

ภาคผนวก ก
ตารางการประมาณลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง
ในฤดูกาลต่าง ๆ

การประมาณลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง (100 คร่าวเรือน) ถุดูหนาว

เครื่องใช้	จำนวน/ครัวเรือน	ขนาด (วัตต์)	จำนวนครัวเรือน	องค์ประกอบความต้องการไฟฟ้า และ ค่าความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ (กิโลวัตต์) ในช่วงเวลาต่าง ๆ *																							
				1.00-2.00 น.	2.00-3.00 น.	3.00-4.00 น.	4.00-5.00 น.	5.00-6.00 น.	6.00-7.00 น.	7.00-8.00 น.	8.00-9.00 น.	9.00-10.00 น.	10.00-11.00 น.	11.00-12.00 น.	12.00-13.00 น.	13.00-14.00 น.	14.00-15.00 น.	15.00-16.00 น.	16.00-17.00 น.	17.00-18.00 น.	18.00-19.00 น.	19.00-20.00 น.	20.00-21.00 น.	21.00-22.00 น.	22.00-23.00 น.	23.00-24.00 น.	24.00-1.00 น.
หลอดฟลูออ	2	20	100					0.3	1.0	0.8									0.7	1.0	1.0	1.0	0.8				
เรสเซนส์								1.20	4.00	3.20									2.80	4.00	4.00	4.00	3.20				
โทรทัศน์	1	100	20						0.5	0.5									0.8	1.0	1.0	1.0	0.5				
หม้อหุงข้าว	1	800	40					0.5	0.5									0.3	0.7								
พัดลม	1	40	60					5.33	5.33									3.20	7.47								
วิทยุ	1	20	60							0.7	0.7								0.8	0.8	0.8	0.5	0.5				
รวม				0	0	0	0	6.53	11.17	5.04	0	0	0	0	1.32	1.32	1.32	1.68	4.88	12.83	6.96	6.96	6.60	4.80	0	0	0

รวมความต้องการไฟฟ้า ในฤดูหนาว : 71.41 หน่วย/วัน

* หมายเหตุ: ตัวเลขบรรทัดบนของแต่ละอุปกรณ์คือค่าตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า ตัวเลขบรรทัดล่างคือค่าความต้องการไฟฟ้า (กิโลวัตต์)

การประมาณลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง (100 ครัวเรือน) ฤดูร้อน

องค์ประกอบความต้องการไฟฟ้า และ ค่าความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ (กิโลวัตต์) ในช่วงเวลาต่างๆ																											
เครื่องใช้	จำนวน/ครัวเรือน	ขนาด (วัตต์)	จำนวนครัวเรือน	1.00-2.00 น.	2.00-3.00 น.	3.00-4.00 น.	4.00-5.00 น.	5.00-6.00 น.	6.00-7.00 น.	7.00-8.00 น.	8.00-9.00 น.	9.00-10.00 น.	10.00-11.00 น.	11.00-12.00 น.	12.00-13.00 น.	13.00-14.00 น.	14.00-15.00 น.	15.00-16.00 น.	16.00-17.00 น.	17.00-18.00 น.	18.00-19.00 น.	19.00-20.00 น.	20.00-21.00 น.	21.00-22.00 น.	22.00-23.00 น.	23.00-24.00 น.	24.00-1.00 น.
หลอดฟลูออ	2	20	100					0.5	1	0.3										0.3	0.8	1	1	1			
เรซเซนต์								2.00	4.00	1.20										1.20	3.20	4.00	4.00	4.00			
โทรทัศน์	1	100	20						0.5	0.8										0.8	1	1	1	1			
									1.00	1.60										1.60	2.00	2.00	2.00	2.00			
หม้อหุงข้าว	1	800	40					1												1							
								10.67												10.67							
พัดลม	1	40	60												0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1	1	1	1	1			
															1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40			
วิทยุ	1	20	60							0.7	0.7				0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.5			
										0.84	0.84				0.60	0.60	0.60	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.60			
รวม				0	0	0	0	12.97	5.84	3.64	0	0	0	0	2.52	2.52	2.52	2.88	2.88	16.83	8.56	9.36	9.36	9.00	0	0	0

รวมความต้องการไฟฟ้า ในฤดูหนาว : 88.57 หน่วย/วัน

* หมายเหตุ: ตัวเลขบรรทัดบนของแต่ละอุปกรณ์คือค่าตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า ตัวเลขบรรทัดล่างคือค่าความต้องการไฟฟ้า (กิโลวัตต์)

การประมาณลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง (100 ครัวเรือน) ฤดูฝน

เครื่องใช้	จำนวน/ครัวเรือน	ขนาด (วัตต์)	จำนวนครัวเรือน	องค์ประกอบความต้องการไฟฟ้า และ ค่าความต้องการไฟฟ้าที่ใช้ (กิโลวัตต์) ในช่วงเวลาต่างๆ *																							
				1.00-2.00 น.	2.00-3.00 น.	3.00-4.00 น.	4.00-5.00 น.	5.00-6.00 น.	6.00-7.00 น.	7.00-8.00 น.	8.00-9.00 น.	9.00-10.00 น.	10.00-11.00 น.	11.00-12.00 น.	12.00-13.00 น.	13.00-14.00 น.	14.00-15.00 น.	15.00-16.00 น.	16.00-17.00 น.	17.00-18.00 น.	18.00-19.00 น.	19.00-20.00 น.	20.00-21.00 น.	21.00-22.00 น.	22.00-23.00 น.	23.00-24.00 น.	24.00-1.00 น.
หลอดฟลูออ	2	20	100					0.5	1	0.5									0.4	1	1	1	1	1			
เรสเซนส์								2.00	4.00	2.00									1.60	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00			
โทรทัศน์	1	100	20						0.5	0.8									0.8	1	1	1	1	1			
หม้อหุงข้าว	1	800	40					1		1.00	1.60								1.60	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00			
พัดลม	1	40	60					10.67											10.67								
วิทยุ	1	20	60						0.7	0.7									0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.5			
รวม				0	0	0	0	12.67	5.84	4.44	0	0	0	0	2.04	2.04	2.04	2.40	16.03	8.16	8.16	8.16	7.80	0	0	0	0

