

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO



Diseño de Planta Fotovoltaica a Gran Escala

PRESENTADO POR:

MARCO ANTONIO MUNGUÍA AGUILERO

JULIO CÉSAR RODRÍGUEZ HERRERA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO
AMBIENTE**

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DEL 2019

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. CRISTÓBAL HERNAN RIOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE POSGRADO

DIRECTOR:

MSc. PATRICIA HAYDÉE ESTRADA DE LÓPEZ

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

Título:

Diseño de Planta Fotovoltaica a Gran Escala

Presentado por:

MARCO ANTONIO MUNGUÍA AGUILERO

JULIO CÉSAR RODRÍGUEZ HERRERA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSc. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

SAN SALVADOR, SEPTIEMBRE DE 2019

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSc. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

Contenido

Agradecimientos	18
Resumen ejecutivo	20
Capítulo 1. Generalidades	21
1.1. Introducción	21
1.2. Objetivos	21
1.2.1. Objetivo general	21
1.2.2. Objetivos específicos.....	22
1.3. Alcances	22
1.4. Antecedentes	23
1.5. Planteamiento del problema	23
1.6. Justificación.....	23
Capítulo 2. Marco teórico	24
2.1. Conceptos básicos	24
2.1.1. Radiación solar	24
2.1.2. El efecto fotovoltaico	33
2.1.3. Celdas solares	38
2.1.4. Tipos de celdas solares	38
2.1.5. Propiedades eléctricas de las celdas solares	44
2.2. Componentes de los sistemas fotovoltaicos	60
2.2.1. Módulos fotovoltaicos	60
2.2.2. Cajas de nivel 1	61
2.2.3. Diodos	62
2.2.4. Fusibles	62
2.2.5. Inversores de conexión a red	63
2.2.6. Cableado y conexión de sistemas	64
2.2.7. Alimentador principal de CC	64
2.2.8. Cable de conexión de CA	65
2.2.9. Seccionador de CC	65
2.2.10. Seccionadores de CA	66
2.3. Herramientas para el diseño de una planta fotovoltaica	66
2.3.1. Bases de datos meteorológicas	67

2.3.2.	Estaciones meteorológicas	69
2.3.3.	Medidor de sombras	74
2.3.4.	Programas para el dimensionamiento de plantas fotovoltaicas	75
2.3.5.	Programas para el diseño de plantas fotovoltaicas	75
2.3.6.	Programas para la simulación eléctrica de plantas fotovoltaicas	76
Capítulo 3.	Evaluación del recurso solar	76
3.1.	Metodología	76
3.2.	Ubicación geográfica.....	77
3.3.	Bases de datos meteorológicas	78
3.3.1.	NREL NSRDB	78
3.3.2.	NASA SSE	79
3.3.3.	Meteonorm	80
3.3.4.	Vaisala 3TIER Services	81
3.3.5.	Mediciones en campo.....	82
3.4.	Análisis de bases de datos	83
3.5.	Análisis de sombras.....	86
3.5.1.	Sombras por objetos cercanos	86
3.5.2.	Sombras por horizonte topográfico	87
3.5.3.	Perfil de sombras integrado.....	88
Capítulo 4.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	90
4.1.	Estructura de costos.....	90
4.1.1.	Costos de referencia	90
4.1.2.	Estructura de costos por rubro.....	91
4.1.3.	Costos de módulos fotovoltaicos.....	93
4.2.	Optimización de configuraciones.....	94
4.2.1.	Tecnología de módulos fotovoltaicos.....	94
4.2.2.	Inclinación del arreglo fotovoltaico	96
4.2.3.	Número de filas y columnas del arreglo fotovoltaico	97
4.2.4.	Tamaño de pasillo	99
4.2.5.	Configuración de inversores.....	100
Capítulo 5.	Estudio de producción de energía	102
5.1.	Características del sistema fotovoltaico a simular.....	102

5.2.	Información complementaria	102
5.3.	Definición de pérdidas	104
5.3.1.	Sombras lejanas / perfil de obstáculos	104
5.3.2.	Sombras cercanas	105
5.3.3.	Pérdidas ópticas.....	106
5.3.4.	Pérdidas por polvo y suciedad.....	107
5.3.5.	Pérdidas por degradación del módulo	107
5.3.6.	Pérdidas en los módulos FV debido a nivel de irradiancia	107
5.3.7.	Pérdidas debido a temperatura	108
5.3.8.	Sombreados: pérdida eléctrica según cadenas.....	108
5.3.9.	Pérdidas de calidad del módulo.....	108
5.3.10.	Pérdidas por degradación inducida por la luz.....	108
5.3.11.	Pérdidas por desajuste	108
5.3.12.	Pérdidas óhmicas del cableado.....	109
5.3.13.	Pérdidas por eficiencia del inversor	109
5.3.14.	Pérdidas del inversor a través de la Pnom inversor.....	109
5.3.15.	Pérdidas del inversor por corriente máxima de entrada	110
5.3.16.	Pérdidas por tensión nominal del inversor	110
5.3.17.	Pérdidas del inversor debido al umbral de potencia.....	110
5.3.18.	Pérdidas del inversor debido al umbral de tensión.....	110
5.3.19.	Pérdidas por servicios auxiliares	110
5.3.20.	Pérdidas por indisponibilidad del sistema	111
5.3.21.	Pérdidas óhmicas en corriente alterna	111
5.3.22.	Pérdidas por transformador externo	111
5.4.	Resultados	111
5.4.1.	Resultados para el primer año	111
5.4.2.	Resultados multianuales	114
Capítulo 6.	Estudios de interconexión	116
6.1.	Diagrama unifilar del sistema	117
6.2.	Estudio de flujo de carga.....	119
6.3.	Estudio de flujo de carga cuasi-dinámico.....	125
6.4.	Estudio de pérdidas técnicas	133

6.5.	Estudio de cortocircuito	136
6.6.	Estudio de coordinación de protecciones	144
6.6.1.	Objetivo general	144
6.6.2.	Objetivos específicos.....	145
6.6.3.	Modelado del sistema eléctrico de potencia.....	145
6.6.4.	Desarrollo del estudio de coordinación de protecciones	152
6.6.5.	Resumen de ajustes a programar a los equipos de protección asociados al sistema de potencia bajo estudio.....	163
6.7.	Estudio de armónicos	166
6.8.	Estudio de soporte dinámico de tensión	175
6.9.	Estudio de confiabilidad.....	183
6.10.	Estudio de contingencia	187
6.11.	Estudio de efecto de parpadeo (flicker).....	190
Capítulo 7.	Evaluación financiera del proyecto	194
7.1.	Condiciones de financiamiento	194
7.1.1.	Plazo.....	194
7.1.2.	Tasa de interés.....	194
7.1.3.	Periodo de gracia máximo.....	194
7.1.4.	Monto del crédito	194
7.2.	Índice de precios al consumidor (IPC) de El Salvador.....	195
7.3.	Impuesto sobre la renta	195
7.4.	Exención fiscal.....	195
7.5.	Otros supuestos	196
7.6.	Evaluación financiera para contrato de compraventa de energía	196
7.6.1.	Plazo.....	196
7.6.2.	Proyección de precio de energía.....	196
7.6.3.	Precio del contrato de compraventa de energía.....	197
7.6.4.	Resultados	198
7.6.5.	Análisis de sensibilidad.....	199
7.7.	Evaluación financiera para autoconsumo de energía	200
7.7.1.	Plazo.....	200
7.7.2.	Proyección de la tarifa de energía	200

7.7.3.	Resultados	202
7.7.4.	Análisis de sensibilidad.....	202
Capítulo 8.	Conclusiones y Recomendaciones	204
8.1.	Conclusiones	204
8.2.	Recomendaciones.....	205
Capítulo 9.	Bibliografía.....	207
Capítulo 10.	ANEXO I.....	208
Capítulo 11.	ANEXO II-Memorias de Cálculo.....	219
11.1.	Medición de la resistividad eléctrica del suelo.....	219
11.1.1.	Equipo de medición.....	219
11.1.2.	Tipos de pruebas a realizar en las puestas a tierra.....	219
11.1.3.	Resumen de medición en campo.	221
11.2.	Análisis del modelado del suelo.....	223
11.3.	Dimensionamiento de la red de tierra.....	226
11.3.1.	Nivel de cortocircuito en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica.	226
11.3.2.	Procedimiento de diseño de la red de tierra.	227
11.3.3.	Flujograma del proceso de cálculo de la red de tierra de acuerdo al estándar IEEE 80-2013.	228
11.4.	Memoria de cálculo de diseño de la red de tierra.....	229
11.4.1.	Cálculo de la malla de la red de tierra.	229
11.4.2.	Dimensionamiento de los electrodos a utilizar.....	232
11.4.3.	Análisis de voltaje de contornos.....	233
11.4.4.	Análisis de perfiles de voltaje.	235
11.5.	Protección contra descargas atmosféricas.	237
11.5.1.	Protección tipo pasiva	237
11.5.2.	Protección tipo activa	240
11.6.	Diseño final de la red de tierra.	245
Capítulo 12.	ANEXO III. PLANOS	246

Índice de Tablas

23	Tabla 2.1-1 La dependencia de la irradiancia en función del ángulo de altura solar γ_s	32
	Tabla 2.1-2 Valores de albedo para distintos ambientes.....	33
	Tabla 2.1-3 Variables representadas en un diagrama de circuito equivalente.....	45
	Tabla 3.3-1 Mediciones NREL NSRDB.....	79
	Tabla 3.3-2. Mediciones NASA SSE.....	80
	Tabla 3.3-3 Mediciones Meteonorm.....	81
	Tabla 3.3-4 Mediciones 3TIER	82
	Tabla 3.3-5. Mediciones en Sitio	83
	Tabla 3.4-1 Comparación de Mediciones.....	84
	Tabla 3.4-2 Comparación de Mediciones.....	84
	Tabla 3.4-3 Precisión de las mediciones.....	84
	Tabla 3.4-4 Resolución espacial de las mediciones.....	85
	Tabla.3.4-5 Parámetros de la Resolución temporal	85
	Tabla 3.4-6 Resolución temporal de las mediciones.....	85
	Tabla.3.4-7 Conjunto de Variables para estimaciones.....	85
	Tabla.3.4-8 Periodo de mediciones.....	86
	Tabla.3.4-9 Evaluación del Periodo de mediciones.....	86
	Tabla.3.5-1 Análisis de sombra	86
	Tabla 4.1-1Costos promedio de Capa Fina, silicio monocristalino, y silicio policristalino	94
	Tabla 4.2-1 Costos por kWh	95
	Tabla 4.2-2 Inclinación del arreglo fotovoltaico.....	97
	Tabla 4.2-3 Número de filas y columnas del arreglo fotovoltaico	98
	Tabla 4.2-4 Tamaño del pasillo.....	99
	Tabla 4.2-5. Configuración de los Inversores	101
	Tabla 5.3-1. Coeficientes de temperatura en STC.....	108
	Tabla 6.2-1. Perfil de tensión.	119
	Tabla 6.2-2. Cargabilidad de conductores.....	120
	Tabla 6.2-3. Cargabilidad en transformadores.....	120
	Tabla 6.2-4. Factor de Potencia en 44-4-86.	120
	Tabla 6.5-1. Corrientes de Cortocircuito.	136
	Tabla 6.6-1. Constantes para todas las curvas soportadas por el rele ABB, modelo RET615.....	154
	Tabla 6.6-2. Constantes para todas las curvas soportadas por el controlador ABB, modelo PCD2000, estándar ANSI	157
	Tabla 6.6-3. Constantes para todas las curvas soportadas por el controlador ABB, modelo PCD2000, estándar IEC.....	157
	Tabla 6.6-4. Constantes de Curvas controlador ABB, estándar ANSI.....	159
	Tabla 6.6-5. Constantes de Curvas controlador ABB, estándar IEC	159
	Tabla 6.6-6. Constantes de Curvas controlador ABB, estándar IAC.....	159
	Tabla 6.6-7. Grupo de Ajustes del relé en el lado de alta del transformador 02.....	164
	Tabla 6.6-8. Grupo de Ajustes del relé de lado de baja del transformador 02.....	164

Tabla 6.6-9. Grupo de Ajustes para el controlador del recloser del alimentador 02.....	165
Tabla 6.6-10. Grupo de Ajustes para el relé de la celda de media tensión del colector.....	165
Tabla 6.6-11. Grupo de Ajustes del relé de la celda de media tensión del subcampo01 al subcampo05 de la planta fotovoltaica.....	165
Tabla 6.6-12. Grupo de ajustes para el relé de la celda de media tensión de alimentador de la subestación de servicios auxiliares.	166
Tabla 6.7-1. Límites de distorsión armónica en tensión.	167
Tabla 6.7-2. Límites de distorsión armónica de corriente.	168
Tabla 6.7-3. Distorsión Armónica de corriente por inversor.....	169
Tabla 6.7-4. Resultados de THD en tensión y corriente en el punto de interconexión.	169
Tabla 6.9-1. Resultado de los Indicadores de Calidad.....	183
Tabla 6.10-1. Resultados de estudio de contingencia.....	187
Tabla 6.11-1. Límites de Pst	190
Tabla 6.11-2. Resultados de simulaciones de Pst	190
Tabla 7.6-1. Resultados de la evaluación financiera por contrato de compraventa de energía. ...	199
Tabla 7.6-2. Variaciones de variables del Análisis de Sensibilidad por contrato de compraventa de energía.....	199
Tabla 7.7-1. Resultados de la Evaluación financiera por autoconsumo de energía	202
Tabla 7.7-2. Variaciones de Variables para Análisis de Sensibilidad por Autoconsumo de Energía.	202
Tabla 11.1-1. Mediciones de Resistividad en campo	223
Tabla 11.2-1. Valores del modelado de la red de tierra.....	223
Tabla 11.2-2. Valores de Resistividad.....	225
Tabla 11.2-3. Valores Obtenidos de Red de tierra	225
Tabla 11.3-1 Resultados proporcionados por el simulador al evaluar un cortocircuito en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica.....	226
Tabla 11.4-1. Parámetros de cálculo de la malla de la red de tierra.....	229
Tabla 11.4-2. Elementos Primarios para malla de la red de tierra.....	230
Tabla 11.4-3. Distancias totales de conductores primarios.	231
Tabla 11.4-4. Dimensionamiento de Electrodo.	232
Tabla 11.4-5. Datos para el análisis de perfiles de voltaje.	235

Índice de Figuras

Figura 2.1-1. Mapa mundial de recurso solar IGH	25
Figura 2.1-2. Mapa de El Salvador de recurso solar IGH	26
Figura 2.1-3. Radiación directa y difusa	27
Figura 2.1-4. Valores diarios de radiación directa y difusa en el sitio de estudio.....	28
Figura 2.1-5. Porcentajes diarios de radiación directa y difusa en el sitio de estudio.....	28
Figura 2.1-6. Definición de ángulos en tecnología solar	29
Figura 2.1-7. Trayectoria del sol en épocas determinadas del año. Fuente V. Quaschnig	30
Figura 2.1-8. Altura solar y factor de masa de aire, El Salvador y Europa	31
Figura 2.1-9. Espectro solar AM 0 en el espacio y AM 1.5 en la tierra a una altura solar de 41.8°. Fuente: V. Quaschnig	32
Figura 2.1-10. Estructura cristalina del silicio y conductividad intrínseca. Fuente: V. Quaschnig ..	34
Figura 2.1-11. Conductividad extrínseca en el silicio dopado -n y -p. Fuente: V. Quaschnig	34
Figura 2.1-12. Región de carga espacial.....	35
Figura 2.1-13. Diseño y funcionamiento de una celda solar de silicio cristalino. Fuente: V. Quaschnig.....	36
Figura 2.1-14. Tipos de celdas solares. Fuente D. Wunderlich/DGS LV Berlín BRB	38
Figura 2.1-15. Celda monocristalina cuadrada.....	39
Figura 2.1-16. Celda policristalina	40
Figura 2.1-17. Celdas Policristalinas EFG.....	40
Figura 2.1-18. Celdas de silicio de cinta de cadena policristalina	41
Figura 2.1-19. Celdas de alta eficiencia.....	42
Figura 2.1-20. Celdas de silicio amorfo	42
Figura 2.1-21. Celdas de diseleniuro de cobre-indio (CIS)	43
Figura 2.1-22. Celdas de telururo de cadmio (CdTe).....	43
Figura 2.1-23. Celdas híbridas (HIT)	44
Figura 2.1-24. Curva de corriente tensión del diodo de silicio BAY 45.	45
Figura 2.1-25. Diagrama de circuito equivalente y curva característica, sin iluminación.....	46
Figura 2.1-26. Diagrama de circuito equivalente y curva característica, con iluminación.....	46
Figura 2.1-27. Diagrama extendido de circuito equivalente.....	47
Figura 2.1-28 Curva característica de corriente/tensión (Curva I-V) de una celda solar de silicio cristalino.....	48
Figura 2.1-29. Comparación de las curvas I-V de celdas solares de silicio cristalinas y amorfas.....	49
Figura 2.1-30. Tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito de una celda solar	50
Figura 2.1-31. Diagramas de circuito equivalente de celdas solares y sus ecuaciones de las curvas características, parte 1	51
Figura 2.1-32. Diagramas de circuito equivalente de celdas solares y sus ecuaciones de las curvas características, parte 2	52
Figura 2.1-33. Gradiente de la curva característica corriente/tensión de una celda solar.....	53
Figura 2.1-34. Medidor de rendimiento máximo.....	55
Figura 2.1-35. Factor de llenado de celdas solares	56

Figura 2.1-36. Sensibilidad espectral de diferentes tipos de celdas solares.....	57
Figura 2.1-37. Sensibilidad espectral de una celda solar amorfa triple y sus celdas individuales apiladas	57
Figura 2.1-38. Estructura en capas de una celda triple: Las tres partes de la celda son sensibles a los distintos rangos espectrales. Fuente: Unisolar, DGS LV Berlin BRB.....	58
Figura 2.2-1. Conexiones serie externas de celdas solares cristalinas.....	60
Figura 2.2-2. Símbolo de módulo fotovoltaico.....	60
Figura 2.2-3. Símbolo del inversor	63
Figura 2.3-1. Fotografía de ejemplo de una estación meteorológica	70
Figura 2.3-2. Piranómetros.....	70
Figura 2.3-3. Celdas fotovoltaicas calibradas.....	71
Figura 2.3-4. Termopar para medición de temperatura de celda.....	72
Figura 2.3-5. Termómetro	72
Figura 2.3-6. Pluviómetro.....	73
Figura 2.3-7. Anemómetro	73
Figura 3.2-1. Ubicación Geográfica – Mapa El Salvador	77
Figura 3.2-2. Ubicación Geográfica – Detalle del Sitio	78
Figura 3.3-1. IGH mensual, NSRDB.....	78
Figura 3.3-2. IGH mensual, NASA SSE.....	79
Figura 3.3-3. IGH mensual, Meteonorm	80
Figura 3.3-4. IGH mensual, Vaisala 3TIER Services.....	81
Figura 3.3-5. IGH mensual, mediciones en sitio.....	82
Figura 3.4-1. IGH anual, comparativo de bases de datos y mediciones en sitio.....	83
Figura 3.5-1. Representación de sombras por objetos cercanos.....	87
Figura 3.5-2. Perfil de sombras por objetos cercanos del sitio	87
Figura 3.5-3. Perfil de sombras por horizonte topográfico del sitio	88
Figura 3.5-4. Perfil de sombras integrado del sitio	89
Figura 4.1-1. Costos totales de instalación de proyectos fotovoltaicos desde 2010 a 2017. Fuente IRENA.....	90
Figura 4.1-2. Disgregación detallada de costos de sistemas fotovoltaicos por país para 2016. Fuente IRENA	91
Figura 4.1-3. Precios Promedios de Costos.....	92
Figura 4.1-4. Costo Promedio por rubro	92
Figura 4.1-5. Precios promedios de módulos fotovoltaicos por tecnología y fabricante	93
Figura 4.2-1. LCOE por tecnología.....	96
Figura 4.2-2. LCOE por inclinación.....	97
Figura 4.2-3. LCOE por configuración de mesas.....	98
Figura 4.2-4. LCOE por distancia de pasillo	100
Figura 4.2-5. LCOE por configuración de inversores	101
Figura 5.2-1. IGH en PVsyst	103
Figura 5.2-2. Perfil de sombras integrado, datos de entrada a PVsyst	104
Figura 5.3-1. Perfil de sombras integrado en PVsyst	105

Figura 5.3-2. Sombras cercanas entre módulos fotovoltaicos en PVsyst	106
Figura 5.3-3. Matriz de factores de sombreado en PVsyst	106
Figura 5.3-4. Pérdidas anuales por degradación del módulo fotovoltaico	107
Figura 5.3-5. Pérdidas por eficiencia del inversor	109
Figura 5.3-6. Pérdidas del inversor respecto a su potencia nominal	110
Figura 5.4-1. Producción de energía mensual, año 1	112
Figura 5.4-2. Producción específica de energía mensual, año 1	112
Figura 5.4-3. Índice de rendimiento mensual, año 1	113
Figura 5.4-4. Diagrama de pérdidas	114
Figura 5.4-5. Producción de energía anual	115
Figura 5.4-6. Producción específica de energía anual	115
Figura 5.4-7. Índice de rendimiento anual	116
Figura 6.1-1. Diagrama unifilar	118
Figura 6.2-1. Flujo de carga sin generación fotovoltaica	122
Figura 6.2-2. Flujo de carga con generación fotovoltaica	123
Figura 6.2-3. Flujo de carga con generación fotovoltaica y controlador de carga	124
Figura 6.3-1. Demanda en alimentador 44-4-86	125
Figura 6.3-2. Demanda en Subestación AIP	125
Figura 6.3-3. Demanda restante en Ateos 46kV	126
Figura 6.3-4. Flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica	128
Figura 6.3-5. Flujo de carga cuasi-dinámico con generación fotovoltaica	129
Figura 6.3-6. Flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica	130
Figura 6.3-7. Flujo de carga cuasi-dinámico con generación fotovoltaica y controlador de carga	131
Figura 6.3-8. Flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica y controlador de carga	132
Figura 6.4-1. Pérdidas, flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica	134
Figura 6.4-2. Pérdidas, flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica y controlador de carga	135
Figura 6.5-1. Cortocircuito trifásico sin generación fotovoltaica	138
Figura 6.5-2. Cortocircuito trifásico con generación fotovoltaica	139
Figura 6.5-3. Cortocircuito bifásico sin generación fotovoltaica	140
Figura 6.5-4. Cortocircuito bifásico con generación fotovoltaica	141
Figura 6.5-5. Cortocircuito monofásico sin generación fotovoltaica	142
Figura 6.5-6. Cortocircuito monofásico con generación fotovoltaica	143
Figura 6.6-1. Programación de modelo eléctrico de Equivalente Thevenin de la red.	145
Figura 6.6-2. Ventana de programación de modelo eléctrico para cargas tipo resistivas y combinación con Motores.	146
Figura 6.6-3. Ventana de programación para modelo eléctrico de un banco de capacitores.	146
Figura 6.6-4. Ventana de programación para modelo eléctrico de un cable eléctrico	147
Figura 6.6-5. Ventana de programación para modelo eléctrico de una línea eléctrica	147

Figura 6.6-6. Ventana de programación para modelo de una planta de generación de energía eléctrica.....	148
Figura 6.6-7. Ventana de programación para modelo eléctrico de un transformador de potencia.	148
Figura 6.6-8. Ventana de programación para modelo eléctrico de un transformador de potencial.	149
Figura 6.6-9. Ventana de programación para modelo eléctrico de un transformador de corriente.	149
Figura 6.6-10. Ventana de programación para modelo eléctrico de una planta fotovoltaica.....	150
Figura 6.6-11. Equivalente Thevenin del punto de interconexión.....	151
Figura 6.6-12. Ajustes de la protección en el punto de entrega del cliente.	151
Figura 6.6-13. Diagrama unifilar de la Subestación eléctrica en donde se interconectara la planta solar fotovoltaica.....	152
Figura 6.6-14. Diagrama unifilar de la planta solar fotovoltaica.....	152
Figura 6.6-15- Relé de protección ABB, modelo RET615.	153
Figura 6.6-16. Familia de curvas ANSI asociadas al relé de protección ABB, modelo RET615.....	154
Figura 6.6-17. Familia de curvas IEC asociadas al relé de protección ABB, modelo RET615.	155
Figura 6.6-18. Imagen de reconectador automático ABB, modelo OVR3-2211.	156
Figura 6.6-19. Familia de curvas ANSI asociadas al controlador ABB, modelo PCD2000.	157
Figura 6.6-20. Familia de curvas IEC asociadas al controlador ABB, modelo PCD2000.	158
FIGURA 6.6-21 Imagen del relé Schneider Electric SEPAM40.	158
Figura 6.6-22. Familia de curvas asociadas al relé Schneider Electric, modelo SEPAM40, (a) Familia ANSI, (b) familia IEC y (c) familia IAC.....	160
Figura 6.6-23. Creación de marca y tipo de relé RET615.	160
Figura 6.6-24. Creación de marca y tipo de controlador ABB, modelo PCD2000.....	161
Figura 6.6-25. Creación de marca y tipo de relé SEPAM40.....	161
Figura 6.6-26. Trayectoria de la primera coordinación de protecciones.....	162
Figura 6.6-27. Trayectoria de la segunda coordinación de protecciones.....	162
Figura 6.6-28. Trayectoria de la tercera coordinación de protecciones.....	163
Figura 6.7-1. Respuesta en frecuencia sin generación fotovoltaica.....	171
Figura 6.7-2. Respuesta en frecuencia con generación fotovoltaica.....	172
Figura 6.7-3. THD sin generación fotovoltaica.....	173
Figura 6.7-4. THD con generación fotovoltaica.....	174
Figura 6.8-1. Curvas límite de perfil de tensión.....	175
Figura 6.8-2. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.9 p.u., en inversores.....	177
Figura 6.8-3. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.9 p.u., en 13.2kV.....	178
Figura 6.8-4. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.7 p.u., en inversores.....	179
Figura 6.8-5. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.7 p.u., en 13.2kV.....	180
Figura 6.8-6. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.0 p.u., en inversores.....	181

Figura 6.8-7. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.0 p.u., en 13.2kV	182
Figura 6.9-1. Índices de confiabilidad sin generación fotovoltaica	185
Figura 6.9-2. Índices de confiabilidad con generación fotovoltaica.....	186
Figura 6.10-1. Resultados del análisis de contingencia sin generación fotovoltaica	188
Figura 6.10-2. Resultados del análisis de contingencia con generación fotovoltaica.....	189
Figura 6.11-1. Resultados del análisis de flicker sin generación fotovoltaica	192
Figura 6.11-2. Resultados del análisis de flicker con generación fotovoltaica.....	193
Figura 7.2-1. IPC Anual de El Salvador.....	195
Figura 7.6-1. Precios de la energía a trasladar a tarifa de DELSUR	197
Figura 7.6-2. Proyección de precios de la energía a trasladar a tarifa de DELSUR	197
Figura 7.6-3. Precios del contrato de compraventa de energía.....	198
Figura 7.6-4. Análisis de sensibilidad para el esquema del contrato de compraventa de energía.	199
Figura 7.7-1. Tarifas de DELSUR, gran demanda en media tensión, banda horaria resto	201
Figura 7.7-2. Proyección de tarifas de DELSUR, gran demanda en media tensión, banda horaria resto	201
Figura 7.7-3. Análisis de sensibilidad para el esquema de autoconsumo de energía.....	203
Figura 11.1-1 Figura del instrumento para desarrolla la medición de puesta a tierra.	219
Figura 11.1-2 Principio de una prueba de medición de puesta a tierra.....	219
Figura 11.1-3 Esquema de medición de resistividad eléctrica del suelo del método de los cuatro puntos.	220
Figura 11.1-4 Esquema de medición de resistividad eléctrica del suelo del método de Schlumberger.	221
Figura 11.1-5 Ubicación del sitio donde se realizó la medición de la resistividad eléctrica del suelo.	221
Figura 11.1-6 Historial de fotografías con los resultados presentados por el medidor de resistividad eléctrica del suelo.	222
Figura 11.2-1 Modelado de la resistividad eléctrica del suelo.....	226
Figura 11.3-1 Resultados proporcionados por el simulador al evaluar un cortocircuito en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica.	227
Figura 11.3-2 Diagrama de bloques del procedimiento de diseño.	228
Figura 11.4-1 Malla propuesta para la red de tierra de la subestación eléctrica.	232
Figura 11.4-2 Voltaje de contornos.....	233
Figura 11.4-3 Voltaje de contornos 3D.	234
Figura 11.4-4 Voltaje de contornos en las superficies.	234
Figura 11.4-5 Voltaje de contornos 3D en las superficies.....	235
Figura 11.4-6 Perfil de los Voltajes.....	236
Figura 11.5-1 Tipos de conductores eléctricos recomendados para realizar bajadas de cable para propósitos de conexión de puesta a tierra de alta frecuencia.....	237
Figura 11.5-2 Tipos de puntas franklin recomendadas de un sistema de protección contra descargas atmosféricas.	237
Figura 11.5-3 Tipos de conectores de punta franklin a cable de bajada.	237
Figura 11.5-4 Tipos de aisladores o abrazaderas de sujeción del cable de bajada.....	238

Figura 11.5-5 Sistema de puesta a tierra de alta frecuencia.....	238
Figura 11.5-6 Alternativas para la instalación de puntas franklin en techo.....	239
Figura 11.5-7 Esquema general de conexión de un sistema de protección contra descargas atmosféricas a estructuras metálicas.....	240
Figura 11.5-8 Ejemplo de la instalación de un pararrayo atmosférico en un poste metálico.	241
Figura 11.5-9 Pararrayo atmosférico.	242
Figura 11.5-10 Contador de descargas.....	242
Figura 11.5-11 Toma de control.....	242
Figura 11.5-12 Pozo de registro.	243
Figura 11.5-13 Barra de cobre.....	243
Figura 11.5-14 Radio de protección	244

Agradecimientos

Agradecimientos de Julio César Rodríguez Herrera.

A Dios todopoderoso por brindarme salud, seguridad, sabiduría y por derramar muchas bendiciones en mi vida y en mis seres queridos. A mis padres y hermanos por brindarme protección, cariño, crear en mí una cultura de superación constante y brindarme un apoyo incondicionalmente. A mi esposa Alba Maria por brindarme su preciosa amistad, paciencia y su apoyo incondicional. A mis hijos Julianna Maria y Julio César por ser mi inspiración constante desde que me levanto por las mañanas hasta que me duermo al finalizar el día. Al maestro Jorge Alberto Zetino por la paciencia que nos tubo durante el proyecto de graduación.

A todos, GRACIAS

Agradecimientos de Marco Antonio Munguía Aguilero.

En primer lugar, quiero expresar mis agradecimientos a Dios por permitirme cursar y culminar esta maestría, por su fortaleza, sabiduría, y sobre todo por el regalo inagotable de la salvación. Luego, a mi esposa quien a lo largo de todo el proceso me brindó el apoyo necesario, por soportar y acompañarme en los incontables desvelos, por ser tan comprensiva, paciente, por ayudarme y por animarme a finalizar este trabajo de graduación. Gracias a mi hijo, Marco Daniel, quien sin saberlo me llenó de inspiración y motivación para retomar la recta final de la maestría, y que al mismo tiempo me retó a ser un ejemplo para él. A mis padres, quienes un día sembraron la semilla de la educación y me encaminaron en la senda del conocimiento a través de innumerables sacrificios. A mi hermano, por sus oraciones y ánimos. A mis pastores, por sus valiosos consejos y oraciones, y por la guía espiritual que han representado. A nuestro asesor de trabajo de graduación, por su profesionalismo, calidez humana, y por guiarnos en los alcances del presente documento. A los catedráticos de la maestría, por compartir sus valiosos conocimientos, experiencia y visión acerca de las energías renovables. A mis compañeros de maestría quienes siempre fueron referentes de excelencia, dedicación e innovación, especialmente por su camaradería. A mi grupo de estudio, sin él muchos de los objetivos no habrían sido alcanzados de forma exitosa ni con excelencia. A mi compañero de trabajo de graduación, por el sentido de responsabilidad, entusiasmo, y esmero elaborando este documento. A todos los amigos que de una u otra forma contribuyeron e influyeron en este proceso.

Resumen ejecutivo

Debido a la necesidad de diversificar la matriz energética de El Salvador y al objetivo de fomentar las energías renovables para disminuir el consumo de energías que provienen de fuentes fósiles, las cuales deterioran el medio ambiente y contribuyen al aumento y a la variabilidad en los costos de energía eléctrica que se tienen en la actualidad, impactando negativamente al desarrollo del país, se ha optado en buscar otras fuentes alternativas de energía eléctrica, para este caso, se fija especial atención en la energía solar fotovoltaica.

El trabajo de graduación consiste en el diseño de una planta de generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica tipo, a gran escala, es decir, con capacidad instalada del orden de los MW. También se incluye la evaluación del recurso solar a través de bases de datos meteorológicas y de mediciones en sitio, y el desarrollo de los estudios necesarios para que la energía generada por la planta fotovoltaica sea conectada al sistema eléctrico de El Salvador. Los análisis y el diseño para este trabajo de graduación se desarrollan considerando como base un emplazamiento identificado dentro del país, el cual es apto para el proyecto de la planta fotovoltaica.

El estudio servirá de referencia para futuros proyectos de generación fotovoltaica con capacidades del orden de los MW, especialmente en cuanto a los estudios de interconexión a la red, los cuales son exigidos en la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión [1]: Flujo de carga, coordinación de protecciones, estabilidad, etc.; representando un agregado que aportará muy valiosa información para los desarrolladores interesados en la instalación de sistemas fotovoltaicos de gran capacidad en el país. Estos estudios evalúan el impacto que la nueva planta de generación producirá en el sistema eléctrico nacional, identificando posibles afectaciones y las medidas necesarias a implementar previo a la puesta en operación del sistema.

Finalmente, en este trabajo de graduación se realiza la evaluación financiera del proyecto tomando en cuenta el monto de inversión estimado, los costos de operación y mantenimiento, así como las proyecciones de producción de la planta y precios de energía, etc., realizando un análisis de sensibilidad con el fin de optimizar el rendimiento y la viabilidad del proyecto.

Capítulo 1. Generalidades

1.1. Introducción

El presente trabajo de graduación consiste en el diseño de una planta de generación de energía renovable con fuente solar fotovoltaica tipo, a gran escala, es decir, con capacidad instalada del orden de los MW. En primera instancia se elabora el estudio de recurso solar del sitio para conocer su potencial de generación de energía eléctrica, realizando la optimización de la planta para seleccionar la configuración y las características idóneas que maximicen su explotación y que a la vez minimicen sus costos, tanto de inversión como operativos. Se lleva a cabo un estudio exhaustivo para determinar la producción de energía a la red existente, donde se determina la generación e índices de rendimiento multianuales a lo largo de los 25 años de tiempo de vida del proyecto. También se incluye el desarrollo de los estudios eléctricos necesarios para que la energía generada por la planta fotovoltaica sea entregada al sistema eléctrico existente.

Los análisis y el diseño para este trabajo de graduación se desarrollan tomando como base un inmueble identificado dentro del país, el cual es apto para un proyecto de la planta fotovoltaica, cuya ubicación se encuentra en la zona occidental del país, km 38 Carretera Panamericana a Santa Ana, contiguo a Ciudad Obrera, Ciudad Arce, La Libertad, latitud 13.81°N y longitud 89.44°W .

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- a) Diseñar una planta de generación fotovoltaica tipo, a gran escala, incluyendo la ingeniería del sistema fotovoltaico y electromecánico, los estudios de interconexión al sistema eléctrico nacional, acorde a las respectivas normas nacionales e internacionales, y realizar la evaluación financiera del proyecto.

1.2.2. Objetivos específicos

- a) Cuantificar el recurso solar, efectuando mediciones de referencia en sitio durante un mes, realizando un análisis comparativo con estaciones meteorológicas cercanas, y validando las bases de datos y mapas de irradiancia existentes.
- b) Dimensionar el sistema fotovoltaico con base en el tamaño de los módulos fotovoltaicos, configuración de arreglos, inversores y perfil de obstáculos.
- c) Determinar el área efectiva de terreno a utilizar considerando la ubicación, la topografía, la orientación del sitio y la distribución de las áreas requeridas para las etapas que conforman la planta fotovoltaica (paneles, inversores, subestaciones, red de distribución, caseta de control, accesos, etc.).
- d) Proyectar la producción de energía eléctrica partir de: el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, la tecnología de los módulos, la evaluación del recurso solar, consideraciones de eficiencia y pérdidas de los diferentes subsistemas en corriente directa y alterna (CD y CA).
- e) Realizar la ingeniería y el diseño electromecánico de la planta, es decir, dimensionamiento de arreglos de paneles, especificación de inversores, subestaciones, canalizaciones, cableado, protecciones y sistemas de puesta a tierra.
- f) Elaborar los estudios de interconexión a la red exigidos por la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión emitida por SIGET [1].
- g) Efectuar la evaluación financiera del proyecto, determinando los indicadores TIR, VAN, relación beneficio/costo y periodo de recuperación de la inversión.

1.3. Alcances

- a) Análisis de los datos meteorológicos de irradiancia para la determinación del recurso solar en la zona del proyecto.
- b) Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, considerando las orientaciones de los paneles y los arreglos de los mismos.
- c) Determinación del área efectiva de terreno a partir del dimensionamiento y área total disponible.

- d) Proyección del perfil de producción de energía.
- e) Desarrollo del diseño considerando todos los aspectos técnicos que cumplan con los estándares establecidos por las entidades pertinentes.
- f) Planteamiento de todos los requisitos técnicos solicitados por la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión: Flujo de carga (control de tensión/potencia reactiva, límites de operación, curvas de capacidad de generadores), análisis armónico, análisis de parpadeo, cortocircuito, coordinación de protecciones, estabilidad, confiabilidad, contingencia, y pérdidas técnicas.
- g) Evaluación económica y financiera del proyecto.

1.4. Antecedentes

Para la fecha del inicio del presente trabajo de graduación, en el país no existían proyectos fotovoltaicos de gran magnitud (en el orden de los MW), ni trabajos de investigación relacionados al tema; a excepción del estudio desarrollado a los 5 años de operación del sistema fotovoltaico de 24kWp instalado por CEL en sus oficinas centrales [2].

1.5. Planteamiento del problema

Debido a la necesidad de diversificar la matriz energética de El Salvador y al objetivo de fomentar las energías renovables para disminuir el consumo de energías que provienen de fuentes fósiles (las cuales deterioran el medio ambiente y contribuyen al aumento y a la variabilidad en los costos de energía eléctrica que se tienen en la actualidad, impactando negativamente el desarrollo del país), se ha optado en buscar otras fuentes de energía eléctrica alternativa, para este caso, se fija especial atención en la energía solar fotovoltaica.

1.6. Justificación

El estudio servirá de referencia para futuros proyectos de generación fotovoltaica con capacidades del orden de los MW, especialmente en cuanto a los estudios de interconexión

a la red, los cuales son exigidos en la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión [1]: Flujo de carga, coordinación de protecciones, estabilidad, etc.; representando un agregado que aportará muy valiosa información para los desarrolladores interesados en la instalación de sistemas fotovoltaicos de gran capacidad en el país. Estos estudios evalúan el impacto que la nueva planta de generación producirá en el sistema eléctrico nacional y permiten tomar en cuenta posibles contingencias y sus soluciones previo a la puesta en operación del sistema.

Capítulo 2. Marco teórico

2.1. Conceptos básicos

2.1.1. Radiación solar

2.1.1.1. El sol como fuente de energía

El sol suministra energía en forma de radiación, sin la cual la vida en la Tierra no podría existir, esta energía es generada en el núcleo del sol a través de la fusión de átomos de hidrógeno en helio. Parte de la masa del hidrógeno es convertida en energía, es decir, que el sol es un inmenso reactor de fusión nuclear. Debido a que el sol se encuentra tan lejos de la Tierra, solamente una pequeña porción (alrededor de dos millonésimas) de la radiación solar alcanza la superficie de la Tierra. Esto equivale a una cantidad de energía de 1×10^{18} kWh/año.

La cantidad de energía dentro de la luz solar que alcanza la superficie terrestre es equivalente a 100,000 veces los requerimientos de energía a nivel mundial. En consecuencia, solamente el 0.001% de la energía de la luz del sol podría necesitarse para ser aprovechada con el fin de cubrir el total de las necesidades energéticas de la humanidad.

2.1.1.2. Distribución de la radiación solar

La intensidad de la radiación solar fuera de la atmósfera de la Tierra depende de la distancia entre el sol y la Tierra. En el transcurso de un año ésta varía entre 1.47×10^8 km y 1.52×10^8 km, en consecuencia, la irradiancia E_0 fluctúa entre $1,325 \text{ W/m}^2$ y $1,412 \text{ W/m}^2$. El valor promedio es referido como la constante solar (E_0):

$$E_0 = 1,367 \text{ W/m}^2$$

Este nivel de irradiancia no es alcanzado en la superficie de la Tierra, ya que la atmósfera de la Tierra reduce la irradiación a través de los fenómenos de reflexión, absorción (por el ozono, vapor de agua, oxígeno, y dióxido de carbono) y dispersión (causada por moléculas de aire, partículas de polvo o polución). Con un buen clima al mediodía, la irradiancia puede alcanzar $1,000 \text{ W/m}^2$ en la superficie de la Tierra, este valor es independiente de la ubicación. La

máxima insolación ocurre en días parcialmente nublados y soleados, como un resultado de la radiación reflejada en las nubes pasajeras, la insolación puede alcanzar un máximo de hasta 1,400W/m² por periodos cortos, si el contenido energético de la radiación solar es sumado a lo largo de un año, esto da como resultado la radiación global en kWh/m². Este valor varía grandemente dependiendo de la región, como se muestra en la Figura 2.1-1.

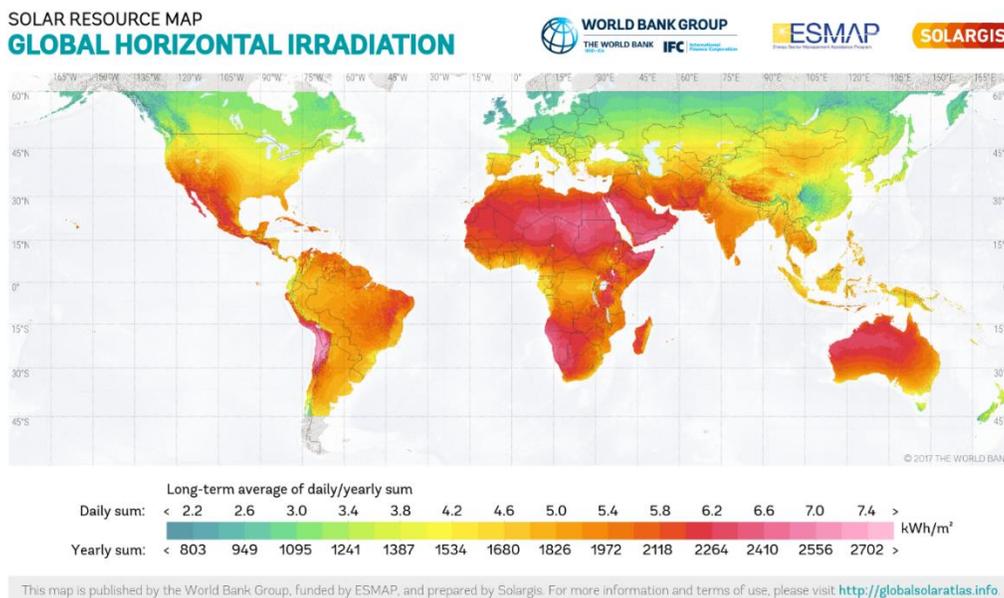


Figura 2.1-1. Mapa mundial de recurso solar IGH

Algunas regiones en el ecuador alcanzan valores que exceden de 2,300kWh/m² por año, mientras que al sur de Europa recibe una irradiancia máxima de 1,700kWh/m² y El Salvador alcanza valores de hasta 2,264kWh/m², tal y como se muestra en la Figura. En Europa existen variaciones estacionales significativas, las cuales se identifican principalmente como diferencias entre la insolación del verano y la del invierno. En El Salvador los niveles de irradiancia son muy similares a lo largo del año, teniendo algunas variaciones entre la época seca y la lluviosa.

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION EL SALVADOR

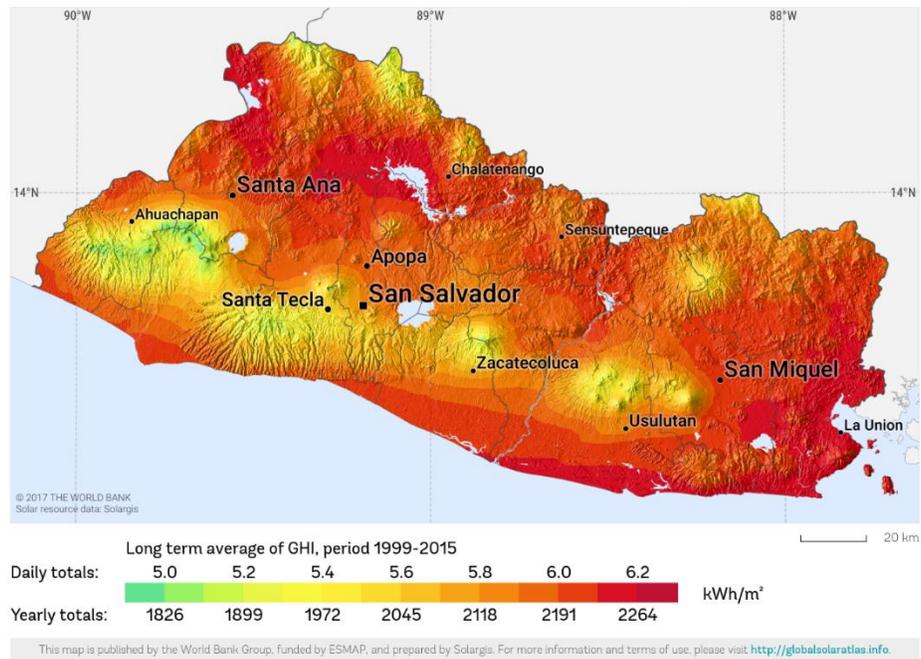


Figura 2.1-2. Mapa de El Salvador de recurso solar IGH

2.1.1.3. Radiación directa y difusa

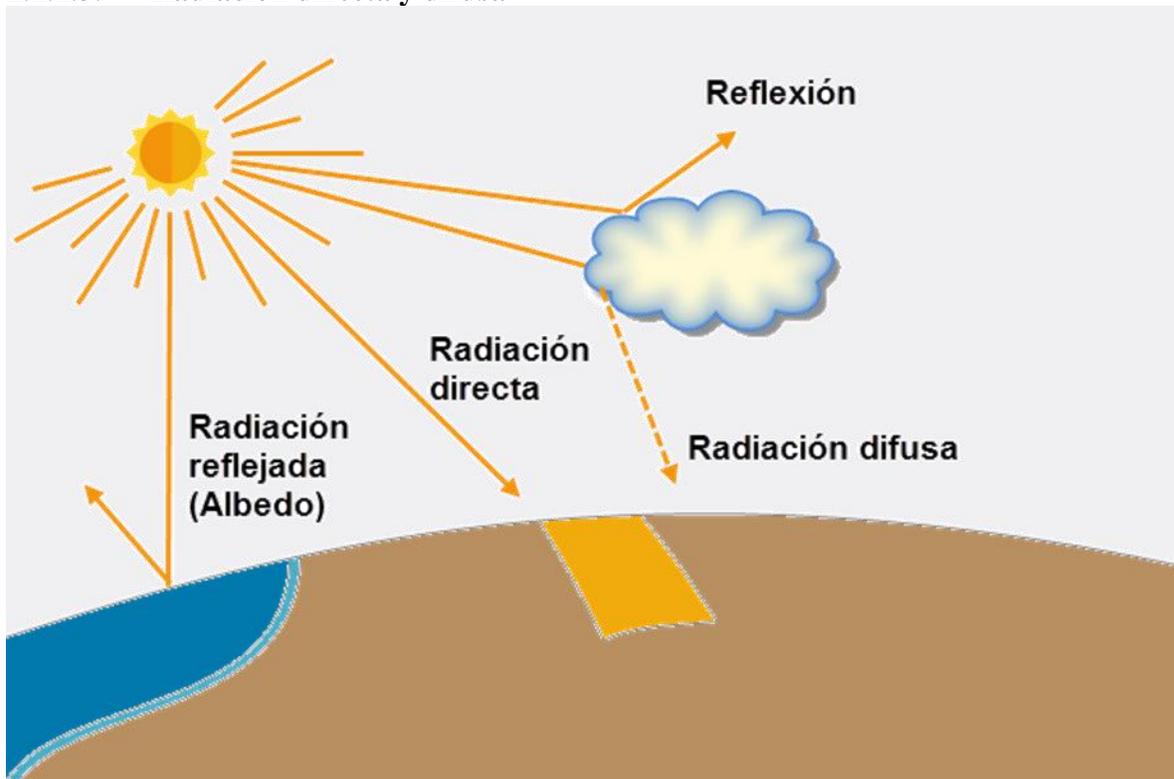


Figura 2.1-3. Radiación directa y difusa

La luz del sol sobre la superficie de la tierra se compone de una porción directa y de otra difusa. La radiación directa proviene desde la dirección del sol y proyecta fuertes sombras de los objetos. Por el contrario, la radiación difusa, la cual es dispersada desde el domo del cielo, no tiene una dirección definida.

Dependiendo de las condiciones de la nubosidad y de la hora del día (altura solar), ambas la potencia radiante y la proporción de la radiación directa y la difusa puede variar significativamente.

La Figura 2.1-5 muestra la proporción de radiación directa y difusa en la irradiancia diaria sobre el periodo de tiempo de un año en el sitio de interés acerca del cual se está desarrollando este trabajo de graduación. En días claros la radiación directa representa la mayor parte de la radiación total. En días nublados (especialmente en época lluviosa), la insolación tiene un mayor aporte de la componente difusa. En el sitio de interés, la proporción es 65% directa y 35% difusa sobre un periodo de un año.

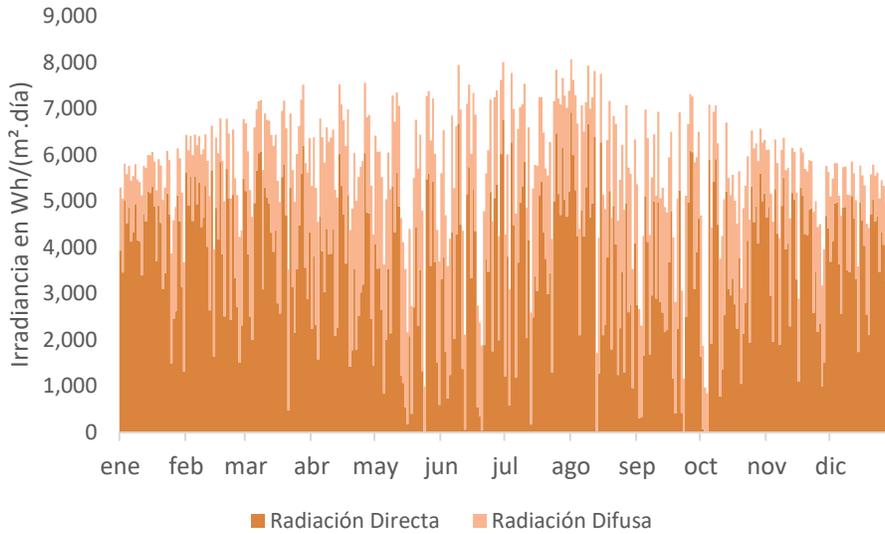


Figura 2.1-4. Valores diarios de radiación directa y difusa en el sitio de estudio

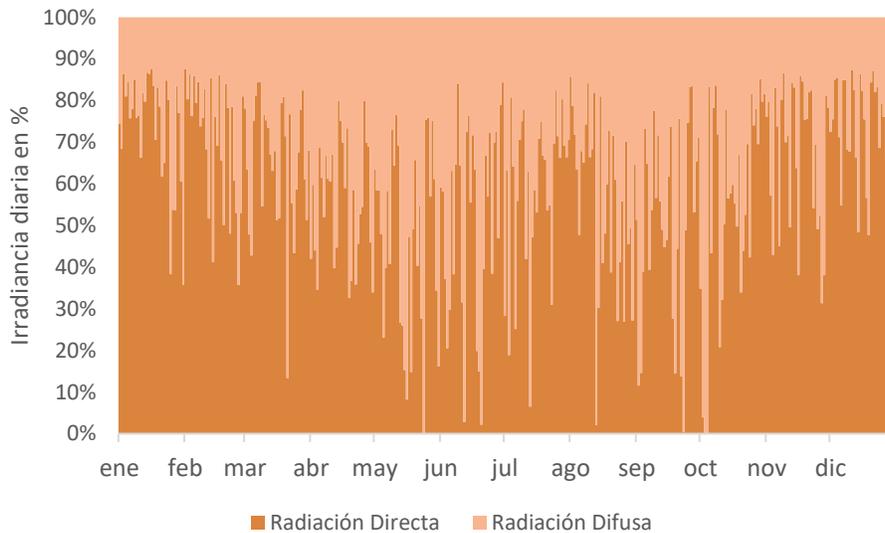


Figura 2.1-5. Porcentajes diarios de radiación directa y difusa en el sitio de estudio

2.1.1.4. Definición de ángulos

El conocimiento preciso acerca de la trayectoria solar es importante para el cálculo de valores de irradiancia y los rendimientos de los sistemas de energía solar fotovoltaica. La posición del sol puede ser descrita para cualquier ubicación por la altura solar y el acimut solar.

Cuando se habla acerca de sistemas de energía solar fotovoltaica, debido a que el sur es generalmente definido como $\alpha = 0^\circ$, los ángulos al Este son indicados como un ángulo

negativo (Este: $\alpha = -90^\circ$), para el Oeste, los ángulos son definidos sin signo (o con signo positivo) (Oeste: $\alpha = 90^\circ$).

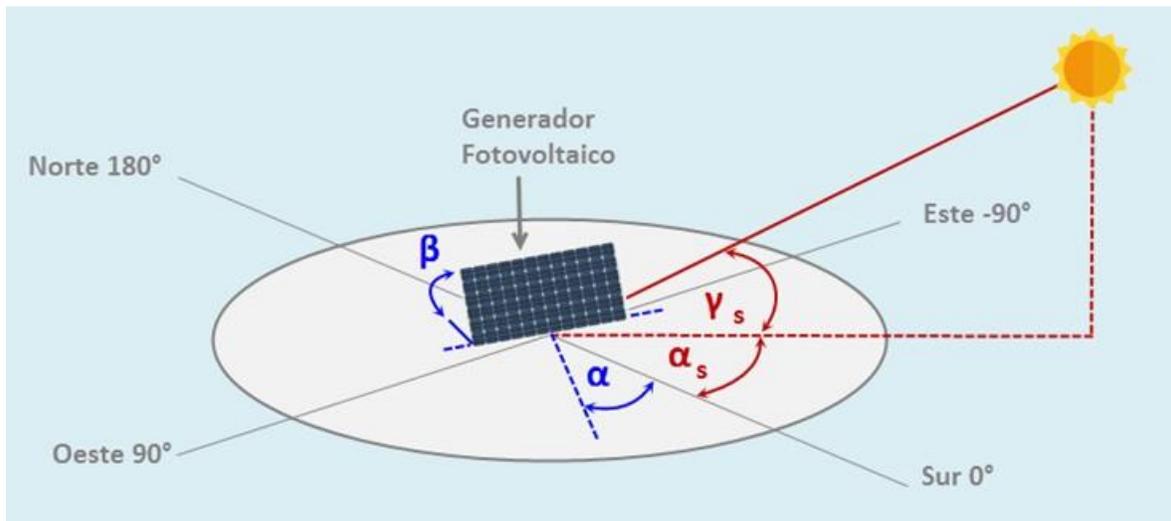


Figura 2.1-6. Definición de ángulos en tecnología solar

Donde:

α_s acimut solar

γ_s elevación solar o altura solar

α acimut del generador fotovoltaico

β inclinación del generador fotovoltaico

2.1.1.5. Altura solar y espectro solar

La intensidad de la irradiancia solar depende, entre otros factores, del ángulo de elevación solar γ_s , esto es medido desde la horizontal. Como el sol se mueve a través del cielo, el ángulo de elevación varía durante el día y también en el transcurso del año.

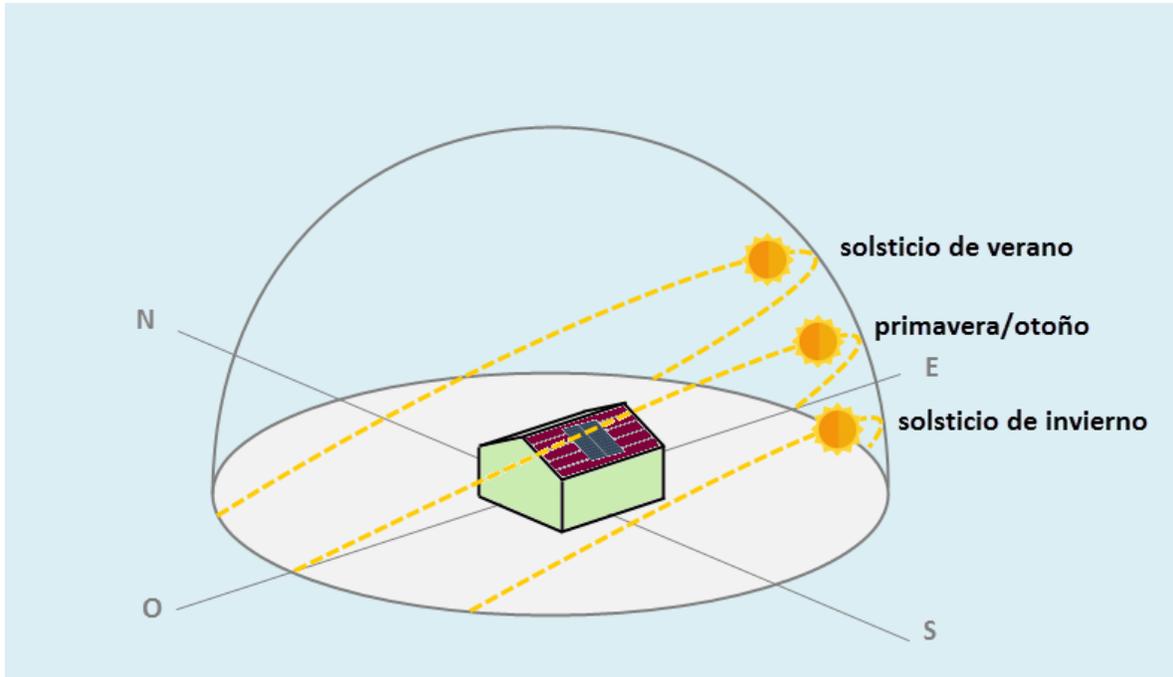


Figura 2.1-7. Trayectoria del sol en épocas determinadas del año. Fuente V. Quaschnig

Cuando la altura solar es perpendicular a la Tierra, la luz solar toma la trayectoria más corta a través de la atmósfera del planeta. Pero si el sol está con un ángulo más plano, la ruta a través de la atmósfera es larga, esto resulta en una mayor absorción y dispersión de la radiación solar, por lo tanto, una menor intensidad de la radiación. El factor de masa de aire (AM, por sus siglas en inglés “Air Mass”) especifica cuántas veces el espesor perpendicular de la atmósfera la luz del sol tiene que viajar a través de la atmósfera de la Tierra. La relación entre altura solar y altitud (altura) solar γ_s y la masa de aire se define como:

$$AM = \frac{1}{\text{seno } \gamma_s}$$

Cuando la altitud solar es perpendicular ($\gamma_s = 90^\circ$), $AM = 1$. Esto corresponde a la altura solar del ecuador al mediodía durante el equinoccio de verano o de otoño.

La figura 2-8 muestra la respectiva altura solar más grande en algunos días seleccionados en el sitio de interés.

El ángulo máximo de altura solar $\gamma_s = 90.0^\circ$ es alcanzado alrededor del 26 de abril y alrededor del 16 de agosto, y corresponde a una masa de aire de 1.0. Un ángulo máximo de altura solar $\gamma_s = 52.8^\circ$ y una masa de aire de 1.26 es alcanzado el 22 de diciembre. Como referencia, para Europa, el factor de masa de aire de 1.5 es usado como un promedio anual.

