สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญภาพ ..... ญ

สัญลักษณ์ ..... ฒ

บทที่

1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

2 การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบความร้อนแบบรวมแสง 3

2.1 ระบบใช้ตัวรับรังสีความอาทิตย์แบบรางพาราโบลา (parabolic trough) 3

2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอย (power tower) 14

2.3 ระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง 27

3 วิธีการวิจัยและผล 35

3.1 การเลือกตำแหน่งที่ตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า 35

3.2 การเตรียมข้อมูลรังสีตรงและข้อมูลอุตุนิยมวิทยาอื่นๆ 37

3.2.1 ข้อมูลรังสีตรง 37

3.2.2 ข้อมูลความเร็วลม 42

3.2.3 ข้อมูลอุณหภูมิ 43

3.2.4 ข้อมูลความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศ 44

3.2.5 การจัดทำชุดข้อมูลอุตุนิยมวิทยา(Metrological Data) 45

3.3 รายละเอียดของระบบที่จะทำการวิเคราะห์ 47

3.3.1 ระบบรางพาราโบลา 47

3.3.2 ระบบหอคอย 48

3.3.3 ระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง 49

3.4 การจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ (computer simulation) 50

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ลิขสิทธิ์

บทที่ หน้า

3.4.1 โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับใช้ในการจำลอง
การทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ 50
3.4.2 แบบจำลองขององค์ประกอบของระบบผลิตไฟฟ้า
ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ใน
โปรแกรม TRNSYS และ STEC LIBRARY (Schwarzbozl, 2002) 50
3.4.3 การสร้างโปรแกรมสำหรับจำลองการทำงานของระบบ 58
3.4.4 การทดสอบโปรแกรมที่ใช้ในการจำลองการทำงานของระบบ 61
3.4.5 การจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ 62
3.5 ผลการคำนวณ 63
3.5.1 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ 63
3.5.2 ประสิทธิภาพ 65
3.5.3 Capacity factor 66
3.5.4 การแจกแจงกำลังการผลิตไฟฟ้า 67
3.6 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ 69
3.6.1 Investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้า 69
3.6.2 Operating & maintenance (O&M) cost 74
3.6.3 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 75
3.6.4 Internal Rate of Return (IRR) และ Payback Period 78
3.6.5 Sensitivity analysis 79
4 สรุป 83
บรรณานุกรม 85
ภาคผนวก 87
ภาคผนวก ก 88
ประวัติผู้วิจัย 99

มหาวิทยาลัยศิลปากร ลิขสิทธิ์

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 150 kWe ที่เมือง Coolidge (Grass et al., 1991)	4
2.2	สมรรถนะของโรงไฟฟ้า SEGS (Grass and Geyer, 2000)	10
2.3	สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Themis (Grass et al., 1991)	20
3.1	แสดงค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี ที่ได้จากระบบต่างๆของจังหวัดร้อยเอ็ด	65
3.2	แสดงค่าประสิทธิภาพ (solar -to- electricity efficiency) ของระบบผลิตไฟฟ้าที่จังหวัดร้อยเอ็ด	65
3.3	แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบลา	70
3.4	แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอย	70
3.5	แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้า แบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	71
3.6	แสดงค่า investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 10 MW	71
3.7	แสดงพื้นที่ดินที่ต้องใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 10 MW	72
3.8	แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ operating & maintenance cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบลา	74
3.9	แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ operating & maintenance cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอย	75
3.10	แสดงข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ operating & maintenance cost ของ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	75
3.11	แสดง general assumption ที่ใช้ในการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์	76
3.12	แสดงค่า Levelized Electricity Cost ของระบบผลิตไฟฟ้าของร้อยเอ็ด	77
3.13	แสดงค่า IRR และ Payback Period ของระบบผลิตไฟฟ้าของร้อยเอ็ด	78

