บทที่ 3

ระเบียบวิธีวิจัย

การศึกษาวิจัยในครั้งนี้เป็นการศึกษาการออกแบบและติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ความคุ้มค่าของต้นทุน และผลตอบแทนของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับอาคารสำนักงานเชิงพาณิชย์ กรณีศึกษา โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล โดยการวิจัยครั้งนี้ จะทำการศึกษาเฉพาะพื้นที่อาคารสำนักงานเชิงพาณิชย์ โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล จำนวน 4 อาคาร ซึ่งจะใช้ข้อมูลการวิเคราะห์พื้นที่บริเวณจุดติดตั้งมาทำการวิเคราะห์หาความคุ้มค่าสำหรับงบประมาณในการลงทุนติดตั้ง เพื่อเป็นแนวทางให้นักลงทุนได้พิจารณาถึงความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ โดยมีขั้นตอนดังนี้

3.1. การวิเคราะห์ข้อมูล

3.2 แนวทางและวิธีการศึกษา

3.3. เก็บรวบรวมข้อมูลกรณีศึกษา

3.4. เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

3.1.การวิเคราะห์ข้อมูล

การวิเคราะห์ข้อมูลในการวิจัยครั้งนี้จะใช้หลักการวิเคราะห์ดังนี้

1. การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) จะใช้ในส่วนของการอธิบายให้ผู้สนใจศึกษาเห็นภาพรวมของโครงการที่เน้นเรื่องการใช้พลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์อันเป็นผลทำให้ทราบว่าจะสามารถลดค่าใช้จ่ายได้จำนวนเท่าไรต่อปี ต้นทุนการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาการอธิบายตัวเลขที่เกิดขึ้นจากการคำนวณ หรือการวิเคราะห์เชิงปริมาณเพื่อนำมาประกอบการวิจัย

2. การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) เป็นการคำนวณโดยใช้ตัวเลขมาวิเคราะห์ซึ่งจะใช้วิธีการวิเคราะห์เพื่อหาระยะเวลาคืนทุนและอัตราผลตอบแทนในการลงทุนรวมถึงมูลค่าของการประหยัดค่าไฟฟ้าที่ได้จากการแปลงแสงอาทิตย์ไปเป็นไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษาโดยใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ (Cost-benefit Analysis) โดยการนำต้นทุนและผลประโยชน์มาเปรียบเทียบกัน เป็นการ

วิเคราะห์ผลประโยชน์ทางการเงินส่วนที่ 2 เป็นการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะรวมถึงการใช้ทรัพยากรและแนวโน้มในอนาคต

3.2 แนวทางและวิธีการศึกษา

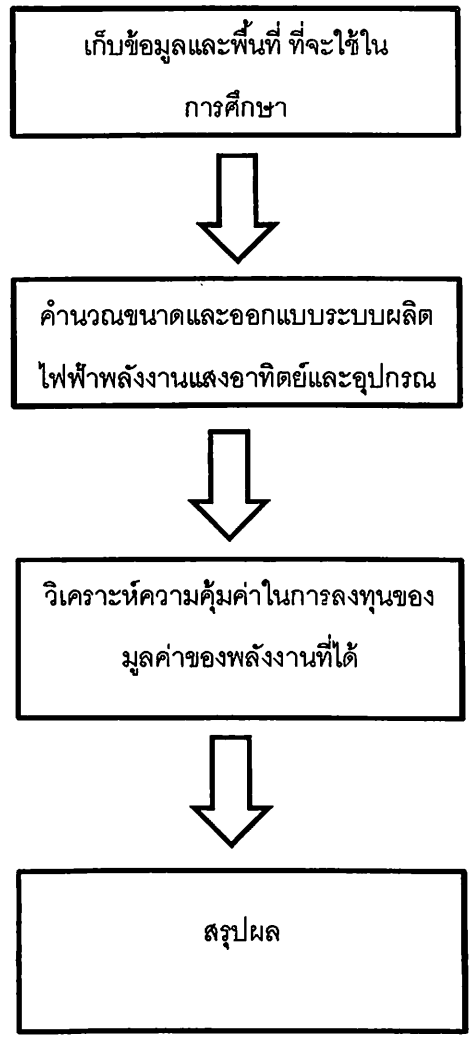
ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาทั้งหมดมีทั้งข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) ซึ่งได้จากการสัมภาษณ์จากผู้ที่ทำ โครงการทางด้านพลังงานแสงอาทิตย์อาคารสำนักงานเชิงพาณิชย์ โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล เพื่อศึกษาถึงปัญหาและอุปสรรคในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในองค์กร รวมถึงนโยบายทางภาครัฐบาลข้อกำหนดต่าง ๆ ศึกษาถึงรูปแบบการใช้ประโยชน์จากการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งแบ่งเป็น 2 ประเภทคือ

1. การออกแบบและติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา อาคารสำนักงานเชิงพาณิชย์ โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล

2. ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์และแปลงเป็นกระแสไฟฟ้าโดยตรงโดยต้นทุนคิดจาก เซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ ค่าแรงการติดตั้ง ค่าดำเนินการ

ข้อมูลแบบทุติยภูมิ (Secondary Data) โดยเป็นข้อมูลที่ได้มาจากการค้นคว้าจากรายงานบทความสถิติงานวิจัยและเอกสารทางด้านวิชาการต่าง ๆ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น กระทรวงพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิต เป็นต้น จากนั้นนำข้อมูลเชิงตัวเลขมาผ่านการคำนวณก่อน

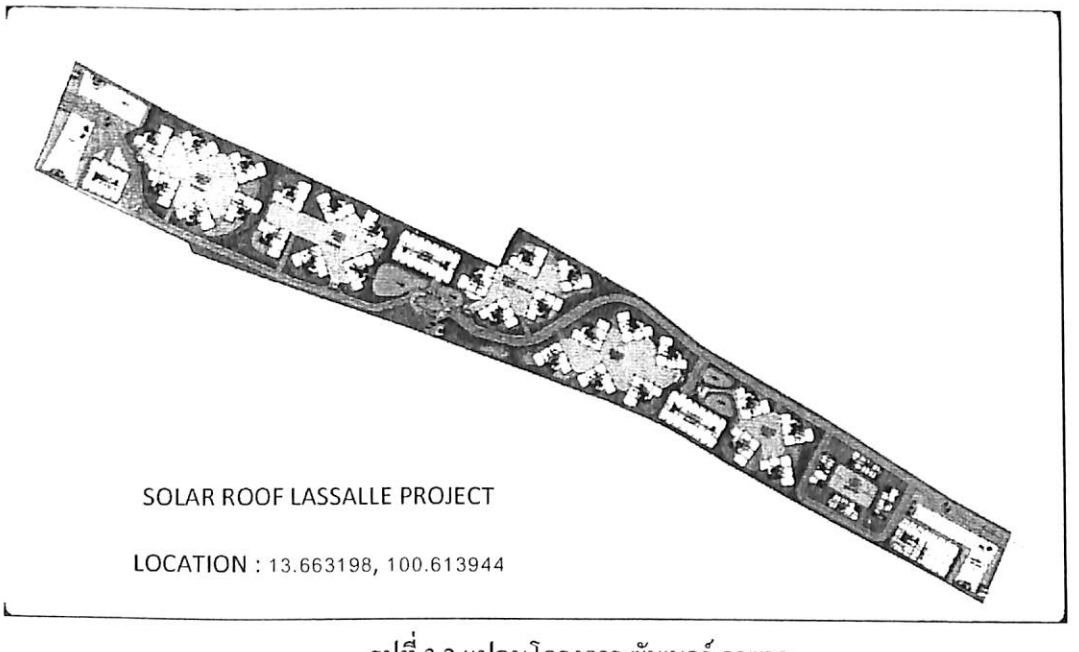
กรอบแนวคิดการวิจัย



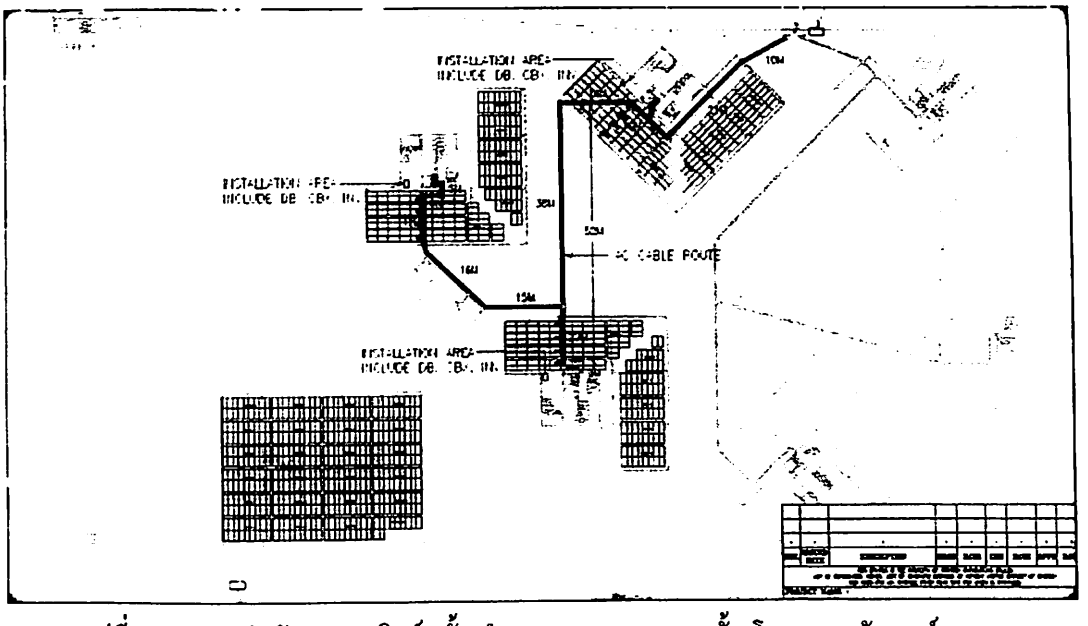
รูปที่ 3.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการดำเนินงาน

3.3.การเก็บรวบรวมข้อมูล

โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล ตั้งอยู่ในย่านสุขุมวิท-บางนา ซอยลาซาล 21 มีเนื้อที่ 61ไร่ มีทั้งหมด 5 เฟส ซึ่งมีลักษณะตามภาพที่ 3.2 โดยแต่ละเฟสประกอบไปด้วยอาคารสำนักงานพาณิชย์ 3ชั้น จำนวน 3 อาคาร และ 7 ชั้น เป็นอาคาร Parking เป็นส่วนใหญ่ โดยปัจจุบันอาคารทั้งหมดอยู่ในระหว่างแผนการดำเนินการก่อสร้าง มีเพียง 4 อาคารที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างและกำลังดำเนินการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งมีลักษณะตามภาพที่ 3.3 ดังนั้น บริษัท ภิรัชบุรีจึงต้องการให้มีการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ในทุกๆอาคารในโครงการ เพื่อเป็นการสร้างภาพลักษณ์ที่ดีและยังเป็นต้นแบบในการใช้พลังงานทดแทนให้กับอาคารอื่นๆในเครือภิรัชบุรี เองอีกด้วย



รูปที่ 3.2 แปลนโครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล



รูปที่ 3.3 อาคารสำนักงานพาณิชย์ 3ชั้น จำนวน 3อาคาร และ 7ชั้น โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล

ผู้ศึกษาใช้ข้อมูลรายละเอียดของพื้นที่จะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop PV System) จำนวน 4 อาคาร A1 A2 A6 และ P1

1. ขนาดพื้นที่อาคาร A1 A2 A6 และ P1 พื้นที่รวมบนดาดฟ้าทุกอาคารทั้งหมด 2,513 ตารางเมตร เป็นดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 พื้นที่อาคาร A1 A2 A3 และ P1 พื้นที่รวมบนดาดฟ้าทุกอาคาร

อาคาร	พื้นที่หลังคาทั้งหมด(ตร.ม.)
A1	483
A2	483
A6	483
P1	1064
Total 2,513	

2.ขนาดพื้นที่ติดตั้งแผ่น PV

ตารางที่ 7 พื้นที่อาคาร A1 A2 A6 และ P1 พื้นที่ติดตั้งแผ่น PV

อาคาร	พื้นที่ติดตั้งแผ่นทั้งหมด (ตร.ม.)
A1	340.4
A2	340.4
A6	340.4
P1	876.7
Total	1,897.9

3.4 เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

3.4.1. เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัยคือการออกแบบและติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เบื้องต้นที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับอาคารสำนักงานเชิงพาณิชย์ กรณีศึกษา โครงการ ซัมเมอร์ ลาซาล

1. การประเมินพื้นที่ในการติดตั้งและศักยภาพในการใช้แสงอาทิตย์

1.1 ตำแหน่งการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์

1.2 การอับแสงอาทิตย์

1.3 ทิศทางในการตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์

1.4 พื้นที่สำหรับติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์

2. ปัจจัยที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโซล่าเซลล์

2.1 อุณหภูมิ ค่า STC (f temp = 0.89)

2.2 ฝุ่นและความสกปรกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ค่า STC (f dirt = 0.93)

2.3 การต่อของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่สม่ำเสมอและการสูญเสียในสายไฟ ค่า STC (f mis = 0.95)

2.4 การเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าจาก DC เป็น AC ค่าSTC (f inv = 0.90)

ตัวอย่าง การคำนวณการประเมินความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าได้จริงของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ภายในโครงการ Summer Lasalle ซึ่งมีค่า Power output = 390 W Solar Module ดังนี้

การผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ = $Power\ output\ Solar\ module \times f_{temp} \times f_{dirt} \times f_{mis} \times f_{inv}$ (3.1)

= 390x0.89x0.93x0.95x0.90

= 275.99 Watt

3. การคำนวณปริมาณพลังงานที่ใช้และคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์

พื้นที่หลังคาอาคาร A1 A2 และ A6 มีพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ 340.4 ตารางเมตร ต้องการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งมีข้อมูลการผลิตดังนี้ มีค่า STC เท่ากับ 390 วัตต์ต่อแผงพลังงานแสงอาทิตย์ โดยพื้นที่ของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ 1 แผงอยู่ที่ 2.062 ตารางเมตร แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงสูงสุดที่ 12 V