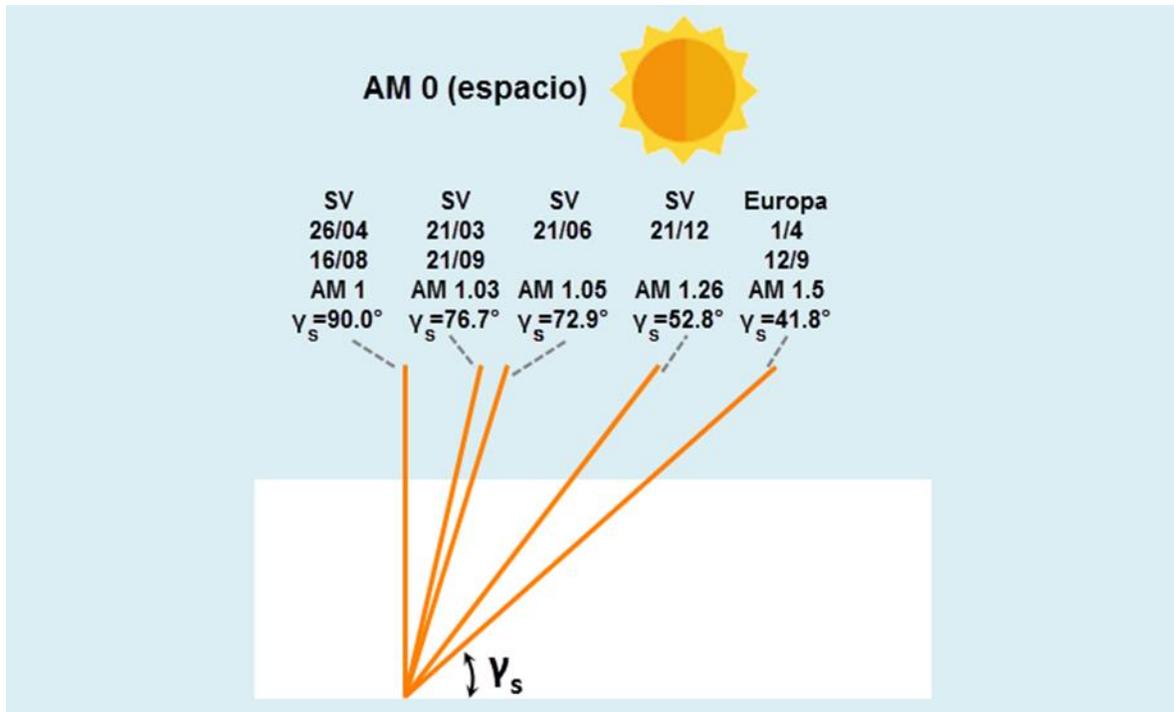


Figura 2.1-8. Altura solar y factor de masa de aire, El Salvador y Europa

La radiación solar en el espacio sin la influencia de la atmósfera de Tierra es referida como el espectro AM = 0. Cuando la luz pasa a través de la atmósfera de la Tierra, la irradiancia es reducida como resultado de:

- Reflexión fuera de la atmósfera;
- Absorción por moléculas en la atmósfera (O_3 , H_2O , O_2 , CO_2);
- Dispersión de Rayleigh (dispersión molecular);
- Dispersión de Mie (dispersión de las partículas de polvo y contaminantes en el aire);

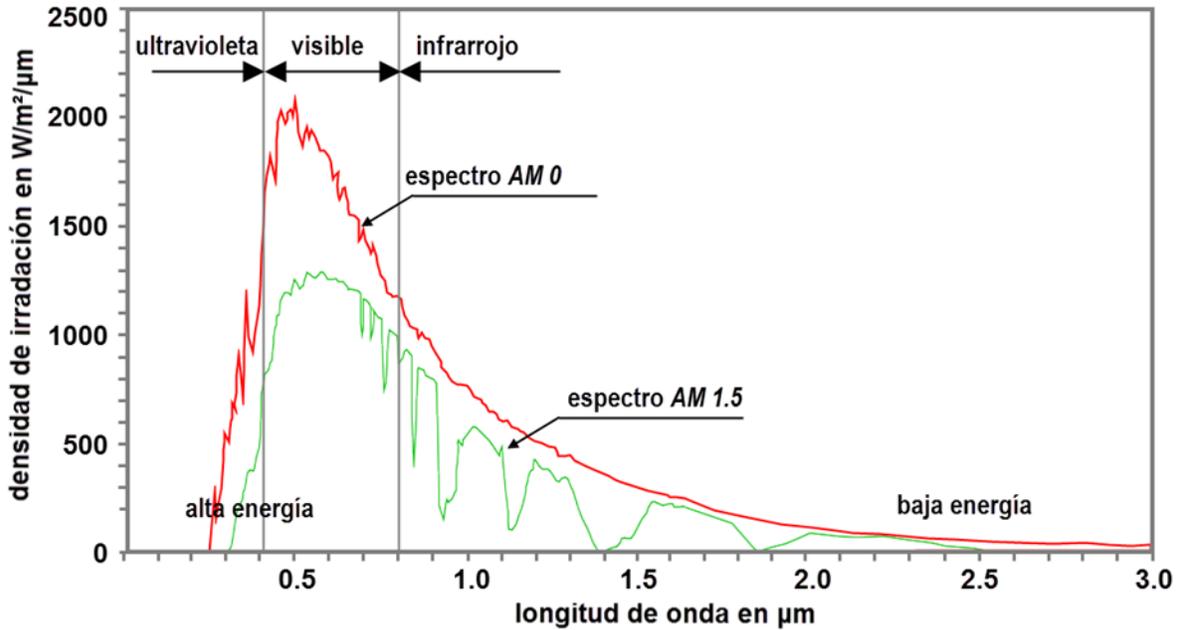


Figura 2.1-9. Espectro solar AM 0 en el espacio y AM 1.5 en la tierra a una altura solar de 41.8°. Fuente: V. Quaschnig

La tabla muestra la dependencia de la irradiancia en función del ángulo de altura solar γ_s . La absorción y la dispersión de Rayleigh se incrementan a bajas alturas solares. La dispersión por contaminantes (dispersión de Mie) es fuertemente dependiente de la ubicación, es alta en áreas industrializadas; efectos del clima local, tal como nubes, lluvia, y nieve causa un mayor debilitamiento de la irradiancia.

	AM	Absorción	Dispersión de Rayleigh	Dispersión de Mie	Reducción total
90°	1.00	8.70%	9.40%	0.0-25.6%	17.3-38.5%
60°	1.15	9.20%	10.50%	0.7-29.5%	19.4-42.8%
30°	2.00	11.20%	16.30%	4.1-44.9%	28.8-59.1%
10°	5.76	16.20%	31.90%	15.4-74.3%	51.8-85.4%
5°	11.50	19.50%	42.50%	24.6-86.5%	65.1-93.8%

Tabla 2.1-1 La dependencia de la irradiancia en función del ángulo de altura solar γ_s

2.1.1.6. Reflexión de la tierra

Cuando se calcula la irradiancia en un plano inclinado, la componente reflectiva de la tierra es incluida en el resultado. Dependiendo de las propiedades de la tierra, un valor de “albedo” es aplicado para tomar en cuenta la reflectividad. Esto es requerido en algunos programas de simulación (por ejemplo, SUNDI, PV*SOL y SolEm). Entre más alto es el valor de albedo, más alto es el valor de reflexión de la luz solar, y por tanto, más clara es el área circundante

y mayor es la radiación difusa. En general, un valor de albedo de 0.2 puede ser asumido como valor típico. Los valores de albedo para agua aplican a superficies de agua quietas. Dado que las superficies de agua están siempre en movimiento, se forman ondas que reflejan la luz del sol. Como referencia, Wolfgang Brösicke en la Universidad de Ciencias Aplicadas de Tecnología y Negocios (Fachhochschule für Technik und Wirtschaft, FHTW, por sus siglas en alemán) en Berlín calcularon un albedo de 0.51 para superficies de agua en movimiento y un ángulo de incidencia del sol de 60° (Brösicke, 1995). Este valor desde entonces ha sido confirmado por el aumento del rendimiento de los sistemas de fachada frente a las superficies de agua (Haselhuhn, 2004).

Superficie	Albedo	Superficie	Albedo
Hierba	0.25	Asfalto	0.15
Césped	0.18-0.23	Bosque	0.05-0.18
Hierba seca	0.28-0.32	Áreas de brezo y arena	0.10-0.25
Campos sin labrar	0.26	Superficie de agua ($\gamma_s > 45^\circ\text{C}$)	0.05
Suelo estéril	0.17	Superficie de agua ($\gamma_s > 30^\circ\text{C}$)	0.08
Grava	0.18	Superficie de agua ($\gamma_s > 20^\circ\text{C}$)	0.12
Hormigón limpio	0.30	Superficie de agua ($\gamma_s > 10^\circ\text{C}$)	0.22
Hormigón erosionado	0.20	Capa fresca de nieve	0.80-0.90
Cemento limpio	0.55	Capa vieja de nieve	0.45-0.70

Tabla 2.1-2 Valores de albedo para distintos ambientes

2.1.2. El efecto fotovoltaico

El término fotovoltaico significa la conversión directa de luz solar en energía eléctrica usando celdas solares. Materiales semiconductores tal como el silicio, arseniuro de galio, telurio de cadmio, diseleniuro de cobre-indio son usados en estas celdas solares. La celda solar cristalina es la variedad más comúnmente usada. Durante el año 2006, éstas tuvieron una cuota de mercado mundial de 95%.

2.1.2.1. Funcionamiento de una celda solar

La forma en la cual trabajan las celdas solares es mostrada a continuación, tomando celdas de silicio cristalino como un ejemplo. Se requiere de silicio de alta pureza con una alta calidad del cristal son necesarios para fabricar celdas solares. Los átomos de silicio forman una red cristalina estable. Cada átomo de silicio posee cuatro electrones de enlace (electrones de valencia) en su capa externa. Para formar una configuración estable de electrones, en cada caso en la red cristalina, dos electrones de los átomos vecinos forman un enlace de pares de electrones. Formando enlaces de pares de electrones con cuatro vecinos, el silicio alcanza su configuración de gas noble con ocho electrones externos. Un enlace de electrones puede ser roto por la acción de la luz o el calor. El electrón es entonces libre para moverse y deja un hueco en la red cristalina. Esto es conocido como conductividad intrínseca.

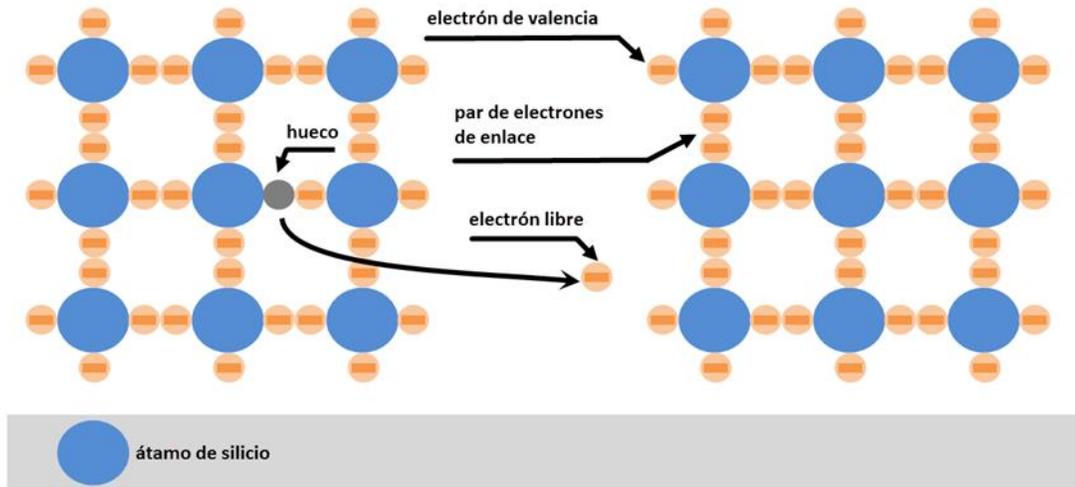


Figura 2.1-10. Estructura cristalina del silicio y conductividad intrínseca. Fuente: V. Quaschnig

La conductividad intrínseca no puede ser utilizada para generar electricidad. Para que el material de silicio puede ser usada para generar energía, impurezas son deliberadamente introducidas en la red cristalina. Esto es conocido como átomos de dopaje. Estos átomos poseen un electrón adicional (fósforo) o un electrón menos (boro) que el silicio sus capas electrónicas más externas. Por consiguiente, los átomos de dopaje resultan en “átomos de impureza” en la red cristalina.

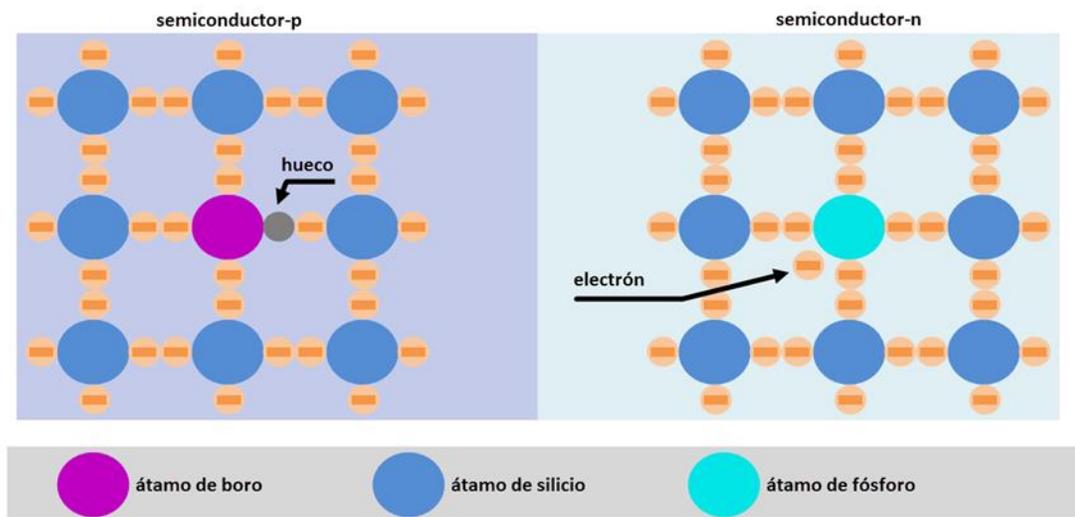


Figura 2.1-11. Conductividad extrínseca en el silicio dopado -n y -p. Fuente: V. Quaschnig

En el caso del dopaje por fósforo (dopaje-n), hay un electrón excedente por cada átomo de fósforo en la red cristalina. Este electrón puede moverse libremente en el cristal, por lo tanto, transportar una carga eléctrica. Con el dopaje por boro (dopaje-p), hay un hueco (falta de un

electrón de enlace) para cada átomo de boro en la red. Los electrones que vienen desde los átomos de silicio vecinos pueden llenar este hueco, creando un hueco en cualquier otro lugar. El método de conducción basado en átomos de dopaje es conocido como conducción de impurezas o conducción extrínseca. Considerando el material tipo-n o tipo-p en sí mismos, sin embargo, las cargas libres no poseen una dirección predeterminada para su movimiento.

Si se juntan capas de semiconductores con dopaje-n o dopaje-p, se forma una unión p-n (positiva-negativa). En esta unión, los electrones excedentes desde el semiconductor-n se difunden en la capa semiconductor-p. Esto crea una región con algunos portadores de carga libres. Esta región es conocida como la región de carga espacial. Los átomos con dopaje cargados positivamente se mantienen en la región-n de la transición y los átomos con dopaje cargados negativamente se mantienen en la región-p de la transición. Un campo eléctrico es creado, el cual se opone al movimiento de los portadores de carga, con el resultado de que la difusión no continúe indefinidamente.

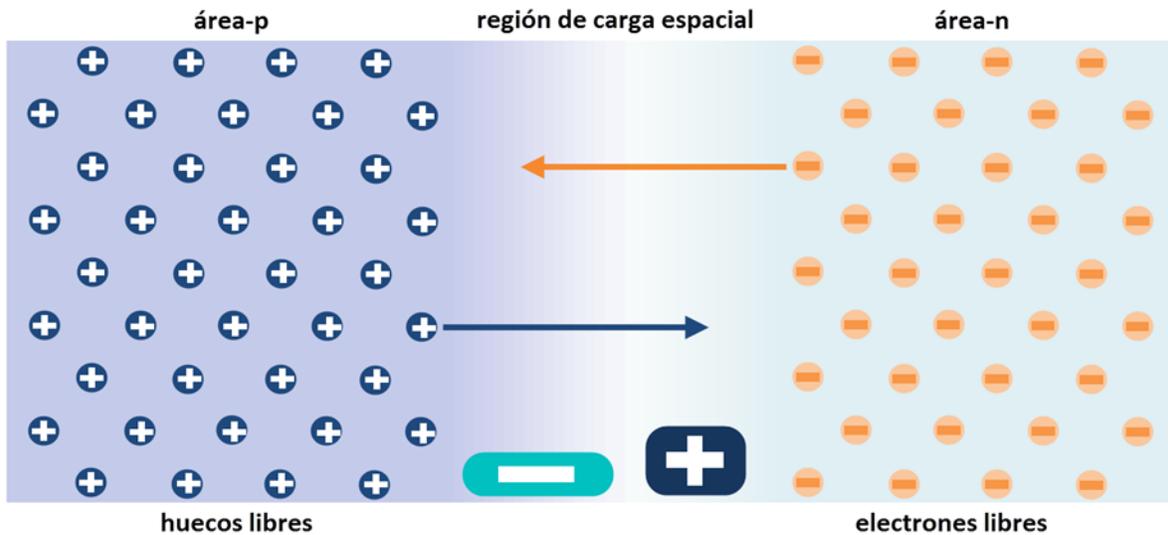


Figura 2.1-12. Región de carga espacial

Si el semiconductor p-n (celda solar) es expuesto a la luz, los fotones son absorbidos por los electrones. Esta energía de entrada rompe los enlaces de electrones, los electrones liberados son atraídos por el campo eléctrico en la región-n. Los hoyos que son formados migran en la dirección opuesta en la región-p. El proceso, como un todo, es llamado el efecto fotovoltaico. La difusión de portadores de carga hacia los contactos eléctricos causa que una tensión eléctrica esté presente en la celda solar. En un estado sin carga, la tensión de circuito abierto V_{oc} surge en la celda solar. Si se cierra el circuito eléctrico, entonces, fluye una corriente.

Algunos electrones no alcanzan los contactos y en su lugar se recombinan. La recombinación se refiere a la unión de un electrón libre a un átomo que carece de un electrón externo (hoyo). Aquí la longitud de difusión es la distancia promedio que un electrón cubre en la red cristalina durante su tiempo de vida hasta que se encuentre con un átomo con un electrón perdido y se una a éste. Aquí se pierden los portadores de carga y no pueden contribuir más a la generación de energía. La longitud de difusión depende del número de átomos de impureza en el cristal y debe ser lo suficientemente grande para que un número adecuado de portadores de carga

alcancen los contactos. La longitud de difusión depende del material. Con un átomo de impureza del cristal (dopaje) a diez billones de átomos de silicio, esta distancia es 0.5mm. Esto corresponde a aproximadamente el doble del espesor de la celda. En la región de carga espacial, existe una gran probabilidad de éxito de separación de carga (electrones y hoyos) sin recombinación. Fuera de la región espacial de carga, la probabilidad de recombinación aumenta con la distancia desde la región espacial de carga.

2.1.2.2. Diseño y funcionamiento de una celda solar de silicio cristalino

La clásica celda solar de silicio cristalino está compuesta de dos capas de silicio dopadas de forma distinta. La capa que se expone a la luz del sol es dopada negativamente con fósforo, la capa inferior es dopada positivamente con boro. En la capa límite, se produce un campo eléctrico que lleva a la separación de las cargas (electrones y hoyos) liberados por la luz del sol. Para ser capaz de tomar la energía de la celda solar, se requieren contactos metálicos para ser instalados en la parte frontal y posterior de la celda. Normalmente se utiliza serigrafía para este propósito. En la parte posterior de la celda solar es posible aplicar una capa de contacto sobre la superficie completa usando pasta de aluminio o plata. Por el contrario, el frente debe dejar pasar tanta luz como sea posible. Aquí, los contactos son usualmente aplicado en forma de una cuadrícula fina o una estructura de árbol. La pulverización catódica o vapor que deposita una capa fina (revestimiento anti-reflectante) de nitrito de silicio u óxido de titanio sobre la parte frontal de la celda solar reduce la reflexión de la luz.

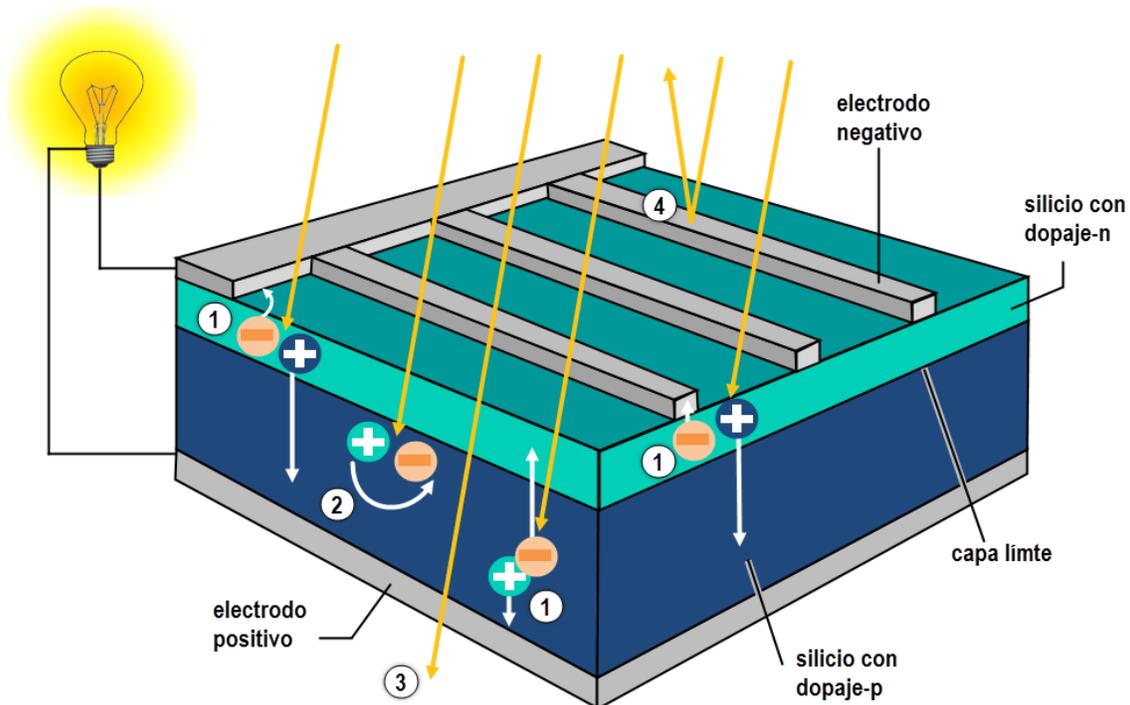


Figura 2.1-13. Diseño y funcionamiento de una celda solar de silicio cristalino. Fuente: V. Quaschnig

Notas de la figura:

1. Separación de carga;
2. Recombinación;
3. Energía no utilizada de los fotones (transmisión);
4. Reflexión y sombreado debido a los contactos frontales.

Como se describe en la figura, cuando la luz incide sobre la celda solar, los portadores de carga son separados y si alguna carga (una bombilla, por ejemplo) es conectada, fluye una corriente eléctrica. Ocurren pérdidas en la celda solar debido a la recombinación, reflexión, y a las sombras causadas por los contactos frontales. Adicionalmente, no es posible utilizar una gran componente de la energía de radiación de longitud de onda larga y corta. Como un ejemplo de esto, las pérdidas de transmisión son mostradas en la figura. Una porción adicional de la energía no utilizada es absorbida y convertida en calor. Usando el ejemplo de una celda solar de silicio cristalino, las componentes individuales de pérdida son mostradas en la siguiente hoja de balance de energía.

Balance de energía de una celda solar cristalina:

100% de la energía solar irradiada;

- 3% reflexión y sombreado causados por los contactos frontales;
- 23% energía de fotones demasiado baja en radiación de longitud de onda larga;
- 32% energía de fotones demasiado baja en radiación de longitud de onda corta;
- 8.5% pérdidas por recombinación;
- 20% diferencias de potencial en la celda, particularmente en la región de carga espacial;
- 0.5% resistencia serie (pérdidas óhmicas);
= 13% de energía eléctrica utilizable.

2.1.3. Celdas solares

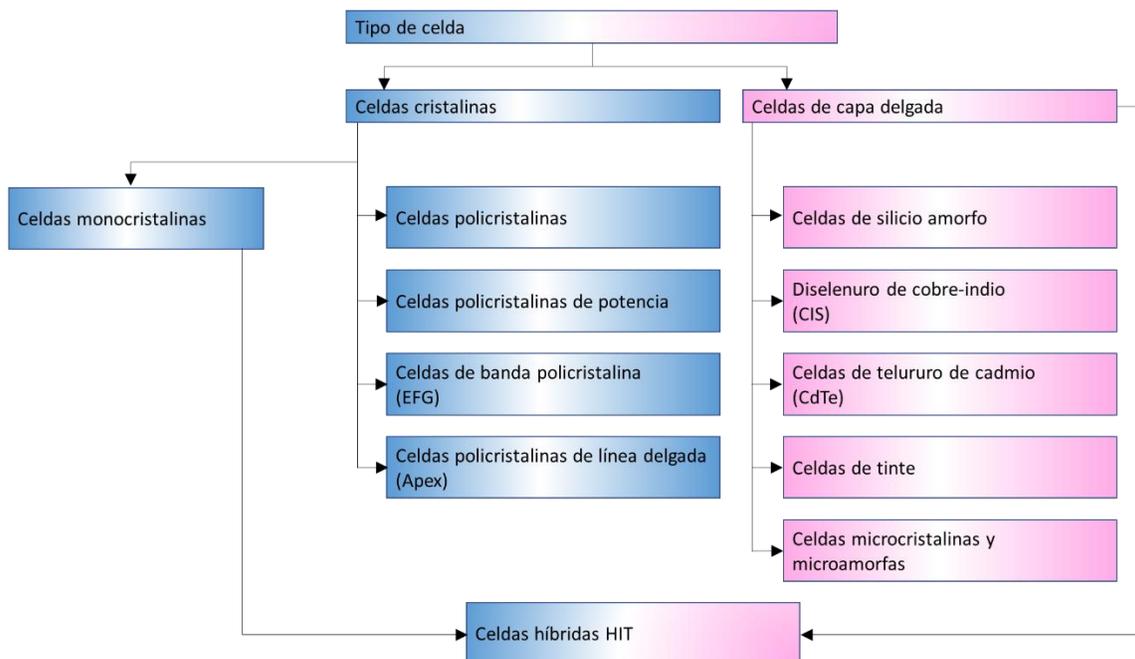


Figura 2.1-14. Tipos de celdas solares. Fuente D. Wunderlich/DGS LV Berlín BRB

2.1.4. Tipos de celdas solares

2.1.4.1. Silicio cristalino

El material más importante en celdas solares cristalinas es el silicio. Después del oxígeno, es el segundo elemento más abundante en el planeta Tierra, por tanto, está disponible en cantidades casi ilimitadas. Está presente no en una forma pura, sino en compuestos químicos con el oxígeno en forma de cuarzo o arena. El oxígeno indeseable en primer lugar debe ser separado del dióxido de silicio. Para realizar esto, la arena de cuarzo es calentada junto con polvo de carbón, coca y carbón vegetal en un horno de arco eléctrico a una temperatura de 1,800°C a 1,900°C. Esto produce monóxido de carbono y lo que se conoce como silicio metalúrgico, el cual es 98% puro. Pero 2% de impureza en el silicio es aún demasiado alto para aplicaciones electrónicas. Solamente billonésimas de 1% son aceptables para fotovoltaicas, lo cual cae a diez veces menos para la industria de semiconductores (silicio de grado electrónico). El silicio crudo es por consiguiente purificado adicionalmente en un proceso químico.

2.1.4.2. Celdas de silicio monocristalino

El proceso de Czochralski se ha establecido en la producción de mono-cristales para aplicaciones terrestres. En este proceso, el material de silicio inicial (poli-silicio) es derretido en un crisol de cuarzo alrededor de 1,420°C. Un cristal semilla con una orientación definida se sumerge en la masa fundida de silicio y se estira lentamente hacia arriba de la masa fundida. Durante el proceso, el cristal crece en un mono-cristal cilíndrico hasta unos 30cm

de diámetro y algunos metros de longitud. Estos mono-cristales cilíndricos son cortados para formar barras semi-circulares o cuadradas, que luego son entonces cortadas con sierras de alambre en rodajas (obleas) con un espesor de aproximadamente 0.3mm. Cuando los mono-cristales y se cortan las obleas, un alto porcentaje del silicio se pierde como aserrín y es necesario re-derretido, al igual que el extremo cónico de las barras. Las obleas se limpian químicamente con aguafuerte y aumento de baños para eliminar los residuos de aserrado y las marcas. En el proceso de limpieza desgasta aproximadamente 0.01mm en ambos lados de la oblea. Iniciando desde las obleas brutas que ya han sido dopadas positivamente con boro, la delgada capa dopada negativamente se crea a través de la difusión del fósforo. El fósforo en forma de gas se propaga en un horno de difusión a temperaturas con valores entre 800°C y 900°C, y la superficie superior es dopada. El corazón de la celda solar, la unión p-n, es creada. Después de aplicar un revestimiento anti-reflejante (AR), las líneas colectoras de corriente se imprimen en el frente, mientras que los contactos aparecen en la parte posterior, en un proceso de impresión de la pantalla. Los contactos deben ser horneados para unirse con la parte frontal a través del revestimiento anti-reflectivo. Finalmente, las celdas solares son grabadas en los bordes para crear una división entre la capa-p y la capa-n y prevenir un cortocircuito entre ambos lados.

Características de las celdas de silicio cristalino:

- Eficiencia: 15% a 18%
- Forma: Circular, semi-circular, o cuadrada.
- Tamaños usuales: 10cm x 10cm; 12.5cm x 12.5cm; ó 15cm x 15cm.
- Espesor: 0.2mm a 0.3mm.
- Apariencia: Uniforme
- Color: Azul oscuro o negro (con capa anti-reflejante); gris (sin anti-refelajnte)



Figura 2.1-15. Celda monocristalina cuadrada

2.1.4.3. Celdas de silicio policristalino

Características de las celdas de silicio policristalino:

- Eficiencia: 13% a 16%
- Forma: Cuadrada.

- Tamaños usuales: 10cm x 10cm; 12.5cm x 12.5cm; 15cm x 15cm; 15.6cm x 15.6cm; 21cm x 21cm.
- Espesor: 0.24mm a 0.3mm.
- Apariencia: Cristales con diferentes orientaciones (patrón de escarcha).
- Color: Azul (con capa anti-reflejante); gris plata (sin anti-refelajnte)

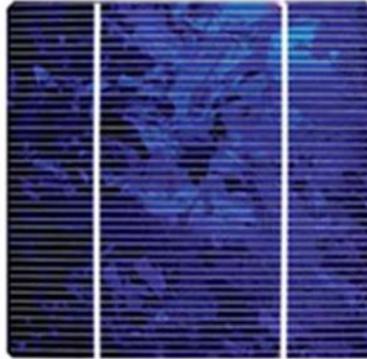


Figura 2.1-16. Celda policristalina

2.1.4.4. Celdas de bandas policristalinas

Características de las celdas de bandas policristalinas:

Celdas Polcirstalinas EFG

- Eficiencia: 14%
- Forma: Cuadrada.
- Tamaños usuales: 12.5cm x 12.5cm.
- Espesor: 0.24mm.
- Apariencia: Ligeramente irregular.
- Color: Azul (con capa anti-reflejante).

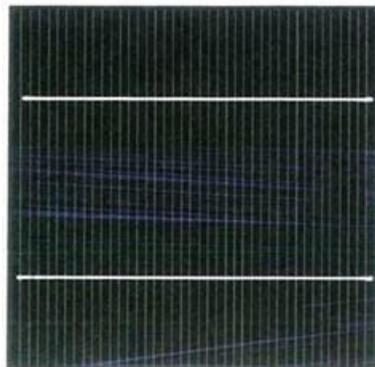


Figura 2.1-17. Celdas Polcristalinas EFG

Celdas de silicio de cinta de cadena policristalina

- Eficiencia: 12% a 13%.
- Forma: Rectangular.
- Tamaños usuales: 8cm x 15cm.
- Espesor: 0.34mm.
- Apariencia: Ligeramente irregular.
- Color: Azul (con capa anti-reflejante); gris plata (anti-reflejante).

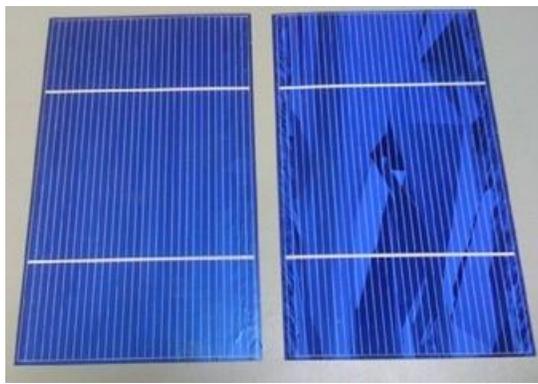


Figura 2.1-18. Celdas de silicio de cinta de cadena policristalina

Celdas policristalinas Apex

- Eficiencia: 9.5%.
- Forma: Cuadrada.
- Tamaños usuales: 20.8cm x 20.8cm.
- Espesor: 0.03mm a 0.01mm + sustrato de cerámica.
- Apariencia: Como el policristalino (Cristales con diferentes orientaciones o patrón de escarcha), pero con cristales más pequeños.
- Color: Azul (con capa anti-reflejante); gris plata (anti-reflejante).

2.1.4.5. Celdas de alta eficiencia (celdas solares con contactos posteriores)

Características de las celdas de alta eficiencia:

- Eficiencia: 20.8%
- Forma: semi-redonda.
- Tamaños usuales: 12.5cm x 12.5cm.
- Espesor: 0.27mm.
- Apariencia: Uniforme, sin rejilla de contacto.
- Color: Terciopelo negro.

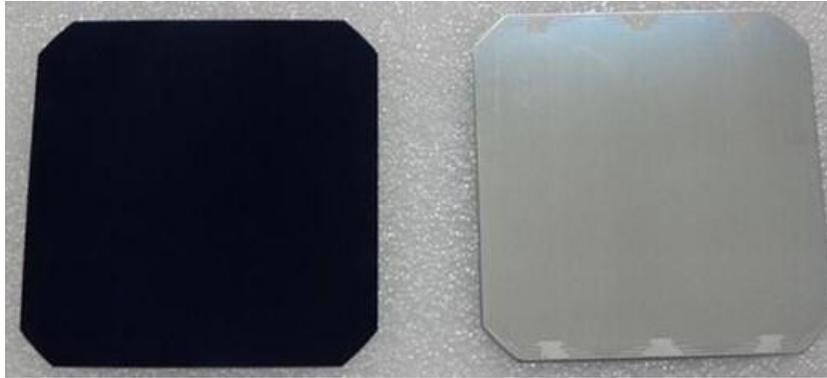


Figura 2.1-19. Celdas de alta eficiencia.

2.1.4.6. Celdas de capa fina

2.1.4.7. Celdas de silicio amorfo

Características de las celdas de silicio amorfo:

- Eficiencia: 5% a 7%
- Forma: Rectangular.
- Tamaños usuales: 0.79m x 2.44m.
- Espesor: 1mm a 3mm (para el material del sustrato), con aproximadamente 1 μ m de revestimiento, del cual 0.3 μ m es silicio amorfo.
- Apariencia: Apariencia uniforme.
- Color: Marrón rojizo a azul o azul-violeta.



Figura 2.1-20. Celdas de silicio amorfo

2.1.4.8. Celdas de diseleniuro de cobre-indio (CIS)

Características de las celdas de diseleniuro de cobre-indio (CIS):

- Eficiencia: 9% a 11%
- Forma: Rectangular.
- Tamaños usuales: 1.2m x 0.6m.
- Espesor: 2mm a 4mm (para el material del sustrato), con aproximadamente 3 μ m a 4 μ m de revestimiento, del cual 1 μ m a 2 μ m es CIS.
- Apariencia: Uniforme.
- Color: Gris oscuro a negro.

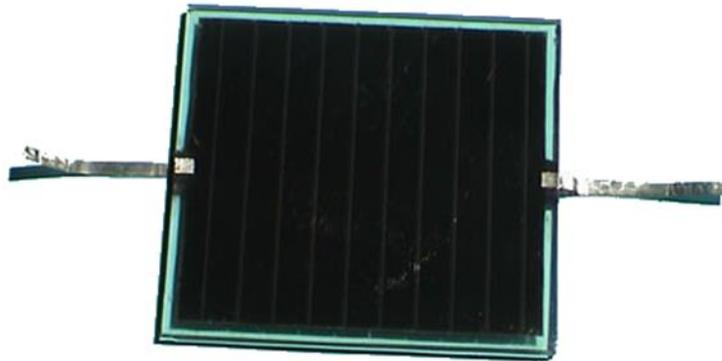


Figura 2.1-21. Celdas de diseleniuro de cobre-indio (CIS)

2.1.4.9. Celdas de telururo de cadmio (CdTe)

Características de las celdas de telururo de cadmio (CdTe):

- Eficiencia: 7% a 8.5%
- Forma: Rectangular.
- Tamaños usuales: 1.2m x 0.6m.
- Espesor: 3mm (para el material del sustrato), con aproximadamente 5 μ m revestimiento.
- Apariencia: Uniforme.
- Color: Verde oscuro reflectivo a negro.



Figura 2.1-22. Celdas de telururo de cadmio (CdTe)

2.1.4.10. Celdas híbridas (HIT)

Características de las celdas híbridas (HIT):

- Eficiencia: 18.5%
- Forma: Cuadradas (con esquinas redondeadas).
- Tamaños usuales: 10.4cm x 10.4cm, 12.5cm x 12.5cm.
- Espesor: 0.2mm.
- Apariencia: Uniforme.
- Color: azul oscuro a casi negro.



Figura 2.1-23. Celdas híbridas (HIT)

2.1.5. Propiedades eléctricas de las celdas solares

2.1.5.1. Diagramas de circuito equivalente de las celdas solares

Una celda solar que consiste de un material de silicio con dopaje-p y dopaje-n, es en principio, un diodo de silicio a gran escala. Ambos tienen propiedades eléctricas similares. Por ejemplo, la curva característica del diodo de silicio BAY 45 en la figura. Si un potencial positivo está presente en el ánodo con dopaje-p y un potencial negativo está presente en el cátodo con dopaje-n, el diodo está conectado en polarización directa. Entonces, aplica la curva característica del primer cuadrante. A partir de una tensión particular (la tensión de umbral aquí es 0.7V), la corriente fluye. Si el diodo es conectado en polarización inversa, se impide el flujo de corriente en esta dirección. Entonces, aplica la curva característica del tercer cuadrante. Solamente a partir de una alta tensión de ruptura (aquí, 150V) el diodo se vuelve conductor. Esto también puede llevar a la destrucción del diodo.

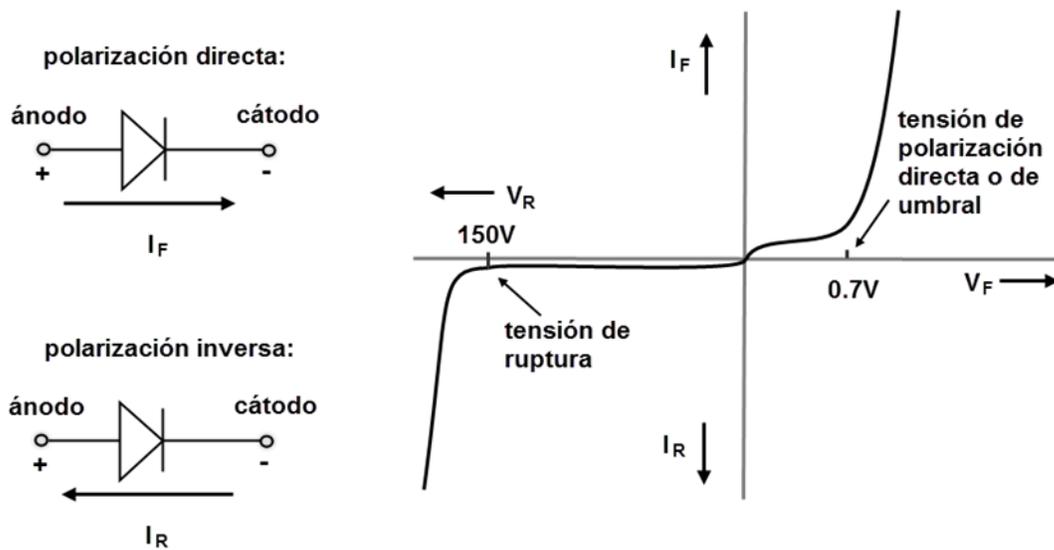


Figura 2.1-24. Curva de corriente tensión del diodo de silicio BAY 45.

Parámetro	Símbolo	Unidad
Tensiones:		
Tensión en terminales de la celda solar	V	V
Tensión de diodo	V_D	V
Tensión por temperatura	V_T	V
Corrientes:		
Corriente en terminales de la celda solar	I	A
Corriente de diodo	I_D	A
Corriente de saturación en polarización inversa del diodo	I_0	A
Foto-corriente	I_{ph}	A
Corriente a través de la resistencia en paralelo	I_p	A
Factor de diodo	m	-
Coeficiente de foto-corriente	c_0	m^2/V
Irradiancia solar de la celda	G	W/m^2
Resistencia paralelo	R_p	Ω
Resistencia serie	R_s	Ω

Tabla 2.1-3 Variables representadas en un diagrama de circuito equivalente

A continuación, se analizan con mayor profundidad los diagramas simplificados de circuito equivalente de las celdas solares:

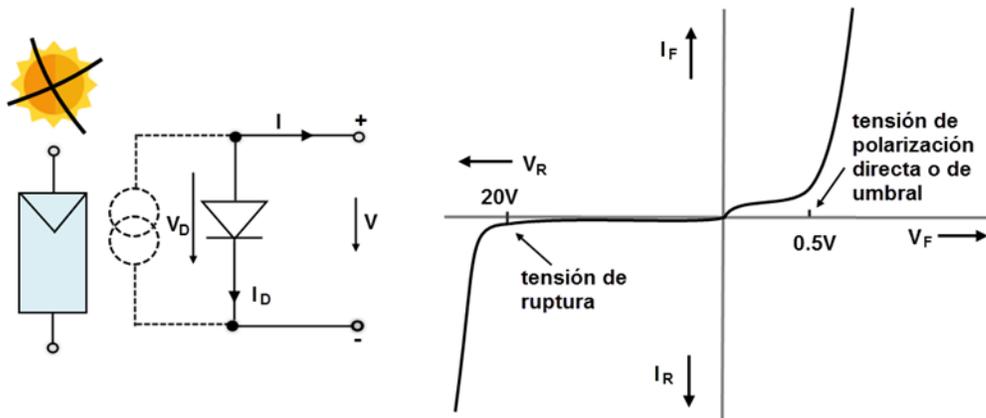


Figura 2.1-25. Diagrama de circuito equivalente y curva característica, sin iluminación

$$V = V_D$$

$$I = -I_D = -I_0(e^{V/m \times V_T} - 1)$$

Una celda solar si iluminación es descrita en el diagrama de circuito equivalente por un diodo, en consecuencia la curva característica de un diodo es también aplicable. Para una celda solar monocristalina, se puede asumir una tensión directa de 0.5V y una tensión de ruptura desde 12V hasta 50V (dependiendo de la calidad y el material de la celda).

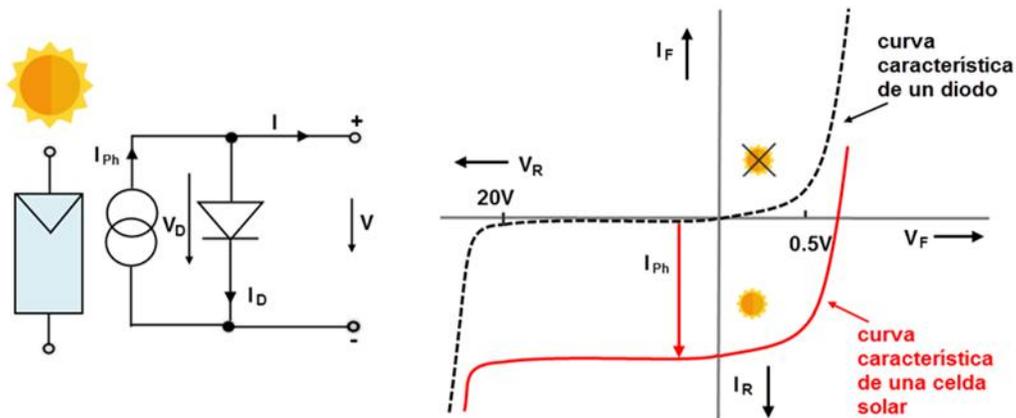


Figura 2.1-26. Diagrama de circuito equivalente y curva característica, con iluminación

$$V = V_D$$

$$I_{ph} = C_0 \times E$$

$$I = I_{ph} - I_D$$

Cuando la luz alcanza la celda solar, la energía de los fotones genera portadores de carga libres. Una celda solar iluminada constituye un circuito paralelo de una fuente de tensión y un diodo.

La fuente de potencia produce una corriente fotoeléctrica (foto-corriente) I_{ph} . El nivel de la corriente depende de la irradiancia. La curva característica del diodo es desplazada por la magnitud de la fotocorriente en polarización inversa (en el cuarto cuadrante, tal y como se muestra en la Figura 2.1-27).

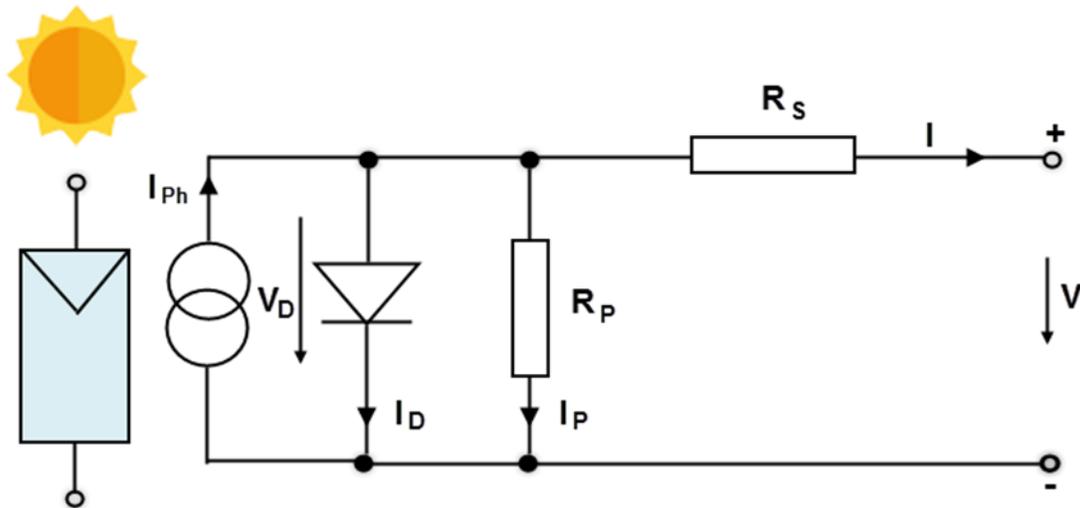


Figura 2.1-27. Diagrama extendido de circuito equivalente

$$I = I_{ph} - I_D - I_p$$

$$I_p = V_D / R_p = \frac{V + R_s \times I}{R_p}$$

Este circuito equivalente extendido se denomina un modelo de diodo-simple de una celda solar y es usado con un modelo estándar en fotovoltaico. En la celda solar, ocurre una caída de tensión a medida que los portadores de carga migran desde el semiconductor hacia los contactos eléctricos. Esto se representa por medio de la resistencia serie R_s , la cual está en el rango de unos miliohmios. Adicionalmente, se incrementan las que se conocen como corrientes de dispersión, las cuales son representadas por la resistencia paralelo ($R_p \gg 10\Omega$). Ambas resistencias traen una mejora a la curva característica de la celda solar. Con la resistencia serie, es posible calcular curvas características de corriente/tensión de las celdas solares a diferentes valores de irradiancias y temperaturas de conformidad con el procedimiento de los estándares DIN EN 60891 / IEC 60891.

2.1.5.2. Parámetros de celda y curvas características I-V

En la literatura técnica, frecuentemente sólo se muestra la parte de la curva de corriente y tensión en la cual la celda solar produce corriente (cuarto cuadrante de la curva característica con iluminación, tal y como se muestra en la Figura 2.1-28). Al mismo tiempo, la curva característica con iluminación es reflejada respecto al eje de tensión. Esta parte de la curva característica es entonces denominada la curva característica de la celda solar.

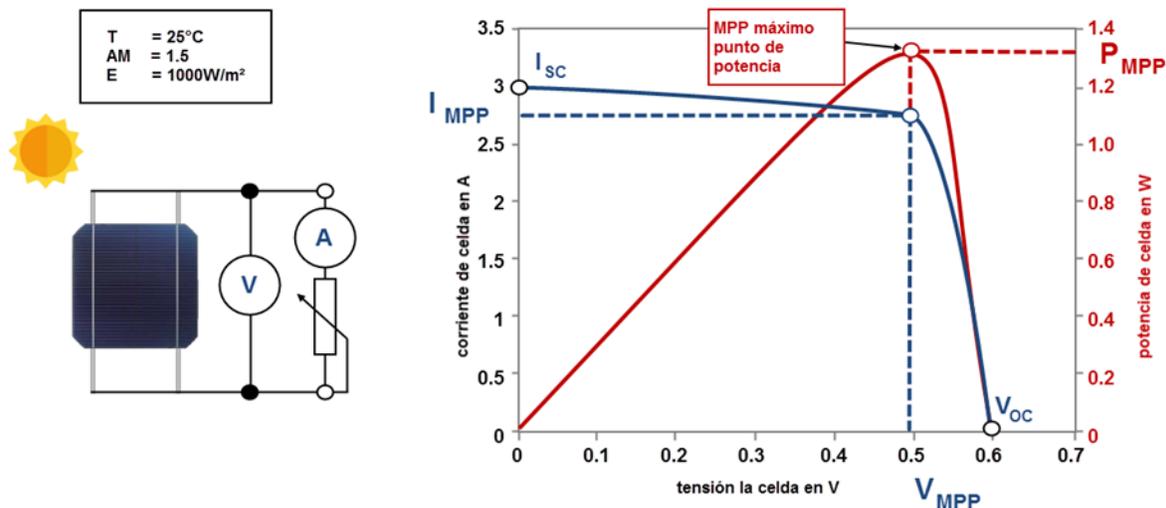


Figura 2.1-28 Curva característica de corriente/tensión (Curva I-V) de una celda solar de silicio cristalino

Si la luz incide en una celda solar sin carga, se acumula una tensión de aproximadamente 0.6V. Esto puede ser medido como una tensión de circuito abierto V_{oc} entre los dos contactos. Si los dos contactos son cortocircuitados a través de un amperímetro, se puede medir la corriente de cortocircuito I_{sc} . Con el fin de registrar por completo una curva característica de la celda solar (curva I-V), solamente se requiere una resistencia variable (en paralelo), un voltímetro y un amperímetro.

2.1.5.2.1. Condiciones de prueba estándar (STC)

Con el fin de ser capaz de comparar diferentes celdas, de hecho, módulos fotovoltaicos uno con otro, se especifican condiciones uniformes para determinar los datos eléctricos a partir de los cuales es posible calcular la curva característica de la celda solar (curva I-V). Estas condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en Inglés "Standard Test Conditions"), como son conocidas, relacionadas con los estándares IEC 60904/DIN 60904:

- Irradiancia vertical E de $1,000\text{ W/m}^2$.
- Temperatura de celda T de 25°C con una tolerancia de $\pm 2^{\circ}\text{C}$.
- Espectro de luz definido (distribución espectral de la referencia de irradiancia solar conforme a IEC 60904-3) con una masa de aire de $AM=1.5$.

Básicamente, la curva I-V se caracteriza por los siguientes tres puntos:

- El valor del máximo punto de potencia (MPP) es el punto sobre la curva I-V en el cual la celda solar trabaja con la máxima potencia. Para este punto, la potencia P_{MPP} ,

- la corriente, I_{MPP} , y la tensión V_{MPP} están especificados. Esta potencia MPP viene dada en unidades de watts (Wp).
- ii. La corriente de cortocircuito I_{SC} es aproximadamente de 5 por ciento a 15 por ciento superior a la corriente MPP. Con celdas cristalinas estándar (10cm x 10cm) bajo STC, la corriente de cortocircuito I_{SC} es de alrededor de 3A.
 - iii. La tensión de cortocircuito V_{OC} , con celdas cristalinas, tiene valores aproximados de 0.5V a 0.6V, y para celdas amorfas es aproximadamente de 0.6V a 0.9V.

Los parámetros de la celda y las curvas características I-V de celdas de capa fina se desvían de aquéllos de las celdas de silicio cristalino, en algunos casos de una manera muy significativa. En celdas amorfas, el punto MPP se encuentra a 0.4V, y en general, las curvas I-V son muchas más planas (ver Figura 2.1-29). Debido a la baja eficiencia, fluye una corriente más baja. Para alcanzar la misma salida de potencia que las celdas cristalinas, se requiere de una superficie de celda con un área más grande. El claramente MPP menos marcado crea mayores demandas en las tecnologías de control en los inversores y en los controles MPP.

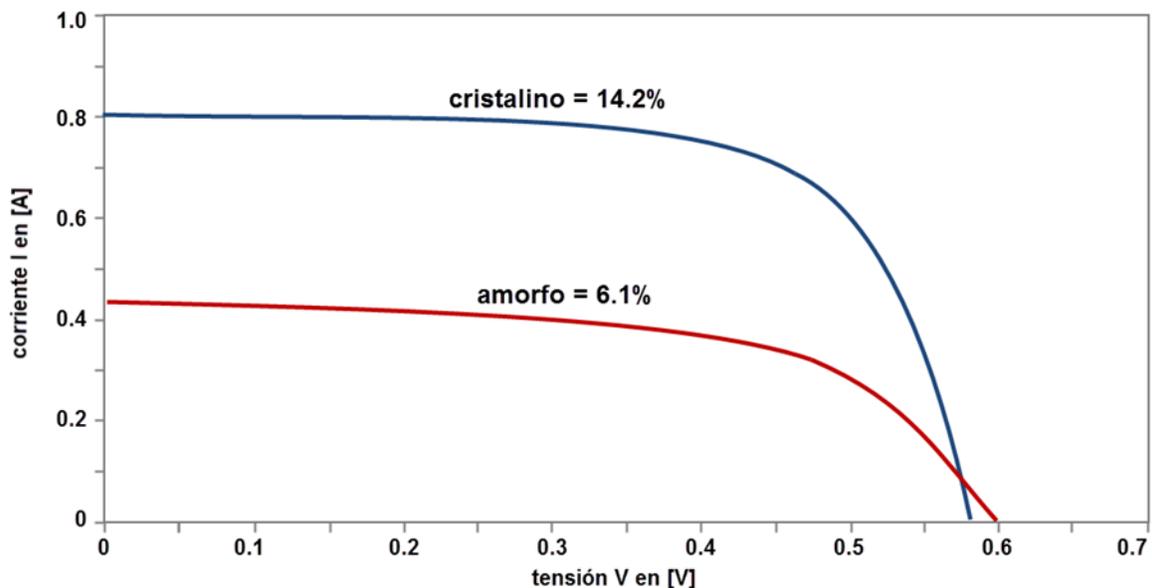


Figura 2.1-29. Comparación de las curvas I-V de celdas solares de silicio cristalinas y amorfas

Notas de la figura:

Comparación de las curvas I-V de celdas solares de silicio cristalinas y amorfas con una irradiancia de $1,000\text{W/m}^2$ sobre una superficie de celda de $5\text{cm} \times 5\text{cm}$ y una temperatura de 28°C . Fuente: R. Haselhuhn.

La corriente de cortocircuito es linealmente dependiente de la irradiancia (por ejemplo, si la irradiancia se duplica, la corriente lo hace también). Esto es debido a que resulta una línea recta en el gráfico descrito en la Figura 2.1 -30, la tensión de circuito abierto V_{OC} se mantiene relativamente constante a medida que cambia la irradiancia. Solamente cuando la irradiancia

cae debajo de 100W/m^2 , la tensión se descompone. Matemáticamente, existe una dependencia logarítmica entre la tensión y la irradiancia en celdas solares cristalinas.

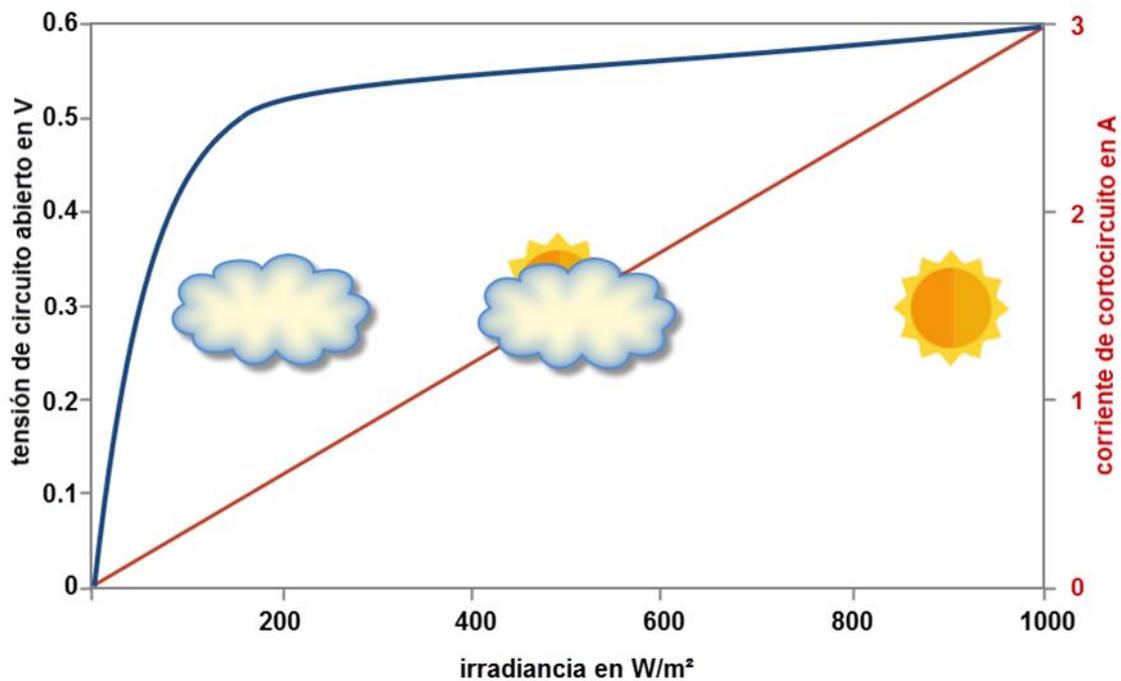


Figura 2.1-30. Tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito de una celda solar

2.1.5.2.2. Modelos adicionales de celdas solares

Así como los modelos de celdas solares introducidos hasta el momento, se utilizan aún otros modelos. La Tabla brinda una visión general de los modelos más comúnmente utilizados con sus diagramas de circuito equivalente, las ecuaciones asociadas de corrientes y tensiones, y una evaluación de la precisión.

	Modelo ideal	Modelo simple	Modelo estándar (modelo de diodo-simple)
Circuito equivalente			
Ecuaciones de la curva característica de la celda solar	$I = I_{ph} - I_0(e^{V/V_T} - 1)$	$I = I_{ph} - I_0\left(e^{\frac{V+I \times R_s}{V_T}} - 1\right)$	$I = I_{ph} - I_0\left(e^{\frac{V+I \times R_s}{V_T}} - 1\right) - V + I \times R_s / R_p$
Forma explícita	$V = V_T \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right)$	$V = V_T \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) - I \times R_s$	Solución explícita para V, desconocida
Precisión	Baja	Buena	Buena

Figura 2.1-31. Diagramas de circuito equivalente de celdas solares y sus ecuaciones de las curvas características, parte 1

	Modelo de dos diodos	Modelo de curva característica de la celda solar eficaz
Circuito equivalente		
Ecuaciones de la curva característica de la celda solar	$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\frac{V+I x R_S}{V_{T1}}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+I x R_S}{V_{T2}}} - 1 \right) - V + I x R_S / R_P$	$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+I x R_{pv}}{V_{T1}}} - 1 \right)$
Forma explícita	Solución explícita para V, desconocida	$V = V_T \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I x R_{pv}$
Precisión	Muy buena	Muy buena

Figura 2.1-32. Diagramas de circuito equivalente de celdas solares y sus ecuaciones de las curvas características, parte 2

Para completar los diagramas de circuito equivalente, se añade una resistencia R de carga general. El objetivo de todos los diagramas de circuito equivalente y de los modelos de celdas solares es describir matemáticamente las curvas características solares con una calidad aceptable. Ayudan a la comprensión teórica y establecen la base para dispositivos de medición y dispositivos de control fotovoltaicos (por ejemplo, controladores de máximo punto de potencia MPP) o para programas de simulación. Hacen posible determinar los puntos de máxima potencia bajo las cambiantes condiciones de operativas, y de esta manera establecer el punto de funcionamiento óptimo de los sistemas fotovoltaicos. El punto de partida es determina el gradiente M de la curva característica (ver Figura 2.1-33):

$$M = \frac{dV}{dI} = \tan\phi = \frac{\Delta V}{\Delta I}$$

El punto MPP se encuentra sobre la curva característica de corriente/tensión en el punto donde el gradiente M es 1, por lo tanto, el ángulo ω del gradiente es 45° . Matemáticamente, la segunda derivada sobre la función de corriente/tensión respecto a la tensión resulta en la función de potencia/tensión. Sobre el punto MPP, la potencia es máxima, como resultado, el gradiente de la curva característica potencia/tensión equivale a 0 y el ángulo del gradiente es también 0° (ver la curva azul en la Figura 2.1-33).