มหาวิทยาลัยศิลปากร ลิขสิทธิ์

สารบัญภาพ

รูปที่		หน้า
2.1	ตัวรับรังสีดวงอาทิตย์แบบรางพาราโบลา	3
2.2	แสดงภาพตัวรับรังสีแบบรางพาราโบลา ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อการชลประทาน Coolidge	4
2.3	แสดงภาพตัวรับรังสีแบบรางพาราโบลาที่ใช้ในโรงไฟฟ้า IEA-SSPS	5
2.4	แผนผังการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ IEA-SSPS ขนาด 500 kWe (Grass et al., 1991).....	6
2.5	แผนภูมิของโรงไฟฟ้า SEGS VIII ขนาด 80 MWe (Grass et al., 1991)	7
2.6	แสดงภาพโรงไฟฟ้า SEGS ที่ Kramer Junction แคลิฟอร์เนีย	8
2.7	แสดงตัวรับรังสีดวงอาทิตย์แต่ละตัวของโรงไฟฟ้า SEGS.....	8
2.8	แสดงสนามตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ของโรงไฟฟ้า SEGS.....	9
2.9	แสดงส่วนผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า SEGS	9
2.10	แสดงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า SEGS VI วัดโดย KJC Operating Company ในเดือนกรกฎาคม ค.ศ. 1997 (Grass and Geyer, 2000)	10
2.11	แสดงสนามตัวรับรังสีดวงอาทิตย์แบบรางพาราโบลา ของโรงไฟฟ้า Nevada-SEGS อยู่ระหว่างการก่อสร้างที่ Eldarado Valley รัฐเนวาดา.....	11
2.12	แสดงภาพโรงไฟฟ้า Nevada-SEGS	12
2.13	แสดงลักษณะของตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ ที่จะนำมาใช้โรงไฟฟ้า Nevada-SEGS	12
2.14	แสดงแผนภูมิการทำงานของโรงไฟฟ้า Arizona APS 1 MWe	13
2.15	แสดงลักษณะของตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ ที่จะนำมาใช้โรงไฟฟ้า Arizona APS 1 MWe	13
2.16	แสดงสนามตัวรับรังสีดวงอาทิตย์ของโรงไฟฟ้า Arizona APS 1 MWe	14
2.17	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบหอคอย.....	14
2.18	แสดงภาพโรงไฟฟ้า Eurelios	15
2.19	แสดงภาพโรงไฟฟ้า IEA-SSPS.....	16
2.20	แผนภูมิของโรงไฟฟ้า Solar One	

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์

รูปที่		หน้า
	ขนาด 10 MWe (Grass et al., 1991)	17
2.21	แสดงภาพโรงไฟฟ้า Solar One	17
2.22	แสดงภาพโรงไฟฟ้า CESA-1	18
2.23	แผนภูมิการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Themis (Grass et al., 1991)	19
2.24	แสดงภาพโรงไฟฟ้า Themis	19
2.25	แสดงภาพโรงไฟฟ้า C3C-5	20
2.26	แสดงถังเก็บสะสมความร้อนของโรงไฟฟ้า Solar Two	21
2.27	แสดงแผนภูมิการทำงานของโรงไฟฟ้า Solar Two	22
2.28	แสดงภาพโรงไฟฟ้า Solar Two	22
2.29	แสดงแผ่นสะท้อนแสงของโรงไฟฟ้า Solar Two	23
2.30	แสดงแผนภูมิการทำงานของโรงไฟฟ้า PS 10	24
2.31	แสดงภาพจำลองของโรงไฟฟ้า PS 10	24
2.32	แสดงภาพโรงไฟฟ้า PS 10	25
2.33	แสดงแผ่นสะท้อนแสงสำหรับใช้ติดตั้งในโรงไฟฟ้า PS 10	25
2.34	แสดงแผนภูมิการทำงานของโรงไฟฟ้า Solar Tres	26
2.35	แสดงภาพจำลองของโรงไฟฟ้า Solar Tres	26
2.36	แสดงหลักการทำงานระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	27
2.37	สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Vangard 1 (Grass et al., 1991)	28
2.38	แสดงระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ SBP50	29
2.39	แสดงอิทธิพลของความเร็วลมที่มีต่อ power output ของระบบผลิตไฟฟ้า SBP 50 (Grass et al., 1991)	30
2.40	แสดงระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งพัฒนาโดย Boeing/SES	31
2.41	แสดงภาพเครื่องยนต์สเตอร์ลิง Kockums 4-95	31
2.42	แสดงระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาที่พัฒนาโดยบริษัท STM Corp.	32

