย์สะท้อนไปยังท่อที่ตั้งขนานกับแนวรางรวมแสงเพื่อถ่ายเทความร้อนให้กับของเหลวที่ไหลหมุนเวียนผ่านท่อโดยการแลกเปลี่ยนความร้อน ความร้อนเมื่อถูกถ่ายเทให้ของเหลวทำงาน (โดยปกติจะเป็นน้ำ) จะกลายเป็นไอน้ำไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ไอน้ำที่ผลิตจาก parabolic troughs plants โดยทั่วไปจะต้องมีแหล่งความร้อนจากก๊าซธรรมชาติเพื่อเสริมให้เป็นไอดง (super heater)



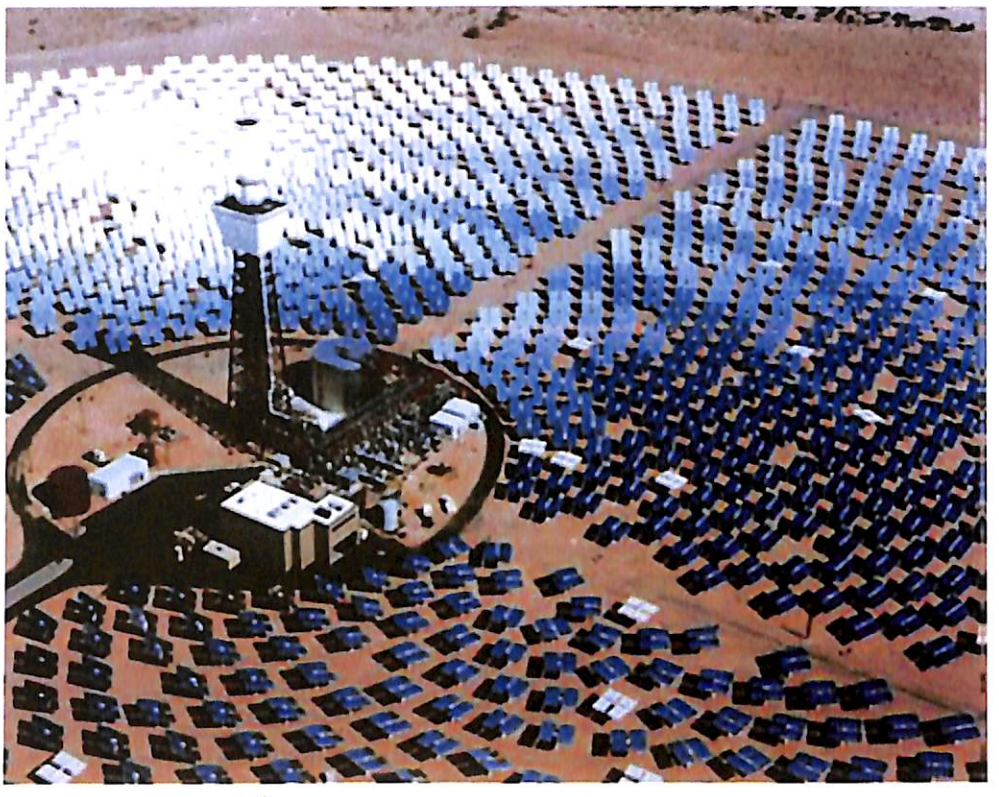
รูปที่ 2.10 Parabolic Troughs



รูปที่ 2.11 หลักการทำงานของ Parabolic Trough

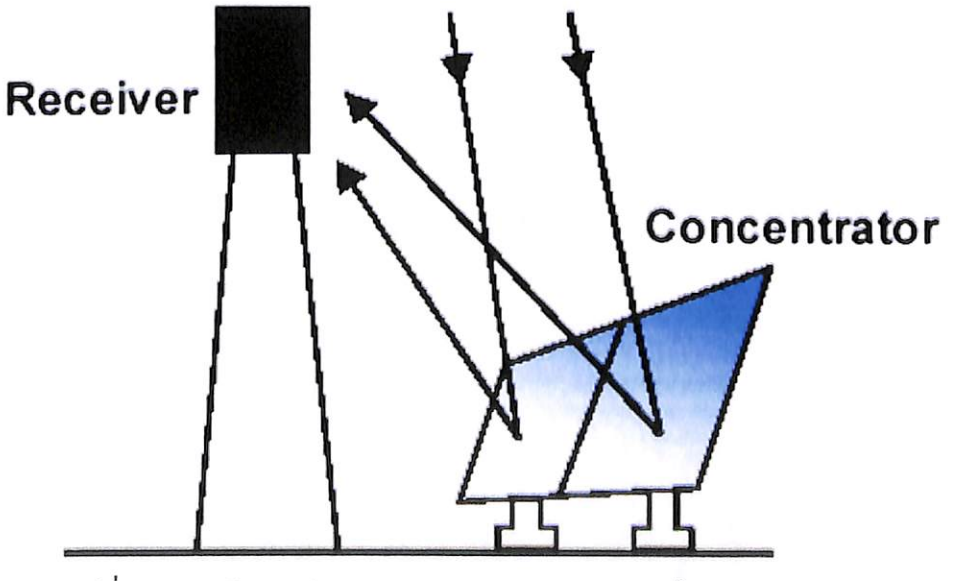
ที่มา : http:// www4.dede.go.th/dede/index.php?