พื้นที่บนหลังคานี้สามารถผลิตกำลังฟ้าได้สูงสุด = (พื้นที่ที่จะติดตั้ง x กำลังไฟฟ้า STC)/ พื้นที่ต่อหนึ่งแผง PVs (3.1)

= (340.4 x 390)/2.062

= 64.38 kWatt

ตารางที่ 8 ปริมาณกำลังฟ้ากำลังการผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด ของอาคาร A1,A2,A3,P1

อาคาร	พื้นที่ติดตั้งแผ่นทั้งหมด (ตร.ม.)	กำลังฟ้าได้สูงสุดที่ผลิตได้ kWp
A1	340.4	64.38
A2	340.4	64.38
A6	340.4	64.38
P1	876.7	165.81
Total	1,897.9	

จำนวนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ = ขนาดพื้นที่ที่ติดตั้งแผ่น PV/พื้นที่ต่อหนึ่งแผง PVs (3.2)

= 340.4/2.062

= 165 แผง

ตารางที่ 9 จำนวนแผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ ของอาคาร A1,A2,A3,P1

อาคาร	พื้นที่ติดตั้งแผ่นทั้งหมด (ตร.ม.)	กำลังฟ้าได้สูงสุดที่ผลิตได้ kWp	จำนวนแผ่น PV
A1	340.4	64.38	165
A2	340.4	64.38	165
A6	340.4	64.38	165
P1	876.7	165.81	425
Total	1,897.9		

กำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริง $= Power\ output\ Solar\ module \times f_{temp} \times f_{dirt} \times f_{mis} \times f_{inv}$ (3.3)

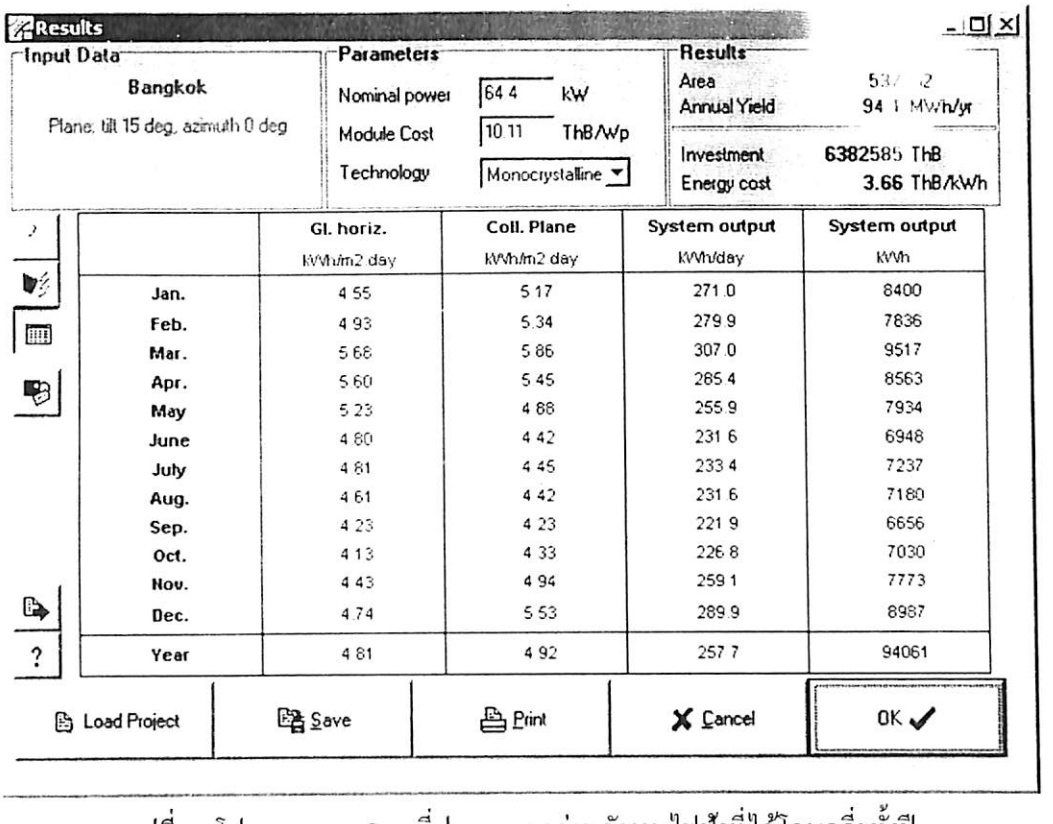
= 64.38x0.89x0.93x0.95x0.90

= 45.56 kWatt

ตารางที่ 10 กำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริงของอาคาร A1,A2,A3,P1