รวมความต้องการไฟฟ้า ในฤดูหนาว : 82.17 หน่วย/วัน

* หมายเหตุ: ตัวเลขบรรทัดบนของแต่ละอุปกรณ์คือค่าตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า ตัวเลขบรรทัดล่างคือค่าความต้องการไฟฟ้า (กิโลวัตต์)

ภาคผนวก ข

แบบสอบถามสำหรับการสำรวจความต้องการพลังงาน
หมู่บ้าน

ข.1 แบบสำรวจความต้องการพลังงานโดยรวมของหมู่บ้าน (สำรวจครั้งเดียว)

แบบสำรวจความต้องการพลังงานของชุมชนบ้านแม่วดอยปุย (ชุดที่ 1 สำรวจครั้งเดียว)				1
ลักษณะทั่วไป				
1.สถานที่ตั้ง :		ละติจูด :	ลองจิจูด :	
2.การคมนาคม :		เวลาที่ใช้ในการเดินทาง :		
3. สภาพพื้นที่และลักษณะการกระจายของครัวเรือน :				
4.ฤดูกาล.....ฤดู ได้แก่ 1)หนาว ช่วงเดือน..... 2) ร้อน ช่วงเดือน..... 3) ฝน ช่วงเดือน.....				
5. เชื้อเพลิงที่ใช้ 1) น้ำมันก๊าด ราคา.....บาท/ลิตร 2) น้ำมันดีเซล ราคาบาท/ลิตร				
ข้อมูลชุมชนและบริการสาธารณะอื่น ๆ				
1. ประชากรทั้งหมดคน		ชาย.....คน	หญิง.....คน	
2. อาชีพหลัก		1..... 2..... 3.....		
2. ปัจจุบันมีการใช้พลังงานไฟฟ้าหรือไม่? ___ มี ___ ไม่มี		ถ้ามี ใช้พลังงานไฟฟ้าจาก.....		
5.เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของหมู่บ้าน	ขนาดkW	จำนวนเครื่อง	ช่วงเวลาเดินเครื่อง :ฤดูหนาว..... ฤดูร้อน..... ฤดูฝน.....	
6. ปั๊มน้ำส่วนกลาง แหล่งพลังงาน : ใช้น้ำสำหรับ : ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ลิตร/วัน	ชนิด ขนาด.....HP	จำนวนเครื่อง	ช่วงเวลาเดินเครื่อง :ฤดูหนาว..... ฤดูร้อน..... ฤดูฝน.....	

7. สถานบริการต่าง ๆ (ถ้ามี)

	แหล่งพลังงาน	อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้	ขนาด (kW) × จำนวน	วัน/สัปดาห์ (ฤดูต่างๆ)	ระยะเวลาที่ใช้ งาน (ฤดูต่างๆ)
7.1 โรงเรียน					
7.2 สถานีอนามัย					
7.3 ศาลาประชาคม					
7.4 โทรศัพท์ สาธารณะ					
7.5 วิทยุหมู่บ้าน					
7.6 ศาสนสถาน					
7.7 อื่นๆ เช่น					

8. อุปกรณ์ไฟฟ้าที่อาจใช้ในอนาคตเมื่อมีการจ่ายกระแสไฟฟ้ามายังชุมชน

อุปกรณ์	ขนาด	จำนวน	ระยะเวลาที่ใช้			วัน/สัปดาห์
			ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	

9.หมายเหตุ:

.....

.....

.....

.....

ข.2 แบบสำรวจความต้องการพลังงานรายครัวเรือน

แบบสำรวจความต้องการพลังงานของชุมชนบ้านแม่วดอยปุยรายครัวเรือน
(ชุดที่ 2 สำรวจแต่ละครัวเรือน)

1. บ้านเลขที่.....

2. จำนวนสมาชิกในบ้านคน	แบ่งเป็น เด็กคน	ผู้ใหญ่คน	ผู้สูงอายุ (60ปีขึ้นไป)คน
---------------------------------	--------------------------	--------------------	------------------------------------

3. อาชีพ	วันทำงาน ฤดูหนาว..... ฤดูร้อน..... ฤดูฝน.....	เวลาทำงาน ฤดูหนาว..... ฤดูร้อน..... ฤดูฝน.....
----------	--	---

4. อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในปัจจุบัน

5. อุปกรณ์เครื่องใช้อื่น ๆ

1. แบตเตอรี่	ชนิด	จำนวนลูก	ใช้ให้พลังงานกับ อุปกรณ์.....
2. เทียนไข	จำนวน.....เล่ม/วัน	ช่วงเวลาที่ใช้ ฤดูหนาว : ฤดูร้อน : ฤดูฝน :	
3. ตะเกียง	จำนวน.....อัน	ช่วงเวลาที่ใช้ ฤดูหนาว : ฤดูร้อน : ฤดูฝน :	
4. อื่น ๆ ระบุ			

6. อุปกรณ์ไฟฟ้าที่คาดว่าจะมีในอนาคตเมื่อมีการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ (ระบุชนิด และจำนวน-กรณีมีมากกว่า 1 เครื่องต่อครัวเรือน)

.....

.....