- แบบ Central Receivers หรือ Power Tower ประกอบด้วยตัวรับความร้อนที่ติดตั้งอยู่กับที่ตั้งอยู่บนหอคอยที่ล้อมรอบด้วยแผงกระจกขนาดใหญ่เป็นจำนวนมากที่เรียกกันว่าเฮลิโอสแตท เฮลิโอสแตทจะหมุนตามดวงอาทิตย์และสะท้อนรังสีไปยังตัวรับความร้อน ซึ่งภายในบรรจุของเหลวทำงานทำหน้าที่ดูดซับพลังงานความร้อนไว้ ของเหลวที่ดูดซับพลังงานความร้อนที่รับมาจากตัวรับความร้อนจะส่งต่อไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันหรือนำที่ไปเก็บไว้ในถังเก็บกักเพื่อนำมาใช้งานต่อไป



รูปที่ 2.12 Central Receivers หรือ Power Tower

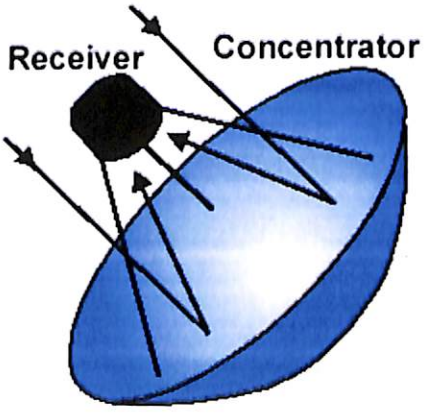
ที่มา : http:// www4.dede.go.th/dede/index.php?



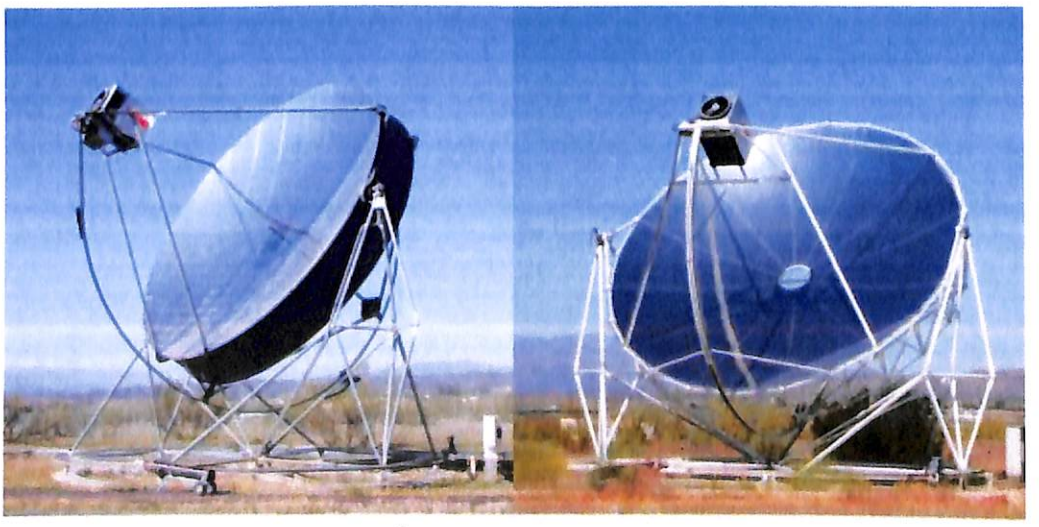
รูปที่ 2.13 หลักการทำงานของ Central Receivers หรือ Power Tower

ที่มา : http:// www4.dede.go.th/dede/index.php?

- แบบ Parabolic Dishes ประกอบด้วยตัวรวมแสงลักษณะเป็นจานรูปทรง parabolic ที่มีจุดศูนย์รวมแสงเพื่อสะท้อนพลังงานแสงอาทิตย์ไปยังตัวรับความร้อนที่ตั้งอยู่บนจุดศูนย์รวม Parabolic Dishes จะใช้แผงสะท้อนที่มีลักษณะโค้งเป็นจำนวนมากซึ่งทำด้วยกระจกหรือฟิล์มบาง (laminated film) ตัวรวมแสงเหล่านี้จะตั้งอยู่บนโครงสร้างซึ่งใช้ระบบหมุนตามดวงอาทิตย์สองแกน (two-axis tracking system) เพื่อรวมแสงให้เป็นจุดเดียวไปรวมอยู่บนตัวรับความร้อน ความร้อนที่ได้สามารถใช้ประโยชน์ได้โดยตรงกับ cycle heat engine ซึ่งติดตั้งอยู่บนตัวรับความร้อน หรือนำความร้อนที่ได้ไปทำให้ของเหลวร้อนก่อนแล้วนำไปใช้กับ central engine ระบบตัวรวมความร้อนแบบเน้นเป็นจุดศูนย์กลาง (parabolic dishes) มีประสิทธิภาพการแปลงเป็นความร้อนได้สูงกว่าชนิดตัวรวมแบบราง (parabolic troughs) เนื่องจากสามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิที่สูงกว่า