อาคาร	พื้นที่ติดตั้งแผ่นทั้งหมด (ตร.ม.)	กำลังฟ้าได้สูงสุดที่ผลิตได้ kWp	กำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริง kWp
A1	340.4	64.38	45.56
A2	340.4	64.38	45.56
A6	340.4	64.38	45.56
P1	876.7	165.81	117.34
Total	1,897.9		

ระบบPVs สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ โดยชั่วโมงการผลิตไฟฟ้าของระบบPVs คิดเป็น 4.92 ชั่วโมง/วัน จากโปรแกรม PV V5.5 ประมวลผลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้โดยเฉลี่ยทั้งปีดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4โปรแกรม PV Syst ที่ประมวลผลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้โดยเฉลี่ยทั้งปี

ชั่วโมงการผลิตไฟฟ้าของระบบPVs คิดเป็น 4.92 ชั่วโมง/วัน

ระบบPVs สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ = กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้จริง(kW)xชั่วโมงของการผลิตไฟฟ้า **(3.4)**

= 45.56 x 4.92 hr/day

= 224.15 kWh หน่วย/วัน

ตารางที่ 11 กำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริงใน 1 วัน ของอาคาร A1,A2,A3,P1

อาคาร	พื้นที่ติดตั้งแผ่นทั้งหมด (ตร.ม.)	กำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริง kWp	ระบบ PVs สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ kWh(หน่วย)/วัน
A1	340.4	45.56	224.15
A2	340.4	45.56	224.15
A6	340.4	45.56	224.15
P1	876.7	117.34	577.31
Total	1,897.9	254.02	1,249.76

อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ใช้ชนิดที่ต่อเข้ากับระบบได้โดยตรง คำนวณจากกำลังการใช้ไฟฟ้าในหนึ่งวัน หน่วยเป็นวัตต์ หารกับค่าสูงสุดแรงดันไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

= กำลังการผลิตไฟฟ้าในหนึ่งวันหน่วยเป็นวัตต์/ค่าสูงสุดแรงดันไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ (3.5)

= 64.38kW / 36 kW

= 1.788 เท่ากับ 2 เครื่อง

โดยมีการเปรียบเทียบการเลือกขนาดอินเวอร์เตอร์ (Inverter) เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าต่อการใช้งานและคุ้มค่าในลงทุน

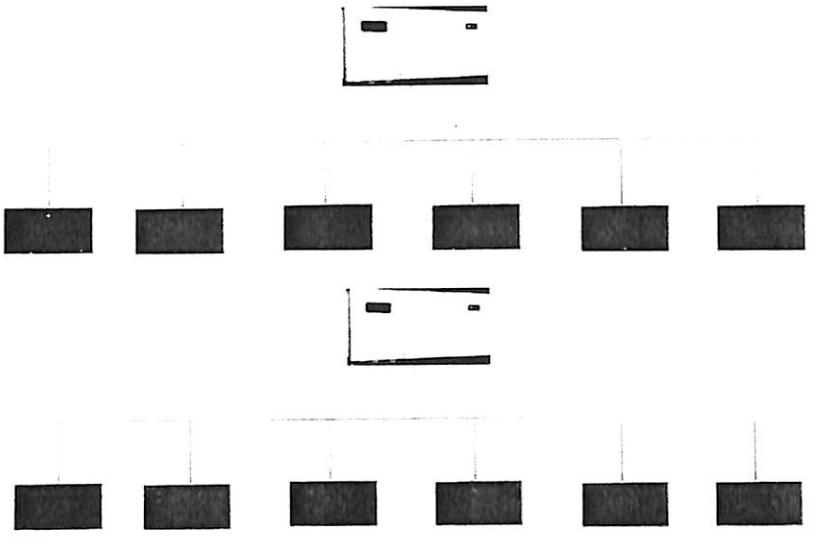
ตารางที่ 12 ตารางการเปรียบการเลือกขนาดอินเวอร์เตอร์ (Inverter) สำหรับอาคาร A1,A2,A6

อาคาร	กำลังฟ้าได้สูงสุดที่ผลิตได้ kWp	ตัวเลือก 1A	ตัวเลือก 2A	ตัวเลือก 3A
		Inverter 36kW	Inverter 25kW	Inverter 30kW
A1	64.38	2	3	2
A2	64.38	2	3	2
A3	64.38	2	3	2

ตารางที่ 13 ตารางการเปรียบการเลือกขนาดอินเวอร์เตอร์(Inverter) สำหรับอาคาร P1

อาคาร	กำลังฟ้าได้สูงสุดที่ผลิตได้ kWp	ตัวเลือก 1P	ตัวเลือก 2P
		Inverter 36kW	Inverter 33kW
P1	165.81	5	5