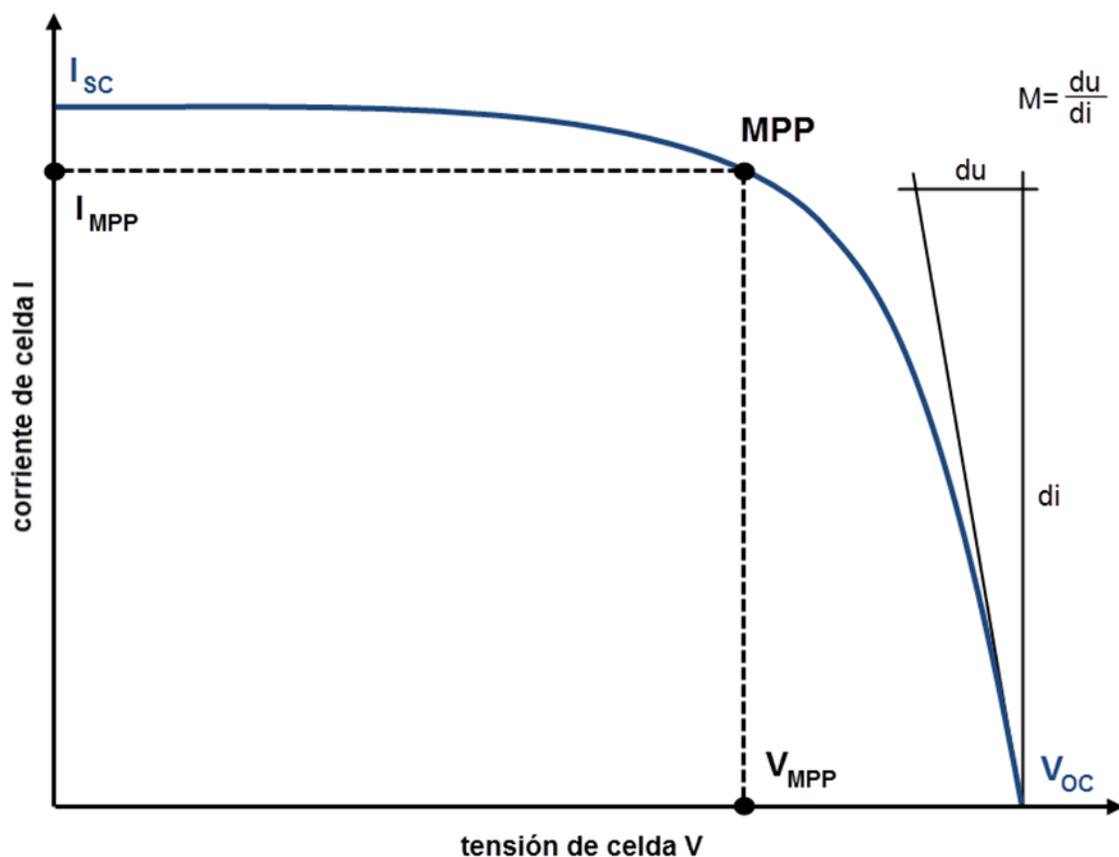


Figura 2.1-33. Gradiente de la curva característica corriente/tensión de una celda solar

El modelo estándar no es lo suficientemente preciso para varias aplicaciones en campo. Si se requiere una gran precisión, se usa el modelo de dos diodos o el modelo de la celda solar eficaz. Con el objetivo de calcular con el modelo de los dos diodos, se deben conocer seis parámetros de la celda solar. Sin embargo, no puede ser calculada una solución explícita (uno a uno) para la tensión en el modelo estándar y para el modelo de dos diodos.

2.1.5.2.3. Modelo de la celda solar eficaz

El modelo de la celda solar eficaz solamente requiere cuatro parámetros de celda para resolver las ecuaciones de corriente y tensión. Esto reduce el trabajo en los cálculos, pero también para obtener información sobre parámetros del módulo. La característica especial de usar el modelo de celda solar eficaz es que ambas resistencias R_S y R_P del modelo estándar son combinadas en una resistencia fotovoltaica ficticia R_{PV} . Esta resistencia fotovoltaica puede tener valores ya sean positivos o negativos. Por lo tanto, no es una resistencia óhmica.

Los cuatro parámetros de celda requeridos (R_{PV} , V_T , I_0 , e I_{ph}) pueden ser calculados como se muestra a continuación desde el gradiente M y los parámetros de celda de circuito abierto V_{OC} , y cortocircuito I_{SC} , la tensión MPP V_{MPP} y la corriente MPP I_{MPP} .

$$R_{pv} = -M \frac{I_{SC}}{I_{MPP}} + \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} \left(1 - \frac{I_{SC}}{I_{MPP}} \right)$$

$$V_T = -(M + R_{pv}) I_{SC}$$

$$I_0 = I_{SC} e^{-\frac{V_{OC}}{V_T}}$$

$$I_{ph} = I_{SC}$$

El gradiente M es requerido para los cálculos, es una función de los siguientes parámetros:

$$M = f(V_{OC}, I_{SC}, V_{MPP}, I_{MPP})$$

Las siguientes aproximaciones a la curva característica se pueden derivar con una precisión del 1 por ciento.

$$M = \frac{V_{OC}}{I_{SC}} + k_1 \frac{I_{MPP} V_{MPP}}{I_K V_K} + k_2 \frac{V_{MPP}}{V_{OC}} + k_3 \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} + k_4$$

Con las constantes:

$$k_1 = -5.411 \quad k_2 = 6.450 \quad k_3 = 3.417 \quad k_4 = -4.422$$

Las constantes de las ecuaciones han sido calculadas utilizando métodos numéricos (método de los mínimos cuadrados, o error cuadrático más pequeño). Los parámetros de celda y de módulo requeridos para el cálculo (V_{OC} , I_{SC} , V_{MPP} , e I_{MPP}) pueden ser recopilados a partir de las fichas técnicas de los fabricantes. A partir del gradiente M , se calculan los parámetros

nombrados arriba. Utilizando las ecuaciones para tensión y corriente de la Tabla, todos los puntos sobre la curva característica solar pueden ser calculados con una buena precisión.

El modelo de la celda solar eficaz es la base para el dispositivo de medición de rendimiento máximo, tal y como se muestra en la Figura 2.1-34. Esta unidad de medición puede calcular la potencia nominal (potencia MPP bajo condiciones de prueba estándar) de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones normales de operación. La precisión de una medición en sitio de la potencia nominal utilizando este instrumento en un módulo fotovoltaico está especificada a ± 5 por ciento.



Figura 2.1-34. Medidor de rendimiento máximo

El factor de llenado (FF, por sus siglas en Inglés “Filling Factor”) describe la calidad de las celdas solares. Está definido como el cociente de la potencia MPP y la potencia máxima teórica que resulta como el producto de la corriente de cortocircuito I_{SC} y la tensión de circuito abierto V_{OC} .

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}}$$

Para celdas solares cristalinas, el factor de llenado es alrededor de 0.75 a 0.85, y para celdas solares amorfas, alrededor de 0.5 a 0.7. De forma gráfica, el factor de llenado puede ser determinado como la relación del *área B* al *área A* (ver Figura 2.1-35).

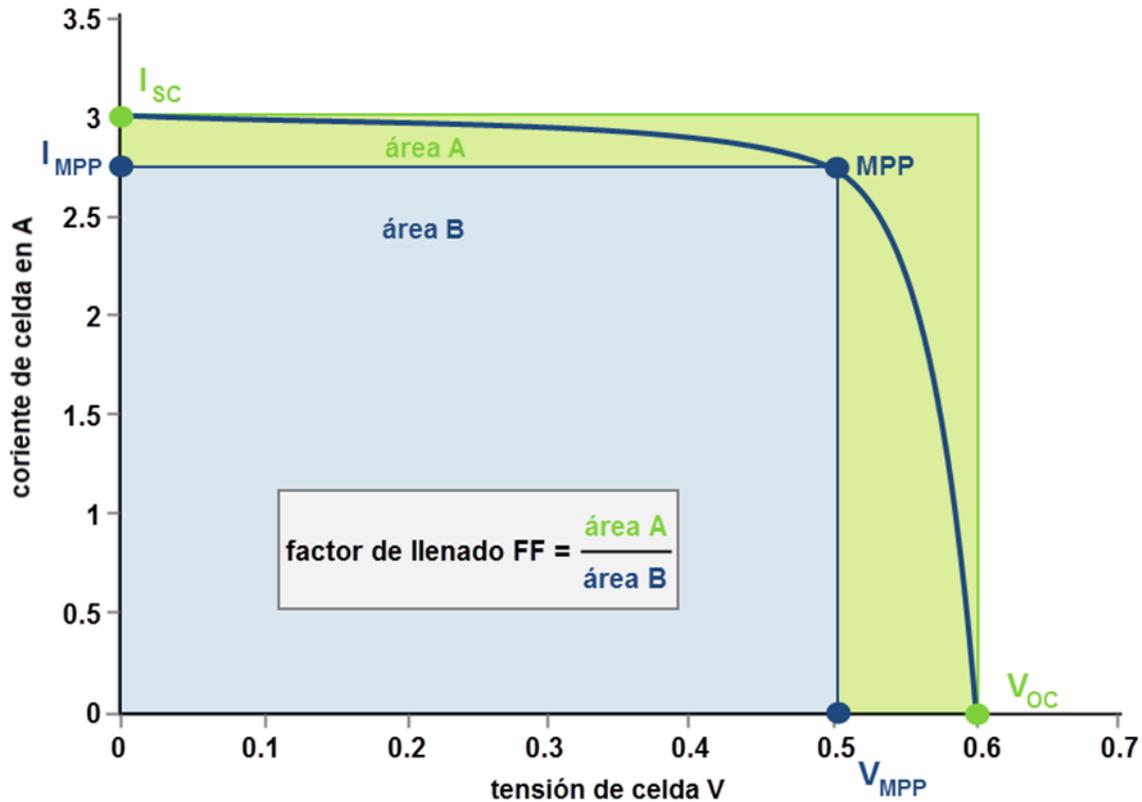


Figura 2.1-35. Factor de llenado de celdas solares

Los parámetros de celda más importantes se encuentran listados en la Tabla.

Dado que un módulo fotovoltaico consiste de celdas solares conectadas juntas, la información en este capítulo también aplica a los siguientes capítulos en este documento.

2.1.5.3. Sensibilidad espectral

Dependiendo de los materiales y de la tecnología utilizada, las celdas solares son mejores o peores al convertir las diferentes bandas de colores de luz solar en electricidad. La sensibilidad espectral describe el rango de longitudes de onda en el cual una celda trabaja de forma más eficiente, este rango influye en la eficiencia bajo diferentes condiciones de irradiancia. La luz solar posee la mayor energía en el rango de luz visible entre 400nm y 8000nm.

Mientras que las celdas cristalinas son particularmente sensibles a la radiación solar de longitud de onda larga, las celdas de capa fina utilizan mejor la luz visible. Las celdas de silicio amorfo pueden absorber de forma óptima la luz de longitud de onda corta. En contraste, las celdas CdTe y CIS son mejores absorbiendo la luz de longitud de onda media. Una celda monocristalina de alto rendimiento A-300 del fabricante SunPower un espectro muy amplio, debido a que su dopaje frontal es leve, se incrementa la explotación de radiación

de longitud de onda corta, mientras que la pasivación posterior con óxido de silicio ayuda a absorber el rango de longitud de onda larga.

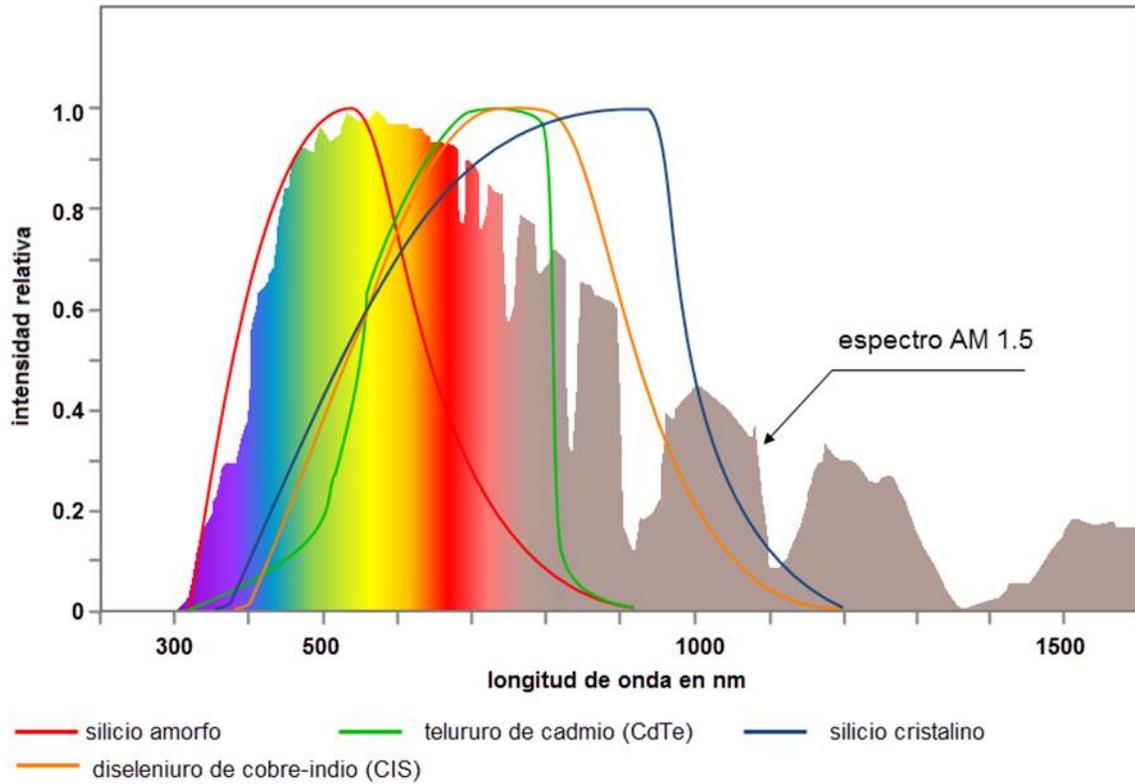


Figura 2.1-36. Sensibilidad espectral de diferentes tipos de células solares

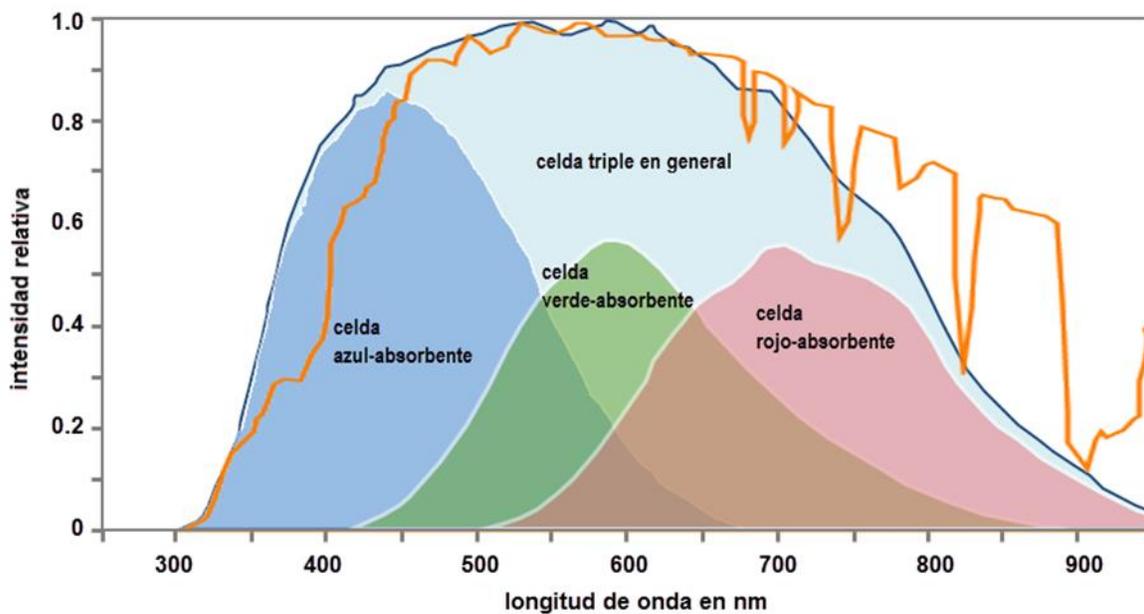


Figura 2.1-37. Sensibilidad espectral de una célula solar amorfa triple y sus células individuales apiladas

En celdas de pila, las cuales son comunes principalmente en tecnología amorfa de capa fina, las celdas individuales dispuestas una encima de la otra están optimizadas para diferentes rangos de longitud de onda (ver Figura 2.1-38). La Figura 2.1-38 muestra la estructura en capas de una celda solar triple. Aquí la celda superior absorbe la luz azul y permite a las otras componentes de la luz pasar a través de ella. La luz verde/amarilla es utilizada por la celda intermedia; finalmente, la celda inferior convierte la luz roja. Esta división en diferentes zonas espectrales permite a la celda triple alcanzar la mayor eficiencia entre las celdas amorfas y, además, utiliza mejor la baja irradiancia.

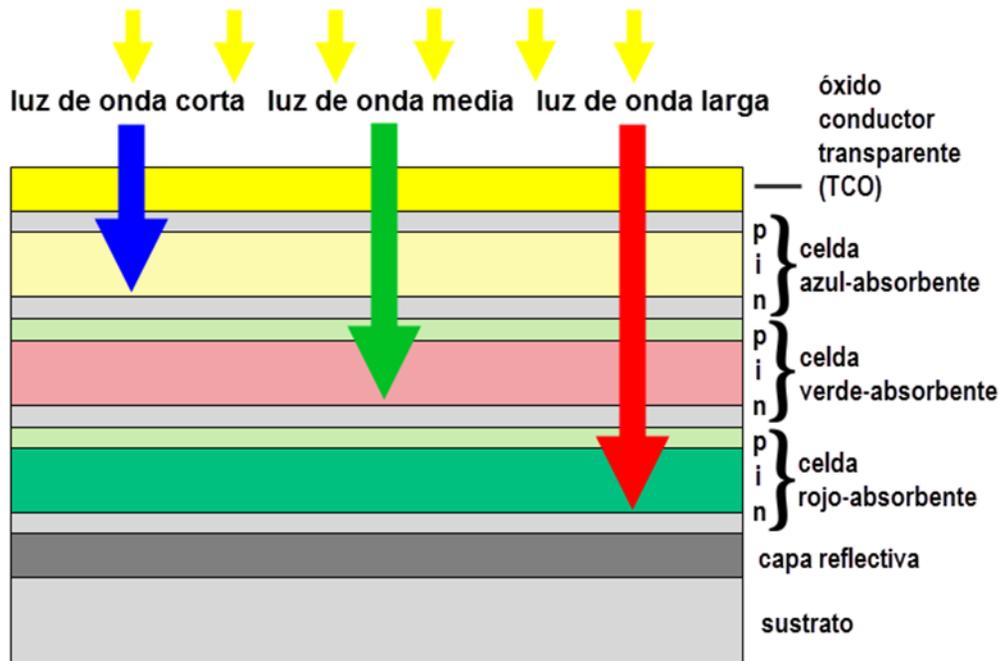


Figura 2.1-38. Estructura en capas de una celda triple: Las tres partes de la celda son sensibles a los distintos rangos espectrales. Fuente: Unisolar, DGS LV Berlin BRB

2.1.5.4. Eficiencia de celdas solares y módulos fotovoltaicos

La eficiencia η , de las celdas solares es el resultado de la relación entre la potencia entregada por la celda solar y la potencia irradiada por el sol. Por lo tanto, es calculada a partir de la MPP P_{MPP} , la irradiancia solar E y el área A de la celda solar, tal y como se muestra a continuación:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \times E} = \frac{FF \times V_{OC} \times I_{SC}}{A \times E}$$

En módulos fotovoltaicos, el área de la superficie del módulo es usada para A . En las hojas de datos, la eficiencia siempre es especificada bajo condiciones de prueba estándar (STC).

$$\eta_n = \eta_{STC}$$

Esto proporciona la eficiencia nominal de celdas y módulos solares:

$$\eta_n = \frac{P_{MPP(STC)}}{A \times 1,000 \text{ W/m}^2}$$

La eficiencia de las celdas solares depende de la irradiancia y temperatura. La eficiencia a una irradiancia o temperatura particular es el resultado de la eficiencia nominal menos el cambio en eficiencia:

$$\eta = \eta_n - \Delta\eta$$

Con el factor de radiación s , es posible calcular el cambio en eficiencia con irradiancias que se desvían de STC:

$$s = \frac{E}{1,000 \text{ W/m}^2}$$

Por ejemplo, $s = 0.5$ significa que el factor de radiación está a la mitad de la irradiancia STC y, por lo tanto, la irradiancia está a 500 W/m^2 . El cambio aproximado en eficiencia con celdas de silicio cristalino con temperatura constante, se muestra a continuación:

$$\Delta\eta \approx -0.04 \times \eta_n \times \ln(s)$$

Por ejemplo, con $s = 0.5$ y una eficiencia de celda solar bajo STC de 15.4 por ciento, se obtiene una eficiencia de 0.4 por ciento menos que bajo STC. La eficiencia con una irradiancia de 500 W/m^2 en este caso es 15.0 por ciento. En contraste a esto, las celdas amorfas triples en bajas irradiancias alcanzan aproximadamente 30 por ciento más eficiencia que bajo STC.

Además, la eficiencia de las celdas solares cristalinas decae con los incrementos de temperatura. Por tanto, las celdas solares cristalinas alcanzan su mayor eficiencia a bajas temperaturas. Los coeficientes de temperatura dependen del material. Para el coeficiente de temperatura de la potencia, un valor de aproximadamente -0.45 por ciento por °C puede ser aplicado para silicio cristalino. El cambio en eficiencia con irradiancia constante es calculada con la siguiente expresión:

$$\Delta\eta \approx -0.45\% \times (25^\circ\text{C} - T_{mod}) \times \eta_n$$

El factor por temperatura es, además, dependiente de la irradiancia. Con una baja irradiancia, la reducción de potencia como resultado de la temperatura no es tan alto con celdas cristalinas. A $1,000 \text{ W/m}^2$, es aún sólo -0.15 por ciento. Para celdas amorfas, el coeficiente de temperatura de la potencia realmente se incrementa con baja irradiancia (así, por ejemplo, para celdas amorfas hasta +1.4 por ciento por cada °C).

2.2. Componentes de los sistemas fotovoltaicos

2.2.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos o paneles fotovoltaicos se fabrican a partir de celdas solares, las cuales en primera instancia son conectadas en serie, donde los contactos frontales de cada celda son soldados con los contactos posteriores de la siguiente celda. Conectando el polo negativo (frente) de cada celda con el polo positivo (posterior) de la siguiente celda, las celdas se conectan en serie. Las celdas individuales están separados con una distancia de varios milímetros.

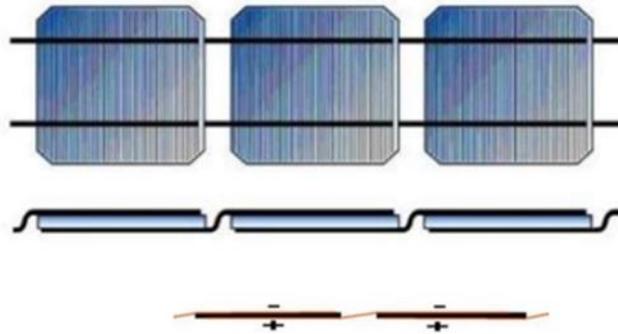


Figura 2.2-1. Conexiones serie externas de celdas solares cristalinas

En el caso de las celdas solares de contactos posteriores, éstas son fáciles de conectar entre sí, ya que todas las conexiones se realizan por completo en dicha parte posterior, esto permite que el espacio entre las celdas se mucho más pequeño.

A continuación, se muestra el símbolo que se utiliza para representar una celda solar, una cadena (string) de celdas solares, un módulo fotovoltaico, una cadena (string) de módulos fotovoltaicos, un sub-arreglo (sub-array) fotovoltaico, y un arreglo (array) fotovoltaico.

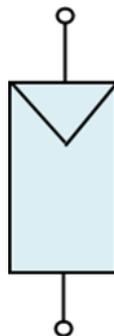


Figura 2.2-2. Símbolo de módulo fotovoltaico

Existen varias clasificaciones comerciales para los módulos fotovoltaicos, las cuales se basan en resaltar las cualidades específicas de los módulos. Por lo tanto, los módulos pueden ser clasificados de acuerdo a:

- i. Tipo de celda
 - Módulos monocristalinos
 - Módulos policristalinos
 - Módulos de capa fina (amorfo, CdTe, y CIS)
- ii. Material de encapsulamiento
 - Módulos de teflón
 - Módulos PVB (butiral de polivinilo)
 - Módulos de resina
- iii. Tecnología de encapsulamiento
 - Laminación
- iv. Sustrato
 - Módulos de capa
 - Módulos de capa de vidrio
 - Módulos de capa metálica
 - Módulos de plástico acrílico
 - Módulos de vidrio-vidrio
- v. Estructura del marco
 - Módulos enmarcados
 - Módulos sin marco
- vi. Funciones adicionales de construcción
 - Módulos de vidrio de seguridad endurecido (TSG)
 - Módulos de vidrio de seguridad laminado (LSG)
 - Módulos de vidrio aislante
 - Módulos de vidrio aislante para acristalamientos elevados
 - Módulos de vidrio aislante escalonados
 - Módulos de vidrio laminado
- vii. Propósito
 - Módulos estándar
 - Módulos especiales
 - Módulos hechos a la medida

2.2.2. Cajas de nivel 1

En las cajas de nivel 1 (o cajas de combinación de arreglos, o cajas de unión) se conectan las cadenas fotovoltaicas individuales, así como el alimentador principal de corriente continua CC, y si es requerido, el conductor de conexión equipotencial.

Las cajas de nivel 1 contienen terminales para el suministro y también puntos de desconexión, y si es requerido, fusibles y diodos para las cadenas de paneles (strings). Frecuentemente se instalan descargadores de sobretensión para disipar los excesos de tensión a tierra. Esta es la razón por la cual el conductor de conexión a tierra o equipotencial se introduce en la caja de

nivel 1. El seccionador desconectador/disruptor de CC es también ocasionalmente alojado dentro de este gabinete. Recientemente, han comenzado a ser utilizados algunos elementos de monitoreo de strings, principalmente en sistemas a gran escala del orden de los MW. Estos elementos notifican de cualquier falla en el string al sistema de monitoreo de datos, lo cual permite iniciar con la resolución de problemas.

La caja de nivel 1 puede ser especificada para Protección Clase II y mostrar una clara separación de la parte positiva y negativa dentro del gabinete.

Si las cajas de nivel 1 serán instaladas en intemperie, ésta debe ser especificada como mínimo con un grado de protección IP 54.

2.2.3. Diodos

Con el objetivo de proteger los módulos individuales de un string, es posible conectar diodos en cada uno de los strings. En un string puede ocurrir un cortocircuito o puede darse un sombreado, los otros strings pueden continuar funcionando sin perturbaciones. Sin los diodos de string, una corriente inversa podría circular en el string bajo falla. Si los diodos de string son utilizados, su tensión de bloqueo debe diseñarse para ser el doble de la tensión de circuito abierto de los string fotovoltaicos en condiciones de prueba estándar (STC). Los diodos de string deben conectarse en polarización directa. Esto permite que circule la corriente completa del string a través de los diodos de string (generalmente se necesitan disipadores de calor). La corriente circulante resulta en pérdidas de potencia (aproximadamente entre 0.5 por ciento y 2 por ciento), causados por la caída de tensión en polarización directa de alrededor de 0.5V a 1V. En consecuencia, incluso con sistemas sombreados y utilizando diodos de string, el rendimiento anual de energía no es sustancialmente superior a los sistemas que no utilizan diodos de string. Las pérdidas de las corrientes inversas son compensadas por las pérdidas por caída de tensión. Las fallas en los diodos de string han demostrado ser problemáticas, ya que los diodos averiados y los strings fotovoltaicos completos, a menudo no fueron descubiertos ni reparados, hasta que es muy tarde.

Debido a esta razón es que en la actualidad casi todos los sistemas fotovoltaicos conectados a red son construidos sin diodos de string. Esto es debido a que los módulos estándar pueden soportar corrientes inversas hasta siete veces la corriente de cortocircuito sin sufrir daños. Los diodos de string no son necesarios si se utilizan módulos del mismo tipo, si cumplen con los estándares de la Clase de Protección II, están certificados para soportar el 50 por ciento de la corriente de cortocircuito nominal en la dirección opuesta al flujo de corriente normal, y si la tensión de circuito abierto no se desvía más de 5 por ciento entre los strings individuales del arreglo fotovoltaico.

2.2.4. Fusibles

Los fusibles de string protegen el cableado ante condiciones de sobrecarga. Éstos deben ser diseñados para operación CC. Generalmente se utilizan fusibles miniatura como fusibles de string. Otro tipo de fusibles son inadecuados debido a sus altas corriente de despeje. Es

necesario tomar en cuenta las regulaciones cuando se seleccionan todos los fusibles e interruptores.

Para proteger los cables de los módulos y de los strings de sobrecargas, se utilizan fusibles de string en todos los cables no aterrizados (cables positivos y negativos). Si no se utilizan fusibles de string, los conductores de los strings deben ser dimensionados con la máxima corriente de cortocircuito del generador fotovoltaicos menos la corriente de string.

2.2.5. Inversores de conexión a red

Los inversores de conexión a red son también conocidos como inversores conectados a la red. No deben ser confundidos con los inversores para sistemas autónomos.

El inversor solar es el enlace entre el arreglo fotovoltaico y la red y las cargas CA. Su tarea básica es convertir la electricidad solar generada en CC por el arreglo fotovoltaico en electricidad CA y ajustar esto a la frecuencia y nivel de tensión del sistema eléctrico.

El siguiente símbolo es utilizado como símbolo de diagrama de circuito:

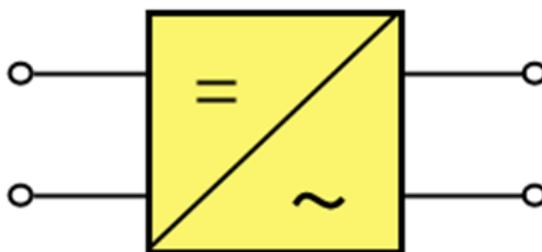


Figura 2.2-3. Símbolo del inversor

Tal y como los convertidores CC-AC o rectificadores. Usando electrónica de potencia, la conversión a corriente alterna estándar de la red involucra sólo pequeñas pérdidas.

En sistemas fotovoltaicos conectados a red, el inversor está acoplado a la red principal de electricidad directamente o a través de la instalación internas de una edificación. Con una conexión directa, la electricidad generada es alimentada solamente en la red principal, mientras que con una conexión a través de las instalaciones internas de una edificación, la energía solar generado se consume primero allí, y cada excedente es inyectado a la red de electricidad principal.

Los sistemas fotovoltaicos de hasta 5kWp son generalmente construidos como sistemas monofásicos. En sistemas grandes, la generación es trifásica, lo que quiere decir que evidentemente la interconexión se realiza a un sistema de suministro eléctrico trifásico. No obstante, múltiples inversores monofásicos también están siendo utilizados cada vez más.

Para inyectar la máxima cantidad de potencia en la red de electricidad, los inversores deben operar en el MPP del arreglo fotovoltaico. El MPP del arreglo fotovoltaico cambia de acuerdo a las condiciones climáticas. En el inversor, un seguidor del MPP se asegura de que el inversor sea ajustado en MPP. Ya que la tensión y la corriente de los módulos varía

considerablemente dependiendo de las condiciones climáticas, el inversor necesita mover su punto de trabajo con el objetivo de obtener un funcionamiento óptimo. Para hacer esto, se usa un circuito electrónico que ajusta la tensión para que el inversor opere en el punto en el cual el arreglo fotovoltaico alcanza su máxima potencia (MPP). Este seguidor del MPP se asegura que la más grande cantidad de potencia sea inyectada en la red eléctrica principal. El seguidor de MPP consiste esencialmente de un convertidor DC controlado electrónicamente.

Los inversores modernos de conexión a red son capaces de desempeñar las siguientes funciones:

- i. Conversión de la corriente directa generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna estándar.
- ii. Ajuste del punto de operación del inversor al MPP de los módulos (seguidor del MPP).
- iii. Grabación de los datos de operación y señales (por ejemplo, monitoreo, almacenamiento de datos, y transferencia de datos).
- iv. Establecimiento de dispositivos de protección en CC y CA (por ejemplo, protección contra polaridad incorrecta; protección contra sobrecarga y sobretensión; protección y equipo de monitoreo para mantenerse dentro de las regulaciones nacional relevantes).

2.2.6. Cableado y conexión de sistemas

Para la instalación eléctrica de sistemas fotovoltaicos, solamente deberían ser usados tales cables y alambrado para cumplir los requerimientos de esta aplicación. Se hace una distinción entre cables de módulo y cables de string, el cable principal de CC, y el cable de conexión AC. Los cables de conexión eléctrica entre los módulos individuales de un generador solar fotovoltaico y las cajas de nivel 1 del generador se denominan “cables de módulo” o “cables de string”. Éstos cables generalmente son de uso en intemperie. Para asegurar el tendido de cables a prueba de cortocircuitos y fallas a tierra, los polos positivos y negativos no deben ser colocados en el mismo cable. Los cables unifilares con doble aislamiento han probado ser una solución práctica y a menudo presentan una alta confiabilidad.

En ciertos países, algunos fabricantes de láminas y tejas han medido temperaturas de hasta 70°C sobre techos. Por esta razón, “los cables solares” son utilizados en aplicaciones de intemperie. Las principales características consisten en que ellos son resistentes a radiación UV y a la intemperie, y son adecuados para un amplio rango de temperaturas (por ejemplo, -55°C a 125°C), Algunos fabricantes ofrecen cables cubiertos con una malla metálica, donde el cable blindado no solamente provee protección contra roedores sino que también mejora la protección contra sobretensiones.

2.2.7. Alimentador principal de CC

El alimentador principal de CC conecta las cajas de nivel 1 con el inversor. Además de los cables mencionados anteriormente, por motivos de costo el cable más común del tipo PVC-forrado es generalmente utilizado con el código NYM o NYY; sin embargo, es necesario seguir y cumplir con los códigos y las regulaciones locales.

Si las cajas de nivel 1 se ubican a la intemperie, estos cables con cubierta PVC deben instalarse en ductos debido a que no son resistente a los rayos ultra-violeta. Sin embargo, es preferible evitar el uso de los cables con cubierta PVC a la intemperie.

Debe utilizarse cables libres de alógenos debido a consideraciones ambientales (por ejemplo, el tipo NHMH-J).

Con el objetivo de evitar cortocircuitos o fallas a tierra, se recomienda el uso de cables monofásicos individuales para conductores positivos y negativos. En el caso de utilizar conductores de múltiples cables, el alambre amarillo/verde no deberá tener tensión eléctrica respecto a tierra.

Para sistemas fotovoltaicos expuestos a descargas atmosféricas, deberá utilizarse conductores apantallados. Además, los cables deben tenderse de tal manera que se evite daño mecánico.

2.2.8. Cable de conexión de CA

El cable de conexión de CA enlaza al inversor con la red eléctrica a través de equipos de protección. En el caso de inversores trifásicos, la conexión hacia la red de baja tensión se hace utilizando un cable de cinco polos. Para inversores monofásicos, se emplea un cable tripolar. Normalmente se usan cables del tipo NYM, NYY, o NYCWY. Aclarando que debe acatarse los códigos y las regulaciones vigentes.

2.2.9. Seccionador de CC

Ante eventos de falla o para llevar a cabo mantenimientos y trabajos de reparación, es necesario aislar el inversor del generador fotovoltaico. Los seccionadores de carga de CC son utilizados para ello. Acorde a las normativas se requiere de un seccionador de carga entre el generador fotovoltaico y el inversor.

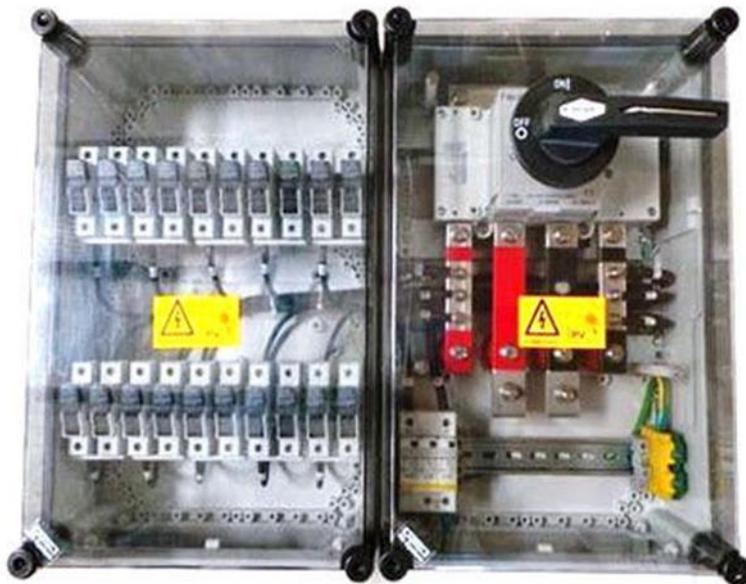


Figura 2-1. Seccionador principal de carga de CC dentro de una caja de nivel 1

El seccionador principal de CC debe tener capacidad de apertura bajo carga y especificado para la máxima tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico y la máxima corriente del generador (corriente de cortocircuito bajo STC). Cuando se selecciona el seccionador, éste debe ser capaz de mover la importante corriente directa. El seccionador principal de CC se aloja generalmente en la caja de nivel 1. Los conectores enchufables a prueba de contacto eléctrico, deben ser utilizados solamente en condiciones sin carga. Siempre y cuando la irradiancia sea suficiente, el sistema suministra energía y, por lo tanto, se encuentra bajo carga. Cuando se separa un conector enchufable en condiciones de carga, la corriente directa puede resultar en un gran arco ardiente, lo cual implica un riesgo de seguridad y de incendio. Algunos fabricantes ofrecen seccionadores de CC integrados dentro de los inversores.

2.2.10. Seccionadores de CA

El seccionadores de corriente alterna debe tener redundancia, estar claramente rotulado y bloquearse solamente en la posición de apagado. Aclarando que el segundo seccionador (redundancia) se debe ubicar adyacente al inversor, en el caso de que el inversor esté instalado en una estancia separada.

Tipos de seccionadores de corriente alterna:

- i. Interruptores miniatura (MCBs, por sus siglas en Inglés “Miniature Circuit Breakers”)

Interruptores de circuitos de línea son dispositivos de protección de sobre-corriente que pueden volver a conectarse después de que éstos han actuado. Estos interruptores desconectan automáticamente el sistema fotovoltaico de la red eléctrica si una sobre carga o un cortocircuito ocurren. Generalmente se utiliza interruptores automáticos como seccionadores de CA.

- ii. Interruptores de fuga a tierra

Los dispositivos de fuga a tierra o de corriente residual (RCDs, por sus siglas en Inglés “residual current devices”) monitorean la corriente en los conductores principal y de retorno en el circuito eléctrico. Si la diferencia entre las dos corrientes excede 300mA, el RCD aísla el circuito dentro de 0.2 segundos. El RCD actuará si existe una falla de aislamiento, o si existe contacto de tierra o de un cuerpo con uno de los conductores. Esto no siempre es mandatorio, ya que la mayoría de inversores se apagan cuando existe una falla a tierra.

2.3. Herramientas para el diseño de una planta fotovoltaica

En esta sección se describen las herramientas informáticas y equipos de medición indispensables para llevar a cabo un adecuado diseño de una planta solar fotovoltaica.

Los programas informáticos se utilizan en las etapas del desarrollo del trabajo de graduación, tanto en la evaluación del recurso solar, como en el diseño conceptual, proyecciones de producción, ingeniería y los estudios de interconexión a la red.

Respecto a las bases de datos meteorológicas, éstas sirven como un insumo para llevar a cabo el estudio de evaluación de recurso solar, proyecciones de producción e ingeniería conceptual.

Los equipos de medición que en este caso se trata de una estación meteorológica y un medidor de sombras, los cuales se utilizan para la evaluación de recurso solar, proyecciones de producción, ingeniería conceptual e ingeniería de detalle.

Finalmente, se muestra más ampliamente las bondades de los programas informáticos y su aplicación a diversos campos o etapas en el desarrollo de proyectos.

2.3.1. Bases de datos meteorológicas

Las bases de datos meteorológicas incluyen y no se limitan a series de datos horarias de 15 años o más, variables atmosféricas como presión, temperatura, humedad, etc., además, incluyen la entrega del año típico meteorológico (TMY typical meteorological year) con sus 8760 datos horarios.

2.3.1.1. Utilización en las distintas etapas de un proyecto

Las bases de datos se utilizan en las siguientes etapas de un proyecto:

2.3.1.1.1. Evaluación del recurso solar

Las bases de datos meteorológicas constituyen un insumo imprescindible para la cuantificación del recurso solar en la zona del proyecto, éstas serán utilizadas para realizar un análisis comparativo con bases de datos gratuitas, así como de las mediciones de irradiancia realizadas en campo.

2.3.1.1.2. Evaluación de tecnologías

Las bases de datos meteorológicas sirven como insumo para la evaluación de tecnologías en los softwares SAM y/o PVsyst, determinando la producción de cada una de las tecnologías y a partir de estos resultados, seleccionar la tecnología óptima.

2.3.1.1.3. Diseño conceptual

Dentro del diseño conceptual, las bases de datos meteorológicas sirven para realizar un estudio de producción considerando una configuración determinada para el sistema fotovoltaico dentro del diseño preliminar.

2.3.1.1.4. Diseño final

El diseño final es un proceso de mejora continua en el que se alcanza un mayor nivel de detalle respecto al diseño conceptual, por lo cual se utilizan las bases de datos meteorológicas en conjunto con programas para el dimensionamiento de plantas fotovoltaicas y las ubicaciones de los equipos definidas en su diseño electromecánico y tomando en cuenta el efecto de obstáculos determinados con el equipo de medición de sombras.

2.3.1.2. Listado de bases de datos meteorológicas

A continuación, se muestra un listado y la descripción algunas bases de datos meteorológicas existentes en el mercado:

2.3.1.2.1. NREL NSRDB

La base de datos nacional de radiación solar (National Solar Radiation Database, por sus siglas en inglés NSRDB) es una colección completa de series de valores horarios y por cada media hora de las tres mediciones más comunes en lo que respecta a energía solar (irradiancia global horizontal, irradiancia directa normal, e irradiancia horizontal difusa) y datos meteorológicos. Estos datos han sido recogidos en una cantidad suficiente de ubicaciones y escalas temporales y espaciales para representar con precisión las condiciones meteorológicas regionales de radiación solar.

Con el uso de estos datos se tiene visibilidad de la cantidad de energía solar disponible en una ubicación y momento dados en cualquier lugar en los Estados Unidos; la NSRDB también se está expandiendo para abarcar una creciente lista de ubicaciones a nivel internacional. Al utilizar los datos en los modelos, es posible predecir las proyecciones de disponibilidad de la energía solar en un lugar a partir de las condiciones pasadas.

El principal tipo de datos que se genera desde la NSRDB es el año típico meteorológico (Typical Meteorological Year, por sus siglas en inglés TMY).

2.3.1.2.2. NASA SSE

El conjunto de datos meteorológicos superficiales y energía solar de la NASA (Surface meteorology and Solar Energy SSE) contiene parámetros formulados para la evaluación y el diseño de sistemas de energía renovable. La versión 6.0 del SSE contiene nuevos parámetros basados en recomendaciones de la industria de energía renovable y el conjunto de datos posee más precisión respecto a los lanzamientos anteriores. Los datos meteorológicos y de irradiancia global, regional y de sitios específicos permiten realizar evaluaciones rápidas de potenciales proyectos de energía renovable para cualquier región del mundo. El conjunto de datos SSE es formulado a partir del reprocesamiento de los datos satelitales de la NASA y datos meteorológicos para un periodo de 22 años desde el mes de julio de 1983 hasta junio de 2005. Los resultados son proporcionados para una cuadrícula con celdas de 1° de latitud por 1° de longitud alrededor del mundo.

El conjunto de datos SSE cuenta con soporte a través de la predicción de los recursos energéticos mundiales (Prediction of Worldwide Energy Resource POWER), proyecto bajo el programa de ciencias aplicadas de la NASA dentro de la división de ciencias de la tierra de la dirección de misión científica.

2.3.1.2.3. Meteonorm

Meteonorm es una referencia meteorológica completa, la cual proporciona acceso a un catálogo de datos meteorológicos para aplicaciones solares y diseño de sistemas en cualquier ubicación en el mundo. Meteonorm está basada en más de 25 años de experiencia en desarrollo de bases de datos meteorológicas para aplicaciones de energía. Está dirigida a ingenieros, arquitectos, profesores, planificadores, y cualquiera interesado en energía solar y climatología.

Meteonorm es considerada como una referencia para las siguientes aplicaciones: energía solar, diseño de edificaciones, sistemas de calentamiento y enfriamiento, educación, sistemas de energía renovable, agricultura y silvicultura, investigación ambiental y mucho más.

Numerosas bases de datos globales y regionales han sido combinadas y revisadas para su confiabilidad. En la nueva versión la mayoría de los datos es tomada del archivo global de balance energético (Global Energy Balance Archive GEBA), de las normas climatológicas y de la organización meteorológica mundial (World Meteorological Organization WMO/OMM) 1961–1990 y de la base de datos suizos compilada por MeteoSwiss.

Los periodos 1961–1990 y 2000–2009 están disponibles para temperatura, humedad relativa, velocidad de viento y precipitación; los periodos 1981–1990 y 1991–2010 para irradiancia solar.

2.3.1.2.4. Vaisala 3TIER Services

Vaisala 3TIER Services ha desarrollado y mantiene un conjunto de datos solares globales, de largo plazo, y de alta resolución, el cual fue creado usando observaciones satelitales alrededor del mundo. Los datos derivados de satélites han probado ser un método precioso para la estimación de irradiancia en superficie terrestre a más de 25km respecto de una estación meteorológica en sitio. La fuente principal de observaciones satelitales consiste en satélites meteorológicos en una órbita geoestacionaria. Dichos satélites poseen una órbita el mismo periodo de la rotación del planeta, como resultado de ello, sus instrumentos son capaces de realizar múltiples observaciones de la misma área con una geometría de visualización idéntica en cada hora.

Vaisala usa imágenes de visualización satelital para calcular el nivel de nubosidad en la superficie de la Tierra. La resultante serie de datos de nubosidad (o índice de nubes) es entonces combinada con otra información para modelar la cantidad de radiación solar en la superficie de la Tierra. La salida es un conjunto de datos de al menos 15 años, el cual provee estimaciones horarias de irradiancia en la superficie (IGH, IDN, e IGD) para toda la masa terrestres del planeta con una resolución espacial de aproximadamente 3km.

La metodología general es similar a la de otros conjuntos de datos derivadas de satélite, pero la mayoría de los algoritmos han sido desarrollados internamente. El conjunto de datos también incluye muchas mejoras clave tal como alta resolución temporal y espacial, ajuste empírico, y una serie de tiempo mensual con estimaciones de turbidez. Vaisala 3TIER también ha desarrollado un algoritmo para el índice de nubosidad que produce resultados consistentes cuando se usa con un gran número de diferentes satélites que puede ser combinado para construir un conjunto de datos global.

2.3.2. Estaciones meteorológicas

Para cuantificar de forma adecuada el recurso solar de un proyecto fotovoltaico, ya sea en las etapas de previas como en la operación del mismo, es necesario obtener mediciones en sitio, ya que éstas constituyen la información más precisa y confiable debido a que se toman en cuenta las condiciones reales de cada emplazamiento.

Dichas mediciones se obtienen directamente desde una o más estaciones meteorológicas, ya sea que se ubiquen dentro del sitio o en una locación relativamente cercana.

Es importante que las estaciones meteorológicas cumplan con los siguientes requisitos:

- i. Contar con la cantidad necesaria de periféricos o sensores, y que éstos posean especificaciones adecuadas de acuerdo a las normativas internacionales, además, es indispensable que todos sus componentes sean confiables y de una buena calidad.
- ii. Que estén debidamente calibrados, y que posean los respectivos certificados que respalden este estatus.



Figura 2.3-1. Fotografía de ejemplo de una estación meteorológica

A continuación, se listan los periféricos necesarios en una estación meteorológica:

- i. Piranómetros



Figura 2.3-2. Piranómetros

- En superficie horizontal.
Para medición de irradiancia global en superficie horizontal.
- En superficie inclinada.
Para medición de irradiancia global en superficie inclinado, generalmente en el plano de los módulos fotovoltaicos respecto a la horizontal.

ii. Celdas fotovoltaicas calibradas

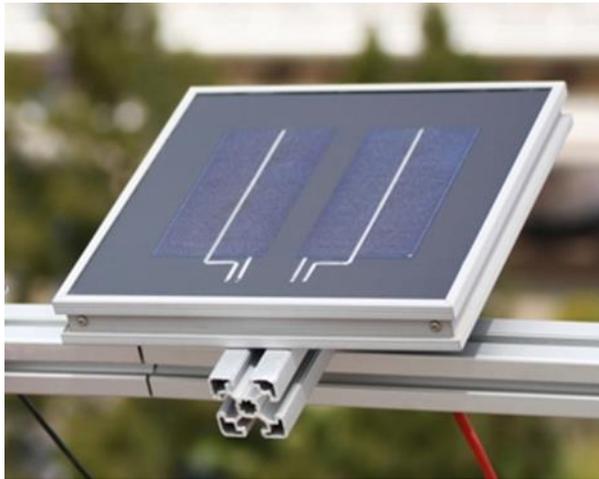


Figura 2.3-3. Celdas fotovoltaicas calibradas

- En superficie horizontal.
Generalmente de la misma tecnología que los módulos fotovoltaicos. Se utilizan como referencia y comparación de la producción en superficie horizontal.
- En superficie inclinada.
Generalmente de la misma tecnología que los módulos fotovoltaicos y con la misma inclinación que el sistema fotovoltaico. Se utilizan como referencia y comparación de la producción en superficie inclinada.

iii. Termopares

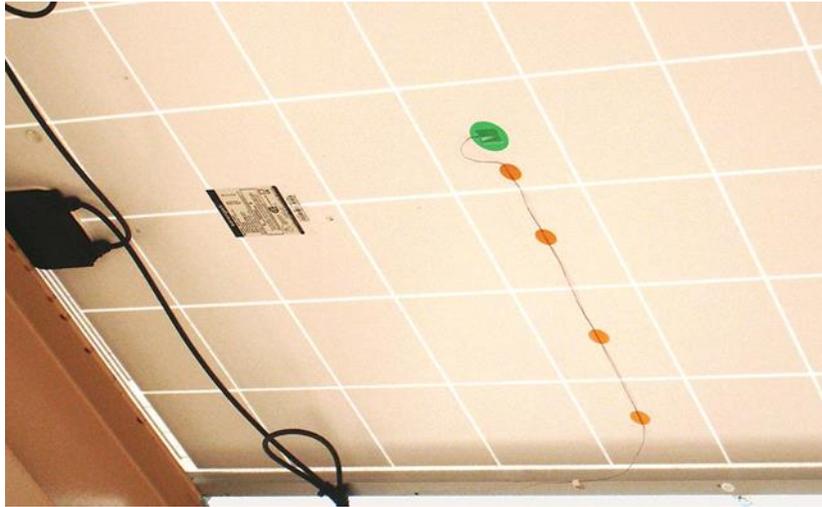


Figura 2.3-4. Termopar para medición de temperatura de celda

Para medir directamente la temperatura de las celdas de los módulos fotovoltaicos de la planta, los termopares deben colocarse en la parte posterior del panel y entrar en contacto con la celda.

iv. Termómetro, higrómetro, y barómetro.



Figura 2.3-5. Termómetro

Para medir la temperatura en el sitio, la humedad relativa en el ambiente, y la presión atmosférica. Generalmente, el termómetro viene integrado con el higrómetro.

v. Pluviómetro



Figura 2.3-6. Pluviómetro

Para medir la cantidad de precipitación pluvial.

vi. Anemómetro



Figura 2.3-7. Anemómetro

Para medir la velocidad y dirección del viento.

vii. Sistema de respaldo de energía.

Como fuente de alimentación en caso de fallar la principal.

viii. Unidad de registro y almacenamiento de datos.

Para guardar en memoria los registros que provienen de los sensores anteriormente mencionados. Cabe mencionar que la unidad de registro y almacenamiento debe contar con memoria suficiente para evitar la pérdida de datos.

ix. Interfaz de telecomunicaciones para transmisión de datos.

Para envío de los datos hacia un servidor, para que éstos puedan ser resguardados, procesados, y compartidos.

2.3.2.1. Utilización en las distintas etapas de un proyecto

Las estaciones meteorológicas se utilizan en las siguientes etapas de un proyecto:

2.3.2.1.1. Evaluación del recurso solar

Para la evaluación del recurso solar es necesario contar con al menos 1 año de mediciones en sitio, las cuales se obtienen a partir de las estaciones meteorológicas. Esto permite contrastar las bases de datos meteorológicas y determinar cuál de ellas es más precisa y representativa, obteniendo finalmente una estimación con menor incertidumbre y minimizar el riesgo de la inversión, puesto que dicha evaluación se realiza en las etapas previas del proyecto.

2.3.2.1.2. Evaluación de tecnologías

Debido a que no todas las tecnologías de celdas fotovoltaicas poseen las mismas características ni la misma sensibilidad espectral, las mediciones en sitio ofrecen la oportunidad de evaluar el desempeño de cada una de esas tecnologías ante las condiciones reales que se tendrán en la locación del proyecto.

2.3.2.1.3. Diseño conceptual y diseño final

En el diseño tanto conceptual como final, es importante modelar adecuadamente el sistema fotovoltaico, tomando en cuenta no solamente las marcas de inversores y módulos sino también las condiciones meteorológicas, ya que es la interacción entre estos elementos y la información de los parámetros climáticos, los que permiten diseñar y optimizar adecuadamente un proyecto de esta índole.

2.3.3. Medidor de sombras

Los equipos de medición de sombras se utilizan para tomar lecturas en campo y determinar el perfil de obstáculos del sitio.

2.3.3.1. Utilización en las distintas etapas de un proyecto

Los medidores de sombras se utilizan en las siguientes etapas de un proyecto:

2.3.3.1.1. Diseño conceptual

En el diseño conceptual, los datos generados por el medidor de sombras son importados por los programas informáticos para el dimensionamiento de plantas fotovoltaicas, permitiendo estimar de forma preliminar la reducción en la producción de energía de la planta.

2.3.3.1.2. Diseño a detalle

En la etapa de ingeniería y diseño a detalle, el perfil de obstáculos obtenido por el medidor de sombras es utilizado dentro de los programas para el diseño electromecánico de plantas

fotovoltaicas donde se combina con la ubicación y posición de los equipos sobre el terreno, considerando la topografía del mismo.

2.3.4. Programas para el dimensionamiento de plantas fotovoltaicas

Existen programas informáticos para el estudio, dimensionamiento, diseño, simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos. Entre ellos se pueden mencionar:

- Sistema Modelo Asesor (SAM, por sus siglas en Inglés “System Advisor Model”) del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés “National Renewable Energy Laboratory”).
- PVsyst, el cual es desarrollado por la Universidad de Ginebra.

2.3.4.1. Utilización en las distintas etapas de un proyecto

Los programas para el dimensionamiento de plantas fotovoltaicas se utilizan en las siguientes etapas de un proyecto:

2.3.4.1.1. Evaluación de tecnologías

Las herramientas para el dimensionamiento de plantas fotovoltaicas permiten evaluar las diversas alternativas, marcas y modelos de paneles fotovoltaicos e inversores, comparando y seleccionando la mejor alternativa en términos de producción.

2.3.4.1.2. Diseño conceptual

SAM y/o PVsyst son empleados en el diseño preliminar, dichos software utilizan como uno de los datos de entrada la tecnología óptima, definiendo y priorizando las configuraciones del sistema fotovoltaico, previo al diseño e ingeniería a detalle. Determinando de esta manera un aproximado de la producción anual de la planta.

2.3.4.1.3. Diseño a detalle

Para la etapa de ingeniería y diseño a detalle SAM y/o PVsyst representan poderosas herramientas que permiten modelar a detalle los efectos de sombreado en el sistema fotovoltaico, tomando en cuenta la disposición y distribución de los equipos y la topografía del terreno dentro de la granja solar.

2.3.5. Programas para el diseño de plantas fotovoltaicas

Estos programas son una poderosa herramienta informática que permite realizar las tareas de diseño e ingeniería a detalle de planta fotovoltaicas, tanto en techos como en granjas solares.

2.3.5.1. Utilización en las distintas etapas de un proyecto

Los programas para el diseño de plantas fotovoltaicas se utilizan en las siguientes etapas de un proyecto:

2.3.5.1.1. Diseño a detalle

En la etapa de diseño a detalle, los programas para el diseño de plantas fotovoltaicas son una herramienta que se utiliza para definir estructuras de montaje, proyectar su ubicación considerando la topografía del terreno y minimizar las proyecciones de sombras en cualquier día del año. Esto se realiza con funcionalidades que facilitan las modificaciones o actualizaciones masivas, obteniendo resultados precisos y confiables, optimizando el tiempo de elaboración de los diseños.

2.3.6. Programas para la simulación eléctrica de plantas fotovoltaicas

Estos programas son utilizados para el análisis de sistemas de potencia y su aplicación es muy amplia en áreas como transmisión, distribución, generación, generación distribuida y energías renovables, simulación en tiempo real y monitoreo de parámetros, además, son utilizado en sistemas industriales. Estas herramientas son de utilidad en la planificación, ampliación y mejora de los sistemas eléctricos de potencia.

2.3.6.1. Utilización en las distintas etapas de un proyecto

Los programas para la simulación de plantas fotovoltaicas se utilizan en las siguientes etapas de un proyecto:

2.3.6.1.1. Diseño a detalle

En la etapa de ingeniería a detalle, los programas para la simulación eléctrica de plantas fotovoltaicas se utilizan para realizar la optimización del diseño de la planta, especialmente la configuración y el dimensionamiento de conductores eléctricos para minimización de pérdidas técnicas. Además, permite evaluar diversos esquemas de distribución al interior de la planta para determinar la confiabilidad del sistema.

2.3.6.1.2. Estudios de interconexión

los programas para la simulación eléctrica de plantas fotovoltaicas se utilizan para desarrollar todos los requisitos técnicos solicitados por la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión: Flujo de carga (control de tensión/potencia reactiva, límites de operación, curvas de capacidad de generadores), análisis armónico, análisis de parpadeo, cortocircuito, coordinación de protecciones, estabilidad, confiabilidad, contingencia, y pérdidas técnicas. Estos estudios son de rigor para definir el esquema de operación de la planta, también para evaluar los impactos y ajustes necesarios en la red eléctrica.

Capítulo 3. Evaluación del recurso solar

3.1. Metodología

Como parte inicial de un proyecto fotovoltaico es indispensable realizar un estudio de cuantificación del recurso solar disponible en el sitio, así como evaluar la incertidumbre de las bases de datos meteorológicas y mediciones en campo disponibles para estimar la generación de energía eléctrica de la planta.

Se ha realizado el análisis de 5 bases de datos meteorológicas correspondiente a la Irradiancia Global Horizontal (IGH). Las bases de datos utilizadas son las siguientes:

- a) NREL NSRDB.
- b) NASA SSE.
- c) Meteonorm.
- d) Vaisala 3TIER Services.
- e) Mediciones en campo.

La metodología aplicada consiste en la comparación de las bases de datos satelitales respecto a las mediciones en campo, para determinar cuál de ellas se ajusta mejor tanto a nivel mensual como anual.

Posteriormente, con la base de datos seleccionada se realiza un análisis más detallado incluyendo las demás variables meteorológicas.

Se ha tomado en cuenta el análisis de sombras en el sitio debido a objetos cercanos y por horizonte topográfico.

De esta manera se obtiene el recuro solar disponible y el análisis de sombras, los cuales se utilizan como entradas en las simulaciones de producción del software SAM y/o PVsyst.

3.2. Ubicación geográfica

El sitio de interés para el desarrollo del análisis se encuentra ubicado en km 36.5 Carretera Panamericana, Cantón Santa Lucía, Municipio de Ciudad Arce, Departamento de La Libertad. Las coordenadas del sitio son:

Latitud: 13.81°N

Longitud: 89.44°W



Figura 3.2-1. Ubicación Geográfica – Mapa El Salvador



Figura 3.2-2. Ubicación Geográfica – Detalle del Sitio

3.3. Bases de datos meteorológicas

En esta sección se presenta una descripción de las bases de datos meteorológicas utilizadas para el análisis.

3.3.1. NREL NSRDB

A continuación, se presentan los valores de IGH para el sitio de interés correspondientes a la NSRDB.