รูปที่ 2.14 หลักการทำงานของ Parabolic Dishes



รูปที่ 2.15 Parabolic Dishes

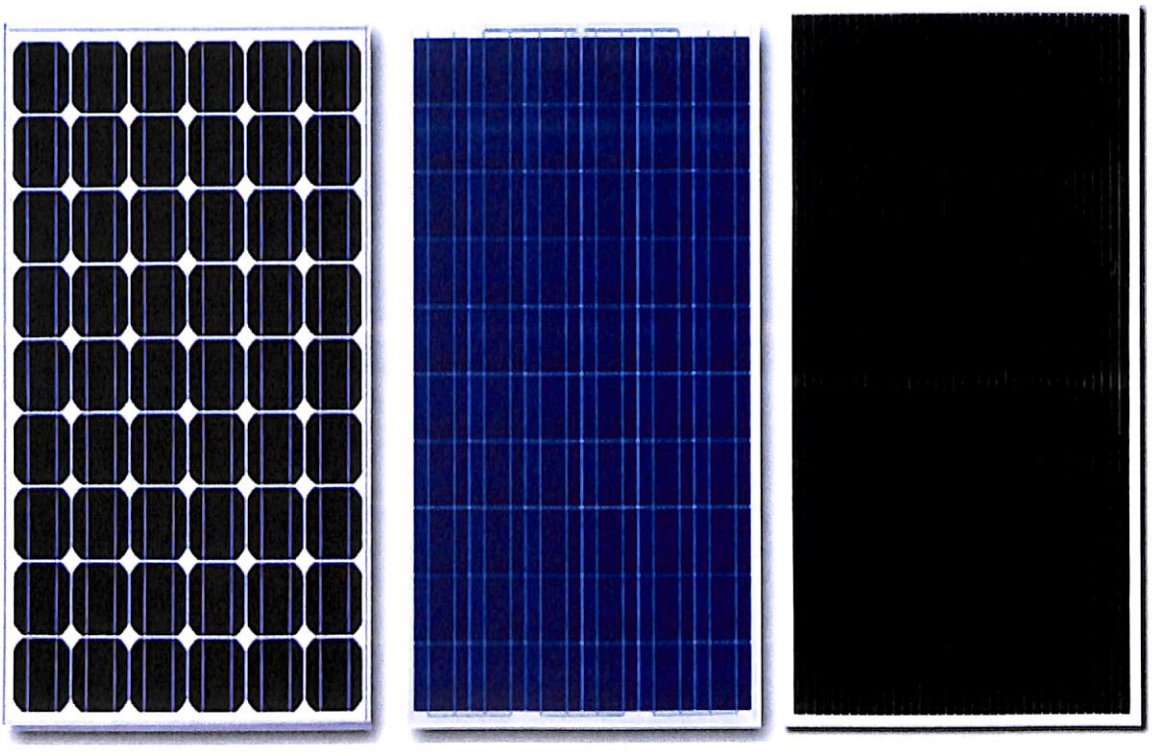
ที่มา : http:// www4.dede.go.th/dede/index.php?

2.2.4 อุปกรณ์สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.2.4.1 แผงโซลาเซลล์ (Photovoltaic Cell: PV) เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สร้างขึ้นให้เป็นอุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ ถูกสร้างขึ้นครั้งแรกโดย แซปปิน(Chapin) ฟูลเลอร์ (Fuller) และเพียสัน (Pearson) ในปี ค.ศ. 1954 ซึ่งทำงานที่ บริษัทเบลเทโลโฟน (Bell Telephone) ซึ่งได้ค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อ P-N ของผลึกซิลิคอนจนได้เซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นมาเป็นครั้งแรกในโลก ซึ่งมีประสิทธิภาพเพียง 6% โดยในระยะเวลาต่อมามีการพัฒนามาขึ้นมากกว่า 15% ในระยะแรกเริ่มมีการนำไปใช้งานในการผลิตพลังงานไฟฟ้าทางด้านอวกาศ ดาวเทียม ระบบสื่อสารต่างๆ จนในปัจจุบันมีการผลิตใช้งานอย่างแพร่หลาย มีราคาถูกลง และประสิทธิภาพสูงขึ้น

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานกันอยู่ในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนกับการผลิตจากสารประกอบชนิดอื่น ๆ เช่น แกลเลี่ยมอาเซไน แคดเมียมเทลูไลด์ เป็นต้น

กลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน จะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้นเป็น 2 แบบ ได้แก่ แบบที่อยู่ในรูปของผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) แบบที่เป็นรูปผลึก ยังสามารถแบ่งออกได้อีกเป็น 2 ชนิดคือ ชนิดเป็นก้อนผลึก (Bulk) และแบบฟิล์มบาง (Thin film) โซลาเซลล์ชนิดผลึกทั้งสองชนิดยังแบ่งออกเป็นชนิดเดี่ยวซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon Solar Cell) และ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell) ส่วนแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก คือ เป็นชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)



Mono Crystalline ชนิดผลึกเดี่ยว

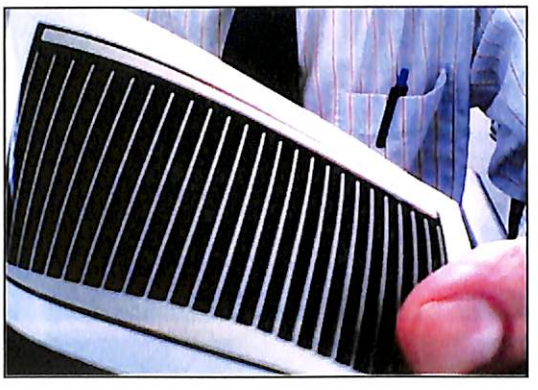
Poly Crystalline ชนิดผลึกรวม

Amorphous ชนิดฟิล์มบาง

รูปที่ 2.16 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำมาจากซิลิกอน

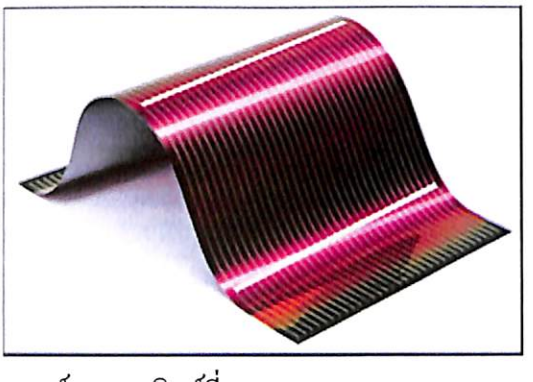
ที่มา : http://solar-point.blogspot.com/2015/09/blog-post_4.html

กลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำอื่นๆ จะเป็นเซลล์ลักษณะฟิล์มบาง มีวิธีการผลิตคล้ายเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอนแบบอะมอร์ฟัส คือใช้สารประกอบในรูปก๊าซเคลือบผิวแผ่นฐาน ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแคดเมียมเทลลูไรด์ (Cadmium Telluride, CdTe) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคอปเปอร์อินเดียมแกลเลียมเซเลไนด์ (Copper Indium Gallium Selenide, CIGS) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแกลเลียมอาเซไนด์ (Gallium Arsenide, GaAs) อีกทั้งยังมีแนวคิดการใช้สารอินทรีย์ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์แบบสีย้อมไวแสง (Dye-Sensitized Solar Cell) หรือเซลล์แสงอาทิตย์แบบสารอินทรีย์ (Organic/Polymer Solar Cell) แต่ประสิทธิภาพและอายุการใช้งานยังต่ำอยู่มาก ยังต้องการการวิจัยและพัฒนาอีกมากก่อนจะสามารถนำมาใช้ทดแทนเซลล์ดั้งเดิมได้



รูปที่ 2.17 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Copper Indium Gallium Selenide

ที่มา : https://en.wikipedia.org/wiki/Copper_indium_gallium_selenide_solar_cells



รูปที่ 2.18 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ Copper Indium Gallium Diselenide

ที่มา : http://solarcellcentral.com/solar_page.html

2.2.4.2 Charge controller เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ชาร์จประจุไฟฟ้าที่ได้รับจากแผงโซลาเซลล์มาประจุให้กับแบตเตอรี่ ซึ่งการประจุนี้จะต้องไม่ให้มีการประจุมากเกินไป (Over charge) ซึ่งจะมีผลทำให้แบตเตอรี่ร้อนจัด ทำให้เสื่อมสภาพเร็ว และเมื่อ แบตเตอรี่มีประจุเต็มแล้วก็จะต้องตัดการชาร์จทันที กระแสไฟฟ้าที่ชาร์จแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสตรงที่มีรูปสัญญาณเป็นพัลส์ (Pulse) และมีแรงเคลื่อนไฟฟ้าสูงกว่าแบตเตอรี่ประมาณ 15-20% เนื่องจากมีค่าตัวแปรที่มาเกี่ยวข้องในกระบวนการชาร์จแบตอรี่ได้แก่ อุณหภูมิของแบตเตอรี่ ความไม่คงที่ของกระแส ไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายที่ป้อนให้โดยเฉพาะจากแหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆ เช่น แผงโซลาเซลล์ จากกังหันลม หรืออื่นๆ จึงต้องใช้อุปกรณ์ประมวลผล (Microcontroller) มาทำการประมวลผล และควบคุมการทำงานวงจรชาร์จประจุ และใช้วงจร PWM (Pulse Width Modulation) มาสร้างรูปสัญญาณไฟฟ้า เพื่อให้การประจุแบตเตอรี่ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