ภาคผนวก ค
ภาพถ่ายหมู่บ้านม้ง คอยปุย



รูป ค.1 ทางเข้าหมู่บ้าน เป็นบริเวณที่มีร้านจำหน่ายของที่ระลึกแก่นักท่องเที่ยว



รูป ค.2 บริเวณจุดชมวิว มองเห็นลักษณะบ้านชั้นเดียวที่ปลูกเรียงรายชิดติดกัน

ภาคผนวก ง

ตัวอย่างผลการวิเคราะห์ด้วย โปรแกรม Homer Pro

กรณีหมู่บ้านตัวอย่าง

HOMER Project Report - 31.59%lum_Basecase

Primary Load

Data Source: Generated from monthly profiles
 Rescale Average: 80.775 kWh/d

Global Solar

Data Source: Generated from monthly averages
 Rescale Average: 4.905 kWh/m²/d
 Latitude: 18 deg. 47 min. N

Wind Speed

Data Source: Generated from monthly averages
 Rescale Average: 0.000 m/s

PV Array

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
3.000	734400	734400	0
5.500	1130590	1130590	0
7.200	1400000	1400000	0

Derating Factor: 90 %
 Lifetime: 20 yr

Diesel

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/hr)
33.000	577800	577800	19.80

Operational Lifetime: 15000 hrs
 Min. Load Ratio: 0 %
 Fuel Curve Intercept Coeff.: 0.080 L/hr/kW
 Fuel Curve Slope: 0.250 L/hr/kW
 Fuel Price: 15.00 \$/L

Battery Bank

Battery Type:

Costs:

Basic Battery

Nominal Capacity (kWh)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	7500	7500	0
5.000	37500	37500	0

Cycle Life: 500 full cycles
 Float Life: 10 yr
 Max. Charge Rate: 1.00 A/Ah
 Nominal Capacity: 1.000 kWh
 Max. Capacity: 1.000 kWh
 Capacity Ratio: 1.0000
 Rate Constant: 1.0000
 Min. State of Charge: 40 %
 Init. State of Charge: 100 %
 Roundtrip Efficiency: 80.0 %

Inverter

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	10000	10000	0

Lifetime: 20 yr
 Efficiency: 90.0 %

Rectifier

Relative Capacity: 75.0 %
 Efficiency: 85.0 %

Grid Extension

Grid Extension Capital Cost: 32000 \$/km
 Grid Extension O&M Cost: 6400 \$/yr/km
 Grid Extension Power Cost: 4.000 \$/kWh

Miscellaneous

Annual Real Interest Rate: 10.0 %
 Project Lifetime: 25 yr
 System Fixed Capital Cost: 0 \$
 System Fixed O&M Cost: 0 \$/yr
 Value of Optional Energy: 0.00 \$/kWh

Optimization

PV Array Capacity:	0,3,4,5,5.5,7.2,8,10 kW
Number of Type 1 Turbines:	0
Number of Type 2 Turbines:	0
Diesel Capacity:	0,8.5,10,12,15,16.5,18,20 kW
Battery Capacity:	0,5,10,20,40,60 kWh
Inverter Capacity:	0,1,2.4,4,10,15,18 kW
Dispatch Strategies:	Combined (with 80.0% setpoint S.O.C.)

Max. Unserved Energy:	0.0 %
-----------------------	-------

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Chiang Mai University

HOMER Project Report - 31.59%lum_Basecase

104

Solution Rank:	①	2	③	4
Decision Variables				
PV Array Capacity: (kW)	3.0	0.0	0.0	3.0
Turbine #1:	0	0	0	0
Turbine #2:	0	0	0	0
Diesel Capacity: (kW)	15.0	18.0	18.0	16.5
Battery Capacity: (kWh)	10.0	5.0	0.0	0.0
Inverter Capacity: (kW)	4.0	2.4	0.0	2.4
Rectifier Capacity: (kW)	3.0	1.8	0.0	1.8
Dispatch Strategy:	CM	CM	CM	CM
PV Array				
Capital Cost:	\$ 734,400	\$ 0	\$ 0	\$ 734,400
Annualized Capital Cost:	\$ 86,262	\$ 0	\$ 0	\$ 86,262
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 86,262	\$ 0	\$ 0	\$ 86,262
Diesel Generator				
Capital Cost:	\$ 262,636	\$ 315,164	\$ 315,164	\$ 288,900
Annualized Capital Cost:	\$ 74,429	\$ 113,716	\$ 121,151	\$ 102,397
O&M Cost:	\$ 29,565	\$ 47,574	\$ 51,246	\$ 42,699
Fuel Cost:	\$ 157,702	\$ 207,003	\$ 213,053	\$ 186,086
Annualized Cost:	\$ 261,696	\$ 368,293	\$ 385,450	\$ 331,182
Battery Bank				
Capital Cost:	\$ 75,000	\$ 37,500	\$ 0	\$ 0
Annualized Capital Cost:	\$ 25,826	\$ 12,659	\$ 0	\$ 0
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 25,826	\$ 12,659	\$ 0	\$ 0
Inverter				
Capital Cost:	\$ 40,000	\$ 24,000	\$ 0	\$ 24,000
Annualized Capital Cost:	\$ 4,698	\$ 2,819	\$ 0	\$ 2,819
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 4,698	\$ 2,819	\$ 0	\$ 2,819
Totals				
Capital Cost:	\$ 1,112,036	\$ 376,664	\$ 315,164	\$ 1,047,300
Annualized Capital Cost:	\$ 191,216	\$ 129,195	\$ 121,151	\$ 191,479
O&M Cost:	\$ 29,565	\$ 47,574	\$ 51,246	\$ 42,699
Annualized Cost:	\$ 378,482	\$ 383,772	\$ 385,450	\$ 420,264
Net Present Cost:	\$ 3,435,500	\$ 3,483,511	\$ 3,498,744	\$ 3,814,750
Optional Energy Income:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Levelized COE: (\$/kWh)	12.849	13.017	13.074	14.256
Other Variables				
PV Production: (kWh)	4,966	0	0	4,966
Wind Production: (kWh)	0	0	0	0
Diesel Production: (kWh)	26,285	29,828	29,483	26,851
Total Production: (kWh)	31,251	29,828	29,483	31,817
Renewable Fraction: (%)	15.9	0.0	0.0	15.6
Primary Load Served: (kWh)	29,456	29,483	29,483	29,481
Deferrable Load Served: (kWh)	0	0	0	0
Unserved Energy: (kWh)	27	0	0	2
Unserved Energy Fraction: (%)	0.1	0.0	0.0	0.0
Excess Energy: (kWh)	1,014	0	0	2,044
Excess Energy Fraction: (%)	3.2	0.0	0.0	6.4
Battery Throughput: (kWh)	1,389	678	0	0
Battery Life: (years)	3.6	3.7	10.0	10.0
Diesel Hours: (hours)	3,285	4,405	4,745	4,313
Diesel Starts:	820	850	730	762
Diesel Fuel Usage: (L)	10,513	13,800	14,204	12,406
Diesel Life: (years)	4.6	3.4	3.2	3.5
Diesel Max Load: (kW)	15.0	16.8	16.8	16.5
Diesel Min Load: (kW)	2.1	2.2	1.3	0.0

