

บทที่ 3

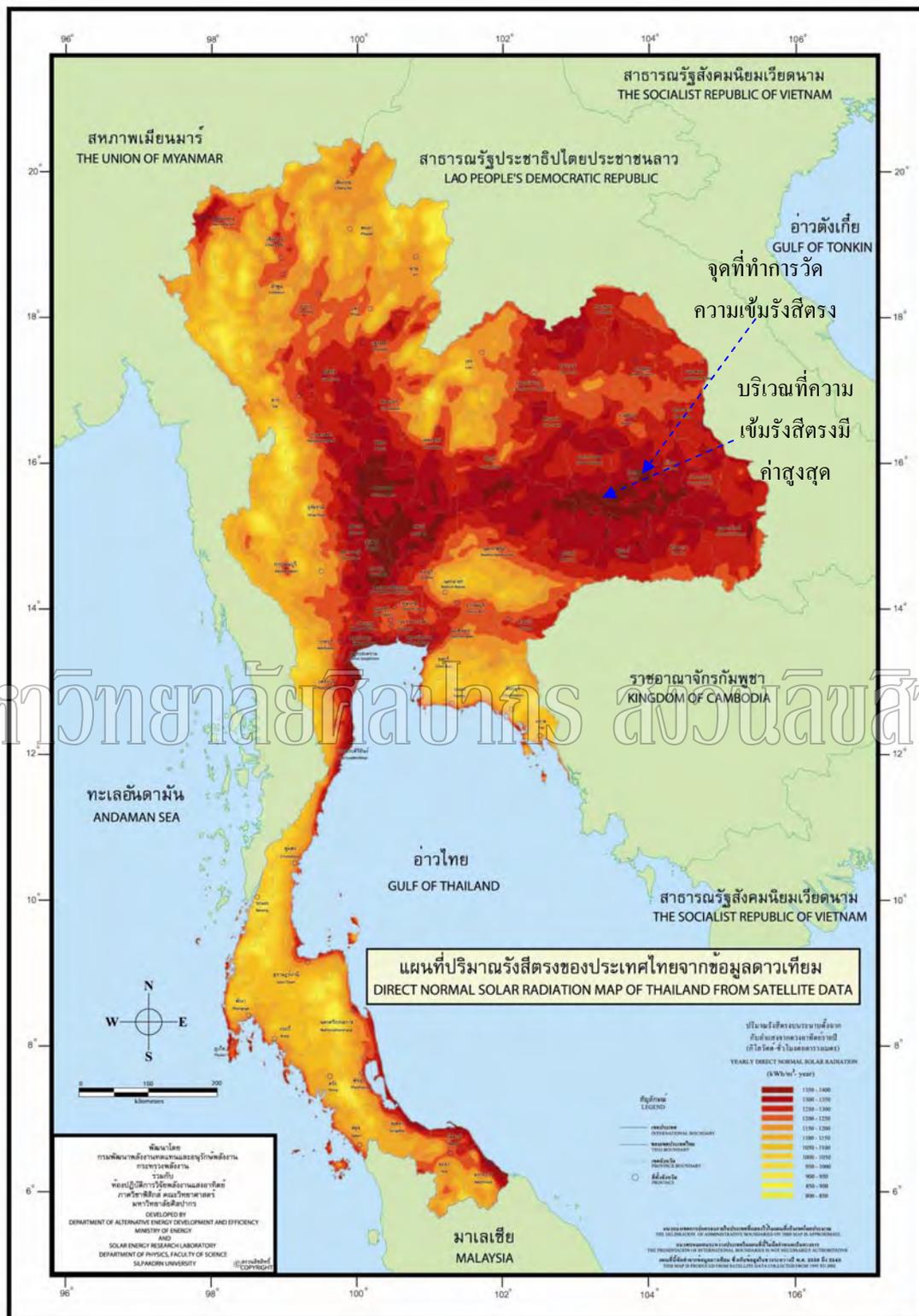
วิธีการวิจัยและผล

ในงานวิจัยนี้ ผู้วิจัยจะทำการศึกษาเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมแสง 3 ระบบ ได้แก่ระบบรางพาราโบลา ระบบหอคอย และระบบจานพาราโบลา ร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง โดยอาศัยการจำลองการทำงานระบบด้วยคอมพิวเตอร์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

3.1 การเลือกตำแหน่งที่ตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมแสงทำงานด้วยรังสีตรง และการจำลองการทำงานของระบบต้องใช้ข้อมูลรังสีตรงจากการวัดรายชั่วโมง หรือน้อยกว่า 1 ชั่วโมง ดังนั้นในลำดับแรก ผู้วิจัยจะทำการเลือกบริเวณที่มีความเข้มรังสีตรงสูงโดยอาศัยแผนที่ความเข้มรังสีตรง ซึ่งพัฒนาโดยห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งได้แสดงในรูปที่ 3.1

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์



รูปที่ 3.1 แสดงบริเวณที่ความเข้มรังสีตรงมีค่าสูงสุด และตำแหน่งที่มีข้อมูลรังสีตรงที่ได้จากการวัด

จากรูปที่ 3.1 พบว่าบริเวณที่ได้รับความเข้มรังสีตรงสูงอยู่ในพื้นที่บางส่วนของภาคกลาง ครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดสิงห์บุรี นครสวรรค์ ลพบุรี และชัยนาท ส่วนภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตอนล่าง ครอบคลุมพื้นที่บางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา ชัยภูมิ ร้อยเอ็ด ยโสธร สุรินทร์ และ อุบลราชธานี โดยมีค่าอยู่ในช่วง 1,350-1,400 kWh/m²-yr ผู้วิจัยได้เลือกพื้นที่ของจังหวัดร้อยเอ็ดสำหรับ จำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ ทั้งนี้เพราะจังหวัดร้อยเอ็ดอยู่ในบริเวณที่ได้รับ พลังงานจากรังสีตรงค่อนข้างสูง นอกจากนี้ยังเป็นจังหวัดที่มีข้อมูลรังสีตรงราย 10 นาที ซึ่งจำเป็นต่อ การจำลองการทำงานด้วยคอมพิวเตอร์

3.2 การเตรียมข้อมูลรังสีตรงและข้อมูลอุตุนิยมวิทยาอื่นๆ

3.2.1 ข้อมูลรังสีตรง

ข้อมูลความเข้มรังสีตรงที่จะนำมาใช้ในงานวิจัยนี้ได้จากสถานีอุตุนิยมวิทยาเกษตร อำเภอเมือง จังหวัดร้อยเอ็ด (16.07 °N, 103.00 °E) โดยเครื่องวัดเป็นของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์ พลังงาน ซึ่งติดตั้งอยู่ที่สถานีอุตุดังกล่าว ตั้งแต่เดือน พฤษภาคม พ.ศ. 2549 จนถึงปัจจุบัน(พฤษภาคม พ.ศ. 2550) เครื่องวัดเป็นไพเอริโอมิเตอร์ของบริษัท Epply รุ่น NIP ติดตั้งบนเครื่องติดตามดวงอาทิตย์ (Solar tracker) ของบริษัท Kipp&Zonen รุ่น 2AP สัญญาที่ได้จะบันทึกด้วยเครื่องบันทึกสัญญาณแบบ ตัวเลข (data logger) ของบริษัทไฮโกกาวา รุ่น DC100



รูปที่ 3.2 แสดงเครื่องวัดรังสีตรงซึ่งติดตั้งบนเครื่องติดตามดวงอาทิตย์ ที่สถานีอุตุเกษตร อำเภอเมือง จังหวัดร้อยเอ็ด

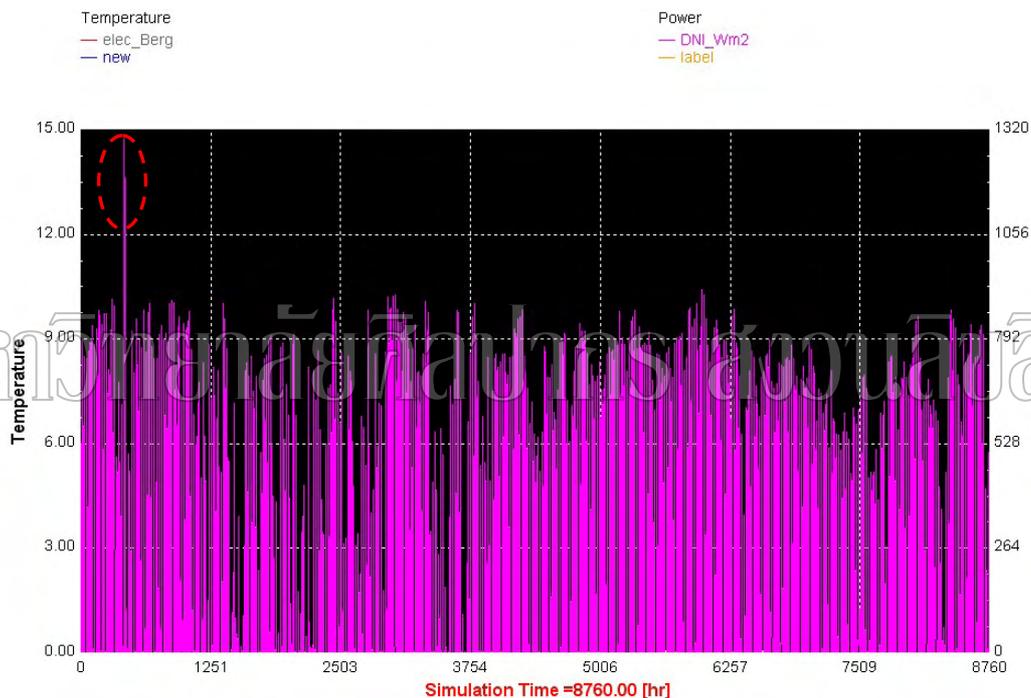


รูปที่ 3.3 แสดงเครื่องบันทึกข้อมูล

เครื่องวัดรังสีตรงจะได้สัญญาณเป็นศักย์ไฟฟ้า โดยเครื่องบันทึกข้อมูลจะรับสัญญาณจากเครื่องวัดรังสีตรงทุกๆ 1 วินาที จากนั้นจะเฉลี่ยทุกๆ 10 นาที และเก็บค่าเฉลี่ยในหน่วยความจำ เมื่อครบ 1 เดือนเจ้าหน้าที่ประจำสถานีจะทำการบันทึกข้อมูลลงดิสก์เก็ตต์ของเครื่องบันทึกข้อมูลและจัดส่งมาทางอีเมลล์(email)มายังห้องปฏิบัติการวิจัยพลังงานแสงอาทิตย์ มหาวิทยาลัยศิลปากร

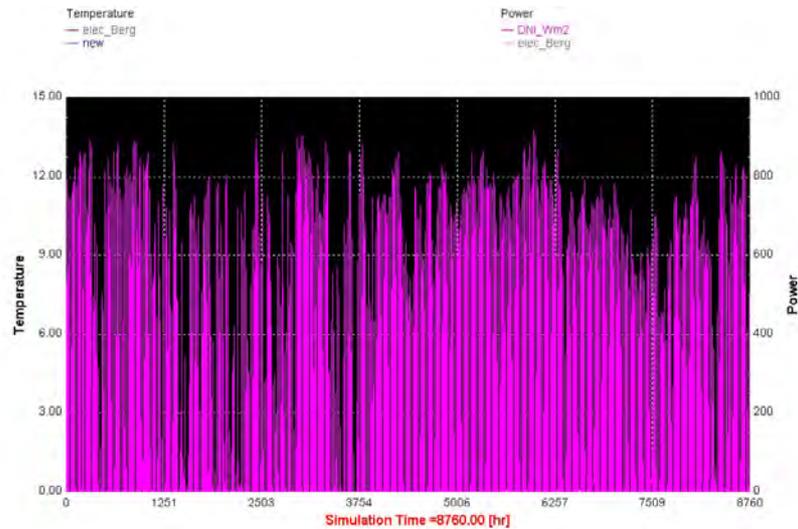
ผู้วิจัยจะทำการแปลงข้อมูลสัญญาณไฟฟ้าให้เป็นความเข้มรังสีตรงโดยการหารด้วยค่า sensitivity ของเครื่องวัดซึ่งมีค่าประมาณ $(8 \mu\text{V}/(\text{W}\cdot\text{m}^2))$ โดยข้อมูลที่นำมาใช้งานจะเริ่มตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ. 2549 จนถึง วันที่ 30 เมษายน พ.ศ. 2550

เนื่องจากค่าความเข้มรังสีตรงและรังสีรวมที่ได้นั้น ถึงแม้จะได้มาจากเครื่องวัดที่มีสมรรถนะสูง แต่ก็มีโอกาสเกิดการผิดพลาดได้ ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้ทำการควบคุมคุณภาพข้อมูลโดยการตรวจสอบข้อมูลราย 10 นาที ด้วยวิธีการอาศัยการจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ให้แสดงกราฟค่าความเข้มรังสีตรงและรังสีรวมตลอดทั้งปี ซึ่งจะตรวจสอบค่าที่ผิดปกติได้โดยง่าย ซึ่งค่าที่ผิดปกตินี้ได้แก่ค่าความเข้มรังสีตรงหรือรังสีรวมที่สูงจนผิดปกติหรือต่ำกว่าผิดปกติ ซึ่งผู้วิจัยได้แสดงตัวอย่างการตรวจสอบข้อมูลที่ผิดปกติดังรูปที่ 3.4 จากนั้นทำจึงทำการซ่อมค่าที่ผิดปกติดังกล่าว โดยผู้วิจัยใช้วิธี linear interpolation กับข้อมูลที่ผิดพลาดหรือขาดหายเพียงเล็กน้อยในเพียงบางช่วงเวลาเล็กน้อยเพียง 1-2 ค่าในแต่ละวัน



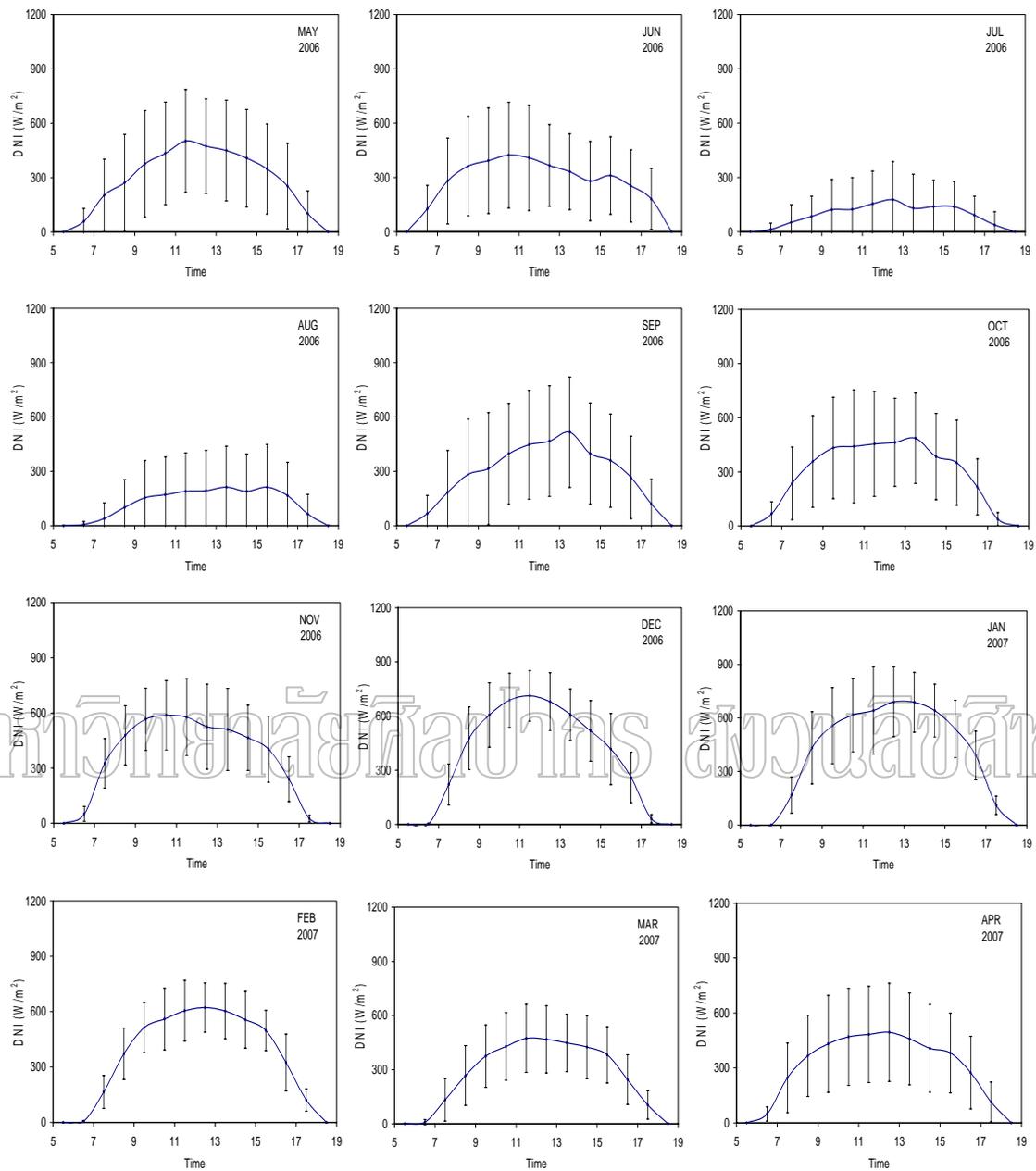
รูปที่ 3.4 แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ที่มีค่าสูงผิดปกติ

