การศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กรณีศึกษา จังหวัดตรัง

A Feasibility Study of Establishing a Solar Photovoltaic Project : A Case Study of Trang Province

กิตติพงศ์ เพทาย

Kittipong Petai

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาการจัดการอุตสาหกรรม
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

A Minor Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Engineering in Industrial Management
Prince of Songkla University
2562

ชื่อสารนิพนธ์ การศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กรณีศึกษา จังหวัดตรัง

ผู้เขียน นายกิตติพงศ์ เพทาย

สาขาวิชา การจัดการอุตสาหกรรม

อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลัก

.....

(รองศาสตราจารย์ ดร.เสกสรร สุธรรมานนท์)

คณะกรรมการสอบ

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ สมชาย ชูโฉม)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.รัญชนา สินธวาลัย)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.เสกสรร สุธรรมานนท์)

.....

(รองศาสตราจารย์ สมชาย ชูโฉม)

ประธานคณะกรรมการบริหารหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาการจัดการอุตสาหกรรม

ชื่อสารนิพนธ์ การศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กรณีศึกษา จังหวัดตรัง

ผู้เขียน นายกิตติพงศ์ เพทาย

สาขาวิชา การจัดการอุตสาหกรรม

ปีการศึกษา 2562

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ในพื้นที่จังหวัดตรัง เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ประกอบการ และเป็นกรณีศึกษาสำหรับผู้ที่สนใจในการลงทุนในลักษณะใกล้เคียงกัน โดยการศึกษาความเป็นไปได้ทั้ง 4 ด้าน ได้แก่ ด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านกฎหมายและข้อกำหนด และด้านเศรษฐศาสตร์ ผลการศึกษาพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ออกแบบนั้น สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 7,008,000 หน่วย ในปีแรกโดยประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบจะลดลงปีละ 0.7% หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดจะจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอัตรา 5.66 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 25 ปี ในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคนั้นเลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าจากประเทศจีนโดยใช้เงินลงทุนประมาณ 264 ล้านบาท ผลการตรวจสอบด้านกฎหมายและข้อกำหนดพบว่าสามารถดำเนินการได้โดยไม่ติดขัดกับข้อกฎหมายและข้อกำหนดใด ๆ จึงสามารถดำเนินการได้ ผลการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์นั้น จากการกำหนดอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ 10% พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับ 34,619,537 บาท อัตราผลตอบแทนของโครงการเท่ากับ 11.79% และระยะเวลาคืนทุนของโครงการอยู่ที่ 7 ปี 7 เดือน ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่ามีความเป็นไปได้ที่จะดำเนินการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ในพื้นที่ ตำบลตะเสะ อำเภอหาดสำราญ จังหวัดตรัง

คำหลัก การศึกษาความเป็นไปได้ พลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

Minor Thesis Title	A Feasibility Study of Establishing a Solar Photovoltaic Project : A Case Study of Trang Province.
Author	Mr. Kittipong Petai
Major Program	Industrial Management
Academic Year	2019

ABSTRACT

The objective of this research was to evaluate a feasibility of establishing a Solar Photovoltaic power plant using sunlight to generate electricity. The result is used as a guideline for entrepreneur and government sector to make investment decisions and will be an example for other studies. Four major aspects were analyzed : marketing, technical, legal & requirement, and economics. The results indicate that the production of electricity is 7,008,000 units per year and will be decreased by an average of 0.7% per year. All the electric will be sold to Provincial Electricity Authority (PEA) for 25 years. The solar photovoltaic cell ,solar inverter and other equipment are the technology from China. The investment cost is approximately 264 million baht with owner capital. With respect to the legal and requirements, the photovoltaic power plant is not illegal. Regarding economics analysis, the result indicates that with minimum attractive rate of return at 10, Net Present Value is 34,619,537 baht, Internal Rate of Return is 11.79% and Pay-Back Period is 7 years 7 months. It could be concluded that it is rational to invest in the Solar Photovoltaic power plant for the project.

Keywords: Feasibility Study, A Solar Photovoltaic Power Plant

กิตติกรรมประกาศ

สารนิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ด้วยความช่วยเหลือของหลายท่านด้วยกัน ซึ่งผู้ศึกษาต้องขอบพระคุณเป็นอย่างสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่ง รองศาสตราจารย์ ดร.เสกสรร สุธรรมานนท์ ที่กรุณาให้โอกาสผู้ศึกษาในการทำสารนิพนธ์ฉบับนี้ และยังได้กรุณาเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์และได้ให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์ในการทำสารนิพนธ์ฉบับนี้ รวมทั้ง รองศาสตราจารย์สมชาย ชูโฉม และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.รัญชนา สินธวาลัย ที่กรุณาเป็นกรรมการ และให้คำแนะนำปรึกษาที่เป็นประโยชน์อย่างมากในการพัฒนาสารนิพนธ์ รวมทั้งให้แนวทางในการแก้ไข และปรับปรุงสารนิพนธ์ จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์

ผู้ศึกษาขอขอบพระคุณคุณพ่อมนูญ คุณแม่สมหวัง เพทาย ผู้ให้กำเนิดที่ให้การเลี้ยงดูเป็นอย่างดี ขอบคุณภรรยาที่น่ารักที่คอยสนับสนุน และเป็นกำลังใจให้ตลอดเวลา จนสามารถผ่านพ้นอุปสรรคต่าง ๆ คุณไตรวินิจ ตู้จินดา ที่ให้คำแนะนำอย่างไม่เหน็ดเหนื่อยเมื่อยล้า คอยช่วยเหลือให้คำปรึกษาและข้อมูลต่าง ๆ ในการทำสารนิพนธ์ฉบับนี้และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่โครงการทุกท่านพี่เอ พี่เงาะ รวมทั้งเพื่อนๆ พี่ๆ และน้องๆ ทุกคนที่ไม่ได้เอ่ยนามมา ณ ที่นี้ ที่คอยเป็นกำลังใจและช่วยเหลือจนสารนิพนธ์นี้สำเร็จได้ด้วยดี

ท้ายสุดนี้ ผู้ศึกษาหวังเป็นอย่างยิ่งว่า สารนิพนธ์นี้จะเป็นประโยชน์แก่ผู้ที่สนใจ ตลอดจนหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จะสามารถนำไปศึกษาและประยุกต์ใช้ได้ หากมีข้อบกพร่องประการใดในสารนิพนธ์ฉบับนี้ ผู้ศึกษาขอน้อมรับแต่เพียงผู้เดียว

นายกิตติพงศ์ เพทาย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	(3)
ABSTRACT	(4)
กิตติกรรมประกาศ	(5)
สารบัญ	(6)
รายการตาราง	(8)
รายการรูป	(10)
สัญลักษณ์คำย่อและตัวย่อ	(13)
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	13
1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	13
1.4 ขอบเขตการวิจัย	13
บทที่ 2 ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	16
2.1 พลังงานแสงอาทิตย์	16
2.2 การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์	30
2.3 นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff	55
2.4 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ	58
2.5 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	63
บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย	68
3.1 รูปแบบการวิจัย	68
3.2 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการตลาด	69
3.3 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค	69
3.4 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านกฎหมายและข้อกำหนด	70
3.5 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์	70
3.6 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว	71
บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปรายผล	72
4.1 ด้านการตลาด	72
4.2 ด้านเทคนิค	74
4.3 ด้านกฎหมายและข้อกำหนด	99

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.4 ด้านเศรษฐศาสตร์	101
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ	121
5.1 สรุปผลการวิจัย	121
5.2 ข้อเสนอแนะ	122
บรรณานุกรม	124
ภาคผนวก ก กฎหมายที่เกี่ยวข้อง	128
ภาคผนวก ข พื้นที่ดำเนินการศึกษา	132
ภาคผนวก ค แบบงานด้านวิศวกรรม	134
ภาคผนวก ง ข้อมูลกระเงินสดของโครงการ	160
ประวัติผู้วิจัย	211

รายการตาราง

ตารางที่		หน้า
1.1	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยตามสาขาต่าง ๆ ปี พ.ศ.2543 เทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์	2
1.2	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (หน่วย : ล้านตัน)	4
1.3	ผลการดำเนินการด้านพลังงานทดแทนของพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบัน	6
1.4	ความเข้มแสงและศักยภาพเชิงพลังงานแสงอาทิตย์จำแนกรายจังหวัดของภาคใต้ปี 2556	9
2.1	ผลการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากแผนที่ฯ กับค่าที่ได้จากสถานีวัด	17
2.2	เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในระดับต่าง ๆ	19
2.3	การเปรียบเทียบคุณลักษณะของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบชนิดต่าง ๆ	44
2.4	การเปรียบเทียบ ข้อดี-ข้อเสีย ของอินเวอร์เตอร์	54
4.1	ข้อมูลจำนวนวันฝนตก (วัน) และปริมาณน้ำฝนรวมของจังหวัดตรังในรอบปี (มิลลิเมตร) ระหว่างปี พ.ศ.2552-2561	73
4.2	การประเมินทำเลที่ตั้งของโครงการโดยวิธีการจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating)	95
4.3	รายละเอียดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Tracking Systems) ขนาด 5 เมกะวัตต์	85
4.4	คุณลักษณะของแรงงานที่เหมาะสมกับตำแหน่งงาน	97
4.5	กฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง	100
4.6	เงินลงทุนโครงการ	104
4.7	จำนวนพนักงานที่ใช้ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จังหวัดตรังและอัตราค่าแรง	105
4.8	ค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง	106
4.9	รายได้จากการขายไฟฟ้ารวมและรายปีตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอัตราคงที่ (FIT) หน่วยละ 5.66 บาท	107
4.10	รายละเอียดต้นทุนแปรผันของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง	110
4.11	รายละเอียดต้นทุนคงที่ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง	111
4.12	การประมาณการกำไรขาดทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	114

รายการตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.13 กระแสเงินสดสุทธิสะสมของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง	117
4.14 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	120

รายการรูป

รูปที่		หน้า
1.1	อันดับประเทศที่มีการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุด 40 อันดับแรกของโลก ในปี 2013	1
1.2	อัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแต่ละประเทศ ในปี 2019	2
1.3	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบ่งตามภาคในปี พ.ศ.2543 (หน่วย : Tg หรือ ล้านตัน)	3
1.4	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ปี 2011	3
1.5	แสดงการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของในภาคพลังงานของประทศไทย ปี 2011	4
1.6	สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ	5
1.7	แนวโน้มของต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ปี 2010-2017 ของโลก	8
1.8	ต้นทุนเฉลี่ยจากการพยากรณ์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีต่าง ๆ	8
1.9	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้และจังหวัดตรังในปี 2561	10
1.10	การคาดการณ์การเจริญเติบโตของการใช้ฟ้าของจังหวัดตรังในปี 2561	10
1.11	สถานการณ์ของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ในปัจจุบัน	11
1.12	สภาพปัญหาระบบไฟฟ้าในปี 2561 ในพื้นที่ภาคใต้	12
2.1	แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยของประเทศไทยในปี 2555	17
2.2	การเปรียบเทียบความเข้มรังสีแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยของประเทศไทยกับประเทศอื่น ๆ	19
2.3	แผนที่ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ของเดือนต่าง ๆ	21
2.4	การแจกแจงของรังสีตรงตามพื้นที่	21
2.5	การแปรค่าความเข้มแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยรายเดือนโดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ	22
2.6	เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ที่ระดับต่าง ๆ	23
2.7	การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	24
2.8	การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นที่ 1	25
2.9	การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นที่ 2	25
2.10	การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นที่ 3	26
2.11	แผนผังการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand alone system)	26
2.12	แผนผังการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)	27
2.13	แผนผังการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)	28
2.14	ตัวอย่างรูป Solar Cell	31
2.15	โครงสร้าง Solar Cell	31

รายการรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
2.16	การแยกประเภทการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์	32
2.17	กระบวนการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์	33
2.18	การแยกกระบวนการผลิตของการผลิตแผงโซลาร์เซลล์	33
2.19	แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่าง ๆ	35
2.20	ผลกระทบของอุณหภูมิที่มีต่อประสิทธิภาพของแผง Mono Crystalline	36
2.21	เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Super Amorphous	36
2.22	การนำเซลล์หลาย ๆ ตัวมาต่อรวมกันในแผงโซล่าเซลล์	38
2.23	ส่วนประกอบต่าง ๆ ของแผงโซล่าเซลล์	38
2.24	การต่อแผงโซล่าเซลล์แบบอนุกรม	39
2.25	การต่อแผงโซล่าเซลล์แบบขนาน	39
2.26	คุณลักษณะทางไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V	41
2.27	คุณลักษณะทางกลของแผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V	41
2.28	ขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V	42
2.29	ทิศทางและการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์	44
2.30	เข็มทิศที่แสดงถึงองศาต่าง ๆ ของมุมอะซิมุท	45
2.31	พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกอยู่บนผิวโลก	45
2.32	ประสิทธิภาพความเข้มแสงอาทิตย์ที่ได้รับเฉลี่ยรายวันต่อพื้นที่หนึ่งตารางเมตร kwh/m^2/year โดยเป็นข้อมูลของจังหวัด กรุงเทพฯ และใช้มุมเอียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 15 องศา	46
2.33	การวางมุมเอียงของแผงโซลาร์เซลล์	46
2.34	ผลกระทบของมุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามเดือนในแต่ละปี	47
2.35	วงโคจรดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก	48
2.36	ตัวแปรเพื่อใช้ในการคำนวณเงา	51
2.37	เครื่องอินเวอร์เตอร์ชนิดต่าง ๆ	55
2.38	อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT	57
2.39	ตัวอย่างการคิดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT	57
2.40	อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ในปัจจุบัน	58
3.1	ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย	68

รายการรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
4.1	ที่ตั้งของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	77
4.2	บริเวณที่ตั้งของโครงการซึ่งเป็นพื้นที่ปลูกยางพารา	77
4.3	กระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าในโครงการ	79
4.4	แผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Jinko Solar รุ่น JKM320PP-72-A	79
4.5	คุณลักษณะของแผงโซลาร์เซลล์ Jinko Solar รุ่น JKM320PP-72-A	80
4.6	ชุด Combiner Box เพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์	80
4.7	โครงสร้างรองรับแผงโซลารเซลล์และชุดขับเคลื่อนแบบ 1 แกน	80
4.8	อินเวอร์เตอร์ชนิด String Inverter ยี่ห้อ HUAWEI รุ่น Sun 2000 -60KTL	81
4.9	คุณลักษณะของString Inverter ยี่ห้อ HUAWEI รุ่น Sun 2000 -60KTL และใบรับรองจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	81
4.10	หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดระบายความร้อนด้วยน้ำมัน 30KVA 2250 kVA	82
4.11	สถานีควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (Transformer Substation)	82
4.12	ตัวควบคุมโรงไฟฟ้า (Power Plant Controller) และส่วนประกอบภายในตู้ควบคุม	83
4.13	ระบบสายส่งขนาด 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	83
4.14	ระบบควบคุมศูนย์กลางและระบบมอนิเตอริ่งของโซลาร์เซลล์	84
4.15	แผนผังโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์	87
4.16	แบบขยายของแผนผังโครงการ	88
4.17	แบบขยายของห้องควบคุมหลัก	89
4.18	แบบด้านข้างอาคารควบคุมและหลังคาห้องควบคุมหลัก	90
4.19	แบบของอาคารควบคุมไฟฟ้าและองค์ประกอบต่าง ๆ	91
4.20	แบบแปลนแสดงสถานีแปลงไฟฟ้าที่ 1	92
4.21	แบบแปลนแสดงสถานีแปลงไฟฟ้าที่ 2	93
4.22	ระบบน้ำใช้ในโครงการ	94
4.23	วงจรระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	95
4.24	วงจรไฟฟ้าแรงดันต่ำจากแผงโซลาร์เซลล์เข้าสู่หม้อแปลงไฟฟ้า 1	96
4.25	วงจรไฟฟ้าแรงดันต่ำจากแผงโซลาร์เซลล์เข้าสู่หม้อแปลงไฟฟ้า 2	96
4.26	กรอบแนวคิดในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง	102

สัญลักษณ์คำย่อ และตัวย่อ

NPV :	Net Present Value
IRR :	Internet Rate of Return
PB :	Pay-back Period
SPP :	Small Power Producer
VSPP :	Very Small Power Producer
COD :	Commercial Operation Date
Ft :	Float time

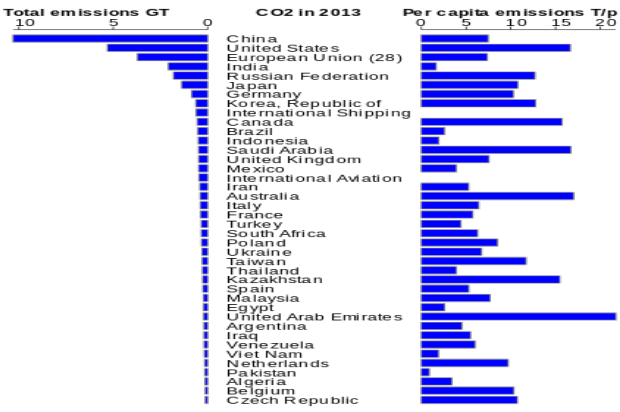
บทที่ 1

บทนำ

การศึกษาถึงความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง ในส่วนนี้จะเป็นการระบุถึงที่มาของปัญหา การค้นคว้าเอกสารการที่เกี่ยวข้อง ซึ่งผู้วิจัยได้รวบรวมไว้ในบทนี้

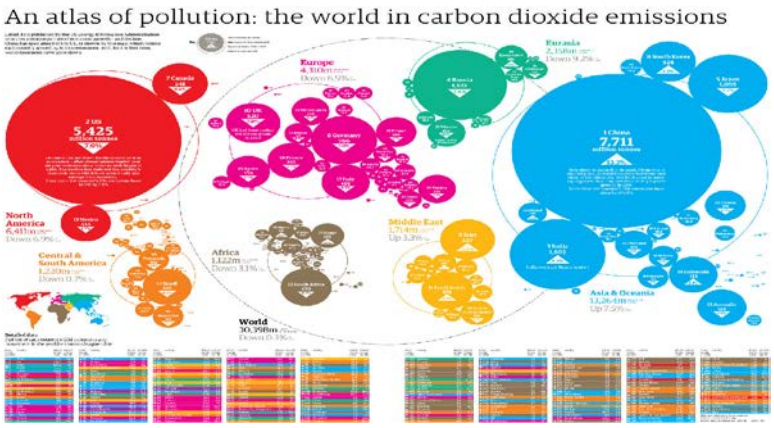
1.1. ความสำคัญและที่มาของปัญหา

ปัจจุบันนี้ โลกกำลังเผชิญกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) อันเกิดจากสภาวะโลกร้อน (Global Warming) ซึ่งนับวันจะยิ่งทวีความรุนแรงและขยายผลกระทบเป็นวงกว้างต่อคุณภาพชีวิตของประชากรและเศรษฐกิจของโลกโดยรวม ดังนั้น จึงทำให้เกิดกระแสตื่นตัวและความตระหนักของทุกภาคส่วน ในการมีส่วนร่วมในการลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างจริงจังต่อเนื่อง นานาชาติตระหนักถึงความสำคัญ โดยได้จัดตั้งรัฐภาคีว่าด้วยอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC) ในปี ค.ศ 2013 สำหรับประเทศไทยนั้น จัดว่ามีสัดส่วนในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 1 ของโลกเมื่อเทียบกับประเทศอุตสาหกรรมต่าง ๆ ปัจจุบันอุณภูมิของโลกได้เพิ่มสูงขึ้น จากปี พ.ศ.2225 ประมาณ 0.85 องศาเซลเซียส และมีปริมาณความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจก ในชั้นบรรยากาศโลกประมาณอยู่ที่ประมาณ 401 PPM [1] ซึ่งจากการศึกษาพบว่าหากสถานการณ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโลกยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง อุณหภูมิของโลกจะเพิ่มสูงขึ้นจนไม่สามารถหยุดยั้งการเปลี่ยนแปลงได้ และจะเกิดผลกระทบต่อการดำรงอยู่ของมนุษยชาติ ทำให้ทุกประเทศต้องร่วมกันในการควบคุมปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศตัวเอง โดยในปัจจุบัน ประเทศที่มีอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในโลกแสดงได้ตามรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 อันดับประเทศที่มีการปล่อย ก๊าซ CO_2 สูงสุด 40 อันดับแรกของโลก ในปี 2013

ที่มา : http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2ts_pc1990-2013 [2]



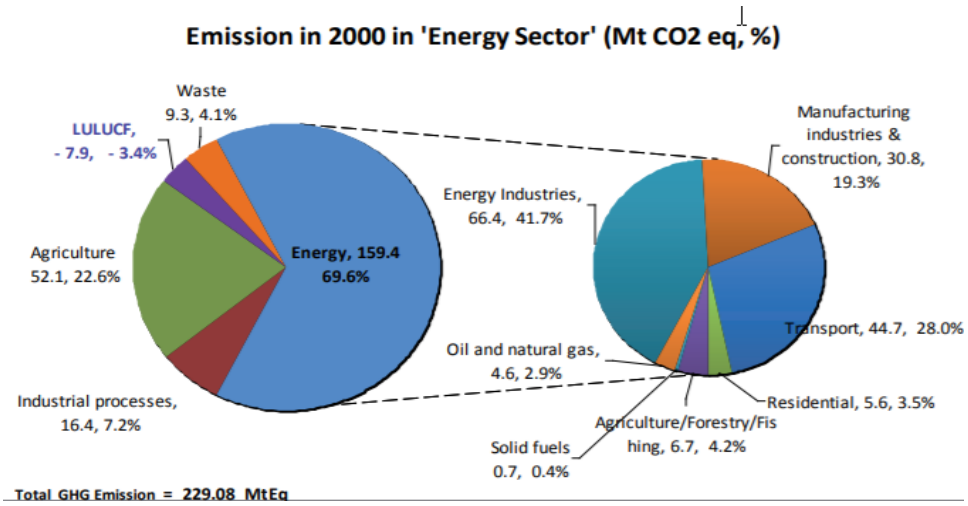
รูปที่ 1.2 อัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแต่ละประเทศ ในปี 2009

ที่มา : https://www.theguardian.com/news/datablog/2011/jan/31/world-carbon-dioxide-emissions-country-data-co2 [3]

จากข้อมูล ในปี 2013 และ 2009 จะพบว่าประเทศไทย ถูกจัดอยู่ในอันดับที่ 20 และ 23 ของโลก โดยมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประมาณ 0.9% – 1% จากปริมาณก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโลกในปี 2013 แต่ก็มีแนวโน้มการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้นมาก ตามทิศทางการพัฒนาประเทศที่มุ่งเน้นการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ และจากรายงานการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ค.ศ.2000-2010 ขององค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) พบว่า ภาคพลังงาน (Energy Sector) มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุดถึง 159.39 $TgCO_2eq$ คิดเป็นร้อยละ 69.57 ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศไทย ดังตารางที่ 1.1 ดังนั้น จึงควรให้ความสำคัญกับการจัดการในภาคพลังงานซึ่งเป็นตัวหลัก ในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เป็นอันดับแรก

ตารางที่ 1.1 ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยตามสาขาต่าง ๆ ปี พ.ศ.2543 เทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์

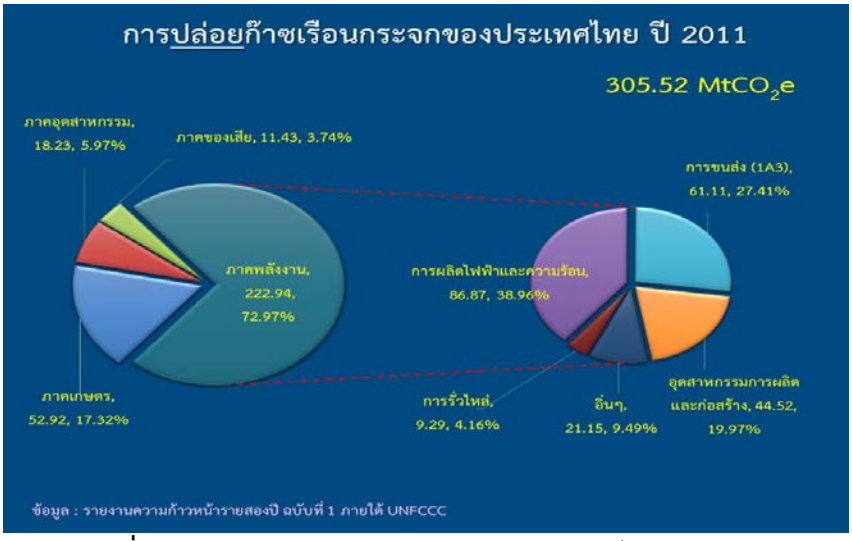
	CO_2 Emission	CO_2 Removal	CH_4	N_2O	Total	Percent of total
Total	210,231.2	-52,374.0	58,831.5	12400	229,088.7	100.00
Energy	149,914.6	0.0	8,691.9	775	159,381.5	69.57
Industrial Process	16,059.3	0.0	134.4	186	16,379.7	7.15
Agriculture and livestock	0.0	0.0	41,517.0	10354	51,871.0	22.64
Forestry	44,234.10	-52,374.00	218.40	31	-7,890.50	-3.44
Waste management	23.30	0.00	8,269.80	1023	9,316.10	4.07
Percent of Total	68.91 (net)		25.68	5.41	100	



รูปที่ 1.3 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบ่งตามภาคในปี พ.ศ.2543 (หน่วย : Tg หรือล้านตัน)

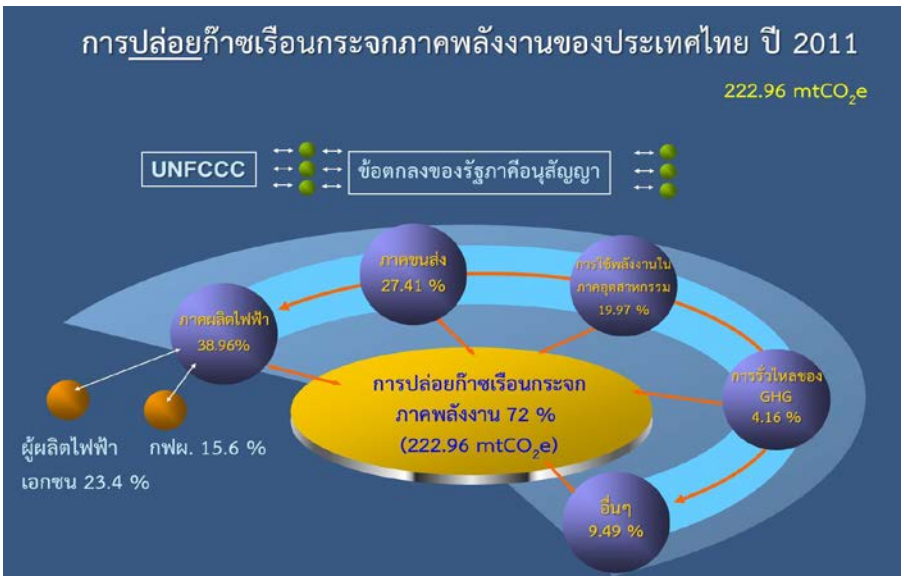
ที่มา : Thailand's Second National Communication, UNFCCC [4]

สำหรับข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย อ้างอิงจากรายงานความก้าวหน้ารายงาน 2 ปี ฉบับที่1 ของประเทศไทย (Thailand Biennial Update Report 2011) ที่รายงานต่อ UNFCCC ในเดือนธันวาคม พ.ศ.2558 พบว่า ประเทศไทยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประมาณ 305.52 $MtCO_2e$ (ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า) โดยมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมในภาคการผลิตไฟฟ้าประมาณ 86.87 $MtCO_2e$ หรือประมาณ 39% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย จากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี 2011 ประมาณ 48 ล้านตัน หรือคิดเป็น 15.6% (แสดงในรูปที่ 1.4 และ 1.5) ตามลำดับ



รูปที่ 1.4 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ปี 2011

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [5]



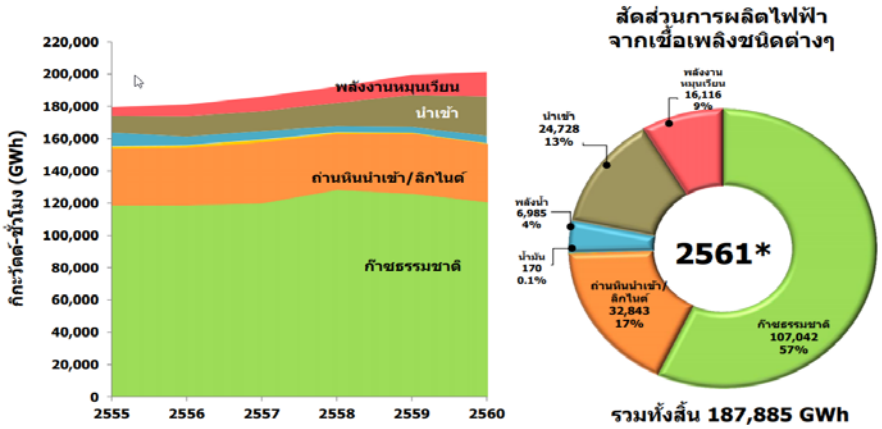
รูปที่ 1.5 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของในภาคพลังงานของประทศไทย ปี 2011
ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [5]

แนวโน้มการการปล่อย CO_2 รายภาคเศรษฐกิจระหว่างปี 2558 – 2560

ตารางที่ 1.2 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (หน่วย : ล้านตัน) [6]

ภาคการผลิต	2558	2559	2560	สัดส่วน (%) 2560	การเปลี่ยนแปลง		
					2558	2559	2560
ภาคการผลิตไฟฟ้า	97.9	99.2	95.5	37	-1.22	1.3	-3.7
ภาคการขนส่ง	69.1	71.9	73.0	28	5.9	4.0	1.6
ภาคอุตสาหกรรม	68.0	67.0	69.9	27	1.6	-1.4	4.3
ภาคอื่น ๆ	19.4	19.9	20.4	8	1.1	2.5	2.4
รวม	**254.4**	**258.0**	**258.8**	**100**	**1.6**	**1.4**	**0.3**

แนวโน้มการใช้พลังงานของประเทศนั้นยังมีการใช้พลังงานที่สูงขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม จากข้อมูลสถานการณ์การผลิตและการใช้พลังงานภาพรวมของประเทศในปี 2561 พบว่าสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ยังพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งมาจากก๊าซธรรมชาติถึงร้อยละ 57 ในลำดับที่ 2 มาจากเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งต้องนำเข้ามาจากต่างประเทศในสัดส่วนร้อยละ 17 นอกจากนี้ยังนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ ได้แก่ ประเทศลาวร้อยละ13 สัดส่วนไฟฟ้าพลังงานน้ำร้อยละ 4 ซึ่งมาจากเขื่อนที่ตั้งอยู่ในภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศ และสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในปัจจุบันมีเพียงร้อยละ 9 เท่านั้น ตามรูปที่ 1.6



รูปที่ 1.6 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ

ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน [7]

กระทรวงพลังงานจึงได้ทบทวนและบูรณาการการจัดทำแผนพลังงานระยะยาวของประเทศ (Thailand Integrated Energy Blueprint) TIEB โดยการจัดทำแผนพลังงาน 5 แผนหลัก เป็นแผนระยะยาวระหว่างปี พ.ศ.2558 - 2579 ระยะเวลา 20 ปี สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ซึ่งประกอบด้วย แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย แผนอนุรักษ์พลังงาน แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้ครอบคลุมมิติทางด้านพลังงาน และห่วงโซ่คุณค่า (Value chain) อย่างครบถ้วน [8] ซึ่งในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2015) นี้เองให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทดแทนที่มีอยู่ภายในประเทศให้ได้เต็มตามศักยภาพเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงาน รวมทั้งลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกอันเป็นสาเหตุหลักของการเกิดภาวะโลกร้อนในปัจจุบัน และในแผนดังกล่าวได้กำหนดเป้าหมายของการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกให้ได้ 30% ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศภายในปี พ.ศ.2579 [9] และเป้าหมายของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ (6,000 MW) ให้ได้ภายในปี 2579 ซึ่ง ณ ปัจจุบัน (เดือนกรกฎาคม 2561) สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้เพียง 2,715.21 MW คิดเป็น 45.25% [10] ซึ่งนับว่ามีโอกาสและความท้าทายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ให้ได้ตามเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นในอนาคต ดังในตารางที่ 1.3

ตารางที่ 1.3 ผลการดำเนินการด้านพลังงานทดแทนของพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบัน

พลังงานทดแทน	หน่วย	เป้าหมายปี 2579	2558	2559	2560	2561
เดือน						**มกราคม - ตุลาคม**
แสงอาทิตย์	**MW**	6,000.00	1,419.58	2,446.12	2,697.26	2,715.21

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [11]

การส่งเสริมให้ภาครัฐหรือภาคเอกชนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ โซล่าฟาร์ม (Solar Farm) โดยอาศัยมาตรการสร้างแรงจูงใจผ่านการสนับสนุนในรูปแบบต่าง ๆ เช่น การยกเว้นภาษีให้กับการนำเข้าอุปกรณ์หลัก การสนับสนุนด้านการเงินในการพัฒนาโครงการ การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้านโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff หรือ FiT เป็นมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนค่อนข้างสูง) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจะมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติ อันได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จะไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง แต่จะมีความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของพลังงานจากธรรมชาติ ส่วนการผลิตไฟฟ้าเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานชีวภาพ อันได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และ ขยะ จะมีความเสี่ยงจากความผันผวนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง [12] ซึ่งอัตรา FiT จะอยู่ในรูปแบบ อัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (มีการปรับเพิ่มสำหรับกลุ่มที่มีการใช้เชื้อเพลิง) โดยอัตรา FiT จะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฐานและค่า Ft ทำให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

นโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยตามลำดับ ดังนี้

1) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) วันที่ 4 ธันวาคม 2549 เห็นชอบส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการส่วนเพิ่มอัตราการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอัตรา 8 บาท ต่อหน่วย และปรับปรุง Adder ในวันที่ 16 พฤศจิกายน ในอัตรา 8 บาท ต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปี

2) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) วันที่ 28 มิถุนายน 2553 กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในอัตรา 6.50 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี และเห็นชอบในหลักการปรับรูปแบบอัตารับซื้อไฟฟ้าการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอัตราแบบ Adder เป็นแบบอัตรา Feed-in Tariff (FiT)

3) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) 16 กรกฎาคม 2556 เห็นชอบอัตรา FiT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี ดังนี้

3.1) กลุ่มบ้านอยู่อาศัย กำลังผลิตติดตั้ง 0 - 10 กิโลวัตต์ อัตรา FiT 6.96 บาทต่อหน่วย

3.2) กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 10 - 250 กิโลวัตต์ อัตรา FiT 6.55 บาทต่อหน่วย

3.3) กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 250 - 1,000 กิโลวัตต์ อัตรา FiT 6.16 บาทต่อหน่วย ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 25 ปี

4) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) วันที่ 15 สิงหาคม 2557 กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในระบบ FiT ดังนี้

4.1) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ อัตรา FiT 5.66 บาทต่อหน่วย

4.2) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคากลุ่มบ้านอยู่อาศัย

4.2.1) กำลังผลิตติดตั้ง 0 - 10 กิโลวัตต์ อัตรารับซื้อ FiT 6.85 บาท ต่อหน่วย

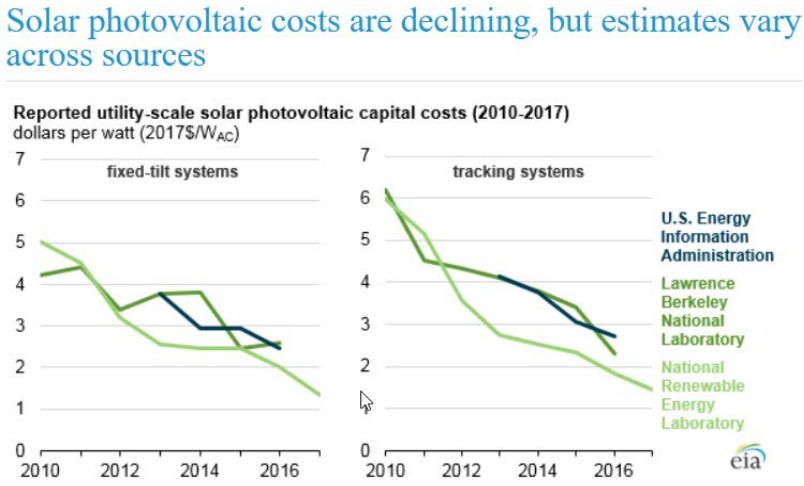
4.2.2) กลุ่มอาคารธุรกิจ/โรงงาน กำลังผลิตติดตั้ง มากกว่า 10 - 250 กิโลวัตต์ อัตรารับซื้อ FiT 6.40 บาทต่อหน่วย

4.2.3) กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 250 - 1,000 กิโลวัตต์ อัตรารับซื้อ FiT 6.01 บาทต่อหน่วย

4.3) โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานจากแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร ขนาดไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ ในอัตรา FiT 5.66 บาทต่อหน่วย ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 25 ปี

ในปี 2562 แนวโน้มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย โดยเฉพาะ รูปแบบผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS) ยังคงมีการเติบโตต่อเนื่องโดยคาดว่าปี 2562 จะมีการติดตั้งประมาณ 500 เมกะวัตต์ เมื่อยึดตามระยะเวลาสิ้นสุดของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2018) ที่สิ้นสุดแผนปี 2580 คาดว่าจะมี IPS ทั้งสิ้น 10,000 เมกะวัตต์ และเมื่อรวมกับโครงการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัยสำหรับภาคประชาชน (โซลาร์ภาคประชาชน) ที่รัฐกำหนดไว้ในแผน PDP อีก 10,000 เมกะวัตต์จะรวมเป็นการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปรวมสูงถึง 20,000 เมกะวัตต์ และแนวโน้มของต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV)

ในหลายปีที่ผ่านมาพบว่าต้นทุนต่อวัตต์ต่อหน่วยลดลงประมาณ 10 ถึง 15% ต่อปีตั้งแต่ปี ค.ศ.2010 (พ.ศ.2553) ถึงปี ค.ศ.2017 (พ.ศ.2560) ดังแสดงในรูปที่ 1.7



รูปที่ 1.7 แนวโน้มของต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ปี2010-2017 ของโลก

ที่มา : https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35432 [13]

การพยากรณ์เปรียบเทียบต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในอนาคตพบว่าต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคตจะมีค่าถูกกว่าแหล่งพลังงานทดแทนชนิดอื่น ๆ ตามรูปที่ 1.8

Estimated levelized cost of electricity for new generation resources entering service in 2040 (2017 $/MWh)

Plant type	Capacity factor (%)	Levelized capital cost	Levelized fixed O&M	Levelized variable O&M	Levelized transmission cost	Total system LCOE	Levelized tax credit[1]	Total LCOE including tax credit
Dispatchable technologies								
Coal with 30% CCS[2]	85	66.8	9.5	36.2	1.1	113.6	NA	113.6
Coal with 90% CCS[2]	85	54.5	11.0	35.8	1.1	102.4	NA	102.4
Conventional CC	87	10.4	1.5	40.6	1.1	53.6	NA	53.6
Advanced CC	87	11.3	1.3	38.0	1.1	51.7	NA	51.7
Advanced CC with CCS	87	20.0	4.4	50.4	1.1	75.9	NA	75.9
Conventional CT	30	30.6	6.7	60.3	3.1	100.8	NA	100.8
Advanced CT	30	17.7	2.6	61.2	3.1	84.7	NA	84.7
Advanced nuclear	90	54.4	12.9	9.8	1.0	78.1	NA	78.1
Geothermal	92	27.4	19.2	0.0	1.3	47.9	-2.7	45.2
Biomass	83	31.5	15.4	36.8	1.1	84.8	NA	84.8
Non-dispatchable technologies								
Wind, onshore	40	33.7	13.5	0.0	2.5	49.7	NA	49.7
Wind, offshore	45	88.2	19.9	0.0	2.3	110.4	NA	110.4
Solar PV[3]	29	40.1	8.7	0.0	3.3	52.1	-4.0	48.1
Solar thermal	24	103.6	33.7	0.0	4.2	141.4	-10.4	131.1
Hydroelectric[4]	61	42.9	9.4	4.1	2.0	58.4	NA	58.4

รูปที่ 1.8 ต้นทุนเฉลี่ยจากการพยากรณ์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีต่าง ๆ

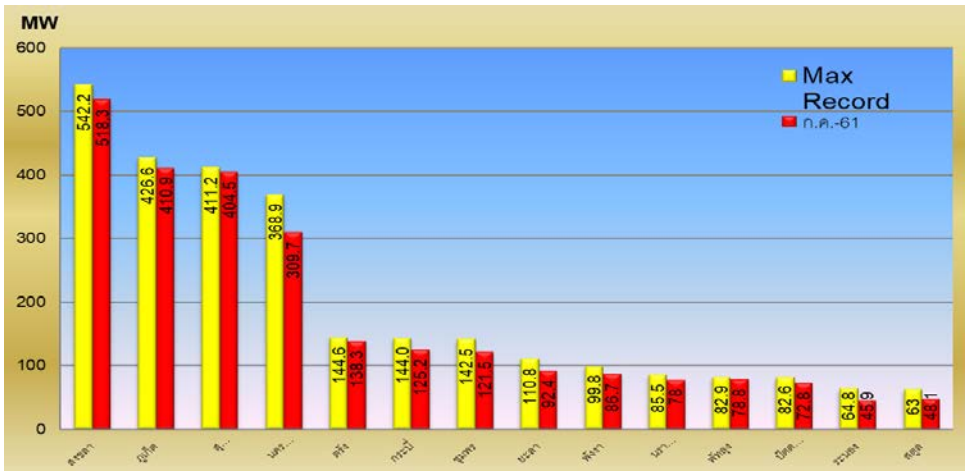
ที่มา : Report of Energy Information Administration (EIA) March 2018) [14]

จากข้อมูลศักยภาพความเข้มแสงและศักยภาพเชิงพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย จำแนกรายจังหวัด ปี 2556 [11] พบว่าจังหวัดตรังเป็นจังหวัดหนึ่งตั้งอยู่ในภาคใต้มีศักยภาพความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยเท่ากับ 17.4 MJ/m^2 .day มีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยของความเข้มแสงเฉลี่ยรวมทั้งประเทศ และมีศักยภาพเชิงพลังงานเท่ากับ 5,690.82 ktoe (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ) เป็นลำดับที่ 5 ของภาคใต้ รองจากจังหวัด สุราษฎร์ธานี นครศรีธรรมราช สงขลา และชุมพร ดังนั้นจึงความเหมาะสมที่จะส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าในจังหวัดตรังเป็นอย่างยิ่ง ตามตารางที่ 1.4

ตารางที่ 1.4 ความเข้มแสงและศักยภาพเชิงพลังงานแสงอาทิตย์จำแนกรายจังหวัดของภาคใต้ ปี 2556 [11]

จังหวัด	**ความเข้มแสงและศักยภาพเชิงพลังงานแสงอาทิตย์**		**ความเข้มแสงเฉลี่ยลำดับที่ของภาคใต้**	**ศักยภาพเชิงพลังงานลำดับที่ของภาคใต้**
	ความเข้มแสงเฉลี่ยรายปี (MJ/m^2·day	**ศักยภาพเชิงพลังงาน (ktoe)**		
รวมทั้งประเทศ	**17.4**	**505,867.15**	-	
ภาคใต้	**17.2**	**76,807.61**	-	
ชุมพร	16.7	6,678.24	13	4
ระนอง	15.8	2,025.91	14	13
สุราษฎร์ธานี	17.3	13,319.95	8	1
พังงา	17.1	3,264.12	10	10
ภูเก็ต	18.2	602.88	2	14
กระบี่	17.2	5,458.34	9	6
ตรัง	17.4	5,690.82	7	5
นครศรีธรรมราช	17.7	11,809.32	5	2
พัทลุง	17.8	4,214.10	4	9
สงขลา	16.9	9,067.78	12	3
สตูล	17.1	2,185.59	10	12
ปัตตานี	18.6	2,931.43	1	11
ยะลา	17.5	4,478.69	6	8
นราธิวาส	17.9	5,080.44	3	7

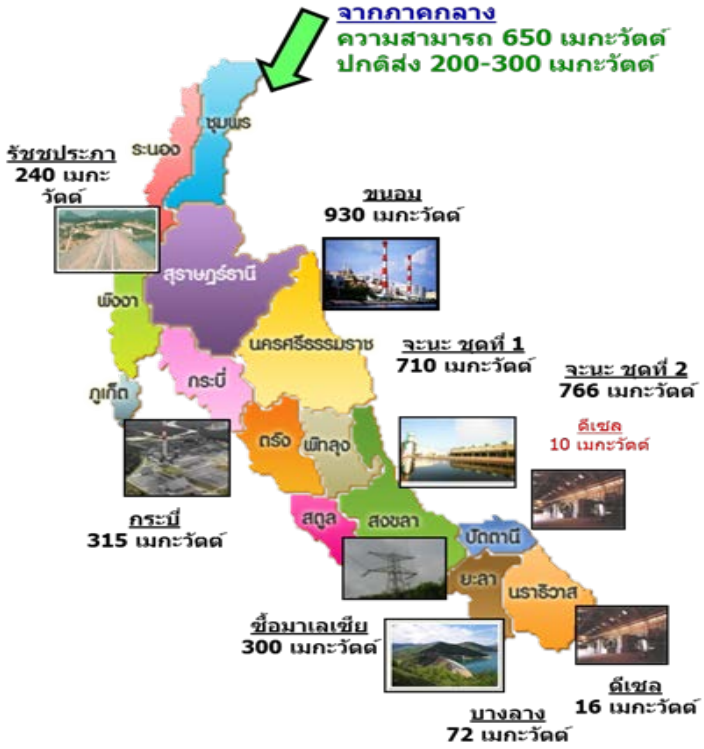
สำหรับความเสี่ยงและสถานการณ์ด้านพลังงานของจังหวัดตรังมีการใช้ไฟฟ้าเป็นลำดับที่ 5 ของภาคใต้รองลงมาจากจังหวัด สงขลา ภูเก็ต สุราษฎร์ธานี และนครศรีธรรมราช ตามลำดับ โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในปี 2561 เกิดขึ้นในเดือน กรกฎาคม ซึ่งความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ 144.6 เมกะวัตต์ ตามรูปที่ 1.9 และมีอัตราเติบโตเฉลี่ยของการใช้ไฟฟ้าของจังหวัดตรัง ระหว่างปี พ.ศ.2549 - 2560 เท่ากับ 4.12% จากการคาดการณ์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระหว่างปี 2561 - ปี 2566 จะอยู่ที่ 3.1% ดังรูปที่ 1.10



รูปที่ 1.9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของภาคใต้และจังหวัดตรังในปี 2561
ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลำภูรา จังหวัดตรัง [15]

รูปที่ 1.10 การคาดการณ์การเจริญเติบโตของการใช้ฟ้าของจังหวัดตรังในปี 2561
ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลำภูรา จังหวัดตรัง [15]

สถานการณ์ของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ ณ ปัจจุบันภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้า รวม 3,074 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าขนอม 930 เมกะวัตต์, โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 1 จำนวน 710 เมกะวัตต์ และชุดที่ 2 จำนวน 766 เมกะวัตต์, โรงไฟฟ้ากระบี่ 315 เมกะวัตต์, เขื่อนรัชชประภา 240 เมกะวัตต์, เขื่อนบางลาง 84 เมกะวัตต์, จากสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงจากภาคกลางมาสู่ภาคใต้ จำนวน 650 เมกะวัตต์, ซื้อไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซีย จำนวน 300 เมกะวัตต์และมาจากโรงไฟฟ้าชีวมวล จำนวน 29 เมกะวัตต์ ในขณะที่ภาคใต้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เมื่อวันที่ 3 มีนาคม 2561 เวลา 19.04 น. จำนวน 2,644.3 เมกะวัตต์ ปัจจุบัน กฟผ.ยังมีกำลังผลิตสำรองที่พึ่งได้อยู่อีก จำนวน 429.7 เมกะวัตต์ [16] ตามรูปที่ 1.11

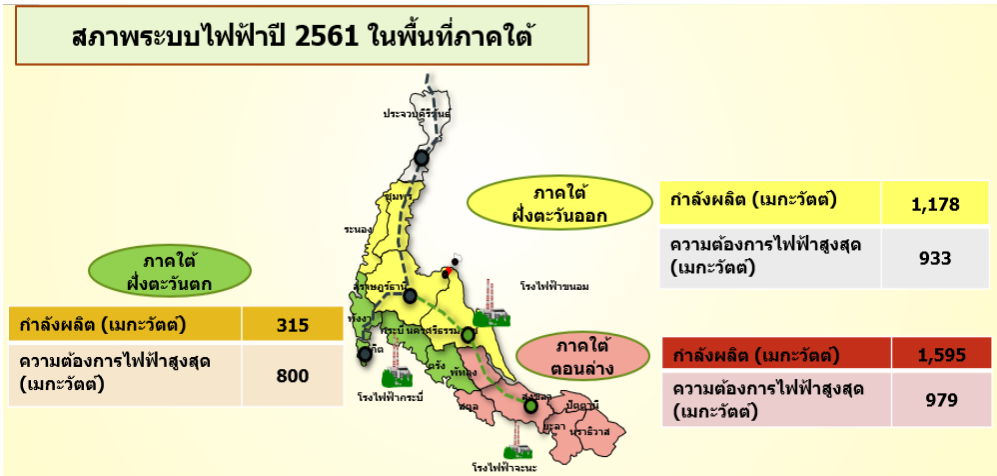


รูปที่ 1.11 สถานการณ์ของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ในปัจจุบัน

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลำภูรา จังหวัดตรัง [17]

เมื่อพิจารณาสภาพปัญหาด้านการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ จากข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พบว่าภาคใต้ฝั่งตะวันตก ได้แก่ จังหวัดระนอง จังหวัดภูเก็ต จังหวัดพังงา จังหวัดกระบี่ และโดยเฉพาะจังหวัดตรัง นั้นมีสภาพความเสี่ยงในด้านกำลังผลิตไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้าถ่านหินในพื้นที่ได้และได้รับการต่อต้านและคัดค้านจากประชาชนในพื้นที่ แต่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากกว่ากำลังการผลิตดังรูปที่1.12 ดังนั้น หากไม่สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่หรือเพิ่มกำลังผลิตในพื้นที่ภาคใต้ได้ ในปี 2565 กำลังการผลิตไฟฟ้าในภาคใต้

ก็จะไม่เพียงพอ ดังนั้น การส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ในพื้นที่ของจังหวัดตรัง โดยเฉพาะในภาคราชการและสหกรณ์การเกษตรนั้น จึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่จะสามารถเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของในพื้นที่จังหวัดตรังและภาคใต้ นอกจากนี้ยังสามารถสร้างความเข้มแข็งของเศรษฐกิจในพื้นที่ เนื่องจากก่อให้เกิดการกระจายรายได้ให้แก่ภาคราชการและที่สำคัญเกษตรกรซึ่งเป็นประชาชนกลุ่มใหญ่ของประเทศ



รูปที่ 1.12 สภาพปัญหาระบบไฟฟ้าในปี 2561 ในพื้นที่ภาคใต้

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลำภูรา จังหวัดตรัง [17]

สำหรับการวิจัยนี้ จะเป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการลงทุน และเป็นกรณีศึกษาสำหรับผู้ที่สนใจในการประกอบธุรกิจในรูปแบบที่ใกล้เคียงกัน งานวิจัยนี้ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน กรณีศึกษาจังหวัดตรัง โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานจากแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร กำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ ขายไฟฟ้าทั้งหมดให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งจะรับซื้อในอัตรา FiT 5.66 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 25 ปี โดยการศึกษาความเป็นไปได้ใน 4 ด้าน คือ ด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านข้อกฎหมาย และด้านการเงินโดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์ทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราผลตอบแทนจากโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Pay-back Period : PB) นอกจากนี้ยังนำวิธีวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) มาใช้เพื่อวิเคราะห์ปัจจัยภายนอกที่มีผลกระทบต่อต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการซึ่งจะทำให้ผู้ประเมินนั้นทราบว่า จะทำกำไรให้กับนักลงทุนหรือผู้ที่เป็นเจ้าของกิจการได้หรือไม่ โดยต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการในรูปของกระแสเงินสด เพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นของผลการวิเคราะห์ที่ได้มาก่อนหน้า

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาดกำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ ในพื้นที่จังหวัดตรัง

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.3.1 ทำให้ทราบถึงความเป็นไปได้ในการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farm) ในพื้นที่จังหวัดตรัง

1.3.2 เพื่อนำข้อมูลในการศึกษาไปใช้เป็นแนวทางประกอบการตัดสินใจในการลงทุนด้านพลังงานทดแทนในอนาคต

1.4 ขอบเขตการวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่จังหวัดตรัง เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการนำแสงอาทิตย์ในพื้นที่จังหวัดตรัง มาผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar PV) ขนาดกำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ เนื่องจากเป็นขนาดกำลังผลิตที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดขนาดในการรับซื้อไฟฟ้า ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ.2560 โดยรับซื้อไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 5 เมกะวัตต์โดยทำการศึกษาในด้านต่าง ๆ ดังนี้

1.4.1 ด้านการตลาด

สำหรับการศึกษาทางด้านการตลาดนั้น โครงการนี้ทางผู้วิจัย ได้กำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ 5.0 เมกะวัตต์ เพื่อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เนื่องจากทาง (กฟภ.) จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer -VSPP) ปริมาณไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ.2560 ได้กำหนดรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินที่ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ อีกทั้งข้อจำกัดของสายป้อน (Feeder) ซึ่งพื้นที่ของจังหวัดตรังจะมีขนาดสายส่งไม่เกิน 33 kV ซึ่งทำให้จำกัดการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะรับซื้อในอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ (FIT) ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย ตลอดอายุโครงการ 25 ปี

1.4.2 ด้านเทคนิค

สำหรับการศึกษาทางด้านเทคนิคนั้น ผู้วิจัยสืบค้นข้อมูลอุปกรณ์ และสอบถามผู้เชี่ยวชาญในการออกแบบโซลาร์ฟาร์ม ซึ่งเลือกใช้อุปกรณ์หลัก ใช้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline) ขนาด 320 วัตต์ ซึ่งเป็นชนิดของแผงโซลาร์เซลล์ที่นิยมใช้ในธุรกิจ Solar Farm

มากที่สุดในปัจจุบัน ผลิตโดย บริษัท JINKO Solar จากประเทศจีน โดยติดตั้งบนโครงสร้างรองรับแผงแบบเคลื่อนที่ปรับมุมได้ 1 แกน ซึ่งให้ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบโครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ระหว่าง 15 – 20% เลือกใช้อินเวอร์เตอร์แบบ String Solar Inverter ซึ่งมีประสิทธิภาพสูง ในการแปลงกระแสไฟฟ้าที่มีข้อดีกว่าแบบ Central Solar Inverter นั่นคือ ใช้พื้นที่ติดตั้งต่อตัวน้อย มีค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงอย่างต่อเนื่องน้อยกว่า เนื่องจากไม่มีระบบพัดลมหรือกรองอากาศ มีความยืดหยุ่นมากกว่า ซึ่งเหมาะกับระบบที่มีคุณสมบัติในแต่ละอาเรย์ที่แตกต่างกัน เช่น มุมเงย ทิศทาง เป็นต้น และที่การผลิตไฟฟ้าลดลงเพียงเล็กน้อย ในส่วนของการคัดเลือกสถานที่ทำเลที่ตั้งนั้นจะพิจารณาข้อมูลปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ได้แก่

1.4.2.1 ขนาดพื้นที่ของที่ดินทั้งหมด และพื้นที่ติดตั้งแผงโซลาร์รวม

1.4.2.2 ความเสี่ยงพื้นที่ในการติดตั้งต่อลมพายุ และฝนตก และอุทกภัย

1.4.2.3 ระยะทางห่างของพื้นโครงการถึงจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า

1.4.2.4 ขีดจำกัดกำลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของสายส่ง

1.4.2.5 ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ในพื้นที่ติดตั้ง

1.4.2.6 ราคาที่ดิน (กรณีซื้อหรือเช่า)

ในการตัดสินใจเลือกสถานที่นั้นผู้วิจัยได้สืบค้นข้อมูลความเสี่ยง จากหน่วยงานภาครัฐ ได้แก่ ข้อมูลความเสี่ยงด้านภัยพิบัติ ข้อมูลราคาที่ดินประเมิน ข้อมูลขีดจำกัดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อเชื่อมเข้ากับสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญในการออกแบบโซลาร์ฟาร์ม เพื่อให้น้ำหนักปัจจัยและให้คะแนนโดยวิธีการจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating) เพื่อคัดเลือกทำเลที่ดีที่สุดสำหรับโครงการ นอกจากนี้ ในการออกแบบโรงงานผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะต้องศึกษาด้านเทคนิคการเชื่อมต่อระบบผลิต ซึ่งจะสอดคล้องกับข้อกำหนดในการเชื่อมต่อกับสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ด้วยเช่นกัน

1.4.3 ด้านข้อกฎหมาย

การศึกษาด้านกฎหมาย และข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ได้แก่ การขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานไฟฟ้า (ร.ง. 4 ลำดับที่ 88) การจัดทำรายงานการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย (ESA) ประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice : COP) การขอรับใบอนุญาตก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน (อ.1.) การขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน การขออนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พ.ค.2) ใบรับรองการก่อสร้างอาคาร (อ.6) และข้อกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

1.4.4 การศึกษาด้านการเงิน

ดำเนินการวิเคราะห์ทางด้านการเงินโดยมีรายได้คือการผลิตพลังงานไฟฟ้าแล้วเทียบออกมาเป็นค่าเงินที่ควรได้ โดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์และตัดสินใจ ได้แก่

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)
- อัตราผลตอบแทนจากโครงการ (Internal Rate of Return : IRR)
- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

1.4.5 วิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

เป็นการทดสอบความมั่นคงของข้อสรุปที่ได้จากการวิเคราะห์บนพิสัยของการประมาณค่าความน่าจะเป็น การใช้ดุลพินิจเกี่ยวกับตัวเลขต่าง ๆ ตลอดจนข้อสมมติพื้นฐานที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ครั้งนั้น ทั้งนี้ โดยการแทนที่ข้อสมมติหรือตัวเลขใหม่ ซึ่งแตกต่างไปจากเดิม ในระดับที่กำหนดหรือต้องการทดสอบ ลงไปแทนข้อสมมติหรือตัวเลขที่ใช้อยู่เดิมในการประมาณการงบประมาณ และทำการคำนวณใหม่อีกครั้ง แล้วพิจารณาผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ว่า แตกต่างไปจากเดิมมากน้อยเพียงใด หากผลการวิเคราะห์ไม่แตกต่างไปจากเดิมมากนัก หรือแตกต่างเพียงเล็กน้อย ในระดับที่ไม่มีผลในทางปฏิบัติ อาจกล่าวได้ว่า วิธีการที่ใช้วิเคราะห์ต้นทุนหรือประมาณการงบประมาณนั้นมีความมั่นคงไม่อ่อนไหว ได้ผลการวิเคราะห์ที่น่าเชื่อถือและถูกต้อง แต่หากผลลัพธ์ที่ได้แตกต่างจากเดิมมาก จะทำให้เกิดความไม่มั่นใจในความน่าเชื่อถือ และความถูกต้องของผลการวิเคราะห์ ที่ได้มาก่อนหน้า

บทที่ 2

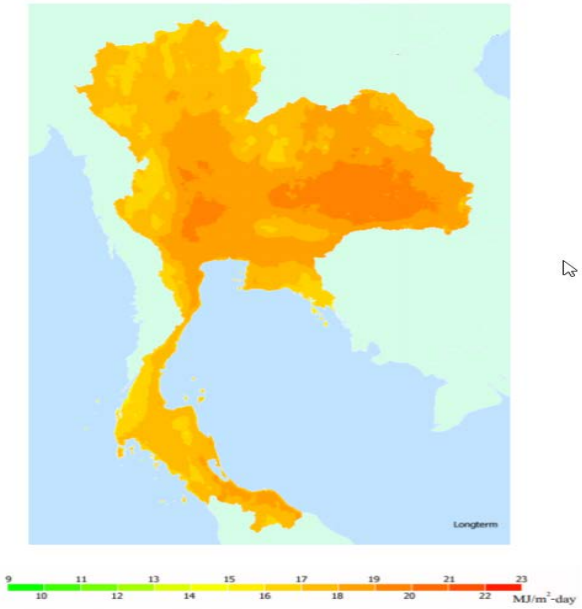
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาในส่วนนี้ เป็นการค้นคว้า รวบรวมทฤษฎีและแนวคิดที่เกี่ยวข้องเพื่อนำมาใช้ประยุกต์ให้สอดคล้องกับการวิจัย

2.1 พลังงานแสงอาทิตย์

2.1.1 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ร่วมกับมหาวิทยาลัยศิลปากร ได้ศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และจัดทำแผนที่พลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมของประเทศไทย โดยการวิเคราะห์ข้อมูลดาวเทียมประกอบกับข้อมูลที่ได้จากการตรวจวัดภาคพื้นดิน พบว่าการกระจายของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่าง ๆ ในแต่ละเดือนของประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายนและพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 18 ถึง 20 MJ/m^2-day และเมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี อุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท พระนครศรีอยุธยา และจังหวัดลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีที่ MJ/m^2-day พื้นดังกล่าวคิดเป็น 110% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 35.6% ของพื้นที่ทั้งได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีในช่วง18-19 MJ/m^2-day จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ 18.2 MJ/m^2-day จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูงและได้จัดทำแผนที่ เรียกแผนที่ดังกล่าวว่า “แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย” ในแผนที่จะแสดงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์ที่บริเวณต่าง ๆ ของประเทศไทยได้รับในรูปแบบของค่ารายวันเฉลี่ยต่อปีในหน่วย MJ/m^2-day และภายหลังนำผลวิเคราะห์ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมไปตรวจสอบกับสถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ของ พพ. ที่ได้จัดตั้งไว้ 38 พื้นที่ และสถานีวัดของมหาวิทยาลัยศิลปากร 4 แห่ง จากผลการเปรียบเทียบพบว่าค่าที่ได้จากแผนที่ใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการวัด โดยมีความแตกต่างกันในรูปของ root mean square difference RMSD = 7.3% ซึ่งถือว่าความละเอียดถูกต้องของแผนที่ดังกล่าวอยู่ในเกณฑ์ดี ดังปรากฏในตารางที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยของประเทศไทยในปี 2555

ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [18]

ตารางที่ 2.1 ผลการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากแผนที่ฯ กับค่าที่ได้จากสถานีวัด

สถานี	จังหวัด	H (map) MJ/m^2	H (measurement) MJ/m^2	Difference (%)
1	กรุงเทพมหานคร	17.9	17.5	2.2
2	กาญจนบุรี (กรมอุตุนิยมวิทยา)	18.0	18.4	2.0
3	กาญจนบุรี (ทองผาภูมิ)	17.1	17.3	0.8
4.	ขอนแก่น	17.9	18.5	3.0
5	ชลบุรี	17.3	17.9	3.2
6	ชุมพร	17.5	17.5	0.1
7	เชียงราย	17.0	17.1	0.6
8	เชียงใหม่	17.2	18.0	4.8
9	ดอยอินทนนท์ (แม่กลาง)	17.0	16.8	6.8
10	ดอยอินทนนท์ (สำนักงาน)	17.0	15.4	9.1
11	ดอยอินทนนท์ (เรดาร์)	17.0	16.1	5.3
12	ตรัง	16.9	17.9	5.8
13	ตราด	17.2	17.1	0.3

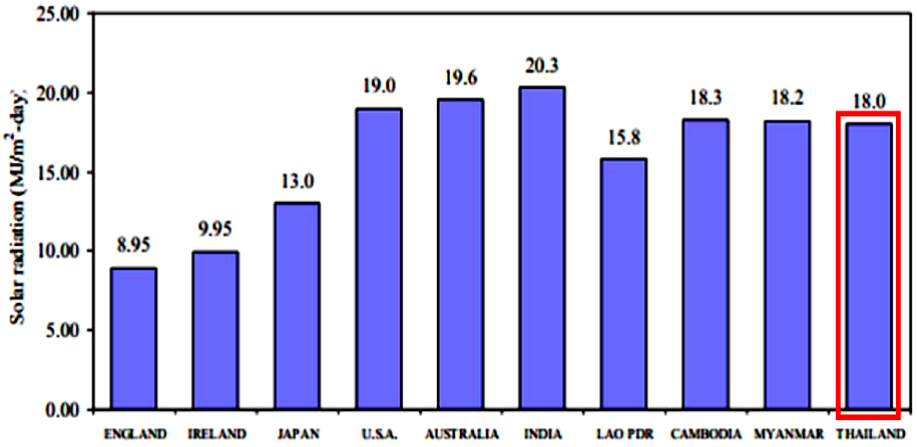
ตารางที่ 2.1 ผลการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากแผนที่ฯ กับค่าที่ได้จากสถานีวัด (ต่อ)

สถานี	จังหวัด	H (map) MJ/m^2	H (measurement) MJ/m^2	Difference (%)
14	ตาก	16.7	16.5	1.3
15	นครพนม	17.4	17.4	0.0
16	นครราชสีมา	18.1	18.1	0.0
17	นครสวรรค์	18.3	17.9	2.2
18	นราธิวาส	18.8	18.6	1.0
19	น่าน	17.2	17.3	1.3
20	ประจวบคีรีขันธ์	18.7	18.5	1.1
21	ปราจีนบุรี	17.9	17.6	1.7
22	พิษณุโลก	17.9	18.2	1.8
23	เพชรบูรณ์	17.6	17.8	1.1
24	แพร่	17.1	17.6	2.9
25	ภูเก็ต	17.9	19.1	6.7
26	แม่สะเรียง	16.8	16.8	0.0
27	แม่ฮ่องสอน	17.0	16.3	4.5
28	ร้อยเอ็ด	18.1	18.9	4.3
29	ระนอง	15.8	16.8	1.0
30	ลพบุรี	17.9	18.4	2.7
31	เลย	17.1	16.8	1.6
32	สงขลา	17.1	17.7	3.5
33	สระแก้ว	18.2	16.8	7.6
34	สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย)	18.2	18.7	2.7
35	สุราษฎร์ธานี (พุนพิน)	17.4	17.7	1.7
36	สุรินทร์	18.5	18.0	2.5
37	หนองคาย	17.5	18.5	5.7
38	อุบลราชธานี	18.1	18.2	0.42