รูปที่ 2.19 Charge controller

ที่มา : http://www.sunnergytech.com/category

2.2.4.3 แบตเตอรี่ (Battery) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้จัดเก็บประจุไฟฟ้าที่สามารถผลิตไฟฟ้าออกไปใช้งานได้ทันที ประดิษฐ์ครั้งแรกในปี ค.ศ.1859 โดยนักฟิสิกส์ชาวฝรั่งเศส แกสตัน พลองค์ (Gaston Plante') ที่เรียกว่าแบตเตอรี่แบบเปียก (Flooded Type หรือ Wet Type) ต่อมาก็พัฒนาเป็นแบตเตอรี่ชนิดตะกั่วกรด ในปี ค.ศ.1957 ออตโต จาเช (Otto Jache) ได้ประดิษฐ์แบตเตอรี่ที่สามารถใช้งานได้ง่าย ไม่ต้องคอยเติมน้ำกลั่น และจัดวางได้ทุกแบบ ไม่จำกัดวิธีวางแบบตั้งเพียงอย่างเดียว ในหลักการจะใช้วัสดุดูดซับน้ำกรดไว้ และผนึกไม่ให้กรดไหลออกมา ทำให้ไม่ต้องคอยเติมน้ำกลั่น หรือเรียกได้ว่าเป็นเซลล์แบบแห้ง หรือแบตเตอรี่แบบแห้ง ต่อมาได้มีการพัฒนาวัสดุที่ใช้ดูดซับกรดได้เป็น 2 แบบ คือ แบบที่ใช้แผ่นซิลิกาไฟเบอร์เป็นตัวดูดซับเรียกว่าแบบ AGM (Absorbed Glass Mats) และแบบที่ใช้เจลเป็นตัวดูดซับกรดเรียกว่า แบบเจล (Gel Battery หรือ Gel cell) ซึ่งเป็นหลักการต้นแบบของแบตเตอรี่ที่พัฒนาต่อๆมาในปัจจุบัน

แบตเตอรี่ที่ใช้ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อใช้จัดเก็บพลังงานไฟฟ้า ก็สามารถใช้งานได้ทั้งสองแบบ แต่จะมีการพัฒนาให้มีความเหมาะสมในการใช้งานมากขึ้นโดยที่จะออกแบบให้สามารถจัดเก็บประจุได้มากๆและ จ่ายกระแสไฟฟ้าได้นานๆยิ่งขึ้นที่เรียกว่าเป็นแบบ Deep cycle โดยการออกแบบให้แผ่นธาตุตะกั่วมีความหนาเป็นพิเศษ เป็นผลทำให้ค่าความต้านทานภายในสูง สามารถจัดเกได้สูง แต่จะจ่ายกระแสออกมาได้ไม่สูงมากนัก ซึ่งไม่เหมาะกับการใช้งานที่ต้องการ

กระแสไฟฟ้าสูงๆ ในระยะเวลาสั้นๆ เช่นการใช้กับรถยนต์ ซึ่งมีความต้องการกระแสที่สูงมากในเวลาการสตาร์ทเครื่องยนต์ จึงไม่เหมาะในการนำมาใช้งาน จึงต้องเลือกใช้งานให้ถูกต้อง ส่วนแบตเตอรี่แบบ Deep cycle จะเหมาะสำหรับรถไฟฟ้า รถยกของ (Flock lift) เครื่องสำรองไฟ (Uninterruptible Power Supply: UPS) หรือการเก็บพลังงานสำรองจากแหล่งพลังงานทดแทนต่างๆรวมทั้งพลังงานจากแสงอาทิตย์ ด้วย แบตเตอรี่ทั้งสองแบบนี้จะมีราคา ขนาดและน้ำหนักที่ต่างกันมาก ถึงแม้ว่ากำลังวัตต์ต่อชั่งโมง (Watt Hour :WH) หรือความจุของกระแสไฟฟ้าจะเท่ากันก็ตาม ในการใช้งานแบตเตอรี่ต่างๆให้ทนทาน จะต้องทราบข้อจำกัดทางด้านอุณหภูมิ และระดับความลึกในการคายประจุ (Depth of Discharge: DOD) ในระหว่างการทำงานด้วย ซึ่งจะมีผลต่อประสิทธิภาพ และอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ การใช้งานจนพลังงานไฟฟ้าหมด จะเป็นผลทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่สั้นลงอย่างมากๆ ดังนั้นการใช้งานจึงไม่ควรใช้ประจุไฟฟ้าที่ต่ำกว่าระดับ 60 เปอร์เซ็นต์ และแบตเตอรี่ควรเก็บไว้ในที่ๆอากาศเย็น ในส่วนการประจุไฟฟ้าจะต้องไม่ประจุกระแสไฟฟ้าที่สูงเกินไปจะทำให้แบตเตอรี่ร้อนจัด ทำให้เสื่อมสภาพเร็วยิ่งขึ้น