หลังจากผู้วิจัยได้ทำการควบคุมคุณภาพของข้อมูล โดยกลั่นกรองข้อมูลที่ผิดปกติออกจากข้อมูลทั้งหมดและทำการซ่อมข้อมูลเสร็จสิ้น จะได้ข้อมูลความเข้มรังสีตรงราย 10 นาทีดังกล่าวข้างต้นมีจำนวน 52,560 ค่าดังแสดงในรูปที่ 3.5

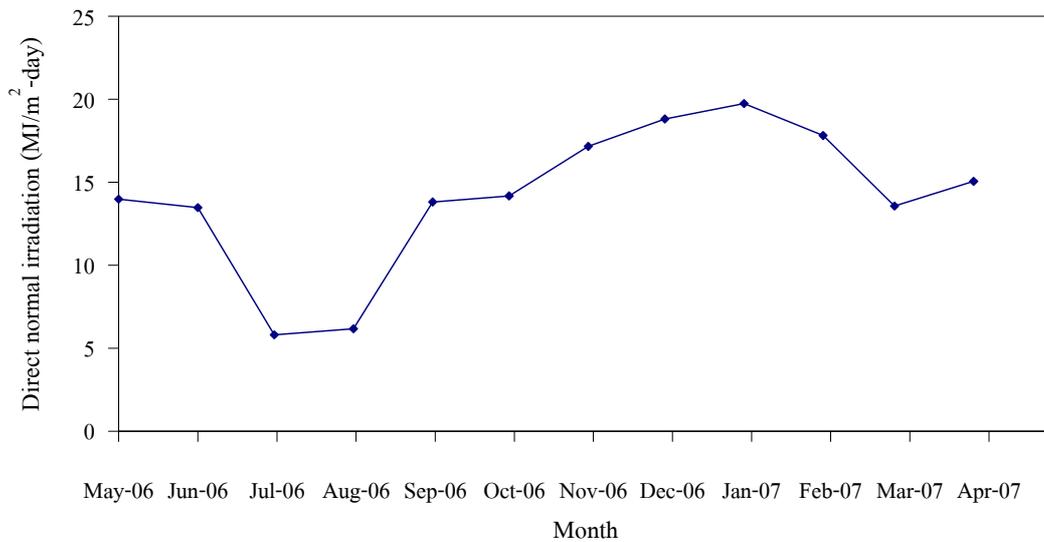


รูปที่ 3.5 แสดงเข้มรังสีตรงตั้งแต่ วันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ.2549 ถึง วันที่ 30 เมษายน พ.ศ.2550 ของ
จังหวัดร้อยเอ็ดที่ผ่านการควบคุมคุณภาพข้อมูลแล้ว

ในการวิเคราะห์ข้อมูล ผู้วิจัยได้วิเคราะห์การแปรค่าตามเวลาในรอบวันและตาม
ฤดูกาลในรอบปี ของรังสีตรงที่สถานีร้อยเอ็ดแสดงไว้ในรูปที่ 3.6 และ 3.7 ตามลำดับจากกราฟจะเห็น
ว่าความเข้มรังสีตรงจะค่อยๆ ลดลงจากเดือนมกราคมจนถึงมีนาคม และมีค่าค่อนข้างต่ำในช่วงเดือน
มีกุนายนถึงกันยายน เนื่องจากเป็นช่วงฤดูฝนแล้วค่อยๆ เพิ่มขึ้นในช่วงเดือนกันยายนถึงมกราคม เพราะ
อิทธิพลลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 3.6 แสดงการแปรค่าความเข้มรังสีตรงรายชั่วโมงเฉลี่ยต่อเดือนตามเวลาในรอบวัน (error bar แทนช่วงความแตกต่างจากค่าเฉลี่ย ± 1 standard deviation)



รูปที่ 3.7 แสดงการแปรค่าตามฤดูกาลในรอบปีของความเข้มรังสีตรงที่สถานีร้อยเอ็ดระหว่างวันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ.2549 ถึง วันที่ 30 เมษายน พ.ศ.2550

สำหรับพลังงานจากรังสีตรงรวมตลอดทั้งปีของร้อยเอ็ดมีค่า 1,429 (kWh/m²-yr) จะเห็นว่ารังสีตรงมีค่าค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับรังสีตรงในบริเวณที่มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมแสงในต่างประเทศ ซึ่งโดยทั่วไปจะมีรังสีตรงสูงกว่า 2,000 kWh/m²-yr แต่อย่างไรก็ตามค่ารังสีตรงในประเทศไทยก็ยังสูงกว่าในยุโรปกลางและยุโรปเหนือ ซึ่งมีค่ารังสีตรงต่ำกว่า 1,000 kWh/m²-yr (Schwarzbozl, 2006)

3.2.2 ข้อมูลความเร็วลม

ข้อมูลความเร็วลมที่ได้มาทั้งหมดมาจากงานบริการข้อมูลของกรมอุตุนิยมวิทยาเป็นข้อมูลราย 3 ชั่วโมงมีหน่วยเป็น(น็อต) ซึ่งข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลที่อยู่ในรูปแบบ html ดังแสดงในรูปที่ 3.8 สำหรับข้อมูลความเร็วลมที่ใช้นั้นเป็นข้อมูลความเร็วลมราย 10 นาทีในหน่วย m/s ผู้วิจัยทำการแปลงข้อมูลดังกล่าวให้อยู่ในรูปแบบ text file ให้มีหน่วยเป็น m/s จากนั้นทำการคำนวณหาค่าความเร็วลมราย 10 นาที ผู้วิจัยใช้วิธี linear interpolation โดยอาศัยโปรแกรม IDL

**ความเร็วลม(มิล)
ราย 3 ชั่วโมง**

ที่	รหัสสถานี-สถานี-จังหวัด	วันที่	เวลาทำการตรวจ								เฉลี่ย	
			0100	0400	0700	1000	1300	1600	1900	2200		
1	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	1/1/2006	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
2	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	2/1/2006	0	0	0	5	6	0	0	0	0	1
3	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	3/1/2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
4	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	4/1/2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
5	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	5/1/2006	0	0	0	5	5	5	0	0	5	3
6	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	6/1/2006	5	0	0	8	6	6	5	5	5	4
7	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	7/1/2006	0	0	5	5	5	0	0	0	0	2
8	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	8/1/2006	0	0	0	3	6	6	0	0	0	2
9	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	9/1/2006	0	0	0	8	6	5	0	0	0	2
10	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	10/1/2006	0	0	0	0	5	0	0	0	0	1
11	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	11/1/2006	0	0	0	5	6	5	0	0	0	2
12	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	12/1/2006	0	0	0	0	5	5	0	0	0	1
13	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	13/1/2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
14	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	14/1/2006	0	0	0	5	0	0	0	0	0	1
15	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	15/1/2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
16	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	16/1/2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
17	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	17/1/2006	0	0	0	5	0	5	0	0	0	1
18	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	18/1/2006	0	0	0	0	8	5	0	0	0	2
19	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	19/1/2006	0	0	0	0	5	5	0	0	0	1
20	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	20/1/2006	5	0	0	6	7	3	0	0	0	3
21	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	21/1/2006	0	0	0	0	6	0	0	0	5	1
22	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	22/1/2006	0	0	0	3	0	0	0	0	3	1

มหาวิทยาลัยศิลปากร ส่วนวนวัฒนวิทย

รูปที่ 3.8 แสดงข้อมูลความเร็วลมราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file

3.2.3 ข้อมูลอุณหภูมิ

ข้อมูลอุณหภูมิที่ได้มาทั้งหมดมาจากงานบริการข้อมูลของกรมอุตุนิยมวิทยาเป็นข้อมูลราย 3 ชั่วโมงมีหน่วยเป็น $^{\circ}C$ ซึ่งข้อมูลอยู่ในรูปแบบ html file เช่นเดียวกับข้อมูลความเร็วลม ดังแสดงในรูปที่ 3.9 ผู้วิจัยได้ทำการคำนวณให้เป็นข้อมูลราย 10 นาทีโดยใช้วิธี linear interpolation ด้วยโปรแกรม IDL

**อุณหภูมิศูนย์แห่ง(เขลชัยส)
ราย 3 ชั่วโมง**

ที่	รหัสสถานี-สถานี-จังหวัด	วันที่	เวลาทำการตรวจ								
			0100	0400	0700	1000	1300	1600	1900	2200	เฉลี่ย
1	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	1/1/2006	22.8	20.1	19.6	26.0	31.5	31.8	27.8	25.5	25.6
2	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	2/1/2006	23.4	21.2	20.0	27.0	30.3	30.0	26.0	23.0	25.1
3	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	3/1/2006	21.0	20.0	19.3	27.5	30.8	32.0	27.5	24.8	25.4
4	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	4/1/2006	22.7	21.5	21.0	28.9	32.4	32.7	29.0	25.9	26.8
5	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	5/1/2006	23.5	22.3	22.0	30.0	32.0	33.7	29.0	26.5	27.4
6	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	6/1/2006	24.5	23.0	21.8	27.3	29.5	27.8	23.6	19.8	24.7
7	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	7/1/2006	17.7	16.7	16.0	22.3	25.7	27.0	22.3	20.0	21.0
8	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	8/1/2006	16.7	14.3	14.1	22.8	26.9	28.5	24.0	20.0	20.9
9	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	9/1/2006	17.5	14.0	13.4	21.5	25.7	26.7	21.8	19.0	20.0
10	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	10/1/2006	16.3	13.7	12.6	21.6	27.0	28.0	22.6	20.0	20.2
11	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	11/1/2006	17.0	14.9	13.5	22.3	27.0	28.8	23.8	19.8	20.9
12	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	12/1/2006	17.5	16.0	15.0	24.3	29.3	30.5	25.0	22.0	22.5
13	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	13/1/2006	20.0	17.5	17.0	26.0	31.7	32.7	26.6	22.5	24.3
14	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	14/1/2006	20.6	18.5	18.5	26.0	32.0	33.5	27.5	23.0	25.0
15	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	15/1/2006	21.5	20.0	19.0	28.0	32.5	34.0	28.3	24.5	26.0
16	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	16/1/2006	22.0	20.4	19.9	27.8	33.0	33.7	29.0	26.0	26.5
17	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	17/1/2006	24.0	23.2	22.0	29.0	33.7	34.6	29.0	26.0	27.7
18	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	18/1/2006	24.0	22.0	21.2	29.6	33.8	35.2	30.1	25.5	27.7
19	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	19/1/2006	24.4	21.3	20.0	27.7	33.3	35.0	29.0	24.5	26.9
20	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	20/1/2006	23.0	22.5	18.3	29.4	34.2	35.5	29.0	25.2	27.1
21	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	21/1/2006	21.6	19.7	18.0	25.5	30.5	33.0	27.5	24.0	25.0
22	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	22/1/2006	20.0	18.0	16.6	23.5	28.3	30.5	26.2	24.4	23.4

มหาวิทยาลัยศิลปากร ส่วนวนลิขสิทธิ์

รูปที่ 3.9 แสดงข้อมูลอุณหภูมิราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file

3.2.4 ข้อมูลความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศ

ข้อมูลความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศนี้ได้มาจากการบริการข้อมูลของกรมอุตุนิยมวิทยาเป็นข้อมูลราย 3 ชั่วโมง เช่นเดียวกับกรณีข้อมูลความเร็วลมและข้อมูลอุณหภูมิ โดยเป็นข้อมูลราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file ผู้วิจัยใช้วิธี linear interpolation ด้วยโปรแกรม IDL ให้เป็นข้อมูลราย 10 นาทีสำหรับนำมาใช้งาน

**ความชื้นสัมพัทธ์(เปอร์เซ็นต์)
ราย 3 ชั่วโมง**

ที่	รหัสสถานี-สถานี-จังหวัด	วันที่	เวลาทำการตรวจ								
			0100	0400	0700	1000	1300	1600	1900	2200	เฉลี่ย
1	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	1/1/2006	76	79	88	52	45	43	49	61	62
2	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	2/1/2006	75	80	88	56	47	47	62	74	66
3	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	3/1/2006	82	86	89	61	49	44	63	73	68
4	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	4/1/2006	81	86	88	58	45	44	68	73	68
5	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	5/1/2006	76	76	91	56	49	39	58	66	64
6	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	6/1/2006	72	74	82	58	49	52	61	68	65
7	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	7/1/2006	68	73	74	51	47	40	60	77	61
8	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	8/1/2006	76	83	85	58	46	43	56	64	64
9	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	9/1/2006	70	89	87	50	42	41	58	65	63
10	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	10/1/2006	76	84	88	57	42	41	58	67	64
11	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	11/1/2006	77	79	88	58	42	40	58	74	65
12	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	12/1/2006	85	89	92	58	39	39	61	74	67
13	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	13/1/2006	81	90	94	54	38	34	54	72	65
14	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	14/1/2006	76	85	85	58	36	35	53	70	62
15	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	15/1/2006	73	81	84	57	41	37	55	72	63
16	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	16/1/2006	80	84	87	59	42	37	58	67	64
17	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	17/1/2006	74	75	78	60	35	31	52	55	58
18	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	18/1/2006	64	74	81	48	37	32	45	55	55
19	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	19/1/2006	57	71	81	52	24	22	43	50	50
20	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	20/1/2006	48	55	74	36	24	22	46	50	44
21	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	21/1/2006	57	71	75	65	46	35	60	66	59
22	405201-ร้อยเอ็ด จ.ร้อยเอ็ด	22/1/2006	77	71	81	54	50	45	62	61	63

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์
รูปที่ 3.10 แสดงข้อมูลความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file

3.2.5 การจัดทำชุดข้อมูลอุตุนิยมวิทยา(Metrological Data)

สำหรับการจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์เพื่อหาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ต้องใช้รูปแบบชุดข้อมูลอุตุนิยมวิทยาที่เป็นรูปแบบเฉพาะซึ่งเป็นข้อมูลชนิด text file นามสกุล dat ซึ่งจะแสดงให้เห็นรูปแบบชุดข้อมูลดังกล่าวที่เปิดด้วยโปรแกรม Notepad จะแสดงให้เห็นในรูปที่ 3.11 ซึ่งการสร้างชุดข้อมูลอุตุนิยมวิทยาสามารถสร้างโดยอาศัยโปรแกรม Microsoft Excel

No.	time [hr]	vwind [m/s]	tamb [°C]	relhum [%]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]
1	0.17	1.2	26.9	55.8	0	0
2	0.33	1.2	26.9	54.3	0	0
3	0.5	1.3	26.9	52.7	0	0
4	0.67	1.4	26.8	51.1	0	0
5	0.83	1.5	26.8	49.6	0	0
6	1	1.5	26.8	48	0	0
7	1.17	1.6	26.7	48.1	0	0
8	1.33	1.6	26.6	48.2	0	0
9	1.5	1.6	26.5	48.3	0	0
10	1.67	1.7	26.4	48.4	0	0
11	1.83	1.7	26.4	48.6	0	0
12	2	1.7	26.3	48.7	0	0
13	2.17	1.7	26.2	48.8	0	0
14	2.33	1.8	26.1	48.9	0	0