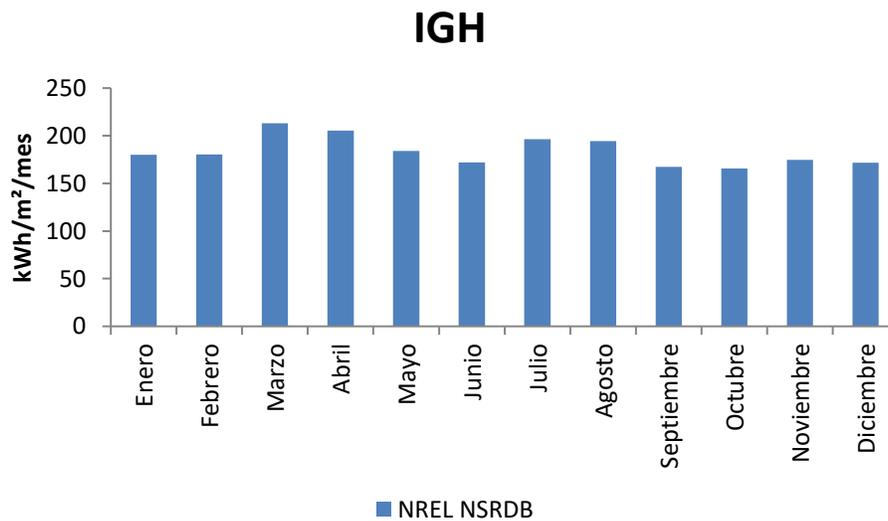


Figura 3.3-1. IGH mensual, NSRDB

Mes	NREL NSRDB
Enero	180
Febrero	180
Marzo	213
Abril	205
Mayo	184
Junio	172
Julio	196
Agosto	194
Septiembre	167
Octubre	166
Noviembre	175
Diciembre	172
Anual	2,204

Tabla 3.3-1 Mediciones NREL NSRDB

3.3.2. NASA SSE

A continuación, se presentan los valores de IGH para el sitio de interés correspondientes a NASA SSE¹.

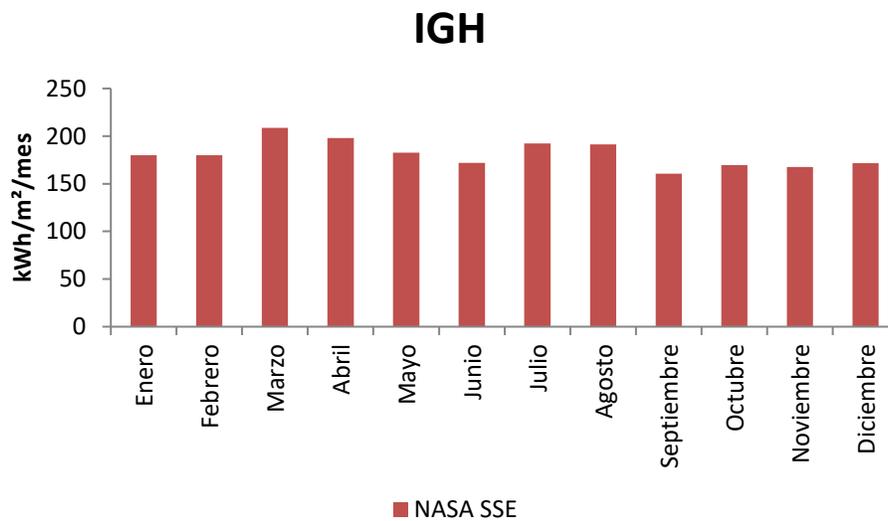


Figura 3.3-2. IGH mensual, NASA SSE

¹ These data were obtained from the NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center Surface meteorological and Solar Energy (SSE) web portal supported by the NASA LaRC POWER Project.

Mes	NASA SSE
Enero	180
Febrero	180
Marzo	209
Abril	198
Mayo	183
Junio	172
Julio	192
Agosto	191
Septiembre	161
Octubre	170
Noviembre	168
Diciembre	172
Anual	2,172

Tabla 3.3-2. Mediciones NASA SSE

3.3.3. Meteonorm

A continuación, se presentan los valores de IGH para el sitio de interés correspondientes a Meteonorm.

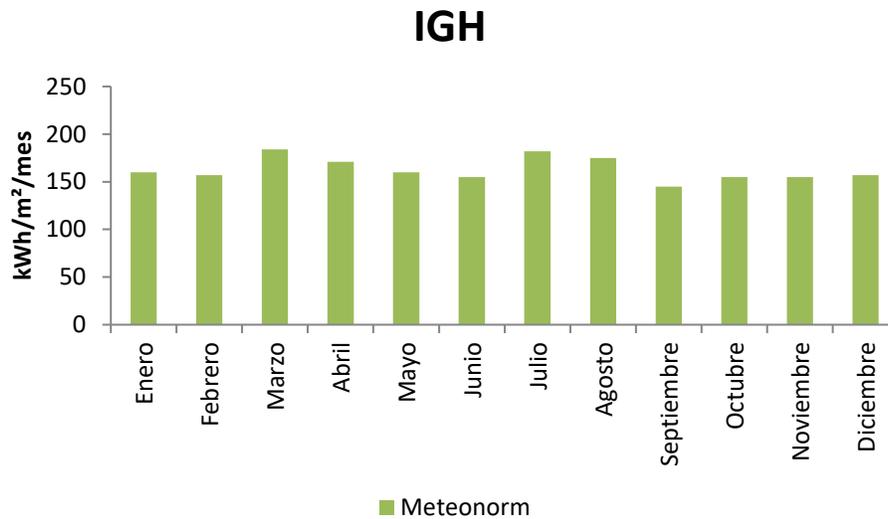


Figura 3.3-3. IGH mensual, Meteonorm

Mes	Meteonorm
Enero	160
Febrero	157
Marzo	184
Abril	171
Mayo	160
Junio	155
Julio	182
Agosto	175
Septiembre	145
Octubre	155
Noviembre	155
Diciembre	157
Anual	1,956

Tabla 3.3-3 Mediciones Meteonorm

3.3.4. Vaisala 3TIER Services

A continuación, se presentan los valores de IGH para el sitio de interés correspondientes a Vaisala 3TIER Services.

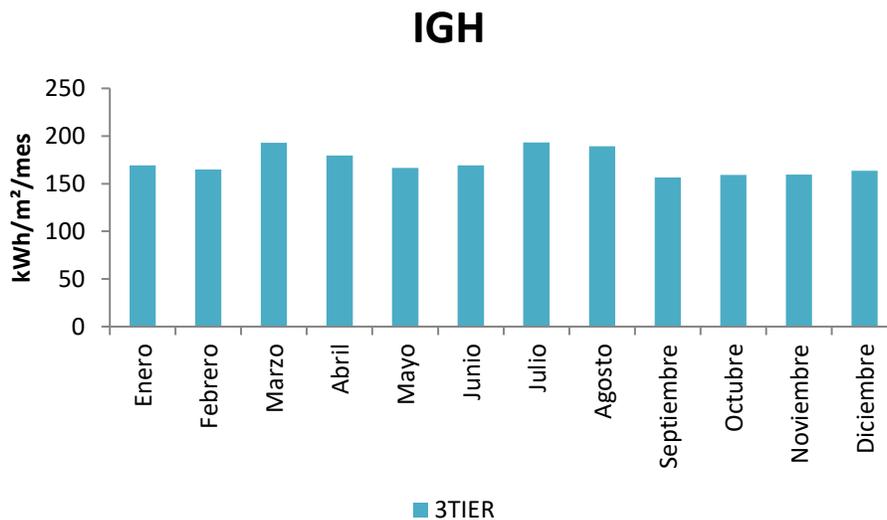


Figura 3.3-4. IGH mensual, Vaisala 3TIER Services

Mes	3TIER
Enero	169
Febrero	165
Marzo	193
Abril	179
Mayo	166
Junio	169
Julio	193
Agosto	189
Septiembre	157
Octubre	159
Noviembre	160
Diciembre	163
Anual	2,064

Tabla 3.3-4 Mediciones 3TIER

3.3.5. Mediciones en campo

A continuación, se presentan los valores de IGH para el sitio de interés correspondientes a las mediciones reales tomadas en campo, el periodo comprendido es desde enero 2015 hasta enero 2017.

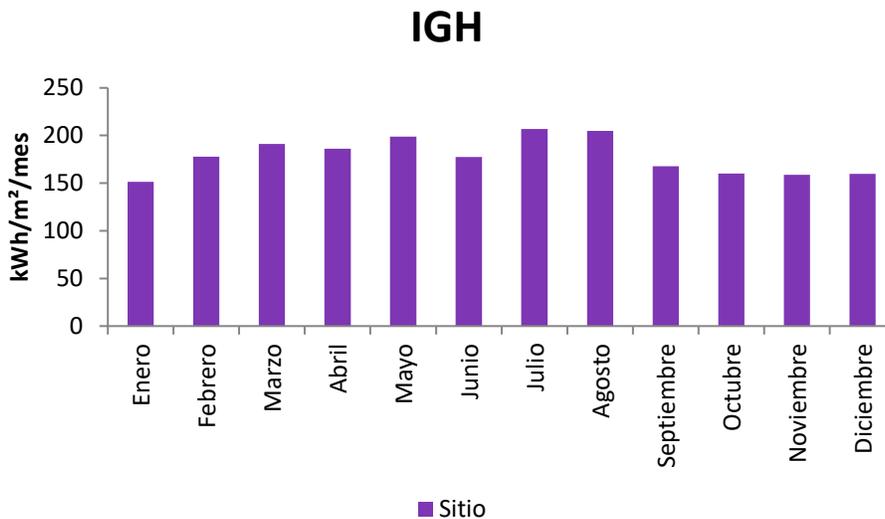


Figura 3.3-5. IGH mensual, mediciones en sitio

Mes	Sitio
Enero	151
Febrero	178
Marzo	191
Abril	186
Mayo	199
Junio	178
Julio	207
Agosto	205
Septiembre	168
Octubre	160
Noviembre	159
Diciembre	160
Anual	2,141

Tabla 3.3-5. Mediciones en Sitio

3.4. Análisis de bases de datos

En esta sección se presenta el análisis comparativo de las bases de datos meteorológicas utilizadas, donde se toma de referencia las mediciones en sitio, las cuales corresponden a un periodo mayor a dos años de datos reales de irradiación global en plano horizontal.

A continuación, se muestran los resultados de cada base de datos y su variación respecto a las mediciones en sitio.

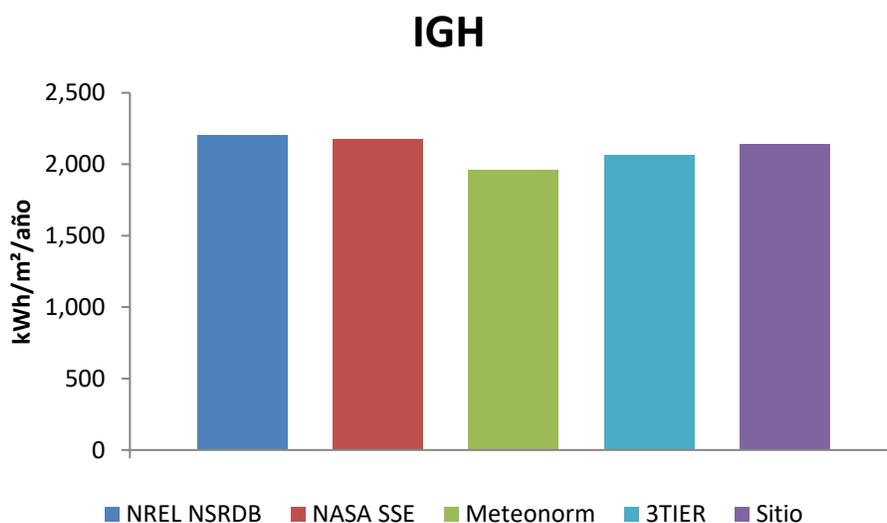


Figura 3.4-1. IGH anual, comparativo de bases de datos y mediciones en sitio

IGH	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER	Sitio
Annual	2,204	2,172	1,956	2,064	2,141
$\Delta\%$ (respecto a Sitio)	3%	1%	-9%	-4%	0%

Tabla 3.4-1 Comparación de Mediciones

A partir de los resultados se observa que todas las bases de datos presentan tolerancias aceptables, las cuales se encuentran dentro del 5% de incertidumbre, sin embargo, la base de datos de Meteonorm es la que presenta mayor diferencia respecto a las mediciones en sitio.

Además de la precisión de las bases de datos también se debe tomar en cuenta la resolución espacial y temporal, el conjunto de variables disponibles, y periodo de tiempo de los datos, por lo cual, para realizar una evaluación integral se presenta el siguiente análisis multiatributo:

Peso	Parámetro	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER
60%	Precisión	97%	99%	91%	96%
10%	Resolución espacial	60%	23%	27%	100%
10%	Resolución temporal	100%	75%	25%	100%
10%	Conjunto de variables	90%	100%	85%	100%
10%	Periodo de mediciones	100%	100%	100%	100%
Total		93%	89%	79%	98%

Tabla 3.4-2 Comparación de Mediciones

Los resultados del análisis multiatributo indican que la base de datos 3TIER es la más indicada para realizar los estudios de producción de la planta fotovoltaica, cabe resaltar que dicha base de datos es un producto comercial de la empresa

Donde:

- i. Precisión (60%): Este es el parámetro más significativo, ya que de él depende directamente la evaluación de recurso solar. Para cuantificarlo, el valor se representa como un porcentaje de las mediciones en sitio.

Parámetro	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER
Precisión	3%	1%	-9%	-4%

Tabla 3.4-3 Precisión de las mediciones

- ii. Resolución espacial (10%): Se cuantifica con una escala logarítmica base diez debido a que se tiene una amplia gama de valores y órdenes de magnitud entre las distintas bases de datos.

Parámetro	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER
Resolución espacial	40 km ²	12,100km ²	3,025 km ²	9 km ²

Tabla 3.4-4 Resolución espacial de las mediciones

- iii. Resolución temporal (10%): Se cuantifica categorizando según la granularidad de los datos, ya que algunas bases de datos tienen intervalos por horas, otras por días, y otras por meses.

Parámetro	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER
Resolución temporal	Hora	Día	Mes	Hora

Tabla.3.4-5 Parámetros de la Resolución temporal

Criterio	Puntaje
Hora	100%
Día	75%
Mes	25%

Tabla 3.4-6 Resolución temporal de las mediciones

- iv. Conjunto de variables (10%): Todas las bases de datos poseen la mayoría de las variables necesarias para realizar las estimaciones de producción, así como otros parámetros de interés ingenieril a emplearse en el diseño.

Peso	Variable	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER
40%	Irradiancia global horizontal	100%	100%	100%	100%
15%	Irradiancia difusa	100%	100%	100%	100%
10%	Velocidad del viento	100%	100%	100%	100%
10%	Dirección del viento	0%	100%	0%	100%
20%	Temperatura	100%	100%	100%	100%
5%	Presión atmosférica	100%	100%	0%	100%
Total		90%	100%	85%	100%

Tabla.3.4-7 Conjunto de Variables para estimaciones

- v. Periodo de mediciones (10%): Es muy importante que las bases de datos posean al menos un ciclo solar, el cual tiene un periodo de once años, en este caso todas las bases de datos cumplen este requisito.

Parámetro	NREL NSRDB	NASA SSE	Meteonorm	3TIER
Periodo de mediciones	1998-2011	1983-2005	1991-2010	1996-2014

Tabla.3.4-8 Periodo de mediciones

Criterio	Puntaje
1 Ciclo solar	100%
1/2 Ciclo solar	50%
1 año	5%

Tabla.3.4-9 Evaluación del Periodo de mediciones

3.5. Análisis de sombras

3.5.1. Sombras por objetos cercanos

Cada sitio se ve afectado por diversos factores que son particulares para cada ubicación, especialmente entre dichos factores se encuentran las pérdidas por objetos cercanos como árboles, edificaciones, infraestructura eléctrica, vallas comerciales, tanto dentro como fuera de la planta fotovoltaica. A continuación, se muestra un estimado del perfil de obstáculos cercanos, los cuales han sido medidos en campo y se han volcado dentro de la carta solar.

Para este caso, a partir de la visita al sitio se ha determinado los objetos más altos en cada lindero de la planta fotovoltaica en intervalos de 45° de acimut.

Acimut		h [m]	L [m]	α [°]
NNE	0°-45°	5	70	4
ENE	45°-90°	5	70	4
ESE	90°-135°	3.5	30	7
SSE	135°-180°	5	30	9
SSO	180°-225°	6	30	11
OSO	225°-270°	6	30	11
ONO	270°-315°	6	30	11
NNO	315°-360°	5	30	9

Tabla.3.5-1 Análisis de sombra

verificar el impacto de la topografía en la trayectoria aparente del sol para la ubicación en particular.

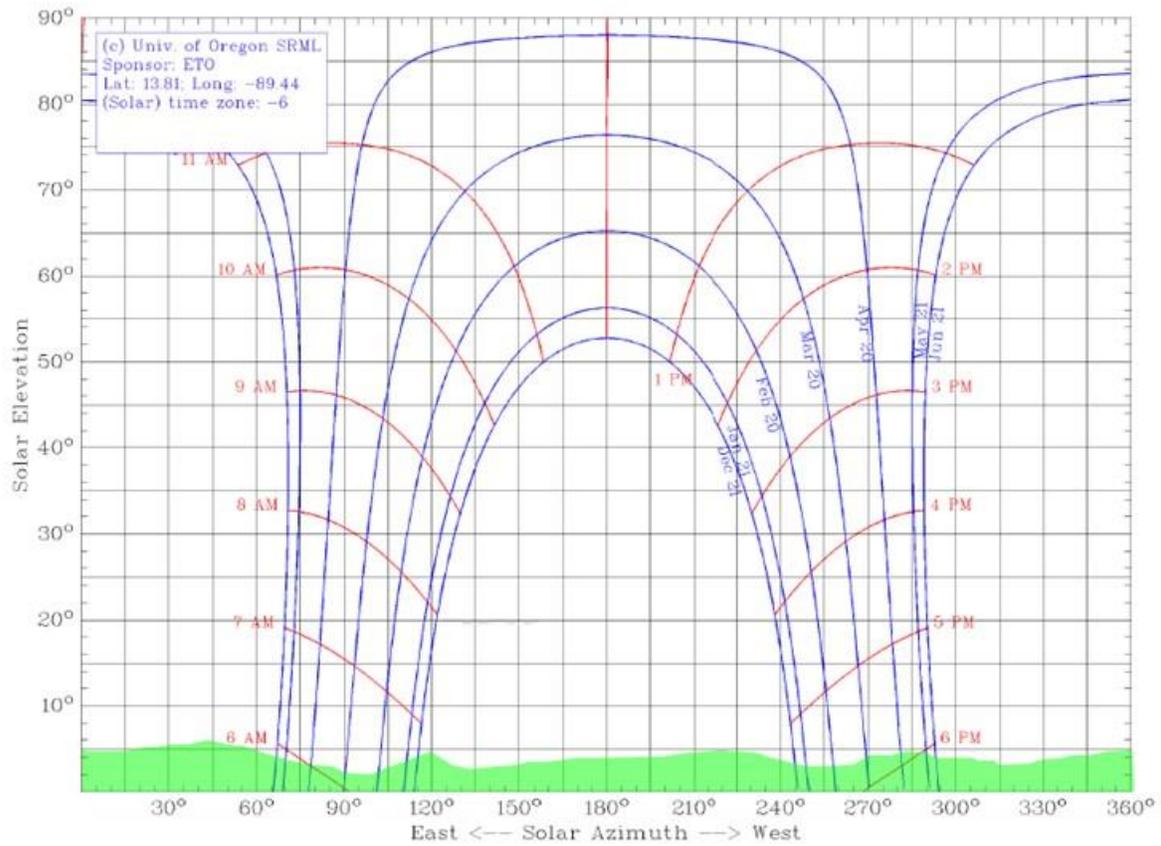


Figura 3.5-3. Perfil de sombras por horizonte topográfico del sitio

3.5.3. Perfil de sombras integrado

El perfil de sombras integrado incluye tanto las sombras por horizonte topográfico como las sombras por objetos cercanos.

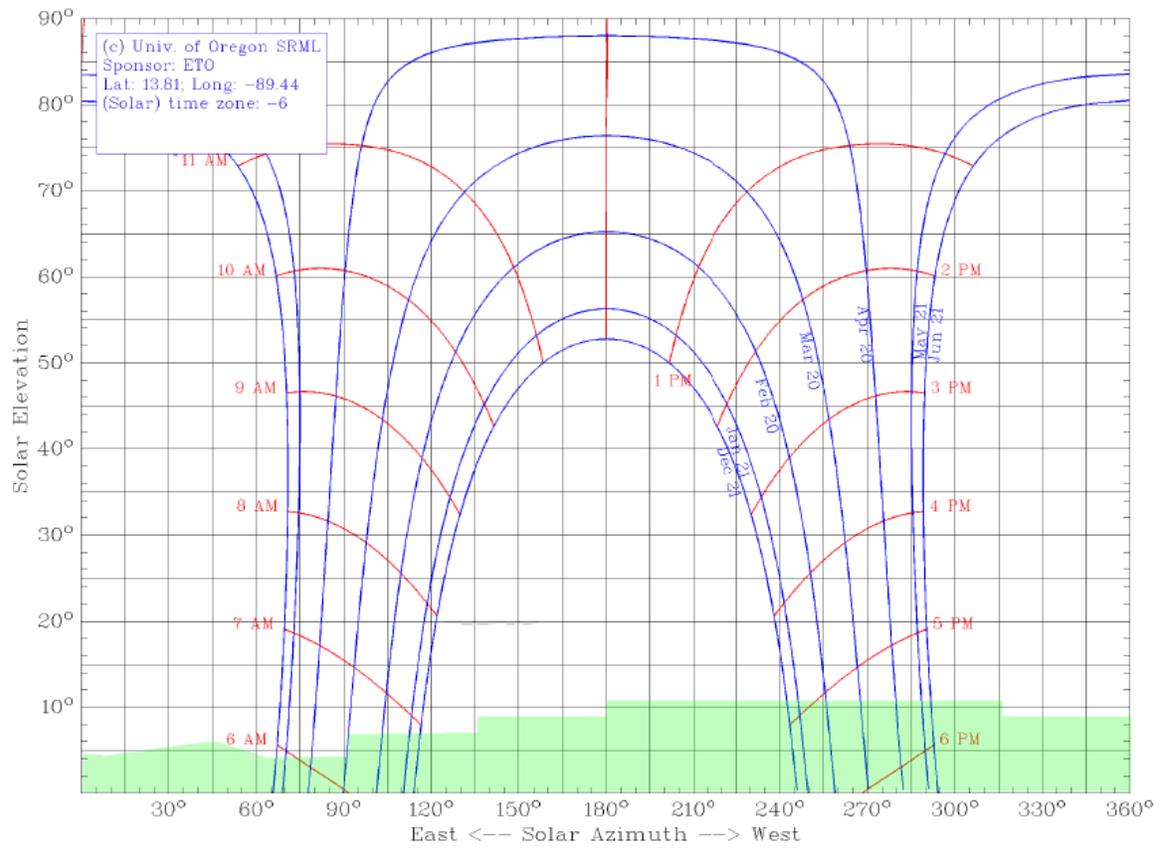


Figura 3.5-4. Perfil de sombras integrado del sitio

Capítulo 4. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El objetivo de este apartado es realizar una evaluación comparativa entre distintas configuraciones y tecnologías de paneles fotovoltaicos, así como distintas configuraciones de inversores, tomando como referencia el costo normalizado de energía (LCOE, por sus siglas en Inglés “Levelized Cost Of Energy”), es decir, el costo en \$/kWh, que representa cuánto es el costo total en el tiempo de vida del proyecto para producir cada kWh, independientemente de la tecnología.

4.1. Estructura de costos

Para realizar un análisis objetivo se debe tomar en consideración tanto los aspectos técnicos como los financieros, ya que todo proyecto tiene una razón de ser siempre y cuando se justifique desde el punto de vista de rentabilidad financiera. Por tanto, se ha procedido a realizar una estimación de los costos de cada una de las configuraciones y sus variantes, para determinar el LCOE de cada una de ellas.

4.1.1. Costos de referencia

Es importante observar las tendencias de los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial, un documento que se ha tomado como referencia es la publicación “Costos de generación de energía renovable en 2017” realizada por IRENA (Agencia Internacional de Energía Renovable, por sus siglas en inglés “International Renewable Energy Agency”), específicamente los costos para el año 2016, ya que éstos constituyen un escenario relativamente actualizado y a la vez un tanto conservador. En este caso, el precio por capacidad pico instalada equivale a \$1,500/kWp.

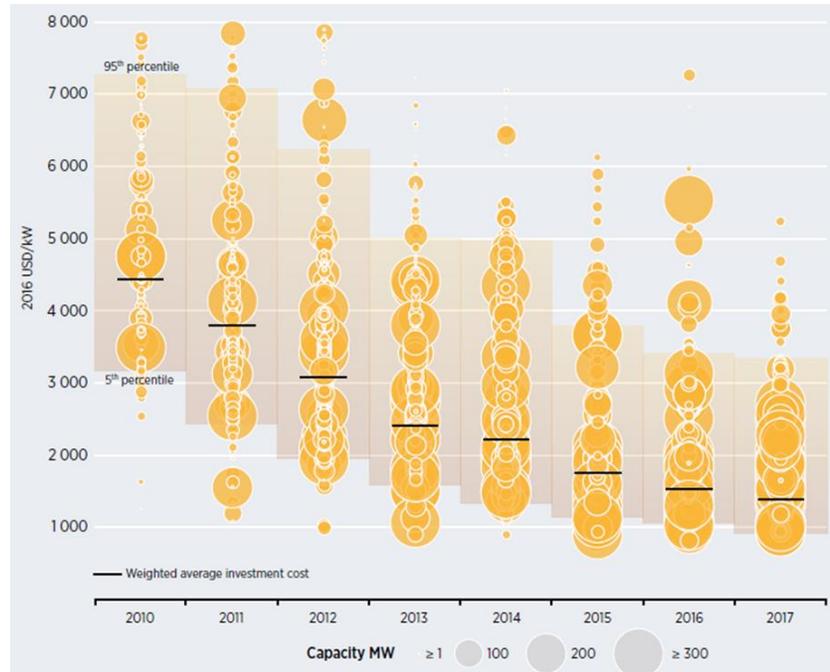


Figura 4.1-1. Costos totales de instalación de proyectos fotovoltaicos desde 2010 a 2017. Fuente IRENA

4.1.2. Estructura de costos por rubro

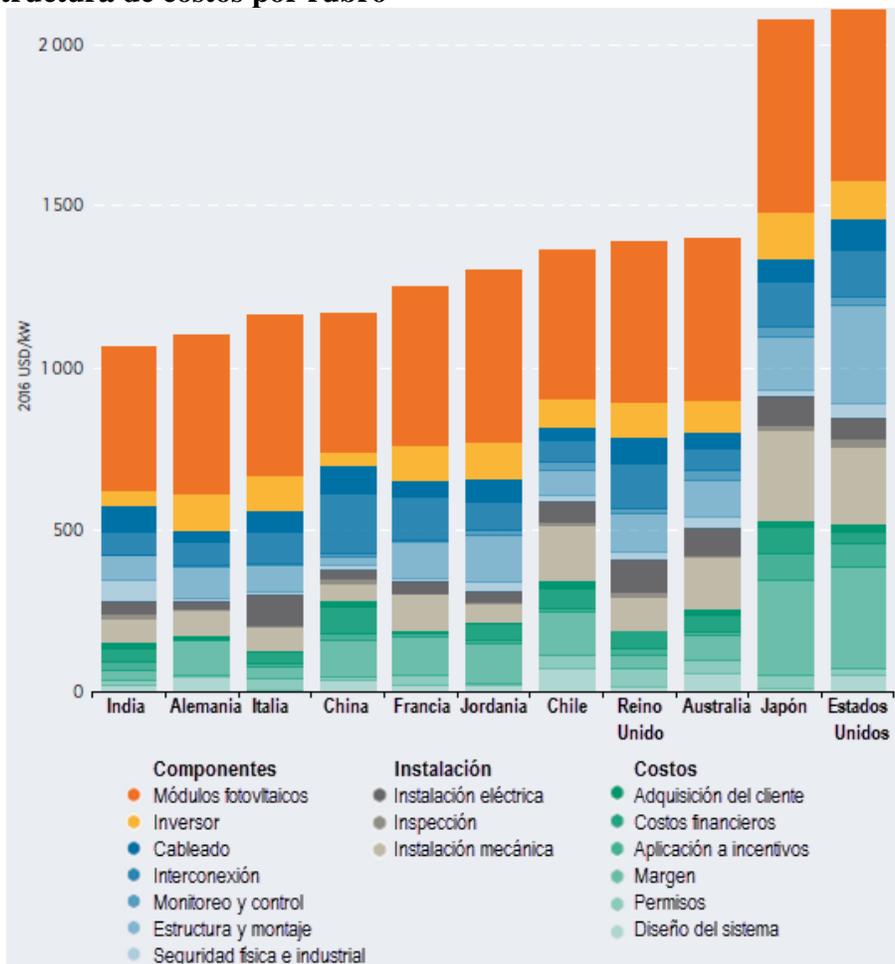


Figura 4.1-2. Disgregación detallada de costos de sistemas fotovoltaicos por país para 2016. Fuente IRENA

La Figura 4.1-2 muestra una amplia comparación de los costes en dólares por kWp para distintas regiones y países, detallando su composición para diferenciar entre los rubros, equipos y componentes de una planta fotovoltaica. A partir de la Figura 4.1-2, para obtener un promedio representativo, se ha tomado como referencia todos los países a excepción de Japón y Estados Unidos, debido a que éstos claramente constituyen valores atípicos en comparación con el resto.

Se toma como referencia el promedio de los costos mínimo y máximo, así como sus porcentajes por rubro. Es decir, que se toma como base los montos aproximados de \$1,062.50 y \$1,406.25, de India y Australia, aproximadamente.

Rubro	Promedio	India	Australia
Módulos	38.5%	41.4%	35.7%
Inversores	6.2%	4.7%	7.8%
Cableado	5.5%	7.8%	3.1%
Interconexión	5.5%	6.3%	4.7%
SCADA	1.6%	0.8%	2.3%
Estructura	7.4%	7.0%	7.8%
Seguridad	4.3%	6.3%	2.3%
Instalación eléctrica	4.7%	3.1%	6.2%
Inspección	1.0%	1.6%	0.4%
Instalación mecánica	9.3%	7.0%	11.6%
Adquisición del cliente	1.6%	1.6%	1.6%
Financiamiento	3.9%	3.9%	3.9%
Aplicación a incentivos	1.4%	2.0%	0.8%
Margen	4.5%	3.5%	5.4%
Permisos	2.3%	1.6%	3.1%
Diseño	2.5%	1.6%	3.5%

Figura 4.1-3. Precios Promedios de Costos

Aplicando los porcentajes promedio al monto promedio del apartado anterior, se tiene el siguiente detalle de costos promedio por rubro:

Rubro	Promedio
Módulos	\$ 577.99
Inversores	\$ 93.30
Cableado	\$ 81.85
Interconexión	\$ 81.76
SCADA	\$ 23.30
Estructura	\$ 110.87
Seguridad	\$ 64.32
Instalación eléctrica	\$ 69.95
Inspección	\$ 14.63
Instalación mecánica	\$ 139.94
Adquisición del cliente	\$ 23.35
Financiamiento	\$ 58.37
Aplicación a incentivos	\$ 20.46
Margen	\$ 67.06
Permisos	\$ 34.97
Diseño	\$ 37.88
TOTAL	\$ 1,500.00

Figura 4.1-4. Costo Promedio por rubro

4.1.3. Costos de módulos fotovoltaicos

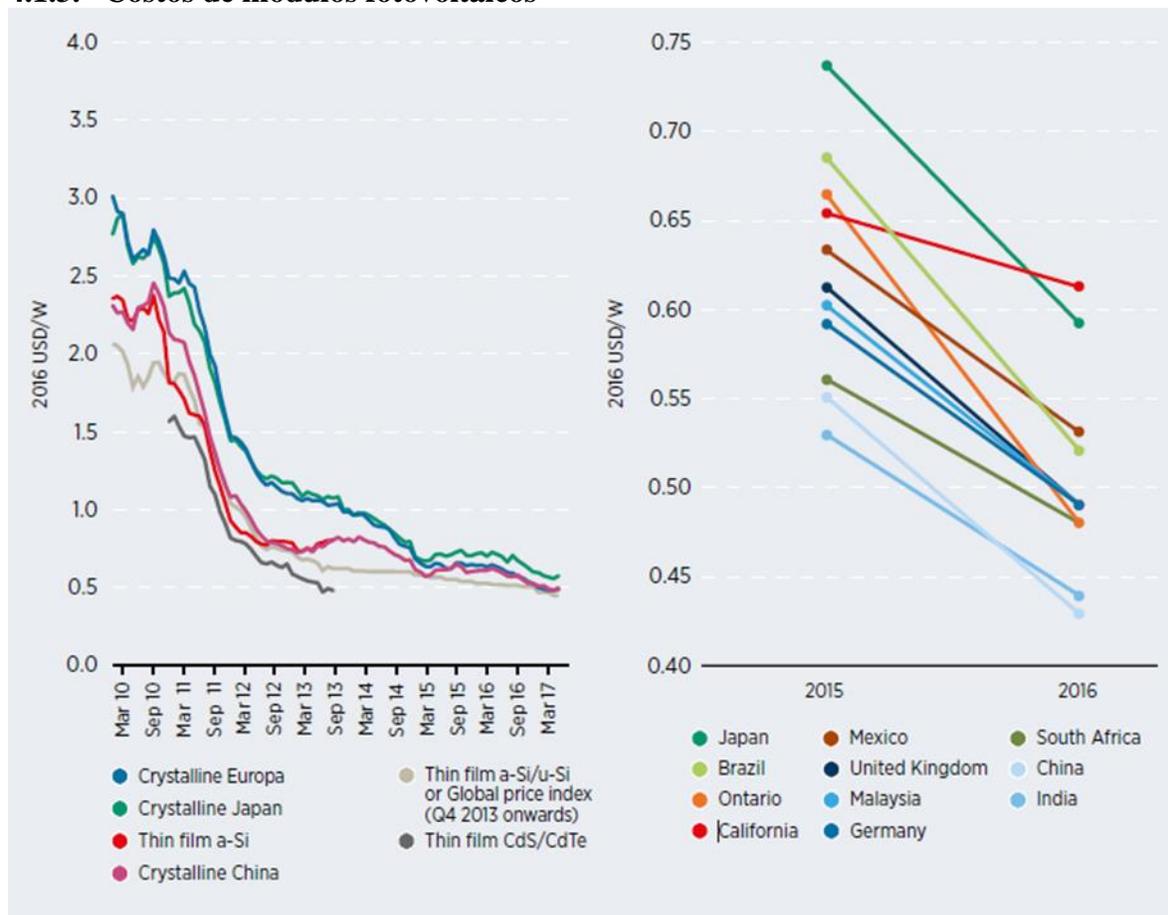


Figura 4.1-5. Precios promedios de módulos fotovoltaicos por tecnología y fabricante

Notas de la figura:

Precios promedios de módulos fotovoltaicos por tecnología y fabricante desde marzo 2010 hasta marzo 2017 (a la izquierda), y precios anuales de módulos fotovoltaicos por mercado en 2015 y 2016 (a la derecha). Fuente IRENA

Con base en los montos de la sección anterior y de los precios de la Figura 4.1-5 anterior, se realiza un ajuste para tomar en cuenta la diferenciación de costos por cada tecnología de módulo fotovoltaico, teniendo capa fina, silicio monocristalino, y silicio policristalino, este se muestra a continuación. Además, se hace un pequeño ajuste en cuanto a los precios de instalación eléctrica para módulos de capa fina, ya que por ser de menor tamaño y capacidad requieren mayor mano de obra y a un coste superior respecto a los módulos estándar de silicio cristalino.

Rubro	Capa Fina (\$/kWp)	Mono (\$/kWp)	Poli (\$/kWp)
Módulos	\$ 470.00	\$ 490.00	\$ 480.00
Inversores	\$ 93.30	\$ 93.30	\$ 93.30
Cableado	\$ 81.85	\$ 81.85	\$ 81.85
Interconexión	\$ 81.76	\$ 81.76	\$ 81.76
SCADA	\$ 23.30	\$ 23.30	\$ 23.30
Estructura	\$ 110.87	\$ 110.87	\$ 110.87
Seguridad	\$ 64.32	\$ 64.32	\$ 64.32
Instalación eléctrica	\$ 94.22	\$ 69.95	\$ 69.95
Inspección	\$ 14.63	\$ 14.63	\$ 14.63
Instalación mecánica	\$ 139.94	\$ 139.94	\$ 139.94
Adquisición del cliente	\$ 23.35	\$ 23.35	\$ 23.35
Financiamiento	\$ 58.37	\$ 58.37	\$ 58.37
Aplicación a incentivos	\$ 20.46	\$ 20.46	\$ 20.46
Margen	\$ 67.06	\$ 67.06	\$ 67.06
Permisos	\$ 34.97	\$ 34.97	\$ 34.97
Diseño	\$ 37.88	\$ 37.88	\$ 37.88
TOTAL	\$ 1,416.28	\$ 1,412.01	\$ 1,402.01

Tabla 4.1-1 Costos promedio de Capa Fina, silicio monocristalino, y silicio policristalino

En cuanto a la estimación de costos para cada una de las variantes de la siguiente sección, éstos se determinan realizando variaciones en donde corresponda, según sea el caso:

4.2. Optimización de configuraciones

En cuanto a los escenarios a optimizar, éstos serán comparados utilizando las siguientes variantes en sus componentes, y /o configuraciones. Para ello, se ha realizado las simulaciones en el programa informático SAM (Sistema Modelo Asesor por sus siglas en Inglés, “System Advisor Model”) de NREL (Laboratorio Nacional de Energías Renovables, por sus siglas en Inglés, “National Renewable Energy Laboratory”)

4.2.1. Tecnología de módulos fotovoltaicos

Acerca de la tecnología de módulos fotovoltaicos, se evaluará las siguientes tres tecnologías para determinar el mínimo LCOE:

- i. Capa fina.
Se toma como referencia el módulo de capa fina del fabricante First Solar, modelo FS-4122A-3, con una potencia de 122.5Wp.
- ii. Silicio monocristalino.
Se toma como referencia el módulo monocristalino del fabricante JA Solar, modelo JAM6(K)-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp.
- iii. Silicio policristalino.

Se toma como referencia el módulo policristalino del fabricante JA Solar, modelo JAP6-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp.

Parámetros complementarios:

- i. Acimut: Sur
- ii. Inclinación: 13.8°
- iii. Inversor: Tipo string, 50kW ABB TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480
- iv. Relación CC/CA: 1.2

A continuación, los resultados obtenidos:

Parámetro	Capa fina	Monocristalino	Policristalino
Costo por kWp	1,611.49\$/kWp	1,607.22\$/kWp	1,597.22\$/kWp
Energía anual (año 1)	86,189 kWh	81,443 kWh	82,894 kWh
Factor de capacidad (año 1)	16.5%	16.0%	16.3%
Rendimiento de energía (año 1)	1,445 kWh/kW	1,402 kWh/kW	1,427 kWh/kW
Coefficiente de rendimiento (PR, año 1)	0.81	0.79	0.80
Costo normalizado de la energía (LCOE, real)	11.44¢/kWh	11.44¢/kWh	11.18¢/kWh

Tabla 4.2-1 Costos por kWh

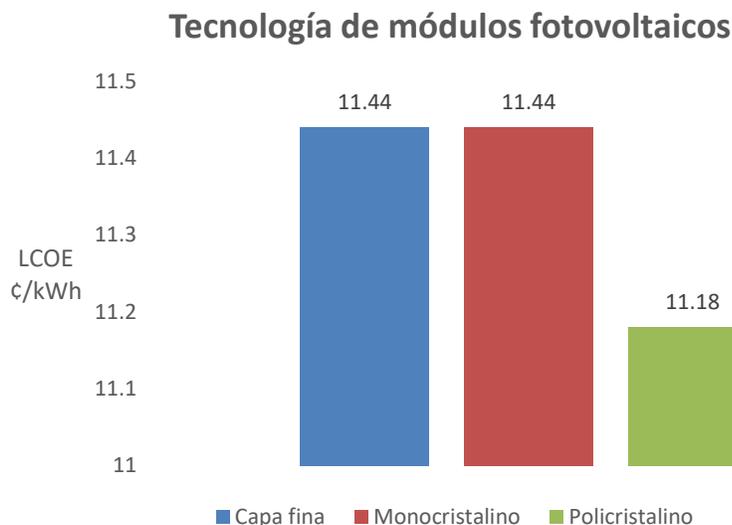


Figura 4.2-1. LCOE por tecnología

Por lo tanto, la tecnología seleccionada es silicio policristalino.

4.2.2. Inclinación del arreglo fotovoltaico

Se utilizará la tecnología de módulos fotovoltaicos óptimo con base en el apartado anterior, pero variando $\pm 5^\circ$ en la inclinación del arreglo fotovoltaico respecto a 15° hacia el sur, que es el valor más cercano al valor de la latitud del emplazamiento (13.8°), esto con el fin de minimizar el LCOE.

- i. Inclinación 10° hacia el sur.
- ii. Inclinación 15° hacia el sur.
- iii. Inclinación 20° hacia el sur.

Parámetros complementarios:

- i. Acimut: Sur
- ii. Inversor: Tipo string, 50kW ABB TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480
- iii. Relación CC/CA: 1.2
- iv. Módulo policristalino del fabricante JA Solar, modelo JAP6-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp

A continuación, los resultados obtenidos:

Parámetro	10°	15°	20°
Costo por kWp	1,591.68\$/kWp	1,597.22\$/kWp	1,407.55\$/kWp
Energía anual (año 1)	82,581 kWh	82,932 kWh	82,782 kWh
Factor de capacidad (año 1)	16.2%	16.3%	16.3%
Rendimiento de energía (año 1)	1,421 kWh/kW	1,427 kWh/kW	1,425 kWh/kW
Coefficiente de rendimiento (PR, año 1)	0.80	0.80	0.80
Costo normalizado de la energía (LCOE, real)	11.18¢/kWh	11.17¢/kWh	11.23¢/kWh

Tabla 4.2-2 Inclinación del arreglo fotovoltaico

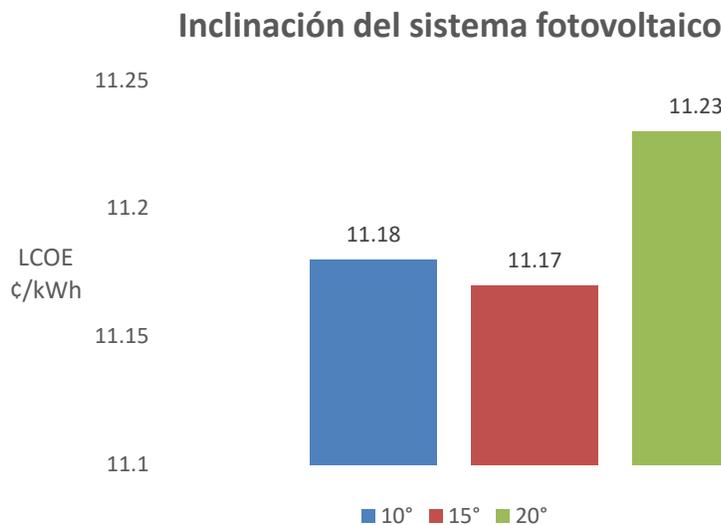


Figura 4.2-2. LCOE por inclinación

Por lo tanto, la inclinación seleccionada es 15°.

4.2.3. Número de filas y columnas del arreglo fotovoltaico

Se tomará del apartado anterior tanto la tecnología y la inclinación óptimas para maximizar la producción, esto con el fin de determinar el número de filas y de columnas donde se minimiza el LCOE.

- i. 2 filas y 10 columnas, módulos horizontales.
- ii. 4 filas y 10 columnas, módulos horizontales.
- iii. 1 fila y 20 columnas, módulos verticales.
- iv. 2 filas y 20 columnas, módulos verticales.

Parámetros complementarios:

- i. Acimut: Sur
- ii. Inclinación: 15°
- iii. Inversor: Tipo string, 50kW ABB TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480
- iv. Relación CC/CA: 1.2
- v. Módulo policristalino del fabricante JA Solar, modelo JAP6-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp

A continuación, los resultados obtenidos:

Parámetro	2x10 horizontal 1x20 vertical	4x10 horizontal 2x20 vertical
Costo por kWp	1,632.70\$/kWp	1,597.22\$/kWp
Energía anual (año 1)	84,891 kWh	169,783 kWh
Factor de capacidad (año 1)	16.3%	16.3%
Rendimiento de energía (año 1)	1,429 kWh/kW	1,429 kWh/kW
Coefficiente de rendimiento (PR, año 1)	0.80	0.80
Costo normalizado de la energía (LCOE, real)	11.39¢/kWh	11.16¢/kWh

Tabla 4.2-3 Número de filas y columnas del arreglo fotovoltaico

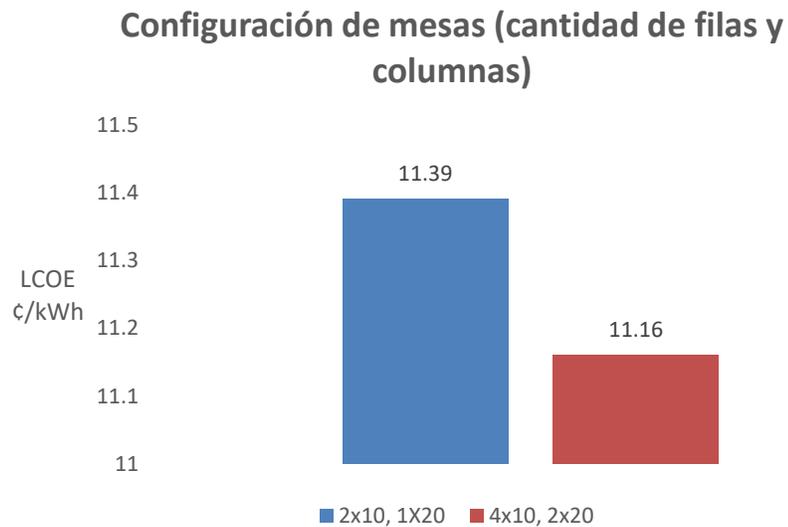


Figura 4.2-3. LCOE por configuración de mesas

El número de filas y columnas es 4x10 en horizontal ó 2x20 en vertical. Sin embargo, debido a que el efecto en las sombras es menor en la configuración en horizontal, ya que son menos módulos los afectados por el sombreado entre filas, se selecciona 4x10 en horizontal.

4.2.4. Tamaño de pasillo

Basándose en el apartado anterior, ya se cuenta con la tecnología, la inclinación, y el número de filas y columnas óptimas para minimizar el LCOE, por lo cual se determinará el tamaño óptimo de pasillo o distancia entre las mesas.

- i. Pasillo 0.5m (pitch 4.5m)
- ii. Pasillo 1.0m (pitch 5.0m)
- iii. Pasillo 1.5m (pitch 5.5m)
- iv. Pasillo 2.0m (pitch 6.0m)
- v. Pasillo 2.5m (pitch 6.5m)
- vi. Pasillo 3.0m (pitch 7.0m)
- vii. Pasillo 3.5m (pitch 7.5m)
- viii. Pasillo 4.0m (pitch 8.0m)

Parámetros complementarios:

- i. Acimut: Sur
- ii. Inclinación: 15°
- iii. Inversor: Tipo string, 50kW ABB TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480
- iv. Relación CC/CA: 1.2
- v. Módulo policristalino del fabricante JA Solar, modelo JAP6-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp
- vi. 4 filas y 10 columnas, módulos horizontales

A continuación, los resultados obtenidos:

Parámetro	0.5m	1.0m	1.5m	2.0m	2.5m	3.0m	3.5m	4.0m
Costo por kWp	1,597.31 \$/kWp	1,599.92 \$/kWp	1,602.52 \$/kWp	1,605.13 \$/kWp	1,607.73 \$/kWp	1,610.33 \$/kWp	1,612.94 \$/kWp	1,615.54 \$/kWp
Energía anual (año 1)	151,422 kWh	162,341 kWh	165,485 kWh	167,036 kWh	167,913 kWh	168,480 kWh	168,816 kWh	169,073 kWh
Factor de capacidad (año 1)	14.50%	15.60%	15.90%	16.00%	16.10%	16.20%	16.20%	16.20%
Rendimiento de energía (año 1)	1,274 kWh/kW	1,366 kWh/kW	1,392 kWh/kW	1,405 kWh/kW	1,413 kWh/kW	1,418 kWh/kW	1,420 kWh/kW	1,423 kWh/kW
Coefficiente de rendimiento (PR, año 1)	0.71	0.77	0.78	0.79	0.79	0.79	0.80	0.80
Costo normalizado de la energía (LCOE, real)	12.51¢/kWh	11.69¢/kWh	11.49¢/kWh	11.40¢/kWh	11.35¢/kWh	11.33¢/kWh	11.33¢/kWh	11.33¢/kWh

Tabla 4.2-4 Tamaño del pasillo

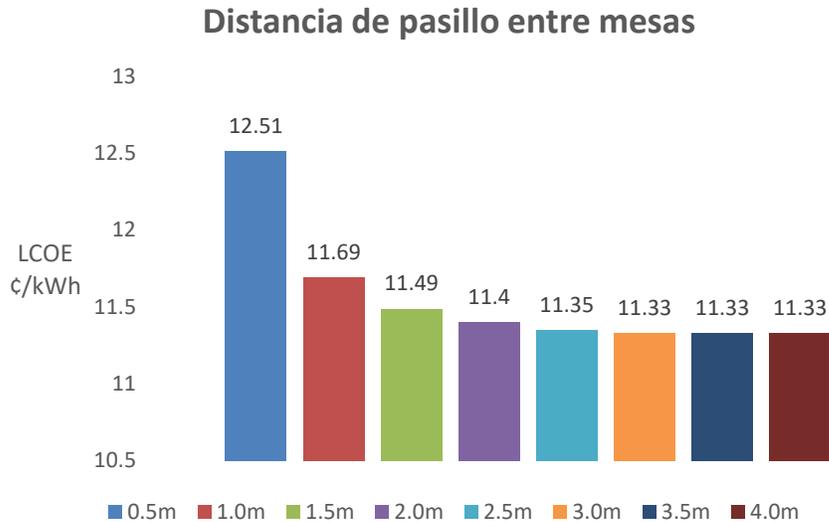


Figura 4.2-4. LCOE por distancia de pasillo

Por lo tanto, el pasillo seleccionado entre mesas posee una longitud de 3.0m (pitch \approx 7.0m).

4.2.5. Configuración de inversores

El último paso para determinar la optimización general de la planta fotovoltaica, se utilizan los sub-óptimos de los apartados anteriores para determinar la configuración que minimiza el LCOE.

- i. Inversor tipo string, 50kW ABB TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480.
- ii. Inversor centralizado, 500kW INGETEAM INGECON SUN 500T U X480 Outdoor 480V .
- iii. Inversor centralizado, 1,000kW ABB ULTRA-1100-TL-OUTD-4US-690-x-y-x 690V.
- iv. Inversor centralizado, 1,500kW ABB ULTRA-1500-TL-OUTD-4US-690-x-y-x 690V.

Parámetros complementarios:

- i. Acimut: Sur
- ii. Inclinación: 15°
- iii. Relación CC/CA: 1.2
- iv. Módulo policristalino del fabricante JA Solar, modelo JAP6-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp
- v. 4 filas y 10 columnas, módulos horizontales
- vi. Pasillo 3.0m (pitch \approx 7.0m)

A continuación, los resultados obtenidos:

Parámetro	String 50kW	Centralizado 500kW	Centralizado 1,000kW	Centralizado 1,500kW
Costo por kWp	1,610.33\$/kWp	1,415.12\$/kWp	1,415.12\$/kWp	1,415.12\$/kWp
Energía anual (año 1)	168,480 kWh	1,642,188 kWh	3,317,060 kWh	4,986,037 kWh
Factor de capacidad (año 1)	16.2%	15.8%	15.9%	16.0
Rendimiento de energía (año 1)	1,418 kWh/kW	1,382 kWh/kW	1,396 kWh/kW	1,398 kWh/kW
Coficiente de rendimiento (PR, año 1)	0.79	0.77	0.78	0.78
Costo normalizado de la energía (LCOE, real)	11.33¢/kWh	10.40¢/kWh	10.30¢/kWh	10.28¢/kWh

Tabla 4.2-5. Configuración de los Inversores

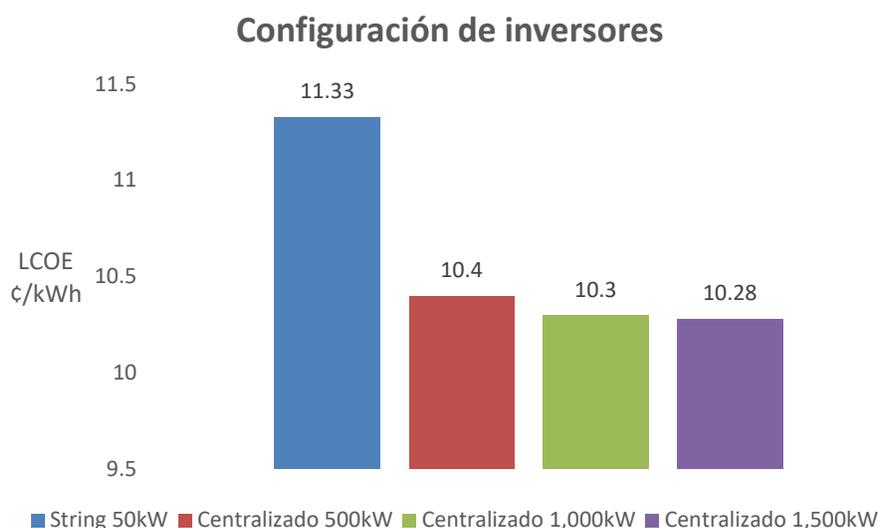


Figura 4.2-5. LCOE por configuración de inversores

Por lo tanto, el inversor óptimo corresponde al tipo centralizado con capacidad nominal de 1,500kW, y se utilizará esta última configuración para realizar el diseño y la estimación de producción con un mayor nivel de detalle, los estudios de interconexión, así como la evaluación financiera del proyecto.

Capítulo 5. Estudio de producción de energía

Un estudio fundamental en los proyectos fotovoltaicos consiste en la estimación de producción de energía, sobre todo cuando éstos son financiados por instituciones bancarias, ya sea nacionales o internacionales. Por lo cual, se hace necesario utilizar metodologías y/o sistemas computacionales confiables y estándar, como lo son los softwares SAM y/o PVsyst.

5.1. Características del sistema fotovoltaico a simular

En este caso se ha utilizado el software PVsyst, modelando el sistema fotovoltaico según el diseño óptimo, acorde a la sección 4.2.5 del presente documento:

- i. Acimut: Sur.
- ii. Inclinación: 15° .
- iii. Relación CC/CA: 1.2.
- iv. Módulo policristalino del fabricante JA Solar, modelo JAP6-72-330/4BB, con una potencia de 330Wp. Cantidad de módulos: 28,000.
- v. 4 filas y 10 columnas, módulos horizontales.
- vi. Pasillo $\approx 3.0\text{m}$ (pitch $\approx 7.0\text{m}$).
- vii. Inversor centralizado, 1,500kW ABB ULTRA-1500-TL-OUTD-4US-690-x-y-x 690V. Cantidad de inversores: 5.

5.2. Información complementaria

Además, se ha utilizado información adicional de entrada:

- i. Base de datos meteorológica: Archivo TMY del proveedor VAISALA 3TIER, según sección 3.4 del presente documento.

A continuación, se muestra la base de datos meteorológica que ha sido cargada dentro del software PVsyst.

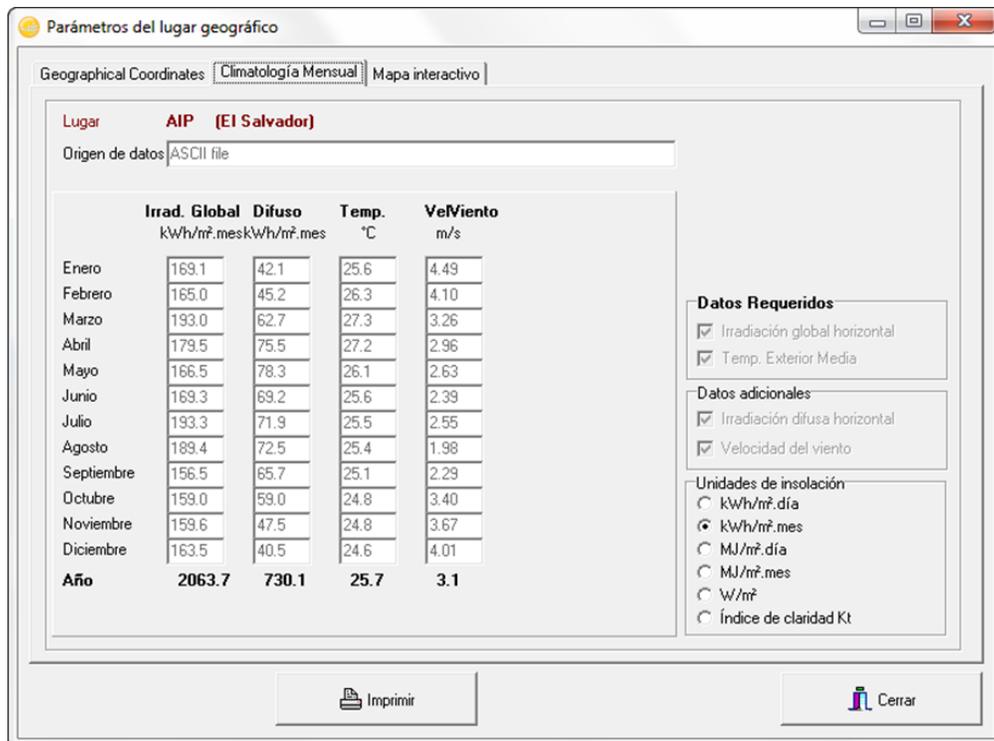


Figura 5.2-1. IGH en PVsyst

- ii. Perfil de sombras integrado, según sección 2.5.3 del presente documento.

En la siguiente figura se presenta la importación del perfil de sombras integrado dentro del software PVsyst:

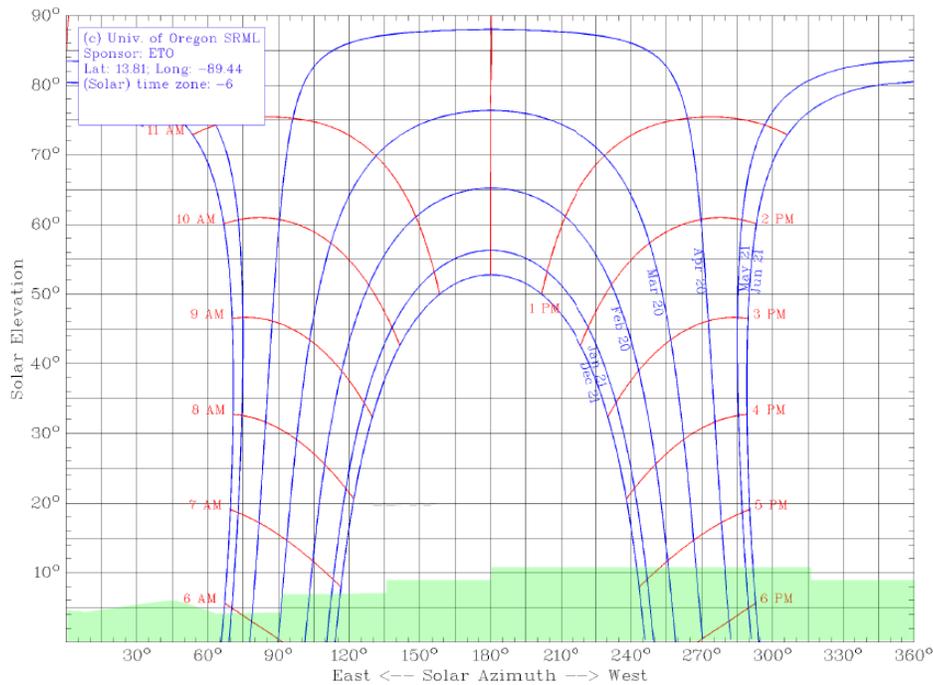


Figura 5.2-2. Perfil de sombras integrado, datos de entrada a PVsyst

5.3. Definición de pérdidas

5.3.1. Sombras lejanas / perfil de obstáculos

Estas sombras se producen debido al horizonte topográfico, e incluye el efecto de montañas, zonas arboladas considerables, y en general todos aquellos elementos que se encuentren a una distancia tal que produzcan aproximadamente el mismo efecto en la planta fotovoltaica.

Para cuantificar estas pérdidas, se realizó la importación del perfil integrado de sombras dentro del software PVsyst.