(Diesel Minimum Load Ratio : 0%)

HOMER Project Report - 31.59%lum_Basecase 105

Solution Rank:	①	2	3	4
Decision Variables				
PV Array Capacity: (kW)	0.0	3.0	0.0	4.0
Turbine #1:	0	0	0	0
Turbine #2:	0	0	0	0
Diesel Capacity: (kW)	12.0	15.0	18.0	16.5
Battery Capacity: (kWh)	20.0	10.0	0.0	0.0
Inverter Capacity: (kW)	10.0	4.0	0.0	4.0
Rectifier Capacity: (kW)	7.5	3.0	0.0	3.0
Dispatch Strategy:	CM	CM	CM	CM
PV Array				
Capital Cost:	\$ 0	\$ 734,400	\$ 0	\$ 892,876
Annualized Capital Cost:	\$ 0	\$ 86,262	\$ 0	\$ 104,877
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 0	\$ 86,262	\$ 0	\$ 104,877
Diesel Generator				
Capital Cost:	\$ 210,109	\$ 262,636	\$ 315,164	\$ 288,900
Annualized Capital Cost:	\$ 71,923	\$ 73,127	\$ 121,151	\$ 95,915
O&M Cost:	\$ 29,794	\$ 28,917	\$ 51,246	\$ 39,491
Fuel Cost:	\$ 176,827	\$ 159,134	\$ 235,826	\$ 193,309
Annualized Cost:	\$ 278,544	\$ 261,179	\$ 408,223	\$ 328,715
Battery Bank				
Capital Cost:	\$ 150,000	\$ 75,000	\$ 0	\$ 0
Annualized Capital Cost:	\$ 54,194	\$ 28,510	\$ 0	\$ 0
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 54,194	\$ 28,510	\$ 0	\$ 0
Inverter				
Capital Cost:	\$ 100,000	\$ 40,000	\$ 0	\$ 40,000
Annualized Capital Cost:	\$ 11,746	\$ 4,698	\$ 0	\$ 4,698
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 11,746	\$ 4,698	\$ 0	\$ 4,698
Totals				
Capital Cost:	\$ 460,109	\$ 1,112,036	\$ 315,164	\$ 1,221,776
Annualized Capital Cost:	\$ 137,864	\$ 192,598	\$ 121,151	\$ 205,490
O&M Cost:	\$ 29,794	\$ 28,917	\$ 51,246	\$ 39,491
Annualized Cost:	\$ 344,485	\$ 380,649	\$ 408,223	\$ 438,290
Net Present Cost:	\$ 3,126,902	\$ 3,455,165	\$ 3,705,455	\$ 3,978,377
Optional Energy Income:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Levelized COE: (\$/kWh)	11.684	12.920	13.846	14.867
Other Variables				
PV Production: (kWh)	0	4,966	0	6,621
Wind Production: (kWh)	0	0	0	0
Diesel Production: (kWh)	31,264	27,013	35,556	30,487
Total Production: (kWh)	31,264	31,979	35,556	37,108
Renewable Fraction: (%)	0.0	15.5	0.0	17.8
Primary Load Served: (kWh)	29,483	29,462	29,483	29,481
Deferrable Load Served: (kWh)	0	0	0	-0
Unserved Energy: (kWh)	0	21	0	2
Unserved Energy Fraction: (%)	0.0	0.1	0.0	0.0
Excess Energy: (kWh)	293	1,582	6,072	7,439
Excess Energy Fraction: (%)	0.9	4.9	17.1	20.0
Battery Throughput: (kWh)	2,941	1,561	0	0
Battery Life: (years)	3.4	3.2	10.0	10.0
Diesel Hours: (hours)	4,138	3,213	4,745	3,989
Diesel Starts:	789	816	730	778
Diesel Fuel Usage: (L)	11,788	10,609	15,722	12,887
Diesel Life: (years)	3.6	4.7	3.2	3.8
Diesel Max Load: (kW)	12.0	15.0	16.8	16.5
Diesel Min Load: (kW)	3.6	4.5	5.4	4.9

(Diesel Minimum Load Ratio : 30%)

HOMER Project Report - 31.59%lum_BasecasePV

Primary Load

Data Source: Generated from monthly profiles
Rescale Average: 80.775 kWh/d

Global Solar

Data Source: Generated from monthly averages
Rescale Average: 4.905 kWh/m²/d
Latitude: 18 deg. 47 min. N

Wind Speed

Data Source: Generated from monthly averages
Rescale Average: 0.000 m/s

PV Array

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
3.000	734400	734400	0
5.500	1130590	1130590	0
7.200	1400000	1400000	0

Derating Factor: 90 %
Lifetime: 20 yr

Battery Bank

Battery Type:

Costs:

Basic Battery

Nominal Capacity (kWh)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	7500	7500	0
5.000	37500	37500	0

Cycle Life: 500 full cycles
Float Life: 10 yr
Max. Charge Rate: 1.00 A/Ah
Nominal Capacity: 1.000 kWh
Max. Capacity: 1.000 kWh
Capacity Ratio: 1.0000
Rate Constant: 1.0000
Min. State of Charge: 40 %
Init. State of Charge: 100 %
Roundtrip Efficiency: 80.0 %

Inverter

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	10000	10000	0

Lifetime: 20 yr
Efficiency: 90.0 %

Rectifier

Relative Capacity: 75.0 %
Efficiency: 85.0 %

Grid Extension

Grid Extension Capital Cost: 32000 \$/km
Grid Extension O&M Cost: 6400 \$/yr/km
Grid Extension Power Cost: 4.000 \$/kWh

Miscellaneous

Annual Real Interest Rate: 10.0 %
Project Lifetime: 25 yr
System Fixed Capital Cost: 0 \$
System Fixed O&M Cost: 0 \$/yr
Value of Optional Energy: 0.00 \$/kWh

Optimization

PV Array Capacity: 15,25,28,30,35 kW
Number of Type 1 Turbines: 0
Number of Type 2 Turbines: 0
Diesel Capacity: 0 kW
Battery Capacity: 100,300,350,400,440,600 kWh
Inverter Capacity: 2.4,4,10,15,18 kW
Dispatch Strategies: Combined (with 80.0% setpoint S.O.C.)

Max. Unserved Energy: 10.0 %

Solution Rank: 1

Decision Variables

PV Array Capacity: (kW)	25.0
Turbine #1:	0
Turbine #2:	0
Diesel Capacity: (kW)	0.0
Battery Capacity: (kWh)	300.0
Inverter Capacity: (kW)	15.0
Rectifier Capacity: (kW)	11.3
Dispatch Strategy:	CM

PV Array

Capital Cost:	\$ 4,220,882
Annualized Capital Cost:	\$ 495,783
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 495,783

Battery Bank

Capital Cost:	\$ 2,250,000
Annualized Capital Cost:	\$ 540,104
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 540,104

Inverter

Capital Cost:	\$ 150,000
Annualized Capital Cost:	\$ 17,619
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 17,619

Totals

Capital Cost:	\$ 6,620,882
Annualized Capital Cost:	\$ 1,053,506
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 1,053,506
Net Present Cost:	\$ 9,562,717
Optional Energy Income:	\$ 0
Levelized COE: (\$/kWh)	38.019

Other Variables

PV Production: (kWh)	41,382
Wind Production: (kWh)	0
Diesel Production: (kWh)	0
Total Production: (kWh)	41,382
Renewable Fraction: (%)	100.0
Primary Load Served: (kWh)	27,710
Deferrable Load Served: (kWh)	0
Unserved Energy: (kWh)	1,773
Unserved Energy Fraction: (%)	6.0
Excess Energy: (kWh)	4,708
Excess Energy Fraction: (%)	11.4
Battery Throughput: (kWh)	26,531
Battery Life: (years)	5.7

HOMER Project Report - 31.59%lum_DSM**Primary Load**

Data Source: Generated from monthly profiles
 Rescale Average: 64.399 kWh/d

Global Solar

Data Source: Generated from monthly averages
 Rescale Average: 4.905 kWh/m²/d
 Latitude: 18 deg. 47 min. N

Wind Speed

Data Source: Generated from monthly averages
 Rescale Average: 0.000 m/s

PV Array

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
3.000	734400	734400	0
5.500	1130590	1130590	0
7.200	1400000	1400000	0

Derating Factor: 90 %
 Lifetime: 20 yr

Diesel

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/hr)
33.000	577800	577800	19.80

Operational Lifetime: 15000 hrs
 Min. Load Ratio: 0 %
 Fuel Curve Intercept Coeff.: 0.080 L/hr/kW
 Fuel Curve Slope: 0.250 L/hr/kW
 Fuel Price: 15.00 \$/L

Battery Bank

Battery Type:

Costs:

Basic Battery

Nominal Capacity (kWh)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	7500	7500	0
5.000	37500	37500	0

Cycle Life: 500 full cycles
 Float Life: 10 yr
 Max. Charge Rate: 1.00 A/Ah
 Nominal Capacity: 1.000 kWh
 Max. Capacity: 1.000 kWh
 Capacity Ratio: 1.0000
 Rate Constant: 1.0000
 Min. State of Charge: 40 %
 Init. State of Charge: 100 %
 Roundtrip Efficiency: 80.0 %

Inverter

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	10000	10000	0

Lifetime: 20 yr
 Efficiency: 90.0 %

Rectifier

Relative Capacity: 75.0 %
 Efficiency: 85.0 %

Grid Extension

Grid Extension Capital Cost: 32000 \$/km
 Grid Extension O&M Cost: 6400 \$/yr/km
 Grid Extension Power Cost: 4.000 \$/kWh

Miscellaneous

Annual Real Interest Rate: 10.0 %
 Project Lifetime: 25 yr
 System Fixed Capital Cost: 0 \$
 System Fixed O&M Cost: 0 \$/yr
 Value of Optional Energy: 0.00 \$/kWh

Optimization

PV Array Capacity:	0,3,4,5,5.5,7.2,8,10 kW
Number of Type 1 Turbines:	0
Number of Type 2 Turbines:	0
Diesel Capacity:	0,8.5,10,12,15,16.5,18,20 kW
Battery Capacity:	0,5,10,20,40,60 kWh
Inverter Capacity:	0,1,2.4,4,10,15,18 kW
Dispatch Strategies:	Combined (with 80.0% setpoint S.O.C.)
Max. Unserved Energy:	0.0 %

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Chiang Mai University

HOMER Project Report - 31.59%lum_DSM

112

Solution Rank:	1	②	③	4
Decision Variables				
PV Array Capacity: (kW)	0.0	0.0	3.0	5.0
Turbine #1:	0	0	0	0
Turbine #2:	0	0	0	0
Diesel Capacity: (kW)	8.5	16.5	15.0	15.0
Battery Capacity: (kWh)	40.0	0.0	10.0	0.0
Inverter Capacity: (kW)	10.0	0.0	4.0	4.0
Rectifier Capacity: (kW)	7.5	0.0	3.0	3.0
Dispatch Strategy:	CM	CM	CM	CM
PV Array				
Capital Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 734,400	\$ 1,051,352
Annualized Capital Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 86,262	\$ 123,491
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 86,262	\$ 123,491
Diesel Generator				
Capital Cost:	\$ 148,827	\$ 288,900	\$ 262,636	\$ 262,636
Annualized Capital Cost:	\$ 52,255	\$ 111,055	\$ 72,260	\$ 83,126
O&M Cost:	\$ 21,752	\$ 46,976	\$ 28,485	\$ 33,885
Fuel Cost:	\$ 139,712	\$ 182,097	\$ 132,687	\$ 142,582
Annualized Cost:	\$ 213,718	\$ 340,128	\$ 233,433	\$ 259,594
Battery Bank				
Capital Cost:	\$ 300,000	\$ 0	\$ 75,000	\$ 0
Annualized Capital Cost:	\$ 82,741	\$ 0	\$ 29,581	\$ 0
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 82,741	\$ 0	\$ 29,581	\$ 0
Inverter				
Capital Cost:	\$ 100,000	\$ 0	\$ 40,000	\$ 40,000
Annualized Capital Cost:	\$ 11,746	\$ 0	\$ 4,698	\$ 4,698
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 11,746	\$ 0	\$ 4,698	\$ 4,698
Totals				
Capital Cost:	\$ 548,827	\$ 288,900	\$ 1,112,036	\$ 1,353,988
Annualized Capital Cost:	\$ 146,742	\$ 111,055	\$ 192,802	\$ 211,316
O&M Cost:	\$ 21,752	\$ 46,976	\$ 28,485	\$ 33,885
Annualized Cost:	\$ 308,205	\$ 340,128	\$ 353,974	\$ 387,783
Net Present Cost:	\$ 2,797,588	\$ 3,087,353	\$ 3,213,040	\$ 3,519,926
Optional Energy Income:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Levelized COE: (\$/kWh)	13.112	14.470	15.061	16.511
Other Variables				
PV Production: (kWh)	0	0	4,966	8,276
Wind Production: (kWh)	0	0	0	0
Diesel Production: (kWh)	25,656	23,506	20,191	19,950
Total Production: (kWh)	25,656	23,506	25,157	28,226
Renewable Fraction: (%)	0.0	0.0	19.7	29.3
Primary Load Served: (kWh)	23,506	23,506	23,503	23,486
Deferrable Load Served: (kWh)	0	0	0	-0
Unserved Energy: (kWh)	0	0	3	20
Unserved Energy Fraction: (%)	0.0	0.0	0.0	0.1
Excess Energy: (kWh)	0	0	794	4,348
Excess Energy Fraction: (%)	0.0	0.0	3.2	15.4
Battery Throughput: (kWh)	4,233	0	1,630	0
Battery Life: (years)	4.7	10.0	3.1	10.0
Diesel Hours: (hours)	4,265	4,745	3,165	3,765
Diesel Starts:	730	730	815	774
Diesel Fuel Usage: (L)	9,314	12,140	8,846	9,505
Diesel Life: (years)	3.5	3.2	4.7	4.0
Diesel Max Load: (kW)	8.5	16.0	15.0	15.0
Diesel Min Load: (kW)	2.0	1.3	2.1	0.0

(Diesel Minimum Load Ratio : 0%)

Solution Rank:	①	2	3	4
Decision Variables				
PV Array Capacity: (kW)	0.0	3.0	0.0	5.0
Turbine #1:	0	0	0	0
Turbine #2:	0	0	0	0
Diesel Capacity: (kW)	12.0	10.0	16.5	15.0
Battery Capacity: (kWh)	10.0	40.0	0.0	0.0
Inverter Capacity: (kW)	4.0	10.0	0.0	4.0
Rectifier Capacity: (kW)	3.0	7.5	0.0	3.0
Dispatch Strategy:	CM	CM	CM	CM
PV Array				
Capital Cost:	\$ 0	\$ 734,400	\$ 0	\$ 1,051,352
Annualized Capital Cost:	\$ 0	\$ 86,262	\$ 0	\$ 123,491
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 0	\$ 86,262	\$ 0	\$ 123,491
Diesel Generator				
Capital Cost:	\$ 210,109	\$ 175,091	\$ 288,900	\$ 262,636
Annualized Capital Cost:	\$ 71,952	\$ 48,547	\$ 111,055	\$ 83,126
O&M Cost:	\$ 29,808	\$ 19,176	\$ 46,976	\$ 33,885
Fuel Cost:	\$ 153,875	\$ 120,423	\$ 206,330	\$ 157,304
Annualized Cost:	\$ 255,636	\$ 188,146	\$ 364,361	\$ 274,316
Battery Bank				
Capital Cost:	\$ 75,000	\$ 300,000	\$ 0	\$ 0
Annualized Capital Cost:	\$ 39,681	\$ 68,603	\$ 0	\$ 0
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 39,681	\$ 68,603	\$ 0	\$ 0
Inverter				
Capital Cost:	\$ 40,000	\$ 100,000	\$ 0	\$ 40,000
Annualized Capital Cost:	\$ 4,698	\$ 11,746	\$ 0	\$ 4,698
O&M Cost:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 4,698	\$ 11,746	\$ 0	\$ 4,698
Totals				
Capital Cost:	\$ 325,109	\$ 1,309,491	\$ 288,900	\$ 1,353,988
Annualized Capital Cost:	\$ 116,332	\$ 215,158	\$ 111,055	\$ 211,316
O&M Cost:	\$ 29,808	\$ 19,176	\$ 46,976	\$ 33,885
Annualized Cost:	\$ 300,015	\$ 354,757	\$ 364,361	\$ 402,506
Net Present Cost:	\$ 2,723,247	\$ 3,220,147	\$ 3,307,317	\$ 3,653,560
Optional Energy Income:	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Levelized COE: (\$/kWh)	12.767	15.092	15.501	17.138
Other Variables				
PV Production: (kWh)	0	4,966	0	8,276
Wind Production: (kWh)	0	0	0	0
Diesel Production: (kWh)	25,136	21,886	29,967	23,875
Total Production: (kWh)	25,136	26,852	29,967	32,151
Renewable Fraction: (%)	0.0	18.5	0.0	25.7
Primary Load Served: (kWh)	23,500	23,506	23,506	23,486
Deferrable Load Served: (kWh)	0	0	0	-0
Unserved Energy: (kWh)	6	0	0	20
Unserved Energy Fraction: (%)	0.0	0.0	0.0	0.1
Excess Energy: (kWh)	476	1,500	6,462	8,410
Excess Energy Fraction: (%)	1.9	5.6	21.6	26.2
Battery Throughput: (kWh)	2,275	3,315	0	0
Battery Life: (years)	2.2	6.0	10.0	10.0
Diesel Hours: (hours)	4,140	3,196	4,745	3,765
Diesel Starts:	730	741	730	774
Diesel Fuel Usage: (L)	10,258	8,028	13,755	10,487
Diesel Life: (years)	3.6	4.7	3.2	4.0
Diesel Max Load: (kW)	12.0	10.0	16.0	15.0
Diesel Min Load: (kW)	3.6	3.0	4.9	4.5

(Diesel Minimum Load Ratio : 30%)

HOMER Project Report - 31.59%lum_DSMPV

Primary Load

Data Source: Generated from monthly profiles
Rescale Average: 64.399 kWh/d

Global Solar

Data Source: Generated from monthly averages
Rescale Average: 4.905 kWh/m²/d
Latitude: 18 deg. 47 min. N

Wind Speed

Data Source: Generated from monthly averages
Rescale Average: 0.000 m/s

PV Array

Costs:

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
3.000	734400	734400	0
5.500	1130590	1130590	0
7.200	1400000	1400000	0

Derating Factor: 90 %
Lifetime: 20 yr

Battery Bank

Battery Type:

Costs:

Basic Battery

Nominal Capacity (kWh)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	7500	7500	0
5.000	37500	37500	0

Cycle Life: 500 full cycles
Float Life: 10 yr
Max. Charge Rate: 1.00 A/Ah
Nominal Capacity: 1.000 kWh
Max. Capacity: 1.000 kWh
Capacity Ratio: 1.0000
Rate Constant: 1.0000
Min. State of Charge: 40 %
Init. State of Charge: 100 %
Roundtrip Efficiency: 80.0 %

Inverter**Costs:**

Rated Capacity (kW)	Capital Cost (\$)	Replacement Cost (\$)	O&M Cost (\$/yr)
1.000	10000	10000	0

Lifetime: 20 yr
Efficiency: 90.0 %

Rectifier

Relative Capacity: 75.0 %
Efficiency: 85.0 %

Grid Extension

Grid Extension Capital Cost: 32000 \$/km
Grid Extension O&M Cost: 6400 \$/yr/km
Grid Extension Power Cost: 4.000 \$/kWh

Miscellaneous

Annual Real Interest Rate: 10.0 %
Project Lifetime: 25 yr
System Fixed Capital Cost: 0 \$
System Fixed O&M Cost: 0 \$/yr
Value of Optional Energy: 0.00 \$/kWh

Optimization

PV Array Capacity: 15,25,26,28,30 kW
Number of Type 1 Turbines: 0
Number of Type 2 Turbines: 0
Diesel Capacity: 0 kW
Battery Capacity: 50,100,150,200,300,350 kWh
Inverter Capacity: 2.4,4,10,15,18 kW
Dispatch Strategies: Combined (with 80.0% setpoint S.O.C.)

Max. Unserved Energy: 10.0 %

HOMER Project Report - 31.59%lum_DSMPV

116

Solution Rank: 1

Decision Variables

PV Array Capacity: (kW)	25.0
Turbine #1:	0
Turbine #2:	0
Diesel Capacity: (kW)	0.0
Battery Capacity: (kWh)	150.0
Inverter Capacity: (kW)	15.0
Rectifier Capacity: (kW)	11.3
Dispatch Strategy:	CM

PV Array

Capital Cost:	\$ 4,220,882
Annualized Capital Cost:	\$ 495,783
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 495,783

Battery Bank

Capital Cost:	\$ 1,125,000
Annualized Capital Cost:	\$ 367,740
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 367,740

Inverter

Capital Cost:	\$ 150,000
Annualized Capital Cost:	\$ 17,619
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 17,619

Totals

Capital Cost:	\$ 5,495,882
Annualized Capital Cost:	\$ 881,142
O&M Cost:	\$ 0
Annualized Cost:	\$ 881,142
Net Present Cost:	\$ 7,998,164
Optional Energy Income:	\$ 0
Levelized COE: (\$/kWh)	39.876

Other Variables

PV Production: (kWh)	41,382
Wind Production: (kWh)	0
Diesel Production: (kWh)	0
Total Production: (kWh)	41,382
Renewable Fraction: (%)	100.0
Primary Load Served: (kWh)	22,097
Deferrable Load Served: (kWh)	0
Unserved Energy: (kWh)	1,409
Unserved Energy Fraction: (%)	6.0
Excess Energy: (kWh)	12,483
Excess Energy Fraction: (%)	30.2
Battery Throughput: (kWh)	19,575
Battery Life: (years)	3.8

ภาคผนวก จ

ตัวอย่างผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์โดยใช้โปรแกรม Excel
กรณีหมู่บ้านตัวอย่าง เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

กรณี : หมู่บ้านตัวอย่าง เมื่อเปลี่ยนมาใช้หลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ ขนาด 7W

สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ก่อนมีการจัดการฯ เท่ากับ 31.59%

ข้อมูล

	Rated Capacity (kW)	Capital Cost (฿)	Replaceme nt Cost (฿)	O&M Cost (฿/hr.)
PV	3	734,400	734,400	0
	5.5	1,130,590	1,130,590	0
	7.2	1,400,000	1,400,000	0
Diesel	33	577,800	577,800	19.8
Battery	1	7,500	7,500	0
	5	37,500	37,500	0
Inverter	1	10,000	10,000	0

interest rate 0.1

Project Lifetime 25 yrs. CRF: 0.11017

PV Lifetime 20 yrs.