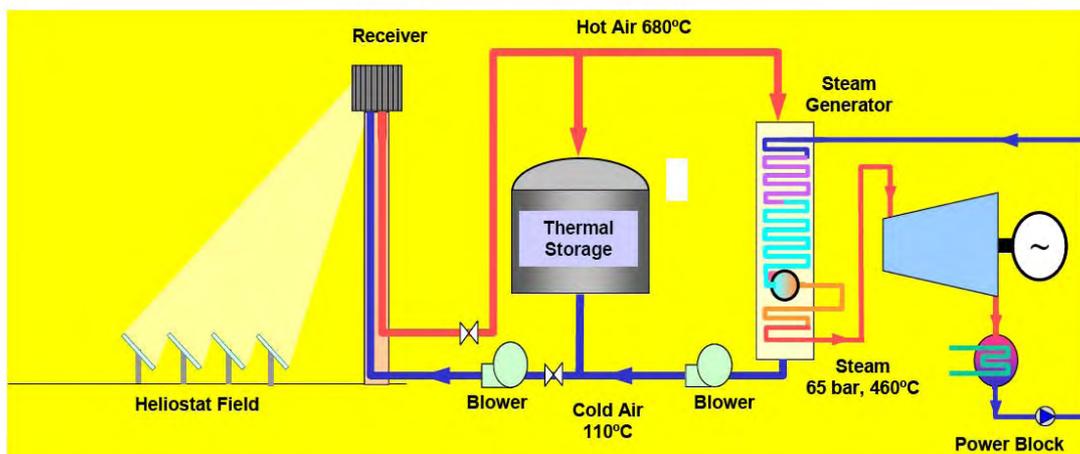
รูปที่ 3.11 แสดงลักษณะรูปแบบมาตรฐานของชุดข้อมูลอุณหภูมิตามวิทยาสำหรับการจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์

จากรูปที่ 3.11 จะเห็นได้ว่าข้อมูลอุณหภูมิตามวิทยาดังกล่าวนั้นเป็นข้อมูลที่เป็นลักษณะสคริปต์ในแต่ละสคริปต์ก็จะเป็นข้อมูลอุณหภูมิตามวิทยาต่างๆตามลำดับดังนี้ สคริปต์ที่ 1 คือลำดับของข้อมูลซึ่งข้อมูลที่น่ามาใช้งานนั้นมีลำดับตั้งแต่ลำดับที่ 1 จนถึงลำดับที่ 52560 สคริปต์ที่ 2 คือเวลาซึ่งเป็นเวลาทั้งสิ้น 1 ปีนั้นคือเวลาที่ใช้ทั้งสิ้น สคริปต์ที่ 3 คือ ข้อมูลความเร็วลมราย 10 นาทีหน่วย m/s สคริปต์ที่ 4 คือ ข้อมูลอุณหภูมิอากาศแวดล้อมราย 10 นาทีหน่วย °C สคริปต์ที่ 5 คือ ข้อมูลความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศราย 10 นาที สคริปต์ที่ 6 คือ ข้อมูลความเข้มรังสีรวมราย 10 นาทีหน่วย W/m² สคริปต์ที่ 7 คือ ข้อมูลความเข้มรังสีรวมราย 10 นาที W/m²

น้ำมีอุณหภูมิสูงขึ้นจนกลายเป็นไอน้ำยิ่งยวด (super-heated steam) แล้วส่งผ่านเข้าไปในกังหันไอน้ำ เพื่อให้กำลังกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับไอน้ำอิ่มตัว (saturated steam) ที่ออกมาจากกังหันไอน้ำจะผ่านตัวควบแน่น (condenser) กลายเป็นน้ำไหลกลับไปใช้ผ่านตัวแลกเปลี่ยนความร้อนอีกครั้งหนึ่ง โดยในช่วงที่รังสีดวงอาทิตย์มีความเข้มต่ำ จะนำความร้อนจากถังเก็บความร้อนมาใช้งาน สำหรับระบบที่จะทำการศึกษามีกำลังการผลิตไฟฟ้า 10 MW โดยมีพื้นที่รับแสงของโรงพาราโบลารวมทั้งหมด 75,000 ตารางเมตร และมีอุปกรณ์เก็บสะสมความร้อนไว้ใช้ในกรณีที่ไม่มีแสงแดดได้ประมาณ 2 ชั่วโมง (Jones et al., 2001)

3.3.2 ระบบหอคอย

สำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบหอคอยที่มีการพัฒนาจนถึงปัจจุบันแบ่งตามของไหลที่ใช้พาความร้อน (working fluid) จากหอคอยมายังระบบผลิตไฟฟ้าได้ 3 แบบ ได้แก่ ระบบน้ำ/ไอน้ำ ระบบเกลือหลอมละลาย (molten salt) และระบบอากาศ ทั้ง 3 ระบบ มีข้อดี และข้อด้อยแตกต่างกัน ผู้วิจัยจะเลือกจำลองการทำงานระบบที่ใช้อากาศเพราะมีแนวโน้มในการนำมาใช้งานได้เหมาะสมกับสภาพของประเทศไทย ประกอบกับระบบดังกล่าวมีความพร้อมด้านข้อมูลสำหรับการจำลองการทำงานด้วยคอมพิวเตอร์ ลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบหอคอยที่ใช้อากาศเป็นตัวพาความร้อน จะประกอบด้วยหอคอย แผ่นสะท้อนรังสีดวงอาทิตย์ (heliostat) ตัวรับรังสีดวงอาทิตย์บนหอคอย (receiver) ตัวเก็บสะสมความร้อน (thermal storage) ตัวแลกเปลี่ยนความร้อน (heat exchanger) เครื่องยนต์กังหันไอน้ำ และชุดกำเนิดไฟฟ้า (power block) ดังแผนภูมิในรูปที่ 3.13

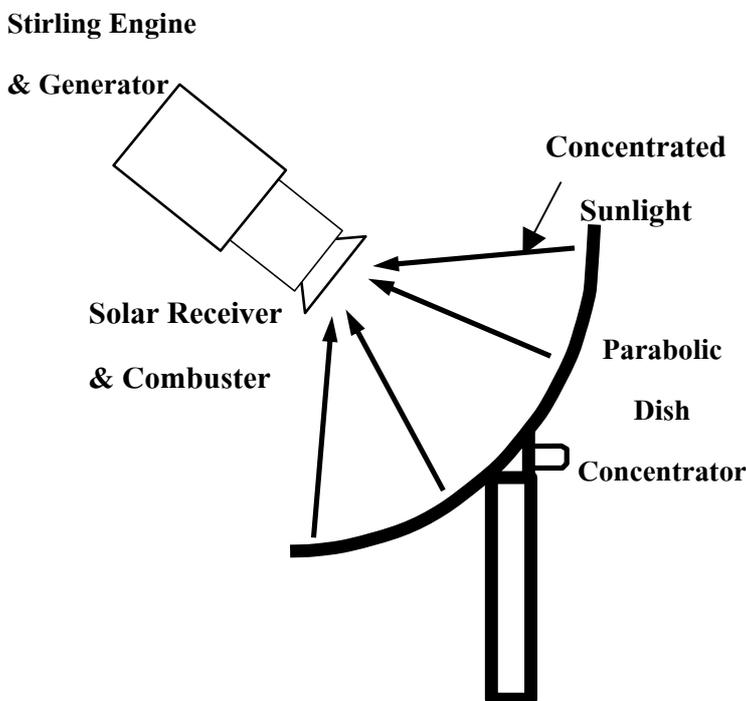


รูปที่ 3.13 แสดงแผนภูมิของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอยที่ใช้อากาศในการพาความร้อนจากหอคอย

หลักการการทำงานของระบบนั้นเริ่มจากรังสีดวงอาทิตย์จะตกกระทบชุดแผ่นสะท้อนรังสีดวงอาทิตย์ ซึ่งแผ่นสะท้อนรังสีดวงอาทิตย์จะสะท้อนรังสีดวงอาทิตย์ไปยังตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ที่อยู่บนหอคอย ความร้อนที่เกิดขึ้นในตัวรับรังสีจะถ่ายเทให้กับอากาศที่เป่าผ่านตัวรับรังสีทำให้อุณหภูมิของอากาศสูงขึ้น อากาศดังกล่าวจะถูกเป่าไปยังตัวแลกเปลี่ยนความร้อน ซึ่งจะถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ จนได้ออน้ำที่ความดันเหมาะสมสำหรับให้เครื่องยนต์กังหันไอน้ำสำหรับขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยอากาศร้อนส่วนหนึ่งจะเป่าผ่านถึงเก็บความร้อน สำหรับใช้งานขณะที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ต่ำ สำหรับอากาศที่เหลือผ่านตัวแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อผลิตไอน้ำแล้วจะไหลกลับไปยังตัวรับรังสีดวงอาทิตย์บนหอคอยอีกครั้งหนึ่ง ระบบที่วิจัยนี้กำหนดให้ระบบมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 10 MW ซึ่งใช้ heliostat ขนาด 121.34 ตารางเมตร จำนวน 1,067 ชุด และมีอุปกรณ์เก็บสะสมความร้อนซึ่งสามารถใช้งานได้ประมาณ 2 ชั่วโมง

3.3.3 ระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง

สำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงหลายนั้นมีหลายระบบ อย่างไรก็ตามลักษณะการทำงานและส่วนประกอบของระบบดังกล่าวมีลักษณะคล้ายคลึงกัน โดยที่ระบบจะประกอบด้วยตัวสะท้อนรังสีดวงอาทิตย์แบบจานพาราโบล่า ซึ่งมีระบบขับเคลื่อนตามดวงอาทิตย์แบบ 2 แกน ตัวรับรังสี (solar receiver) และเครื่องยนต์สเตอร์ลิงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งติดตั้งที่จุดโฟกัสของจานพาราโบล่า ดังแผนภูมิในรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 แสดงแผนภูมิของระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง

การทำงานของระบบดังกล่าวเริ่มจากรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบตัวสะท้อนรังสีแบบจานพาราโบลาจะถูกสะท้อนไปรวมกันที่ตัวรับรังสีที่จุดโฟกัส และการถ่ายเทความร้อนให้กับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง ความร้อนที่ได้จะไปขับเคลื่อนเครื่องยนต์สเตอร์ลิงให้ทำงาน เพื่อให้กำลังกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้วิจัยกำหนดให้ระบบมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 10 MW ซึ่งผู้วิจัยจะเลือกระบบที่พัฒนาโดยบริษัท Schliach Bergermann und Partner (SBP) ขนาดระบบละ 10 kW จำนวน 1,000 ชุด แต่ละชุดมีพื้นที่รับแสง 56.7 ตารางเมตร รวมพื้นที่รับแสงทั้งหมด 56,700 ตารางเมตร

3.4 การจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ (computer simulation)

3.4.1 โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับใช้ในการจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์

ในการจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบความร้อนแบบรวมแสง ผู้วิจัยเลือกที่จะจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์โปรแกรม TRNSYS ซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ที่พัฒนาโดย University of Wisconsin ซึ่งซอฟต์แวร์ดังกล่าวมีลักษณะเป็นโมดูล และนิยมใช้ในงานด้านพลังงานแสงอาทิตย์ทั่วไป โดยโปรแกรมดังกล่าวจะประกอบด้วย subroutine ที่แทนองค์ประกอบของระบบ ผู้ใช้ต้องนำ subroutine ต่างๆ มาเชื่อมต่อกันให้เป็นระบบสำหรับใช้งาน ข้อดีของโปรแกรม TRNSYS คือ ผู้ใช้สามารถดู source code ซึ่งเป็นภาษา FORTRAN และศึกษาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ นอกจากนี้ผู้ใช้อาจเขียน source code เป็น subroutine เพิ่มเติมตามระบบของตนเองได้ เนื่องจากข้อดีดังกล่าวข้างต้นคณะนักวิจัยจาก German Aerospace Agency (DLR) จึงได้ทำการพัฒนา subroutine เป็นโมดูลขององค์ประกอบต่างๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์อุณหภูมิสูงขึ้น โดยเรียกกันทั่วไปว่า STEC LIBRARY ผู้วิจัยได้ดำเนินการจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม TRNSYS และ STEC LIBRARY โดยได้ส่งนักวิจัยไปทำการพัฒนาโปรแกรมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ระบบร่วมกับผู้เชี่ยวชาญด้าน TRNSYS และ STEC LIBRARY ที่ Aerospace Agency (DLR) เมือง Koln ประเทศเยอรมัน เมื่อเดือนเมษายน ค.ศ. 2006.

3.4.2 แบบจำลองขององค์ประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในโปรแกรม TRNSYS และ STEC LIBRARY (Schwarzbozl, 2002)

- 1) ระบบรางพาราโบลา ในระบบดังกล่าวจะทำการจำลองการทำงานขององค์ประกอบของระบบดังนี้
 - แบบจำลองของรางรับรังสีของรางพาราโบลา

ใน STEC LIBRARY ทำการจำลองแบบ (modeling) ประสิทธิภาพของตัวรับรังสีแบบรางพาราโบลาด้วยสมการ (Lippke, 1995)

$$\eta = K \cdot M \cdot \text{Sh} \cdot \left[A + B \cdot \frac{\Delta T_{\text{out}} + \Delta T_{\text{in}}}{2} \right] + (C + C_w \cdot \text{WS}) \cdot \frac{\Delta T_{\text{out}} + \Delta T_{\text{in}}}{2 \cdot \text{DNI}} + D \cdot \frac{\Delta T_{\text{out}} \cdot \Delta T_{\text{in}} + \frac{1}{3}(\Delta T_{\text{out}} - \Delta T_{\text{in}})^2}{\text{DNI}} \quad (3.1)$$

η = ประสิทธิภาพของตัวรับรังสีแบบรางพาราโบล่า

C_p = ความร้อนจำเพาะ (specific heat)

DNI = รังสีตรงที่ตกตั้งฉากกับระนาบรับแสง reflector ของตัวรับรังสี ($\text{kJ/h}\cdot\text{m}^2$)

ΔT_{out} = ความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของเหลวที่ไหลออกจากช่องรับรังสีที่โฟกัสกับอุณหภูมิอากาศแวดล้อม

ΔT_{in} = ความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของเหลวที่ไหลเข้าที่รับรังสีกับอุณหภูมิอากาศแวดล้อม

K = incident angle modifier

M = สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนที่ส่วนท้าย (end losses) ของท่อรับรังสี

Sh = แฟคเตอร์เนื่องมาจากผลที่เกิดจากการบังกันของตัวรับรังสีในแถวข้างเคียง

WS = ความเร็วลม

C_w = สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนจากลม

A, B, C, D เป็นค่าคงที่

จากค่าประสิทธิภาพ จะสามารถคำนวณพลังงานที่ท่อรับรังสีดูดกลืน (absorber tube) ได้ด้วยสมการ

$$\dot{Q}_{\text{abs}} = A_{\text{eff}} \cdot \text{DNI} \cdot \eta \quad (3.2)$$

\dot{Q}_{abs} = พลังงานที่ท่อรับรังสีดูดกลืนได้

A_{eff} = พื้นที่รับรังสีดวงอาทิตย์ของรางพาราโบล่า

DNI = รังสีตรงที่ตกตั้งฉากกับระนาบของรางพาราโบล่า

η = ประสิทธิภาพ

เนื่องจากจะมีการสูญเสียพลังงานจากท่อรับรังสี ดังนั้นพลังงานที่ได้จึงเป็นไปตามสมการ

$$\dot{Q}_{net} = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{pipe} \quad (3.3)$$

\dot{Q}_{net} = พลังงานที่ของไหลในท่อรับรังสีได้รับ เมื่อพิจารณาการสูญเสียความร้อนแล้ว

\dot{Q}_{abs} = พลังงานที่ท่อรับรังสีได้รับ

\dot{Q}_{pipe} = พลังงานที่สูญเสียจากท่อรับรังสี

จากนั้นจะทำการคำนวณอัตราการไหลของของเหลวในท่อรับรังสี เพื่อให้ได้อุณหภูมิของไหลที่กำหนดไว้ โดยใช้สมการ

$$\dot{M} = \frac{\dot{Q}_{net}}{c_p (T_{out} - T_{in})} \quad (3.4)$$

เมื่อ \dot{M} = อัตราการไหลของของเหลวในท่อรับรังสี
 \dot{Q}_{net} = พลังงานที่ของไหลในท่อรับรังสีได้รับ เมื่อพิจารณาการสูญเสียความร้อนแล้ว