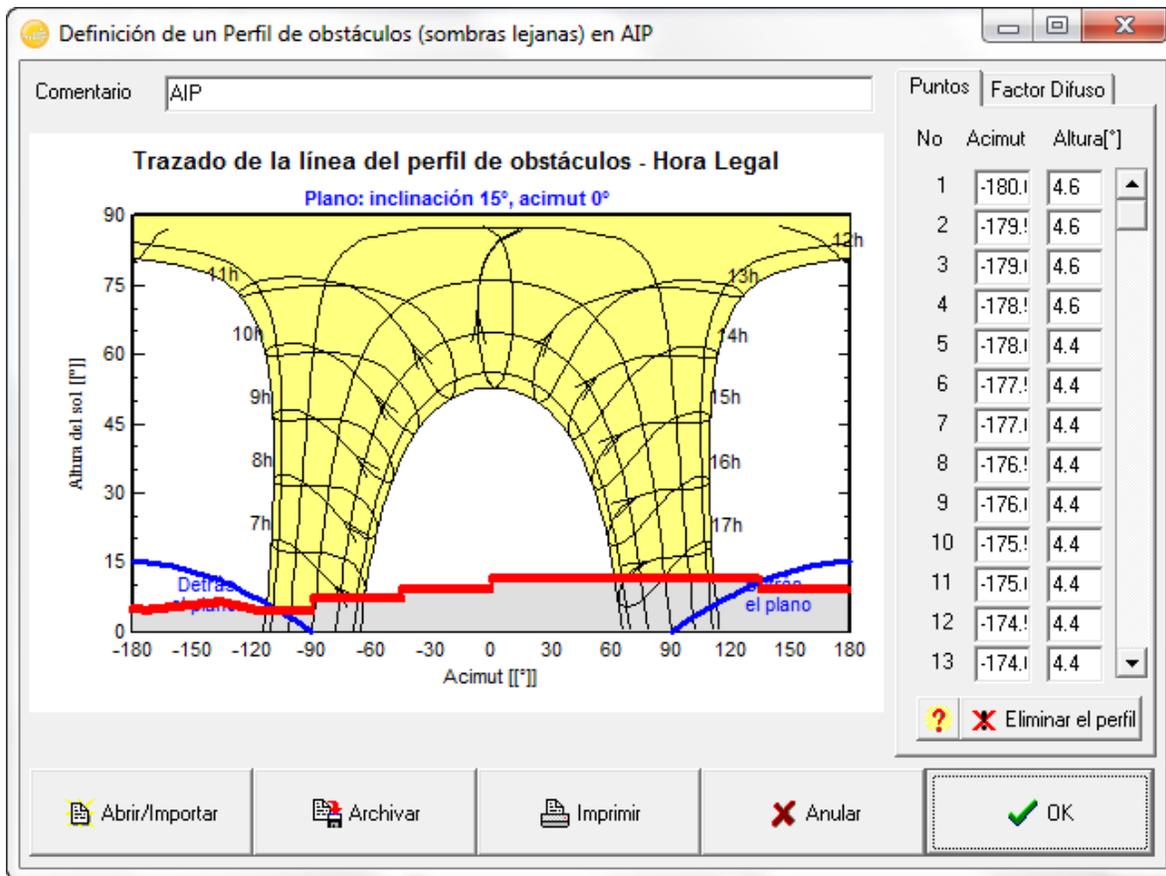


Figura 5.3-1. Perfil de sombras integrado en PVsyst

5.3.2. Sombras cercanas

En el caso de las sombras por objetos cercanos, éstas corresponden a las proyectadas por los componentes internos de la planta hacia los módulos fotovoltaicos, principalmente por las mesas entre sí. Para el diseño de este trabajo de graduación, dichas pérdidas se han minimizado debido a la optimización del tamaño de pasillo entre módulos a partir de la técnico-financiera.

En cuanto a la modelación dentro del software PVsyst, ha sido necesario simular el campo fotovoltaico, incluyendo la configuración física de los strings y su disposición en las estructuras de montaje (mesas).

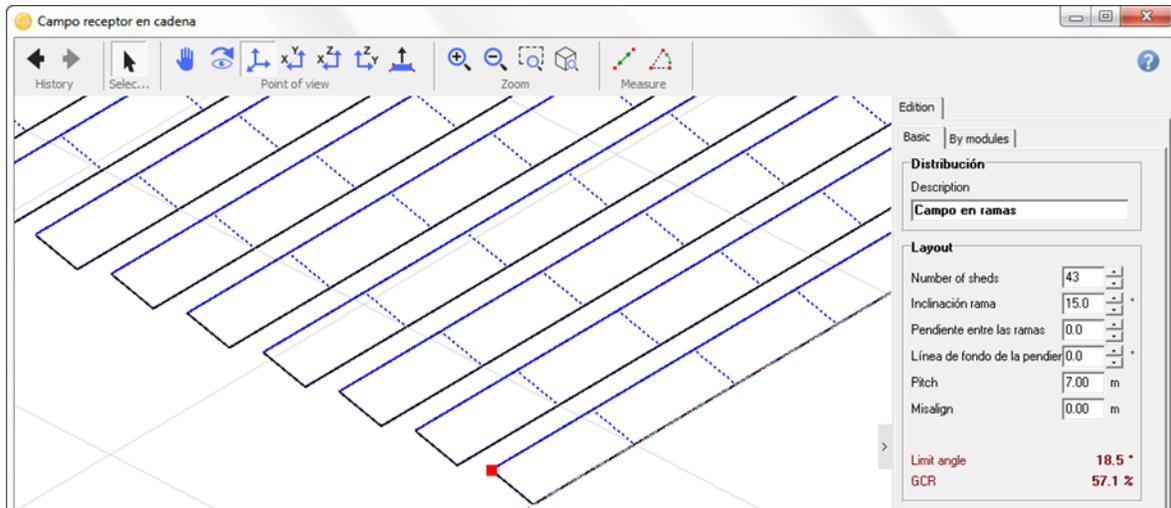


Figura 5.3-2. Sombras cercanas entre módulos fotovoltaicos en PVsyst

A partir de lo anterior, se calcula la matriz de factores de sombreado entre módulos fotovoltaicos, haciendo un barrido en el horizonte del arreglo, tanto en acimut como en altura solar.

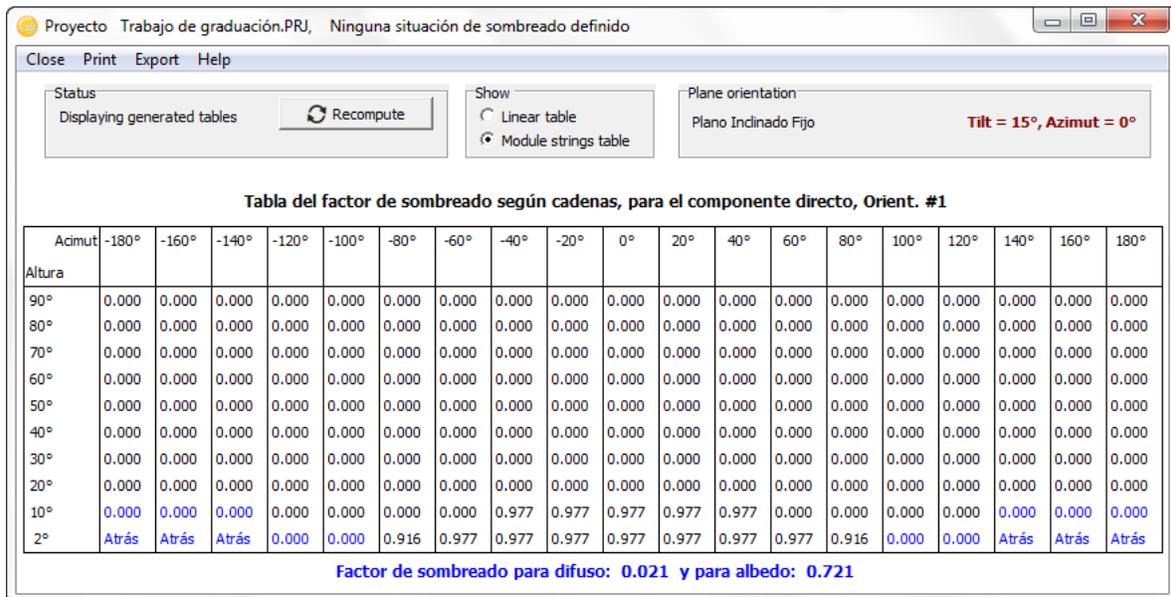


Figura 5.3-3. Matriz de factores de sombreado en PVsyst

5.3.3. Pérdidas ópticas

Estas pérdidas corresponden al modificador de ángulo de incidencia (IAM, por sus siglas en Inglés “Incidence Angle Modifier”). El modificador del ángulo de incidencia se utiliza como factor de corrección que se aplica al valor de la irradiancia en superficies receptoras planas, el IAM tiene efectos tanto en la componente difusa como en la directa.

El IAM toma en cuenta las variaciones de la transmitancia a través del vidrio y la absorbanza en la superficie con el ángulo de incidencia.

El software PVsyst posee un algoritmo interno para modelar estas pérdidas, utilizando la parametrización de la Sociedad Americana de Calentamiento y Refrigeración (ASHRAE, por sus siglas en Inglés “American Society of Heating, Refrigeration, and Air Conditioning”), entidad encargada.

5.3.4. Pérdidas por polvo y suciedad

Las pérdidas por polvo y suciedad, en el caso de El Salvador, principalmente ocurren dentro de la época seca del año que es aproximadamente desde el mes de noviembre hasta el mes de abril, además, en el país no nieva, por lo cual, las principales fuentes de suciedad son el polvo y la contaminación, y la fauna. Debido a la ubicación del proyecto, el cual no se encuentra en una zona árida, se tiene una ventaja en este aspecto.

Las pérdidas por suciedad para este caso se estiman en 1%. Cabe mencionar que este factor depende también de la cantidad de limpiezas programadas y no programadas dentro del plan de mantenimiento, así que, el valor de 1% a la vez se vuelve un valor objetivo, recomendable para la operación y mantenimiento de las instalaciones.

5.3.5. Pérdidas por degradación del módulo

El objetivo de este parámetro es reflejar el desempeño garantizado por los fabricantes. En el caso de este trabajo de graduación, se ha utilizado la curva de degradación que proporciona JA Solar en su ficha técnica para el módulo fotovoltaico de silicio policristalino JAM6(K)-72-330/4BB. Es importante resaltar que en el primer año se tiene una reducción del 3%, y lineal desde el segundo al vigésimo quinto año, llegando a 80% en este último.



Figura 5.3-4. Pérdidas anuales por degradación del módulo fotovoltaico

5.3.6. Pérdidas en los módulos FV debido a nivel de irradiancia

Estas pérdidas se originan por la desviación respecto a la irradiancia de 1,000W/m², según las condiciones estándar de operación (STC, por sus siglas en Inglés “Standard Test

Conditions”). Esto se debe a que la eficiencia del módulo fotovoltaico varía en función de los niveles de irradiancia.

Además, este factor en algunos casos puede llegar a ser una ganancia, cuando se sobrepasa el valor de referencia de irradiancia en STC.

5.3.7. Pérdidas debido a temperatura

Tal y como en el caso de las pérdidas debidas al nivel de irradiancia, las pérdidas por temperatura dependen de la desviación respecto a los valores STC, es decir, a 25°C. Esto se debe a que la eficiencia del módulo fotovoltaico varía en función de la temperatura, y cuando se sobrepasa el valor de referencia, la eficiencia del panel disminuye.

Las pérdidas por temperatura son las más críticas en una instalación fotovoltaica, y para el caso de este trabajo de graduación, equivalen a 8.8%.

En este punto es fundamental conocer el comportamiento en función de la temperatura de las celdas de los módulos fotovoltaicos y de los inversores. En cuanto a los coeficientes de las celdas fotovoltaicas, los fabricantes de módulos proporcionan dicha información en las hojas técnicas de estos dispositivos.

Para el caso de los módulos fotovoltaicos empleados en el diseño y estudios de este trabajo de graduación, los coeficientes de temperatura en STC son los siguientes:

Parámetro eléctrico	Valor
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (αI_{sc})	+0.058%/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (βV_{oc})	-0.330%/°C
Coeficiente de temperatura de P_{max} (γP_{mp})	-0.410%/°C

Tabla 5.3-1. Coeficientes de temperatura en STC

5.3.8. Sombreados: pérdida eléctrica según cadenas

Éstas se deben al sombreado parcial de las celdas dentro de los módulos fotovoltaicos, y de los módulos dentro de los strings. Para lo cual, el software PVsyst toma en cuenta la configuración física de la instalación fotovoltaica, incluyendo las posiciones y el conexionado de los strings.

5.3.9. Pérdidas de calidad del módulo

Las pérdidas de calidad de los módulos fotovoltaicos consisten en la desviación de los valores reales de potencia en STC respecto al valor nominal de placa en STC.

Dependiendo de los resultados de dicha comparación, se puede obtener una ganancia.

5.3.10. Pérdidas por degradación inducida por la luz

Las pérdidas por degradación inducida por la luz ocurren en las primeras horas de operación de los módulos fotovoltaicos, valores típicos rondan el 2%.

5.3.11. Pérdidas por desajuste

Las pérdidas por desajuste se originan por la incertidumbre de los materiales y componentes a partir de los cuales se fabrican los módulos fotovoltaicos, como resultado de esto no todos los módulos son exactamente iguales. Esto se refleja en sus características eléctricas, y por

Lo tanto, al utilizar módulos en arreglos serie y paralelo, habrán limitaciones en la corriente y en las tensiones de la planta fotovoltaica.

5.3.12. Pérdidas óhmicas del cableado

Las pérdidas óhmicas del cableado se refieren a las pérdidas en corriente continua desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada de los inversores. Éstas se calculan considerando el esquema de cableado CC, secciones transversales, y las longitudes correspondientes.

5.3.13. Pérdidas por eficiencia del inversor

Los inversores poseen curvas de eficiencia en función de la cargabilidad de los mismos. El software PVsyst cuenta en su librería con el inversor que se está utilizando para el análisis y diseño de este trabajo de graduación, por lo que este parámetro está incluido dentro de la modelación y simulaciones que se realizan en el software.

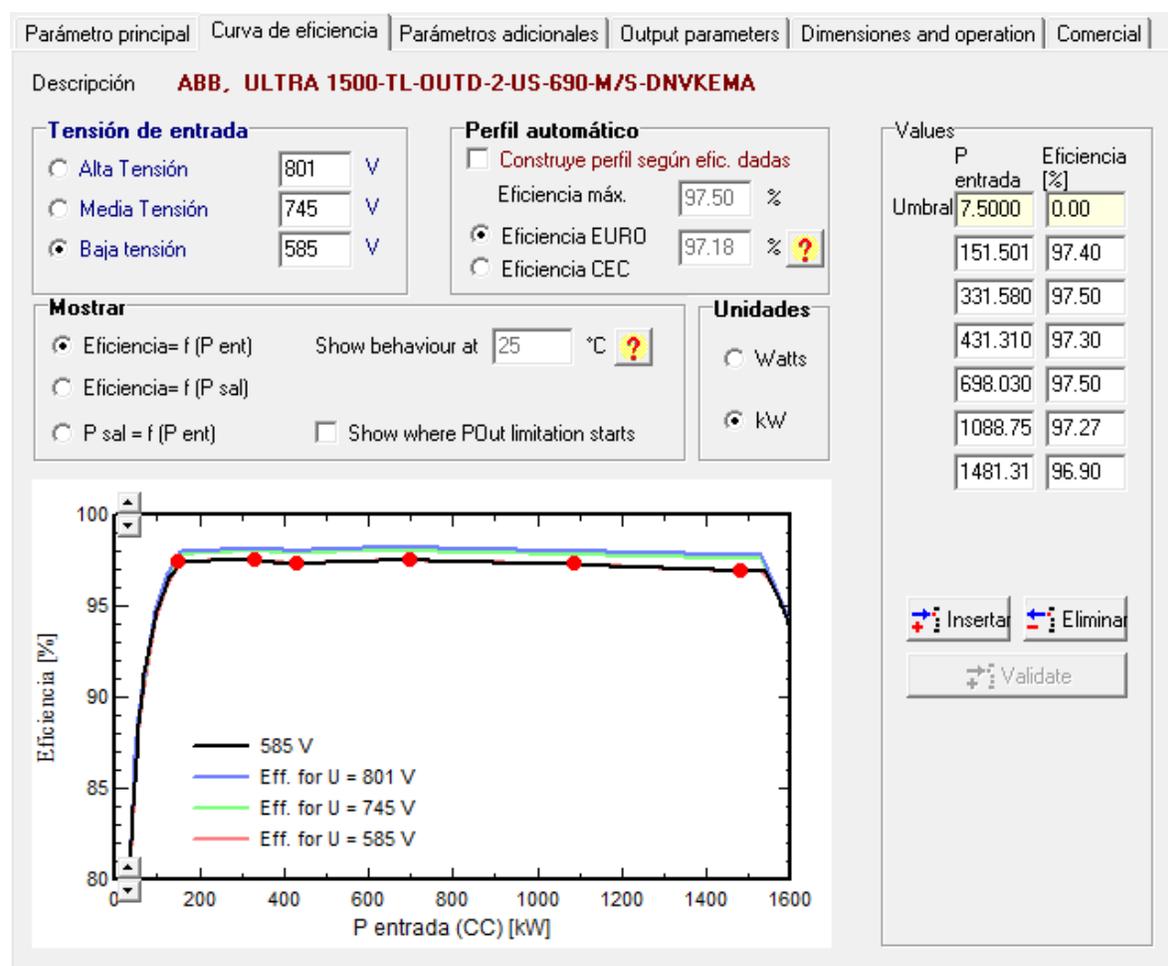


Figura 5.3-5. Pérdidas por eficiencia del inversor

5.3.14. Pérdidas del inversor a través de la Pnom inversor

Las pérdidas por potencia nominal del inversor se originan por la sobrecarga de dichos equipos, esto es, cuando la potencia en CC es mucho mayor que la potencia en CA del sistema fotovoltaico. Para el caso de este trabajo de graduación, se observa en la siguiente figura, que se ha optimizado la relación CC/CA para minimizar dichas pérdidas.

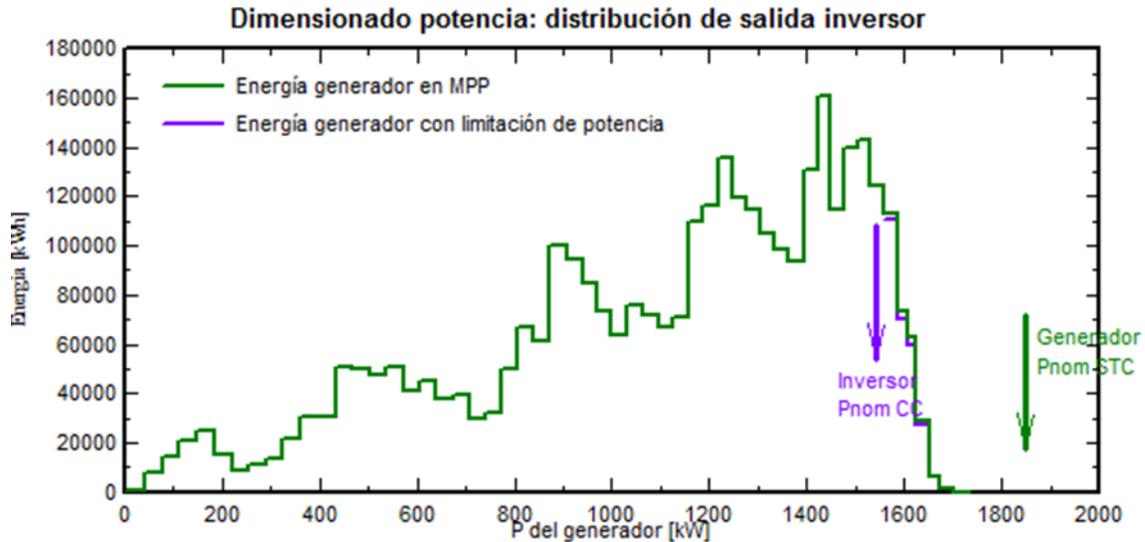


Figura 5.3-6. Pérdidas del inversor respecto a su potencia nominal

5.3.15. Pérdidas del inversor por corriente máxima de entrada

Las pérdidas del inversor por corriente máxima de entrada se dan cuando los strings conectados al inversor sobrepasan dicho valor, y el inversor limita dicha corriente, por lo tanto, la potencia de entrada. Esto se debe a que el inversor posee una capacidad térmica y un rango segura de operación, y al transgredirlo, se correría el riesgo de daños en el mismo.

5.3.16. Pérdidas por tensión nominal del inversor

Las pérdidas del inversor por tensión nominal se dan cuando los strings conectados al inversor están por debajo del rango de operación MPPT del inversor. Lo cual hace que éste opere fuera de la zona de eficiencia.

5.3.17. Pérdidas del inversor debido al umbral de potencia

Las pérdidas del inversor debido al umbral de potencia se dan cuando el arreglo fotovoltaico opera por debajo del umbral mínimo de tensión del inversor.

5.3.18. Pérdidas del inversor debido al umbral de tensión

Las pérdidas del inversor debido al umbral de tensión se originan cuando el arreglo fotovoltaico conectado al inversor sobrepasa el máximo umbral de tensión del MPPT.

5.3.19. Pérdidas por servicios auxiliares

Estas pérdidas representan el consumo de los servicios auxiliares tales como, comunicaciones, SCADA, sistemas de videovigilancia, autoconsumo de inversores, ventiladores, rectificadores/cargadores, etc.

5.3.20. Pérdidas por indisponibilidad del sistema

Las pérdidas por indisponibilidad del sistema corresponden a las interrupciones tanto internas como externas, donde el sistema fotovoltaico queda fuera. En el caso de este proyecto de graduación, esto corresponde a dos interrupciones anuales.

5.3.21. Pérdidas óhmicas en corriente alterna

Las pérdidas óhmicas en corriente alterna se refieren a las pérdidas, tanto desde la salida de los inversores hacia el transformador, como desde el transformador hacia el punto de interconexión. Éstas se calculan considerando el esquema de cableado CA, secciones transversales, y las longitudes correspondientes.

5.3.22. Pérdidas por transformador externo

Las pérdidas por transformación incluyen las pérdidas de vacío como las pérdidas con carga en los transformadores eléctricos. En términos de ingeniería eléctrica, éstos corresponden a las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre. Para este trabajo de graduación se ha utilizado las características para los transformadores correspondientes.

5.4. Resultados

A partir de las simulaciones realizadas en PVsyst se ha obtenido los reportes con los resultados de planta fotovoltaica, desde el año 1 hasta el año 25, que es el tiempo de vida del proyecto. Dichos reportes se encuentran en el Anexo I.1 del presente documento.

5.4.1. Resultados para el primer año

La producción de energía de la planta varía a lo largo del año en función del nivel de irradiancia, temperatura ambiente, cantidad de precipitación pluvial, magnitud y velocidad del viento, etc. Por lo cual, su comportamiento es estacional.

5.4.1.1. Producción de energía mensual

Para el primer año, se alcanza una producción de 15.6 GWh, mientras que su comportamiento mensual varía dependiendo de las condiciones climatológicas del sitio bajo análisis, a continuación, se muestra dicho comportamiento.

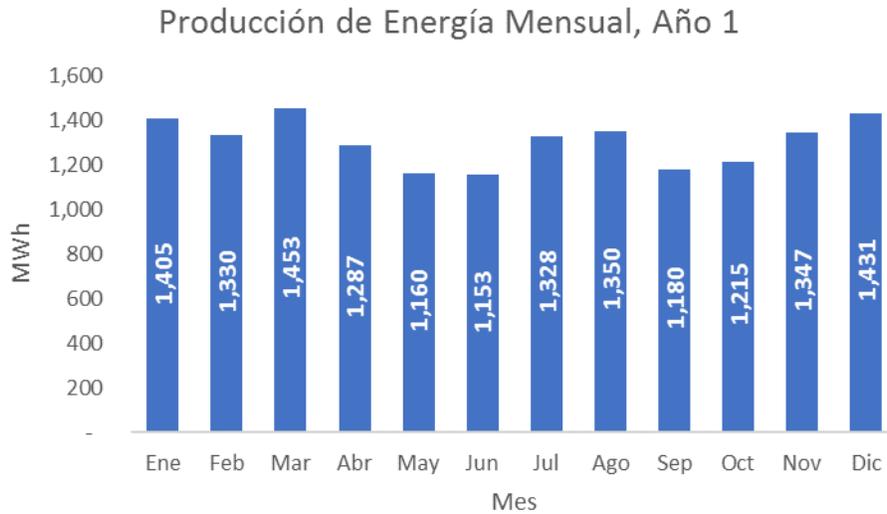


Figura 5.4-1. Producción de energía mensual, año 1

5.4.1.2. Producción específica de energía mensual

Para el primer año, se alcanza una producción específica (horas de sol pico) de 1,693 kWh/kWp, mientras que su comportamiento mensual varía dependiendo de las condiciones climatológicas del sitio bajo análisis, a continuación, se muestra dicho comportamiento.

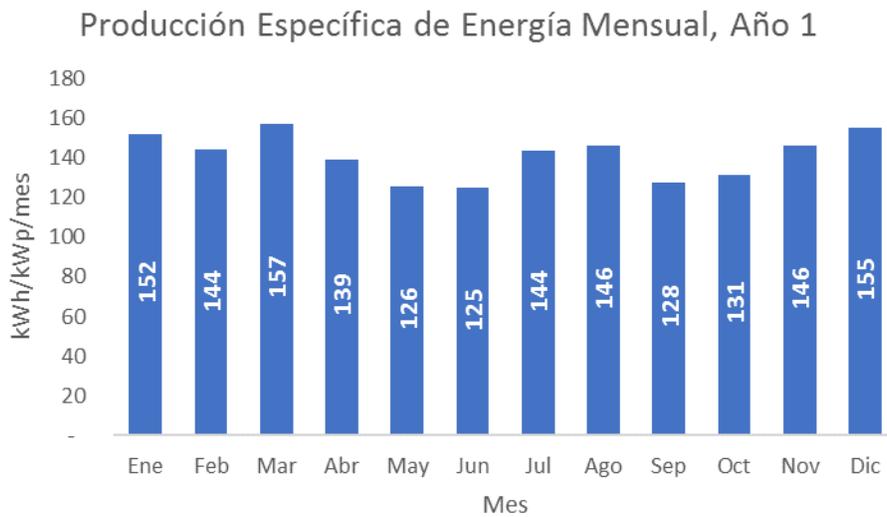


Figura 5.4-2. Producción específica de energía mensual, año 1

5.4.1.3. Índice de rendimiento mensual

Para el primer año, el índice de rendimiento (PR, por sus siglas en Inglés “Performance Ratio”) es de 78.82%, mientras que su comportamiento mensual varía dependiendo de las condiciones climatológicas del sitio bajo análisis, a continuación, se muestra dicho comportamiento.

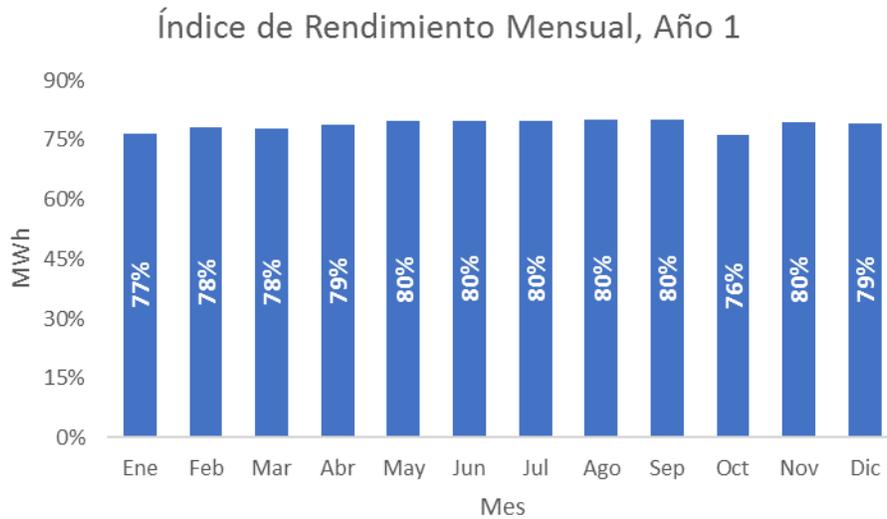


Figura 5.4-3. Índice de rendimiento mensual, año 1

5.4.1.4. Diagrama de pérdidas

A continuación, se muestra el diagrama de pérdidas para la planta fotovoltaica en el primer año, donde se observa que la pérdida más significativa corresponde al efecto de la temperatura sobre los inversores y sobre las celdas fotovoltaicas de los módulos del generador. Dichas pérdidas de energía equivalen a 8.8% anual.

Diagrama de pérdida durante todo el año

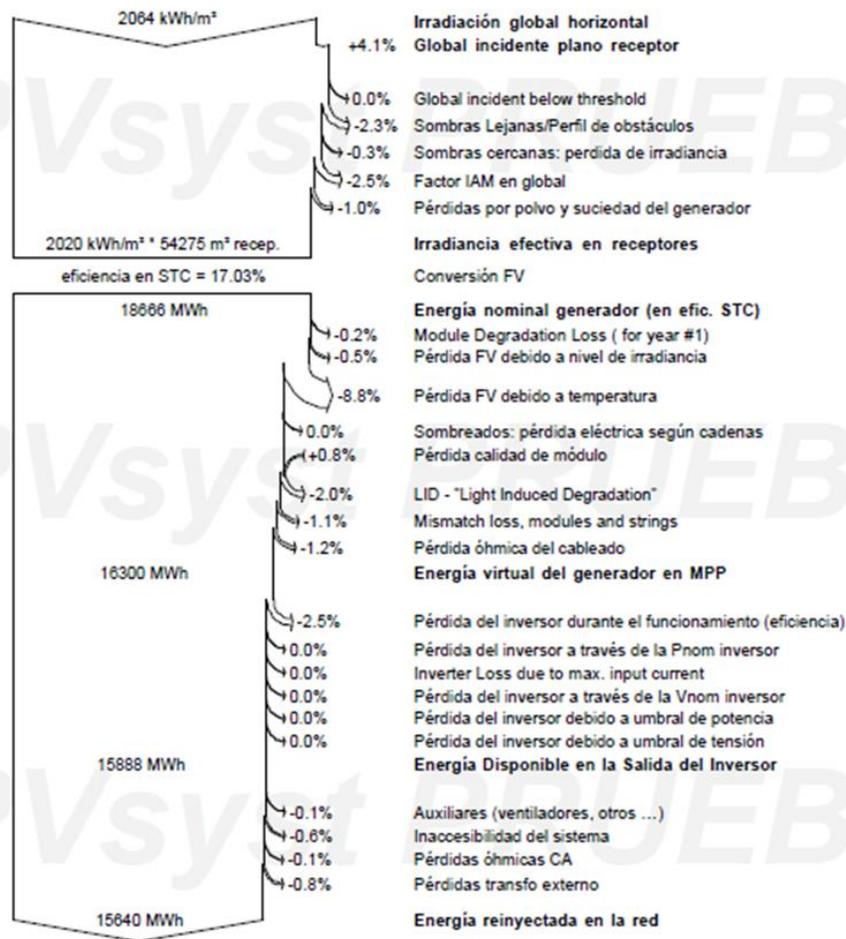


Figura 5.4-4. Diagrama de pérdidas

5.4.2. Resultados multianuales

La producción de energía de la planta varía en función de los años de operación que tenga el sistema fotovoltaico, esto se debe principalmente a la degradación de la calidad del módulo fotovoltaico. Por lo cual, su tendencia es decreciente a lo largo del tiempo.

5.4.2.1. Producción de energía anual

Para el primer año, la producción de energía es de 15.6GWh, mientras que para el año 25 dicha producción es de 13.3GWh, reflejando una disminución del 15% respecto al primero.

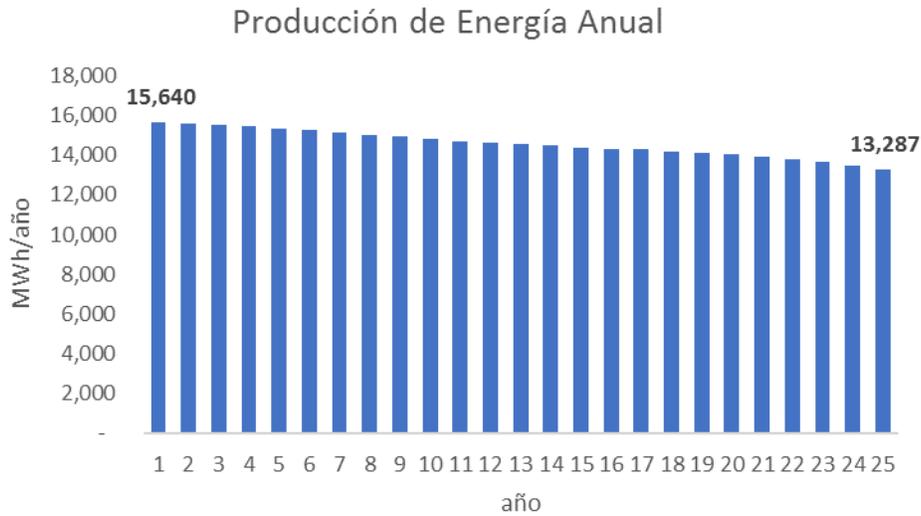


Figura 5.4-5. Producción de energía anual

5.4.2.2. Producción específica de energía anual

Para el primer año, la producción específica de energía (horas de sol pico de la planta) es de 1,693kWh/kWp, mientras que para el año 25 dicha producción específica es de 1,438kWh/kWp, reflejando una disminución del 15% respecto al primero.

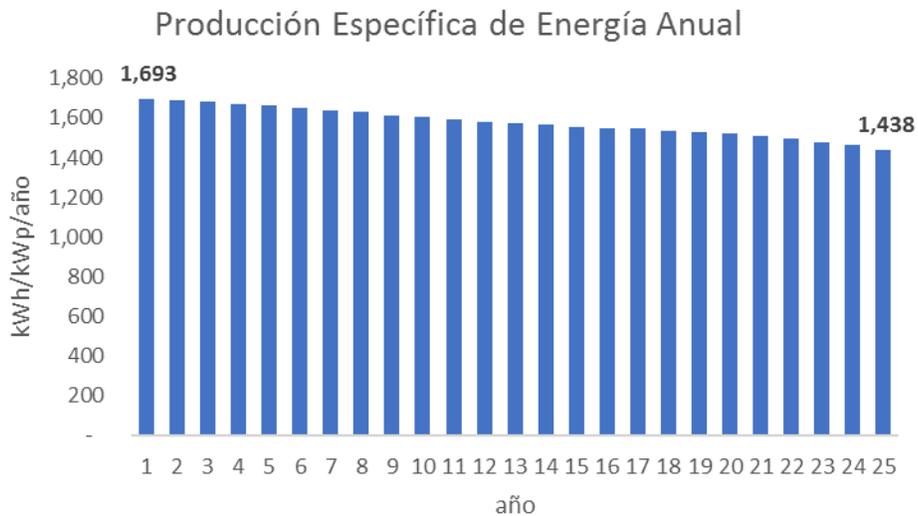


Figura 5.4-6. Producción específica de energía anual

5.4.2.3. Índice de rendimiento

Para el primer año, el índice de rendimiento (PR, por sus siglas en Inglés “Performance Ratio”) es de 78.82%, mientras que para el año 25 dicho índice es de 66.96%, reflejando una disminución del 11.86% entre este último año y el primero.

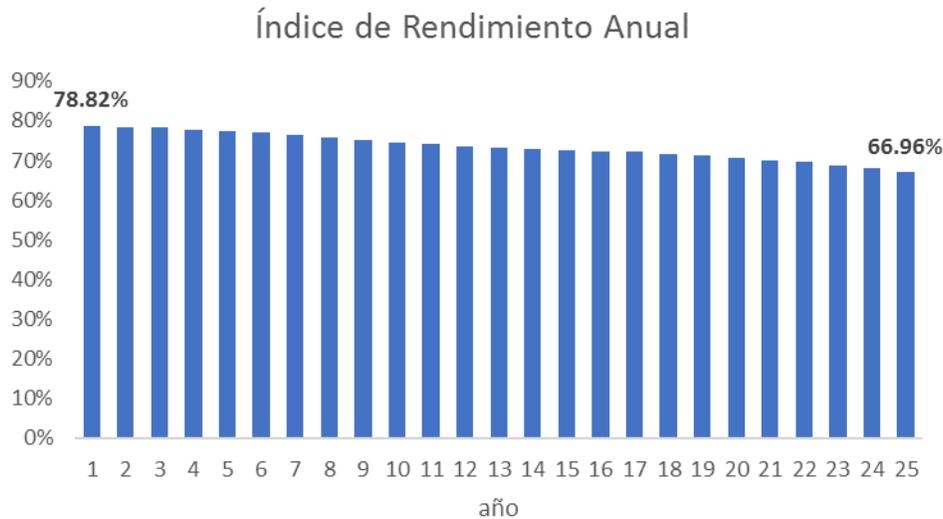


Figura 5.4-7. Índice de rendimiento anual

Capítulo 6. Estudios de interconexión

Debido a que la energía solar fotovoltaica posee un comportamiento intermitente a lo largo del día, se debe realizar una serie de estudios para analizar la interacción de las plantas fotovoltaicas con la red eléctrica a la cual se conecta, tomando en cuenta restricciones de infraestructura, de mercado, evaluando impactos, beneficios, y oportunidades de mejora.

Dentro de los estudios de interconexión se incluyen los siguientes:

- i. Estudio de flujo de carga con generación máxima.
- ii. Estudio de flujo de carga cuasi-dinámico.
- iii. Estudio de pérdidas técnicas.
- iv. Estudio de cortocircuito.
- v. Estudio de coordinación de protecciones.
- vi. Estudio de armónicos.
- vii. Estudio de soporte dinámico de tensión.
- viii. Estudio de confiabilidad.
- ix. Estudio de contingencia.
- x. Estudio de parpadeo.

Para los estudios listados, se tienen dos escenarios, el primero sobre el caso base (sin planta fotovoltaica), mientras que el segundo considera la operación de la planta fotovoltaica. A excepción del estudio de coordinación de protecciones, y del estudio de soporte dinámico de tensión, los cuales solamente se realizan en el escenario con planta fotovoltaica.

El software utilizado para los estudios de interconexión es DIgSILENT PowerFactory 15.1, donde se ha modelado, parametrizado y simulado el sistema eléctrico y los inversores.

6.1. Diagrama unifilar del sistema

El sistema eléctrico para los estudios de interconexión corresponde a la red 115kV del nodo ETESAL Ateos, así como el circuito 46kV exclusivo para American Industrial Park.

El diagrama unifilar del sistema eléctrico en el cual se interconectará la planta fotovoltaica contiene los siguientes elementos existentes:

- i. Red externa a 115kV en el nodo de Ateos 46kV, en configuración estrella.
- ii. Subestación ETESAL Ateos 46kV.
- iii. Transformador de potencia AT/MT 45/60/75MVA 110/46kV.
- iv. Carga con el resto de la demanda de Subestación ETESAL Ateos en 46kV.
- v. Línea aérea desde la barra 46kV de ETESAL Ateos 46kV hasta el interruptor 46kV.
- vi. Interruptor del circuito 44-4-86.
- vii. Línea aérea desde la salida del 44-4-86 hasta la subestación interna de AIP.
- viii. Subestación interna de AIP.
- ix. Interruptor de entrada a 46kV en subestación interna AIP.
- x. Transformadores de potencia MT/MT 10/12MVA 44/13.2kV.
- xi. Cargas en 13.2kV de AIP.
- xii. El interruptor 13.2kV donde se interconectará el sistema fotovoltaico.

Además, se incluyen los elementos eléctricos principales dentro de la planta fotovoltaica:

- i. Línea aérea desde el interruptor 13.2kV de la subestación interna AIP hasta el colector 13.2kV de la planta fotovoltaica.
- ii. Interruptor 13.2kV colector de la planta fotovoltaica.
- iii. Interruptores 13.2kV en la caseta de control principal.
- iv. Conductores MT entre la caseta de control principal y cada una de las casteas de los sub-campos.
- v. Interruptores 13.2kV en las casetas de los sub-campos.
- vi. Transformadores de potencia MT/BT 2MVA 13.2/0.69kV.
- vii. Conductores BT entre los transformadores MT/BT y los inversores.
- viii. Inversores.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar del sistema:

6.2. Estudio de flujo de carga

El estudio de flujo de carga con generación máxima tiene por objeto verificar que la interconexión de la planta fotovoltaica a la red existente no afecte negativamente los perfiles de tensión del sistema, la cargabilidad en los conductores y transformadores, y el factor de potencia del alimentador 44-4-86. Para este estudio se manejan dos escenarios, el primero, asumiendo que los inversores entregan toda su potencia activa (FP=1), y el segundo, considerando que la planta aporta potencia activa y reactiva, este último escenario se ha incluido debido a que en el ROBCP (Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción) y sus Anexos, la UT (Unidad de Transacciones) establece que el factor de potencia en cada punto de retiro debe ser mayor o igual a 0.95 inductivo o capacitivo en cada intervalo de medición, por tanto, se debe cumplir esta condición, para lo cual se plantea el uso de un controlador de planta (PPC, por sus siglas en Inglés “Power Plant Controller”) con el fin de establecer el factor de potencia requerido en el circuito 44-4-86 a un valor de 0.95 inductivo.

i. Perfiles de tensión.

Con base en las simulaciones se verifica que la planta fotovoltaica no provoca problemas con el perfil de tensión, sino que se tiene una mejora en todas las barras de la subestación interna de AIP de 0.01[p.u.] ó 1% cuando ésta opera con FP unitario, y de 0.02[p.u.] a 0.03[p.u.] ó 2% a 3% cuando el sistema fotovoltaico opera con el controlador de planta ajustando el FP, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Barra	V [p.u.]				
	Sin FV	Con FV Gen FP=1	Con FV FP > 0.95 en 44-4-86	Δ Gen FP=1	Δ FP > 0.95 en 44-4-86
AIP_4/13.2kV	0.98	0.99	1.01	0.01	0.03
AIP_8/13.2kV	0.99	1.00	1.01	0.01	0.02
AIP_3/46kV	0.98	0.99	1.00	0.01	0.02
AIP_7/46kV	0.98	0.99	1.00	0.01	0.02
AIP_1/46kV	0.98	0.99	1.00	0.01	0.02

Tabla 6.2-1. Perfil de tensión.

ii. Cargabilidad en conductores.

A partir de las simulaciones se verifica que la planta fotovoltaica no provoca problemas con la cargabilidad en los conductores, sino que se tiene una mejora en la línea 46kV de AIP, cuya longitud es de 10.2km. La cargabilidad mejora en 18.56% para una operación de la planta con FP unitario, y en 18.10% cuando el sistema fotovoltaico opera con el controlador de planta ajustando el FP. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Línea	Cargabilidad				
	Sin FV	Con FV Gen FP=1	Con FV FP > 0.95 en 44-4-86	Δ Gen FP=1	Δ FP > 0.95 en 44-4-86
L_AIP_46V	34.66%	16.10%	16.56%	-18.56%	-18.10%
L_46kV	21.91%	10.08%	10.44%	-11.83%	-11.47%

Tabla 6.2-2. Cargabilidad de conductores.

iii. Cargabilidad en transformadores.

Con base en las simulaciones se verifica que la planta fotovoltaica no provoca problemas con la cargabilidad en los transformadores, sino que se tiene una mejora en el transformador TA de AIP y en el transformador de ETESAL Ateos 110/46kV. La cargabilidad mejora en 40.94% y 8.55%, respectivamente para una operación de la planta con FP unitario, y en 48.50% y 8.18%, respectivamente cuando el sistema fotovoltaico opera con el controlador de planta ajustando el FP. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Línea	Cargabilidad				
	Sin FV	Con FV Gen FP=1	Con FV FP > 0.95 en 44-4-86	Δ Gen FP=1	Δ FP > 0.95 en 44-4-86
TA	65.30%	24.36%	16.80%	-40.94%	-48.50%
TB	27.72%	27.50%	27.28%	-0.22%	-0.44%
ETESAL Ateos 110/46kV	81.05%	72.50%	72.87%	-8.55%	-8.18%

Tabla 6.2-3. Cargabilidad en transformadores.

iv. Factor de potencia en 44-4-86.

A partir de las simulaciones se verifica que cuando la planta opera con factor de potencia unitario, se producen problemas en el factor de potencia del 44-4-86, dicho valor llega a 0.64 inductivo, desmejorando en 0.30 respecto al escenario sin generación; cuando el sistema fotovoltaico opera con el controlador de planta ajustando el FP, se produce una leve mejora en el factor de potencia del alimentador 44-4-86, dicho valor llega a 0.95 inductivo, mejorando en 0.01 respecto al escenario sin generación. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Alimentador	Factor de Potencia (inductivo)				
	Sin FV	Con FV Gen FP=1	Con FV FP > 0.95 en 44-4-86	Δ Gen FP=1	Δ FP > 0.95 en 44-4-86
44-4-86	0.94	0.64	0.95	-0.30	0.01

Tabla 6.2-4. Factor de Potencia en 44-4-86.

A continuación, se tienen los resultados de las simulaciones de flujo de carga para los siguientes escenarios:

- i. Flujo de carga sin la planta fotovoltaica.
- ii. Flujo de carga con la planta fotovoltaica con generación máxima, con factor de potencia unitario.
- iii. Flujo de carga con la planta fotovoltaica con generación máxima, con el controlador de planta ajustando el FP.

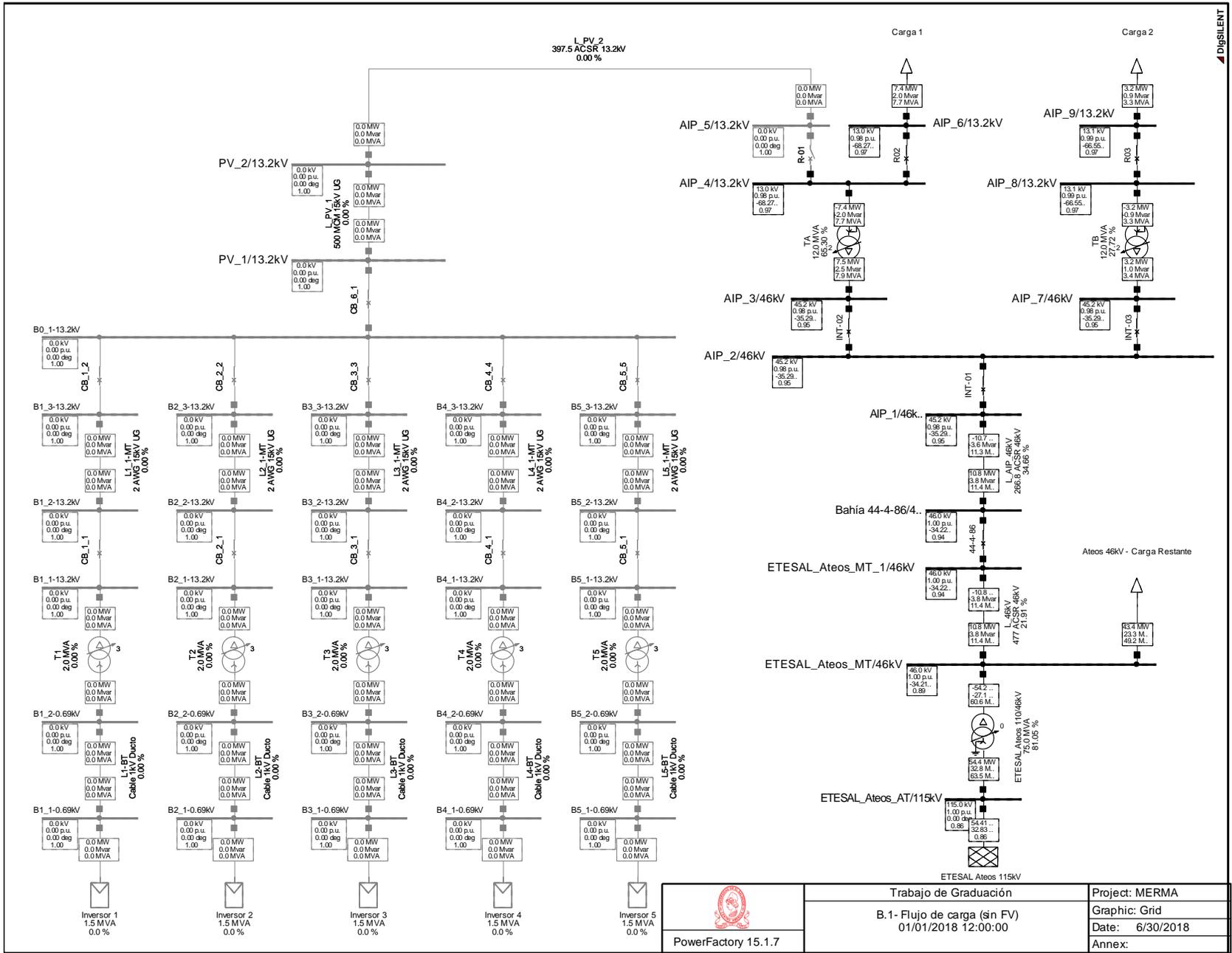


Figura 6.2-1. Flujo de carga sin generación fotovoltaica

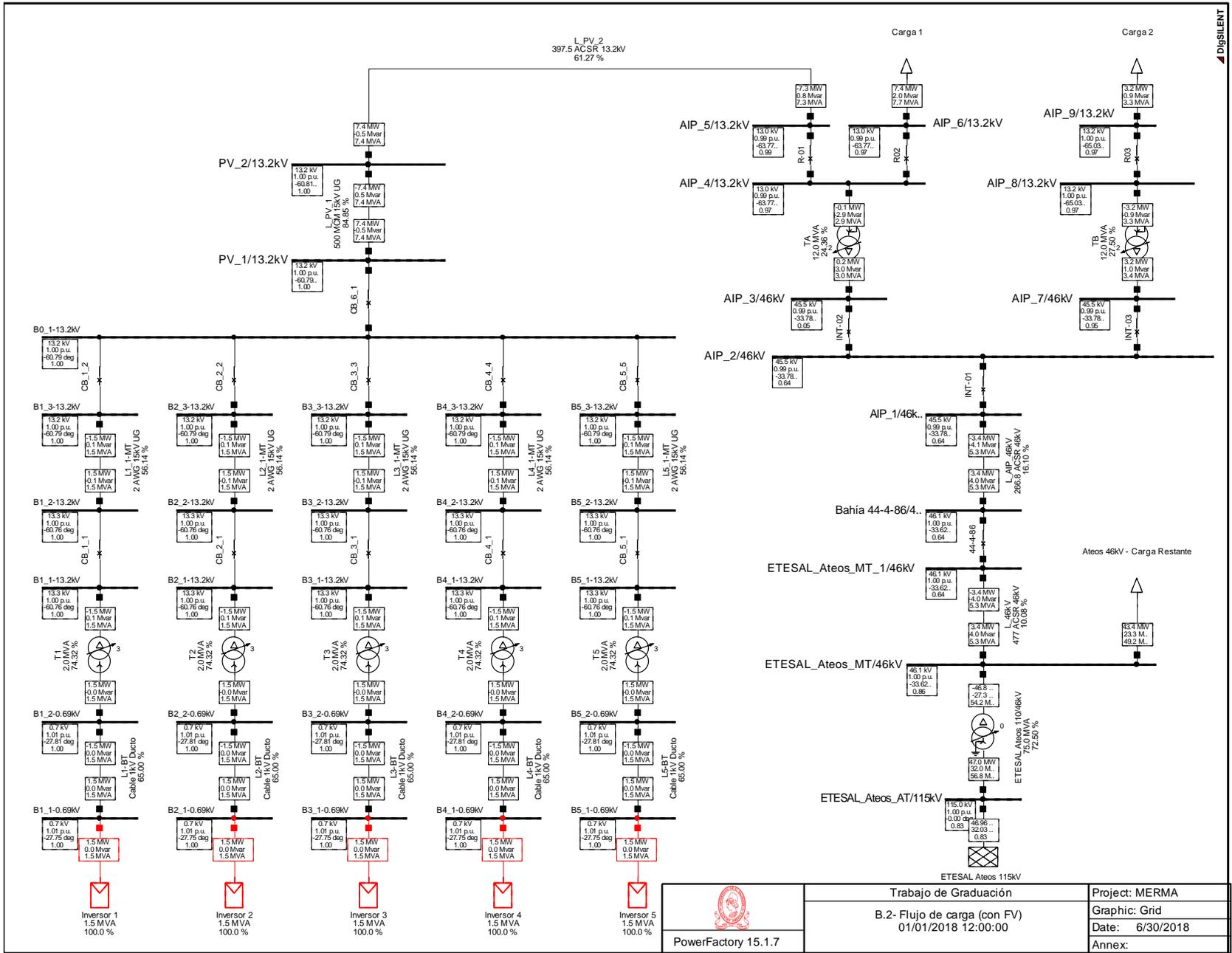


Figura 6.2-2. Flujo de carga con generación fotovoltaica

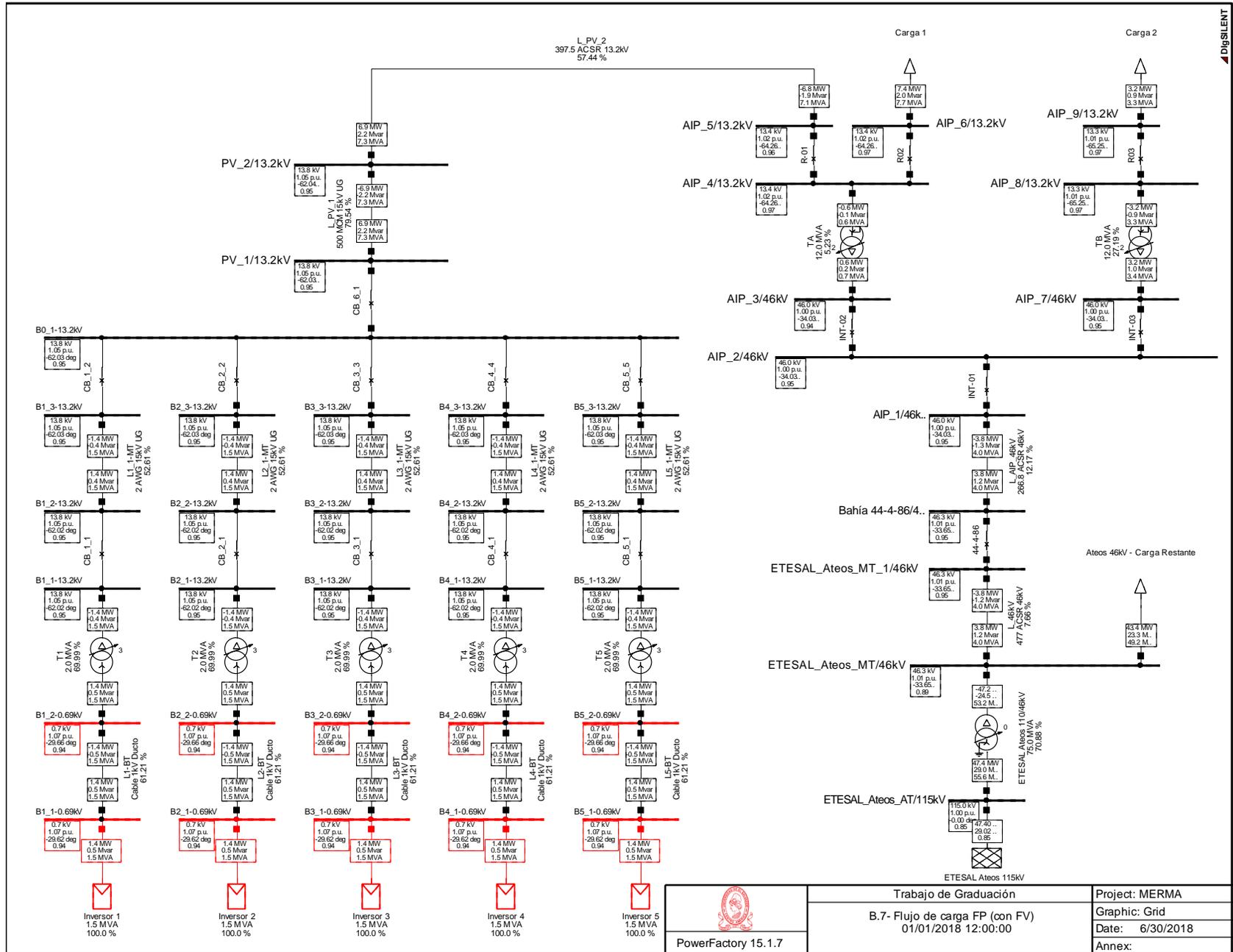


Figura 6.2-3. Flujo de carga con generación fotovoltaica y controlador de carga

6.3. Estudio de flujo de carga cuasi-dinámico

Debido a que es necesario analizar el comportamiento de la planta a lo largo del día, y de la semana, se procede a realizar simulaciones cuasi-dinámicas.

Adicional a la información del modelo, se utilizan los archivos de mediciones horarias, tanto para las cargas de AIP, la carga del 44-4-86, como en el resto de la barra 46kV de ETESAL Ateos.

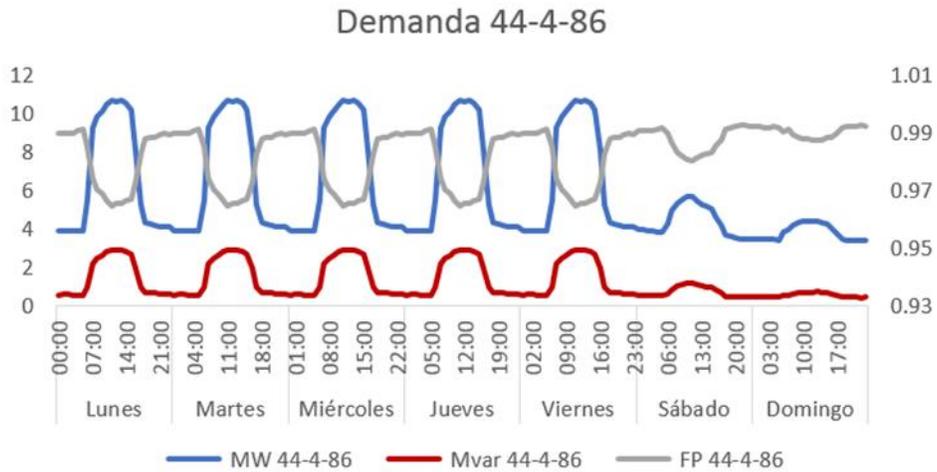


Figura 6.3-1. Demanda en alimentador 44-4-86

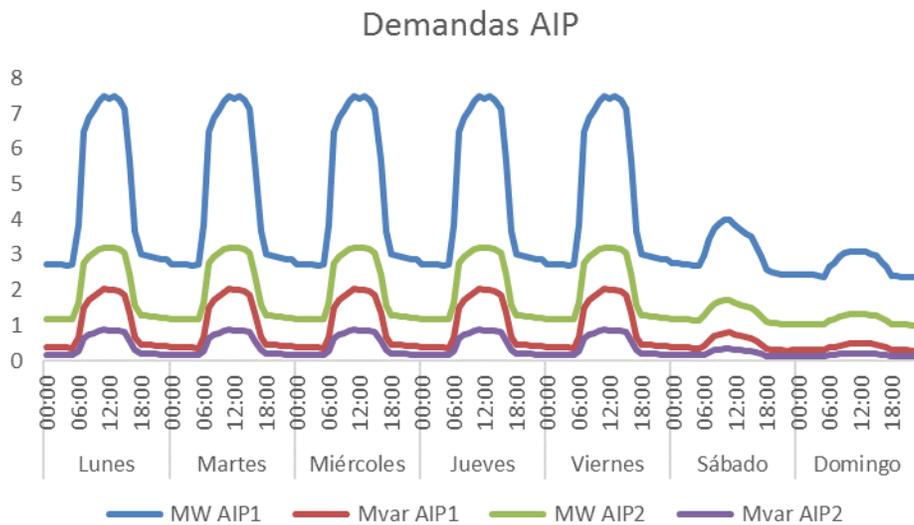


Figura 6.3-2. Demanda en Subestación AIP

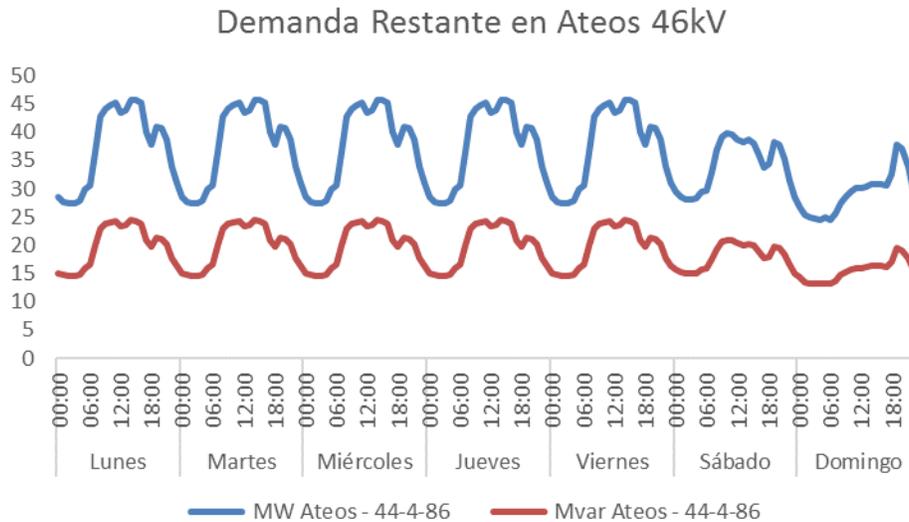


Figura 6.3-3. Demanda restante en Ateos 46kV

De las gráficas anteriores se concluye que el comportamiento de la demanda es el mismo para los días de semana, se tiene una disminución en sábado, y finalmente una reducción adicional en domingo. La demanda que presenta los decrementos más dramáticos en fin de semana respecto a los días de semana es la carga de AIP y por ende el circuito 44-4-86.