ตารางที่ 2.2 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในระดับต่าง ๆ

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

พพ.ร่วมกับมหาวิทยาลัยศิลปากรได้จัดทำโครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทยขึ้นในปี พ.ศ. 2552 จากโครงการดังกล่าวพบว่า ความเข้มของรังสี จากแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยของประเทศไทยมีค่า 18.0 MJ/m^2-day ซึ่งนับว่าสูงพอที่จะนำไปใช้ประโยชน์ ดังในรูปที่ 2.2



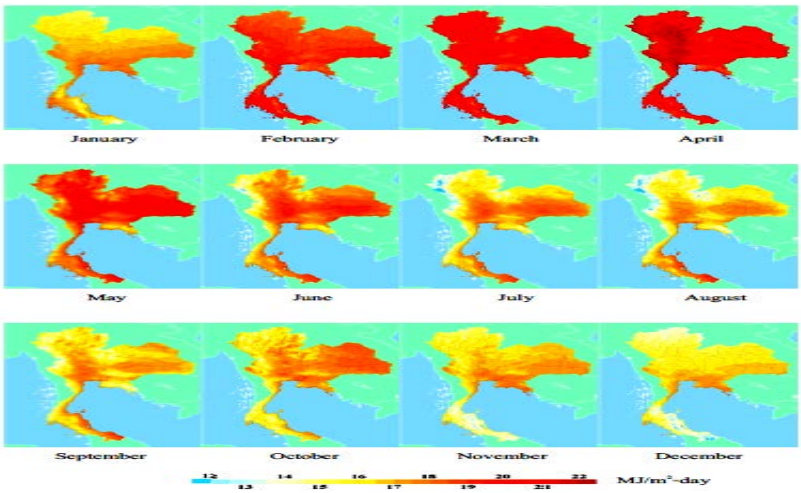
รูปที่ 2.2 การเปรียบเทียบความเข้มรังสีแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยของประเทศไทยกับประเทศอื่น ๆ

ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

รังสีดวงอาทิตย์นอกจากจะมีค่าเปลี่ยนแปลงตำแหน่งและทางเดินของดวงอาทิตย์ตามเวลาในรอบปีแล้ว ยังขึ้นอยู่กับภูมิประเทศด้วย ดังปรากฏตามแผนที่ความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อเดือนของเดือนต่าง ๆ จะเห็นว่ารังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่ทั่วประเทศมีการเปลี่ยนแปลงตามพื้นที่และตามฤดูกาลในรอบปี โดยในช่วง เดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ ภาคใต้ฝั่งตะวันตกจะได้รับรังสีดวงอาทิตย์ค่อนข้างสูง ส่วนภาคใต้ฝั่งตะวันออกยังคงได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือทำให้ท้องฟ้ามีเมฆและฝน รังสีดวงอาทิตย์ที่รับจึงมีค่าต่ำกว่าฝั่งภาคใต้ตะวันตก สำหรับในภาคกลาง

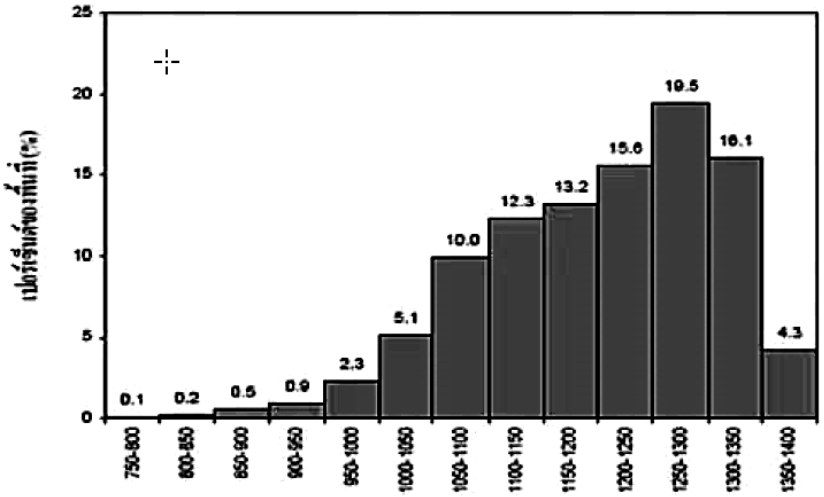
ภาคเหนือ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ถึงแม้ท้องฟ้าส่วนใหญ่จะแจ่มใส แต่ทางเดินของดวงอาทิตย์ในช่วงเดือนดังกล่าวจะอยู่ใต้เส้นศูนย์สูตรท้องฟ้า (celestial senator) ทำให้มุมรังสีตกกระทบในภาคดังกล่าวมีค่ามาก รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับในพื้นที่ส่วนใหญ่จึงต่ำกว่าในภาคใต้ นอกจากนี้ในเขตภูเขาทางภาคเหนือ ยังได้รับอิทธิพลจากหมอกที่ปกคลุมทำให้ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ค่อนข้างต่ำ ในเดือนมีนาคมและเมษายนทางเดินปรากฏ (apparent path) ของดวงอาทิตย์จะเปลี่ยนจากซีกฟ้าใต้เส้นศูนย์สูตรท้องฟ้าไปสู่ซีกฟ้าเหนือ ประกอบกับท้องฟ้าส่วนใหญ่ยังมีเมฆปกคลุมน้อยทำให้รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับมีค่าสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเดือนเมษายน ตั้งแต่เดือนพฤษภาคมไปถึงเดือนตุลาคม พื้นที่ทั่วประเทศจะได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ โดยจะเริ่มมีอิทธิพลจากด้านตะวันตกของประเทศ ทำให้รังสีดวงอาทิตย์ค่อย ๆ ลดลงทั่วประเทศ ถึงแม้ว่าหลังจากเดือนตุลาคมจะมีลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดผ่านประเทศไทย ซึ่งทำให้ท้องฟ้าในภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือแจ่มใส แต่ทางเดือนของดวงอาทิตย์ในช่วงดังกล่าวอยู่ใต้เส้นศูนย์สูตรท้องฟ้า ทำให้รังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับมีค่าค่อนข้างต่ำ สำหรับในภาคใต้ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือทำให้เกิดเมฆและฝน ทางด้านภาคใต้ฝั่งตะวันออกรังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับในบริเวณดังกล่าว จึงมีค่าค่อนข้างต่ำ

รังสีรวม ซึ่งประกอบด้วยรังสีกระจายและรังสีตรง อัตราส่วนระหว่างรังสีกระจายต่อรังสีรวมเป็นข้อมูลพื้นฐานที่สำคัญ เพราะเป็นตัวบอกคุณภาพของรังสีดวงอาทิตย์ เนื่องจากการวัดรังสีกระจายทำได้ยากกว่ารังสีรวม ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีค่าอัตราส่วนระหว่างรังสีกระจายต่อรังสีรวม ซึ่งจากการศึกษาโดย พพ. พบว่าค่าเฉลี่ยอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมของพื้นที่ทั่วประเทศมีค่าเท่ากับ 0.42 ซึ่งแสดงว่าประเทศไทยได้รับรังสีกระจายเป็นสัดส่วนค่อนข้างสูงและจากข้อมูลการแจกแจงระดับของรังสีตรงในช่วงต่าง ๆ โดยหาว่ารังสีตรงในระดับนั้น ๆ ครอบคลุมพื้นที่กี่เปอร์เซนต์ของพื้นที่ทั้งหมด พบว่าการแจกแจงดังกล่าวมีลักษณะไม่สมมาตร โดยเน้นไปทางค่ารังสีตรงที่มีค่ามากและบริเวณที่มีความเข้มรังสีตรงสูงสุด (1,350-1,400 kWh/m^2-yr) ครอบคลุมพื้นที่ 4.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ที่บางส่วนของภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง



รูปที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ของเดือนต่าง ๆ

ที่มา : รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2560) [20]

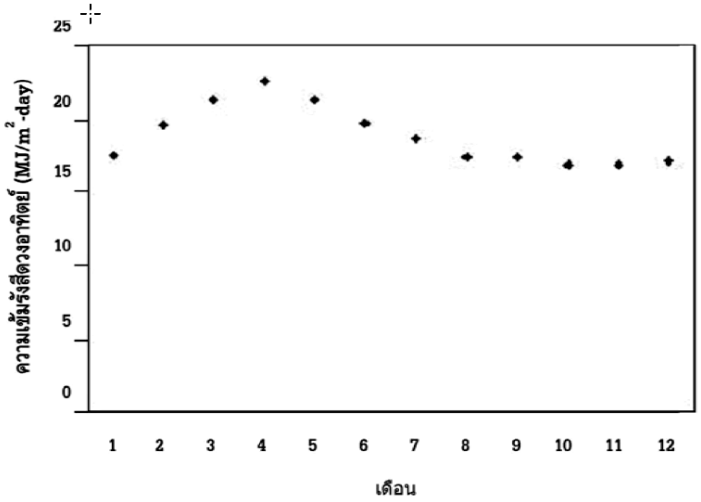


รูปที่ 2.4 การแจกแจงของรังสีตรงตามพื้นที่

ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

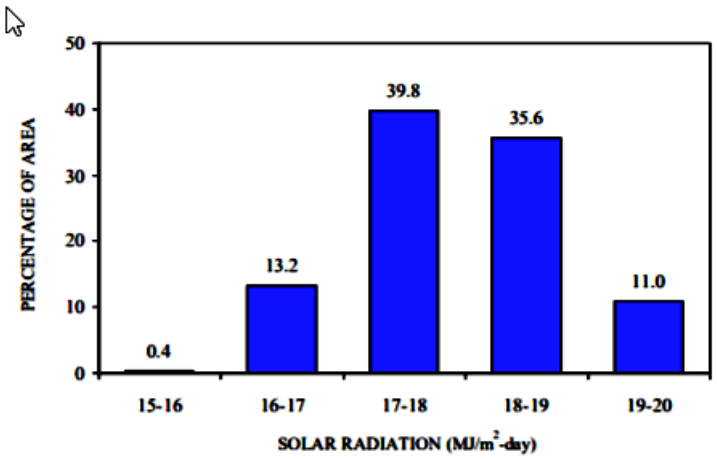
ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จะแปรค่าในรอบปีอยู่ระหว่าง 16-22 MJ/m2/day โดยมีค่าค่อย ๆ เพิ่มขึ้นตั้งแต่เดือนมกราคมและสูงสุดในเดือนเมษายน แล้วค่อยลดลงต่ำสุดในเดือนธันวาคม การเปลี่ยนแปลงนี้ถือว่าไม่มีมากนักซึ่งเป็นผลดีต่อการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้กับอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์บางชนิด เช่น การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบรวมแสง (Concentrator) จะใช้ประโยชน์จากรังสีตรงดวงอาทิตย์เท่านั้น โดยไม่สามารถใช้ประโยชน์จากรังสีกระจายได้จากการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมพบว่าในช่วงเดือนมกราคมถึงเมษายน พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีตรงค่อนข้างสูง (1,350-1,400 kWh/m2-yr) ทั้งนี้เพราะช่วงเวลาดังกล่าว

เป็นช่วงฤดูแล้ง (dry season) ท้องฟ้าส่วนใหญ่แจ่มใสปราศจากเมฆรังสีดวงอาทิตย์ส่วนใหญ่จึงเป็นรังสีตรง และตั้งแต่เดือนพฤษภาคมเป็นต้นไป รังสีตรงจะค่อยๆลดลง อย่างไรก็ตามค่ารังสีตรงดังกล่าวสำหรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบรวมแสงในปัจจุบันถือว่าค่อนข้างต่ำ โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทรวมแสงจะตั้งในบริเวณที่มีค่ารังสีตรงมากกว่า 2,000 kWh/m2-yr



รูปที่ 2.5 การแปรค่าความเข้มแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยรายเดือนโดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ
ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สามารถบอกได้ในรูปของปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบในบริเวณนั้น ๆ ในรูปของค่าเฉลี่ยระยะยาว ซึ่งสามารถแสดงในรูปแผนที่รายเดือน (รูปที่ 2.3) และรายปี (รูปที่ 2.4) เมื่อนำค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่คำนวณได้จากแบบจำลองในทุกพิกเซลมาทำการเขียนกราฟแจกแจงความถี่ผลที่ได้แสดงดังรูปที่ 2.6 จากกราฟ จะเห็นว่า 39.8% ของพื้นที่ในประเทศไทย มีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีอยู่ในช่วง 17-18 MJ/m2 -day และ 35.6% ของพื้นที่ทั้งหมดจะได้รับรังสีดวงอาทิตย์อยู่ในช่วง 18-19 MJ/m2 - day ส่วนบริเวณที่มีศักยภาพพลังงานค่อนข้างต่ำในช่วง 15-16 MJ/m2 - day มีเพียงประมาณ 0.4% ของพื้นที่ ทั้งหมด เมื่อทำการเฉลี่ยค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตยทั่วประเทศไทยจากทุกพื้นที่เป็นค่ารายวันเฉลี่ยต่อปี จะได้เท่ากับ 18.0 MJ/m2 -day เมื่อทำการเปรียบเทียบกับข้อมูลจากประเทศอื่น ๆ (รูปที่ 2.2) จะเห็นว่า ประเทศไทยมีค่าศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



รูปที่ 2.6 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ที่ระดับต่าง ๆ

ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

2.1.2 การใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

ประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตรจึงทำให้ได้รับแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องและคงที่ตลอดทั้งปีซึ่งความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศ พบว่ามีค่าเท่ากับ 18.0 MJ/m2/day หรือ 5 kWh/m2-day จัดอยู่ในระดับค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับหลาย ๆ ประเทศ ซึ่งเป็นปริมาณที่เพียงพอสำหรับการพัฒนาและใช้ประโยชน์ ประเทศไทยได้รู้จักการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นเวลานาน เริ่มจากการใช้ประโยชน์เพื่อการถนอมอาหารโดยการตากแห้ง และอบแห้งอาหารและผงผลิตทางการเกษตรต่าง ๆ ตลอดจนการใช้ความร้อนจากแสงอาทิตย์เพื่อการปรุงอาหาร และกิจการอื่น ๆ เช่น การตากผ้า และการทำนาเกลือ เป็นต้น

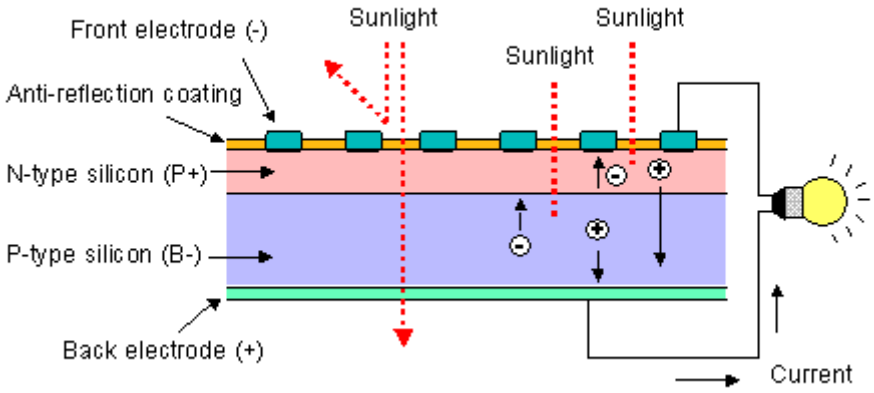
ในปัจจุบันประเทศไทย ประสบความสำเร็จเป็นอย่างดีในการนำเอาความร้อนของแสงอาทิตย์มาใช้ให้เกิดประโยชน์ เช่น การใช้เครื่องผลิตน้ำร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับโรงพยาบาล โรงแรม การทำเครื่องต้มน้ำจากแสงอาทิตย์ การทำเตาแสงอาทิตย์ การทำเครื่องกลั่นน้ำแสงอาทิตย์ การทำเครื่องอบแห้งผลิตผลทางการเกษตร และอื่น ๆ อีกมากมายซึ่งเป็นการนำเอาพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้โดยตรงที่มิต้องอาศัยเทคโนโลยีชั้นสูงหรือสลับซับซ้อนนัก และการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ทำได้ 2 วิธี คือ การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งเป็นหลักการสำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์หรือ โซล่าเซลล์ (solar cell) ซึ่งอาศัยวัสดุสำคัญประเภทสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอน หรือสารประกอบกึ่งตัวนำ เช่น กอลเลียมอาร์เซไนด์ ส่วนอีกวิธีหนึ่งของการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ก็คือ ใช้ความร้อนของแสงอาทิตย์ไปต้มน้ำหรือทำให้ก๊าซร้อนแล้วใช้ไอน้ำร้อนหรือก๊าซร้อนไปทำให้เทอร์ไบน์หรือใบพัดกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนอีกต่อหนึ่ง โดยสรุปแล้ว ถ้าจะผลิตไฟฟ้าในระดับใหญ่ถึงขั้นเป็นโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์แล้ว ทำได้ 2 วิธี คือ ใช้เซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมาก หรือใช้แสงอาทิตย์เป็นปริมาณมากไปต้มน้ำหรือก๊าซร้อน แล้วไปทำให้

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานอีกต่อหนึ่ง ซึ่งในการนี้จำเป็นต้องอาศัยเทคโนโลยีชั้นสูงหรือสลับซับซ้อน ราคาและการลงทุนขั้นต้นสูงมาก

2.1.3 ประเภทของเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานทดแทนประเภทหมุนเวียนที่ใช้แล้วเกิดขึ้นใหม่ได้ตามธรรมชาติ เป็นพลังงานที่สะอาด ปราศจากมลพิษ และเป็นพลังงานที่มีศักยภาพสูง ในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จำแนกออกเป็น 2 รูปแบบ คือ การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อนหรือความเย็น ซึ่งในงานโครงการนี้จะนำเสนอเฉพาะเทคโนโลยีที่มีการใช้งานในประเทศไทยกันอย่างแพร่หลาย และมีความคุ้มค่าในปัจจุบัน ได้แก่ เทคโนโลยีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และความร้อน

หลักการทำงานเซลล์แสงอาทิตย์ การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นขบวนการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นกระแสไฟฟ้าได้โดยตรง โดยเมื่อแสงซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานกระทบกับสารกึ่งตัวนำ จะเกิดการถ่ายทอดพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า (อิเลคตรอน) ขึ้นในสารกึ่งตัวนำ จึงสามารถต่อกระแสไฟฟ้าดังกล่าวไปใช้งานได้ (แสดงดังรูปที่ 2.7)

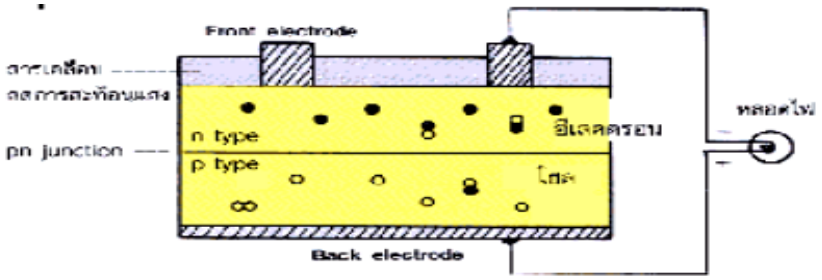


รูปที่ 2.7 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm) [21]

1. n - type ซิลิคอน ซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ คือ สารกึ่งตัวนำที่ได้การโดปปิ้งด้วยสารฟอสฟอรัส มีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์ p - type ซิลิคอน คือสารกึ่งตัวนำที่ได้การโดปปิ้งด้วยสารโบรอน ทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน (โฮล) เมื่อรับพลังงาน จากแสงอาทิตย์จะทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน เมื่อนำซิลิคอนทั้ง 2 ชนิด

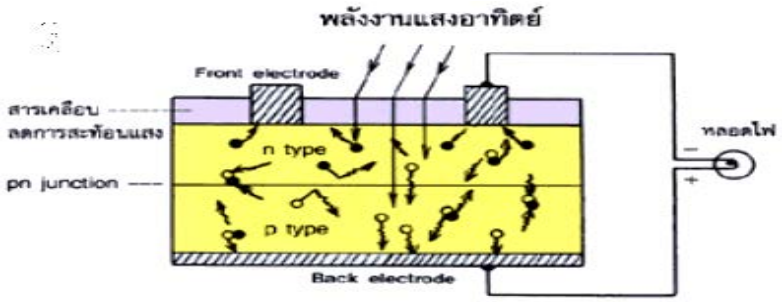
มาประกบต่อกันด้วย p - n junction จึงทำให้เกิดเป็น "เซลล์แสงอาทิตย์" ในสภาวะที่ยังไม่มีแสงแดด n - type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ ส่วนประกอบส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน แต่ก็ยังมีโฮลปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย ด้านหน้าของ n - type จะมีแถบโลหะเรียกว่า Front Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วน p - type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหลังของเซลล์โครงสร้างส่วนใหญ่เป็นโฮล แต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนบ้างเล็กน้อย ด้านหลังของ p - type ซิลิคอนจะมีแถบโลหะ เรียกว่า Back Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโฮล



รูปที่ 2.8 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นที่ 1

ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm) [21]

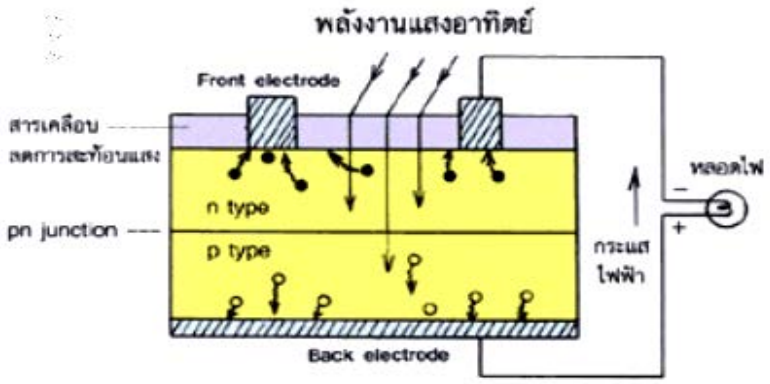
2. เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮล ทำให้เกิดการเคลื่อนไหว เมื่อพลังสูงพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้น n - type และโฮลจะวิ่งไปยังชั้น p – type



รูปที่ 2.9 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นที่ 2

ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm [21]

3. อิเล็กตรอนวิ่งไปรวมกันที่ Front Electrode และโฮลวิ่งไปรวมกันที่ Back Electrode เมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front Electrode และ Back Elec trode ให้ครบวงจร ก็จะเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น เนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเพื่อจับคู่กัน



รูปที่ 2.10 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นที่ 3

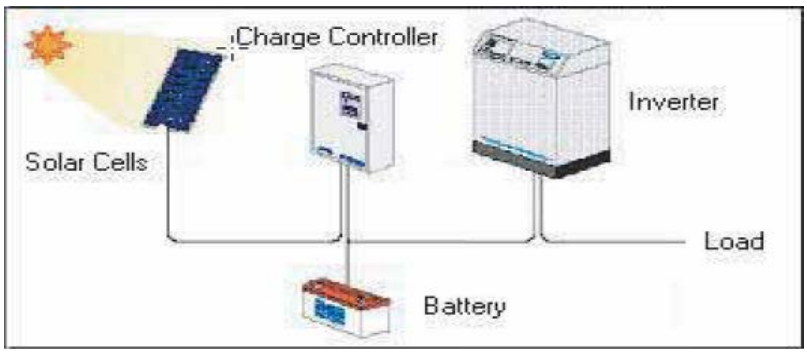
ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm [21]

2.1.3.1 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

ได้แก่ ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

ก. เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ได้แก่ ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

ก.1 เซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand alone system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์ ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่แบตเตอรี่ และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ แบบอิสระ

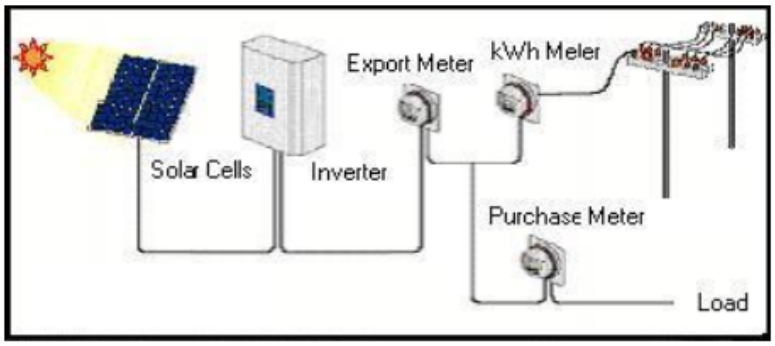


รูปที่ 2.11 แผนผังการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand alone system)

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [19]

ก.2 เซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรง ใช้ผลิตไฟฟ้าในเขตเมือง หรือพื้นที่

ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 2.12 แผนผังการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

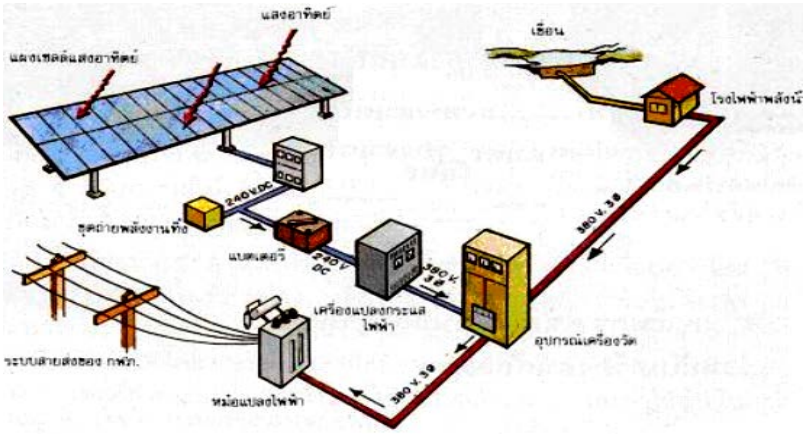
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [19]

ก.2.1 หลักการทำงานของระบบ

จากรูปที่ 2.12 การทำงานเริ่มจากแผงโซล่าเซลล์จะทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบกระแสตรงเพื่อส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ โดยอินเวอร์เตอร์จะมีวงจรสร้างสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้าให้มีรูปแบบใกล้เคียงกับสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้า เพื่อที่จะสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้อย่างปลอดภัย โดยอุปกรณ์เบื้องต้นในระบบ มีดังต่อไปนี้

1. แผงโซล่าเซลล์ (Solar Panel) ทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง
2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้รับจากแผงโซลาเซลล์เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ และส่งพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบกระแสสลับเข้าสู่ระบบจำหน่าย และโหลดไฟฟ้าภายในบ้าน
3. โหลดภายในบ้าน (House Loads) คืออุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าที่เป็นกระแสสลับ
4. มิเตอร์ (Meter) ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์วัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้า อาจจะแยกเป็นมิเตอร์ซื้อไฟและมิเตอร์ขายไฟ
5. ระบบสายส่ง (Unility Grids) คือระบบสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยในประเทศไทยคือ ระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบสายส่งของการไฟฟ้านครหลวง

ก.3 เซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system) เป็นระบบผลิตไฟฟ้า ที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่น ๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบของระบบจะขึ้นอยู่กับการออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ



รูปที่ 2.13 แผนผังการต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [19]

2.1.3.2 คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์ [19]

ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกัน และมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่ มีดังนี้

ก. ความเข้มแสง กระแสไฟฟ้า (Current) จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง หมายความว่าเมื่อความเข้มของแสงสูง กระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือโวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน คือ ความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่ง ปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ซึ่งความเข้ม ของแสงจะมีค่าเท่ากับ 100 mW ต่อ ตร.ซม. หรือ 1,000 W ต่อ ตารางเมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้าแสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศากับพื้นโลก ความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับประมาณ 75 mW ต่อตารางเซนติเมตร หรือ 750 W ต่อตารางเมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM2 กรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

ข. อุณหภูมิ กระแสไฟ (Current) จะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้า (โวลท์) จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุก ๆ 1 องศา ที่เพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนด

ประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส (°c) เช่น กำหนดไว้ว่า แผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (Open Circuit Voltage หรือ V oc) ที่ 21 V ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส (°c) ก็จะหมายความว่า แรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส (°c) จะเท่ากับ 21 V ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียส (°c) เช่น อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส (°c) จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% (0.5% x 5 องศาเซลเซียส (°c)) นั่นคือ แรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ Voc จะลดลง 0.525 V (21 V x 2.5%) เหลือเพียง 20.475 V (21V – 0.525 V) สรุปได้ว่า เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าก็จะลดลง ซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

ค. ผลกระทบเมื่อเกิดเงาบัง การเกิดเงาบังบนแผงโซลาร์ ผลกระทบเมื่อเกิดเงาบัง การเกิดเงาบนแผงโซล่าเซลล์นั้นจะส่งผลต่อความสูญเสียที่เกิดจากกา ลังไฟฟ้าที่ลดลงอย่างมากเมื่อมีเงาตกลงบนแผงโซล่าเซลล์และยังทำ ให้เกิดความร้อนขึ้นในตัวเซลล์ เนื่องจากเซลล์ที่ถูกบังจะทำหน้าที่เป็นภาระทางไฟฟ้าแทนที่จะเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้า ซึ่งในทางปฏิบัติการต่อเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมหากันเป็นแผงโซล่าเซลล์นั้นจะต้องมี Bypass Diode เข้าไปในแผงเซลล์เพื่อทำหน้าที่ให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านชั่วขณะ

2.1.3.3 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน

ได้แก่ การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และการอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

ก. การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 3 ชนิด

ก.1 การผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติเป็นการผลิตน้ำร้อนชนิดที่มีถังเก็บอยู่สูงกว่าแผงรับแสงอาทิตย์ ใช้หลักการหมุนเวียนตามธรรมชาติ

ก.2 การผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั๊มน้ำหมุนเวียน เหมาะสำหรับการใช้ผลิตน้ำร้อนจำนวนมากและมีการใช้อย่างต่อเนื่อง

ก.3 การผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสานเป็นการนำเทคโนโลยีการผลิตน้ำร้อนจากแสงอาทิตย์ มาผสมผสานกับความร้อนเหลือทิ้งจากการระบายความร้อนของเครื่องทำความเย็น หรือเครื่องปรับอากาศ โดยผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน

ข. การอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ในปัจจุบันมีการยอมรับใช้งาน 3 ลักษณะ คือ

ข.1 การอบแห้งระบบ Passive เป็นระบบที่เครื่องอบแห้งทำงานโดยอาศัยพลังงานแสงอาทิตย์และกระแสลมที่พัดผ่าน

ข.2 การอบแห้งระบบ Active เป็นระบบอบแห้งที่มีเครื่องช่วยให้อากาศไหลเวียนในทิศทางที่ต้องการ เช่น มีพัดลมติดตั้งในระบบเพื่อบังคับให้มีการไหลของอากาศผ่านระบบ

ข.3 การอบแห้งระบบ Hybrid เป็นระบบอบแห้งที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์และยังต้องอาศัยพลังงานในรูปแบบอื่น ๆ ช่วยในเวลาที่มีแสงอาทิตย์ไม่สม่ำเสมอ หรือต้องการให้ผลิตผลทางการเกษตรแห้งเร็วขึ้น

2.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

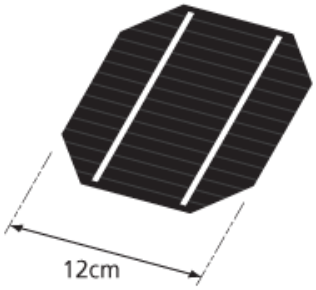
เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ระบบ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนแสงอาทิตย์ [18]

2.2.1 เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic)

ประเทศไทยได้เริ่มมีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อปี พ.ศ.2519 [11] โดยหน่วยงานกระทรวงสาธารณสุขและมูลนิธิแพทย์อาสาฯ มีประมาณ 300 แผง แต่ละแผงมีขนาด 15/30 วัตต์ และได้มีนโยบายและแผนด้าน เซลล์แสงอาทิตย์ บรรจุลงใน แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 4 (พ.ศ.2520-2524) ซึ่งการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้ติดตั้งใช้งานอย่างเป็นรูปธรรมในช่วงท้ายของแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (พ.ศ.2530-2534) โดยมีกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานในปัจจุบัน) กรมโยธาธิการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่เป็นหน่วยงานหลัก ในการนำเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้งาน ในด้านแสงสว่าง ระบบโทรคมนาคม และเครื่องสูบน้ำ

การใช้เซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าจากดวงอาทิตย์โดยตรง จะประกอบด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ อาทิแผงเซลล์แสงอาทิตย์เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่เครื่องเปลี่ยนระบบไฟฟ้าและแบตเตอรี่โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องมีการออกแบบเพื่อให้เพียงพอต่อการใช้งานในบ้านพักอาศัย ซึ่งในการออกแบบระบบจึงต้องมีความรู้ความเข้าใจในอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อสามารถใช้งานได้อย่างถูกต้องและมีประสิทธิภาพที่สุดในการออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องใช้ส่วนประกอบที่สำคัญดังนี้

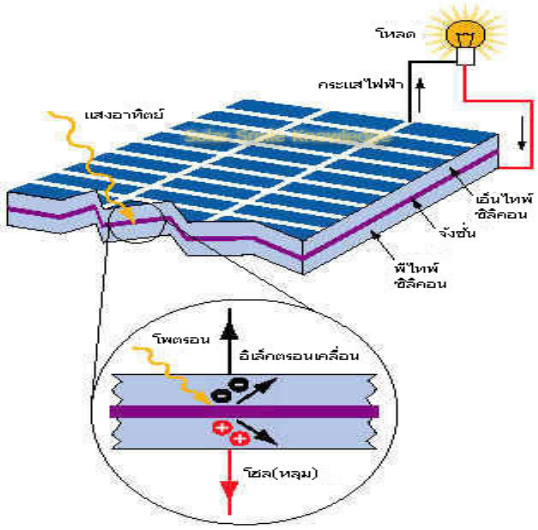
2.2.1.1 แผงโซลาเซลล์ (Photovoltaic Cell : PV) เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สร้างขึ้นให้เป็นอุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ ถูกสร้างขึ้นครั้งแรกโดย แซปปิน (Chapin) ฟูลเลอร์ (Fuller) และเพียร์สัน (Pearson) ในปี ค.ศ.1954 ซึ่งทำงานที่บริษัทเบลเทเลโฟน (Bell Telephone) ซึ่งได้ค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อ P-N ของผลึกซิลิคอนจนได้เซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นมาเป็นครั้งแรกในโลก ซึ่งมีประสิทธิภาพเพียง 6% โดยในระยะเวลาต่อมามีการพัฒนามาขึ้นมากกว่า 15% ในระยะแรกเริ่มมีการนำไปใช้งานในการผลิตพลังงานไฟฟ้าทางด้านอวกาศ ดาวเทียม ระบบสื่อสารต่าง ๆ จนในปัจจุบันมีการผลิตใช้งานอย่างแพร่หลาย มีราคาถูกลง และประสิทธิภาพสูงขึ้น



รูปที่ 2.14 ตัวอย่างรูป Solar Cell

ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

เซลล์แสงอาทิตย์ทำจากซิลิคอนที่ใช้วัสดุเช่นเดียวกันTransistors และวงจรรวม (Integrated Circuit : IC) โดยผลึกซิลิคอนจะถูกทำให้ไม่บริสุทธิ์ (Dope) โดยการเติมธาตุที่มีอิเล็กตรอนวงนอกสุดในกลุ่ม 3 และ 5 ซึ่งจะได้ผลึกซิลิคอนที่มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าต่างกัน (P-Type และ N-type) เมื่อนำมาต่อเชื่อมกันด้วยกรรมวิธีการแพร่สารระหว่างผลึกทำให้ระหว่างรอยต่อมีสภาวะที่เป็นกลาง (Depletion Region) ผลึกซิลิคอนจะวางซ้อนกันเป็นชั้นบาง (Layer) เมื่อมีอนุภาคโฟตอน (Photon) มาตกกระทบแผ่นชั้นซิลิคอนอิเล็กตรอนที่ได้รับจะทำให้แผ่นธาตุซิลิคอนมีอิเล็กตรอนที่มีอยู่ไม่สมดุลกันระหว่างชั้นเซลล์ เมื่อมีการต่อเชื่อมขั้วไฟฟ้าออกไปก็จะเกิดการความต่างศักย์ไฟฟ้าขึ้นที่ขั้วไฟฟ้านั้น เมื่อนำมาต่อเชื่อมกันเป็นวงจรไฟฟ้าก็จะเกิดการถ่ายเทอิเล็กตรอนระหว่างขั้วเกิดมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านวงจรทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าขึ้นมาได้

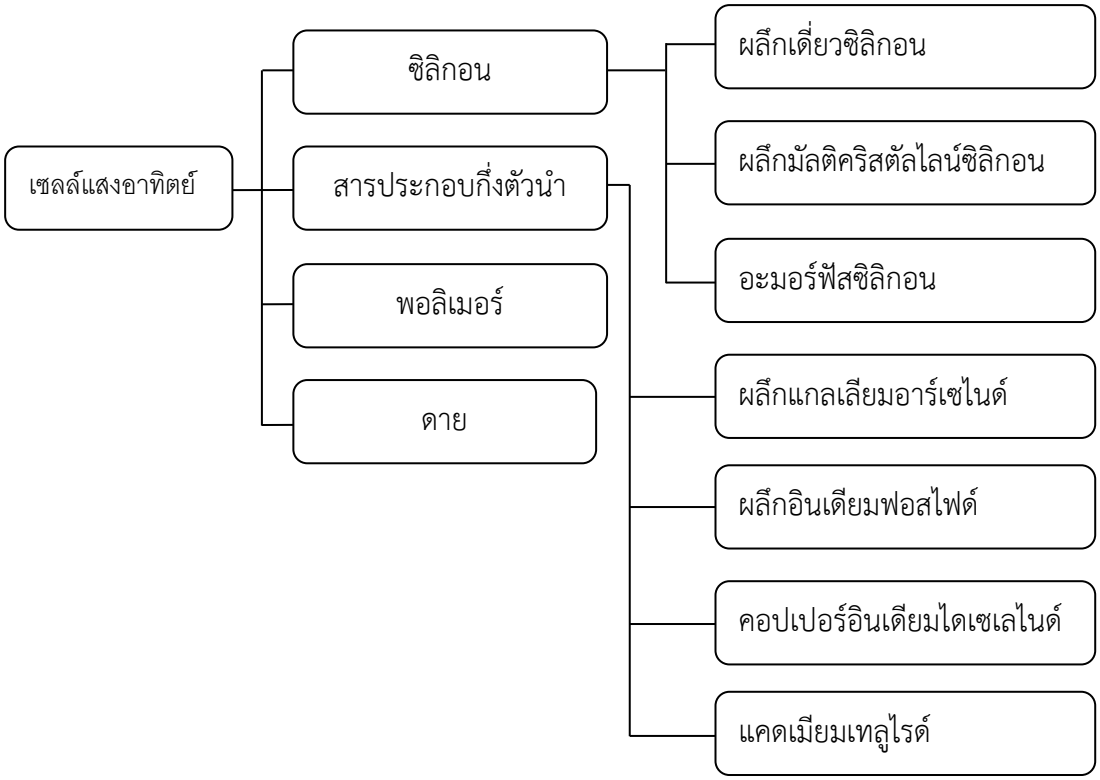


รูปที่ 2.15 โครงสร้าง Solar Cell

ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell_pg5.htm [21]

สถานภาพของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานกันอยู่ในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ ๆ คือ การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์จากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนกับการผลิตจากสารประกอบชนิดอื่น ๆ เช่น แกลเลี่ยมอาเซไนด์ (GaAs) แคดเมียมเทลูไลด์ (CdTe) เป็นต้นกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนจะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้นเป็น 2 แบบได้แก่แบบที่อยู่ในรูปของผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) แบบที่เป็นรูปผลึกยังสามารถแบ่งออกได้อีกเป็น 2 ชนิ ดคือ ชนิดเป็นก้อนผลึก (Bulk) และชนิดฟิล์มบาง (Thin film) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดก้อนผลึก ยังแบ่งออกเป็นชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon Solar Cell) และชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell)



รูปที่ 2.16 การแยกประเภทการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

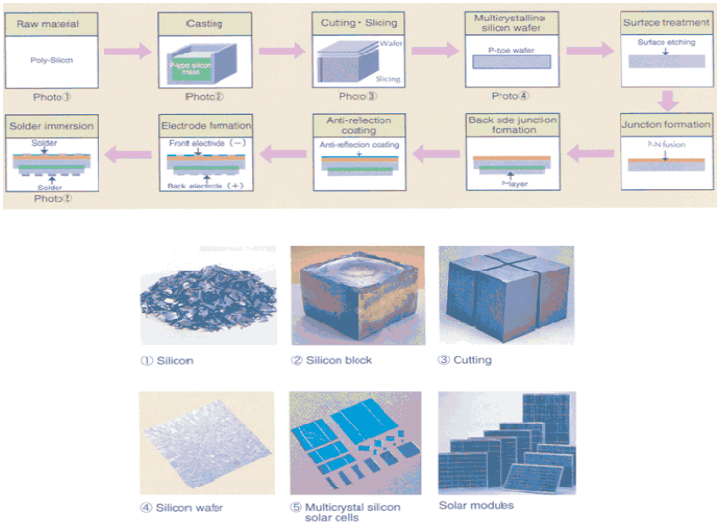
ที่มา : เอกสารการลงทุนจัดตั้งอุตสาหกรรมผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย 2548 พพ. [21]

ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามวัสดุที่ใช้เป็น 3 ชนิดหลัก ๆ คือ การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว ขบวนการผลิตเริ่มจากการนำเอาซิลิคอนซึ่งผ่านการทำให้เป็นก้อนที่มีความบริสุทธิ์สูงมาก (99.9999%) ไปหลอมละลายที่อุณหภูมิสูงถึง 1,500 ℃ เพื่อทำการสร้างแท่งผลึกเดี่ยวขนาดใหญ่ (เส้นผ่านศูนย์กลาง 6-8 นิ้ว) จากต้นผลึก (seed crystal) ด้วยการดึงผลึก คุณภาพของผลึกเดี่ยวจะสำคัญมากต่อคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ ต่อไปก็จะนำแท่งผลึกเดี่ยวนี้ไปตัดเป็นแผ่น ๆ

เรียกว่า เวเฟอร์ หนาประมาณ 300 ไมโครเมตร และขัดความเรียบของผิว จากนั้นก็จะนำไปเจือสารที่จำเป็นในการทำให้เกิดเป็น p-n junction ขึ้นบนแผ่นเวเฟอร์ ด้วยวิธีการ Diffusion ที่อุณหภูมิระดับ 1,000 °C หลังจากนั้นเป็นขั้นตอนการทำขั้วไฟฟ้าเพื่อนำกระแสไฟออกใช้ จากนั้นเป็นการเคลือบฟิล์มผิวหน้าเพื่อป้องกันการสะท้อนแสงให้น้อยที่สุด ในขั้นตอนนี้จะได้เซลล์ที่พร้อมใช้งาน แต่เนื่องจากในการใช้งานจริง เราจะนำเซลล์แต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้ได้ตามต้องการ หลังจากนั้นก็นำไปประกอบเข้าแผงโดยใช้กระจกเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์ และใช้ซิลิโคน และ อีวีเอ (Ethelele Vinyl Acetate) ช่วยป้องกันความชื้น

รูปที่ 2.17 กระบวนการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm [21]



รูปที่ 2.18 การแยกกระบวนการผลิตของการผลิตแผงโซลาร์เซลล์

ที่มา : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.htm [21]

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวมเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวมได้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อแก้ปัญหาต้นทุนสูงของแบบผลึกเดี่ยว ซิลิคอนแบบผลึกรวมก็คือการนำเอา ซิลิคอนบริสุทธิ์รวมถึงซิลิคอนที่เหลือทิ้งจากการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยวมาหลอมในเบ้าให้เป็นแท่งแล้วปล่อยให้เย็นตัวลงช้า ๆ หลังจากนั้นนำมาตัดเป็นแผ่น ๆ เรียกว่า เวเฟอร์ หนาประมาณ 300-400 ไมโครเมตร แล้วนำไปทำ p-n junction ต่อไป

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัสเซลล์แสงอาทิตย์แบบอะมอร์ฟัส มีวิธีการผลิตที่ต่างจากแบบผลึกโดยสิ้นเชิงโดยจะเป็นลักษณะของแผ่นฟิล์มบาง ไม่ใช่เวเฟอร์โดยจะสร้างแผ่นฟิล์มบางของซิลิคอนบนแผ่นฐานรอง โดยใช้เทคนิคที่ใช้ในการผลิตมีหลายเทคนิค ที่นิยมใช้กันมากคือเทคนิคที่มีชื่อเรียกว่า CVD (Chemical Vapor Deposition) ซึ่งจะมี ระบบนำก๊าซที่เป็นสารประกอบประเภทซิลิคอน เช่น ก๊าซไซเลน (SiH4) ผ่านเข้าไปในท่อสุญญากาศ ก๊าซจะถูกทำการกระตุ้นด้วยวิธีต่าง ๆ เช่น โดยพลาสมาเพื่อส่งพลังงานให้ก๊าซสารประกอบซิลิคอนแยกตัวและซิลิคอนเข้าไปจับตัวกันบนแผ่นฐานรองที่ถูกให้ความร้อนที่อุณหภูมิ ประมาณ 200-300 ºC โดยแผ่นฐานรองส่วนใหญ่จะเป็นแก้ว สเตนเลส หรือ พลาสติกซึ่งได้ทำการเคลือบชั้นตัวนำโปร่งแสงไว้ก่อน ซิลิคอนจะทับถม สะสมบนแผ่นด้วยอุณหภูมิการผลิตที่ไม่สูงมากซิลิคอนที่เกิดจึงเป็นแบบอะมอร์ฟัสซิลิคอน ในขั้นตอนนี้หากเราใส่ก๊าซที่มี Boron เช่น B_2H_6 เข้าไปด้วยเราก็จะได้แผ่นฟิล์มที่เป็น อะมอร์ฟัสซิลิคอนชนิด p และถ้าหากใส่ก๊าซที่มี phosphorus เช่น PH3 เราก็จะได้แผ่นฟิล์มที่เป็นอะมอร์ฟัสซิลิคอนชนิด n ซึ่งจะเห็นได้ว่า ด้วยวิธีนี้จะสามารถควบคุมการไหลของก๊าซเพื่อสร้างให้เกิดชั้นของ pin อะมอร์ฟัสซิลิคอนขึ้นได้อย่างง่าย หลังจากได้ โครงสร้าง pin แล้วก็จะสร้างส่วนของขั้วไฟฟ้า ให้เสร็จเป็นเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้ในประเทศไทย ได้แก่

1. เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Amorphous Silicon เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไวแสงมากที่สุด สามารถรับแสงที่อ่อน ๆ ได้รวมทั้งแสงจากหลอดไฟฟ้าต่าง ๆ จึงทำงานได้ในพื้นที่ที่มีเมฆหมอกฝุ่นละอองมีฝนตกชุกสามารถทำงานภายใต้อุณหภูมิสูงได้ดี แต่ก็มีผลเสียคือประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำประมาณ 6-8% จึงทำให้ต้องใช้พื้นที่มากประมาณ 14-20 ตารางเมตรต่อกิโลวัตต์ แผงนิยมนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ เช่น เครื่องคิดเลขนาฬิกาหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดเล็ก ๆ เป็นต้น

2. เซลล์แสงอาทิตย์ Crystalline เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อยู่ในรูปของผลึกที่ทำให้เป็นแผนฟิล์มชั้นบาง ๆ สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ คือ แบบ Mono crystalline หรือแผงชนิดผลึกเดี่ยวและแบบ Polycrystalline หรือ ผลึกผสม หรืออาจมีชื่อเป็นอย่างอื่น เช่น Single Crystalline เป็นโซลาร์เซลล์ที่สร้างจากผลึกสารกึ่งตัวนำเช่น ซิลิกอน (Si) โดยนำซิลิกอนไปหลอมละลายที่อุณหภูมิสูงถึง 1,500 องศา เพื่อสร้างแท่งผลึกขนาดใหญ่ก่อนไปตัดเป็นแผ่นเวเฟอร์ โดยจะมีประสิทธิภาพประมาณ 15-20% เนื่องจากการเรียงตัวในผลึกที่ดีกว่าแต่ราคาจะแพง และจะมีข้อเสีย

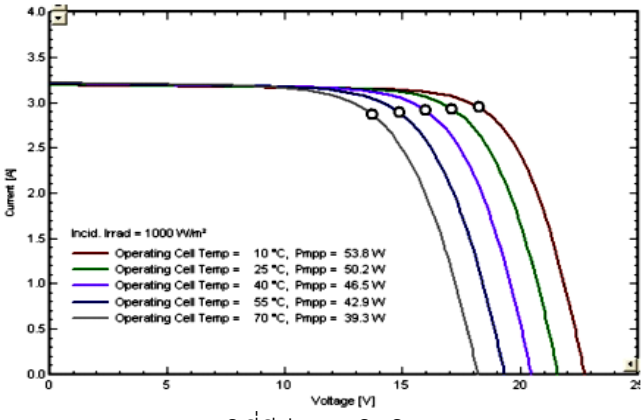
อีกอย่างหนึ่ง คือ จะมีประสิทธิภาพการทำงานลดลงอย่างมาก เมื่อทำงานในสภาพที่มีอุณหภูมิสูง ในการติดตั้งจะใช้พื้นที่ ประมาณ 7-9 ตารางเมตรต่อกิโลวัตต์ และอีกแบบหนึ่งจะเรียกว่า Multi Crystalline เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน ได้ถูกพัฒนาเพื่อแก้ไขปัญหาต้นทุนสูงของแบบผลึกเดี่ยวโดยนำซิลิกอนมาหลอมในเบ้าให้เป็นแท่งแล้วปล่อยให้เย็นตัวลงอย่างช้า ๆ ก่อนไปตัดเป็นแผ่นเวเฟอร์ โซลาร์เซลล์แบบผลึกผสมนั้นจะมีประสิทธิภาพกำลังไฟฟ้าที่ต่ำกว่าแบบโมโนคริสตัลเล็กน้อย เพราะการเรียงตัวของผลึกในเซลล์ที่แตกต่างกันโดยแบบผลึกรวมนั้นจะมีขอบเกรนของผลึก (Grain Boundaries) เป็นจำนวนมากทำให้ผลึกเรียงตัวกันไม่ดี แต่แบบ Mono Crystalline จะไม่มีขอบเกรน ทำให้การเรียงตัวของผลึกดีกว่าแบบ Multi Crystalline โดยเซลล์แบบ Multi Crystalline จะมีกำลังไฟฟ้าที่สูงกว่าแบบฟิล์มบาง เมื่อเทียบกับพื้นที่ติดตั้งแต่จะน้อยกว่า Mono Crystalline โดยจะมีประสิทธิภาพประมาณ 13- 16% โดยในปี 2560 โซลาร์เซลล์แบบผลึกผสมนั้นจะมีสัดส่วนบนทั้งตลาดมากที่สุด เพราะมีราคาที่ถูกและให้ประสิทธิภาพของกำลังไฟฟ้าที่สูงเมื่อเทียบกับพื้นที่ในการติดตั้ง โดยการติดตั้งนั้นจะใช้พื้นที่ 7.5 – 10 ตารางเมตรต่อกิโลวัตต์

แบบผลึกเดี่ยว	แบบผลึกรวม	แบบอะมอร์ฟัส
(Single Crystalline)	(Poly Crystalline)	(Amorphous)

รูปที่ 2.19 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่าง ๆ

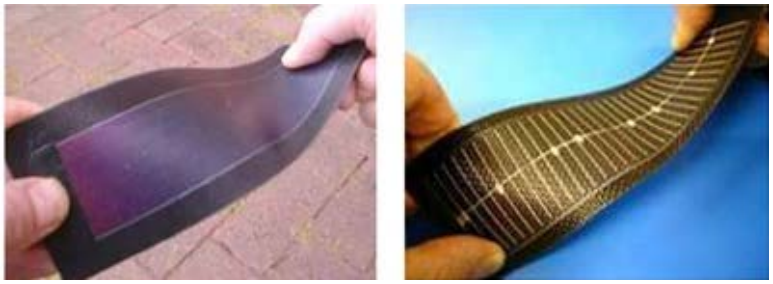
ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

ดังที่ได้กล่าวมาข้างต้นโซลาร์เซลล์ทั้งสองชนิดมีข้อดีอีกข้อหนึ่งคือ สามารถหาอุปกรณ์ต่อพ่วงได้ง่ายมีราคาถูก อายุการใช้งานยาวนานกว่า 20 ปี ทนทานใช้พื้นที่น้อยกว่า มีน้ำหนักเบา แต่มีข้อจำกัด คือ แผงชนิด Mono Crystalline นั้น ประสิทธิภาพด้อยลงอย่างมาก เมื่อทำงานในสภาพที่มีอุณหภูมิสูงดังรูปที่ 2.20



รูปที่ 2.20 ผลกระทบของอุณหภูมิที่มีต่อประสิทธิภาพของแผง Mono Crystalline
ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

3. เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Super Amorphous หรืออาจเรียกชื่อ อีกอย่างหนึ่งว่า Amorphous Tripple Junction แผงเซลล์แสงอาทิตย์นี้จะรวมเอาข้อดี ของAmorphous และ Crystalline มาไว้ด้วยกัน โดยมีประสิทธิภาพสูงกว่า แบบ Amorphous และสามารถใช้อุปกรณ์ต่อพ่วงร่วมกับ แบบ Crystalline บางชนิด ยังมีคุณสมบัติพิเศษที่สามารถบิดตัวม้วนได้ เนื่องจากการปลูกเซลล์ทำบนฐานรองประเภทพลาสติก ทำให้มีน้ำหนักเบาการขนส่งสะดวกสามารถติดตั้ง ตามผิวของวัสดุต่าง ๆ ได้หลากหลายแต่มีข้อเสียคือมีราคาแพงกว่าชนิดอื่น ๆ 30-40% ในอนาคตเมื่อมีการแข่งขันทางตลาดที่สูงขึ้น ราคาจะถูกลงก็จะได้รับความนิยมนำมาใช้งานอย่างแพร่หลายต่อไป



รูปที่ 2.21 เซลล์แสงอาทิตย์แบบ Super Amorphous
(ชนิดของแผงโซล่าเซลล์ และการเลือกใช้งาน)
ที่มา : คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย พพ. [19]

ส่วนกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบอื่น ๆ ที่ไม่ใช่ทำมาจากซิลิคอนรวมถึงประเภทซิลิคอนแบบฟิล์มบางซึ่งเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25 เปอร์เซ็นต์ ขึ้นไป ซึ่งปัจจุบันยังคงมีราคาแพง จึงไม่นิยมนำมาใช้ทั่วไปบนพื้นโลก เซลล์ประเภทดังกล่าวจึงเหมาะสำหรับใช้งานบนดาวเทียม หรือ อวกาศ บนการติดตั้งบนพื้นที่ที่จำกัดมาก ๆ และมีข้อจำกัดเรื่องน้ำหนัก

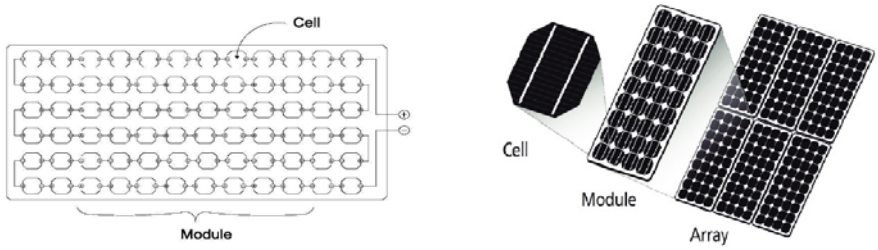
การติดตั้งปัจจุบันมีการพัฒนาด้วยกระบวนการผลิตที่ทันสมัยเพื่อทำให้มีราคาถูกลงและคาดว่าจะมีการนำมาใช้งานมากขึ้นในอนาคต

ตาราง 2.3 การเปรียบเทียบคุณลักษณะของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์แบบชนิดต่าง ๆ

ประเภทวัสดุ	Monocrystalline	Polycrystalline	Amorphous	CdTe	CIS/CIGS
ประสิทธิภาพทั่วไป	15-20%	13-16%	6-8%	9-11%	10-12%
ประสิทธิภาพสูงสุดที่ทำได้ในปัจจุบัน	25.00%	20.40%	13.40%	18.70%	20.40%
พื้นที่สำหรับ 1 kWp	6-9%	8-9%	13-20%	11-13%	9-11%
อายุการใช้งานทั่วไป	25 ปี	25 ปี	10-25 ปี	-	-
ราคา	0.75$/w	0.62 $/w	0.69 $/w	-	-
ผลของอุณหภูมิ	สมรรถนะลดลง 10-15% เมื่ออุณหภูมิสูง	อุณหภูมิมีผลน้อยกว่าแบบ monocrystalline	ทนต่อความร้อนที่สูงได้ดี	อุณหภูมิไม่ค่อยมีผลต่อสมรรถนะ	
อื่น ๆ	เป็นเทคโนโลยีเก่ามีการใช้อย่างกว้างขวาง	ระหว่างการผลิตมีขยะ silicon น้อย	ปัจจุบันแนวโน้มการพัฒนาเทคโนโลยีเร็วกว่าแบบ crystalline		
			ยังมีจำหน่ายในท้องตลาดน้อย		

ที่มา : เอกสารประกอบในการบรรยายหลักสูตรการออกแบบ ประมาณราคา ติดตั้ง และบำรุงรักษาระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์” 2561 พพ. [11]

โดยปกติแล้วในแต่ละเซลล์ (Cell) ของแผงโซล่าเซลล์ ซึ่งเป็นตัวแปลงพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้า กระแสตรงนั้นจะมีแรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.6 - 0.7 V ทำให้การใช้งานจริงจะต้องมีการต่ออนุกรมเซลล์หลาย ๆ ตัวเข้าด้วยกันให้มีแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น และหากต้องการกระแสไฟฟ้าที่สูงขึ้นก็สามารถทำได้โดยการต่อเซลล์หลาย ๆ ตัวขนานกัน ซึ่งการที่ต่อเซลล์ทั้งแบบอนุกรมและขนานเข้าด้วยกันนั้นจะเป็นการเพิ่มกำลังไฟฟ้าในแผงโซล่าเซลล์ก่อนนำไปใช้งานดังภาพที่ 2.3 ซึ่งการต่อเซลล์หลาย ๆ ตัวรวมกันในแผงนั้นเราจะเรียกว่า แผงโซล่าเซลล์หรือแผงพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Panel) หรือที่เรียกในภาษาอังกฤษอีกชื่อหนึ่ง เรียกว่า Photovoltaic Module (PV) โดยหน่วยที่ใช้เรียกจำนวนของแผงโซล่าเซลล์นั้น คือ แผง หรือ โมดูล (Module)



รูปที่ 2.22 การนำเซลล์หลาย ๆ ตัวมาต่อรวมกันในแผงโซล่าเซลล์

ที่มา : เอกสารประกอบในการบรรยายหลักสูตรการออกแบบ ประมาณราคา ติดตั้ง และบำรุงรักษาระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์” 2561 พพ. [11]

2.2.2 ส่วนประกอบของแผงโซล่าเซลล์ [12]

จากรูปที่ 2.23 นั้นแผงโซล่าเซลล์ประกอบไปด้วยส่วนที่สำคัญ ดังนี้

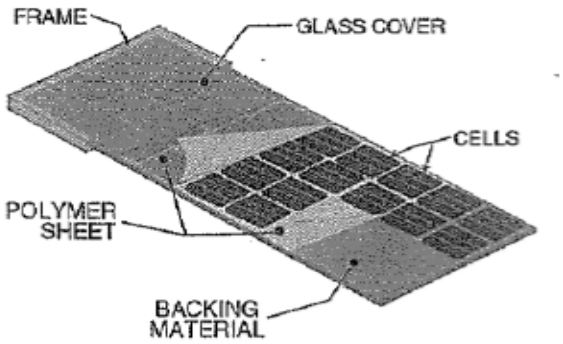
- เซลล์ (Cells) ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้า โดยแผงโซล่าเซลล์นั้นจะประกอบไปด้วยเซลล์หลาย ๆ ตัวเชื่อมต่อกันผ่านตัวนำไฟฟ้าโดยวางบนวัสดุห่อหุ้มเซลล์

- วัสดุห่อหุ้มเซลล์ซึ่งเป็นวัสดุที่ทำมาจากโพลีเมอร์ (Polymer Sheet) ทำหน้าที่จับยึดเซลล์โดยใช้วัสดุผิวหน้าประกบวัสดุผิวหลังโดยจะมีคุณสมบัติคือแสงส่องผ่านได้ดีและระบายความร้อนได้ดี

- วัสดุประกบผิวหน้า (Glass Cover) ทำหน้าที่ป้องกันน้ำฝุ่นละออง รวมถึงการกระแทกจากภายนอก โดยใช้กระจกพิเศษซึ่งมีคุณสมบัติ คือ แสงสามารถส่งผ่านได้ดีและระบายความร้อนได้ดี

- วัสดุประกบแผ่นหลัง (Backing Material) ทำหน้าที่ป้องกันทางด้านหลังและเป็นแผ่นหลังของแผงเซลล์อาทิตย์

- โครง (Frame) ทำหน้าที่เป็นโครงสร้างของแผงโซล่าเซลล์เพื่อเพิ่มความแข็งแรงให้กับแผงโซล่าเซลล์และเป็นส่วนป้องกันแรงกระแทกต่าง ๆ



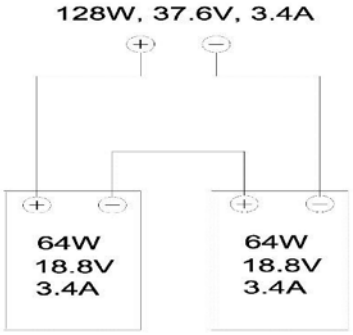
รูปที่ 2.23 ส่วนประกอบต่าง ๆ ของแผงโซล่าเซลล์

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

2.2.3 การเชื่อมต่อแผงโซล่าเซลล์ [12]

- การต่อแผงโซล่าเซลล์แบบอนุกรม

การอนุกรมแผงโซล่าเซลล์นั้นจะเป็นการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้กับโหลดโดยกระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจะมีค่าเท่ากันทั้งวงจร ในรูปที่ 2.24 นั้น จะเป็นตัวอย่างการนำแผงโซล่าเซลล์ขนาด 64 W แรงดัน 18.8 V กระแส 3.4 A จำนวนสองแผงมาต่อกันแบบอนุกรม ซึ่งจะทำให้กำลังไฟฟ้าเพิ่มเป็น 128 W แรงดันรวมของระบบเพิ่มเป็น 37.6 V และกระแสไฟฟ้า 3.4 A เท่าเดิม

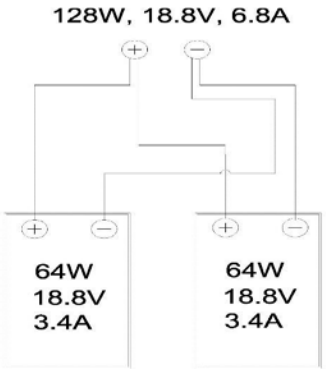


รูปที่ 2.24 การต่อแผงโซล่าเซลล์แบบอนุกรม

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

- การต่อแผงโซล่าเซลล์แบบขนาน

การขนานแผงโซล่าเซลล์นั้นจะเป็นการเพิ่มระดับกระแสไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้กับโหลด โดยแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายออกมาจะมีค่าเท่ากันทั้งวงจร ในรูปที่ 2.25 นั้นจะเป็นตัวอย่างการนำแผงโซล่าเซลล์ ขนาด 64 W แรงดัน 18.8 V กระแส 3.4 A จา นวนสองแผงมาต่อกันขนานกัน ซึ่งจะทำให้กำลังไฟฟ้าเพิ่มเป็น 128 W กระแสไฟฟ้ารวมของระบบเพิ่มขึ้นเป็น 6.8 A และแรงดันไฟฟ้า18.8 V เท่าเดิม



รูปที่ 2.25 การต่อแผงโซล่าเซลล์แบบขนาน

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

2.2.4 คุณสมบัติของแผงโซล่าเซลล์ [12]

คุณสมบัติของแผงโซล่าเซลล์ที่ทางผู้ผลิตแผงโซล่าเซลล์ระบุมานั้นมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.2.4.1 การทดสอบประสิทธิภาพของแผงเซลล์ (Performance Testing) ที่ทางผู้ผลิตแผง โซล่าเซลล์บอกมานั้นจะประกอบด้วยมาตรฐานการทดสอบ 2 ชนิด ดังนี้

- Performance at Standard Condition (STC) คือ การทดสอบแผงเซลล์เมื่อได้รับแสงความเข้มแสง (Irradiance) ที่ 1000 W/m^2 อุณหภูมิ 25 °C ที่มวลอากาศเท่ากับ 1.5

- Performance at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) คือ การทดสอบแผงเซลล์เมื่อได้รับแสงความเข้มแสง (Irradiance) ที่ 800 W/m^2 อุณหภูมิ 20 °C ความเร็วลม 1 m/s

2.2.4.2 ค่าพื้นฐานทางไฟฟ้าที่ต้องรู้

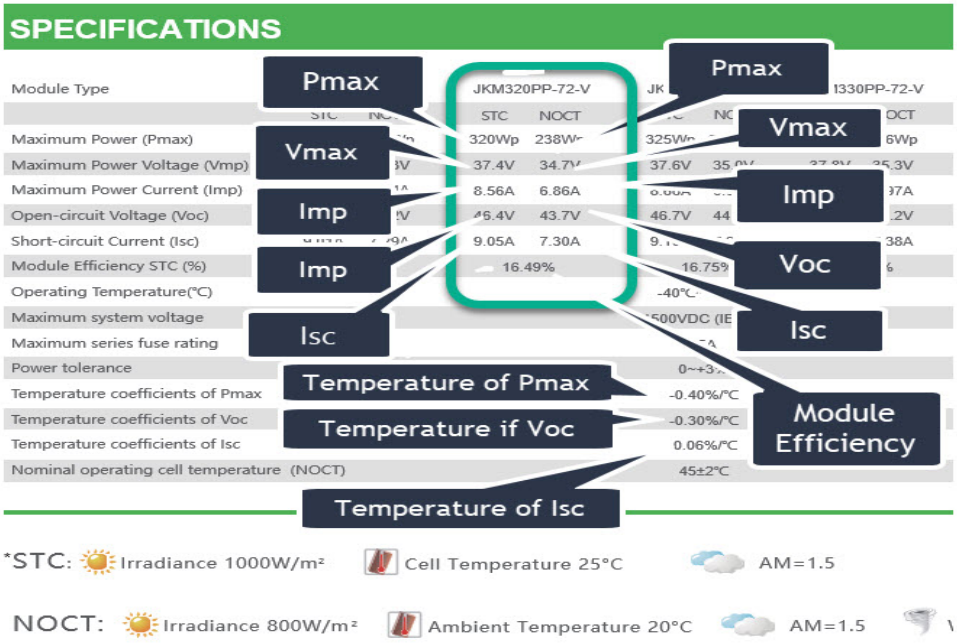
- Pmax = กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็น วัตต์ (watt)
- Imp = กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็น แอมป์ (Amp)
- Vmp = แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็น โวลต์ (Volt)
- Voc = แรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจร หน่วยเป็น โวลต์ (Volt)
- ISC = กระแสไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจร หน่วยเป็น แอมป์ (Amp)
- Module Efficiency = ค่าสัมประสิทธิ์ของแผงโซลาร์เซลล์อัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต์ (%)

นอกจากนี้ประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์นั้นยังขึ้นอยู่กับค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิซึ่งมีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา (%/°C) โดยเป็นค่าที่บ่งบอกถึงการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ในแต่ละรุ่นที่เลือกใช้ โดยมีค่าสัมประสิทธิ์ที่ใช้งาน ดังต่อไปนี้

Temperature of Pmax = ค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศาเซลเซียส (%/°C)

Temperature of Voc = ค่าสัมประสิทธิ์ของแรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจรหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศาเซลเซียส (%/°C)

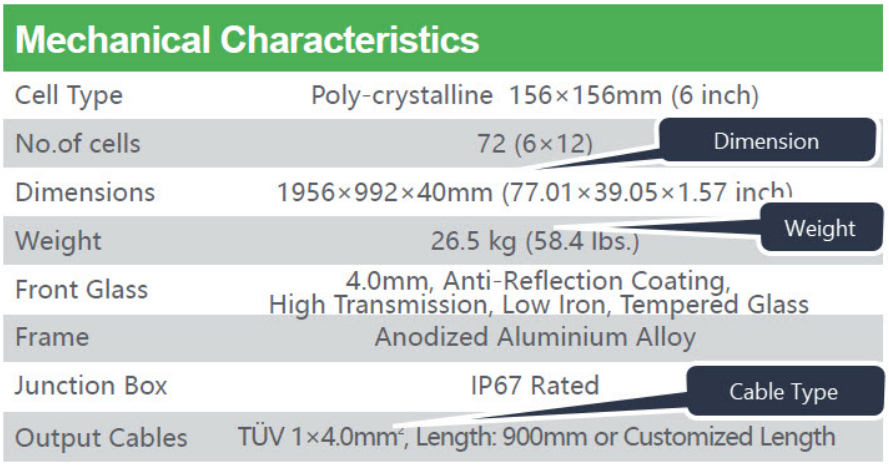
Temperature of Isc = สัมประสิทธิ์ของกระแสไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจร หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศาเซลเซียส (%/°C)



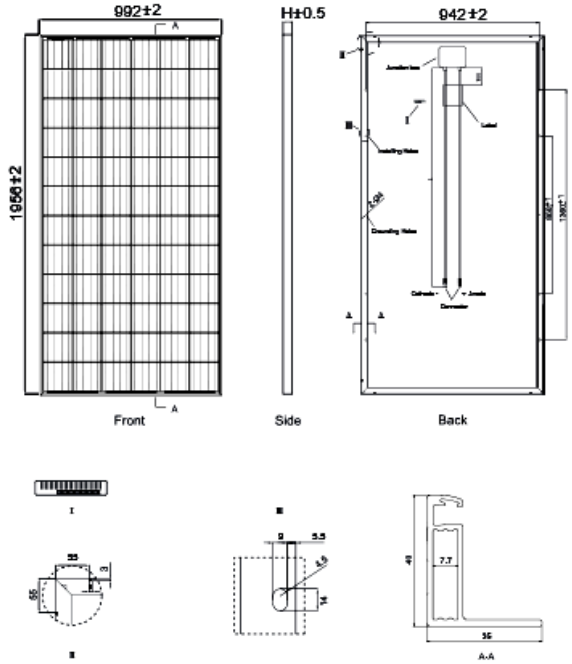
รูปที่ 2.26 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V
ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

2.2.4.3 ค่าพื้นฐานทางกลที่ต้องรู้

- Dimension = ขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ (ยาว x กว้าง x หนา) หน่วยเป็นเมตร (Meter : m)
- Weight = น้ำหนักของแผงโซลาร์เซลล์ หน่วยเป็น กิโลกรัม (Kilogram : kg)
- Cable Type = ชนิดของสายเคเบิ้ล อาทิเช่นสาย Photovoltaic Cable ขนาด 4 ตารางเมตร
- Connector = ชนิดขั้วต่อแผงโซล่าร์เซลล์ อาทิเช่น MC4



รูปที่ 2.27 คุณลักษณะทางกลของแผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V
ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]



รูปที่ 2.28 ขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V

ที่มา : คู่มือคุณลักษณะทางไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ Jinko รุ่น JKM320PP-72-V

การเลือกซื้อแผงโซล่าเซลล์ ยิ่งประสิทธิภาพของแผงยิ่งสูงยิ่งดี และค่าสัมประสิทธิ์ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงโซล่าเซลล์ยิ่งต่ำยิ่งดี และน้ำหนักรวมของโมดูลยิ่งเบายิ่งดี สำหรับจังชั่นบ๊อก ควรเป็นแบบ IP65 หรือ 67 ซึ่งจะช่วยกันน้ำกันฝุ่นได้ เฟรมควรใช้อุปกรณ์ที่ไม่เป็นสนิม เช่น อลูมิเนียม กระจกควรเป็นกระจกที่ให้แสงผ่านได้ดีและแข็งแรงต่อแรงกระแทกได้

2.2.4.4 การรับประกันของแผงโซล่าเซลล์

ในการเลือกซื้อควรพิจารณาเรื่องการรับประกันแผงโซล่าเซลล์ด้วย โดยทั่วไปแล้วจะทางบริษัทผู้ผลิต จะรับประกันด้านประสิทธิภาพของแผง 25 ปี (Performance Warranty) จะมีค่าไม่ต่ำกว่า 80% และรับประกันสินค้า 10 ปี (Product Warranty) โดยการใช้งานจะต้องเป็นไปตามเงื่อนไขการรับประการตามที่บริษัทผู้ผลิตแผงโซล่าเซลล์

2.2.4.5 มาตรฐานของแผงโซล่าเซลล์

ในการเลือกใช้แผงโซล่าเซลล์นั้นจะต้องพิจารณาถึงมาตรฐานของแผงโซล่าเซลล์ที่ผู้ผลิตได้รับโดยทั่วไปแล้วมาตรฐานที่ทางผู้ผลิตจะต้องระบุในแคตตาล๊อกสินค้า มีดังนี้

- IEC61215 หรือ มอก. 1843 คือการทดสอบคุณสมบัติประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อเป็น ระบบ (Solar Array) ของแผงโซล่าเซลล์แบบคริสตัลไลน์ (Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval)

- IEC61646 หรือ มอก. 221 คือ การทดสอบคุณสมบัติประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อเป็นระบบ (Solar Array) ของแผงโซล่าเซลล์แบบฟิล์มบาง (Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval)

- IEC 61730 คือ การทดสอบด้านความปลอดภัยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามมาตรฐาน (Photovoltaic Module Safety Qualification)

นอกจากนี้แล้วทางผู้ผลิตบางรายยังระบุมาตรฐานการทดสอบด้านอื่น ๆ เพิ่มเติมในแคตตาล๊อกของ สินค้าตัวเอง อาทิเช่น

- IEC 61277 Terrestrial Photovoltaic (PV) Power Generating Systems - General and Guide.