T_{out} = อุณหภูมิของเหลวที่ไหลออกจากช่องรับรังสีซึ่งจะกำหนดให้คงที่

T_{in} = อุณหภูมิของเหลวที่ไหลเข้าท่อรับรังสี

- แบบจำลองของตัวเก็บความร้อน (thermal storage)

ตัวเก็บความร้อนที่ใช้เป็นแบบ concrete / oil storage โดย total heat transfer coefficient จะมีความสัมพันธ์กับ mass flow rate ตามสมการ

$$\frac{UA}{UA_{ref}} = ak_0 + ak_1 \cdot \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{ref}} + ak_2 \cdot \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{ref}}\right)^2 + ak_3 \cdot \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{ref}}\right)^3 + ak_4 \cdot \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{ref}}\right)^4 + ak_5 \cdot \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{ref}}\right)^5 \quad (3.5)$$

เมื่อ UA = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวม (total heat transfer coefficient)

UA_{ref} = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวมอ้างอิง

\dot{m} = อัตราการไหลเชิงมวล (mass flow rate)

\dot{m}_{ref} = อัตราการไหลเชิงมวลอ้างอิง

ak_i = เป็นค่าคงที่เอนโทรปี

- แบบจำลองของ Economizer และ super heater

ในที่นี้จะใช้แบบจำลองของตัวแลกเปลี่ยนความร้อนแบบไหลสวนทาง (counter flow heat exchanger) ซึ่ง effectiveness, η_{ECO} เขียนได้ดังสมการ

$$\eta_{ECO} = \frac{1 - e^{-\frac{UA}{\dot{C}_{min}} \left(1 - \frac{\dot{C}_{min}}{\dot{C}_{max}}\right)}}{1 - \frac{\dot{C}_{min}}{\dot{C}_{max}} \cdot e^{-\frac{UA}{\dot{C}_{min}} \left(1 - \frac{\dot{C}_{min}}{\dot{C}_{max}}\right)}} \quad (3.6)$$

เมื่อ UA = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวม (total heat transfer coefficient)

$$\dot{C}_{min} = \text{Min} (\dot{m}C_p|_{cold}, \dot{m}C_p|_{hot}) \quad (3.7)$$

\dot{m} = อัตราการไหลเชิงมวล (mass flow rate)

C_p = ความร้อนจำเพาะ (specific heat)

- แบบจำลองของ Evaporator

Effectiveness ของ evaporator จะหาโดยใช้สมการ

$$\eta_{Evaporator} = 1 - \exp\left(\frac{-UA}{\dot{m}_{hot} \cdot c_{p,hot}}\right) \quad (3.8)$$

เมื่อ UA = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวม (total heat transfer coefficient)

\dot{m}_{hot} = อัตราการไหลด้านอุณหภูมิสูง

$C_{p,hot}$ = ความร้อนจำเพาะของด้านอุณหภูมิสูง

โดยจะคำนวณความร้อนที่ถ่ายเทจากด้านอุณหภูมิสูงไปด้านที่อุณหภูมิต่ำกว่า โดยใช้สมการ

$$Q_{trans} = \eta_{Evaporator} \cdot C_{p,hot} \cdot \dot{m}_{hot} \cdot (T_{hot,in} - T_{saturated}) \quad (3.9)$$

เมื่อ h_{in} = เอนทาลปีของไอน้ำที่ไหลเข้า
 $h_{out,is}$ = เอนทาลปีของไอน้ำที่ไหลออก กรณีที่กระบวนการเป็นแบบ isentropic
 $\eta_{isentropic}$ = isentropic efficiency
 จากค่า $\Delta h_{turbine}$ เราสามารถคำนวณกำลังงานที่ได้จากกังหันไอน้ำ ($P_{turbine}$) โดยอาศัยสมการ

$$P_{turbine} = \dot{m}_{in} \cdot \Delta h_{turbine} \cdot \eta_{mech} \quad (3.11)$$

เมื่อ \dot{m}_{in} = อัตราการไหลของไอน้ำ
 η_{mech} = ประสิทธิภาพเชิงกล (mechanical efficiency) ของกังหันไอน้ำ

2) ระบบหอคอย

ในระบบหอคอยจะทำการจำลองแบบองค์ประกอบต่างๆ ของระบบดังนี้

- แบบจำลองของ heliostat field

ในการคำนวณพลังงานของรังสีดวงอาทิตย์ที่ heliostat field สะท้อนไปยัง

receiver ของหอคอย ($Q_{heliostat}$) จะหาจากสมการ

$$Q_{heliostat} = A_{field} \rho_{field} \cdot I_{field} \Gamma \quad (3.12)$$

เมื่อ A_{field} = พื้นที่รับรังสีทั้งหมด heliostat
 ρ_{field} = สัมประสิทธิ์การสะท้อนของ heliostat
 I = ความเข้มรังสีตรงที่ตกกระทบ heliostat
 η_{field} = ประสิทธิภาพของ heliostat
 Γ = พารามิเตอร์ที่คำนึงถึงผลของความแม่นยำในการติดตามดวงอาทิตย์ของ heliostat แต่ละตัว

- แบบจำลองของ receiver ของ tower

เมื่อรังสีตรงถูกสะท้อนจาก heliostat ไปยัง receiver พลังงานที่ receiver

ดูดกลืนได้ ($Q_{receiver}$) สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$Q_{receiver} = \eta_{receiver} Q_{heliostat} \quad (3.13)$$

เมื่อ $Q_{receiver}$ = พลังงานที่ receiver ดูดกลืนได้
 $Q_{heliostat}$ = พลังงานที่ receiver ได้รับจาก heliostat
 $\eta_{receiver}$ = ประสิทธิภาพของ receiver
 พลังงานที่ receiver ดูดกลืนได้จะถ่ายเทให้อากาศที่ถูกเป่าผ่าน receiver โดย
 อุณหภูมิของอากาศที่เพิ่มขึ้นจะมีความสัมพันธ์กับพลังงานที่ receiver ดูดกลืนได้ดังนี้

$$Q_{receiver} = C_{p,air} \dot{m}_{air} (T_{air,out} - T_{air,in}) \quad (3.14)$$

เมื่อ \dot{m}_{air} = อัตราการไหลของอากาศ
 $C_{p,air}$ = ความร้อนจำเพาะของอากาศ
 $T_{air,out}$ = อุณหภูมิของอากาศที่ไหลออกจาก receiver
 $T_{air,in}$ = อุณหภูมิของอากาศที่ไหลเข้า receiver

มหาวิทยาลัยศิลปากร ส่วนวนลิขสิทธิ์

แบบจำลองของอุปกรณ์เก็บความร้อน (thermal storage)

ในระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอยจะใช้อุปกรณ์เก็บความร้อนเป็นแบบ packed bed storage ซึ่งสามารถเขียนสมการการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของอากาศและก้อนหินที่ใช้เป็นตัวเก็บความร้อน ได้ดังนี้

$$(\rho C_p)_f \frac{\partial T_f}{\partial t} = - \frac{(\dot{m} C_p)_f}{A} \frac{\partial T_f}{\partial x} + h_v (T_b - T_f) \quad (3.15)$$

$$(\rho C_p)_b (1 - \varepsilon) \frac{\partial T_b}{\partial t} = h_v (T_f - T_b) \quad (3.16)$$

เมื่อ T_f = อุณหภูมิของอากาศ
 T_b = อุณหภูมิของก้อนหิน
 \dot{m} = อัตราการไหลของอากาศ
 ρ = ความหนาแน่น (subscript f หมายถึงของอากาศ และ subscript b หมายถึงของก้อนหิน)
 C_p = ความร้อนจำเพาะ

A = พื้นที่หน้าตัดของ pack bed ในทิศตั้งฉากกับการไหลของอากาศ

h_v = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน

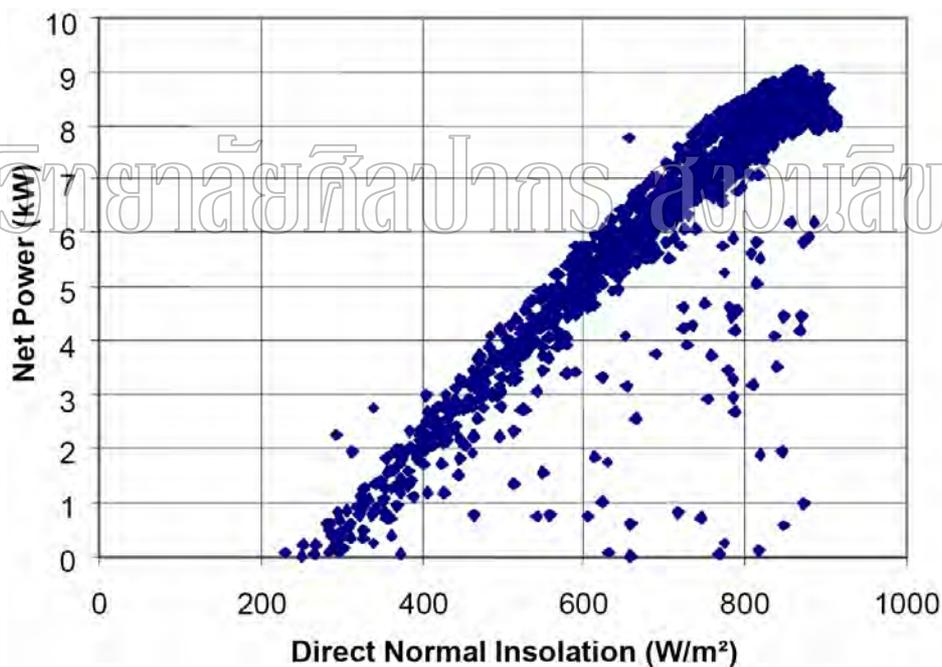
ε = void fraction

t = เวลา

สำหรับแบบจำลองขององค์ประกอบอื่นๆ จะเหมือนกับกรณีของระบบรางพาราโบล่า

3) ระบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง

เนื่องจากระบบดังกล่าวมีได้อยู่ในองค์ประกอบของโปรแกรม TRNSYS และ STEC LIBRARY ผู้วิจัยจึงเขียนแบบจำลองของระบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงแล้วเขียนเป็นโปรแกรม เพื่อให้เป็นส่วนหนึ่งของ TRNSYS โดยแบบจำลองของระบบดังกล่าวจะใช้ power curve ของระบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงที่พัฒนาโดยบริษัท SBP หรือ Euro dish ดังแสดงในรูปที่ 3.16 (Mancini et al., 2003)



รูปที่ 3.16 แสดง power curve ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงของบริษัท SBP (Mancini et al., 2003)

จากกราฟเราสามารถเขียนความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ได้ (output power) กับรังสีตรงดั่งสมการ

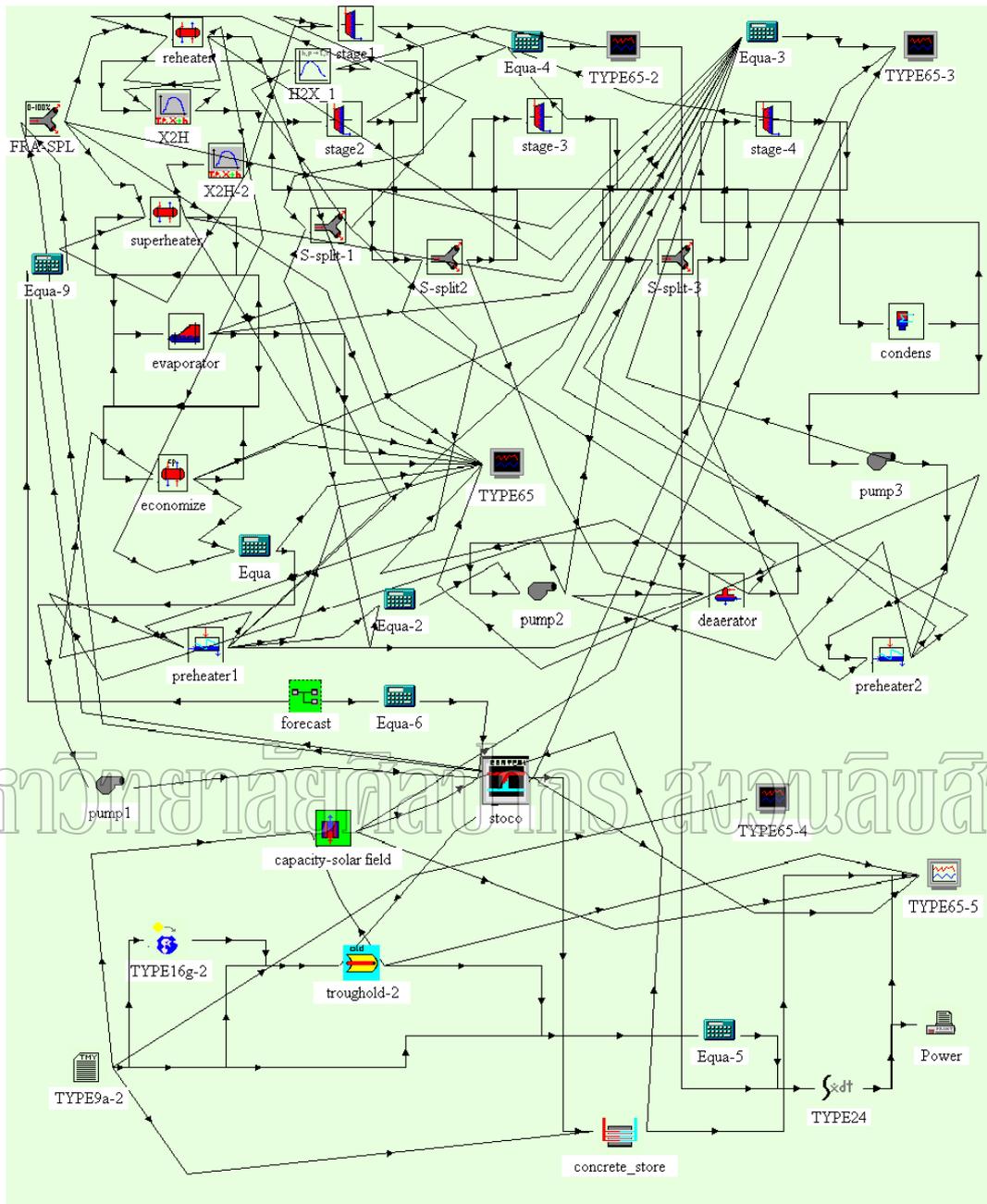
$$P_{out} = a + b DNI \quad (3.17)$$

เมื่อ P_{out} = กำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบ
 DNI = ความเข้มรังสีตรงในระนาบที่ตั้งฉากกับลำรังสี
 a, b = เป็นค่าคงที่เอมไพริคัล

3.4.3 การสร้างโปรแกรมสำหรับจำลองการทำงานของระบบ

เนื่องจากระบบแต่ละระบบประกอบด้วยองค์ประกอบย่อยๆ หลายผู้วิจัยจะนำโปรแกรมของแบบจำลองของแต่ละองค์ประกอบมาต่อเรียงกันให้เป็นโปรแกรมสำหรับใช้จำลองการทำงานของระบบ ดังแสดงในรูปที่ 3.17-3.19