รูปที่ 2.20 รูปแบตเตอรี่แบบต่าง ๆ

2.2.4.4 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ 220 V สำหรับใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในบ้านโดยทั่วไป อินเวอร์เตอร์ จะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจร Switching แปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับโดยมีสัญญาณความถี่ไฟฟ้า 50 Hz ในระบบที่มีขนาดเล็กๆผู้ผลิตอาจจะรวมวงจรอินเวอร์เตอร์ เข้าเป็นชุดเดียวกับวงจรควบคุมการประจุไฟฟ้าแบตเตอรี่ (Battery Charger and Controller) ในการใช้งานต้องมีค่ากำลังงานที่สูงกว่ากำลังวัตต์ที่ใช้งาน 15-20 % ทั้งนี้เนื่องจากอินเวอร์เตอร์จะมีประสิทธิภาพประมาณ 80-85 % เช่น กำลังวัตต์ที่ต้องการใช้งาน 800 วัตต์ต้องใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 1 กิโลวัตต์ เป็นต้น

รูปที่ 2.21 เครื่องอินเวอร์เตอร์แบบต่าง ๆ

2.3 ค่าใช้จ่ายในการขยายเขตแรงต่ำสำหรับบ้านที่อยู่อาศัยและอัตราค่าไฟฟ้า

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย สำหรับการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ตารางที่ 2.4 อัตราปกติที่ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน ค่าบริหาร 8.19 บาทต่อเดือน

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้		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 35 - 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
ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1.1.1 ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 50 หน่วยต่อเดือน ได้รับสิทธิค่าไฟฟ้าฟรีในเดือนนั้น		

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เริ่มใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือน มิถุนายน 2555)

ตารางที่ 2.5 อัตราปกติที่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน ค่าบริหาร 38.22 บาทต่อเดือน

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้		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 (เริ่มใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือน มิถุนายน 2555)

ตารางที่ 2.6 ค่าใช้จ่ายงานขยายเขตแรงต่ำ สำหรับบ้านที่อยู่อาศัยขนาดมิเตอร์ไม่เกิน 15 แอมป์ 1 เฟส 2 สาย ระยะทางไม่เกิน 200 เมตร โดยที่ค่าใช้จ่ายยังไม่ได้รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

ช่วงระยะทาง	ค่าใช้จ่าย Package (บาท)		
	A	B	C
ไม่เกิน 20 เมตร	9,000	4,000	-
มากกว่า 20 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 30 เมตร	11,200	5,400	-
มากกว่า 30 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 40 เมตร	13,400	6,800	-
มากกว่า 40 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 50 เมตร	15,600	8,200	-
มากกว่า 50 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 60 เมตร	17,800	9,600	-
มากกว่า 60 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 70 เมตร	20,100	11,000	-
มากกว่า 70 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 80 เมตร	22,400	12,400	-
มากกว่า 80 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 90 เมตร	24,700	13,800	-
มากกว่า 90 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 100 เมตร	27,000	15,200	-
มากกว่า 100 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 110 เมตร	29,300	16,600	-
มากกว่า 110 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 120 เมตร	31,600	18,000	-
มากกว่า 120 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 130 เมตร	33,900	19,500	-
มากกว่า 130 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 140 เมตร	36,200	21,000	-
มากกว่า 140 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 150 เมตร	38,500	22,500	-
มากกว่า 150 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 160 เมตร	40,800	24,000	-
มากกว่า 160 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 170 เมตร	43,100	25,500	-
มากกว่า 170 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 180 เมตร	45,400	27,000	-
มากกว่า 180 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 190 เมตร	47,700	28,500	-
มากกว่า 190 เมตรขึ้นไป – ไม่เกิน 200 เมตร	50,000	30,000	-
ปักเสาจำนวนไม่เกิน 1 ต้น	-	-	4,500

Package A งานก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำปักเสาพาดสายต่อากระบบจำหน่ายเดิม

Package B งานก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำเฉพาะพาดสายแรงต่ำใต้ไลน์แรงสูง

Package C งานก่อสร้างระบบจำหน่ายเฉพาะปักเสาแซมไลน์

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.4 หลักการคำนวณการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.4.1 การเลือกขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Inverter) ต้องเลือกอินเวอร์เตอร์ ที่มากกว่ากำลังไฟฟ้ารวมของโหลด ถ้าเป็นโหลดทั่วไปเช่น ทีวี ,พัดลม ,หลอดไฟ เป็นต้น สามารถใช้อินเวอร์เตอร์แบบ Modified Sine Wave แต่ถ้าโหลดเป็นมอเตอร์ เช่น ปั๊มน้ำ ,ตู้เย็น แอร์ เป็นต้น และใช้งานต่อเนื่องนานๆ ต้องใช้ แบบ Pure Sine Wave ซึ่งมีหลายระบบทั้ง 12 V , 24 V ,48 V