- HEC 61.345 UV Test for Photovoltaic (PV) Modules.

- IEC 6 70 Salt Mist Corrosion Testing of Photovoltaic (PV) Modules.

- IEC 61829 Crystalline Silicon Photovoltaic (PV) Array - On-Site Measurement of I-V Characteristics.

- HEC 62108 Concentrator Photovoltaic (CPV) Modules and Assemblies – Design Qualification and Type Approval.

2.2.5 ทิศทางและมุมต่าง ๆ ของการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ [12]

การติดตั้งแผงโซล่าเซลล์นั้นโดยทั่วไปสามารถแบ่งตามชนิดของ โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Mounting System) โดยแบ่งออกเป็น 3 ชนิด ดังนี้

- ติดตั้งกับโครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fixed) การติดตั้งโซล่าเซลล์แบบยึดอยู่กับที่จะพบเห็นได้เยอะที่สุดเนื่องจากการติดตั้งที่ง่ายลงทุนน้อยเช่น การติดตั้งบนบ้านเรือน การติดตั้งพื้นดินในโซล่าฟาร์ม เป็นต้น

- ติดตั้งบนโครงสร้างแบบปรับแกนเดียว (1 Axis) จุดประสงค์ของการติดตั้ง คือ การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซล่าเซลล์ ซึ่งได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงมุมเอียงของโลกในแต่ละวันในรอบปี ทำให้การติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนโครงสร้างแบบแกนเดียวนั้นสามารถปรับมุมเอียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้รับค่ารังสีแสงอาทิตย์ให้เหมาะสมตามมุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามวัน

- ติดตั้งบนโครงสร้างแบบปรับสองแกน (2 Axis) จุดประสงค์ของการติดตั้ง คือ การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซล่าเซลล์ตามวันในรอบปี และช่วงเวลา เพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงมุมเอียงของโลกในแต่ละวันและการเคลื่อนที่ของพระอาทิตย์

จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก ซึ่งการติดตั้งแบบนี้จะให้ประสิทธิภาพที่ดีที่สุดแต่ก็ลงทุนเยอะสุด อีกทั้งยังมีระดับการซ่อมบำรุงที่ยากสุดด้วย

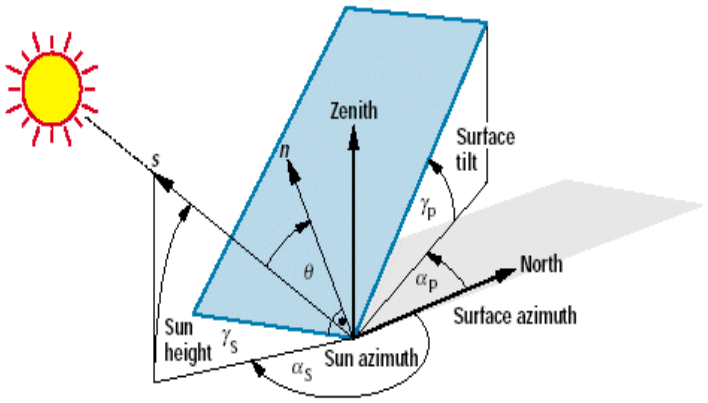
จากตารางที่ 2.4 จะเป็นการเปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (Output) พื้นที่ (Area) การบำรุงรักษา (Maintenance) และงบประมาณกรลงทุน (Cost) ของการติดตั้งบนโครงสร้างทั้ง 3 ชนิด โดยเป็นค่าประมาณการ

ตารางที่ 2.4 การเปรียบเทียบการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนโครงสร้างต่าง ๆ
(โดยตัวเลข Maintenance อันดับ1 คือ ระดับในการซ่อมง่ายสุด)

	Fix system	1-axis	2-axis
Output	100%	115%	125%
Occupied area	100%	100-120%	200%
Maintenance	1	2	3
Cost	100%	106%	120%

2.2.5.1 ทิศและมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์

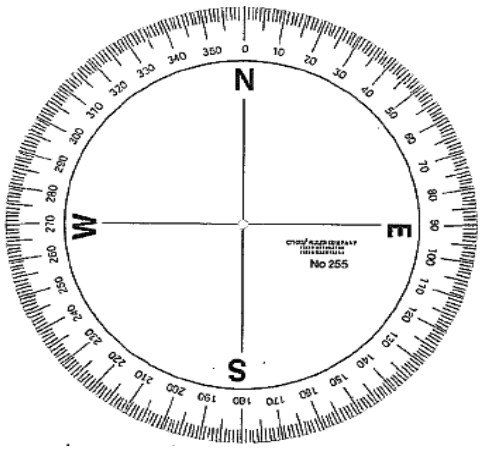
แผงโซล่าเซลล์จะสามารถทำการผลิตไฟฟ้าได้ดีที่สุดโดยจะต้องมีระนาบของแผงโซล่าเซลล์ตั้งฉากกับแสงที่ส่องมาจากดวงอาทิตย์ดังรูปที่ 2.29 เพราะฉะนั้นการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์นั้นเราจะต้องทราบถึงทิศการหันแผงโซล่าเซลล์และมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ที่เหมาะสมก่อนทำการติดตั้ง



รูปที่ 2.29 ทิศทางและการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

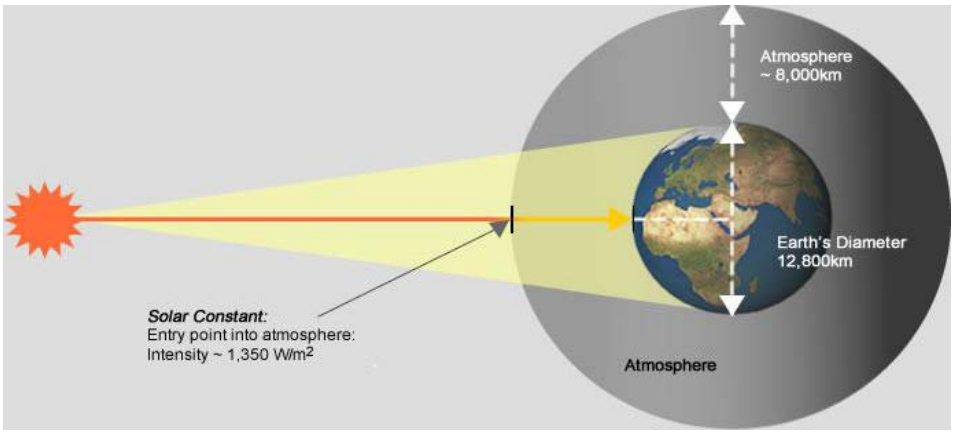
- มุมอะซิมุท (Azimuth: ys) คือมุมที่ใช้สำหรับการบอกทิศทางการหันหน้าของคนหรือวัตถุ เพื่อใช้ในการบอกทิศเช่น ทิศเหนือ ทิศใต้ ทิศตะวันออก และทิศตะวันตก โดยมุมอะซิมุทจะมีค่าเริ่มที่ 0 องศา ที่ทิศเหนือ และมีค่าเพิ่มขึ้นตามเข็มนาฬิกาไปมีค่า 90 องศาที่ทิศตะวันออก 180 องศาที่ทิศใต้และ 270 องศาที่ทิศตะวันตก ดังรูปที่ 2.30



รูปที่ 2.30 เข็มทิศที่แสดงถึงองศาต่าง ๆ ของมุมอะซิมุท

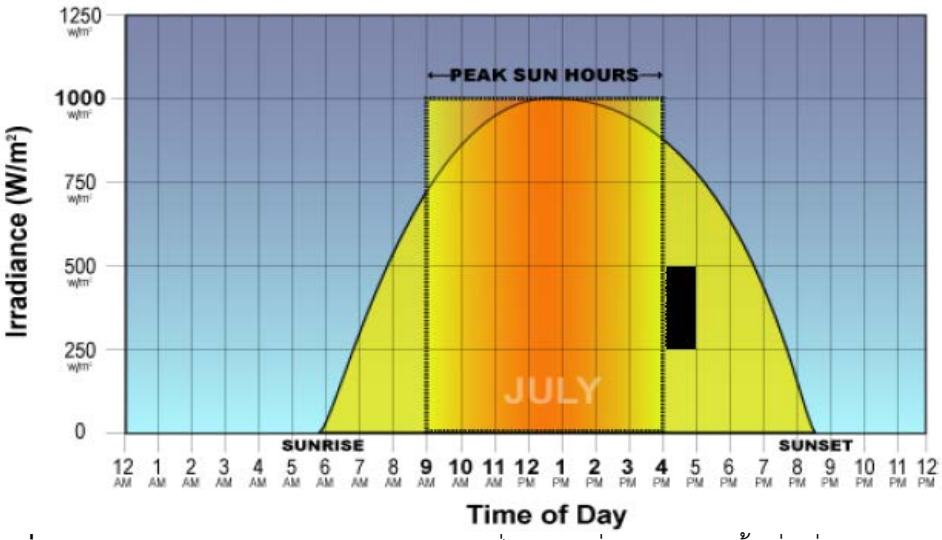
ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

พลังงานแสงอาทิตย์เมื่อผ่านชั้นบรรยากาศโลกแล้วในระดับน้ำทะเลที่ตำแหน่งค่ามวลอากาศเท่ากับ 1 (air mass: AM1) พลังงานแสงอาทิตย์จะมีค่าประมาณ 1000 W/m2 โดยจะพบว่าหากเมื่อมุมเอียงของแกนโลกมีค่าเท่ากับ 0 องศาและติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บริเวณซีกโลกเหนือ จะต้องหันทิศทางของแผงโซล่าเซลล์มายังทิศใต้เพื่อเข้าหาดวงอาทิตย์และหากติดตั้งบริเวณซีกโลกใต้จะต้องหันแผงโซล่าเซลล์เข้าไปยังทิศเหนือดังภาพที่ 2.31



รูปที่ 2.31 พลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกอยู่บนผิวโลก

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]



รูปที่ 2.32 ประสิทธิภาพความเข้มแสงอาทิตย์ที่ได้รับเฉลี่ยรายวันต่อพื้นที่หนึ่งตารางเมตร kwh/m^2/year โดยเป็นข้อมูลของจังหวัด กรุงเทพฯ และใช้มุมเอียงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 15 องศา

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

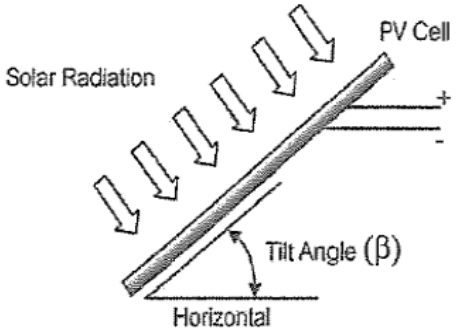
- มุมเอียงแผงโซล่าเซลล์ (Tilt Panel:β) คือ มุมเอียงระนาบของแผงโซล่าเซลล์กับพื้นที่แนวระนาบที่ติดตั้ง (มุมเงย) เพื่อใช้ในการบอกว่าจะต้องเอียงแผงโซล่าเซลล์เท่าไรถึงจะเหมาะสม โดยมุมดังกล่าวจะแปรเปลี่ยนไปตามวันในรอบปีเนื่องจากการเอียงของแกนโลก จากรูปที่ 2.13 พิจารณาจากช่วงที่มีความเข้มของแสงอาทิตย์สูงสุดคือเวลา 12:00 น. จะสามารถคำนวณมุมเอียงแผงโซล่าเซลล์สูงสุดที่ตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ที่เวลา 12:00 น. ได้จาก

$$\beta = \delta + \phi \tag{2.1}$$

โดย β = มุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ หน่วยเป็น องศา

δ = มุมเอียงของโลกมีค่าตั้งแต่ 23, 45 ถึง -23.45 หน่วยเป็น องศา

ϕ = พิกัดละติจูดของสถานที่ตั้งแผงโซล่าเซลล์ หน่วยเป็น องศา



รูปที่ 2.33 การวางมุมเอียงของแผงโซลาร์เซลล์

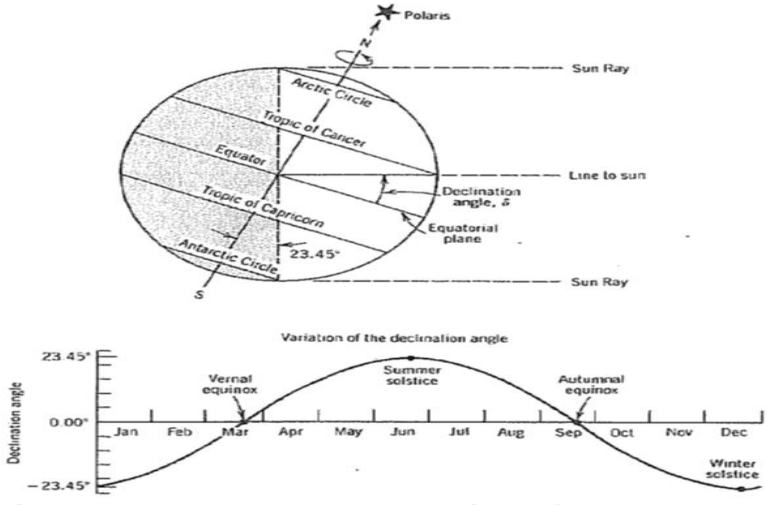
ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

ผลกระทบของมุมเอียงของโลกแปรเปลี่ยนได้ในแต่ละช่วงเวลาของการโคจรรอบดวงอาทิตย์ภายใน 1 ปี ทำให้เกิดฤดูกาลต่าง ๆ เกิดขึ้นในในภาพที่ 2.14 โดยมุมเอียงของโลกสามารถแสดงได้เป็นสมการ ดังนี้

$$\delta = 23.45^{\circ} \sin[\frac{360}{365}(N-81)] \tag{2.2}$$

โดย δ = มุมเอียงของโลกมีค่าตั้งแต่ 23, 45 ถึง -23.45 หน่วยเป็น องศา

N = จำนวนวันในรอบปี มีค่าตั้งแต่ 1 ถึง 365



รูปที่ 2.34 ผลกระทบของมุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามเดือนในแต่ละปี

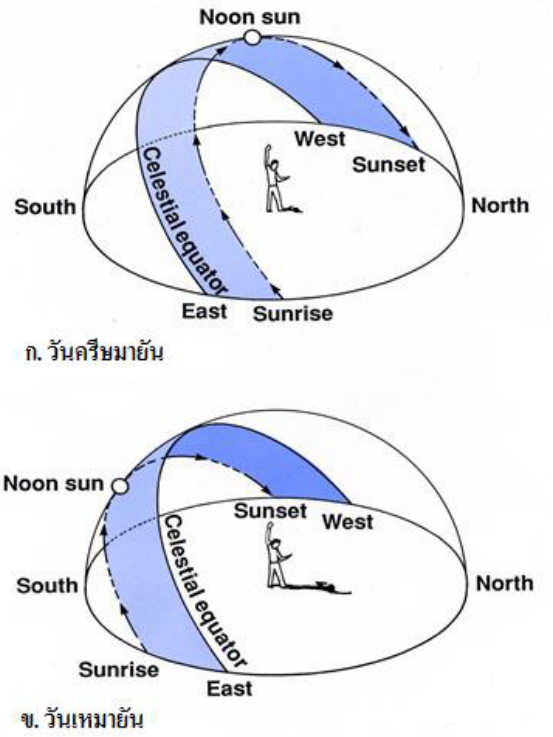
ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12].

- ละติจูด (Latitude) หรือ เส้นรุ้ง เป็นพิกัดที่ใช้บอกตำแหน่งบนพื้นโลกและแบ่งเขตสภาวะอากาศโดยวัดจากเส้นศูนย์สูตรมีหน่วยเป็นองศา โดยละติจูดจะมีค่าตั้งแต่ 0 องศา ที่เส้นศูนย์สูตรไปจนถึง 90 องศาที่บริเวณ ขั้วโลก (นับเป็น 90 องศาเหนือหรือใต้)

การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์จะเป็นวงรี ทาให้เกิดระยะห่างที่แปรเปลี่ยนไปแต่ละวัน ส่งผลทำให้ช่วงเวลากลางวันและกลางคืน มีระยะเวลาที่เปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล

- วันเหมายัน (Winter Solstice) ตรงกับวันที่ 21 ธ.ค. หรือ 22 ธ.ค. ในปีอสุธิกมาส เป็นวันที่ดวงอาทิตย์ตั้งฉากกับผิวโลกที่ละติจูด 23.5 องศาใต้ และมีช่วงเวลากลางคืนยาวที่สุดกับกลางวันสั้นที่สุด ในซีกโลกเหนือซึ่งเข้าสู่ฤดูหนาว แต่ซีกโลกใต้จะเข้าสู่ฤดูร้อนโดยมีกลางวันยาวที่สุดและกลางคืนสั้นที่สุด

- วันครีษมายัน (Summer Solstice) ตรงกับวันที่ 21 มิ.ย. หรือ 22 มิ.ย. ในปี อสุธิกมาส เป็นวันที่ดวงอาทิตย์ตั้งฉากกับผิวโลกที่ละติจูด 23.5 องศาเหนือ และมีช่วงเวลากลางวันยาวที่สุดกับกลางคืนสั้นที่สุดในซีกโลกเหนือซึ่งเข้าสู่ฤดูร้อน แต่ซีกโลกใต้จะเข้าสู่ฤดูหนาวโดยมีกลางวันสันที่สุดและกลางคืนยาวที่สุดในแต่ละวันดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก ดังภาพที่ 2.16 ทำให้เกิดช่วงเวลากลางวันและกลางคืน ผลกระทบดังกล่าวทา ให้ความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ได้รับต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่มีค่าแปรเปลี่ยนไปหากติดตั้งแบบแผงโซล่าเซลล์ให้อยู่กับที่ โดยพลังงานรังสีของดวงอาทิตย์ที่ตกลงบนพื้นที่ 1 ตารางเมตร ในช่วงเวลาในแต่ละวันจะมีรูปร่างคล้ายกับระฆังคว่ำ



รูปที่ 2.35 วงโคจรดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

เพราะฉะนั้นหากเราจะต้องการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพที่ดีที่สุดจะต้องทำการติดตั้งแบบ 2 Axis-Tracking เพราะตำแหน่งของดวงอาทิตย์แปรเปลี่ยนตามวันแล้วเวลาของโลกโดยการติดตั้งแบบอยู่กับที่นั้นเราจะพิจารณาจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดต่อปีในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ให้มีทิศทางและมุมเอียง ซึ่งอาจจะต้องใช้การแก้สมการคณิตศาสตร์ในการคำนวณที่ซับซ้อน และยังต้องใช้ข้อมูลทางกรมอุตุนิยมวิทยา ตำแหนงพิกัด อุณหภูมิ ความเร็วลม เป็นต้น เพื่อใช้ในการคำนวณ ทั้งนี้ ผู้วิจัยจึงอยากจะแนะนำให้ใช้การพล็อตตำแหน่งเพื่อหามุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ดีที่สุดในการผลิตไฟฟ้า โดยการติดตั้งจะต้องหันไปทางทิศใต้เท่านั้น

หากติดตั้งแบบอยู่บนโครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่และทำการหันแผงโซล่าเซลล์มายังทิศใต้ (มุมอะซิมุท 180 องศา) จะพบว่ามุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์นั้นจะมีผลกระทบต่อพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับต่อพื้นที่หนึ่งตารางเมตรใน 1 ปี ซึ่งจะเป็นข้อมูลของความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายปีของจังหวัดกรุงเทพฯ โดยมุมเงยที่ 14-15 องศา จะมีค่าสูงสุด โดยหากทำมุมเอียง 0 องศา จะมีอัตราลดทอนประมาณ 2% และมุมเอียง 30 องศา จะมีอัตราการลดทอนประมาณ 3% หากนำค่าที่ได้มาแปลงเป็นสมการแล้ว จะสามารถคำนวณหาประสิทธิภาพจากมุมเงยของการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ในกรณีหันไปทางทิศใต้ที่มุมอะซิมุท 180 องศาได้ ดังนี้

$$\eta t = [(-0.0001 \times \beta^2) + (0.0031 \times \beta) + 0.9783] \times 100 \quad (2.3)$$

โดย ηt = ประสิทธิภาพจากการมุมเงยของแผงโซล่าเซลล์ หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต์ (%)

β = มุมอะซิมูท หน่วยเป็น องศา

หากทำการหันไปทิศทางตะวันออกซึ่งมีมุมอะซิมูท 90 องศา และทิศตะวันตก ซึ่งมีมุมอะซิมุท 270 องศา จะได้มุมเงยของแผงโซล่าเซลล์ที่ดีที่สุด คือ 0 องศา โดยสามารถหาประสิทธิภาพได้จากสมการ

$$\eta t = [(-0.00007 \times \beta^2) - (0.0005 \times \beta) + 0.0009] \times 100 \quad (2.4)$$

หากทำการหันไปทิศเหนือซึ่งมีมุมอะซิมูท 0 องศาจะได้มุมเงยของแผงโซล่าเซลล์ที่ดีที่สุด 0 องศา ทั้งนี้สามารถหาประสิทธิภาพได้จากสมการ ดังต่อไปนี้

$$\eta t = [(-0.0063 \times \beta) + 1.0141] \times 100 \quad (2.5)$$

การหาทิศทางและมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ที่เหมาะสมในการติดตั้ง หากต้องการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ในจังหวัดกรุงเทพฯ เริ่มจากการหาตำแหน่งละติดจูดของจังหวัดกรุงเทพ ซึ่งคือ +13.73 (13°4348"N) เพราะฉะนั้นจะมุมละติจูดคือ 13 องศา โดยสามารถหาได้จากตำแหน่ง GPS ของที่ตั้งแผงโซล่าเซลล์ได้จากทางWebsite อาทิเช่น เว็บไซต์ Google Map เป็นต้น โดยทั้งนี้ผู้เขียนจะใช้ข้อมูลจากลิงค์ดังต่อไปนี(www.gaisma.com/en/location/bangkok.html) เพื่อใช้ในการออกแบบระบบดังกล่าว โดยจะพบว่าจังหวัดกรุงเทพฯ นั้นจะอยู่ทางซีกโลกเหนือเพราะฉะนั้นทิศทางของแผงโซล่าเซลล์ต้องหันไปทางทิศใต้และในช่วงเดือน เมษายน จะมีความเข้มของแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ได้รับต่อวันหรือปริมาณของแสงอาทิตย์ที่ส่องลงบนพื้นโลกในแต่ละวัน (Insolation) สูงสุดซึ่งมีค่าเท่ากับ 6.28 kWhr/m^2/day เราจะสามารถตีความได้ว่าหากเราต้องการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งมาจากพลังงาน แสงอาทิตย์ได้เยอะที่สุด เราควรจะเลือกช่วงเดือนเมษายนเพราะมีค่าความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ต่อวันสูงสุด ซึ่งหากเรานำค่าไปพล็อตตำแหน่งลงในกราฟได้ โดยการลากเส้นจากเดือน

เมษายนซึ่งเป็นแกนนอนให้ตัดกับละติจูดซึ่งเป็นแกนตั้ง ก็จะได้มุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ที่เหมาะสมในการหันทิศทางไปทิศใต้ซึ่งจะมีค่าประมาณ 15 องศา เพราะฉะนั้น หากทำการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ที่จังหวัดกรุงเทพฯ ให้หันแผงโซล่าเซลล์เข้าทิศใต้และปรับมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ประมาณ 15 องศา

หมายเหตุ

1. หากทำการติดตั้งบนโครงสร้างแบบปรับแกนเดียวเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าผู้ติดตั้งสามารถปรับค่ามุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ในแต่ละเดือนได้ตามพิกัดละติจูดที่ตั้งของแผงโซล่าเซลล์ ยกตัวอย่างเช่น เดือนสิงหาคม สามารถปรับมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์เป็น 8 องศา เป็นต้น

2. เว็บไซต์ www.gaisma.com จะใช้ข้อมูลวิจัยขององค์กร NASA ซึ่งเป็นข้อมูลของปี 2002 ทั้งนี้ผู้ออกแบบสามารถเลือกใช้ข้อมูลความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ได้จากแหล่งอื่น ๆ อาทิเช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กรมอุตุนิยมวิทยา, องค์กร NASA เว็บไซต์ PVGIS, เว็บไซต์ National Solar Radiation เป็นต้น หรือโปรแกรมจำลองการทางานอาทิเช่น PVSyst เป็นต้น

นอกจากการใช้ข้อมูลความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์จากหน่วยงานต่าง ๆ แล้ว ยังสามารถใช้เครื่องมือทางวิทยาศาสตร์ อาทิเช่น ไพรานอมิเตอร์ (Pyrometer) เป็นต้น เพื่อใช้ในการสำรวจพื้นที่ดังกล่าวหรือใช้ โปรแกรม Simulation อาทิเช่น PVSyst เพื่อประเมินผลเบื้องต้นร่วมกับข้อมูลที่ได้รับทางวิทยาศาสตร์ในแต่ละพื้นที่ก่อนการติดตั้งจริง

2.2.5.2 ผลกระทำจากเงา

การติดตั้งแผงโซล่าเซลล์นั้น หากติดตั้งในพื้นที่เกิดเงาจะส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ ตัวอย่างเช่นหากมีเงาบนแผงโซล่าเซลล์เพียงแค่ 2.6% ของแผงจะทาให้เกิดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียสูงได้ถึง 16.7% ดังนั้นควรหลีกเลียงการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ในพื้นที่เกิดเงาในแต่ละวันในการติดตั้งบางครั้งอาจจะต้องวิเคราะห์ว่ามีเงาตกกระทบแผงโซล่าเซลล์หรือไม่ ซึ่งสามารถวิเคราะห์ดังภาพที่ 2.18 โดยใช้สมการดังต่อไปนี้

$$\gamma = \tan^{-1}\left(\frac{h_2 - h_1}{d}\right) \qquad (2.6)$$

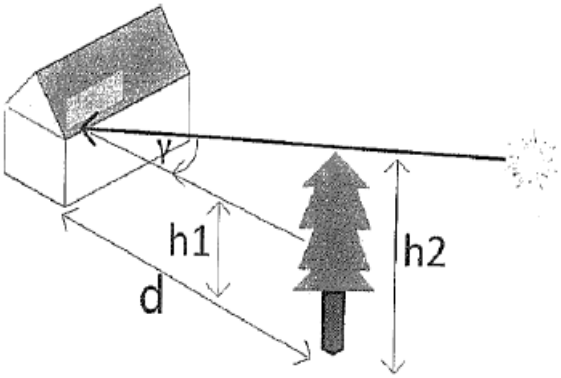
โดย γ = มุมระหว่างแกนนอนของระนาบที่ติดตั้งแผงโซล่าเซลล์กับตำแหน่งดวงอาทิตย์ (Elevation Angle) หน่วยเป็นองศา

h1 = ความสูงของระนาบที่ติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ซึ่งวัดจากพื้นดิน หน่วยเป็นเมตร (m)

h2 = ความสูงของวัตถุที่ทำให้เกิดเงาซึ่งวัดจากพื้นดิน หน่วยเป็น เมตร (m)

d = ระยะห่างในแนวนอนระหว่างแผงโซล่าเซลล์และวัตถุที่ทำให้เกิดเงา หน่วยเป็น เมตร (m)

หมายเหตุ : สมการดังกล่าวจะวิเคราะห์เพียงแค่จุด ๆ หนึ่งของวัตถุที่ทำให้เกิดเงา หากวัตถุที่ทำให้เกิดเงาขนาดใหญ่จะมีการครอบคลุมทิศ (มุมอะซิมุท) ที่มากกว่า



รูปที่ 2.36 ตัวแปรเพื่อใช้ในการคำนวณเงา

ที่มา : คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น 2560 นครินทร์ รินพล [12]

2.2.5.3 ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี

หากเราทราบค่าเฉลี่ยความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยต่อประสิทธิภาพของทิศทาง, มุมเงยของแผงโซล่าเซลล์และปริมาณเงาที่ตกกระทบต่อแผงโซล่าเซลล์แล้ว สามารถคำนวณหาความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี ซึ่งเกิดจากการลดทอนของทิศทางและมุมเงยในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ได้จากสมการ ดังต่อไปนี้

$$Hdts = \eta t \times \eta d \times \eta s \times Ir \quad (2.7)$$

โดย

Hdts = ค่าเฉลี่ยความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของทิศทางติดตั้งแผงโซล่าเซลล์และมุมเงยของแผงโซล่าเซลล์ โดยเป็นค่าเฉลี่ยต่อหน่วยเป็น (kWh/m/year)

ηt = ประสิทธิภาพจากการมุมเงยของแผงโซล่าเซลล์ หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต์ (%)

ηd = ประสิทธิภาพจากการทิศทางของแผงโซล่าเซลล์ หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต์ (%)

ηs = อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ได้รับแสงต่อพื้นที่ทั้งหมดของแผงโซล่าเซลล์หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ (%)

Ir = ค่าเฉลี่ยความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี (Insolation) ซึ่งเป็นค่าสูงสุดของพื้นที่นั้น ๆ หน่วยเป็น kWh/m3/year

2.2.5.4 การเลือกซื้อแผงโซลาร์เซลล์ในปัจจุบันเพื่อการลงทุน [13]

แผงโซลาร์เซลล์ส่วนใหญ่ที่ขายในท้องตลาดส่วนใหญ่ในปัจจุบัน จะสามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดใหญ่ๆ คือ Crystalline และ Thin Film

ข้อ 1 ราคา ราคาของแผงโซล่าเซลล์ส่วนใหญ่แล้วจะดูราคาที่ราคาบาทต่อวัตต์ (baht/W) ว่าสูงหรือต่ำ ถ้าแผงมีขนาดไม่ใหญ่ก็จะมีราคาบาทต่อวัตต์ที่สูงกว่าแผงที่มีขนาดใหญ่ เช่น ราคาบาทต่อวัตต์ของแผง 10 วัตต์ จะมีราคาสูงกว่า 250 วัตต์

ข้อ 2 ประสิทธิภาพของแผงโซล่าเซลล์ – ควรเลือกแผงโซล่าเซลล์ที่มีประสิทธิภาพที่เหมาะกับการใช้งาน

ข้อ 3 ศึกษารายละเอียดต่าง ๆ เกี่ยวกับอุปกรณ์แผงโซล่าเซลล์ ประกอบด้วย

- ความน่าเชื่อถือของบริษัทที่จัดจำหน่าย ซึ่งได้แก่ผู้ผลิตในกลุ่ม Tier 1 ซึ่งมีความน่าเชื่อถือมากที่สุด
- ความน่าเชื่อถือของโรงงานผู้ผลิต
- รายละเอียดคุณภาพของอุปกรณ์
- การรับประกัน
- การดูแลหลังการขาย

2.2.6 อินเวอร์เตอร์ (Inverter**)** เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ 220 V สำหรับใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในบ้าน โดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์จะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจร Switching แปลงระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับโดยมีสัญญาณความถี่ไฟฟ้า 50 Hz ในระบบที่มีขนาดเล็ก ๆ ผู้ผลิตอาจจะรวมวงจรอินเวอร์เตอร์เข้าเป็นชุดเดียวกับวงจรควบคุมการประจุไฟฟ้าแบตเตอรี่ (Charger and Inverter) ในการใช้งานต้องมีค่ากำลังงานที่สูงกว่ากำลังวัตต์ที่ใช้งาน 15-20% ทั้งนี้เนื่องจากอินเวอร์เตอร์จะมีประสิทธิภาพประมาณ 80-85% เช่นกำลังวัตต์ที่ต้องการใช้งาน 800 วัตต์ ต้องใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 1 กิโลวัตต์ เป็นต้น โดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์จะแบ่งแยกตามระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก โซล่าเซลล์ ซึ่งมีอยู่สองแบบใหญ่ ๆ ด้วยกัน ได้แก่

1.) อินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบแสตนอโลน (Stand-Alone System) หรือระบบอิสระที่ไม่มีปฏิสัมพันธ์กับการไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์แบบนี้จะมีหลักการทำงานเบื้องต้นที่กล่าวไป คือ รับพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากแผงโซล่าเซลล์ หรือไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ (เวลากลางคืนจากพลังงานที่ชาร์จไว้โดยแผงโซล่าเซลล์ในเวลากลางวัน) แล้วแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับจ่ายให้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับต่อไป

2.) อินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบออนกริด (On-grid System) หรือระบบที่ทำงานสัมพันธ์กับการไฟฟ้า มีชื่อเรียกอินเวอร์เตอร์ชนิดนี้โดยทั่วไปว่า กริดไทน์อินเวอร์เตอร์ (Grid-Tied Inverter) ลักษณะการทำงานของอินเวอร์เตอร์ระบบนี้จะเหมือนกับอินเวอร์เตอร์โดยปกติทั่วไป แต่จะต้องมีแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้าป้อนให้กับอินเวอร์เตอร์อีกทางหนึ่งด้วย ตัวอินเวอร์เตอร์แบบนี้ถึงจะทำงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซล่าเซลล์จะถูกใช้ไปกับเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในบ้าน (สำหรับระบบออนกริดแบบลดภาระค่าไฟฟ้า) หรืออาจจะแปลงไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซล่าเซลล์ ป้อนตรงให้กับสายส่งเพื่อขายไฟให้กับการไฟฟ้าตามโครงการVSPPได้ กริดไทน์อินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันจะตัดการทำงานตัวมันเองทันทีที่ไฟฟ้า จากการไฟฟ้าดับเพื่อป้องกันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซล่าเซลล์ผ่านไปยังสายไฟของการไฟฟ้า (Anti Islanding) ซึ่งจะเป็นอันตรายต่อช่างไฟฟ้าที่จะมาซ่อมได้

รูปที่ 2.37 เครื่องอินเวอร์เตอร์ชนิดต่าง ๆ [11]

ที่มา: เอกสารประกอบในการบรรยายหลักสูตรการออกแบบ ประมาณราคา ติดตั้ง และบำรุงรักษาระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์” 2561 พพ. [11]

คุณสมบัติพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ระบบออนกริดในปัจจุบันนั้นจะสามารถใช้ได้ทั้งระบบไฟฟ้า 1 เฟส และระบบไฟฟ้า 3 เฟส จะมีคุณสมบัติที่สำคัญ ดังนี้

- ระบบติดตามจุดกำลังสูงสุด (MPPT) ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงจุดที่ให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยอัตโนมัติ
- แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากแผงโซลาร์เซลล์เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อ Synchronization กับระบบจำหน่าย
- ระบบบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์
- ระบบป้องกันทั้งด้านไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ

นอกจากนี้อินเวอร์เตอร์ในบางรุ่นยังมีคุณสมบัติเพิ่มเติม อาทิเช่น สามารถเชื่อมต่อกับเครือข่าย (Network System) เชื่อต่อกับแอพลิเคชันในมือถือ ,ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟกระชาก,

อุปกรณ์ป้องกันไฟกระแสตรง เป็นต้น ในการเลือกอินเวอร์เตอร์ระบบออนกริด (On-grid System) ในท้องตลาด ในปัจจุบันแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. Central Solar Inverter : เป็นออนกริด อินเวอร์เตอร์ ขนาดใหญ่ ที่พบเจอในตลาดทั่วไปก็มีขนาดตั้งแต่ 100 kW - 2,500 kW. ส่วนใหญ่จะใช้ในโซล่าฟาร์ม หรือ PV Plant ขนาดใหญ่ที่มีการติดตั้งกำลังการผลิตเป็นหลาย ๆ เมกะวัตต์ สะดวกในการติดตั้งระบบใหญ่ ๆ แต่มีข้อด้อย คือ หากตัวอินเวอร์เตอร์เสียเพียง 1 ตัว ก็จะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบลดลงอย่างมาก เช่น PV Plant ขนาดกำลังการผลิต 10 MW โดยใช้ Central Solar Inverter ขนาด 1,000 kW จำนวน 10 set หากเสียไป 1 ตัว ก็ทำให้ Performance หายไปถึง 10% ซึ่งหากเราใช้อินเวอร์เตอร์ที่ขนาดเล็ก ๆ ลง หากเสียไปสัก 1 ตัว Performance ก็ลดลงไปเล็กน้อย แนวโน้มในอนาคต สัดส่วนการใช้งาน Central Solar Inverter จะลดน้อยลง ซึ่งจะมีการใช้ String Solar Inverter เพิ่มมากขึ้น

2. String Solar Inverter : เป็นออนกริดอินเวอร์เตอร์ ขนาดเล็ก ตั้งแต่ 2 - 60 kW. ซึ่งเป็นอินเวอร์เตอร์ ที่เรานำมาติดตั้งใช้งานตามบ้าน สำนักงาน หรือโรงงาน ที่ส่วนใหญ่ติดตั้งบนหลังคา หรือดาดฟ้า เนื่องจากกำลังการผลิตและขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้งการต่อใช้งานก็โดยการที่นำ แผงโซล่าเซลล์มาอนุกรม และหรือขนานกันให้ได้ค่าแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า หรือกำลังไฟฟ้า ให้เหมาะสมกับที่ String Solar Inverter ต้องการ แล้วอินเวอร์เตอร์ก็แปลงไฟฟ้า DC จากแผง ให้เป็นไฟฟ้า AC แล้วขนานหรือเชื่อมต่อเข้ากับไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ที่เมนเบรคเกอร์ หรือ MDB ของเรา

ตารางที่ 2.5 การเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสียของอินเวอร์เตอร์

ชนิดของอินเวอร์เตอร์	**ข้อดี**	**ข้อเสีย**
Central Inverters	• ค่าใช้จ่ายด้านอุปกรณ์ DC ต่ำกว่า • ใช้อุปกรณ์น้อยชิ้นในการเชื่อมต่อ • เหมาะกับระบบขนาดใหญ่ที่ใช้ในอาเรย์มีคุณสมบัติใกล้เคียงกัน	• ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งสูงกว่า เช่น งานทำฐานวางอินเวอร์เตอร์ • ค่าใช้จ่ายในการเดินสายไฟและ combiner box สูงกว่า • พื้นที่ในการทำฐานวางอินเวอร์เตอร์ใหญ่กว่า • หากในแต่ละอาเรย์มีคุณสมบัติที่แตกต่างกัน เช่นมุมเงย ทิศทาง เป็นต้น จะส่งผลทำให้

ตารางที่ 2.5 การเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสียของอินเวอร์เตอร์ (ต่อ)

ชนิดของอินเวอร์เตอร์	ข้อดี	ข้อเสีย
		เกิดความสูญเสียสูงกว่า String Inverter • มีความเชื่อมั่นในระบบต่ำกว่า String Inverter เพราะหากเสียตัวใดตัวหนึ่งก็จะส่งผลทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าลดลงอย่างมาก เพราะ Inverter มีกำลังในการติดตั้งที่สูง
String Inverters	• ใช้พื้นที่ติดตั้งต่อตัวน้อย • ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงอย่างต่อเนื่องน้อยกว่า เนื่องจากไม่มีระบบพัดลมหรือกรองอากาศ • เหมาะกับระบบที่มีคุณสมบัติในแต่ละอาเรย์ที่แตกต่างกัน เช่น มุมเงย ทิศทาง เป็นต้น • มีความเชื่อมั่นในระบบสูงกว่า Central Inverter เพราะหากเสียตัวใดตัวหนึ่งก็จะส่งผลทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลงเพียงเล็กน้อย	• ค่าใช้จ่ายด้านอุปกรณ์ DC สูงกว่า • ต้องมีจุดเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์หลากหลาย • ต้องการพื้นที่ในการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ (ทั้งหมด) มากกว่า • จำนวนอินเวอร์เตอร์มากกว่า ย่อมส่งผลถึงการติดตาม และซ่อมบำรุงที่เพิ่มมากกว่าแบบ Central Inverter

2.3 นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff [22]

Feed-in Tariff หรือ **FiT** คือ มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเอกชนเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนค่อนข้างสูง) ซึ่งอัตรา FiT จะอยู่ในรูปแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ (มีการปรับเพิ่มสำหรับกลุ่มที่มีการใช้เชื้อเพลิง) โดยอัตรา FiT จะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฐานและค่า Ft ทาให้มีราคาที่ชัดเจนและเกิดความเป็นธรรม

2.3.1 แนวคิดการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจะมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติ อันได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จะไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง แต่จะมีความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของพลังงานจากธรรมชาติ ส่วนการผลิตไฟฟ้าเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานชีวภาพ อันได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ จะมีความเสี่ยงจากความผันผวนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง ดังนั้น การกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่เหมาะสม สามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลัก ดังนี้

1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiT fixed : FiT_F) คิดจากต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน ใช้สาหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท

2) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiT variable : FiT_V) คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเปลี่ยนไปตามเวลา ใช้สาหรับพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพ

นอกจากนี้ ยังได้มีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT พิเศษ (FiT Premium) เพิ่มเติมจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ปกติ สาหรับบางประเภทเทคโนโลยี เพื่อสร้างแรงจูงใจการลงทุนสำหรับโครงการตามนโยบายรัฐบาล เช่น ขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ และโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานในพื้นที่

2.3.2 สูตรโครงสร้างอัตรา FiT

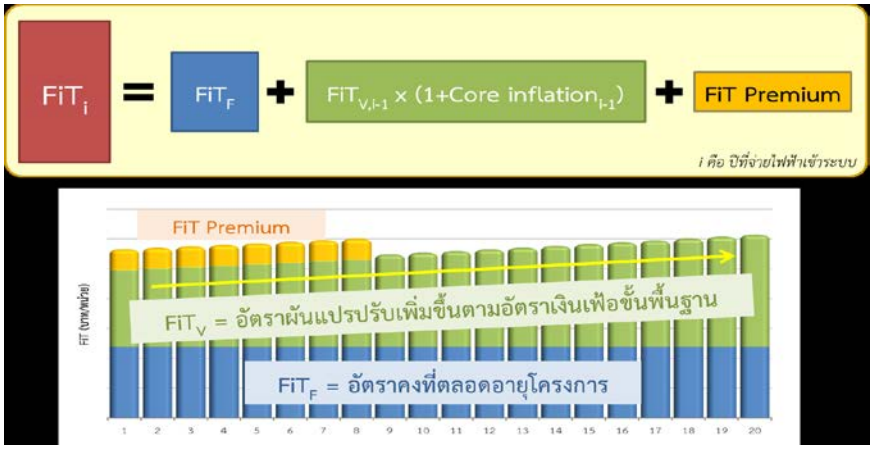
สูตรโครงสร้างของอัตรา FiT จะประกอบไปด้วย 3 ส่วน ได้แก่

(1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiT_F) ซึ่งจะคงที่ตลอดอายุโครงการ

(2) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiT_V) จะปรับเพิ่มขึ้นตามค่าอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core inflation) เฉลี่ยของปีก่อนหน้า ตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์

(3) อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium) ตามนโยบายของภาครัฐที่ต้องการสร้างแรงจูงใจการลงทุนบางประเภทเชื้อเพลิง

สรุปสูตรโครงสร้างอัตรา FiT ได้ ดังนี้

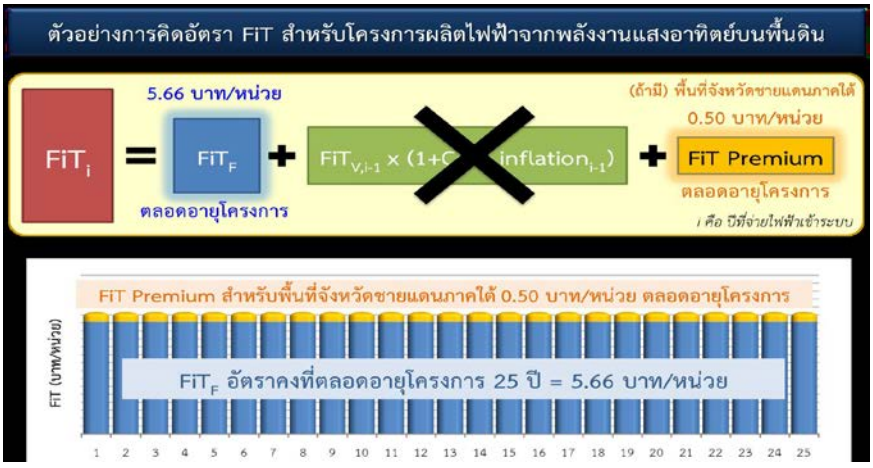


รูปที่ 2.38 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT [23]

ที่มา : นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2561

ตัวอย่างการคิดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT

กลุ่มพลังงานธรรมชาติ



รูปที่ 2.39 ตัวอย่างการคิดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT [23]

ที่มา : นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (สนพ.)

อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ในปัจจุบัน

อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 : สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานธรรมชาติ			
กำลังผลิต (MW)	FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FiT Premium (บาท/หน่วย) สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้* (ตลอดอายุโครงการ)
1) พลังงานน้ำ			
กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.90	20 ปี	0.50
2) พลังงานลม			
ทุกขนาด	6.06	20 ปี	0.50
3) พลังงานแสงอาทิตย์			
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง 0-10 kWp	6.85	25 ปี	0.50
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >10-250 kWp	6.40	25 ปี	0.50
บนหลังคา กำลังผลิตติดตั้ง >250-1,000 kWp	6.01	25 ปี	0.50
บนพื้นดิน ทุกขนาด	5.66	25 ปี	0.50

รูปที่ 2.40 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ในปัจจุบัน [23]

ที่มา : นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน 2561

2.4 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

การศึกษาธุรกิจด้านพลังงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นไม่ว่าจะเป็นโครงการผลิตเพื่อใช้เอง หรือเพื่อผลิตเพื่อจำหน่ายให้การไฟฟ้า โดยทั่วไปจะทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ ใน 4 ด้านหลัก ดังนี้

2.4.1 การศึกษาด้านการตลาด

เป็นการการศึกษาลู่ทางเป็นไปได้ด้านการตลาดโดยพิจารณาจากปริมาณการผลิตที่โครงการจะผลิตขึ้น เป็นการศึกษาลู่ทางเป็นไปได้ด้านการตลาดโดยพิจารณาจากปริมาณการผลิตที่โครงการจะผลิตขึ้นในปัจจุบันตลอดจนแนวโน้มการขยายการผลิตในอนาคต ความต้องการในปัจจุบันของตลาดทั้งภายในและภายนอกประเทศ ปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความต้องการในผลผลิตนั้นและแนวโน้มการขยายความต้องการในอนาคต สภาพการแข่งขันในตลาด ส่วนแบ่งทางการตลาด โดยการศึกษาด้านการตลาด จะพิจารณาประเด็นต่าง ๆ ดังนี้

1. การวิเคราะห์โครงสร้างตลาด ว่าเป็นโครงสร้างแบบใดนั้น จะวิเคราะห์จากปัจจัยที่เป็นเกณฑ์ คือ

   1.1 จำนวนผู้ขายและจำนวนผู้ซื้อ

   1.2 ลักษณะของตัวสินค้า

   1.3 อุปสรรคในการเข้าถึงหรือออกจากอุตสาหกรรม

   1.4 การเคลื่อนย้ายปัจจัยการลิต

   1.5 ข้อมูลข่าวสาร

2.4.2 ส่วนประสมทางการตลาด [23] เป็นแนวคิดที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจในการกำหนดกลยุทธทำการตลาดซึ่งประกอบด้วย

2.4.2.1 ด้านผลิตภัณฑ์ (Product) เป็นสิ่งซึ่งสนองความจำเป็นและความต้องการของมนุษย์ได้คือสิ่งที่ผู้ขายต้องมอบให้แก่ลูกค้า และลูกค้าจะได้รับผลประโยชน์และคุณค่าของผลิตภัณฑ์นั้น ๆ โดยทั่วไปแล้วผลิตภัณฑ์แบ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่จับต้องได้และผลิตภัณฑ์ที่จับต้องไม่ได้

2.4.2.2 ด้านราคา (Price) หมายถึง คุณค่าผลิตภัณฑ์ในรูปตัวเงินลูกค้าจะเปรียบเทียบระหว่างคุณค่า (Value) ของบริการกับราคา (Price) ถ้าคุณค่าสูงกว่าราคาลูกค้าจะตัดสินใจซื้อ ดังนั้นการกำหนดราคาการให้บริการควรมีความเหมาะสมกับระดับการให้บริการชัดเจนและง่ายต่อการจำแนกระดับบริการที่ต่างกัน

2.4.2.3 ด้านช่องทางการจัดจำหน่าย (Place) เป็นกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับบรรยากาศสิ่งแวดล้อมในการนำเสนอบริการให้แก่ลูกค้า ซึ่งมีผลต่อการรับรู้ของลูกค้าในคุณค่าและคุณประโยชน์ของบริการที่นำเสนอซึ่งจะต้องพิจารณาในด้านทำเลที่ตั้ง (Location) และช่องทางในการนำเสนอ (Channels)

2.4.2.4 ด้านการส่งเสริมการตลาด (Promotion) เป็นเครื่องมือหนึ่งที่มีความสำคัญในการติดต่อสื่อสารให้ผู้ใช้บริการ โดยมีวัตถุประสงค์ที่แจ้งข่าวสารหรือชักจูงให้เกิดทัศนคติและพฤติกรรมการใช้บริการและเป็นกุญแจสำคัญของการตลาดสายสัมพันธ์

2.4.2.5 ด้านบุคคล (People) หรือพนักงาน (Employee) ซึ่งต้องอาศัยการคัดเลือกการฝึกอบรม การจูงใจเพื่อให้สามารถสร้างความพึงพอใจให้กับลูกค้าได้แตกต่างเหนือคู่แข่งขันเป็นความสัมพันธ์ระหว่างเจ้าหน้าที่ผู้ให้บริการและผู้ใช้บริการต่าง ๆ ขององค์กร เจ้าหน้าที่ต้องมีความสามารถ มีทัศนคติที่สามารถตอบสนองต่อผู้ใช้บริการ มีความคิดริเริ่ม มีความสามารถในการแก้ไขปัญหาและสามารถสร้างค่านิยมให้กับองค์กร

2.4.2.6 ด้านการสร้างและการนำเสนอลักษณะทางกายภาพ (Physical Evidence and Presentation) เป็นการสร้างและนำเสนอลักษณะทางกายภาพให้กับลูกค้าโดยพยายามสร้างคุณภาพ โดยรวมทั้งด้านกายภาพและรูปแบบการให้บริการเพื่อสร้างคุณค่าให้กับลูกค้าไม่ว่าจะเป็นด้านการแต่งกายสะอาดเรียบร้อย การเจรจาต้องสุภาพอ่อนโยน และการให้บริการที่รวดเร็ว หรือผลประโยชน์อื่น ๆ ทีลูกค้าควรได้รับ

2.4.2.7 ด้านกระบวนการ (Process) เป็นกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับระเบียบวิธีการและงานปฏิบัติในด้านการบริการ ที่นำเสนอให้กับผู้ใช้บริการเพื่อมอบการให้บริการอย่างถูกต้องรวดเร็วและทำให้ผู้ใช้บริการเกิดความประทับใจ

2.4.3 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค (Technical Feasibility Study)

การศึกษาด้านนี้เป็นไปเพื่อคัดเลือกกระบวนการผลิตรูปแบบ และขนาดของอุปกรณ์การผลิต บริษัทผู้จัดจำหน่าย สถานที่ตั้งของโครงการและลักษณะทางกายภาพของโครงการ การวางผังโครงการ คุณลักษณะเฉพาะของโครงสร้างของอาคาร และอุปกรณ์ที่จะต้องติดตั้งพร้อมกับการก่อสร้างอาคาร วัตถุดิบ และข้อกำหนดด้านสาธารณูปโภค รวมทั้งแหล่งจ่ายวัตถุดิบและสาธารณูปโภค

2.4.4 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน (Financial Feasibility Study)

โดยทั่วไปแล้วการพิจารณาตัดสินใจในการการลงทุนมี 2 รูปแบบ คือ ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์และผลตอบแทนทางการเงิน ซึ่งโดยทั่วไปภาคเอกชนจะใช้เกณฑ์ผลการตอบแทนด้านการเงินเป็นหลักในการตัดสินใจลงทุน เนื่องจากเป็นการประกอบธุรกิจเชิงพาณิชย์ ส่วนภาครัฐจะใช้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์และการเงินประกอบกัน เนื่องจากโครงการที่รัฐลงทุน ผลการตอบแทนทางการเงินอาจไม่สูงในระดับจูงใจ แต่ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการที่นำเอาผลประโยชน์ทางอ้อม ที่ที่เม็ดใช่เป็นเม็ดเงินโดยตรงมาประเมินร่วมด้วย จะทำให้โครงการนี้มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนพันธกิจของภาครัฐที่ไม่ใช่เชิงพาณิชย์ โดยที่ผู้ลงทุนพัฒนาอาจเป็นไปได้ทั้งภาคเอกชนที่มุ่งหวังผลประโยชน์เชิงพาณิชย์ และภาครัฐหรือหน่วยงานที่ไม่แสวงหาผลกำไร

การวิเคราะห์หาผลตอบแทนด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ การศึกษาและประเมินผลตอบแทนทางการเงินและการลงทุน มีพารามิเตอร์หลักที่นิยมใช้ในการประเมินความเหมาะสมของโครงการด้านการลงทุน ดังนี้

2.4.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้จากการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ซึ่งการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิคือหากข้อมูลปัจจุบันสุทธิ ≥ 0 แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่าย แต่ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์ แสดงว่า เป็นโครงการที่ไม่น่าจะลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบ ณ ปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย

การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ จะต้องทราบข้อมูล ดังนี้

1. กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ
2. กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการ
3. ระยะเวลาของโครงการ
4. อัตราลดค่าหรือค่าของทุนของธุรกิจ

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{(B_t - C_t)}{(1+r)^t} \quad (2.8)$$

โดยที่

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

C_t = กระแสเงินสดจ่ายสุทธิจ่ายปีที่ t

r = อัตราลดค่า (discount rate)

t = ปีของการลงทุนโดยเริ่มจากปีที่ 0 ถึง n

ค่าของทุนที่ใช้เป็นอัตราลดค่า (discount rate) จะมีค่าเดียวกันตลอดอายุโครงการ และขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยของตลาด ที่ผู้ลงทุนเผชิญอยู่ ซึ่งค่าที่เป็น base case อย่างน้อยควรมีค่าของทุนเท่ากับ อัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำที่ผู้ลงทุนได้รับ

ในการเลือกโครงการ ค่า NPV จะแสดงให้เห็นว่าโครงการที่กำลังพิจารณา มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ของการลงทุนเป็น มูลค่าเท่าไรเมื่อสิ้นสุดโครงการ ถ้าค่า NPV มีค่าเป็นบวกแสดงว่าโครงการดังกล่าว สมควรที่จะลงทุน และเลือกโครงการที่ให้ค่า NPV เป็นบวกสูงที่สุด แต่การใช้ NPV เพียงอย่างเดียวอาจทำให้มีข้อจำกัดในการตัดสินใจ เลือกโครงการได้ ในกรณีที่โครงการมีขนาดต่างกัน แต่ให้ค่า NPV ทีเป็นบวกเท่ากัน ดังนั้น การตัดสินใจให้การสนับสนุน ควรจะต้องนำเครื่องมืออื่นมาประกอบการ พิจารณา ควบคู่ไปกับการใช้ค่า NPV

2.4.4.2 อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return, IRR)

อัตราผลตอบแทนของโครงการคืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ค่า NVP มีค่าเท่ากับศูนย์ ซึ่งหากว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันสูงกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้ก็ไม่สมควรที่จะลงทุนโครงการดังกล่าวในทางตรงกันข้ามหากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันยิ่งต่ำกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้มาเท่าไร แสดงเป็นโครงการที่ให้ผลตอบแทนมากขึ้นตามลำดับการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนลดค่า จะต้องทราบข้อมูล ดังนี้

- กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ
- กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการ
- ระยะเวลาของโครงการ

จากสูตรภายใต้ข้อสมมติว่าไม่มีมูลค่าซากและเงินลงทุนสุทธิเท่ากับต้นทุนทางบัญชี (จากสูตร [2.9])

$$NPV = \sum_{t=0}^{n}\left(\frac{\left(B_t - C_t\right)}{\left(1+IRR\right)^t}\right) = 0 \qquad (2.9)$$

โดยที่

IRR หมายถึง อัตราผลตอบแทนการลงทุน

B_t หมายถึง กระแสเงินสดรับสุทธิรับปีที่ t

C_t หมายถึง กระแสเงินสดจ่ายสุทธิจ่ายปีที่ t

t หมายถึง ปีของการลงทุนที่เริ่มจาก 0 ถึง n

n หมายถึง อายุของการลงทุน

หลักเกณฑ์การวัดประสิทธิภาพการใช้ทุนของโครงการ มีดังนี้

1) ถ้าค่า IRR มากกว่าหรือเท่ากับ MARR ยอมรับโครงการนั้น

2) ถ้าค่า IRR น้อยกว่า MARR จะปฏิเสธโครงการนั้น

3) ถ้ามีหลายโครงการ และทุกโครงการมีค่า IRR มากกว่า MARR แต่กิจการต้องเลือกเพียงโครงการเดียว จะเลือกโครงการ IRR มากที่สุด

2.4.4.3 ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period)

ระยะคืนทุน หมายถึง ระยะเวลาที่กระแสเงินสดรับสุทธิจากโครงการสามารถชดเชย กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิตอนเริ่มโครงการพอดี โดยนำกระแสเงินสดรับสุทธิที่ได้ในแต่ละปีมาเปรียบเทียบกับเงินสดจ่ายในการลงทุนเมื่อเริ่มโครงการ ว่าโครงการใช้เวลานานเท่าใดจึงจะคุ้มกับเงินลงทุนตอนเริ่มโครงการ แสดงสูตรในการหาระยะเวลาคืนทุนดังสมการ 2.10

ระยะเวลาคืนทุน = จำนวนปีก่อนคืนทุน + กระแสเงินสดส่วนที่เหลือ/กระแสเงินสดทั้งปี (2.10)

เกณฑ์การตัดสินใจเลือกโครงการ มีดังนี้

1) ถ้ามีหลายโครงการ และเป็นโครงการที่สามารถทดแทนกันได้ จะเลือกโครงการที่คืนทุนสั้นกว่า

2) ถ้ามีหลายโครงการ และเลือกได้ทุกโครงการ (กรณี มีเงินทุนไม่จำกัด) จะเลือกทุกโครงการที่ระยะเวลาคืนทุนน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้