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์

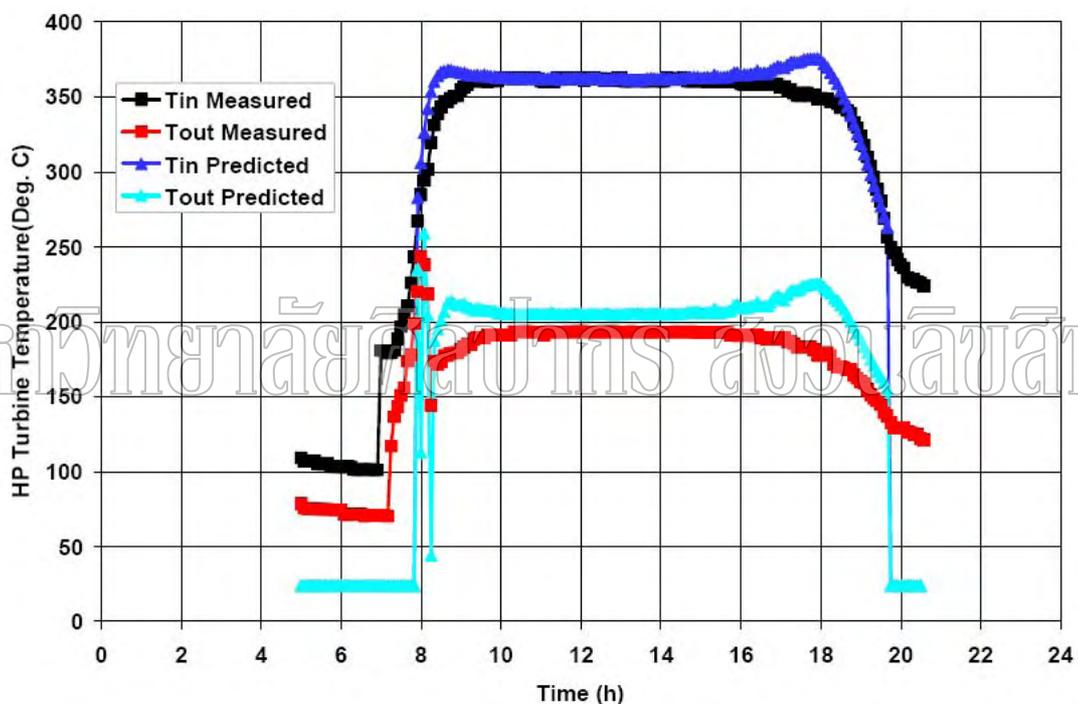


รูปที่ 3.17 แผนภูมิจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบลา ในโปรแกรม TRNSYS

3.4.4 การทดสอบโปรแกรมที่ใช้ในการจำลองการทำงานของระบบ

โดยทั่วไปก่อนการนำโปรแกรมไปใช้จำลองการทำงานของระบบจะมีการทดสอบสมรรถนะของโปรแกรม โดยการเปรียบเทียบผลการคำนวณจากโปรแกรมกับค่าที่ได้จากการวัด ในอดีตที่ผ่านมาได้มีการนำโปรแกรม TRNSYS และ STEC LIBRARY ไปใช้ในการจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบโรงพาราโบล่า SEG VI ที่สหรัฐอเมริกา และเปรียบเทียบผลการคำนวณจากโปรแกรมและกับการวัด ตัวอย่างการเปรียบเทียบแสดงในรูปที่ 3.20

จากรูปจะเห็นว่าโปรแกรม TRNSYS และ STEC LIBRARY สามารถทำนายค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของระบบได้ใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการวัด

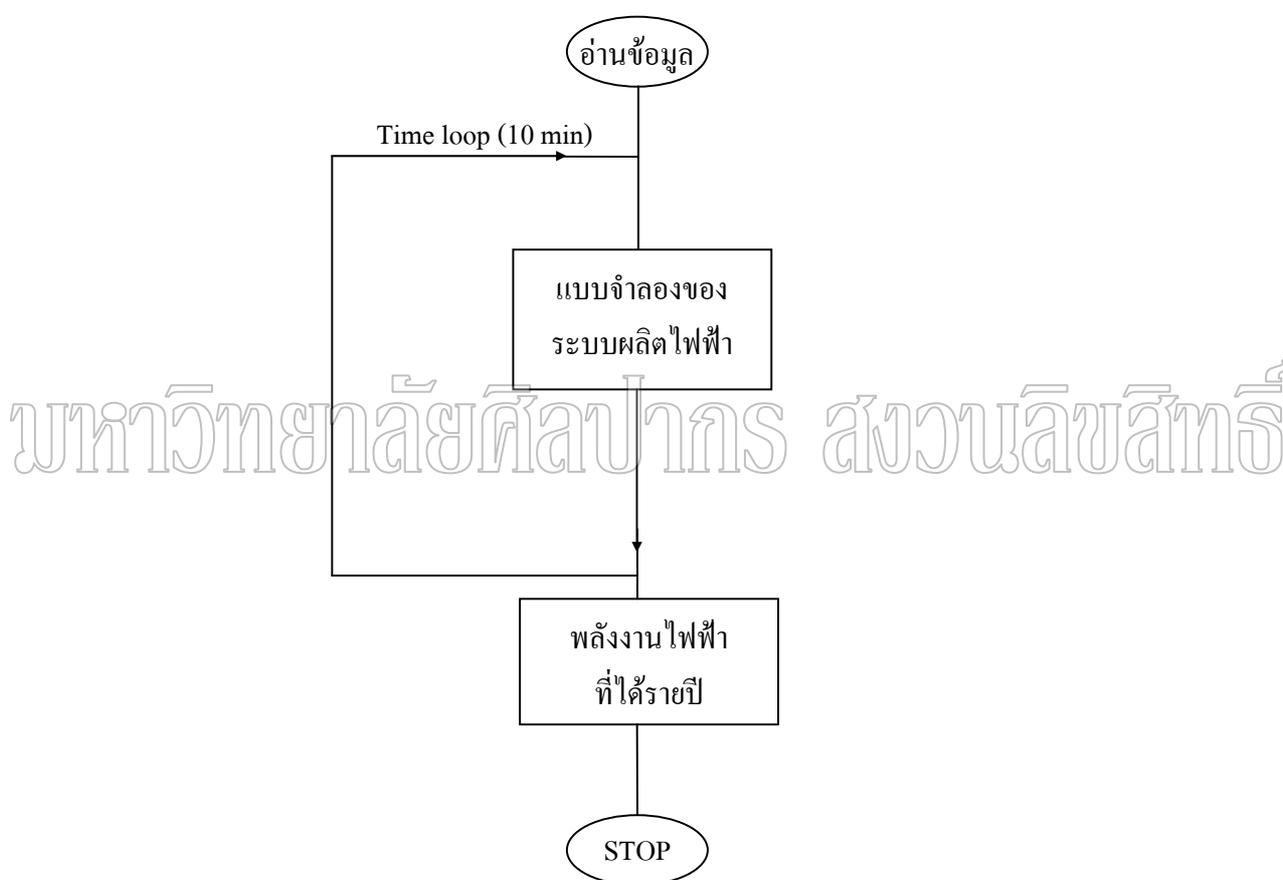


รูปที่ 3.20 แสดงการเปรียบเทียบอุณหภูมิของไอน้ำที่เข้าและออกจากกังหันไอน้ำ ซึ่งได้จากการคำนวณและจากการวัด ในวันที่ 18 กรกฎาคม ค.ศ. 1991 (Jones et al., 2001)

สำหรับในระบบหอคอย STEC LIBRARY ทุกโมดูลได้รับการทดสอบโดย German Aerospace Agency (DLR) (Schwarzbozl et al., 2002, Schwarzbozl, 2006) ในด้านของระบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง ข้อมูลความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ได้กับความเข้มรังสีตรงซึ่งใช้ในโปรแกรมได้มาจากผลการทดลองโดยตรง (Mancini et al., 2003)

3.4.5 การจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์

ในการจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ระบบ ผู้วิจัยได้ทำการพัฒนาโปรแกรมโดยอาศัย TRNSYS software และ STEC Library จากนั้นใช้โปรแกรมหาคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี(ตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ. 2549 ถึงวันที่ 30 เมษายน พ.ศ. 2550) โดยทำการคำนวณทุกๆ 10 นาที ตลอดทั้งวัน โปรแกรมจะทำการคำนวณวน loop จนครบปี หลังจากนั้นจะทำการหาค่าเฉลี่ยรายปี ตาม flow chart ดังรูปที่ 3.21



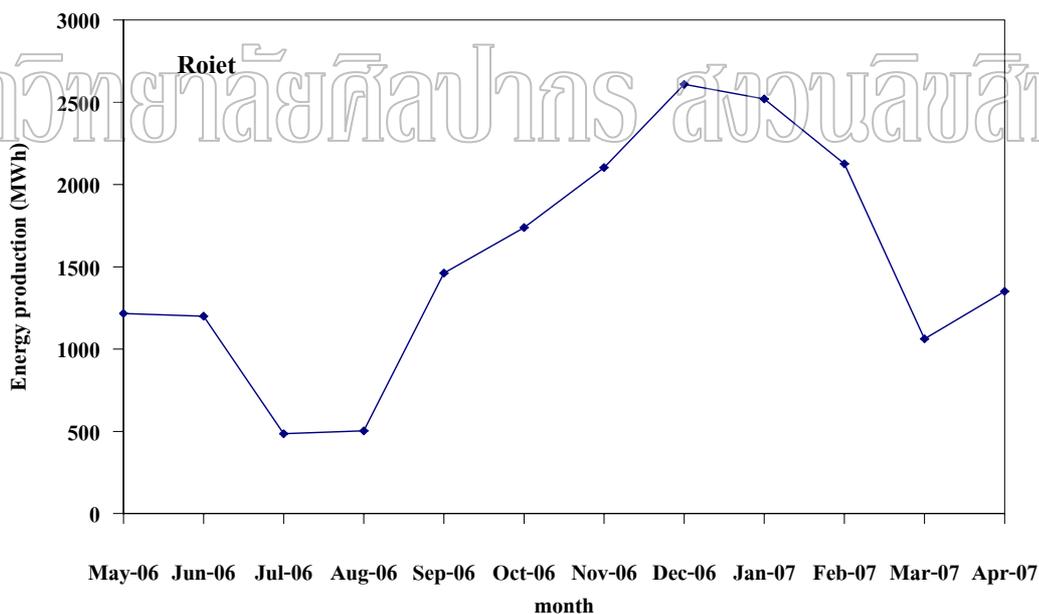
รูปที่ 3.21 แสดง flow chart การคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้า

3.5 ผลการคำนวณ

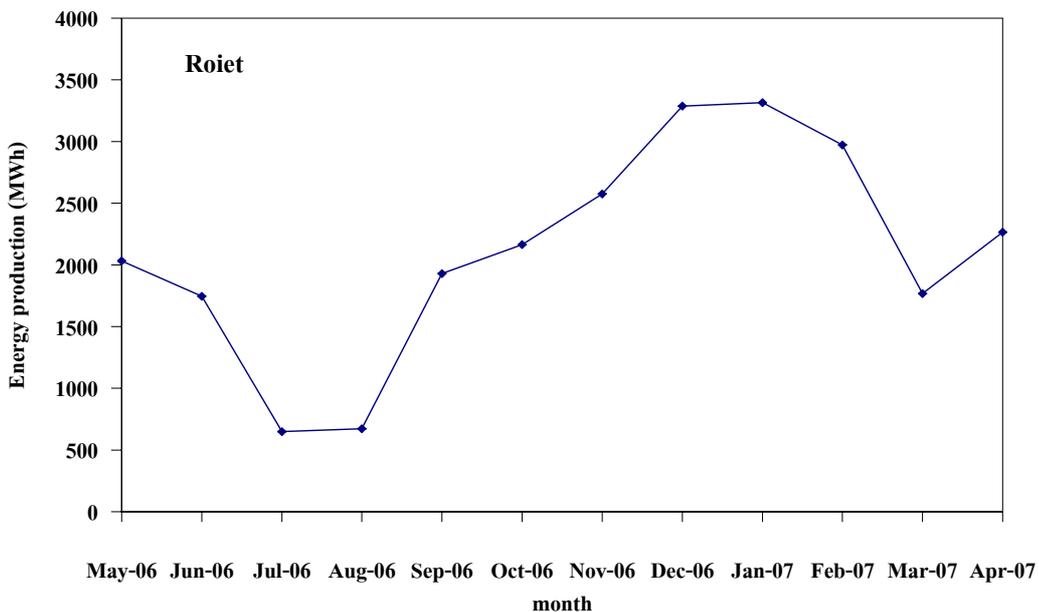
3.5.1 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้

ผลจากการคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อเดือนของ 3 ระบบ ได้แสดงไว้ในรูปที่ 3.22-3.24 จากกราฟจะเห็นว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของทั้ง 3 ระบบ มีได้ค่าลดลงตั้งแต่เดือนพฤษภาคมเนื่องจากช่วงเดือนดังกล่าวนี้เป็นช่วงฤดูฝนทำให้รังสีตรงจึงได้รับผลจากเมฆฝนจึงทำให้รังสีตรงมีค่าลดลงจนถึงเดือนสิงหาคม จากนั้นจึงเริ่มมีค่าเพิ่มขึ้น จนถึงเดือนธันวาคมเพราะเป็นช่วงที่ได้รับลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ท้องฟ้าส่วนใหญ่ปราศจากเมฆ ความเข้มรังสีตรงจึงมีค่าสูง

เมื่อพิจารณาปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปีดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.1 จากตารางจะเห็นว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบหอคอยจะมีค่ามากที่สุด รองลงมาคือระบบรางพาราโบลา และระบบจานพาราโบลา ร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง ระบบจานพาราโบลา ร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงผลิตไฟฟ้าได้ค่อนข้างน้อยเพราะระบบดังกล่าวไม่มีระบบเก็บสะสมความร้อน (thermal storage) ซึ่งทำงานได้เฉพาะในช่วงที่มีความเข้มรังสีตรงเพียงพอเท่านั้น

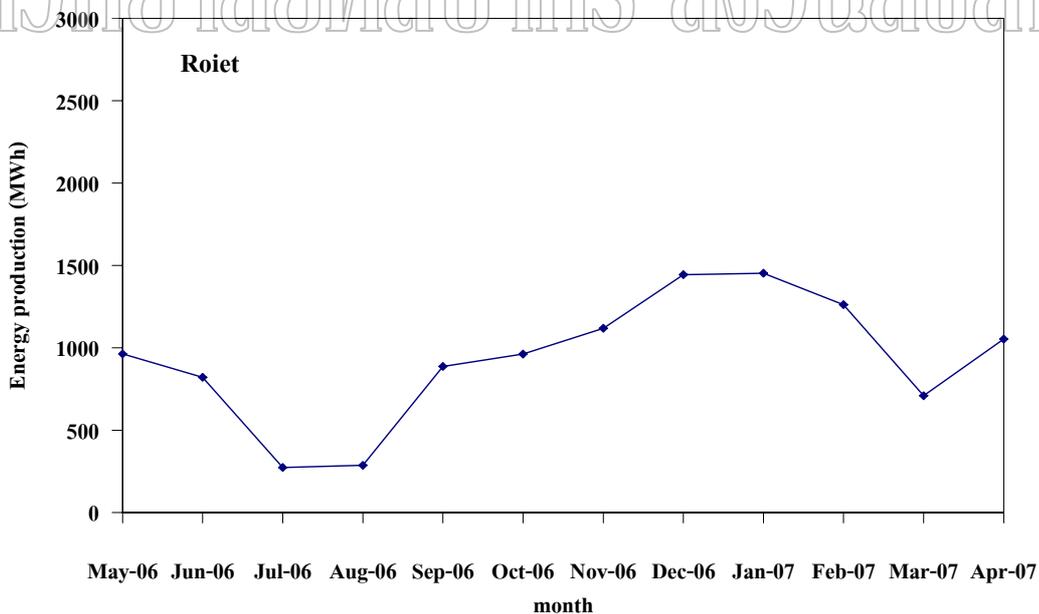


รูปที่ 3.22 แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนต่างๆ ในรอบปีจากระบบรางพาราโบลา



รูปที่ 3.23 แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนต่างๆ ในรอบปีจากระบบหอคอย

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์



รูปที่ 3.24 แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนต่างๆ ในรอบปีจากระบบงานพาราโบลาร่วมกับ เครื่องยนต์สเตอร์ลิง

ตารางที่ 3.1 แสดงค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีที่ได้จากระบบต่างๆของจังหวัดร้อยเอ็ด

ระบบ	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (GWh/yr)
1. ระบบรางพาราโบลา	18.4
2. ระบบหอคอย	25.4
3. ระบบงานพาราโบลาร่วมกับ เครื่องยนต์สเตอร์ลิง	11.2