2.4.2 การคำนวณกำลังไฟฟ้าและจำนวนของแผงโซล่าเซลล์

การคำนวณกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

$$Pcell = \frac{E}{t_c}$$

เมื่อ E คือ พลังงานไฟฟ้า (kWh,หน่วย)

t_c คือ จำนวนชั่วโมงที่มีแสงแดดเฉลี่ยในหนึ่งวัน

2.4.3 การเลือกขนาดของ Solar Charge Controller

Solar Charge Controller ที่สามารถรองรับกระแสได้มากกว่ากระแสที่จ่ายออกมาจากแผงโซล่าเซลล์

2.4.4 การคำนวณหาขนาดของแบตเตอรี่

$$CB = \frac{E}{V_B \times \frac{EFF_B}{100} \times \frac{EFF_I}{100}}$$

เมื่อ CB คือ ความจุของแบตเตอรี่ (Ah)

V_B คือ แรงดันของแบตเตอรี่ (V)

EFF_B คือ ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ (%)

EFF_I คือ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ (%)

2.5 การวิเคราะห์ผลการตอบแทนการลงทุน

โดยทั่วไปการลงทุนมี 2 รูปแบบ คือ ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และผล ตอบแทนทางการเงิน ซึ่งโดยทั่วไปภาคเอกชนจะใช้เกณฑ์ผลการตอบแทนด้านการเงินเป็นหลักในการตัดสินใจลงทุน เนื่องจากเป็นการประกอบธุรกิจเชิงพาณิชย์ ส่วนภาครัฐจะใช้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์และการเงินประกอบกัน เนื่องจากโครงการที่รัฐลงทุน ผลการตอบแทนทางการเงิน

อาจไม่สูงในระดับจูงใจแต่ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการที่นำเอาผลประโยชน์ทางอ้อมที่ที่เม็ดใช่เป็นเม็ดเงินโดยตรงมาประเมินร่วมด้วย จะทำให้โครงการนี้มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนพันธกิจของภาครัฐที่ไม่ใช่เชิงพาณิชย์โดยที่ผู้ลงทุนพัฒนาอาจเป็นไปได้ทั้งภาคเอกชนที่มุ่งหวังผลประโยชน์เชิงพาณิชย์ และภาครัฐหรือหน่วยงานที่ไม่แสวงหาผลกำไร ดังนั้นจึงจะนำเสนอทั้ง 2 รูปแบบ เพื่อให้เห็นภาพทั้งหมด

การวิเคราะห์ด้านการเงินและการลงทุนของโครงการพัฒนาการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทำการวิเคราะห์หาผลตอบแทนด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยการวิเคราะห์ต้นทุนผลได้ (Cost – Benefit Analysis) เพื่อทำการเปรียบเทียบผลที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับต้นทุนของเงินทุนที่นำไปใช้ในการติดตั้งระบบนี้ การศึกษาและประเมินผลตอบแทนทางการเงินและการลงทุน มีพารามิเตอร์หลักที่นิยมใช้ในการประเมินความเหมาะสมของโครงการด้านการลงทุน ดังนี้

2.5.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการคือมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้จากการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ซึ่งการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิคือหากข้อมูลปัจจุบันสุทธิ ≥ 0 แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่ายแต่ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าจะลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย

2.5.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) หมายถึงอัตราลดค่า (discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบัน ของกระแสเงินสด ที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุน เท่ากับมูลค่าปัจจุบัน ของกระแส เงินสด ที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการ ประหยัดพลังงาน ตลอดอายุ

2.5.3 ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit – Cost Ratio, B/C)

ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนคืออัตราส่วนต่อมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนหรือมูลค่าผลตอบแทนของโครงการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนหรือต้นทุนรวมของโครงการ ได้แก่ ค่าเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าที่ดิน ค่าติดตั้ง ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุงรักษา ถ้า

อัตราส่วนที่ได้เท่ากับ 1 แสดงว่าควรตัดสินใจเลือกโครงการนั้น ถ้าอัตราส่วนได้น้อยกว่า 1 แสดงว่าโครงการนั้นไม่น่าสนใจลงทุน แต่ถ้าเท่ากับ 1 แสดงว่าโครงการคุ้มทุน

2.5.4 ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย (Cost of Energy)

การพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินและการลงทุนที่สำคัญอีกตัวชี้วัดหนึ่ง คือ การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยต่อการผลิตไฟฟ้าซึ่งวิเคราะห์จากต้นทุนการผลิตตลอดอายุโครงการสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้ารวมทั้งต้นทุนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นรายปีตลอดอายุโครงการที่ทำการผลิตไฟฟ้าแล้วคำนวณหาค่าใช้จ่ายต่อปีที่เท่ากัน (Equivalent annual costs, EAC) ซึ่งได้คำนึงถึงการปรับค่าของเวลา และการเลือกค่าเสียโอกาสของทุนที่เหมาะสมเข้าไว้ด้วยแล้วและคำนวณหาต้นทุนต่อหน่วยโดยหารด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี

ผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยสามารถใช้ประโยชน์ในการพิจารณาเปรียบเทียบกับราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าภูมิภาครับซื้อ ซึ่งจะเป็นเกณฑ์การพิจารณาความเหมาะสมในการเลือกพื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ และมีการวิเคราะห์ผลกรณีที่ปัจจัยด้านอัตราดอกเบี้ยเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis)