มหาวิทยาลัยฟิลิปปินส์ ลงวันลิขสิทธิ์

รูปที่		หน้า
2.43	แสดงเครื่องยนต์สเตอร์ลิง STM 4-120 Kinematic	32
2.44	แสดงระบบผลิตไฟฟ้า Euro dish system	33
2.45	แสดงเครื่องยนต์สเตอร์ลิง SOLO 161	33
2.46	แสดงระบบผลิตไฟฟ้า Euro dish ในประเทศอินเดีย	34
2.47	แสดงระบบโรงไฟฟ้าที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าแบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง 2 ระบบที่ติดตั้งทดสอบการทำงานที่ วิทยาเขตของ University of Nevada Las Vegas	34
3.1	แสดงบริเวณที่ความเข้มรังสีตรงมีค่าสูงสุดและตำแหน่งที่มีข้อมูลรังสีตรงที่ได้จากการวัด	36
3.2	แสดงเครื่องวัดรังสีตรงซึ่งติดตั้งบนเครื่องติดตามดวงอาทิตย์ที่สถานีอุตุเกษตร อำเภอเมือง จังหวัดร้อยเอ็ด	37
3.3	แสดงเครื่องบันทึกข้อมูล	38
3.4	แสดงข้อมูลรังสีดวงอาทิตย์ที่มีค่าสูงผิดปกติ	39
3.5	แสดงเข้มรังสีตรงตั้งแต่ วันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ.2549 ถึงวันที่ 30 เมษายน พ.ศ.2550 ของจังหวัดร้อยเอ็ด ที่ผ่านการควบคุมคุณภาพข้อมูลแล้ว	40
3.6	แสดงการแปรค่าความเข้มรังสีตรงรายชั่วโมงเฉลี่ยต่อเดือนตามเวลาในรอบวัน	41
3.7	แสดงการแปรค่าตามฤดูกาลในรอบปีของความเข้มรังสีตรงที่สถานีร้อยเอ็ด ระหว่างวันที่ 1 พฤษภาคม พ.ศ.2549 ถึง วันที่ 30 เมษายน พ.ศ.2550	42
3.8	แสดงข้อมูลความเร็วลมราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file	43
3.9	แสดงข้อมูลอุณหภูมิราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file	44
3.10	แสดงข้อมูลความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศราย 3 ชั่วโมงอยู่ในรูปแบบ html file	45
3.11	แสดงลักษณะรูปแบบมาตรฐานของชุดข้อมูลอุตุนิยมวิทยาสำหรับการจำลองการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์	46
3.12	แสดงแผนภูมิของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบลา	47
3.13	แสดงแผนภูมิของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอยที่ใช้อากาศในการพาความร้อนจากหอคอย	48
3.14	แสดงแผนภูมิของระบบผลิตไฟฟ้า	