3.5.2 ประสิทธิภาพ

การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าทุกระบบจะมีการสูญเสียพลังงานทั้งจากอุปกรณ์รวมแสง (optical losses) และจากระบบความร้อน (thermal losses) ดังนั้นพลังงานจากรังสีตรงจึงไม่สามารถแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ทั้งหมด ความสามารถในการแปลงพลังงานจากรังสีตรงเป็นไฟฟ้าจะบอกในรูปของประสิทธิภาพ (solar-to-electricity efficiency) จากการคำนวณปริมาณรังสีดวงอาทิตย์และไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดทั้งปี จะได้ว่าประสิทธิภาพของระบบรายปีดังแสดงในตารางที่ 3.2 จากตารางจะเห็นว่าระบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงมีประสิทธิภาพสูงที่สุด ทั้งนี้เพราะระบบดังกล่าวนำรังสีไปใช้ขับเคลื่อนเครื่องยนต์สเตอร์ลิงที่ตำแหน่งโฟกัสของงานพาราโบลาโดยตรง โดยไม่ต้องผ่านระบบท่อต่างๆ ทำให้ลดการสูญเสียความร้อน นอกจากนี้ระบบรวมแสงแบบงานพาราโบลา มีการสูญเสียเชิงแสง (optical losses) ค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับระบบรางพาราโบลา และระบบกระจกสะท้อนแสง (heliostat) ของระบบหอคอย แต่อย่างไรก็ตามประสิทธิภาพของระบบรางพาราโบลาและระบบงานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงก็แตกต่างกันไม่มากนัก

ตารางที่ 3.2 แสดงค่าประสิทธิภาพ (solar -to- electricity efficiency) ของระบบผลิตไฟฟ้าที่จังหวัดร้อยเอ็ด

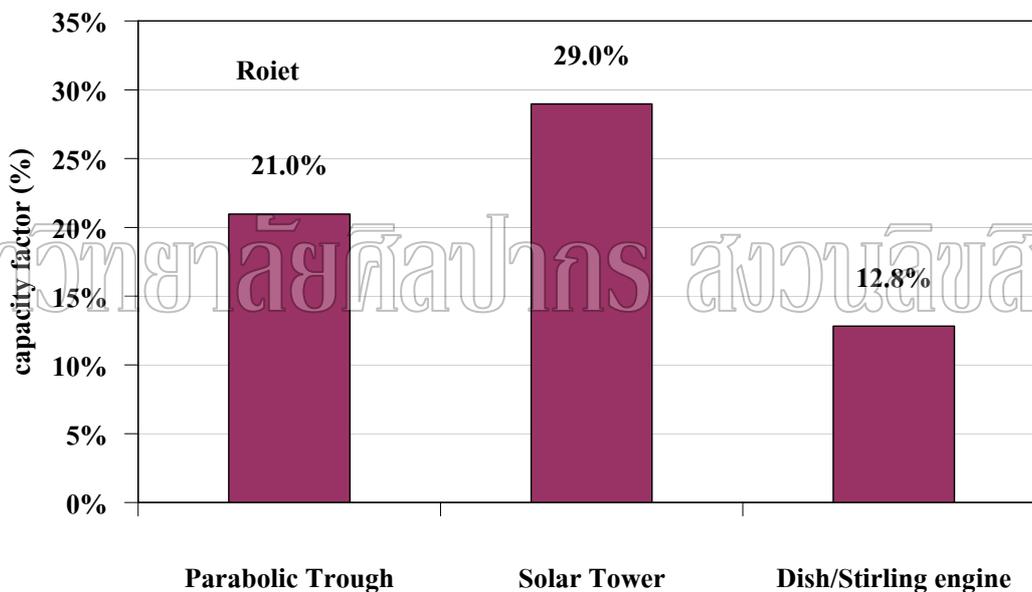
ระบบ	ประสิทธิภาพ (%)
1. ระบบรางพาราโบลา	18.4
2. ระบบหอคอย	14.0
3. ระบบงานพาราโบลาร่วมกับ เครื่องยนต์สเตอร์ลิง	22.1

3.5.3 Capacity factor

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าที่ออกแบบให้มีกำลังการผลิต 10 MW ทั้ง 3 ระบบ แต่ในการทำงานจริง ระบบมิได้ทำงานที่กำลังการผลิตดังกล่าว อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ถ้าระบบทำงานตามกำลังการผลิตที่ออกแบบตลอดทั้งปีจะเรียกว่า capacity factor หรือเขียนในรูปสมการได้ดังนี้

$$\text{Capacity factor} = \frac{\text{Annual kilowatt hours produced}}{\text{kilowatt of plant capacity} \times \text{hours of the year}} \quad (3.18)$$

ผลการคำนวณ capacity factor ของระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ระบบของร้อยเอ็ด แสดงไว้ในกราฟรูปที่ 3.23



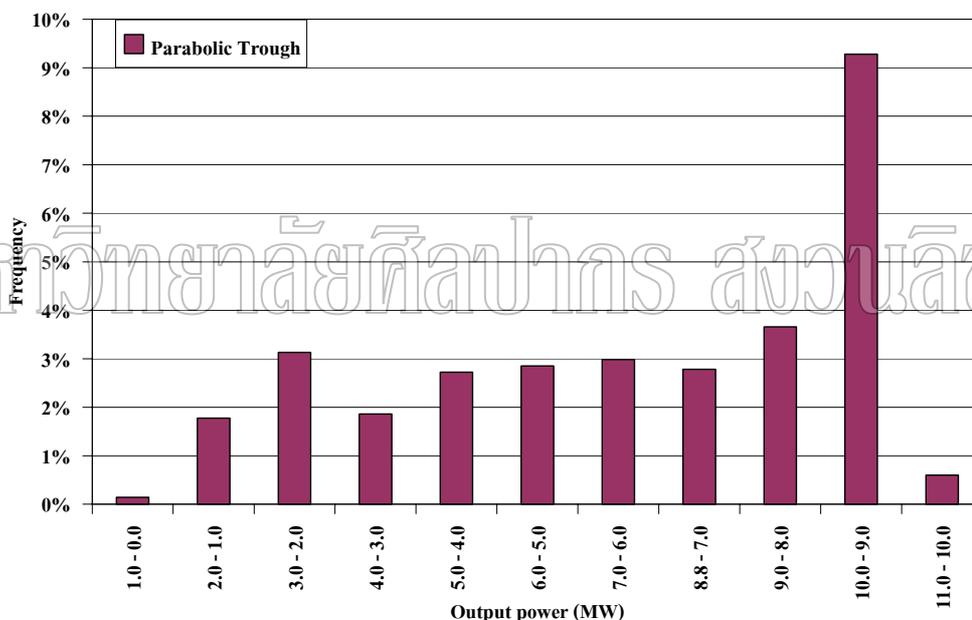
รูปที่ 3.25 แสดงการเปรียบเทียบ capacity factor (%) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ

จากกราฟจะเห็นว่า capacity factor ของระบบหอคอยมีค่าสูงสุด รองลงมาคือระบบรางพาราโบลา และระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง ตามลำดับ ทั้งนี้เพราะระบบหอคอยมีอุปกรณ์สะสมความร้อนที่สามารถเก็บความร้อนไว้ใช้ในเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ได้ยาวนาน ส่วนระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงไม่มีอุปกรณ์เก็บสะสมความร้อน ดังนั้นช่วงระยะเวลาทำงานในรอบปีจึงสั้นกว่าทั้งสองระบบ

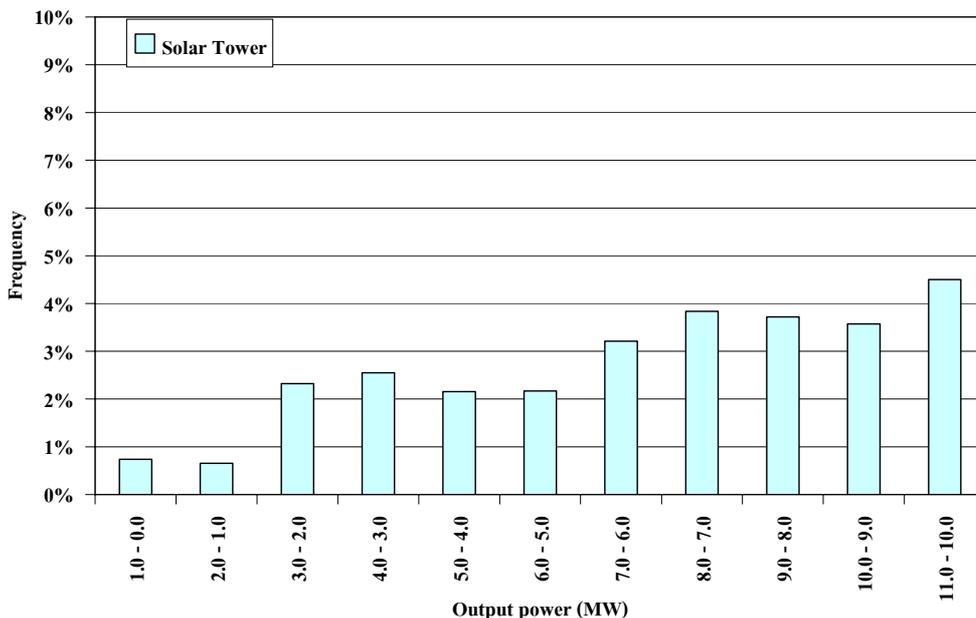
3.5.4 การแจกแจงกำลังการผลิตไฟฟ้า

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมแสงจะไม่สามารถทำงานได้เต็มกำลัง (nominal power) ที่ออกแบบไว้ได้ตลอดเวลา โดยระบบที่สามารถผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาส่วนใหญ่ใกล้เคียงกับที่ออกแบบไว้จะถือว่าเป็นระบบที่มีสมรรถนะสูงกว่าระบบที่ทำงานในช่วงเวลาส่วนใหญ่ ซึ่งได้กำลังไฟฟ้าต่ำกว่าที่ออกแบบ ดังนั้นในงานวิจัยนี้ ผู้วิจัยจึงได้ทำการแจกแจงความถี่ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบต่างๆ และการแจกแจงของรังสีตรงผลที่ได้แสดงไว้ในรูปที่ 3.26-3.29

จากรูปจะเห็นว่าระบบรางพาราโบลาและระบบหอคอยมีการทำงานส่วนใหญ่ใกล้เคียงกับกำลังการผลิตที่ออกแบบไว้ (10 MW) ทั้งนี้เพราะระบบดังกล่าวมีอุปกรณ์เก็บสะสมความร้อน (thermal storage) ซึ่งทำให้สามารถทำงานได้ค่อนข้างต่อเนื่อง

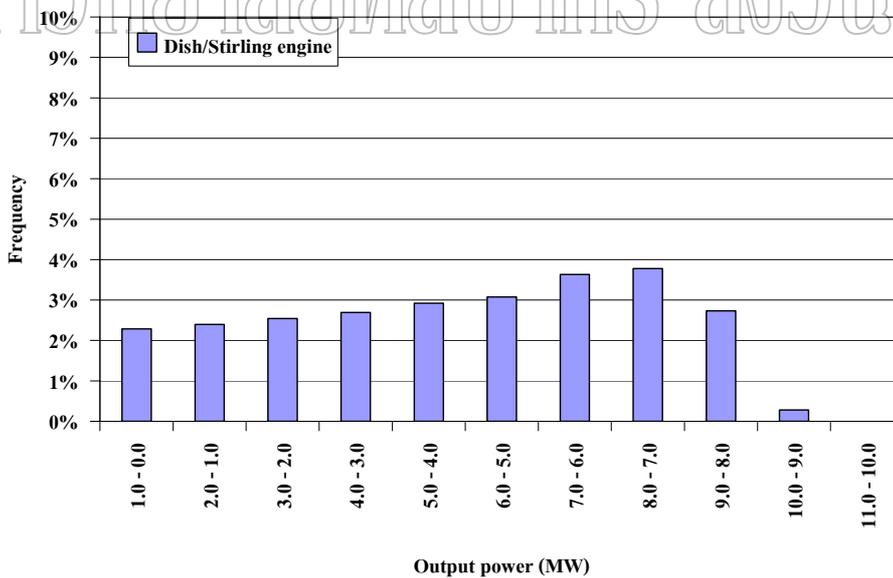


รูปที่ 3.26 แสดงการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบรางพาราโบลา

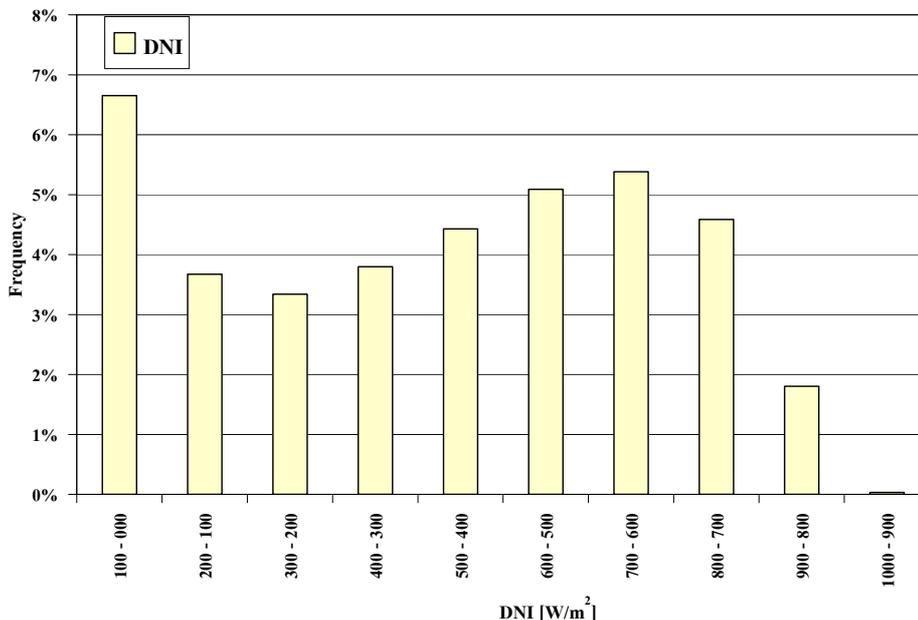


รูปที่ 3.27 แสดงการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบหอคอย

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์



รูปที่ 3.28 แสดงการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง



รูปที่ 3.29 แสดงการแจกแจงความถี่ของความเข้มรังสีตรง

3.6 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบ ข้อมูลบางส่วนที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์เป็นข้อมูลที่ผู้วิจัยได้รับมาจากเจ้าหน้าที่ ฝ่ายพัฒนาพลังงานทดแทน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามรายละเอียดที่แสดงในตารางที่ 3.3-3.5

3.6.1 Investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบรวมแสง แต่ละระบบจะมีต้นทุนการลงทุน (investment cost) ของส่วนต่างๆ ดังนี้

1. ส่วนที่เป็นอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ (solar field) เป็นต้นทุนในส่วนของตัวรับรังสีระบบขับเคลื่อน และระบบท่อต่างๆ
2. ส่วนกำเนิดกำลัง (power block) หมายถึงส่วนของเครื่องยนต์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. อุปกรณ์เก็บสะสมความร้อน (thermal storage) โดยทั่วไปมีราคาค่อนข้างแพง
4. ค่าที่ดิน (land cost) ที่ต้องใช้ในการติดตั้งระบบ
5. ค่าก่อสร้างระบบ การจัดเตรียมพื้นที่ และงานทางวิศวกรรมต่างๆ (construction cost)

ข้อมูลต้นทุนต่างๆ ข้างต้นจะอาศัยการประมาณการจากโครงการ European Concentrated Solar thermal Road Mapping (ECOSTAR) (Pitz-paal et al., 2003) เป็นหลักและบางส่วนเป็นข้อมูลจาก

ฝ่ายพัฒนาพลังงานทดแทน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) รวมถึงจากบริษัทผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าที่สำคัญ ได้แก่ บริษัท Schliach Bergemann und Partner (SBP) ผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง (Schiel, 2006) สำหรับราคาที่ดินจะได้จากการเดินทางไปสำรวจพื้นที่ของผู้วิจัย โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบล่า

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
1. Specific investment cost for solar field	254 USD/m ²	ECOSTAR
2. Specific investment cost for power block	410 USD/kWe	ECOSTAR
3. Specific investment cost for storage	38 USD/kWth	ECOSTAR
4. Specific land costs	1.12 USD/m ² (ร้อยเอ็ด)	Site survey
5. Construction, engineering (EPC)	15 % of equipment cost	EGAT