2.4.3.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) เป็นการทดสอบความมั่นคงของข้อสรุปที่ได้จากการวิเคราะห์บนพิสัยของการประมาณค่าความน่าจะเป็น การใช้ดุลพินิจเกี่ยวกับตัวเลขต่าง ๆ ตลอดจนข้อสมมติพื้นฐานที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ครั้งนั้น ทั้งนี้โดยการแทนที่ข้อสมมติหรือตัวเลขตัวใหม่ ซึ่งแตกต่างไปจากเดิมในระดับที่กำหนด หรือต้องการทดสอบ ลงไปแทน

ข้อสมมติหรือตัวเลขที่ใช้อยู่เดิมในการประมาณการงบประมาณ และทำการคำนวณใหม่อีกครั้ง แล้วพิจารณาผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ว่า แตกต่างไปจากเดิมมากน้อยเพียงใด หากผลการวิเคราะห์ไม่แตกต่างไปจากเดิมมากนัก หรือแตกต่างเพียงเล็กน้อยในระดับที่ไม่มีผลในทางปฏิบัติ อาจจะกล่าวได้ว่าวิธีการที่ใช้วิเคราะห์ต้นทุนหรือประมาณการงบประมาณนั้นมีความมั่นคง ไม่อ่อนไหว ได้ผลการวิเคราะห์ที่น่าเชื่อถือและถูกต้อง แต่หากผลลัพธ์ที่ได้แตกต่างจากเดิมมาก จะทำให้เกิดความไม่มั่นใจในความน่าเชื่อถือ และความถูกต้องของผลการวิเคราะห์ที่ได้มาก่อนหน้า

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่นิยมทำกัน มี 3 ประเภท ได้แก่ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบ ทางเดียว (One-way Sensitivity Analysis) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองทาง (Two-way Sensitivity Analysis) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสามทาง (Three-way Sensitivity Analysis)

1) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบทางเดียว เป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีการประเมินการเปลี่ยนแปลงของผลลัพธ์จากการเปลี่ยนแปลงค่าของตัวแปร หรือองค์ประกอบในการวิเคราะห์ทีละตัว

2) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองทางเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีการประเมินการเปลี่ยนแปลงของผลลัพธ์จากกการเปลี่ยนแปลงค่าของตัวแปร หรือองค์ประกอบในการวิเคราะห์ 2 ปัจจัย ไปพร้อม ๆ กัน ซึ่งส่วนผสมของปัจจัยทั้งสองในระดับหนึ่ง จะทำให้ผลลัพธ์ที่ได้ได้ตัวเลขผลลัพธ์เท่าเดิม การวิเคราะห์วิธีนี้ มักมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความสมดุลของการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่สามารถบริหารหรือควบคุมได้ เพื่อให้ได้ผลลัพธ์เช่นเดิม

3) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสามทาง เป็นการวิเคราะห์โดยทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองทาง ซ้ำหลาย ๆ รอบ โดยเปลี่ยนแปลงค่าของตัวแปรตัวที่ 3 ไปทีละค่า ตามที่ต้องการ แล้วสร้างภาพ แผนภูมิ แสดงเส้นสมดุลหลาย ๆ เส้น ตามแต่ค่าตัวแปรตัวที่ 3 นั่นเอง

2.5 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับความเป็นไปได้โดยเฉพาะโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีการศึกษาในหลายด้าน ดังนี้

ด้านเทคนิคและการออกแบบทางวิศวกรรม มีดังนี้

ฐปนวรรธน์ เจียมประเสริฐ และคณะ (2559) ได้ศึกษาการออกแบบตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามมาตรฐานที่ถูกประกาศโดยหน่วยงานทางภาครัฐในการดำเนินการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ถูกต้องตามกฎระเบียบที่ถูกประกาศใช้ในปัจจุบัน พร้อมยกตัวอย่างการออกแบบก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดไม่เกิน 5 MW โดยใช้โปรแกรม PVSYST จากการศึกษาหาค่าพลังงานไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ที่แตกต่างกันและเปรียบเทียบค่าพลังงานไฟฟ้า

จากการออกแบบโดยใช้อุปกรณ์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกันเพื่อนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบหาจุดคุ้มทุนในการลงทุน ประเมินสมรรถนะของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 4 ภูมิภาค และข้อได้เปรียบเสียเปรียบเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าสำหรับการลงทุนในแต่ละพื้นที่

สามารถ วงษ์ฤทธิ์ (2555) ใช้โปรแกรมเพื่อวิเคราะห์และจาลองพื้นที่เหมาะสมสาหรับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในประเทศไทย โดยใช้วิธีการวิเคราะห์แบบลำดับขั้น (Analytic Hierarchy Process: AHP) ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบเกณฑ์การคัดเลือกเป็นคู่ (Pairwise comparison method) โดยการคัดเลือกเกณฑ์ทำการคัดเลือกจากฐานข้อมูลสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS) และฐานข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ จากการคัดออกอย่างเข้มงวดของฐานข้อมูลทำให้ได้เกณฑ์การคัดเลือก คือ แผนที่ศักยภาพความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ แผนที่ระดับความสูงเชิงเลขแสดงความชันของพื้นที่และแผนที่การใช้ประโยชน์ของพื้นที่ จากการนำเกณฑ์การคัดเลือกมาวิเคราะห์โดยใช้เครื่องมือ FLOWA ซึ่งเป็นรูปแบบเสริมในโปรแกรม ArcGIS พบว่าพื้นที่เหมาะสมที่สุดสาหรับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์คิดเป็น 43% ของพื้นที่ทั้งหมด ทำให้สามารถคำนวณกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อปีของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่าง ๆ และทำให้ทราบถึงผลของประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับใช้งานในประเทศไทย

กฤชนนท์ สวนจันทร์ (2560) ศึกษาโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยทาการศึกษาประสิทธิภาพของระบบติดตามดวงอาทิตย์ พบว่า ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกนมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุด มากกว่าการติดตั้งแบบมุมคงที่ (Fixed system) ประมาณร้อยละ 30-40 การศึกษานี้จึงเลือกใช้ระบบติดตามดวงอาทิตย์สองแกนในการออกแบบโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้เหมาะสมกับประเทศไทย ซึ่งได้ออกแบบโครงสร้าง 2 รูปแบบ คือ 1) V-pole solar Tracking เป็นโครงสร้างแบบเสาเดี่ยวรูปตัววี (V) สามารถรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ 20 แผ่น และ 2) Louver Solar Tracking เป็นโครงสร้างที่ติดตั้งบนพื้น มีลักษณะการเคลื่อนที่คล้ายบานเกล็ดหน้าต่าง สามารถรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ 10 แผ่น การทดสอบโครงสร้างโดยใช้โปรแกรม ETABS เพื่อคำนวณวัสดุและค่าใช้จ่ายของโครงสร้าง พบว่า โครงสร้างที่เหมาะสมสาหรับประเทศไทยคือ Louver Solar Tracking เนื่องจากเป็นโครงสร้างที่แข็งแรง ไม่มีกลไกซับซ้อน วัสดุหาได้ทั่วไป โครงสร้างต้านกระแสลมน้อย ดูแลรักษาระบบและทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ง่าย และมีค่าใช้จ่ายของโครงสร้างน้อย อีกทั้งยังใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อยกว่า

ในด้านการศึกษาด้านความคุ้มค่าได้แก่ด้านต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ ผู้วิจัยได้สืบค้นงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนี้

กระแสร์ อานอาชา และโกมล ปราชญ์กตัญญู (2559) ศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคาเพื่อใช้ภายในโรงงานอุตสาหกรรม โดยใช้การวิเคราะห์ทางการเงินและวิเคราะห์ ความอ่อนไหว ผลการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและผลตอบแทนพบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 4,843,865.78 บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับ ร้อยละ 13.47 อัตราผลตอบแทนต่อทุนมีค่าเท่ากับ 1.54 และระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 8.63 ปี สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการประกอบด้วย 2 กรณี สำหรับกรณีแรก กำหนดให้เวลาเฉลี่ยในการผลิตเท่ากับ 4 ชั่วโมงต่อวัน พบว่า โครงการยังมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมี มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 3,304,244.89 บาท มีอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับร้อยละ 11.82 มี อัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุน 1.37 และมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 9.54 ปี สำหรับกรณีที่สองนั้น กำหนดให้ต้นทุนในการลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 ผลการวิเคราะห์พบว่า การลงทุนมีความคุ้มค่าโดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 3,135,660.78 บาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ ร้อยละ 11.06 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุนเท่ากับ 1.29 และมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 10.03 ปี

สุพจน์ พราหมพยูง (2557) วิเคราะห์ความคุ้มค่าและผลตอบแทนของโครงการติดตั้งโซลาร์ฟาร์มขนาดกำลังการผลิต 3 ขนาด 1 MW 30 MW และ 50 MW เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า จ่ายเข้าสายส่งของการไฟฟ้าซึ่งรับซื้อกระแสไฟฟ้าแบบ FIT (Feed In Tariff) ในอัตรา 5.66 บาท/kWh โดยใช้หลักการของต้นทุนและผลตอบแทน (Cost Benefit Analysis : CBA) ช่วยในการวิเคราะห์ พบว่าโครงการติดตั้ง Solar Farm ขนาดกำลังการผลิต 1 MW พื้นที่ อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี มีความเหมาะสม มีความคุ้มค่าและผลตอบแทนมากที่สุด ผลการวิเคราะห์ทางการเงินโดยใช้อัตราคิดลดร้อยละ 8 พบว่า มีค่าผลรวมของผลตอบแทนที่ได้มีการปรับค่าเวลาของโครงการแล้ว NPV มีค่าเท่ากับ 43,912 บาท อัตราส่วนรายได้ต่อต้นทุน (B/C) Ratio เท่ากับ 1.6 อัตราผลตอบแทน (IRR) เท่ากับร้อยละ 8.4 มีค่ามากกว่าต้นทุนค่าเสียโอกาส ค่าระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 7.2 ปี และผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจโดยใช้อัตราติดลดร้อยละ 10 ปรากฏว่าได้ผลรวมของผลตอบแทนสุทธิของโครงการที่ได้มีการปรับค่าเวลาของโครงการแล้ว NPV เท่ากับ 30,240,541 บาท อัตราส่วนรายได้ต่อต้นทุน (B/C Ratio) เท่ากับ 1.4 อัตราผลตอบแทน (EIRR) เท่ากับร้อยละ 5.9 มีค่าน้อยกว่าต้นทุนค่าเสียโอกาส ระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 6.7 ปี การพิจารณาความอ่อนไหวทางการเงินพบว่าเมื่อรายได้ของโครงการเปลี่ยนแปลงลดลงในปีที่ 3 ร้อยละ 26 และปีที่ 11 ลดลงร้อยละ 52 จากสถานการณ์ปกติทำให้ค่า NPV ลดลง เท่ากับ 13,310,574 บาท และค่า IRR ลดลงเท่ากับ ร้อยละ 3.4 และเมื่อมูลค่าต้นทุนของโครงการเพิ่มขึ้น ในแต่ละปี ร้อยละ 6.2 จากสถานการณ์ปกติ ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงค่า NPV ลดลง มีค่าเท่ากับ 41,669,173 บาท ค่า IRR ลดลงเท่ากับร้อยละ 8.1 ในด้านเศรษฐกิจ

พบว่าเมื่อรายได้ของโครงการเปลี่ยนแปลงลดลงในปีที่ 3 ร้อยละ 26 และปีที่ 11 ลดลงร้อยละ 52 จากสถานการณ์ปกติทำให้ค่า NPV ลดลงมีค่า 5,165,594 บาท และค่า EIRR ลดลงเท่ากับร้อยละ 1.3 และเมื่อมูลค่าต้นทุนของโครงการเพิ่มขึ้น ในแต่ละปีร้อยละ 1.3 และเมื่อมูลค่า ต้นทุนของโครงการเพิ่มขึ้นในแต่ละปีร้อยละ 6.2 จากสถานการณ์ปกติส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงค่า NPV ลดลงมีค่าเท่ากับ 29,976,572 บาท และค่า EIRR เท่ากับ 5.9

ญาณยุทธ พลชูสกุลวง และคณะ (2558) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อศึกษาต้นทุนในการสร้าง อุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการ และวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย โดยใช้ข้อมูลในเชิงพรรณนา คือการนำข้อมูลที่ได้ทำการรวบรวมจากแหล่งข้อมูล และหน่วยงานต่าง ๆ ให้ทราบถึงความรู้พื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงประโยชน์จากเทคโนโลยีที่ใช้ในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยมีดัชนีชี้วัดความเหมาะสมได้แก่ NPV และ IRR ในการพิจารณาความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ในการศึกษานี้จะประเมินต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ โดยการศึกษานี้ใช้ข้อมูลทางด้านต้นทุนอ้างอิง ซึ่งข้อมูลที่ได้เป็นข้อมูลจากบริษัทที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาแล้ว ซึ่งโครงสร้างของต้นทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วย เงินลงทุนหลัก และต้นทุนบำรุงรักษา ในส่วนของรายรับจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นข้อมูลรายได้จากใบสัญญาการซื้อขายพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ทำสัญญากับกระทรวงพลังงานระยะเวลา 10 ปี จากการศึกษาการวิเคราะห์ทางด้านการเงินของโครงการพบว่าการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสภาวะปัจจุบันมีความเหมาะสมแก่การลงทุน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้มีค่าเป็นบวกและอัตราผลตอบแทนภายในโครงการมากกว่าอัตราส่วนลด ดังนั้น จึงวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงทางการเงินประกอบ ปรากฏว่าเมื่อค่าก่อสร้างรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพิ่มขึ้นและลดลง 15% และ 30% พบว่า โครงการให้ผลตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุน ดังนั้น สรุปได้ว่า ในกรณีของประเทศไทย อำเภอกุดรัง จังหวัดมหาสารคาม เมื่อพิจารณาอัตราผลตอบแทนทางด้านการเงินนั้น มีความเหมาะสมแก่การลงทุน

วรธนพลฐ์ ศิริสังวรณ์ (2553) ได้ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอำเภอพัฒนานิคม จังหวัดลพบุรี โดยศึกษาในด้านต่าง ๆ ต่อไปนี้ สภาพทั่วไปของการผลิตและการตลาดของพลังงานไฟฟ้า เทคโนโลยีของการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และความเป็น ไปได้ในทางด้านการเงินในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอำเภอพัฒนานิคม จังหวัดลพบุรี โดยใช้การศึกษาข้อมูลปฐมภูมิจากการสัมภาษณ์ผู้ที่ความรู้ และข้อมูลทุติยภูมิได้จากเอกสาร ที่เกี่ยวข้องทั้งทางภาครัฐและภาคเอกชน จากนั้นนำข้อมูลทั้ง 2 ส่วน มาวิเคราะห์เชิงพรรณนาและเชิงปริมาณเกี่ยวกับด้านต้นทุนและผลตอบแทน โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ อัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิ

ต่อการลงทุน และตรวจสอบความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของโครงการด้วยวิธีการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน ผลจากการศึกษาพบว่าลักษณะที่ตั้งของโครงการ มีพลังงานแสงอาทิตย์เหมาะสมในการดำเนินโครงการ เทคโนโลยีที่ควรนำมาใช้ได้แก่ ระบบการรวมแสงแบบรางผิวโค้งคู่ขนานอย่างเช่นที่ใช้อยู่ในประเทศสเปน ในกำลังการผลิตที่ 10 เมกะวัตต์ ระยะเวลารับแสงวันละ 6 ชั่วโมง ระยะเวลาโครงการ 26 ปี โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 454,928,610.84 บาท อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 19.86 ต่อปี เมื่อทำการปรับค่าแล้วได้เท่ากับร้อยละ10.98 ต่อปี และอัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุนเท่ากับ 1.5 เท่า ในการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนปรากฏผลว่า ผลตอบแทนของโครงการสามารถลดลงได้ร้อยละ 27.10 หรือต้นทุนรวมของโครงการสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 37.17 ก่อนที่จะทำให้โครงการขาดทุนพบว่า ว่าโครงการมีความเป็นไปได้ในการลงทุน และความเสี่ยงของโครงการค่อนข้างต่ำ

จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นเป็นการวิจัยด้านเทคนิค และการวิจัยในด้านเศรษฐศาสตร์ โดยใช้เครื่องมือทางด้านการเงินได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value :NPV) ผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ซึ่งยังไม่ได้ครอบคลุมถึงศึกษาวิจัยในด้านการตลาด รวมทั้งข้อกำหนดและข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ผู้วิจัยจึงได้ศึกษาเพิ่มเติมในการวิเคราะห์ ด้านการตลาด ข้อกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง ซึ่งได้นำมาเรียบเรียง และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ ใน 4 ด้าน ประกอบด้วย ด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง และด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งผู้วิจัยสนใจในการจัดตั้งโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ที่ภาครัฐให้การส่งเสริมผ่านโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคราชการและสหกรณ์ ตามประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะช่วยเหลือและกระจายรายได้ให้กับกลุ่มเกษตรกรผ่านระบบสหกรณ์ นอกจากนี้ยังส่งเสริมในด้านการใช้พลังงานทดแทนที่สะอาดเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม สร้างความมั่นคงในด้านการผลิตไฟฟ้าให้กับชุมชน และเป็นแหล่งเรียนรู้ให้กับเยาวชนในด้านพลังงานในพื้นที่ ในการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้น ใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อช่วยในการตัดสินใจความเป็นไปได้ในการลงทุน ได้แก่ การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value :NPV) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) และ ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และนำวิธีการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) มาใช้เพื่อช่วยในการตัดสินใจของโครงการ

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง เป็นการศึกษาเพื่อต้องการทราบผลที่จะเกิดขึ้นจากการดำเนินการตามโครงการ ซึ่งผู้วิจัยดำเนินการศึกษา ด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านข้อกฎหมาย รวมถึงการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและวิเคราะห์ความอ่อนไหว ตามลำดับ ดังนี้

3.1 รูปแบบการดำเนินการวิจัย

ในงานวิจัยนี้มีขั้นตอนในการดำเนินการ ดังรูปที่ 3.1

รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

3.2 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการตลาด

สำหรับการศึกษาทางด้านการตลาดนั้น โครงการนี้ ผู้วิจัยได้ออกแบบกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขนาด 5.0 เมกะวัตต์ เพื่อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ข้อกำหนดของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ.2560 ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตขนาดเล็กที่เป็นหน่วยงานราชการหรือภาคสหกรณ์การเกษตรด้วยกำลังการผลิตไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ ในอัตราการรับซื้อไฟฟ้าแบบ (FIT) ราคาคงที่ 5.66 บาท ต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุนตลอด 25 ปี

3.3 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค

สำหรับการศึกษาทางด้านเทคนิคนั้น ศึกษาทำเลที่ตั้งและลักษณะทางกายภาพของโครงการโดยการเก็บรวบรวมข้อมูลปฐมภูมิ และทุติยภูมิ ได้แก่ ความเข้มของแสงอาทิตย์ระดับตำบลในจังหวัดตรังของ พพ. ใช้เกณฑ์ในการคัดเลือกพื้นที่ของโครงการโดยพิจารณาจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องต่าง ๆ เพื่อนำมาให้คะแนนด้วยวิธีจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating) ซึ่งปัจจัยที่นำมาพิจารณา ได้แก่ ความเข้มของแสงอาทิตย์ ขนาดของพื้นที่ของที่ดินทั้งหมดและพื้นที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ความเสี่ยงต่อลมพายุ ระดับความเสี่ยงต่อน้ำท่วม ระยะทางของที่ตั้งถึงจุดเชื่อมต่อระบบฟ้า ขีดจำกัดของการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของสายส่ง ซึ่งเป็นตัวแปรสำคัญในการตัดสินการให้สัมปทานหรือใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ข้อมูลราคาที่ดิน (กรณีซื้อหรือเช่า) ทั้งนี้การลงสำรวจพื้นที่จริง เพื่อประเมินศักยภาพ สภาพแวดล้อม โดยรอบพื้นที่ นับว่าเป็นสิ่งที่มีความจำเป็น เพื่อให้การพิจารณาและตัดสินใจในการหาพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีความเหมาะสมมากที่สุด

ในส่วนของการออกแบบนั้นจะทำการศึกษาและ คัดเลือกอุปกรณ์ต่าง ๆ ได้แก่ แผงโซลาร์เซลล์ เลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ขนาด 320 วัตต์ จากประเทศจีน ซึ่งได้รับความเชื่อถือในตลาดโลกและมีสัดส่วนทางการตลาดติดอันดับ 1 ใน 3 ของโลกเนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้มีอายุของการพัฒนาเทคโนโลยีมานานกว่า 30 ปี ทำให้มั่นใจได้ว่าจะมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าได้ยาวนานตามที่ผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์รับประกันไว้ที่ 25 ปี โดยประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลงเฉลี่ยปีละประมาณร้อยละ 0.7 โดยหลังจาก 25 ปี แล้วแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะยังสามารถใช้งานได้ แต่ประสิทธิภาพจะเหลือประมาณร้อยละ 80 ของแผงใหม่ ซึ่งผู้ประกอบการสามารถตัดสินใจในการส่งแผงกลับไปรีไซเคิลที่บริษัทผู้ผลิต เพื่อผลิตเป็นแผงเซลล์ใหม่ ระบบติดตั้งเป็น ระบบ Tracking System ซึ่งให้ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบติดตั้งอยู่กับที่ประมาณ 20 เปอร์เซ็นต์ เลือกใช้อินเวอร์เตอร์แบบ String Solar Inverter ซึ่งเป็นอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าที่มีข้อดีกว่าแบบ Central Solar Inverter นั่นคือ ใช้พื้นที่ติดตั้งต่อตัวน้อย มีค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงอย่างต่อเนื่องน้อยกว่า เนื่องจากไม่มีระบบพัดลมหรือกรองอากาศ มีความยืดหยุ่นมากกว่า

ซึ่งเหมาะกับระบบที่มีคุณสมบัติในแต่ละอาเรย์ที่แตกต่างกัน เช่น มุมเงย ทิศทาง เป็นต้น และที่สำคัญนั่นคือ ความเชื่อมั่นในระบบสูงกว่า Central Inverter เพราะหากเสียตัวใดตัวหนึ่งก็จะส่งผลทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลงเพียงเล็กน้อย

เมื่อได้ทำการศึกษาและคัดเลือกอุปกรณ์ต่าง ๆ แล้วจะนำมาออกแบบระบบ ออกแบบแผนผังของโรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และคำนวณค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้ออกแบบนั้นจะต้องสอดคล้องกับข้อกำหนดและสามารถการเชื่อมต่อระบบเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้อย่างปลอดภัย

3.4 การศึกษาถึงความเป็นไปได้ทางด้านข้อกฎหมาย

สำหรับการศึกษาทางด้านข้อกฎหมายนั้น ผู้วิจัยได้ศึกษากฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะพระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ.2535 เนื่องจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นโรงงานลำดับที่ 88 (1) ประเภทผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ยกเว้นที่ติดตั้งบนหลังคาดาดฟ้า หรือส่วนหนึ่งส่วนใดบนอาคารซึ่งบุคคลอาจเข้าอยู่ หรือใช้สอยได้โดยมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดรวมกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เกิน 1,000 กิโลวัตต์ ตามกฎกระทรวง (พ.ศ.2535) ออกความในพระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ.2535 มีการจัดทำรายงานการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย (ESA) ประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice : COP) และผู้เป็นเจ้าของจะต้องขอรับใบอนุญาตก่อสร้างหรือดัดแปลงอาคารเพื่อประกอบกิจการพลังงาน (อ.1.) การขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน การขออนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พ.ค.2) และ ใบรับรองการก่อสร้างอาคาร (อ.6) และจะต้องศึกษาถึงข้อกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ให้ละเอียด ทั้งนี้เพราะการที่จะดำเนินกิจการใด ๆ จะต้องตรวจสอบ และศึกษาข้อกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องโดยละเอียด ไม่เช่นนั้นถึงแม้ว่าโครงการมีความเหมาะสมทางการเงินเพียงใด แต่ถ้าไม่ถูกต้องตามกฎหมายก็ไม่สามารถดำเนินโครงการได้

3.5 การวิเคราะห์ทางด้านการเงิน

สำหรับการวิเคราะห์ด้านการเงิน ผู้วิจัยจะทำการศึกษาด้านเงินลงทุน และผลตอบแทน รวมทั้งแหล่งเงินทุน ที่ใช้หลักวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจในการลงทุน แสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของโครงการ โดยวิเคราะห์ตัวชี้วัด ดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)
2. อัตราผลตอบแทนจากโครงการ (Internal Rate Of Return : IRR)
3. ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period : PBP)

3.6 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหว ผู้วิจัยจะวิเคราะห์โครงการเพื่อให้สอดคล้องกับสภาพความเป็นจริงที่มีความไม่แน่นอน (Uncertainty) และความเสี่ยงภัย (RISK) ซึ่งอาจจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อการลงทุนของโครงการได้ โดยส่วนใหญ่ปัญหาการประมาณการต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการในอนาคตมักจะเกิดขึ้นระหว่างสถานการณ์ที่ไม่แน่นอน ซึ่งอาจจะเกิดจากหลายสาเหตุมากมาย เช่นต้นทุนในการผลิตเปลี่ยนแปลงอันเนื่องมาจากสภาพแวดล้อมหรือ สภาพภูมิอากาศ ผลประโยชน์ที่ได้รับเปลี่ยนแปลง อายุของโครงการเปลี่ยนแปลง เป็นต้น การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) จึงเป็นวิธีการที่ง่ายและแพร่หลายมากที่สุดสำหรับการวัดความไม่แน่นอน เพื่อตรวจสอบว่าหากข้อสมมติและเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่ได้กำหนดไว้แต่เดิมได้เปลี่ยนแปลงไป จะส่งผลอย่างไรกับตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการโดยวิธีการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching value test) วิเคราะห์จากการเปลี่ยนแปลงในรูปร้อยละของปัจจัยที่เชื่อว่ามีอิทธิพลต่อผลลัพธ์ของโครงการ ซึ่งทำให้โครงการอยู่ ณ เกณฑ์การตัดสินใจต่ำสุดที่จะยอมรับได้ หรือที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน เช่น ดูว่าต้นทุนโครงการสามารถเพิ่มขึ้นได้เท่าใดก่อนที่ทำให้ NPV เป็นศูนย์ หรือดูว่าผลประโยชน์โครงการสามารถลดลงได้ร้อยละเท่าใด

บทที่ 4

ผลการวิจัยและอภิปรายผล

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในส่วนนี้เป็นการศึกษารายละเอียดและทำการวิเคราะห์ผลของการศึกษา ซึ่งผู้วิจัยได้ทำการศึกษาด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านกฎหมายและข้อกำหนด ด้านเศรษฐศาสตร์ และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

4.1 ด้านการตลาด

การศึกษาในด้านนี้จะทำให้เห็นถึงความเป็นไปได้ทางด้านการตลาด โดยพิจารณาจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ทั้งหมดจะจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดังนี้

4.1.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้า

สำหรับการวิจัยนี้ ได้กำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ 5.0 เมกะวัตต์ เพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามข้อกำหนดในการรับซื้อไฟฟ้าในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ.2560 ซึ่งงบประมาณของโครงการตั้งไว้ที่ 250 ล้านบาท สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี จำนวนวันในการผลิตไฟฟ้าทั้งปี 365 วัน ดังนั้น สามารถคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวันเป็น ดังนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวัน = (5,000,000/1,000) x 24

= 120,000 หน่วย

และใน 1 ปี จำนวน 365 วัน จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ ดังนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี = (5,000,000/1,000) x 24 x 365

= 43,800,000 หน่วย

ตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ. 2560 มีข้อกำหนดว่า ออกแบบโครงการให้มีค่าอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของแผงที่ Capacity Factor ไม่เกิน 16% หรือคิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้า 1,401,600 หน่วย/เมกะวัตต์/ปี ในกรณีที่ปีนั้นมี 365 วัน หรือคิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้า 1,405,440 หน่วย/เมกะวัตต์/ปี ในกรณีที่ปีนั้น มี 366 วัน จะได้รับอัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT) ที่ กกพ. ประกาศกำหนดตามมติ กพช.

สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 จะได้รับอัตรารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ณ ระดับแรงดัน 11 - 33 กิโลโวลต์ (อัตราขายส่งเฉลี่ยในระยะเวลา 12 เดือน) ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ยในระยะเวลา 12 เดือน) แต่ทั้งนี้ อัตรารับซื้อไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องไม่เกินอัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT) ที่ กกพ. ประกาศกำหนด ตามมติ กพช.

ดังนั้นพลังงานไฟฟ้าที่ขายในอัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT) นั้นจะเท่ากับ 0.16 x 43,800,000 = 7,008,000 หน่วย และประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ที่กำหนดจะลดลงปีละ 0.7% เมื่อคำนวณจากราคารับซื้อตามอัตราที่ประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) 5.66 บาท/หน่วย ดังนั้น จะมีรายได้จากการขายไฟฟ้าเมื่อครบ 1 ปีแรกเป็นจำนวนเงินเท่ากับ 7,008,000 x 5.66 = 39,665,280 บาท

4.1.2 ข้อมูลวันฝนตกจากกรมอุตุนิยมวิทยา กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม

จากการสืบค้นข้อมูลจำนวนวันฝนตกและปริมาณน้ำฝนของจังหวัดตรัง ระหว่างปี 2552-2561 แสดงได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลจำนวนวันฝนตก (วัน) และปริมาณน้ำฝนรวมของจังหวัดตรังในรอบปี (มิลลิเมตร) ระหว่างปีพ.ศ.2552-2561

ปี พ.ศ.	จำนวนวันที่ฝนตกในรอบ 1 ปี (วัน)	ปริมาณน้ำฝนรวมในรอบ 1 ปี (มิลลิเมตร)
2552	171	2,091
2553	198	2,333
2554	171	2,038
2555	125	1,739
2556	164	2,274
2557	87	850
2558	-	-
2559	60	826
2560	202	2,865
2561	183	2,181
เฉลี่ย	**136**	**1,720**

หมายเหตุ - หมายถึง ไม่มีข้อมูลเนื่องจากประสบปัญหาในการรวบรวมข้อมูลเนื่องจากบางจังหวัดประสบอุทกภัย

จากข้อมูลข้างต้นจะพบว่าจังหวัดตรัง เป็นจังหวัดหนึ่งในภาคใต้ฝั่งตะวันตกที่มีจำนวนวันที่ฝนตกสูง จากตารางที่ 4.1 พบว่าตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นมา มีปริมาณวันฝนตก ไม่น้อยกว่า 60 วัน ในรอบปี และค่าเฉลี่ยจำนวนวันที่ฝนตกจำนวน 10 ปี เท่ากับ 136 วัน แต่ในงานวิจัยนี้ไม่ได้นำปัจจัยด้านจำนวนวันฝนตก และปริมาณน้ำฝนมาเป็นปัจจัยในการวิเคราะห์โครงการ ดังนั้น จึงขอใช้จำนวนวันในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็น 365 วัน

4.2 ด้านเทคนิค

การศึกษาในด้านนี้เป็นการศึกษาถึง ทำเลที่ตั้งที่เหมาะสมของโครงการ โดยวิธีการจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating) โดยข้อมูลปฐมภูมินั้นได้จากการจากการลงสำรวจพื้นที่ในจังหวัดตรัง การสัมภาษณ์เจ้าหน้าที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดตรัง ในด้านข้อจำกัดของสายส่ง ได้แก่ ปัจจัยด้านขีดจำกัดของโหลดในสายส่ง และระยะทางการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งมีผลต่อต้นทุนในการลงทุนของโครงการ ข้อมูลจากสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดตรังในด้านความเสี่ยงด้านต่าง ๆ ที่มีผลต่อการเลือกพื้นที่ อันได้แก่ ความเสี่ยงด้านลมพายุ ความเสี่ยงด้านอุทกภัย น้ำป่าไหลหลาก และแผ่นดินถล่ม ในส่วนข้อมูลทุติยภูมิผู้วิจัยได้สืบค้นข้อมูลความเข้มแสงแดดเฉลี่ยระดับตำบลในปี 2560 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เพื่อนำมาคัดเลือกพื้นที่ที่มีความเข้มแสงสูงสุดที่มีศักยภาพ และในส่วนของปัจจัยด้านราคาที่ดินนั้นได้มาจาก ข้อมูลสรุปราคาประเมินทุนทรัพย์ที่ดิน รอบบัญชี ปี พ.ศ.2559-2562 ของจังหวัดตรัง จากสำนักประเมินราคาทรัพย์สิน กรมธนารักษ์ ซึ่งได้นำข้อมูลปัจจัยเสี่ยงที่ได้นั้นมาสัมภาษณ์พนักงานบริษัทผู้ออกแบบโซลาร์ฟาร์มเพื่อให้น้ำหนัก และทำการให้คะแนนพื้นที่ที่เหมาะสมที่สุดในการดำเนินโครงการ

4.2.1 การศึกษาทำเลที่ตั้ง

การประเมินทำเลที่ตั้งสามารถทำได้โดยการให้น้ำหนักแต่ละพื้นที่ ด้วยการให้ระดับคะแนนเพื่อหาผลสรุปว่าพื้นที่ใดเหมาะสมที่สุด โดยวิธีเชิงปริมาณ ซึ่งในที่นี้จะใช้วิธี การจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating) ซึ่งทำได้โดย

ขั้นที่ 1 ระบุปัจจัยหลักที่ใช้เพื่อการกำหนดทำเลที่ตั้ง ได้แก่ ความเสี่ยงด้านลมพายุ ความเสี่ยงด้านอุทกภัย น้ำป่าไหลหลากและแผ่นดินถล่ม โหลดในสายส่ง ระยะทางใกล้สายส่ง ความเข้มแสงแดดเฉลี่ย และปัจจัยราคาที่ดิน

ขั้นที่ 2 การให้ค่าน้ำหนักคะแนนกับปัจจัยต่าง ๆ เพื่อสะท้อนถึงความสำคัญของปัจจัยแต่ละปัจจัยที่มีความเกี่ยวข้องกับปัจจัย อื่น ๆ กำหนดให้ผลรวมของค่าคะแนนของทุกปัจจัยเท่ากับ 100 คะแนน

ขั้นที่ 3 การให้ค่าน้ำหนักในการจัดลำดับเพื่อการประเมินค่าแต่ละทำเลที่ตั้ง ที่มีความเกี่ยวข้องกับปัจจัยทำเลที่ตั้ง

ขั้นที่ 4 ค่าน้ำหนักคะแนนกับค่าน้ำหนักที่ใช้จัดลำดับของแต่ละปัจจัยและแต่ละทำเลที่ตั้ง มาคูณกันเพื่อสรุปผลลัพธ์ของแต่ละทางเลือก ซึ่งผู้วิจัยได้ทำการสำรวจข้อมูลและสัมภาษณ์พนักงานบริษัทผู้ออกแบบโซลาร์ฟาร์มเพื่อให้น้ำหนักในแต่ละปัจจัย แล้วทำการให้คะแนนพื้นที่ที่เหมาะสมที่สุดในการดำเนินโครงการเพื่อจะนำมาวิเคราะห์เป็นที่ตั้งของโครงการ พบว่ามีพื้นที่ที่เหมาะสมอยู่ 5 แห่ง คือ 1. พื้นที่ตำบลทุ่งกระบือ อำเภอย่านตาขาว 2. ตำบลไม้ฝาด อำเภอสิเกา 3. ตำบลนาข้าวเสีย อำเภอนาโยง 4. ตำบลตะเสะ อำเภอหาดสำราญ และ 5. ตำบลลำภูรา อำเภอห้วยยอด

ตารางที่ 4.2 การประเมินทำเลที่ตั้งของโครงการโดยวิธีการจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating)

ปัจจัยการประเมิน	**น้ำหนักของปัจจัย**	**ทำเลที่เป็นทางเลือก**				
		A	**B**	**C**	**D**	**E**
1. ไม่มีความเสี่ยงด้านลมพายุ	0.10	60	60	80	60	80
2. ไม่มีความเสี่ยงด้านอุทกภัย น้ำป่าไหลหลากและแผ่นดินถล่ม	0.30	60	70	60	80	70
3. ปริมาณโหลดในสายส่ง	0.15	70	60	60	70	80
4. ระยะทางใกล้สายส่ง	0.10	70	75	80	60	80
5. ความเข้มแสงเฉลี่ย	0.20	75	80	70	80	70
6. ราคาที่ดิน	0.15	70	80	80	85	80
ผลรวมค่าเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก	**1.00**					

โดยกำหนดให้

ทำเล A คือ พื้นที่ว่างบริเวณ ตำบลทุ่งกระบือ อำเภอย่านตาขาว

ทำเล B คือ พื้นที่ว่างบริเวณ ตำบลไม้ฝาด อำเภอสิเกา

ทำเล C คือ พื้นที่ว่างบริเวณ ตำบลนาข้าวเสีย อำเภอนาโยง

ทำเล D คือ พื้นที่ว่างบริเวณ ตำบลตะเสะ อำเภอหาดสำราญ

ทำเล E คือ พื้นที่ว่างบริเวณ ตำบลลำภูรา อำเภอห้วยยอด

ผลรวมค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก A = (0.10 x 60)+(0.30 x 60)+(0.15 x 70)+(0.10 x 70)+(0.20 x 75)+(0.15 x 70) = 67.00

ผลรวมค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก B = (0.10 x 60)+(0.30 x 70)+ (0.15 x 60)+(0.10 x 75)+ (0.20 x 80)+(0.15 x 80) = 71.50

ผลรวมค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก C = (0.10 x 80)+(0.30 x 60)+(0.15 x 60)+(0.10 x 80)+ (0.20 x 70)+(0.15x80) = 72.00

ผลรวมค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก D = (0.10 x 60)+(0.30 x 80)+(0.15 x 70)+(0.10 x 60)+ (0.20 x 80)+(0.15 x 85) = 75.25

ผลรวมค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก E = (0.10 x 80)+(0.30 x 70)+(0.15 x 80)+(0.10 x 80)+ (0.20 x 70)+(0.15 x 80) = 75

จากตาราง 4.2 การประเมินทำเลที่ตั้งจะเห็นได้ว่าทำเล D คือ พื้นที่ว่างบริเวณ ตำบลตะเสะ อำเภอหาดสำราญ ขนาดพื้นที่ 60 ไร่ มีคะแนนมากกว่าที่ตั้งอื่น ๆ ดังนั้น พื้นที่ D จึงมีความเหมาะสมที่จะเป็นที่ตั้งของโครงการ โดยมีเหตุผลในการให้คะแนน ดังนี้

1. ทำเล D พบว่ามีความเสี่ยงด้านอุทกภัย น้ำป่าไหลหลากและแผ่นดินถล่มน้อยที่สุด และราคาที่ดินถูกที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับทำเลอื่น ๆ ซึ่ง นับว่าความเสี่ยงด้านน้ำท่วมนั้นเป็นปัจจัยสำคัญที่สุดในการให้น้ำหนักนอกเหนือจากปัจจัยอื่น ๆ

2. ในการสัมภาษณ์พนักงานบริษัทผู้ออกแบบโซลาร์ฟาร์ม ซึ่งให้น้ำหนักปัจจัยในการเลือกทำเลที่ตั้งของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เรียงลำดับ จากมากไปหาน้อย คือ 1. ความเสี่ยงด้านอุทกภัย น้ำป่าไหลหลากและแผ่นดินถล่ม 2. ความเข้มแสงเฉลี่ย 3. ปริมาณโหลดในสายส่ง 4. ราคาที่ดินของและ 5. ปัจจัยด้านราคาที่ดินและความเสี่ยงด้านลมพายุ โครงการซึ่งพบว่าพื้นที่ตำบลตะเสะ ตำบลหาดสำราญ ซึ่งมีราคาที่ดินถูกที่สุดซึ่งเป็นปัจจัยหนึ่งที่สำคัญที่ทำให้ระยะเวลาคืนทุนของโครงการสั้นที่สุด

3. ในการวิจัยการเลือกทำเลที่ตั้งของโครงการของผู้วิจัยนั้น ได้มาจากข้อมูลปฐมภูมิจากการสอบถามประชาชนในพื้นที่ การสัมภาษณ์เจ้าหน้าที่บริษัทผู้ออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และสืบค้นข้อมูลทุติยภูมิจากหน่วยงานราชการ ได้แก่ ราคาที่ดินประเมินจากกรมธนารักษ์ และข้อมูลประเมินพื้นที่เสี่ยงภัย ของสำนักงานบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดตรัง

จากการประเมินทำเลที่ตั้งของโครงการโดยวิธีการจัดอันดับปัจจัย (Factor Rating) นั้นพบว่าพื้นที่ตำบลตะเสะ อำเภอหาดสำราญ เนื้อที่ประมาณ 60 ไร่ ทำเลที่ตั้งห่างจาก ถนนสายหลัก 100 เมตร เนื่องจากราคาที่ดินไม่สูงมากนัก เป็นพื้นที่ไม่มีความเสี่ยงเรื่องน้ำท่วม และลมพายุ และอยู่ใกล้สายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงทำให้ต้นทุนในการปักเสาและพาดสายไม่สูงจนเกินไป ดังนั้น พื้นที่ดังกล่าว จึงมีความเหมาะสมในการลงทุนในการตั้งโรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

รูปที่ 4.1 ที่ตั้งของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

รูปที่ 4.2 บริเวณที่ตั้งของโครงการซึ่งเป็นพื้นที่ปลูกยางพารา

เนื่องจากขอบเขตงานวิจัยได้กำหนดพื้นที่ของการศึกษาไว้เฉพาะในพื้นที่จังหวัดตรัง จึงได้วิเคราะห์ทำเลที่ตั้งเพื่อให้ได้ทราบถึงลักษณะพื้นที่ และสภาพแวดล้อมและสังคม บริเวณโดยรอบพื้นที่เพื่อให้เห็นถึงความเหมาะสมที่จะสามารถตัดสินใจตั้งโครงการผลิตพลังงานทดแทน จากพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้น จึงขอสรุปลักษณะของพื้นที่ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ดังนี้

1. ลักษณะพื้นที่ การศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งโครงการผลิตพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน หรือที่เรียกว่า โซลาร์ฟาร์มนั้น เป็นตำแหน่งที่ตั้งของพื้นที่และขนาดของที่ดินที่ตั้งอยู่ทางทิศ ตะวันตกเฉียงใต้พิกัด 7.212702,99.575172 มีขนาดพื้นที่ 60 ไร่ มีความสูงจากระดับน้ำทะเล 15 เมตร ห่างจากถนนสายหลักประมาณ 100 เมตร มีระบบไฟฟ้าและสายส่งขนาด 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ลักษณะที่ดินเป็นที่ราบลุ่มน้ำท่วมไม่ถึง ปัจจุบันเป็นสวนยางพารา ไม่มีน้ำท่วมขัง ไม่เป็นที่น้ำไหลผ่านในฤดูน้ำหลาก และเป็นพื้นที่อำเภอ

หาดสำราญ ซึ่งมีความเสี่ยงด้านอุทกภัยและลมพายุ อยู่ในระดับต่ำ (ข้อมูลประเมินความเสี่ยง/การจัดลำดับพื้นที่เสี่ยงภัย ปี 2562 ของสำนักงานบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดตรัง)

2. ราคาที่ดินเฉลี่ยที่มีราคาระหว่าง 175 – 500 บาทต่อตารางวา (จากข้อมูลสรุปราคาประเมินทุน ทรัพย์ที่ดินจังหวัดตรัง) รอบบัญชี ปี พ.ศ.2559 นับว่าราคาที่ดินไม่สูงจนเกินไป จึงมีความเหมาะสมในการลงทุน

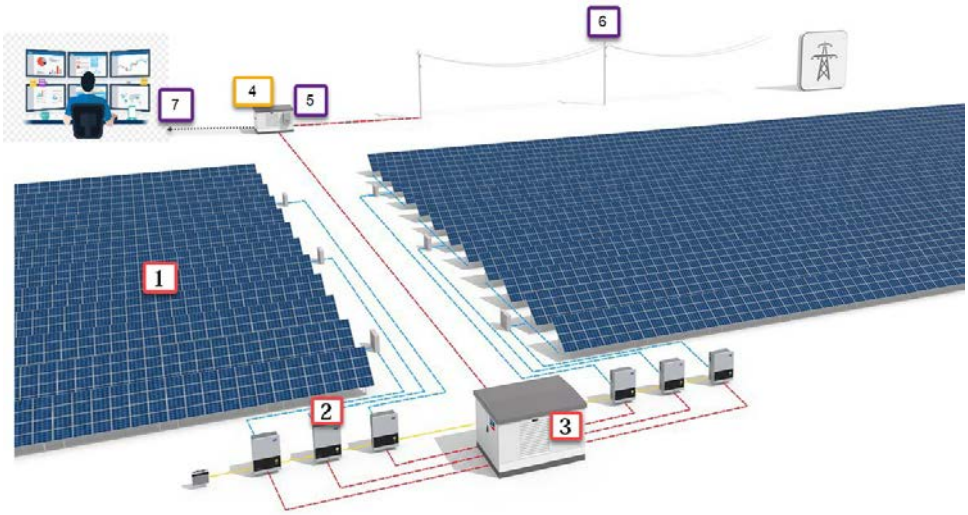
3. ระยะทางของที่ตั้งของโครงการ ห่างจากสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขนาด 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นระยะทาง 100 เมตร ระยะทางไม่ไกลจนเกินไป นับว่าเป็นปัจจัยหนึ่งที่สำคัญในการพิจารณาถึงความเหมาะสมของการเลือกที่ตั้งของโครงการ เนื่องจากต้นทุนในการปักเสาพาดสายไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น จะมีราคาแพง หากระยะทางไกล ๆ จะทำให้มีต้นทุนของโครงการที่สูงมาก อาจจะไม่คุ้มค่าในการลงทุน

4. มีความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ย 19.1 (MJ/m²-day) หรือเท่ากับ 221.06 w/m² (ข้อมูลศักยภาพความเข้มแสงอาทิตย์ของ พพ. ระดับตำบลสำหรับประเทศไทย ปี พ.ศ.2560) ซึ่งนับว่ามีความเข้มแสงอาทิตย์อยู่ในระดับสูงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

5. ตรวจสอบข้อจำกัดของโหลดในสายส่งแล้วว่าสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้โดยไม่มีขีดจำกัดในการติดตั้งซึ่งสามารถเชื่อต่อกำลังส่งไฟฟ้าขนาด 5 เมกะวัตต์ เข้ากับ หม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (VSPP) เข้ากับระบบสายส่งของไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4.2.2 ศึกษาการออกแบบระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Ground Mounted Photovoltaic Power Plant) หรือเรียกโดยทั่วไปว่า Solar Farm นั้น จะมีระบบที่คล้ายคลึงกับระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop) โดยระบบที่ติดตั้งบนหลังคานั้นจะมีอุปกรณ์ยึดรางแผงโซลาร์เซลล์กับโครงหลังคา แต่แบบติดตั้งบนพื้นดินนั้น จะใช้ชุดโครงสร้างรองรับแผงแผงโซลาร์เซลล์ (Solar Mounting System) แบบปรับแกนเดียว (1-Axis) เพื่อให้แผงโซลาร์เซลล์หมุนตามองศาที่เหมาะสมตามมุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามวัน ทำให้ได้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าดีกว่าแบบการติดตั้งกับโครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fixed) ถึง 20% ในการเลือกใช้อุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์นั้น จะเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ชนิด String Inverter ต่อในลักษณะการกระจาย ซึ่งทำให้เกิดความยืดหยุ่นและประสิทธิภาพสูง ซึ่งสามารถลดความเสี่ยงของระบบได้ดีกว่าอินเวอร์เตอร์แบบศูนย์รวม Central Inverter

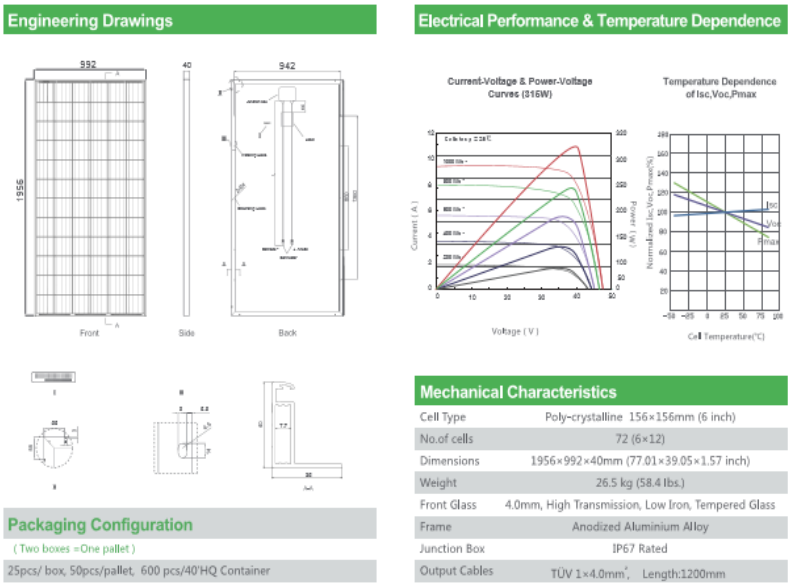


รูปที่ 4.3 กระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดิน

จากรูปที่ 4.3 การทำงานเริ่มจากแผงโซลาร์เซลล์จะทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบกระแสตรงเพื่อส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยอินเวอร์เตอร์จะมีวงจรสร้างสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้าให้มีรูปแบบใกล้เคียงกับสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้า เพื่อที่จะสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้อย่างปลอดภัย โดยอุปกรณ์เบื้องต้นในระบบประกอบด้วย

1. แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel) ทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงก่อนส่งไปยังกล่องรวมสาย (Combiner Box) และอินเวอร์เตอร์

รูปที่ 4.4 แผงโซลาร์เซลล์ยี่ห้อ Jinko Solar รุ่น JKM320PP-72-A



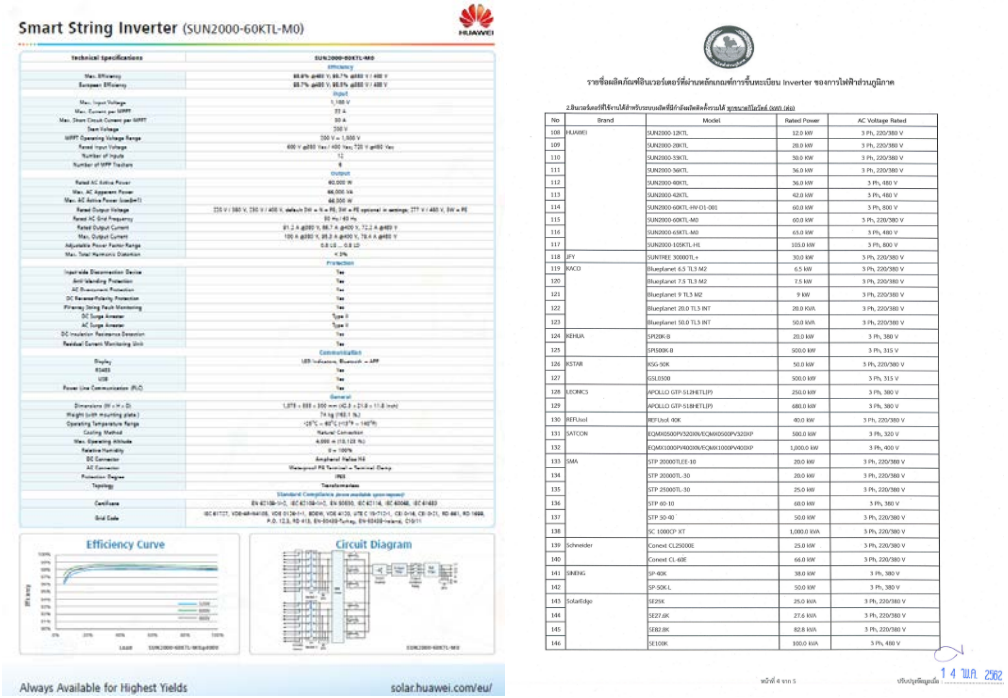
รูปที่ 4.5 คุณลักษณะของแผงโซลาร์เซลล์ Jinko Solar รุ่น JKM320PP-72-A

รูปที่ 4.6 ชุด Combiner Box เพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์

รูปที่ 4.7 โครงสร้างรองรับแผงโซลารเซลล์และชุดขับเคลื่อนแบบ 1 แกน

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ทำหน้าที่ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้รับจากแผงโซลาร์เซลล์เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับและส่งพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบกระแสสลับเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยในโซลาร์ฟาร์มนั้นจะแบ่งออกเป็น 2 ชนิด ใหญ่ ๆ ตามการเลือกใช้งาน คือ String Inverter และ Central Inverter ในงานวิจัยนี้เลือกใช้ String Inverter ยี่ห้อ HUAWEI รุ่น Sun 2000-60KTL

รูปที่ 4.8 อินเวอร์เตอร์ชนิด String Inverter ยี่ห้อ HUAWEI รุ่น Sun 2000-60KTL



รูปที่ 4.9 คุณลักษณะของ String Inverter ยี่ห้อ HUAWEI รุ่น Sun 2000 -60KTL และใบรับรองจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

3. หม้อแปลง (Transformer) ทำหน้าที่แปลงแรงดันต่ำเป็นแรงดันสูง

รูปที่ 4.10 หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดระบายความร้อนด้วยน้ำมัน 30kVA และ 2250 kVA

4. สถานีจ่ายไฟฟ้า (Substation) ทำหน้าที่เป็นอาคารที่ควบคุมการจ่ายระบบไฟฟ้าระหว่างโซลาร์ฟาร์มและระบบไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าระบบจำหน่าย

รูปที่ 4.11 สถานีควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (Transformer Substation)

5. ตัวควบคุมโรงไฟฟ้า (Power Plant Controller) ทำหน้าที่เป็นอาคารที่ควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโซลาร์ฟาร์มและควบคุมระบบย่อยต่าง ๆ ในโรงไฟฟ้า

รูปที่ 4.12 ตัวควบคุมโรงไฟฟ้า (Power Plant Controller) และส่วนประกอบภายในตู้ควบคุม

6. ระบบสายส่ง (Utility grids) คือระบบสายส่งของการไฟฟ้าจำหน่าย โดยในการเชื่อมต่อนั้นจะเชื่อมต่อที่ระดับแรงดันปานกลาง (Medium Voltage) ขนาด 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รูปที่ 4.13 ระบบสายส่งขนาด 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7. ระบบควบคุมศูนย์กลางและระบบมอนิเตอริ่ง (Control Center and Monitoring System) ทำหน้าที่เป็นจุดควบคุมการจ่ายระบบไฟฟ้าและตรวจจับและติดตามข้อมูลต่าง ๆ ภายในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจะแสดงข้อมูล เช่น พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ประสิทธิภาพ รายงานความผิดปกติต่าง ๆ ในโซลาร์ฟาร์ม เป็นต้น จะต้องมีผู้ควบคุมอยู่ในจุดนี้ในขณะที่ปฏิบัติงาน

รูปที่ 4.14 ระบบควบคุมศูนย์กลางและระบบมอนิเตอริ่งของโซลาร์เซลล์

4.2.3 รายละเอียดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

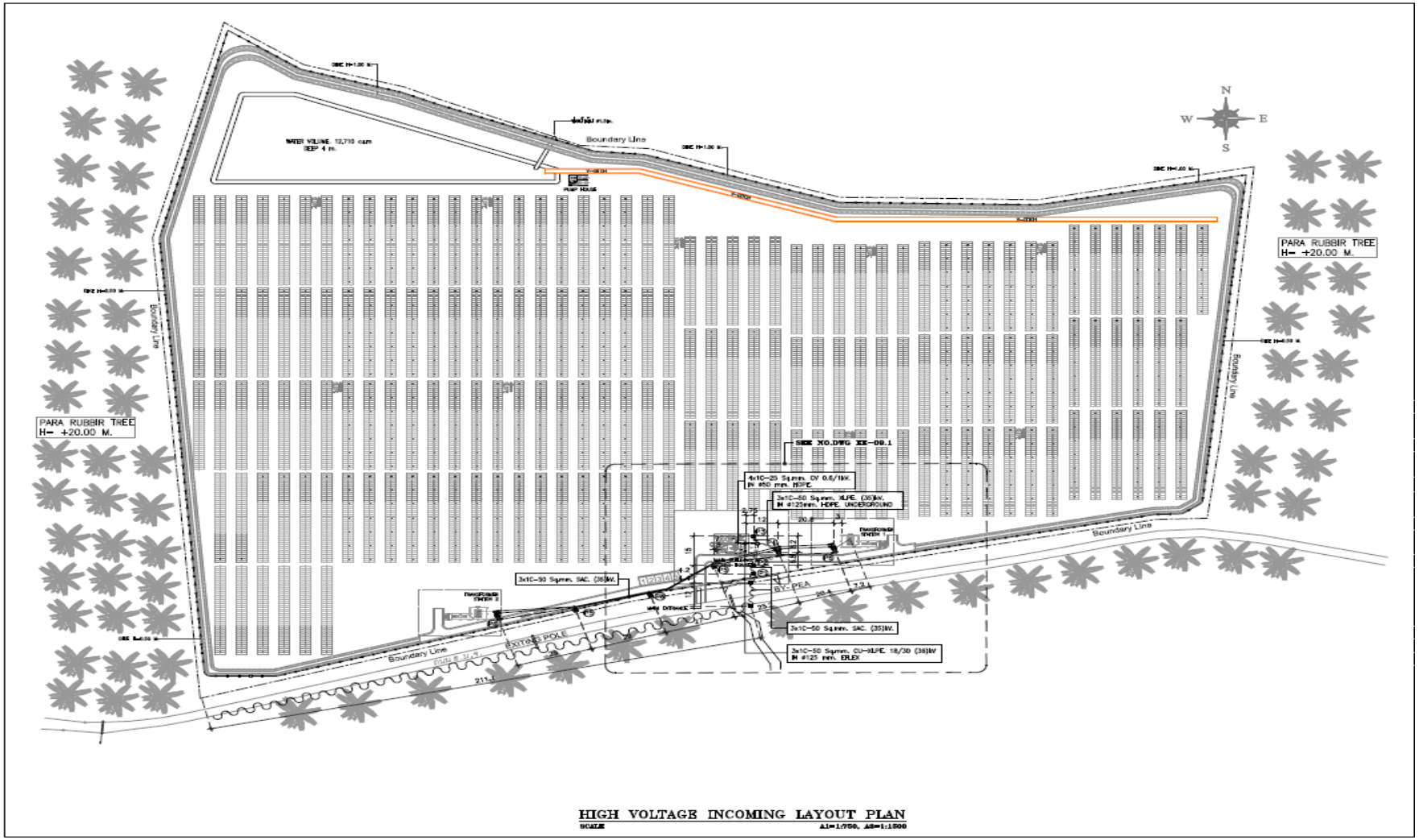
ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้แผงโซลาร์เซลล์ชนิดโพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline) ขนาดแผง 320 วัตต์ ยี่ห้อ Jinko Solar รุ่น JKM320PP-72-V จำนวน 15,296 แผ่น อินเวอร์เตอร์ Huawei Sun 2000-60 KTL ขนาด 60 kW จำนวน 64 ตัว พร้อมอุปกรณ์ประกอบในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งนำเข้าจากประเทศจีน โดยมีเหตุผลหลักในการเลือกชนิดแผงเนื่องจากราคาต่อวัตต์ถูกที่สุดจากใบเสนอราคา ถึงแม้ประสิทธิภาพของแผงชนิดนี้ จะด้อยกว่าแผงชนิดโมโนคริสตัลไลน์เล็กน้อย (2% - 4%) แต่จะชดเชยระบบด้วยการติดตั้งแบบ Tracking System ซึ่งมีราคาแพงกว่า 10% แต่ให้ประสิทธิภาพที่ดีกว่าแบบ Fixed ถึง 10% และเนื่องจากวัตถุดิบในการผลิตแผงโซลาร์เซลล์ส่วนใหญ่ของโลกมาจากประเทศจีน ทำให้ต้นทุนด้านราคาถูกจะกว่า เมื่อเปรียบเทียบเทคโนโลยีจากประเทศอื่น ๆ ได้แก่ ยุโรป ญี่ปุ่น หรือแม้แต่ประเทศออสเตรเลีย ถึงแม้อุปกรณ์ที่ผลิตจากประเทศจีนจะมีราคาถูกที่สุดแต่ให้ประสิทธิภาพสูงเป็นที่น่าพอใจ ซึ่งรายละเอียดที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นแบบ Tracking System แบบ 1 แกน แสดงได้ดังตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.4 ถึงรูปที่ 4.10 ทั้งนี้ ราคาของโรงไฟฟ้ารวมทั้งค่าออกแบบและติดตั้ง (ราคาอ้างอิงจากบริษัท โซลาร์ อินโนวิชั่น ซึ่งเป็นผู้รับเหมาในการดำเนินการก่อสร้าง) อยู่ที่ 6,980,334.822 ดอลลาร์สหรัฐ คิดเป็นเงิน 220,362,190 บาท (อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ 16 พฤษภาคม 2562 ที่ 31.569 บาทต่อ 1 ดอลลาร์สหรัฐ)

ตารางที่ 4.3 รายละเอียดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Tracking Systems) ขนาด 5 เมกะวัตต์

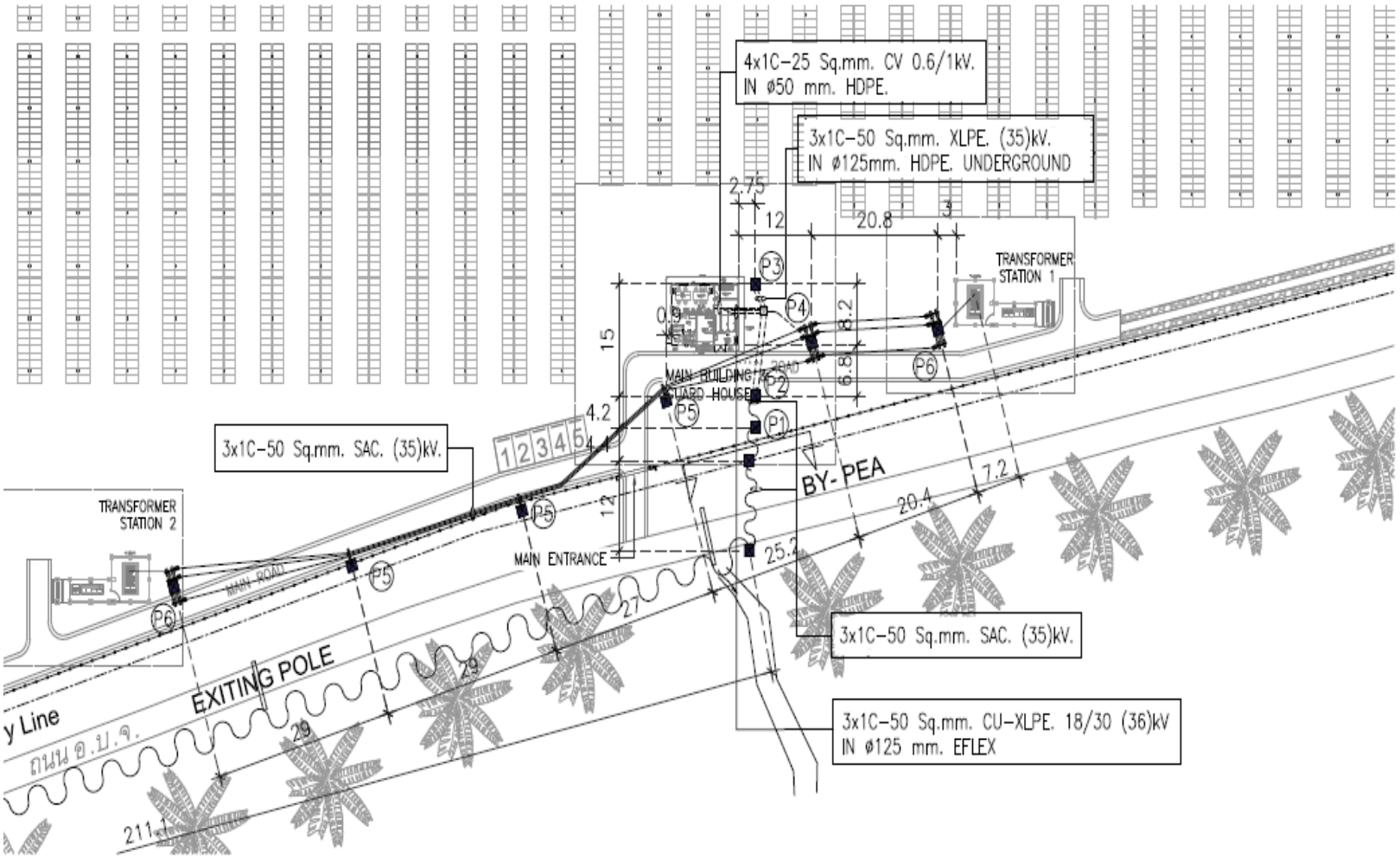
ลำดับ	รายละเอียด	ชนิด/รุ่น	กำลังไฟฟ้า	จำนวน
1.	Concrete piles	TBC		1,190
2.	PV Mounting Trackers			
	1. All Bracket			12
	2. Seiwing Drive			22
	3. Torgue Tube and Fasteners			17
	4. PV mouting rail (Omega Support)			27
	5. Fasteners			12
	6. Tracker Controller			22
	7. DC Motor			22
3.	PV Panels	JKM320PP-72-V 320 Wp	320 w	15,296
4.	Main Switchgear (VCB BOARD)	Schneider F400 36kV	36kV	7
5.	Inverter	Huawei Sun 2000 -60KTL	60 kW	64
6.	Monitoring System	Huawei	-	
7.	MC4 Plug Male and Female	Skytron China		1
8.	Transformer Oil Type	Oil Type 30KVA 2250KVA 800Vac/33KV		2
9.	Aux Transformer Oil & DryType	Oil Type 30KVA 22KV/220-400Vac	30 KW	2

ตารางที่ 4.3 รายละเอียดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Tracking Systems) ขนาด 5 เมกะวัตต์ (ต่อ)