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones cuasi-dinámicas realizadas en PowerFactory donde se aprecia la interacción de la inyección de la planta y las cargas del sistema, realizando simulaciones en intervalos de tiempo de 15 minutos, para cada uno de los días de la semana. Es decir, en total se obtienen resultados correspondientes a 672 flujos de carga.

Analizando los resultados, se concluye que, en los días de semana no existe flujo inverso en el alimentador 44-4-86, mientras que sí se da en sábado con una demanda de aproximadamente -0.4MW, mientras que, en domingo se alcanza -1.4MW. Es importante mencionar que, la potencia en flujo inverso a través del circuito 44-4-86 representa un bloque de aproximadamente 2% de la energía generada por cada semana, lo cual se puede extrapolar al comportamiento anual del sistema. Por tanto, en este sentido, dependiendo de las condiciones del contrato de compra venta de energía con la empresa de distribución, es posible que los bloques de energía en flujo inverso se facturen bajo precios distintos, o que, en el caso más extremo, se limite la generación para que no exista flujo inverso.

Los escenarios son los siguientes:

- i. Flujo de carga cuasi-dinámico sin la planta fotovoltaica (de lunes a domingo).
- ii. Flujo de carga cuasi-dinámico con la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) con FP unitario.
- iii. Flujo de carga cuasi-dinámico sin la planta fotovoltaica versus con la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) con FP unitario.

- iv. Flujo de carga cuasi-dinámico con la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) con el controlador de planta ajustando el FP.
- v. Flujo de carga cuasi-dinámico sin la planta fotovoltaica versus flujo de carga con la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) con el controlador de planta ajustando el FP.

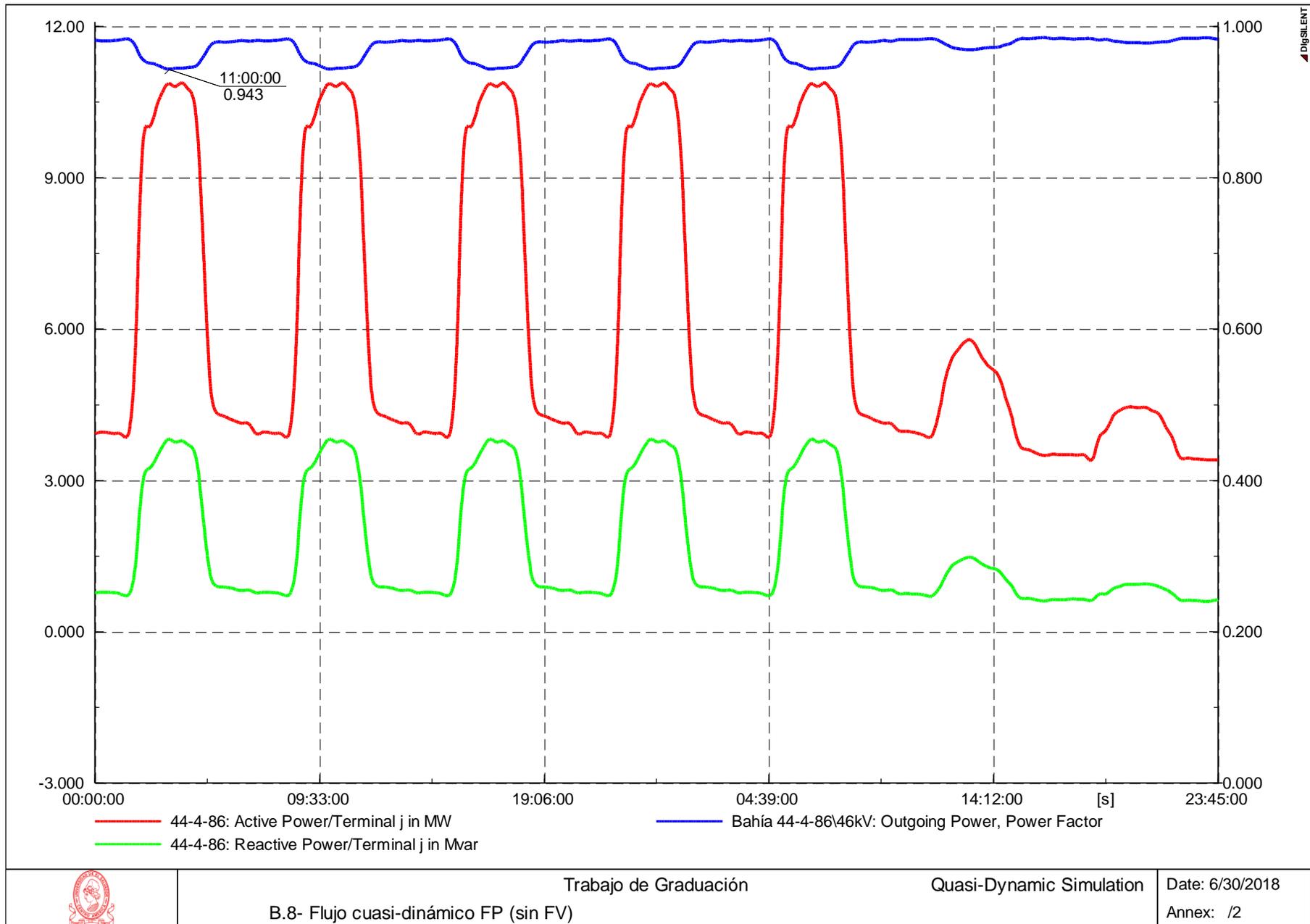


Figura 6.3-4. Flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica

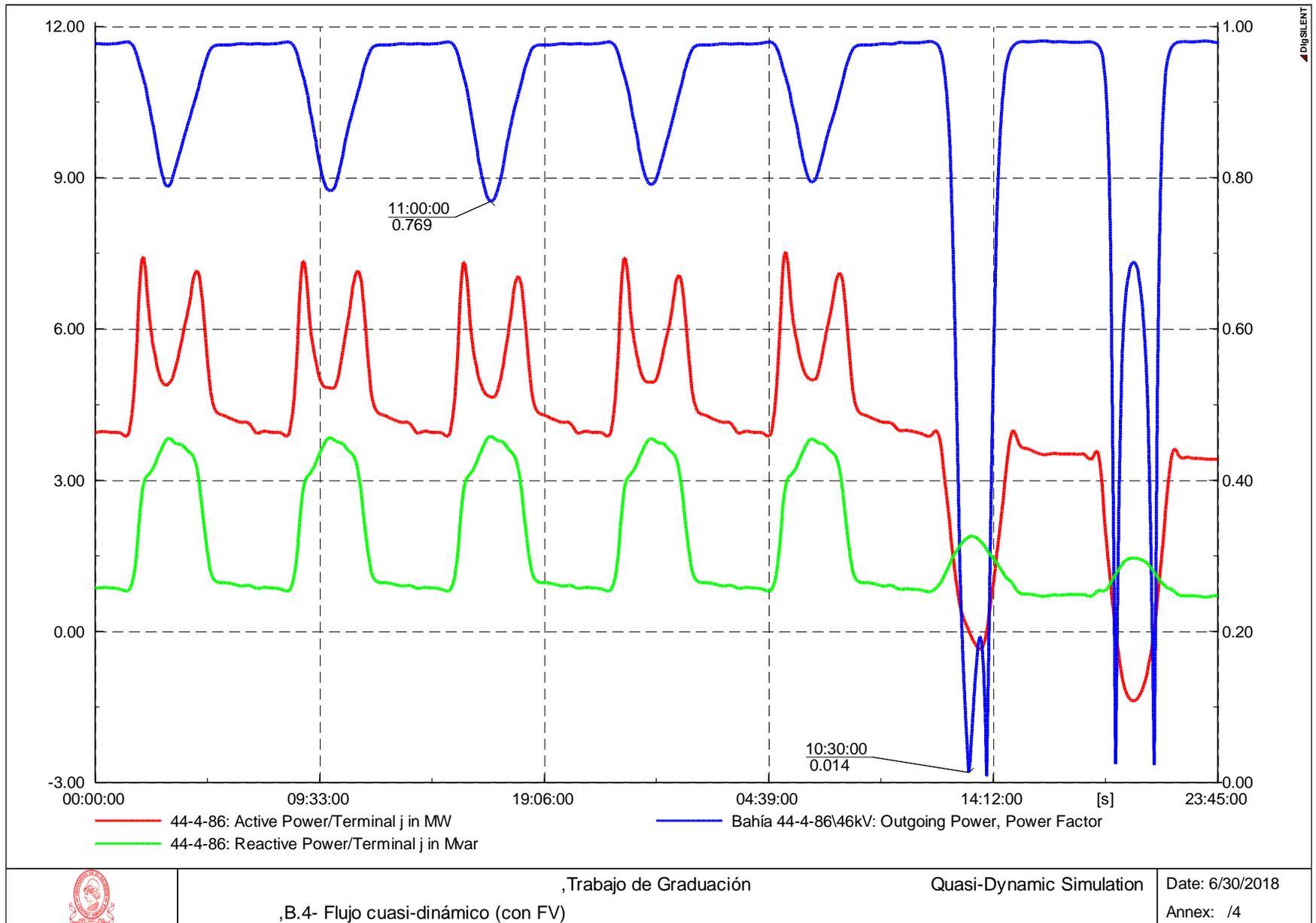


Figura 6.3-5. Flujo de carga cuasi-dinámico con generación fotovoltaica

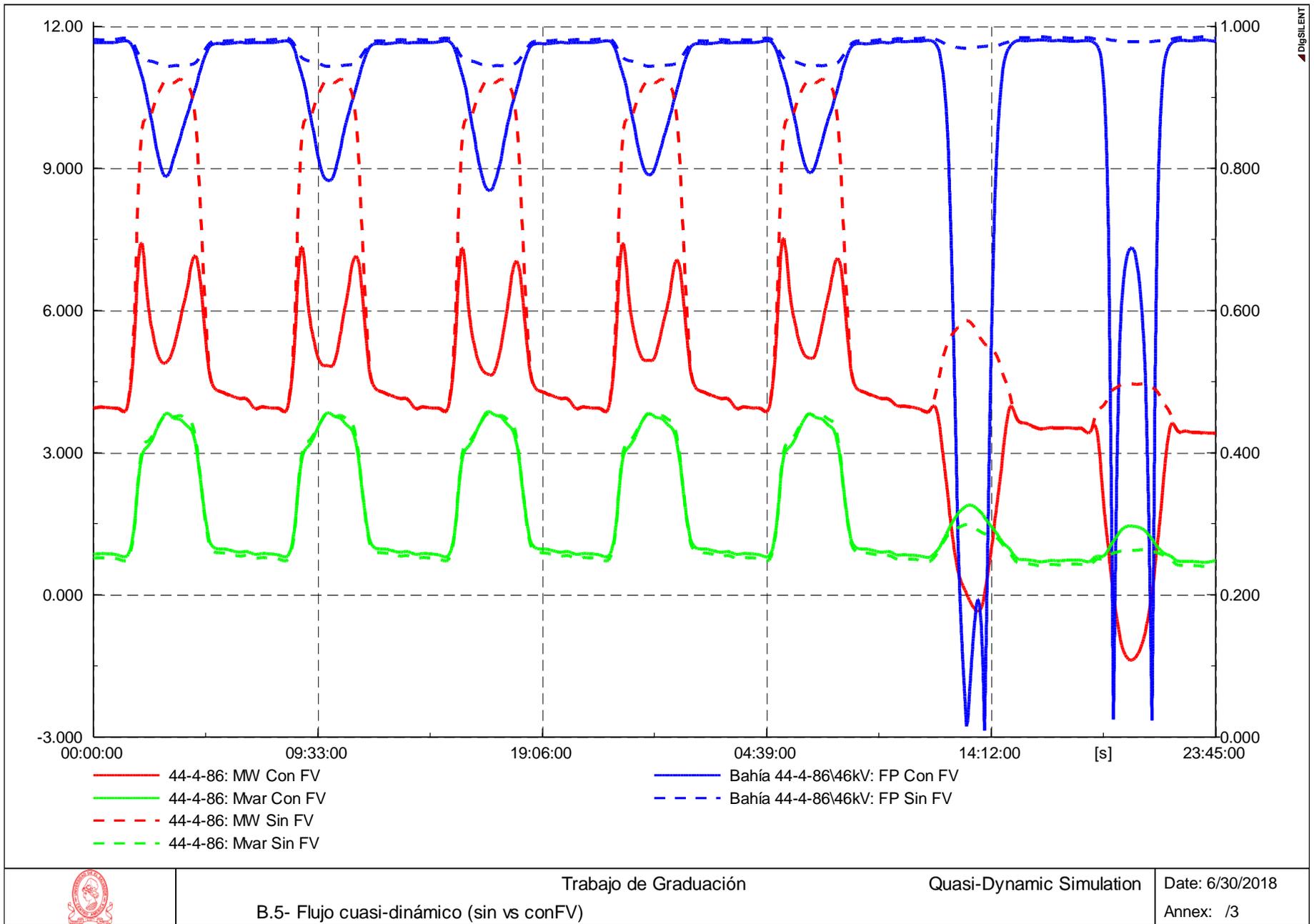


Figura 6.3-6. Flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica

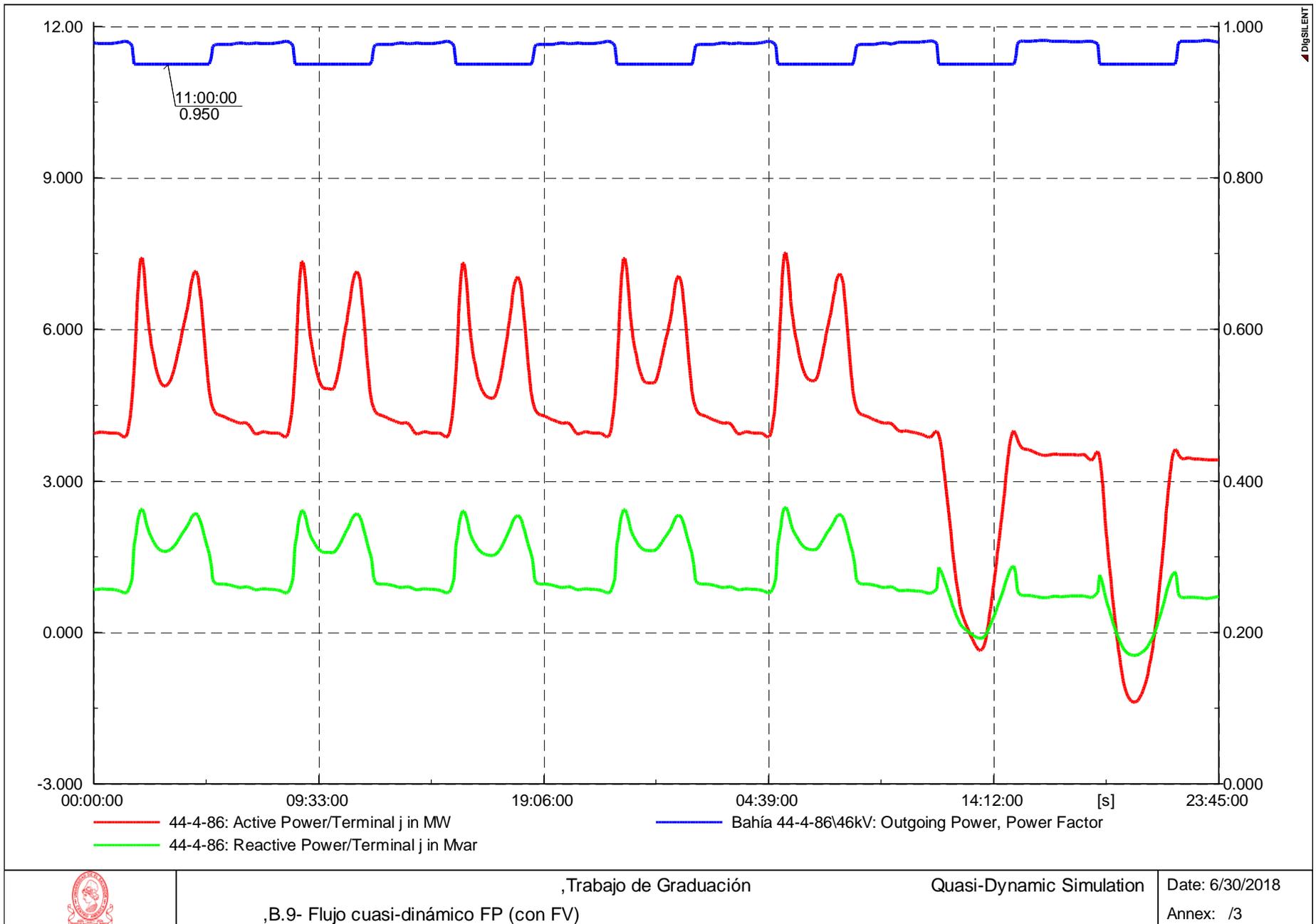


Figura 6.3-7. Flujo de carga cuasi-dinámico con generación fotovoltaica y controlador de carga

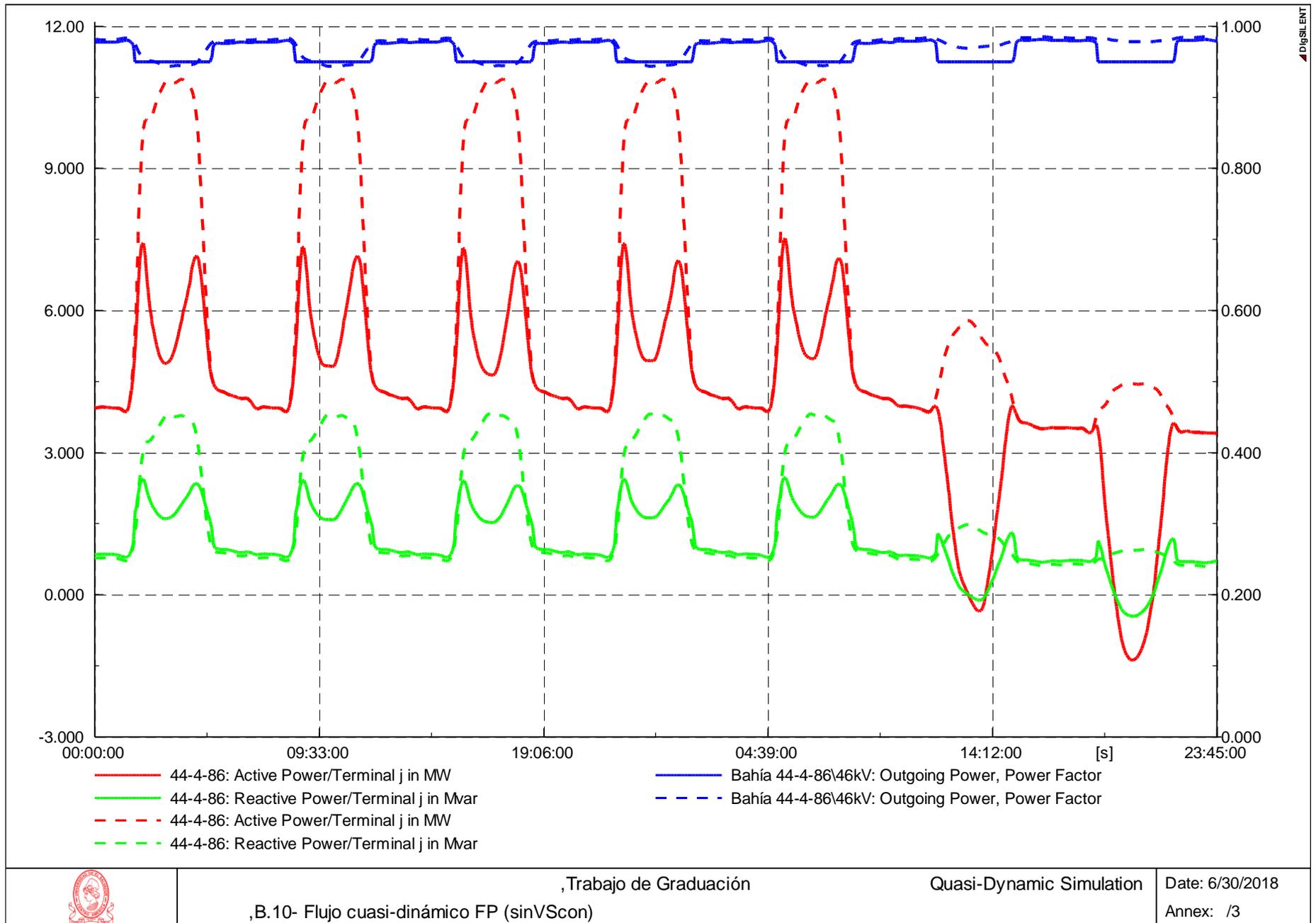


Figura 6.3-8. Flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica y controlador de carga

6.4. Estudio de pérdidas técnicas

El estudio de pérdidas también se basa en una simulación cuasi-dinámica, ya que no se puede tener un enfoque simplista y asumir que el porcentaje de pérdidas en la red de distribución se mantendrá constante a lo largo del horario diurno, que es donde opera la planta, sino que estos valores de pérdida varían en función de la carga y de la inyección del generador fotovoltaico en las distintas horas del día.

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones cuasi-dinámicas de flujo de carga realizadas en PowerFactory donde se ha obtenido el perfil horario de pérdidas para cada escenario. Nuevamente se realizan simulaciones en intervalos de tiempo de 15 minutos, para cada uno de los días de la semana. Es decir, en total se obtienen resultados correspondientes a 672 valores de pérdida.

Analizando los resultados, se concluye que, en los días de semana existe una disminución en las pérdidas del sistema, sin embargo, éstas se incrementan en sábado, y en domingo alcanzan su valor más alto.

El efecto neto de la planta sobre las pérdidas técnicas del sistema para generación de la planta con factor de potencia unitario y cuando el sistema fotovoltaico opera con el controlador de planta ajustando el FP, es que a nivel semanal dichas pérdidas se incrementan en 1.4% y 0.02%, respectivamente. Por lo cual, puede concluirse que a lo largo del año se tendrá la misma tendencia en cuanto a dicho incremento.

Los escenarios son los siguientes:

- i. Pérdidas técnicas sin la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) versus pérdidas técnicas con la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) con FP unitario.
- ii. Pérdidas técnicas sin la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) versus pérdidas técnicas con la planta fotovoltaica (de lunes a domingo) con el controlador de planta ajustando el FP.

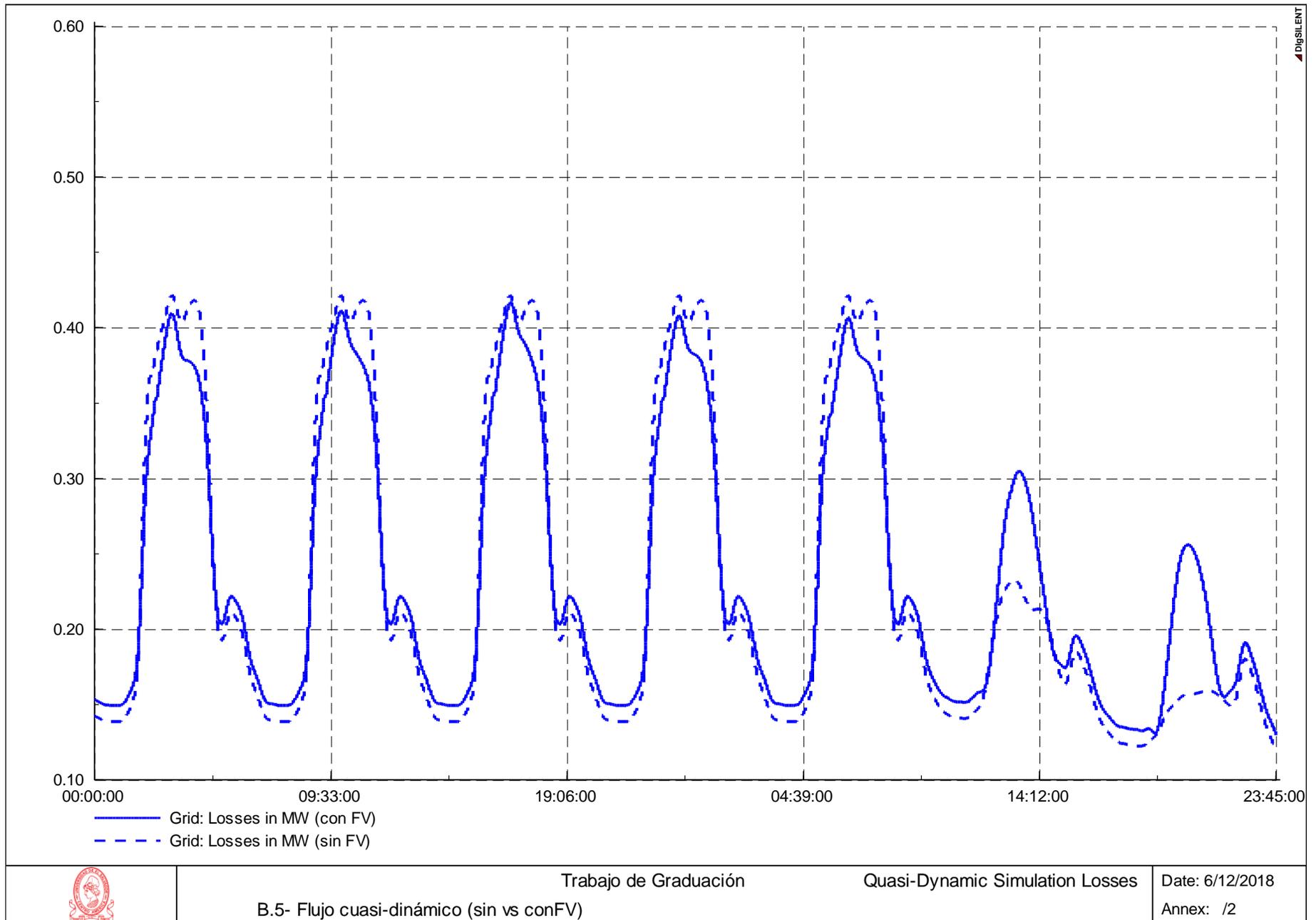
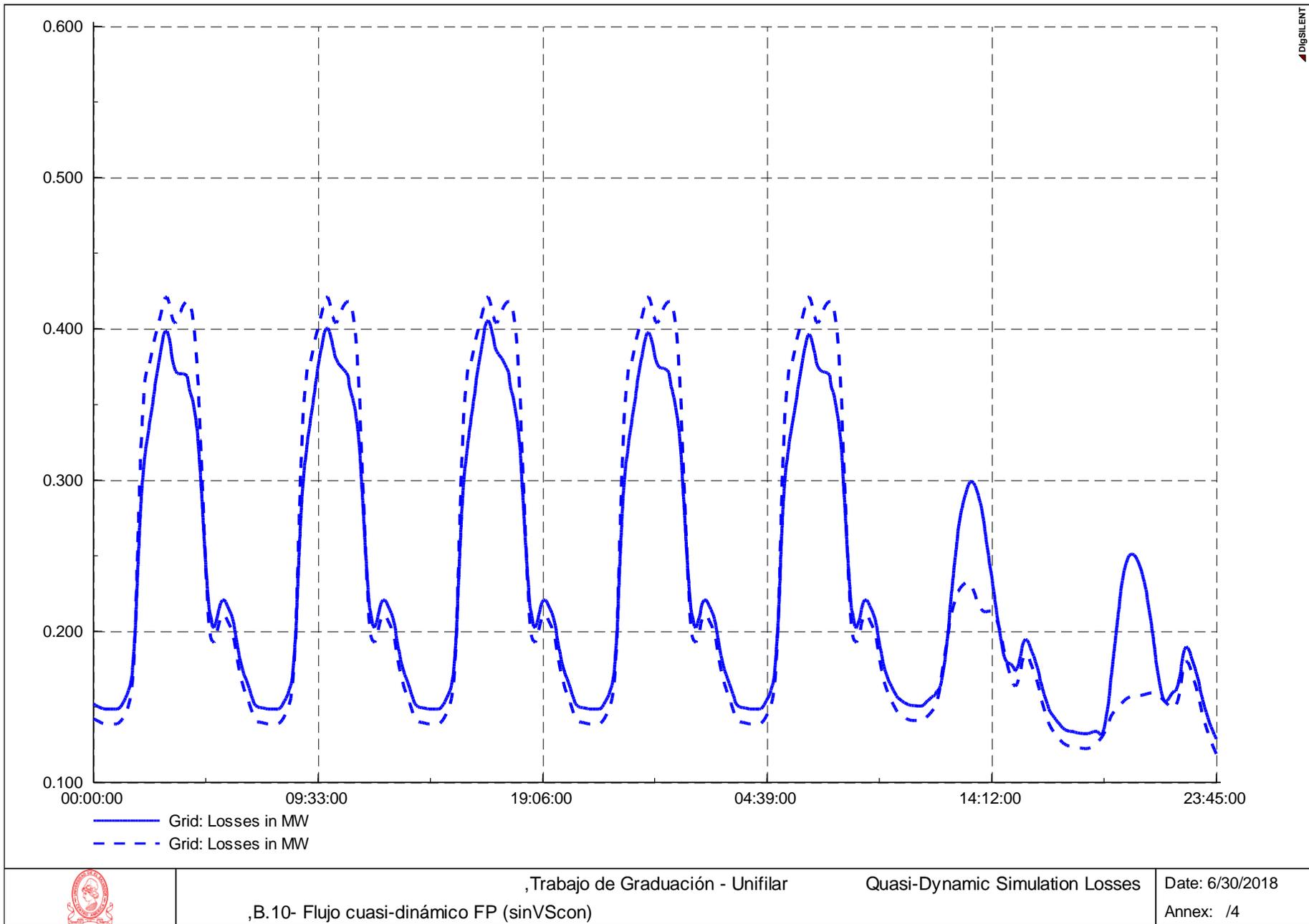


Figura 6.4-1. Pérdidas, flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica



, Trabajo de Graduación - Unifilar
 ,B.10- Flujo cuasi-dinámico FP (sinVScon)

Quasi-Dynamic Simulation Losses

Date: 6/30/2018
 Annex: /4

Figura 6.4-2. Pérdidas, flujo de carga cuasi-dinámico sin generación fotovoltaica, y con generación fotovoltaica y controlador de carga

6.5. Estudio de cortocircuito

El estudio de cortocircuito tiene por objeto determinar el incremento en la corriente de falla del sistema debido a la presencia de la planta fotovoltaica, y si hay una contribución considerable de ésta para aumentar dichos niveles de cortocircuito. Además, en dicho estudio se verifica que los niveles de cortocircuito no sobrepasen la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección existentes como de los nuevos dentro de la planta fotovoltaica.

A partir de las simulaciones se ha obtenido el caso base, donde se puede observar las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico, y monofásico en todas las barras del sistema previo a la conexión de la planta, también se ha realizado las simulaciones necesarias incluyendo el aporte de la planta fotovoltaica.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla tomando como referencia el punto de interconexión de la planta con la red existente, es decir, la barra AIP_5/13.2kV:

Cortocircuito	Corriente de cortocircuito [kA]		
	Sin FV	Con FV	Δ
Trifásico	3.998	3.998	0.00
Bifásico	3.462	3.462	0.00
Monofásico	4.722	4.722	0.00

Tabla 6.5-1. Corrientes de Cortocircuito.

A partir de la tabla de resultados, se concluye que la planta fotovoltaica no aporta corriente de cortocircuito, esto de hecho es lo esperado, ya que se trata de generadores integrados a la red a través de inversores, los cuales son equipos electrónicos, en consecuencia, el generador fotovoltaico queda desacoplado del sistema. Es decir, que el generador no aporta una corriente de falla considerable debido a que no posee el acoplamiento mecánico necesario para reaccionar ante el evento de una falla, ni posee reactancias subtransitorias a diferencia de una máquina rotatoria que posee inercia mecánica. Además, la impedancia de los transformadores también contribuye a mitigar el de por sí, poco aporte en la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico. Esto también depende de las especificaciones del inversor y las características técnicas de sus elementos internos, como lo son los IGBTs.

Otra conclusión relevante es que debido a que los niveles de cortocircuito no se ven afectados con la inyección de la planta fotovoltaica, por lo tanto, no hay necesidad de reemplazar los equipos de protección existentes, ya que no se sobrepasan los valores nominales de capacidad interruptiva, ni tampoco la coordinación de protecciones existente debido a la modificación de los niveles de cortocircuito. Sin embargo, es necesario realizar la coordinación de protecciones entre el punto de interconexión y el dispositivo de protección principal de la planta debido a una falla interna en la red de distribución interna de la planta con el objetivo de salvaguardar la integridad del personal y de las instalaciones, así como para no afectar negativamente al sistema existente. Dicho estudio se realiza en la siguiente sección de este trabajo de graduación.

Los escenarios simulados son los siguientes:

- i. Nivel de falla trifásico sin la planta fotovoltaica.
- ii. Nivel de falla bifásico sin la planta fotovoltaica.
- iii. Nivel de falla monofásico sin la planta fotovoltaico.
- iv. Nivel de falla trifásico con la planta fotovoltaica.
- v. Nivel de falla bifásico con la planta fotovoltaica.
- vi. Nivel de falla monofásico con la planta fotovoltaico.

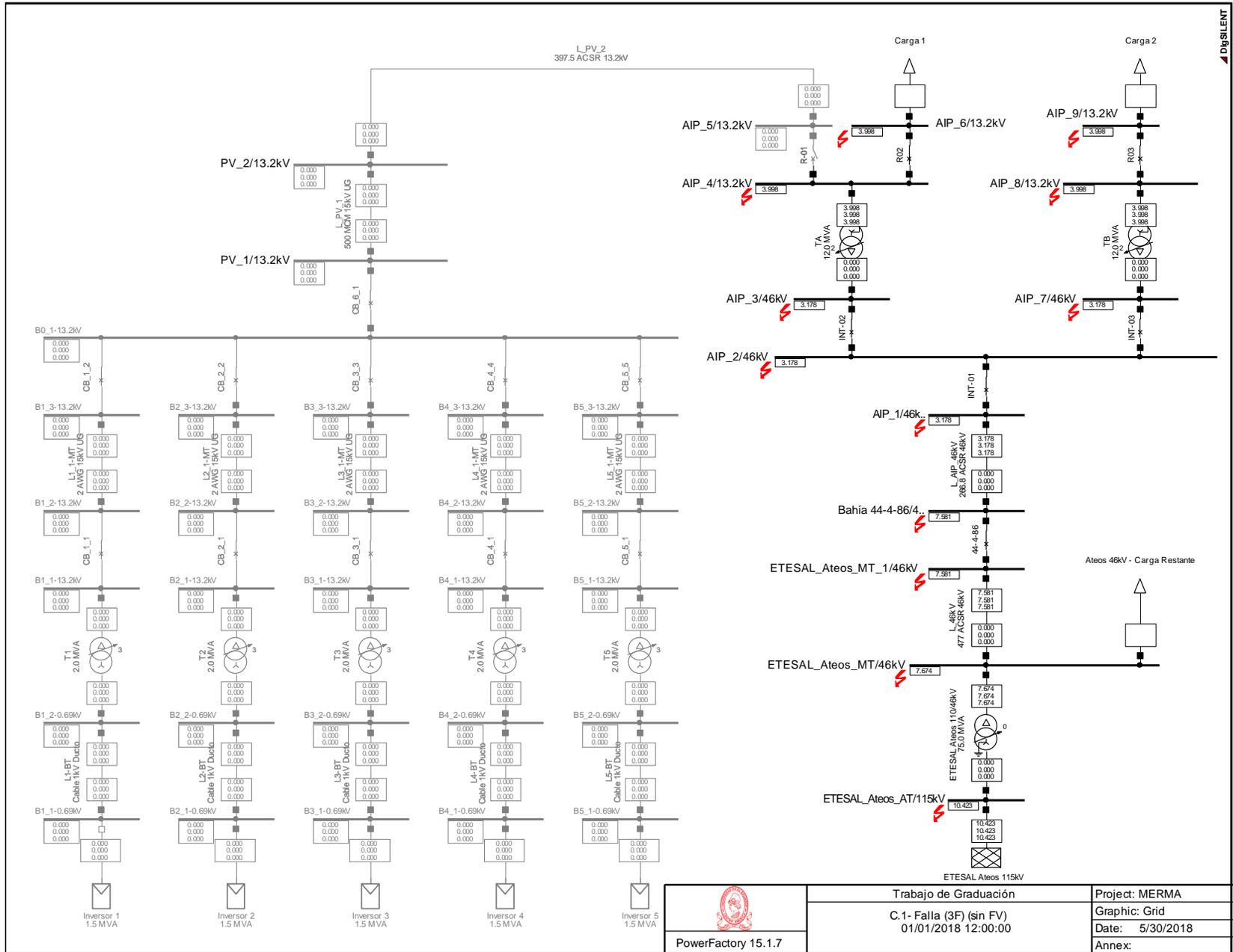
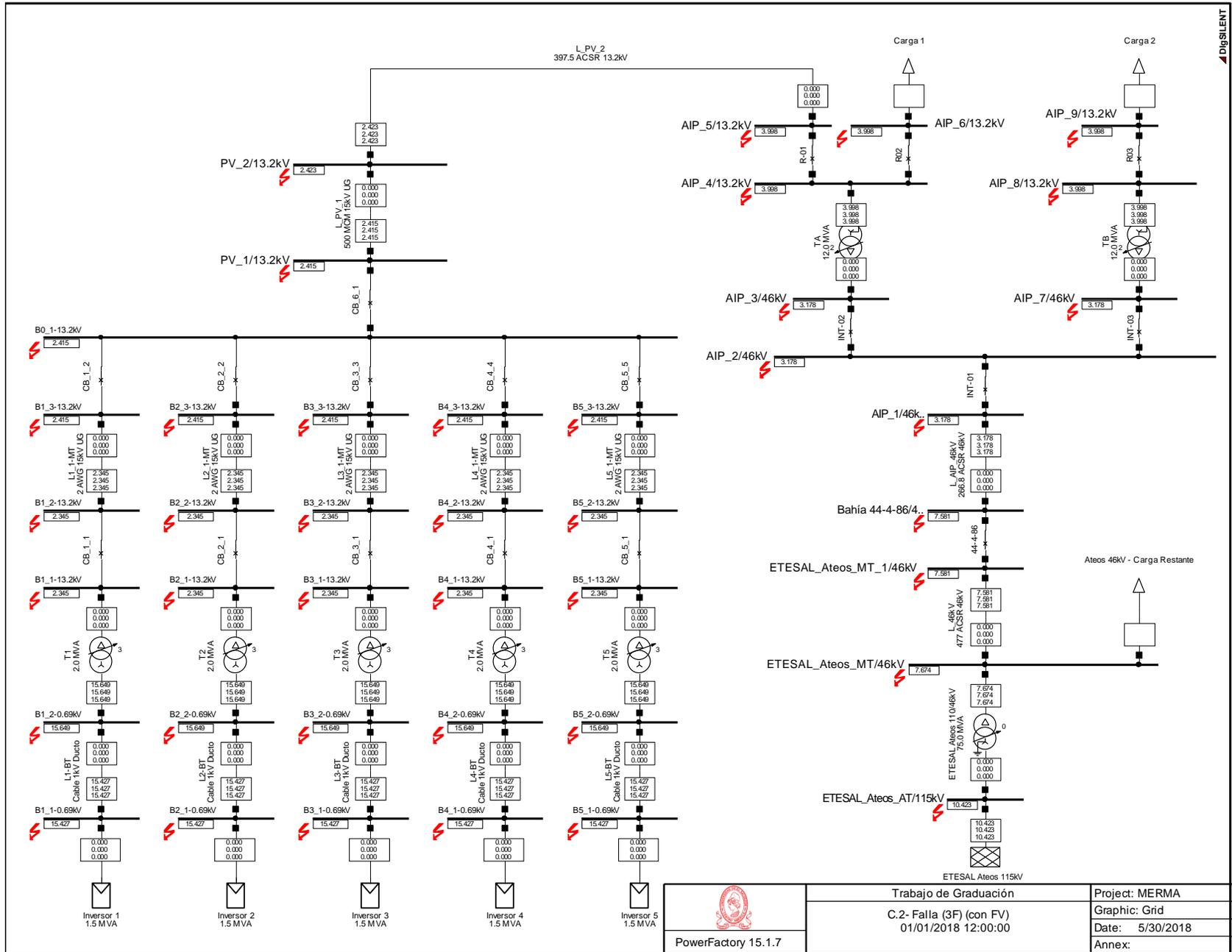
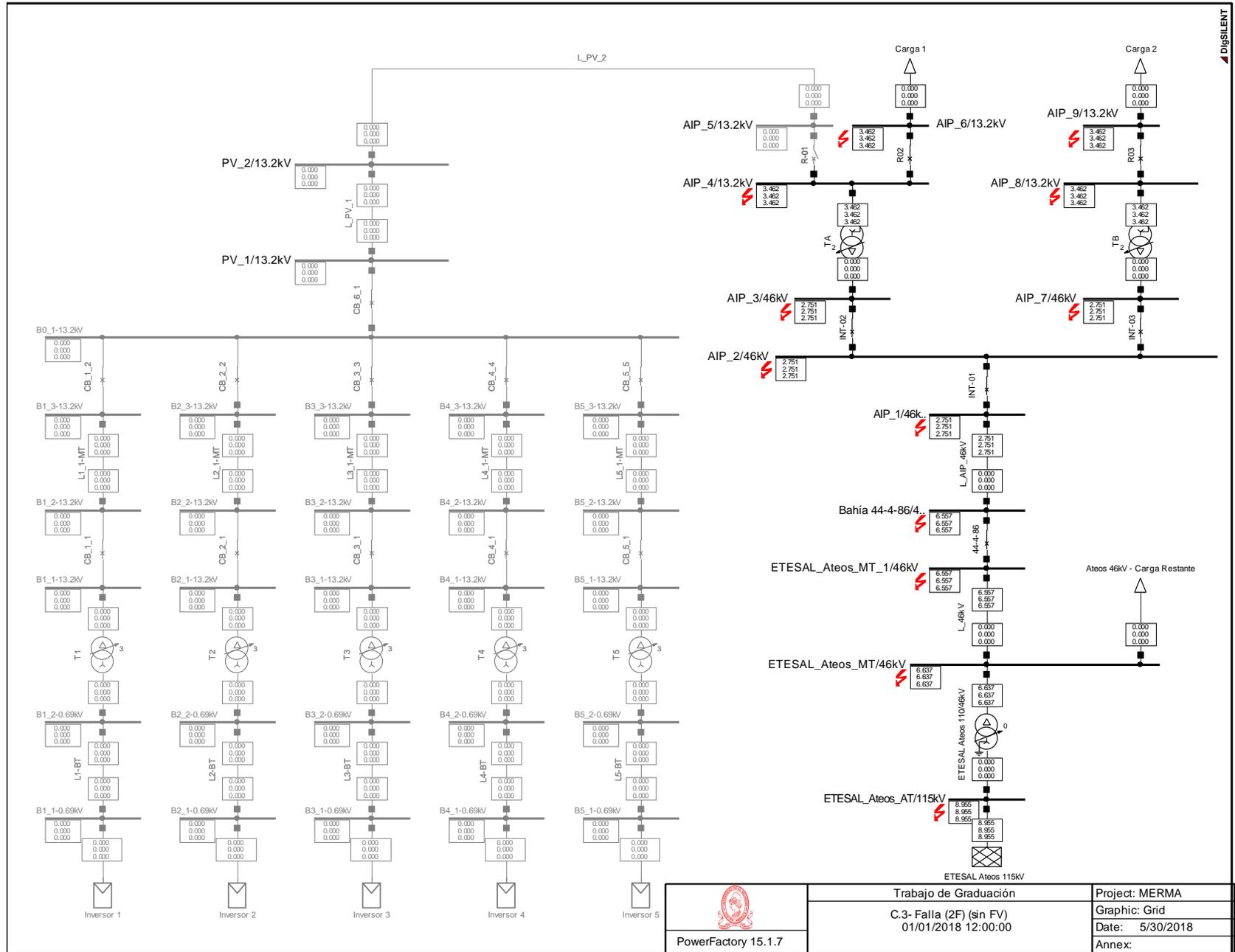


Figura 6.5-1. Cortocircuito trifásico sin generación fotovoltaica



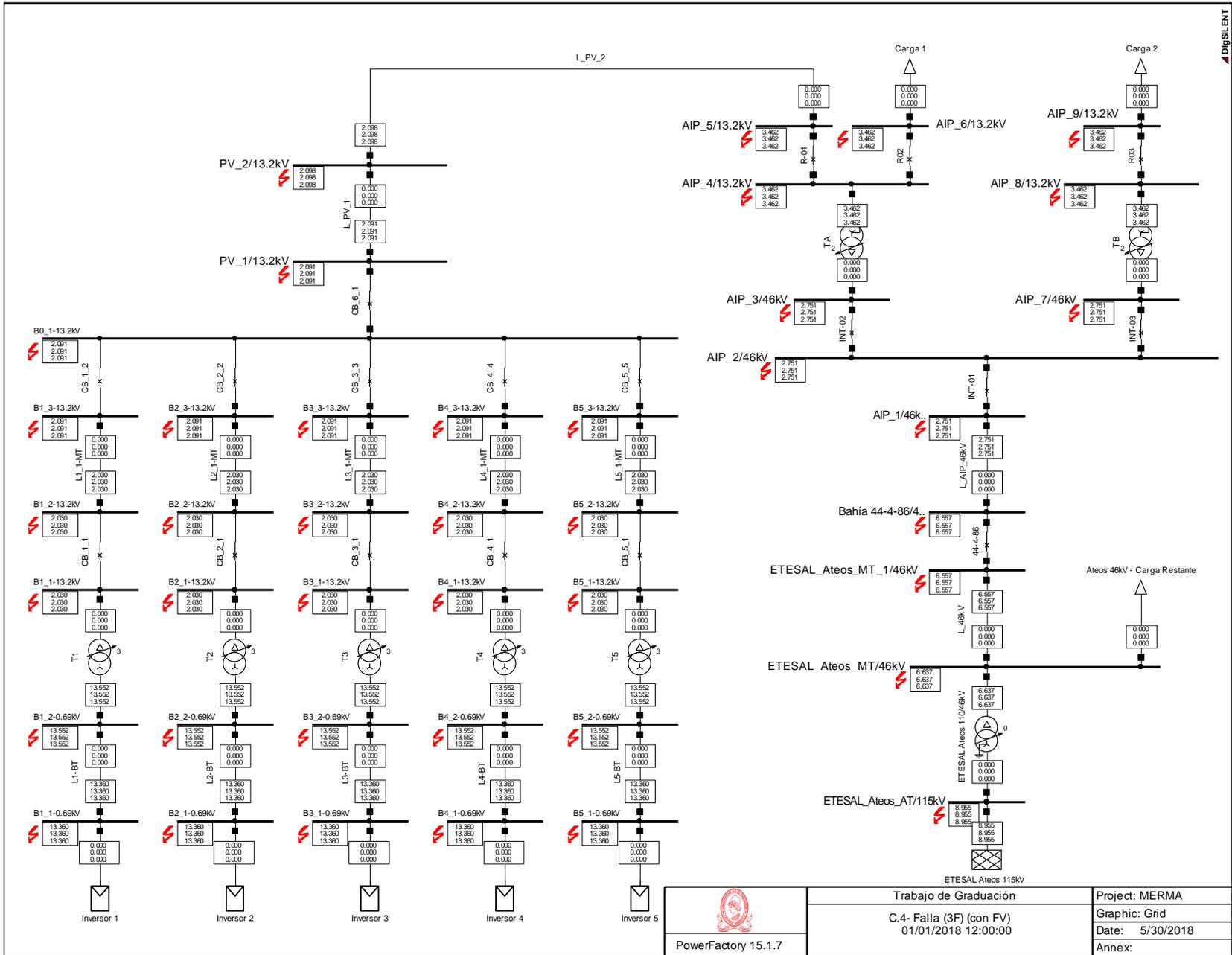
 PowerFactory 15.1.7	Trabajo de Graduación C.2- Falla (3F) (con FV) 01/01/2018 12:00:00	Project: MERMA Graphic: GRID Date: 5/30/2018 Annex:

Figura 6.5-2. Cortocircuito trifásico con generación fotovoltaica



	Trabajo de Graduación	Project: MERMA
	C.3- Falla (2F) (sin FV) 01/01/2018 12:00:00	Graphic: Grid
PowerFactory 15.1.7		Date: 5/30/2018
		Annex:

Figura 6.5-3. Cortocircuito bifásico sin generación fotovoltaica



 PowerFactory 15.1.7	Trabajo de Graduación C.4- Falla (3F) (con FV) 01/01/2018 12:00:00	Project: MERMA Graphic: Grid Date: 5/30/2018
	Annex:	

Figura 6.5-4. Cortocircuito bifásico con generación fotovoltaica

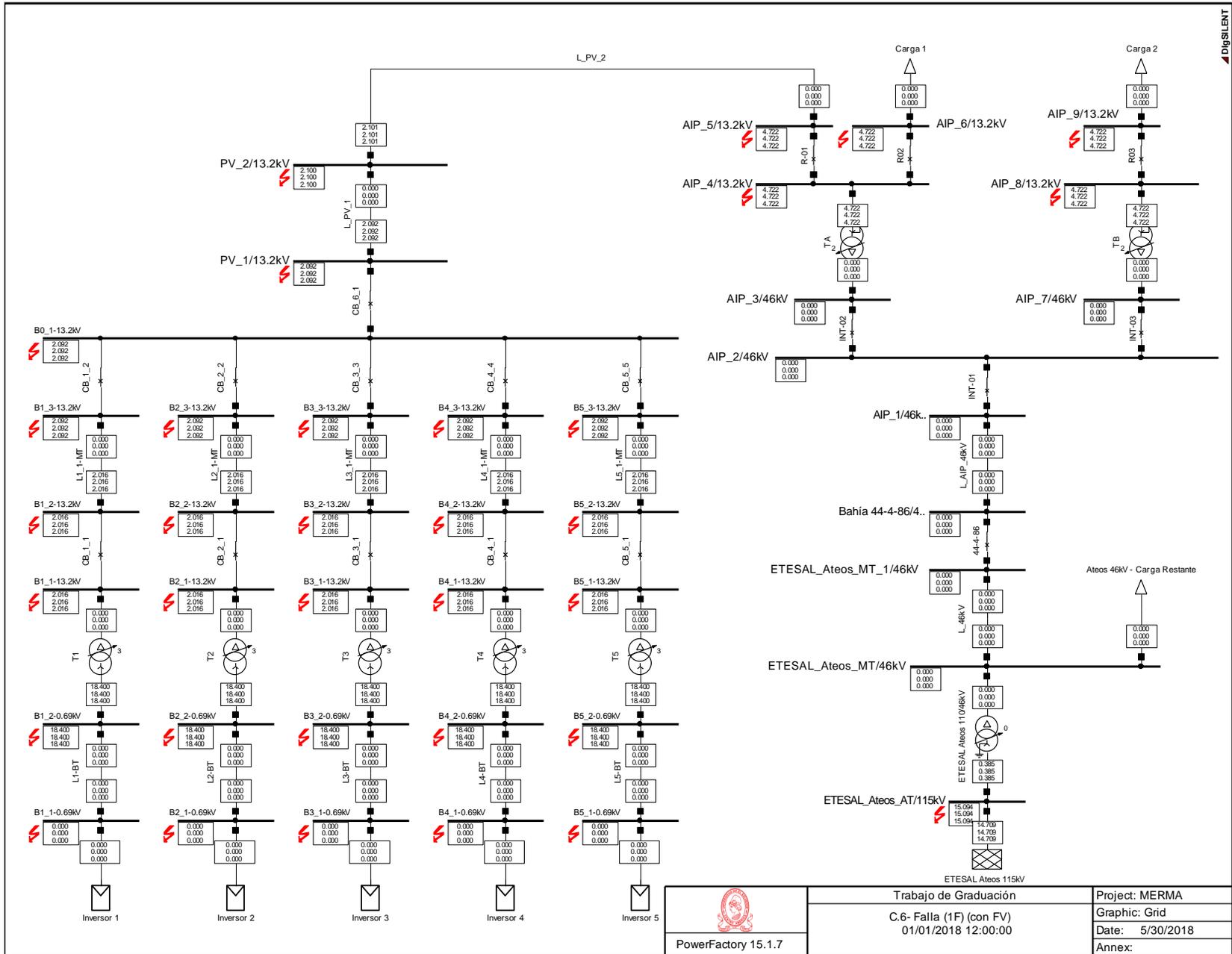


Figura 6.5-6. Cortocircuito monofásico con generación fotovoltaica

6.6. Estudio de coordinación de protecciones

El presente estudio surge de la necesidad del reacondicionamiento de celdas de media tensión ubicadas en la subestación, para esto se necesita de realizar un estudio de coordinación de protecciones con el objetivo de calcular los ajustes de las protecciones para cada alimentador que compone este equipo (1 entrada y cuatro salidas) y también la incorporación de la protección de transformador, función 87 de acuerdo a estándar ANSI (conjunto relé más interruptor de potencia).

Todo esto con el objetivo de evaluar la robustez de la red eléctrica existente y de allí concluir si es necesario realizar algunas mejoras para que esta pueda operar satisfactoriamente,

Se elaborará un modelo eléctrico representativo que figure la red eléctrica existente del cliente con un grado de tolerancia aceptable para que los resultados sean congruentes con la realidad de la red, el levantamiento en campo donde se recolectara la información para elaborar el modelo eléctrico.

Una vez finalizado el modelo en el software de simulación de redes eléctricas se verificará haciendo simulaciones o corridas que aporten a la toma de decisiones para la óptima operación y mejorar la robustez de la red eléctrica, los estudios eléctricos o módulos a correr son los siguientes:

- i. Cortocircuito.
- ii. Coordinación de protecciones.

Se verificará la potencia eléctrica de la red proporcionada por el cliente con el objetivo de realizar un flujo de carga con lo que se pretende estimar la potencia eléctrica que se transportará en los alimentadores de las celdas de media tensión.

El flujo de carga se verificará en todos los buses (punto de interconexión de uno o más elementos de la red) de interés en donde se vuelva valioso saber la caída de voltaje y/o las pérdidas de la red eléctrica de distribución.

Debido a la necesidad de calcular los ajustes de los equipos de protección asociados a las celdas de media tensión se debe de realizar un estudio de coordinación de protecciones en el ramal asociado desde la protección hasta cada una de las salidas de las celdas de media tensión.

Para lograr esto se evaluará en el escenario de demanda de potencia proporcionado por el cliente y se realizaran varias simulaciones para revisar la selectividad de las protecciones ante un evento de sobrecorriente y cortocircuito en la red eléctrica, con esto se logra incrementar la confiabilidad de la red eléctrica.

6.6.1. Objetivo general

Determinar los ajustes para los equipos de protección de las celdas de media tensión de la “subestación”.

6.6.2. Objetivos específicos

- Hacer una evaluación de las protecciones desde el alimentador hasta los equipos asociados a las celdas de media tensión.
- Realizar una coordinación de protecciones desde cada alimentador de las celdas de media tensión hasta el final de cada carga asociada.
- Verificar los niveles de cortocircuito en barras de las celdas de media tensión y otros puntos de interés.

6.6.3. Modelado del sistema eléctrico de potencia

6.6.3.1. Diagrama unifilar de la red eléctrica

En los planos del Anexo III se muestra el diagrama unifilar en donde se puede observar el sistema de potencia bajo estudio.

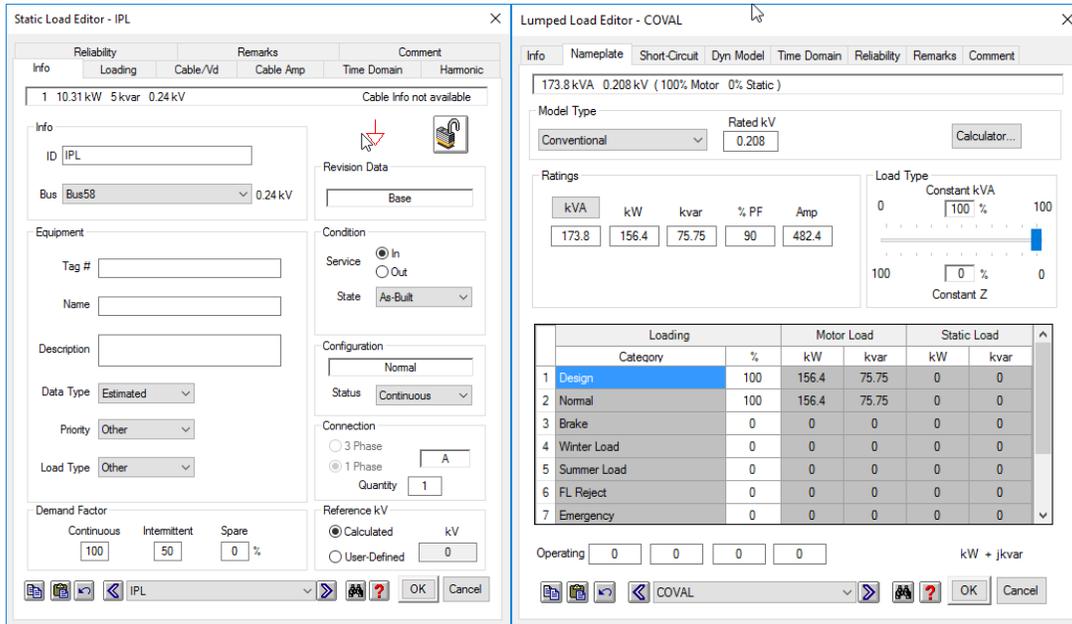
6.6.3.2. Modelos realizados para el estudio

6.6.3.2.1. Equivalente Thevenin barra 46kV

The screenshot displays the 'Power Grid Editor - Sis. Guajoyo' window. The 'Info' tab is active, showing configuration for a '46 kV Swing' bus. The 'Info' section includes an 'ID' field with 'Ateos' and a 'Bus' dropdown menu also set to 'Ateos' at '46 kV'. The 'Connection' section has radio buttons for '3 Phase' (selected) and '1 Phase'. The 'Equipment' section has empty fields for 'Tag #', 'Name', and 'Description'. The 'Condition' section has radio buttons for 'In' (selected) and 'Out', and a 'State' dropdown set to 'As-Built'. The 'Revision Data' section has a 'Base' field. The 'Configuration' section has a dropdown for 'Escenario1' and radio buttons for 'Swing' (selected), 'Voltage Control', 'Mvar Control', and 'PF Control'. The bottom of the window shows a toolbar with icons for undo, redo, and other functions, along with 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 6.6-1. Programación de modelo eléctrico de Equivalente Thevenin de la red.

6.6.3.2.2. Carga eléctrica



(a) Carga Resistiva

(b) Carga Industrial

Figura 6.6-2. Ventana de programación de modelo eléctrico para cargas tipo resistivas y combinación con Motores.

6.6.3.2.3. Banco de capacitores

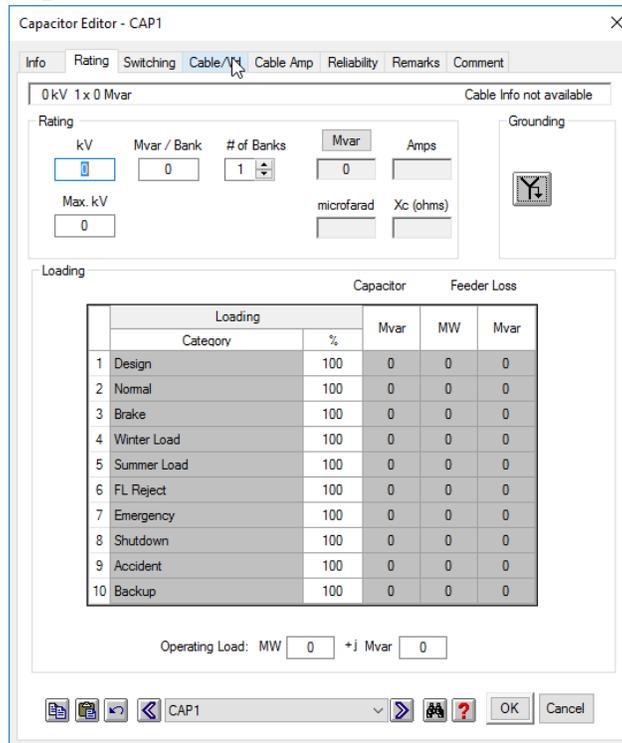


Figura 6.6-3. Ventana de programación para modelo eléctrico de un banco de capacitores.

6.6.3.2.4. Cable de potencia

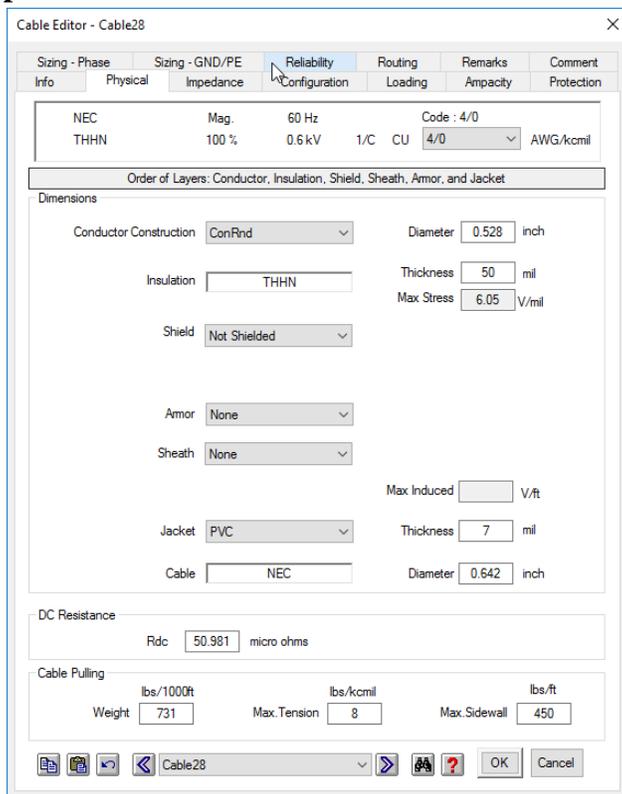


Figura 6.6-4. Ventana de programación para modelo eléctrico de un cable eléctrico.

6.6.3.2.5. Línea eléctrica aérea

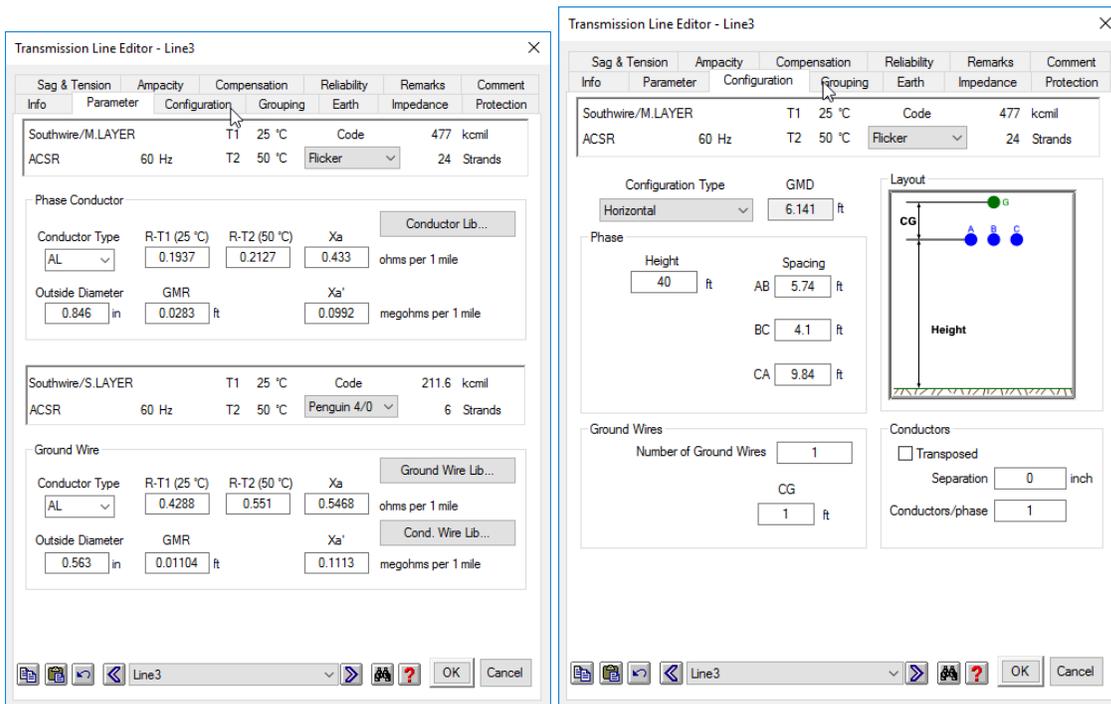


Figura 6.6-5. Ventana de programación para modelo eléctrico de una línea eléctrica.

6.6.3.2.6. Línea eléctrica aérea

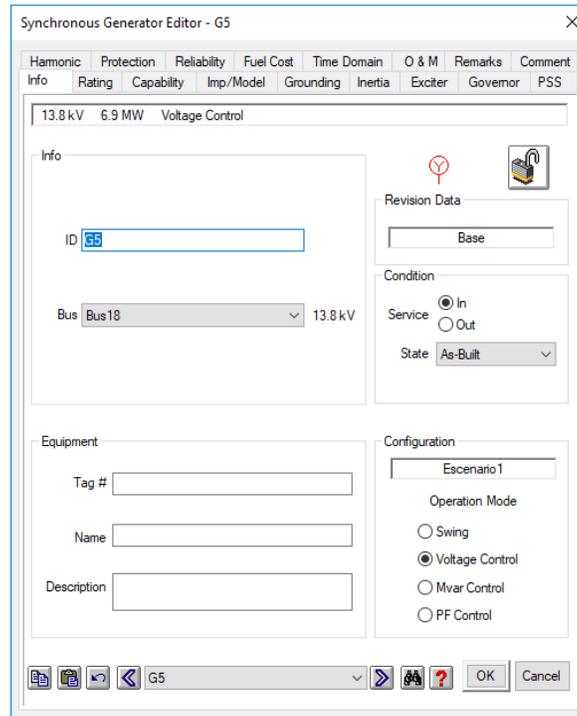


Figura 6.6-6. Ventana de programación para modelo de una planta de generación de energía eléctrica.

6.6.3.2.7. Transformador de potencia

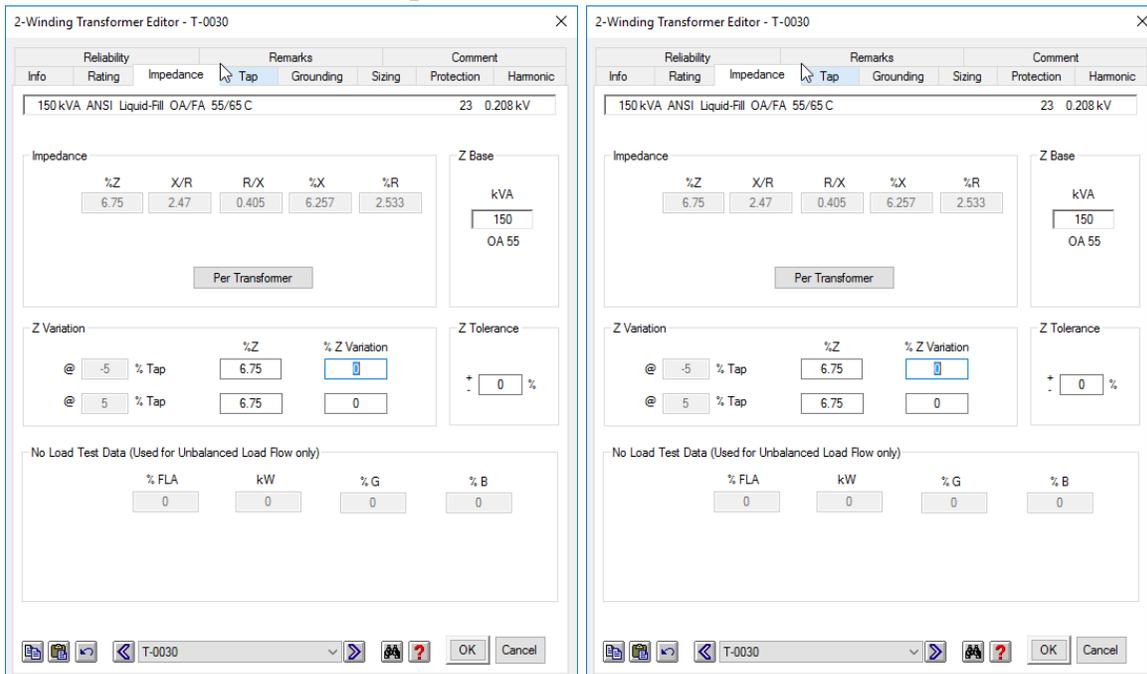


Figura 6.6-7. Ventana de programación para modelo eléctrico de un transformador de potencia.

6.6.3.2.8. Transformador de potencial

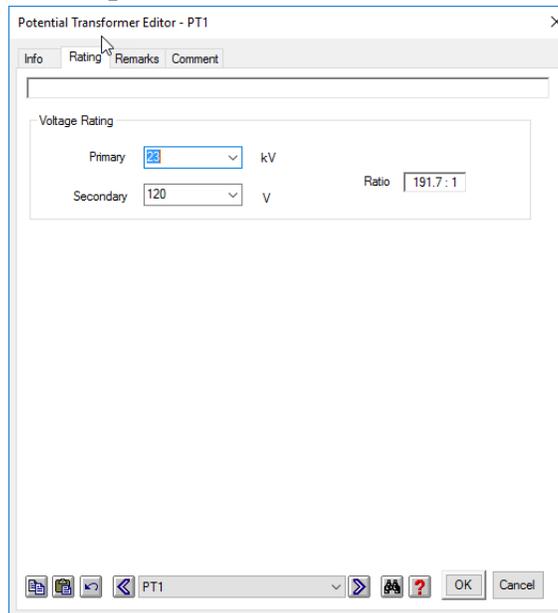


Figura 6.6-8. Ventana de programación para modelo eléctrico de un transformador de potencial.

6.6.3.2.9. Transformador de corriente

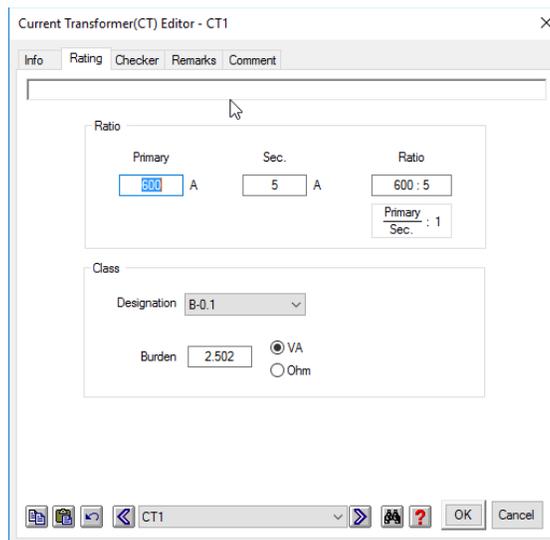


Figura 6.6-9. Ventana de programación para modelo eléctrico de un transformador de corriente.

6.6.3.2.10. Módulo de planta fotovoltaica

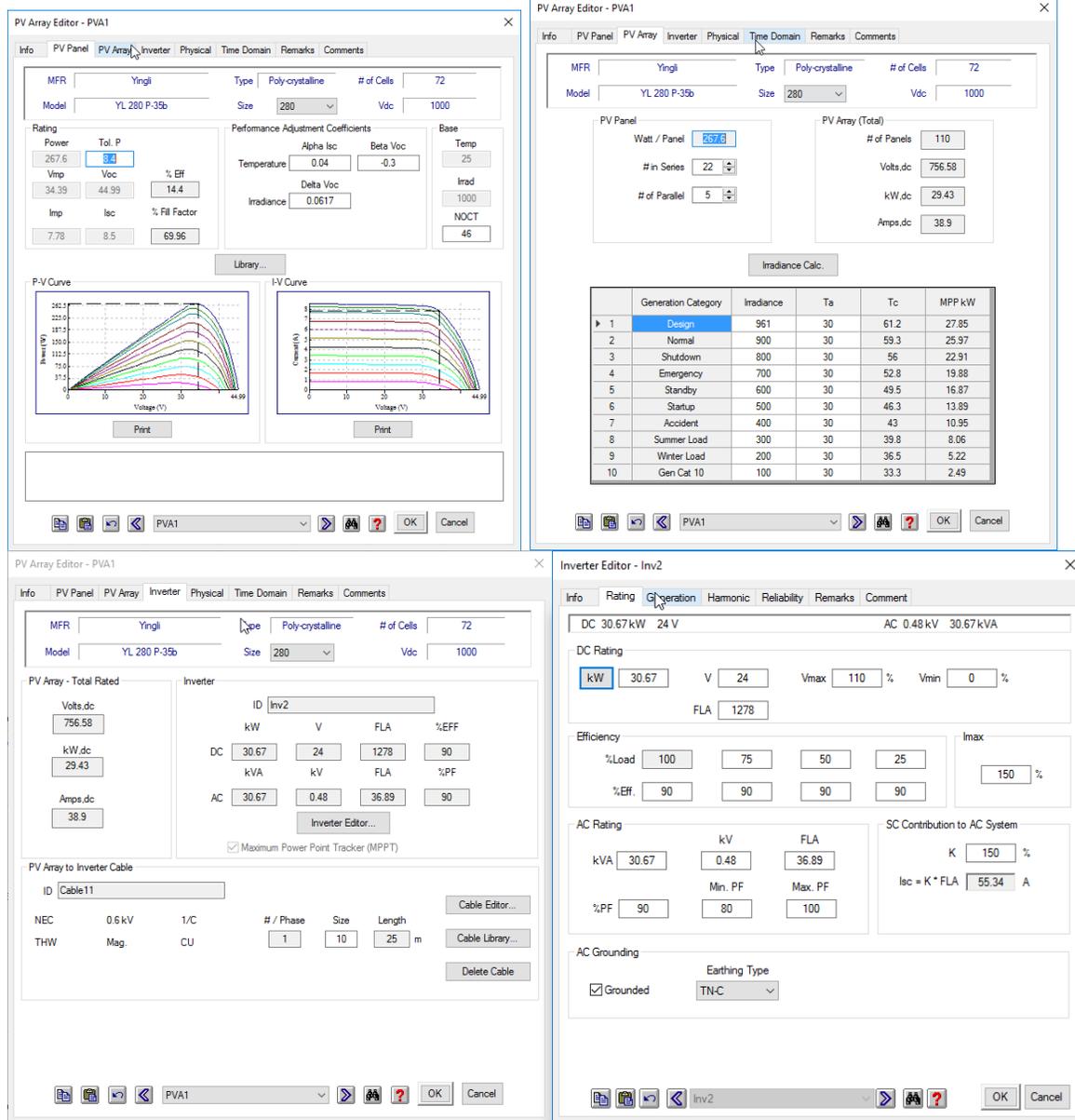


Figura 6.6-10. Ventana de programación para modelo eléctrico de una planta fotovoltaica.

6.6.3.3. Equivalente Thevenin en el punto de interconexión

En las siguientes figuras se muestra el equivalente Thevenin del punto de interconexión de la red eléctrica del cliente.

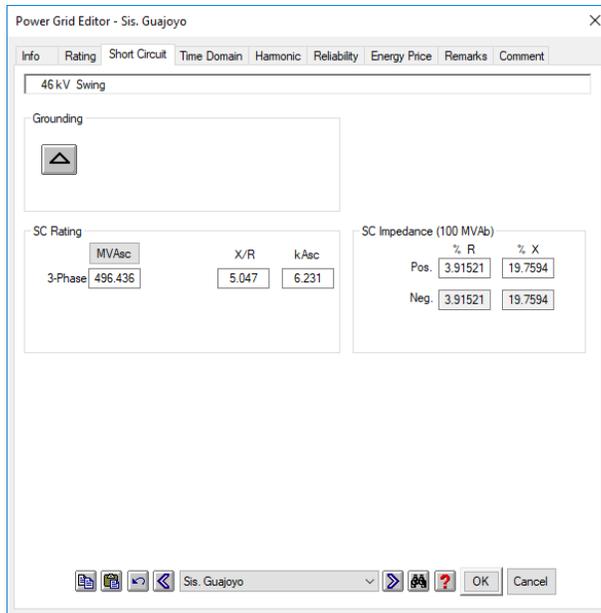


Figura 6.6-11. Equivalente Thevenin del punto de interconexión.

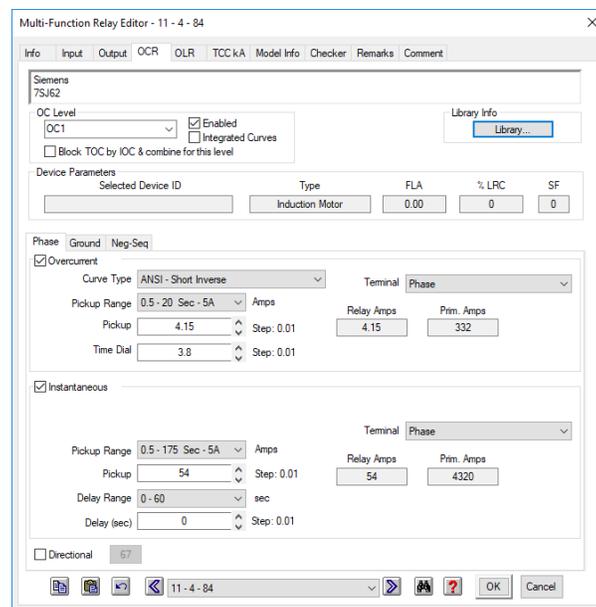


Figura 6.6-12. Ajustes de la protección en el punto de entrega del cliente.

6.6.4. Desarrollo del estudio de coordinación de protecciones

En este estudio únicamente se considerará relés de sobrecorriente, las funciones de interés para la elaboración del estudio son 51, 51N, 50, 50N, 87T y 87H; cualquier otra función que se requiera se evaluara en su momento la necesidad de la misma.

6.6.4.1. Diagrama unifilar bajo estudio

En la siguiente figura se muestra una porción del sistema de potencia bajo estudio en donde se realizar la coordinación de protecciones:

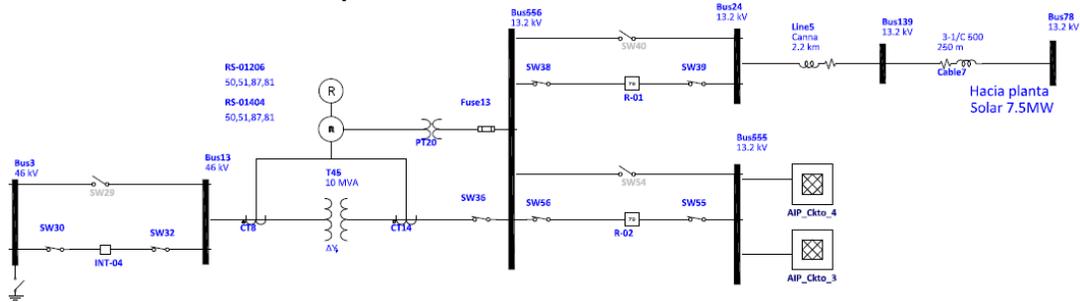


Figura 6.6-13. Diagrama unifilar de la Subestación eléctrica en donde se interconectara la planta solar fotovoltaica.

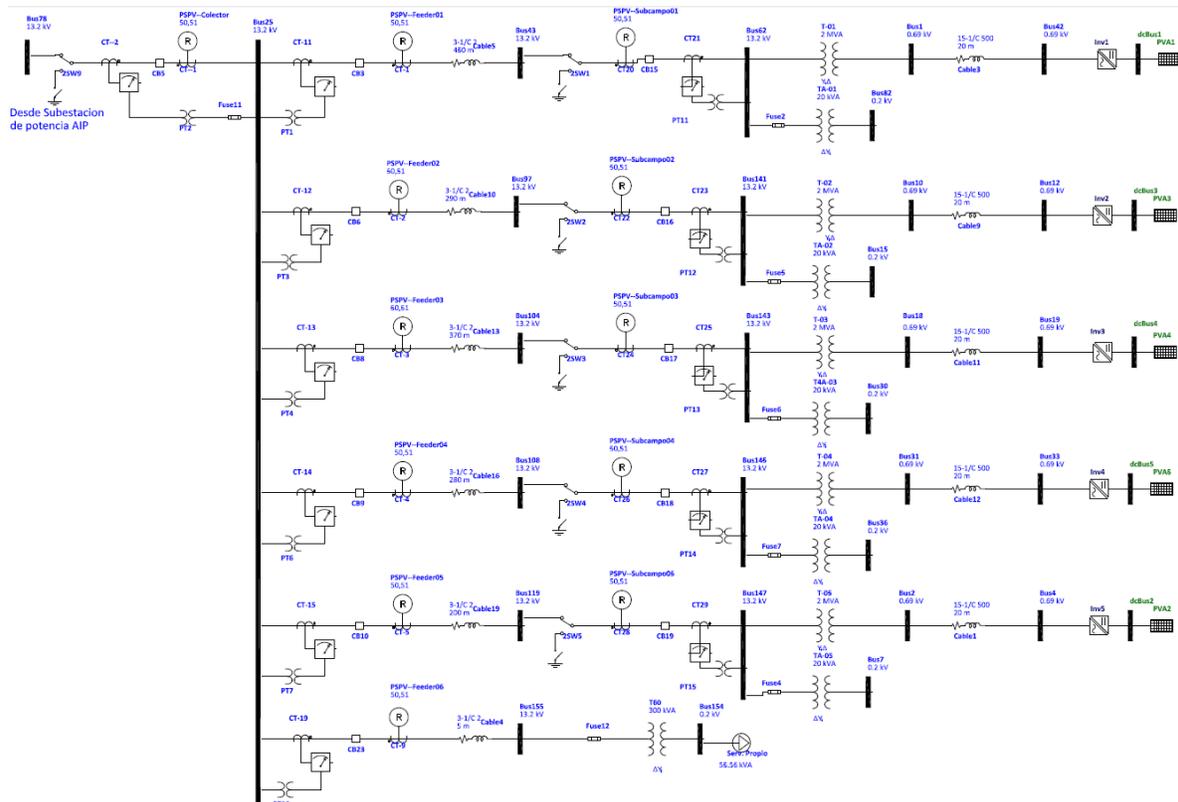


Figura 6.6-14. Diagrama unifilar de la planta solar fotovoltaica.

6.6.4.2. Modelado de relés de protección.

Para iniciar con el presente estudio se deberá primero de modelar los equipos de protecciones asociados al sistema de potencia bajo estudio a partir del punto de entrega propuesto por American Industrial Park:

6.6.4.2.1. Protección de transformador de subestación 02 Sub. AIP.

Relé

Marca: ABB
Modelo: RET615
Estándar: ANSI
Interruptor: INT04



Figura 6.6-15- Relé de protección ABB, modelo RET615.

Del manual técnico del relé de protección (capítulo 11.2, páginas 1,112-1,144) se extrae la función matemática para cada familia de curvas de protección.

Fórmula matemática de las diferentes tipos de curvas para el relé ABB, modelo RET615.

$$t[s] = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I>} \right)^c - 1} + B \right) \cdot k$$

t[s] Operate time in seconds

I measured current

I> set Start value

k set Time multiplier

Familia de curvas

Las familias de curvas que se tiene para este modelo de relé de acuerdo a los diferentes estándares son las mostradas en la siguiente tabla:

Curve name	A	B	C
(1) ANSI Extremely Inverse	28.2	0.1217	2.0
(2) ANSI Very Inverse	19.61	0.491	2.0
(3) ANSI Normal Inverse	0.0086	0.0185	0.02
(4) ANSI Moderately Inverse	0.0515	0.1140	0.02
(6) Long Time Extremely Inverse	64.07	0.250	2.0
(7) Long Time Very Inverse	28.55	0.712	2.0
(8) Long Time Inverse	0.086	0.185	0.02
(9) IEC Normal Inverse	0.14	0.0	0.02
(10) IEC Very Inverse	13.5	0.0	1.0
(11) IEC Inverse	0.14	0.0	0.02
(12) IEC Extremely Inverse	80.0	0.0	2.0
(13) IEC Short Time Inverse	0.05	0.0	0.04
(14) IEC Long Time Inverse	120	0.0	1.0

Tabla 6.6-1. Constantes para todas las curvas soportadas por el rele ABB, modelo RET615

Estas curvas pertenecen a familias de los diferentes estándares (por ejemplo ANSI o IEC), estas también son llamadas de tiempo inverso. Estas curvas se grafican en papel logarítmico, siendo la escala del eje vertical el tiempo y el eje horizontal la corriente eléctrica, para mejor visualización de las curvas se recomienda graficar 1 a 3 curvas por hoja de coordinación de protecciones, en la siguiente figura se muestra de manera gráfica. Estas curvas son las comunes que se utilizan en los sistemas de protección y se encuentran disponibles en la mayoría de los relés comerciales.

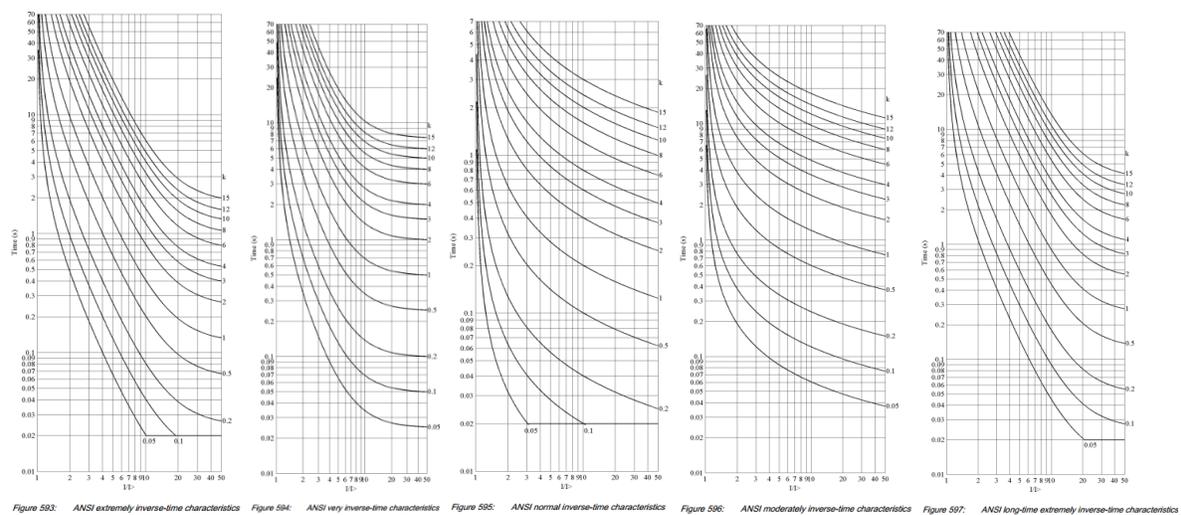


Figura 6.6-16. Familia de curvas ANSI asociadas al relé de protección ABB, modelo RET615.

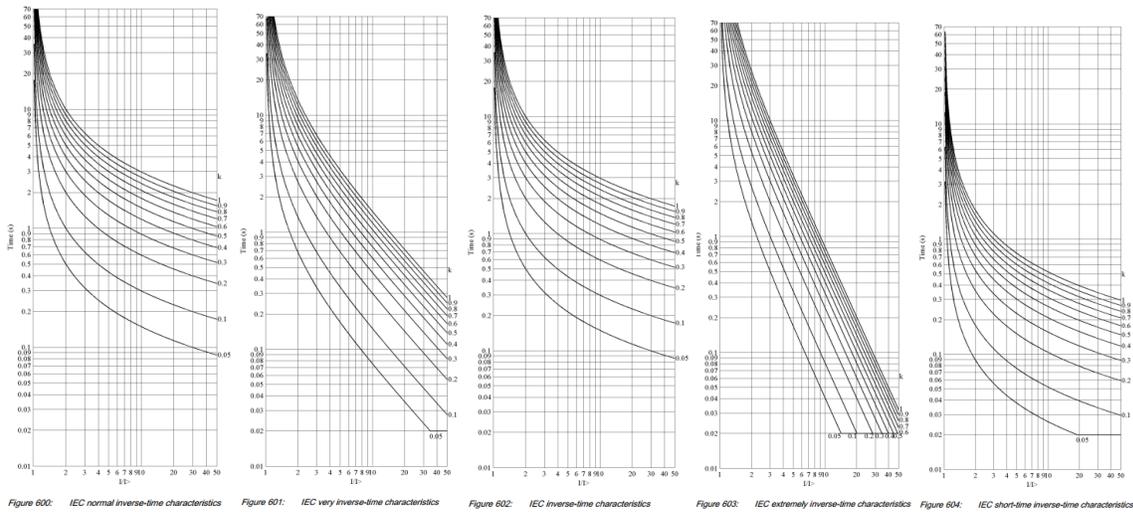


Figura 6.6-17. Familia de curvas IEC asociadas al relé de protección ABB, modelo RET615.

6.6.4.2.2. Protección de alimentador R-01.

Marca: ABB
 Modelo: OVR2211
 Estándar: ANSI
 Controlador: PCD2000



Figura 6.6-18. Imagen de reanclador automático ABB, modelo OVR3-2211.

Del manual técnico del relé de protección (Apendice 3, páginas 321-379) se extrae la función matemática para cada familia de curvas de protección.

Fórmula matemática de las diferentes tipos de curvas para el controlador ABB, modelo PCD2000.

ANSI

$$\text{Trip Time} = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

$$\text{Reset Time} = \left(\frac{D}{|1 - EM|} \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

where $M = \left(\frac{I_{INPUT}}{I_{PICKUP}} \right)$

IEC

$$\text{Trip Time} = \left(\frac{K}{|M^P - 1|} \right) \times (\text{TimeDial})$$

where $M = \left(\frac{I_{INPUT}}{I_{PICKUP}} \right)$

Familia de curvas

Las familias de curvas que se tiene para este modelo de controlador de acuerdo a los diferentes estándares son las mostradas en la siguiente tabla:

I.

ANSI Curve	Value of Constants					
	A	B	C	P	D	E
Extremely Inverse	6.407	0.025	1	2.0	3.0	0.998
Very Inverse	2.855	0.0712	1	2.0	1.346	0.998
Inverse	0.0086	0.0185	1	0.02	0.46	0.998
Short Time Inverse	0.00172	0.0037	1	0.02	0.092	0.998
Short Time Extremely Inverse	1.281	0.005	1	2.0	0.6	0.998
Definite Time	-	-	-	-	-	-
Long Time Extremely Inverse	64.07	0.250	1	2.0	30.0	0.998
Long Time Very Inverse	28.55	0.712	1	2.0	13.46	0.998
Long Time Inverse	0.086	0.185	1	0.02	4.6	0.998
Standard Instantaneous	-	-	-	-	-	-
Inverse Instantaneous	-	-	-	-	-	-

Tabla 6.6-2. Constantes para todas las curvas soportadas por el controlador ABB, modelo PCD2000, estándar ANSI

IEC Curve	K	P
Extremely Inverse	80.0	2.0
Very Inverse	13.5	1.0
Inverse	0.14	0.02
Long Time Inverse 5	120.0	1.0
Definite Time	-	-

Tabla 6.6-3. Constantes para todas las curvas soportadas por el controlador ABB, modelo PCD2000, estándar IEC.

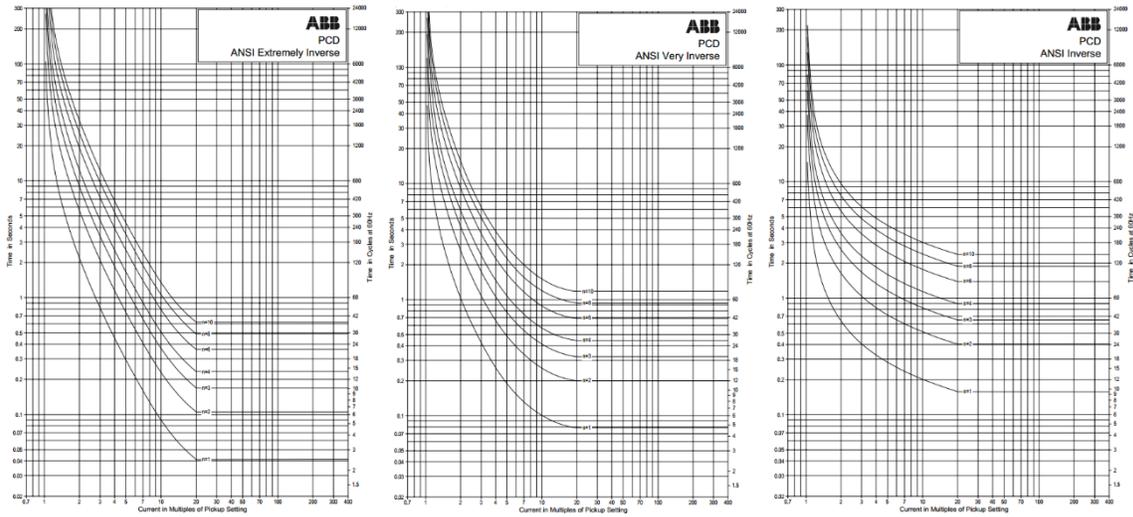


Figura 6.6-19. Familia de curvas ANSI asociadas al controlador ABB, modelo PCD2000.

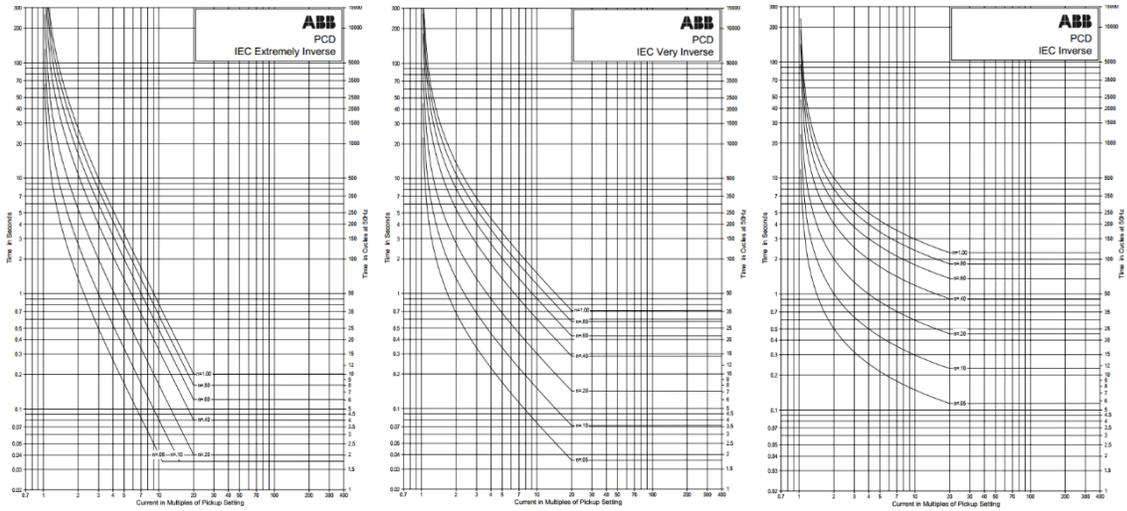


Figura 6.6-20. Familia de curvas IEC asociadas al controlador ABB, modelo PCD2000.

6.6.4.2.3. Protección de colector, Alimentador, y caseta de inversor en planta Solar fotovoltaica.

Marca: Schneider Electric
 Modelo: SEPAM40
 Estándar: IEC
 Interruptor: ver diagrama unifilar en el capítulo 3.1



FIGURA 6.6-21 Imagen del relé Schneider Electric SEPAM40.

Del manual técnico del relé de protección (Apéndice 3, páginas 321-379) se extrae la función matemática para cada familia de curvas de protección.

Fórmula matemática de las diferentes tipos de curvas para el relé Schneider Electric, modelo SEPAM40.

$$\begin{array}{ccc}
 \text{ANSI} & \text{IEC} & \text{IAC} \\
 t_d(I) = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^p - 1} + B \right) \times \frac{T}{\beta} & t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} & t_d(I) = \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_s} - C\right)} + \frac{D}{\left(\frac{I}{I_s} - C\right)^2} + \frac{E}{\left(\frac{I}{I_s} - C\right)^3} \right) \times \frac{T}{\beta}
 \end{array}$$

Familia de curvas

Las familias de curvas que se tiene para este modelo de controlador de acuerdo a los diferentes estándares son las mostradas en la siguiente tabla:

Curve type	Coefficient values			
	A	B	p	β
Moderately inverse	0.010	0.023	0.02	0.241
Very inverse	3.922	0.098	2	0.138
Extremely inverse	5.64	0.0243	2	0.081

Tabla 6.6-4. Constantes de Curvas controlador ABB, estándar ANSI

Curve type	Coefficient values		
	k	α	β
Standard inverse / A	0.14	0.02	2.97
Very inverse / B	13.5	1	1.50
Long time inverse / B	120	1	13.33
Extremely inverse / C	80	2	0.808
Ultra inverse	315.2	2.5	1

Tabla 6.6-5. Constantes de Curvas controlador ABB, estándar IEC

Curve type	Coefficient values					
	A	B	C	D	E	β
Inverse	0.208	0.863	0.800	-0.418	0.195	0.297
Very inverse	0.090	0.795	0.100	-1.288	7.958	0.165
Extremely inverse	0.004	0.638	0.620	1.787	0.246	0.092

Tabla 6.6-6. Constantes de Curvas controlador ABB, estándar IAC.

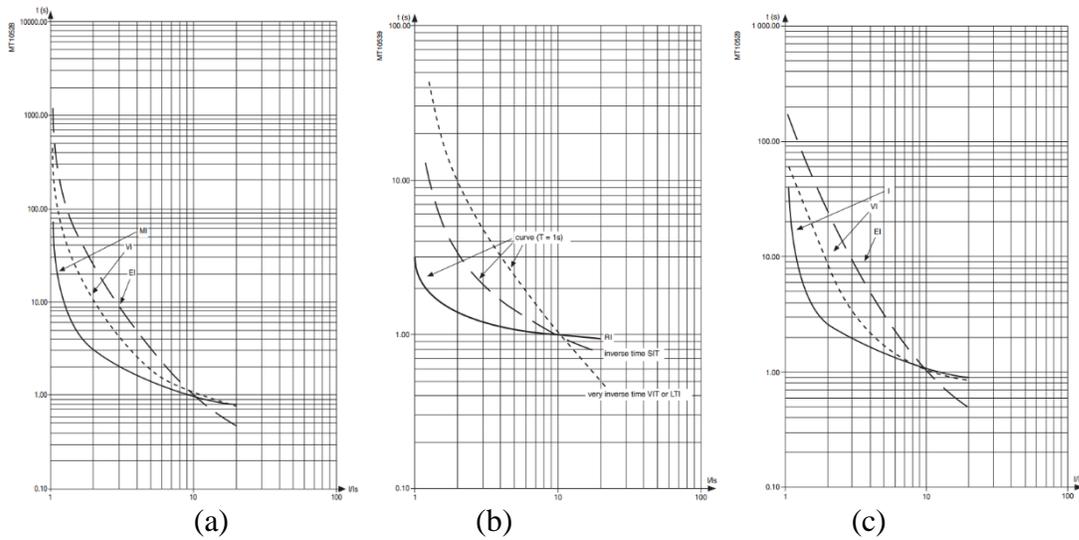


Figura 6.6-22. Familia de curvas asociadas al relé Schneider Electric, modelo SEPAM40, (a) Familia ANSI, (b) familia IEC y (c) familia IAC

6.6.4.3. Creación de la librería en el simulador de redes eléctricas.

i. Relé de protección ABB, modelo RET615

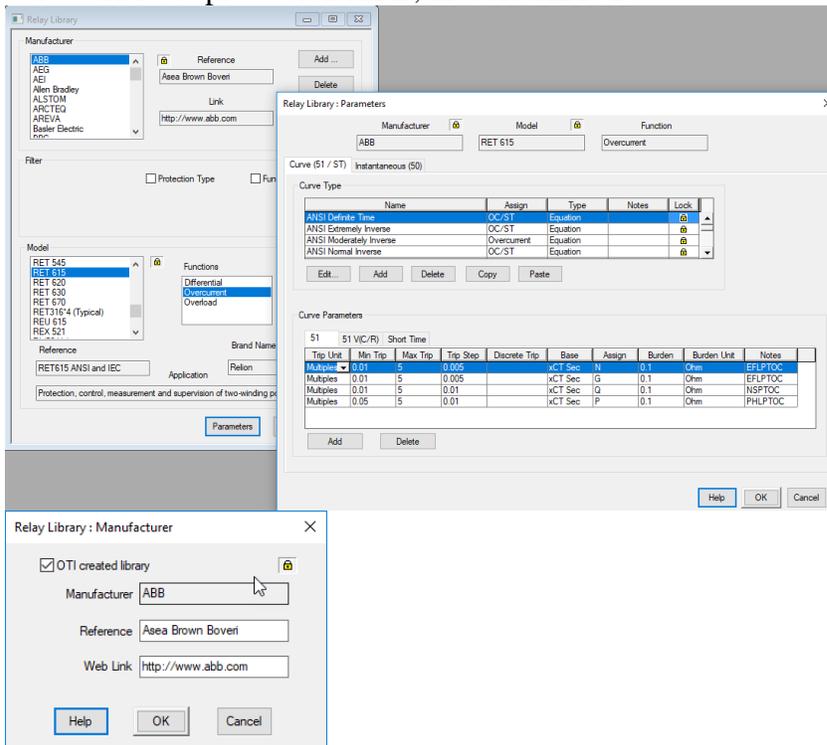


Figura 6.6-23. Creación de marca y tipo de relé RET615.

ii. Reconectador automático ABB, modelo OVR3-2211

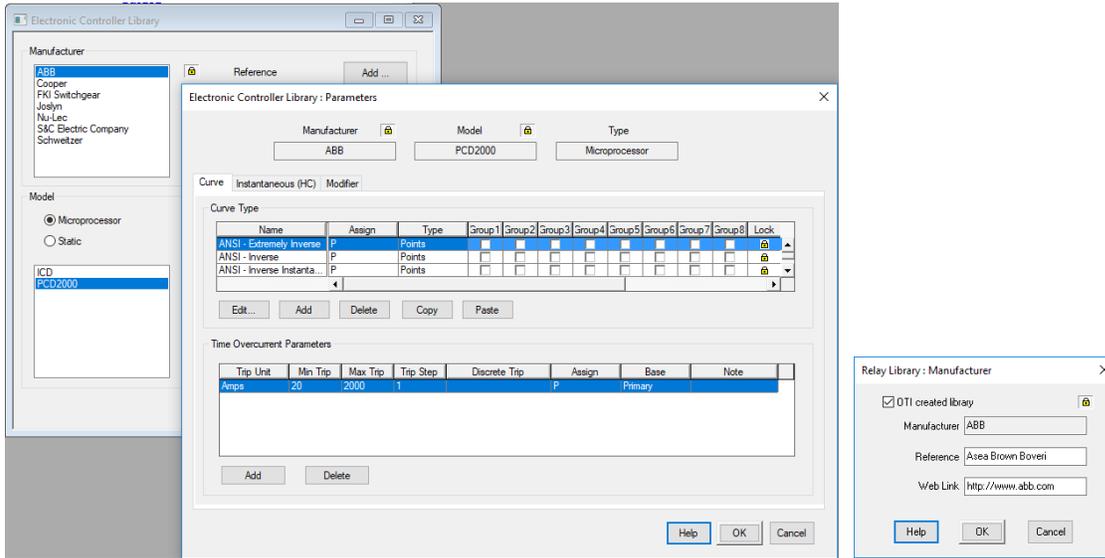


Figura 6.6-24. Creación de marca y tipo de controlador ABB, modelo PCD2000.

iii. Relé de protección Schneider Electric, modelo SEPAM40

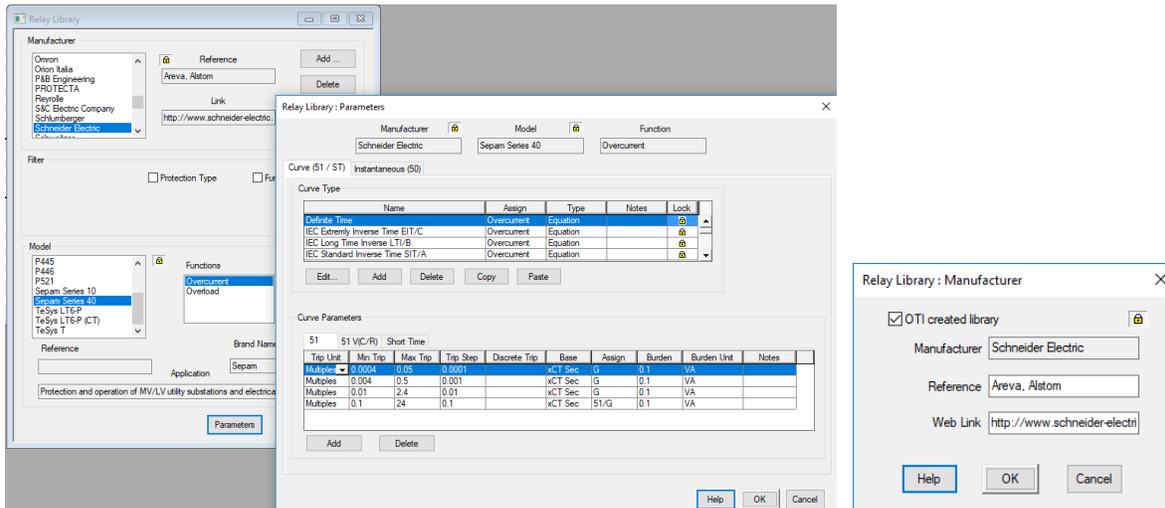


Figura 6.6-25. Creación de marca y tipo de relé SEPAM40

6.6.4.4. Coordinación de protecciones y selectividad de tiempos de operación.

6.6.4.5. Cálculo del Intervalo de tiempo coordinado CDP01.

Para este escenario se evalúa la selectividad desde la protección de lado de alta de la subestación de potencia 02 hasta el alimentador 02 de la subestación de potencia, la trayectoria de esta se muestra en la siguiente figura.

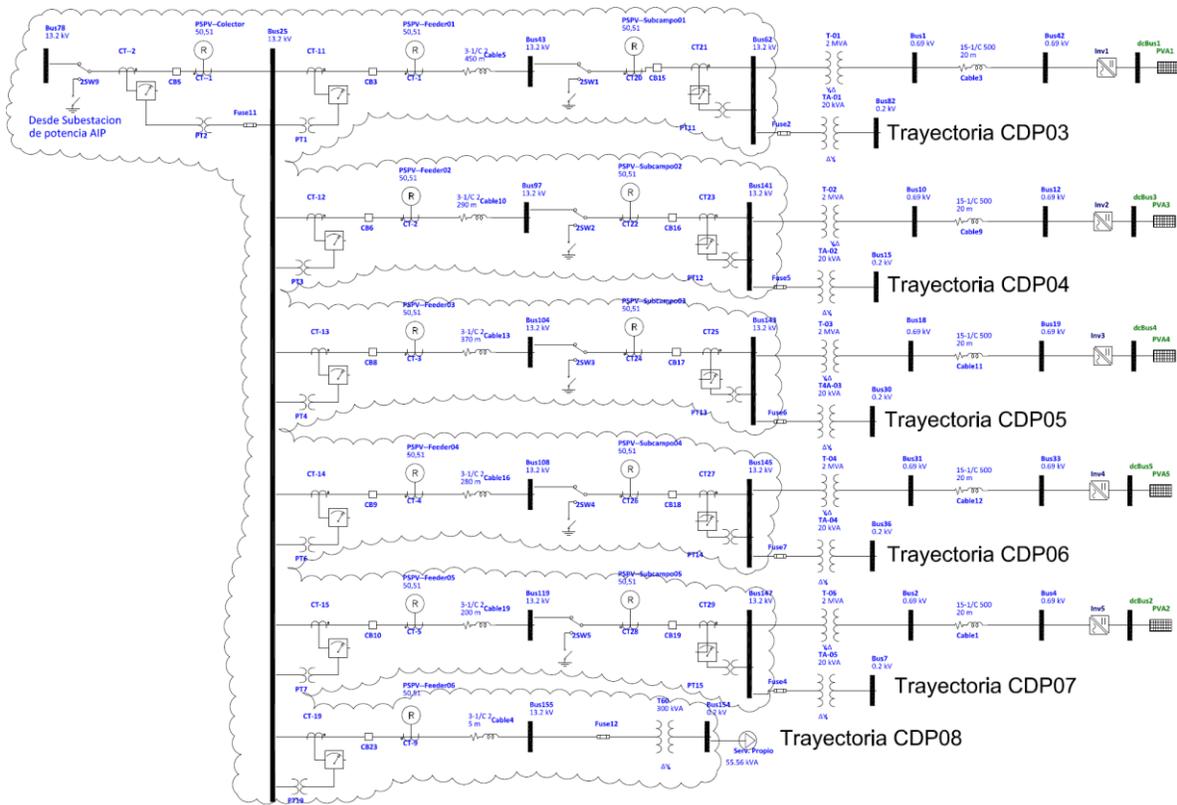


Figura 6.6-28. Trayectoria de la tercera coordinación de protecciones

Las hojas de coordinación de protecciones se muestran en los Anexos No I.4 al I.9, en estos se muestran los intervalos de tiempo coordinado o CTI (Coordinated Time Interval).

6.6.5. Resumen de ajustes a programar a los equipos de protección asociados al sistema de potencia bajo estudio.

En las siguientes tablas se muestran los ajustes que se proponen para cada equipo de protección del sistema de potencia bajo estudio, estos resultados se pueden visualizar en el Anexo I.10.

OCR: RS-01404

MFR:	ABB	Tag #:		CT	Base kV	If (kA)
Model:	RET 615			Phase: 200:5	46.918	
				GND: 200:5	46.918	

OC Level: OC1

		<u>Range</u>	<u>Setting</u>
Phase TOC	ANSI Very Inverse		
	Pickup (Tap)	0.05 - 5 xCT Sec	1.000
	Time Dial		0.450
Phase INST	Pickup	1 - 40 xCT Sec	2.870
	Time Delay	0.02 - 200 Sec	0.700

MFR: ABB

Model: RET 615

OC Level: OC2**Tabla 6.6-7. Grupo de Ajustes del relé en el lado de alta del transformador 02.****OCR: RS-01206**

MFR:	ABB	Tag #:		CT	Base kV	If (kA)
Model:	REF 615			Phase: 600:5	14.075	
				GND: 600:5	14.075	

OC Level: OC1

		<u>Range</u>	<u>Setting</u>
Phase TOC	ANSI Very Inverse		
	Pickup (Tap)	0.05 - 5 xCT Sec	0.880
	Time Dial		0.250
Phase INST	Pickup	1 - 40 xCT Sec	2.610
	Time Delay	0.02 - 200 Sec	0.590

MFR: ABB

Model: REF 615

OC Level: OC2**Tabla 6.6-8. Grupo de Ajustes del relé de lado de baja del transformador 02.**

REC: R-01						
MFR:	ABB*	Tag #:	Alt 1	3-Phase kA:	0.00	Sym. (Calc.)
Model:	OVR-3 (R221x)	Rating:	12.5 kA, 24.9 kV	LG kA:	0.00	Sym. (Calc.)
Type:	Electronic	Max. Amp	1000.000	Base kV:	14.075	(Calc.)

* Retrieved library data is modified by user.

Controller: Microprocessor

MFR: ABB
 Model: ICD
 Level 2: Slow Curve

	<u>Range</u>	<u>Setting</u>		<u>Setting</u>
Phase TOC	ANSI - Very Inverse		Phase Modifiers	Constant Time Adder
Trip	20 - 2000 Primary	400.000		Minimum Response Time
				Vertical Shift Multiplier
				0.000
				0.450
				0.000

Tabla 6.6-9. Grupo de Ajustes para el controlador del recloser del alimentador 02.

OCR: PSPV--Colector						
MFR:	Schneider Electric	Tag #:		CT	Base kV	If (kA)
Model:	Sepam Series 40			Phase:	500:5	
				GND:	500:5	

OC Level: OC1

	<u>Range</u>	<u>Setting</u>
Phase TOC	IEEE Very Inverse VI	
Pickup (Tap)	0.1 - 2.4 xCT Sec	0.750
Time Dial		0.500
Phase INST	Pickup	0.1 - 24 xCT Sec
Time Delay	0.05 - 300 Sec	0.390

MFR: Schneider Electric
 Model: Sepam Series 40
 OC Level: OC2

Tabla 6.6-10. Grupo de Ajustes para el relé de la celda de media tensión del colector.

OCR: PSPV--Feeder02						
MFR:	Schneider Electric	Tag #:		CT	Base kV	If (kA)
Model:	Sepam Series 40			Phase:	100:5	
				GND:	100:5	

OC Level: OC1

	<u>Range</u>	<u>Setting</u>
Phase TOC	IEEE Very Inverse VI	
Pickup (Tap)	0.1 - 2.4 xCT Sec	1.000
Time Dial		2.400

MFR: Schneider Electric
 Model: Sepam Series 40
 OC Level: OC2

Tabla 6.6-11. Grupo de Ajustes del relé de la celda de media tensión del subcampo01 al subcampo05 de la planta fotovoltaica.

OCR: PSPV--Feeder06			
MFR:	Schneider Electric	Tag #:	
Model:	Sepam Series 40	Phase:	CT 100:5
		GND:	100:5
OC Level: <u>QC1</u>			
		<u>Range</u>	<u>Setting</u>
Phase TOC	IEEE Very Inverse VI		
	Pickup (Tap)	0.1 - 2.4 xCT Sec	0.400
	Time Dial		1.800
MFR:	Schneider Electric		
Model:	Sepam Series 40		
OC Level: <u>QC2</u>			

Tabla 6.6-12. Grupo de ajustes para el relé de la celda de media tensión de alimentador de la subestación de servicios auxiliares.

6.7. Estudio de armónicos

Debido a que la energía en corriente alterna de la planta fotovoltaica proviene de los inversores, y éstos poseen componentes electrónicos, implícitamente los inversores son fuentes de corriente no lineales, es decir, fuentes con aportación de contenido armónico. Por lo cual, se hace indispensable el estudio de armónicos, el cual tiene por objetivo determinar los niveles de contenido armónico en corriente y tensión de la planta fotovoltaica en el punto de interconexión, y evaluando si se transgreden los límites de contenido armónico por cada componente, así como el contenido armónico total, según lo establece la normativa nacional de calidad de energía, según los Acuerdos de SIGE: “Acuerdo N° 320-E-2011 Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones” y “Acuerdo N° 192-E-2004 Normas de calidad de servicio de los sistemas de distribución”. A partir de dicho análisis, se realizan las recomendaciones respectivas.

Los límites para las componentes armónicas y contenido armónico total, tensión se tabulan en la siguiente tabla:

Orden	Límites de distorsión armónica en tensión (tasa de distorsión individual, en %)
2	2.00
3	5.00
4	1.00
5	6.00
6	0.50
7	5.00
8	0.50

9	1.50
10	0.50
11	3.50
12	0.20
13	3.00
14	0.20
15	0.30
16	0.20
17	2.00
18	0.20
19	1.50
20	0.20
21	0.20
22	0.20
23	1.50
24	0.20
25	1.50
THD	8.00

Tabla 6.7-1. Límites de distorsión armónica en tensión.

Los límites para las componentes armónicas y contenido armónico total, corriente se tabulan en la siguiente tabla:

Orden	Límites de distorsión armónica en corriente (tasa de distorsión individual, en %)
2	10.00
3	16.60
4	2.50
5	12.00
6	1.00
7	8.50
8	0.80
9	2.20
10	0.80
11	4.30
12	0.40
13	3.00
14	0.30
15	0.60
16	0.30
17	2.70

18	0.30
19	1.90
20	0.30
21	0.40
22	0.30
23	1.60
24	0.30
25	1.60
THD	20.00

Tabla 6.7-2. Límites de distorsión armónica de corriente.

Para modelar adecuadamente el contenido armónico de un sistema fotovoltaico se debe contar con la información de las pruebas certificadas de los inversores, las cuales cada fabricante debe entregar como parte de la documentación técnica de dichos y equipos.

En la siguiente tabla se muestra el contenido armónico en corriente para cada inversor.

Orden	Ih%
1	100.576
2	0.23
3	0.379
4	0.12
5	0.713
6	0.159
7	0.566
8	0.18
9	0.201
10	0.143
11	1.321
12	0.151
13	0.922
14	0.14
15	0.114
16	0.089
17	0.569
18	0.092
19	0.464
20	0.088
21	0.059
22	0.053
23	0.275
24	0.058

25	0.229
26	0.055
27	0.036
28	0.038
29	0.158
30	0.035
31	0.126
32	0.037
33	0.03
34	0.022
35	0.092
36	0.022
37	0.056
38	0.023
39	0.026
40	0.012
41	0.055
42	0.015
43	0.028
44	0.014
45	0.021
46	0.01
47	0.044
48	0.015
49	0.056
50	0.011
THD	2.097

Tabla 6.7-3. Distorsión Armónica de corriente por inversor.

Dentro del software de simulación DIgSILENT PowerFactory se introducen los datos de esta tabla, ya que constituyen parte de la información de entrada para realizar un análisis de flujo de carga armónico.

Los resultados para el THD en tensión y corriente en el punto de interconexión se muestran en la siguiente tabla.

THD	%
THD _v	1.977102
THD _i	2.215078

Tabla 6.7-4. Resultados de THD en tensión y corriente en el punto de interconexión.

Por tanto, se concluye que la distorsión armónica totales en tensión (THD_v) y en corriente (THD_i) se encuentran dentro de los límites establecidos por SIGET, asimismo, en ambos

casos las componentes individuales no transgreden dichos límites. Esto se puede apreciar en los escenarios simulados en PowerFactory.

Otro parámetro importante en el análisis armónico es la respuesta en frecuencia del sistema, por lo cual, adicionalmente se ha realizado un análisis de barrido de frecuencia en el punto de interconexión, obteniendo la respuesta en frecuencia sin la planta fotovoltaica y con la planta fotovoltaica, lo que permite comparar el efecto de la conexión de la planta. Al analizar los resultados, se concluye que la interconexión de la planta no altera la respuesta en frecuencia, ni origina puntos de resonancia en el sistema.

Los escenarios simulados son los siguientes:

- i. Respuesta en frecuencia en el punto de interconexión sin la planta fotovoltaica.
- ii. Respuesta en frecuencia en el punto de interconexión con la planta fotovoltaica.
- iii. Distorsión armónica en corriente en el punto de interconexión con la planta fotovoltaica.
- iv. Distorsión armónica en tensión en el punto de interconexión con la planta fotovoltaica.