หมายเหตุ ECOSTAR คือ รายงานโครงการ European Concentrated Solar thermal Road Mapping (ECOSTAR) (Pitz-Paal et al., 2003)

EGAT คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ตารางที่ 3.4 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอย

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
1. Specific investment cost for solar field	185 USD/m ²	ECOSTAR
2. Specific investment cost for power block	410 USD/kWe	ECOSTAR
3. Specific investment cost for storage	74 USD/kWth	DLR
4. Specific investment cost for receiver	140 USD/kWth	DLR
5. Specific land costs	1.12 USD/m ² (ร้อยเอ็ด)	Site survey
6. Total invest costs for tower	1,625,000 USD	
7. Construction, engineering (EPC)	15 % of equipment cost	EGAT

หมายเหตุ ECOSTAR คือ รายงานโครงการ European Concentrated Solar thermal Road Mapping (ECOSTAR) (Pitz-paal et al., 2003)

EGAT คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

DLR คือ German Aerospace Agency (Schwarboeziel, 2006)

ตารางที่ 3.5 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลา ร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
1. Specific investment cost for solar field	580 USD/m ²	SBP
2. Specific investment cost for power block	3,200 USD/kWe	SBP
3. Specific investment cost for storage	160 USD/kWth	SBP
4. Specific land costs	1.12 USD/m ² (ร้อยเอ็ด)	Site survey
5. Construction, engineering (EPC)	5 % of equipment cost	EGAT

หมายเหตุ SBP คือ บริษัท Schiach Bergermann und Partner (SBP) ประเทศเยอรมัน ผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง (Schiel, 2006)

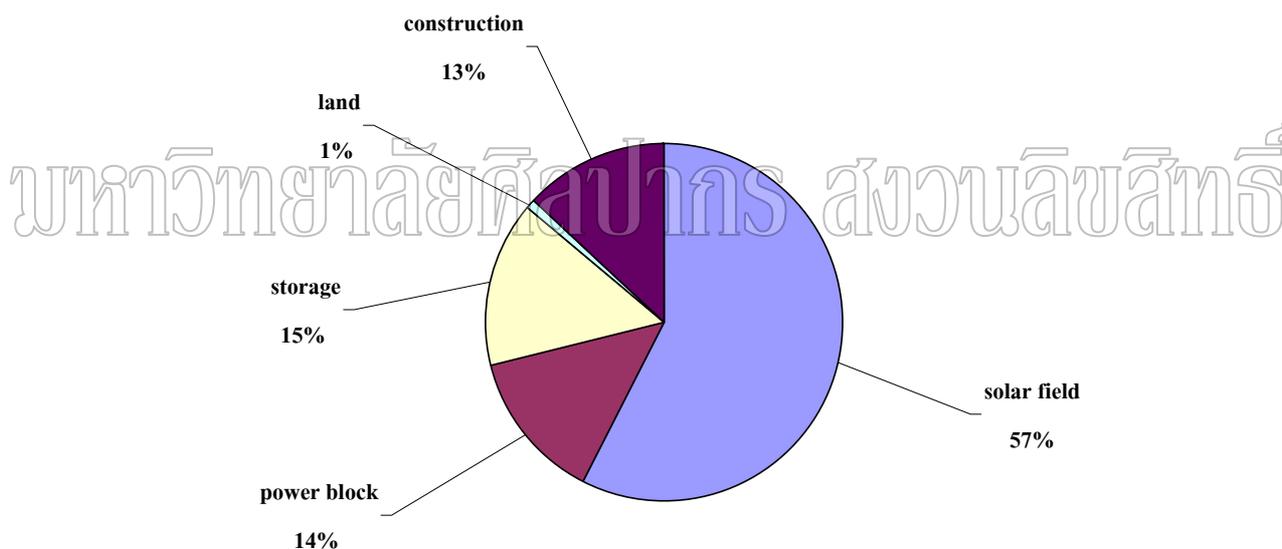
ตารางที่ 3.6 แสดงค่า investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 10 MW_c

ระบบ	Investment cost	
	Total (USD)	Per kilowatt (USD/kW _c)
1. ระบบรางพาราโบลา	33,112,000	3,310
2. ระบบหอคอย	55,820,000	5,580
3. ระบบจานพาราโบลาร่วมกับ เครื่องยนต์สเตอร์ลิง	75,309,000	7,530

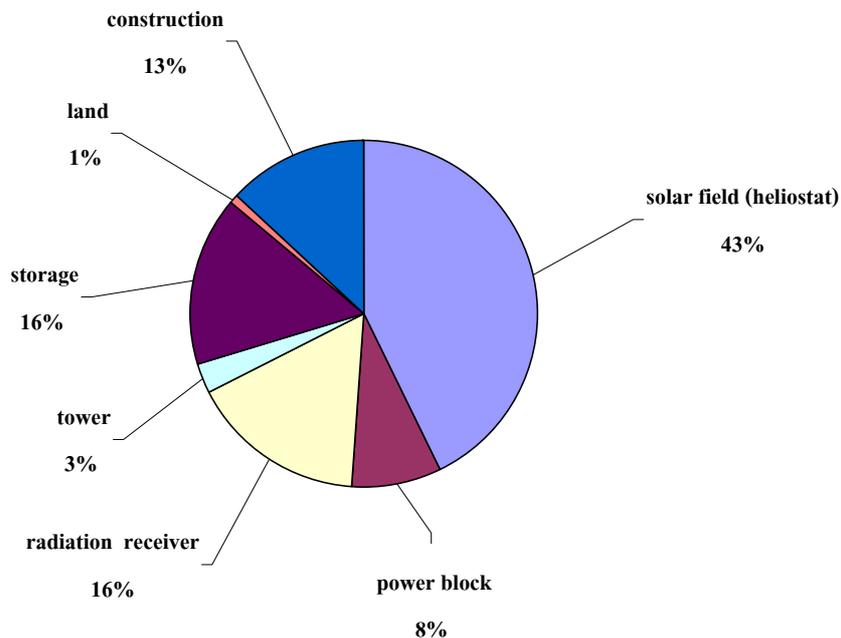
ตารางที่ 3.7 แสดงพื้นที่ดินที่ต้องใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 10 MW_c

ระบบ	พื้นที่ของตัวรับรังสี (ตารางเมตร)	พื้นที่ดินที่ต้องใช้	
		ตารางเมตร	ไร่
1. ระบบรางพาราโบล่า	75,000	253,000	158
2. ระบบหอคอย	129,470	420,000	263
3. ระบบจานพาราโบลาร่วม กับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	56,700	200,000	125

เมื่อทำการคำนวณสัดส่วนของ cost ต่างๆ ใน investment cost จะพบว่า cost ส่วนใหญ่จะอยู่ที่ solar field โดยค่าที่ดินเป็นส่วนประกอบเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังแสดงในรูปที่ 3.30-3.32

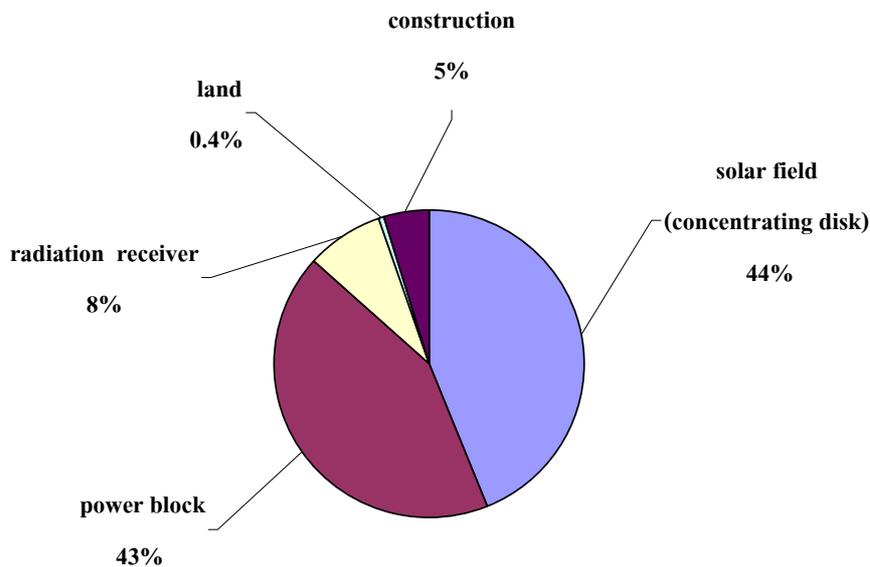


รูปที่ 3.30 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบล่าสำหรับจังหวัดร้อยเอ็ด



รูปที่ 3.31 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอยสำหรับจังหวัด

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์



รูปที่ 3.32 แสดงสัดส่วนของ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับ เครื่องยนต์สเตอร์ลิงสำหรับจังหวัดร้อยเอ็ด

3.6.2 Operating & maintenance (O&M) cost

ในการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ระบบ จำเป็นต้องมี operating cost และ maintenance cost โดยประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้

1. บุคลากรสำหรับการเดินเครื่องและควบคุมระบบ (person for operating the system)
2. บุคลากรสำหรับบำรุงรักษาส่วนอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ (person for field maintenance) ได้แก่ การทำความสะอาดตัวสะท้อนแสง การซ่อมบำรุงตัวรับรังสี และระบบท่อต่างๆ
3. ค่าน้ำที่ต้องใช้ในระบบ (water cost)
4. ค่าบำรุงรักษาระบบ (maintenance cost for the solar equipment)
5. ค่าบำรุงรักษาที่คงที่ของส่วนผลิตไฟฟ้า (O&M fixed cost for the power block)
6. ค่าบำรุงรักษาที่แปรผันของส่วนผลิตไฟฟ้า (O&M variable cost for the power block)

ข้อมูลที่ใช้คำนวณ operating & maintenance cost ได้จากโครงการ ECOSTAR (Pitz-Paal et al., 2003) และบริษัทผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้า ดังรายละเอียดตามตาราง

ตารางที่ 3.8 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ operating & maintenance cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบ
 รางพาราโบล

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
Number of persons for operating the system (without field maintenance)	4 persons	ECOSTAR
Specific number of persons for field maintenance	0.03 คนต่อพื้นที่รับแสง 1000 m ²	ECOSTAR
Total number of persons for field maintenance	2.3 persons	ECOSTAR
Water costs per MWh electricity produced	2 USD/MWh	ECOSTAR
O&M for solar equipment	1 % of equipment cost/year	ECOSTAR
O&M fixed cost for the power block	13.85 USD/kW	ECOSTAR
O&M variable cost for the power block	1.54 USD/MWh	ECOSTAR

ตารางที่ 3.9 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ operating & maintenance cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบ
หอคอย

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
Number of persons for operating the system (without field maintenance)	11 persons	ECOSTAR
Specific number of persons for field maintenance	0.03 คนต่อพื้นที่รับแสง 1000 m ²	ECOSTAR
Total number of persons for field maintenance	3.9 persons	ECOSTAR
Water costs per MWh electricity produced	2 USD/MWh	ECOSTAR
O&M for solar equipment	1 % of equipment cost/year	ECOSTAR
O&M fixed cost for the power block	13.85 USD/kW	ECOSTAR
O&M variable cost for the power block	1.54 USD/MWh	ECOSTAR

ตารางที่ 3.10 แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ operating & maintenance cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบ
งานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
Number of persons for operating the system (without field maintenance)	3 persons	SBP
Specific number of persons for field maintenance	0.06 คนต่อพื้นที่รับแสง 1000 m ²	SBP
Total number of persons for field maintenance	6 persons	SBP
O&M for solar equipment	1 % of equipment cost/year	SBP
O&M variable cost for the power block	13.85 USD/kW	ECOSTAR
O&M fixed cost for the power block	1.54 USD/MWh	ECOSTAR

3.6.3 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

หลังจากที่ทราบค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีของแต่ละระบบ investment cost และ maintenance & operating cost แล้ว ผู้วิจัยได้ร่วมกับฝ่ายพัฒนาพลังงานทดแทน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทำการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบของ Levelized Electricity Cost (LEC) โดยอาศัยสมการ (Pitz-Paal et al., 2003):

$$LEC = \frac{crf \cdot k_{invest} + k_{o\&m} + k_{fuel}}{E_{net}} \quad (3.19)$$

เมื่อ

$$crf = \frac{k_d(1+k_d)^n}{(1+k_d)^n - 1} + k_{insurance} \quad (3.20)$$

โดยที่

- $k_{insurance}$ = annual insurance rate
- k_{invest} = total investment of the plant
- k_{fuel} = annual fuel cost
- k_d = real dept interest rate
- $k_{o\&m}$ = annual operation and maintenance cost
- E_{net} = annual net electricity
- n = depreciation period in years

เนื่องจากทุกระบบทำงานด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียว ดังนั้น k_{fuel} มีค่าเป็นศูนย์ สำหรับข้อมูลหลักที่ใช้ในการคำนวณแสดงไว้ตามตารางที่ 3.11 ผลการคำนวณค่า LEC แสดงไว้ในตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.11 แสดง general assumption ที่ใช้ในการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

รายการ	ข้อมูล	ที่มา
Real dept interest rate	8 %	ภาวะเศรษฐกิจปี ค.ศ. 2006
Labor cost per employee	4,615 USD/year	EGAT*
Depreciation period in years	25 years	SEG
Annual insurance rate	0.6 %	EGAT

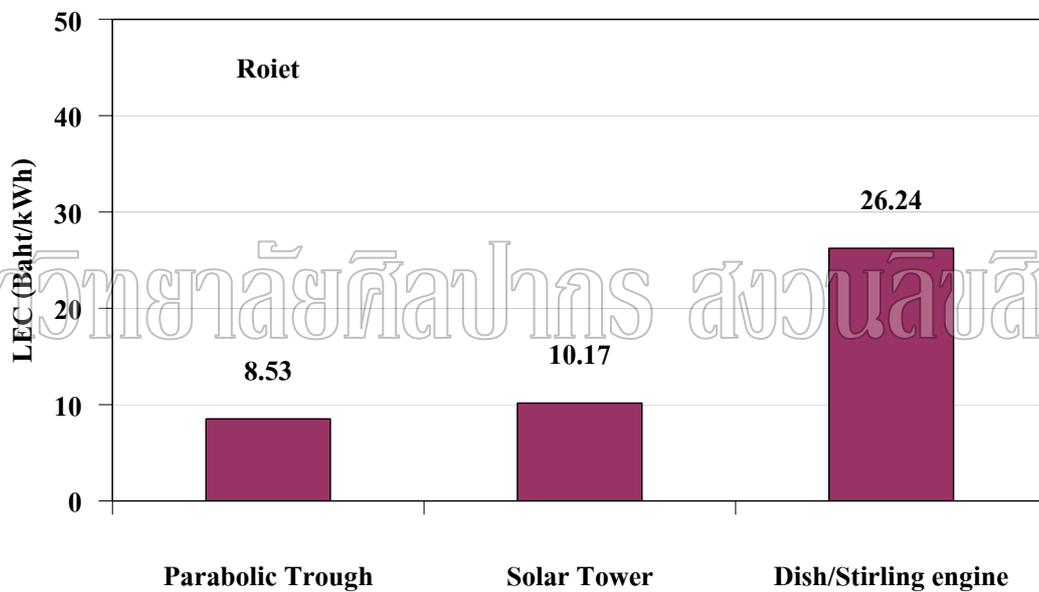
หมายเหตุ *EGAT คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

SEG คือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่รัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา

โดยโรงแรกใช้งาน มาแล้วประมาณ 20 ปี

ตารางที่ 3.12 แสดงค่า Levelized Electricity Cost ของระบบผลิตไฟฟ้าของร้อยเอ็ด

ระบบ	Levelized Electricity Cost (บาท/kWh)
1. ระบบรางพาราโบลา	8.53
2. ระบบหอคอย	10.17
3. ระบบจานพาราโบลาร่วมกับ เครื่องยนต์สเตอร์ลิง	26.24



รูปที่ 3.33 แสดงการเปรียบเทียบ Levelized Electricity Cost (Baht/kWh) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ

จากการคำนวณ LEC ของทั้ง 3 ระบบของร้อยเอ็ด พบว่า ระบบรางพาราโบลามีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในรูปของ LEC ต่ำสุด กล่าวคือ LEC มีค่าเท่ากับ 8.53 บาท/kWh สำหรับระบบหอคอยจะมีค่า LEC เท่ากับ 10.17 บาท/kWh ในด้านของระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงจะมีค่าสูงสุด โดยมีค่าเท่ากับ 26.24 บาท/kWh ผลการคำนวณดังกล่าวมาจากสมมติฐานที่ว่าตัวระบบจะ

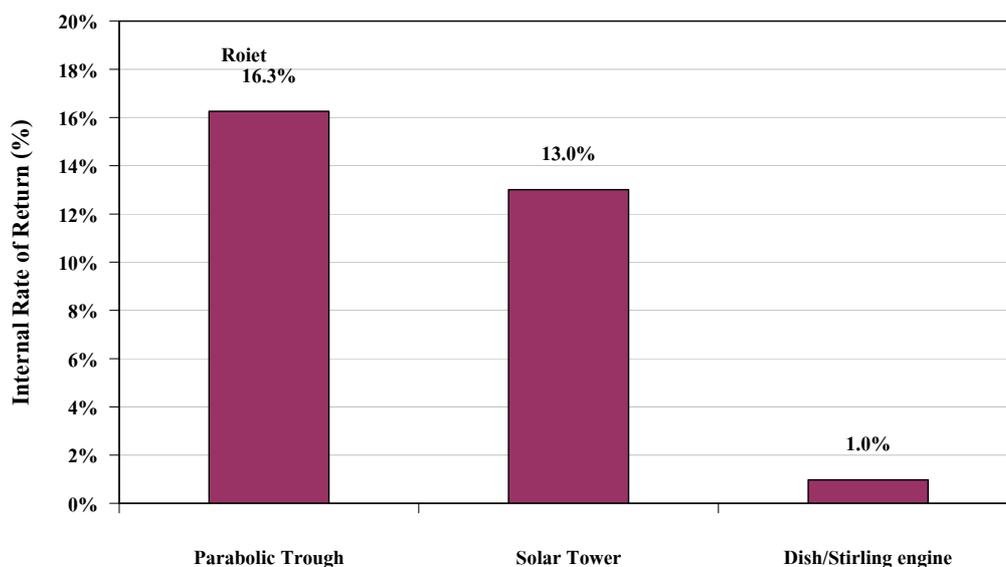
นำเข้ามาจากต่างประเทศ กรณีที่มีการผลิตองค์ประกอบต่างๆ ของระบบในลักษณะของการผลิตแบบอุตสาหกรรมในประเทศไทย ค่า LEC ของทุกระบบจะต่ำลง

3.6.4 Internal Rate of Return (IRR) และ Payback Period

นอกจากการคำนวณ Levelized electricity cost (LEC) แล้ว ผู้วิจัยยังได้ทำการคำนวณ Internal rate of return (IRR) และ Payback Period ผลที่ได้แสดงดังตารางที่ 3.13 และกราฟรูปที่ 3.33 พบว่าค่า IRR ของระบบรางพาราโบลามีค่าสูงสุด กล่าวคือ มีค่าเท่ากับ 16.3 % ค่า IRR ที่มีค่าถัดมาได้แก่ระบบหอคอยและระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงมีค่า IRR ต่ำสุด

ตารางที่ 3.13 แสดงค่า IRR และ Payback Period ของระบบผลิตไฟฟ้าของร้อยเอ็ด

ระบบ	IRR (%)	Payback Period (years)
1. ระบบรางพาราโบล่า	16.3	6.0
2. ระบบหอคอย	13.0	7.3
3. ระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	1.0	22.1



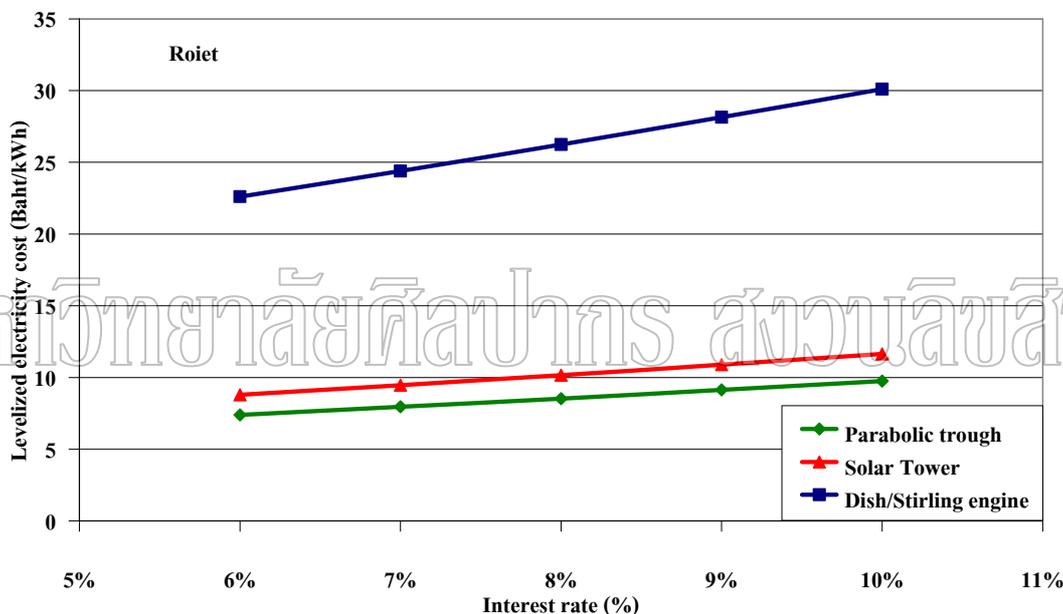
รูปที่ 3.34 แสดงการเปรียบเทียบ Internal Rate of Return (%) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ

3.6.5 Sensitivity analysis

เนื่องจากค่า Levelized electricity cost (LEC) มีผลมาจากตัวแปรทางเศรษฐศาสตร์และต้นทุนหลายตัวแปร ซึ่งเป็นการประมาณการที่มีการเปลี่ยนแปลงตามสถานะเศรษฐกิจ ดังนั้นผู้วิจัยจึงได้ศึกษาผลของการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรที่มีผลต่อค่า LEC ดังนี้

ก. ผลของการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ย (interest rate)

ผู้วิจัยได้ทำการคำนวณ LEC ที่ interest rate ค่าต่างๆ ในช่วง 6%-10% ของระบบทั้ง 3 ระบบ ผลที่ได้แสดงในกราฟรูปที่ 3.34



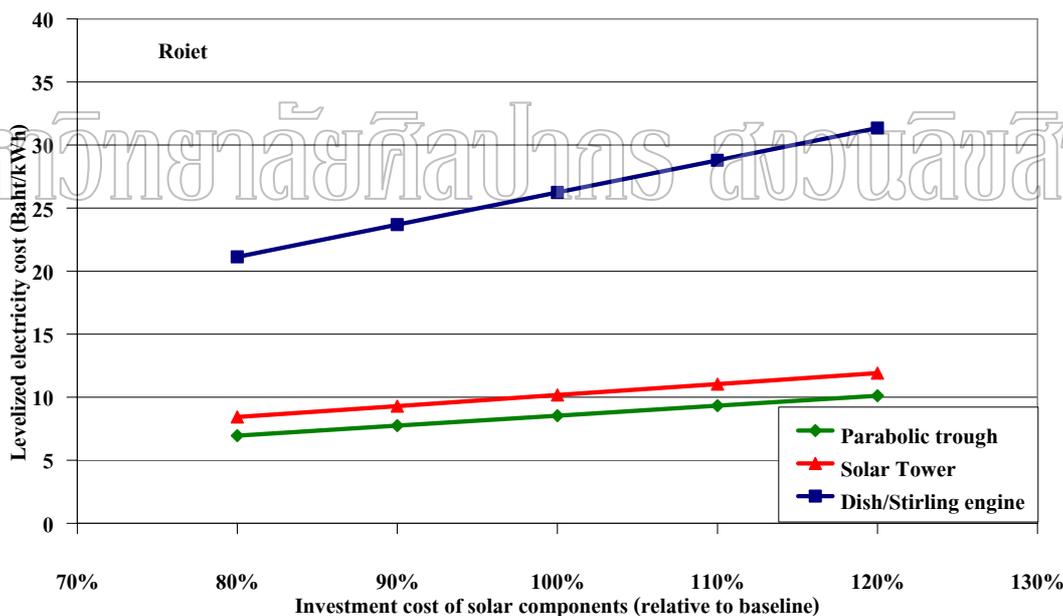
รูปที่ 3.35 แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยต่อ levelized electricity cost

จากผลการคำนวณพบว่า LEC ของระบบรางพาราโบล่า และระบบหอคอย เพิ่มขึ้นเล็กน้อยตามการเพิ่มขึ้นของอัตราดอกเบี้ย แต่กรณี LEC ของระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง LEC เพิ่มขึ้นตามการเพิ่มของอัตราดอกเบี้ยอย่างรวดเร็ว เนื่องจากใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับระบบอื่นๆ

ข. ผลของการเปลี่ยนแปลงต้นทุนการลงทุนในส่วนที่เป็นอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ (investment of solar component)

อุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ในที่นี้หมายถึงส่วนตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ ระบบควบคุม และองค์ประกอบอื่น ยกเว้นส่วนที่เป็นเครื่องยนต์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (power block) และที่ดิน เมื่อพิจารณาผลของต้นทุนดังกล่าวต่อค่า LEC เทียบกับค่าที่ใช้เป็นมาตรฐานในการคำนวณ (baseline cost) จะได้ผลดังแสดงในรูปที่ 3.36

จากกราฟจะเห็นว่า LEC ของกรณีระบบรางพาราโบลา และระบบหอคอยไม่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนของอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้น แต่กรณีของระบบจานพาราโบลา ร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก ทั้งนี้เพราะการเพิ่มกำลังการผลิตของระบบจานพาราโบลา ร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงจะต้องเพิ่มจำนวนชุดของระบบ ในขณะที่ระบบรางพาราโบลาและระบบหอคอยจะมีการขยายขนาดอุปกรณ์บางส่วนเท่านั้น

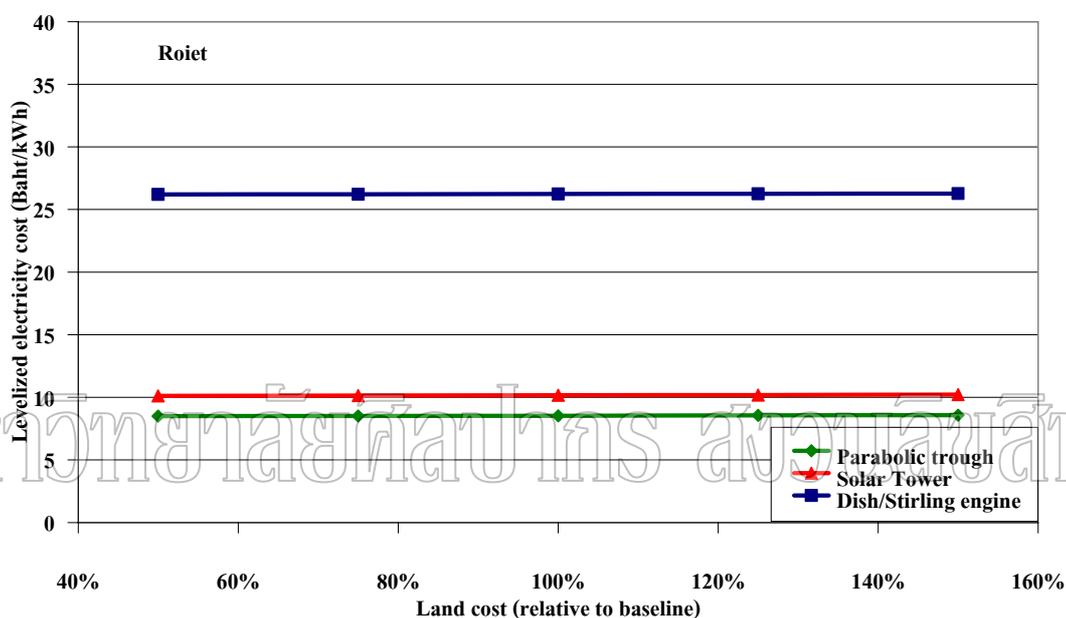


รูปที่ 3.36 แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของ investment cost of solar components ต่อ levelized electricity cost

ค. ค่าที่ดิน (land cost)

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบรวมแสงใช้พื้นที่ค่อนข้างมาก และราคาที่ดินอาจมีการเปลี่ยนแปลง ดังนั้นผู้วิจัยจึงศึกษาผลต่อ LEC ของการเปลี่ยนแปลงของราคาที่ดินเมื่อเทียบกับราคาประเมินที่ใช้คำนวณ (baseline cost) ดังแสดงในกราฟรูปที่ 3.37

จากกราฟจะเห็นว่าค่าที่ดินมีผลต่อ LEC ของทั้ง 3 ระบบ น้อยมาก ทั้งนี้เพราะค่าที่ดินเป็นสัดส่วนที่น้อยของการลงทุนทั้งหมด



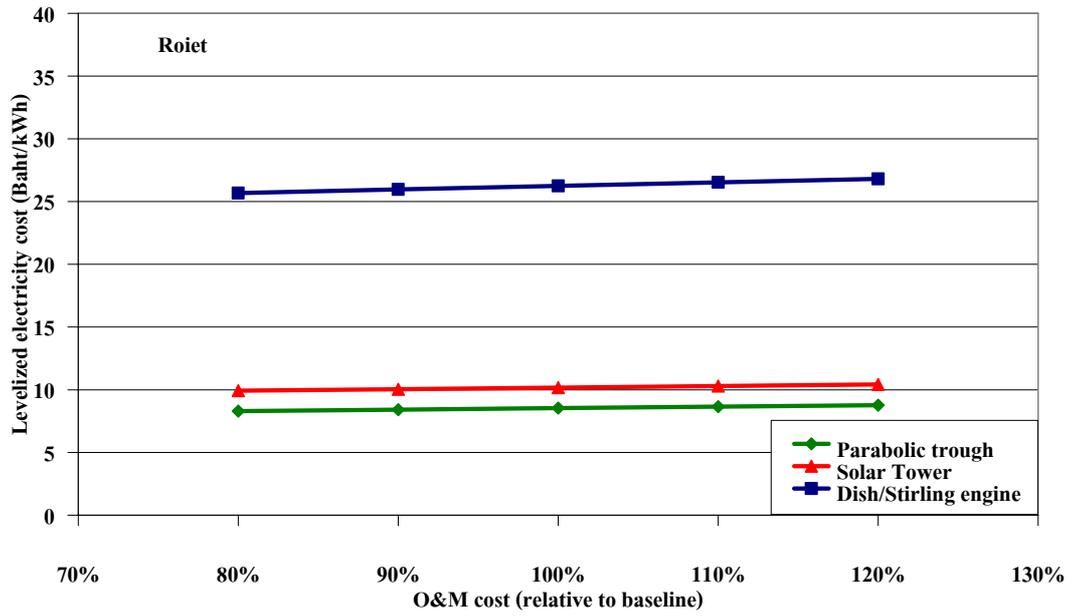
รูปที่ 3.37 แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของ land costs ต่อ levelized electricity cost

ง. ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าเดินเครื่องระบบ และบำรุงรักษา

(operating and maintenance cost)

ค่าเดินเครื่องระบบและค่าบำรุงรักษาอาจมีการเปลี่ยนแปลงไปตามสถานะทางเศรษฐกิจ และสังคม ผู้วิจัยจึงได้ศึกษาผลต่อ LEC ของการเปลี่ยนแปลงของค่าเดินเครื่องระบบและค่าบำรุงรักษา เมื่อเทียบกับค่าที่ใช้คำนวณ (baseline cost) ผลที่ได้แสดงในกราฟรูปที่ 3.38

จากกราฟจะเห็นว่าค่าเดินเครื่องระบบและค่าบำรุงรักษามีผลต่อ LEC ของทั้ง 3 ระบบ เพียงเล็กน้อยเท่านั้น



รูปที่ 3.38 แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของ O&M costs ต่อ levelized electricity cost

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์