มหาวิทยาลัยศิลปากร ลิขสิทธิ์

รูปที่		หน้า
	แบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	49
3.15	แสดงแผนภูมิเอนทาลปี-เอนโทรปีของไอน้ำ	54
3.16	แสดง power curve ของระบบผลิตไฟฟ้า แบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง ของบริษัท SBP (Mancini et al., 2003)	57
3.17	แผนภูมิจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบลา ในโปรแกรม TRNSYS	59
3.18	แสดงแผนภูมิจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอย ในโปรแกรม TRNSYS	60
3.19	แสดงแผนภูมิจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า แบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงในโปรแกรม TRNSYS.	60
3.20	แสดงการเปรียบเทียบอุณหภูมิของไอน้ำที่เข้าและออกจากกังหันไอน้ำ ซึ่งได้จากการคำนวณและจากการวัด ในวันที่ 18 กรกฎาคม ค.ศ. 1991 (Jones et al., 2001)	61
3.21	แสดง flow chart การคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้า	62
3.22	แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนต่างๆในรอบปีจากระบบรางพาราโบลา	63
3.23	แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนต่างๆ ในรอบปีจากระบบหอคอย	64
3.24	แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนต่างๆ ในรอบปี จากระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	64
3.25	แสดงการเปรียบเทียบ capacity factor (%) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ	66
3.26	แสดงการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบรางพาราโบลา	67
3.27	แสดงการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบหอคอย	68
3.28	แสดงการแจกแจงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก ระบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิง	68
3.29	แสดงการแจกแจงความถี่ของความเข้มรังสีตรง	69
3.30	แสดงสัดส่วนของ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบรางพาราโบลาสำหรับจังหวัดร้อยเอ็ด	72
3.31	แสดงสัดส่วนของ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบหอคอยสำหรับจังหวัดร้อยเอ็ด	73

มหาวิทยาลัยศิลปากร ลิขสิทธิ์

รูปที่		หน้า
3.32	แสดงสัดส่วนของ investment cost ของระบบผลิตไฟฟ้า แบบจานพาราโบลาร่วมกับเครื่องยนต์สเตอร์ลิงสำหรับจังหวัดร้อยเอ็ด..	73
3.33	แสดงการเปรียบเทียบ Levelized Electricity Cost (Baht/kWh) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ.....	77
3.34	แสดงการเปรียบเทียบ Internal Rate of Return (%) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ.....	78
3.35	แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยต่อ levelized electricity cost.....	79
3.36	แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของ investment cost of solar components ต่อ levelized electricity cost.....	80
3.37	แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของ land costs ต่อ levelized electricity cost.....	81
3.38	แสดงผลการเปลี่ยนแปลงของ O&M costs ต่อ levelized electricity cost	82

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์

สัญลักษณ์

η	=	ประสิทธิภาพของตัวรับรังสีแบบรางพาราโบลา
C_p	=	ความร้อนจำเพาะ (specific heat)
DNI	=	รังสีตรงที่ตกตั้งฉากกับระนาบรับแสง reflector ของตัวรับรังสี ($kJ/h\text{-}m^2$)
ΔT_{out}	=	ความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของเหลวที่ไหลออกจากช่องรับรังสีที่โฟกัสกับอุณหภูมิอากาศแวดล้อม
ΔT_{in}	=	ความแตกต่างระหว่างอุณหภูมิของเหลวที่ไหลเข้าท่อรับรังสีกับอุณหภูมิอากาศแวดล้อม
K	=	incident angle modifier
M	=	สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนที่ส่วนท้าย (end losses) ของท่อรับรังสี
Sh	=	แฟคเตอร์เนื่องมาจากผลที่เกิดจากการบังกันของตัวรับรังสีในแถวข้างเคียง
WS	=	ความเร็วลม
C_w	=	สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อนจากลม
A	=	เป็นค่าคงที่
B	=	เป็นค่าคงที่
C	=	เป็นค่าคงที่
D	=	เป็นค่าคงที่
$\dot{Q}_{abs}$	=	พลังงานที่ท่อรับรังสีดูดกลืนได้
A_{eff}	=	พื้นที่รับรังสีดวงอาทิตย์ของรางพาราโบลา
DNI	=	รังสีตรงที่ตกตั้งฉากกับระนาบของรางพาราโบลา
η	=	ประสิทธิภาพ
$\dot{Q}_{net}$	=	พลังงานที่ของไหลในท่อรับรังสีได้รับ เมื่อพิจารณาการสูญเสียความร้อนแล้ว
$\dot{Q}_{abs}$	=	พลังงานที่ท่อรับรังสีได้รับ
$\dot{Q}_{pipe}$	=	พลังงานที่สูญเสียจากท่อรับรังสี
$\dot{M}$	=	อัตราการไหลของของเหลวในท่อรับรังสี
$\dot{Q}_{net}$	=	พลังงานที่ของไหลในท่อรับรังสีได้รับ เมื่อพิจารณาการสูญเสียความร้อนแล้ว
T_{out}	=	อุณหภูมิของเหลวที่ไหลออกจากช่องรับรังสีซึ่งจะกำหนดให้คงที่
T_{in}	=	อุณหภูมิของเหลวที่ไหลเข้าท่อรับรังสี
UA	=	สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวม (total heat transfer coefficient)