2.5.5 ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period)

คือระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสามารถนำไปชำระเงินที่ใช้ลงทุนในการพัฒนาโครงการได้ครบถ้วน โดยส่วยใหญ่ใช้นำเป็นจำนวนปี โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีการคืนทุนระยะยาว โดยทฤษฎีระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการ แต่ในภาคปฏิบัติระยะเวลาคืนทุนของโครงการขนาดใหญ่จะยอมรับกันที่ 7 – 10 ปี

2.5.6 งบกระแสเงินสด (Cash Flow)

เป็นการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าใช่จ่ายและรายได้ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในช่วงอายุที่โครงการยังก่อให้เกิดรายได้ว่า รายได้ที่ได้รับจะเพียงพอต่อค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในปีนั้นๆ หรือไม่ ทั้งนี้ เพื่อให้นักลงทุนจะได้ตระหนักและหาทางแก้ไขล่วงหน้าเพื่อมิให้เกิดสถานการณ์ทางการเงินขาดมือในช่วงใดช่วงหนึ่ง ซึ่งจะส่งผลให้โครงการสะดุด ซึ่งในกรณีการกู้เงิน สถาบันการเงินจะให้ความสำคัญกับงบกระแสเงินสดมาก

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิวัฒน์ ชโนวิทย์ , (2558) ได้ทำการศึกษาวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาประเภทที่พักอาศัย ในพื้นที่ที่แตกต่างกันของประเทศ โดยติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 4 kW ทั้งในกรณีที่เข้าร่วมโครงการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า และกรณีที่ติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ใช้เองในที่พักอาศัยโดยคำนวณตลอดอายุโครงการ 25 ปี และติดตั้งในพื้นที่ที่มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 3 พื้นที่คือ ภาคตันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคเหนือ ซึ่งจากผลการศึกษาพบว่าครัวเรือนที่ได้รับซื้อไฟฟ้ามีความคุ้มทุนมากกว่าครัวเรือนที่ติดตั้งไว้ใช้เองในที่พักอาศัย แต่ในทางด้านเศรษฐศาสตร์ปรากฏว่าโครงการที่ได้รับการอุดหนุนในการรับซื้อไฟฟ้ายังไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากเงินอุดหนุนที่ได้จากการรับซื้อไฟฟ้าเป็นเงินที่มาจากประชาชนชนกลุ่ม แต่ในทางกลับกันโครงการที่ติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ใช้เองภายในครัวเรือนจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่าเพราะเกิดประโยชน์ต่อผู้ผลิตพลังงานใช้เองและเกิดผลกระทบทางบวกต่อสังคม และพื้นที่ที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุดคือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง และภาคเหนือ ตามลำดับ

จุฬารัตน์ จำปีรัตน์, (2558) การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สำหรับบ้านพักอาศัยทั่วไป ในพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยได้มีการศึกษาข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) จากการสอบข้อพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ข้อมูลต้นทุนเทิร์นคีย์จากบริษัทเอกชน และข้อมูลจากคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร และข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) จากบทความวิจัย เอกสารวิชาการ ต่าง ๆ และนำมาวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพรรณนาและเชิงปริมาณ โดยใช้เกณฑ์การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน ปรากฏว่าความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของโครงการ ตลอดอายุโครงการ 26 ปี สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 25 ปี มีความคุ้มค่าแก่การลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 260,637.15 บาท มีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ เท่ากับร้อยละ 13.93 ต่อปี มีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่มีการปรับแล้ว เท่ากับ 10.69 ต่อปี มีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.25 มีอัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุนเท่ากับ 1.37 และมีระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 12 ปี

พิชยดา จิรวรรษวงศ์, (2556) ได้ทำการศึกษาต้นทุนการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประในบ้านที่อยู่อาศัย โดยได้ศึกษาจากขนาดมาตรฐานบ้านเดี่ยวที่มีพื้นที่การใช้สอย 125 ตารางเมตร มีผู้อยู่อาศัยจำนวน 4 คน และแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 2 กรณีคือ การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่ และกรณีที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพอดีกับความต้องการใช้ ซึ่งมีแนวทางในการเลือกติดตั้งแบ่งออกเป็น 4 กรณี คือ ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 130 วัตต์ และ 240 วัตต์ และเลือกเครื่องควบคุมประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์ ที่ต่างกันซึ่งมีต้นทุนที่แตกต่างกันด้วย โดยคำนวณระยะเวลา ตลอดอายุโครงการ 25 ปี พบว่าทางเลือกในการติดตั้งระบบทั้ง 4 กรณีดังกล่าวไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนเนื่องจากมีค่าใช้จ่ายสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนแบตเตอรี่ที่ที่ต้องเปลี่ยนทุกๆ 5 ปี และมีต้นทุนคิดเป็นร้อยละ 44 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด