

**SỐ HIỆU CT: 25.05.CT.ST.S**

**DỰ ÁN: LẮP ĐẶT HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI MÁI NHÀ  
TẠI CÁC CÔNG TRÌNH CỦA  
TỔNG CÔNG TY THƯƠNG MẠI SÀI GÒN – TNHH MỘT THÀNH VIÊN**

**TẬP 3  
THUYẾT MINH THIẾT KẾ BẢN VẼ THI CÔNG**

SỐ HIỆU CT: 25.05.CT.ST.S

DỰ ÁN: LẮP ĐẶT HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI MÁI NHÀ  
TẠI CÁC CÔNG TRÌNH CỦA  
TỔNG CÔNG TY THƯƠNG MẠI SÀI GÒN – TNHH MỘT THÀNH VIÊN

TỔNG CÔNG TY THƯƠNG MẠI SÀI GÒN - TNHH MTV

**THẨM ĐỊNH**

Theo Văn bản số... 5.36./.....

ngày... 10 tháng 09 năm 2025

Ký tên: *Trần Công Bằng*

KS. Trần Công Bằng

TẬP 3  
THUYẾT MINH THIẾT KẾ BẢN VẼ THI CÔNG

Chủ nhiệm dự án : Vũ An Phú  
Chủ trì thiết kế điện : Hà Văn Công

CHỦ ĐẦU TƯ  
TỔNG CÔNG TY  
THƯƠNG MẠI SÀI GÒN  
TNHH MỘT THÀNH VIÊN



*Phan Văn Phúc*  
PHAN VĂN PHÚC

TƯ VẤN THIẾT KẾ  
CÔNG TY CỔ PHẦN TƯ VẤN & ĐẦU TƯ  
NĂNG LƯỢNG SÀI GÒN  
TỔNG GIÁM ĐỐC



*Ngô Hùng Thuận*  
NGÔ HÙNG THUẬN

CÔNG TY CỔ PHẦN TƯ VẤN XÂY DỰNG TỔNG HỢP  
NAGECCO

**THẨM TRA**

Theo Văn bản số: 5.1/2025./BCTTr

ngày 6 tháng 8 năm 2025

Chủ trì bộ môn ký tên:

*Nguyễn Thị Thủy Linh*

KS. Nguyễn Thị Thủy Linh

## NỘI DUNG BIÊN CHẾ HỒ SƠ

Hồ sơ báo cáo kinh tế kỹ thuật (BCKTKT) công trình Lắp đặt Hệ thống điện mặt trời mái nhà tại các công trình của Tổng Công ty Thương mại Sài Gòn – TNHH Một thành viên được biên chế như sau:

- Tập 1: Báo cáo kinh tế kỹ thuật
- Tập 2: Tổng mức đầu tư xây dựng và phân tích kinh tế tài chính
- Tập 3: Thuyết minh thiết kế bản vẽ thi công
- Tập 4: Các bản vẽ

⇒ Tập này là **Tập 3: Thuyết minh thiết kế bản vẽ thi công**

## MỤC LỤC

MỤC LỤC	2
DANH MỤC HÌNH ẢNH	5
DANH MỤC BẢNG BIỂU	6
Phần 1 THUYẾT MINH	1
<b>Chương 1 TỔNG QUAN</b>	2
1.1. CƠ SỞ LẬP DỰ ÁN	2
1.2. MỤC TIÊU DỰ ÁN	2
<b>Chương 2 ĐẶC ĐIỂM CÔNG TRÌNH</b>	4
2.1. GIỚI THIỆU CÔNG TRÌNH	4
2.1.1. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA CỬ CHI	4
2.1.2. KHO LẠNH SATRA	9
2.1.3. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA VÕ VĂN KIỆT	13
2.2. QUY MÔ DỰ ÁN	17
2.2.1. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA CỬ CHI	17
2.2.2. KHO LẠNH SATRA	17
2.2.3. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA VÕ VĂN KIỆT	18
<b>Chương 4 CÁC GIẢI PHÁP KỸ THUẬT CHÍNH</b>	19
4.1. TIÊU CHUẨN ÁP DỤNG	19
4.1.1. TIÊU CHUẨN PHẦN HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI	19
4.1.2. TIÊU CHUẨN SỬ DỤNG TRONG THIẾT KẾ VÀ LỰA CHỌN THIẾT BỊ	19
4.2. GIẢI PHÁP THIẾT KẾ CHÍNH	21
4.2.1. MẶT BẰNG BỐ TRÍ TỔNG THỂ	21
4.2.2. PHƯƠNG ÁN PHÒNG CHÁY CHỮA CHÁY	22
4.2.3. SƠ ĐỒ ĐẦU DÂY	24
4.2.4. PHƯƠNG ÁN CHỐNG PHÁT ĐIỆN LÊN LƯỚI (ZERO EXPORT)	25
4.2.5. HỆ THỐNG GIÁM SÁT, ĐIỀU KHIỂN	26
4.3. LỰA CHỌN CÔNG NGHỆ VÀ LỰA CHỌN THIẾT BỊ	28
4.3.1. TẮM PIN MẶT TRỜI:	28
4.3.2. BỘ CHUYỂN ĐỔI ĐIỆN DC/AC (MICRO-INVERTER)	32
4.3.3. DÂY CẤP ĐIỆN	34
4.3.4. TỦ ĐIỆN XOAY CHIỀU VÀ THIẾT BỊ ĐÓNG CẮT	34
4.3.5. HỆ THỐNG NỐI ĐẤT	37
4.3.6. HỆ THỐNG CHỐNG SÉT	37
4.4. CÁC GIẢI PHÁP KỸ THUẬT PHẦN XÂY DỰNG KHUNG ĐỖ PIN	37
4.4.1. YÊU CẦU CHUNG KHI LẮP PIN:	37
4.4.2. THIẾT KẾ KHUNG ĐỖ PIN	38
4.5. PHẦN MỀM SỬ DỤNG TÍNH TOÁN	39
4.6. THÔNG SỐ KỸ THUẬT CỦA THIẾT BỊ	39
4.6.1. THÔNG SỐ KỸ THUẬT TẮM PIN NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI	39
4.6.2. THÔNG SỐ KỸ THUẬT MICRO INVERTER	40
4.6.3. THÔNG SỐ KỸ THUẬT TỦ ĐIỆN AC	42

4.6.4.	THÔNG SỐ KỸ THUẬT CẤP ĐIỆN AC	43
4.6.5.	THÔNG SỐ KỸ THUẬT CẤP ĐIỆN DC	44
<b>Chương 5</b>	<b>CHỈ DẪN KỸ THUẬT</b>	<b>45</b>
5.1.	YÊU CẦU CHUNG	45
5.1.1.	CÁC TIÊU CHUẨN	45
5.1.2.	MÃ MÁC VÀ KÝ HIỆU PHÂN BIỆT	45
5.1.3.	ĐÓNG GÓI	45
5.1.4.	VẬT LIỆU VÀ PHỤ KIỆN	45
5.1.5.	ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG	46
5.2.	ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT THIẾT BỊ	46
5.3.	THIẾT KẾ, CHẾ TẠO VÀ THỬ NGHIỆM	46
5.3.1.	TẮM PIN MẶT TRỜI	46
5.3.2.	CẤP HẠ ÁP DC	48
5.3.3.	CẤP HẠ THỂ AC	49
5.4.	CHỈ DẪN LẮP ĐẶT	49
5.4.1.	YÊU CẦU CHUNG	49
5.4.2.	LẮP ĐẶT TẮM PV	49
5.4.3.	LẮP ĐẶT CẤP	51
5.4.4.	MÁNG ĐIỆN	52
5.4.5.	CẢN BẰNG MẠCH ĐIỆN	52
5.4.6.	NỘI ĐẲNG THỂ	52
5.4.7.	DÂY DẪN BẢO VỆ	52
5.5.	CHỈ DẪN KỸ THUẬT HỆ THỐNG CẤP ĐIỆN	53
5.5.1.	KIỂM TRA CÔNG TRƯỜNG	53
5.5.2.	ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT VÀ BẢN VẼ	53
5.5.3.	CÁC MẪU THUẬN VÀ THIẾU SÓT	53
5.5.4.	THIẾT BỊ VÀ CÔNG VIỆC BẢO HÀNH	53
5.5.5.	YÊU CẦU VỀ BẢN VẼ DO NHÀ THẦU ĐỆ TRÌNH	54
5.5.6.	BẢN VẼ HOÀN CÔNG	54
5.5.7.	SỰ KHÔNG CHUẨN XÁC CỦA THIẾT BỊ	55
5.5.8.	ĐÓNG GÓI, LƯU KHO VÀ BẢO QUẢN	55
5.6.	CÁC YÊU CẦU VỀ VẬN HÀNH, THỬ NGHIỆM	56
5.6.1.	YÊU CẦU CHUNG	56
5.6.2.	THI CÔNG VÀ LẮP ĐẶT	56
5.6.3.	HOÀN THIỆN PHẦN CƠ KHÍ VÀ PHẦN ĐIỆN	56
5.6.4.	ĐẢM BẢO CHẤT LƯỢNG/KIỂM SOÁT CHẤT LƯỢNG (QA/QC) VÀ THỬ TỰC NGHIỆM THU HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI MÁI NHÀ	57
5.6.5.	VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐMT MÁI NHÀ	61
5.6.6.	SỔ TAY VẬN HÀNH - BẢO TRÌ VÀ ĐÀO TẠO	61
<b>Phần 2</b>	<b>CÁC PHỤ LỤC TÍNH TOÁN</b>	<b>65</b>
<b>Chương 1</b>	<b>TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT</b>	<b>66</b>
1.1.	KHAI BÁO CÁC THÔNG SỐ ĐẦU VÀO:	66
1.2.	TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT TẠI TTTM SATRA CỬ CHI	66
1.2.1.	THIẾT KẾ HỆ THỐNG	66

1.2.2.	KHAI BÁO BÓNG CHE-----	66
1.2.3.	KẾT QUẢ MÔ PHỎNG-----	67
1.3.	TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT TẠI KHO LẠNH SATRA -----	69
1.3.1.	THIẾT KẾ HỆ THỐNG -----	69
1.3.2.	KHAI BÁO BÓNG CHE-----	70
1.3.3.	KẾT QUẢ MÔ PHỎNG-----	70
1.4.	TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT TẠI TTTM SATRA VÕ VĂN KIỆT 73	
1.4.1.	THIẾT KẾ HỆ THỐNG -----	73
1.4.2.	KHAI BÁO BÓNG CHE-----	74
1.4.3.	KẾT QUẢ MÔ PHỎNG-----	74
1.5.	CHI TIẾT TÍNH TOÁN PVSYST -----	77
<b>Chương 2</b>	<b>TÍNH TOÁN LỰA CHỌN DÂY DÂY DẪN -----</b>	<b>78</b>
2.1.	THUYẾT MINH-----	78
2.1.1.	GIỚI THIỆU CHUNG-----	78
2.1.2.	CÁC CHỨNG LOẠI CÁP AC CHÍNH CẦN QUAN TÂM-----	78
2.2.	CÁC TIÊU CHÍ ĐÁNH GIÁ VÀ LỰA CHỌN TỐI THIỂU CHO CÁP AC -----	80
2.3.	SỐ LIỆU ĐẦU VÀO -----	80
2.4.	TÍNH TOÁN CHỌN CÁP -----	81
2.4.1.	CÁP AC TỪ MẠCH NHÁNH MICRO INVERTER ĐẾN TỦ GOM XOAY CHIỀU PHÂN PHỐI NHÁNH (AC SUB PANEL) -----	81
2.4.2.	CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI TTTM SATRA CỬ CHI-----	81
2.4.3.	CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI KHO LẠNH SATRA (CÁP ĐỒNG ĐI TRONG MÁNG CÁP TỪ TỦ AC SUB PANEL ĐẾN TỦ ĐẦU DÂY MSB) -----	83
2.4.4.	CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI KHO LẠNH SATRA (CÁP NHÔM VẶN XOẮN TREO TRÊN TRỤ TỪ TỦ ĐẦU DÂY MSB ĐẾN TỦ PHÂN PHỐI NGUỒN HIỆN HỮU) 84	
2.4.5.	CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI TTTM VÕ VĂN KIỆT-----	85
<b>Chương 3</b>	<b>CÁC PHỤ LỤC TÍNH TOÁN PHẦN XÂY DỰNG -----</b>	<b>88</b>

## DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 2-1: Vị trí dự án lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại TTTM Satra Củ Chi trên Google Earth.....	4
Hình 2-2: Vòm lấy sáng trên mái TTTM Satra Củ Chi.....	5
Hình 2-3: Dàn nóng của hệ thống điều hòa không khí trên mái TTTM Satra Củ Chi.....	5
Hình 2-4: Cột thu lôi trên mái TTTM Satra Củ Chi.....	6
Hình 2-5: Bồn nước và hệ thống làm nóng nước bằng năng lượng mặt trời trên mái TTTM Satra Củ Chi.....	6
Hình 2-6: Hướng tiếp cận TTTM Satra Củ Chi từ đường tỉnh lộ 8 .....	8
Hình 2-7: Vị trí dự án lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại nhà lồng B thuộc công trình Kho lạnh Satra trên Google Earth .....	9
Hình 2-8: Hệ thống sườn nóc thông gió .....	10
Hình 2-9: Hệ thống chống sét.....	11
Hình 2-10: Khu vực sân bãi tại Nhà lồng B thuộc công trình Kho lạnh Satra.....	12
Hình 2-11: Vị trí dự án lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại TTTM Satra Võ Văn Kiệt trên Google Earth.....	13
Hình 2-12: Hệ thống Cooling Tower trên mái TTTM Satra Võ Văn Kiệt.....	14
Hình 2-13: Cột thu lôi trên mái TTTM Satra Võ Văn Kiệt.....	15
Hình 2-14: Hướng tiếp cận Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt từ đường Võ Văn .....	16
Hình 4-1: Mặt bằng bố trí tấm pin năng lượng mặt trời tại Kho lạnh Satra.....	21
Hình 4-2: Mặt bằng bố trí tấm pin năng lượng mặt trời tại TTTM Satra Củ Chi .....	21
Hình 4-3: Mặt bằng bố trí tấm pin năng lượng mặt trời tại TTTM Satra Võ Văn Kiệt ....	22
Hình 4-4: Mô hình kết nối thông tin giám sát, điều khiển của hệ thống điện mặt trời mái nhà về Công ty Điện lực có quyền giám sát, điều khiển .....	27
Hình 1-1: Biểu đồ về sản lượng điện tính toán P(50)~P(95) của dự án .....	67
Hình 1-2: Biểu đồ về tổn hao năng lượng của dự án.....	68
Hình 1-3: Bảng sản lượng điện dự kiến hàng tháng .....	69
Hình 1-4: Biểu đồ về sản lượng điện tính toán P(50)~P(95) của dự án .....	71
Hình 1-5: Biểu đồ về tổn hao năng lượng của dự án.....	72
Hình 1-6: Bảng sản lượng điện dự kiến hàng tháng.....	73
Hình 1-7: Biểu đồ về sản lượng điện tính toán P(50)~P(95) của tại công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt.....	75
Hình 1-8: Biểu đồ về tổn hao năng lượng của dự án.....	76
Hình 1-9: Bảng sản lượng điện dự kiến hàng tháng .....	77

## DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 2-3: Quy mô đầu tư dự án tại Trung tâm thương mại Satra Củ Chi .....	17
Bảng 2-1: Quy mô đầu tư dự án tại Kho lạnh Satra .....	17
Bảng 2-2: Quy mô đầu tư dự án tại Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt.....	18
Bảng 4-1: Thông số kỹ thuật của tấm pin mặt trời đề xuất .....	39
Bảng 4-2: Thông số kỹ thuật của Micro-Inverter .....	40
Bảng 4-3: Thông số kỹ thuật của thiết bị giao tiếp (Gateway).....	41
Bảng 4-4: Thông số kỹ thuật của tủ điện AC .....	42
Bảng 4-5: Thông số kỹ thuật dây cáp điện AC .....	43
Bảng 4-6: Thông số kỹ thuật dây cáp điện DC .....	44

## Phần 1 THUYẾT MINH

000  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG  
CÔNG

## Chương 1 TỔNG QUAN

### 1.1. CƠ SỞ LẬP DỰ ÁN

Báo cáo kinh tế - kỹ thuật và Tổng dự toán của dự án Lắp đặt Hệ thống điện mặt trời mái nhà tại các công trình của Tổng Công ty Thương mại Sài Gòn – TNHH Một thành viên được lập dựa trên các cơ sở pháp lý sau đây:

- Luật Điện lực số 61/2024/QH15 ngày 30/11/2024 của Quốc hội;
- Luật Xây dựng số 50/2014/QH13 ngày 18/6/2014 của Quốc hội;
- Luật số 62/2020/QH14 ngày 16/6/2020 của Quốc hội sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật xây dựng;
- Luật Bảo vệ Môi trường số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020 của Quốc hội;
- Luật Đầu tư số 61/2020/QH14 ngày 17/6/2020 của Quốc hội;
- Luật Phòng cháy, chữa cháy và cứu nạn, cứu hộ số 55/2024/QH15 ngày 29/11/2024 của Quốc hội;
- Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII);
- Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050;
- Nghị định số 58/2025/NĐ-CP ngày 03/3/2025 của Chính phủ về việc Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới;
- Nghị định số 105/2025/NĐ-CP ngày 15/5/2025 của Chính phủ về việc Quy định chi tiết một số điều và biện pháp thi hành Luật Phòng cháy, chữa cháy và cứu nạn, cứu hộ;
- Quyết định số 1570/QĐ-EVN ngày 31/12/2024 của Tập đoàn Điện lực Việt Nam về việc công bố Yêu cầu kỹ thuật kết nối hệ thống điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ với Hệ thống thu thập, giám sát, điều khiển và Hệ thống dữ liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam theo Nghị định số 135/NĐ-CP ngày 22/10/2024 của Chính phủ;
- Nghị quyết số 157/NQ-HĐTVTCT ngày 21/4/2025 của Tổng Công ty Thương mại Sài Gòn – TNHH Một thành viên về chủ trương đầu tư lắp đặt Hệ thống điện mặt trời mái nhà tại các công trình của Tổng Công ty Thương mại Sài Gòn – TNHH Một thành viên;

### 1.2. MỤC TIÊU DỰ ÁN

Các công trình của Tổng Công ty Thương mại Sài Gòn – TNHH Một thành viên bao gồm:

- Trung tâm Thương mại Satra Củ Chi;
- Kho lạnh Satra;

- Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt;

Các trung tâm này đều tiêu thụ điện với số lượng lớn để phục vụ cho hoạt động kinh doanh, giá điện áp dụng là giá kinh doanh, chi phí sử dụng điện cao. Do đó, việc đầu tư xây dựng lắp đặt Hệ thống điện mặt trời mái nhà là cần thiết để góp phần tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả kinh doanh của các đơn vị.



## Chương 2 ĐẶC ĐIỂM CÔNG TRÌNH

### 2.1. GIỚI THIỆU CÔNG TRÌNH

#### 2.1.1. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA CỬ CHI

##### 2.1.1.1. Thông tin chung

- Loại công trình: Công trình dân dụng.
- Diện tích mái công trình: 2.210 m<sup>2</sup>
- Kết cấu mái công trình: Kết cấu mái sàn bê tông cốt thép



Hình 2-1: Vị trí dự án lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại TTTM Satra Củ Chi trên Google Earth

##### 2.1.1.2. Hiện trạng mái nhà trung tâm thương mại

Mái nhà Trung tâm thương mại (TTTM) Satra Củ Chi có diện tích mái khoảng 2.210 m<sup>2</sup> được tận dụng để xây dựng, lắp đặt điện mặt trời.

- **Loại mái và bề mặt:** Mái nhà là dạng mái bằng, đúc bê tông. Bề mặt này bằng phẳng, thuận lợi cho việc di chuyển và thi công lắp đặt hệ thống khung giá đỡ và tấm pin.
- **Kết cấu chịu lực:** Là một công trình thương mại quy mô lớn, kết cấu mái bê tông cốt thép được đánh giá có khả năng chịu tải tốt.
- **Không gian và phân bố thiết bị hiện hữu:** trên mái nhà có nhiều thiết bị kỹ thuật hiện hữu với kích thước, bao gồm:
  - ♦ Nhiều dàn nóng của hệ thống điều hòa không khí trung tâm (VRV/VRF) và các loại máy lạnh cục bộ khác.
  - ♦ Hệ thống ống thông gió, ống dẫn kỹ thuật, bồn chứa nước.

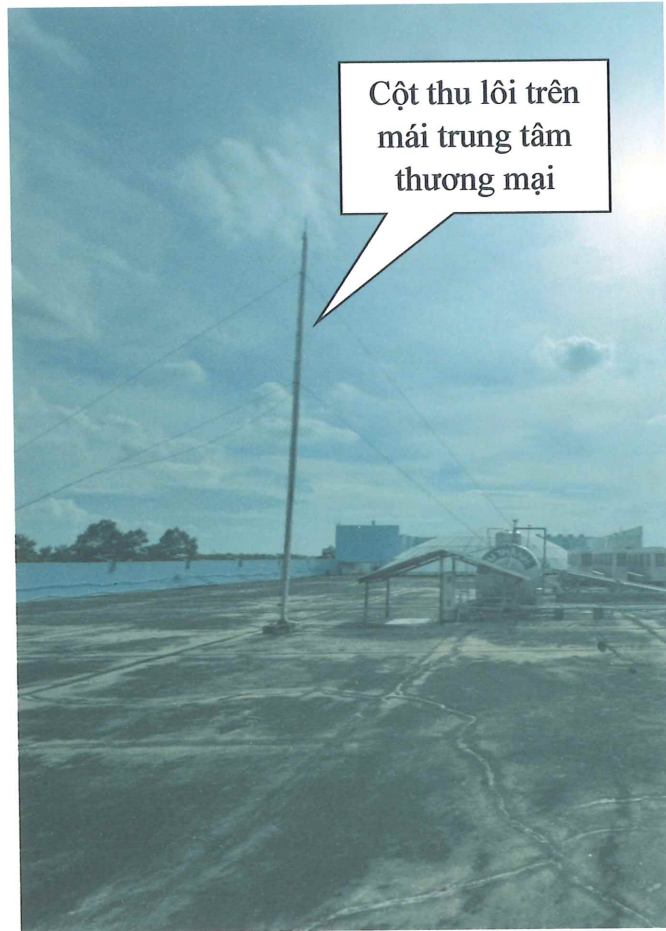
- ♦ Một cột thu lôi và các thiết bị phụ trợ khác.
- ♦ Khu vực mái hiện hữu có bố trí cấu trúc khác biệt như vòm giếng trời lấy sáng và phần mái rạp chiếu phim được nâng cao hơn mặt bằng mái chung



Hình 2-2: Vòm lấy sáng trên mái TTTM Satra Củ Chi



Hình 2-3: Dàn nóng của hệ thống điều hòa không khí trên mái TTTM Satra Củ Chi



Hình 2-4: Cột thu lôi trên mái TTTM Satra Củ Chi



Hình 2-5: Bồn nước và hệ thống làm nóng nước bằng năng lượng mặt trời trên mái  
TTTM Satra Củ Chi

- **Diện tích khả dụng và Bố trí lắp đặt:**
  - ♦ Với tổng diện tích mái dự kiến là 2.210 m<sup>2</sup>, việc bố trí hệ thống 442 kWp cần được tính toán kỹ lưỡng để tối ưu hóa diện tích sử dụng thực tế sau khi trừ đi phần diện tích bị chiếm dụng bởi các thiết bị hiện hữu và các khoảng không gian cần thiết cho việc bảo trì, lối đi.
  - ♦ Thiết kế layout các dãy pin sẽ cần phải né tránh hoặc tìm giải pháp hài hòa với các thiết bị hiện hữu, đồng thời đảm bảo các tấm pin không bị che bóng đáng kể bởi chính các thiết bị đó hoặc bởi các phần kiến trúc cao hơn của tòa nhà.
- **Hướng và độ dốc:** Mái bằng cung cấp sự linh hoạt trong việc điều chỉnh hướng và độ nghiêng của các tấm pin (thông qua hệ thống khung giá đỡ) để đạt được góc thu nhận bức xạ mặt trời tối ưu (thường là hướng Bắc-Nam tại Việt Nam).
- **Lối đi và An toàn:** Cần đảm bảo việc lắp đặt hệ thống pin mặt trời không cản trở các lối đi kỹ thuật hiện hữu phục vụ việc bảo trì các thiết bị khác trên mái và tuân thủ các quy định về an toàn phòng cháy chữa cháy.

### 2.1.1.3. Đường giao thông

Trung tâm Thương mại Satra Củ Chi tọa lạc tại mặt tiền Tỉnh lộ 8, xã Trung An, huyện Củ Chi, Thành phố Hồ Chí Minh. Đây là một trong những tuyến đường giao thông trọng điểm của khu vực Tây Bắc thành phố, đóng vai trò quan trọng trong việc kết nối giao thương, mang lại nhiều thuận lợi cho việc triển khai dự án:

- **Khả năng tiếp cận:** Tỉnh lộ 8 là tuyến đường lớn, có lộ giới rộng, đảm bảo cho các loại xe tải trọng lớn, xe container và xe cẩu chuyên dụng có thể vận chuyển vật tư, thiết bị (tấm pin mặt trời, inverter, khung giá đỡ, dây cáp điện, tủ điện, v.v.) đến công trình một cách dễ dàng và an toàn.
- **Kết nối:** Tuyến Tỉnh lộ 8 kết nối trực tiếp với các tuyến đường huyết mạch khác như Quốc lộ 22, tạo thành một mạng lưới giao thông liên kết, thuận lợi để di chuyển đến các khu công nghiệp, kho bãi tại Củ Chi, Hóc Môn và các tỉnh lân cận như Bình Dương, Tây Ninh. Điều này rất thuận lợi cho việc huy động thiết bị và vật tư từ nhiều nguồn cung cấp khác nhau.
- **Khu vực công trình:** Là một trung tâm thương mại, Satra Củ Chi có khu vực dành cho việc xuất nhập hàng hóa, bãi đậu xe rộng rãi và hệ thống đường nội bộ. Các khu vực này hoàn toàn có thể được sử dụng để tập kết vật tư, thiết bị tạm thời trong suốt quá trình thi công, sau khi có sự thống nhất với ban quản lý của Trung tâm thương mại.



Hình 2-6: Hướng tiếp cận TTTM Satra Củ Chi từ đường tỉnh lộ 8

#### 2.1.1.4. Phương án đấu nối

Dự án được thiết kế với mục tiêu tự sản xuất, tự tiêu thụ toàn bộ lượng điện năng do hệ thống điện mặt trời tạo ra, không phát điện dư thừa lên lưới điện của Tổng công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh (EVNHCMC). Phương án đấu nối cụ thể như sau:

- **Điểm đấu nối:** Hệ thống điện mặt trời sẽ được đấu nối vào hệ thống điện nội bộ của TTTM, phía sau công tơ đo đếm điện năng chính của EVNHCMC và trước các tải tiêu thụ của TTTM. Điểm đấu nối sẽ được thực hiện tại tủ điện phân phối nhánh phù hợp của TTTM.
- **Nguyên lý hoạt động:** Điện năng từ các tấm pin mặt trời (DC) sẽ được chuyển đổi thành điện xoay chiều (AC) thông qua các bộ biến tần (inverter) và được hòa đồng bộ vào lưới điện nội bộ của TTTM. Nguồn điện này sẽ được ưu tiên sử dụng cho các thiết bị điện đang hoạt động thường xuyên tại TTTM giúp giảm lượng điện tiêu thụ từ lưới điện quốc gia.
- **Giải pháp chống phát ngược lưới (Zero Export):** Để đảm bảo không phát điện lên lưới, một hệ thống kiểm soát không phát ngược (Zero Export) được lắp đặt. Hệ thống này sẽ liên tục giám sát dòng điện tại điểm hòa lưới và điều chỉnh công suất phát của các inverter để đảm bảo công suất phát ra từ hệ thống điện mặt trời luôn nhỏ hơn hoặc bằng công suất tiêu thụ của TTTM. Trong trường hợp tải tiêu thụ của TTTM thấp hơn công suất phát của hệ thống mặt trời, hệ thống Zero Export sẽ tự động giảm công suất phát của inverter để tránh phát ngược lên lưới.
- **Hệ thống đo lường:** Dữ liệu từ inverter và hệ thống giám sát từ xa sẽ cho phép theo dõi hiệu suất hoạt động của hệ thống theo thời gian thực, phát hiện sớm các sự cố (nếu có) và phục vụ công tác quản lý, bảo trì.

## 2.1.2. KHO LẠNH SATRA

### 2.1.2.1. Thông tin chung

- Loại công trình: Công trình dân dụng.
- Diện tích mái công trình:  $100\text{m} \times 200\text{m} = 20.000\text{m}^2$
- Kết cấu mái công trình:
  - ♦ Kết cấu khung và kèo thép I.
  - ♦ Mái lợp tôn, xà gỗ thép



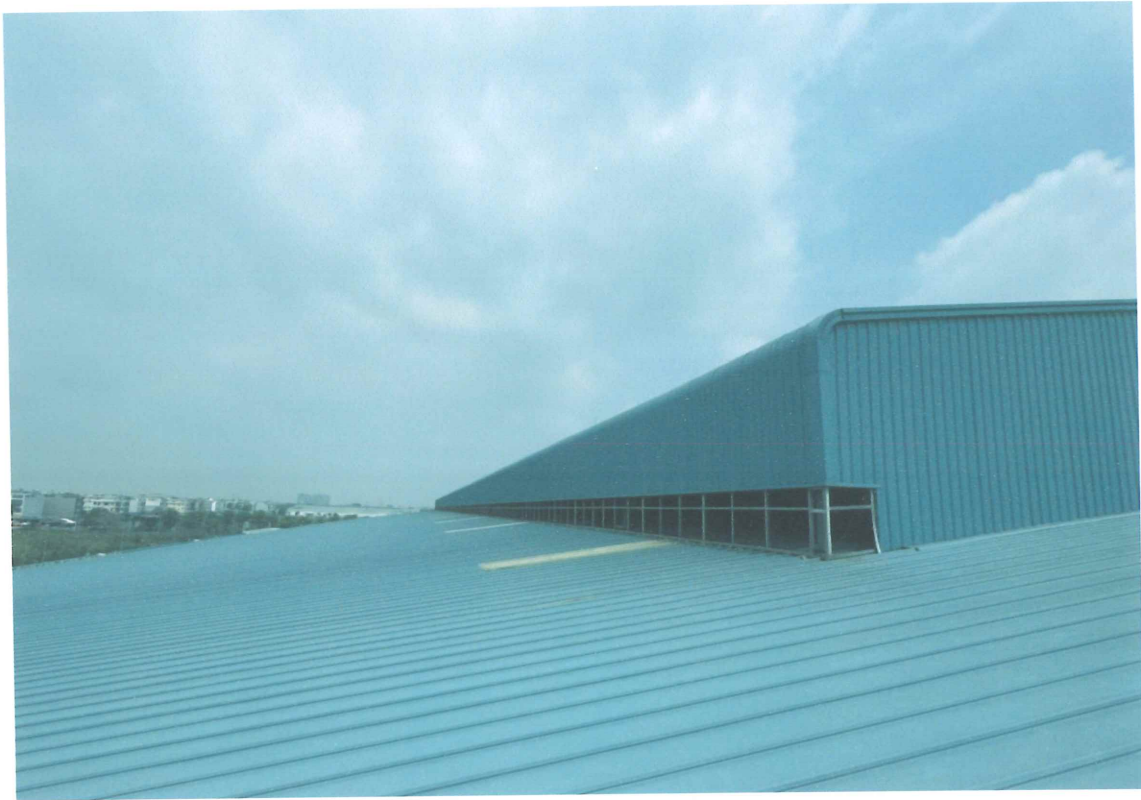
Hình 2-7: Vị trí dự án lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại nhà lồng B thuộc công trình Kho lạnh Satra trên Google Earth

### 2.1.2.2. Hiện trạng mái nhà lồng B

Hệ thống pin mặt trời mái nhà tại công trình Kho lạnh Satra được đề xuất bố trí trên mái nhà lồng B (thuộc khu vực chợ Bình Điền) có diện tích mái khoảng 20.000 m<sup>2</sup> được tận dụng để xây dựng, lắp đặt điện mặt trời.

- **Loại mái và bề mặt:** Mái nhà là dạng mái dốc, độ dốc 15%, lợp bằng tôn công nghiệp. Bề mặt mái rất rộng, đồng nhất và có cấu trúc rõ ràng, đây là điều kiện lý tưởng cho việc triển khai lắp đặt hệ thống pin mặt trời quy mô lớn một cách hiệu quả.
- **Kết cấu chịu lực:** Là một nhà lồng quy mô lớn, kết cấu mái đã được đánh giá kiểm định có khả năng chịu lực của hệ khung kèo và xà gỗ tại các vị trí dự kiến lắp đặt hệ thống pin mặt trời.
- **Không gian và phân bố thiết bị hiện hữu:** mái nhà kho thành phẩm thông thoáng và không có chướng ngại vật khi lắp đặt hệ thống điện mặt trời. Thiết

bị hiện hữu chính trên bề mặt mái bao gồm một sườn nóc thông gió chạy dọc theo chiều dài của mái nhà



Hình 2-8: Hệ thống sườn nóc thông gió



### Hình 2-9: Hệ thống chống sét

- Diện tích khả dụng và Bố trí lắp đặt:
  - ♦ Với tổng diện tích mái lớn lên đến 20.000 m<sup>2</sup>, việc bố trí hệ thống công suất 650 kWp là chỉ chiếm một phần nhỏ diện tích mái. Diện tích khả dụng lớn và ít bị che khuất cho phép tối ưu hóa việc sắp xếp các dãy pin theo một layout tiêu chuẩn, đạt mật độ công suất cao.
  - ♦ Thiết kế bố các dãy pin sẽ cần tính toán khoảng cách phù hợp với sườn nóc thông gió trung tâm để tránh che bóng và tạo lối đi thuận tiện cho việc bảo trì
- **Hướng và độ dốc:** Mái nhà là dạng mái dốc hiện hữu, do đó hướng và độ dốc của các tấm pin sẽ được lắp đặt áp trực tiếp theo thiết kế của nhà kho. Giải pháp này giúp tối ưu hóa kết cấu, giảm chi phí khung giá đỡ và đảm bảo khả năng chống chịu gió bão tốt nhất.
- **Lối đi và An toàn:** Cần đảm bảo việc lắp đặt hệ thống pin mặt trời không cản trở các lối đi kỹ thuật hiện hữu phục vụ việc bảo trì các thiết bị khác trên mái và tuân thủ các quy định về an toàn phòng cháy chữa cháy.

#### 2.1.2.3. Đường giao thông

Nhà Lòng B thuộc công trình Kho lạnh Satra tọa lạc tại đường Quán Trọng Linh, Khu thương mại Bình Điền, phường 7, quận 8, Thành phố Hồ Chí Minh. Đây là trung tâm giao thương, logistics và là chợ đầu mối lớn nhất thành phố, sở hữu hạ tầng giao thông được thiết kế chuyên dụng cho hoạt động vận tải hàng hóa quy mô lớn, đảm bảo các điều kiện thuận lợi cho việc triển khai dự án:

- **Khả năng tiếp cận:** Hệ thống đường nội bộ trong Khu thương mại Bình Điền được quy hoạch rộng rãi, chịu tải trọng cao, được thiết kế chuyên dụng cho việc lưu thông liên tục của các loại xe tải hạng nặng, xe container và xe đông lạnh. Điều này đảm bảo các phương tiện vận chuyển vật tư, thiết bị cho dự án (tấm pin mặt trời, inverter, khung giá đỡ, cáp điện, tủ điện, v.v.) có thể tiếp cận đến tận chân công trình Nhà Lòng B một cách dễ dàng và an toàn. Tuy nhiên, việc vận chuyển cần được lên kế hoạch phối hợp chặt chẽ với Ban quản lý chợ để tránh các khung giờ hoạt động cao điểm.
- **Kết nối:** Khu thương mại Bình Điền có vị trí chiến lược, kết nối trực tiếp với các tuyến giao thông huyết mạch như Đại lộ Nguyễn Văn Linh và Quốc lộ 1A. Lợi thế này tạo điều kiện tối ưu cho việc huy động thiết bị và vật tư từ các cảng (Cát Lái, Hiệp Phước), các khu công nghiệp và các nhà cung cấp từ khắp các tỉnh thành, đặc biệt là từ khu vực Đồng bằng sông Cửu Long.
- **Khu vực công trình:** Khuôn viên của Khu thương mại Bình Điền cực kỳ rộng lớn, bao gồm các bãi đậu xe, bãi tập kết hàng hóa, và các khu vực sân bãi có thể được sử dụng làm nơi tập kết vật tư, thiết bị tạm thời cho dự án. Việc bố trí các khu vực này sẽ được thống nhất với Ban quản lý Khu thương mại để đảm bảo không làm ảnh hưởng đến hoạt động giao thương và vận hành hết sức nhộn nhịp của chợ..



Hình 2-10: Khu vực sân bãi tại Nhà lồng B thuộc công trình Kho lạnh Satra

#### 2.1.2.4. Phương án đấu nối

Dự án được thiết kế với mục tiêu tự sản xuất, tự tiêu thụ toàn bộ lượng điện năng do hệ thống điện mặt trời tạo ra, không phát điện dư thừa lên lưới điện của Tổng công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh (EVNHCMC). Phương án đấu nối cụ thể như sau:

- **Điểm đấu nối:** Hệ thống điện mặt trời sẽ được đấu nối vào hệ thống điện cấp nguồn trực tiếp cho hệ thống làm lạnh của kho lạnh, phía sau công tơ đo đếm điện năng chính của EVNHCMC và trước các tải tiêu thụ của kho lạnh. Điểm đấu nối sẽ được thực hiện tại tủ điện cấp nguồn chính của kho lạnh Satra.
- **Nguyên lý hoạt động:** Điện năng từ các tấm pin mặt trời (DC) sẽ được chuyển đổi thành điện xoay chiều (AC) thông qua các bộ biến tần (inverter) và được hòa đồng bộ vào lưới điện nội bộ của kho lạnh. Nguồn điện này sẽ được ưu tiên sử dụng cho các thiết bị điện đang hoạt động thường xuyên tại kho lạnh giúp giảm lượng điện tiêu thụ từ lưới điện quốc gia.
- **Giải pháp chống phát ngược lưới (Zero Export):** Để đảm bảo không phát điện lên lưới, một hệ thống kiểm soát không phát ngược (Zero Export) được lắp đặt. Hệ thống này sẽ liên tục giám sát dòng điện tại điểm hòa lưới và điều chỉnh công suất phát của các inverter để đảm bảo công suất phát ra từ hệ thống điện mặt trời luôn nhỏ hơn hoặc bằng công suất tiêu thụ của kho lạnh.

Trong trường hợp tải tiêu thụ của kho lạnh thấp hơn công suất phát của hệ thống mặt trời, hệ thống Zero Export sẽ tự động giảm công suất phát của inverter để tránh phát ngược lên lưới.

- **Hệ thống đo lường:** Dữ liệu từ inverter và hệ thống giám sát từ xa sẽ cho phép theo dõi hiệu suất hoạt động của hệ thống theo thời gian thực, phát hiện sớm các sự cố (nếu có) và phục vụ công tác quản lý, bảo trì.

### 2.1.3. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA VÕ VĂN KIỆT

#### 2.1.3.1. Thông tin chung

- Loại công trình: Công trình dân dụng
- Diện tích mái công trình:  $64\text{m} \times 69\text{m} = 4.416\text{m}^2$
- Kết cấu mái công trình: Kết cấu mái bê tông cốt thép, kết hợp giếng trời lấy sáng bằng khung kèo thép



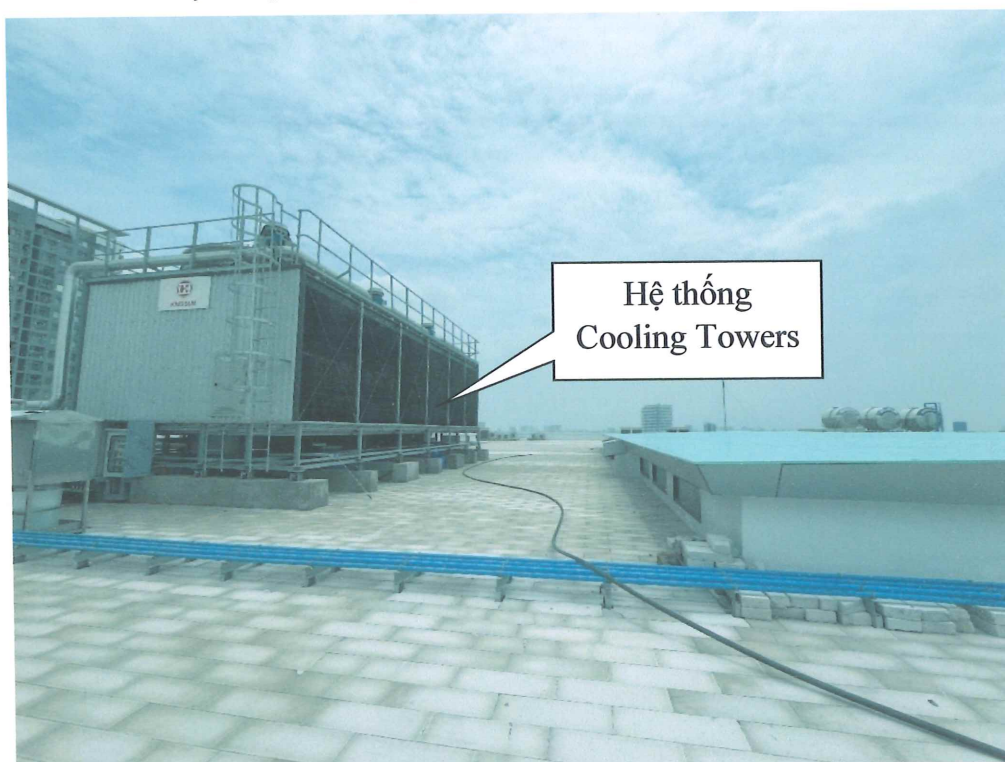
Hình 2-11: Vị trí dự án lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại TTTM Satra Võ Văn Kiệt trên Google Earth

#### 2.1.3.2. Hiện trạng mái nhà trung tâm thương mại

Mái nhà trung tâm thương mại Satra Võ Văn Kiệt có diện tích mái khoảng  $1.495\text{m}^2$  được tận dụng để xây dựng, lắp đặt điện mặt trời.

- **Loại mái và bề mặt:** Mái nhà là dạng mái bằng, được lát bằng các tấm đan bê tông hoặc gạch/đá lát khổ lớn, có màu sáng. Bề mặt này bằng phẳng, thuận lợi cho việc di chuyển và thi công lắp đặt hệ thống khung giá đỡ và tấm pin.
- **Kết cấu chịu lực:** Là một công trình thương mại quy mô lớn, kết cấu mái bê tông cốt thép được đánh giá có khả năng chịu tải tốt.

- **Không gian và phân bố thiết bị hiện hữu:** trên mái nhà có nhiều thiết bị kỹ thuật hiện hữu với kích thước và mật độ đáng kể, bao gồm:
  - ♦ Các cụm tháp giải nhiệt (Cooling Towers) lớn.
  - ♦ Nhiều dàn nóng của hệ thống điều hòa không khí trung tâm (VRV/VRF) và các loại máy lạnh cục bộ khác.
  - ♦ Hệ thống ống thông gió, ống dẫn kỹ thuật, bồn chứa nước.
  - ♦ Một cột thu lôi và các thiết bị phụ trợ khác.
  - ♦ Một số khu vực mái được nâng cao hoặc có cấu trúc khác biệt (ví dụ: giếng trời lấy sáng, lối thang bộ lên mái).



Hình 2-12: Hệ thống Cooling Tower trên mái TTTM Satra Võ Văn Kiệt



Hình 2-13: Cột thu lôi trên mái TTTM Satra Võ Văn Kiệt

- Diện tích khả dụng và Bố trí lắp đặt:
  - ♦ Với tổng diện tích mái dự kiến là 1495 m<sup>2</sup>, việc bố trí hệ thống 299 kWp cần được tính toán kỹ lưỡng để tối ưu hóa diện tích sử dụng thực tế sau khi trừ đi phần diện tích bị chiếm dụng bởi các thiết bị hiện hữu và các khoảng không gian cần thiết cho việc bảo trì, lối đi.
  - ♦ Thiết kế layout các dãy pin sẽ cần phải né tránh hoặc tìm giải pháp hài hòa với các thiết bị hiện hữu, đồng thời đảm bảo các tấm pin không bị che bóng đáng kể bởi chính các thiết bị đó hoặc bởi các phần kiến trúc cao hơn của tòa nhà.
- **Hướng và độ dốc:** Mái bằng cung cấp sự linh hoạt trong việc điều chỉnh hướng và độ nghiêng của các tấm pin (thông qua hệ thống khung giá đỡ) để đạt được góc thu nhận bức xạ mặt trời tối ưu (thường là hướng Bắc-Nam tại Việt Nam).
- **Lối đi và An toàn:** Cần đảm bảo việc lắp đặt hệ thống pin mặt trời không cản trở các lối đi kỹ thuật hiện hữu phục vụ việc bảo trì các thiết bị khác trên mái và tuân thủ các quy định về an toàn phòng cháy chữa cháy.

### 2.1.3.3. Đường giao thông

Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt tọa lạc trên Đại lộ Võ Văn Kiệt, một trong những tuyến đường huyết mạch và hiện đại của Thành phố Hồ Chí Minh. Đặc điểm này mang lại nhiều thuận lợi về giao thông cho việc triển khai dự án:

- **Khả năng tiếp cận:** Đại lộ Võ Văn Kiệt có mặt đường rộng, nhiều làn xe, cho phép các loại xe tải trọng lớn vận chuyển vật tư, thiết bị (tấm pin mặt trời, inverter, khung giá đỡ, dây cáp điện, tủ điện, v.v.) đến công trình một cách dễ dàng và nhanh chóng.
- **Kết nối:** Tuyến đường này kết nối trực tiếp với các khu vực trung tâm thành phố và các tuyến đường vành đai, quốc lộ, thuận lợi cho việc huy động thiết bị từ các kho bãi hoặc nhà cung cấp.
- **Khu vực công trình:** TTTM có khu vực dành cho việc xuất nhập hàng hóa, bãi đậu xe hoặc đường nội bộ có thể được sử dụng để tập kết vật tư tạm thời và vận chuyển lên mái trong quá trình thi công, sau khi có sự thống nhất với ban quản lý TTTM.



Hình 2-14: Hướng tiếp cận Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt từ đường Võ Văn

#### 2.1.3.4. Phương án đấu nối

Dự án được thiết kế với mục tiêu tự sản xuất, tự tiêu thụ toàn bộ lượng điện năng do hệ thống điện mặt trời tạo ra, không phát điện dư thừa lên lưới điện của Tổng công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh (EVNHCMC). Phương án đấu nối cụ thể như sau:

- **Điểm đấu nối:** Hệ thống điện mặt trời sẽ được đấu nối vào hệ thống điện nội bộ của TTTM, phía sau công tơ đo đếm điện năng chính của EVNHCMC và trước các tải tiêu thụ của TTTM. Điểm đấu nối sẽ được thực hiện tại tủ điện phân phối nhánh phù hợp của TTTM.

- **Nguyên lý hoạt động:** Điện năng từ các tấm pin mặt trời (DC) sẽ được chuyển đổi thành điện xoay chiều (AC) thông qua các bộ biến tần (inverter) và được hòa đồng bộ vào lưới điện nội bộ của TTTM. Nguồn điện này sẽ được ưu tiên sử dụng cho các thiết bị điện đang hoạt động thường xuyên tại TTTM giúp giảm lượng điện tiêu thụ từ lưới điện quốc gia.
- **Giải pháp chống phát ngược lưới (Zero Export):** Để đảm bảo không phát điện lên lưới, một hệ thống kiểm soát không phát ngược (Zero Export) được lắp đặt. Hệ thống này sẽ liên tục giám sát dòng điện tại điểm hòa lưới và điều chỉnh công suất phát của các inverter để đảm bảo công suất phát ra từ hệ thống điện mặt trời luôn nhỏ hơn hoặc bằng công suất tiêu thụ của TTTM. Trong trường hợp tải tiêu thụ của TTTM thấp hơn công suất phát của hệ thống mặt trời, hệ thống Zero Export sẽ tự động giảm công suất phát của inverter để tránh phát ngược lên lưới.
- **Hệ thống đo lường:** Dữ liệu từ inverter và hệ thống giám sát từ xa sẽ cho phép theo dõi hiệu suất hoạt động của hệ thống theo thời gian thực, phát hiện sớm các sự cố (nếu có) và phục vụ công tác quản lý, bảo trì.

## 2.2. QUY MÔ DỰ ÁN

Quy mô dự án bao gồm 5 công trình, quy mô chi tiết từng công trình cụ thể như sau:

### 2.2.1. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA CỬ CHI

- Xây dựng công trình lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại Trung tâm Thương mại Satra Cử Chi với tổng công suất 442 kWp, lắp trên mái tòa nhà trung tâm thương mại.

Bảng 2-1: Quy mô đầu tư dự án tại Trung tâm thương mại Satra Cử Chi

STT	Thông số	Đặc điểm – khối lượng
1	Công suất lắp đặt	442 kWp
2	Số lượng tấm pin (Công suất 650Wp)	680 tấm
3	Số lượng Micro-Inverter	680 bộ
4	Hệ thống điện dây dẫn AC, DC và các phụ kiện đấu nối khác,	01 hệ thống
6	Hệ thống điện chống sét, nối đất	01 hệ thống

### 2.2.2. KHO LẠNH SATRA

- Xây dựng công trình lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại kho lạnh Satra với tổng công suất 650 kWp, lắp trên mái nhà lồng B.

Bảng 2-2: Quy mô đầu tư dự án tại Kho lạnh Satra

STT	Thông số	Đặc điểm – khối lượng
1	Công suất lắp đặt	650 kWp
2	Số lượng tấm pin (Công suất 650Wp)	1000 tấm
3	Số lượng Micro-Inverter	1000 bộ
4	Hệ thống điện dây dẫn AC, DC và các phụ kiện đấu nối khác,	01 hệ thống
6	Hệ thống điện chống sét, nối đất	01 hệ thống

### 2.2.3. TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA VÕ VĂN KIỆT

- Xây dựng công trình lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà tại Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt với tổng công suất 299 kWp, lắp trên mái tòa nhà trung tâm thương mại.

Bảng 2-3: Quy mô đầu tư dự án tại Trung tâm Thương mại Satra Võ Văn Kiệt

STT	Thông số	Đặc điểm – khối lượng
1	Công suất lắp đặt	299 kWp
2	Số lượng tấm pin (Công suất 650Wp)	460 tấm
3	Số lượng Micro-Inverter	460 bộ
4	Hệ thống điện dây dẫn AC, DC và các phụ kiện đấu nối khác,	01 hệ thống
6	Hệ thống điện chống sét, nối đất	01 hệ thống

00100  
TỔ  
CỘNG  
HƯỞNG  
SÀI  
GÒN  
THƯƠNG  
MẠI

## Chương 4 CÁC GIẢI PHÁP KỸ THUẬT CHÍNH

### 4.1. TIÊU CHUẨN ÁP DỤNG

#### 4.1.1. TIÊU CHUẨN PHẦN HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI

- IEC 60904: Thiết bị quang điện
- IEC 61683: Hệ thống quang điện – Điện lạnh – Phương pháp đo hiệu suất
- IEC 61724: Hiệu năng hệ thống quang điện
- IEC 61727: Hệ thống quang điện – Đặc tính của giao diện hệ thống nối lưới
- IEC 61730: Tiêu chuẩn an toàn của tấm pin quang điện
- IEC 61829: Mảng pin quang điện – Đo đặc tính dòng – áp tại công trường
- IEC 62093: Hệ thống phụ trợ của nhà máy điện mặt trời – Tiêu chuẩn thiết kế cho môi trường tự nhiên
- IEC 62109: An toàn của các thiết bị chuyển đổi công suất trong nhà máy điện mặt trời
- IEC 62116: Inverter quang điện nối lưới điện – Trình tự kiểm tra chức năng phòng tránh cô lập (Islanding).
- IEC 62446-1: Hệ thống quang điện – Yêu cầu cho thí nghiệm, tài liệu tham khảo và bảo dưỡng – Phần 1: Hệ thống nối lưới trực tiếp
- IEC 62548: Mảng pin quang điện – Yêu cầu thiết kế
- IEC 62852: Đầu nối các thành phần DC trong hệ thống quang điện – Yêu cầu an toàn và thí nghiệm
- IEC 61557-1: An toàn điện trong hệ thống điện phân phối hạ áp đến 1000VAC và 1500VDC.

#### 4.1.2. TIÊU CHUẨN SỬ DỤNG TRONG THIẾT KẾ VÀ LỰA CHỌN THIẾT BỊ

##### 4.1.2.1. Tiêu chuẩn áp dụng thiết kế điện nhất thứ

- TCVN 9385-2012. Chống sét cho công trình xây dựng - Hướng dẫn thiết kế, kiểm tra và bảo trì hệ thống.
- Hệ thống nối đất, chống sét cho trạm biến áp dùng tiêu chuẩn IEEE-Std 80-2000: "Guide for safety in AC Grounding System".
- QCVN QTĐ-7: 2009/BCT. Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về kỹ thuật điện. Tập 7: Thi công các công trình điện.
- QCVN QTĐ-8:2010/BCT. Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về kỹ thuật điện. Tập 8: Quy chuẩn kỹ thuật điện hạ áp

##### 4.1.2.2. Tiêu chuẩn áp dụng cho thiết bị nhất thứ

Lựa chọn thiết bị, vật liệu nhất thứ được áp dụng theo tiêu chuẩn sau:

- Tiêu chuẩn máy biến áp: IEC 60076

- Tiêu chuẩn thiết bị đóng cắt trọn bộ điện áp trên 1kV đến 52kV: IEC 62271-200
- Tiêu chuẩn cách điện: IEC 60273, 60383, 60305.
- Tiêu chuẩn dây dẫn: IEC 60189
- Tiêu chuẩn cáp lực : IEC 60502, IEC 60228
- Dây trần dùng cho đường dây tải điện: IEC 60502, IEC 60228

#### 4.1.2.3. Thử nghiệm khả năng chịu tác động của điện từ trường

- Thử nghiệm phóng điện tĩnh : IEC 60255-22-2, IEC 61000-4-2.
- Nhiễu loạn quá độ : IEC 61000-4-4, IEC 60255-22-4.
- Ảnh hưởng điện từ trường : IEC 61000-4-8(9), IEC 60255-25.
- Ảnh hưởng nguồn cung cấp : IEC 61000-4-11, IEC 60255-11.
- Thử nghiệm sự phân bố tần số cao: IEC 60255-22-3, IEC 61000-4-3.
- Thử nghiệm xung điện áp : IEC 60255-22-1.

#### 4.1.2.4. Thử nghiệm khả năng chịu đựng điều kiện môi trường

- Môi trường nóng, lạnh : IEC 60068-2.
- Sự xâm nhập của các vật thể : IEC 60529.
- Thử nghiệm sự phân bố tần số cao : IEC 60255-22-3.
- Rung động : IEC 60255-21.

#### 4.1.2.5. Thử nghiệm an toàn

- Mức chịu đựng của điện môi : IEC 60255-5;
- Xung điện : IEC 60255-5;
- Điện trở cách điện : IEC 60255-5;
- Mức an toàn với tia laser : IEC 60825-1;
- Mức an toàn của sản phẩm : IEC 60225-6.

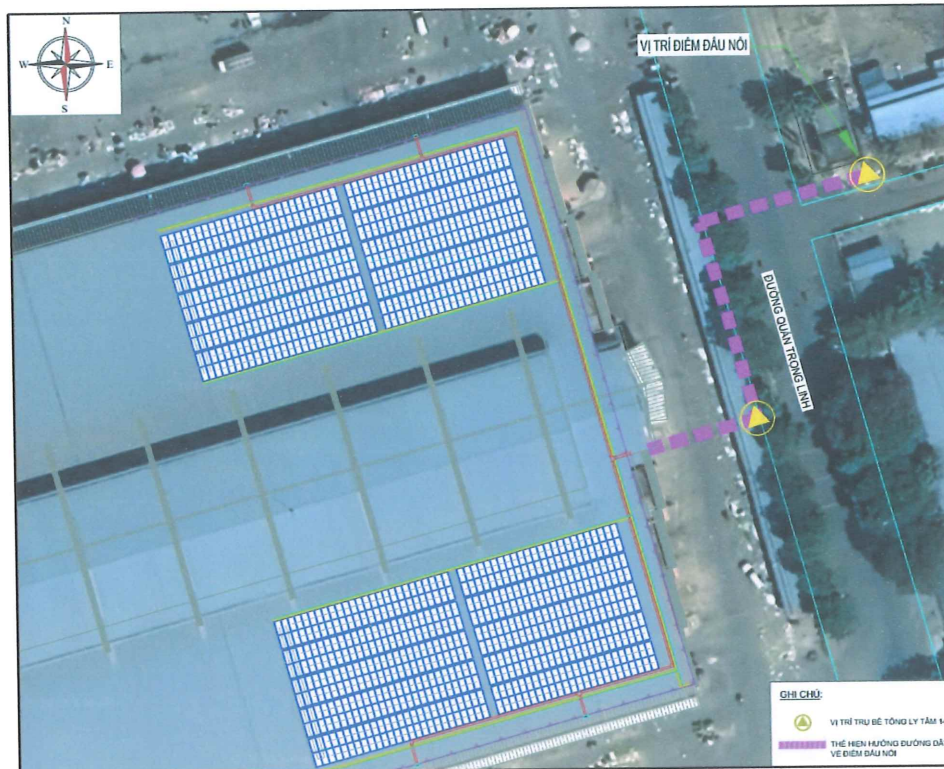
#### 4.1.2.6. Cáp hạ áp

- Cấu trúc cáp : IEC 60502;
- Chống bén lửa : IEC 60332;
- Lỗi đồng : IEC 60228.



## 4.2. GIẢI PHÁP THIẾT KẾ CHÍNH

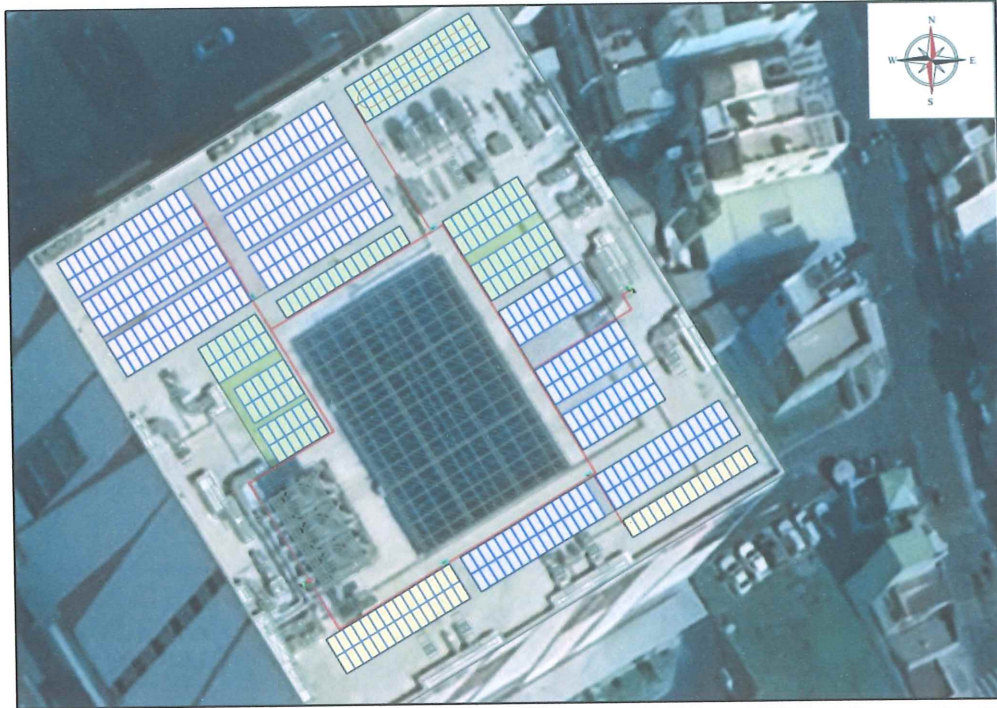
### 4.2.1. MẶT BẰNG BỐ TRÍ TỔNG THỂ



Hình 4-1: Mặt bằng bố trí tấm pin năng lượng mặt trời tại Kho lạnh Satra



Hình 4-2: Mặt bằng bố trí tấm pin năng lượng mặt trời tại TTTM Satra Củ Chi



Hình 4-3: Mặt bằng bố trí tấm pin năng lượng mặt trời tại TTTM Satra Võ Văn Kiệt

Giải pháp kỹ thuật được lựa chọn là sử dụng công nghệ vi biến tần (Micro Inverter) nhằm tối ưu hóa sản lượng điện theo từng tấm pin độc lập, tăng cường an toàn với điện áp một chiều (DC) thấp trên mái và mang lại sự linh hoạt cao trong thiết kế, lắp đặt.

Hệ thống bao gồm các thành phần chính:

- Tấm pin quang điện: Sử dụng tấm pin quang điện loại hiệu suất cao, công suất 650 Wp/tấm.
- Bộ vi biến tần (Micro Inverter): Sử dụng Micro Inverter tương ứng với công suất đầu ra xoay chiều (AC) là 475 W/bộ.

Trên mặt bằng bố trí tổng thể, các tấm pin được sắp xếp thành nhiều dãy, tận dụng tối đa các khoảng không gian trống trên mái nhà của Trung tâm Thương mại.

- **Tận dụng không gian:** Các dãy pin được bố trí khoa học trên các khu vực mái bằng, đảm bảo mật độ công suất cao nhất trên diện tích khả dụng.
- **Né tránh chướng ngại vật:** Việc bố trí các dãy pin được tính toán cẩn thận để né tránh các chướng ngại vật hiện hữu như giếng trời, cụm máy lạnh (HVAC), ống thông gió và các kết cấu kiến trúc khác.
- **Lối đi và An toàn:** Thiết kế layout đảm bảo có đủ khoảng cách an toàn giữa các dãy pin và chướng ngại vật, tạo ra các lối đi kỹ thuật cần thiết cho công tác vận hành, kiểm tra và bảo trì định kỳ, đồng thời tuân thủ các quy định về an toàn phòng cháy chữa cháy.

#### 4.2.2. PHƯƠNG ÁN PHÒNG CHÁY CHỮA CHÁY

- Vị trí và Kết cấu:

- ♦ Căn cứ Báo cáo kiểm định chất lượng công trình xây dựng số 606/BCKĐ-25 ngày 09/6/2025 do Công ty Cổ phần Tư vấn Kiểm định Xây dựng Quốc tế (ICCI) cho công trình TTTM Satra Củ Chi, kết quả tính toán thực tế cho thấy: kết cấu mái bê tông cốt thép công trình đảm bảo khả năng chịu lực và ổn định khi lắp đặt hệ thống pin năng lượng mặt trời và hệ đối trọng không vượt quá  $100 \text{ kG/m}^2$  và hoạt tải mái bê tông sau khi lắp pin là  $75 \text{ kG/m}^2$ .
- ♦ Căn cứ Báo cáo kiểm định chất lượng công trình xây dựng số 643/BCKĐ-25 ngày 12/6/2025 do Công ty Cổ phần Tư vấn Kiểm định Xây dựng Quốc tế (ICCI) cho công trình Kho lạnh Satra – Nhà lồng B, kết quả tính toán thực tế cho thấy: kết cấu khung cột thép, kèo thép công trình đảm bảo khả năng chịu lực và ổn định khi lắp đặt hệ thống pin mặt trời với tải trọng  $15 \text{ kG/m}^2$  và hoạt tải mái tôn sau khi lắp pin là  $15 \text{ kG/m}^2$ .
- ♦ Căn cứ Báo cáo kiểm định chất lượng công trình xây dựng số 562/BCKĐ-25 ngày 03/6/2025 do Công ty Cổ phần Tư vấn Kiểm định Xây dựng Quốc tế (ICCI) cho công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt, kết quả tính toán thực tế cho thấy: kết cấu mái bê tông cốt thép công trình đảm bảo khả năng chịu lực và ổn định khi lắp đặt hệ thống pin năng lượng mặt trời và hệ đối trọng không vượt quá  $100 \text{ kG/m}^2$  và hoạt tải mái bê tông sau khi lắp pin là  $75 \text{ kG/m}^2$ .
- ♦ Báo cáo kiểm định đã xác thực khả năng chịu tải của kết cấu mái nhà tại các công trình là hoàn toàn đáp ứng được tải trọng bổ sung từ hệ thống điện mặt trời. Điều này khẳng định việc lắp đặt hệ thống điện mặt trời không làm ảnh hưởng đến tính ổn định tổng thể của kết cấu công trình. Vật liệu mái là mái tôn kim loại (đối với công trình Kho lạnh Satra) và bê tông cốt thép (đối với công trình TTTM Satra Củ Chi, Võ Văn Kiệt), là vật liệu không cháy, phù hợp với yêu cầu về chống cháy lan trên bề mặt mái.
- Giải pháp bố trí an toàn trên mái và tiếp cận chữa cháy:
  - ♦ Các tấm pin được bố trí thành các nhóm, dãy. Mỗi nhóm không có kích thước vượt quá  $40\text{m} \times 40\text{m}$ . Việc phân chia này nhằm mục đích tạo ra các vùng cháy được kiểm soát, ngăn chặn khả năng cháy lan trên diện rộng bề mặt mái.
  - ♦ Giữa các nhóm tấm pin duy trì khoảng cách không nhỏ hơn  $1.5\text{m}$ . Các khoảng hở này có vai trò như những dải ngăn cháy tự nhiên, đồng thời là tuyến di chuyển chính cho lực lượng chữa cháy tiếp cận mọi khu vực trên mái khi tác nghiệp.
  - ♦ Xung quanh chu vi mái, các tấm pin được bố trí cách mép mái một khoảng không nhỏ hơn  $2.5\text{m}$ , tạo thành một hành lang thao tác an toàn, cho phép lực lượng chữa cháy di chuyển và triển khai phương tiện, thiết bị một cách an toàn.
  - ♦ Trong phạm vi  $3\text{m}$  xung quanh lối ra mái qua các buồng thang bộ, thang chữa cháy, các lỗ mở cửa sập không bố trí các tấm pin mặt trời.



- Tiếp cận và Vận hành Khẩn cấp:
  - ♦ Đảm bảo lối lên mái và đường cho xe chữa cháy có thể tiếp cận khu vực lắp đặt.
  - ♦ Hệ thống bắt buộc phải có thiết bị ngắt khẩn cấp.
  - ♦ Phải niêm yết hướng dẫn vận hành và sơ đồ hệ thống tại các vị trí dễ thấy (gần lối lên mái, tủ điện) để phục vụ việc ngắt kết nối an toàn khi có sự cố.

#### 4.2.3. SƠ ĐỒ ĐẦU DÂY

Hệ thống được đấu nối theo cấu trúc phân cấp rõ ràng, từ từng tấm pin riêng lẻ đến điểm đấu nối vào phụ tải của tòa nhà:

- Cấp 1: Kết nối Tấm pin - Micro Inverter (Mạch DC)
  - ♦ Mỗi tấm pin quang điện (650 Wp) được kết nối trực tiếp với một bộ Micro Inverter (475 W) tương ứng. Tại đây, dòng điện một chiều (DC) sinh ra từ tấm pin sẽ được tối ưu hóa theo điểm công suất cực đại (MPPT) và được chuyển đổi ngay thành dòng điện xoay chiều (AC) 3 pha.
- Cấp 2: Kết nối các Micro Inverter thành Mạch nhánh AC
  - ♦ Các đầu ra AC của nhiều Micro Inverter được kết nối nối tiếp với nhau bằng hệ thống cáp AC để tạo thành một mạch nhánh AC.
  - ♦ Nhằm đảm bảo vận hành ổn định, mỗi mạch nhánh AC bao gồm tối đa 30 bộ Micro Inverter.
- Cấp 3: Gom các Mạch nhánh về Tủ AC Sub Panel
  - ♦ Để phù hợp với việc cấp nguồn cho các nhóm phụ tải riêng biệt của từng công trình, hệ thống được chia thành các mạch nhánh AC.
  - ♦ Các mạch nhánh này được gom về những Tủ gom nguồn xoay chiều phân phối nhánh (AC Sub Panel). Việc phân chia số lượng mạch nhánh cho mỗi tủ được tính toán dựa trên công suất yêu cầu của từng nhóm phụ tải mà hệ thống sẽ hỗ trợ. Mỗi tủ AC Sub Panel chứa các thiết bị đóng cắt (MCB/MCCB) để bảo vệ cho từng mạch nhánh đầu vào và mạch tổng đầu ra.

Hệ thống quản lý Inverter

- Thiết bị và Nguyên lý: Hệ thống được giám sát và quản lý thông qua các thiết bị Cổng giao tiếp (Gateway), thường được lắp đặt bên trong các Tủ AC Sub Panel. Mỗi Gateway sẽ quản lý một nhóm Micro Inverter tương ứng.
- Phương thức giao tiếp:
  - ♦ Giữa Inverter và Gateway: Dữ liệu vận hành của từng Micro Inverter được truyền về Gateway thông qua đường dây điện lực hiện hữu (công nghệ PLC - Power Line Communication).
  - ♦ Giữa Gateway và Hệ thống quản lý: Gateway kết nối với nền tảng giám sát trên đám mây (Cloud) thông qua mạng Wi-Fi hoặc Ethernet (cáp mạng) của tòa nhà. Điều này cho phép người vận hành có thể theo dõi sản lượng,

hiệu suất và trạng thái hoạt động của toàn bộ hệ thống từ xa qua máy tính hoặc ứng dụng di động.

#### 4.2.3.1. Công trình TTTM Satra Củ Chi

- Để phù hợp với việc cấp nguồn cho các nhóm phụ tải riêng biệt của Trung tâm Thương mại, hệ thống được chia thành 25 mạch nhánh AC.
- 25 mạch nhánh này được gom về 3 Tủ gom xoay chiều phân phối nhánh (AC Sub Panel). Việc phân chia số lượng mạch nhánh cho mỗi tủ được tính toán dựa trên công suất yêu cầu của từng nhóm phụ tải mà hệ thống sẽ hỗ trợ. Mỗi tủ AC Sub Panel chứa các thiết bị đóng cắt (MCB/MCCB) để bảo vệ cho từng mạch nhánh đầu vào và mạch tổng đầu ra.

#### 4.2.3.2. Công trình Kho lạnh Satra

- Toàn bộ công suất được tạo từ hệ thống điện mặt trời sẽ cung cấp hệ thống làm lạnh của kho lạnh Satra. Tuy nhiên, để đảm bảo thuận tiện cho công tác quản lý vận hành và bảo trì bảo dưỡng thiết bị, hệ thống được chia thành 42 mạch nhánh AC.
- 42 mạch nhánh này được gom về 4 Tủ gom xoay chiều phân phối nhánh (AC Sub Panel). Việc phân chia số lượng mạch nhánh cho mỗi tủ được tính toán phân bố đồng đều và phù hợp với khả năng quản lý của hệ thống điều khiển giám sát. Mỗi tủ AC Sub Panel chứa các thiết bị đóng cắt (MCB/MCCB) để bảo vệ cho từng mạch nhánh đầu vào và mạch tổng đầu ra.

#### 4.2.3.3. Công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt

- Để phù hợp với việc cấp nguồn cho các nhóm phụ tải riêng biệt của Trung tâm Thương mại, hệ thống được chia thành 19 mạch nhánh AC.
- 19 mạch nhánh này được gom về 4 Tủ gom xoay chiều phân phối nhánh (AC Sub Panel). Việc phân chia số lượng mạch nhánh cho mỗi tủ được tính toán dựa trên công suất yêu cầu của từng nhóm phụ tải mà hệ thống sẽ hỗ trợ. Mỗi tủ AC Sub Panel chứa các thiết bị đóng cắt (MCB/MCCB) để bảo vệ cho từng mạch nhánh đầu vào và mạch tổng đầu ra.

*(Chi tiết về mặt bằng bố trí, sơ đồ đơn tuyến và các bản vẽ giải pháp điện được thể hiện trong các phân bản vẽ kỹ thuật của hồ sơ này.)*

#### 4.2.4. PHƯƠNG ÁN CHỐNG PHÁT ĐIỆN LÊN LƯỚI (ZERO EXPORT)

Hệ thống điện mặt trời bám tải là giải pháp đảm bảo hệ thống điện mặt trời chỉ sản xuất vừa đủ nhu cầu sử dụng mà không được phát ngược lên lưới hay đi ra ngoài mạch điện.

Hệ thống phải được trang bị chức năng đồng bộ hòa lưới năng lượng và chức năng chống phát ngược điện lên lưới để đảm bảo hệ thống luôn sản xuất đủ điện phù hợp với nhu cầu, cụ thể:

- Khi cung > cầu: chức năng chống phát ngược điện lên lưới sẽ truyền tín hiệu cho hệ thống điện mặt trời, từ đó chức năng đồng bộ hòa lưới sẽ giảm công suất phát từ hệ thống điện mặt trời để cân bằng với lượng điện năng tiêu thụ.

- Khi cung < cầu: chức năng chống phát ngược điện lên lưới sẽ truyền tín hiệu đến chức năng đồng bộ hòa lưới để yêu cầu tiếp nhận thêm công suất từ điện lưới nhằm đáp ứng đủ lượng điện năng tiêu thụ.

#### 4.2.5. HỆ THỐNG GIÁM SÁT, ĐIỀU KHIỂN

Hệ thống giám sát, điều khiển được thiết kế để đạt được cái nhìn toàn cảnh và chi tiết về hoạt động của Hệ thống ĐMT mái nhà và là một công cụ phát hiện sai lệch hay sự cố của hệ thống. Đồng thời, hệ thống cung cấp phương tiện điều khiển kịp thời cho đơn vị quản lý vận hành.

Thiết kế hệ thống giám sát điều khiển tuân thủ theo Quyết định số 1570/QĐ-EVN ngày 31/12/2024 của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

##### 4.2.5.1. Các chức năng của hệ thống

###### 1) Chức năng giám sát, trao đổi dữ liệu

- Quản lý thông tin cấu hình của các Micro-Inverter thuộc hệ thống điện mặt trời mái nhà.
- Kết nối thông tin, trao đổi dữ liệu giữa hệ thống điện mặt trời mái nhà và Hệ thống giám sát, điều khiển (GSDK) của cấp điều độ phân phối (Công ty Điện lực).

###### 2) Chức năng lưu trữ dữ liệu vận hành

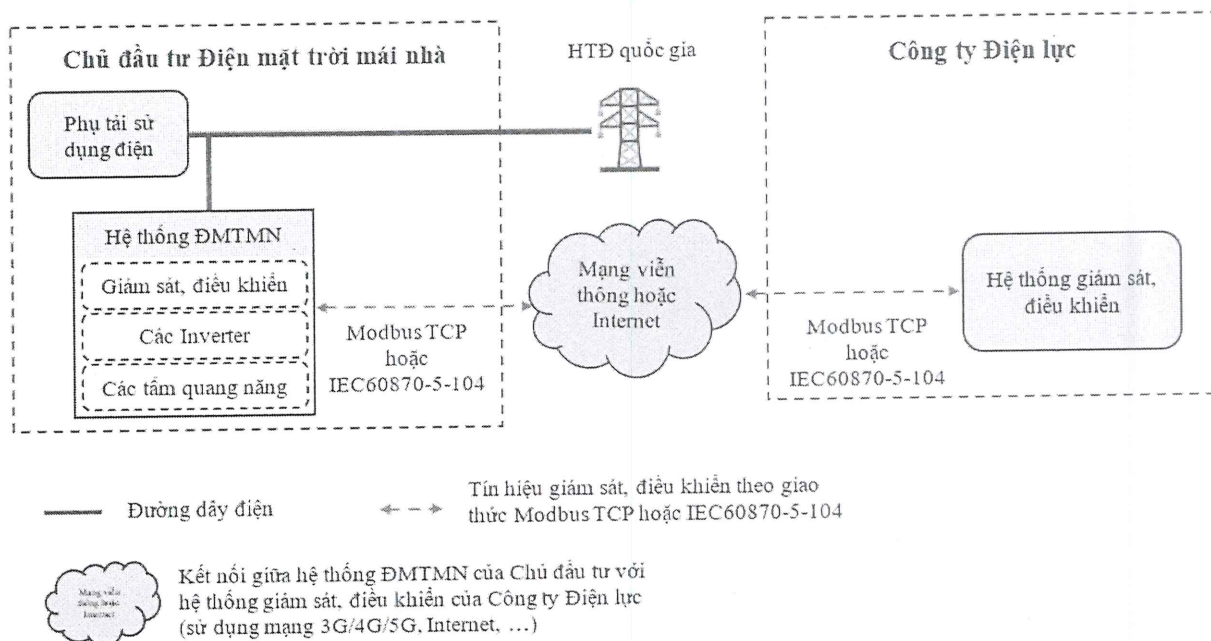
- Lưu trữ thông tin, dữ liệu vận hành của các Micro-Inverter và của toàn bộ hệ thống điện mặt trời mái nhà.
- Trong trường hợp mất kết nối thông tin với Hệ thống GSDK của Công ty Điện lực: dữ liệu vận hành lịch sử của hệ thống điện mặt trời mái nhà phải được lưu trữ tại chỗ và thực hiện gửi dữ liệu về Hệ thống GSDK của Công ty Điện lực ngay khi đường truyền được khôi phục để đảm bảo tính toàn vẹn của dữ liệu.

###### 3) Chức năng bảo mật

- Mã hóa kênh truyền kết nối giữa hệ thống điện mặt trời mái nhà và Hệ thống GSDK của Công ty Điện lực (hỗ trợ các giao thức bảo mật như TLS, OpenVPN/IPSec).

##### 4.2.5.2. Kết nối thông tin giám sát, điều khiển đến Công ty Điện lực

###### 1) Mô hình kết nối



Hình 4-4: Mô hình kết nối thông tin giám sát, điều khiển của hệ thống điện mặt trời mái nhà về Công ty Điện lực có quyền giám sát, điều khiển

## 2) Yêu cầu tín hiệu kết nối

- Thông số, tín hiệu kết nối
  - ♦ Giao thức Modbus TCP
  - ♦ Hoặc giao thức IEC60870-5-104
- Các tín hiệu giám sát, điều khiển bắt buộc phải có
  - ♦ **Tín hiệu giám sát:** Công suất tác dụng tức thời (P-out)
  - ♦ **Tín hiệu điều khiển:** Cho phép điều khiển P-out; SetPoint P-out theo %
- Các tín hiệu giám sát, điều khiển khuyến khích sử dụng (nếu có)
  - ♦ **Tín hiệu giám sát:** Công suất phản kháng phát lên lưới tức thời (kVAr); Điện áp pha tức thời  $U_a$  (V); Điện áp pha tức thời  $U_b$  (V); Điện áp pha tức thời  $U_c$  (V); Dòng điện pha tức thời  $I_a$  (A); Dòng điện pha tức thời  $I_b$  (A); Dòng điện pha tức thời  $I_c$  (A); Tần số (Hz); Hệ số công suất
  - ♦ **Tín hiệu điều khiển:** Cho phép điều khiển Q-out; SetPoint Q-out theo %.

## 3) Yêu cầu về tốc độ đường truyền dữ liệu

Yêu cầu tốc độ kênh truyền từ hệ thống ĐMTMN tự sản xuất, tự tiêu thụ của chủ đầu tư kết nối tới Công ty Điện lực tham khảo tiêu chuẩn kỹ thuật về kênh truyền tại Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL ngày 22/8/2017 của Cục Điều tiết điện lực - Bộ Công Thương như sau:

- Tốc độ đường truyền:  $\geq 64\text{kbps}$ ;
- Độ trễ đường truyền:  $\leq 125\text{ms}$ .

### 4.2.5.3. Các thiết bị của hệ thống SCADA

Hệ thống giám sát, điều khiển yêu cầu những thiết bị cơ bản sau:

- Thiết bị quản lý sản lượng điện đầu ra của hệ thống điện mặt trời mái nhà.
- Hệ thống đo lường các giá trị lưới điện: dòng điện, điện áp, tần số, sóng hài, công suất thực, công suất phản kháng. Mục đích nhằm đánh giá chất lượng của hệ thống điện mặt trời mái nhà.
- Thiết bị phải có chức năng lưu trữ dữ liệu hoặc thiết bị lưu trữ riêng biệt.
- Hệ thống giao tiếp trong hệ thống điện mặt trời mái nhà:
  - ♦ Sử dụng giao thức Modbus TCP hoặc IEC 60870-5-104 của thiết bị Router để kết nối giữa hệ thống giám sát điều khiển giữa hệ thống điện mặt trời và Công ty Điện lực có quyền điều khiển.
  - ♦ Sử dụng cổng giao tiếp RS485 với giao thức Ethernet thông qua dây cáp mạng hoặc không dây (Wifi/4G/GSM) để kết nối Gateway với hệ thống máy tính điều khiển
  - ♦ Sử dụng công nghệ PLC - Power Line Communication để giao tiếp giữa các Micro-Inverter và thiết bị Gateway.
- Phần mềm quản lý, giám sát, điều khiển được cài đặt trên hệ thống máy tính của từng công trình và Công ty Điện lực có quyền giám sát, điều khiển.

### 4.3. LỰA CHỌN CÔNG NGHỆ VÀ LỰA CHỌN THIẾT BỊ

Các giải pháp phân điện dự kiến như sau:

#### 4.3.1. TẮM PIN MẶT TRỜI:

##### 4.3.1.1. Tổng quan

- Tấm pin mặt trời là thiết bị quan trọng nhất quyết định hiệu quả đầu tư của dự án điện mặt trời. Do đó, lựa chọn tấm pin mặt trời phù hợp là yếu tố quyết định thành công của dự án.
- Trên thế giới hiện nay, xu hướng sử dụng tấm pin mặt trời tập trung chủ yếu vào 3 công nghệ: Silic đơn tinh thể, Silic đa tinh thể và màng mỏng. Trong đó, công nghệ Silic đơn tinh thể đem lại hiệu suất cao cho dự án, đồng thời được đây là công nghệ được sử dụng phổ biến cho dự án. Tâm điểm của hệ thống sản xuất năng lượng mặt trời là các tế bào năng lượng mặt trời. Nó bao gồm ba yếu tố chính, cụ thể là:
  - ♦ Các vật liệu bán dẫn mà hấp thụ ánh sáng và chuyển đổi nó thành các cặp electron và lỗ trống;
  - ♦ Các mối nối liên kết trong các chất bán dẫn khi mất điện tử sẽ tạo ra dòng điện nhờ sự dịch chuyển electron và lỗ trống;
  - ♦ Các kết nối ở mặt trước và mặt sau của các tế bào cho phép dòng điện đi ra mạch ngoài;

Hiện nay có hai dòng công nghệ chính của tấm pin PV đó là công nghệ tinh thể silic và công nghệ phim mỏng, trong đó mỗi công nghệ cũng được phân chia thành các loại phụ, cụ thể bao gồm:

17-  
G  
TY  
S M  
Đ  
H  
H V  
Đ C

- **Công nghệ tinh thể silic:**
  - ♦ Đơn tinh thể;
  - ♦ Đa tinh thể;
- **Công nghệ phim mỏng:**
  - ♦ Amorphous Silicon (a-Si);
  - ♦ Cadmium Telluride (CdTe);
  - ♦ Copper Indium Selenium (CIS);

#### 4.3.1.2. Công nghệ tinh thể Silic

Công nghệ tinh thể silic như đã nêu ở trên gồm có 2 dòng phụ đó là đơn tinh thể và đa tinh thể. Công nghệ tinh thể silic hiện nay đang chiếm trên 90% lượng tấm pin mặt trời được sản xuất hiện nay. Các nhà sản xuất lớn của công nghệ tinh thể silic hiện nay theo thống kê của Bloomberg gồm có Jinko Solar, Trina Solar, JA Solar, Canadian Solar and LONGI Solar.

##### 1) Công nghệ đơn tinh thể (m-Si)

Để sản xuất pin mặt trời đơn tinh thể (m-Si) một phiến tinh thể hình trụ đơn được rút ra từ khối silic nóng chảy. Phiến đồng nhất này được cắt thành từng miếng mỏng có độ dày từ 80 đến 150  $\mu\text{m}$ . Những miếng này sau đó được cắt thành hình vuông hoặc hình bát giác đối với hầu hết các tấm pin mặt trời, thể hiện trong Hình 4.1. Tính đồng nhất làm cho tế bào cực kỳ hiệu quả trong việc chuyển ánh sáng mặt trời thành điện. Các miếng này được sắp xếp phù hợp, điển hình là 60 hoặc 72 tế bào cho mỗi mô đun thường được sử dụng cho các dự án năng lượng mặt trời và được sắp xếp theo mẫu 10x6 hoặc 12x6. Các tế bào được hàn liên tục để tăng tổng điện áp của mô đun. Mỗi tế bào (cell) xấp xỉ có điện áp điểm cực đại (MPP) là 0,5VDC, kết quả là điện áp mô đun MPP khoảng 30V và 36V tương ứng cho 60 và 72 tế bào. Các mô-đun sau đó được ép và đóng khung trong kính với một vành nhôm. Hộp đấu nối được lắp vào phía sau của mô đun bằng dây và đầu nối để hình thành một mô-đun hoàn chỉnh.

##### 2) Công nghệ đa tinh thể

Để sản xuất pin mặt trời đa tinh thể, silic được đưa vào các phiến, tạo ra một phiến bao gồm nhiều tinh thể riêng biệt. Những tinh thể riêng lẻ này không được sắp xếp theo cùng một hướng. Mặt không đồng nhất tạo ra những tổn thất điện tại ranh giới của hạt và tạo ra một cái nhìn "nhạt nhoáng" trên bề mặt vật liệu khi ánh sáng được hấp thụ / phản xạ theo các hướng khác nhau. Những ảnh hưởng này làm giảm hiệu quả của tế bào so với các tế bào monocrystalline. Các tế bào đa tinh thể được xử lý tương tự như các tế bào đơn tinh thể để tạo ra mô-đun năng lượng mặt trời hoàn chỉnh. Quá trình sản xuất tế bào đa tinh thể ít chuyên sâu hơn các tế bào đơn tinh thể và do đó rẻ hơn, kết quả là module đa tinh thể hiện được sử dụng phổ biến nhất trong các dự án năng lượng mặt trời thương mại và quy mô công nghiệp.

##### 3) Mô đun silic thủy tinh kép

Một mô-đun silic thủy tinh kép là giải pháp thay thế tấm polymer ở mặt sau cho các mô-đun tinh thể với tấm kính thủy tinh gia nhiệt. Điều này giúp tăng khả năng bảo vệ cho mô-đun tốt hơn chống lại các yếu tố môi trường, làm cho nó đáng tin cậy và tăng tuổi thọ tấm pin. Một trong những ưu điểm chính là ứng dụng trong môi trường khắc nghiệt như gần biển / nước ven bờ vì cả hai mặt của mô-đun chống ẩm, do đó không có sự ăn mòn. Kiểu mô-đun này thường có độ suy hao thấp hơn, phòng chống cháy cao, tăng khả năng chịu tải do tuyết và gió. Hơn nữa, nó thường được sử dụng trong các ứng dụng điện áp cao (hiện tại lên tới 1500 V).

#### 4.3.1.3. Công nghệ phim mỏng

Công nghệ phim mỏng bao gồm các chất bán dẫn quang, được ghép như các lớp mỏng lên bề mặt nền. Vật liệu phổ biến nhất là thủy tinh. Hầu hết các pin mặt trời màng mỏng được ghép giữa hai tấm kính để tạo thành một mô-đun. Các chất bán dẫn chính hiện nay trên thị trường là silic vô định hình (a-Si), silic vi mô (a-Si  $\mu$ c-Si), cadmium telluride (CdTe) và đồng indium selenide (CIS hay CIGS). Do sự hấp thụ ánh sáng cao của các vật liệu này, độ dày của các lớp ít hơn từ 0,5 đến 1,6  $\mu$ m là đủ để hấp thụ và chuyển đổi ánh sáng mặt trời thành điện. Việc kết hợp các vật liệu khác đang được nghiên cứu hoặc chưa được thiết lập trên thị trường toàn cầu. Mô-đun phim mỏng có thể được chia thành hai nhóm, cứng và linh hoạt. Mô-đun màng mỏng và tế bào cứng được sản xuất đồng thời. Các đại diện chính của công nghệ này là CdTe, a-Si, và CIGS. Các mô-đun cứng thường được áp dụng cho các nhà máy điện lớn, trong khi loại tấm mỏng linh hoạt là tối ưu cho các ứng dụng di động. Các nhà sản xuất phim mỏng lớn nhất là First Solar (CdTe technology) và Solar Frontier (công nghệ CIS).

##### 1) Silic vô định hình (a-Si)

Các tế bào màng mỏng silicon chủ yếu được tạo thành bởi lắng đọng hơi hóa chất (thường là quá trình tăng cường huyết tương PE-CVD) từ khí silane và khí hydro. Tùy thuộc vào các thông số lắng đọng, điều này có thể mang lại:

- Silicon vô định hình (a-Si hoặc a-Si: H)
- Protocrystalline silicon
- Nanocrystalline silicon (nc-Si hoặc nc-Si: H)

Nó cho thấy rằng silicon protocrystalline chỉ với một phần nhỏ khối lượng của nanocrystalline silicon là tối ưu cho điện áp mở mạch cao. Các tế bào năng lượng mặt trời được làm từ những vật liệu này có hiệu suất chuyển đổi năng lượng thấp hơn so với silicon số lượng lớn, nhưng cũng ít tốn kém hơn để sản xuất. Hiệu quả lượng tử của các tế bào năng lượng mặt trời màng mỏng cũng thấp hơn do giảm số lượng sạc do sự dịch chuyển trên mỗi photon.

##### 2) Cadmium Telluride (CdTe)

Tế bào năng lượng mặt trời tạo ra dựa trên cadmium telluride, một loại vật liệu hấp thụ ánh sáng hiệu quả cho các tế bào màng mỏng. So với vật liệu màng mỏng khác, CdTe là dễ dàng lắng đọng hơn và phù hợp hơn cho sản xuất quy

mô lớn. Cadmium telluride (CdTe) là công nghệ quang điện dựa trên việc sử dụng Cadmium Telluride, một lớp bán dẫn mỏng được thiết kế để hấp thụ và chuyển đổi ánh sáng mặt trời thành điện năng. Cadmium Telluride PV là công nghệ màng mỏng duy nhất có chi phí thấp hơn pin mặt trời silicon thông thường những được ứng dụng cho các hệ thống năng lượng mặt trời lớn nhiều kilowatt. Công nghệ tinh chế CdTe phát triển đáng kể trong vài năm qua. Đây là loại duy nhất có khả năng sản xuất với khối lượng cao, chi phí môđun thấp, có thể chế tạo rộng rãi, nhờ vậy cho giá thành điện mặt trời khả quan hơn. Các đặc tính vật lý của CdTe gần như hoàn toàn phù hợp với quang phổ mặt trời. Điều này cho phép các mô-đun CdTe hấp thụ nhiều năng lượng mặt trời có sẵn trong ánh sáng thấp và trong tình huống ánh sáng bị khuếch tán (khi bình minh và hoàng hôn và dưới bầu trời nhiều mây) và chuyển đổi nó thành điện năng hiệu quả hơn so với các tế bào thông thường. Kết quả là, môđun CdTe màng mỏng nói chung sẽ sản xuất nhiều hơn trong điều kiện thực tế. Mỗi module chứa ít hơn 14 gram CdTe, bề dày bằng 1/26 độ dày của tóc người. Lớp bán dẫn CdTe được bọc giữa hai tấm kính bảo vệ. Ưu điểm lớn nhất của loại pin này là giá thành để sản xuất ra 1 Watt thấp hơn các loại pin kể trên, đây là điểm cần xem xét so sánh giữa các loại khi chúng ta muốn tạo ra nguồn có cùng công suất.

Mô-đun phim mỏng có thể được chia thành hai nhóm, cứng và linh hoạt. Mô-đun màng mỏng và tế bào cứng được sản xuất đồng thời. Các công nghệ này là CdTe, a-Si, và CIGS.

### 3) Copper Indium Selenium (CIS)

Các vật liệu bán dẫn đang hoạt động trong tế bào năng lượng mặt trời CIS là đồng inden selenide. Nếu kết nối CIS được hợp thành với gallium, tên chính xác của các tế bào này là đồng pin mặt trời indium gallium selenide (CIGS). CIGS là sửa đổi phổ biến nhất, nhưng CIS và CIGS chủ yếu được coi là cùng một công nghệ. Do thực tế là vật liệu có hệ số hấp thụ cao nên hấp thụ mạnh mẽ ánh sáng mặt trời nên cần phải có màng mỏng hơn so với các vật liệu bán dẫn khác, cho phép chúng được phủ trên các lớp mềm dẻo. Tuy nhiên, vì tất cả các công nghệ này thường sử dụng các kỹ thuật lắng đọng ở nhiệt độ cao, hiệu suất tốt nhất thường xuất phát từ các tế bào lắng đọng trên kính.

#### 4.3.1.4. Lựa chọn công nghệ cho tấm pin

- Dựa trên cơ sở phân tích kỹ thuật, dự án sẽ ưu tiên lựa chọn công nghệ Tấm pin tinh thể silic loại Đơn tinh thể (Monocrystalline).
- Luận chứng cho lựa chọn này dựa trên hiệu suất vượt trội của công nghệ. Tấm pin đơn tinh thể được sản xuất từ phiôi silic có độ tinh khiết và đồng nhất cao, giúp "tế bào cực kỳ hiệu quả trong việc chuyển ánh sáng mặt trời thành điện". Hiệu suất cao hơn cho phép tối đa hóa sản lượng điện năng trên cùng một diện tích mái nhà kho, qua đó tối ưu hóa hiệu quả đầu tư. Đây là ưu điểm quyết định so với công nghệ đa tinh thể vốn có hiệu suất thấp hơn do các tổn thất năng lượng tại ranh giới hạt tinh thể.



- Về công suất của tấm pin, loại tấm pin có công suất 650Wp được Chủ đầu tư đề xuất lựa chọn cho dự án.

### 4.3.2. BỘ CHUYỂN ĐỔI ĐIỆN DC/AC (MICRO-INVERTER)

#### 4.3.2.1. Tổng quan

Chức năng chính của inverter là chuyển đổi dòng điện một chiều (DC) được sản xuất bởi các mô đun năng lượng mặt trời thành dòng điện xoay chiều (AC) thích hợp để truyền tải vào lưới điện. Sự phát triển của điện tử công suất trong nhiều thập kỷ qua đã mang lại sự tiến bộ cho các thiết bị inverter đem lại hiệu suất chuyển đổi cao và hiệu quả.

Hiện nay, có ba loại công nghệ inverter chính đang được sử dụng phổ biến trên thị trường.

- Inverter chuỗi (String Inverter)
- Inverter trung tâm (Central Inverter)
- Vi biến tần (Micro-Inverter)

#### 4.3.2.2. Inverter chuỗi (String Inverter)

Nguyên lý hoạt động: Đây là loại inverter phổ biến nhất. Các tấm pin mặt trời được kết nối nối tiếp với nhau để tạo thành các "chuỗi" (string). Một hoặc nhiều chuỗi pin sẽ được kết nối vào một inverter duy nhất. Inverter này sẽ chuyển đổi dòng điện DC từ tất cả các chuỗi đó thành dòng điện AC.

Đặc điểm:

- Có dải công suất rất rộng, từ vài kW cho các dự án dân dụng đến hàng trăm kW cho các dự án thương mại và công nghiệp.
- Lắp đặt tập trung tại một vài vị trí, thường là gần các giàn pin hoặc trong phòng kỹ thuật.
- Hiệu quả về chi phí, công nghệ đã được chứng minh và rất đáng tin cậy.

Ưu điểm: Chi phí đầu tư hợp lý, dễ dàng lắp đặt, vận hành và bảo trì.

Nhược điểm: Hiệu suất của một chuỗi có thể bị ảnh hưởng nếu một tấm pin trong chuỗi đó bị che bóng hoặc gặp sự cố. Tuy nhiên, các inverter chuỗi hiện đại với nhiều bộ theo dõi điểm công suất tối đa (MPPT) đã giảm thiểu đáng kể nhược điểm này.

#### 4.3.2.3. Inverter trung tâm (Central Inverter)

**Nguyên lý hoạt động:** Tương tự như inverter chuỗi nhưng ở quy mô lớn hơn rất nhiều. Rất nhiều chuỗi pin sẽ được đấu nối song song thông qua các hộp nối (combiner box), sau đó toàn bộ dòng điện DC sẽ được dẫn về một inverter trung tâm công suất cực lớn.

Đặc điểm:

- Công suất rất lớn, từ vài trăm kW đến vài MW.

- Thường được đặt trong một nhà trạm hoặc container riêng, yêu cầu nền móng và không gian lớn.
- Chủ yếu được sử dụng cho các nhà máy điện mặt trời quy mô lớn (utility-scale) được lắp đặt trên mặt đất.
- **Ưu điểm:** Suất đầu tư trên mỗi Watt (USD/W) thấp khi triển khai ở quy mô rất lớn.

**Nhược điểm:** Chi phí thay thế, sửa chữa rất cao. Nếu inverter gặp sự cố, toàn bộ nhà máy sẽ ngừng hoạt động, gây tổn thất sản lượng nghiêm trọng. Kích thước và trọng lượng lớn khiến nó không phù hợp cho các dự án áp mái.

#### 4.3.2.4. Vi biến tần (Micro-Inverter)

**Nguyên lý hoạt động:** Là loại inverter có kích thước nhỏ nhất. Mỗi vi biến tần chỉ kết nối với một hoặc một vài tấm pin. Chúng thực hiện việc chuyển đổi DC-AC ngay tại từng tấm pin, sau đó dòng điện AC từ nhiều vi biến tần sẽ được đầu nối song song với nhau.

##### **Đặc điểm:**

- Tối ưu hóa sản lượng ở cấp độ từng tấm pin, không bị ảnh hưởng bởi hiện tượng che bóng của các tấm pin khác.
- Độ an toàn cao do điện áp DC trên mái thấp.

**Ưu điểm:** Tối ưu hóa sản lượng tốt nhất, đặc biệt cho các mái nhà phức tạp, có nhiều hướng và bị che bóng.

**Nhược điểm:** Việc lắp đặt ban đầu phức tạp hơn do số lượng thiết bị lớn (mỗi tấm pin một inverter).

#### 4.3.2.5. Nghiên cứu và so sánh hiệu quả

Nhiều nghiên cứu đã so sánh hiệu quả của string inverter và microinverter trong các điều kiện thực tế. Kết quả cho thấy microinverter thường có hiệu suất cao hơn trong điều kiện bóng râm và mang lại sản lượng điện cao hơn so với string inverter.

Tiêu chí	String Inverter/Central Inverter	Microinverter
Hiệu suất trong bóng râm	Giảm 20-50% khi có bóng râm	Tăng 25% nhờ tối ưu hóa độc lập
An toàn cháy nổ	Nguy cơ cao (điện áp DC 1000V)	An toàn cao (điện áp DC dưới 60V)
Thay thế khi hư hỏng	Dừng toàn hệ thống	Thay thế dễ dàng, không ảnh hưởng

Giám sát	Chung cho toàn hệ thống	Giám sát từng tấm pin, báo cáo định kỳ
Chi phí bảo trì	Cao (10-15% chi phí ban đầu)	Thấp hơn 80%
Bảo hành	5 năm	Lên đến 25 năm, 1 đổi 1

#### 4.3.2.6. Kết luận lựa chọn công nghệ Inverter

- Microinverter là lựa chọn tối ưu cho hệ thống điện mặt trời mái nhà, đặc biệt là tại Việt Nam, nơi điều kiện mái nhà có nhiều thành phần thiết bị kỹ thuật hiện hữu trên mái. Đồng thời, khuyến nghị lắp đặt Microinverter cho các khu vực tập trung đông người, nơi an toàn cháy nổ là ưu tiên hàng đầu. Microinverter giúp tối ưu hóa sản lượng điện, tăng độ tin cậy của hệ thống, giảm chi phí bảo trì dài hạn và dễ dàng mở rộng trong tương lai.
- Trong dự án này, sử dụng tấm pin năng lượng mặt trời có công suất 650Wp, do đó đề xuất lựa chọn inverter có công suất 475W, tỉ số DC/AC tương ứng 1.36.

#### 4.3.3. DÂY CÁP ĐIỆN

Tiêu chí lựa chọn dây dẫn AC hạ thế. Về tổng quan, khi lựa chọn dây dẫn AC cần quan tâm 3 tiêu chí sau:

- Điện áp định mức của dây dẫn: phù hợp với điện áp đầu ra của Inverter và điện áp vận hành của công trình.
- Dòng điện định mức của dây dẫn: dây dẫn lựa chọn phải đảm bảo khả năng mang dòng điện tối đa trong trường hợp vận hành xấu nhất (ngắn mạch), có xét đến các hệ số suy giảm do nhiệt độ, tuổi thọ, mật độ và cách lắp đặt.
- Giảm thiểu tổn hao và sụt áp: lựa chọn dây cáp phải đảm bảo tối thiểu tổn hao và đạt độ sụt áp cho phép. Thông thường, sụt áp của hệ thống AC phải nhỏ hơn 5% và tổn thất công suất nhỏ hơn 5%.

#### 4.3.4. TỦ ĐIỆN XOAY CHIỀU VÀ THIẾT BỊ ĐÓNG CẮT

##### 4.3.4.1. Mô tả chung:

Tủ gom xoay chiều phân phối nhánh (AC Sub Panel) là một thành phần kỹ thuật đa chức năng trong hệ thống điện mặt trời sử dụng micro inverter, đặc biệt đối với các công trình có quy mô lớn và nhiều nhóm phụ tải phân tán như trung tâm thương mại. Tủ có các chức năng chính sau:

- Tập trung và Phân phối công suất: An toàn tập trung nguồn điện xoay chiều (AC) được tạo ra từ nhiều mạch nhánh micro inverter.
- Bảo vệ: Chứa các thiết bị đóng cắt và bảo vệ (MCCB/MCB) cho từng mạch nhánh đầu vào và cho mạch tổng đầu ra.

- Đo lường và Giám sát: Tích hợp thiết bị Cổng giao tiếp (Gateway) và các Biến dòng đo lường (CT) để giám sát sản lượng điện từ các nhóm Micro Inverter, cung cấp dữ liệu vận hành chi tiết và khả năng điều khiển từ xa.
- Tiêu chuẩn thiết kế và chế tạo
  - ♦ Tủ điện được thiết kế và chế tạo tuân thủ các tiêu chuẩn quốc tế về tủ điện đóng cắt và điều khiển hạ áp;
  - ♦ Tất cả các vật tư, thiết bị lắp đặt trong tủ đều là hàng chính hãng, mới 100% và đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật liên quan.
- Đặc điểm vỏ tủ:
  - ♦ Cấp bảo vệ: Vỏ tủ phải đạt cấp bảo vệ tối thiểu IP54 cho lắp đặt ngoài trời tại các khu vực có yêu cầu cao hơn về chống bụi, chống ẩm.
  - ♦ Kết cấu: Vỏ tủ có kết cấu dạng module hóa, tự đứng. Khung tủ được chế tạo từ kim loại, có độ dày tối thiểu 2.0 mm, được liên kết bằng bu lông và được sơn tĩnh điện để đảm bảo độ bền, chống ăn mòn và thẩm mỹ.
  - ♦ Thông gió: Thiết kế vỏ tủ có thể bao gồm các khe hoặc quạt thông gió nếu cần thiết để đảm bảo tản nhiệt hiệu quả cho các thiết bị bên trong, đặc biệt là Gateway.
- Cấu trúc của Tủ AC Sub Panel bao gồm:
  - ♦ Ngăn đầu vào: Gồm các thiết bị đóng cắt và bảo vệ (MCCB hoặc MCB) cho từng mạch nhánh AC từ các dây micro inverter đi vào.
  - ♦ Ngăn thanh cái chính: Là nơi tập trung nguồn điện từ các MCCB/MCB đầu vào.
  - ♦ Ngăn đầu ra: Chứa MCCB tổng cho toàn bộ tủ, có chức năng bảo vệ và đóng cắt cho đường cáp trực tiếp cấp nguồn đến tủ điện của phụ tải. Đầu ra được trang bị Biến dòng đo lường (CT) để giám sát chính xác tổng sản lượng điện của các mạch nhánh.
  - ♦ Ngăn Giám sát và Điều khiển: Là khu vực được bố trí riêng để lắp đặt Thiết bị Cổng giao tiếp (Gateway) và các phụ kiện liên quan (bộ cấp nguồn, thiết bị kết nối mạng nếu có).
- Thanh cái dẫn điện:
  - ♦ Được gắn trên những bộ đỡ thanh cái tiêu chuẩn và phù hợp với kiểm tra loại của tủ đó.
  - ♦ Tiết diện của hệ thống thanh cái phải bảo đảm sao cho hệ thống có khả năng làm việc dài hạn cũng như khả năng chịu đựng dòng ngắn mạch khi sự cố trong khoảng thời gian nhất định.
  - ♦ Có thanh cái trung tính có cùng kích thước và khả năng mang tải như là các thanh cái pha.
  - ♦ Được đánh màu thành từng pha cho tất cả các phần của thanh cái sử dụng PVC.



- ♦ Màu đánh dấu pha như sau:
  - Pha A: Đỏ
  - Pha B: vàng
  - Pha C: xanh
  - Trung tính: Đen
- Đầu nối và vận hành
  - ♦ Cấp lực đầu vào (từ các mạch nhánh micro inverter) và đầu ra (đến tủ phụ tải) có thể được bố trí đi vào tủ từ phía trên hoặc phía dưới, tùy theo thiết kế và điều kiện lắp đặt thực tế.
  - ♦ Bên trong tủ, các đầu nối, thiết bị phải được dán nhãn rõ ràng, chỉ rõ nguồn gốc của từng mạch nhánh đầu vào và đích đến của mạch đầu ra.
  - ♦ Người vận hành có thể tiến hành thao tác, kiểm tra, duy tu, bảo dưỡng từ hai phía trước và sau tủ.
- Tủ điện hạ thế phải có một thanh cái tiếp đất bằng đồng rắn, đảm bảo chịu được mức ngắn mạch yêu cầu.

#### 4.3.4.2. Thiết bị đóng cắt hạ thế

- Thiết bị đóng cắt hạ thế, bao gồm Aptomat khối (MCCB - Moulded Case Circuit Breaker) và Aptomat thu nhỏ (MCB - Miniature Circuit Breaker), là các thành phần cốt lõi không thể thiếu trong Tủ AC Sub Panel. Chức năng chính và quan trọng nhất của chúng là bảo vệ an toàn cho hệ thống điện mặt trời, các thiết bị điện và con người khỏi các sự cố do quá dòng gây ra, bao gồm quá tải và ngắn mạch.
- Việc lựa chọn và cấu hình chính xác các thiết bị này đảm bảo hệ thống vận hành ổn định, tin cậy và cho phép cách ly an toàn các mạch điện khi cần bảo trì, sửa chữa.
- Aptomat thu nhỏ (MCB):
  - ♦ **Vị trí:** Được lắp đặt tại ngõ vào của tủ, dùng để bảo vệ cho từng mạch nhánh AC riêng lẻ đi từ các dây micro inverter về.
  - ♦ **Chức năng:** Bảo vệ quá tải và ngắn mạch cho đường dây cáp của từng nhánh và các micro inverter trong nhánh đó. Với dòng điện định mức nhỏ hơn, MCB có độ nhạy cao, giúp cách ly chính xác và nhanh chóng khi có sự cố trên một nhánh cụ thể mà không làm ảnh hưởng đến các nhánh khác đang hoạt động bình thường.
- Aptomat khối (MCCB):
  - ♦ **Vị trí:** Thường được lắp đặt ở vị trí đầu ra tổng của Tủ AC Sub Panel, trước khi đầu nối vào tủ điện của phụ tải. Trong một số trường hợp với các tủ gom công suất lớn, MCCB cũng có thể được dùng để bảo vệ cho một nhóm gồm nhiều mạch nhánh MCB đầu vào.



- ♦ **Chức năng:** Bảo vệ quá tải và ngắn mạch cho đường cáp trực chính và toàn bộ nhóm micro inverter được gom về tủ. MCCB có khả năng chịu được dòng điện lớn và dòng cắt ngắn mạch cao, phù hợp với vai trò bảo vệ tổng.
- Việc lựa chọn MCCB và MCB phải tuân thủ các nguyên tắc kỹ thuật điện cơ bản để đảm bảo tính chọn lọc và an toàn:
  - ♦ **Dòng điện định mức ( $I_n$ ):** Phải lớn hơn hoặc bằng dòng điện làm việc tối đa của mạch ( $I_n \geq I_{lv}$ ), nhưng phải nhỏ hơn hoặc bằng dòng cho phép của dây dẫn ( $I_n \leq I_{dd}$ ).
  - ♦ **Dòng cắt ngắn mạch ( $I_{cu}$ ):** Khả năng chịu đựng dòng ngắn mạch của thiết bị ( $I_{cu}$  - Ultimate Breaking Capacity) phải lớn hơn dòng ngắn mạch lớn nhất có thể xảy ra tại vị trí lắp đặt. Điều này đảm bảo thiết bị không bị phá hủy khi có sự cố ngắn mạch nghiêm trọng.

#### 4.3.5. HỆ THỐNG NỐI ĐẤT

- Bố trí dây đồng bọc làm trực tiếp địa chính dọc theo các chuỗi tấm pin, máng cáp, kết cấu và thanh phân kim loại sau đó được kết nối đến hệ thống tiếp địa của trung tâm thương mại.
- Tiếp địa cho các dây tấm pin, máng cáp, kết cấu khung đỡ bằng dây đồng bọc với tiết diện 6 mm<sup>2</sup> kết nối với trực dây tiếp địa chính. Ngoài các thiết bị nêu trên, tất cả các vật bằng kim loại đều được nối đất để đảm bảo cho quá trình vận hành cho người và thiết bị.

#### 4.3.6. HỆ THỐNG CHỐNG SÉT

- Sử dụng hệ thống chống sét hiện hữu của toàn nhà.
- Tủ điện hạ áp sẽ được lắp đặt SPD để chống sét lan truyền.

### 4.4. CÁC GIẢI PHÁP KỸ THUẬT PHẦN XÂY DỰNG KHUNG ĐỖ PIN

#### 4.4.1. YÊU CẦU CHUNG KHI LẮP PIN:

- Vị trí lắp đặt tấm pin được lắp trên mái bê tông, mái tôn. Việc thiết kế hệ khung đỡ Pin đơn giản giúp giảm chi phí lắp đặt, chi phí vận chuyển, bảo trì dễ dàng hơn.
- Tùy thuộc vào hình dáng của mái để có phương án thi công phù hợp, tuy nhiên không nên lắp pin hướng thẳng đứng, hoặc quá dốc ảnh hưởng đến thời gian đón nắng, cũng không nên lắp quá phẳng dẫn đến các tấm pin bị đọng nước và dính bẩn. Đối với những mái nhà có thời hạn sử dụng lâu, chưa được cải tạo và sửa chữa, mái nhà có dấu hiệu hư hỏng, mục nát, cần kiểm định lại khả năng chịu tải của mái nhà trước khi lắp đặt khung Pin.
- Hệ mái nhà của TTTM Satra Võ Văn Kiệt, Củ Chi dùng hệ khung thép thiết kế gia công sẵn để lắp trên mái nhà dùng hệ đỡ Pin. Hệ khung được liên kết với mái hiện hữu bằng các bu lông khoan neo.
- Hệ mái nhà của Kho lạnh Satra dùng hệ rail nhôm để liên kết Pin. Hệ rail nhôm được liên kết với mái tôn hiện hữu bằng Pad L kẹp rail nhôm.

#### 4.4.2. THIẾT KẾ KHUNG ĐỖ PIN

##### 4.4.2.1. Tiêu chuẩn thiết kế

- Kết cấu thép - Tiêu chuẩn thiết kế TCVN 5575:2012.
- Tiêu chuẩn thiết kế TCVN 2737-2023 về tải trọng và tác động;
- Bu lông đai ốc TCVN 1816-76÷TCVN1915-76.
- Tiêu chuẩn mạ kẽm nhúng nóng 18TCN 04-92.

##### 4.4.2.2. Vật liệu thiết kế kết cấu:

###### Thép chế tạo xà gồ C80:

GIS G3101-G350

- Giới hạn chảy (Yield Point – YP)  $\geq 350/450$  MPa
- Độ bền kéo (Tensile Strength – TS)  $\geq 420/480$  MPa

###### Thép hình SS400:

- $f = 2300$  (daN/cm<sup>2</sup>)
- $f_v = 1200$  (daN/cm<sup>2</sup>)
- $f_u = 4000$  (daN/cm<sup>2</sup>).

Que hàn N431 sử dụng phương pháp hàn bằng tay có giới hạn chảy  $f_y=3300$ (daN/cm<sup>2</sup>), và giới hạn bền kéo  $f_b=4300$ (daN/cm<sup>2</sup>).

###### Bu lông liên kết có:

- Cường độ chịu cắt tính toán: 190N/mm<sup>2</sup>,
- Cường độ chịu kéo tính toán: 210N/mm<sup>2</sup>,
- Cường độ tính toán chịu ép mặt: 456N/mm<sup>2</sup>.

##### 4.4.2.3. Tải trọng tác động

- Tĩnh tải:
  - ♦ Tải trọng bản thân phần mềm tự tính.
  - ♦ Trọng lượng tấm pin  $q_{pv}=29$  kg/ Tấm
- Tải gió lên khung:
  - ♦ Áp lực gió vùng IIA:  $W_0=83$ daN/m<sup>2</sup>.
  - ♦ Địa hình dạng B, tính đến độ cao theo độ cao mái nhà  $z=12$ m, hệ số  $k=1$ .
  - ♦ Theo TCVN 2737-2023, Giá trị tiêu chuẩn của tải trọng gió  $W_k$  tại độ cao  $Z_e$  được xác định như sau:

$$W_k = W_{3s,10} \cdot k(z_e) \cdot c \cdot G_f$$

- Hoạt tải rửa Pin:

Tính tải trọng hoạt tải sữa chữa, rửa Pin với  $q = 15$  kg/m<sup>2</sup>

#### 4.4.2.4. Kết quả tính toán kiểm tra hệ khung giàn

- Kết quả tính toán kiểm tra hệ khung giàn xem ở Phụ lục tính toán

#### 4.5. PHẦN MỀM SỬ DỤNG TÍNH TOÁN

Đề án sử dụng phần mềm PVsyst 7.4.0 để mô phỏng nhà máy, đây là phần mềm chuyên dụng được sử dụng phổ biến trên thế giới để thiết kế nhà máy điện mặt trời.

Kết quả mô phỏng chính là sản lượng điện trong năm, sẽ được dùng để phân tích kinh tế tài chính. Ngoài ra các kết quả khác như công suất phát, thời gian phát điện dùng để thiết kế hệ thống điện và đánh giá hiệu quả của dự án.

#### 4.6. THÔNG SỐ KỸ THUẬT CỦA THIẾT BỊ

Yêu cầu chung, điều kiện môi trường làm việc:

- Nhiệt độ môi trường lớn nhất : 45<sup>0</sup>C
- Nhiệt độ môi trường nhỏ nhất : 0<sup>0</sup>C
- Nhiệt độ trung bình : 27<sup>0</sup>C
- Độ ẩm trung bình : 85 %
- Độ ẩm lớn nhất : 100 %
- Độ cao tuyệt đối : <1000 m

#### 4.6.1. THÔNG SỐ KỸ THUẬT TẮM PIN NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI

Bảng 4-1: Thông số kỹ thuật của tấm pin mặt trời đề xuất

STT	Hạng mục / Chỉ tiêu kỹ thuật	Yêu cầu tối thiểu / Mô tả
<b>I</b>	<b>ĐẶC TÍNH ĐIỆN HỌC (Đo ở Điều kiện Thử nghiệm Tiêu chuẩn - STC)</b>	
1.1	Công suất danh định (Pmax)	Tối thiểu 650 Wp
1.2	Hiệu suất module	Tối thiểu 24.0% (hoặc cao hơn)
1.3	Điện áp hở mạch (Voc) danh định	Khoảng 53.9 V (hoặc tương đương phù hợp với công suất)
1.4	Dòng điện ngắn mạch (Isc) danh định	Khoảng 15.3 A (hoặc tương đương phù hợp với công suất)
1.5	Điện áp tại công suất cực đại (Vmp) danh định	Khoảng 44.5 V (hoặc tương đương phù hợp với công suất)
1.6	Dòng điện tại công suất cực đại (Vmp) danh định	Khoảng 14.59 A (hoặc tương đương phù hợp với công suất)
<b>II</b>	<b>THÔNG SỐ CƠ KHÍ VÀ THIẾT KẾ</b>	
2.1	Loại tế bào quang điện (Cell Type)	Tế bào quang điện đơn tinh thể (Monocrystalline) hiệu suất cao. Ưu tiên công nghệ Back Contact (BC) hoặc các công nghệ tương đương.

2.2	Kích thước (Dài x Rộng x Dày)	Khoảng 2382 mm x 1134 mm x 30 mm (cho phép dung sai nhỏ, phù hợp với thiết kế).
2.3	Trọng lượng	Khoảng 28.5 kg (cho phép dung sai nhỏ).
2.4	Mặt kính phía trước	Kính cường lực, độ truyền suốt cao, dày tối thiểu 3.2mm, có lớp phủ chống phản xạ (ARC).
2.5	Hộp đấu nối (Junction Box)	Đạt tiêu chuẩn bảo vệ tối thiểu IP68, có đủ điốt bypass phù hợp.
2.6	Khung tấm pin	Hộp kim nhôm anode hóa, độ bền cao, chống ăn mòn.
<b>III ĐẶC TÍNH HOẠT ĐỘNG VÀ ĐỘ BỀN</b>		
3.1	Phạm vi nhiệt độ hoạt động cho phép	Tối thiểu từ -40°C đến +85°C.
3.2	Hệ số suy giảm công suất trong năm đầu tiên	Không vượt quá 1.0%.
3.3	Hệ số suy giảm công suất tuyến tính hàng năm (từ năm 2)	Không vượt quá 0.35%.
3.4	Hệ số nhiệt độ của công suất cực đại (Pmax)	Không lớn hơn -0.26%/°C (giá trị càng gần 0 càng tốt).
3.5	Khả năng chịu tải tĩnh tối đa mặt trước (gió, tuyết)	Tối thiểu 5400 Pa.
3.6	Khả năng chịu tải tĩnh tối đa mặt sau (gió)	Tối thiểu 2400 Pa.
3.7	Khả năng chống chịu mưa đá	Đạt thử nghiệm với viên đá đường kính tối thiểu 25mm ở tốc độ 23m/s.

#### 4.6.2. THÔNG SỐ KỸ THUẬT MICRO INVERTER

Bảng 4-2: Thông số kỹ thuật của Micro-Inverter

STT	Hạng mục / Chỉ tiêu kỹ thuật	Yêu cầu tối thiểu / Mô tả
<b>I ĐẶC TÍNH ĐẦU VÀO (DC)</b>		
1.1	Công suất tấm pin quang điện (PV) tương thích	Hỗ trợ các tấm pin quang điện công suất cao 650Wp hoặc hơn
1.2	Dải điện áp MPP tối thiểu/tối đa	36/55 V (hoặc tương đương phù hợp với công suất tấm pin)
1.3	Điện áp đầu vào DC tối thiểu/tối đa	16/65 V (hoặc tương đương phù hợp với công suất tấm pin)
1.4	Điện áp khởi động đầu vào	22 V (hoặc tương đương phù hợp với công suất tấm pin)
1.5	Dòng điện đầu vào DC tối đa	≥ 15.3 A (hoặc tương đương phù hợp với công suất tấm pin)
<b>II ĐẶC TÍNH ĐẦU RA (AC)</b>		
2.1	Công suất đầu ra AC danh định	475 W

2.2	Công suất biểu kiến AC tối đa	480 VA
2.3	Dòng điện đầu ra AC tối đa liên tục	2.09 A
2.4	Điện áp lưới danh định	230 V
2.5	Tần số lưới danh định	50 Hz
2.6	Hiệu suất tối đa	> 97%
2.7	Tổng độ méo sóng hài	< 5%
2.8	Số lượng Micro Inverter tối đa trên mỗi mạch nhánh AC 3 pha	> 30 bộ
<b>III THÔNG SỐ CHUNG &amp; ĐỘ BỀN</b>		
3.1	Dải nhiệt độ môi trường hoạt động	Lên đến 65°C.
3.2	Cấp bảo vệ (IP Rating)	IP67 – Phù hợp lắp đặt ngoài trời
3.3	Giao tiếp giữa các thiết bị	PLC hoặc Ethernet hoặc đề xuất phương án phù hợp
3.4	Tính năng an toàn	Tích hợp chức năng ngắt nhanh (Rapid Shutdown), điện áp DC thấp trên mái
3.5	Làm mát	Làm mát tự nhiên hoặc làm mát bằng quạt

Bảng 4-3: Thông số kỹ thuật của thiết bị giao tiếp (Gateway)

STT	Hạng mục / Chỉ tiêu kỹ thuật	Yêu cầu tối thiểu / Mô tả
1.1	Chức năng chính	Quản lý và giám sát hệ thống điện mặt trời sử dụng microinverter, thu thập dữ liệu sản xuất PV và tiêu thụ năng lượng, cho phép điều khiển và cập nhật phần mềm từ xa.
1.2	Khả năng quản lý số lượng Microinverter	Có khả năng giám sát và thu thập dữ liệu từ tối thiểu 300 microinverter (nhà thầu đề xuất số lượng Gateway phù hợp với tổng số microinverter của dự án)
1.3	Đo lường sản xuất và tiêu thụ	Tích hợp sẵn chức năng đo đếm sản lượng điện mặt trời và tổng điện năng tiêu thụ của phụ tải với độ chính xác tối thiểu $\pm 1\%$ cho cả sản xuất và tiêu thụ.
1.4	Giao diện truyền thông	- Wi-Fi tích hợp (802.11b/g/n); Ethernet (RJ45). - Giao tiếp với Micro Inverter thông qua PLC hoặc Ethernet
1.5	Nguồn cấp	Điện áp lưới danh định 230V (L-N), 230/400V (L-N/L-L) Wye.
1.6	Giao diện người dùng và phần mềm	Cho phép cấu hình dễ dàng qua ứng dụng di động (Installer App). Cung cấp nền tảng giám sát qua web và ứng dụng di động cho người dùng cuối và đơn vị vận hành.

### 4.6.3. THÔNG SỐ KỸ THUẬT TỦ ĐIỆN AC

Bảng 4-4: Thông số kỹ thuật của tủ điện AC

STT	Hạng mục / Chỉ tiêu kỹ thuật	Yêu cầu tối thiểu / Mô tả
<b>I</b>	<b>VỎ TỦ</b>	
	Nhà sản xuất/nước sản xuất	
	Cấp bảo vệ	Tối thiểu IP 54
	Tiêu chuẩn áp dụng (Applicable standard)	IEC 61439, TCVN 7994-1
	Kiểu tủ	MSB
	Kích thước	Nêu rõ
	Màu sắc	Sơn tĩnh điện RAL 7035
	Kết cấu khung	Thép tấm 2,0
	Nhãn tủ (Nameplate)	Chữ trắng, nền đen
<b>II</b>	<b>THANH CÁI</b>	
	Thanh cái	Đồng Mạ Niken, N=50%P
	Dòng điện định mức	Phù hợp với từng công trình
	<i>Công trình TTTM Satra Củ Chi</i> - AC Sub Panel 1 - AC Sub Panel 2 - AC Sub Panel 3	- 250 A - 225A - 150 A
	<i>Công trình Kho lạnh Satra</i> - AC Sub Panel 1, 3 - AC Sub Panel 2, 4 - Tủ MSB	- 225 A - 250 A - 800 A
	<i>Công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt</i> - AC Sub Panel 1 - AC Sub Panel 2 - AC Sub Panel 3 - AC Sub Panel 4	- 225 A - 40 A - 80 A - 80 A
	Dòng cắt định mức	Phù hợp với từng công trình
	<i>Công trình TTTM Satra Củ Chi</i>	- 50 kA
	<i>Công trình Kho lạnh Satra</i>	- 50 kA
	<i>Công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt</i>	- 25 kA
<b>IV</b>	<b>MÁY CẮT MCCB 3P</b>	
	Nhà sản xuất	Khẳng định rõ
	Nước sản xuất	Khẳng định rõ
	Mã hiệu	Khẳng định rõ
	Tiêu chuẩn chế tạo	IEC60947-2
	Chủng loại	04 cực
	Dòng điện định mức	Phù hợp với từng công trình

1000  
 TÓN  
 ÔNG  
 TÓN  
 AI G  
 TNH  
 THÀN  
 CP H

	Công trình TTTM Satra Củ Chi - AC Sub Panel 1 - AC Sub Panel 2 - AC Sub Panel 3	- 250 A - 225 A - 150 A
	Công trình Kho lạnh Satra - AC Sub Panel 1, 3 - AC Sub Panel 2, 4 - Tủ MSB	- 225 A - 250 A - 800 A
	Công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt - AC Sub Panel 1 - AC Sub Panel 2 - AC Sub Panel 3 - AC Sub Panel 4	- 225 A - 40 A - 80 A - 80 A
	Khả năng cắt ngắn mạch tối đa (Ics) 400V	Phù hợp với từng công trình
	Công trình TTTM Satra Củ Chi	- 50 kA
	Công trình Kho lạnh Satra	- 50 kA
	Công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt	- 25 kA
	Khả năng cắt ngắn mạch làm việc (Ics = %Icu) 400V	100
	Điện áp định mức	690
	Điện áp cách điện	800
	Điện áp chịu đựng xung sét định mức	8
	Tần số định mức	50
	Độ bền cơ (tối thiểu)	≥ 15.000
	Độ bền điện (tối thiểu)	≥ 5.000
	Nguyên tắc bảo vệ	Điện tử, Nhiệt từ
	Tiếp điểm phụ (NO+NC)	Đáp ứng đủ các mạch cần thiết

#### 4.6.4. THÔNG SỐ KỸ THUẬT CÁP ĐIỆN AC

Bảng 4-5: Thông số kỹ thuật dây cáp điện AC

STT	Hạng mục / Chỉ tiêu kỹ thuật	Yêu cầu tối thiểu / Mô tả
1.	Nhà sản xuất	Khẳng định rõ
2.	Vật liệu ruột dẫn	Ruột đồng theo tiêu chuẩn TCVN 5935-1/ IEC 60502-1 TCVN 6612/ IEC 60228
3.	Kiểu	CU/XLPE/PVC
4.	Tiêu chuẩn áp dụng	TCVN 5935-1/ IEC 60502-1:2009 TCVN 6612/ IEC 60228
5.	Tiết diện lõi	Phù hợp từng công trình
6.	Hình dạng và kiểu lõi	Tròn

7.	Vật liệu chế tạo	Đồng
8.	Đánh dấu pha	Theo màu sắc
9.	Điện áp định mức	0,6/1,0 kV
10.	Điện áp thử nghiệm 50Hz/01 phút	3,5 kV
11.	Nhiệt độ làm việc lớn nhất	90 °C
12.	Tiết diện	
	Tại công trình TTTM Satra Củ Chi	CXV 0.6/1kV 4Cx95mm <sup>2</sup>
	Tại công trình Kho lạnh Satra	CXV 0.6/1kV 4Cx120mm <sup>2</sup> CXV 0.6/1kV 4Cx95mm <sup>2</sup>
	Tại công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt	CXV 0.6/1kV 4Cx95mm <sup>2</sup> CXV 0.6/1kV 4Cx25mm <sup>2</sup> CXV 0.6/1kV 4Cx16mm <sup>2</sup>
13.	Dòng điện liên tục cho phép	
	CXV 0.6/1kV 4Cx120mm <sup>2</sup>	≥ 346A
	CXV 0.6/1kV 4Cx95mm <sup>2</sup>	≥ 298A
	CXV 0.6/1kV 4Cx25mm <sup>2</sup>	≥ 127A
	CXV 0.6/1kV 4Cx16mm <sup>2</sup>	≥ 100A

#### 4.6.5. THÔNG SỐ KỸ THUẬT CÁP ĐIỆN DC

Bảng 4-6: Thông số kỹ thuật dây cáp điện DC

STT	Hạng mục / Chỉ tiêu kỹ thuật	Yêu cầu tối thiểu / Mô tả
1.	Nhà sản xuất/nước sản xuất đề xuất	Khai báo rõ
2.	Tiêu chuẩn áp dụng	TCVN 5935-1/IEC 60502-1
3.	Tiêu chuẩn quản lý chất lượng sản phẩm	ISO 9001
4.	Loại dây dẫn	Dây đồng cách điện XL- PolyOlefin, lắp đặt ở ngoài trời
5.	Chiều dày lớp cách điện	≥ 0,7mm
6.	Vật liệu làm vỏ	PVC
7.	Đường kính ngoài cáp (D)	12,7mm
8.	Trọng lượng cáp	261kg/km
9.	Nhiệt độ làm việc cho phép của dây dẫn: - Điều kiện làm việc bình thường - Chế độ làm việc ngắn mạch	- 90°C - 250°C
10.	Loại ruột dẫn	Ruột dẫn đồng mềm tráng thiếc
11.	Điện áp định mức (pha/dây)	AC: 1,0/1,0kV và DC: 1,5kV
12.	Dòng điện định mức	44A
13.	Tiết diện danh định	4 mm <sup>2</sup>

## Chương 5 CHỈ DẪN KỸ THUẬT

### 5.1. YÊU CẦU CHUNG

#### 5.1.1. CÁC TIÊU CHUẨN

Tất cả những vật liệu và phụ kiện cung cấp, lắp đặt cho công trình này phải tuân theo những yêu cầu về chỉ tiêu kỹ thuật cũng như những tiêu chuẩn quốc tế mới nhất và phải thích ứng với điều kiện khí hậu nhiệt đới. Để thực hiện được điều này, nhà thầu phải đảm bảo duy trì được hệ thống kiểm soát chất lượng theo tiêu chuẩn ISO 9001-2015.

Các tiêu chuẩn kỹ thuật, quy định và tiêu chuẩn được trích dẫn ở đây xác định các yêu cầu tối thiểu về chất lượng các loại vật liệu, sản phẩm cũng như toàn bộ hệ thống

Nếu không có tiêu chuẩn Việt Nam nào áp dụng phải áp dụng thì phải tuân theo tiêu chuẩn của IEC hoặc IEEE và ngược lại trong trường hợp áp dụng tiêu chuẩn quốc gia như một tiêu chuẩn gốc thì người mua sẽ xem xét trên quan điểm tham khảo.

#### 5.1.2. MÃ MÁC VÀ KÝ HIỆU PHÂN BIỆT

Mỗi vật liệu và phụ kiện phải ghi thông số, ký hiệu và chủng loại, số sêri, năm sản xuất, cùng với thông số và các điều kiện vận hành và bất kỳ thông tin nào khác theo khuyến nghị IEC cũng như các yêu cầu về chỉ tiêu kỹ thuật khác.

#### 5.1.3. ĐÓNG GÓI

Mọi vật liệu và phụ kiện phải được đóng gói và ghim chặt trong vỏ gỗ cứng để chống lại sự va đập, đảm bảo vật liệu và phụ kiện an toàn tuyệt đối khi di chuyển từ nơi sản xuất đến công trình. Ngoài ra cũng phải đưa ra các biện pháp bảo vệ về mặt vật lý cho vật liệu và phụ kiện trong suốt thời gian lắp đặt và lưu kho tạm thời ngoài công trình ở điều kiện thời tiết quanh công trình.

Để tránh được những ảnh hưởng xấu gây ra bởi nước biển, độ ẩm hoặc các tác động bên ngoài thì tất cả các thiết bị phải được đóng gói kín trong các túi nhựa tổng hợp có độ bền cao. Ngoài ra, để tránh được sự ngưng tụ hơi nước trên bề mặt vật liệu thì phải sử dụng các túi bằng silic hoặc có thể sử dụng các loại chất hút ẩm đạt yêu cầu.

Mỗi thùng hàng phải được đóng số sê ri riêng, tên người mua, số hợp đồng, tên nhà thầu, tên văn phòng đại diện của nhà thầu và địa chỉ liên lạc tại nước của người mua, trọng lượng thô và trọng lượng tịnh theo kg, bảng mô tả nội dung, kích thước của vỏ thùng, xuất xứ, cũng như tất cả những thông tin hướng dẫn cần thiết khác. Mỗi một thùng hàng phải có một bảng danh sách để trong phong bì kín chống thấm mô tả chi tiết, đầy đủ các gói có trong thùng.

#### 5.1.4. VẬT LIỆU VÀ PHỤ KIỆN

Tất cả các vật liệu và phụ kiện cung cấp cho công trình này phải còn mới nguyên có chất lượng cao nhất và phải được chế tạo từ năm 2018 trở đi với sê ri và thiết

kết mới nhất và phải có khả năng chịu được các ứng suất tác động lên chúng do ảnh hưởng của điện trường, cơ học và điều kiện thời tiết khắc nghiệt.

### 5.1.5. ĐIỀU KIỆN MÔI TRƯỜNG

Yêu cầu chung, điều kiện môi trường làm việc:

- Nhiệt độ môi trường lớn nhất : 45<sup>0</sup>C
- Nhiệt độ môi trường nhỏ nhất : 0<sup>0</sup>C
- Nhiệt độ trung bình : 27<sup>0</sup>C
- Độ ẩm trung bình : 85 %
- Độ ẩm lớn nhất : 100 %
- Độ cao tuyệt đối : <1000 m

### 5.2. ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT THIẾT BỊ

Tất cả thiết bị và vật liệu cung cấp phải là loại mới được sản xuất và chưa qua sử dụng, có thông số kỹ thuật và tiêu chuẩn chất lượng phù hợp với yêu cầu.

### 5.3. THIẾT KẾ, CHẾ TẠO VÀ THỬ NGHIỆM

Thiết kế phải đáp ứng đầy đủ các yêu cầu sau:

- Thuận tiện trong kiểm tra và bảo dưỡng
- Có khả năng tồn tại trong điều kiện khí hậu môi trường khắc nghiệt (nhiệt đới hóa)

#### 5.3.1. TẮM PIN MẶT TRỜI

Chất trám kín được sử dụng cho việc làm kín cạnh các module PV phải có khả năng chống thấm nước tốt, có cách điện tốt và có độ bám dính tốt.

Hộp đấu nối sử dụng trong các module phải có điôt bypass bảo vệ để tránh các điểm nóng trong trường hợp các tế bào quang điện không đồng nhất hoặc bị che bởi bóng râm. Vật liệu sử dụng cho hộp đấu nối phải được làm bằng vật liệu chống tia UV để tránh bị xuống cấp trong thời gian sử dụng module và việc làm kín hộp đấu nối phải tuân thủ mức độ bảo vệ IP67. Chất EVA được sử dụng để chế tạo module phải sạch & được sử dụng trong thời hạn quy định.

Các module silic tinh thể được cung cấp phải là loại module kháng tổn thất PID (Sụt giảm công suất ngõ ra) và giấy chứng nhận thí nghiệm từ phòng thí nghiệm của bên thứ ba phải giống với chứng nhận sẽ được cấp.

Ngõ ra định mức của các module phải có dung sai dương + 3% và không được phép có dung sai âm.

Các module phải có thiết kế chắc chắn, chịu được điều kiện khí hậu cực đoan và chịu được áp lực gió  $W_0 = 83 \text{ daN/m}^2$  TCVN 2737 - 1995: Tải trọng và tác động - Tiêu chuẩn thiết kế.

Tất cả các nguyên vật liệu được sử dụng để sản xuất module PV phải có một lịch sử về độ tin cậy đã được minh chứng và hoạt động ổn định trong các ứng

dụng bên ngoài. Module phải làm việc tốt ở độ ẩm tương đối lên đến 95% với nhiệt độ môi trường từ 0°C đến +50°C. Các nguyên vật liệu này phải chịu được điều kiện khí hậu cực đoan như gió mạnh, bụi, cát, và điều kiện đất/khí hậu nhiễm mặn.

Tất cả các module phải được chứng nhận theo tiêu chuẩn:

- ♦ IEC 61215 xuất bản lần 2: Chất lượng thiết kế và phê duyệt mẫu các module silic tinh thể;
- ♦ IEC 61730: Thử nghiệm độ an toàn module PV ở 1500VDC hoặc cao hơn;
- ♦ IEC 60364-4-41: Bảo vệ chống điện giật;
- ♦ IEC 61853-1: Tiêu chuẩn hiệu suất và hiệu suất sản lượng điện;
- ♦ IEC 61701: Thử nghiệm chống ăn mòn do sương muối cho các tấm pin năng lượng mặt trời, cấp độ 6.
- ♦ IEC 62716: Thử nghiệm chống ăn mòn Amoniac.

Người triển khai thực hiện phải sắp xếp các chi tiết của vật liệu cùng với bảng thông số kỹ thuật của các nhà sản xuất đối với các thành phần khác nhau được sử dụng trong các module PV cùng với các thiết bị được sử dụng trong các module được gửi đi chứng nhận. Bảng danh mục vật liệu (BOM) được sử dụng cho module phải giống với BOM đã gửi đi để chứng nhận module.

Module PV phải có cấp an toàn là II và phải có độ tin cậy cao, trọng lượng nhẹ và phải có tuổi thọ hơn 25 năm.

Khung module phải được làm bằng nhôm mạ anốt hóa hoặc từ vật liệu chống ăn mòn, có khả năng tương thích về điện và hoá học với vật liệu kết cấu được sử dụng để gắn các module. Trong trường hợp sử dụng khung kim loại cho các module, cần phải nối đất để kết nối khung với lưới tiếp đất. Độ dày/chiều cao tối thiểu của khung module phải bằng 40 mm, độ dày lớp anốt hóa không được nhỏ hơn 15 micro mét. Hộp kết nối phải có cấp bảo vệ IP67 và có ít nhất 3 đi ốt, có đầu nối MC4 và cáp đồng 4mm<sup>2</sup>.

Cần cung cấp các bằng chứng về việc mua sắm các cấu kiện như tế bào quang điện, tấm mặt sau, vật liệu cán, khung, kính, keo dán ... có nêu tên nhà sản xuất, ngày sản xuất và các giấy chứng nhận thí nghiệm có liên quan vào thời điểm kiểm tra trước khi xuất đi và nghiệm thu.

Trên Module phải có logo của nhà sản xuất.

Mỗi module PV phải sử dụng 01 mã vạch được dán bên trong lớp kim loại mỏng của Module và có khả năng chịu được các điều kiện môi trường khí hậu cực đoan. Máy quét mã vạch cùng với cơ sở dữ liệu cũng sẽ được cấp cho chủ đầu tư. Cơ sở dữ liệu phải có các thông tin sau theo mã vạch:

- Name of the manufacturer of the PV module and RFID code
- Name of the manufacturer of solar cells
- Month & year of the manufacture (separate for solar cells and modules)

- Country of origin (separately for solar cells and module)
- I-V curve for the module at standard test condition (1000 w/m<sup>2</sup> , AM 1.5, 25°C)
- Peak Rated Power (Pmax), Imp, Vmp, Isc, Voc, temperature co-efficient of power and FF (Fill Factor) for the module
- Unique Serial No. and Model No. of the module
- Date and year of obtaining IEC PV module qualification certificate
- Name of the test lab issuing IEC certificate
- Other relevant information on traceability of solar cells and module as per ISO 9001 and ISO 14001

Chất lượng tấm mặt sau module phải giống nhau trong lô cung cấp module.

Các module được cán màng phủ đồng nhất và không có bất kỳ khuyết tật nào về độ dày.

Chứng minh bằng tư liệu rằng hàng loạt module cấp cho dự án đáp ứng yêu cầu về chất lượng. Sẽ thử nghiệm tối thiểu 20 module để kiểm tra tính năng và độ tin cậy thông qua các bài test nhanh về tuổi thọ (các module này sẽ được chọn một cách ngẫu nhiên). Tài liệu minh chứng bao gồm các kết quả thử nghiệm nhanh và các hình ảnh EL trước và sau khi thử nghiệm như trong Hình 1 dưới đây. Nhà thầu chịu trách nhiệm các chi phí của module, vận chuyển, thử nghiệm và báo cáo tóm tắt. Nhà thầu phải cung cấp các tài liệu của lô hàng, mẫu module, hình ảnh EL, thử nghiệm nhanh và báo cáo tóm tắt cho Chủ đầu tư.

### 5.3.2. CẤP HẠ ÁP DC

#### a) Kiểu:

- Cấp lực, ruột đồng, một lõi, cách điện HEPR 120°C, vỏ dùng liên kết chéo cao su EVA 120°C theo DIN EN 50563-2-1 (loại hợp chất EM4 / EM8) lớp cách điện và vỏ được nối chắc chắn (lớp cách điện 2 lớp), có khả năng chống cháy lan, có vỏ bổ sung được làm bằng dây đồng mạ thiếc (mức độ bao phủ bề mặt >80%) là bộ phận bảo vệ chống ăn mòn hoặc va đập.
- Phần lõi dẫn điện bằng đồng tôi, tiêu chuẩn IEC 60228. Cấu trúc cáp theo tiêu chuẩn IEC 60502. Cấp đáp ứng tiêu chuẩn chống cháy IEC 60331. Nhận diện các lõi dây trong một sợi cáp theo số thứ tự in trên lớp cách điện theo từng khoảng đều nhau suốt chiều dài sợi cáp.

#### b) Tiết diện cáp:

Cấp lực hạ áp & cáp điều khiển phải có tiết diện tuân theo các điều kiện sau:

- Dòng định mức của cáp không được nhỏ hơn 125% dòng tải trong chế độ làm việc bình thường & 100% dòng tải đỉnh.
- Tiết diện tối thiểu của cáp DC đối với các mạch: 4mm<sup>2</sup>

### 5.3.3. CÁP HẠ THỂ AC

#### a) Kiểu:

- Cáp lực, ruột đồng, một lõi/ ba lõi/bốn lõi, cáp ruột đồng, cách điện XLPE, vỏ PVC, không giáp bảo vệ, lắp trên không.

- Phần lõi dẫn điện bằng đồng tõi, tiêu chuẩn IEC 60228. Cấu trúc cáp theo tiêu chuẩn IEC 60502-2. Nhận diện các lõi dây trong một sợi cáp theo số thứ tự in trên lớp cách điện theo từng khoảng đều nhau suốt chiều dài sợi cáp.

#### b) Tiết diện cáp:

Cáp lực hạ thế phải có tiết diện tuân theo các điều kiện sau:

- Dòng định mức của cáp không được nhỏ hơn 125% dòng tải trong chế độ làm việc bình thường & 100% dòng tải đỉnh.

### 5.4. CHỈ DẪN LẮP ĐẶT

#### 5.4.1. YÊU CẦU CHUNG

Do thiết bị điện có giá thành cao, dễ hư hỏng do những va chạm mạnh. Vì vậy đơn vị xây lắp thiết bị phải là đơn vị chuyên ngành, công nhân lắp ráp phải đúng chuyên ngành xây lắp điện và đòi hỏi phải là công nhân lành nghề

Đơn vị xây lắp khi thi công công trình, ngoài việc tuân thủ các quy định dưới đây còn phải tuân thủ theo các tài liệu hướng dẫn lắp đặt thiết bị của nhà sản xuất. Các tài liệu này sẽ do Chủ đầu tư cấp.

#### 5.4.2. LẮP ĐẶT TẮM PV

##### 5.4.2.1. Lắp đặt

###### 1) An toàn lắp đặt

Luôn luôn trang bị mũ bảo hộ, bao tay cách điện và giày an toàn (giày cao su).

Đóng gói các module PV trong giấy carton cho đến khi lắp đặt.

Không chạm khi không cần thiết vào module PV trong lúc lắp đặt. Bề mặt gương và khung PV có thể bị nóng. Tại đó có nguy cơ gây bỏng và giật điện.

Không làm việc trong điều kiện trời mưa và có gió mạnh.

Vì nguy cơ giật điện, không thực hiện bất kỳ công việc nào nếu các đầu nối điện của module PV bị ướt. Dùng các dụng cụ cách điện và không dùng các dụng cụ ướt.

Khi lắp đặt tấm PV, không để rơi bất kỳ vật thể nào (tấm PV hay các dụng cụ...).

Chắc chắn rằng các khí dễ cháy không xảy ra hay lắp đặt gần bên cạnh.

Thêm các các đầu kết nối dây dẫn đầy đủ và chính xác. Kiểm tra tất cả các kết nối. Dây cáp nối nên được cố định chắc chắn trên khung tấm PV, giá cáp nên đặt theo chiều ngang tránh nối lộn xộn hay va chạm mạnh với bề mặt dưới của tấm PV.



Không chạm vào hộp đấu nối và các điểm cuối đoạn cáp nối khi tay trần khi đang lắp đặt hoặc dưới ánh sáng mặt trời, bất chấp thời tiết tấm PV đã được kết nối hoặc cắt ra từ hệ thống.

Không để bừa bộn các vật nặng thừa trên bề mặt tấm PV hoặc làm vênh khung.

Không chạm hay đặt các vật nặng trên bề mặt gương hay mặt sau tấm PV, điều này có thể làm vỡ cell hoặc là nguyên nhân hư hỏng nhỏ.

Khi hoạt động, không dùng các dụng cụ bén nhọn để lau chùi bề mặt sau và gương tấm PV. Chúng sẽ gây xước trên tấm PV.

Không khoan lỗ trên khung tấm PV. Nó là nguyên nhân sự ăn mòn của khung PV.

## 2) Giới thiệu lắp đặt cơ khí

Tấm PV thường được cố định bằng cách sử dụng các phương pháp như: bắt vít và kẹp.

### 5.4.2.2. Bảo trì và bảo dưỡng

Điều này là yêu cầu để thực hiện bảo trì và bảo quản thường xuyên tấm PV, đặc biệt với phạm vi bảo hành. Để đảm bảo tối ưu hiệu suất tấm PV, các yêu cầu theo các phạm vi như sau:

#### 1) Kiểm tra bằng thị giác

Kiểm tra các tấm PV bằng mắt để tìm các sai sót, các điều sau được đặc biệt lưu ý:

- Các tấm PV dùng công nghệ bao phủ lớp chống phản chiếu, nó bình thường nếu có sự khác biệt màu sắc khi quan sát tấm PV ở các góc độ khác nhau;
- Tấm kính bị vỡ;
- Các vật thể sắc nhọn được tiếp xúc trên bề mặt tấm PV.
- Tấm PV không bị che bóng bởi các vật trở ngại không mong muốn hoặc các vật liệu bên ngoài.
- Sự ăn mòn theo thời gian các thanh bus-bar trên cell của tấm PV. Nguyên nhân của sự ăn mòn này là sự xâm nhập không khí ẩm vào tấm PV bởi vật liệu làm bề mặt tấm PV bị hư hỏng trong quá trình lắp đặt và vận chuyển.
- Có dấu vết cháy dưới bề mặt tấm PV.
- Kiểm tra ốc vít cố định và giá đỡ được kín, khớp và chặt là cần thiết.

#### 2) Vệ sinh

Việc làm tăng bụi hay rác trên bề mặt tấm PV kết quả làm giảm sản lượng đầu ra. Vệ sinh tấm PV hơn 1 lần trên 1 năm nếu có thể sử dụng các vải ướt hoặc ẩm khi cần thiết. Nước có hàm lượng khoáng chất cao có thể để lại lớp lắng đọng trên bề mặt gương và không được khuyến cáo dùng.

Không được sử dụng các vật liệu làm trầy xước trong mọi trường hợp.



Để làm giảm nguy cơ sốc nhiệt và điện, khuyến cáo vệ sinh tấm PV trong lúc sáng sớm hoặc chiều muộn khi đó bức xạ mặt trời là thấp và các tấm PV đã nguội, đặc biệt trong những vùng có nhiệt độ nóng hơn.

Không được vệ sinh tấm PV khi tấm gương bị gỡ hoặc các dấu hiệu dây dẫn bị hở, vì điều này thể hiện nguy cơ bị giật.

### 5.4.3. LẮP ĐẶT CÁP

- Lắp đặt cáp:
  - ♦ Phải đánh nhãn cáp tại hai đầu cáp và cứ khoảng 30 mét theo chiều dài. Các nhãn này sẽ được liệt kê thành một bảng.
  - ♦ Cấm không được nối cáp và cuộn cáp. Bán kính uốn cong cáp sau khi lắp đặt không được nhỏ hơn bán kính uốn cong cho phép do nhà sản xuất đưa ra.
  - ♦ Trước khi kéo cáp phải tiến hành đo cáp.
  - ♦ Tên cáp phải được đánh dấu rõ ràng tránh nhầm lẫn.
  - ♦ Cáp đi từ thiết bị hay từ hộp đấu nối xuống đất phải được kẹp chặt vào trụ đỡ bằng vòng ôm.
- Đầu cáp:
  - ♦ Lớp vỏ ngoài cùng của cáp bọc và cách điện sẽ được bỏ đi ở bên của thanh kẹp hoặc vòng bít đầu cáp. Các ruột cáp không được xoắn đặc biệt là ở mỗi nhánh cáp phải được đặt song song và được buộc gọn với nhau bằng các dây buộc cáp plastic hoặc bằng các biện pháp khác được chấp thuận ở đầu mỗi ruột cáp phải để lại một đoạn đủ dài để có thể đánh dấu các đầu nối hoặc cho các mục đích kiểm tra. Toàn bộ trọng lượng cáp sẽ được đỡ bởi các thanh kẹp cáp hoặc các miếng đệm và không có một lực kéo hoặc lực nén nào tác động lên đầu cáp.
  - ♦ Số lõi cáp dự phòng còn lại phải đủ dài để kéo tới các đầu cực xa nhất trên các phần của thiết bị, được cách điện, an toàn và gọn gàng để đảm bảo an toàn cho cáp gốc của chúng. Số lõi cáp dự phòng cho phép là 20% đối với cáp nhiều lõi, ngoại trừ những nơi không có khả năng yêu cầu trong tương lai, ví dụ như cáp cho biến dòng hoặc biến điện áp
  - ♦ Các loại đầu cốt sử dụng cho các đầu dây phải là loại ép. Chúng được kẹp chặt chụm vào cách điện và lõi.
  - ♦ Các dây dẫn mà kết thúc bằng các đầu cực loại đinh vít kẹp sẽ được làm cho phù hợp với các ống nối để bảo vệ dây dẫn chống lại sự phá hoại. Những nơi đầu cực được làm phù hợp bằng các đĩa chịu lực sẽ không cần dùng các ống nối và các đầu dây sẽ được để trần. Các đầu đinh vít bị chèn ren sẽ bị loại bỏ.
  - ♦ Các lớp thép bọc của các cáp lực cao thế, hạ thế và cáp điều khiển sẽ được nối đất ở cả 2 đầu của cáp.

#### 5.4.4. MÁNG ĐIỆN

Máng đỡ cáp phải là loại tole xoi lỗ, dày 1,4-2.0mm, cạnh cuốn mép và nhúng kẽm (hoặc sơn tĩnh điện) toàn bộ. Máng đỡ cáp được lắp vào sàn, đà của kết cấu xây dựng bằng các cây ti ren tráng kẽm có đường kính không nhỏ hơn 6mm, hoặc bằng thép góc tráng kẽm lắp vào tường hoặc trên sàn nhà.

Giá đỡ máng phải có khoảng cách tương ứng với số lượng dây và cỡ dây chứa trong đó, tuy nhiên khoảng cách này thường lớn hơn 1,2m.

Cáp được đặt trên máng sau khi đã lắp đặt máng xong, dây cáp cũng phải có khoảng cách với nhau để thông gió. Các dây cáp phải được phân thành nhóm theo mạch điện và được cố định từng sợi với khoảng cách không lớn hơn 2m cho vị trí ngang và 1m cho vị trí đứng.

#### 5.4.5. CÂN BẰNG MẠCH ĐIỆN

Nhà thầu thi công hệ thống điện phải cung cấp đầy đủ thông số cho Giám đốc dự án để kiểm tra lại sự phân tải trên ba pha, đảm bảo sự cân bằng mạch sau khi đóng điện.

Do việc tránh sụt áp, Nhà thầu thi công hệ thống điện phải lắp thiết bị sao cho gần nguồn nhất, nếu chỉ tiêu này không đạt được ngoài hiện trường, Nhà thầu thi công hệ thống điện phải báo cáo với Giám đốc dự án và tư vấn giám sát để có được chỉ dẫn thích hợp.

#### 5.4.6. NỐI ĐẰNG THỂ

Dây nối đẳng thế chính phải làm bằng đồng và phải nối tất cả mọi bề mặt dẫn điện của hệ điện trong tòa nhà đến đầu nối đất chính của hệ thống.

Các dây đẳng thế chính phải nối tất cả các bề mặt dẫn điện của các hệ không phải là hệ điện bằng kẹp đồng. Các diện tích tiếp xúc phải sạch và không có các chất dẫn điện kém như: mỡ, sơn v.v. trước khi lắp kẹp vào.

Tiết diện của dây dẫn đẳng thế chính không được nhỏ hơn phân nửa tiết diện dây đất có liên quan của hệ thống.

#### 5.4.7. DÂY DẪN BẢO VỆ

Các dây dẫn bảo vệ có thể là một dây riêng rẽ của cáp, có thể là vỏ bọc bằng kim loại hoặc lớp giáp bảo vệ của cáp, có thể là thành phần của cáp như dây dẫn điện, hộp đựng dây, hoặc vỏ bọc bằng kim loại của hệ đi dây. Ống nhúng, ống PVC, các phần dẫn điện lộ ra của thiết bị không thể coi là thành phần của dây dẫn bảo vệ.

Đối với mỗi ổ cắm, phải có một dây dẫn bảo vệ riêng nối với điểm nối đất của ổ cắm và điểm này nằm bên trong vỏ ổ cắm.

Phải có một chỗ có thể tiếp cận được để tháo dây dẫn bảo vệ ra khỏi hệ tiếp đất chính hoặc các cọc tiếp đất cho mục đích thử nghiệm và đo đặc điện trở tiếp đất. Không được đặt dao cắt trên dây dẫn bảo vệ.

Tất cả mọi dây cáp dùng làm dây dẫn bảo vệ, kể cả dây tiếp đất, dây đẳng thế chính, dây đẳng thế phụ, dây dẫn bảo vệ đều được định dạng bằng màu “xanh lá và vàng”.

Các thanh dẫn được dùng như dây dẫn bảo vệ phải được định dạng bằng cách dán băng keo, bọc nilon, hoặc sơn với hai màu “xanh lá và vàng”.

Tiết diện của dây dẫn bảo vệ, không kể dây đẳng thế, phải đủ để chịu được dòng ngắn mạch. Khi dây dẫn bảo vệ không phải là thành phần của cáp, không được chứa đựng trong ống sắt, máng, hộp bằng sắt thì tiết diện của nó phải không nhỏ hơn  $2.5\text{mm}^2$ . Nếu một sợi cáp riêng rẽ được dùng như là dây dẫn bảo vệ thì cáp đó phải được bọc PVC ngoại trừ khi tiết diện của nó lớn hơn  $6\text{mm}^2$ . Khi các vỏ kim loại của cáp được dùng như là dây dẫn bảo vệ, tiết diện của nó phải bằng tiết diện của dây đồng qui ra tương đương.

## **5.5. CHỈ DẪN KỸ THUẬT HỆ THỐNG CÁP ĐIỆN**

### **5.5.1. KIỂM TRA CÔNG TRƯỜNG**

Các nhà dự thầu phải kiểm tra tình trạng công trường trước khi đệ trình hồ sơ thầu. Việc kiểm tra công trường cần được xác nhận và đệ trình trong hồ sơ thầu

### **5.5.2. ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT VÀ BẢN VẼ**

Bản vẽ sẽ được tham khảo cùng với quy phạm kỹ thuật này

Quy phạm kỹ thuật và bản vẽ bổ sung lẫn nhau. Mọi công việc dù được qui định trong quy phạm kỹ thuật mà không được thể hiện trên bản vẽ hoặc ngược lại cũng phải được tiến hành trọn vẹn.

Các bản vẽ được coi là gần đúng và chỉ có tính sơ đồ. Kích thước thực tế sẽ do nhà thầu thực hiện tại công trình.

Nhà thầu chịu trách nhiệm xác định các thiết bị cụ thể phải vừa vặn với vị trí lắp đặt và cũng phải chừa chỗ cho các yêu cầu bảo trì và những yêu cầu khác có liên quan đến việc lắp đặt.

### **5.5.3. CÁC MÂU THUÃN VÀ THIẾU SÓT**

Khi trên bản vẽ hoặc trong quy phạm kỹ thuật có những mâu thuẫn hoặc thiếu sót, Nhà thầu phải liên hệ với Quản lý Dự án và Nhà Tư vấn để có phương án giải quyết trước khi đệ trình hồ sơ thầu. Các vấn đề nêu trên sẽ được Nhà Tư vấn giải quyết bằng văn bản. Mọi sự sửa đổi về quy phạm kỹ thuật không thể hiện trên văn bản đều không có giá trị

### **5.5.4. THIẾT BỊ VÀ CÔNG VIỆC BẢO HÀNH**

Nhà thầu có trách nhiệm bảo hành như sau:

Các thiết bị do nhà thầu cung cấp -loại hiện đại nhất, đúng thiết kế và đủ công suất

Các thiết bị lắp đặt phải được thể hiện trên bản vẽ với những khoảng trống phù hợp với hoạt động của nó cũng như việc duy tu, bảo dưỡng

Các thiết bị cung cấp năng lượng nhỏ nhất tại các vị trí ghi trong Quy phạm kỹ thuật hoặc trên bản vẽ

Nhà thầu có trách nhiệm về mọi thông số cài đặt của các trang thiết bị điều khiển nhằm bảo đảm các yêu cầu và điều kiện hoạt động

#### 5.5.5. YÊU CẦU VỀ BẢN VẼ DO NHÀ THẦU ĐỆ TRÌNH

Trước khi tiến hành công việc, Nhà thầu thi công hệ thống điện phải đệ trình cho Giám đốc dự án duyệt bản vẽ triển khai thi công, gồm có:

- Sơ đồ nguyên lý
- Các mặt bằng (tỉ lệ tối thiểu 1/100)
- Các mặt cắt và mặt đứng (tỉ lệ tối thiểu 1/50)
- Các bảng chi tiết và danh sách (tỉ lệ tối thiểu 1/25)
- Các bảng vẽ phối hợp vị trí lắp đặt của các hệ thống với nhau, tránh các hệ thống khi lắp đặt bị đung và không thể lắp đặt (tỉ lệ tối thiểu 1/100)

Nói chung, bản vẽ triển khai thi công phải phù hợp với bản vẽ thiết kế cùng với chỉ dẫn kỹ thuật kèm theo đây và phải cập nhật với các chỉ dẫn của Giám đốc dự án khi có phát sinh.

Trước khi chế tạo hoặc lắp đặt, Nhà thầu thi công hệ thống điện phải đệ trình cho Giám đốc dự án duyệt các bản vẽ triển khai thi công với đầy đủ chi tiết của thiết bị cùng với phương pháp gá đỡ, lắp đặt. Quy định này không áp dụng cho thiết bị chuẩn và thiết bị điều khiển hoặc các mục tương tự vì chúng đã được quy định từ khi nhập hàng. Khi nào các công việc xây dựng bị ảnh hưởng bởi bản vẽ triển khai thi công thì Nhà thầu thi công hệ thống điện phải đệ trình cho Nhà thầu xây dựng trước đó 6 tuần.

Nhà thầu thi công hệ thống điện cũng cần phải đệ trình các bản vẽ chi tiết riêng lẻ về xây dựng cho Nhà thầu xây dựng nếu phần xây đó có liên quan tới công việc của mình. Các bản vẽ đó cần bao gồm, nhưng không giới hạn, như sau:

- Mặt bằng đầy đủ của hệ dây cấp nguồn có ghi rõ kích thước, vị trí, co, tê, giá đỡ, khớp giãn nở, các chỗ đấu nối trên suốt chiều dài của đoạn cấp nguồn.
- Đầy đủ sơ đồ nguyên lý của các hệ điều khiển của các tủ điện có ghi chú rõ đặc tính của các thiết bị được sử dụng.
- Bản vẽ chi tiết ghi đầy đủ kích thước cho bên xây dựng và các công việc cho bên khác có liên quan đến hệ điện để chỉ rõ vị trí chính xác, số lượng và kích thước.

#### 5.5.6. BẢN VẼ HOÀN CÔNG

Ngay khi tiến hành thi công, nhà thầu phải cử họa viên lưu giữ mọi thay đổi so với hợp đồng và bản vẽ thi công, đồng thời đánh dấu các thay đổi đó chính xác như thực tế lắp đặt.

Trong suốt quá trình thi công, nhà thầu phải trình cho Tư vấn giám sát phê duyệt bản vẽ trong đó chỉ rõ thực tế lắp đặt, và gửi cho các bộ phận có liên quan. Ngoài ra, nhà thầu cũng phải cung cấp các biểu đồ, bảng liệt kê thiết bị, đường ống, phụ kiện và mọi thông tin chính xác liên quan đến thực tế lắp đặt.

Nhà thầu cần lưu giữ bản sao các bản vẽ hoàn công và các bảng kê nói trên để sử dụng trong quá trình sửa chữa sai sót, hoàn thiện công trình.

#### 5.5.7. SỰ KHÔNG CHUẨN XÁC CỦA THIẾT BỊ

- Kích thước và công suất, thông số kỹ thuật của thiết bị đã chỉ định rõ trên bản vẽ phải phù hợp với số liệu do nhà sản xuất cung cấp. Trường hợp nhà thầu có ý định sử dụng loại thiết bị khác so với bản vẽ hoặc tài liệu kỹ thuật của hợp đồng thì phải gửi văn bản đến tư vấn giám sát và chờ phê duyệt trước

#### 5.5.8. ĐÓNG GÓI, LƯU KHO VÀ BẢO QUẢN

Tất cả các vật liệu, thiết bị, linh kiện và phụ tùng phải được giao tới công trường trong tình trạng mới, đóng gói thích hợp để tránh hư hỏng, nhiễm bẩn hoặc cong vênh, gãy bể hoặc kết cấu bị yếu đi do nâng chuyển, do tác động của thời tiết và trong chừng mực có thể được chúng phải được giữ trong kiện hoặc trong lớp bao che được duyệt cho tới khi sử dụng. Bất kỳ hạng mục nào bị hư hỏng trong quá trình chế tạo hoặc trong khi vận chuyển hoặc ở tại hiện trường trong khi lưu kho hoặc trong khi lắp đặt đều bị thải bỏ và được thay thế mà không tính thêm chi phí cho Chủ đầu tư hoặc cho các nhà thầu khác, ngoại trừ trường hợp hư hỏng gây nên bởi họ.

Trường hợp vật tư, thiết bị được nhập từ nước ngoài, yêu cầu:

- Đóng gói, bao bì phải phù hợp, an toàn, đặc biệt lưu ý điều kiện thời tiết khi vận chuyển và khi đến nơi. khi thực hiện.
- Phải dùng mã quốc tế được chấp nhận để hướng dẫn cho tiêu chuẩn đóng gói yêu cầu. Các bề mặt nhãn và sáng phải được phủ một lớp bảo vệ chống trầy phù hợp.
- Khi gửi hàng, mỗi kiện hàng phải có bộ hồ sơ đầy đủ “packing list” và “bill of lading” có ghi đầy đủ các đặc điểm của kiện hàng cùng với kích thước, trọng lượng, nội dung và giá trị gần đúng của mỗi kiện, bộ hồ sơ phải được làm thành 2 bản giao cho Ban quản lý dự án hoặc Chủ đầu tư.

Khi hàng hoá bị trả lại do vi phạm quy định của Yêu cầu kỹ thuật hoặc do Hợp đồng, Nhà thầu thi công hệ thống điện, sau khi nhận được văn bản của Ban quản lý dự án, phải di chuyển các kiện hàng đó ra khỏi khu vực khai hàng.

Chủ đầu tư không chịu trách nhiệm về những mất mát, hoặc sẽ trả lại kiện hàng, hoặc vật tư nếu Nhà thầu thi công hệ thống điện không tập kết hàng đúng quy định của Ban quản lý dự án hoặc của Nhà thầu xây dựng.

Nhà thầu thi công hệ thống điện phải dùng vật liệu bảo vệ để che, bọc các vật liệu, linh kiện hoặc phụ tùng để bảo vệ chúng sau khi lắp đặt. Trường hợp Nhà thầu thi công hệ thống điện không làm thế, nếu xảy ra hư hỏng một phần hay

toàn bộ cho bất kỳ vật liệu, thiết bị, linh kiện hoặc phụ tùng nào, Nhà thầu thi công hệ thống điện phải thay mới mà không được tính chi phí.

Nhà thầu điện cần lưu ý các điều sau:

- Nhà thầu điện phải chịu trách nhiệm về việc vận chuyển và bóc dỡ dây cáp điện tới công trường. Dây cáp điện phải nguyên cuộn, mới, có biện pháp bảo vệ chống ẩm và va chạm cơ học và phải còn nguyên nhãn hiệu của nhà chế tạo. Trường hợp đặc biệt có thể dùng dây còn lại trong cuộn nhưng phải có xác nhận đặc biệt bằng văn bản của Giám đốc dự án.
- Phải có biện pháp chống ẩm có hiệu quả đối với busbar, thiết bị đèn trong khi và sau khi lắp đặt cho tới bàn giao cho Chủ đầu tư.
- Nhà thầu thi công hệ thống điện phải tháo và di chuyển tất cả các bao che tạm ra khỏi công trường.

## 5.6. CÁC YÊU CẦU VỀ VẬN HÀNH, THỬ NGHIỆM

### 5.6.1. YÊU CẦU CHUNG

Nhà thầu chịu trách nhiệm lắp đặt, thí nghiệm và nghiệm thu tất cả thiết bị đã cung cấp theo yêu cầu kỹ thuật, thông số kỹ thuật, tiêu chuẩn quốc tế và tiêu chuẩn Việt Nam.

### 5.6.2. THI CÔNG VÀ LẮP ĐẶT

Nhà thầu có nghĩa vụ thi công, giám sát công trình xây dựng và chạy thử:

Trước khi tiến hành lắp đặt, Nhà thầu phải cung cấp bảng kế hoạch toàn diện về quản lý công tác thi công và lắp đặt tại công trường đối với công tác lắp đặt sao cho phù hợp với các chính sách và luật hiện hành, phù hợp với kế hoạch quản lý an toàn, sức khỏe và môi trường của Nhà thầu. Chậm nhất là 15 ngày trước khi khởi công, Nhà thầu phải chuẩn bị và nộp các kế hoạch đó cho Chủ đầu tư. Nhà thầu cũng sẽ cấp cho Chủ đầu tư 01 báo cáo đánh giá và tài liệu thích hợp về hồ sơ an toàn đối với các Nhà thầu phụ được phép thực hiện các công việc tại công trường.

Nhà thầu phải cung cấp tất cả các tiện ích cần thiết trong quá trình thi công và lắp đặt, bao gồm nhưng không giới hạn như điện, nước, nhà vệ sinh, nhiên liệu và thông tin liên lạc. Nhà thầu chịu trách nhiệm về tất cả các chi phí liên quan đến năng lực thi công.

### 5.6.3. HOÀN THIỆN PHẦN CƠ KHÍ VÀ PHẦN ĐIỆN

Hoàn thiện phần cơ và phần điện có nghĩa là:

- Lắp các thiết bị của hệ thống ĐMT mái nhà theo thiết kế, kể cả các yêu cầu cần thiết về điều khiển và đấu nối để sản xuất điện năng.
- Kiểm tra tất cả các hệ thống điện còn tồn tại và đảm bảo chúng sẵn sàng để vận hành.
- Hoàn thiện tất cả các thử nghiệm sự cố tiếp địa, thử nghiệm tính liên tục của dòng điện và hoàn thiện các hiệu chỉnh, thử nghiệm phần cơ khí.

- Tất cả các thiết bị đều vận hành được và đã được hiệu chuẩn theo các tiêu chuẩn và hướng dẫn của nhà sản xuất và đã được kiểm tra mạch vòng nếu có thể.

#### 5.6.4. ĐẢM BẢO CHẤT LƯỢNG/KIỂM SOÁT CHẤT LƯỢNG (QA/QC) VÀ THỬ TỰC NGHIỆM THU HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI MÁI NHÀ

##### 5.6.4.1. Bước 1 - QA/QC

Không quá 45 ngày kể từ khi thực hiện hợp đồng, Nhà thầu chịu trách nhiệm nộp cho Chủ đầu tư 01 bản sao kế hoạch QA/QC để Chủ đầu tư xem xét và góp ý. Hệ thống ĐMT mái nhà sẽ được quản lý theo chương trình này.

Chương trình QA/QC sẽ bao gồm các quá trình và các hệ thống sau:

1. Sắp xếp các thanh dẫn và ống cáp
2. Thí nghiệm và đổ bê tông
3. Thí nghiệm cách điện cho tất cả các dây dẫn
4. Thử nghiệm phân cơ khí - kết cấu giá đỡ
5. Thử nghiệm các bộ inverter, máy biến áp, RMU...
6. Đo mạch mở nguồn PV - VOC tại các tủ đấu nối
7. Thử nghiệm cầu chì
8. Tất cả các kiểm tra trực quan
9. Thí nghiệm tính liên tục của tiếp địa
10. Thí nghiệm điện trở đất
11. Kiểm tra module PV và các tài liệu của nhà sản xuất đối với các thí nghiệm tại công trường theo các chương trình hiện có của nhà sản xuất
12. Thử tự pha các bộ inverter và tương thích với việc sử dụng
14. Cài đặt rơ le tại điểm đấu nối với Chủ đầu tư
15. Các quá trình khác do Nhà thầu quy định

##### 5.6.4.2. Bước 2 - Lắp đặt và thí nghiệm

Tất cả công tác lắp đặt và thí nghiệm tại hiện trường sẽ được giám sát, chứng kiến và lập biên bản bởi đại diện của nhà thầu. Chủ đầu tư sẽ quan sát và chứng kiến quá trình QA/QC khi cần thiết và tùy nghi. Kỹ sư có thẩm quyền của Nhà thầu phải ghi ngày và ký vào tài liệu chứng minh hoàn thành và nghiệm thu các bước thử nghiệm QA/QC tại công trường.

##### 5.6.4.3. Bước 3 - Chạy thử và khởi động

Nhà thầu chịu trách nhiệm cung cấp kế hoạch chạy thử và khởi động dự kiến của hệ thống ĐMT mái nhà.

Nhà thầu phối hợp với Chủ đầu tư xây dựng một kế hoạch chạy thử hợp lý bao gồm các bước kiểm tra và khởi động. Công việc này sẽ đảm bảo rằng các hệ



thông được kích hoạt an toàn về người và thiết bị, đảm bảo rằng các công việc của nhà thầu đã được hoàn thành và phù hợp với tài liệu hợp đồng và rằng các hệ thống được vận hành theo yêu cầu của các tài liệu hợp đồng và sẵn sàng để bàn giao cho Chủ đầu tư để phê duyệt.

Khi việc xây dựng và lắp đặt các hệ thống gần như hoàn thành, Nhà thầu cần chuẩn bị danh mục các công việc cần hoàn tất và thực hiện kiểm tra tổng thể công trình đã hoàn thành lần cuối, kiểm tra các hệ thống và các hệ thống phụ; khởi động, thử nghiệm và bàn giao các hệ thống.

Các thủ tục chạy thử và thí nghiệm nghiệm thu lần cuối được duyệt tối thiểu phải bao gồm:

1. Kế hoạch an toàn trong quá trình khởi động chạy thử
2. Rà soát tất cả các thử nghiệm QA/QC phía DC và AC của các Inverter
3. Quy trình khởi động hệ thống ĐMT mái nhà cụ thể, kể cả các trình tự đóng cắt
4. Chắc chắn rằng việc thử nghiệm và kích hoạt các Inverter phù hợp với các quy trình được khuyến nghị của nhà sản xuất; chú ý điện áp làm việc; và xác nhận rằng các inverter vận hành như mong đợi.
5. Khi ánh nắng mặt trời ở mức cao nhất và ít nhất sau 15 phút vận hành, ghi chép lại dữ liệu vận hành của hệ thống ĐMT mái nhà, nhưng không giới hạn ở các dữ liệu sau: MWAC, MWDC, VDC, VAC, IDC, IAC...
6. Thử nghiệm hệ thống điều khiển và giám sát để chắc chắn rằng chúng vận hành một cách tin cậy.
7. Thử nghiệm hệ thống thông tin liên lạc phục vụ giám sát bên ngoài.
9. Có quy trình cụ thể để đấu nối và khởi động cùng với lưới điện
10. Có các tài liệu bằng văn bản về quy trình chạy thử và khởi động thành công
11. Nhà thầu thông báo bằng văn bản cho Chủ đầu tư rằng đã hoàn thành thử nghiệm nghiệm thu và đã chạy thử.

Khi kết thúc việc kích hoạt và khởi động thành công thì hệ thống ĐMT mái nhà sẽ được xem là có thể vận hành được. Kế tiếp, sẽ chuyển sang giai đoạn vận hành thử và sau đó là thử nghiệm công suất.

#### 5.6.4.4. Bước 4 - Giai đoạn vận hành thử

Sau khi hoàn thành công tác khởi động và chạy thử, Nhà thầu có tối đa 45 ngày để xử lý các vấn đề liên quan. Trong khoảng thời gian này, Nhà thầu sẽ phải tiến hành đào tạo cho 01 nhóm kỹ sư vận hành và sửa chữa do Chủ đầu tư bố trí. Sau khi thực hiện thành công giai đoạn vận hành thử, Nhà thầu có trách nhiệm thực hiện quy trình thử nghiệm công suất để kiểm tra sản lượng định mức. Không bắt buộc Nhà thầu phải sử dụng tối đa 45 ngày, có thể giảm thời gian.

#### 5.6.4.5. Bước 5 - Hoàn thành cơ bản công trình

Sau khi Chủ đầu tư hài lòng với kết quả khởi động và chạy thử thì hệ thống ĐMT mái nhà được coi như là hoàn thành cơ bản. Để chứng minh là đã hoàn thành cơ bản công trình, Nhà thầu phải:

a. Chạy thử các hệ thống hoàn thiện, phù hợp với các thử nghiệm để xác minh rằng:

1. Hệ thống có thể vận hành ở tất cả các mức/chế độ vận hành theo các hướng dẫn vận hành, luật áp dụng, các tiêu chuẩn áp dụng, giấy phép áp dụng, các kinh nghiệm thực tế một cách thận trọng và các yêu cầu của văn bản hợp đồng.

2. Hệ thống ĐMT mái nhà hoạt động như mong đợi.

b. Bởi vì Hệ thống ĐMT mái nhà và tất cả các hạng mục thiết bị và các sửa đổi tại công trường được thiết kế, chế tạo, lắp đặt, hiệu chuẩn và thử nghiệm phù hợp với các tiêu chuẩn đã công bố (với thời gian cụ thể) được liệt kê trong yêu cầu kỹ thuật này; cho nên, Nhà thầu phải thông báo cho Chủ đầu tư về bất kỳ tiêu chuẩn của các công tác này mâu thuẫn nhau và thông báo cho Chủ đầu tư về cách thức để giải quyết sự không nhất quán đó nhằm phù hợp với các tiêu chuẩn đã công bố.

d. Nhà thầu phải cung cấp cho Chủ đầu tư 01 tài liệu khởi động phù hợp với quy trình khởi động của hệ thống ĐMT mái nhà.

e. Nhà thầu phải tiến hành đào tạo và nộp các tài liệu theo yêu cầu để đáp ứng các yêu cầu về hoàn thành cơ bản công trình.

f. Trong vòng 45 ngày trước khi hoàn thành công trình về cơ bản, Nhà thầu phải hoàn thành việc đào tạo vận hành và bảo trì cho Chủ đầu tư.

#### 5.6.4.6. Bước 6 - Giai đoạn hoàn thiện cuối cùng

Sau khi hoàn thành cơ bản, Nhà thầu phải hoàn thành tất cả các hạng mục trong danh mục các công việc cần làm; giải phóng, làm sạch và dọn dẹp hiện trường; nộp tất cả các bản vẽ hoàn công, sổ tay hướng dẫn vận hành và bảo trì; danh mục thiết bị dự phòng; hoàn thành việc đào tạo; giao tất cả các thiết bị dự phòng đến công trường và chuyển tất cả giấy phép cho Chủ đầu tư. Trước khi đệ trình yêu cầu cấp chứng nhận nghiệm thu lần cuối, Nhà thầu phải thực hiện các công việc nhưng không giới hạn sau đây:

a. Xác định các hạng mục nằm trong danh mục các công việc cần làm và thời hạn hoàn thành. Sau ngày nghiệm thu lần cuối, Nhà thầu phải hoàn thành các hạng mục nêu trên theo đúng các tiêu chuẩn được mô tả trong tài liệu này một cách nhanh nhất có thể. Nhà thầu phải phối hợp với Chủ đầu tư về việc tiếp tục đến hiện trường.

b. Tiến hành dọn dẹp tại hiện trường lần cuối.

c. Tháo dỡ tất cả các thiết bị của Nhà thầu ra khỏi công trường (trừ thiết bị, vật tư và vật liệu cần thiết hoặc hữu ích cho việc vận hành hoặc bảo trì của Hệ

thống ĐMT mái nhà và các trang thiết bị, vật tư và vật liệu do Chủ đầu tư chỉ định để lại hiện trường cho đến khi hoàn thành).

d. Tháo dỡ và di chuyển tất cả công trình thi công tạm tại công trường được xây dựng bởi Nhà thầu hoặc các Nhà thầu phụ và khôi phục hiện trạng cho các khu vực đó như ban đầu.

e. Loại bỏ tất cả các phế thải, rác thải và chất nguy hiểm từ và xung quanh khu vực công trường và xử lý chúng theo các quy định của địa phương và nhà nước.

f. Cung cấp cho Chủ đầu tư bản sao của tất cả các hướng dẫn vận hành và bảo dưỡng, các chứng nhận bảo hành của Hệ thống ĐMT mái nhà.

g. Cung cấp tài liệu hoàn công khi hoàn thành.

h. Hoàn thành các thử nghiệm hiệu suất tuân thủ các quy trình thử nghiệm điện năng và các thông số đảm bảo của Hệ thống ĐMT mái nhà.

i. Đáp ứng các yêu cầu được liệt kê dưới đây

### 1) Yêu cầu đối với giai đoạn hoàn thiện cuối cùng

Hoàn thiện lần cuối được xem là đã xảy ra chỉ khi tất cả những điều sau đây đã được thực hiện:

a. Nhà thầu đã hoàn thành cơ bản công trình.

b. Chủ đầu tư đã nhận các bản vẽ "hoàn công" theo yêu cầu của các điều khoản của Hợp đồng.

c. Chủ đầu tư đã nhận được tất cả các phần mềm, mật khẩu, các tập tin và các tài liệu có thể chỉnh sửa như yêu cầu để phục vụ vận hành ổn định trong thời gian dài.

d. Danh mục các công việc cần hoàn thành đã được thực hiện thỏa mãn yêu cầu của Chủ đầu tư.

e. Nhà thầu đã nộp các tài liệu cập nhật lần cuối, đã cấp các tài liệu, chứng chỉ khác theo yêu cầu của Chủ đầu tư, phù hợp với các luật áp dụng.

f. Nhà thầu đã trả cho Chủ đầu tư tất cả các khoản tiền phải trả theo Hợp đồng này và không có tranh chấp; và

g. Nhà thầu đã gửi cho Chủ đầu tư 01 Thông báo hoàn thiện cuối cùng cho biết rằng tất cả các điều kiện trước đó đã được đáp ứng.

### 2) Quy trình hoàn thiện cuối cùng

Khi Nhà thầu chắc chắn rằng đã thực hiện xong các hạng mục hoàn thành cuối cùng thì phải gửi cho Chủ đầu tư 01 thông báo về việc hoàn thành đó. Thông báo này sẽ bao gồm 01 báo cáo có form phù hợp được Chủ đầu tư chấp thuận và phải đầy đủ về nội dung để thúc đẩy Chủ đầu tư đồng ý rằng Nhà thầu đã hoàn thành các hạng mục hoàn thành cuối cùng của dự án. Trong vòng 20 ngày sau khi nhận được thông báo, Chủ đầu tư phải: (a) Phê duyệt thông báo đó để thể hiện rằng Chủ đầu tư đã chấp nhận việc hoàn thành cuối cùng của Nhà thầu;



hoặc (b) nếu có lý do chính đáng để làm như vậy, hãy thông báo cho Nhà thầu bằng văn bản rằng việc hoàn thành cuối cùng là chưa đạt, ghi cụ thể các lý do. Nếu Chủ đầu tư có gửi thông báo theo khoản (b) nêu trên thì Nhà thầu phải nhanh chóng thực hiện các hành động, kể cả thực hiện các công việc phát sinh để sớm được cấp chứng nhận hoàn thành và sau khi Nhà thầu hoàn thành các hành động khắc phục, cần gửi cho Chủ đầu tư 01 bản thông báo sửa đổi về việc hoàn thành cuối cùng. Quá trình này sẽ được lặp đi lặp lại cho đến khi hoàn thành. Nếu khi Chủ đầu tư nhận được thông báo Nhà thầu gửi mà không phản hồi trong thời gian quy định ở trên thì coi như là Chủ đầu tư đã đồng ý. Mục đích của thỏa thuận này chính là: ngày hoàn thành cuối cùng chính là ngày mà Nhà thầu gửi cho Chủ đầu tư thông báo về hoàn thành cuối cùng và cuối cùng Chủ đầu tư cũng đã chấp nhận hoặc được cho là đã chấp nhận (hoặc căn cứ theo quyết định cuối cùng trong thủ tục giải quyết tranh chấp, phải chấp nhận). Mọi tranh chấp liên quan đến sự tồn tại hoặc khắc phục các thiếu sót sẽ được giải quyết theo mục Điều kiện riêng của hợp đồng. Chậm nhất 60 ngày sau ngày hoàn thành cơ bản công trình thì phải thực hiện xong các hạng mục hoàn thành cuối cùng.

### 3) Thử nghiệm sản lượng điện

Hệ thống ĐMT mái nhà sẽ phải trải qua một cuộc thử nghiệm hiệu suất sản lượng điện bắt đầu từ sau ngày hoàn thành cơ bản và đến khi kết thúc ngày hoàn thành cuối cùng. Thử nghiệm này sẽ được hoàn thành phù hợp với các phương pháp, giả định, tiêu chuẩn, thủ tục, đường cong điều chỉnh và các yêu cầu khác.

### 4) Hoàn thành thử nghiệm sản lượng điện

Thử nghiệm hiệu suất sản lượng điện được coi là đã hoàn thành khi các thử nghiệm này được hoàn thành phù hợp với quy trình thử nghiệm hiệu suất sản lượng điện và khi Nhà thầu chứng minh là đã đáp ứng các thông số đảm bảo sản lượng điện và đền bù thiệt hại đầy đủ các thông số đảm bảo sản lượng điện.

### 5) Xác nhận hoàn thành thử nghiệm hiệu suất phát điện

Ngay sau khi hoàn thành thử nghiệm hiệu suất sản lượng điện, Chủ đầu tư sẽ ban hành 01 thông báo về kết quả thử nghiệm hiệu suất sản lượng điện.

Sau khi Chủ đầu tư đồng ý, Hệ thống ĐMT mái nhà được coi là hoàn thành.

## 5.6.5. VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐMT MÁI NHÀ

Đội vận hành và bảo trì của Nhà thầu sẽ làm việc theo yêu cầu của Chủ đầu tư, ít nhất 01 kỹ sư điện tử/kỹ sư điện sẽ ở lại công trường. Sau giai đoạn vận hành và bảo trì, Nhà thầu sẽ hỗ trợ kỹ thuật 24h/7, trong vòng 48 giờ nhân viên kỹ thuật của Nhà thầu sẽ đến công trường nếu hỗ trợ kỹ thuật từ xa không thực hiện được. Căn cứ các hỏng hóc và tình hình tại hiện trường, Nhà thầu phải thay thế thiết bị trong vòng 7-15 ngày theo thỏa thuận.

## 5.6.6. SỔ TAY VẬN HÀNH - BẢO TRÌ VÀ ĐÀO TẠO

### 5.6.6.1. Tài liệu, phần mềm

Nhà thầu chịu trách nhiệm cung cấp cho Chủ đầu tư tất cả các phần mềm, sổ tay và/hoặc cẩm nang (dưới dạng file điện tử có thể in được) dạng độc lập hoặc chung, cung cấp các hướng dẫn vận hành và bảo trì (bao gồm bảng kiểm kê các dụng cụ, phụ tùng dự phòng và bản kê chi tiết có hướng dẫn sắp theo thứ tự) cho các thiết bị chính và hệ thống của Hệ thống ĐMT mái nhà. Danh mục sổ tay và cẩm nang này sẽ do Nhà thầu cung cấp theo sự thống nhất với Chủ đầu tư.

#### 5.6.6.2. Sổ tay

Nhà thầu sẽ cung cấp cho Chủ đầu tư sáu (6) bản sao và (01) bản sao điện tử có thể chỉnh sửa được của tất cả các sổ tay hướng dẫn sử dụng.

Các cuốn sổ tay hướng dẫn sử dụng được trình bày trên khổ giấy A4 chuẩn. Các bản vẽ và tiến độ được cung cấp như là một phần của sổ tay hướng dẫn được trình bày trên khổ giấy A4 hoặc A3. Mỗi cuốn sổ tay hướng dẫn sẽ được tập hợp và đặt trong các bìa kẹp còng chắc chắn để sử dụng trực tiếp. Tất cả tài liệu, minh họa, yêu cầu kỹ thuật, bảng dữ liệu thiết bị, bản vẽ, hướng dẫn vận hành và bảo trì phải bằng tiếng Anh. Tất cả tài liệu, minh họa, yêu cầu kỹ thuật, bảng dữ liệu thiết bị, bản vẽ, hướng dẫn vận hành và bảo trì phải bằng tiếng Anh. Ưu tiên sử dụng hệ thống đo lường quốc tế SI (The International System of Units) cho các tài liệu; nếu sử dụng hệ đo lường khác (ví dụ hệ thống đo lường của nước Anh) thì phải ghi rõ hệ thống đo lường được sử dụng. Mỗi cuốn sổ tay hướng dẫn cần có bảng mục lục, bìa trước, nhãn bên cạnh và có nhãn dán giấy và phải thống nhất về định dạng.

Bản sao điện tử của các sổ tay hướng dẫn sẽ được sắp xếp trong các folder phù hợp với các nhãn dán giấy trong sổ tay hướng dẫn sử dụng. Các bản sao điện tử của các sổ tay hướng dẫn lắp đặt, vận hành và bảo trì sẽ được sắp xếp như sau: Các thông tin tổng quát nhất sắp vào thư mục trên cùng và các thông tin cụ thể sẽ được sắp trong thư mục dưới cùng. Các folder ở trên cùng bao gồm 01 tài liệu chứa 01 thư mục của các thư mục con mô tả nội dung của mỗi thư mục con. Bản sao điện tử các sổ tay hướng dẫn lắp đặt, vận hành và bảo trì phải được sắp xếp theo dự án, hệ thống, hệ thống con, thiết bị và linh kiện. Sổ tay hướng dẫn dạng điện tử của các nhà sản xuất hoặc nhà cấp hàng sẽ được giao theo các file riêng lẻ. Nhà thầu không được trộn hoặc gộp các tập tin đã cấp của nhà sản xuất và nhà cấp hàng có chứa sổ tay hướng dẫn sử dụng.

Các sổ tay hướng dẫn được cấp sẽ bao gồm:

##### 1. Sổ tay thiết kế:

Sổ tay thiết kế gồm các nội dung sau:

- a. Danh mục bản vẽ, bản vẽ và các yêu cầu kỹ thuật, đơn vị đo và định dạng
- b. Danh mục hệ thống và hệ thống đánh số thiết bị
- c. Danh sách các bản vẽ áp dụng
- d. Yêu cầu thiết kế hệ thống

- e. Mô tả hệ thống và thiết bị
  - f. Danh mục thiết bị theo từng mục, yêu cầu về hiệu suất và yêu cầu kỹ thuật.
  - g. Dữ liệu hiệu suất tổng thể
2. Sổ tay hướng dẫn khởi động, vận hành và shutdown cho Hệ thống ĐMT mái nhà, kể cả các quy trình hoàn thiện và đầy đủ phục vụ kiểm tra, khởi động và thử nghiệm dự án và tối thiểu bao gồm các nội dung sau:
- a. Quy trình khởi động và tắt máy
  - b. Lịch trình khởi động
  - c. Sơ đồ tổ chức khởi động
  - d. Các thủ tục hành chính
  - e. Các bảng số liệu
  - f. Quy trình thử nghiệm đối với tất cả thử nghiệm cần thiết hoàn thiện phần cơ và phần điện và nghiệm thu cuối cùng.
  - g. Trình tự và thủ tục bàn giao
  - h. Thủ tục đảm bảo khoảng cách an toàn
  - i. Ma trận phân định trách nhiệm công việc
3. Sổ tay hướng dẫn lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng thiết bị, kể cả các thông tin thông được cung cấp cho các thiết bị và/hoặc cho các hệ thống như sau:
- a. Quy trình khởi động và shutdown hệ thống hoặc thiết bị
  - b. Mô tả/tiêu chí thiết kế của từng hạng mục thiết bị
  - c. Thông tin trên nameplate và mã đặt hàng đối với từng hạng mục thiết bị và linh kiện của chúng
  - d. Các quy trình vận hành và các hướng dẫn chạy thử, khởi động, làm việc bình thường, shutdown, standby, dừng khẩn cấp và các khuyến cáo an toàn đối với từng hạng mục thiết bị hoặc các hệ thống.
  - e. Danh mục các điều kiện tiên quyết để khởi động
  - f. Phạm vi biến động hệ thống cho phép
  - g. Giới hạn vận hành và các nguy cơ đối với tất cả các thiết bị và các hệ thống, kể cả các điểm đặt trip/alarm cho tất cả các thiết bị.
  - h. Yêu cầu về thí nghiệm và kiểm tra
  - i. Ảnh hưởng của việc mất nguồn
  - j. Sai số cho phép đối với các biến động tần số phát điện
  - k. Các bảng số liệu thiết kế và đặc tính hoàn thiện, thông số kỹ thuật và đường cong thực hiện cho tất cả các thiết bị bao gồm số liệu thử nghiệm và các đường cong thực nghiệm



- l. Tiến độ bảo trì dự phòng và các hướng dẫn bảo trì thiết bị kể cả các tiêu chuẩn và các khuyến cáo về an toàn đặc biệt
- m. Quy trình tháo/lắp thiết bị kết hợp với các thử nghiệm và kiểm tra có liên quan trước khi đưa thiết bị vào vận hành.
- n. Các bản vẽ lắp ráp chi tiết để bổ sung vào các quy trình lắp ráp đã đề cập ở trên kể cả danh mục các bộ phận và mã hiệu để đặt hàng thay thế.
- o. Quy trình vệ sinh.
- p. Thông số kỹ thuật đối với khí ga, hóa chất, dung môi hay chất bôi trơn
- q. Bản vẽ thể hiện khoảng trống để phục vụ bảo trì thiết bị đối với các thiết bị và với các bộ phận cố định để bảo dưỡng như dầm cầu trục ...
- r. Phương pháp xử lý sự cố
- s. Danh mục các dụng cụ bảo trì kèm theo thiết bị
- t. Hướng dẫn lắp đặt, các bản vẽ và các chi tiết
- u. Bản vẽ của nhà cung cấp phù hợp
- v. Yêu cầu về lắp đặt, lưu trữ và xử lý

Trên đây là các yêu cầu tối thiểu; tuy nhiên, đối với các yêu cầu không áp dụng cho các hạng mục hoặc bộ phận cụ thể thì có thể bị hủy bỏ; tuy nhiên, phải bổ sung thêm thông tin cần thiết để vận hành và bảo dưỡng thiết bị một cách hợp lý.

### 5.6.6.3. Phần mềm

Nhà thầu chịu trách nhiệm cung cấp tất cả các phần mềm liên quan đến tất cả các hệ thống trong Hệ thống ĐMT mái nhà. Gồm các phần mềm như: Điều khiển và giám sát inverter, tủ điện hạ thế AC, bộ điều khiển và giám sát Hệ thống ĐMT mái nhà, hệ thống SCADA... Nhà thầu chịu trách nhiệm nộp các phần mềm, mật khẩu, các tập tin có thể chỉnh sửa có bản quyền để vận hành Hệ thống ĐMT mái nhà lâu dài.

## Phần 2 CÁC PHỤ LỤC TÍNH TOÁN

1000  
TỔN  
CÔNG  
HƯƠNG  
SÀI G  
TN  
MỘT TH

## Chương 1 TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT

### 1.1. KHAI BÁO CÁC THÔNG SỐ ĐẦU VÀO:

Sản lượng điện năng của dự án được tính toán bằng phần mềm mô phỏng Pvsyst V7.4.0, các thông số đầu vào của phần mềm như sau:

- Vị trí địa lý dự án;
- Dữ liệu thời tiết: Sử dụng dữ liệu từ Meteonorm 8.1;
- Các điều kiện về môi trường thiết kế: suất phản chiếu, nhiệt độ môi trường thấp nhất, nhiệt độ làm việc cao nhất...;
- Cấu hình lắp đặt tấm pin: góc nghiêng, góc phương vị, khoảng cách;
- Thiết kế hệ thống: lựa chọn tấm pin, inverter để tính toán, số lượng thiết bị, công suất, nối dây...;
- Khai báo tổn thất: tổn thất nhiệt độ, tổn thất dây dẫn AC và DC, bụi bẩn, ánh sáng, chất lượng tấm pin, sai khác hệ thống, tự dùng, hệ số suy giảm...;

### 1.2. TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT TẠI TTTM SATRA CỬ CHI

#### 1.2.1. THIẾT KẾ HỆ THỐNG

Các thông số lựa chọn để thiết kế hệ thống như sau:

Thông số kỹ thuật	Giá trị	Ghi chú
Tấm pin PV <sup>(1)</sup>	650Wp	Longi Solar LR7-72HVH -650M
Inverter <sup>(1)</sup>	0.475kWac	Enphase IQ8P-3P-72-E-US
Số lượng Inverter	680	
Số lượng tấm pin	680	
Tỉ số DC/AC	1,37	

<sup>(1)</sup> : Sản phẩm chỉ sử dụng điển hình để tính toán mô phỏng

#### 1.2.2. KHAI BÁO BÓNG CHE

Bóng che xa (horizon) được tạo ra bằng việc tính tỉ lệ giữa độ cao và khoảng cách của địa hình xung quanh so với khu vực dự án dựa vào bản đồ địa hình khu vực. Khi mặt trời ở dưới đường che xa thì toàn thể hệ thống sẽ không phát điện. Dự án thực tế được lắp đặt trên mái nhà của trung tâm thương mại, tòa nhà hoàn toàn độc lập không bị ảnh hưởng bởi các đường che xa, do đó không xét đến vấn đề này trong dự án.

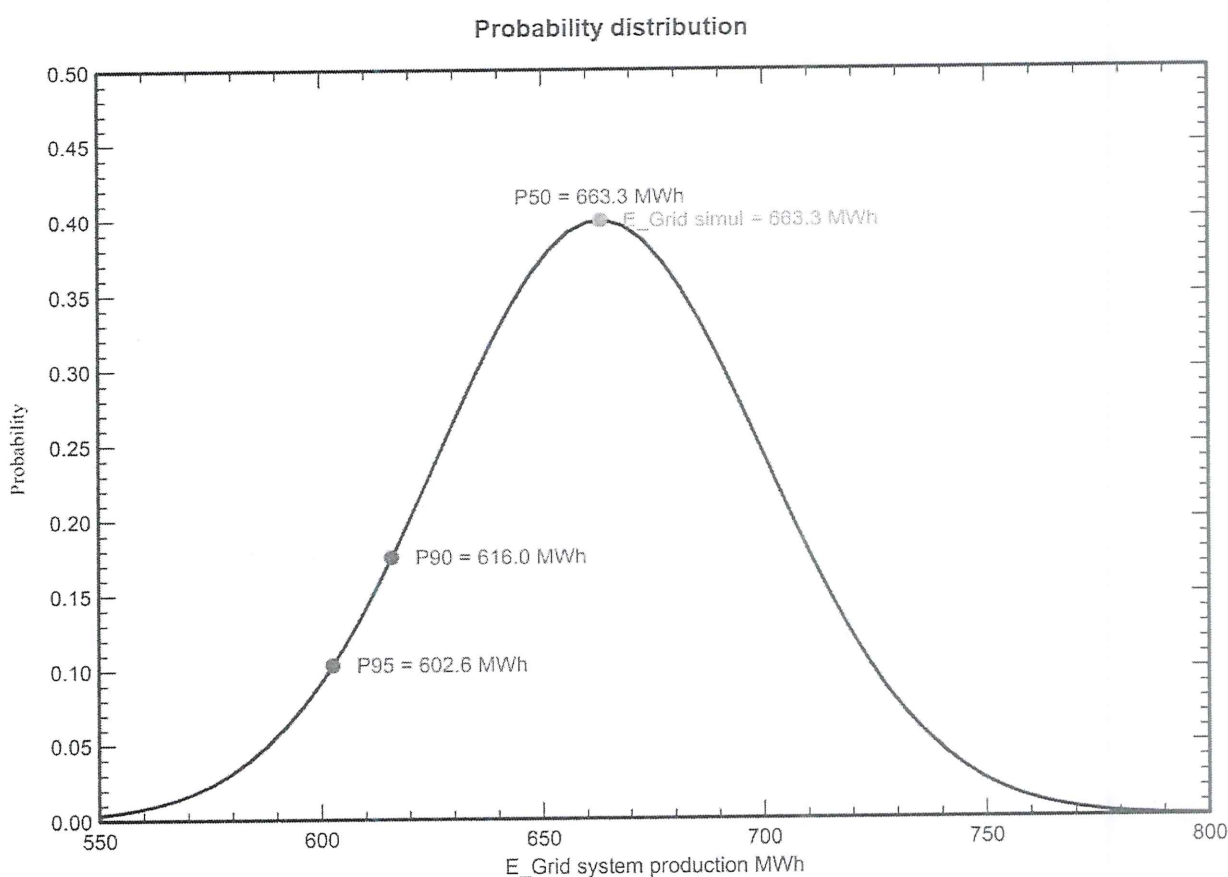
Trên mái nhà của TTTM Satra Cử Chi không các có hệ thống có chiều cao lớn gây ảnh hưởng bóng che đến tấm pin mặt trời, đồng thời, việc bố trí tấm pin đã

tính toán lựa chọn để bóng đổ không gây ảnh hưởng đến các tấm pin. Vì vậy trong giai đoạn này cần nhắc nhở cần xem xét tới ảnh hưởng của bóng che gần.

### 1.2.3. KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

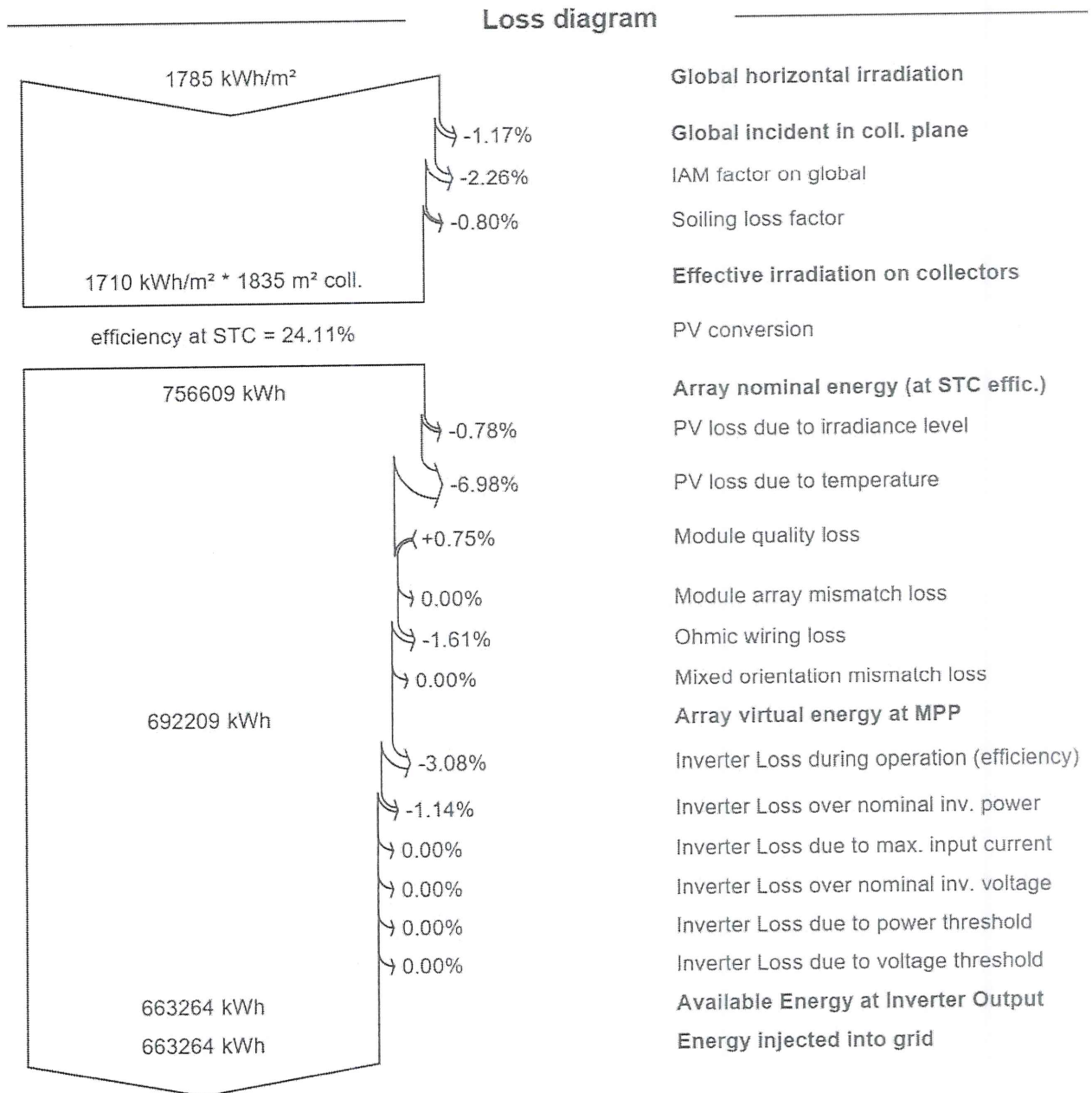
#### 1.2.3.1. Kết quả tính toán như sau:

- Tổng công suất lắp đặt của dự án : 442kWp
- Tổng sản lượng điện dự kiến năm : 663,3 kWh/năm
- Suất sản xuất điện năng : 1,501 kWh/kWp/năm
- Hiệu suất của dự án : 85.08%
- Sản lượng điện của dự án (P50) : 663.3 MWh/năm.
- Sản lượng điện của dự án (P90) : 616.0 MWh/năm.
- Sản lượng điện của dự án (P95) : 602.6 MWh/năm.



Hình 1-1: Biểu đồ về sản lượng điện tính toán P(50)~P(95) của dự án

#### 1.2.3.2. Sơ đồ tổn hao năng lượng



Hình 1-2: Biểu đồ về tổn hao năng lượng của dự án

Biểu đồ tổn hao cho thấy quá trình chuyển đổi năng lượng từ bức xạ mặt trời đến điện năng hòa lưới:

- Bức xạ ngang tổng cộng: 1785 kWh/m<sup>2</sup>.
- Sau khi tính đến góc nghiêng và hướng, bức xạ trên mặt phẳng thu là 1764 kWh/m<sup>2</sup>.
- Tổn hao do góc tới (IAM) và bụi bẩn làm giảm bức xạ, còn lại bức xạ hiệu dụng là 1710 kWh/m<sup>2</sup>.
- Từ bức xạ hiệu dụng, tấm pin tạo ra năng lượng ảo tại MPP là 692,209 kWh. Quá trình này đã tính đến các tổn hao chính do nhiệt độ (-6.98%).

- Cuối cùng, sau khi qua biến tần và trừ đi các tổn hao của biến tần (chủ yếu do hiệu suất -3.08% và quá công suất -1.14%), năng lượng cấp cho lưới điện là 663,264 kWh.

### 1.2.3.3. Sản lượng điện dự kiến hàng tháng

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EArrMPP kWh
January	138.5	71.13	26.46	134.8	130.2	52886	53063
February	138.9	68.90	27.21	136.0	131.9	53031	53411
March	162.3	82.44	28.52	160.1	155.5	61693	62556
April	173.7	83.73	29.15	172.8	168.0	66542	67457
May	168.9	82.25	28.87	168.8	164.1	64956	66035
June	160.3	81.20	27.59	160.7	156.2	62595	63223
July	155.4	88.60	27.57	155.5	150.8	60723	61218
August	155.9	73.94	27.57	155.2	150.7	59557	60790
September	135.3	75.70	26.88	133.6	129.6	52004	52647
October	158.8	78.94	27.07	155.8	151.1	60607	61301
November	118.1	65.12	26.71	115.1	111.0	44893	45232
December	118.5	63.83	26.64	115.2	111.1	45092	45275
Year	1784.7	915.78	27.52	1763.7	1710.2	684580	692209

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArrMPP	Array virtual energy at MPP
T_Amb	Ambient Temperature		
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Hình 1-3: Bảng sản lượng điện dự kiến hàng tháng

### 1.2.3.4. Kết luận

Báo cáo mô phỏng của PVsyst cho thấy dự án điện mặt trời mái nhà tại TTMM Satra Củ Chi có công suất 442 kWp được thiết kế tối ưu và dự kiến sẽ hoạt động với hiệu suất cao. Với suất sản xuất dự kiến đạt 1,501 kWh/kWp/năm và tỷ suất hiệu dụng (PR) 85.08%, dự án cho thấy tiềm năng khai thác nguồn năng lượng mặt trời tại địa phương là rất lớn, dự án có tiềm năng mang lại lợi ích kinh tế và môi trường đáng kể. Các phân tích về xác suất (P90) cũng cung cấp một cơ sở đáng tin cậy để đánh giá hiệu quả đầu tư.

## 1.3. TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT TẠI KHO LẠNH SATRA

### 1.3.1. THIẾT KẾ HỆ THỐNG

Các thông số lựa chọn để thiết kế hệ thống như sau:

Thông số kỹ thuật	Giá trị	Ghi chú
Tấm pin PV <sup>(1)</sup>	650Wp	Longi Solar LR7-72HVH -650M
Inverter <sup>(1)</sup>	0.475kWac	Enphase IQ8P-3P-72-E-US



Thông số kỹ thuật	Giá trị	Ghi chú
Số lượng Inverter	1000	
Số lượng tấm pin	1000	
Tỉ số DC/AC	1,37	

(1) : Sản phẩm chỉ sử dụng để tính toán mô phỏng

### 1.3.2. KHAI BÁO BÓNG CHE

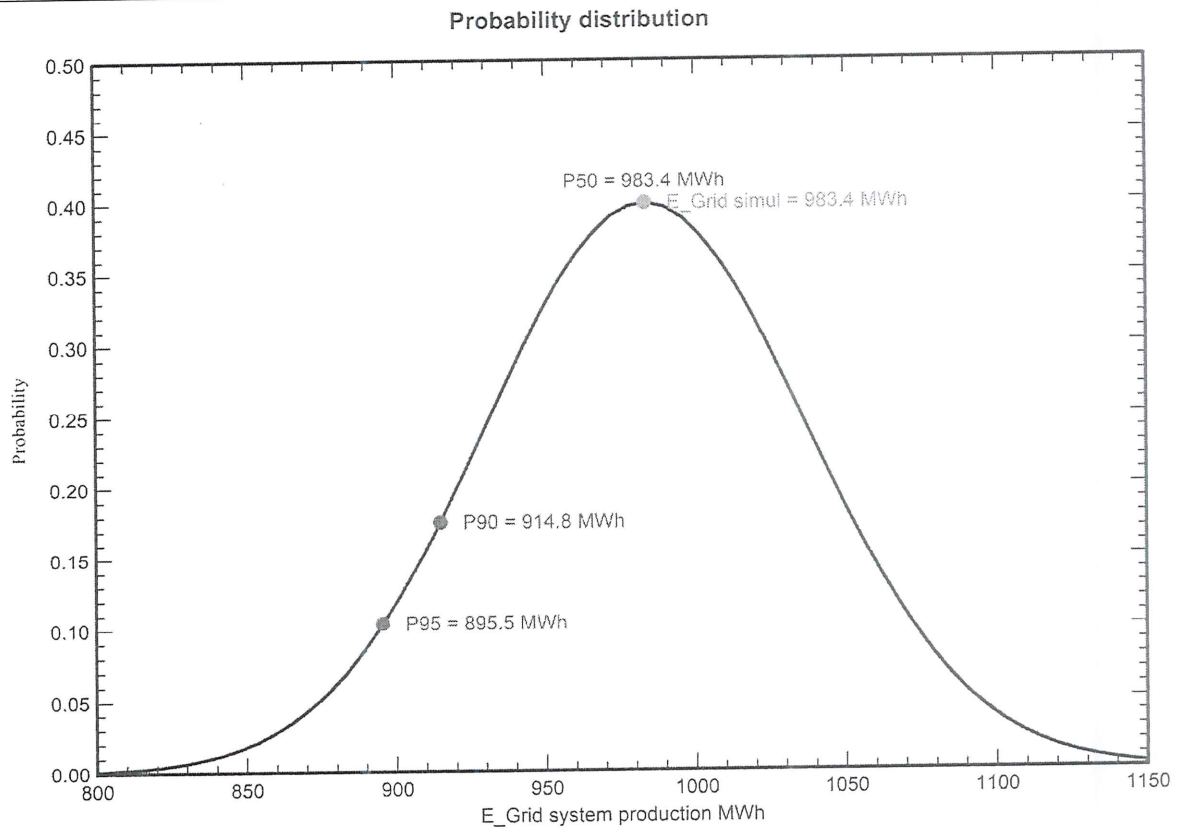
Bóng che xa (horizon) được tạo ra bằng việc tính tỉ lệ giữa độ cao và khoảng cách của địa hình xung quanh so với khu vực dự án dựa vào bản đồ địa hình khu vực. Khi mặt trời ở dưới đường che xa thì toàn thể hệ thống sẽ không phát điện. Dự án thực tế được lắp đặt trên mái nhà của nhà lồng B bên cạnh kho lạnh Satra, tòa nhà hoàn toàn độc lập không bị ảnh hưởng bởi các đường che xa, do đó không xét đến vấn đề này trong dự án.

Trên mái nhà của nhà lồng B không có hệ thống có chiều cao lớn gây ảnh hưởng bóng che đến tấm pin mặt trời, đồng thời, việc bố trí tấm pin đã tính toán lựa chọn để bóng đổ không gây ảnh hưởng đến các tấm pin. Vì vậy trong giai đoạn này cần nhắc chưa cần xem xét tới ảnh hưởng của bóng che gần.

### 1.3.3. KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

#### 1.3.3.1. Kết quả tính toán như sau:

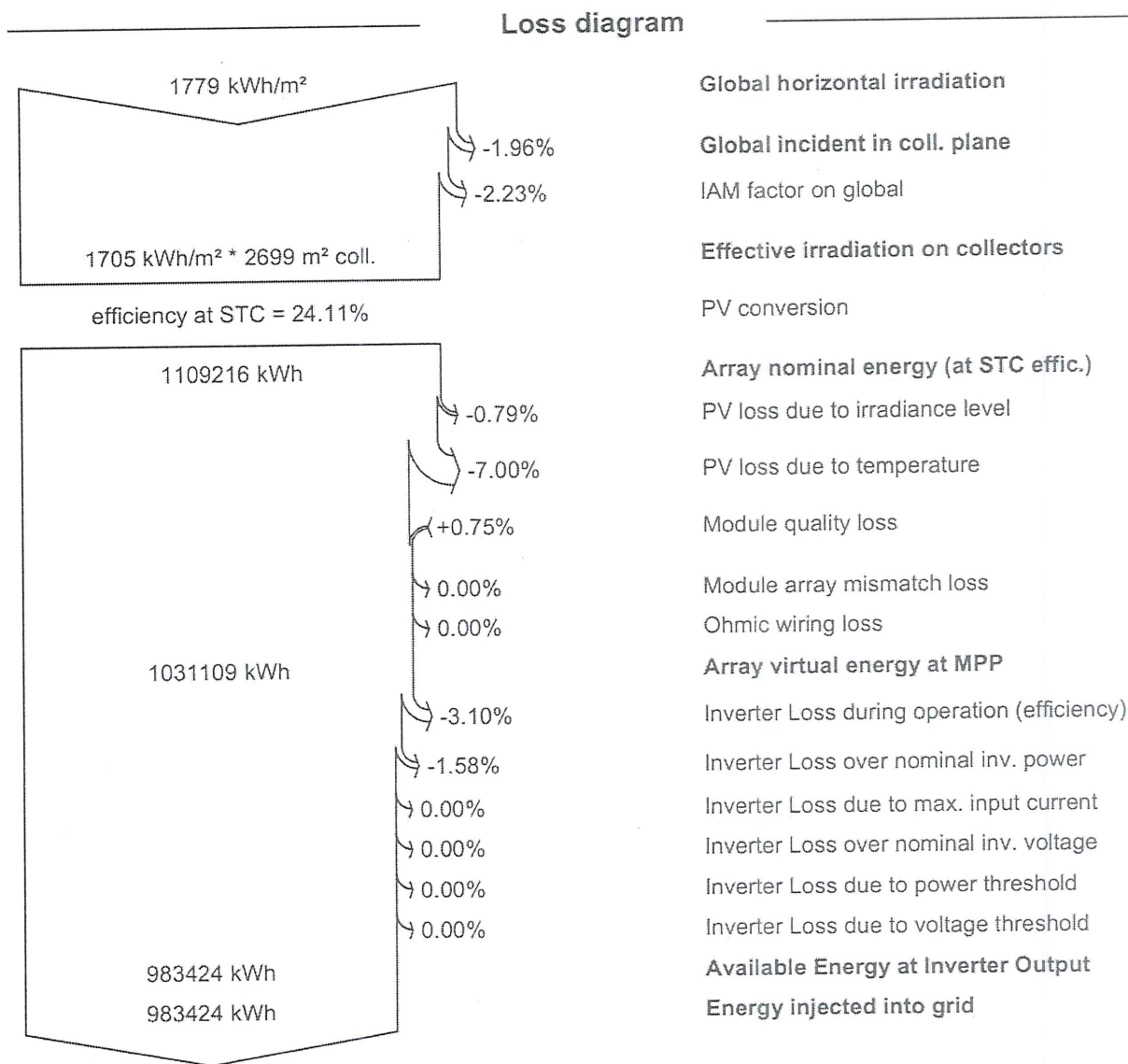
- Tổng công suất lắp đặt của dự án : 650kWp
- Tổng sản lượng điện dự kiến năm : 983424 kWh/năm
- Suất sản xuất điện năng : 1.513 kWh/kWp/năm
- Hiệu suất của dự án : 86.77%
- Sản lượng điện của dự án (P50) : 983,4 MWh/năm.
- Sản lượng điện của dự án (P90) : 914,8 MWh/năm.
- Sản lượng điện của dự án (P95) : 895,5 MWh/năm.



Hình 1-4: Biểu đồ về sản lượng điện tính toán P(50)~P(95) của dự án

### 1.3.3.2. Sơ đồ tổn hao năng lượng

37-  
G  
TY  
M  
G  
H  
NHV  
HỒ



Hình 1-5: Biểu đồ về tổn hao năng lượng của dự án

Biểu đồ tổn hao cho thấy quá trình chuyển đổi năng lượng từ bức xạ mặt trời đến điện năng hòa lưới:

- Bức xạ ngang tổng cộng: 1779 kWh/m<sup>2</sup>.
- Sau khi tính đến góc nghiêng và hướng, bức xạ trên mặt phẳng thu là 1744 kWh/m<sup>2</sup>.
- Tổn hao do góc tới (IAM) và bụi bẩn làm giảm bức xạ, còn lại bức xạ hiệu dụng là 1705 kWh/m<sup>2</sup>.
- Từ bức xạ hiệu dụng, tấm pin tạo ra năng lượng ảo tại MPP là 1031,109 kWh. Quá trình này đã tính đến các tổn hao chính do nhiệt độ (-7%).
- Cuối cùng, sau khi qua biến tần và trừ đi các tổn hao của biến tần (chủ yếu do hiệu suất -3.1% và quá công suất -1.58%), năng lượng cấp cho lưới điện là 983,424 kWh.

### 1.3.3.3. Sản lượng điện dự kiến hàng tháng

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	PR ratio
January	139.7	67.61	26.50	136.9	133.4	80020	0.870
February	141.1	69.02	27.21	138.4	135.5	80584	0.868
March	166.6	79.93	28.53	163.5	160.0	94283	0.860
April	177.7	78.03	29.16	174.4	171.0	99671	0.852
May	165.7	77.45	28.88	162.4	159.0	93394	0.857
June	157.6	82.85	27.60	154.6	151.3	90879	0.876
July	154.0	82.74	27.57	151.0	147.7	88669	0.875
August	155.4	80.16	27.57	152.5	149.2	89208	0.872
September	136.1	79.99	26.89	133.3	130.3	77719	0.869
October	156.8	78.82	27.07	153.7	150.4	89635	0.869
November	114.2	63.45	26.70	111.8	108.9	65542	0.872
December	113.7	70.30	26.62	111.3	108.1	65758	0.879
Year	1778.6	910.34	27.53	1743.7	1704.9	1015363	0.868

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	PR	Performance Ratio
T_Amb	Ambient Temperature		
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Hình 1-6: Bảng sản lượng điện dự kiến hàng tháng

**1.3.3.4. Kết luận**

Báo cáo mô phỏng của PVsyst cho thấy dự án điện mặt trời mái nhà tại mái nhà lồng B thuộc công trình Kho lạnh Satra có công suất 650 kWp được thiết kế tối ưu và dự kiến sẽ hoạt động với hiệu suất cao. Với suất sản xuất dự kiến đạt 1,513 kWh/kWp/năm và tỷ suất hiệu dụng (PR) 86.77%, dự án cho thấy tiềm năng khai thác nguồn năng lượng mặt trời tại địa phương là rất lớn, dự án có tiềm năng mang lại lợi ích kinh tế và môi trường đáng kể. Các phân tích về xác suất (P90) cũng cung cấp một cơ sở đáng tin cậy để đánh giá hiệu quả đầu tư.

**1.4. TÍNH TOÁN SẢN LƯỢNG ĐIỆN SẢN XUẤT TẠI TTTM SATRA VĨNH KIỆT**

**1.4.1. THIẾT KẾ HỆ THỐNG**

Các thông số lựa chọn để thiết kế hệ thống như sau:

Thông số kỹ thuật	Giá trị	Ghi chú
Tấm pin PV <sup>(1)</sup>	650Wp	Longi Solar LR7-72HVH -650M
Inverter <sup>(1)</sup>	0.475kWac	Enphase IQ8P-3P-72-E-US
Số lượng Inverter	460	
Số lượng tấm pin	460	
Tỉ số DC/AC	1,37	

(1) : Sản phẩm chỉ sử dụng điển hình để tính toán mô phỏng

#### 1.4.2. KHAI BÁO BÓNG CHE

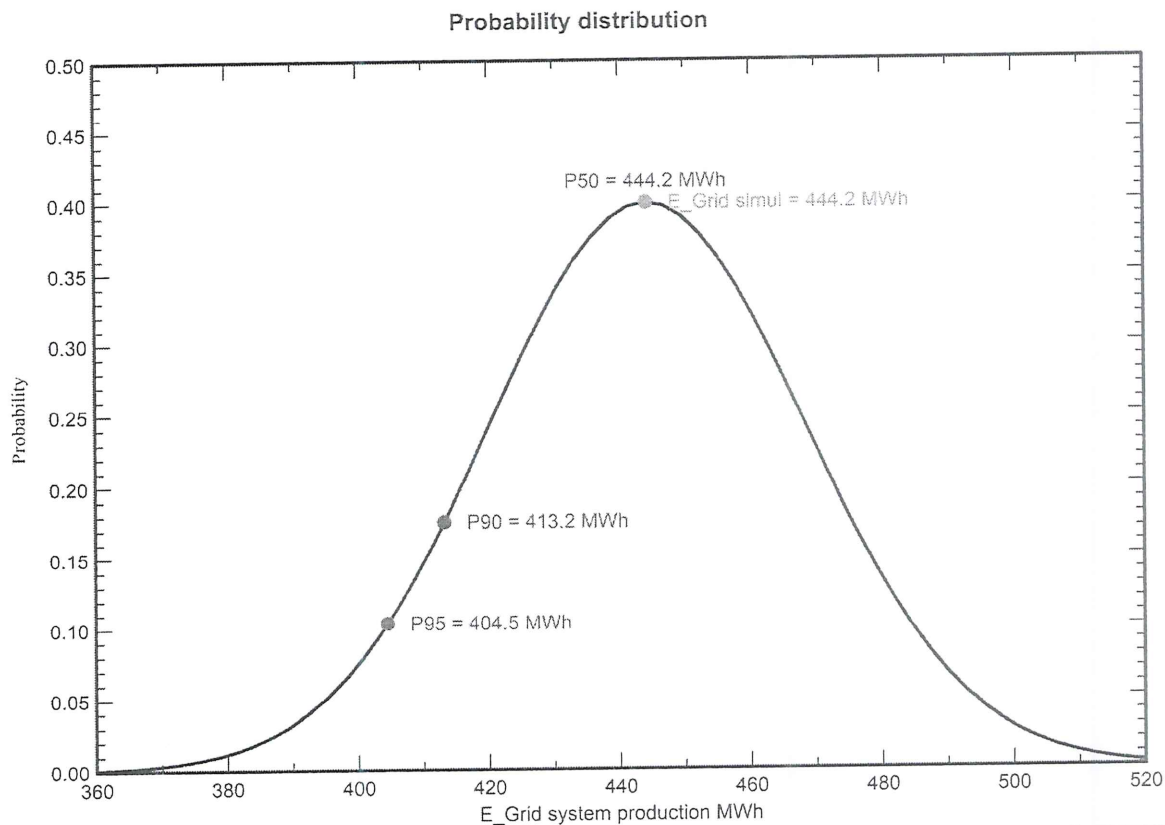
Bóng che xa (horizon) được tạo ra bằng việc tính tỉ lệ giữa độ cao và khoảng cách của địa hình xung quanh so với khu vực dự án dựa vào bản đồ địa hình khu vực. Khi mặt trời ở dưới đường che xa thì toàn thể hệ thống sẽ không phát điện. Dự án thực tế được lắp đặt trên mái nhà của trung tâm thương mại, tòa nhà hoàn toàn độc lập không bị ảnh hưởng bởi các đường che xa, do đó không xét đến vấn đề này trong dự án.

Trên mái nhà của TTTM Satra Võ Văn Kiệt chỉ có Hệ thống Cooling Tower là có chiều cao lớn gây ảnh hưởng bóng che đến tấm pin mặt trời, tuy nhiên, việc bố trí tấm pin đã tính toán lựa chọn để bóng đổ của Hệ thống Cooling Tower không gây ảnh hưởng đến các tấm pin. Vì vậy trong giai đoạn này cần nhắc chưa cần xem xét tới ảnh hưởng của bóng che gần.

#### 1.4.3. KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

##### 1.4.3.1. Kết quả tính toán như sau:

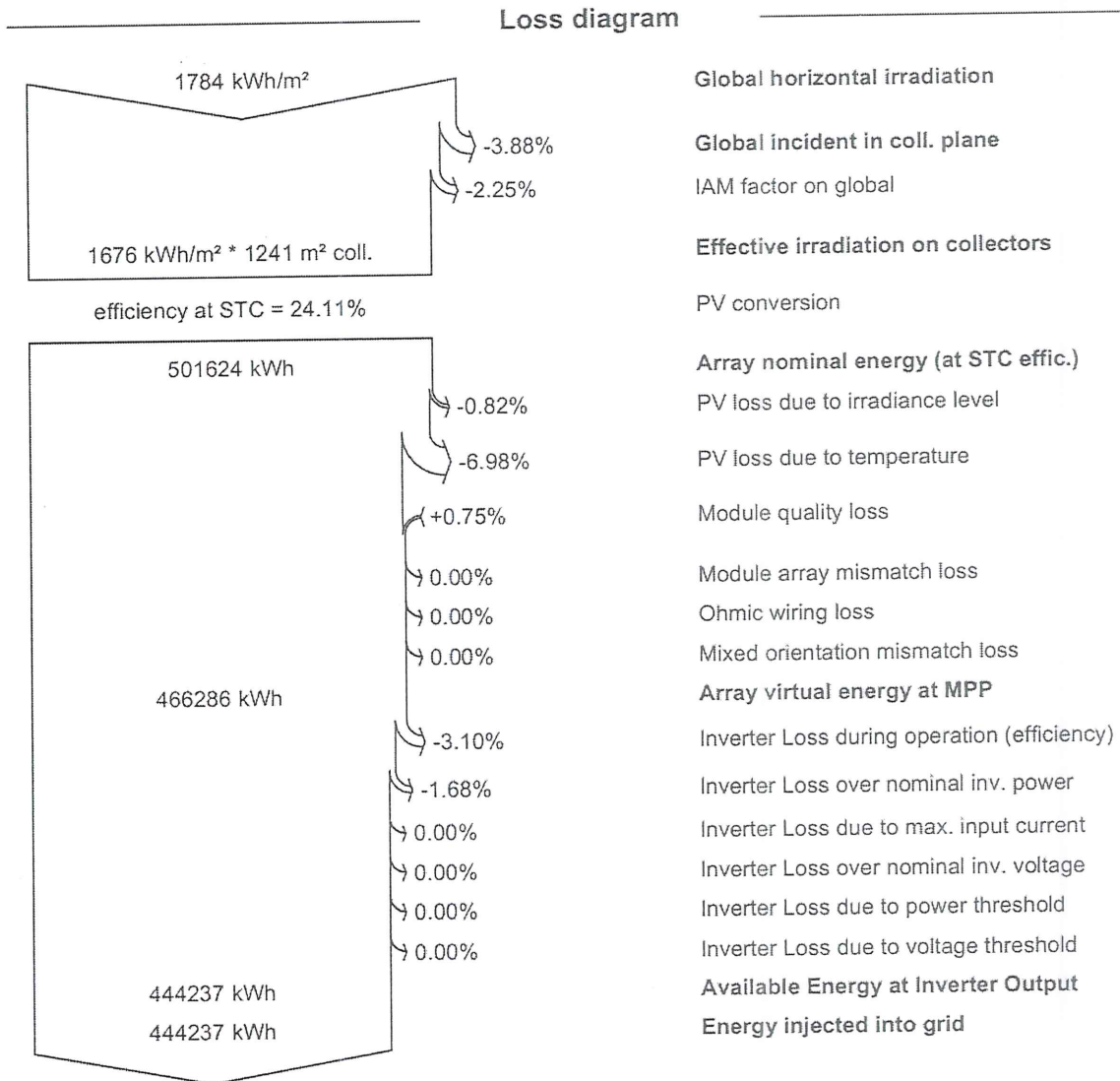
▪ Tổng công suất lắp đặt của dự án	: 299kWp
▪ Tổng sản lượng điện dự kiến năm	: 444.2 kWh/năm
▪ Suất sản xuất điện năng	: 1.486 kWh/kWp/năm
▪ Hiệu suất của dự án	: 86.65%
▪ Sản lượng điện của dự án (P50)	: 444.2 MWh/năm.
▪ Sản lượng điện của dự án (P90)	: 413.1 MWh/năm.
▪ Sản lượng điện của dự án (P95)	: 404.5 MWh/năm.



Hình 1-7: Biểu đồ về sản lượng điện tính toán  $P(50) \sim P(95)$  của tại công trình TTTM Satra Võ Văn Kiệt

#### 1.4.3.2. Sơ đồ tổn hao năng lượng





Hình 1-8: Biểu đồ về tổn hao năng lượng của dự án

Biểu đồ tổn hao cho thấy quá trình chuyển đổi từ bức xạ mặt trời thành điện năng hòa lưới và các yếu tố gây hao hụt chính:

Bức xạ ngang tổng cộng: 1784 kWh/m<sup>2</sup>.

Sau khi tính đến góc nghiêng và hướng của tấm pin, bức xạ trên mặt phẳng thu là 1715 kWh/m<sup>2</sup>.

Tổn hao do góc tới (IAM) làm giảm bức xạ, còn lại bức xạ hiệu dụng là 1676 kWh/m<sup>2</sup>.

Từ bức xạ hiệu dụng, tấm pin tạo ra năng lượng ảo tại MPP là 466,286 kWh. Quá trình này đã tính đến các tổn hao do nhiệt độ (-6.98%) và cường độ bức xạ (-0.82%).

Cuối cùng, sau khi qua biến tần và trừ đi các tổn hao của biến tần (-3.10% do hiệu suất và -1.68% do quá công suất), năng lượng cấp cho lưới điện là 444,237 kWh.

### 1.4.3.3. Sản lượng điện dự kiến hàng tháng

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	140.1	67.33	26.52	133.4	129.9	35761	34619	0.868
February	141.1	64.69	27.21	134.7	131.8	35733	34607	0.859
March	166.4	80.74	28.49	159.8	156.6	42617	41290	0.864
April	177.6	84.76	29.12	171.6	168.2	45856	44453	0.866
May	166.7	75.98	28.85	161.3	158.0	42713	41381	0.858
June	157.6	71.87	27.59	153.0	149.7	40903	39624	0.866
July	153.8	75.72	27.56	148.8	145.5	39839	38580	0.867
August	155.4	78.64	27.56	150.2	147.0	40247	38976	0.868
September	136.0	70.36	26.88	130.4	127.5	34866	33744	0.865
October	158.0	81.51	27.07	151.1	147.7	40626	39365	0.871
November	115.3	71.83	26.71	110.1	107.0	29773	28807	0.875
December	115.7	69.19	26.64	110.1	107.0	29770	28791	0.874
Year	1783.8	892.62	27.52	1714.6	1676.1	458705	444237	0.867

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Hình 1-9: Bảng sản lượng điện điện dự kiến hàng tháng

#### 1.4.3.4. Kết luận

Báo cáo mô phỏng của PVsyst cho thấy dự án điện mặt trời mái nhà tại TTTM Satra Võ Văn Kiệt có công suất 299 kWp được thiết kế tối ưu và dự kiến sẽ hoạt động với hiệu suất cao. Với suất sản xuất dự kiến đạt 1.486 kWh/kWp/năm và tỷ suất hiệu dụng (PR) 86.65%, dự án cho thấy tiềm năng khai thác nguồn năng lượng mặt trời tại địa phương là rất lớn, dự án có tiềm năng mang lại lợi ích kinh tế và môi trường đáng kể. Các phân tích về xác suất (P90) cũng cung cấp một cơ sở đáng tin cậy để đánh giá hiệu quả đầu tư.

#### 1.5. CHI TIẾT TÍNH TOÁN PVSYSY

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: SATRA\_CUCHI

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 442 kWp

SATRA\_CUCHI - Vietnam



# Project: SATRA\_CUCHI

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

## Project summary

### Geographical Site

SATRA\_CUCHI  
Vietnam

### Situation

Latitude 10.98 °N  
Longitude 106.58 °E  
Altitude 33 m  
Time zone UTC+7

### Project settings

Albedo 0.20

### Meteo data

SATRA\_CUCHI  
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

## System summary

### Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

### PV Field Orientation

Fixed planes 2 orientations  
Tilts/azimuths 10 / 5 °  
10 / -175 °

### Near Shadings

No Shadings

### User's needs

Unlimited load (grid)

### System information

#### PV Array

Nb. of modules 680 units  
Pnom total 442 kWp

#### Inverters

Nb. of units 680 units  
Pnom total 323 kWac  
Pnom ratio 1.368

## Results summary

Produced Energy 663264 kWh/year    Specific production 1501 kWh/kWp/year    Perf. Ratio PR 85.08 %

## Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	10
Loss diagram	11
Predef. graphs	12
P50 - P90 evaluation	13





PVsyst V7.4.0  
 VCO, Simulation date:  
 08/06/25 21:32  
 with v7.4.0

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		No 3D scene defined, no shadings	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
<b>Orientation</b>		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed planes	2 orientations		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilts/azimuths	10 / 5 °		Circumsolar separate
	10 / -175 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Enphase
Model	LR7-72HVH -650M	Model	IQ8P-3P-72-E-US
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	650 Wp	Unit Nom. Power	0.475 kWac
Number of PV modules	680 units	Number of inverters	680 units
Nominal (STC)	442 kWp	Total power	323 kWac
<b>Array #1 - PV Array #1.1</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	10/5 °		
	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		
<b>Array #2 - PV Array #1.2</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	10/5 °		
	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		
<b>Array #3 - PV Array #1.3</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	10/5 °		
	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		



**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

**PV Array Characteristics**

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #4 - PV Array #1.4**

Mixed orient.

#1/2: 8/8 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 16 units  
Nominal (STC) 10.40 kWp  
Modules 16 Strings x 1 In series

Number of inverters 16 units  
Total power 7.6 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 9.73 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 233 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #5 - PV Array #1.5**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #6 - PV Array #1.6**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #7 - PV Array #1.7**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37





## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #8 - PV Array #1.8**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth

10/5 °

10/-175 °

Number of PV modules

30 units

Number of inverters

30 units

Nominal (STC)

19.50 kWp

Total power

14.3 kWac

Modules

30 Strings x 1 In series

Operating voltage

36-55 V

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp

18.25 kWp

Max. power (=&gt;25°C)

0.480 kWac

U mpp

42 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.37

I mpp

438 A

**Array #9 - PV Array #1.9**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth

10/5 °

10/-175 °

Number of PV modules

30 units

Number of inverters

30 units

Nominal (STC)

19.50 kWp

Total power

14.3 kWac

Modules

30 Strings x 1 In series

Operating voltage

36-55 V

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp

18.25 kWp

Max. power (=&gt;25°C)

0.480 kWac

U mpp

42 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.37

I mpp

438 A

**Array #10 - PV Array #1.10**

Mixed orient.

#1/2: 10/11 strings

Tilt/Azimuth

10/5 °

10/-175 °

Number of PV modules

21 units

Number of inverters

21 units

Nominal (STC)

13.65 kWp

Total power

10.0 kWac

Modules

21 Strings x 1 In series

Operating voltage

36-55 V

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp

12.77 kWp

Max. power (=&gt;25°C)

0.480 kWac

U mpp

42 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.37

I mpp

306 A

**Array #11 - PV Array #2.1**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth

10/5 °

10/-175 °

Number of PV modules

30 units

Number of inverters

30 units

Nominal (STC)

19.50 kWp

Total power

14.3 kWac

Modules

30 Strings x 1 In series

Operating voltage

36-55 V

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp

18.25 kWp

Max. power (=&gt;25°C)

0.480 kWac

U mpp

42 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.37

I mpp

438 A



**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

**PV Array Characteristics**

**Array #12 - PV Array #2.2**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #13 - PV Array #2.3**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #14 - PV Array #2.4**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #15 - PV Array #2.5**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

PV Array Characteristics

Array #16 - PV Array #2.6

Mixed orient.

#1/2: 15/8 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 23 units  
Nominal (STC) 14.95 kWp  
Modules 23 Strings x 1 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 13.99 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 335 A

Number of inverters 23 units  
Total power 10.9 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

Array #17 - PV Array #2.7

Mixed orient.

#1/2: 12/12 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 24 units  
Nominal (STC) 15.60 kWp  
Modules 24 Strings x 1 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 14.60 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 350 A

Number of inverters 24 units  
Total power 11.4 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

Array #18 - PV Array #2.8

Mixed orient.

#1/2: 15/5 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 20 units  
Nominal (STC) 13.00 kWp  
Modules 20 Strings x 1 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 12.16 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 292 A

Number of inverters 20 units  
Total power 9.5 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

Array #19 - PV Array #2.9

Mixed orient.

#1/2: 10/8 strings

Tilt/Azimuth 10/5 °  
10/-175 °

Number of PV modules 18 units  
Nominal (STC) 11.70 kWp  
Modules 18 Strings x 1 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 10.95 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 263 A

Number of inverters 18 units  
Total power 8.5 kWac

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

00  
0N  
YG  
NC  
G  
NH  
AN  
H



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #20 - PV Array #3.1**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		

**Array #21 - PV Array #3.2**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		

**Array #22 - PV Array #3.3**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		

**Array #23 - PV Array #3.4**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-175 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		

**Array #24 - PV Array #3.5**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-175 °		
Number of PV modules	27 units	Number of inverters	27 units
Nominal (STC)	17.55 kWp	Total power	12.8 kWac
Modules	27 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	16.42 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	394 A		

37-  
G  
TY  
MA  
ON  
4  
VIET  
JCH



**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

**PV Array Characteristics**

**Array #25 - PV Array #3.6**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-175 °		
Number of PV modules	21 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	13.65 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	21 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	12.77 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	306 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	442 kWp	Total power	323 kWac
Total	680 modules	Max. power	326 kWac
Module area	1835 m <sup>2</sup>	Number of inverters	680 units
		Pnom ratio	1.37

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 0.8 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 0.000 mΩ  
Global wiring resistance 0.000 mΩ  
Loss Fraction 0.0 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 0.0 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



# Project: SATRA\_CUCHI

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

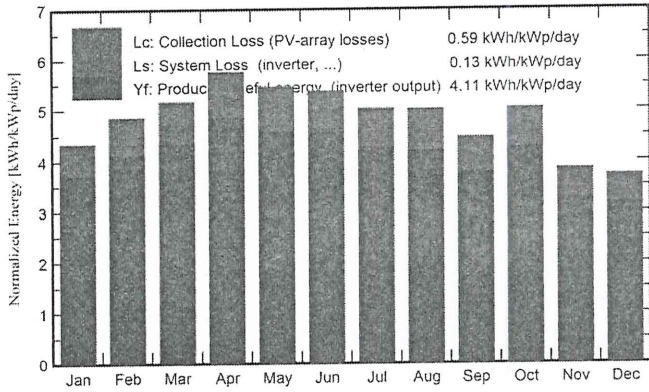
VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

## Main results

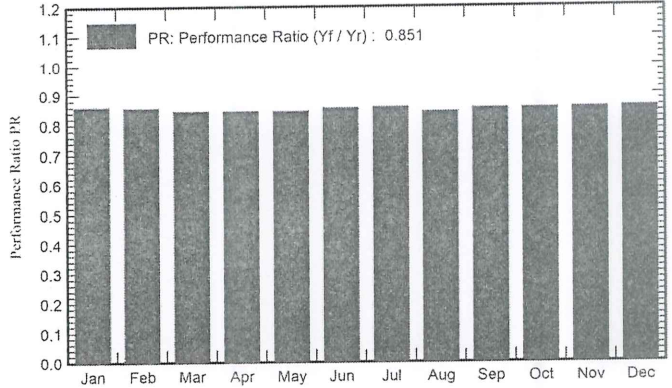
### System Production

Produced Energy (P50)	663264 kWh/year	Specific production (P50)	1501 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.08 %
Produced Energy (P90)	615957 kWh/year	Specific production (P90)	1394 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	602647 kWh/year	Specific production (P95)	1363 kWh/kWp/year		

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EArrMPP kWh
January	138.5	71.13	26.46	134.8	130.2	52886	53063
February	138.9	68.90	27.21	136.0	131.9	53031	53411
March	162.3	82.44	28.52	160.1	155.5	61693	62556
April	173.7	83.73	29.15	172.8	168.0	66542	67457
May	168.9	82.25	28.87	168.8	164.1	64956	66035
June	160.3	81.20	27.59	160.7	156.2	62595	63223
July	155.4	88.60	27.57	155.5	150.8	60723	61218
August	155.9	73.94	27.57	155.2	150.7	59557	60790
September	135.3	75.70	26.88	133.6	129.6	52004	52647
October	158.8	78.94	27.07	155.8	151.1	60607	61301
November	118.1	65.12	26.71	115.1	111.0	44893	45232
December	118.5	63.83	26.64	115.2	111.1	45092	45275
Year	1784.7	915.78	27.52	1763.7	1710.2	684580	692209

### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArrMPP	Array virtual energy at MPP
T_Amb	Ambient Temperature		
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

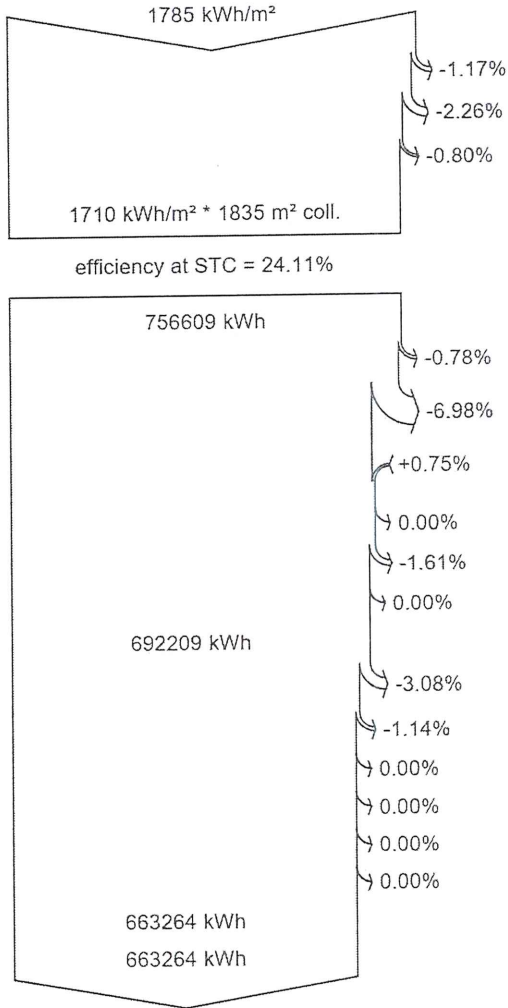




PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Module array mismatch loss
- Ohmic wiring loss
- Mixed orientation mismatch loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid



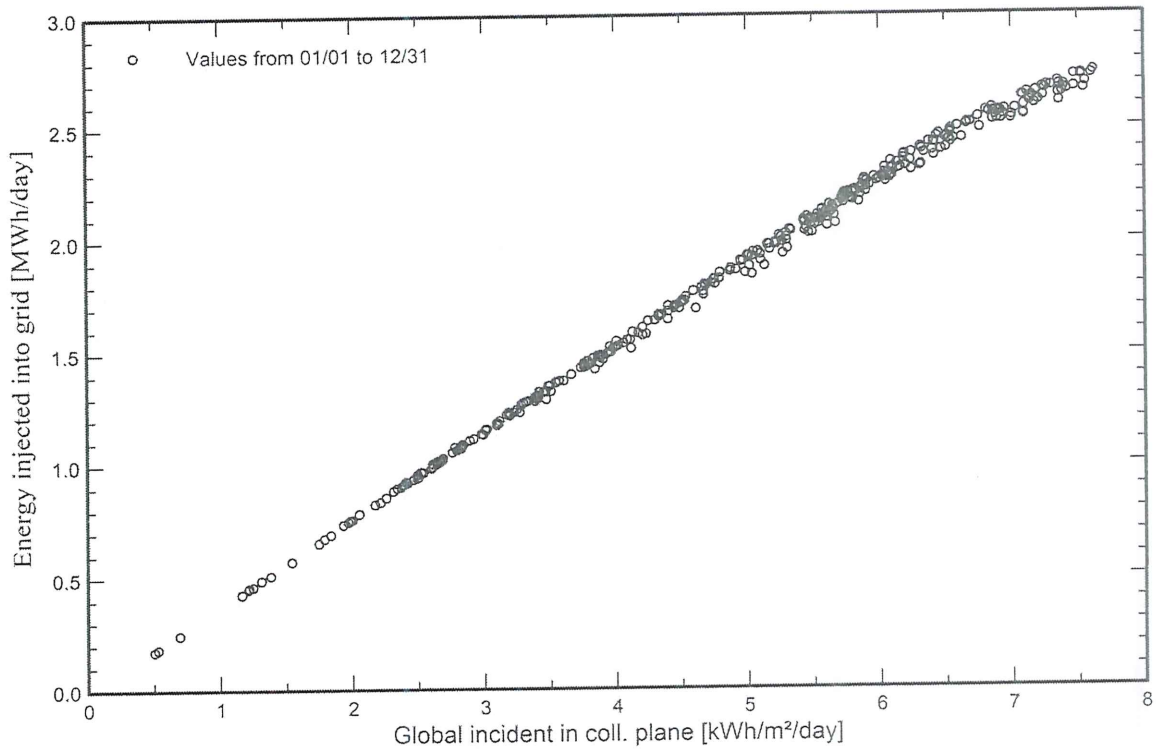


PVsyst V7.4.0

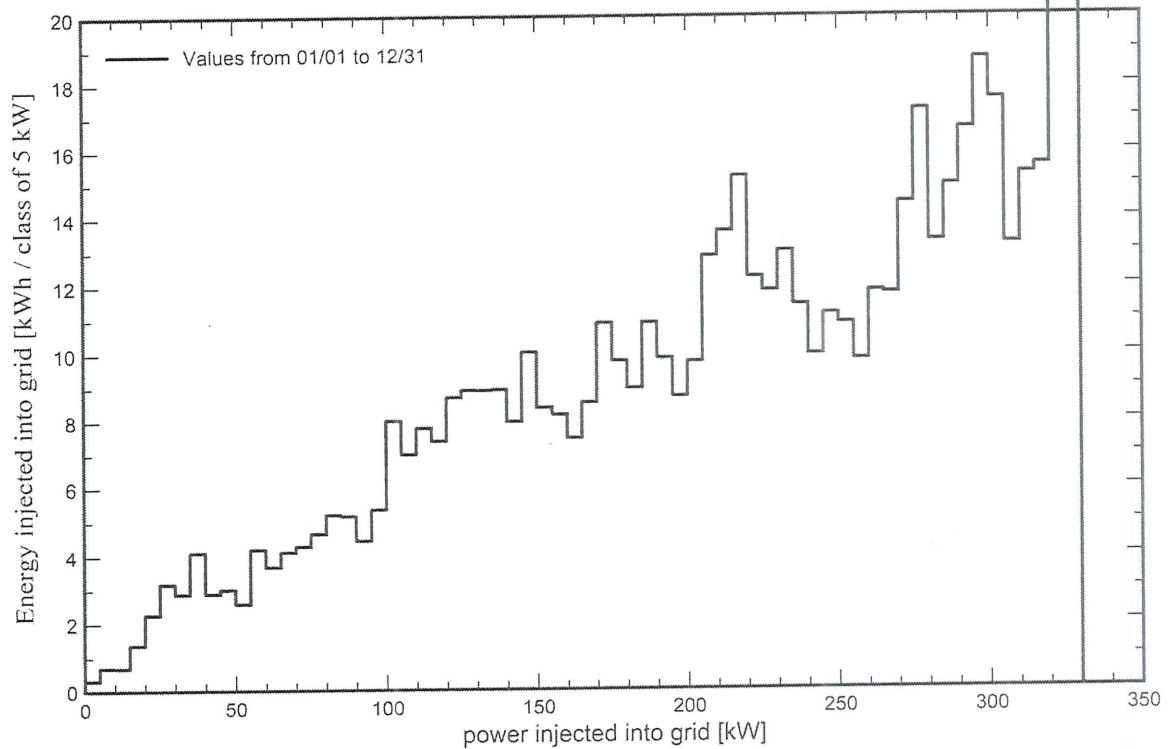
VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
08/06/25 21:32  
with v7.4.0

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
Kind Monthly averages  
Synthetic - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 5.3 %

**Specified Deviation**

Climate change 0.0 %

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum) 5.6 %

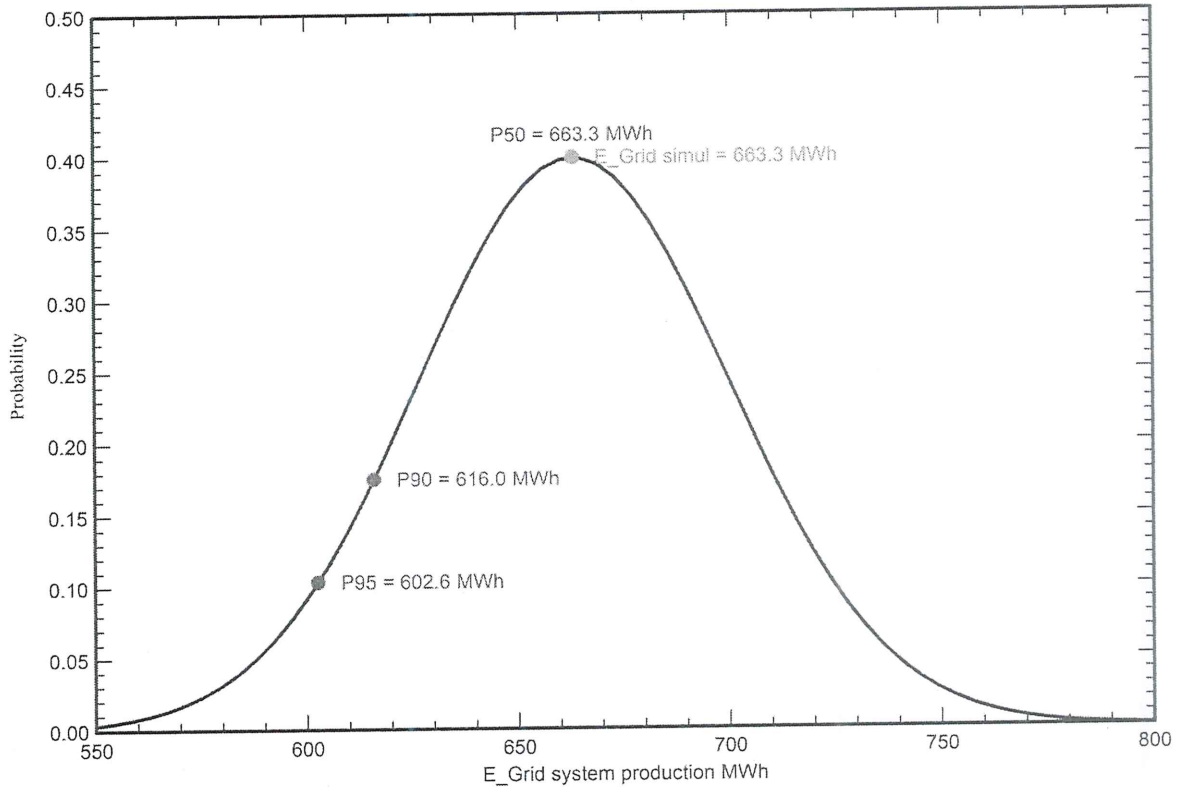
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

**Annual production probability**

Variability 36.9 MWh  
P50 663.3 MWh  
P90 616.0 MWh  
P95 602.6 MWh

**Probability distribution**



1000  
TÓN  
ÔNG  
SÔNG  
AI G  
TNH  
THÀN  
CP H

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: KHO LANH SATRA\_BINH DIEN

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 650 kWp

KHOLANH\_SATRA\_BINHDIEN - Vietnam



# Project: KHO LANH SATRA\_BINH DIEN

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

## Project summary

### Geographical Site

KHOLANH\_SATRA\_BINHDIEN  
Vietnam

### Situation

Latitude 10.70 °N  
Longitude 106.61 °E  
Altitude 19 m  
Time zone UTC+7

### Project settings

Albedo 0.20

### Meteo data

KHOLANH\_SATRA\_BINHDIEN  
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

## System summary

### Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

### PV Field Orientation

Fixed planes 2 orientations  
Tilts/azimuths 15 / -15 °  
15 / 165 °

### Near Shadings

No Shadings

### User's needs

Unlimited load (grid)

### System information

#### PV Array

Nb. of modules 1000 units  
Pnom total 650 kWp

#### Inverters

Nb. of units 1000 units  
Pnom total 475 kWac  
Pnom ratio 1.368

## Results summary

Produced Energy 983424 kWh/year Specific production 1513 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.77 %

## Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	12
Loss diagram	13
Predef. graphs	14
P50 - P90 evaluation	15





# Project: KHO LANH SATRA\_BINH DIEN

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

## General parameters

### Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

### PV Field Orientation

#### Orientation

Fixed planes 2 orientations  
Tilts/azimuths 15 / -15 °  
15 / 165 °

#### Sheds configuration

No 3D scene defined

#### Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

### Horizon

Free Horizon

### Near Shadings

No Shadings

### User's needs

Unlimited load (grid)

## PV Array Characteristics

### PV module

Manufacturer

Longi Solar

Model

LR7-72HVH -650M

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

650 Wp

Number of PV modules

1000 units

Nominal (STC)

650 kWp

### Array #1 - Inverter circuit 1.1

Orientation

#1

Tilt/Azimuth

15/-15 °

Number of PV modules

24 units

Nominal (STC)

15.60 kWp

Modules

24 Strings x 1 In series

### At operating cond. (50°C)

Pmpp

14.60 kWp

U mpp

42 V

I mpp

350 A

### Array #2 - Inverter circuit 1.2

Orientation

#1

Tilt/Azimuth

15/-15 °

Number of PV modules

24 units

Nominal (STC)

15.60 kWp

Modules

24 Strings x 1 In series

### At operating cond. (50°C)

Pmpp

14.60 kWp

U mpp

42 V

I mpp

350 A

### Array #3 - Inverter circuit 1.3

Orientation

#1

Tilt/Azimuth

15/-15 °

Number of PV modules

24 units

Nominal (STC)

15.60 kWp

Modules

24 Strings x 1 In series

### At operating cond. (50°C)

Pmpp

14.60 kWp

U mpp

42 V

I mpp

350 A

### Inverter

Manufacturer

Enphase

Model

IQ8P-3P-72-E-US

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

0.475 kWac

Number of inverters

1000 units

Total power

475 kWac

Number of inverters

24 units

Total power

11.4 kWac

Operating voltage

36-55 V

Max. power (=>25°C)

0.480 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.37

Number of inverters

24 units

Total power

11.4 kWac

Operating voltage

36-55 V

Max. power (=>25°C)

0.480 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.37

Number of inverters

24 units

Total power

11.4 kWac

Operating voltage

36-55 V

Max. power (=>25°C)

0.480 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.37





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #4 - Inverter circuit 1.4**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #5 - Inverter circuit 1.5**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #6 - Inverter circuit 1.6**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #7 - Inverter circuit 1.7**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #8 - Inverter circuit 1.8**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #9 - Inverter circuit 1.9**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #10 - Inverter circuit 1.10**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #11 - Inverter circuit 2.1**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #12 - Inverter circuit 2.2**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #13 - Inverter circuit 2.3**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		





## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #14 - Inverter circuit 2.4**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #15 - Inverter circuit 2.5**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #16 - Inverter circuit 2.6**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #17 - Inverter circuit 2.7**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #18 - Inverter circuit 2.8**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

10003  
TỔNG  
ÔNG  
CÔNG  
AI GI  
TNHI  
THÀNH  
CP HC



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #19 - Inverter circuit 2.9**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #20 - Inverter circuit 2.10**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/-15 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #21 - Inverter circuit 3.1**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #22 - Inverter circuit 3.2**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #23 - Inverter circuit 3.3**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #24 - Inverter circuit 3.4**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #25 - Inverter circuit 3.5**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #26 - Inverter circuit 3.6**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #27 - Inverter circuit 3.7**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #28 - Inverter circuit 3.8**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #29 - Inverter circuit 3.9**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #30 - Inverter circuit 3.10**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #31 - Inverter circuit 4.1**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #32 - Inverter circuit 4.2**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #33 - Inverter circuit 4.3**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #34 - Inverter circuit 4.4**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #35 - Inverter circuit 4.5**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #36 - Inverter circuit 4.6**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #37 - Inverter circuit 4.7**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #38 - Inverter circuit 4.8**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

07/22/25 22:03

with v7.4.0

**PV Array Characteristics**

**Array #39 - Inverter circuit 4.9**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Array #40 - Inverter circuit 4.10**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/165 °		
Number of PV modules	26 units	Number of inverters	26 units
Nominal (STC)	16.90 kWp	Total power	12.4 kWac
Modules	26 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	15.81 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	379 A		

**Total PV power**

Nominal (STC)	650 kWp	<b>Total inverter power</b>	
Total	1000 modules	Total power	475 kWac
Module area	2699 m <sup>2</sup>	Max. power	480 kWac
		Number of inverters	1000 units
		Pnom ratio	1.37

**Array losses**

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K
Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res.	0.000 mΩ
Global wiring resistance	0.000 mΩ
Loss Fraction	0.0 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------

**Module mismatch losses**

Loss Fraction	0.0 % at MPP
---------------	--------------

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



# Project: KHO LANH SATRA\_BINH DIEN

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

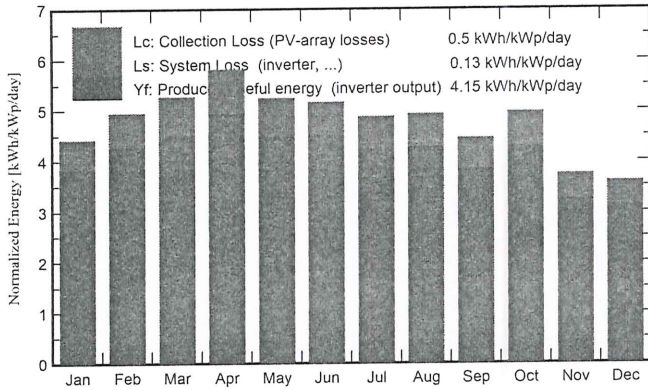
VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

## Main results

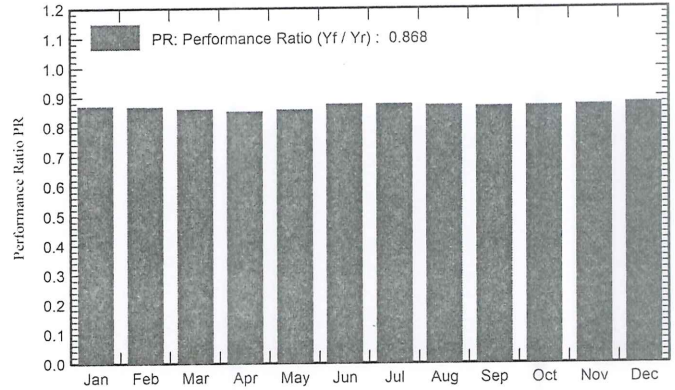
### System Production

Produced Energy (P50)	983424 kWh/year	Specific production (P50)	1513 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.77 %
Produced Energy (P90)	914819 kWh/year	Specific production (P90)	1407 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	895517 kWh/year	Specific production (P95)	1378 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	PR ratio
January	139.7	67.61	26.50	136.9	133.4	80020	0.870
February	141.1	69.02	27.21	138.4	135.5	80584	0.868
March	166.6	79.93	28.53	163.5	160.0	94283	0.860
April	177.7	78.03	29.16	174.4	171.0	99671	0.852
May	165.7	77.45	28.88	162.4	159.0	93394	0.857
June	157.6	82.85	27.60	154.6	151.3	90879	0.876
July	154.0	82.74	27.57	151.0	147.7	88669	0.875
August	155.4	80.16	27.57	152.5	149.2	89208	0.872
September	136.1	79.99	26.89	133.3	130.3	77719	0.869
October	156.8	78.82	27.07	153.7	150.4	89635	0.869
November	114.2	63.45	26.70	111.8	108.9	65542	0.872
December	113.7	70.30	26.62	111.3	108.1	65758	0.879
Year	1778.6	910.34	27.53	1743.7	1704.9	1015363	0.868

### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	PR	Performance Ratio
T_Amb	Ambient Temperature		
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

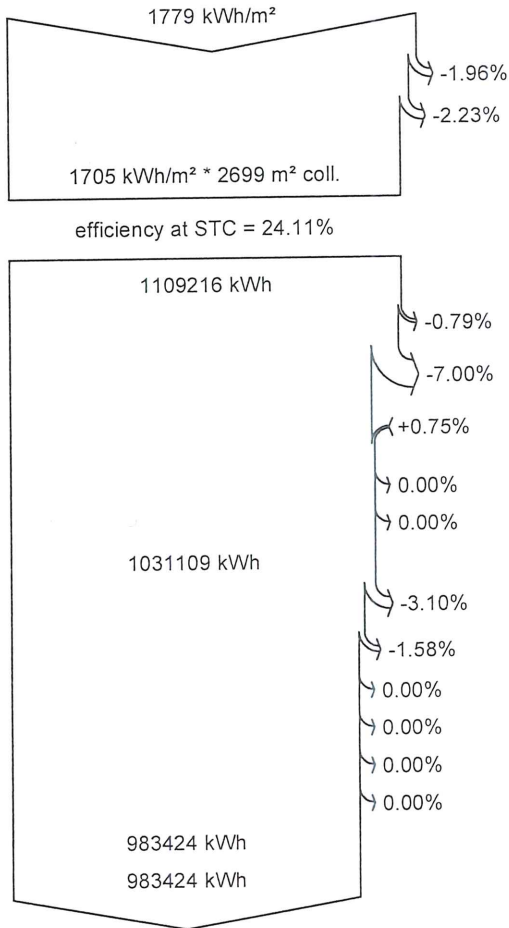
0037  
CÔNG TY  
CÔNG M  
GÒ  
NH  
ANH VI  
HỒ C



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Module array mismatch loss
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

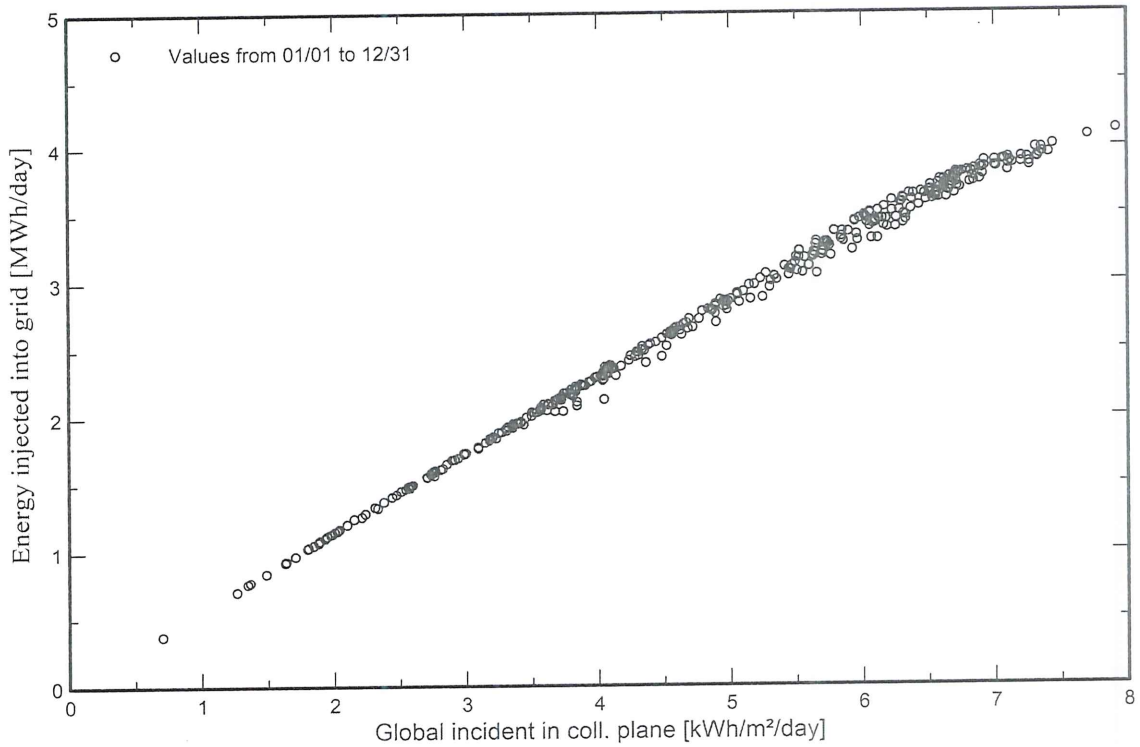


PVsyst V7.4.0

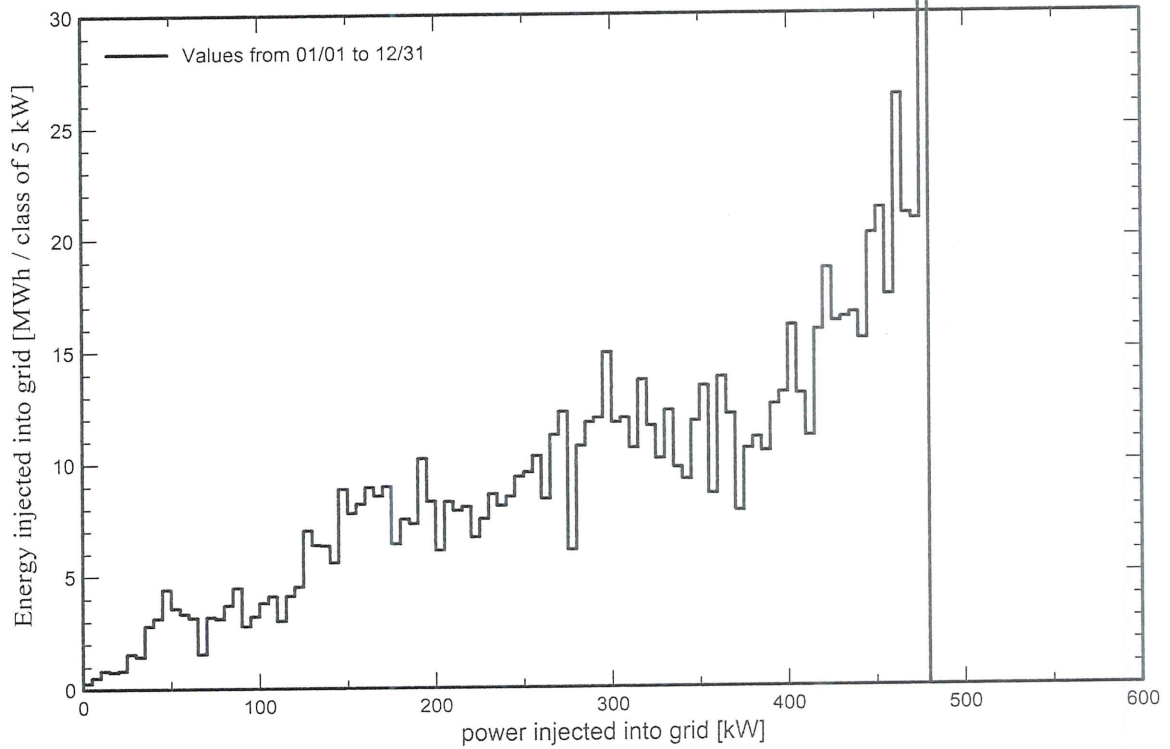
VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





# Project: KHO LANH SATRA\_BINH DIEN

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:03  
with v7.4.0

## P50 - P90 evaluation

### Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
Kind Monthly averages  
Synthetic - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 5.1 %

### Specified Deviation

Climate change 0.0 %

### Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 5.4 %

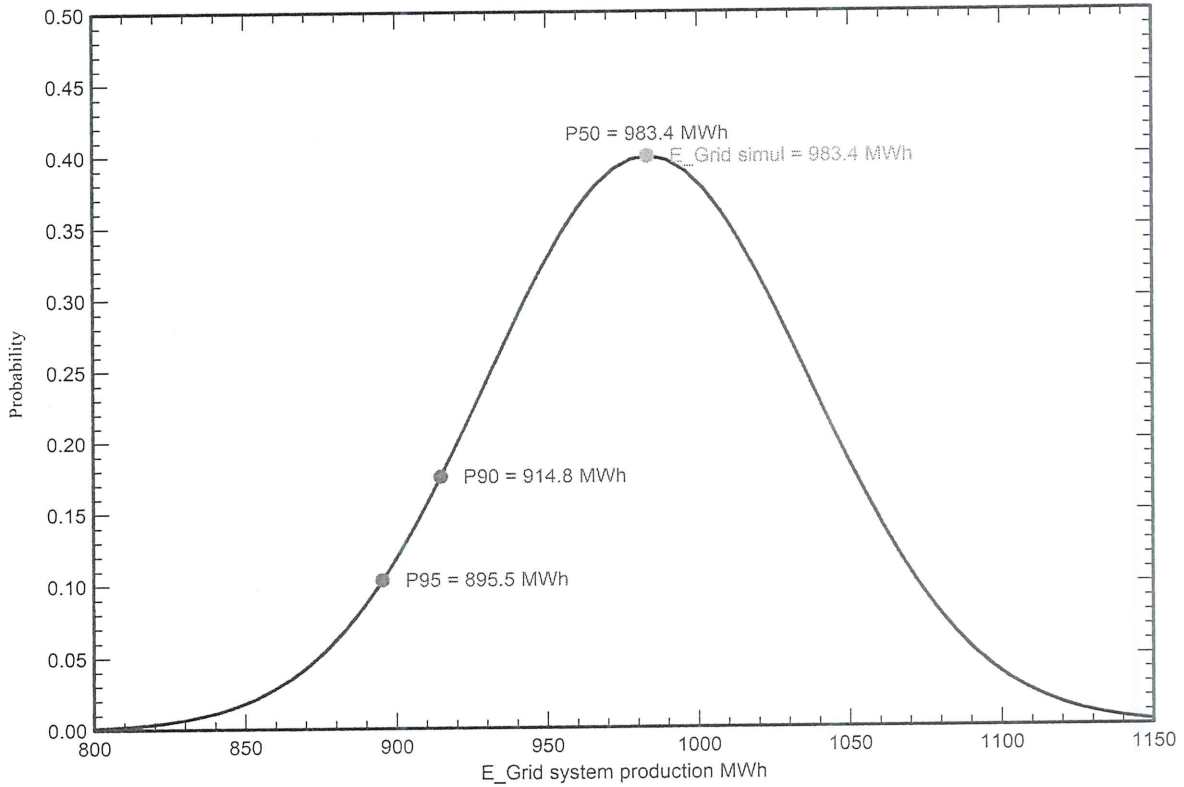
### Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

### Annual production probability

Variability 53.5 MWh  
P50 983.4 MWh  
P90 914.8 MWh  
P95 895.5 MWh

### Probability distribution



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: SATRA\_VOVANKIET

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 299 kWp

SATRA\_VOVANKIET - Vietnam





# Project: SATRA\_VOVANKIET

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

## Project summary

<b>Geographical Site</b> SATRA_VOVANKIET Vietnam	<b>Situation</b> Latitude 10.74 °N Longitude 106.65 °E Altitude 48 m Time zone UTC+7	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> SATRA_VOVANKIET Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

## System summary

<b>Grid-Connected System</b>	No 3D scene defined, no shadings	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 20 / 156 ° 20 / -24 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b>	<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>
Nb. of modules	460 units	Nb. of units 460 units
Pnom total	299 kWp	Pnom total 219 kWac
		Pnom ratio 1.368

## Results summary

Produced Energy	444237 kWh/year	Specific production	1486 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.65 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

## Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	9
Loss diagram	10
Predef. graphs	11
P50 - P90 evaluation	12





**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		No 3D scene defined, no shadings	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
<b>Orientation</b>		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed planes	2 orientations		Diffuse Perez, Meteorom
Tilts/azimuths	20 / 156 °		Circumsolar separate
	20 / -24 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Enphase
Model	LR7-72HVH -650M	Model	IQ8P-3P-72-E-US
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	650 Wp	Unit Nom. Power	0.475 kWac
Number of PV modules	460 units	Number of inverters	460 units
Nominal (STC)	299 kWp	Total power	219 kWac
<b>Array #1 - PV Array #1.1</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	18.25 kWp	Operating voltage	36-55 V
U mpp	42 V	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
I mpp	438 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
<b>Array #2 - PV Array #1.2</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	18.25 kWp	Operating voltage	36-55 V
U mpp	42 V	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
I mpp	438 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
<b>Array #3 - PV Array #1.3</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #4 - PV Array #1.4**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 20/156 °  
20/-24 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #5 - PV Array #1.5**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 20/156 °  
20/-24 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #6 - PV Array #1.6**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 20/156 °  
20/-24 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #7 - PV Array #2.1**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 20/156 °  
20/-24 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37



## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

**Array #8 - PV Array #2.2**

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	20/156 °		
Number of PV modules	15 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	9.75 kWp	Total power	7.1 kWac
Modules	15 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	9.12 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	219 A		

**Array #9 - PV Array #2.3**

Mixed orient.			
#1/2: 7/7 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	14 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	9.10 kWp	Total power	6.7 kWac
Modules	14 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	8.51 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	204 A		

**Array #10 - PV Array #2.4**

Mixed orient.			
#1/2: 12/12 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	15.60 kWp	Total power	11.4 kWac
Modules	24 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	14.60 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	350 A		

**Array #11 - PV Array #2.5**

Mixed orient.			
#1/2: 9/9 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	18 units	Number of inverters	18 units
Nominal (STC)	11.70 kWp	Total power	8.5 kWac
Modules	18 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	10.95 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	263 A		

**Array #12 - PV Array #2.6**

Mixed orient.	
#1/2: 9/9 strings	
Tilt/Azimuth	20/156 °
	20/-24 °





## PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

## PV Array Characteristics

Number of PV modules	18 units	Number of inverters	18 units
Nominal (STC)	11.70 kWp	Total power	8.5 kWac
Modules	18 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	10.95 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	263 A		
<b>Array #13 - PV Array #3.1</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		
<b>Array #14 - PV Array #3.2</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 15/15 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	19.50 kWp	Total power	14.3 kWac
Modules	30 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	18.25 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	438 A		
<b>Array #15 - PV Array #3.3</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 9/9 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	18 units	Number of inverters	18 units
Nominal (STC)	11.70 kWp	Total power	8.5 kWac
Modules	18 Strings x 1 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	36-55 V
Pmpp	10.95 kWp	Max. power (=>25°C)	0.480 kWac
U mpp	42 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.37
I mpp	263 A		
<b>Array #16 - PV Array #3.4</b>			
Mixed orient.			
#1/2: 10/8 strings			
Tilt/Azimuth	20/156 °		
	20/-24 °		
Number of PV modules	18 units	Number of inverters	18 units
Nominal (STC)	11.70 kWp	Total power	8.5 kWac
Modules	18 Strings x 1 In series		

17-C  
3  
TY MAI  
ON  
VIEN  
CHI



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

PV Array Characteristics

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 10.95 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 263 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #17 - PV Array #3.5**

Mixed orient.

#1/2: 10/10 strings

Tilt/Azimuth 20/156 °  
20/-24 °

Number of PV modules 20 units  
Nominal (STC) 13.00 kWp  
Modules 20 Strings x 1 In series

Number of inverters 20 units  
Total power 9.5 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 12.16 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 292 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #18 - PV Array #4.1**

Mixed orient.

#1/2: 15/15 strings

Tilt/Azimuth 20/156 °  
20/-24 °

Number of PV modules 30 units  
Nominal (STC) 19.50 kWp  
Modules 30 Strings x 1 In series

Number of inverters 30 units  
Total power 14.3 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 18.25 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 438 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Array #19 - PV Array #4.2**

Orientation #1

Tilt/Azimuth 20/156 °

Number of PV modules 15 units  
Nominal (STC) 9.75 kWp  
Modules 15 Strings x 1 In series

Number of inverters 15 units  
Total power 7.1 kWac

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 9.12 kWp  
U mpp 42 V  
I mpp 219 A

Operating voltage 36-55 V  
Max. power (=>25°C) 0.480 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.37

**Total PV power**

Nominal (STC) 299 kWp  
Total 460 modules  
Module area 1241 m²

**Total inverter power**

Total power 219 kWac  
Max. power 221 kWac  
Number of inverters 460 units  
Pnom ratio 1.37





**PVsyst V7.4.0**

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

**Array losses**

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 0.000 mΩ  
Global wiring resistance 0.000 mΩ  
Loss Fraction 0.0 % at STC

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 0.0 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000





# Project: SATRA\_VOVANKIET

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

## Main results

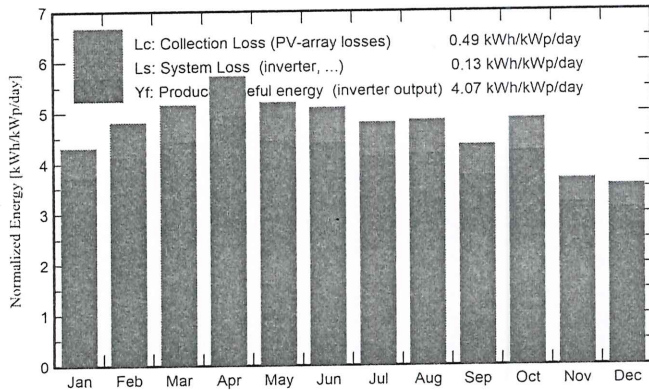
### System Production

Produced Energy 444237 kWh/year

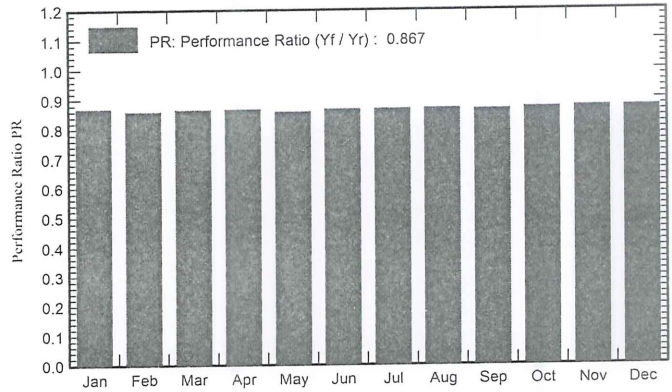
Specific production  
Perf. Ratio PR

1486 kWh/kWp/year  
86.65 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	140.1	67.33	26.52	133.4	129.9	35761	34619	0.868
February	141.1	64.69	27.21	134.7	131.8	35733	34607	0.859
March	166.4	80.74	28.49	159.8	156.6	42617	41290	0.864
April	177.6	84.76	29.12	171.6	168.2	45856	44453	0.866
May	166.7	75.98	28.85	161.3	158.0	42713	41381	0.858
June	157.6	71.87	27.59	153.0	149.7	40903	39624	0.866
July	153.8	75.72	27.56	148.8	145.5	39839	38580	0.867
August	155.4	78.64	27.56	150.2	147.0	40247	38976	0.868
September	136.0	70.36	26.88	130.4	127.5	34866	33744	0.865
October	158.0	81.51	27.07	151.1	147.7	40626	39365	0.871
November	115.3	71.83	26.71	110.1	107.0	29773	28807	0.875
December	115.7	69.19	26.64	110.1	107.0	29770	28791	0.874
Year	1783.8	892.62	27.52	1714.6	1676.1	458705	444237	0.867

### Legends

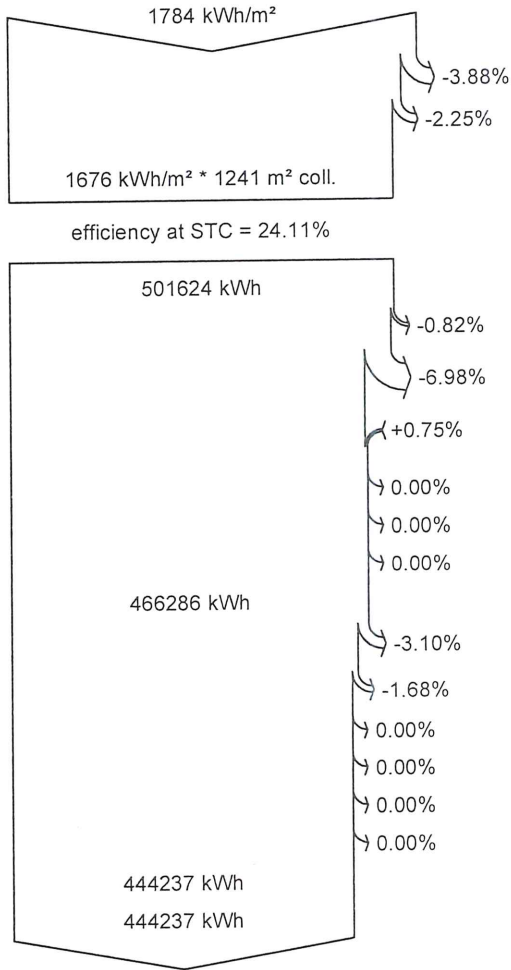
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Module array mismatch loss
- Ohmic wiring loss
- Mixed orientation mismatch loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

037.  
NG  
G TV  
G M  
GÒ  
HH  
NH VI  
HỒC

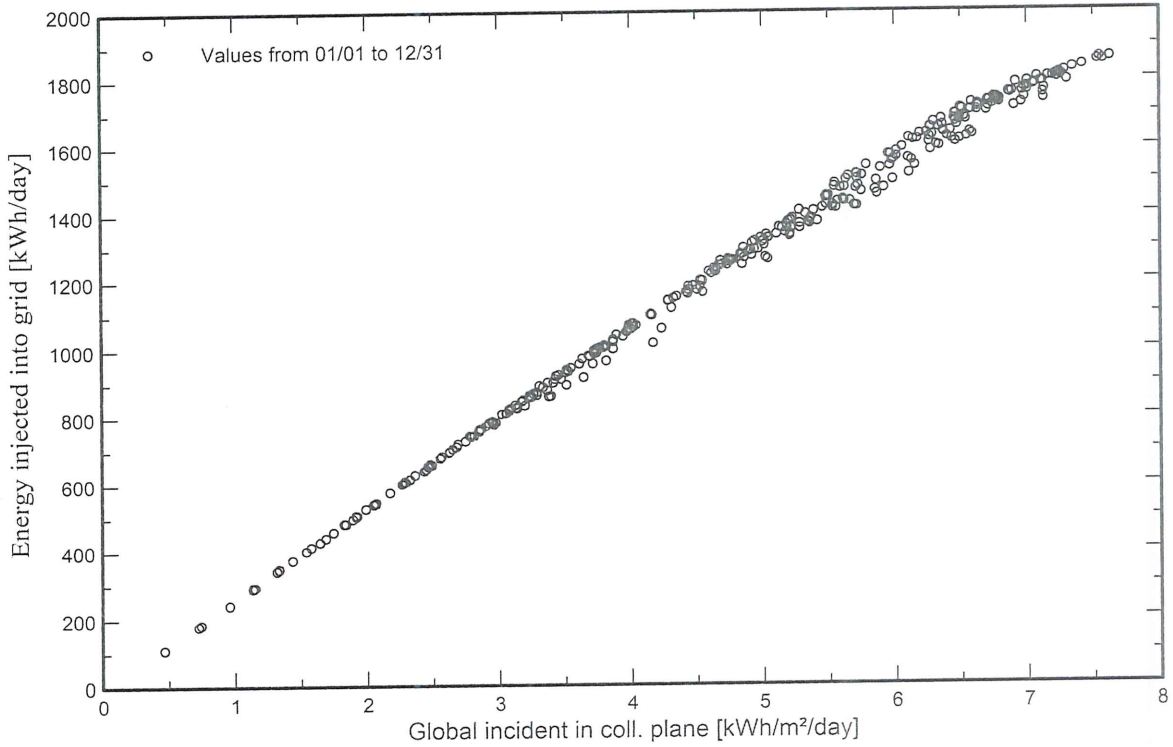


PVsyst V7.4.0

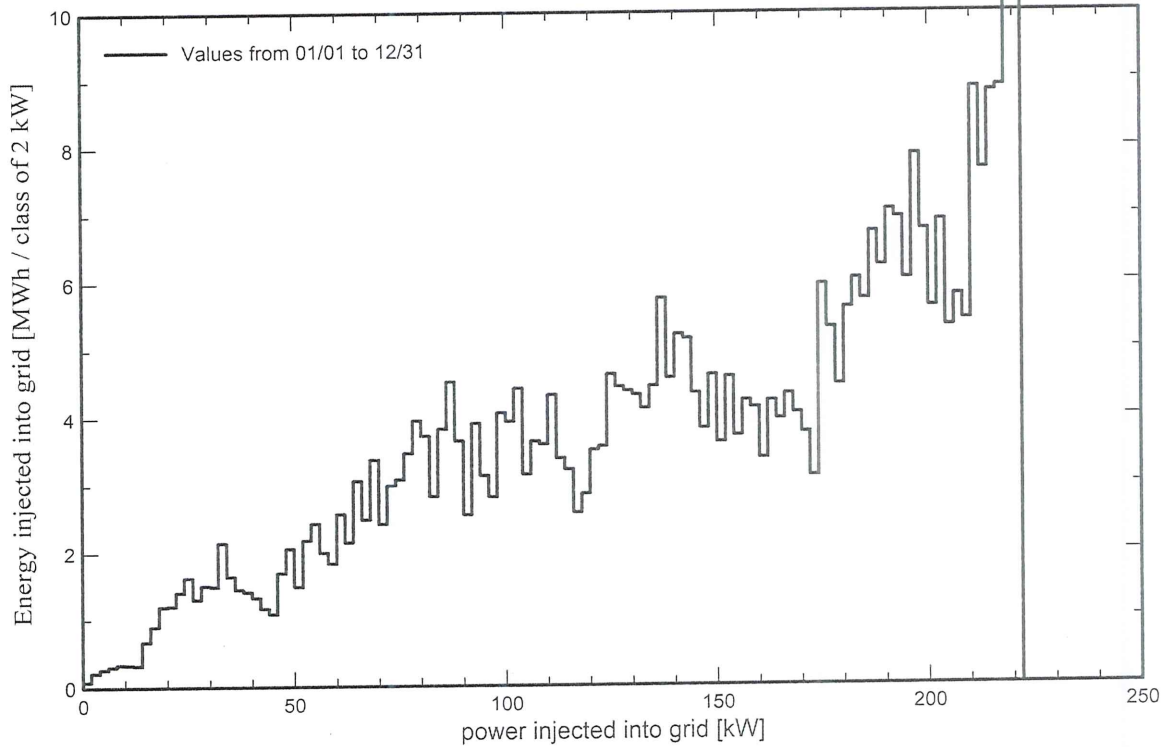
VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:  
07/22/25 22:10  
with v7.4.0

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
Kind Monthly averages  
Synthetic - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 5.1 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 5.4 %

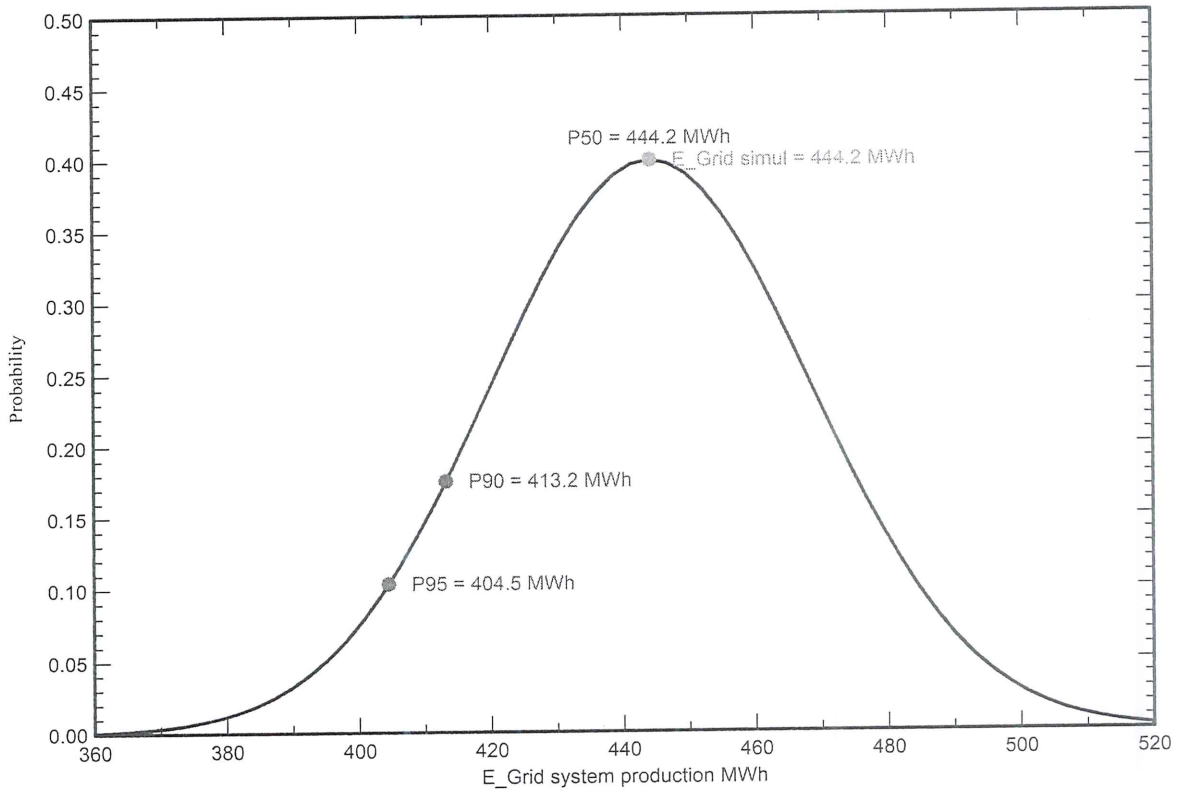
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 24.2 MWh  
P50 444.2 MWh  
P90 413.2 MWh  
P95 404.5 MWh

Probability distribution



## Chương 2 TÍNH TOÁN LỰA CHỌN DÂY DẪN DẪN

### 2.1. THUYẾT MINH

#### 2.1.1. GIỚI THIỆU CHUNG

Trong hệ thống điện mặt trời sử dụng bộ vi biến tần (micro inverter), mỗi tấm pin (hoặc một nhóm nhỏ tấm pin) được kết nối với một micro inverter riêng biệt để thực hiện việc chuyển đổi điện một chiều (DC) thành điện xoay chiều (AC) ngay tại nguồn phát. Do đó, hệ thống cấp điện xoay chiều (AC) đóng vai trò then chốt trong việc thu thập năng lượng AC từ tất cả các micro inverter và dẫn truyền đến điểm đầu nối. Việc lựa chọn đúng chủng loại, tiết diện và chất lượng cáp AC là yếu tố quyết định đến hiệu suất, độ an toàn và tuổi thọ của toàn bộ hệ thống.

#### 2.1.2. CÁC CHUNG LOẠI CÁP AC CHÍNH CẦN QUAN TÂM

Hệ thống cáp AC trong một dự án điện mặt trời sử dụng micro inverter thường bao gồm các loại chính sau:

##### 1) Cáp kết nối giữa các Micro Inverter

- Đây là loại cáp chuyên dụng, thường được thiết kế và cung cấp bởi chính nhà sản xuất micro inverter. Loại cáp này có các đầu nối (connector) được đúc sẵn hoặc thiết kế đặc biệt để dễ dàng kết nối nối tiếp (daisy-chain) hoặc song song các đầu ra AC của từng micro inverter, tạo thành một hoặc nhiều mạch nhánh AC.
- Đặc điểm kỹ thuật chính:
  - ♦ **Lõi dẫn:** Thường bằng đồng, tiết diện được nhà sản xuất tính toán và quy định cụ thể để đảm bảo khả năng mang dòng tối đa cho một mạch nhánh gồm nhiều micro inverter (ví dụ, một nhánh có thể hỗ trợ từ vài đến vài chục micro inverter tùy theo công suất và thiết kế của hệ thống).
  - ♦ **Cách điện và Vỏ bọc:** Vật liệu cách điện và vỏ bọc phải có khả năng chống chịu điều kiện môi trường khắc nghiệt trên mái nhà hoặc ngoài trời, bao gồm khả năng chống tia UV, chịu nhiệt độ cao, chống ẩm, chống thấm nước và có độ bền cơ học tốt.
  - ♦ **Đầu nối (Connectors):** Được đúc sẵn, đảm bảo kín nước (thường đạt cấp bảo vệ IP67 hoặc IP68), chống ăn mòn và cung cấp kết nối điện chắc chắn, an toàn, giảm thiểu nguy cơ sự cố do tiếp xúc kém.
  - ♦ **Cấu hình dây:** Có các loại cáp được thiết kế cho hệ thống một pha và hệ thống ba pha, với số lượng và màu sắc dây dẫn theo tiêu chuẩn.
- Lựa chọn và Tiêu chí đánh giá:
  - ♦ Phải lựa chọn loại cáp và đầu nối hoàn toàn tương thích với model micro inverter được sử dụng, theo đúng khuyến cáo và tài liệu kỹ thuật của nhà sản xuất.
  - ♦ Tuân thủ số lượng micro inverter tối đa cho phép trên mỗi đoạn cáp nhánh.

- ♦ Đảm bảo các đầu nối được lắp đặt đúng kỹ thuật để duy trì cấp bảo vệ IP.

## 2) **Cáp AC từ mạch nhánh micro inverter đến tủ gom xoay chiều phân phối nhánh (AC SUB PANEL)**

- Đây là các đoạn cáp lực dẫn dòng điện AC từ điểm cuối của mỗi mạch nhánh micro inverter về tủ gom xoay chiều phân phối nhánh (AC Sub Panel) tương ứng. Việc gom nhóm các mạch nhánh inverter về một AC Sub Panel được thực hiện dựa trên nhu cầu công suất của một nhóm phụ tải cụ thể trong trung tâm thương mại.
- Đặc điểm kỹ thuật chính:
  - ♦ **Lõi dẫn:** Đồng, tiết diện được tính toán dựa trên tổng dòng điện của các mạch nhánh micro inverter mà nó phục vụ.
  - ♦ **Vật liệu cách điện và Vỏ bọc:** Thường là cáp CV (cách điện XLPE, vỏ PVC) hoặc CXV (cách điện XLPE, vỏ PVC, có thể có giáp nhẹ nếu cần tùy theo đường đi cáp), phù hợp lắp đặt trong thang máng cáp trên mái và trong tòa nhà.
  - ♦ **Số lõi:** Phù hợp với cấu hình 3 pha.
- Lựa chọn và Tiêu chí đánh giá:
  - ♦ Tính toán tiết diện đảm bảo khả năng mang dòng và sụt áp trong giới hạn cho phép cho đoạn cáp này.
  - ♦ Phù hợp với môi trường lắp đặt và quy định về phòng cháy chữa cháy.

## 3) **Cáp trực chính AC**

- Đây là cáp lực chính, có tiết diện lớn hơn, dẫn toàn bộ công suất điện mặt trời đã được tổng hợp tại một Tủ AC Sub Panel đến điểm đầu nối trực tiếp vào tủ điện nguồn của nhóm phụ tải đã được lựa chọn trong trung tâm thương mại.
- Đặc điểm kỹ thuật chính:
  - ♦ **Lõi dẫn:** Đồng, tiết diện được tính toán cẩn thận dựa trên tổng công suất của tất cả các micro inverter được gom về AC Sub Panel đó, chiều dài cáp và yêu cầu sụt áp tối đa cho phép đến điểm đầu nối phụ tải.
  - ♦ **Vật liệu cách điện và Vỏ bọc:** Thường là cáp CV (cách điện XLPE, vỏ PVC) hoặc CXV (cách điện XLPE, vỏ PVC, có thể có giáp nhẹ nếu cần tùy theo đường đi cáp), phù hợp lắp đặt trong thang máng cáp trên mái và trong tòa nhà.
  - ♦ **Số lõi:** Phù hợp với cấu hình 3 pha.
- Lựa chọn và Tiêu chí đánh giá:
  - ♦ **Tính toán tiết diện:** Dựa trên dòng điện định mức và các hệ số hiệu chỉnh, sau đó kiểm tra lại bằng tính toán sụt áp.
  - ♦ Phù hợp với môi trường lắp đặt (trong nhà, ngoài trời, đi ngầm, nhiệt độ, độ ẩm).

- ♦ Tuân thủ các tiêu chuẩn điện liên quan.

## 2.2. CÁC TIÊU CHÍ ĐÁNH GIÁ VÀ LỰA CHỌN TỐI THIỂU CHO CÁP AC

### ▪ Khả năng mang dòng:

- ♦ Tiết diện cáp phải được chọn sao cho dòng điện làm việc liên tục tối đa của mạch không vượt quá khả năng mang dòng cho phép của cáp trong điều kiện lắp đặt thực tế (nhiệt độ môi trường, lắp đặt trong ống hay ngoài trời, số lượng cáp đi chung...).

$$I_{dm} \geq \frac{I_{max}}{f_1 \times f_2}$$

### ♦ Trong đó:

- $I_{dm}$ : dòng điện định mức của cáp;
- $I_{max}$ : dòng điện đầu ra AC tối đa liên tục;
- $f_1$ : hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ môi trường (theo bảng B.52.14 TCVN 7447-5-52:2010);
- $f_2$ : hệ số hiệu chỉnh do lắp đặt gần nhau (theo bảng B.52.20 TCVN 7447-5-52:2010)

### ▪ Độ sụt áp:

- ♦ Tổng độ sụt áp trên toàn bộ đường dây AC, từ micro inverter xa nhất đến điểm hòa lưới hoặc điểm kết nối tải, không nên vượt quá một giới hạn nhất định (thường là 3% theo khuyến nghị của các tiêu chuẩn hoặc nhà sản xuất thiết bị) để đảm bảo micro inverter hoạt động trong dải điện áp cho phép và tối thiểu hóa tổn thất năng lượng trên đường dây.
- ♦ Sụt áp phải được tính toán cho cả cáp nhánh và cáp trục chính.
- ♦ Theo TT 39/2015 TT-BCT, tổn thất điện áp trên dây dẫn phải  $\leq 5\%$ .
- ♦ Tổn thất điện áp được tính theo công thức sau:

$$\Delta U_{ac\_3pha} = \sqrt{3} \times L \times I \times R$$

### ♦ Trong đó:

- $\Delta U_{ac\_3pha}$ : Độ sụt áp dây (Line-to-Line Voltage Drop) trên đường dây 3 pha (V)
- L: Chiều dài của cáp (m)
- I: Dòng điện xoay chiều hiệu dụng chạy trên mỗi dây pha (A)
- R: Điện trở của ruột dẫn ( $\Omega/km$ )

## 2.3. SỐ LIỆU ĐẦU VÀO

- Công suất Micro-Inveter: 475 Wp;
- Điện áp định mức của Micro-Inveter:  $U_{dm}=230$  V;

- Điện áp dây của hệ Micro-Inverter 3 pha:

$$U_d = U_{\max} = \sqrt{3} \times U_{dm} = \sqrt{3} \times 230 = 398.37 \text{ V} \approx 400 \text{ V}$$

- Dòng điện tối đa của Micro-Inverter:  $I_{dm\_inv} = 2.09 \text{ A}$ ;

Như vậy, cáp được chọn là loại cáp xoay chiều hạ thế 0.6/1kV

## 2.4. TÍNH TOÁN CHỌN CÁP

### 2.4.1. CÁP AC TỪ MẠCH NHÁNH MICRO INVERTER ĐẾN TỦ GOM XOAY CHIỀU PHÂN PHỐI NHÁNH (AC SUB PANEL)

Các tủ AC Sub Panel sẽ gom công suất từ các mạch inverter, tối đa 30 bộ Micro-Inverter cho hệ thống 3 pha, mỗi pha có tối đa 10 Micro Inverter. Xét đoạn cáp từ mạch inverter xa nhất về tủ với chiều dài  $L=50\text{m}$ . Cáp được đi trong máng cáp.

$$I_{\max} = 10 \times I_{dm\_inv} = 10 \times 2.09 = 20.9 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400\text{V}$$

#### 1) Kiểm tra khả năng tải dòng điện làm việc:

- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện  $4\text{mm}^2$ :  $I_{dm\_dd} = 42 \text{ A}$  (tham khảo Catalogue cáp CADIVI)
- Hệ số suy giảm do nhiệt độ môi trường  $40^\circ\text{C}$ :  $f_1 = 0.91$
- Hệ số hiệu chỉnh do lắp đặt gần nhau:  $f_2 = 0.73$

#### Dòng điện tải của hệ thống cáp trên:

$$I_{dm\_dd} \times f_1 \times f_2 = 27.9\text{A} > I_{\max} = 20.9 \text{ A}$$

#### 2) Kiểm tra quá điện áp:

$$U_{dm \text{ cable}} = 1000\text{V} > U_{\max} = 400\text{V}_{\max}$$

#### 3) Tính toán sụt áp:

Độ sụt áp của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện  $4\text{mm}^2$ :  
 $\Delta U_{\text{dây}} = 11 \text{ mV/A/m}$

$$\Delta U = (\Delta U_{\text{dây}} \times I) \times L = (11 \times 20.9) \times 50 = 11495 \text{ (mV)} = 11.495 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U = (\Delta U / U_{\text{định\_mức}}) \times 100\% = (11.495/400) \times 100\% = 2.87 \%$$

#### Nhận xét:

Cáp AC 4 lõi CXV- $4 \times 4 \text{ mm}^2$  – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch inverter với tối đa 30 Micro Inverter về tủ AC Sub Panel.

### 2.4.2. CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI TTTM SATRA CỬ CHI

Từ tủ AC Sub Panel sẽ truyền tải công suất từ hệ thống năng lượng mặt trời đến phụ tải. Tại TTTM Satra Củ Chi, nhóm các mạch Micro Inverter thành 3 nhóm tương ứng với 3 tủ AC Sub Panel. Tính toán chủng loại cáp tương ứng với công

suất của từng nhóm. Chiều dài cáp từ AC Sub Panel đến điểm đầu nối lần lượt như sau:

- ♦ Từ tủ AC Sub Panel 1 đến tủ hiện hữu DP-T1:  $L_1 = 106.7$  m
- ♦ Từ tủ AC Sub Panel 2 đến tủ hiện hữu DP-T2:  $L_2 = 156.9$  m
- ♦ Từ tủ AC Sub Panel 3 đến tủ hiện hữu DP-T1:  $L_3 = 288.93$  m

▪ Tủ AC Sub Panel 1:

$$I_{\max 1} = 93 \times I_{dm\_inv} = 93 \times 2.09 = 194.37 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400 \text{ V}$$

▪ Tủ AC Sub Panel 2:

$$I_{\max 2} = 79 \times I_{dm\_inv} = 79 \times 2.09 = 165.11 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400 \text{ V}$$

▪ Tủ AC Sub Panel 3:

$$I_{\max 3} = 56 \times I_{dm\_inv} = 56 \times 2.09 = 117.04 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400 \text{ V}$$

1) **Kiểm tra khả năng tải dòng điện làm việc:**

- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện  $95 \text{ mm}^2$  cho tủ AC Sub Panel 1,2,3;
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức  $1 \text{ kV}$  tiết diện  $95 \text{ mm}^2$ :  $I_{dm} = 298 \text{ A}$  và độ sụt áp  $\Delta U_{dây} = 0.45 \text{ mV/A/m}$
- Hệ số suy giảm do nhiệt độ môi trường  $40^\circ \text{C}$ :  $f_1 = 0.91$
- Hệ số hiệu chỉnh do lắp đặt gần nhau:  $f_2 = 0.73$

**Dòng điện tải của hệ thống cáp trên:**

$$I_{dm\_dd} \times f_1 \times f_2 = 197.96 \text{ A} > I_{\max 1} = 194.37 \text{ A}$$

2) **Kiểm tra quá điện áp:**

$$U_{dm \text{ cable}} = 1000 \text{ V} > U_{\max} = 400 \text{ V}_{\max}$$

3) **Tính toán sụt áp:**

$$\Delta U_1 = (\Delta U_{dây} \times I) \times L_1 = (0.45 \times 194.37) \times 106.7 = 9332.7 \text{ (mV)} = 9.332 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_1 = (\Delta U_1 / U_{định\_mức}) \times 100\% = (9.332 / 400) \times 100\% = 2.33 \%$$

$$\Delta U_2 = (\Delta U_{dây} \times I) \times L_2 = (0.45 \times 165.11) \times 156.9 = 11657 \text{ (mV)} = 11.657 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_2 = (\Delta U_2 / U_{định\_mức}) \times 100\% = (11.657 / 400) \times 100\% = 2.91 \%$$

$$\Delta U_3 = (\Delta U_{dây} \times I) \times L_3 = (0.45 \times 117.04) \times 288.93 = 15217 \text{ (mV)} = 15.217 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_3 = (\Delta U_3 / U_{định\_mức}) \times 100\% = (15.217 / 400) \times 100\% = 3.8\%$$

**Nhận xét:**

- Chứng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×95 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 1 đến các phụ tải trong trung tâm thương mại;
- Chứng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×95 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 2 đến các phụ tải trong trung tâm thương mại;
- Chứng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×95 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 3 đến các phụ tải trong trung tâm thương mại

**2.4.3. CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI KHO LẠNH SATRA (CÁP ĐỒNG ĐI TRONG MÁNG CÁP TỪ TỦ AC SUB PANEL ĐẾN TỦ ĐẦU DÂY MSB)**

Tủ AC Sub Panel sẽ truyền tải công suất từ hệ thống năng lượng mặt trời đến phụ tải. Tại Kho lạnh Satra, nhóm các mạch Micro Inverter thành 3 nhóm tương ứng với 3 tủ AC Sub Panel. Tính toán chứng loại cáp tương ứng với công suất của từng nhóm. Xét đoạn cáp từ AC Sub Panel có công suất lớn nhất và xa nhất đến điểm đầu nối với chiều dài L= 125.93m. Cáp được đi trong máng cáp.

- Tủ AC Sub Panel 1,3:

$$I_{\max 1} = 80 \times I_{dm\_inv} = 80 \times 2.09 = 167.2 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400V$$

- Tủ AC Sub Panel 2,4:

$$I_{\max 2} = 87 \times I_{dm\_inv} = 87 \times 2.09 = 181.83 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400V$$

- Tủ AC Sub Panel 3:

$$I_{\max 3} = 29 \times I_{dm\_inv} = 29 \times 2.09 = 60.61 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400V$$

**1) Kiểm tra khả năng tải dòng điện làm việc:**

- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện 95mm<sup>2</sup> cho tủ AC Sub Panel 1,3;
- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện 120mm<sup>2</sup> cho tủ AC Sub Panel 2,4;
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện 95mm<sup>2</sup>:  $I_{dm1} = 298A$  và độ sụt áp  $\Delta U_{dây1} = 0.45 \text{ mV/A/m}$
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện 120mm<sup>2</sup>:  $I_{dm2} = 346A$  và độ sụt áp  $\Delta U_{dây2} = 0.36 \text{ mV/A/m}$
- Hệ số suy giảm do nhiệt độ môi trường 40°C:  $f_1 = 0.91$
- Hệ số hiệu chỉnh do lắp đặt gần nhau:  $f_2 = 0.73$

**Dòng điện tải của hệ thống cáp trên:**

$$I_{dm\_dd1} \times f_1 \times f_2 = 197.96 \text{ A} > I_{max1} = 167.2 \text{ A}$$

$$I_{dm\_dd2} \times f_1 \times f_2 = 229.85 \text{ A} > I_{max1} = 181.83 \text{ A}$$

**2) Kiểm tra quá điện áp:**

$$U_{dm \text{ cable}} = 1000\text{V} > U_{max} = 400\text{V}_{max}$$

**3) Tính toán sụt áp:**

$$\Delta U_1 = (\Delta U_{dây1} \times I) \times L = (0.45 \times 167.2) \times 125.93 = 9474 \text{ (mV)} = 9.474 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_1 = (\Delta U_1 / U_{định\_mức}) \times 100\% = (9.474/400) \times 100\% = 2.37 \%$$

$$\Delta U_2 = (\Delta U_{dây2} \times I) \times L = (0.36 \times 181.83) \times 125.93 = 8243 \text{ (mV)} = 8.243 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_2 = (\Delta U_2 / U_{định\_mức}) \times 100\% = (8.243/400) \times 100\% = 2.06 \%$$

**Nhận xét:**

- Chủng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×95 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 1 và 3 đến tủ phân phối nguồn hiện hữu của Kho lạnh Satra;
- Chủng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×120 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 2 và 4 đến tủ phân phối nguồn hiện hữu của Kho lạnh Satra.

**2.4.4. CÁP TRỤC CHÍNH AC TẠI KHO LẠNH SATRA (CÁP NHÔM VẶN XOẮN TREO TRÊN TRỤ TỪ TỦ ĐẦU DÂY MSB ĐẾN TỦ PHÂN PHỐI NGUỒN HIỆN HỮU)**

Từ tủ đầu dây trung gian MSB sẽ truyền tải công suất đến tủ cấp nguồn hiện hữu của phụ tải trong kho lạnh Satra. Xét đoạn cáp từ tủ MSB đến tủ nguồn hiện hữu có chiều dài L= 122m. Cáp treo trên trụ bê tông ly tâm.

- Tủ MSB:

$$I_{max} = 334 \times I_{dm\_inv} = 334 \times 2.09 = 698.06 \text{ A}$$

$$U_{max} = 400\text{V}$$

**1) Kiểm tra khả năng tải dòng điện làm việc:**

- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi nhôm tiết diện 185mm<sup>2</sup> để kết nối tủ MSB và tủ nguồn hiện hữu;
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi nhôm với điện áp định mức 1kV tiết diện 185mm<sup>2</sup>:  $I_{dm} = 344\text{A}$
- Tổng dòng điện: 698.06 A
- Số cáp song song: 3
- Dòng điện trên mỗi sợi cáp (I):  $698.06 / 3 = 232.69 \text{ A} < I_{dm} = 344\text{A}$

## 2) Tính toán sụt áp

- Chiều dài đường dây (L): 121.518 m = 0.121518 km
- Hệ số công suất ( $\cos(\varphi)$ ): Giả định là 0.9
  - $\sin(\varphi)$ :  $\arccos(0.9) \approx 25.84^\circ$ , do đó  $\sin(25.84^\circ) \approx 0.436$
- Điện trở cáp (R): Đối với cáp ABC 4x185mm<sup>2</sup>, giá trị tham khảo từ catalogue nhà sản xuất là 0.164 Ω/km.
- Điện kháng cáp (X): Đối với cáp ABC 4x185mm<sup>2</sup>, giá trị tham khảo là 0.079 Ω/km
- Tính toán phần trở kháng của công thức

$$(R \times \cos(\varphi) + X \times \sin(\varphi)) = (0.164 \times 0.9) + (0.079 \times 0.436)$$
$$= 0.1476 + 0.0344 = 0.182$$

- Tính toán độ sụt áp (Volt)

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times L \times 0.182$$

$$\Delta U = 1.732 \times 232.69 \times 0.121518 \times 0.182 \approx 8.91 \text{ V}$$

- Tính toán độ sụt áp theo tỷ lệ phần trăm (%)

$$\Delta U\% = (\Delta U / U_{\text{định mức}}) \times 100\%$$

$$\Delta U\% = (8.91 \text{ V} / 400 \text{ V}) \times 100\% \approx 2.23\% < 5\%$$

### Nhận xét:

- Chủng loại cáp AC 4 lõi nhôm vặn xoắn ABC-4x95 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ MSB đến tủ phân phối nguồn hiện hữu.

### 2.4.5. CÁP TRỰC CHÍNH AC TẠI TTTM VÕ VĂN KIỆT

Từ tủ AC Sub Panel sẽ truyền tải công suất từ hệ thống năng lượng mặt trời đến phụ tải. Tại TTTM Satra Võ Văn Kiệt, nhóm các mạch Micro Inverter thành 4 nhóm tương ứng với 4 tủ AC Sub Panel. Tính toán chủng loại cáp tương ứng với công suất của từng nhóm. Xét đoạn cáp từ AC Sub Panel có công suất lớn nhất và xa nhất đến điểm đấu nối với chiều dài L= 179.8m. Cáp được đi trong máng cáp.

- Tủ AC Sub Panel 1:

$$I_{\max 1} = 85 \times I_{\text{dm\_inv}} = 85 \times 2.09 = 177.65 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400\text{V}$$

- Tủ AC Sub Panel 2:

$$I_{\max 2} = 15 \times I_{\text{dm\_inv}} = 15 \times 2.09 = 31.35 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400\text{V}$$

- Tủ AC Sub Panel 3:

$$I_{\max 3} = 24 \times I_{dm\_inv} = 24 \times 2.09 = 50.16 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400\text{V}$$

- Tủ AC Sub Panel 4:

$$I_{\max 4} = 30 \times I_{dm\_inv} = 30 \times 2.09 = 62.7 \text{ A}$$

$$U_{\max} = 400\text{V}$$

### 1) **Kiểm tra khả năng tải dòng điện làm việc:**

- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện  $95\text{mm}^2$  cho tủ AC Sub Panel 1;
- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện  $16\text{mm}^2$  cho tủ AC Sub Panel 2;
- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện  $25\text{mm}^2$  cho tủ AC Sub Panel 3;
- Lựa chọn dây cáp AC 4 lõi đồng tiết diện  $25\text{mm}^2$  cho tủ AC Sub Panel 4;
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện  $95\text{mm}^2$ :  $I_{dm\_dd1} = 298\text{A}$  và độ sụt áp  $\Delta U_{dây1} = 0.45 \text{ mV/A/m}$
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện  $16\text{mm}^2$ :  $I_{dm\_dd2} = 100\text{A}$  và điện trở cáp  $\Delta U_{dây2} = 2.6 \text{ mV/A/m}$
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện  $25\text{mm}^2$ :  $I_{dm\_dd3} = 127\text{A}$  và độ sụt áp  $\Delta U_{dây3} = 1.6 \text{ mV/A/m}$
- Dòng điện mang tải của cáp AC 4 lõi đồng với điện áp định mức 1kV tiết diện  $25\text{mm}^2$ :  $I_{dm\_dd4} = 127\text{A}$  và độ sụt áp  $\Delta U_{dây4} = 1.6 \text{ mV/A/m}$
- Hệ số suy giảm do nhiệt độ môi trường  $40^\circ\text{C}$ :  $f_1 = 0.91$
- Hệ số hiệu chỉnh do lắp đặt gần nhau:  $f_2 = 0.73$

### **Dòng điện tải của hệ thống cáp trên:**

$$I_{dm\_dd1} \times f_1 \times f_2 = 197.96 \text{ A} > I_{\max 1} = 177.65 \text{ A}$$

$$I_{dm\_dd2} \times f_1 \times f_2 = 66.43 \text{ A} > I_{\max 2} = 31.35 \text{ A}$$

$$I_{dm\_dd3} \times f_1 \times f_2 = 84.37 \text{ A} > I_{\max 3} = 50.16 \text{ A}$$

$$I_{dm\_dd4} \times f_1 \times f_2 = 84.37 \text{ A} > I_{\max 4} = 62.7 \text{ A}$$

### 2) **Kiểm tra quá điện áp:**

$$U_{dm \text{ cable}} = 1000\text{V} > U_{\max} = 400\text{V}_{\max}$$

### 3) **Tính toán sụt áp:**

$$\Delta U_1 = (\Delta U_{dây1} \times I) \times L = (0.45 \times 177.65) \times 179.8 = 14373 \text{ (mV)} = 14.373 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_1 = (\Delta U_1 / U_{định\_mức}) \times 100\% = (14.373 / 400) \times 100\% = 3.59 \%$$

$$\Delta U_2 = (\Delta U_{\text{dây}2} \times I) \times L = (2.6 \times 31.35) \times 179.8 = 14655 \text{ (mV)} = 14.655 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_2 = (\Delta U_2 / U_{\text{định\_mức}}) \times 100\% = (14.655/400) \times 100\% = 3.66 \%$$

$$\Delta U_3 = (\Delta U_{\text{dây}3} \times I) \times L = (1.6 \times 50.16) \times 179.8 = 14430 \text{ (mV)} = 14.430 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_3 = (\Delta U_3 / U_{\text{định\_mức}}) \times 100\% = (14.430/400) \times 100\% = 3.61 \%$$

$$\Delta U_4 = (\Delta U_{\text{dây}4} \times I) \times L = (1.6 \times 62.7) \times 179.8 = 18037 \text{ (mV)} = 18.037 \text{ (V)}$$

$$\% \Delta U_4 = (\Delta U_4 / U_{\text{định\_mức}}) \times 100\% = (18.037/400) \times 100\% = 4.51 \%$$

#### **Nhận xét:**

- Chủng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×95 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 1 đến các phụ tải trong trung tâm thương mại
- Chủng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×16 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 2 đến các phụ tải trong trung tâm thương mại
- Chủng loại cáp AC 4 lõi CXV-4×25 mm<sup>2</sup> – 0.6/1kV đảm bảo khả năng truyền tải công suất của mạch từ tủ AC Sub Panel 3, 4 đến các phụ tải trong trung tâm thương mại



### Chương 3 CÁC PHỤ LỤC TÍNH TOÁN PHẦN XÂY DỰNG

97-  
TY  
MA  
ON  
H  
VIỆ  
50A

# TÍNH TOÁN HỆ KHUNG GIÀN

DỰ ÁN: LẮP ĐẶT HỆ THỐNG ĐMT TẠI TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA CÙ CHI

## 1. Dữ liệu đầu vào tính toán

Địa điểm dự án:	Hồ Chí Minh	
Vùng áp lực gió IA, W0 =	83	daN/m <sup>2</sup>
Dạng địa hình:	B	
Độ nghiêng của giàn:	5	độ
Nhịp giàn	3	m
K/C bố trí xà gồ	1.2	m

## 2. Tiêu chuẩn thiết kế

TCVN 2737-2023	Tải trọng và tác động
TCVN 5575-2024	Kết cấu thép - Tiêu chuẩn thiết kế

## 3. Vật liệu

Vật liệu thép	Xà gồ	JIS 3101 - G350 - Yield point = 350Mpa
		Thép hình khác JIS 3101- SS400
Bu lông	Cấp bền 5.6	

## 4. Tải trọng

### 4.1 Tĩnh tải

Tải trọng Pin + phụ kiện	DL1 =	12	kg/m <sup>2</sup>	n = 1.2
=> Tải phân bố đều lên xà gồ	Pdl1 =	17.28	kg/m	
=> Tải phân bố đều lên vì kèo =		43.2	kg/m	

### 4.1.2 Tải trọng bản thân kết cấu ( được khai báo trong phần mềm Sap)

Các tiết diện khung được sử dụng

Xà gồ: C 80x40x15x2.0

### 4.2 Tải gió

#### 4.2.1 Theo tiêu chuẩn TCVN 2737-1995, áp lực gió tại độ cao z được tính như sau

$$W_k = W_{3s,10} \cdot k(z_e) \cdot c \cdot G_f \quad (\text{daN/m}^2)$$

Trong đó:

*k*: hệ số phân bố áp lực theo độ cao z

$$z \sim 4\text{m} \quad \rightarrow k = 1$$

*y*: hệ số tin cậy của tải trọng gió

$$\rightarrow \gamma = 1.2$$

*W0*: áp lực gió cơ sở tại địa điểm dựa án

*C*: hệ số khí động theo TCVN 2737-1995

Hệ giàn đỡ Pin thuộc dạng sơ đồ II ( gió ép) và IV ( gió đẩy)

Hướng gió ép:

$$Ce1 = 0.3 \quad \rightarrow W1 = 29.88 \text{ daN/m}^2$$

$$Ce2 = 0.42 \quad \rightarrow W2 = 41.832 \text{ daN/m}^2$$

Hướng gió đẩy

$$Ce1 = -0.4 \quad \rightarrow W1 = -39.84 \text{ daN/m}^2$$

$$Ce2 = 0.22 \quad \rightarrow W2 = 21.912 \text{ daN/m}^2$$

Tải gió phân bố đều lên xà gỗ

Áp lực gió lên xà gỗ:

$$\rightarrow q_1 = 35.86 \text{ daN/m}$$

$$\Rightarrow \text{Tải phân bố đều lên vì kèo } Pw1 = 89.64 \text{ daN/m}$$

#### 4.3. Hoạt tải

Hoạt tải lắp Pin, sửa chữa LL1 = 15 kg/m<sup>2</sup> n = 1.2

$\Rightarrow$  Tải phân bố đều lên xà gỗ PII1 = 21.6 kg/m

$\Rightarrow$  Tải phân bố đều lên vì kèo P2 = 54 kg/m

#### 5 Tổ hợp tải trọng cho hệ xà gỗ

Tổ hợp tải trọng cho hệ khung giàn như sau

$$\text{Combo1} = 1.1 \text{ SW} + \text{D} + \text{W}+$$

$$\text{Combo1} = 1.1 \text{ SW} + 1.1 \text{ D} + \text{W}-$$

Trong đó:

SW: trọng lượng bản thân (trọng lượng kết cấu thép)

PdI: tính tải

PII: Hoạt tải

W+: Gió ép

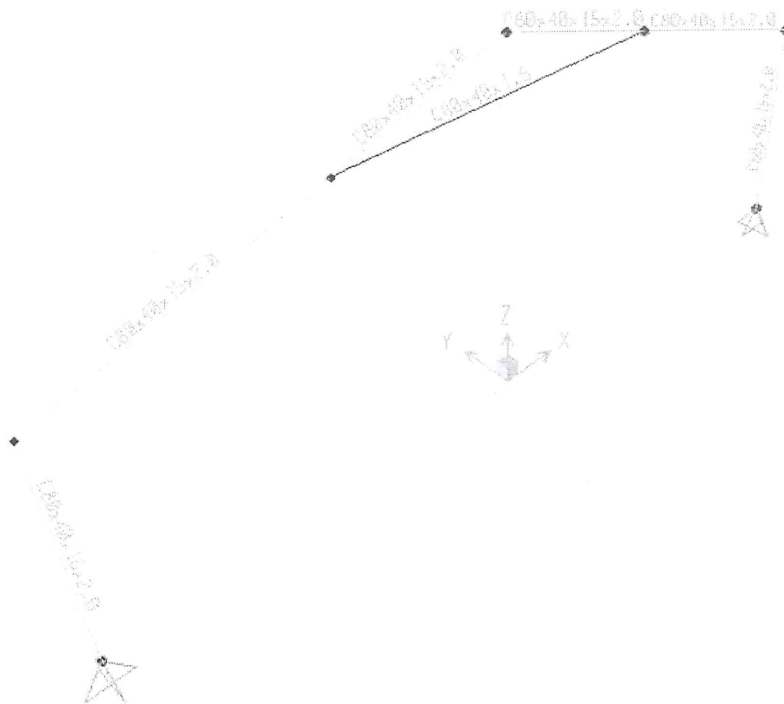
W-: Gió đẩy

#### 6 Chương trình tính toán

Dùng chương trình Sap 2000 V14.2.2 để nhập và tính toán nội lực khung giàn

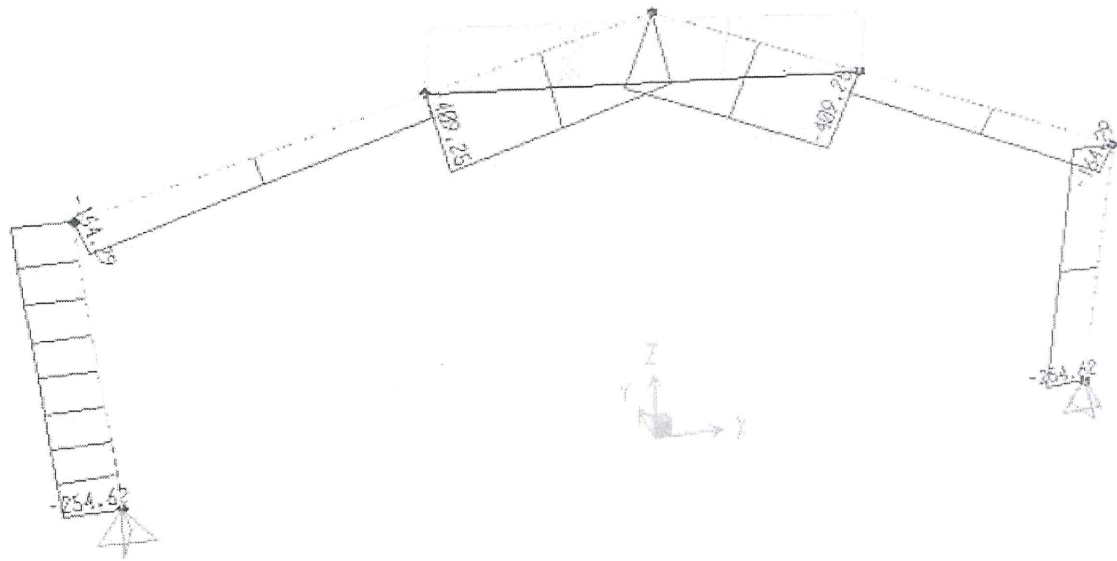
#### 7 Tính toán kiểm tra tiết diện giàn

##### 7.1 Mô hình tính



## 7.2 Nội lực hệ khung giàn

Biểu đồ lực dọc, cắt tổ hợp lực Combo1





# TÍNH TOÁN HỆ KHUNG GIÀN

DỰ ÁN: LẮP ĐẶT HỆ THỐNG ĐMT TẠI TRUNG TÂM THƯƠNG MẠI SATRA VÕ VĂN KIỆT

## 1. Dữ liệu đầu vào tính toán

Địa điểm dự án:	Hồ Chí Minh	
Vùng áp lực gió IA, W0 =	83	daN/m <sup>2</sup>
Dạng địa hình:	B	
Độ nghiêng của giàn:	5	độ
Nhịp giàn	3	m
K/C bố trí xà gồ	1.2	m

## 2. Tiêu chuẩn thiết kế

TCVN 2737-2023	Tải trọng và tác động
TCVN 5575-2024	Kết cấu thép - Tiêu chuẩn thiết kế

## 3. Vật liệu

Vật liệu thép	Xà gồ	JIS 3101 - G350 - Yeild point = 350Mpa
		Thép hình khác JIS 3101- SS400
Bu lông	Cấp bền 5.6	

## 4. Tải trọng

### 4.1 Tĩnh tải

Tải trọng Pin + phụ kiện	DL1 =	12	kg/m <sup>2</sup>	n = 1.2
=> Tải phân bố đều lên xà gồ	Pd1 =	17.28	kg/m	
=> Tải phân bố đều lên vì kèo =		43.2	kg/m	

### 4.1.2 Tải trọng bản thân kết cấu ( được khai báo trong phần mềm Sap)

Các tiết diện khung được sử dụng

Xà gồ: C 80x40x15x2.0

### 4.2 Tải gió

#### 4.2.1 Theo tiêu chuẩn TCVN 2737-1995, áp lực gió tại độ cao z được tính như sau

$$W_k = W_{3s,10} \cdot k(z_e) \cdot c \cdot G_f \quad (\text{daN/m}^2)$$

Trong đó:

*k*: hệ số phân bố áp lực theo độ cao z

$$z \sim 4\text{m} \quad \rightarrow k = 1$$

*y*: hệ số tin cậy của tải trọng gió

$$\rightarrow \gamma = 1.2$$

*W0*: áp lực gió cơ sở tại địa điểm dựa án

*C*: hệ số khí động theo TCVN 2737-1995

Hệ giàn đỡ Pin thuộc dạng sơ đồ II ( gió ép) và IV ( gió đẩy)

Hướng gió ép:

$$Ce1 = 0.3 \quad \rightarrow W_1 = 29.88 \text{ daN/m}^2$$

$$Ce2 = 0.42 \quad \rightarrow W_2 = 41.832 \text{ daN/m}^2$$

Hướng gió đẩy

$$Ce1 = -0.4 \quad \rightarrow W_1 = -39.84 \text{ daN/m}^2$$

$$Ce2 = 0.22 \quad \rightarrow W_2 = 21.912 \text{ daN/m}^2$$



Tải gió phân bố đều lên xà gồ

Áp lực gió lên xà gồ:

$$\rightarrow q_1 = 35.86 \text{ daN/m}$$

$$\Rightarrow \text{Tải phân bố đều lên vì kèo } Pw1 = 89.64 \text{ daN/m}$$

#### 4.3. Hoạt tải

Hoạt tải lắp Pin, sửa chữa	LL1 =	15	kg/m <sup>2</sup>	n = 1.2
$\Rightarrow$ Tải phân bố đều lên xà gồ	PII1 =	21.6	kg/m	
$\Rightarrow$ Tải phân bố đều lên vì kèo P2 =	54	kg/m		

#### 5 Tổ hợp tải trọng cho hệ xà gồ

Tổ hợp tải trọng cho hệ khung giàn như sau

$$\text{Combo1} = 1.1 \text{ SW} + \text{D} + \text{W}+$$

$$\text{Combo1} = 1.1 \text{ SW} + 1.1 \text{ D} + \text{W}-$$

Trong đó:

SW : trọng lượng bản thân (trọng lượng kết cấu thép)

PdI: tĩnh tải

PII: Hoạt tải

W+: Gió ép

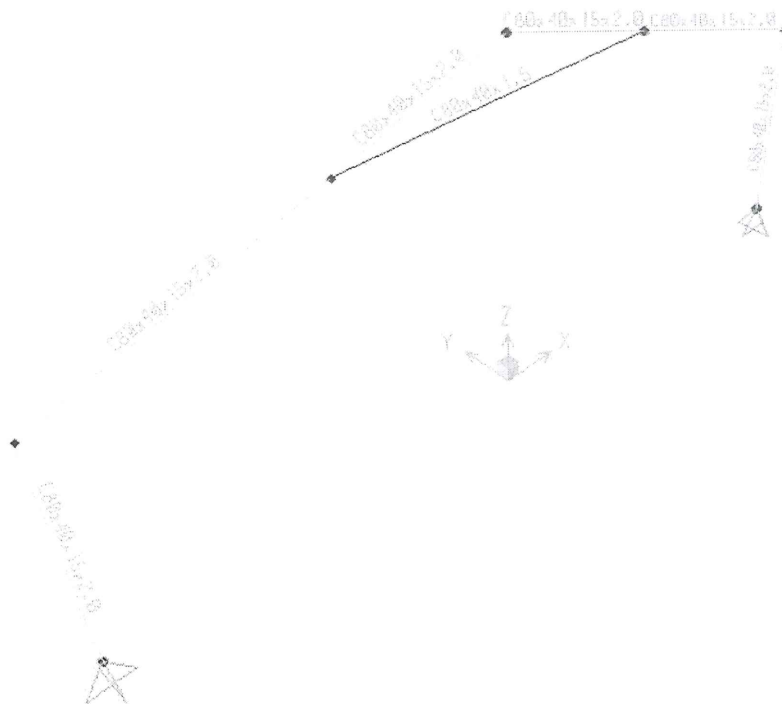
W-: Gió đẩy

#### 6 Chương trình tính toán

Dùng chương trình Sap 2000 V14.2.2 để nhập và tính toán nội lực khung giàn

#### 7 Tính toán kiểm tra tiết diện giàn

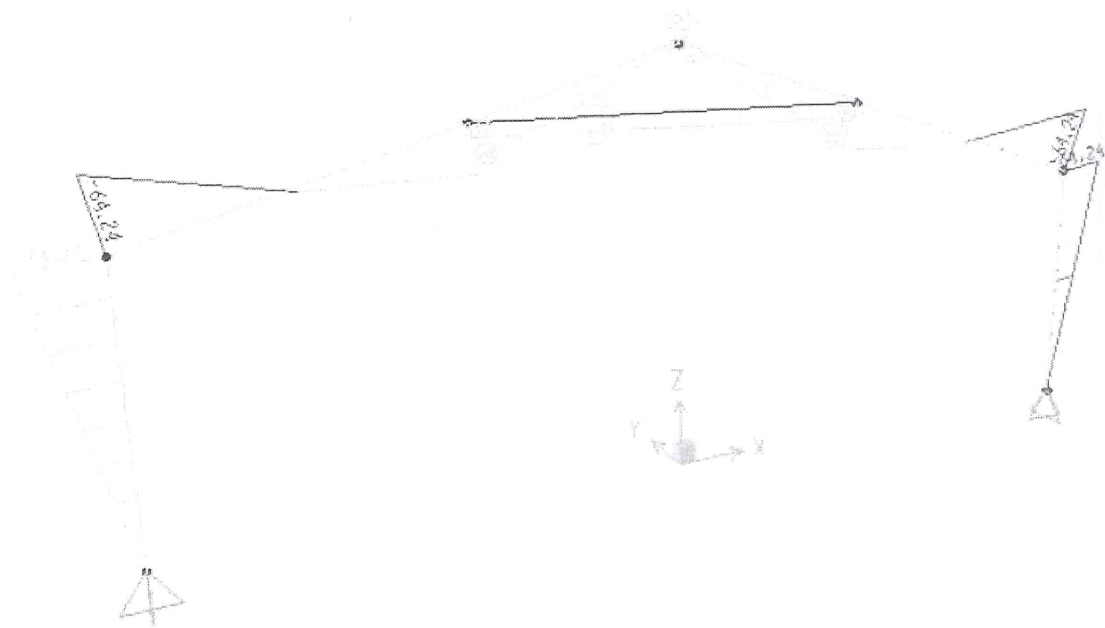
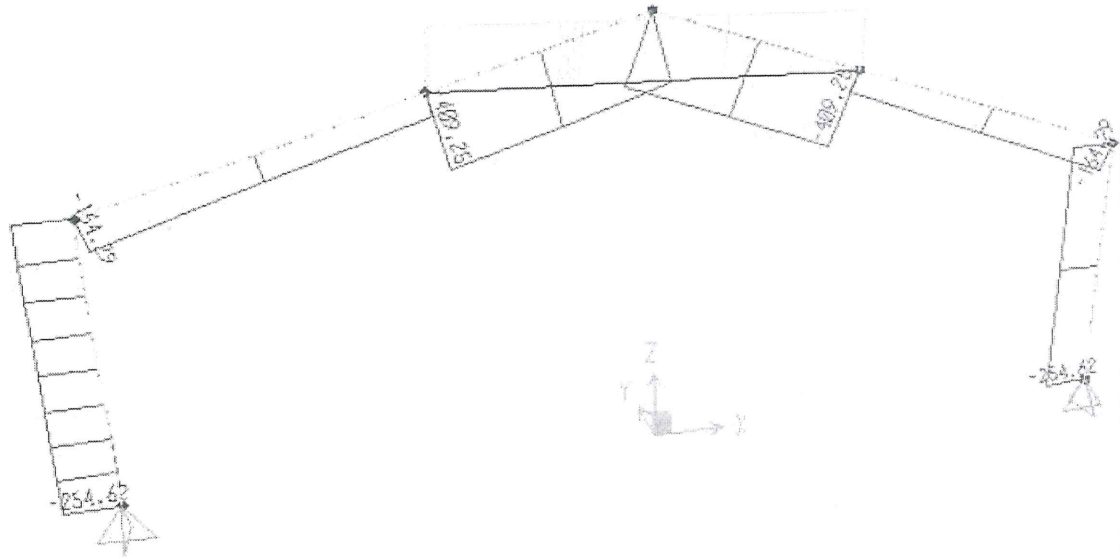
##### 7.1 Mô hình tính



003  
ÔNG T  
NG I  
GỒ  
NH  
ANH V  
HỒ C

## 7.2 Nội lực hệ khung giàn

Biểu đồ lực dọc, cắt tổ hợp lực Combo1



### 7.3 Tính toán kiểm tra tiết diện xà gồ

#### Điều kiện áp dụng

Xà gồ chịu uốn

Tiết diện xà gồ	Loại	<b>C80x40x15x2</b>	
Đặc trưng hình học tiết diện:			
Diện tích	F =	3.64	cm <sup>2</sup>
Mô men quán tính:	Jx =	36.89	cm <sup>4</sup>
	Jy =	8.51	cm <sup>4</sup>
Mô men kháng uốn:	Wx =	9.22	cm <sup>3</sup>
	Wy =	3.52	cm <sup>3</sup>
	SW =	2.86	kg/m

#### Vật liệu thép:

Mô đun đàn hồi thép:	E =	2.1E+06	kG/cm <sup>2</sup>
Giới hạn chảy của thép	f <sub>y</sub> =	3500	kg/cm <sup>2</sup>
Cường độ tính toán của thép:	f <sub>y</sub> =	3182	kG/cm <sup>2</sup>
Hệ số điều kiện làm việc	γ =	0.75	

#### Kiểm tra ứng suất:

Mô men uốn lớn nhất quanh trục được xuất từ mô hình

Tải trọng lớn nhất tác dụng lên xà gồ: q<sup>tt</sup> = 71.62 kG/m

$$M_x = 81 \text{ kGm} \quad \sigma = M/(W \cdot \gamma)$$

$$\sigma = 1164.8 \text{ kG/cm}^2 \leq [\sigma] = 3182 \text{ kG/cm}^2 \quad \text{OK}$$

Kiểm tra độ võng:

Tải trọng thường xuyên tác dụng lên xà gồ: q<sup>tc</sup> = 20.14 kG/m

Phân ra 2 thành phần: q<sup>tc</sup><sub>x</sub> = 1.76 kG/m

q<sup>tc</sup><sub>y</sub> = 20.06 kG/m

$$\text{Phương X: } f_x = \frac{5 \cdot q_y^{tc} \cdot l_x^4}{384 \cdot E \cdot J_x} = 0.27 \text{ cm}$$

$$\text{Phương Y: } f_y = \frac{5 \cdot q_x^{tc} \cdot l_y^4}{384 \cdot E \cdot J_y} = 0.10 \text{ cm}$$

$$f = \sqrt{(f_x)^2 + (f_y)^2} = 0.292 \text{ cm}$$

$$\text{Độ võng toàn phần: } f/L = 0.001 \text{ cm}$$

$$\text{Độ võng cho phép: } [f/L] = 0.005 \text{ cm} \quad \text{Check OK}$$

### 7.4 Kiểm tra tính toán hệ khung

Đối với hệ khung đỡ Pin giàn thấp, nội lực trong hệ khung nhỏ nên chọn theo cấu tạo để đảm bảo hệ khung ổn định dưới tác dụng của gió và liên kết xà gồ

Các cột đỡ chọn C 80x40x15x2.0

Dầm đỡ xà gồ chọn C80x15x2

Thanh liên kết cứng dầm chọn C80x40x1.5

Kích thước cấu tạo xem chi tiết ở bản vẽ chế tạo hệ khung kèo lắp Pin.