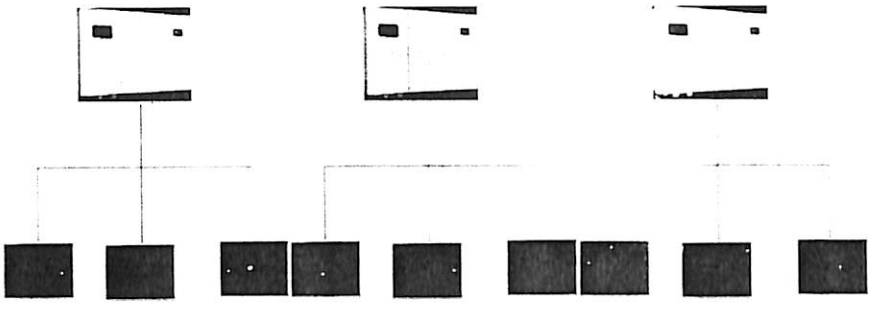
ตัวเลือก 1A สำหรับอาคาร A1 A2 และ A6



รูปที่ 3.5 การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ตัวเลือก 1A สำหรับอาคาร A1 A2 และ A6

ตัวเลือก 1A จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono Crytalline ขนาด 390Wp แบบยึดติดอยู่กับที่ ติดตั้งบนหลังคาอาคารทั้งสิ้นจำนวน 162 แผ่น/อาคาร ใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 36 kW จำนวน 2 ตัว ซึ่งอินเวอร์เตอร์ตัวที่ 1จะใช้ 6 สตริง โดยแต่ละสตริงจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 14 แผง มาต่ออนุกรมกัน และอินเวอร์เตอร์ตัวที่ 2 จะใช้ 6 สตริง โดยแต่ละสตริงจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 13 แผง มาต่ออนุกรมกัน

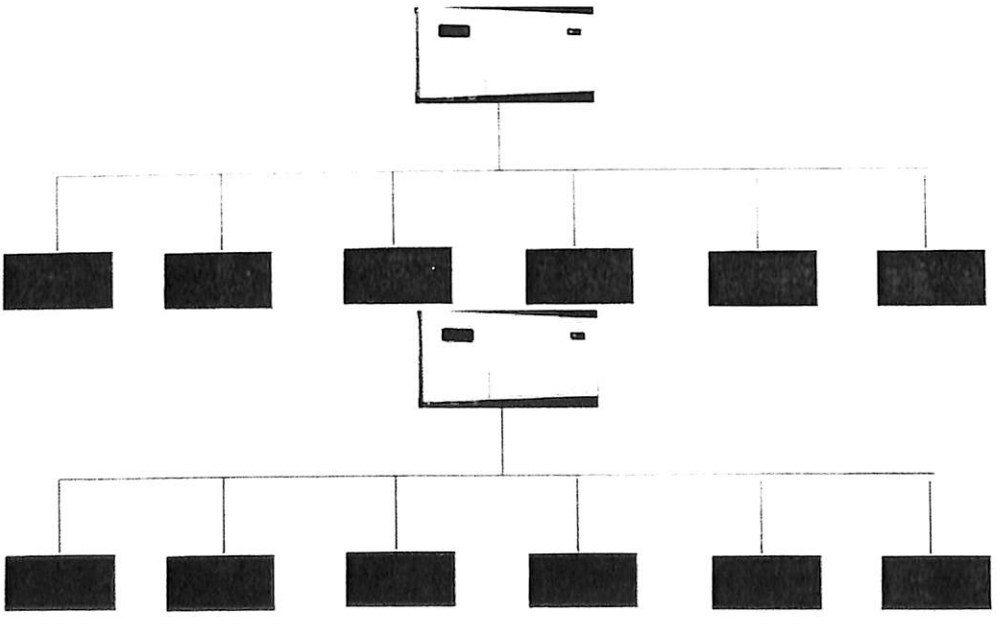
ตัวเลือก 2A สำหรับอาคาร A1 A2 และ A6



รูปที่ 3.6 การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ตัวเลือก 2A สำหรับอาคาร A1 A2 และ A6

ตัวเลือก 2A จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono Crytalline ขนาด 390Wp แบบยึดติดอยู่กับที่ ติดตั้งบนหลังคาอาคารทั้งสิ้นจำนวน 162 แผง/อาคาร ใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 25kW จำนวน 3ตัว ซึ่งแต่ละตัวจะใช้ 3 สตริง โดยแต่ละสตริงจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันเป็นจำนวน 18 แผง