Inveter Lifetime 20 yrs.

ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (รวมค่าขนส่ง) 15 ฿/L

อายุการใช้งานหลอดคอมแพคต์ฯ (7W) 3.5 yrs.

ราคาหลอดคอมแพคต์ฯ ขนาด 7W 234 ฿/หลอด จำนวน 200 หลอด

ประเภทระบบ	ขนาด				Primary load served	Life time(yr)	
	PV	DG	Batt	Inv		Batt	DG
DG	0	16.5	0	0	23,506.00	-	3.16
DG/batt/Inv	0	12	10	4	23,500.00	2.20	3.62
PV/DG/batt/Inv	3	15	10	4	23,503.00	3.10	4.74
PV/batt/Inv	25	0	150	15	20,054.00	3.80	-

System Type	DG	DG/batt/Inv	PV/DG/batt/Inv	PV/batt/Inv
PV array (kW)	0.00	0.00	3	25
DG (kW)	16.50	12.00	15	0
Battery (kWh)	0.00	10.00	10	150
Inverter (kW)	0.00	4.00	4	15
PV Array :				
Life time (yr)			20	20
CRF			0.117	0.117
Capital Cost(฿)			734,400.00	4,220,881.18
Ann. Cap. Cost(฿)			86,262.35	495,783.12
O&M			0.00	0.00
Annualized Cost (฿)			86,262.35	495,783.12
Diesel Generator :				
DG operating hour*(hrs./yr)	4,745.00	4,140.00	3,165.00	
Diesel Life* (yr)	3.16	3.62	4.74	
Ann. fuel usage* (L/yr)	12,140.00	10,258.00	8,846.00	
CRF	0.385	0.343	0.275	
Capital Cost(฿)	288,900.00	210,109.09	262,636.36	
Ann. Cap. Cost(฿)	111,082.05	72,004.39	72,251.26	
O&M Cost(฿/yr)	46,975.50	29,808.00	28,485.00	
fuel Cost (฿/yr)	182,100.00	153,870.00	132,690.00	
DG Annualized Cost (฿)	340,157.55	255,682.39	233,426.26	
Battery Bank :				
Batt Life* (yr)		2.20	3.10	3.80
CRF		0.5287	0.3909	0.3291
Capital Cost(฿)		75,000.00	75,000.00	1,125,000.00
Ann. Cap. Cost(฿)		39,649.34	29,318.41	370,258.18
O&M Cost(฿/yr)		0.00	0.00	0.00
Annualized cost (฿)		39,649.34	29,318.41	370,258.18

หมายเหตุ : * ผลจากการใช้โปรแกรม HomerPro วิเคราะห์

System Type	DG	DG/batt/Inv	PV/DG/batt/Inv	PV/batt/Inv
Inverter :				
Life time (yr)		20.00	20.00	20.00
CRF		0.1175	0.1175	0.1175
Capital Cost(฿)		40,000.00	40,000.00	150,000.00
Ann. Cap. Cost(฿)		4,698.38	4,698.38	17,618.94
O&M Cost(฿/yr)		0.00	0.00	0.00
Annualized cost (฿)		4,698.38	4,698.38	17,618.94
Compact Fluorescent Lamps				
initial capital cost of CFL(฿)	46,800.00	46,800.00	46,800.00	46,800.00
Annualized cost (฿/yr)	16,499.24	16,499.24	16,499.24	16,499.24
Totals :				
Primary load served (kWh/y)	23,506.00	23,500.00	23,503.00	22,097.00
Capital Cost(฿)	288,900.00	325,109.09	1,112,036.36	5,495,881.18
Capital Cost (฿)	335,700.00	371,909.09	1,158,836.36	5,542,681.18
(include CFL initail cost)				
Ann. Cap. Cost(฿/yr)	111,082.05	116,352.11	192,530.41	883,660.25
Ann. CFL cost (฿/yr)	16,499.24	16,499.24	16,499.24	16,499.24
O&M Cost(฿/yr)	46,975.50	29,808.00	28,485.00	0.00
Ann Fuel cost (฿/yr)	182,100.00	153,870.00	132,690.00	
Annualized cost (฿/yr)	356,656.79	316,529.35	370,204.64	900,159.49
Net Present Cost:	3,237,387.95	2,873,149.55	3,360,362.37	8,170,783.67
COE	15.17	13.47	15.75	40.74
COE (not included Eff.	14.47	12.77	15.05	39.99
Measures cost)				

หมายเหตุ : * ผลจากการใช้โปรแกรม HomerPro วิเคราะห์

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ – นามสกุล	นางสาวนฤมล กนกสิงห์
วัน เดือน ปีเกิด	20 กุมภาพันธ์ 2521
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนต้นและตอนปลาย โรงเรียนเฉลิมขวัญสตรี จังหวัดพิษณุโลก ปีการศึกษา 2537 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จังหวัดเชียงใหม่ ปีการศึกษา 2541
ทุนวิจัย	ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.)
บทความวิชาการ	บทความวิชาการ “Economics of Demand Side Management and Hybrid Renewable Energy System for a Remote Village Electrification in Northern Thailand”, การประชุมทางวิชาการ Australasian University Power Engineering Conference (AUPEC’01) ประเทศออสเตรเลีย, พ.ศ. 2544 ผู้แต่งร่วม บทความวิชาการ “Effects of Demand Side Management on Planning of an Isolated Renewable Power System for Rural Community”, การประชุมทางวิชาการ IASTED International Conference on Power and Energy System ประเทศกรีซ, พ.ศ. 2544