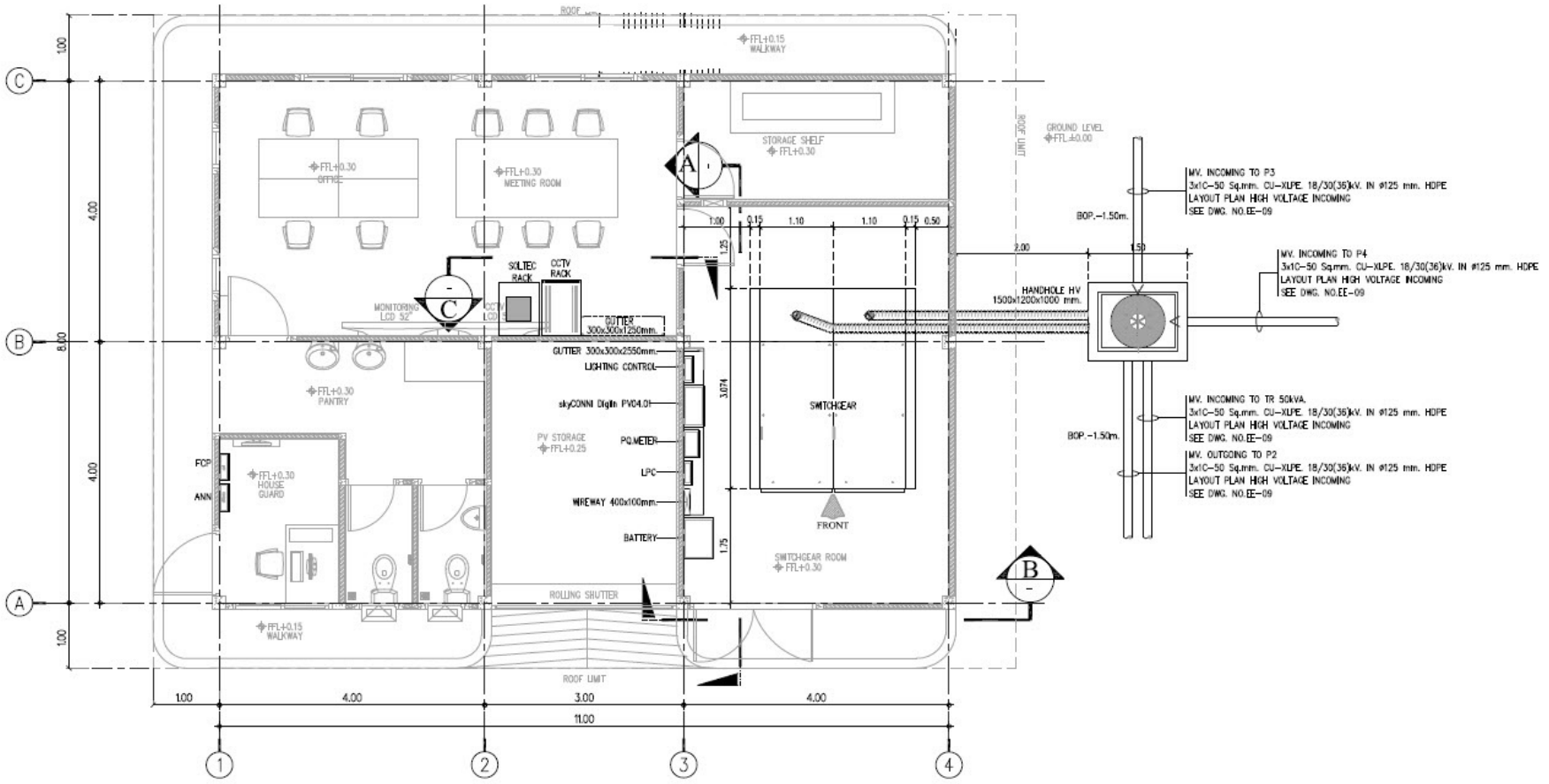
ลำดับ	รายละเอียด	ชนิด/รุ่น	กำลังไฟฟ้า	จำนวน
10.	Transformer Oil Type	Oil Type 50KVA 22KV/220-400Vac	50 KW	1
11.	MDB Board	QTC/ESTEL		2
12.	PV CABLES	UMS/THAILAND	-	1 Lot
13.	AC CABLE (ALUMINIUM)	THAILAND	-	1 Lot
14.	F/O Twistpair CABLES	BANGKOK CABLE	-	1 Lot
15.	CCTV System	TBC	-	1 Lot
16.	Fire Alarm System	SAMSUNG	-	1 Lot
17.	Grounding/Lightning Protection	TBC	-	1 Lot
18.	Fence & Fence Foundation	TBC	-	1 Lot
19.	Water Filtration System& Deepwell Pump	TBC	-	1 Lot
20	Lighting Fixture	TBC	-	1 Lot



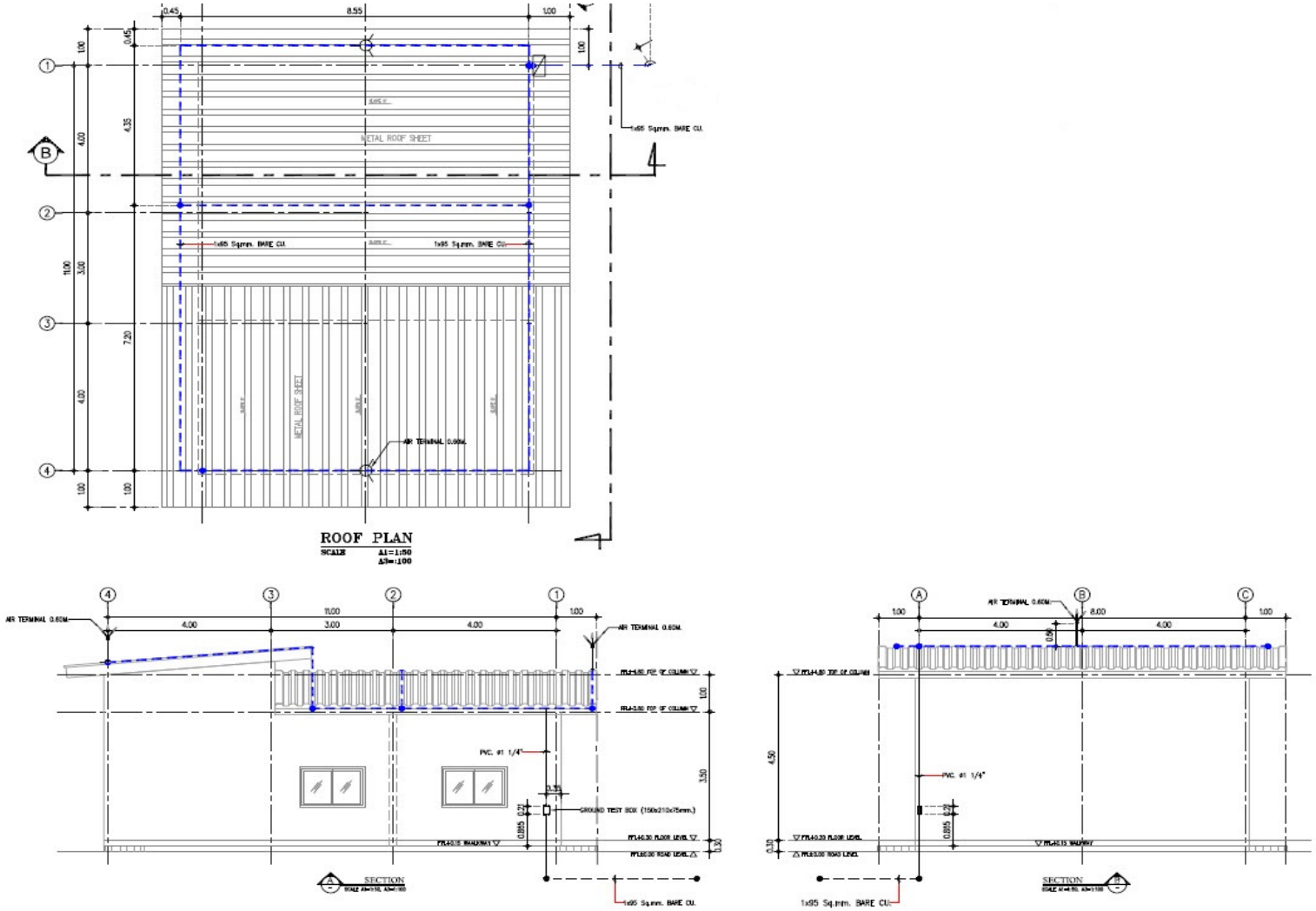
รูปที่ 4.15 แผนผังโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์



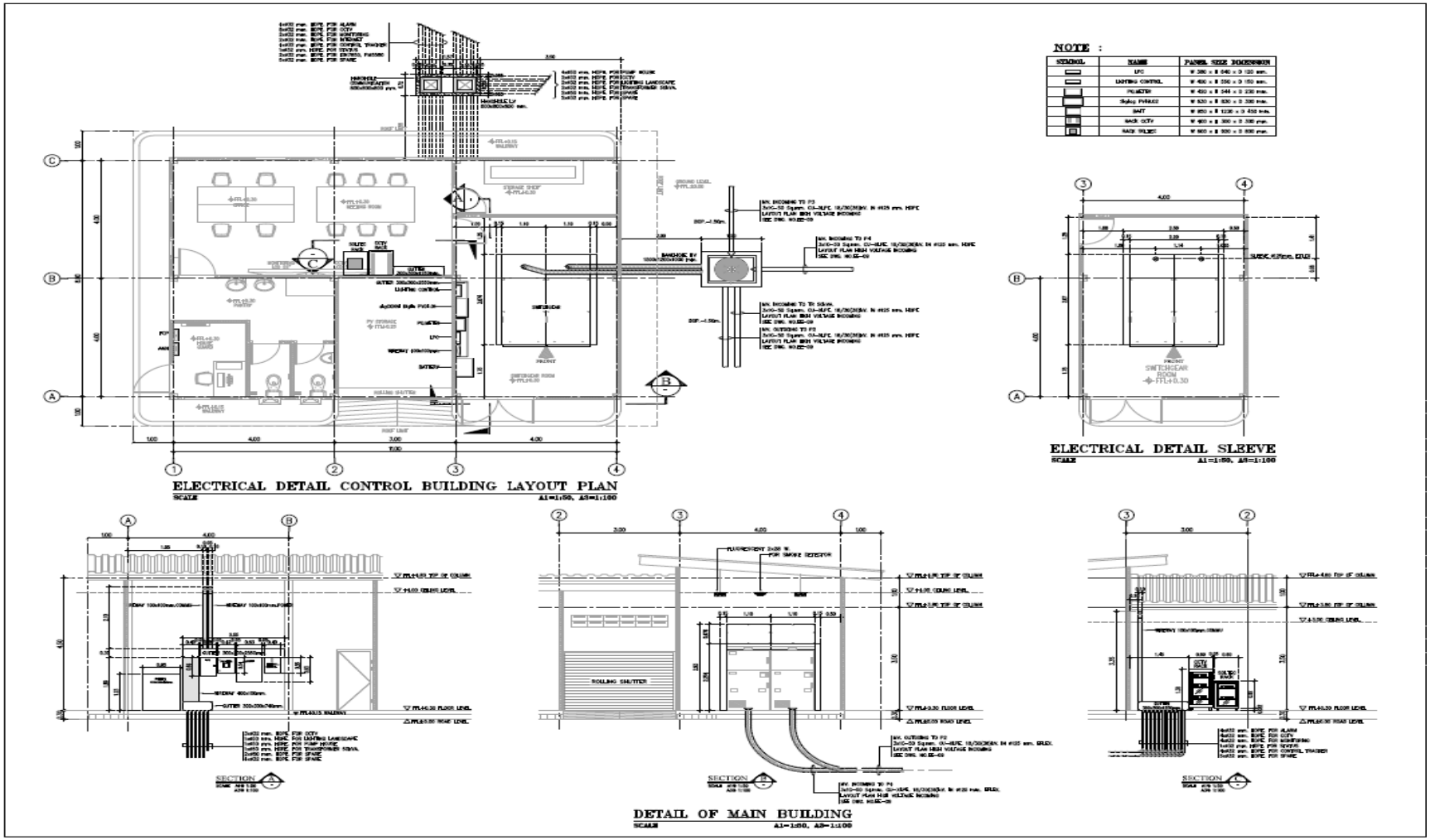
รูปที่ 4.16 แบบขยายของแผนผังโครงการ



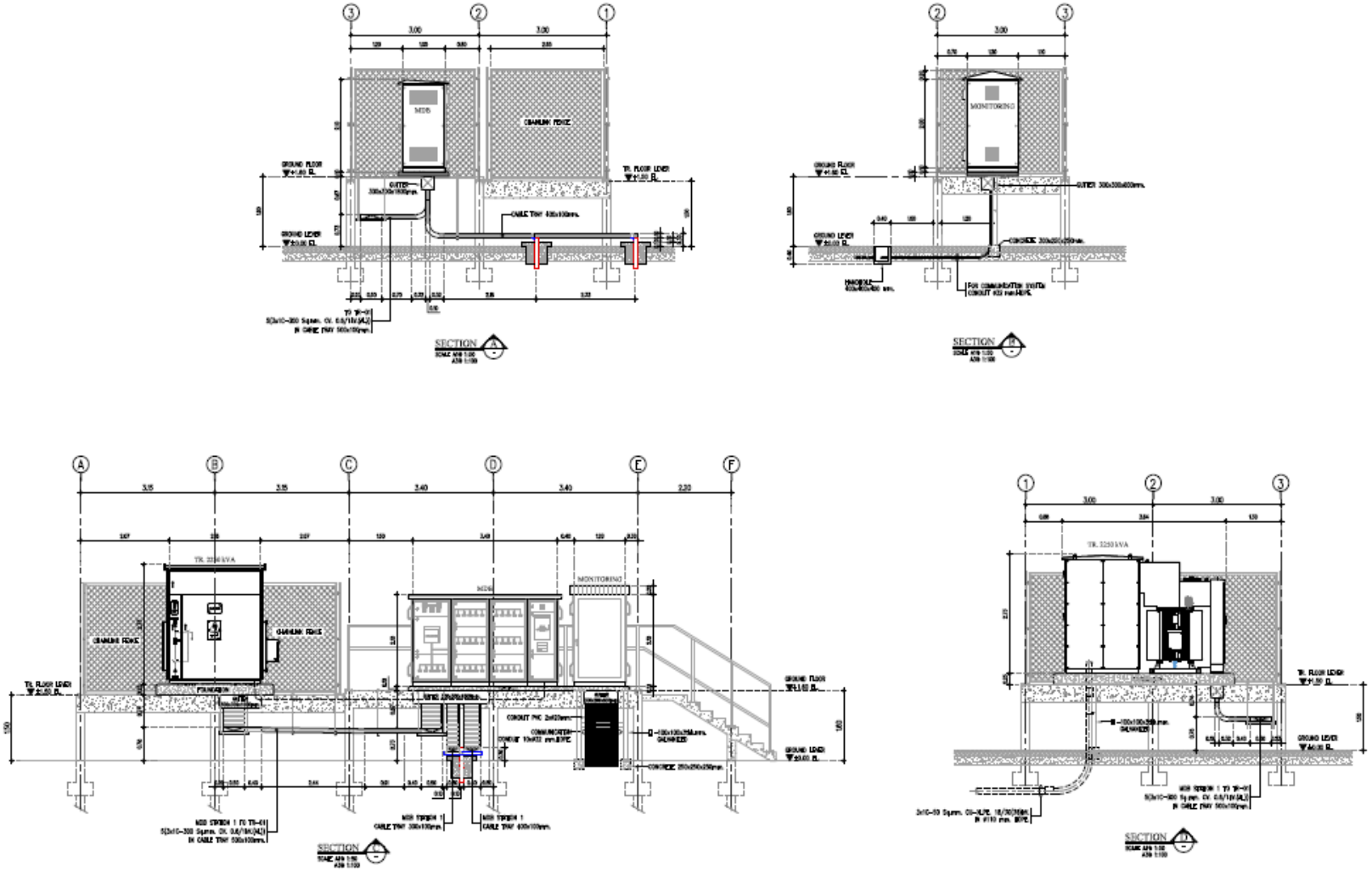
รูปที่ 4.17 แบบขยายของห้องควบคุมหลัก



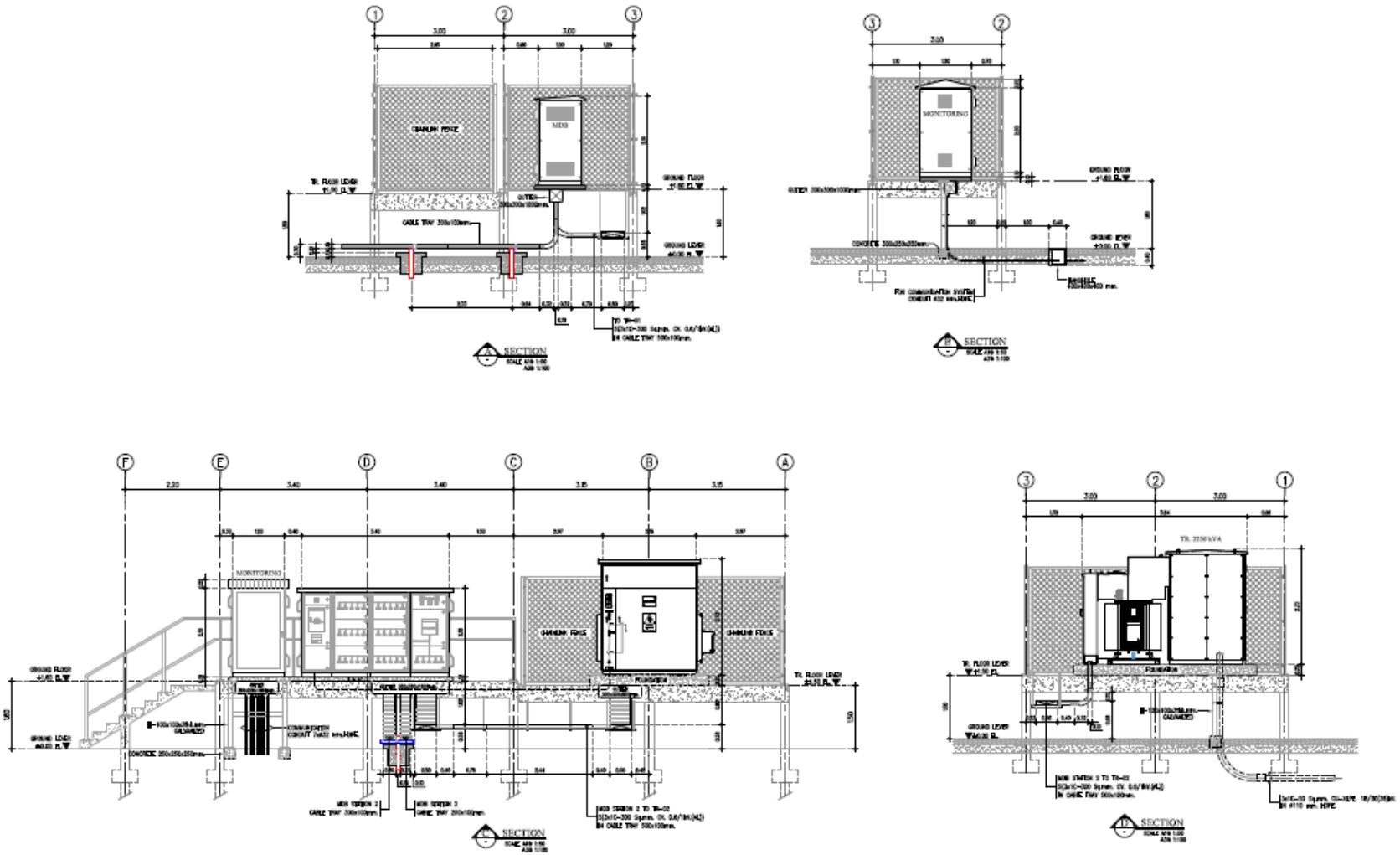
รูปที่ 4.18 แบบด้านข้างอาคารควบคุมและหลังคาห้องควบคุมหลัก



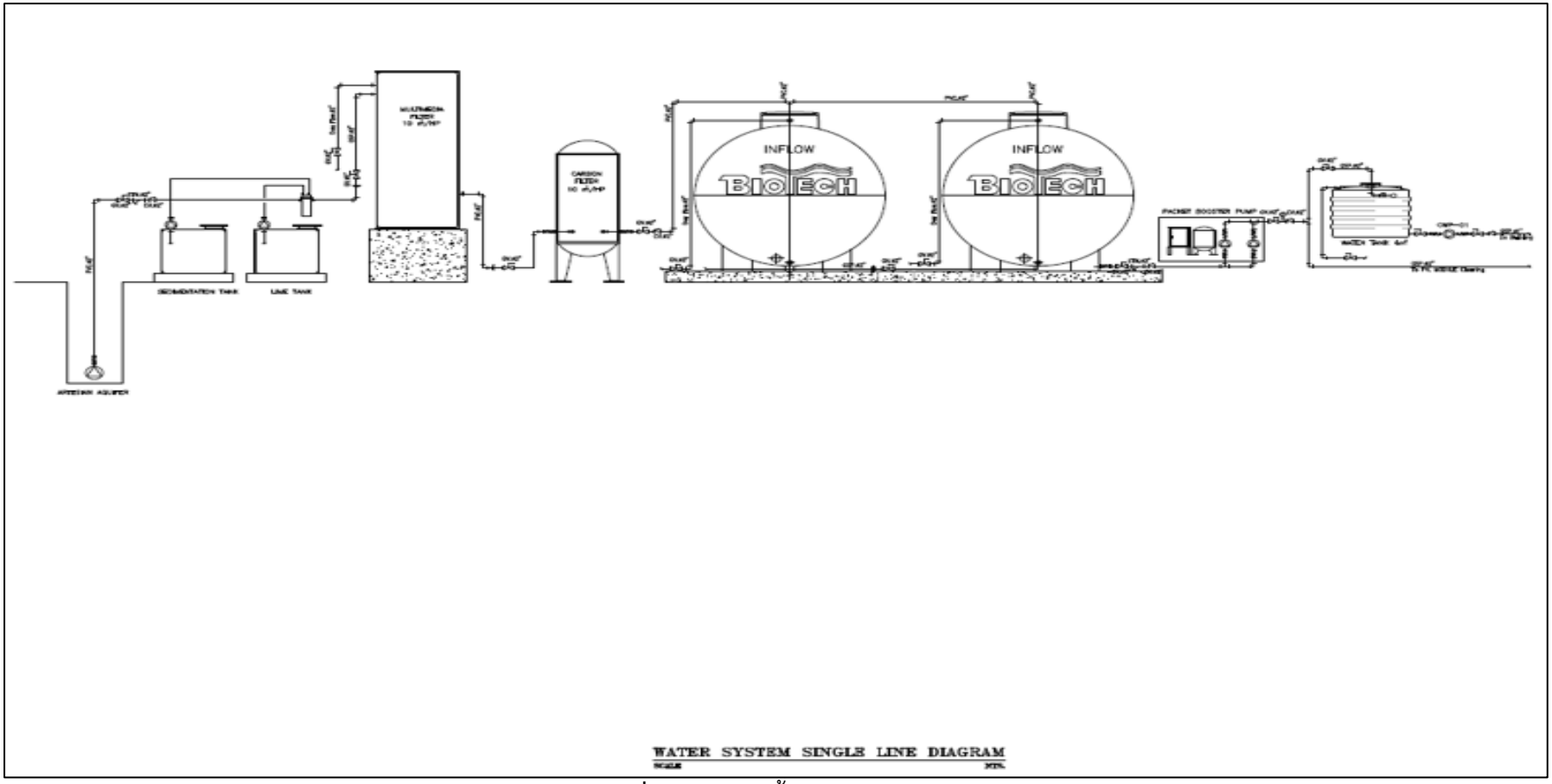
รูปที่ 4.19 แบบของอาคารควบคุมไฟฟ้าและองค์ประกอบต่าง ๆ



รูปที่ 4.20 แบบแปลนแสดงสถานีแปลงไฟฟ้าที่ 1



รูปที่ 4.21 แบบแปลนแสดงสถานีแปลงไฟฟ้าที่ 2

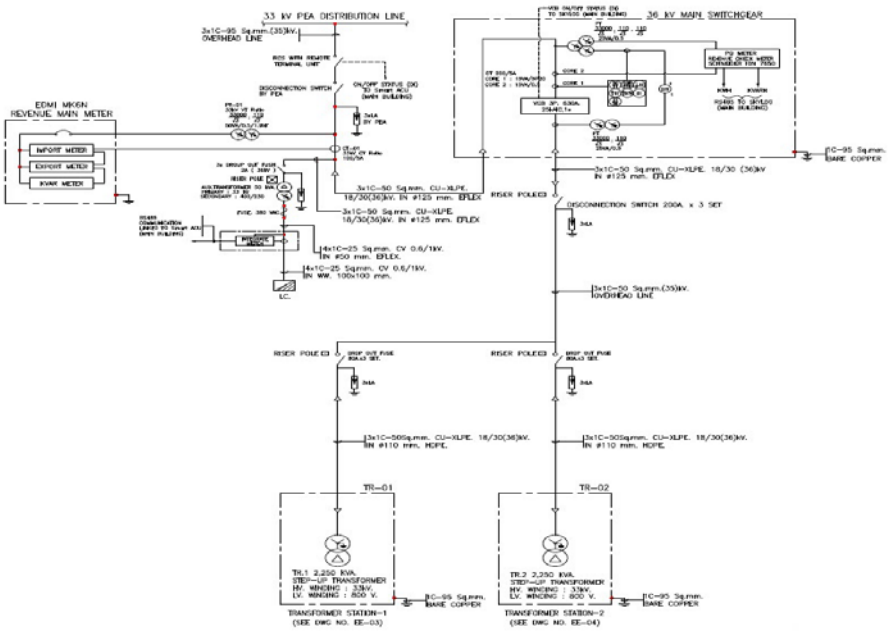


รูปที่ 4.22 ระบบน้ำใช้ในโครงการ

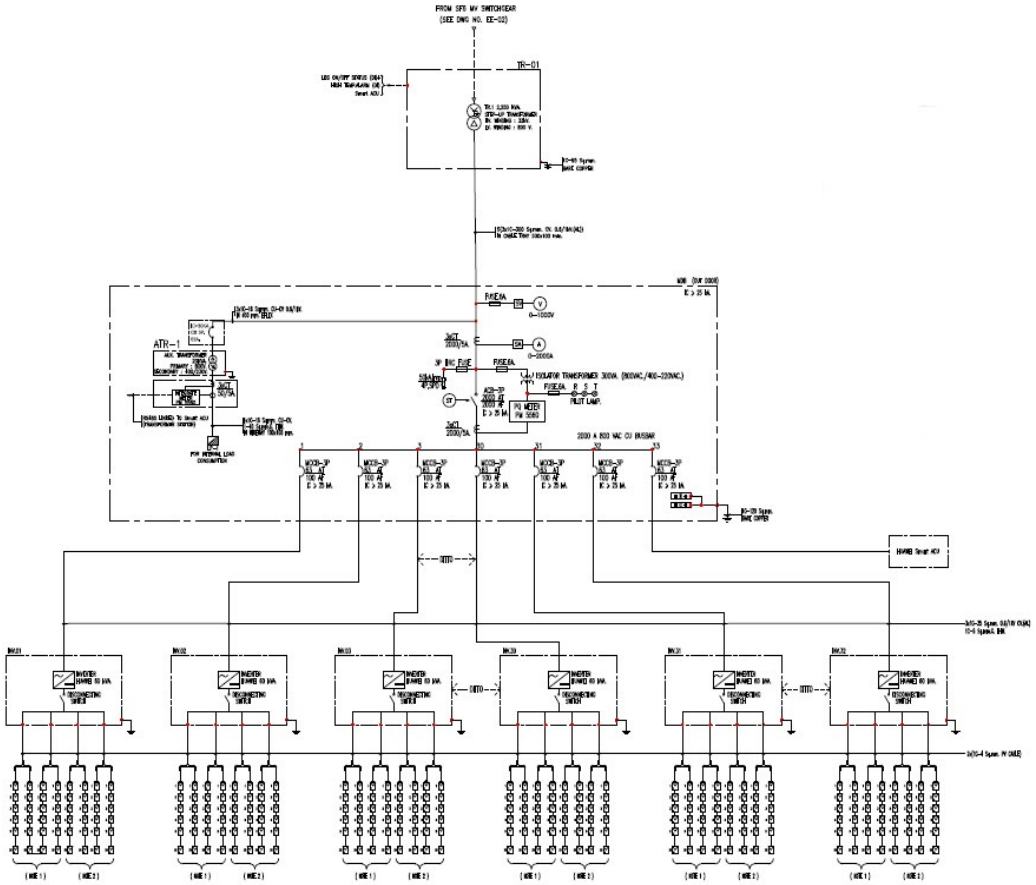
4.2.4 งบประมาณของระบบผลิตไฟฟ้า

ในการผลิตไฟฟ้านั้นได้มาจากแผงรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตัล (Poly Crystalline) จำนวน 15,296 แผง ซึ่งติดตั้งบนพื้นดินระบบTracking System โดยการแบ่งการผลิตออกเป็น 2 ส่วน ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูงชนิด Oil Type 30 KVA 2250 KVA 800 Vac/33 KV จำนวน 2 ตัว ซึ่งกระแสฟ้าที่ได้จาก จากแผงโซลาร์เซลล์ ที่ได้จะส่งผ่าน Combiner Box เพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้า และส่งกระแสไฟฟ้าไหลเข้าสู่อินเวอร์เตอร์ แบบ String Inverter ขนาด 60 kVA จำนวน 64 ตัว เพื่อทำหน้าที่ แปลงกระแสไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ และทำการแปลงแรงดันไฟฟ้าที่ได้ให้สูงขึ้นได้โดยผ่านสถานีแปลงแรงดันไฟฟ้าของหม้อแปลงทั้งสองสถานี ซึ่งควบคุมโดยอุปกรณ์ป้องกันสวิตซ์ตัดต่อไฟฟ้าแรงสูง (Switch Gear) ก่อนที่จะเชื่อมต่อเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้เข้ากับระบบสายส่งขนาด 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป ในระบบผลิตไฟฟ้านั้นผู้รับเหมาคือบริษัท โซลาร์ อินโนวิชั่น จำกัด ได้ทำสัญญารับเหมาแบบแบบครบวงจร (Integrated EPC) โดยให้บริการในลักษณะการออกแบบวิศวกรรม การจัดหาเครื่องจักรและอุปกรณ์ และการก่อสร้างโรงงานทั้งหมด ซึ่งเป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 287,362,109 บาท โดยแบ่งออกเป็นสัดส่วน ดังนี้

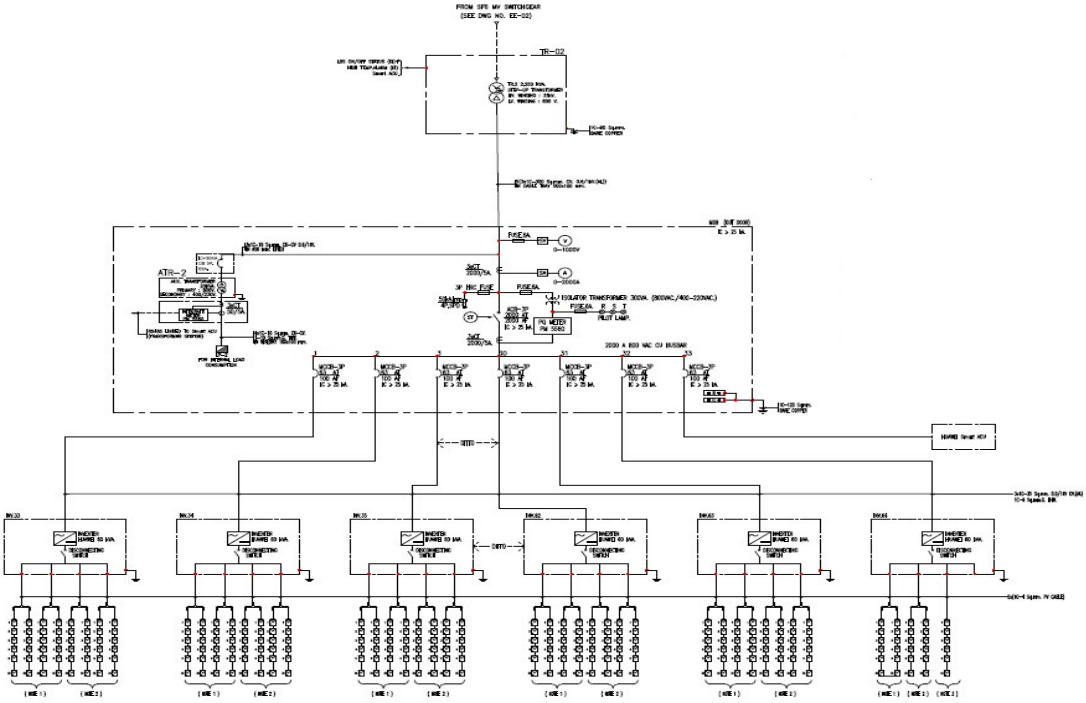
- จัดหาแผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ไฟฟ้า รวมค่าภาษีนำเข้า ราคา 139,193,600 บาท
- งานปรับพื้นที่ งานถนนและงานรั้ว งานระบบราง งานท่อสายไฟ งานโครงสร้างติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์
- งานเชื่อมต่อระบบจำหน่ายและอุปกรณ์เพิ่มเติม ราคา 148,168,509 บาท
- ค่าวิศวกรรมและบริหารงาน ราคา 28,736,211 บาท



รูปที่ 4.23 วงจรระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



รูปที่ 4.24 วงจรไฟฟ้าแรงดันต่ำจากแผงโซลาร์เซลล์เข้าสู่หม้อแปลงไฟฟ้า 1



รูปที่ 4.25 วงจรไฟฟ้าแรงดันต่ำจากแผงโซลาร์เซลล์เข้าสู่หม้อแปลงไฟฟ้า 2

4.2.5 พนักงานผู้ปฏิบัติงาน

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ นับว่าเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่ใช้เจ้าหน้าที่ปฏิบัติการไม่มากนัก และต้องการการบำรุงรักษาน้อยเมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่น ๆ เช่น ก๊าซธรรมชาติ หรือถ่านหิน เป็นต้น เนื่องจากอายุการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปยาวนานกว่า 20 ปี และเป็นอุปกรณ์ ที่ติดตั้งอยู่กับที่ ไม่มีส่วนใดที่เคลื่อนไหว แต่การเดินเครื่องและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ก็จำเป็นต้องอาศัยวิศวกรที่มีความรู้เฉพาะทาง และมีประสบการณ์มาดูแลโดยเฉพาะ เพื่อให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงสุด และสามารถแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดปัญหาของระบบ ทั้งนี้ ได้กำหนดหน้าที่ความรับผิดชอบ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1. กำหนดตำแหน่ง คุณสมบัติและงานที่ต้องรับผิดชอบในแต่ละตำแหน่ง ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 คุณลักษณะของแรงงานที่เหมาะสมกับตำแหน่งงาน

ตำแหน่งงาน	จำนวน (คน)	คุณสมบัติ	ลักษณะงาน
ผู้จัดการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	1	1. เพศชาย/ หญิง อายุ 35 ปีขึ้นไป 2. การศึกษาขั้นต่ำระดับปริญญาตรี สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า อิเล็กทรอนิกส์ โทรคมนาคม หรือสาขาที่เกี่ยวข้อง 3. มีประสบการณ์ด้านการบริหารโครงการโรงไฟฟ้าอย่างน้อย 5 ปี	- บริหารโครงการโรงไฟฟ้า สามารถวางแผนการดำเนินโครงการ และมีความเป็นผู้นำสูงสามารถแก้ไขปัญหา ระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี
วิศวกรไฟฟ้า	2	1. เพศชาย/หญิง อายุ 25 - 40 ปี 2. การศึกษาขั้นต่ำระดับปริญญาตรีสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า อิเล็กทรอนิกส์ โทรคมนาคมหรือสาขาที่เกี่ยวข้อง 3. มีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมระดับภาคีวิศวกร สาขาไฟฟ้ากำลัง	- ตรวจสอบและแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าและเข้าใจระบบการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า - วางแผนปฏิบัติการ Operate และการซ่อมบำรุง (Maintenance) โรงไฟฟ้าระบบพลังงานแสงอาทิตย์และอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง

ตารางที่ 4.4 คุณลักษณะของแรงงานที่เหมาะสมกับตำแหน่งงาน (ต่อ)

ตำแหน่งงาน	จำนวน (คน)	คุณสมบัติ	ลักษณะงาน
ช่างไฟฟ้า	2	1. เพศชาย อายุ 25 ปี ขึ้นไป 2. การศึกษาระดับ ปวส.สาขาไฟฟ้ากำลัง อิเล็กทรอนิกส์ หรือโทรคมนาคม หรือสาขาเครื่องกล 3. มีใบรับรองมาตรฐานฝีมือแรงงาน	- ปฏิบัติงานในการ Operate ทำการแก้ไขปัญหาระบบผลิตไฟฟ้าและซ่อมบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี
เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย	2	1. เพศชาย อายุ 20 ปีขึ้นไป 2. การศึกษาระดับ ม.3 ขึ้นไป 3. มีความอดทน และขยันทำงาน 4. มีมนุษยสัมพันธ์ที่ดี	- เฝ้าระวังและรักษาความปลอดภัยบริเวณโรงไฟฟ้า บำรุงรักษาและทำความสะอาดสำนักงาน และสามารถประสานงานเพื่อติดต่อประสานงานกับผู้มาติดต่องานได้
คนงาน	1	1. เพศชาย อายุ 20 ปี ขึ้นไป 2. การศึกษาระดับ ม.3 ขึ้นไป 3. มีความอดทน และขยันทำงาน	- บำรุงรักษา ต้นไม้และตัดหญ้าบริเวณพื้นที่ของโรงไฟฟ้า

สำหรับคุณสมบัติของวิศวกรหรือเจ้าหน้าที่ที่ปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สำคัญคือต้องมีพื้นฐานด้านวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง หรือด้านอิเล็กทรอนิกส์ ซึ่งจำเป็นที่จะต้องมีทักษะความรู้ และได้รับการฝึกอบรมเป็นพิเศษในเรื่องระบบควบคุม และการใช้โปรแกรมซอฟแวร์ ที่ใช้ในการควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะต้องควบคุมการหันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตลอดจนมีความเชี่ยวชาญในการเซ็ตระบบควบคุมเพื่อให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถหมุนตามมุมที่รับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดในแต่ละช่วงเวลาระหว่างวัน เมื่อมีความผิดปกติเกิดขึ้นกับระบบหรือแผงเซลล์แสงอาทิตย์ วิศวกรจะต้องรู้ตำแหน่งที่ผิดปกติจากระบบแจ้งเตือน สามารถคิดวิเคราะห์และร่วมกันวางแผนเพื่อแก้ไขปัญหาเฉพาะหน้าที่เกิดขึ้นและสามารถสั่งงานช่างเทคนิคเพื่อให้ปฏิบัติงานต่าง ๆ ได้อย่างรวดเร็วและถูกต้อง

4.3 ด้านข้อกฎหมายและข้อกำหนด

การศึกษาในด้านนี้จะเป็นการตรวจสอบถึงข้อกฎหมายและข้อกำหนดต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาตโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อตรวจสอบว่าในพื้นที่ที่ต้องการตั้งโรงงาน มีกฎหมายหรือข้อกำหนดใด ๆ ที่บังคับใช้ ละมีลต่อการตั้งโรงงานหรือไม่ ซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

4.3.1 พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535 เป็นกฎหมายที่บังคับกรณีที่การประกอบกิจการใดที่เข้าข่ายโรงงาน จะต้องดำเนินการตามกฎหมายนี้ สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เข้าข่ายเป็นโรงงานลำดับที่ 88 (1) จะต้องดำเนินการตามกฎหมายนี้

4.3.2 พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ.2522 เป็นกฎหมายที่ควบคุมการก่อสร้างอาคาร สำหรับพื้นที่ที่ต้องการจะตั้งโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล อยู่ในพื้นที่ควบคุมอาคารจะต้องดำเนินการตามกฎหมายนี้

4.3.3 การจัดทำรายงานเกี่ยวกับการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย (Environmental Safety Assessment : ESA) จากประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม พ.ศ.2552 เรื่อง การทำรายงานเกี่ยวกับการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 5 เมกะวัตต์ ขึ้นไปแต่ไม่ถึง 10 เมกะวัตต์ ต้องจัดทำรายงานที่เกี่ยวกับการศึกษาและมาตรการป้องกันแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยจำนวน 1 ฉบับ พร้อมกับการยื่นคำขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน หรือคำขอรับใบอนุญาตขยายโรงงาน แล้วแต่กรณี โดยให้โรงงานในเขตกรุงเทพมหานครยื่นต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรม ส่วนโรงงานในจังหวัดอื่นให้ยื่นต่อสำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดท้องที่ที่โรงงานตั้งอยู่

4.3.4 ประมวลหลักเกณฑ์การปฏิบัติสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามกฎหมายว่าด้วยการประกอบกิจการพลังงาน (Code of Practice) CoP เรื่อง มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้ผู้ประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากเทคโนโลยีแผงโฟโตโวลเทอิกที่เข้าข่าย (ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป) ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันได้อย่างเป็นมาตรฐานเดียวกัน ครอบคลุมตั้งแต่ระยะเตรียมการโครงการระยะก่อสร้างและระยะดำเนินการ ตลอดจนกรณีที่มีการรื้อถอน อาคาร เครื่องจักรอุปกรณ์บางส่วนหรือทั้งหมด

4.3.2 พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ.2522 เป็นกฎหมายที่ควบคุมการก่อสร้างอาคาร สำหรับพื้นที่ที่ต้องการจะตั้งโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ อยู่ในพื้นที่ควบคุมอาคารจะต้องดำเนินการตามกฎหมายนี้

4.3.3 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) เป็นระเบียบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนที่ต้องจำหน่ายไฟฟ้าต้องปฏิบัติ

4.3.4 ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เป็นระเบียบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) กำหนดให้ผู้ที่ต้องการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเข้ากับระบบของการไฟฟ้า โดยจะต้องมีอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อป้องกันการทำงานผิดพลาดของระบบ

จากการศึกษาข้อกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง ก็จะทำการวิเคราะห์ว่าในแต่ละกฎหมายและข้อกำหนดต่าง ๆ นั้น สามารถดำเนินการได้หรือไม่ดังตาราง ที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 กฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง

ลำดับที่	กฎหมายและข้อกำหนด	ผลของกฎหมาย	การดำเนินการ
1	พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. 2535	ไม่ติดขัด	ดำเนินการได้
2	พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร	ไม่ติดขัด	ดำเนินการได้
3	การจัดทำรายงานเกี่ยวกับการศึกษามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย(Environmental Safety Assessment ESA)	ไม่ติดขัด	ดำเนินการได้
4	ประมวลหลักเกณฑ์การปฏิบัติสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามกฎหมายว่าด้วยการประกอบกิจการพลังงาน (Code of Practice : CoP)	ไม่ติดขัด	ดำเนินการได้
5	ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)	ไม่ติดขัด	ดำเนินการได้
6	ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	ไม่ติดขัด	ดำเนินการได้

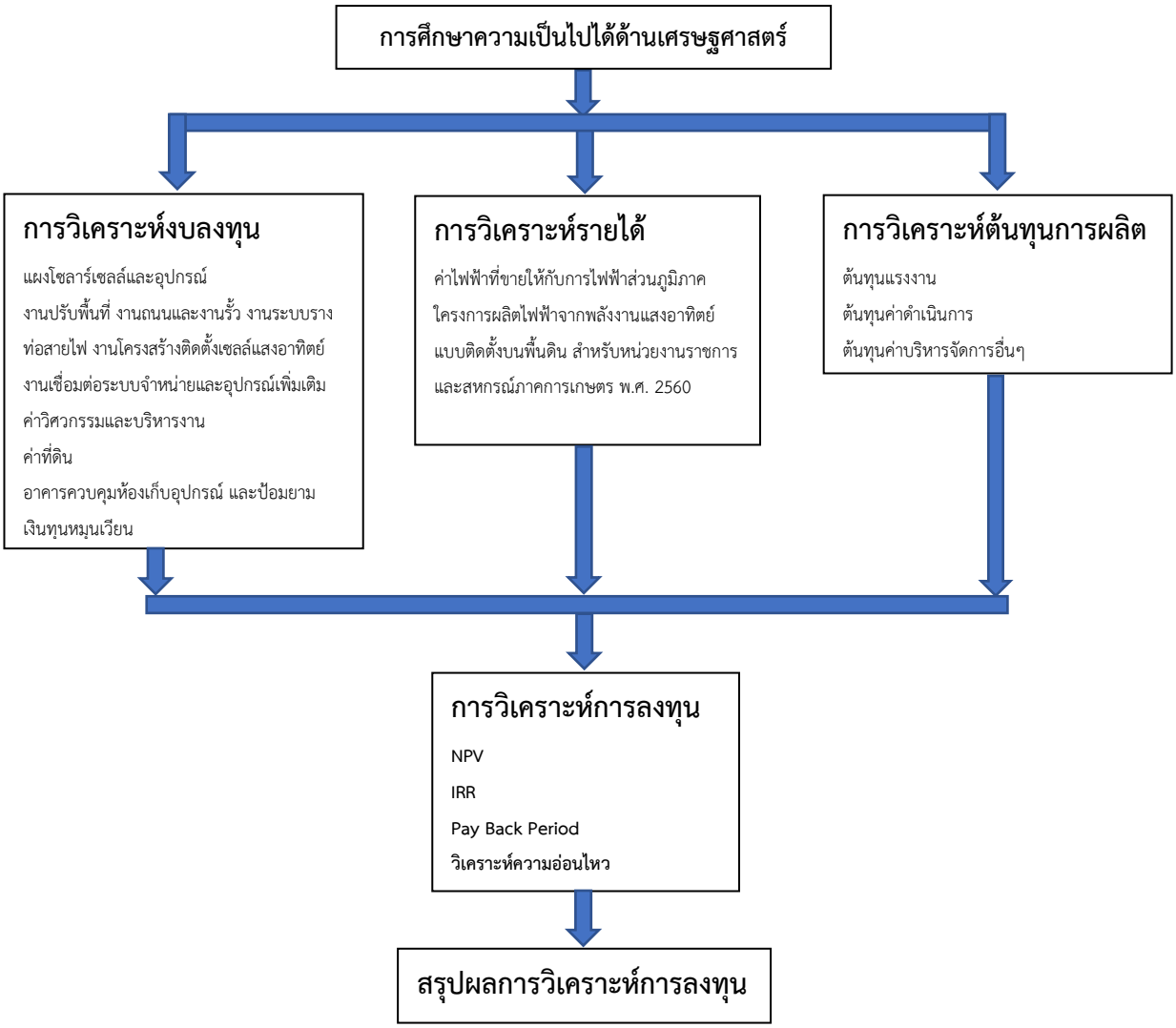
จากตารางที่ 4.5 แสดงให้เห็นว่า การขออนุญาตโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ติดขัดกฎหมายและข้อกำหนดใด ๆ จึงสามารถที่จะดำเนินการได้

4.4 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์นั้นเป็นการประเมินและเตรียมงบประมาณล่วงหน้า เพื่อนำมากำหนดขนาดของเงินลงทุนที่ต้องการ การจัดทำงบประมาณล่วงหน้า เป็นการนำเอาข้อมูลจากการวิเคราะห์ด้านต่าง ๆ มาประกอบการคาดคะเนรายรับและต้นทุนเพื่อการตัดสินใจในการลงทุน การศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินมีความสำคัญต่อความสำเร็จของโครงการ เพราะการบริหารทางการเงินที่ดีช่วยให้กำไรของโครงการเพิ่มมากขึ้นและทำให้โครงการมีการจัดการทางการเงินอย่างมีประสิทธิภาพ สามารถบรรลุเป้าหมายการดำเนินโครงการได้ ถ้าไม่สามารถควบคุมรายจ่ายได้ ธุรกิจก็ขาดทุน ซึ่งส่งผลให้ธุรกิจต้องหยุดการดำเนินการ หรือล้มเลิกกิจการไป ดังนั้นธุรกิจจึงต้องมีการจัดการทางการเงินเพื่อให้บรรลุเป้าหมายแห่งการอยู่รอด และความเจริญเติบโต

การประมาณเงินลงทุนในโครงการ ได้แก่ เงินลงทุนในสินทรัพย์ถาวร ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เงินทุนหมุนเวียน การประมาณการด้านการเงินของโครงการ ได้แก่ ต้นทุนสินค้าขาย ค่าใช้จ่ายในการบริหาร งบกำไรขาดทุน ประมาณการงบดุล งบกระแสเงินสด การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน ได้แก่ ระยะเวลาคืนทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนการลงทุน และการวิเคราะห์ความไว

ขั้นตอนในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรังเริ่มจากการนำข้อมูลที่เป็นผลการศึกษาด้านเทคนิคมาประเมินค่าใช้จ่ายในการลงทุน ประกอบด้วย แผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ไฟฟ้า งานปรับพื้นที่ งานถนนและงานรั้ว งานระบบราง ท่อสายไฟ งานโครงสร้างติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ งานเชื่อมต่อระบบจำหน่าย และอุปกรณ์เพิ่มเติม หลังจากนั้นจะทำการวิเคราะห์ต้นทุนในการดำเนินการ ซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายหลักๆได้แก่ ต้นทุนแรงงาน ต้นทุนการผลิตโดยตรง และต้นทุนค่าโสหุ้ยการผลิต ในขณะเดียวกันทำการประเมินรายได้ของโครงการซึ่งประกอบด้วย รายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้กับการไฟฟ้าฝ่ายส่วนภูมิภาค(กฟภ.) หลังจากนั้นนำข้อมูลการลงทุน ต้นทุนการผลิตและรายได้ มาวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการลงทุนโดยใช้ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เป็นตัวชี้วัดผลการดำเนินงานของโครงการ เพื่อเป็นการวิเคราะห์ให้ครอบคลุมถึงปัจจัยต่าง ๆ ที่อาจจะมีการคลาดเคลื่อนจากข้อกำหนดในการวิเคราะห์เบื้องต้นจึงทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว โดยปัจจัยที่อาจมีการเปลี่ยนแปลง ได้แก่ รายได้และต้นทุน กรอบแนวคิดในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการสร้างแสดงดังรูปที่ 4.26



รูปที่ 4.26 กรอบแนวคิดในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน แสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง

4.4.1 สมมติฐานประกอบการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน

ผลจากการศึกษาโครงการสร้างโรงงานผลิตไฟฟ้าจาพลังงานแสงอาทิตย์ ทำให้ทราบข้อมูลรายได้และค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการดำเนินการในส่วนต่าง ๆ เพื่อนำข้อมูลดังกล่าวมาวิเคราะห์ด้านการเงิน สำหรับประกอบการตัดสินใจลงทุน โดยมีสมมุติฐานที่ใช้ประกอบการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ด้านการเงิน ดังนี้

1. ระยะเวลาในการวิเคราะห์โครงการ 25 ปี
2. ราคาขายไฟฟ้าหน่วยละ 5.66 บาท
3. ประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์ลดลงปีละ 0.7%
4. กำหนดให้ Plant Factor เท่ากับ 16% เป็นระยะเวลา 365 วัน/ปี

5. ค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้นดังนี้ แรงงานทางตรงเพิ่มขึ้นปีละ 5% และแรงงานทางอ้อมเพิ่มขึ้นปีละ 3%

6. ค่าใช้จ่ายในการผลิต ประกอบด้วย ค่าแรงงาน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (Operating Cost)

7. ค่าเสื่อมราคา คิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง

4.4.2 เงินลงทุนและค่าใช้จ่ายการผลิตของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จังหวัดตรัง

จากผลการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคของโครงการสร้างระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถนำมาคาดคะเนเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ดังนี้

4.4.2.1 เงินลงทุนของโครงการหรือค่าใช้จ่ายในการลงทุนของโครงการ

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมดของโครงการจะแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วน ซึ่งประกอบด้วย

1. ค่าใช้จ่ายก่อนดำเนินงาน
2. ค่าใช้จ่ายในสินทรัพย์ถาวร
3. เงินทุนหมุนเวียน

ซึ่งค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมดของโครงการในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1. ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินการ

ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นนับตั้งแต่เริ่มโครงการจนถึงวันที่เริ่มดำเนินการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Commercial Operation Date) COD ได้แก่ค่าใช้จ่ายในการบริหาร หรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการติดต่องานต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระหว่างการก่อสร้าง และการติดตั้งต่าง ๆ ตามความต้องการของโครงการ ก่อนที่จะมีการดำเนินการโครงการจริง เป็นต้น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะประกอบด้วยแผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ไฟฟ้า (รวมภาษีนำเข้า 30%) รวมมูลค่า 103,193,600 บาท ส่วนของงานปรับพื้นที่ ถนนและงานรั้ว งานระบบราง ท่อสายไฟ งานโครงสร้างติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ งานเชื่อมต่อระบบจำหน่ายและอุปกรณ์เพิ่มเติมรวม 117,168,590 บาท ซึ่งทั้ง 2 ส่วนนี้ ได้จ้างเหมาแบบเบ็ดเสร็จ (EPC) รวมเป็นเงิน 220,362,190 บาท เงินนำส่งกองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (50,000 บาท/1 เมกะวัตต์) เป็นจำนวนเงิน 250,000 บาท ค่าวิศวกรรมและบริหารงานก่อสร้าง (10% ของค่า EPC) เป็นจำนวนเงิน 22,036,219 บาท ดังแสดงในตารางที่ 4.6

2. ค่าใช้จ่ายในทรัพย์สินถาวร

สินทรัพย์ถาวรคือสินทรัพย์ที่กิจการมิได้มีไว้ขายหรือเพื่อเปลี่ยนเป็นสินค้าที่ขายได้ แต่มีไว้เพื่อใช้งาน และอายุการใช้งานของสินทรัพย์เหล่านี้จะต้องเกินกว่า 1 ปี ได้แก่ เงินลงทุนในที่ดิน อาคารโรงงาน และทรัพย์สินถาวรอื่น ๆ รวมถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการติดตั้งทรัพย์สินถาวรนั้นด้วย ซึ่งค่าใช้จ่ายในทรัพย์สินถาวรของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นค่าที่ดินมูลค่า 10,000,000 บาท และ อาคารควบคุม และห้องเก็บอุปกรณ์ รวมมูลค่า 475,000 บาท ดังแสดงในตารางที่ 4.6

3. เงินทุนหมุนเวียน

เงินทุนหมุนเวียน เป็นเงินที่กิจการใช้หมุนเวียน สำหรับดำเนินงานก่อนที่กิจการจะได้รับเงินสดจากการขายสินค้าหรือชำระหนี้จากลูกหนี้การค้า สำหรับเงินทุนหมุนเวียนของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่เงินสำรองเผื่อขาดจำนวนเงิน 10,000,000 บาท

จากการกำหนดเงินทุนทั้ง 3 ส่วนนี้ จะทำให้เห็นว่าเงินลงทุนของโครงการผลิตพลังงานไฟจากพลังงานแสงอาทิตย์มีมูลค่าทั้งสิ้น 264,118,009 บาท

ตารางที่ 4.6 เงินลงทุนของโครงการ

ลำดับ	รายละเอียด	รวมค่าใช้จ่าย(บาท)
1.	แผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ไฟฟ้า รวมค่าภาษีนำเข้า	103,193,600
2.	งานปรับพื้นที่ งานถนนและงานรั้ว งานระบบราง ท่อสายไฟ งานโครงสร้างติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ งานเชื่อมต่อระบบจำหน่ายและอุปกรณ์เพิ่มเติม	117,168,590
3.	เงินนำส่งกองทุนพัฒนาโรงฟ้าระหว่างการก่อสร้าง (50,000 บาท/ 1 เมกะวัตต์) ขนาด 5 เมกะวัตต์	250,000
4.	ค่าวิศวกรรมและบริหารงานก่อสร้าง (10% ของค่า EPC)	23,030,819
5.	ค่าที่ดิน	10,000,000
6.	อาคารควบคุม และห้องเก็บอุปกรณ์	475,000
7.	เงินสำรองเผื่อขาด	10,000,000
รวม		**264,118,009**

4.4.2.2 ค่าใช้จ่ายในการผลิต

ค่าใช้จ่ายในการผลิต ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในด้านแรงงาน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (Operating Cost) ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

4.4.2.2.1 ค่าใช้จ่ายในด้านแรงงาน

จากการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์ จึงได้กำหนดโครงสร้างของพนักงานออกเป็น 5 ตำแหน่ง ได้แก่ ผู้จัดการโครงการ วิศวกรไฟฟ้า ช่างไฟฟ้า เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย และคนงาน แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 จำนวนพนักงานที่ใช้ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรังและอัตราค่าแรง

ลำดับ	ตำแหน่ง	จำนวน (คน)	อัตราค่าแรงงาน (บาท/คน/เดือน)	อัตราค่าแรงงาน (บาท/ปี)
แรงงานทางตรง				
1	ผู้จัดการโครงการ	1	30,000	360,000
2	วิศวกรไฟฟ้า	2	16,000	384,000
3	ช่างไฟฟ้า	2	12,000	288,000
แรงงานทางอ้อม				
4	เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย	2	9,000	216,000
5	คนงาน	1	8,000	96,000
รวมค่าตอบแทนทั้งสิ้น			**112,000**	**1,344,000**

จากตารางที่ 4.7 พบว่า ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ คิดเป็น 112,000 บาทต่อเดือน หรือ 1,344,000 บาทต่อปี ซึ่งประกอบด้วย แรงงานทางตรง ได้แก่ ผู้จัดการโครงการ จำนวน 1 คน วิศวกรไฟฟ้า จำนวน 2 คน ช่างไฟฟ้า จำนวน 2 คน และแรงงานทางอ้อม ได้แก่ เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย จำนวน 2 คน และ คนงาน จำนวน 1 คน

4.4.2.2.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ (Operating Cost)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการประกอบไปด้วย ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M Expenses) ค่าเบี้ยประกัน (Insurance Expenses) กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (Energy Fund) และค่าเสื่อมราคา

4.4.2.2.2.1 ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M Expenses) โดยในการศึกษาครั้งนี้มีสมมติฐานค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาเท่ากับ

- ไม่มีการซ่อมบำรุงปีที่ 1
- ปีที่ 2-10 ค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงปีละ 1,750,000 บาท (350,000 บาท/เมกะวัตต์)
- ปีที่ 11-15 ค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงปีละ 2,000,000 บาท (400,000 บาท/เมกะวัตต์)
- ปีที่ 16-20 ค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงปีละ 2,250,000 บาท (450,000 บาท/เมกะวัตต์)
- ปีที่ 21-25 ค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงปีละ 2,500,000 บาท (500,000 บาท/เมกะวัตต์)

ดังนั้น จะแสดงค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงได้ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ค่าเดินเครื่องและซ่อมบำรุงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง

ปีที่	ค่าซ่อมบำรุง (บาท/ปี)
1	0
2-10	1,750,000
11-15	2,000,000
16-20	2,250,000
21-25	2,500,000

4.4.2.2.2.2 ค่าเบี้ยประกัน (Insurance Expenses) ในการศึกษากำหนดให้ค่าเบี้ยประกันอยู่ที่ 0.3% ของเงินลงทุนโครงการ ดังนั้น เบี้ยประกันแต่ละปีจะเท่ากับ 1,016,470 บาท/ปี

4.4.2.2.2.3 กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (Energy Fund) เท่ากับ 0.01 Bath/Kwh ตามที่กฎหมายกำหนด ดังนั้น จะต้องนำเงินส่งกองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้าปีแรกเท่ากับ 70,080 บาท ตามที่กฎหมายกำหนด

4.4.2.2.2.4 ค่าเสื่อมราคา

ค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักรเป็นต้นทุนการผลิตของโครงการ เป็นการคิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Straight Line Depreciation) ดังสมการ 1 โดยกำหนดให้มูลค่าซากเป็น 30% ของราคาเครื่องจักร อายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 25 ปี

$$\text{ค่าเสื่อมราคา} = \frac{\text{ราคาต้นทุนทรัพย์สิน} - \text{ราคาขายทรัพย์สินเมื่อหมดอายุการใช้งาน}}{\text{จำนวนปีของอายุใช้งาน}} \quad (4.1)$$

ค่าเสื่อมราคาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 6,160,139 บาท/ปี

4.4.3 การประมาณการด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง

4.4.3.1 รายได้

รายได้ คือ ผลประโยชน์ที่เกิดจากการขายไฟฟ้าของโครงการโดยใช้แสงอาทิตย์เป็นวัตถุดิบ ซึ่งสามารถประเมินรายได้ต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 รายได้จากการขายไฟฟ้ารวมและรายปีตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอัตราคงที่ (FIT) หน่วยละ 5.66 บาท

ปีที่	หน่วยไฟฟ้าที่จะผลิตได้(kWh)	ค่าไฟฟ้าที่จะขายได้ (บาท)
1	7,008,000	39,665,280
2	6,958,944	39,387,623
3	6,909,888	39,109,966
4	6,860,832	38,832,309
5	6,811,776	38,554,652
6	6,762,720	38,276,995
7	6,713,664	37,999,338
8	6,664,608	37,721,681
9	6,615,552	37,444,024
10	6,566,496	37,166,367
11	6,517,440	36,888,710
12	6,468,384	36,611,053
13	6,419,328	36,333,396
14	6,370,272	36,055,740

ตารางที่ 4.9 รายได้จากการขายไฟฟ้ารวมและรายปีตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในอัตราคงที่ (FIT) หน่วยละ 5.66 บาท (ต่อ)

ปีที่	หน่วยไฟฟ้าที่จะผลิตได้(kWh)	ค่าไฟฟ้าที่จะขายได้ (บาท)
15	6,321,216	35,778,083
16	6,272,160	35,500,426
17	6,223,104	35,222,769
18	6,174,048	34,945,112
19	6,124,992	34,667,455
20	6,075,936	34,389,798
21	6,026,880	34,112,141
22	5,977,824	33,834,484
23	5,928,768	33,556,827
24	5,879,712	33,279,170
25	5,830,656	33,001,513
รวม	**160,483,200**	**908,334,912**

จากสมมติฐานดังกล่าว โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน มีขนาดกำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ ณ ราคาขายไฟฟ้า เท่ากับ 5.66 Bath/kWh ระยะเวลาดำเนินโครงการ 25 ปี จะมีรายรับรวมทั้งหมด (Total Revenue) เท่ากับ 908,334,912 ล้านบาท

4.4.3.2 การประมาณการด้านการเงินของโครงการจัดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

ต้นทุนแปรผัน (Variable Cost or VC)

ต้นทุนผันแปร หรืออาจเรียกกันว่าต้นทุนแปรผัน คือ ต้นทุนที่เกิดขึ้นโดยมีค่าผันแปรไปตามยอดขายสินค้าหรือบริการ ต้นทุนผันแปรสำหรับโครงการประกอบด้วย ค่าจ้างแรงงาน และค่าสาธารณูปโภค โดยในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง จากการประเมินต้นทุนแปรผันของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่า ต้นทุนแปรผันในโครงการเนื่องจากการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แสงอาทิตย์ ได้แก่ กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (Energy Fund) เท่ากับ 0.01 บาท/Kwh ซึ่งขึ้นอยู่กับหน่วยของไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้และจำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ต้นทุนคงที่ (Fix Cost or FC)

ต้นทุนคงที่ จะเป็นต้นทุนที่มีลักษณะตรงข้ามกับต้นทุนผันแปร กล่าวคือ ไม่ว่าจะมีการขายสินค้าหรือให้บริการหรือไม่ก็ตามก็จะเกิดต้นทุนใน ส่วนนี้ขึ้น ซึ่งโดยส่วนใหญ่แล้วจะเกิดขึ้นในส่วนของงานบริหาร ต้นทุนคงที่สำหรับโครงการประกอบด้วย ค่าแรงงาน ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M Expenses) ค่าเบี้ยประกัน (Insurance Expenses) และค่าเสื่อมราคาเครื่องจักรซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 รายละเอียดต้นทุนแปรผันของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	ปีที่ 10
กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (Energy Fund)	70,080	69,589	69,099	68,608	68,118	67,627	67,137	66,646	66,156	65,665
รวม	70,080	69,589	69,099	68,608	68,118	67,627	67,137	66,646	66,156	65,665

ตารางที่ 4.10 รายละเอียดต้นทุนแปรผันของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง (ต่อ) (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 11	ปีที่ 12	ปีที่ 13	ปีที่ 14	ปีที่ 15	ปีที่ 16	ปีที่ 17	ปีที่ 18	ปีที่ 19	ปีที่ 20
กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (Energy Fund)	65,174	64,684	64,193	63,703	63,212	62,722	62,231	61,740	61,250	60,759
รวม	65,174	64,684	64,193	63,703	63,212	62,722	62,231	61,740	61,250	60,759

ตารางที่ 4.10 รายละเอียดต้นทุนแปรผันของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง (ต่อ) (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 21	ปีที่ 22	ปีที่ 23	ปีที่ 24	ปีที่ 25
กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า (Energy Fund)	60,269	59,778	59,288	58,797	58,307
รวม	60,269	59,778	59,288	58,797	58,307

ตารางที่ 4.11 รายละเอียดต้นทุนคงที่ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	ปีที่10
เงินเดือน	220,000	230,480	241,468	252,990	265,071	277,740	291,024	304,954	319,562	334,882
ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M Expenses)	0	1,750,000	1,750,000	1,750,000	1,750,000	1,750,000	1,750,000	1,750,000	1,750,000	1,750,000
ค่าเบี้ยประกัน (Insurance Expenses)	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470
ค่าเสื่อมราคา	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139
รวม	8,520,609	10,325,809	10,383,409	10,443,518	10,506,251	10,571,727	10,640,072	10,711,416	10,785,898	10,863,661

ตารางที่ 4.11 รายละเอียดต้นทุนคงที่ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง (ต่อ) (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 11	ปีที่ 12	ปีที่ 13	ปีที่ 14	ปีที่ 15	ปีที่ 16	ปีที่ 17	ปีที่ 18	ปีที่ 19	ปีที่ 20
เงินเดือน	350,947	367,796	385,466	403,998	423,434	443,819	465,200	487,626	511,147	535,819
ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O &M Expenses)	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,000,000	2,250,000	2,250,000	2,250,000	2,250,000	2,250,000
ค่าเบี้ยประกัน (Insurance Expenses)	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470
ค่าเสื่อมราคา	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139
รวม	11,194,856	11,279,642	11,368,183	11,460,652	11,557,232	11,908,112	12,013,492	12,123,579	12,238,594	12,358,764