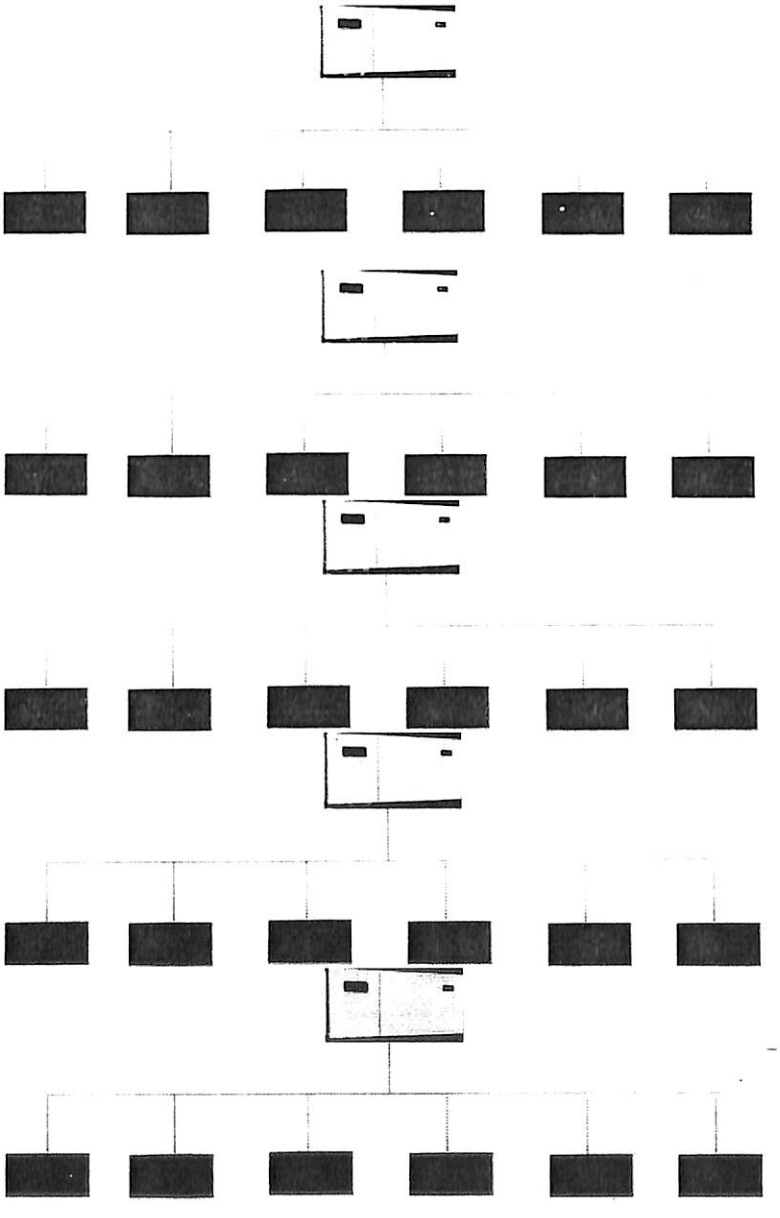
ตัวเลือก 3A สำหรับอาคาร A1 A2 และ A6



รูปที่ 3.7 การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ตัวเลือก 3A สำหรับอาคาร A1 A2 และ A6

ตัวเลือก 3A จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono Crytalline ขนาด 390Wp แบบยึดติดอยู่กับที่ ติดตั้งบนหลังคาอาคารทั้งสิ้นจำนวน 156 แผง/อาคาร ใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 33kW จำนวน 2 ตัว ซึ่งแต่ละตัวจะใช้ 6 สตริง โดยแต่ละสตริงจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันเป็นจำนวน 13 แผง