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์

UA_{ref}	=	สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวมอ้างอิง
$\dot{m}$	=	อัตราการไหลเชิงมวล (mass flow rate)
$\dot{m}_{ref}$	=	อัตราการไหลเชิงมวลอ้างอิง
ak_i	=	เป็นค่าคงที่เอมไพริคัล
$\dot{m}$	=	อัตราการไหลเชิงมวล (mass flow rate)
$\dot{m}_{hot}$	=	อัตราการไหลด้านอุณหภูมิสูง
$C_{p,hot}$	=	ความร้อนจำเพาะของด้านอุณหภูมิสูง
Q_{trans}	=	ความร้อนที่ถ่ายเทจากด้านอุณหภูมิสูงไปด้านที่อุณหภูมิต่ำกว่า
$\eta_{Evaporator}$	=	effectiveness
$\dot{m}_{hot}$	=	อัตราการไหลของเหลวด้านอุณหภูมิสูง
$C_{p,hot}$	=	ความร้อนจำเพาะของเหลวด้านอุณหภูมิสูง
$T_{hot,in}$	=	อุณหภูมิของเหลวด้านอุณหภูมิสูงที่ไหลเข้า
$T_{saturated}$	=	อุณหภูมิของเหลวอิ่มตัว
h_{in}	=	เอนทาลปีของไอน้ำที่ไหลเข้า
$h_{out,is}$	=	เอนทาลปีของไอน้ำที่ไหลออก กรณีที่กระบวนการเป็นแบบ isentropic
$\eta_{isentropic}$	=	isentropic efficiency
$\dot{m}_{in}$	=	อัตราการไหลของไอน้ำ
η_{mech}	=	ประสิทธิภาพเชิงกล (mechanical efficiency) ของกังหันไอน้ำ
A_{field}	=	พื้นที่รับรังสีทั้งหมด heliostat
ρ_{field}	=	สัมประสิทธิ์การสะท้อนของ heliostat
I	=	ความเข้มรังสีตรงที่ตกกระทบ heliostat
η_{field}	=	ประสิทธิภาพของ heliostat
Γ	=	พารามิเตอร์ที่คำนึงถึงผลของความแม่นยำในการติดตามดวงอาทิตย์ของ heliostat แต่ละตัว
$Q_{receiver}$	=	พลังงานที่ receiver ดูดกลืนได้
$Q_{heliostat}$	=	พลังงานที่ receiver ได้รับจาก heliostat
$\eta_{receiver}$	=	ประสิทธิภาพของ receiver
$\dot{m}_{air}$	=	อัตราการไหลของอากาศ

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ลิขสิทธิ์

$C_{p,air}$	=	ความร้อนจำเพาะของอากาศ
$T_{air,out}$	=	อุณหภูมิของอากาศที่ไหลออกจาก receiver
$T_{air,in}$	=	อุณหภูมิของอากาศที่ไหลเข้า receiver
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
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
P_{out}	=	กำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบ
a, b	=	เป็นค่าคงที่เอมไพริคัล
$k_{insurance}$	=	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

มหาวิทยาลัยศิลปากร สงวนลิขสิทธิ์