ตารางที่ 4.11 รายละเอียดต้นทุนคงที่ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษาจังหวัดตรัง (ต่อ) (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 21	ปีที่ 22	ปีที่ 23	ปีที่ 24	ปีที่ 25
เงินเดือน	561,699	588,844	617,319	647,189	678,522
ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M Expenses)	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000
ค่าเบี้ยประกัน (Insurance Expenses)	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470	1,016,470
ค่าเสื่อมราคา	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139	6,160,139
รวม	12,734,329	12,865,542	13,002,665	13,145,975	13,295,760

4.4.3.3 ประมาณการกำไรขาดทุน

งบกำไรขาดทุน หมายถึง งบที่แสดงผลการดำเนินงานของกิจการในรอบระยะเวลาบัญชีที่กำหนดแต่จะต้องไม่เกิน 1 ปี เพื่อวัดผลการดำเนินงานของธุรกิจว่ามีรายได้และค่าใช้จ่ายในรอบระยะเวลานั้นเท่าใด และเมื่อนำรายได้หักด้วยค่าใช้จ่ายแล้ว จะเป็นกำไรสุทธิ (Net Income หรือ Net Profit) หรือขาดทุนสุทธิ (Net Loss) การประมาณการกำไรขาดทุนของโครงการสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 การประมาณการกำไรขาดทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	ปีที่ 10
รายได้	39,665,280	39,387,623	39,109,966	38,832,309	38,554,652	38,276,995	37,999,338	37,721,681	37,444,024	37,166,367
รวม	39,665,280	39,387,623	39,109,966	38,832,309	38,554,652	38,276,995	37,999,338	37,721,681	37,444,024	37,166,367
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ										
ต้นทุนแปรผัน	70,080	69,589	69,099	68,608	68,118	67,627	67,137	66,646	66,156	65,665
ต้นทุนคงที่	8,520,609	10,325,809	10,383,409	10,443,518	10,506,251	10,571,727	10,640,072	10,711,416	10,785,898	10,863,661
รวม	8,590,689	10,395,398	10,452,508	10,512,126	10,574,369	10,639,354	10,707,209	10,778,062	10,852,054	10,929,326
กำไร	31,074,591	28,992,225	28,657,458	28,320,183	27,980,283	27,637,641	27,292,129	26,943,619	26,591,970	26,237,041
หักภาษี 10%	3,107,459	2,899,222	2,865,746	2,832,018	2,798,028	2,763,764	2,729,213	2,694,362	2,659,197	2,623,704
กำไรสุทธิ	27,967,132	26,093,002	25,791,712	25,488,164	25,182,255	24,873,877	24,562,916	24,249,257	23,932,773	23,613,337
กำไรสะสม	**27,967,132**	**54,060,134**	**79,851,846**	**105,340,011**	**130,522,266**	**155,396,142**	**179,959,059**	**204,208,316**	**228,141,089**	**251,754,426**

ตารางที่ 4.12 การประมาณการกำไรขาดทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง (ต่อ) (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 11	ปีที่ 12	ปีที่ 13	ปีที่ 14	ปีที่ 15	ปีที่ 16	ปีที่ 17	ปีที่ 18	ปีที่ 19	ปีที่ 20
รายได้	36,888,710	36,611,053	36,333,396	36,055,740	35,778,083	35,500,426	35,222,769	34,945,112	34,667,455	34,389,798
รวม	36,888,710	36,611,053	36,333,396	36,055,740	35,778,083	35,500,426	35,222,769	34,945,112	34,667,455	34,389,798
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ										
ต้นทุนแปรผัน	65,174	64,684	64,193	63,703	63,212	62,722	62,231	61,740	61,250	60,759
ต้นทุนคงที่	11,194,856	11,279,642	11,368,183	11,460,652	11,557,232	11,908,112	12,013,492	12,123,579	12,238,594	12,358,764
รวม	11,260,030	11,344,326	11,432,376	11,524,355	11,620,444	11,970,834	12,075,723	12,185,319	12,299,844	12,419,523
กำไร	25,628,680	25,266,727	24,901,020	24,531,385	24,157,639	23,529,592	23,147,046	22,759,793	22,367,611	21,970,275
หักภาษี 10%	2,562,868	2,526,673	2,490,102	2,453,139	2,415,764	2,352,959	2,314,705	2,275,979	2,236,761	2,197,027
กำไรสุทธิ	23,065,812	22,740,054	22,410,918	22,078,247	21,741,875	21,176,633	20,832,341	20,483,813	20,130,850	19,773,247
กำไรสะสม	**274,820,238**	**297,560,292**	**319,971,210**	**342,049,457**	**363,791,332**	**384,967,965**	**405,800,306**	**426,284,120**	**446,414,969**	**466,188,217**

ตารางที่ 4.12 การประมาณการกำไรขาดทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง (ต่อ) (หน่วย : บาท)

รายการ	ปีที่ 21	ปีที่ 22	ปีที่ 23	ปีที่ 24	ปีที่ 25
รายได้	34,112,141	33,834,484	33,556,827	33,279,170	33,001,513
รวม	34,112,141	33,834,484	33,556,827	33,279,170	33,001,513
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ					
ต้นทุนแปรผัน	60,269	59,778	59,288	58,797	58,307
ต้นทุนคงที่	12,734,329	12,865,542	13,002,665	13,145,975	13,295,760
รวม	12,794,598	12,925,320	13,061,953	13,204,772	13,354,067
กำไร	21,317,543	20,909,164	20,494,874	20,074,398	19,647,446
หักภาษี 10%	2,131,754	2,090,916	2,049,487	2,007,440	1,964,745
กำไรสุทธิ	19,185,789	18,818,247	18,445,387	18,066,958	17,682,702
กำไรสะสม	**485,374,006**	**504,192,253**	**522,637,640**	**540,704,598**	**558,387,300**

4.4.4 การวิเคราะห์การลงทุน

จุดประสงค์สำคัญของการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อศึกษาว่าโครงการมีความเหมาะสมทางการเงินหรือไม่ โดยพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนว่าเป็นอย่างไร มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่าไร และผลการดำเนินงานสามารถคืนทุนภายในระยะเวลากี่ปี สำหรับโครงการนี้จะทำการวิเคราะห์การลงทุน 3 ประการ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนในการลงทุน และระยะเวลาคืนทุนของโครงการ โดยกำหนดให้ปีที่ 0 เป็นปีที่เริ่มลงทุน เริ่มดำเนินการในปีที่ 1-15 ดังนี้

4.4.4.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

จากผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ด้านการเงินข้างต้นนำมาวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ สามารถทำการวิเคราะห์ได้จากกระแสเงินสดสุทธิสะสมของโครงการดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 กระแสเงินสดสุทธิสะสมของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง

ปีที่	มูลค่า	
	กระแสเงินสดรับสุทธิ	กระแสเงินสดรับสะสม
1	27,967,132	27,967,132
2	26,093,002	54,060,134
3	25,791,712	79,851,846
4	25,488,164	105,340,011
5	25,182,255	130,522,266
6	24,873,877	155,396,142
7	24,562,916	179,959,059
8	24,249,257	204,208,316
9	23,932,773	228,141,089
10	23,613,337	251,754,426
11	23,065,812	274,820,238
12	22,740,054	297,560,292
13	22,410,918	319,971,210
14	22,078,247	342,049,457
15	21,741,875	363,791,332
16	21,176,633	384,967,965
17	20,832,341	405,800,306
18	20,483,813	426,284,120

ตารางที่ 4.13 กระแสเงินสดสุทธิสะสมของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดตรัง (ต่อ)

ปีที่	มูลค่า	
	กระแสเงินสดรับสุทธิ	กระแสเงินสดรับสะสม
19	20,130,850	446,414,969
20	19,773,247	466,188,217
21	19,185,789	485,374,006
22	18,818,247	504,192,253
23	18,445,387	522,637,640
24	18,066,958	540,704,598
25	17,682,702	558,387,300

การลงทุนเริ่มต้นของโครงการ 264,118,009 บาท การคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนของโครงการโดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ช่วยในการคำนวณ พบว่าระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 7 ปี 7 เดือน ซึ่งถือว่าเป็นระยะเวลาเหมาะสมสำหรับการดำเนินกิจการ

4.4.4.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

จากผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ด้านการเงินข้างต้นนำมาวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการสามารถทำการวิเคราะห์โดยใช้ ฟังก์ชั่นทางการเงิน โปรมแกรม Microsoft Excel 2016 ช่วยในการคำนวณ หาค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) โดยใช้อัตราส่วนลด ร้อยละ 10 พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ตลอดโครงการมีค่าเท่ากับ 34,619,537 บาท ซึ่งมีค่าเป็นบวก แสดงว่ายอมรับโครงการ

4.4.4.3 อัตราผลตอบแทนการลงทุน (Internal Rate of Return : IRR)

ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ด้านการเงินข้างต้นนำมาวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนลดค่าของโครงการสามารถทำการวิเคราะห์ โดยใช้ ฟังก์ชั่นทางการเงิน โปรแกรม Microsoft Excel 2016 ช่วยในการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนลดค่า (IRR) พบว่าค่าอัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) ตลอดโครงการมีค่าเท่ากับ 11.79% ซึ่งอัตราผลตอบแทนการลงทุนมีสูงกว่า MARR โครงการจึงน่าสนใจในการลงทุน

สำหรับการวิเคราะห์การลงทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน กรณีศึกษาจังหวัดตรัง มีเงินลงทุนทั้งสิ้น 264,118,009 บาท พบว่ามีความเหมาะสมต่อการลงทุนเนื่องจาก ที่อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ธุรกิจจะยอมรับการลงทุน (MARR) 10% มีค่า NPV เป็นบวก (34,619,537 บาท) ค่า IRR เท่ากับ 11.79% และระยะเวลาคืนทุน 7 ปี 7 เดือน

4.4.4.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

ในระหว่างการดำเนินโครงการอาจจะมีปัญหาที่เกิดขึ้น นั่นคือ การเผชิญกับความเสี่ยงและความไม่แน่นอนต่าง ๆ โดยเฉพาะในการลงทุนระยะยาว ดังนั้น เพื่อลดความเสี่ยงจากการดำเนินงานจึงจำเป็นต้องประเมินความเสี่ยง และความไม่แน่นอนของการลงทุน โดยใช้เทคนิคการวิเคราะห์ความอ่อนไหว ซึ่งเป็นการเปลี่ยนตัวแปรทางเศรษฐศาสตร์เพื่อทดสอบรายรับและรายจ่ายของการลงทุนที่เปลี่ยนแปลงไปจากที่ได้กำหนด เพื่อให้เกิดความมั่นใจในการตัดสินใจเลือกโครงการมากขึ้น อีกทั้งยังช่วยลดความเสี่ยงที่จะทำให้การตัดสินใจผิดพลาดน้อยที่สุด ในการวิเคราะห์เป็นการดูการเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV) และอัตราผลตอบแทนจากโครงการ (IRR) ปัจจัยในการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลง คือ การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการซึ่งในอนาคตหากอาจเกิดความไม่แน่นอน หากเทคโนโลยีในการผลิตโซลาร์เซลล์ให้ประสิทธิภาพสูงขึ้น ภาครัฐให้การส่งเสริมด้านการผลิตและติดตั้งโซลาร์เซลล์ โดยการลดภาษีนำเข้า หรือมีการตั้งโรงงานผลิตแผงโซลาร์เซลล์ภายในประเทศ ทำให้ต้นทุนของแผงและอุปกรณ์ถูกลง ซึ่งจะส่งผลให้เงินลงทุนของโครงการลดลง หรือ ปัญหาด้านสภาพดินฟ้าอากาศซึ่งส่งกระทบด้านการผลิตกระแสไฟฟ้าทำให้การผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ได้น้อยลง ดังนั้น การวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลง ได้แก่

1. กรณีเงินลงทุนของโครงการลดลง โดยเกิดจากเทคโนโลยีที่ทันสมัยขึ้น ภาครัฐส่งเสริมและสนับสนุนให้เกิดบรรยากาศการลงทุน และการตั้งโรงงานผลิตแผงและอุปกรณ์โซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ ดังนั้นจะสามารถลดต้นทุนของอุปกรณ์ หรือค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่าง ๆ ลงได้เนื่องจากการแข่งขันที่สูงขึ้น
2. กรณีเงินลงทุนของโครงการสูงขึ้น อันเกิดจากสงครามการค้า หรือภาวะทางการเมืองระหว่างประเทศซึ่งอาจจะส่งผลต่อการนำเข้าแผงโซลาร์เซลล์และอุปกรณ์ที่จะนำมาใช้ในการดำเนินโครงการหรือใช้เป็นอะไหล่สำหรับการบำรุงรักษา ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
3. กรณีรายได้ลดลง มีสาเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของสภาพดินฟ้าอากาศ มีพายุ หรือการมีฝนตกชุกทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ หรือมีสาเหตุอื่น ๆ ที่ทำให้การผลิตไฟฟ้าลดลง
4. กรณีรายได้ที่เพิ่มขึ้น สาเหตุมาจากเทคโนโลยีในการผลิตที่ทันสมัยขึ้น ทำให้แผงโซลาร์เซลล์มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากขึ้น รวมทั้งอุปกรณ์ประกอบ ได้แก่ อินเวอร์เตอร์ที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมในการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงขึ้น

จากกรณีดังกล่าวอาจทำให้ค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนของโครงการที่คาดการณ์ไว้เกิดความคลาดเคลื่อน จึงจำเป็นที่จะต้องทำการประเมินค่าความไม่แน่นอนของการลงทุนด้วยวิธีวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพื่อทดสอบว่าค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนของการลงทุนที่เปลี่ยนแปลงไป

จะมีผลกระทบต่อเกณฑ์ ในการตัดสินใจอย่างไร ณ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (7.00%) + อัตราเงินเฟ้อทั่วไป (3.00%) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 10% ดังรายละเอียดในตารางที่ 4.14

เมื่อสมมติให้เงินลงทุนของโครงการลดลง 5% ในกรณีที่รายได้ลดลง 5%, รายได้ลดลง 10%, รายได้คงที่, รายได้เพิ่มขึ้น 5% และรายได้เพิ่มขึ้น 10% มีผลทำให้ NPV มีค่าเป็นบวก และ IRR มีค่า มากกว่า 10% ทุกกรณี

เมื่อสมมติให้เงินลงทุนของโครงการลดลง 10% ในกรณีที่รายได้ลดลง 5%, รายได้ลดลง 10%, รายได้คงที่, รายได้เพิ่มขึ้น 5% และรายได้เพิ่มขึ้น 10% มีผลทำให้ NPV มีค่าเป็นบวก และ IRR มีค่า มากกว่า 10% ทุกกรณี

เมื่อสมมติให้เงินลงทุนของโครงการคงที่ ในกรณีที่รายได้ลดลง 5%, รายได้ลดลง 10%, รายได้คงที่, รายได้เพิ่มขึ้น 5% และรายได้เพิ่มขึ้น 10% มีผลทำให้ NPV มีค่าเป็นบวก และ IRR มีค่า มากกว่า 10% ทุกกรณี

เมื่อสมมติให้เงินลงทุนของโครงการเพิ่มขึ้น 5% ในกรณีที่รายได้ลดลง 5%, รายได้คงที่, รายได้เพิ่มขึ้น 5% และรายได้เพิ่มขึ้น 10% มีผลให้ NPV มีค่าเป็นบวก และ IRR มีค่ามากกว่า 10% แต่ในกรณีที่รายได้ลดลง 10% นั้น มีผลทำให้ NPV มีค่าเป็นลบ และ IRR มีค่าน้อยกว่า 10%

เมื่อสมมติให้เงินลงทุนของโครงการเพิ่มขึ้น 10% ในกรณีที่ รายได้คงที่, รายได้เพิ่มขึ้น 5% และรายได้เพิ่มขึ้น 10% มีผลให้ NPV มีค่าเป็นบวก และ IRR มีค่า มากกว่า 10% แต่ในกรณีที่รายได้ลดลง 5% และ 10% นั้น มีผลทำให้ NPV มีค่าเป็นลบ และ IRR มีค่าน้อยกว่า 10%

ดังนั้น โครงการจึงมีความสามารถที่จะรองรับการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนที่เพิ่มขึ้นและรายได้ที่ลดลงพร้อม ๆ กัน ยกเว้นทั้ง 3 กรณีที่กล่าวมาแล้วข้างต้น คือ เมื่อต้องใช้เงินลงทุนเพิ่มขึ้น และรายได้ลดลง 5% ขึ้นไปก็จะทำให้ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนในโครงการดังกล่าว

ตารางที่ 4.14 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

เงินลงทุนของโครงการ		**รายได้**				
		ลดลง 10%	**ลดลง 5%**	**คงที่**	**เพิ่มขึ้น 5%**	**เพิ่มขึ้น 10%**
ลดลง 10%	NPV	57,260,456	39,722,291	65,282,279	92,336,786	109,874,951
	IRR	13.16%	12.21%	13.67%	15.01%	15.92%
ลดลง 5%	NPV	41,929,085	49,950,908	34,619,537	67,013,256	92,418,110
	IRR	12.21%	12.69%	11.79%	13.58%	14.77%
คงที่	NPV	494,842	17,557,189	34,619,537	51,681,885	68,744,233
	IRR	10.03%	10.91%	11.79%	12.64%	13.49%
เพิ่มขึ้น 5%	NPV	-14,836,529	2,225,818	19,288,166	36,350,514	53,412,862
	IRR	9.25%	10.11%	10.96%	11.79%	12.60%
เพิ่มขึ้น 10%	NPV	-30,167,900	-13,105,553	3,956,795	21,019,143	38,081,491
	IRR	8.53%	0.0936746%	10.19%	10.99%	11.79%

บทที่ 5

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อเป็นข้อมูลที่ใช้ประกอบการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ประกอบการ และใช้เป็นกรณีศึกษาสำหรับผู้ที่สนใจในการประกอบธุรกิจในรูปแบบที่ใกล้เคียงกัน โดยนำวิธีการศึกษาความเป็นไปได้ ซึ่งประกอบด้วย ความเป็นไปได้ด้านการตลาด ความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ความเป็นไปได้ด้านสิ่งแวดล้อมและกฎหมาย และความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งสามารถสรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ ดังนี้

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากการศึกษาความเป็นไปได้ในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินสามารถสรุปผลการวิจัยได้ ดังนี้

การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการตลาด จะดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้แสงอาทิตย์ในพื้นที่ของจังหวัดตรัง เป็นวัตถุดิบที่สำคัญในการผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 5 เมกะวัตต์ เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทั้งหมด โดยใช้งบประมาณในการดำเนินการที่จำนวนเงิน 338,623,320 ล้านบาท ในการวิจัยจะเลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์ขนาด 320 วัตต์ ที่มาจากประเทศจีน ติดตั้งโครงสร้างรองรับแผงแบบปรับแกนเดียว (1-axis) และเลือกใช้อินเวอร์เตอร์แบบ String Inverter เพื่อลดความเสี่ยงในการผลิตไฟฟ้าของระบบ ซึ่งได้ขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในอัตราหน่วยละ 5.66 บาท เป็นระยะเวลา 25 ปี ทั้งนี้ในด้านต้นทุนของการดำเนินงาน ได้มีการทดสอบความแปรปรวนที่อาจจะเกิดขึ้น จะได้คิดอัตราการเพิ่มขึ้นและลดลงของต้นทุนและ รายได้จากการขายไฟฟ้าที่ได้ทั้งหมดจากการผลิตในอัตรา 5% และ 10% เทียบกับกรณีการผลิตปกติพบว่าในกรณีที่ต้นทุนเพิ่ม 5% และ 10% และ หากรายได้ลดลง 10% นั้นอาจมีความเสี่ยงซึ่งอาจจะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ

การศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิค เป็นการศึกษาถึงคุณสมบัติของอุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ อาคารโรงงาน การวางผังโรงงาน และคุณลักษณะและจำนวนพนักงานที่ต้องใช้ โดยใช้งบประมาณที่จำกัด ได้เลือกแผงโซลาร์เซลล์ที่มีคุณภาพสูงและได้รับความนิยมจากประเทศจีน โดยกระบวนการผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นจากแผงรับแสงอาทิตย์รับแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าและทำการควบคุมโดยแผงควบคุมการรับแสงอาทิตย์ และแปลงกระแสไฟฟ้าที่ได้จากไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสไฟฟ้ากระแสสลับ โดยอุปกรณ์ที่เรียกว่าอินเวอร์เตอร์แล้วทำการแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าโดยหม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูงเพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

การศึกษาความเป็นไปได้ด้านกฎหมายและข้อกำหนด เป็นการตรวจสอบถึงกฎหมายและข้อกำหนดต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาตโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อตรวจสอบว่าในพื้นที่ที่ต้องการตั้งโรงงานนั้น มีกฎหมายหรือข้อกำหนดใด ๆ ที่บังคับใช้ และมีผลต่อการตั้งโรงงานหรือไม่ ผลการตรวจสอบพื้นที่ที่คาดว่าจะติดตั้งโรงงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นไม่ติดขัดต่อกฎหมายและข้อกำหนดใด ๆ จึงสามารถดำเนินการได้

การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ โดยพิจารณาจากผลตอบแทนจากการลงทุน ซึ่งเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ในการที่จะพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของโครงการโดยการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนจากโครงการ (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (PBP) ผลจากการวิเคราะห์ซึ่งได้กำหนดอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ 10% พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับ 34,619,537 บาท อัตราผลตอบแทนจากโครงการ เท่ากับ 11.79% และระยะเวลาคืนทุนซึ่งคิดจากจำนวนปีในการดำเนินงานซึ่งจะทำให้ผลกำไรที่ได้รับในแต่ละปีรวมกัน แล้วมีค่าเท่ากับเงินทุนเริ่มแรก ดังนั้น ระยะเวลาการคืนทุนของโครงการอยู่ที่ 7 ปี 7 เดือน ทำให้สามารถประเมินความเป็นไปได้ของโครงการได้ว่า โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เหมาะสมที่จะดำเนินการลงทุน เนื่องจากมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV) เป็นบวก และอัตราผลตอบแทนจากโครงการ (IRR) มีค่ามากกว่าผลตอบแทนขั้นต่ำ

ดังนั้น การศึกษาความเป็นไปได้ในโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีความเป็นไปได้ในการลงทุน และหากรายรับลดลง 5% และ 10% ในกรณีที่ต้นทุนสูงขึ้น 10% นั้น อาจจะมีความเสี่ยงในการลงทุน แต่หากว่าภาครัฐมีนโยบายรับซื้อไฟฟ้าและการผลิตแผงโซลาร์เซลล์ในประเทศ หรือรับซื้อไฟฟ้าในราคาสูงขึ้นจะทำให้ต้นทุนถูกลง และมีความเป็นไปได้ในการลงทุน

5.2 ข้อเสนอแนะ

ปัจจุบันพลังงานไฟฟ้าเป็นสาธารณูปโภคที่จำเป็นอย่างยิ่งในการดำเนินชีวิต การผลิตไฟฟ้าของไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นส่วนใหญ่โดยมีอัตราส่วนถึงร้อยละ 60 ของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยยังไม่เพียงพอ จึงต้องนำเข้าจากต่างประเทศ สำหรับประเทศไทย ประสบปัญหาข้อจำกัดในการพัฒนาแหล่งพลังงานและการหาแหล่งพลังงานทดแทนหรือการหาแหล่งพลังงานใหม่เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในปัจจุบันนั้น พลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้ เพราะเป็นพลังงานที่เกิดขึ้นเองจากธรรมชาติ ไม่มีต้นทุนของค่าเชื้อเพลิงหรือวัตถุดิบ และจากความก้าวหน้าของการวิจัยทางวิศวกรรม ได้แก่การวิจัยและคิดค้นอุปกรณ์ได้แก่แผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์ประกอบเพื่อเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า ทำให้ต้นทุนในการติดตั้งลดลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้น จึงเป็นสิ่งที่น่าสนใจ และดึงดูดใจในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

สำหรับประเทศไทยในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันนับว่ายังน้อยกว่าเป้าหมายของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในปี 2018 อยู่มาก ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องเร่งศึกษาถึงความเป็นไปได้ในด้านต่าง ๆ ได้แก่นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคส่วนต่างๆ ได้แก่ภาคประชาชน ภาคราชการ และภาคเอกชน ข้อกฎหมายที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งภาครัฐมีแนวโน้มที่จะส่งเสริมการลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉพาะภาคประชาชนให้มากขึ้น ซึ่งในการวิจัยนี้เป็นการศึกษาด้านความคุ้มค่าทางด้านการตลาดเฉพาะการรับซื้อจากไฟฟ้าจากภาคราชการและสหกรณ์การเกษตร โดยศึกษาถึงความเป็นไปได้ทางด้านกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง ซึ่งผู้ที่สนใจที่จะลงทุน สามารถนำข้อมูลทางด้านข้อกฎหมายที่ใกล้เคียงเพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในกรณีของการลงทุนในโครงการที่ตนเองสนใจได้ นอกจากผู้วิจัยได้ศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านทางเศรษฐศาสตร์เพื่อวิเคราะห์อัตราผลการตอบแทนทางด้านการเงินโดยใช้ข้อมูลทางด้านต้นทุนอ้างอิงจากการสัมภาษณ์เจ้าหน้าที่ของบริษัทผู้รับเหมาในการก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อนำข้อมูลมาวิเคราะห์ และหาผลสรุปของความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการดังกล่าว ทั้งนี้ไม่ได้นำปัจจัยในด้านจำนวนวันฝนตกและปริมาณน้ำฝนของจังหวัดตรังมาเป็นปัจจัยในการพิจารณาด้วย เนื่องจากไม่สามารถพยากรณ์จำนวนวันที่ฝนตกและปริมาณน้ำฝนที่แน่นอนได้ และในส่วนของการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้น ยังไม่รวมต้นทุนภายนอกจากผลกระทบภายนอกเชิงบวกมาพิจารณาด้วย เช่น การลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เป็นก๊าซหลักที่เกิดภาวะเรือนกระจก เนื่องจากต้นทุนส่วนนี้ขั้นตอนในการหาข้อมูลยุ่งยากและซับซ้อนยากต่อการคำนวณออกมาให้ชัดเจน หากประเมินผลได้ที่จะเกิดขึ้นต่อสังคมได้ถูกต้องและครบถ้วน ในส่วนของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการจัดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก็จะมีความเหมาะสมแก่การลงทุนมากยิ่งขึ้น

บรรณานุกรม

[1] Rajendra K. Pachauri, Leo Meyer, The Core Writing Team,. 2014. “Climate Change 2014 Synthesis Report” [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf

[2] Olivier, J.G.J., Janssens-Maenhout, G., Muntean, M. Peters, J.H.A.W., Trends in global CO2 emissions - 2014 report, JRC report 93171 / PBL report 1490; ISBN 978-94-91506-87-1, December 2014

[3] The Gardian. (2009 Mar). *“An atlas of pollution: The world in carbon dioxide emissions”* [Online]. Available : https://www.theguardian.com/environment/2011/jan/31/pollution-carbon-emissions [Accessed: Feb. 20, 2018].

[4] บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, “รายงานฉบับสมบูรณ์ฉบับที่ 2 การจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย,” ฉบับที่ 2, หน้า 16, กันยายน, 2553.

[5] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2561 “ก๊าซเรือนกระจกกับประเทศไทย,” (ออนไลน์). สืบค้นจาก: https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=1746:article-20161114-01. [12 มกราคม 2562]

[6] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน , 2560 “สถานการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคพลังงานรายปี 2560”(ออนไลน์) สืบค้นจาก : http://www.eppo.go.th/index.php/th/energy-information/situation-co2/per-year?orders[publishUp]=publishUp&issearch=1. [12 มกราคม 2562]

[7] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2560, “สถานภาพด้านไฟฟ้าในปี 2561” (ออนไลน์) สืบค้นจาก : www.eppo.go.th/images/EnergyStatistics/energyinformation/.../05Electricity.pptx [12 มกราคม 2562]

[8] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2559, “แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (TIEB)”(ออนไลน์) สืบค้นจาก: http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb. [12 มกราคม 2562]

[9] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558, “แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015)” (ออนไลน์) สืบค้นจาก : www.dede.go.th/download/files/AEDP2015_Final_version.pdf. [12 มกราคม 2562]

บรรณานุกรม (ต่อ)

[10] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558, “ผลการดำเนินงานด้านพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สถิติและข้อมูลพลังงาน (Energy Statistics & Information) ”(ออนไลน์) สืบค้นจาก : http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=42079. [12 มกราคม 2562]

[11] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561, “เอกสารประกอบการบรรยายหลักสูตรการออกแบบ ประมาณราคา ติดตั้ง และบำรุงรักษาระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์”2561

[12] นครินทร์ รินพล “คู่มือออกแบบระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น” ครั้งที่ 20 คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, พ.ศ.2560.

[13] US Energy Information Administration, “Form EIA-860 Annual Electric Generators Report, and based on LBNL, Utility-Scale Market Report 2016, and NREL, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017”, [Online]. Available: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35432

[14] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560, “โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย ปี 2560” (ออนไลน์) สืบค้นจาก : http://www.dede.go.th/ewt_dl_link.php?nid=47938 [12 มกราคม 2562]

[15] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2556, “รายงานพลังงานทดแทนของประเทศไทย ปี 2556”

[16] สิทธิชัย สิขวัตร, “กฟผ. ให้ข้อมูลสถานการณ์พลังงานไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่ภาคใต้” (ออนไลน์) สืบค้นจาก: https://www.77kaoded.com/content/194558[12 มกราคม 2562]

[17] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลำภูรา, “สถานการณ์พลังงานในจังหวัดตรังและในภาคใต้” 2561.

[18] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลำภูรา, “โรงไฟฟ้าและกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าในภาคใต้” 2561.

[19] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561, “คู่มือการลงทุนด้านพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย”2561

[20] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560, “โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย ปี 2560” (ออนไลน์) สืบค้นจาก: http://www.dede.go.th/ewt_dl_link.php?nid=47938 [12 มกราคม 2562]

[21] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2561 “เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์,” (ออนไลน์). สืบค้นจาก : http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell_pg5.htm. [12 มกราคม 2562]

บรรณานุกรม (ต่อ)

[22] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561,“แนวทางการลงทุนจัดตั้งอุตสาหกรรมผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย ”ออนไลน์ สืบค้นจาก:http://e-lib.dede.go.th/mm-data/Bib5367.pdf [12 มกราคม 2562]

[23] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2559, “นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in-Tariff” (ออนไลน์) สืบค้นจาก http://www2.eppo.go.th/power/fit-seminar/FiT 2558.pdf [12 มกราคม 2562]

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

กฎหมายที่เกี่ยวข้อง

ภาคผนวก ก-1 พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ.2535

มาตรา 5 ในพระราชบัญญัตินี้"โรงงาน" หมายความว่า อาคาร สถานที่ หรือยานพาหนะที่ใช้เครื่องจักรมีกำลังรวมตั้งแต่ห้าแรงม้าหรือกำลังเทียบเท่า ตั้งแต่ห้าแรงม้าขึ้นไป หรือใช้คนงานตั้งแต่เจ็ดคนขึ้นไปโดยใช้เครื่องจักรหรือไม่ก็ตามสำหรับทำ ผลิต ประกอบ บรรจุ ซ่อม ซ่อมบำรุง ทดสอบ ปรับปรุง แปรสภาพ ลำเลียง เก็บรักษา หรือทำลายสิ่งใด ๆ ทั้งนี้ ตามประเภทหรือชนิดของโรงงานที่ กำหนดในกฎกระทรวง

"ตั้งโรงงาน" หมายความว่า การก่อสร้างอาคารเพื่อติดตั้งเครื่องจักรสำหรับประกอบกิจการโรงงานหรือนำเครื่องจักรสำหรับประกอบกิจการโรงงานมาติดตั้งในอาคารสถานที่หรือยานพาหนะที่จะประกอบกิจการ

"ประกอบกิจการโรงงาน" หมายความว่า การทำ ผลิต ประกอบบรรจุ ซ่อม ซ่อมบำรุง ทดสอบ ปรับปรุง แปรสภาพ ลำเลียง เก็บรักษา หรือทำลายสิ่งใด ๆ ตามลักษณะกิจการของโรงงาน แต่ไม่รวมถึงการทดลองเดินเครื่องจักร

"เครื่องจักร" หมายความว่า สิ่งที่ประกอบด้วยชิ้นส่วนหลายชิ้นสำหรับใช้ก่อกำเนิดพลังงาน เปลี่ยนหรือแปลงสภาพพลังงาน หรือส่งพลังงาน ทั้งนี้ ด้วยกำลังน้ำ ไอน้ำ ลม ก๊าซ ไฟฟ้า หรือพลังงานอื่นอย่างใดอย่างหนึ่ง หรือหลายอย่างรวมกัน และหมายความรวมถึงเครื่องอุปกรณ์ ไฟลวีล ปุลเล สายพาน เพลา เกียร์ หรือสิ่งอื่นที่ทำงานสนองกัน

"คนงาน" หมายความว่า ผู้ซึ่งทำงานในโรงงาน ทั้งนี้ ไม่รวมถึงผู้ซึ่งทำงานฝ่ายธุรการ

"ผู้อนุญาต" หมายความว่า ปลัดกระทรวงหรือผู้ซึ่งปลัดกระทรวงมอบหมายตามความเหมาะสม

"ใบอนุญาต" หมายความว่า ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน

"พนักงานเจ้าหน้าที่" หมายความว่า ผู้ซึ่งรัฐมนตรีแต่งตั้งให้ปฏิบัติการตามพระราชบัญญัตินี้

"ปลัดกระทรวง" หมายความว่า ปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม

"รัฐมนตรี" หมายความว่า รัฐมนตรีผู้รักษาการตามพระราชบัญญัตินี้

มาตรา 8 เพื่อประโยชน์ในการควบคุมการประกอบกิจการโรงงานให้รัฐมนตรีมีอำนาจออกกฎกระทรวงเพื่อให้โรงงานจำพวกใดจำพวกหนึ่งหรือทุกจำพวกตามมาตรา 7 ต้องปฏิบัติตามในเรื่องดังต่อไปนี้

(1) กำหนดหลักเกณฑ์เกี่ยวกับที่ตั้งของโรงงาน สภาพแวดล้อมของโรงงาน ลักษณะอาคารของโรงงานหรือลักษณะภายในของโรงงาน

(2) กำหนดลักษณะ ประเภทหรือชนิดของเครื่องจักร เครื่องอุปกรณ์หรือสิ่งที่ต้องนำมาใช้ในการประกอบกิจการโรงงาน

(3) กำหนดให้มีคนงานซึ่งมีความรู้เฉพาะตามประเภท ชนิดหรือขนาดของโรงงานเพื่อปฏิบัติหน้าที่หนึ่งหน้าที่ใดประจำโรงงาน

(4) กำหนดหลักเกณฑ์ที่ต้องปฏิบัติ กรรมวิธีการผลิตและการจัดให้มีอุปกรณ์หรือเครื่องมืออื่นใดเพื่อป้องกันหรือระงับหรือบรรเทาอันตรายความเสียหายหรือความเดือดร้อนที่อาจเกิดแก่บุคคลหรือทรัพย์สินที่อยู่ในโรงงานหรือที่อยู่ใกล้เคียงกับโรงงาน

(5) กำหนดมาตรฐานและวิธีการควบคุมการปล่อยของเสีย มลพิษหรือสิ่งใด ๆ ที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมซึ่งเกิดขึ้นจากการประกอบกิจการโรงงาน

(6) กำหนดการจัดให้มีเอกสารที่จำเป็นประจำโรงงานเพื่อประโยชน์ในการควบคุมหรือตรวจสอบการปฏิบัติตามกฎหมาย

(7) กำหนดข้อมูลที่จำเป็นเกี่ยวกับการประกอบกิจการโรงงานที่ผู้ประกอบกิจการโรงงานต้องแจ้งให้ทราบเป็นครั้งคราวหรือตามระยะเวลาที่กำหนดไว้

(8) กำหนดการอื่นใดเพื่อคุ้มครองความปลอดภัยในการดำเนินงานเพื่อป้องกันหรือระงับหรือบรรเทาอันตรายหรือความเสียหายที่อาจเกิดจากการประกอบกิจการโรงงาน

กฎกระทรวงตามวรรคหนึ่งจะกำหนดให้ยกเว้นโรงงานประเภท ชนิด หรือขนาดใด จากการต้องปฏิบัติในเรื่องหนึ่งเรื่องใดก็ได้ และกฎกระทรวงดังกล่าวจะสมควรกำหนดให้เรื่องที่เป็นรายละเอียดทางด้านเทคนิคหรือเป็นเรื่องที่ต้องเปลี่ยนแปลงรวดเร็วตามสภาพสังคม ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ที่รัฐมนตรีกำหนดโดยประกาศในราชกิจจานุเบกษาก็ได้

มาตรา 12 ผู้ประกอบกิจการโรงงานจำพวกที่ 3 ต้องได้รับใบอนุญาตจากผู้อนุญาต และต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดในกฎกระทรวงที่ออกตามมาตรา 8 ประกาศของรัฐมนตรีที่ออกตามกฎกระทรวงดังกล่าวและประกาศของรัฐมนตรีที่ออกตามมาตรา 32 ห้ามมิให้ผู้ใดตั้งโรงงานก่อนได้รับใบอนุญาตการยื่นคำขอรับใบอนุญาตและขั้นตอนการพิจารณาและระยะเวลาในการพิจารณาออกใบอนุญาตให้เป็นไปตามที่กำหนดในกฎกระทรวงในกรณีที่ผู้ขอรับใบอนุญาตร้องขอหนังสือรับรองก่อนออกใบอนุญาต ถ้าการพิจารณาเบื้องต้นเพียงพอที่จะอนุมัติในหลักการได้ ให้ผู้อนุญาตออกหนังสือรับรองให้โดยสงวนส่วนที่พิจารณาไม่แล้วเสร็จได้ตามหลักเกณฑ์ที่รัฐมนตรีกำหนดโดยประกาศในราชกิจจานุเบกษาในการออกใบอนุญาตให้ผู้มีอำนาจอนุญาตพิจารณาตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในกฎกระทรวงที่ออกตามมาตรา 8 ประกาศของรัฐมนตรีที่ออกตามกฎกระทรวงดังกล่าวและประกาศของรัฐมนตรีที่ออกตามมาตรา 32 ถ้ากรณีใดยังมิได้มีหลักเกณฑ์กำหนดไว้ให้พิจารณาโดยคำนึงถึงความปลอดภัยของบุคคลหรือทรัพย์สินที่อยู่ในโรงงานหรือที่อยู่ใกล้เคียงกับโรงงานหรือเป็นกรณีที่ต้องปฏิบัติตามประกาศของรัฐมนตรีที่ออกตามมาตรา 32 ในการนี้จะกำหนดเงื่อนไขที่ผู้ประกอบกิจการโรงงานจะต้องปฏิบัติเป็นพิเศษไว้ในใบอนุญาตก็ได้

มาตรา 18 ห้ามมิให้ผู้รับใบอนุญาตขยายโรงงาน เว้นแต่ได้รับอนุญาตจากผู้อนุญาต การขอขยายโรงงานและการให้ขยายโรงงานตลอดจนการอุทธรณ์คำสั่งไม่ให้ขยายโรงงาน ให้นำมาตรา 12 มาตรา 13 และมาตรา 16 มาใช้บังคับโดยอนุโลม

การขยายโรงงานได้แก่

(1) การเพิ่มจำนวน เปลี่ยนหรือเปลี่ยนแปลงเครื่องจักรทำให้มีกำลังรวมเพิ่มขึ้นตั้งแต่ร้อยละห้าสิบขึ้นไป ในกรณีเครื่องจักรเดิมมีกำลังรวมไม่เกินหนึ่งร้อยแรงม้า หรือกำลังเทียบเท่าไม่เกินหนึ่งร้อยแรงม้า หรือเพิ่มขึ้นตั้งแต่ห้าสิบแรงม้าขึ้นไป ในกรณีเครื่องจักรเดิมมีกำลังรวมเกินกว่าหนึ่งร้อยแรงม้าหรือกำลังเทียบเท่าเกินกว่าหนึ่งร้อยแรงม้า

(2) การเพิ่มหรือแก้ไขส่วนใดส่วนหนึ่งของอาคารโรงงานทำให้ฐานรากเดิมของอาคารโรงงานฐานใดฐานหนึ่งต้องรับน้ำหนักเพิ่มขึ้นตั้งแต่ห้าร้อยกิโลกรัมขึ้นไป

ใบอนุญาตในส่วนที่ขยายให้มีอายุเท่ากับใบอนุญาตตามมาตรา 14

มาตรา 50 ผู้ใดประกอบกิจการโรงงานจำพวกที่ 3 โดยไม่ได้รับใบอนุญาตตามมาตรา 12 วรรคหนึ่ง หรือตั้งโรงงานโดยไม่ได้รับใบอนุญาตตามมาตรา 12 วรรคสอง ต้องระวางโทษจำคุกไม่เกินสองปี หรือปรับไม่เกินสองแสนบาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

ในกรณีที่โรงงานตามวรรคหนึ่ง เป็นโรงงานประเภทหรือชนิดที่กำหนดจำนวนหรือขนาดที่จะให้ตั้งหรือไม่ให้ตั้งในท้องที่ใดตามประกาศที่ออกตามมาตรา 32 (1) ผู้กระทำต้องระวางโทษจำคุกไม่เกินสี่ปีหรือปรับไม่เกินสี่แสนบาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

มาตรา 52 ผู้รับใบอนุญาตผู้ใดขยายโรงงานโดยไม่ได้รับใบอนุญาตขยายโรงงานตามมาตรา 18 ต้องระวางโทษจำคุกไม่เกินสองปี หรือปรับไม่เกินสองแสนบาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

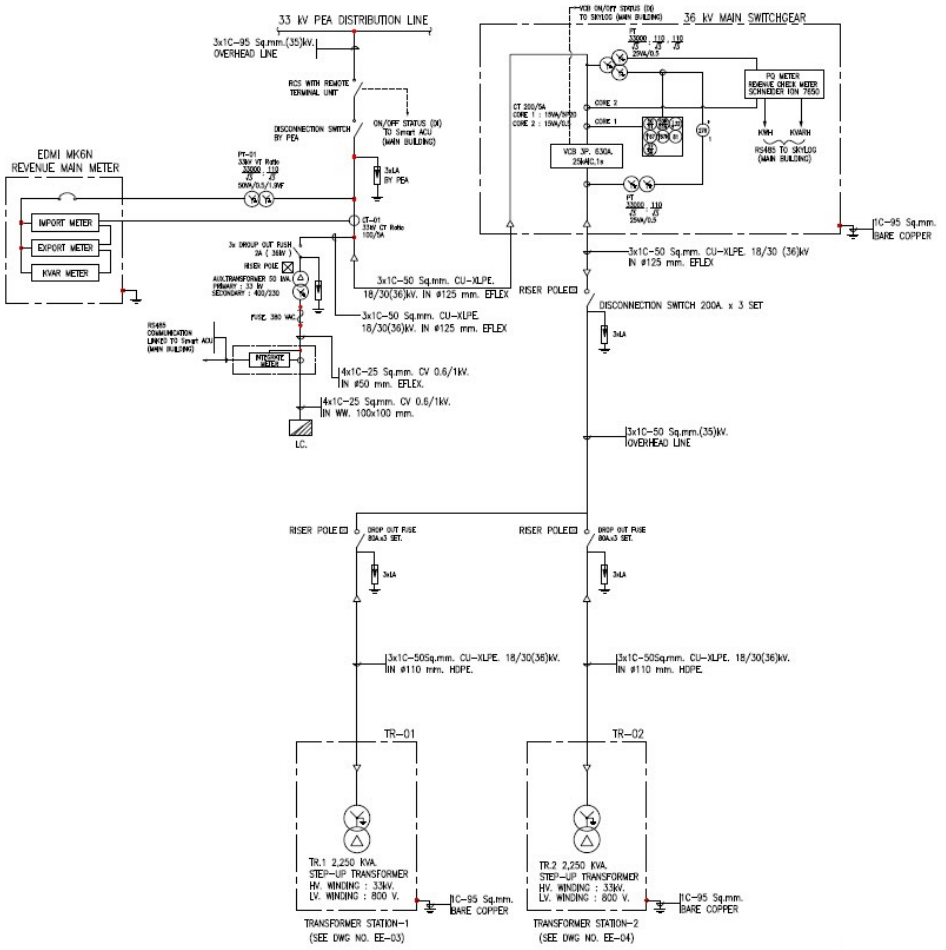
ในกรณีที่โรงงานตามวรรคหนึ่งเป็นโรงงานประเภทหรือชนิดที่กำหนด จำนวนหรือขนาดที่จะให้ขยายหรือไม่ให้ขยายในท้องที่ใดตามประกาศที่ออกตามมาตรา 32 (1) ผู้กระทำต้องระวางโทษจำคุกไม่เกินสี่ปี หรือปรับไม่เกินสี่แสนบาท หรือทั้งจำทั้งปรับ

ภาคผนวก ข

พื้นที่ดำเนินการศึกษา

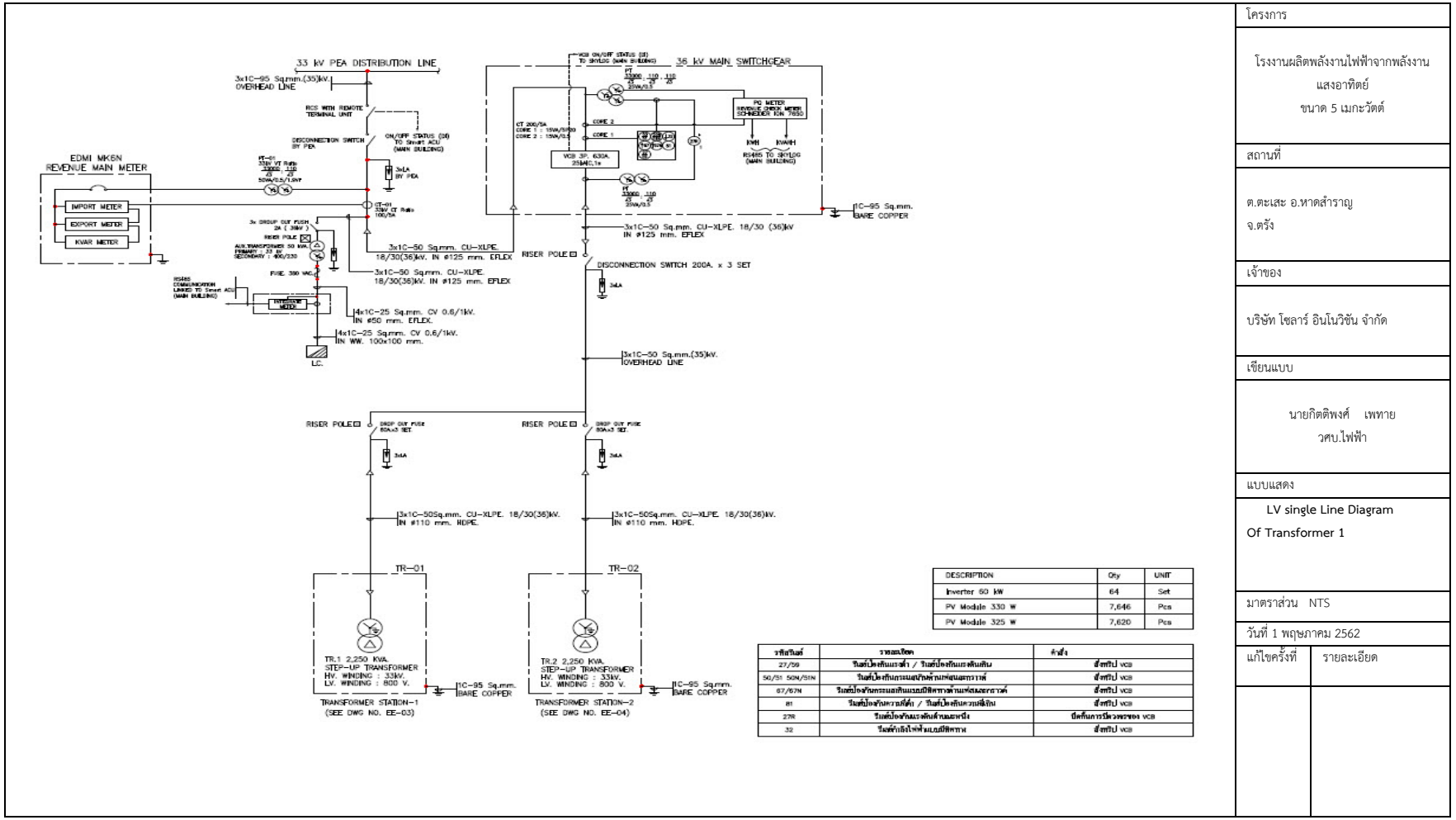
รูปภาคผนวก ข-1 แผนที่ตำแหน่งที่ตั้งของพื้นที่ทำการศึกษา

รูปภาคผนวก ข-2 สภาพพื้นที่ที่จะตั้งโรงงาน



โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
MV single Line Diagram	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-1 ซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมเชื่อมระบบจำหน่ายแรงดัน 33 kV

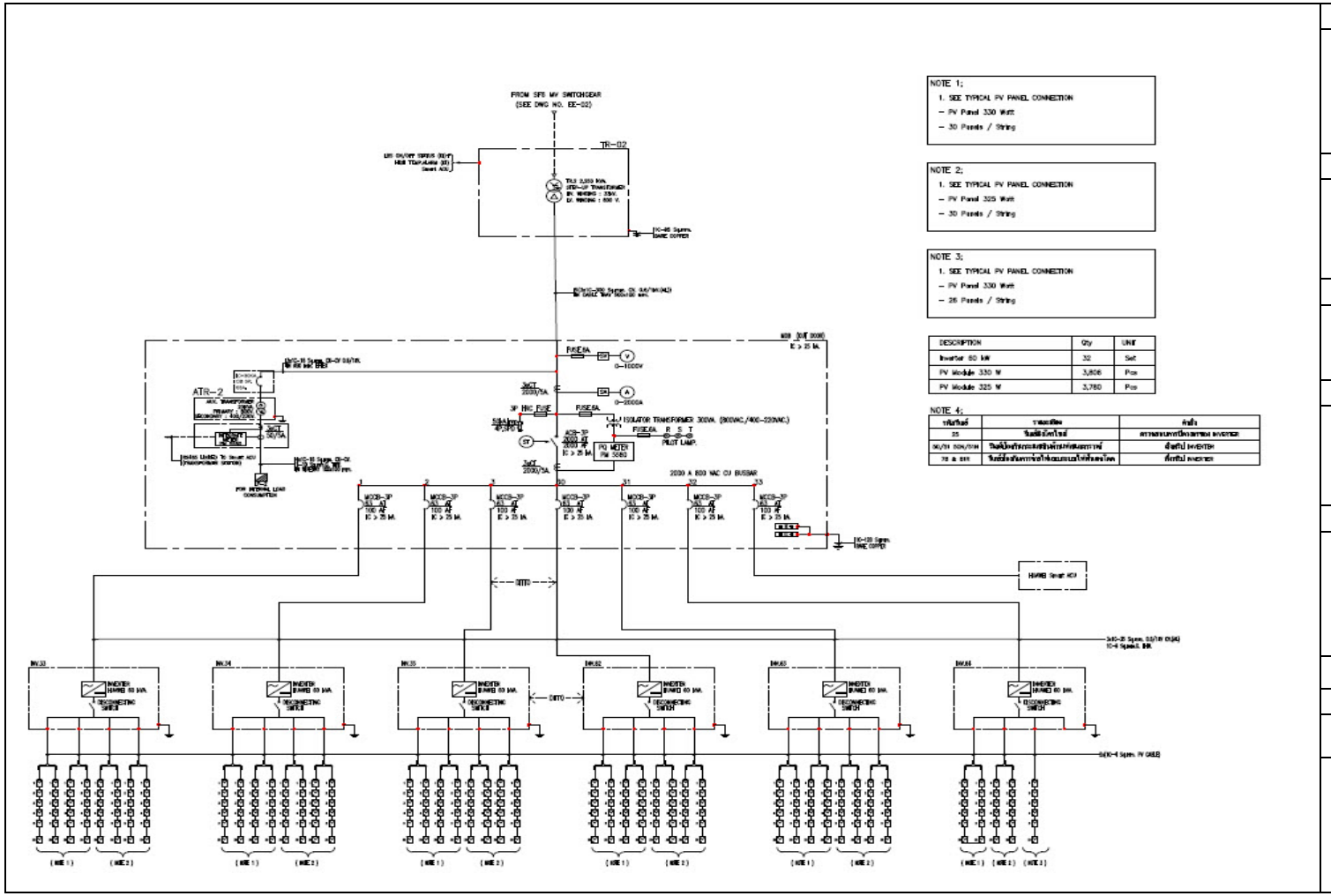


DESCRIPTION	Qty	UNIT
Inverter 60 kW	64	Set
PV Module 330 W	7,646	Pcs
PV Module 325 W	7,620	Pcs

รหัสอิมพ์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป VCB
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีพิกัดเวลาเฟสและกราวด์	สั่งทริป VCB
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีพิกัดเวลาเฟสและกราวด์	สั่งทริป VCB
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป VCB
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันค้างเมื่อหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ VCB
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีพิกัดเวลา	สั่งทริป VCB

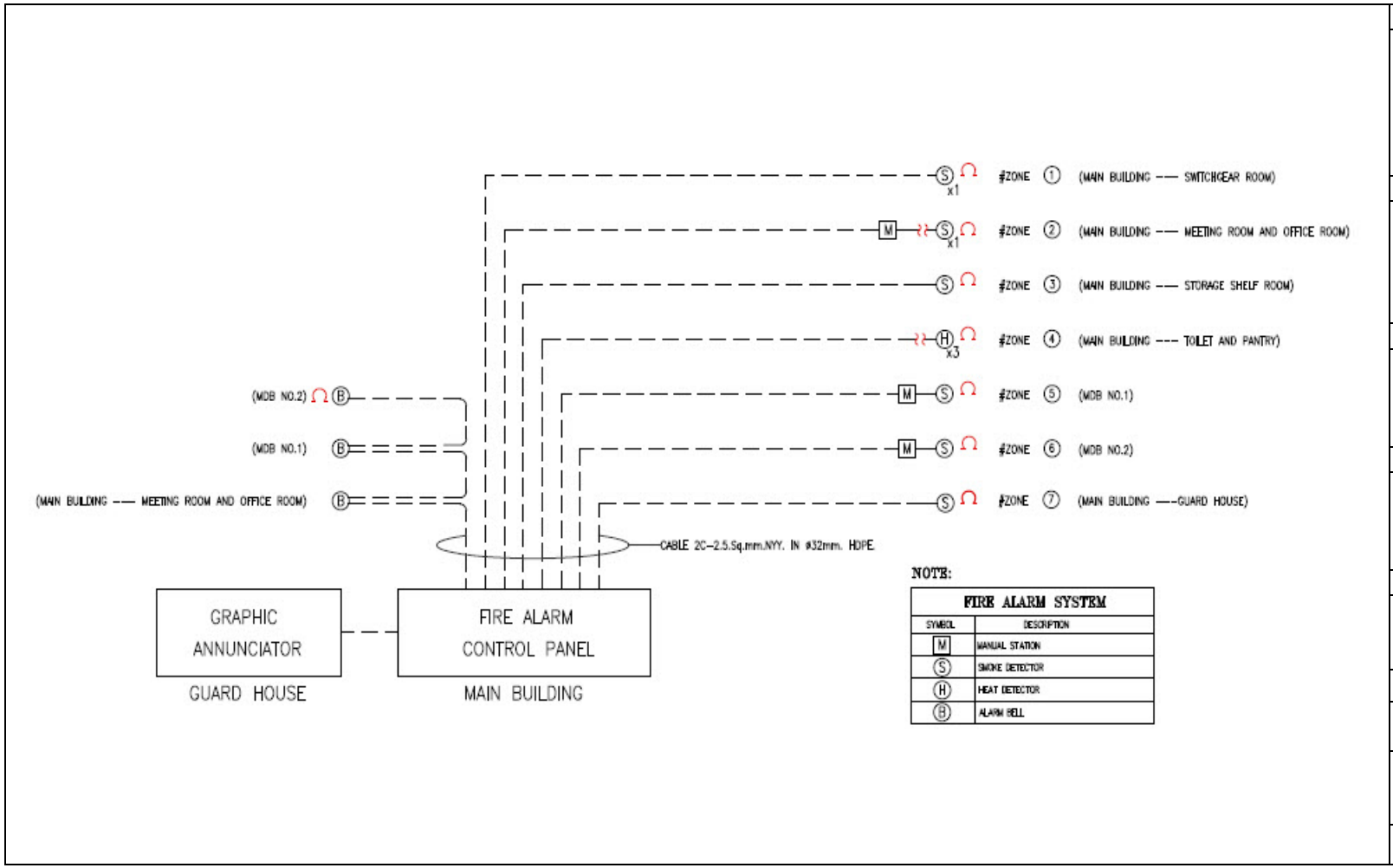
โครงการ	โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์
สถานที่	ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง
เจ้าของ	บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด
เขียนแบบ	นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า
แบบแสดง	LV single Line Diagram Of Transformer 1
มาตราส่วน	NTS
วันที่	1 พฤษภาคม 2562
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-2 ซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมเชื่อมระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง

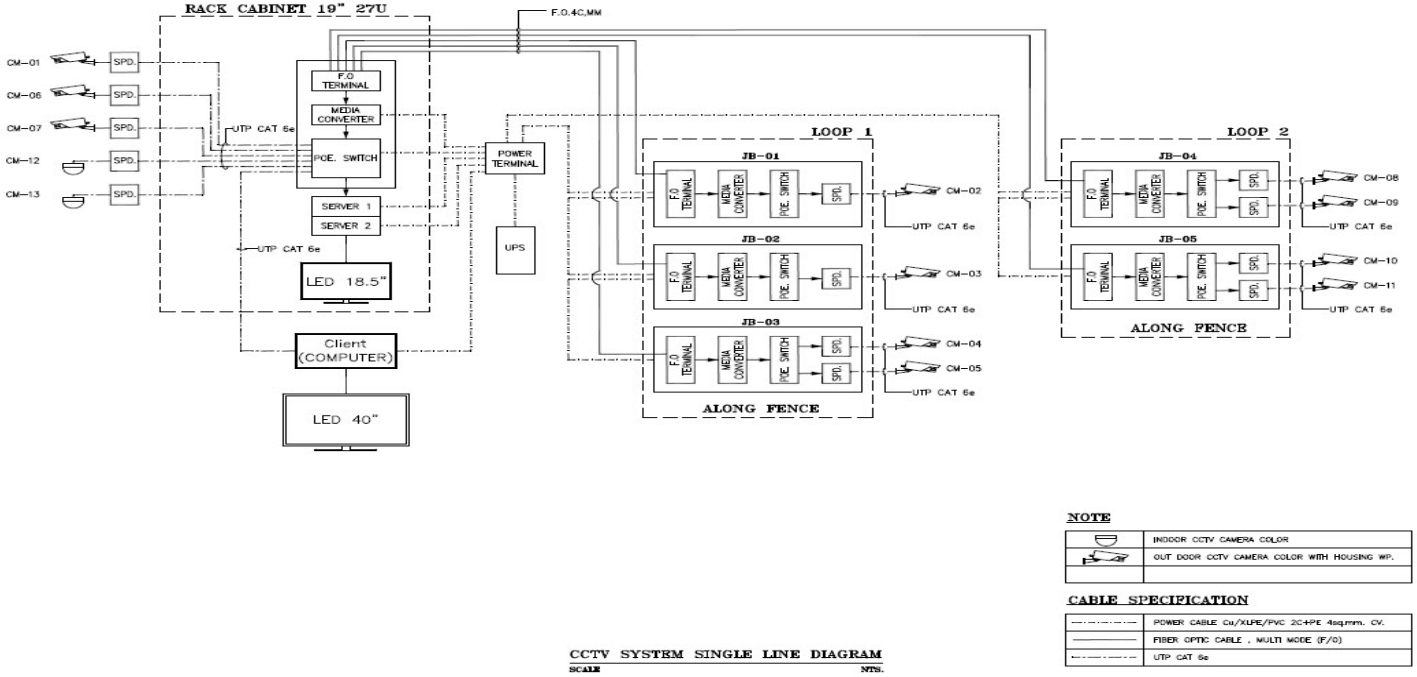


โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Low Voltage Single Line Inverter Transformer 2	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-3 ซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมระบบแรงดันต่ำต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้า 2

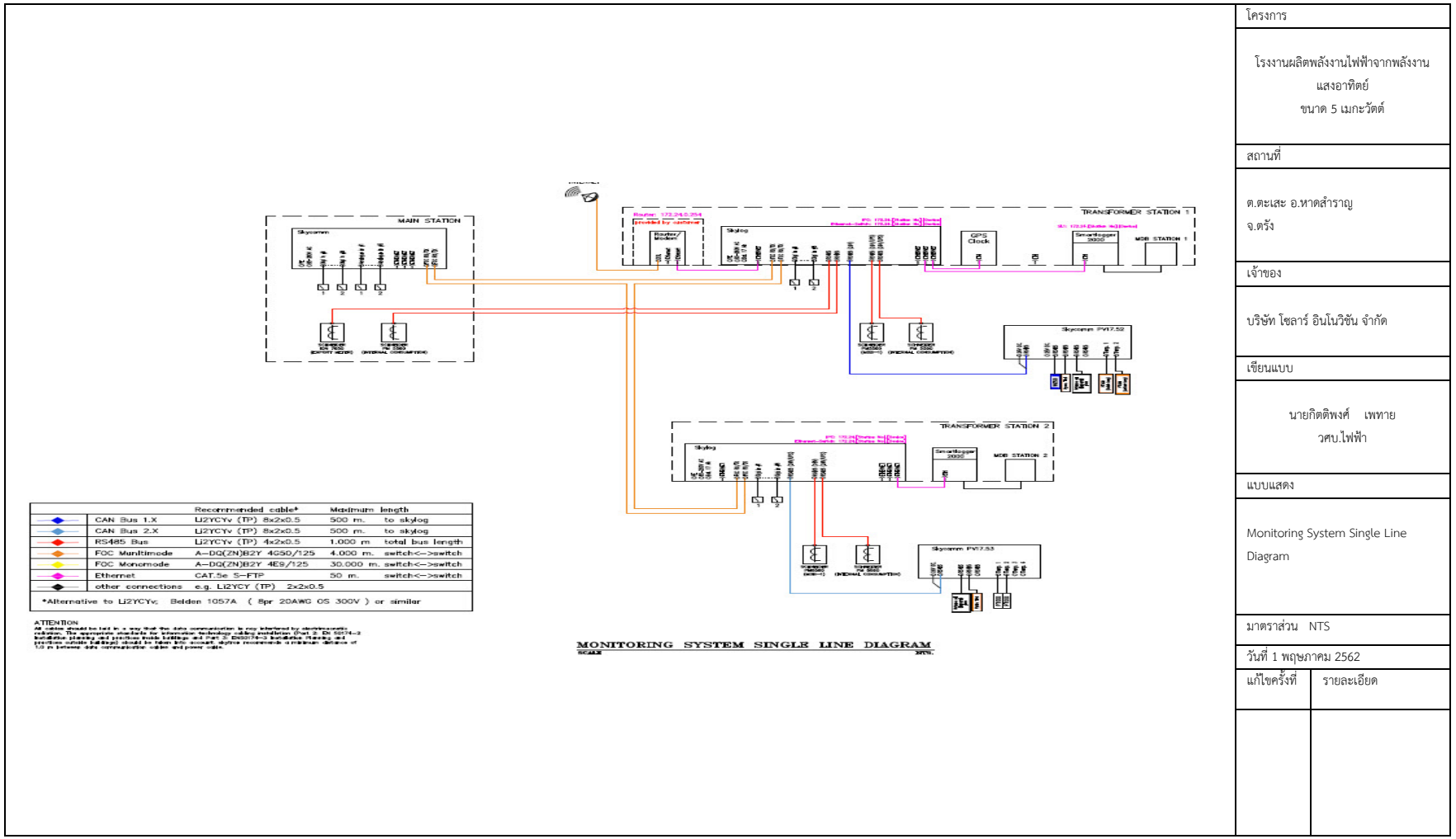


รูปภาคผนวก ค-4 ซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของระบบดับเพลิง



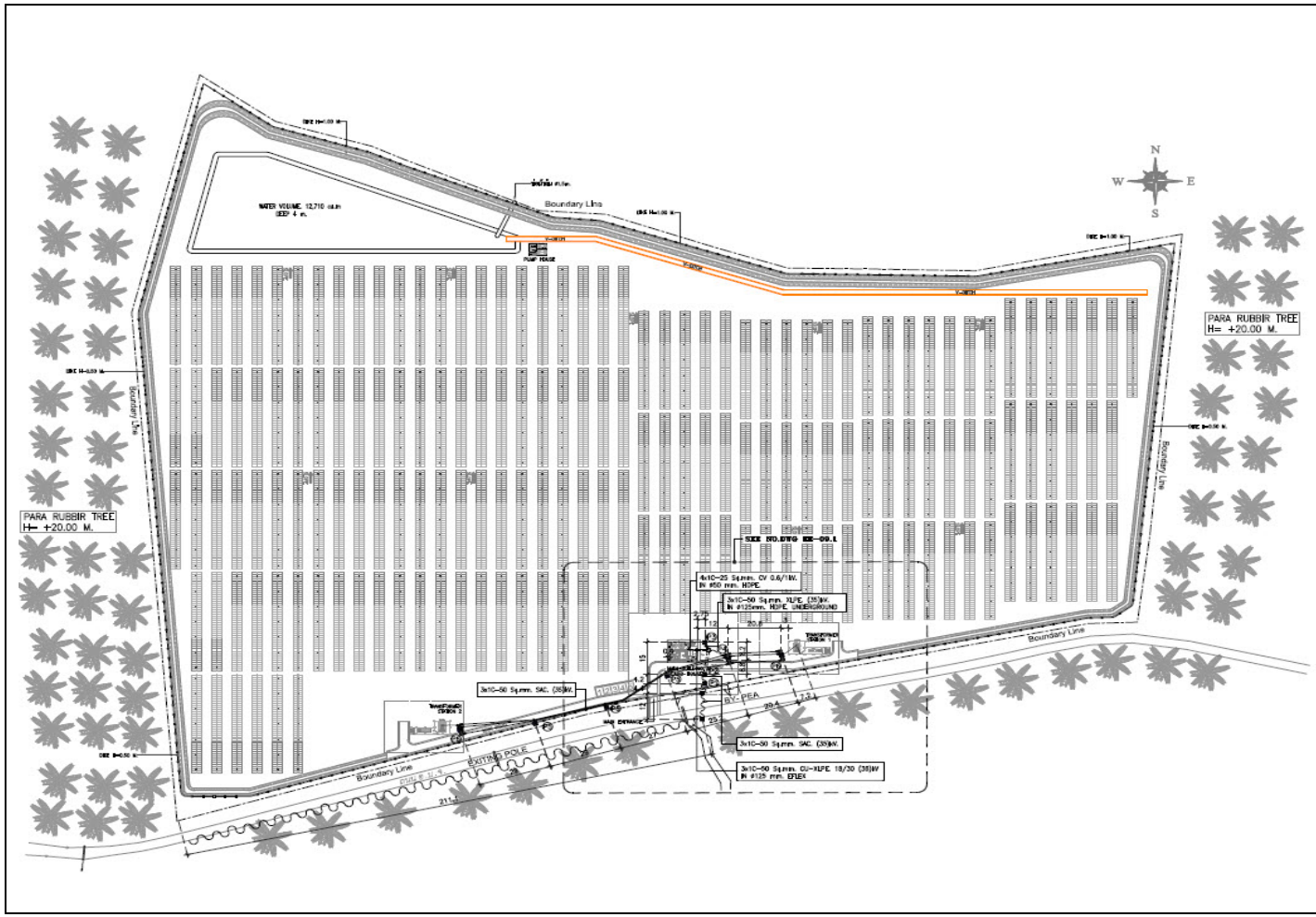
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
CCTV SYSTEM SINGLE LINE DIAGRAM	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-5 แผนผังระบบรักษาความปลอดภัย