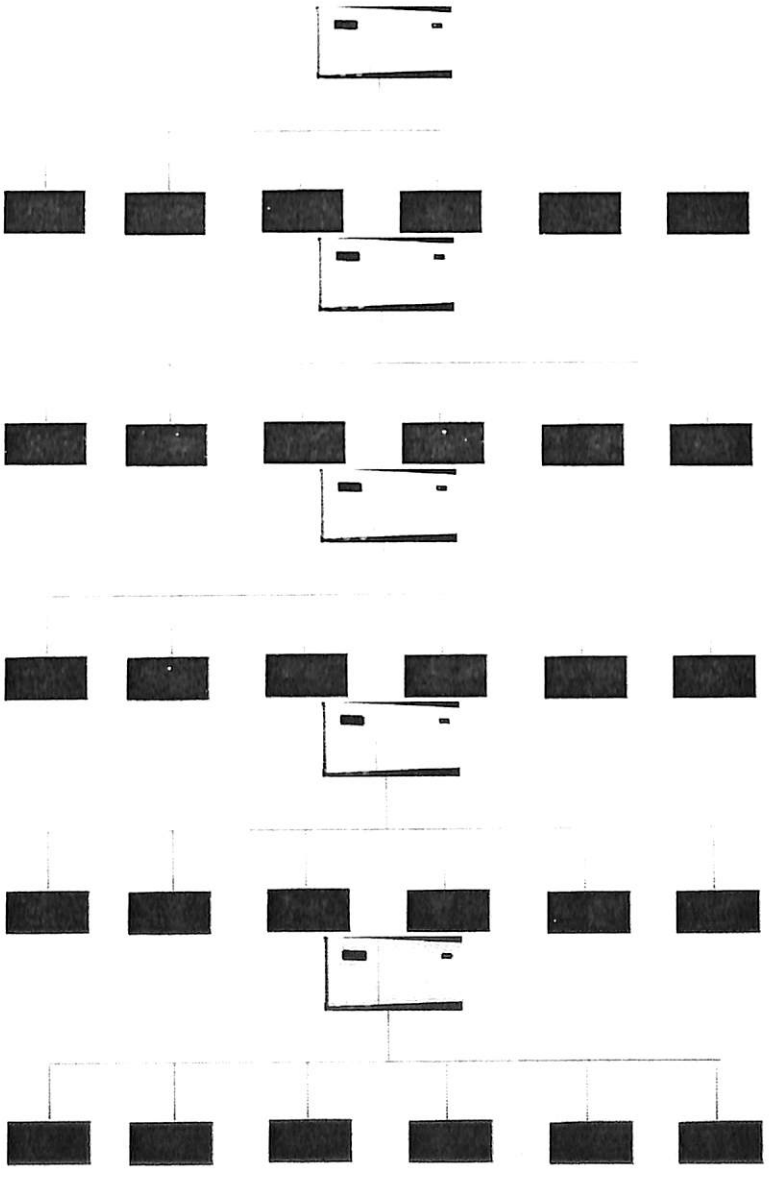
ตัวเลือก 1P สำหรับอาคาร P1



รูปที่ 3.8 การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ตัวเลือก 1P สำหรับอาคาร P1

ตัวเลือก 1P จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono Crytalline ขนาด 390 Wp แบบยึดติดอยู่กับที่ ติดตั้งบนหลังคาอาคารทั้งสิ้นจำนวน 420 แผง/อาคาร ใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 36 kW จำนวน 5 ตัว ซึ่งแต่ละตัวจะใช้ 6 สตริง โดยแต่ละสตริงจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่ออนุกรมกันเป็นจำนวน 14 แผง

ตัวเลือก 2P สำหรับอาคาร P1



รูปที่ 3.9 การติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ตัวเลือก 2P สำหรับอาคาร P1

ตัวเลือก 1P จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ Mono Crytalline ขนาด 390 Wp แบบยึดติดอยู่กับที่ ติดตั้งบนหลังคาอาคารทั้งสิ้นจำนวน420 แผง/อาคาร ใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 33kW จำนวน 5 ตัว ซึ่งแต่ละตัวจะใช้ 6 สตริง โดยแต่ละสตริงจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกนุกรมกันเป็นจำนวน 14 แผง

3.4.2. เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัยคือการคำนวณเพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการทางด้านการเงินโดยใช้ตัวชี้วัดดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value , NPV) คือมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของโครงการซึ่งคานวณได้จากการทาส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ซึ่งการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิคือหากค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ ≥ 0 แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่าย แต่ในทางตรงกันข้าม หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าจะลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย ดังสมการต่อไปนี้

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ = มูลค่าปัจจุบันของผลได้-มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (3.6)

2. อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิหรือผลตอบแทนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่ายสุทธิหรือต้นทุน

IRR > อัตราดอกเบี้ยเงินทุน แสดงว่าการลงทุนของโครงการมีความคุ้มค่า

IRR = อัตราดอกเบี้ยเงินทุน แสดงว่าการลงทุนของโครงการยังพอเป็นไปได้

IRR < อัตราดอกเบี้ยเงินทุน แสดงว่าการลงทุนของโครงการไม่ความคุ้มค่า

3. ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period) คือ ระยะเวลาที่รายได้หลังหักค่าใช้จ่ายในการดาเนินการสามารถนาไปชาระเงินที่ใช้ลงทุนในการพัฒนาโครงการได้ครบถ้วน โดยส่วยใหญ่ใช้นับเป็นจำนวนปี โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนยาวโดยทฤษฎีระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นายกว่าอายุการใช้งานของโครงการ แต่ภาคปฏิบัติระยะเวลาคืนทุนของโครงการขนาดใหญ่จะยอมรับกันที่ 7 – 10 ปี

ระยะเวลาคืนทุน = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน/ ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี (3.7)

4.ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย (Cost of Energy) คือ การพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินและการลงทุนที่สาคัญอีกตัวชี้วัดหนึ่ง คือการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งวิเคราะห์จากต้นทุนการผลิตตลอดอายุโครงการ สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าแล้วคำนวณหาค่าใช้จ่ายต่อปีที่เท่ากัน (Equivalent annual costs, EAC) ซึ่งได้คำนึงถึงการปรับค่าของเวลา และการเลือกค่าเสียโอกาสของทุนที่เหมาะสมเข้าไว้ด้วยแล้ว

ต้นทุนพลังงานต่อหน่วย = ต้นทุนในการติดตั้ง/ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (3.8)