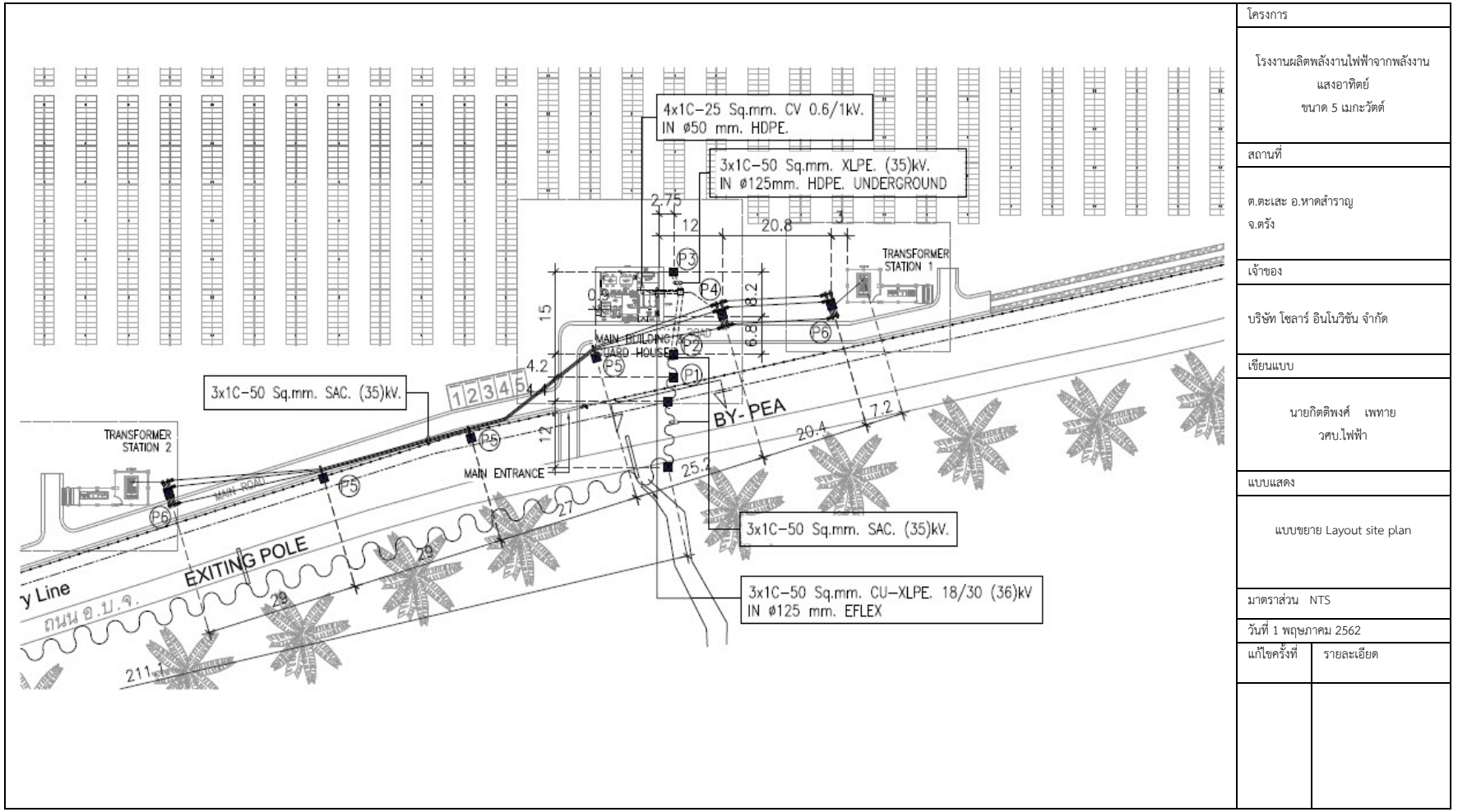
โครงการ	โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์
สถานที่	ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง
เจ้าของ	บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด
เขียนแบบ	นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า
แบบแสดง	Monitoring System Single Line Diagram
มาตราส่วน	NTS
วันที่	1 พฤษภาคม 2562
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-6 แผนผังระบบควบคุมและแผนผังเส้นเดี่ยวของระบบไฟฟ้า



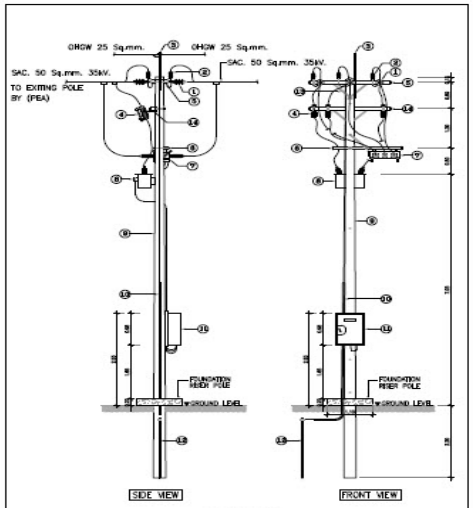
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
High Voltage Layout Plan	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-7 แผนผังไฟฟ้าระบบไฟฟ้าในโครงการ



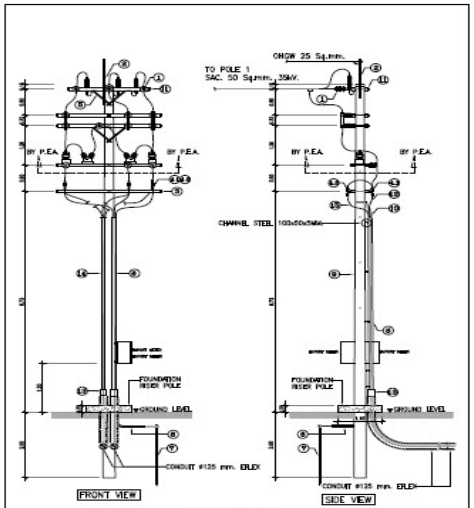
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
แบบขยาย Layout site plan	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-8 แบบขยายแผนผังของโครงการ



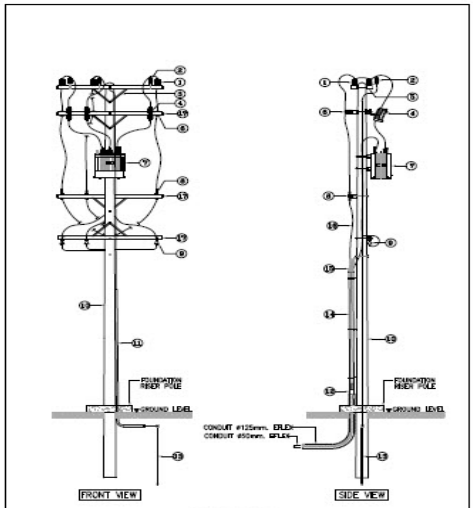
DETAIL P1

ITEM	DESCRIPTION
1	INSULATOR SUSPENSION TYPE 33 KV.(CLASS 52-4)
2	SURGE ARRESTER 30 KV,10 KA.
3	BAYONET MOUNT 100x50x5 mm. 2,250 mm. LONG
4	DROP OUT W/FUSE LINK 27/34.5 KV. 100A.
5	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 120x120x2,500 mm.LONG
6	C-STEEL SUPPORT FOR SWITCH, SF_6
7	LOAD BREAK SWITCH, SF_6 3-PHASE, 33kV, 600A.
8	VOLTAGE TRANSFORMER 3 PHASE OUTDOOR 33,000/$\sqrt{3}$/110/$\sqrt{3}$ V
9	CONCRETE POLE 12.20M.LONG
10	PVC.CONDUIT #20x3000 mm.LONG
11	CONTROL UNIT AUTOMATIC CONTROLLED FOR LOAD BREAK SWITCH, SF_6
12	ROD GROUND 2000 mm. LONG
13	BOLT,MACHINE,M 16x170 mm.
14	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 100x100x2,500 mm.LONG



DETAIL P2

ITEM	DESCRIPTION
1	INSULATOR SUSPENSION TYPE 33 KV.(CLASS 52-4)
2	CHANNEL STEEL 100x50x5mm. 2,250 mm.LONG
3	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 100x100x2500 mm.LONG
4.1	TERMINATOR KIT 36 kV. 50 Sq.mm. XLPE.
4.2	TERMINATOR KIT 36 kV. 50 Sq.mm. XLPE.
5	BOLT,MACHINE,M 16x170 mm.
6	PVC. CONDUIT #20x2500MM.LONG
7	ROD GROUND 2000 MM. LONG
8	#4" RSC. CONDUIT
9	CONCRETE POLE 12.20M. LONG
10	SUPPORT GRIP
11	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 120x120x2500 mm.LONG
12	CABLE 50 Sq.mm. XLPE. 18/30 (36)kV.
13	ADAPTOR EFLEX
14	#4" RSC. CONDUIT
15	CABLE 50 Sq.mm. XLPE. 18/30 (36)kV.

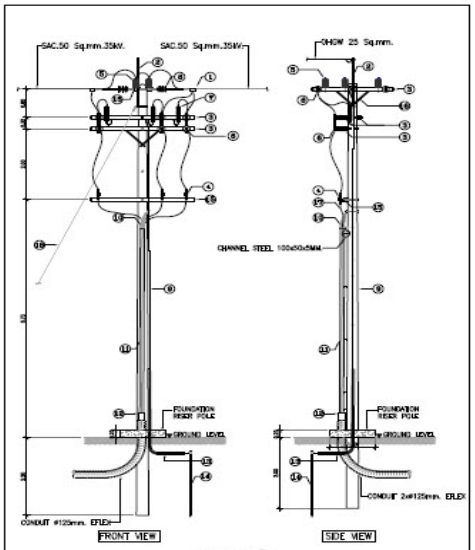


DETAIL P3

ITEM NO.	DESCRIPTION
1	INSULATOR LINE POST TYPE.(CLASS 57-3)
2	LIGHTNING ARRESTER 30 KV,10 KA.
3	BOLT,MACHINE,M 16x170 mm.
4	DROP OUT W/FUSE LINK 27 KV.2A.
5	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 120x120x2500mm.LONG
6	INSULATOR LINE POST TYPE.(CLASS 57-3)
7	TRANFORMER 50 kVA. 3PH
8	TERMINATOR KIT 36 kV. 50 Sq.mm. XLPE.
9	LT FUSE SWITCH,60 A.,500 VAC.
10	CONCRETE POLE 12.00M.LONG
11	PVC.CONDUIT #20x4000 mm.LONG
12	ADAPTOR EFLEX
13	ROD GROUND 2000 MM. LONG
14	CONDUIT RSC #4"
15	SUPPORT GRIP
16	CABLE 50 Sq.mm. XLPE. 18/30 (36)kV.
17	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 100x100x2500mm.LONG

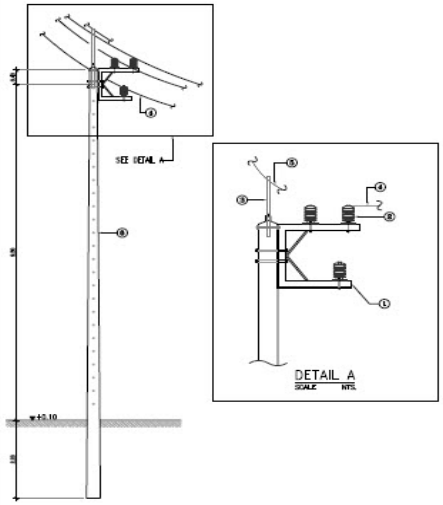
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
High Voltage Detail Riser Pole	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-9 แบบการเชื่อมต่อไฟฟ้าแรงสูงกับ Riser Pole



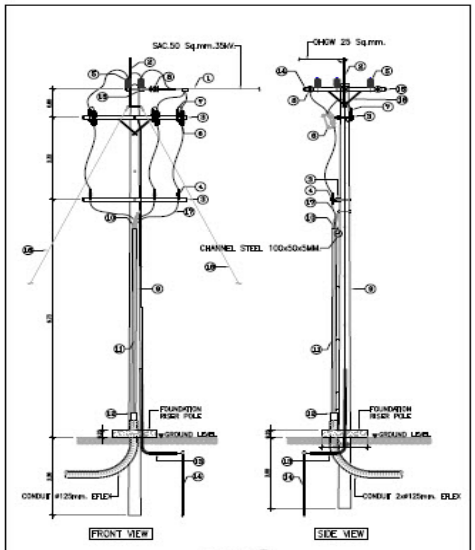
DETAIL P4

ITEM	DESCRIPTION
1	CABLE 50 Sq.mm. SAC. 35kV.
2	BAYONET MOUNT 100x50x5 mm. 2,250 mm. LONG
3	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 120x120x2500 mm.LONG
4	TERMINATOR KIT 35 kV. 50 Sq.mm. XLPE.
5	INSULATOR LINE POST TYPE.(CLASS 57-3)
6	DISCONNECTING SWITCH 38 kV 12 kA
7	SURGE ARRESTER 30 KV,10 KA.
8	INSULATOR SUSPENSION TYPE 33 KV.(CLASS 52-4)
9	CONCRETE POLE 12.20M.LONG
10	SUPPORT GRIP
11	#4" RSC. CONDUIT
12	ADAPTOR HOPE TYPE B
13	PVC.CONDUIT #20x4000 mm.LONG
14	ROD GROUND 2000 MM. LONG
15	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 100x100x2500 mm.LONG
16	BOLT,MACHINE,M 16x170 mm.
17	CABLE 50 Sq.mm. XLPE. 18/30(36)kV.
18	GUY WIRE ASSEMBLY 95 SQ.mm



DETAIL P5

ITEM	DESCRIPTION
1	BRACKET FOR AERIAL CABLE CORNER SUPPORT (ACCORDING TO DETAIL A)
2	INSULATOR LINE POST TYPE (CLASS 57-3)
3	BAYONET MOUNT 100x50x5 mm. 2,250 mm. LONG
4	SAC CABLE 33 KV. 50 Sq.mm.
5	STEEL WIRE 25 Sq.mm.
6	POLE CONCRETE 12.20 M. LONG

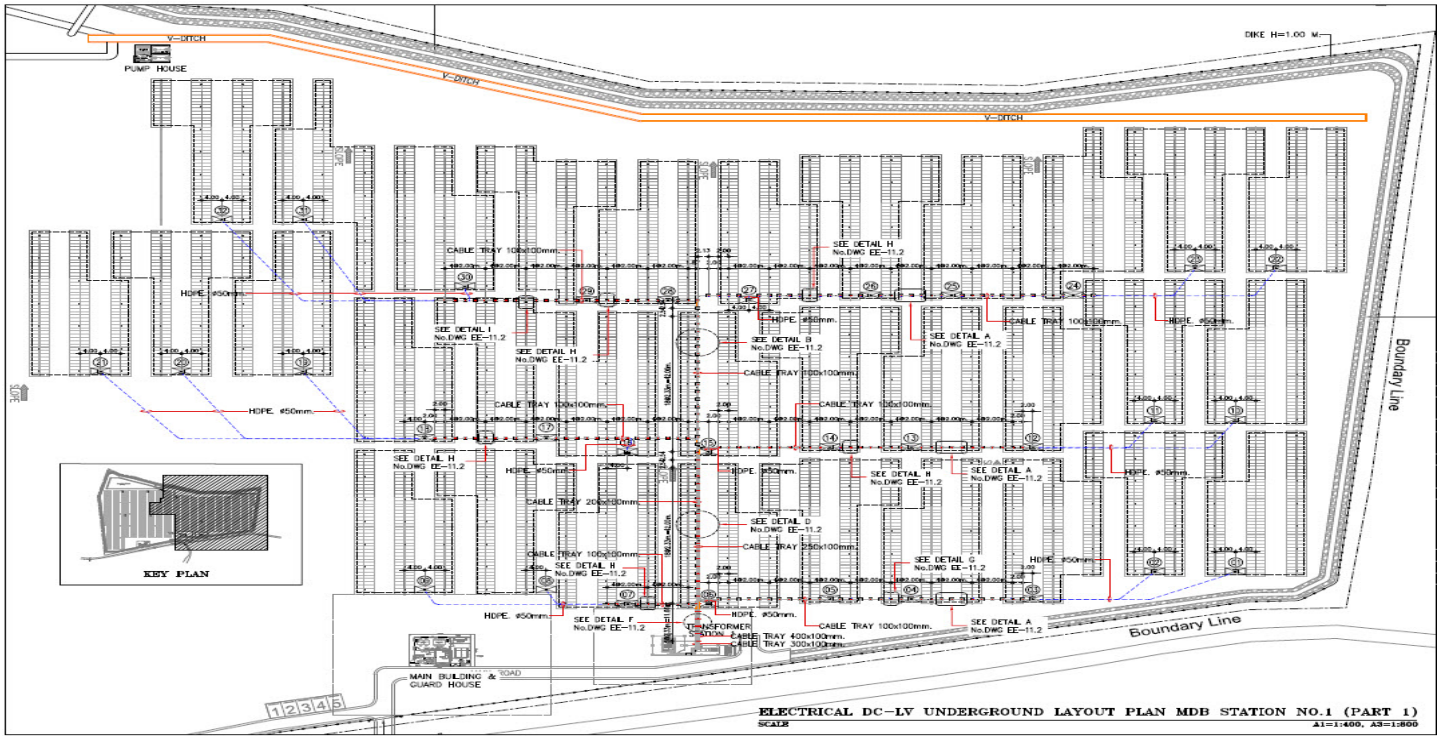


DETAIL P6

ITEM	DESCRIPTION
1	CABLE 50 Sq.mm. SAC. 35kV.
2	BAYONET MOUNT 100x50x5 mm. 2,250 mm. LONG
3	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 100x100x2500 mm.LONG
4	TERMINATOR KIT 35 kV. 50 Sq.mm. XLPE.
5	INSULATOR LINE POST TYPE.(CLASS 57-3)
6	DROP OUT W/FUSE LINK 27/34.5 KV. 50A.
7	SURGE ARRESTER 30 KV,10 KA.
8	INSULATOR SUSPENSION TYPE 33 KV.(CLASS 52-4)
9	CONCRETE POLE 12.20M.LONG
10	SUPPORT GRIP
11	#4" RSC. CONDUIT
12	ADAPTOR HOPE TYPE B
13	PVC.CONDUIT #20x4000 mm.LONG
14	ROD GROUND 2000 MM. LONG
15	PRESTRESSED CONCRETE CROSSARM 120x120x2500 mm.LONG
16	GUY WIRE ASSEMBLY 95 SQ.mm
17	CABLE 50 Sq.mm. XLPE. 18/30(36)kV.
18	BOLT,MACHINE,M 16x170 mm.

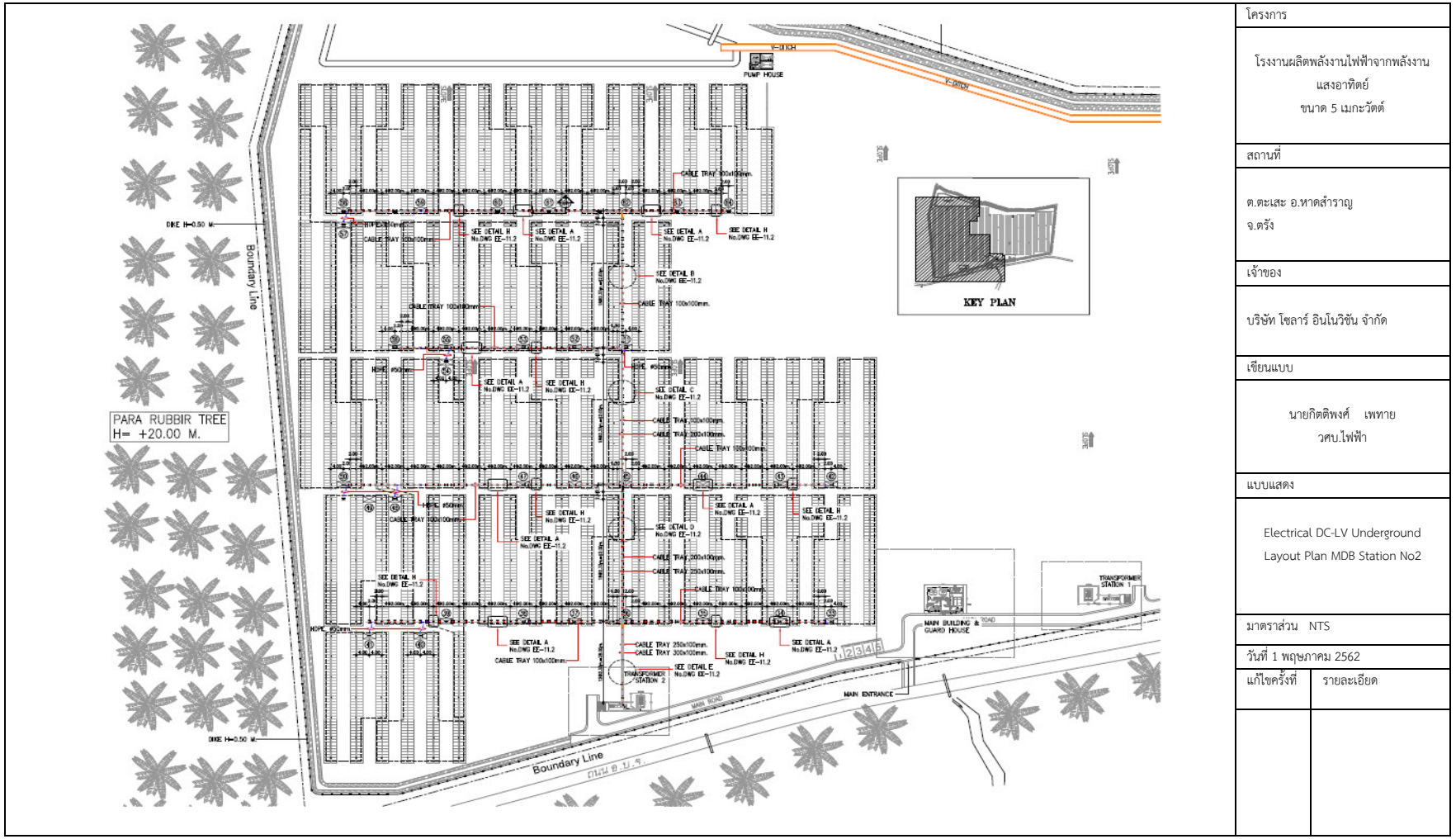
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
High Voltage Detail of Riser Pole	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-10 การเชื่อมต่อไฟฟ้าแรงสูงกับ Riser Pole



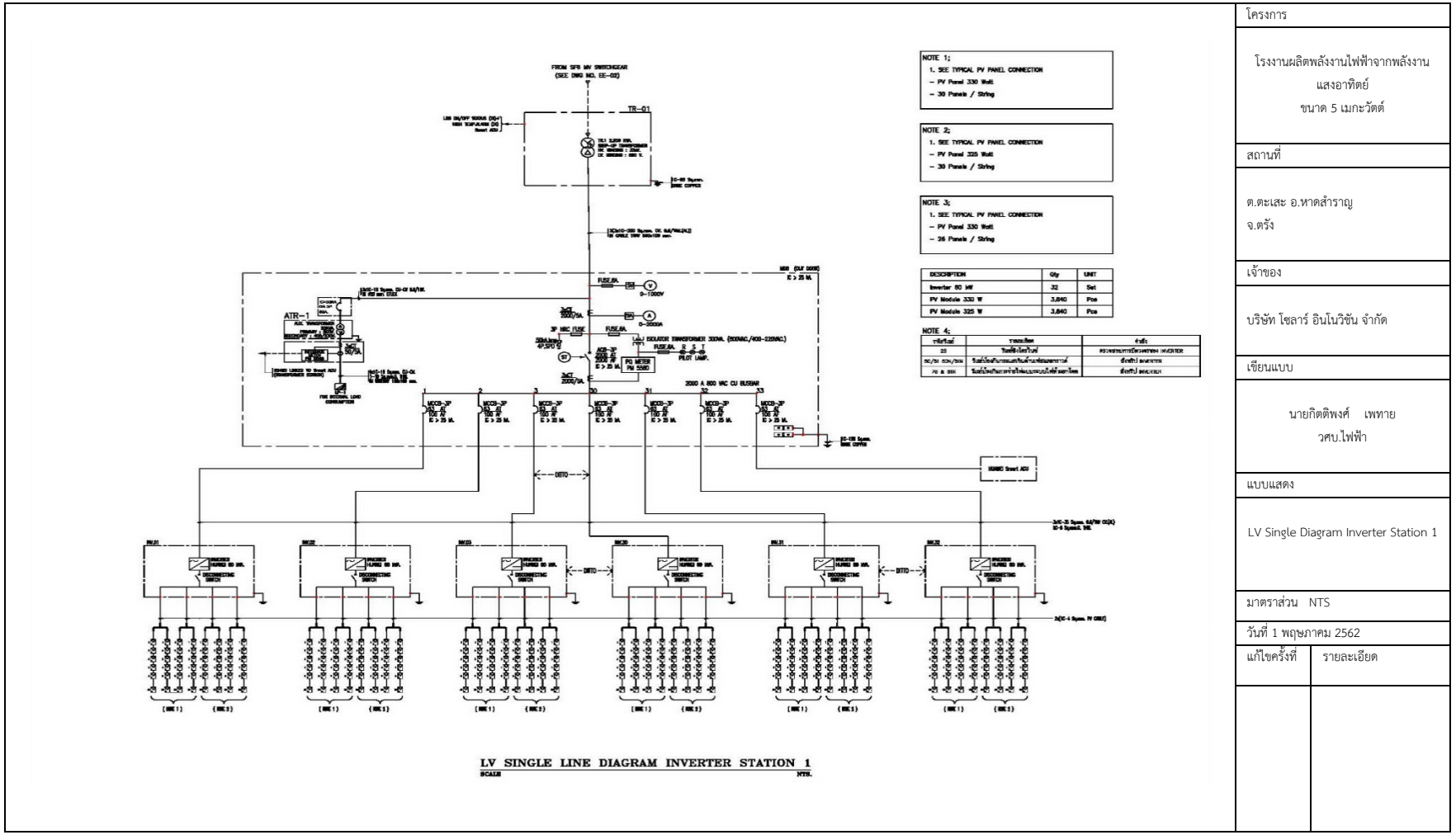
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Electrical DC-LV Underground Layout Plan MDB Station No1	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค- 11 แผนผังการเชื่อมต่อใต้ดิน ณ สถานีแปลงไฟฟ้า 1



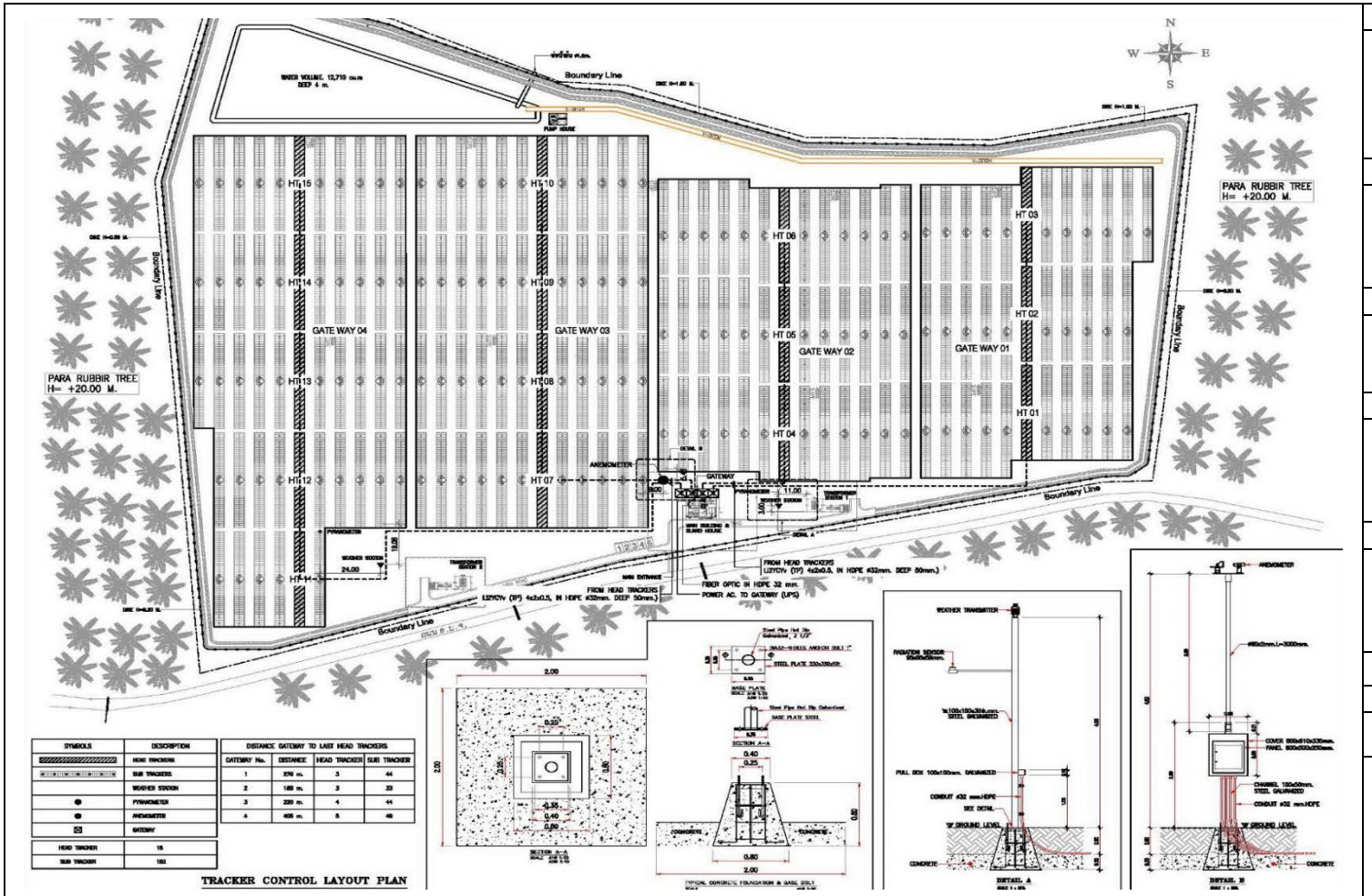
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Electrical DC-LV Underground Layout Plan MDB Station No2	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค- 12 แผนผังการเชื่อมต่อใต้ดิน ณ สถานีแปลงไฟฟ้า 2



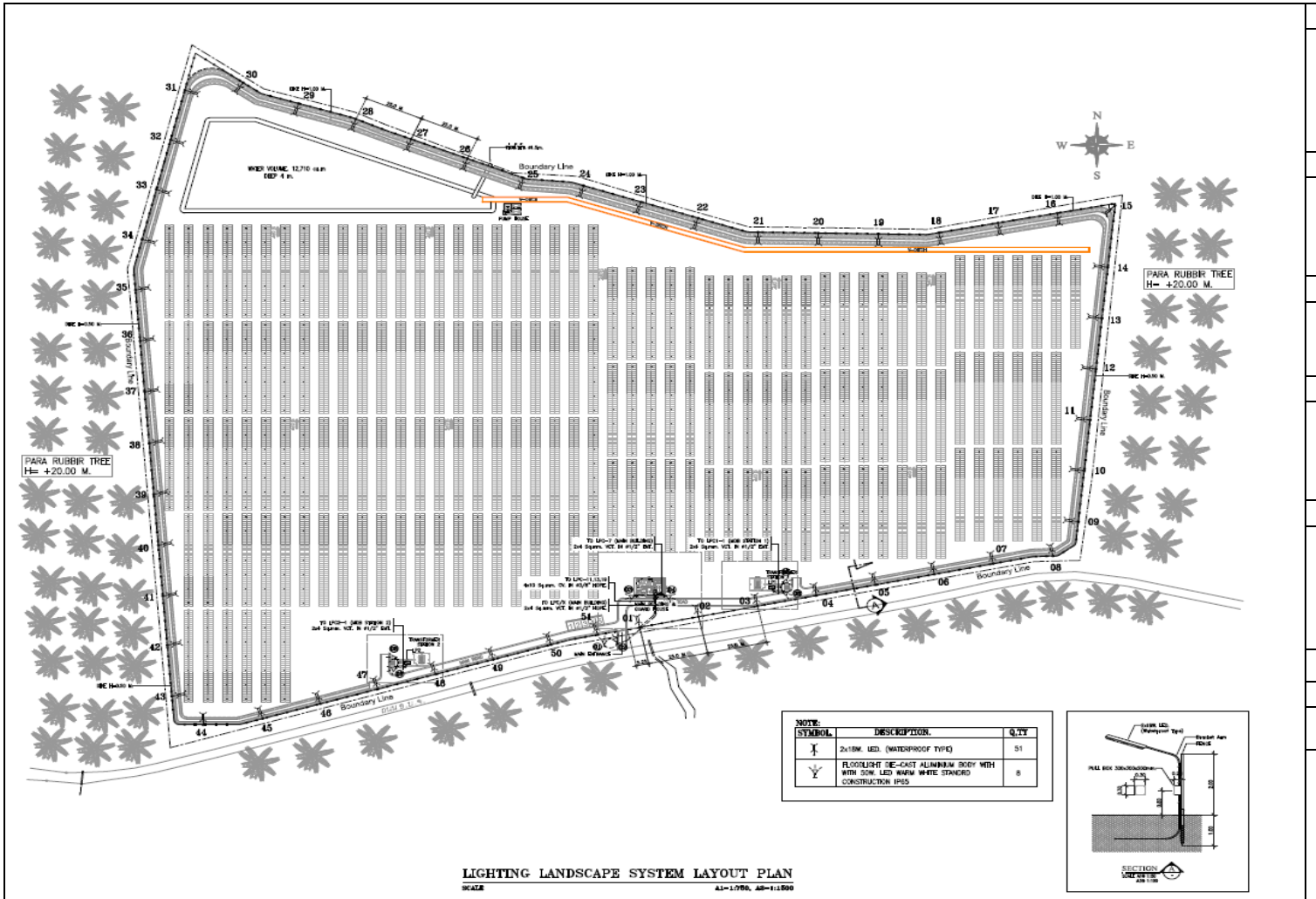
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
LV Single Diagram Inverter Station 1	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-13 แผนผังเส้นเดี่ยวแรงต่ำ ณ สถานีแปลงไฟฟ้าที่ 1



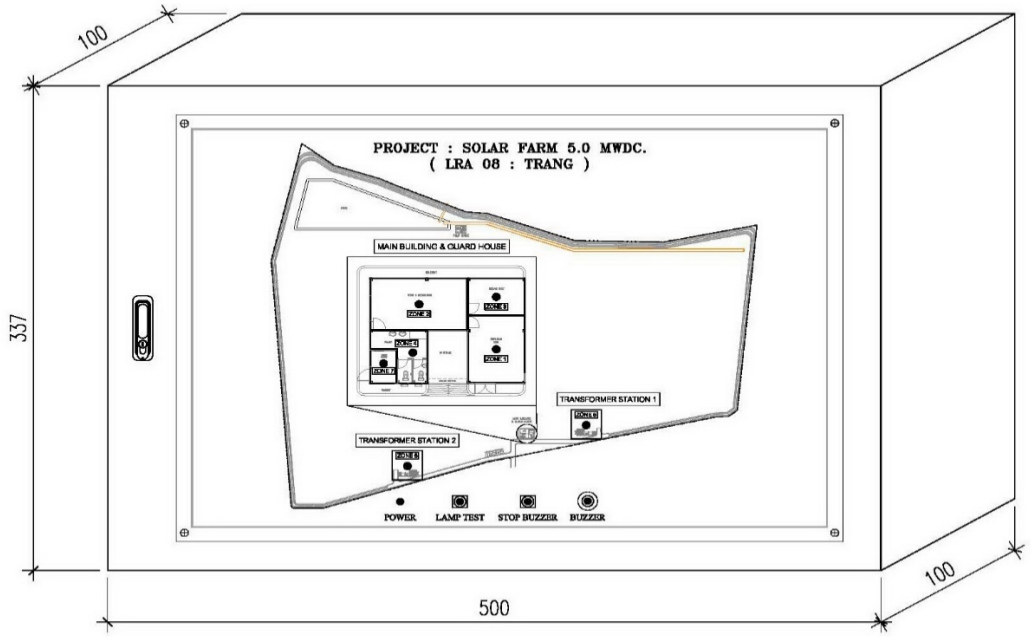
โครงการ
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์
สถานที่
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง
เจ้าของ
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด
เขียนแบบ
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า
แบบแสดง
Tracking Control Layout Plan
มาตราส่วน NTS
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562
แก้ไขครั้งที่ / รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-14 ระบบแผนผังโครงสร้างรองรับแผงแบบตามสงอาทิตย์แบบแกนเดี่ยว



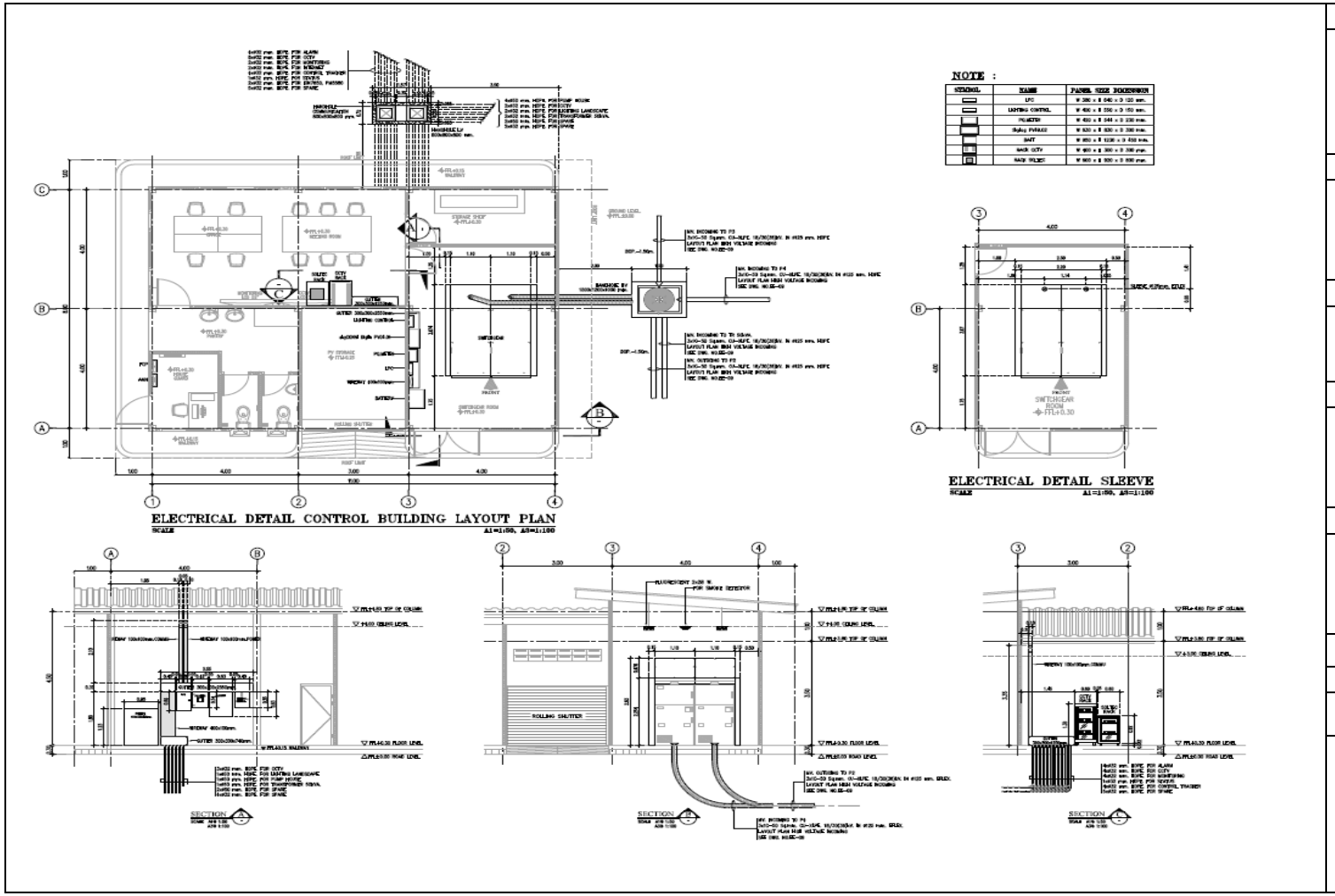
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Lighting Lanscape System Layout Plan	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-15 แผนผังระบบแสงสว่างในโครงการ



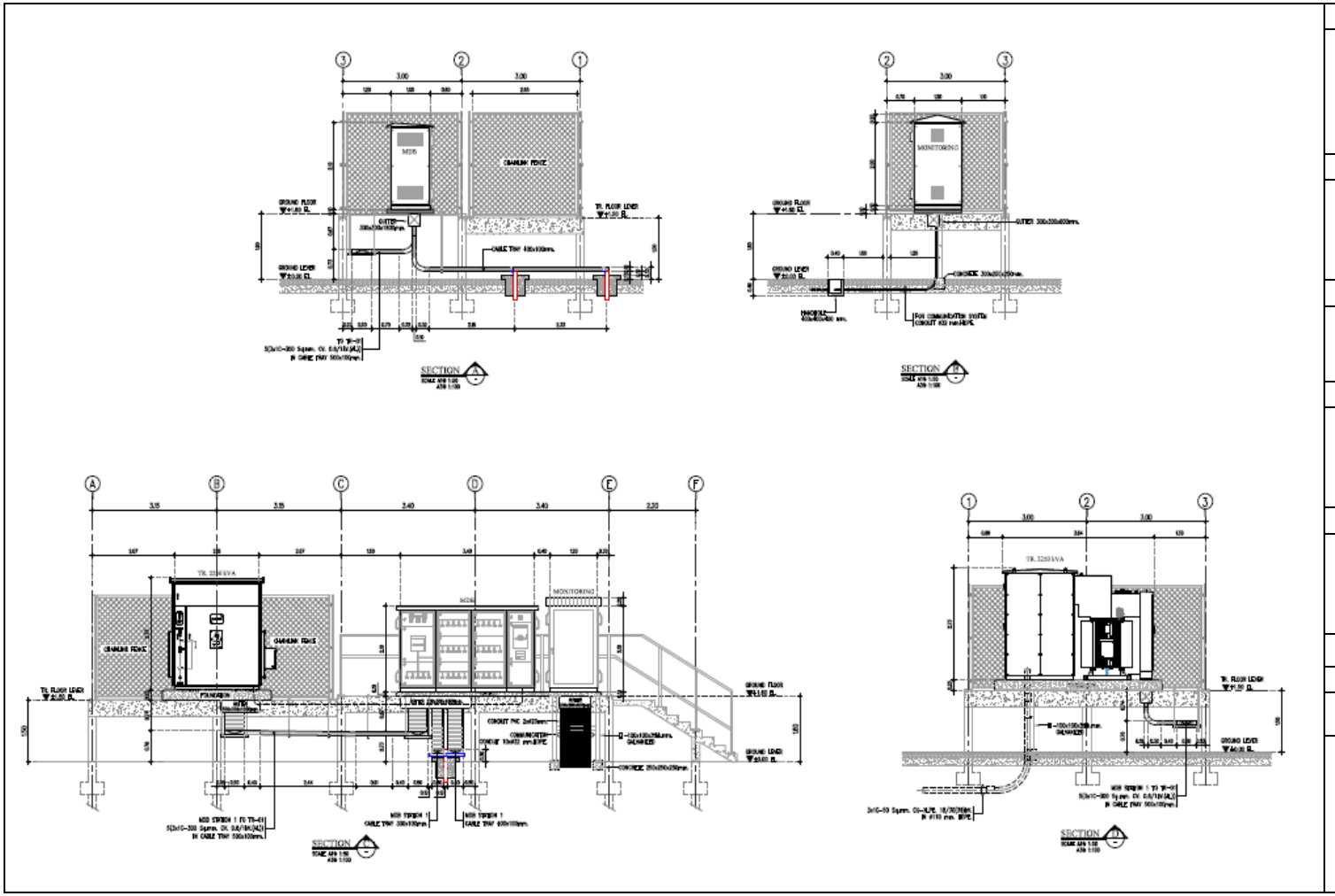
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Graphic Annunciator	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-16 รูปแผนผังควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า



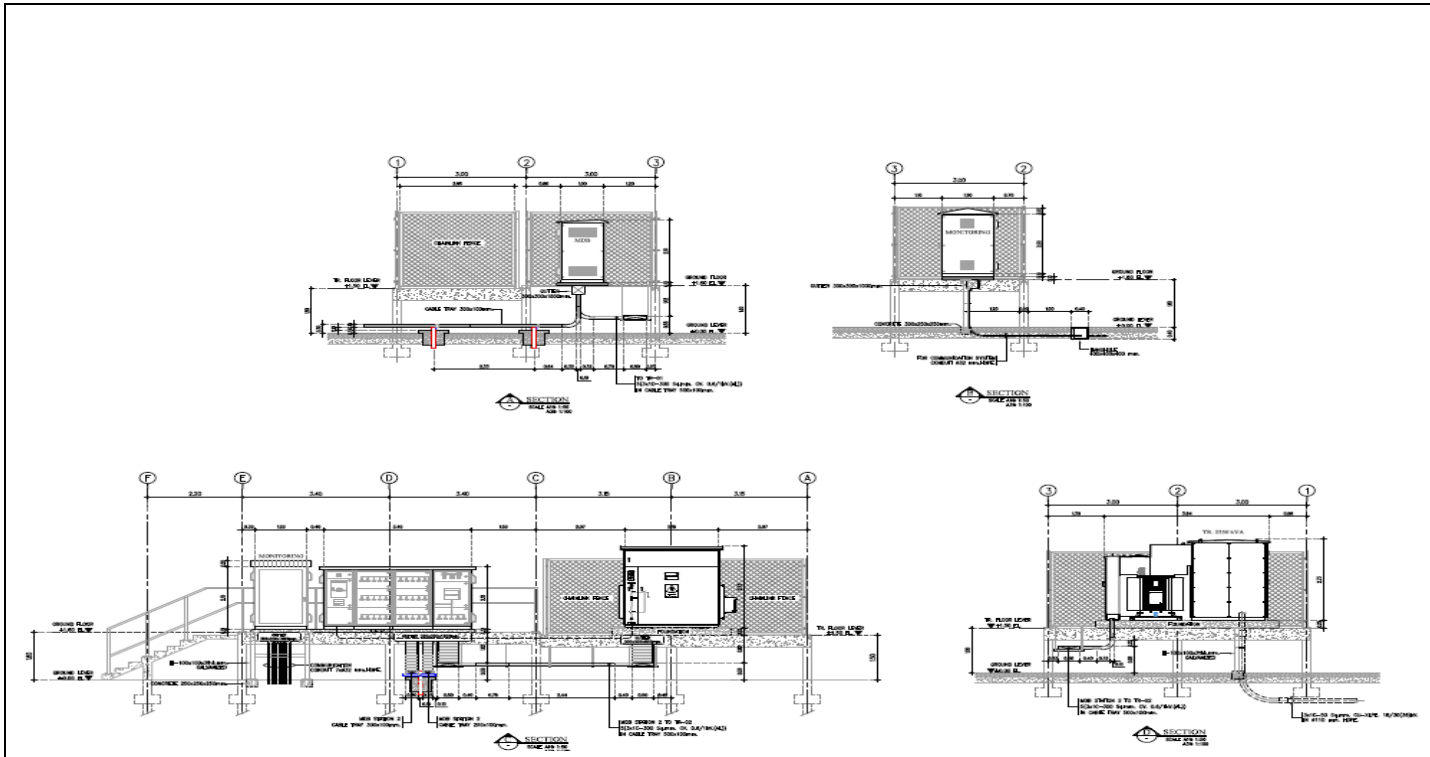
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Detail of Main Buiding	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-17 ห้องควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า



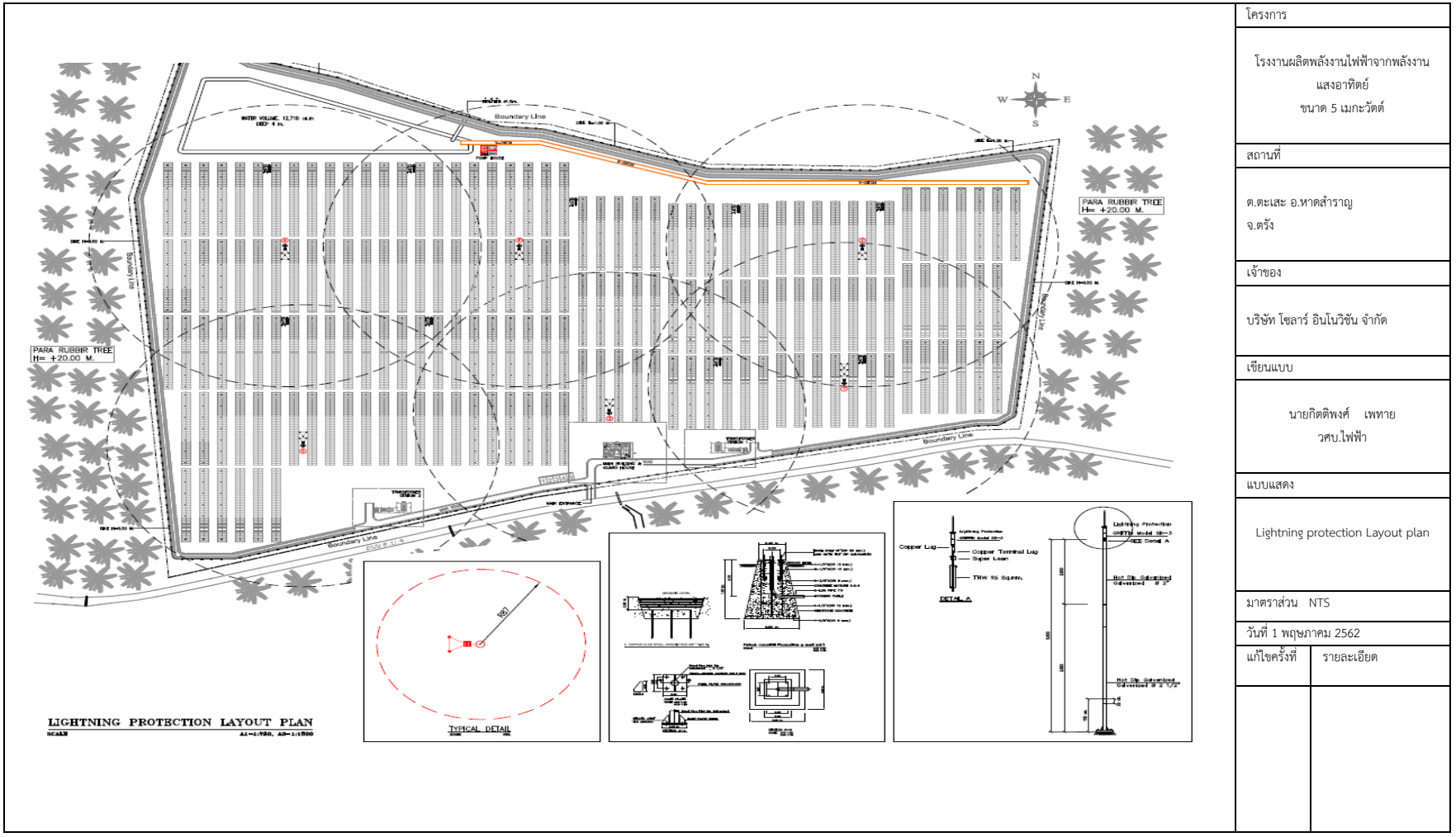
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Section of MDB Station 1	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-18 แผนผังของสถานีแปลงไฟฟ้าที่ 1



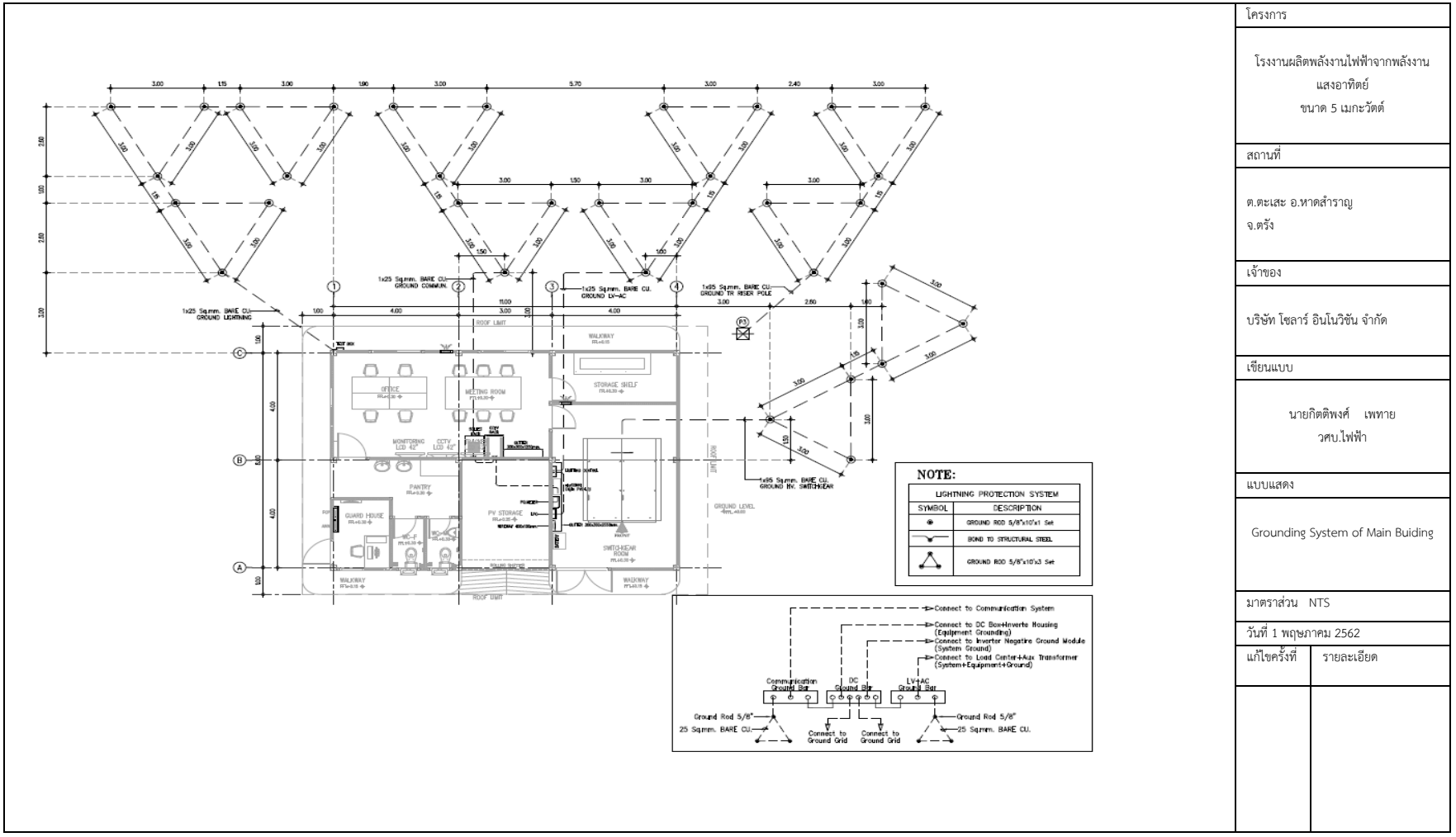
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Section of MDB Station 2	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-19 แผนผังของสถานีแปลงไฟฟ้าที่ 1



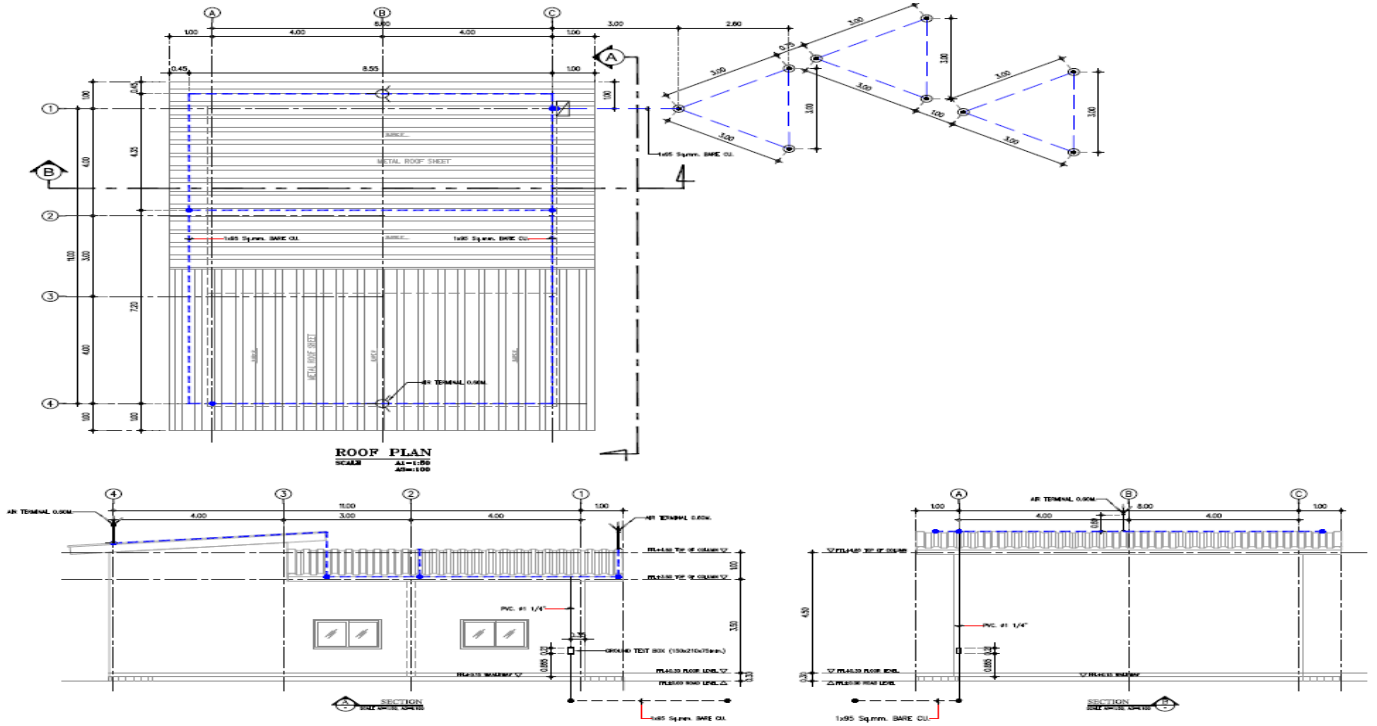
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Lightning protection Layout plan	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-20 แผนผังระบบป้องกันฟ้าผ่า



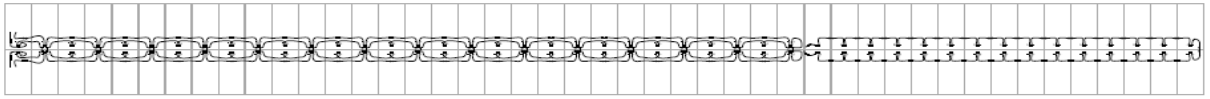
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Grounding System of Main Buiding	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-21 ระบบต่อลงดินของอาคารควบคุม

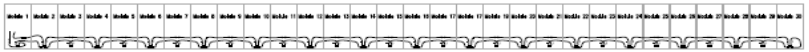


โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Lightning Protection System of Main Building	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

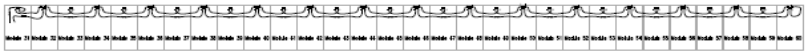
รูปภาคผนวก ค-22 ระบบป้องกันฟ้าผ่าของอาคารควบคุม

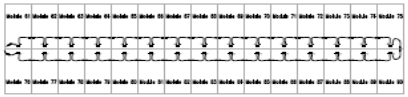


STAND – MODULE 1–90



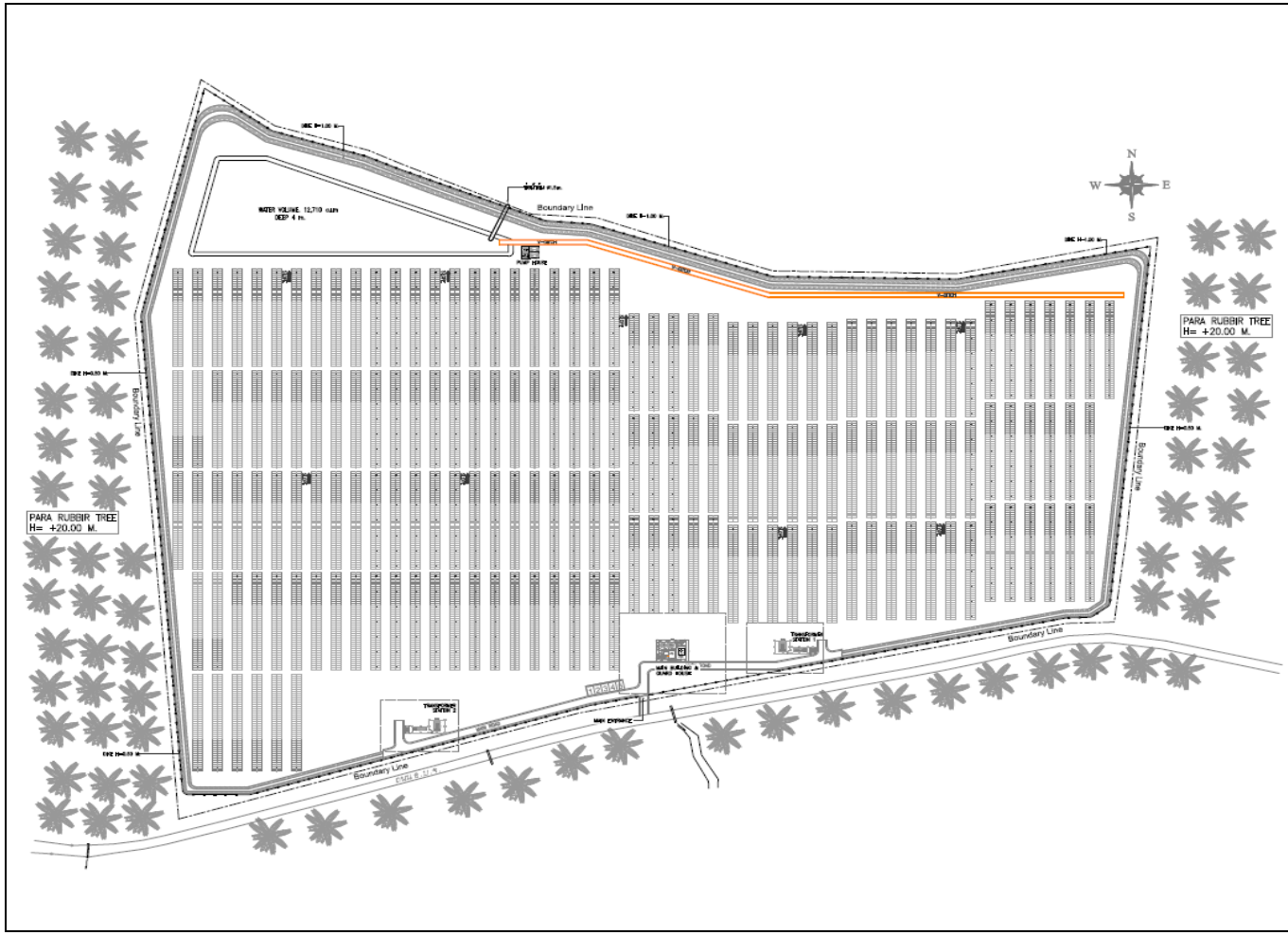
STRING 1 – MODULE 1–30



STRING 2 – MODULE 31–60

STRING 3 – MODULE 61–90

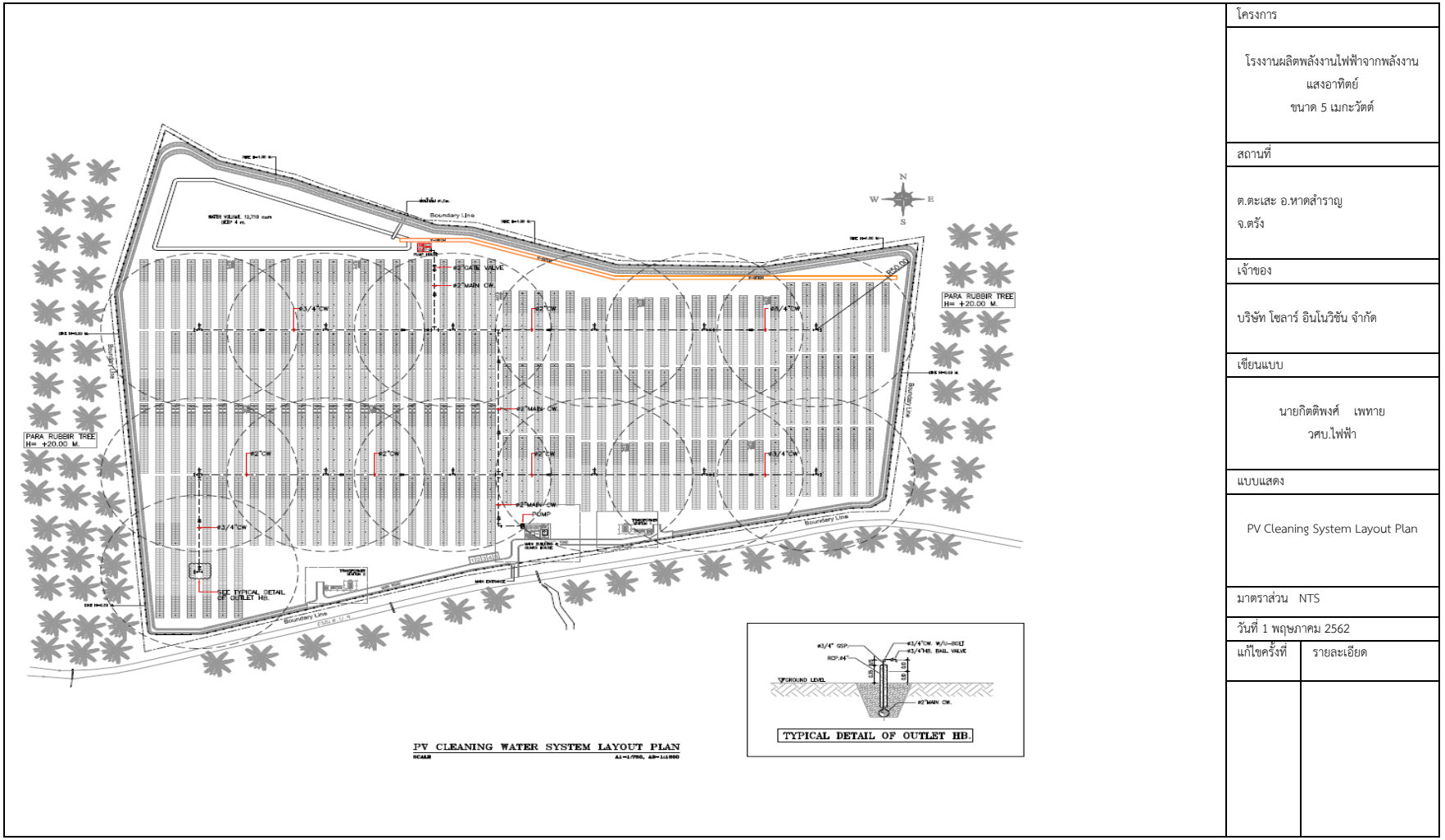
โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
PV Module Wiring	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-23 การเชื่อมสายไฟระหว่างแผงโซลาร์เซลล์



โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
Water Drainnage System	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-24 แผนผังการระบายน้ำของโครงการ



โครงการ	
โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5 เมกะวัตต์	
สถานที่	
ต.ตะเสะ อ.หาดสำราญ จ.ตรัง	
เจ้าของ	
บริษัท โซลาร์ อินโนวิชัน จำกัด	
เขียนแบบ	
นายกิตติพงศ์ เพทาย วศบ.ไฟฟ้า	
แบบแสดง	
PV Cleaning System Layout Plan	
มาตราส่วน NTS	
วันที่ 1 พฤษภาคม 2562	
แก้ไขครั้งที่	รายละเอียด

รูปภาคผนวก ค-25 แผนผังระบบทำความสะอาดแผงโซลาร์เซลล์

ตารางภาคผนวก ง-1 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้ลดลง 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	37,682,016	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	29,520,861	2,952,086	26,568,775	-
2	37,418,242	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	27,542,613	2,754,261	24,788,352	24,788,352
3	37,154,468	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	27,224,585	2,722,459	24,502,127	49,290,479
4	36,890,694	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	26,904,174	2,690,417	24,213,756	73,504,235
5	36,626,919	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	26,581,269	2,658,127	23,923,142	97,427,377
6	36,363,145	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	26,255,759	2,625,576	23,630,183	121,057,560
7	36,099,371	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	25,927,523	2,592,752	23,334,771	144,392,331
8	35,835,597	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	25,596,438	2,559,644	23,036,794	167,429,125
9	35,571,823	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	25,262,372	2,526,237	22,736,135	190,165,259
10	35,308,049	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	24,925,189	2,492,519	22,432,670	212,597,930
11	35,044,275	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	24,347,246	2,434,725	21,912,521	234,510,451
12	34,780,500	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	24,003,391	2,400,339	21,603,052	256,113,502
13	34,516,726	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	23,655,969	2,365,597	21,290,372	277,403,874
14	34,252,953	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	23,304,816	2,330,482	20,974,334	298,378,209
15	33,989,179	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	22,949,757	2,294,976	20,654,781	319,032,990

ตารางภาคผนวก ง-1 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้ลดลง 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	33,725,405	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	22,353,113	2,235,311	20,117,802	339,150,791
17	33,461,631	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	21,989,694	2,198,969	19,790,724	358,941,516
18	33,197,856	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	21,621,803	2,162,180	19,459,623	378,401,138
19	32,934,082	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	21,249,231	2,124,923	19,124,307	397,525,446
20	32,670,308	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	20,871,761	2,087,176	18,784,585	416,310,031
21	32,406,534	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	20,251,666	2,025,167	18,226,499	434,536,530
22	32,142,760	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	19,863,706	1,986,371	17,877,335	452,413,865
23	31,878,986	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	19,470,131	1,947,013	17,523,118	469,936,983
24	31,615,212	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	19,070,678	1,907,068	17,163,610	487,100,593
25	31,351,437	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	18,665,074	1,866,507	16,798,567	503,899,159

ตารางภาคผนวก ง-2 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้ลดลง 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	35,698,752	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	27,537,597	2,753,760	24,783,838	24,783,838
2	35,448,861	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	25,573,232	2,557,323	23,015,909	47,799,747
3	35,198,969	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	25,269,087	2,526,909	22,742,178	70,541,925
4	34,949,078	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	24,962,558	2,496,256	22,466,302	93,008,227
5	34,699,187	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	24,653,536	2,465,354	22,188,183	115,196,410
6	34,449,296	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	24,341,909	2,434,191	21,907,718	137,104,128
7	34,199,404	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	24,027,556	2,402,756	21,624,800	158,728,929
8	33,949,513	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	23,710,354	2,371,035	21,339,319	180,068,247
9	33,699,622	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	23,390,171	2,339,017	21,051,154	201,119,401
10	33,449,730	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	23,066,871	2,306,687	20,760,184	221,879,584
11	33,199,839	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	22,502,810	2,250,281	20,252,529	242,132,113
12	32,949,948	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	22,172,838	2,217,284	19,955,554	262,087,668
13	32,700,056	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	21,839,299	2,183,930	19,655,369	281,743,037
14	32,450,166	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	21,502,029	2,150,203	19,351,826	301,094,863
15	32,200,275	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	21,160,853	2,116,085	19,044,767	320,139,630

ตารางภาคผนวก ง-2 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้ลดลง 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	31,950,383	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	20,578,091	2,057,809	18,520,282	338,659,913
17	31,700,492	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	20,228,555	2,022,856	18,205,700	356,865,612
18	31,450,601	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	19,874,547	1,987,455	17,887,093	374,752,705
19	31,200,710	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	19,515,858	1,951,586	17,564,272	392,316,977
20	30,950,818	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	19,152,271	1,915,227	17,237,044	409,554,021
21	30,700,927	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	18,546,059	1,854,606	16,691,453	426,245,474
22	30,451,036	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	18,171,981	1,817,198	16,354,783	442,600,257
23	30,201,144	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	17,792,289	1,779,229	16,013,060	458,613,318
24	29,951,253	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	17,406,719	1,740,672	15,666,048	474,279,365
25	29,701,362	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	17,014,998	1,701,500	15,313,499	489,592,864

ตารางภาคผนวก ง-3 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้คงที่

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	37,682,016	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,753,097	29,928,919	2,992,892	26,936,027	-
2	37,418,242	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,381,847	28,036,395	2,803,639	25,232,755	25,232,755
3	37,154,468	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,433,388	27,721,079	2,772,108	24,948,971	50,181,727
4	36,890,694	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,487,194	27,403,500	2,740,350	24,663,150	74,844,876
5	36,626,919	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,543,368	27,083,552	2,708,355	24,375,196	99,220,073
6	36,363,145	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,602,017	26,761,128	2,676,113	24,085,015	123,305,088
7	36,099,371	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,663,256	26,436,115	2,643,612	23,792,504	147,097,592
8	35,835,597	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,727,201	26,108,396	2,610,840	23,497,556	170,595,148
9	35,571,823	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,793,978	25,777,844	2,577,784	23,200,060	193,795,208
10	35,308,049	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,863,717	25,444,332	2,544,433	22,899,899	216,695,107
11	35,044,275	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,162,177	24,882,097	2,488,210	22,393,887	239,088,994
12	34,780,500	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,238,254	24,542,246	2,454,225	22,088,022	261,177,016
13	34,516,726	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,317,720	24,199,007	2,419,901	21,779,106	282,956,122
14	34,252,953	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,400,730	23,852,223	2,385,222	21,467,001	304,423,122

ตารางภาคผนวก ง-3 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้คงที่ (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
15	33,989,179	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	10,487,451	23,501,728	2,350,173	21,151,555	325,574,678
16	33,725,405	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,803,677	22,921,727	2,292,173	20,629,555	346,204,232
17	33,461,631	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,898,340	22,563,291	2,256,329	20,306,961	366,511,194
18	33,197,856	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,997,251	22,200,606	2,220,061	19,980,545	386,491,739
19	32,934,082	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,100,609	21,833,473	2,183,347	19,650,126	406,141,865
20	32,670,308	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,208,620	21,461,688	2,146,169	19,315,519	425,457,384
21	32,406,534	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	11,547,125	20,859,409	2,085,941	18,773,468	444,230,852
22	32,142,760	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,665,102	20,477,658	2,047,766	18,429,892	462,660,745
23	31,878,986	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,788,412	20,090,573	2,009,057	18,081,516	480,742,261
24	31,615,212	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,917,307	19,697,905	1,969,790	17,728,114	498,470,375
25	31,351,437	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,052,045	19,299,392	1,929,939	17,369,453	515,839,828

ตารางภาคผนวก ง-4 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้เพิ่มขึ้น 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	39,566,117	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,753,097	31,813,020	3,181,302	28,631,718	28,631,718
2	39,289,154	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,381,847	29,907,307	2,990,731	26,916,576	55,548,294
3	39,012,191	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,433,388	29,578,803	2,957,880	26,620,922	82,169,217
4	38,735,228	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,487,194	29,248,034	2,924,803	26,323,231	108,492,447
5	38,458,265	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,543,368	28,914,898	2,891,490	26,023,408	134,515,855
6	38,181,303	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,602,017	28,579,285	2,857,929	25,721,357	160,237,212
7	37,904,340	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,663,256	28,241,084	2,824,108	25,416,975	185,654,187
8	37,627,377	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,727,201	27,900,176	2,790,018	25,110,158	210,764,346
9	37,350,414	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,793,978	27,556,436	2,755,644	24,800,792	235,565,138
10	37,073,451	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,863,717	27,209,734	2,720,973	24,488,761	260,053,899
11	36,796,488	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,162,177	26,634,311	2,663,431	23,970,880	284,024,778
12	36,519,525	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,238,254	26,281,271	2,628,127	23,653,144	307,677,923
13	36,242,563	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,317,720	25,924,843	2,592,484	23,332,359	331,010,281
14	35,965,601	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,400,730	25,564,871	2,556,487	23,008,383	354,018,665

ตารางภาคผนวก ง-4 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้เพิ่มขึ้น 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
15	35,688,638	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	10,487,451	25,201,187	2,520,119	22,681,068	376,699,733
16	35,411,675	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,803,677	24,607,998	2,460,800	22,147,198	398,846,931
17	35,134,712	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,898,340	24,236,372	2,423,637	21,812,735	420,659,666
18	34,857,749	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,997,251	23,860,498	2,386,050	21,474,449	442,134,114
19	34,580,786	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,100,609	23,480,177	2,348,018	21,132,160	463,266,274
20	34,303,824	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,208,620	23,095,204	2,309,520	20,785,683	484,051,957
21	34,026,861	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	11,547,125	22,479,736	2,247,974	20,231,763	504,283,719
22	33,749,898	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,665,102	22,084,796	2,208,480	19,876,317	524,160,036
23	33,472,935	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,788,412	21,684,523	2,168,452	19,516,070	543,676,107
24	33,195,972	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,917,307	21,278,665	2,127,867	19,150,799	562,826,905
25	32,919,009	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,052,045	20,866,964	2,086,696	18,780,268	581,607,173

ตารางภาคผนวก ง-5 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้เพิ่มขึ้น 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
1	41,450,2	70,080	1,344,00	0	1,016,47	6,160,13	8,520,60	7,753,09	33,697,1	3,369,71	30,327,4	30,327,40
2	41,160,0	69,589	1,399,20	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,325,8	9,381,84	31,778,2	3,177,82	28,600,3	58,927,80
3	40,869,9	69,099	1,456,80	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,383,4	9,433,38	31,436,5	3,143,65	28,292,8	87,220,67
4	40,579,7	68,608	1,516,90	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,443,5	9,487,19	31,092,5	3,109,25	27,983,3	115,203,9
5	40,289,6	68,118	1,579,64	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,506,2	9,543,36	30,746,2	3,074,62	27,671,6	142,875,6
6	39,999,4	67,627	1,645,11	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,571,7	9,602,01	30,397,4	3,039,74	27,357,6	170,233,3
7	39,709,3	67,137	1,713,46	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,640,0	9,663,25	30,046,0	3,004,60	27,041,4	197,274,7
8	39,419,1	66,646	1,784,80	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,711,4	9,727,20	29,691,9	2,969,19	26,722,7	223,997,5
9	39,129,0	66,156	1,859,28	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,785,8	9,793,97	29,335,0	2,933,50	26,401,5	250,399,0
10	38,838,8	65,665	1,937,05	1,750,00	1,016,47	6,160,13	10,863,6	9,863,71	28,975,1	2,897,51	26,077,6	276,476,6
11	38,548,7	65,174	2,018,24	2,000,00	1,016,47	6,160,13	11,194,8	10,162,1	28,386,5	2,838,65	25,547,8	302,024,5
12	38,258,5	64,684	2,103,03	2,000,00	1,016,47	6,160,13	11,279,6	10,238,2	28,020,2	2,802,03	25,218,2	327,242,8
13	37,968,3	64,193	2,191,57	2,000,00	1,016,47	6,160,13	11,368,1	10,317,7	27,650,6	2,765,06	24,885,6	352,128,4
14	37,678,2	63,703	2,284,04	2,000,00	1,016,47	6,160,13	11,460,6	10,400,7	27,277,5	2,727,75	24,549,7	376,678,1

ตารางภาคผนวก ง-5 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 5% รายได้เพิ่มขึ้น 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
15	37,388,097	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	10,487,451	26,900,646	2,690,065	24,210,581	400,888,761
16	37,097,945	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,803,677	26,294,268	2,629,427	23,664,841	424,553,602
17	36,807,794	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,898,340	25,909,454	2,590,945	23,318,508	447,872,110
18	36,517,642	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,997,251	25,520,391	2,552,039	22,968,352	470,840,462
19	36,227,490	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,100,609	25,126,881	2,512,688	22,614,193	493,454,656
20	35,937,339	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,208,620	24,728,719	2,472,872	22,255,847	515,710,503
21	35,647,187	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	11,547,125	24,100,063	2,410,006	21,690,057	537,400,559
22	35,357,036	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,665,102	23,691,934	2,369,193	21,322,741	558,723,300
23	35,066,884	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,788,412	23,278,472	2,327,847	20,950,625	579,673,925
24	34,776,733	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,917,307	22,859,426	2,285,943	20,573,483	600,247,408
25	34,486,581	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,052,045	22,434,536	2,243,454	20,191,082	620,438,490

ตารางภาคผนวก ง-6 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้ลดลง 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	35,797,915	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,345,039	28,452,876	2,845,288	25,607,588	-
2	35,547,330	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	8,888,066	26,659,264	2,665,926	23,993,338	23,993,338
3	35,296,744	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	8,936,894	26,359,850	2,635,985	23,723,865	47,717,203
4	35,046,159	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	8,987,868	26,058,291	2,605,829	23,452,462	71,169,665
5	34,795,573	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,041,085	25,754,488	2,575,449	23,179,039	94,348,704
6	34,544,988	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,096,648	25,448,340	2,544,834	22,903,506	117,252,210
7	34,294,403	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,154,663	25,139,739	2,513,974	22,625,765	139,877,975
8	34,043,817	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,215,243	24,828,574	2,482,857	22,345,717	162,223,692
9	33,793,232	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,278,506	24,514,726	2,451,473	22,063,253	184,286,945
10	33,542,646	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,344,574	24,198,073	2,419,807	21,778,265	206,065,210
11	33,292,061	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	9,627,326	23,664,735	2,366,473	21,298,261	227,363,472
12	33,041,475	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	9,699,399	23,342,077	2,334,208	21,007,869	248,371,341
13	32,790,890	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	9,774,682	23,016,208	2,301,621	20,714,587	269,085,928
14	32,540,305	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	9,853,323	22,686,982	2,268,698	20,418,284	289,504,212

ตารางภาคผนวก ง-6กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้ลดลง 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
15	32,289,720	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	9,935,480	22,354,240	2,235,424	20,118,816	309,623,028
16	32,039,134	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,235,063	21,804,072	2,180,407	19,623,665	329,246,693
17	31,788,549	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,324,743	21,463,806	2,146,381	19,317,425	348,564,118
18	31,537,964	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,418,448	21,119,515	2,111,952	19,007,564	367,571,682
19	31,287,378	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	10,516,367	20,771,012	2,077,101	18,693,910	386,265,592
20	31,036,793	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	10,618,692	20,418,100	2,041,810	18,376,290	404,641,882
21	30,786,207	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	10,939,381	19,846,826	1,984,683	17,862,144	422,504,026
22	30,535,622	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,051,149	19,484,473	1,948,447	17,536,026	440,040,052
23	30,285,036	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,167,970	19,117,067	1,911,707	17,205,360	457,245,412
24	30,034,451	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,290,080	18,744,371	1,874,437	16,869,934	474,115,346
25	29,783,865	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	11,417,727	18,366,139	1,836,614	16,529,525	490,644,870

ตารางภาคผนวก ง-7 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้ลดลง 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	33,913,814	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,345,039	26,568,775	2,656,878	23,911,898	-
2	33,676,418	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	8,888,066	24,788,352	2,478,835	22,309,517	22,309,517
3	33,439,021	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	8,936,894	24,502,127	2,450,213	22,051,914	44,361,431
4	33,201,624	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	8,987,868	24,213,756	2,421,376	21,792,381	66,153,811
5	32,964,227	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,041,085	23,923,142	2,392,314	21,530,828	87,684,639
6	32,726,831	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,096,648	23,630,183	2,363,018	21,267,165	108,951,804
7	32,489,434	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,154,663	23,334,771	2,333,477	21,001,294	129,953,097
8	32,252,037	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,215,243	23,036,794	2,303,679	20,733,115	150,686,212
9	32,014,641	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,278,506	22,736,135	2,273,613	20,462,521	171,148,734
10	31,777,244	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,344,574	22,432,670	2,243,267	20,189,403	191,338,137
11	31,539,847	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	9,627,326	21,912,521	2,191,252	19,721,269	211,059,406
12	31,302,450	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	9,699,399	21,603,052	2,160,305	19,442,747	230,502,152
13	31,065,054	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	9,774,682	21,290,372	2,129,037	19,161,335	249,663,487
14	30,827,658	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	9,853,323	20,974,334	2,097,433	18,876,901	268,540,388

ตารางภาคผนวก ง-7 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้ลดลง 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
15	30,590,261	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	9,935,480	20,654,781	2,065,478	18,589,303	287,129,691
16	30,352,864	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,235,063	20,117,802	2,011,780	18,106,021	305,235,712
17	30,115,467	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,324,743	19,790,724	1,979,072	17,811,652	323,047,364
18	29,878,071	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,418,448	19,459,623	1,945,962	17,513,660	340,561,024
19	29,640,674	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	10,516,367	19,124,307	1,912,431	17,211,877	357,772,901
20	29,403,277	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	10,618,692	18,784,585	1,878,458	16,906,126	374,679,027
21	29,165,881	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	10,939,381	18,226,499	1,822,650	16,403,849	391,082,877
22	28,928,484	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,051,149	17,877,335	1,787,734	16,089,602	407,172,478
23	28,691,087	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,167,970	17,523,118	1,752,312	15,770,806	422,943,284
24	28,453,690	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,290,080	17,163,610	1,716,361	15,447,249	438,390,533
25	28,216,294	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	11,417,727	16,798,567	1,679,857	15,118,710	453,509,243

ตารางภาคผนวก ง-8 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้คงที่

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	37,682,016	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,345,039	30,336,977	3,033,698	27,303,279	3,033,698
2	37,418,242	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	8,888,066	28,530,176	2,853,018	25,677,159	28,710,856
3	37,154,468	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	8,936,894	28,217,573	2,821,757	25,395,816	54,106,672
4	36,890,694	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	8,987,868	27,902,826	2,790,283	25,112,543	79,219,215
5	36,626,919	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,041,085	27,585,834	2,758,583	24,827,251	104,046,466
6	36,363,145	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,096,648	27,266,497	2,726,650	24,539,848	128,586,314
7	36,099,371	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,154,663	26,944,708	2,694,471	24,250,237	152,836,551
8	35,835,597	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,215,243	26,620,354	2,662,035	23,958,318	176,794,869
9	35,571,823	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,278,506	26,293,317	2,629,332	23,663,985	200,458,854
10	35,308,049	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,344,574	25,963,475	2,596,347	23,367,127	223,825,982
11	35,044,275	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	9,627,326	25,416,949	2,541,695	22,875,254	246,701,236
12	34,780,500	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	9,699,399	25,081,102	2,508,110	22,572,992	269,274,227
13	34,516,726	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	9,774,682	24,742,044	2,474,204	22,267,840	291,542,067
14	34,252,953	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	9,853,323	24,399,630	2,439,963	21,959,667	313,501,734

ตารางภาคผนวก ง-8 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้คงที่ (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
15	33,989,179	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	9,935,480	24,053,699	2,405,370	21,648,329	335,150,063
16	33,725,405	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,235,063	23,490,342	2,349,034	21,141,308	356,291,371
17	33,461,631	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,324,743	23,136,887	2,313,689	20,823,199	377,114,570
18	33,197,856	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,418,448	22,779,408	2,277,941	20,501,467	397,616,037
19	32,934,082	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	10,516,367	22,417,716	2,241,772	20,175,944	417,791,981
20	32,670,308	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	10,618,692	22,051,616	2,205,162	19,846,454	437,638,435
21	32,406,534	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	10,939,381	21,467,153	2,146,715	19,320,438	456,958,873
22	32,142,760	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,051,149	21,091,611	2,109,161	18,982,450	475,941,323
23	31,878,986	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,167,970	20,711,016	2,071,102	18,639,914	494,581,237
24	31,615,212	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,290,080	20,325,131	2,032,513	18,292,618	512,873,855
25	31,351,437	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	11,417,727	19,933,710	1,993,371	17,940,339	530,814,195

ตารางภาคผนวก ง-9 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้เพิ่มขึ้น 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
1	39,566,117	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,345,039	32,221,078	3,222,108	28,998,970	32,221,078
2	39,289,154	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	8,888,066	30,401,088	3,040,109	27,360,979	59,582,057
3	39,012,191	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	8,936,894	30,075,297	3,007,530	27,067,767	86,649,824
4	38,735,228	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	8,987,868	29,747,360	2,974,736	26,772,624	113,422,449
5	38,458,265	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,041,085	29,417,180	2,941,718	26,475,462	139,897,911
6	38,181,303	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,096,648	29,084,655	2,908,465	26,176,189	166,074,100
7	37,904,340	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,154,663	28,749,676	2,874,968	25,874,709	191,948,808
8	37,627,377	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,215,243	28,412,134	2,841,213	25,570,920	217,519,729
9	37,350,414	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,278,506	28,071,908	2,807,191	25,264,717	242,784,446
10	37,073,451	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,344,574	27,728,877	2,772,888	24,955,990	267,740,436
11	36,796,488	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	9,627,326	27,169,162	2,716,916	24,452,246	292,192,682
12	36,519,525	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	9,699,399	26,820,127	2,682,013	24,138,114	316,330,796
13	36,242,563	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	9,774,682	26,467,881	2,646,788	23,821,093	340,151,889
14	35,965,601	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	9,853,323	26,112,277	2,611,228	23,501,050	363,652,938
15	35,688,638	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	9,935,480	25,753,158	2,575,316	23,177,842	386,830,780

ตารางภาคผนวก ง-9 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้เพิ่มขึ้น 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	35,411,675	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,235,063	25,176,612	2,517,661	22,658,951	409,489,731
17	35,134,712	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,324,743	24,809,969	2,480,997	22,328,972	431,818,703
18	34,857,749	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,418,448	24,439,301	2,443,930	21,995,371	453,814,074
19	34,580,786	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	10,516,367	24,064,420	2,406,442	21,657,978	475,472,052
20	34,303,824	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	10,618,692	23,685,131	2,368,513	21,316,618	496,788,670
21	34,026,861	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	10,939,381	23,087,480	2,308,748	20,778,732	517,567,402
22	33,749,898	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,051,149	22,698,749	2,269,875	20,428,874	537,996,276
23	33,472,935	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,167,970	22,304,965	2,230,497	20,074,469	558,070,745
24	33,195,972	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,290,080	21,905,892	2,190,589	19,715,303	577,786,047
25	32,919,009	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	11,417,727	21,501,282	2,150,128	19,351,154	597,137,201

ตารางภาคผนวก ง-10 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้เพิ่มขึ้น 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
1	41,450,218	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	7,345,039	34,105,179	3,410,518	30,694,661	34,105,179
2	41,160,066	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	8,888,066	32,272,000	3,227,200	29,044,800	63,149,979
3	40,869,914	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	8,936,894	31,933,020	3,193,302	28,739,718	91,889,697
4	40,579,763	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	8,987,868	31,591,895	3,159,189	28,432,705	120,322,402
5	40,289,611	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	9,041,085	31,248,526	3,124,853	28,123,673	148,446,076
6	39,999,460	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	9,096,648	30,902,812	3,090,281	27,812,531	176,258,607
7	39,709,308	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	9,154,663	30,554,645	3,055,464	27,499,180	203,757,787
8	39,419,157	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	9,215,243	30,203,914	3,020,391	27,183,522	230,941,309
9	39,129,005	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	9,278,506	29,850,499	2,985,050	26,865,449	257,806,759
10	38,838,854	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	9,344,574	29,494,280	2,949,428	26,544,852	284,351,610
11	38,548,702	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	9,627,326	28,921,376	2,892,138	26,029,238	310,380,849
12	38,258,550	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	9,699,399	28,559,152	2,855,915	25,703,237	336,084,085
13	37,968,399	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	9,774,682	28,193,717	2,819,372	25,374,345	361,458,431
14	37,678,248	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	9,853,323	27,824,925	2,782,493	25,042,433	386,500,863
15	37,388,097	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	9,935,480	27,452,617	2,745,262	24,707,355	411,208,219

ตารางภาคผนวก ง-10 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนลดลง 10% รายได้เพิ่มขึ้น 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	37,097,945	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	10,235,063	26,862,882	2,686,288	24,176,594	435,384,813
17	36,807,794	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	10,324,743	26,483,050	2,648,305	23,834,745	459,219,558
18	36,517,642	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	10,418,448	26,099,194	2,609,919	23,489,274	482,708,833
19	36,227,490	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	10,516,367	25,711,124	2,571,112	23,140,012	505,848,844
20	35,937,339	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	10,618,692	25,318,646	2,531,865	22,786,782	528,635,626
21	35,647,187	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	10,939,381	24,707,806	2,470,781	22,237,026	550,872,652
22	35,357,036	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	11,051,149	24,305,887	2,430,589	21,875,298	572,747,950
23	35,066,884	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	11,167,970	23,898,915	2,389,891	21,509,023	594,256,973
24	34,776,733	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	11,290,080	23,486,652	2,348,665	21,137,987	615,394,960
25	34,486,581	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	11,417,727	23,068,854	2,306,885	20,761,969	636,156,929

ตารางภาคผนวก ง-11 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้ลดลง 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	35,797,915	35,797,915	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	27,636,761	2,763,676	24,873,085
2	35,547,330	35,547,330	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	25,671,701	2,567,170	23,104,531
3	35,296,744	35,296,744	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	25,366,862	2,536,686	22,830,176
4	35,046,159	35,046,159	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	25,059,639	2,505,964	22,553,675
5	34,795,573	34,795,573	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	24,749,923	2,474,992	22,274,931
6	34,544,988	34,544,988	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	24,437,601	2,443,760	21,993,841
7	34,294,403	34,294,403	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	24,122,554	2,412,255	21,710,299
8	34,043,817	34,043,817	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	23,804,658	2,380,466	21,424,192
9	33,793,232	33,793,232	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	23,483,781	2,348,378	21,135,403
10	33,542,646	33,542,646	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	23,159,787	2,315,979	20,843,808
11	33,292,061	33,292,061	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	22,595,032	2,259,503	20,335,529
12	33,041,475	33,041,475	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	22,264,366	2,226,437	20,037,929
13	32,790,890	32,790,890	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	21,930,132	2,193,013	19,737,119
14	32,540,305	32,540,305	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	21,592,168	2,159,217	19,432,952
15	32,289,720	32,289,720	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	21,250,298	2,125,030	19,125,268

ตารางภาคผนวก ง-11 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้ลดลง 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	32,039,134	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	20,666,843	2,066,684	18,600,158	340,012,895
17	31,788,549	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	20,316,612	2,031,661	18,284,951	358,297,846
18	31,537,964	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	19,961,910	1,996,191	17,965,719	376,263,565
19	31,287,378	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	19,602,526	1,960,253	17,642,274	393,905,839
20	31,036,793	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	19,238,246	1,923,825	17,314,421	411,220,260
21	30,786,207	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	18,631,339	1,863,134	16,768,205	427,988,466
22	30,535,622	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	18,256,568	1,825,657	16,430,911	444,419,376
23	30,285,036	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	17,876,181	1,787,618	16,088,563	460,507,940
24	30,034,451	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	17,489,917	1,748,992	15,740,926	476,248,865
25	29,783,865	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	17,097,502	1,709,750	15,387,752	491,636,617

ตารางภาคผนวก ง-12 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้ลดลง 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่าQ&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	33,913,814	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	25,752,660	2,575,266	23,177,394	-
2	33,676,418	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	23,800,789	2,380,079	21,420,710	21,420,710
3	33,439,021	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	23,509,138	2,350,914	21,158,225	42,578,935
4	33,201,624	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	23,215,104	2,321,510	20,893,594	63,472,529
5	32,964,227	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	22,918,577	2,291,858	20,626,719	84,099,248
6	32,726,831	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	22,619,444	2,261,944	20,357,500	104,456,748
7	32,489,434	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	22,317,586	2,231,759	20,085,827	124,542,575
8	32,252,037	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	22,012,878	2,201,288	19,811,590	144,354,165
9	32,014,641	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	21,705,190	2,170,519	19,534,671	163,888,836
10	31,777,244	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	21,394,384	2,139,438	19,254,946	183,143,782
11	31,539,847	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	20,842,818	2,084,282	18,758,536	201,902,318
12	31,302,450	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	20,525,341	2,052,534	18,472,807	220,375,125
13	31,065,054	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	20,204,296	2,020,430	18,183,867	238,558,991
14	30,827,658	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	19,879,521	1,987,952	17,891,569	256,450,560
15	30,590,261	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	19,550,839	1,955,084	17,595,755	274,046,315

ตารางภาคผนวก ง-12 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้ลดลง 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	30,352,864	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	18,980,572	1,898,057	17,082,515	291,128,830
17	30,115,467	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	18,643,531	1,864,353	16,779,178	307,908,008
18	29,878,071	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	18,302,017	1,830,202	16,471,816	324,379,823
19	29,640,674	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	17,955,822	1,795,582	16,160,240	340,540,063
20	29,403,277	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	17,604,730	1,760,473	15,844,257	356,384,321
21	29,165,881	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	17,011,013	1,701,101	15,309,911	371,694,232
22	28,928,484	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	16,649,430	1,664,943	14,984,487	386,678,719
23	28,691,087	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	16,282,232	1,628,223	14,654,009	401,332,727
24	28,453,690	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	15,909,157	1,590,916	14,318,241	415,650,969
25	28,216,294	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	15,529,930	1,552,993	13,976,937	429,627,906

ตารางภาคผนวก ง-13 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้คงที่

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
1	37,682,016	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	29,520,861	2,952,086	26,568,775	-
2	37,418,242	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	27,542,613	2,754,261	24,788,352	24,788,352
3	37,154,468	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	27,224,585	2,722,459	24,502,127	49,290,479
4	36,890,694	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	26,904,174	2,690,417	24,213,756	73,504,235
5	36,626,919	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	26,581,269	2,658,127	23,923,142	97,427,377
6	36,363,145	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	26,255,759	2,625,576	23,630,183	121,057,560
7	36,099,371	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	25,927,523	2,592,752	23,334,771	144,392,331
8	35,835,597	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	25,596,438	2,559,644	23,036,794	167,429,125
9	35,571,823	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	25,262,372	2,526,237	22,736,135	190,165,259
10	35,308,049	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	24,925,189	2,492,519	22,432,670	212,597,930
11	35,044,275	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	24,347,246	2,434,725	21,912,521	234,510,451
12	34,780,500	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	24,003,391	2,400,339	21,603,052	256,113,502
13	34,516,726	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	23,655,969	2,365,597	21,290,372	277,403,874
14	34,252,953	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	23,304,816	2,330,482	20,974,334	298,378,209
15	33,989,179	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	22,949,757	2,294,976	20,654,781	319,032,990

ตารางภาคผนวก ง-13 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้คงที่ (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	33,725,405	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	22,353,113	2,235,311	20,117,802	339,150,791
17	33,461,631	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	21,989,694	2,198,969	19,790,724	358,941,516
18	33,197,856	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	21,621,803	2,162,180	19,459,623	378,401,138
19	32,934,082	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	21,249,231	2,124,923	19,124,307	397,525,446
20	32,670,308	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	20,871,761	2,087,176	18,784,585	416,310,031
21	32,406,534	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	20,251,666	2,025,167	18,226,499	434,536,530
22	32,142,760	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	19,863,706	1,986,371	17,877,335	452,413,865
23	31,878,986	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	19,470,131	1,947,013	17,523,118	469,936,983
24	31,615,212	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	19,070,678	1,907,068	17,163,610	487,100,593
25	31,351,437	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	18,665,074	1,866,507	16,798,567	503,899,159

ตารางภาคผนวก ง-14 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้เพิ่มขึ้น 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	39,566,117	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	31,404,962	3,140,496	28,264,466	-
2	39,289,154	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	29,413,525	2,941,353	26,472,173	26,472,173
3	39,012,191	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	29,082,309	2,908,231	26,174,078	52,646,251
4	38,735,228	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	28,748,708	2,874,871	25,873,837	78,520,088
5	38,458,265	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	28,412,615	2,841,262	25,571,354	104,091,442
6	38,181,303	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	28,073,916	2,807,392	25,266,524	129,357,966
7	37,904,340	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	27,732,491	2,773,249	24,959,242	154,317,208
8	37,627,377	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	27,388,218	2,738,822	24,649,396	178,966,604
9	37,350,414	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	27,040,963	2,704,096	24,336,867	203,303,471
10	37,073,451	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	26,690,591	2,669,059	24,021,532	227,325,003
11	36,796,488	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	26,099,459	2,609,946	23,489,513	250,814,517
12	36,519,525	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	25,742,416	2,574,242	23,168,174	273,982,691
13	36,242,563	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	25,381,805	2,538,181	22,843,625	296,826,316
14	35,965,601	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	25,017,464	2,501,746	22,515,717	319,342,033
15	35,688,638	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	24,649,216	2,464,922	22,184,294	341,526,327

ตารางภาคผนวก ง-14 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้เพิ่มขึ้น 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	35,411,675	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	24,039,383	2,403,938	21,635,445	363,161,772
17	35,134,712	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	23,662,775	2,366,278	21,296,498	384,458,270
18	34,857,749	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	23,281,696	2,328,170	20,953,526	405,411,796
19	34,580,786	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	22,895,935	2,289,593	20,606,341	426,018,137
20	34,303,824	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	22,505,276	2,250,528	20,254,749	446,272,886
21	34,026,861	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	21,871,993	2,187,199	19,684,793	465,957,679
22	33,749,898	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	21,470,844	2,147,084	19,323,759	485,281,438
23	33,472,935	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	21,064,080	2,106,408	18,957,672	504,239,110
24	33,195,972	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	20,651,439	2,065,144	18,586,295	522,825,405
25	32,919,009	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	20,232,646	2,023,265	18,209,381	541,034,786

ตารางภาคผนวก ง-15 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้เพิ่มขึ้น 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	41,450,218	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,161,155	33,289,063	3,328,906	29,960,157	-
2	41,160,066	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	9,875,629	31,284,438	3,128,444	28,155,994	28,155,994
3	40,869,914	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	9,929,882	30,940,032	3,094,003	27,846,029	56,002,023
4	40,579,763	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	9,986,520	30,593,243	3,059,324	27,533,919	83,535,941
5	40,289,611	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,045,650	30,243,961	3,024,396	27,219,565	110,755,506
6	39,999,460	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,107,386	29,892,073	2,989,207	26,902,866	137,658,372
7	39,709,308	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,171,848	29,537,460	2,953,746	26,583,714	164,242,086
8	39,419,157	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,239,159	29,179,998	2,918,000	26,261,998	190,504,084
9	39,129,005	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,309,451	28,819,554	2,881,955	25,937,599	216,441,683
10	38,838,854	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,382,860	28,455,994	2,845,599	25,610,394	242,052,077
11	38,548,702	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	10,697,029	27,851,673	2,785,167	25,066,506	267,118,583
12	38,258,550	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	10,777,110	27,481,441	2,748,144	24,733,297	291,851,880
13	37,968,399	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	10,860,757	27,107,641	2,710,764	24,396,877	316,248,757
14	37,678,248	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	10,948,137	26,730,111	2,673,011	24,057,100	340,305,857
15	37,388,097	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,039,422	26,348,675	2,634,867	23,713,807	364,019,664

ตารางภาคผนวก ง-15 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนคงที่รายได้เพิ่มขึ้น 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	37,097,945	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,372,292	25,725,653	2,572,565	23,153,088	387,172,752
17	36,807,794	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	11,471,937	25,335,857	2,533,586	22,802,271	409,975,023
18	36,517,642	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	11,576,054	24,941,589	2,494,159	22,447,430	432,422,453
19	36,227,490	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	11,684,852	24,542,639	2,454,264	22,088,375	454,510,828
20	35,937,339	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	11,798,547	24,138,792	2,413,879	21,724,913	476,235,741
21	35,647,187	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,154,868	23,492,319	2,349,232	21,143,087	497,378,828
22	35,357,036	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,279,054	23,077,982	2,307,798	20,770,183	518,149,011
23	35,066,884	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	12,408,855	22,658,029	2,265,803	20,392,226	538,541,238
24	34,776,733	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	12,544,534	22,232,199	2,223,220	20,008,979	558,550,217
25	34,486,581	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	12,686,363	21,800,218	2,180,022	19,620,196	578,170,413

ตารางภาคผนวก ง-16 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้ลดลง 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	35,797,915	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,569,212	27,228,703	2,722,870	24,505,833	-
2	35,547,330	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,369,410	25,177,920	2,517,792	22,660,128	22,660,128
3	35,296,744	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,426,377	24,870,368	2,487,037	22,383,331	45,043,459
4	35,046,159	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,485,846	24,560,313	2,456,031	22,104,282	67,147,740
5	34,795,573	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,547,933	24,247,641	2,424,764	21,822,877	88,970,617
6	34,544,988	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,612,756	23,932,232	2,393,223	21,539,009	110,509,626
7	34,294,403	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,680,441	23,613,962	2,361,396	21,252,566	131,762,192
8	34,043,817	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,751,117	23,292,700	2,329,270	20,963,430	152,725,622
9	33,793,232	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,824,923	22,968,308	2,296,831	20,671,477	173,397,099
10	33,542,646	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,902,003	22,640,644	2,264,064	20,376,579	193,773,678
11	33,292,061	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,231,880	22,060,180	2,206,018	19,854,162	213,627,841
12	33,041,475	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,315,965	21,725,510	2,172,551	19,552,959	233,180,800
13	32,790,890	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,403,795	21,387,095	2,138,709	19,248,385	252,429,185
14	32,540,305	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	11,495,544	21,044,762	2,104,476	18,940,285	271,369,471
15	32,289,720	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,591,393	20,698,327	2,069,833	18,628,494	289,997,965

ตารางภาคผนวก ง-16 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้ลดลง 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	32,039,134	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,940,907	20,098,228	2,009,823	18,088,405	308,086,370
17	31,788,549	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,045,534	19,743,015	1,974,302	17,768,714	325,855,084
18	31,537,964	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,154,856	19,383,107	1,938,311	17,444,797	343,299,880
19	31,287,378	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,269,094	19,018,284	1,901,828	17,116,455	360,416,336
20	31,036,793	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,388,475	18,648,318	1,864,832	16,783,486	377,199,822
21	30,786,207	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,762,611	18,023,596	1,802,360	16,221,236	393,421,058
22	30,535,622	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,893,007	17,642,615	1,764,261	15,878,353	409,299,412
23	30,285,036	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,029,298	17,255,739	1,725,574	15,530,165	424,829,577
24	30,034,451	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,171,760	16,862,691	1,686,269	15,176,422	440,005,998
25	29,783,865	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,320,681	16,463,184	1,646,318	14,816,866	454,822,864

ตารางภาคผนวก ง-17 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้ลดลง 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	33,913,814	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,569,212	8,161,155	25,752,660	2,575,266	23,177,394	-
2	33,676,418	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,369,410	9,875,629	23,800,789	2,380,079	21,420,710	21,420,710
3	33,439,021	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,426,377	9,929,882	23,509,138	2,350,914	21,158,225	42,578,935
4	33,201,624	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,485,846	9,986,520	23,215,104	2,321,510	20,893,594	63,472,529
5	32,964,227	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,547,933	10,045,650	22,918,577	2,291,858	20,626,719	84,099,248
6	32,726,831	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,612,756	10,107,386	22,619,444	2,261,944	20,357,500	104,456,748
7	32,489,434	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,680,441	10,171,848	22,317,586	2,231,759	20,085,827	124,542,575
8	32,252,037	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,751,117	10,239,159	22,012,878	2,201,288	19,811,590	144,354,165
9	32,014,641	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,824,923	10,309,451	21,705,190	2,170,519	19,534,671	163,888,836
10	31,777,244	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,902,003	10,382,860	21,394,384	2,139,438	19,254,946	183,143,782
11	31,539,847	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,231,880	10,697,029	20,842,818	2,084,282	18,758,536	201,902,318
12	31,302,450	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,315,965	10,777,110	20,525,341	2,052,534	18,472,807	220,375,125
13	31,065,054	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,403,795	10,860,757	20,204,296	2,020,430	18,183,867	238,558,991
14	30,827,658	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,495,544	10,948,137	19,879,521	1,987,952	17,891,569	256,450,560
15	30,590,261	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,591,393	11,039,422	19,550,839	1,955,084	17,595,755	274,046,315

ตารางภาคผนวก ง-17 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้ลดลง 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	30,352,864	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,940,907	11,372,292	18,980,572	1,898,057	17,082,515	291,128,830
17	30,115,467	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,045,534	11,471,937	18,643,531	1,864,353	16,779,178	307,908,008
18	29,878,071	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,154,856	11,576,054	18,302,017	1,830,202	16,471,816	324,379,823
19	29,640,674	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,269,094	11,684,852	17,955,822	1,795,582	16,160,240	340,540,063
20	29,403,277	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,388,475	11,798,547	17,604,730	1,760,473	15,844,257	356,384,321
21	29,165,881	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,762,611	12,154,868	17,011,013	1,701,101	15,309,911	371,694,232
22	28,928,484	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,893,007	12,279,054	16,649,430	1,664,943	14,984,487	386,678,719
23	28,691,087	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,029,298	12,408,855	16,282,232	1,628,223	14,654,009	401,332,727
24	28,453,690	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,171,760	12,544,534	15,909,157	1,590,916	14,318,241	415,650,969
25	28,216,294	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,320,681	12,686,363	15,529,930	1,552,993	13,976,937	429,627,906

ตารางภาคผนวก ง-18 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้คงที่

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
1	37,682,016	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,569,212	29,112,804	2,911,280	26,201,523	2,911,280
2	37,418,242	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,369,410	27,048,832	2,704,883	24,343,949	27,255,229
3	37,154,468	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,426,377	26,728,091	2,672,809	24,055,282	51,310,511
4	36,890,694	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,485,846	26,404,848	2,640,485	23,764,363	75,074,874
5	36,626,919	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,547,933	26,078,987	2,607,899	23,471,088	98,545,962
6	36,363,145	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,612,756	25,750,389	2,575,039	23,175,350	121,721,312
7	36,099,371	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,680,441	25,418,930	2,541,893	22,877,037	144,598,350
8	35,835,597	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,751,117	25,084,480	2,508,448	22,576,032	167,174,382
9	35,571,823	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,824,923	24,746,899	2,474,690	22,272,209	189,446,591
10	35,308,049	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,902,003	24,406,046	2,440,605	21,965,441	211,412,033
11	35,044,275	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,231,880	23,812,394	2,381,239	21,431,155	232,843,187
12	34,780,500	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,315,965	23,464,535	2,346,454	21,118,082	253,961,269
13	34,516,726	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,403,795	23,112,931	2,311,293	20,801,638	274,762,907
14	34,252,953	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	11,495,544	22,757,409	2,275,741	20,481,668	295,244,575
15	33,989,179	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,591,393	22,397,786	2,239,779	20,158,007	315,402,582

ตารางภาคผนวก ง-18 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้คงที่ (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	33,725,405	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,940,907	21,784,498	2,178,450	19,606,048	335,008,631
17	33,461,631	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,045,534	21,416,097	2,141,610	19,274,487	354,283,118
18	33,197,856	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,154,856	21,043,000	2,104,300	18,938,700	373,221,818
19	32,934,082	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,269,094	20,664,988	2,066,499	18,598,489	391,820,307
20	32,670,308	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,388,475	20,281,834	2,028,183	18,253,650	410,073,957
21	32,406,534	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,762,611	19,643,923	1,964,392	17,679,530	427,753,488
22	32,142,760	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,893,007	19,249,753	1,924,975	17,324,778	445,078,265
23	31,878,986	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,029,298	18,849,688	1,884,969	16,964,719	462,042,984
24	31,615,212	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,171,760	18,443,451	1,844,345	16,599,106	478,642,091
25	31,351,437	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,320,681	18,030,756	1,803,076	16,227,680	494,869,771

ตารางภาคผนวก ง-19 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้เพิ่มขึ้น 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	39,566,117	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,569,212	30,996,905	3,099,690	27,897,214	3,099,690
2	39,289,154	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,369,410	28,919,744	2,891,974	26,027,770	29,127,460
3	39,012,191	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,426,377	28,585,814	2,858,581	25,727,233	54,854,693
4	38,735,228	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,485,846	28,249,382	2,824,938	25,424,444	80,279,137
5	38,458,265	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,547,933	27,910,333	2,791,033	25,119,299	105,398,436
6	38,181,303	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,612,756	27,568,547	2,756,855	24,811,692	130,210,128
7	37,904,340	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,680,441	27,223,899	2,722,390	24,501,509	154,711,638
8	37,627,377	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,751,117	26,876,260	2,687,626	24,188,634	178,900,271
9	37,350,414	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,824,923	26,525,491	2,652,549	23,872,941	202,773,213
10	37,073,451	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,902,003	26,171,448	2,617,145	23,554,304	226,327,516
11	36,796,488	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,231,880	25,564,608	2,556,461	23,008,147	249,335,664
12	36,519,525	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,315,965	25,203,560	2,520,356	22,683,204	272,018,868
13	36,242,563	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,403,795	24,838,767	2,483,877	22,354,890	294,373,758
14	35,965,601	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	11,495,544	24,470,057	2,447,006	22,023,051	316,396,810
15	35,688,638	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,591,393	24,097,245	2,409,724	21,687,520	338,084,330

ตารางภาคผนวก ง-19 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้เพิ่มขึ้น 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	35,411,675	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,940,907	23,470,768	2,347,077	21,123,692	359,208,021
17	35,134,712	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,045,534	23,089,178	2,308,918	20,780,261	379,988,282
18	34,857,749	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,154,856	22,702,893	2,270,289	20,432,604	400,420,886
19	34,580,786	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,269,094	22,311,692	2,231,169	20,080,523	420,501,408
20	34,303,824	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,388,475	21,915,349	2,191,535	19,723,814	440,225,223
21	34,026,861	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,762,611	21,264,249	2,126,425	19,137,824	459,363,047
22	33,749,898	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,893,007	20,856,891	2,085,689	18,771,202	478,134,249
23	33,472,935	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,029,298	20,443,637	2,044,364	18,399,273	496,533,522
24	33,195,972	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,171,760	20,024,212	2,002,421	18,021,791	514,555,313
25	32,919,009	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,320,681	19,598,328	1,959,833	17,638,495	532,193,808

ตารางภาคผนวก ง-20 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้เพิ่มขึ้น 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	41,450,218	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,569,212	32,881,005	3,288,101	29,592,905	27,711,590
2	41,160,066	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,369,410	30,790,656	3,079,066	27,711,590	55,423,181
3	40,869,914	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,426,377	30,443,538	3,044,354	27,399,184	82,822,365
4	40,579,763	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,485,846	30,093,917	3,009,392	27,084,525	109,906,890
5	40,289,611	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	10,547,933	29,741,679	2,974,168	26,767,511	136,674,401
6	39,999,460	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	10,612,756	29,386,704	2,938,670	26,448,034	163,122,434
7	39,709,308	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	10,680,441	29,028,868	2,902,887	26,125,981	189,248,415
8	39,419,157	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	10,751,117	28,668,040	2,866,804	25,801,236	215,049,651
9	39,129,005	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	10,824,923	28,304,082	2,830,408	25,473,674	240,523,325
10	38,838,854	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	10,902,003	27,936,851	2,793,685	25,143,166	265,666,490
11	38,548,702	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,231,880	27,316,822	2,731,682	24,585,139	290,251,630
12	38,258,550	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,315,965	26,942,585	2,694,259	24,248,327	314,499,957
13	37,968,399	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,403,795	26,564,603	2,656,460	23,908,143	338,408,100
14	37,678,248	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	11,495,544	26,182,704	2,618,270	23,564,434	361,972,534
15	37,388,097	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	11,591,393	25,796,704	2,579,670	23,217,033	385,189,567

ตารางภาคผนวก ง-20 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 5% รายได้เพิ่มขึ้น 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	37,097,945	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	11,940,907	25,157,039	2,515,704	22,641,335	407,830,902
17	36,807,794	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,045,534	24,762,260	2,476,226	22,286,034	430,116,936
18	36,517,642	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,154,856	24,362,786	2,436,279	21,926,507	452,043,443
19	36,227,490	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,269,094	23,958,396	2,395,840	21,562,557	473,606,000
20	35,937,339	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,388,475	23,548,864	2,354,886	21,193,978	494,799,978
21	35,647,187	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	12,762,611	22,884,576	2,288,458	20,596,118	515,396,096
22	35,357,036	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	12,893,007	22,464,029	2,246,403	20,217,626	535,613,722
23	35,066,884	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,029,298	22,037,586	2,203,759	19,833,828	555,447,550
24	34,776,733	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,171,760	21,604,972	2,160,497	19,444,475	574,892,025
25	34,486,581	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,320,681	21,165,900	2,116,590	19,049,310	593,941,335

ตารางภาคผนวก ง-21กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้ลดลง 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	35,797,915	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,977,270	26,820,645	2,682,065	24,138,581	-
2	35,547,330	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,863,191	24,684,138	2,468,414	22,215,725	22,215,725
3	35,296,744	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,922,871	24,373,874	2,437,387	21,936,486	44,152,211
4	35,046,159	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,985,172	24,060,987	2,406,099	21,654,888	65,807,099
5	34,795,573	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	11,050,215	23,745,358	2,374,536	21,370,822	87,177,921
6	34,544,988	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	11,118,125	23,426,863	2,342,686	21,084,177	108,262,098
7	34,294,403	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	11,189,033	23,105,370	2,310,537	20,794,833	129,056,930
8	34,043,817	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	11,263,075	22,780,742	2,278,074	20,502,668	149,559,598
9	33,793,232	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	11,340,396	22,452,836	2,245,284	20,207,552	169,767,151
10	33,542,646	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	11,421,146	22,121,501	2,212,150	19,909,351	189,676,501
11	33,292,061	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,766,732	21,525,329	2,152,533	19,372,796	209,049,297
12	33,041,475	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,854,821	21,186,655	2,118,665	19,067,989	228,117,286
13	32,790,890	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,946,833	20,844,057	2,084,406	18,759,651	246,876,938
14	32,540,305	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	12,042,951	20,497,355	2,049,735	18,447,619	265,324,557
15	32,289,720	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	12,143,364	20,146,356	2,014,636	18,131,720	283,456,277

ตารางภาคผนวก ง-21 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้ลดลง 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	32,039,134	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	12,509,521	19,529,613	1,952,961	17,576,652	301,032,929
17	31,788,549	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,619,131	19,169,418	1,916,942	17,252,477	318,285,406
18	31,537,964	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,733,659	18,804,305	1,880,430	16,923,874	335,209,280
19	31,287,378	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,853,337	18,434,041	1,843,404	16,590,637	351,799,917
20	31,036,793	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,978,402	18,058,391	1,805,839	16,252,552	368,052,469
21	30,786,207	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	13,370,355	17,415,853	1,741,585	15,674,267	383,726,736
22	30,535,622	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	13,506,960	17,028,662	1,702,866	15,325,796	399,052,532
23	30,285,036	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,649,741	16,635,296	1,663,530	14,971,766	414,024,298
24	30,034,451	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,798,987	16,235,464	1,623,546	14,611,918	428,636,216
25	29,783,865	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,955,000	15,828,866	1,582,887	14,245,979	442,882,195

ตารางภาคผนวก ง-22 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้ลดลง 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	33,913,814	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,977,270	24,936,544	2,493,654	22,442,890	-
2	33,676,418	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,863,191	22,813,226	2,281,323	20,531,904	20,531,904
3	33,439,021	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,922,871	22,516,150	2,251,615	20,264,535	40,796,439
4	33,201,624	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,985,172	22,216,452	2,221,645	19,994,807	60,791,246
5	32,964,227	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	11,050,215	21,914,012	2,191,401	19,722,611	80,513,857
6	32,726,831	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	11,118,125	21,608,706	2,160,871	19,447,835	99,961,692
7	32,489,434	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	11,189,033	21,300,401	2,130,040	19,170,361	119,132,053
8	32,252,037	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	11,263,075	20,988,962	2,098,896	18,890,066	138,022,119
9	32,014,641	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	11,340,396	20,674,245	2,067,424	18,606,820	156,628,939
10	31,777,244	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	11,421,146	20,356,098	2,035,610	18,320,488	174,949,427
11	31,539,847	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,766,732	19,773,115	1,977,312	17,795,804	192,745,231
12	31,302,450	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,854,821	19,447,630	1,944,763	17,502,867	210,248,098
13	31,065,054	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,946,833	19,118,220	1,911,822	17,206,398	227,454,496
14	30,827,658	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	12,042,951	18,784,707	1,878,471	16,906,236	244,360,732
15	30,590,261	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	12,143,364	18,446,897	1,844,690	16,602,207	260,962,940

ตารางภาคผนวก ง-22 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้ลดลง 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
16	30,352,864	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	12,509,521	17,843,343	1,784,334	16,059,009	277,021,948
17	30,115,467	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,619,131	17,496,337	1,749,634	15,746,703	292,768,652
18	29,878,071	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,733,659	17,144,412	1,714,441	15,429,971	308,198,622
19	29,640,674	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,853,337	16,787,337	1,678,734	15,108,603	323,307,226
20	29,403,277	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,978,402	16,424,875	1,642,488	14,782,388	338,089,614
21	29,165,881	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	13,370,355	15,795,526	1,579,553	14,215,973	352,305,587
22	28,928,484	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	13,506,960	15,421,524	1,542,152	13,879,372	366,184,959
23	28,691,087	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,649,741	15,041,347	1,504,135	13,537,212	379,722,170
24	28,453,690	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,798,987	14,654,703	1,465,470	13,189,233	392,911,404
25	28,216,294	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,955,000	14,261,294	1,426,129	12,835,165	405,746,568

ตารางภาคผนวก ง-23 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้คงที่

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่าQ&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
1	37,682,016	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,977,270	28,704,746	2,870,475	25,834,271	-
2	37,418,242	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,863,191	26,555,050	2,655,505	23,899,545	23,899,545
3	37,154,468	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,922,871	26,231,597	2,623,160	23,608,437	47,507,983
4	36,890,694	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,985,172	25,905,522	2,590,552	23,314,969	70,822,952
5	36,626,919	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	11,050,215	25,576,704	2,557,670	23,019,034	93,841,986
6	36,363,145	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	11,118,125	25,245,020	2,524,502	22,720,518	116,562,504
7	36,099,371	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	11,189,033	24,910,338	2,491,034	22,419,304	138,981,808
8	35,835,597	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	11,263,075	24,572,522	2,457,252	22,115,270	161,097,078
9	35,571,823	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	11,340,396	24,231,427	2,423,143	21,808,284	182,905,362
10	35,308,049	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	11,421,146	23,886,903	2,388,690	21,498,213	204,403,575
11	35,044,275	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,766,732	23,277,543	2,327,754	20,949,788	225,353,363
12	34,780,500	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,854,821	22,925,680	2,292,568	20,633,112	245,986,475
13	34,516,726	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,946,833	22,569,893	2,256,989	20,312,904	266,299,379
14	34,252,953	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	12,042,951	22,210,002	2,221,000	19,989,002	286,288,381
15	33,989,179	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	12,143,364	21,845,815	2,184,581	19,661,233	305,949,614

ตารางภาคผนวก ง-23 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้คงที่ (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	33,725,405	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	12,509,521	21,215,884	2,121,588	19,094,295	325,043,909
17	33,461,631	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,619,131	20,842,500	2,084,250	18,758,250	343,802,159
18	33,197,856	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,733,659	20,464,198	2,046,420	18,417,778	362,219,937
19	32,934,082	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,853,337	20,080,745	2,008,075	18,072,671	380,292,608
20	32,670,308	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,978,402	19,691,906	1,969,191	17,722,716	398,015,324
21	32,406,534	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	13,370,355	19,036,179	1,903,618	17,132,561	415,147,885
22	32,142,760	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	13,506,960	18,635,800	1,863,580	16,772,220	431,920,105
23	31,878,986	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,649,741	18,229,245	1,822,925	16,406,321	448,326,426
24	31,615,212	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,798,987	17,816,225	1,781,622	16,034,602	464,361,028
25	31,351,437	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,955,000	17,396,438	1,739,644	15,656,794	480,017,822

ตารางภาคผนวก ง-24 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้เพิ่มขึ้น 5%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	37,682,017	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,977,270	28,704,747	2,870,475	25,834,272	-
2	37,418,243	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,863,191	26,555,052	2,655,505	23,899,546	23,899,546
3	37,154,469	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,922,871	26,231,598	2,623,160	23,608,438	47,507,985
4	36,890,695	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,985,172	25,905,523	2,590,552	23,314,970	70,822,955
5	36,626,920	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	11,050,215	25,576,705	2,557,671	23,019,035	93,841,990
6	36,363,146	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	11,118,125	25,245,021	2,524,502	22,720,519	116,562,509
7	36,099,372	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	11,189,033	24,910,339	2,491,034	22,419,305	138,981,814
8	35,835,598	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	11,263,075	24,572,523	2,457,252	22,115,271	161,097,085
9	35,571,824	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	11,340,396	24,231,428	2,423,143	21,808,285	182,905,370
10	35,308,050	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	11,421,146	23,886,904	2,388,690	21,498,214	204,403,583
11	35,044,276	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,766,732	23,277,544	2,327,754	20,949,789	225,353,373
12	34,780,501	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,854,821	22,925,681	2,292,568	20,633,113	245,986,486
13	34,516,727	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,946,833	22,569,894	2,256,989	20,312,905	266,299,390
14	34,252,954	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	12,042,951	22,210,003	2,221,000	19,989,003	286,288,393
15	33,989,180	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	12,143,364	21,845,816	2,184,582	19,661,234	305,949,627

ตารางภาคผนวก ง-24 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้เพิ่มขึ้น 5% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	33,725,406	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	12,509,521	21,215,885	2,121,588	19,094,296	325,043,924
17	33,461,632	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,619,131	20,842,501	2,084,250	18,758,251	343,802,175
18	33,197,857	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,733,659	20,464,199	2,046,420	18,417,779	362,219,953
19	32,934,083	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,853,337	20,080,746	2,008,075	18,072,672	380,292,625
20	32,670,309	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,978,402	19,691,907	1,969,191	17,722,717	398,015,342
21	32,406,535	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	13,370,355	19,036,180	1,903,618	17,132,562	415,147,904
22	32,142,761	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	13,506,960	18,635,801	1,863,580	16,772,221	431,920,125
23	31,878,987	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,649,741	18,229,246	1,822,925	16,406,322	448,326,446
24	31,615,213	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,798,987	17,816,226	1,781,623	16,034,603	464,361,050
25	31,351,438	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,955,000	17,396,439	1,739,644	15,656,795	480,017,844

ตารางภาคผนวก ง-25 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้เพิ่มขึ้น 10%

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุนรวม	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม					
1	41,450,218	70,080	1,344,000	0	1,016,470	6,160,139	8,520,609	8,977,270	32,472,948	3,247,295	29,225,653	-
2	41,160,066	69,589	1,399,200	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,325,809	10,863,191	30,296,875	3,029,687	27,267,187	27,267,187
3	40,869,914	69,099	1,456,800	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,383,409	10,922,871	29,947,044	2,994,704	26,952,339	54,219,527
4	40,579,763	68,608	1,516,909	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,443,518	10,985,172	29,594,591	2,959,459	26,635,132	80,854,658
5	40,289,611	68,118	1,579,642	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,506,251	11,050,215	29,239,396	2,923,940	26,315,456	107,170,115
6	39,999,460	67,627	1,645,118	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,571,727	11,118,125	28,881,335	2,888,133	25,993,201	133,163,316
7	39,709,308	67,137	1,713,463	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,640,072	11,189,033	28,520,275	2,852,028	25,668,248	158,831,564
8	39,419,157	66,646	1,784,807	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,711,416	11,263,075	28,156,082	2,815,608	25,340,474	184,172,037
9	39,129,005	66,156	1,859,289	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,785,898	11,340,396	27,788,609	2,778,861	25,009,748	209,181,785
10	38,838,854	65,665	1,937,052	1,750,000	1,016,470	6,160,139	10,863,661	11,421,146	27,417,708	2,741,771	24,675,937	233,857,723
11	38,548,702	65,174	2,018,247	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,194,856	11,766,732	26,781,970	2,678,197	24,103,773	257,961,496
12	38,258,550	64,684	2,103,033	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,279,642	11,854,821	26,403,730	2,640,373	23,763,357	281,724,853
13	37,968,399	64,193	2,191,574	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,368,183	11,946,833	26,021,566	2,602,157	23,419,409	305,144,262
14	37,678,248	63,703	2,284,043	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,460,652	12,042,951	25,635,298	2,563,530	23,071,768	328,216,029
15	37,388,097	63,212	2,380,623	2,000,000	1,016,470	6,160,139	11,557,232	12,143,364	25,244,733	2,524,473	22,720,259	350,936,289

ตารางภาคผนวก ง-25 กระแสเงินสดของโครงการ 25 ปี จำนวนวัน 365 วัน ใน 1 ปี เมื่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้น 10% รายได้เพิ่มขึ้น 10% (ต่อ)

ปีที่	รายได้	ต้นทุนแปรผัน	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน					ต้นทุน	กำไรก่อนหักภาษี	ภาษี 10%	กำไรสุทธิ	กำไรสะสม
			ต้นทุนคงที่									
			เงินเดือน	ค่า Q&M	ค่าเบี้ยประกัน	ค่าเสื่อมราคา	ต้นทุนคงที่รวม	รวม				
16	37,097,945	62,722	2,481,503	2,250,000	1,016,470	6,160,139	11,908,112	12,509,521	24,588,424	2,458,842	22,129,582	373,065,870
17	36,807,794	62,231	2,586,883	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,013,492	12,619,131	24,188,663	2,418,866	21,769,797	394,835,667
18	36,517,642	61,740	2,696,970	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,123,579	12,733,659	23,783,983	2,378,398	21,405,585	416,241,252
19	36,227,490	61,250	2,811,985	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,238,594	12,853,337	23,374,154	2,337,415	21,036,738	437,277,990
20	35,937,339	60,759	2,932,155	2,250,000	1,016,470	6,160,139	12,358,764	12,978,402	22,958,937	2,295,894	20,663,043	457,941,034
21	35,647,187	60,269	3,057,720	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,734,329	13,370,355	22,276,833	2,227,683	20,049,149	477,990,183
22	35,357,036	59,778	3,188,933	2,500,000	1,016,470	6,160,139	12,865,542	13,506,960	21,850,076	2,185,008	19,665,069	497,655,251
23	35,066,884	59,288	3,326,056	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,002,665	13,649,741	21,417,144	2,141,714	19,275,429	516,930,681
24	34,776,733	58,797	3,469,366	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,145,975	13,798,987	20,977,746	2,097,775	18,879,971	535,810,652
25	34,486,581	58,307	3,619,151	2,500,000	1,016,470	6,160,139	13,295,760	13,955,000	20,531,582	2,053,158	18,478,423	554,289,075

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ – ชื่อสกุล นายกิตติพงศ์ เพทาย

รหัสประจำตัวนักศึกษา 5710121003

วุฒิการศึกษา

วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
วิศวกรรมศาสตร์ (วิศวกรรมไฟฟ้า)	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์	2552

ตำแหน่งและสถานที่ทำงาน

นักวิชาการพลังงานชำนาญการ
สำนักงานพลังงานจังหวัดตรัง
103 หมู่ที่ 6 ถนน ตรัง-ปะเหลียน ตำบลบ้านควน อำเภอเมือง จังหวัดตรัง