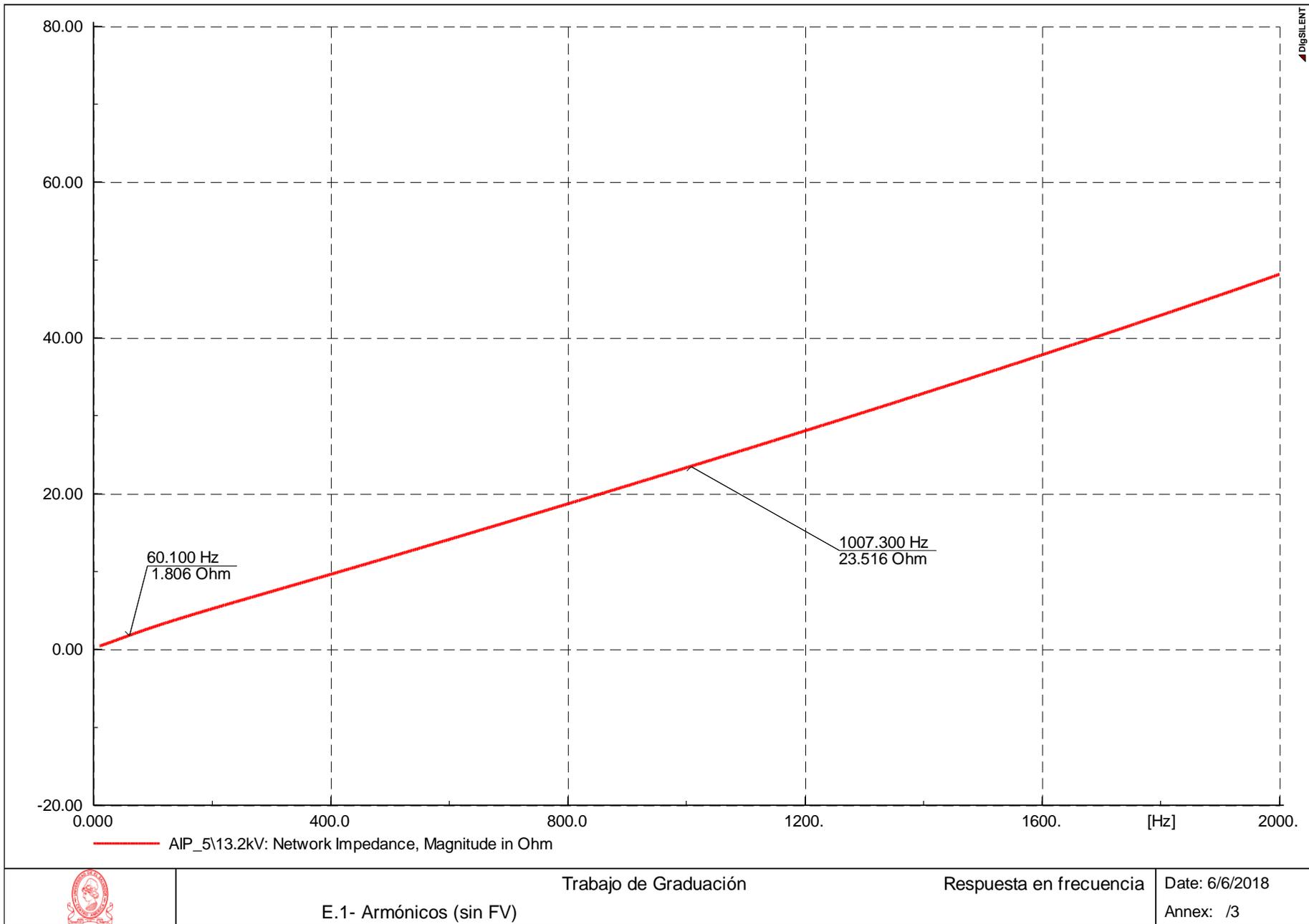


Figura 6.7-1. Respuesta en frecuencia sin generación fotovoltaica

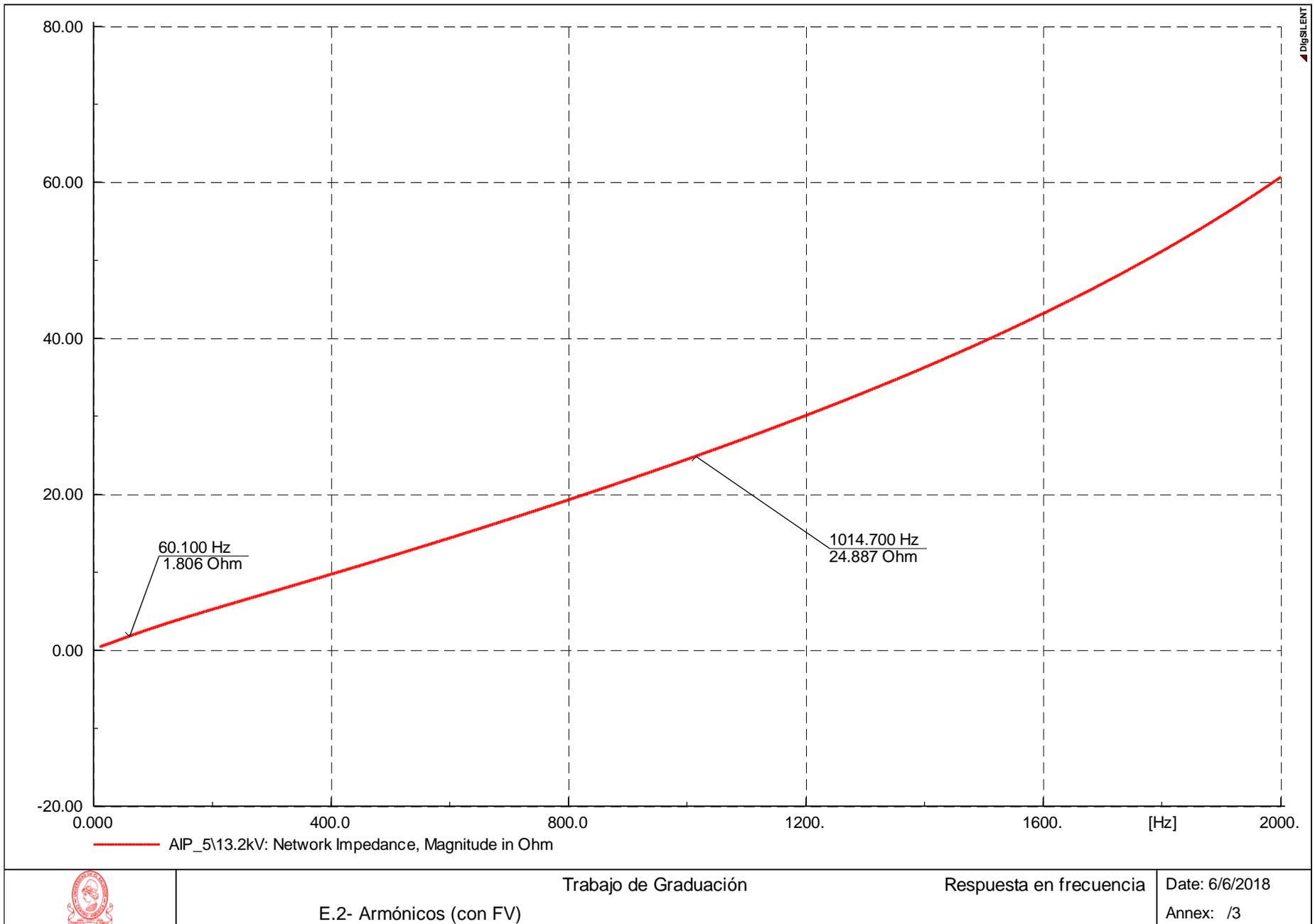


Figura 6.7-2. Respuesta en frecuencia con generación fotovoltaica

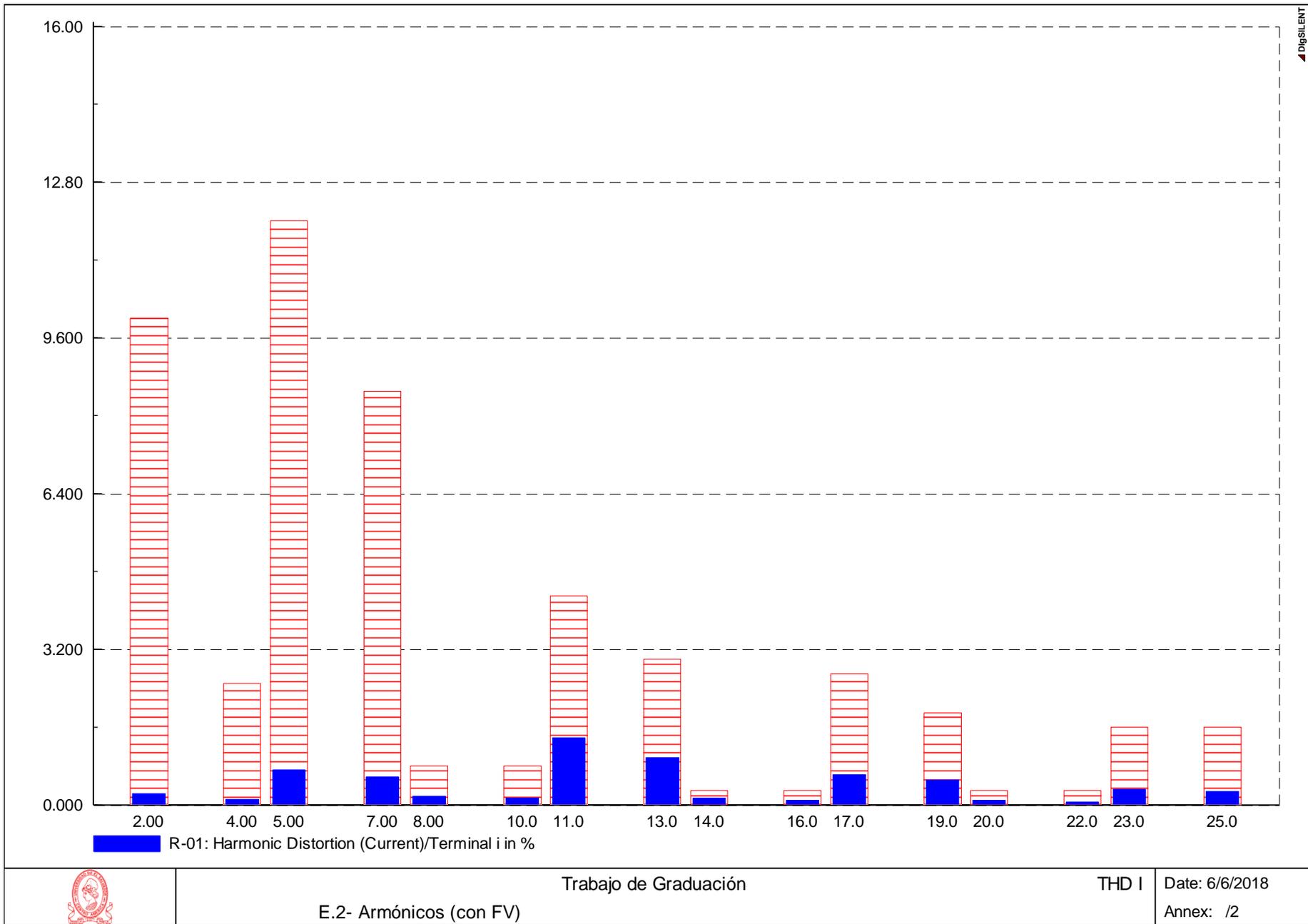


Figura 6.7-3. THD sin generación fotovoltaica

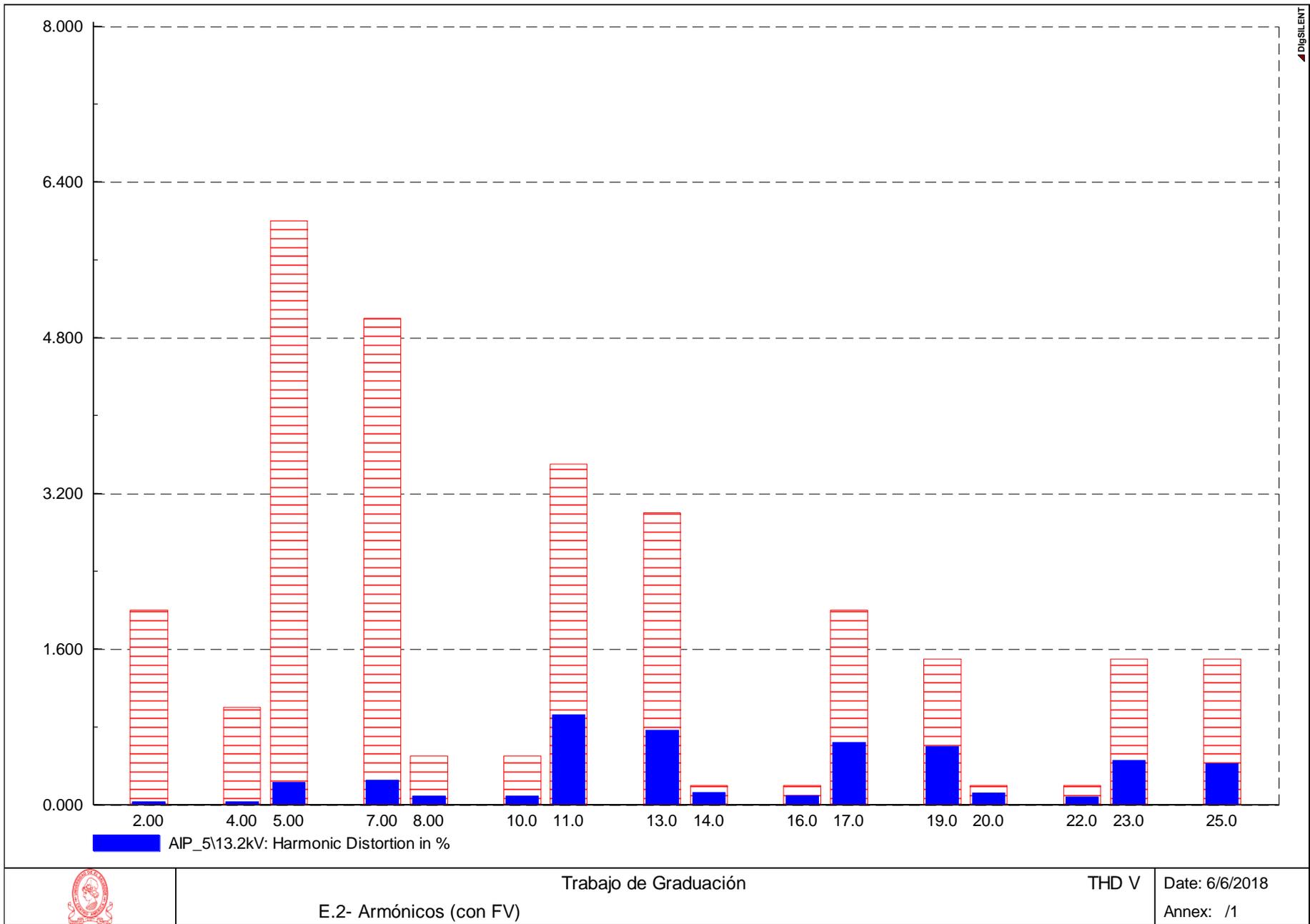


Figura 6.7-4. THD con generación fotovoltaica

Interpretando esta gráfica y tomando como base la Curva límite 1, se resaltan los siguientes puntos:

- i. Para una depresión de tensión con magnitud 0.9 p.u., la planta debe aportar potencia reactiva por 1,500ms y luego reconectarse.
- ii. Para una depresión de tensión con magnitud 0.7 p.u., la planta debe aportar potencia reactiva por un intervalo de 700ms y luego reconectarse.
- iii. Para una depresión de tensión con magnitud 0.0 p.u., la planta debe aportar potencia reactiva por un intervalo de 150ms y luego reconectarse.

Se ha simulado en PowerFactory el comportamiento de los inversores en la red bajo análisis, obteniendo resultados tanto para el Inversor #1 como para la planta fotovoltaica en el colector 13.2kV, y se comprueba el correcto cumplimiento del esquema LVRT completo, según BDEW. Los escenarios simulados son los siguientes:

- i. Depresión de tensión en 0.9 p.u. por 1,500ms.
- ii. Depresión de tensión en 0.7 p.u. por 700ms.
- iii. Depresión de tensión en 0.0 p.u. por 150ms.

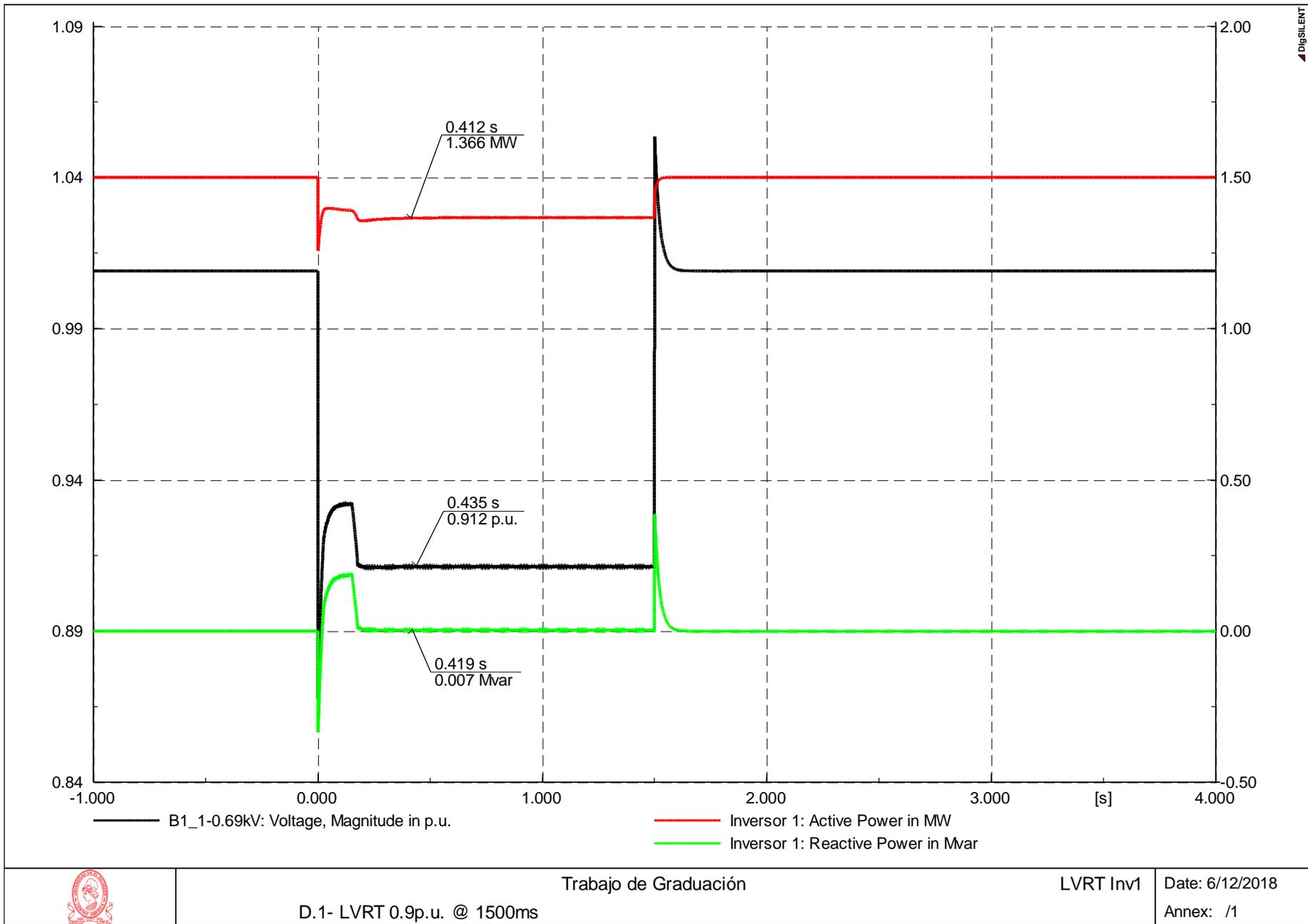


Figura 6.8-2. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.9 p.u., en inversores

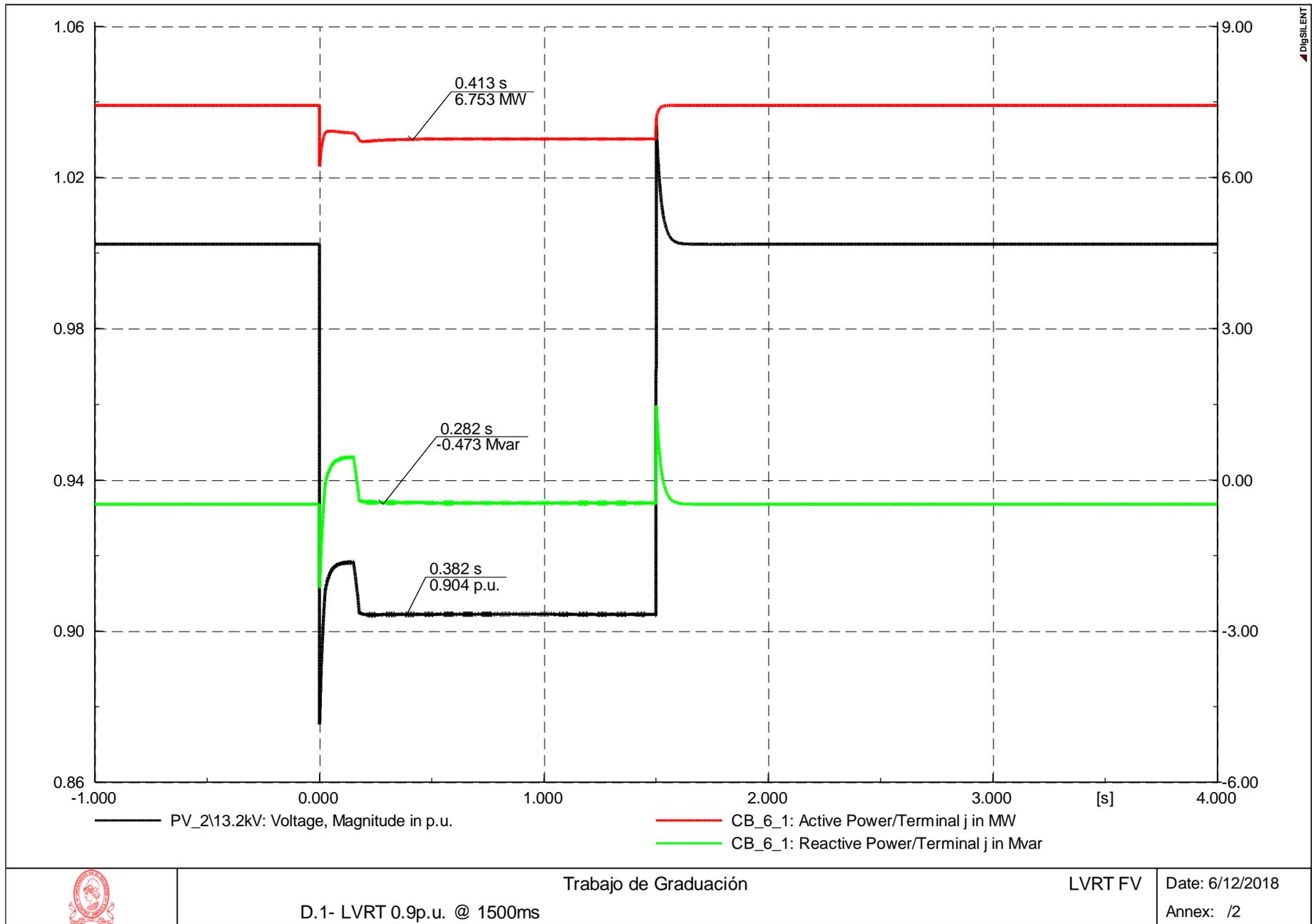


Figura 6.8-3. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.9 p.u., en 13.2kV

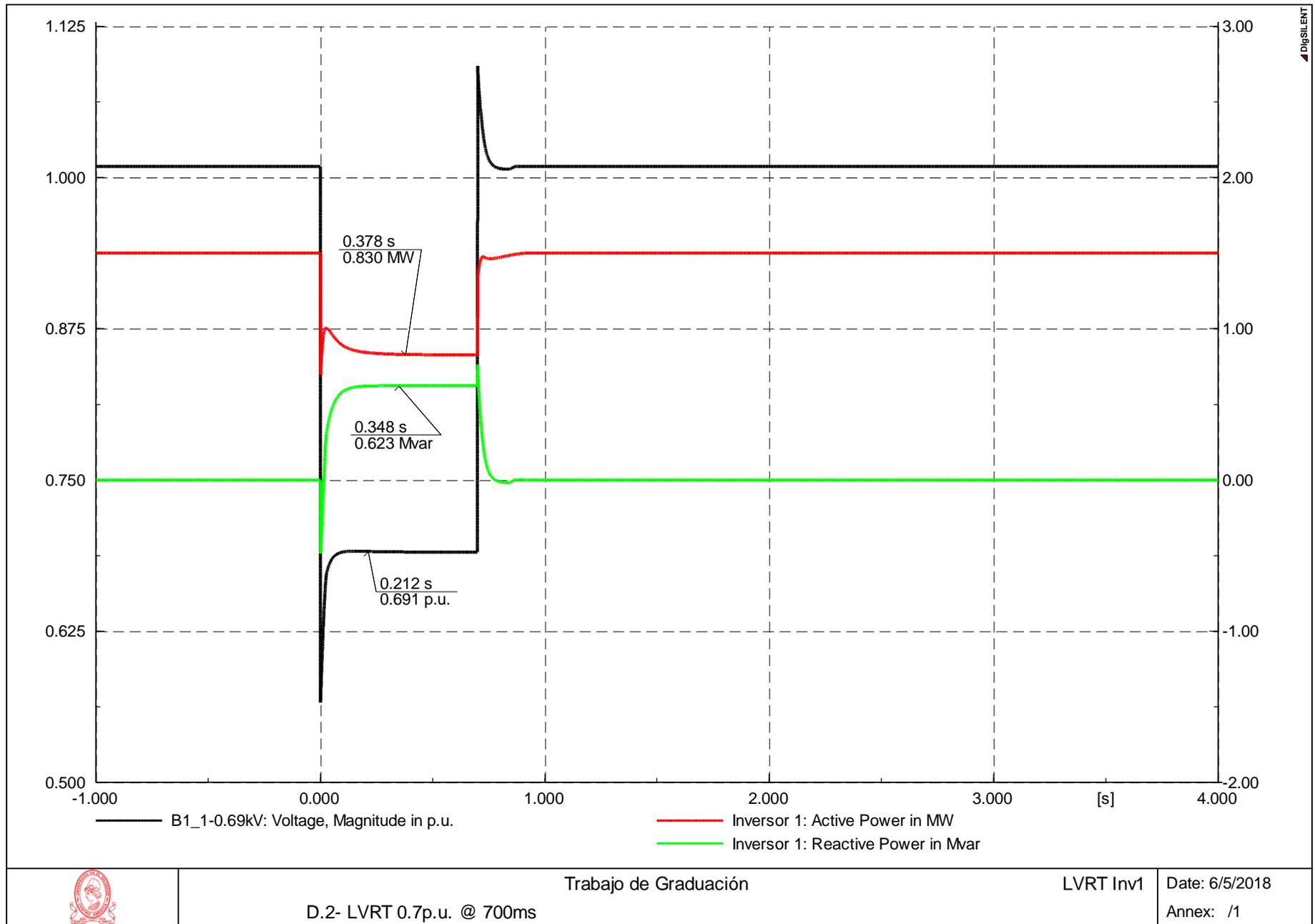


Figura 6.8-4. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.7 p.u., en inversores

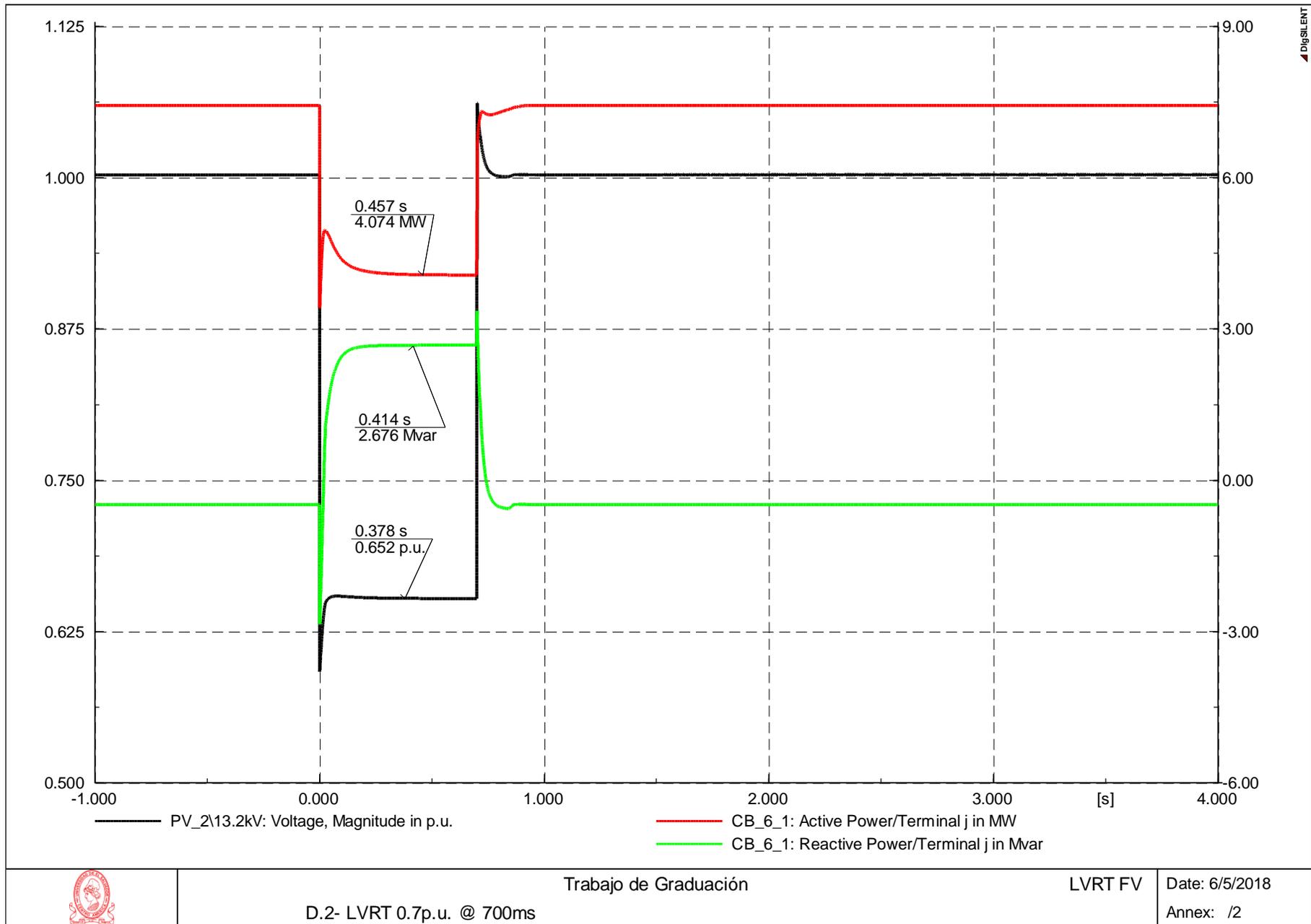


Figura 6.8-5. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.7 p.u., en 13.2kV

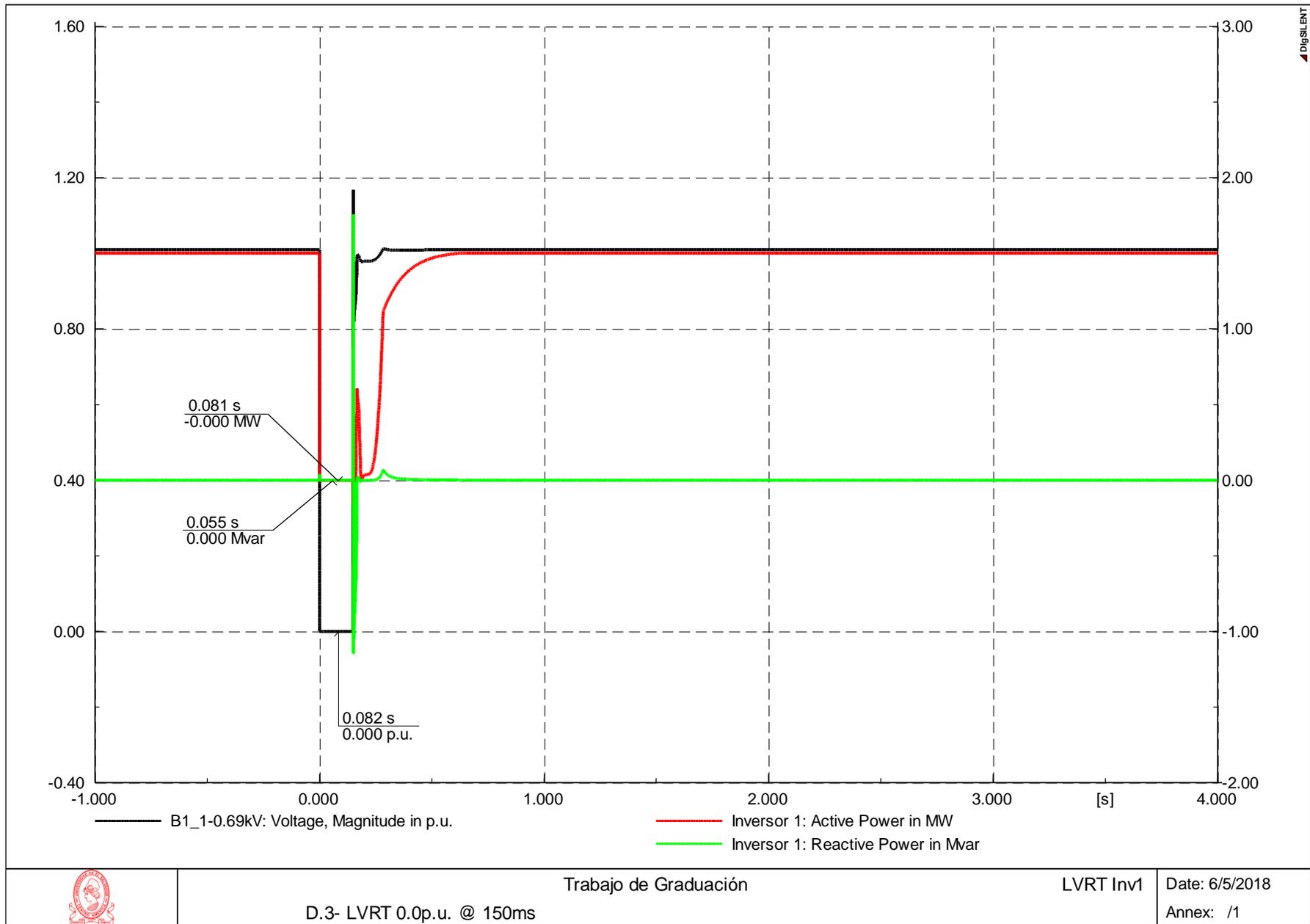


Figura 6.8-6. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.0 p.u., en inversores

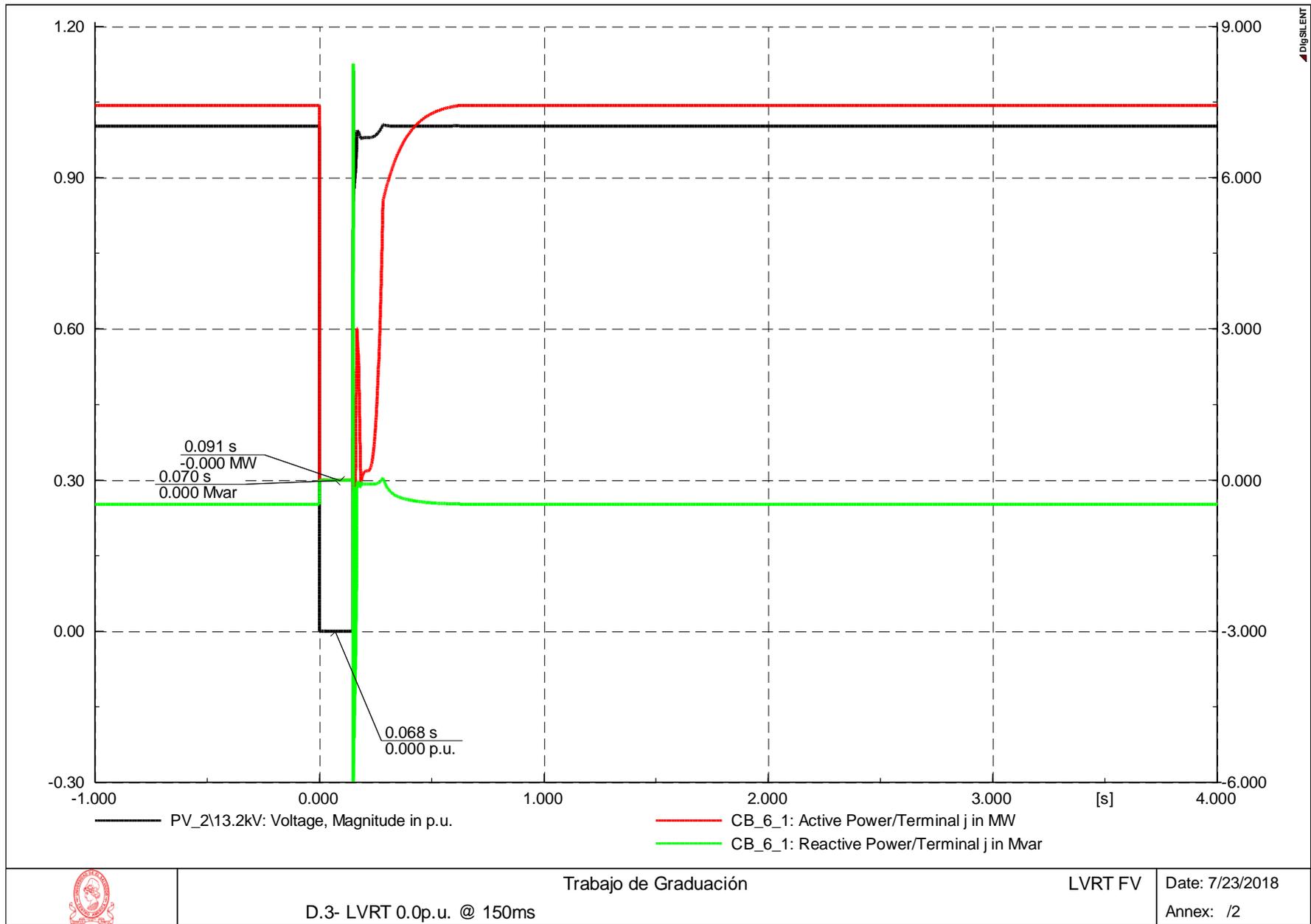


Figura 6.8-7. Soporte dinámico de tensión ante una depresión de tensión de 0.0 p.u., en 13.2kV

6.9. Estudio de confiabilidad

El estudio de confiabilidad tiene por objeto determinar el efecto de la conexión de la planta fotovoltaica a la red eléctrica, cuantificando su impacto en la frecuencia y en la duración de las interrupciones y energía no suministrada a nivel del sistema y de usuario afectado, así como a respecto a los kVA del sistema y kVA afectados. Aclarando que los parámetros utilizados se listan en la siguiente tabla, sin embargo, en cuanto a la normativa SIGET, en este trabajo de graduación no se está tomando en cuenta el FMIK ni el TTIK, ya que no se conocen los kVA conectados aguas abajo de la red de 13.2kV ni de 46kV de los otros PMS interconectados al nodo ETESAL Ateos 46kV.

Se procede a realizar el análisis de confiabilidad con el escenario base sin planta fotovoltaica, y el escenario con planta fotovoltaica. Donde, además de la demanda, es necesario indicar la cantidad de usuarios en cada una de las cargas, según detalle:

- i. Carga 1: 18 usuarios
- ii. Carga 2: 9 usuarios
- iii. Ateos 46kV - Carga Restante: 100,000 usuarios

Parámetro	Siglas	sin FV	con FV	Δ
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	0.004670	0.004670	0.00000%
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio por usuario	CAIFI	17.300976	17.300983	0.00004%
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	0.021000	0.021000	0.00000%
Índice de Duración de Interrupción Promedio por Consumidor	CAIDI	4.600000	4.600000	0.00000%
Promedio de Disponibilidad del Servicio Eléctrico	ASAI	0.999998	0.999998	0.00000%
Promedio de Indisponibilidad del Servicio Eléctrico	ASUI	0.000002	0.000002	0.00000%
Energía No Servida	ENS	845.261000	845.261000	0.00000%
Promedio de Energía No Servida	AENS	0.008000	0.008000	0.00000%
Índice de Restricción a los Usuarios	ACCI	13.556000	13.556000	0.00000%
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	ASIFI	3.401895	3.401894	-0.00003%
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	ASIDI	15.650083	15.650074	-0.00006%
Índice de Frecuencias de Interrupciones Transitorias Promedio	MAIFI	0.000000	0.000000	0.00000%

Tabla 6.9-1. Resultado de los Indicadores de Calidad

A partir de los resultados, se concluye que la planta fotovoltaica tiene un efecto marginal en la confiabilidad de la red existente. Esto se debe a que se tiene una protección en el punto de interconexión, y con ella se liberan las fallas internas de la planta, brindando la selectividad al sistema de protección, de tal forma que no se afecte a los clientes alimentados por la red existente del escenario base.

A continuación, se tienen los informes de salida que proporciona el software PowerFactory para los escenarios mencionados.

Reliability Assessment			
Method	Load flow analysis		
Network	Transmission		
Calculation time period	01/01/2018 12:00:00		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Time to open remote controlled switches	1.00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	Yes
Lines / cables	Yes	Independent second failures	Yes
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	Yes
Study Case: F.1- Confiabilidad (sin FV)		Annex:	/ 1
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.004670	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	17.300976	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	0.021	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	4.600	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9999975475	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0000024525	
Energy Not Supplied	: ENS =	845.261	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0.008	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	13.556	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	\$/kWh
System energy shed	: SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	3.401895	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	15.650083	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0.000000	1/Ca

Figura 6.9-1. Índices de confiabilidad sin generación fotovoltaica

Reliability Assessment			
Method	Load flow analysis		
Network	Transmission		
Calculation time period	01/01/2018 12:00:00		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Time to open remote controlled switches	1.00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	Yes
Lines / cables	Yes	Independent second failures	Yes
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	Yes
Study Case: F.2- Confiabilidad (con FV)		Annex:	/ 1
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.004670	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	17.300983	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	0.021	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	4.600	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9999975475	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0000024525	
Energy Not Supplied	: ENS =	845.261	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0.008	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	13.556	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	\$/kWh
System energy shed	: SES =	0.000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	3.401894	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	15.650074	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0.000000	1/Ca

Figura 6.9-2. Índices de confiabilidad con generación fotovoltaica

6.10. Estudio de contingencia

Debido a que las redes de distribución reales se ven afectadas por eventos imprevistos en los diversos elementos del sistema, es necesario realizar el análisis bajo condiciones normales de operación y bajo condiciones de contingencia. Es en estas últimas condiciones se desarrolla el presente capítulo, para el cual se tiene como objetivo evaluar el impacto de la conexión de la planta en las condiciones de contingencia de la red de distribución. El análisis de contingencia se define como la verificación de la existencia de transgresiones en los estados de operación del sistema y la cuantificación de las mismas, cuando dichos estados se originan por contingencias en el sistema. En resumen, un estudio de contingencia consiste en la ejecución y evaluación de los perfiles de tensión y cargabilidad a partir de flujos de carga post-falla, donde cada flujo de carga refleja una salida de un elemento o grupo de elementos del sistema, entre los cuales se tienen, transformadores, barras, líneas de transmisión, etc. Por lo tanto, los análisis de contingencia se utilizan para determinar los márgenes de transferencia de potencia o para detectar los riesgos asociados a condiciones de carga variables.

El estudio de contingencia se ha realizado en el software PowerFactory, donde se simula condiciones de contingencia N-1, es decir, un elemento fallado a la vez, utilizando 80% como límite de cargabilidad y 90% para perfil de tensión.

Los escenarios simulados son los siguientes:

- i. Análisis de contingencia sin la planta fotovoltaica.
- ii. Análisis de contingencia con la planta fotovoltaica.

Los resultados representativos son los siguientes:

Contingencia N-1		
Elemento	Caso	Valor con el que se transgrede el límite
ETESAL Ateos 110/46kV	Sin FV	81%
	Con FV	No existe transgresión
L_PV_1	Sin FV	No existe transgresión
	Con FV	84.90%

Tabla 6.10-1. Resultados de estudio de contingencia

De los resultados se concluye los elementos de la red existente no se ven afectados negativamente por la conexión de la planta fotovoltaica, y que en realidad existe una mejora en la cargabilidad del transformador de potencia de ETESAL en Ateos. En el caso de la línea interna de la planta L_PV_1, no existe problema con la cargabilidad, ya que los resultados obtenidos son del 84.90%, debido que no está diseñada para ser utilizada como elemento para transferencias, y dicha cargabilidad se alcanza alrededor del mediodía, y no es una condición continua a lo largo del día.

Análisis de contingencia sin la planta fotovoltaica

Contingency Analysis Report: Loading Violations

Study Case: F.3-Contingencia (sin FV)
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0.0 % - 81.0 %]
1 ETESAL Ateos 110/46kV		81.0	81.0	81.0	-1	Base Case	

Ln 1 1 Line(s) of 1 1 Line(s) selected

Figura 6.10-1. Resultados del análisis de contingencia sin generación fotovoltaica

Análisis de contingencia con la planta fotovoltaica

Contingency Analysis Report: Loading Violations

Study Case: F.4-Contingencia (con FV)
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0.0 % - 84.9 %]
▶ 1	L_PV_1		84.9	84.9	84.9	-1	Base Case	
2	L_PV_1		84.2	84.2	84.9	5	TB	

Ln 1 2 Line(s) of 2 1 Line(s) selected

Figura 6.10-2. Resultados del análisis de contingencia con generación fotovoltaica

6.11. Estudio de efecto de parpadeo (flicker)

El recurso solar en la superficie terrestre es de naturaleza intermitente, principalmente debido a la nubosidad y a la precipitación pluvial, en consecuencia, la generación de energía eléctrica también refleja este comportamiento de intermitencia. Debido a lo mencionado anteriormente, se requiere de un estudio que permita analizar y cuantificar el efecto de parpadeo (flicker), específicamente a través de la obtención del índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo Pst.

El límite admisible de Pst se establece en el Acuerdo de SIGET No. 320-E-2011 ,,- “Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones”. Los límites son los siguientes:

Carga (SI) kW	Pst
Tensión \leq 600V	
SI \leq 20	1.00
20 < SI \leq 30	1.26
30 < SI \leq 50	1.58
SI > 50	1.86
600V \leq Tensión \leq 115kV	
SI/Scc \leq 0.005	0.37
0.005 < SI/Scc \leq 0.02	0.58
0.02 < SI/Scc \leq 0.04	0.74
SI/Scc > 0.04	0.80

Tabla 6.11-1. Límites de Pst

Para la planta fotovoltaica del presente trabajo de graduación, la potencia de cortocircuito Scc puede ser calculada a partir de Icc = 3.998kA (según estudio de cortocircuito), por lo tanto Scc = 91.4MVA. Mientras que la potencia nominal de la planta SI = 7.5MW. Por tanto, SI/Scc = 0.08, y el límite para el PST = 0.80.

Esto se simula en PowerFactory, acorde a la norma IEC-61000-4-15 considerando los siguientes escenarios:

- i. Análisis de flicker sin planta fotovoltaica.
- ii. Análisis de flicker con planta fotovoltaica.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones de PST, según la normativa de SIGET antes mencionada:

Escenario	PST
Sin FV	0.0091
Con FV	0.0244

Tabla 6.11-2. Resultados de simulaciones de Pst

A partir de los resultados, se concluye que el Pst no sobrepasa el valor máximo de la normativa, por lo cual, no se tiene un impacto negativo en cuanto al efecto de parpadeo de corto plazo en los usuarios conectados en la red de distribución existente.

Análisis de flicker sin planta fotovoltaica

```
DIgSI/info - Flickermeter calculation started...  
DIgSI/info - Data has been resampled using the user defined sampling rate.  
DIgSI/info - DPL Program 'Flickermeter' started
```

```
-----  
|                                     IEC-61000-4-15 Flickermeter                                     |  
-----  
| Signal: y1      Time [s]:  [  5.0000 - 604.9990] Pst:    0.0091                                     |  
|-----  
DIgSI/info - DPL program 'Flickermeter' successfully executed  
DIgSI/info - Flickermeter calculation finished.
```

Figura 6.11-1. Resultados del análisis de flicker sin generación fotovoltaica

Análisis de flicker con planta fotovoltaica

```
DIgSI/info - Flickermeter calculation started...  
DIgSI/info - Data has been resampled using the user defined sampling rate.  
DIgSI/info - DPL Program 'Flickermeter' started
```

```
-----  
|                                     IEC-61000-4-15 Flickermeter                                     |  
-----  
| Signal: y1      Time [s]:  [  5.0000 - 604.9990] Pst:    0.0244                                     |  
|-----  
DIgSI/info - DPL program 'Flickermeter' successfully executed  
DIgSI/info - Flickermeter calculation finished.
```

Figura 6.11-2. Resultados del análisis de flicker con generación fotovoltaica

Capítulo 7. Evaluación financiera del proyecto

En los capítulos anteriores se ha realizado la evaluación técnica del proyecto y se ha efectuado un análisis de rentabilidad básico en cuanto a determinar el LCOE con el fin de optimizar la planta fotovoltaica a partir de su producción de energía y a sus costos asociados.

En el presente capítulo se realiza la evaluación financiera del proyecto, tomando como base algunos criterios adicionales y parámetros de entrada.

Las modalidades con las cuales se realiza la evaluación financiera son:

- i. Contrato de compra-venta de energía con una Empresa Distribuidora:
Contrato de compraventa de energía a largo plazo entre el desarrollador del proyecto y la empresa distribuidora, y financiamiento del 50% de la inversión del proyecto. Además, se incluye un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de algunas variables específicas en la rentabilidad del proyecto.
- ii. Autoconsumo:
Generación de energía fotovoltaica para autoconsumo, y financiamiento del 50% de la inversión del proyecto. Además, se incluye un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de algunas variables específicas en la rentabilidad del proyecto.

7.1. Condiciones de financiamiento

Para las condiciones generales del financiamiento, se ha tomado como referencia la información disponible de BANDESAL en cuanto a la línea de crédito para eficiencia energética y energía renovable.

7.1.1. Plazo

Como plazo de financiamiento se toma el máximo disponible de 10 años, según la línea de crédito de referencia.

7.1.2. Tasa de interés

Se asume una tasa de 6.75% anual para el financiamiento, este es un valor indicativo acorde a valores de mercado.

7.1.3. Periodo de gracia máximo

Como periodo de gracia máximo se toma el máximo disponible de 2 años, según la línea de crédito de referencia.

7.1.4. Monto del crédito

Debido a que esto depende de la disponibilidad de capital del inversionista y del riesgo que se esté dispuesto a tomar. Se asume un 50% de financiamiento.

7.2. Índice de precios al consumidor (IPC) de El Salvador

El IPC mide variaciones en los precios de un mes respecto a otro, esto se hace monitoreando una canasta de bienes y servicios de referencia, los cuales son adquiridos por los hogares y se utilizan directa o indirectamente para la satisfacción de sus propias necesidades y deseos.

A continuación, se muestran los valores de IPC anual respecto al año base que es 2009.

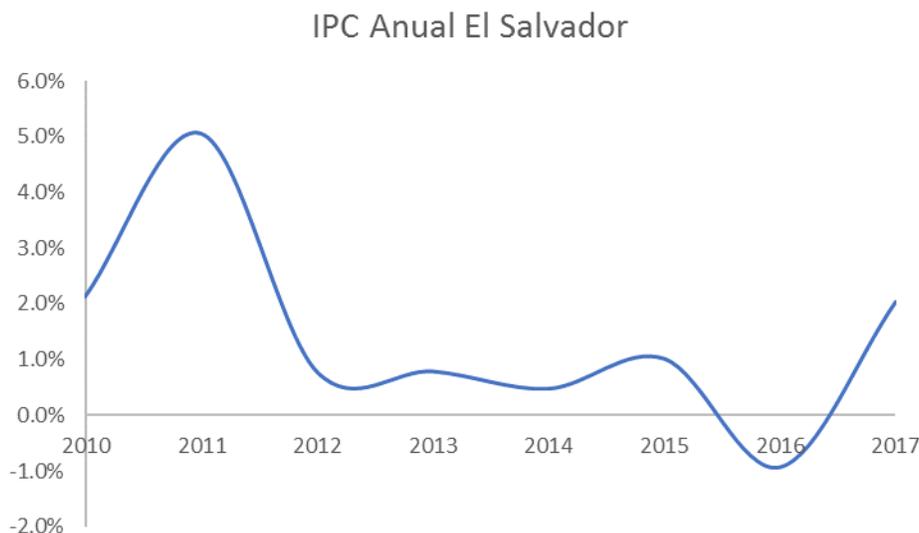


Figura 7.2-1. IPC Anual de El Salvador

A partir de los valores anuales de variación del IPC, se toma como referencia el valor promedio de éstos, el cual es 1.4183%

7.3. Impuesto sobre la renta

Se ha tomado como referencia la tabla de cálculo del impuesto para personas naturales dentro de la ley de impuesto sobre la renta de El Salvador, específicamente el rango de renta que va desde \$700,000 hasta \$1,750,000 (80,000 colones a 200,000 colones), esto se debe a que según las proyecciones de energía del primer año (15.6GWh) indican que la renta anual será aproximadamente \$1,687,920. Por lo tanto, el impuesto sobre la renta será del 20% sobre el exceso de \$700,000 más \$720.

7.4. Exención fiscal

Dado que en El Salvador existe una ley denominada “Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad” y su reglamento, y sus reformas. Según el literal b) del artículo 3 de las “Reformas a la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad”, se tiene que:

“Los ingresos derivados directamente de la generación de energía con base en fuente renovable, gozarán de exención total del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de cinco años en el caso de los proyectos superiores a 10 megavatios (MW); y de diez años en el caso de los proyectos de 10 o menos

megavattios (MW); en ambos casos, contados a partir del ejercicio fiscal en que obtenga ingresos derivados de la generación de energía con base en fuente renovable.”

Por lo tanto, en el modelo financiero, el impuesto sobre la renta no se aplica para los primeros 10 años de operación de la planta fotovoltaica.

7.5. Otros supuestos

Para el modelo financiero, es necesario tomar de referencia algunos supuestos adicionales. Cabe mencionar, que los valores reales dependerán de las políticas financieras del inversionista, sin embargo, a continuación, se detallan los valores indicativos para dichos parámetros, esto con el fin de brindar una referencia:

Tasa de descuento real: 6.5%

Tasa de descuento nominal: 8.01%

TIR mínima aceptable: 8.0%

Costo anual de operación y mantenimiento: \$14/kWp

7.6. Evaluación financiera para contrato de compraventa de energía

7.6.1. Plazo

Debido a que los módulos fotovoltaicos poseen una garantía de producción por parte del fabricante por un plazo de 25 años, lo recomendable es tomar el mismo plazo para establecer el contrato de compraventa de energía.

7.6.2. Proyección de precio de energía

Según la regulación de El Salvador, la SIGET realiza una indexación trimestral de los precios de la energía a trasladar a tarifas, para que posteriormente éstos sean incluidos dentro de las tarifas de energía para los usuarios finales, según la categorización correspondiente en el pliego tarifario. La indexación trimestral de los precios de la energía a trasladar a tarifas se hace a través de una ponderación de la compra de energía de la distribuidora, tanto en contratos de libre competencia, y en el mercado spot. Esta información es pública y puede ser encontrada en el sitio web de la SIGET.

Para el caso de este trabajo de graduación, la información corresponde a la publicada por SIGET para los precios de la energía a trasladar a tarifas de la empresa distribuidora DELSUR. La cual se muestra en la siguiente gráfica.

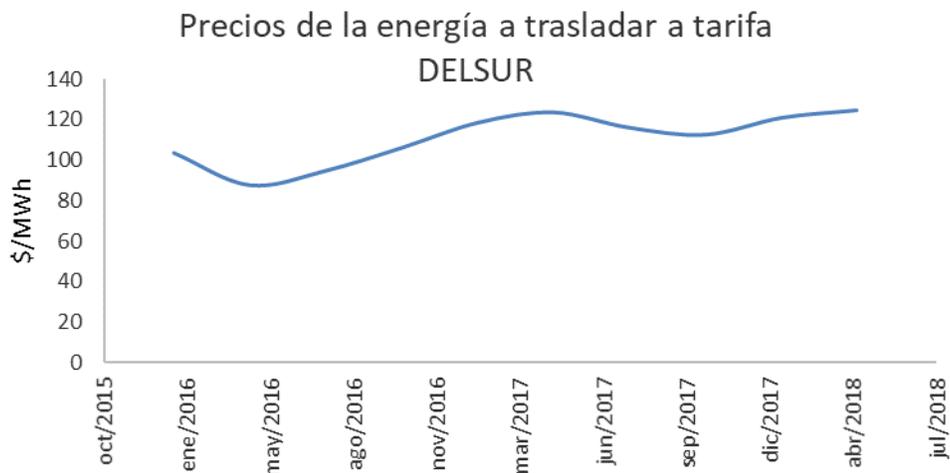


Figura 7.6-1. Precios de la energía a trasladar a tarifa de DELSUR

A partir de los precios de la gráfica anterior, se realiza una regresión para conocer la proyección de los precios de la energía a trasladar a tarifas para el periodo de vigencia del contrato de compraventa de energía entre el propietario del proyecto y la empresa DELSUR.

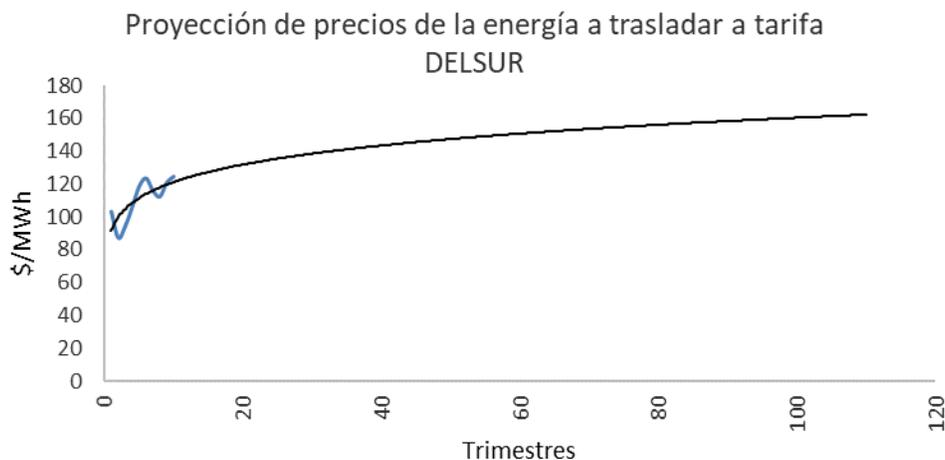


Figura 7.6-2. Proyección de precios de la energía a trasladar a tarifa de DELSUR

7.6.3. Precio del contrato de compraventa de energía

La proyección de la sección anterior indica que los precios en el periodo de interés de la evaluación financiera tenderán al alza de forma moderada. Por lo que, es razonable plantear un precio fijo indexado a la inflación a partir del índice de precios al consumidor (IPC) de El Salvador.

El precio del contrato de compraventa de energía se acuerda entre las partes, de manera indicativa, en el presente trabajo de graduación este valor corresponde al precio de la energía a trasladar a tarifas de la empresa DELSUR para la fecha de entrada en operación comercial de la planta, la cual se asume en julio de 2019 menos un descuento del 15%, e indexado al IPC de El Salvador.



Figura 7.6-3. Precios del contrato de compraventa de energía

Es decir:

Proyección del precio de la energía a trasladar a tarifas de la empresa DELSUR (15/07/2019): \$127.3/MWh

Precio del contrato de compraventa de energía: \$108.2/MWh para el primer año

7.6.4. Resultados

A continuación, se presentan los resultados de la evaluación financiera para el caso base, el cual es asumiendo los supuestos mencionados en los apartados del Numeral 9.6 de este documento.

Parámetro	Caso Base	Unidad
Energía anual (año 1)	15,640,874	kWh
Factor de capacidad (año 1)	19.30%	
Producción específica (año 1)	1,693	kWh/kW
Índice de rendimiento (año 1)	0.79	
Precio de compraventa de energía (año 1)	10.82	¢/kWh
IPC	1.42	%/año
Valor actual neto (VAN)	\$315,896	
Tasa interna de retorno (TIR)	8.39%	
Periodo de análisis	25	años

Costo de capital neto	\$14,160,466	
Fondo de inversión	\$7,080,934	
Tamaño de deuda	\$7,079,532	
Periodo de recuperación	13	años
Beneficio / costo	≥ 1	

Tabla 7.6-1. Resultados de la evaluación financiera por contrato de compraventa de energía.

A partir de los resultados anteriores, se puede concluir que, el proyecto es rentable, y su TIR (8.39%) es superior a la TIR esperada (8.00%). No obstante, el periodo de recuperación de la inversión es de 13 años.

7.6.5. Análisis de sensibilidad

En cuanto a los resultados del modelo financiero, es importante conocer los factores o variables que impactan considerablemente la rentabilidad del proyecto. Para ello se ha elaborado el análisis de sensibilidad, donde se corre el modelo financiero variando un parámetro con cierto porcentaje de tolerancia, y evaluando el impacto en la TIR. Las variables por contemplar y sus variaciones son las siguientes:

Parámetro	Variación $\pm \Delta$
Contrato de compraventa de energía	10%
Precio de módulos fotovoltaicos	25%
Producción de energía	5%
Costo anual de O&M	20%

Tabla 7.6-2. Variaciones de variables del Análisis de Sensibilidad por contrato de compraventa de energía.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

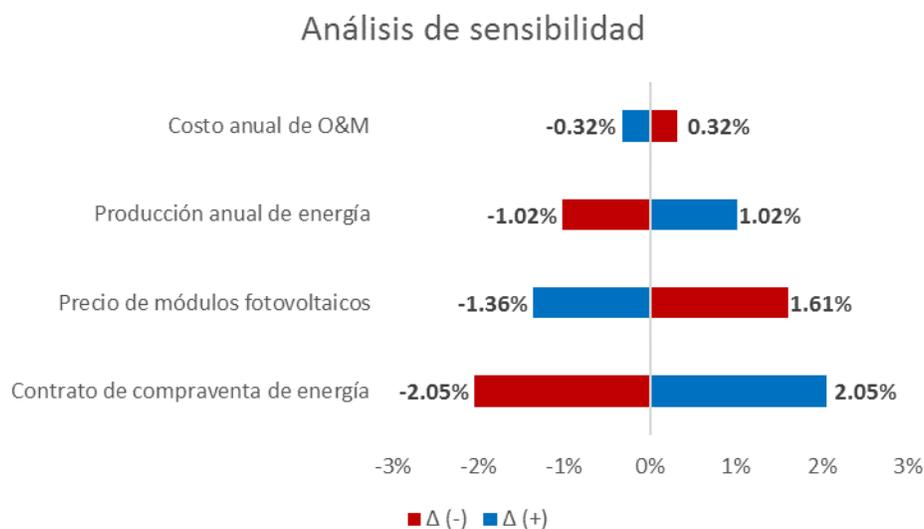


Figura 7.6-4. Análisis de sensibilidad para el esquema del contrato de compraventa de energía

A partir de los resultados, se concluye que, el parámetro que más impacta a la rentabilidad del proyecto es el precio del contrato de compraventa de energía, cuya variación de +/- 10% origina un 2.05% de variación en la TIR del proyecto.

Es importante mencionar, que, como criterio de optimización de la rentabilidad del proyecto, se debe apuntar a disminuir o aumentar estos parámetros, según sea el caso para hacer más atractivo el proyecto, es decir, negociar estratégicamente el precio de contrato de compraventa, al mismo tiempo que se negocia un buen precio de módulos fotovoltaicos sin sacrificar la calidad, hacer mejoras en la producción planta fotovoltaica, y asegurar un contrato de O&M que sea competitivo.

7.7. Evaluación financiera para autoconsumo de energía

7.7.1. Plazo

Debido a que los módulos fotovoltaicos poseen una garantía de producción por parte del fabricante por un plazo de 25 años, lo recomendable es tomar el mismo plazo para establecer el contrato de compraventa de energía.

7.7.2. Proyección de la tarifa de energía

Según la regulación de El Salvador, la SIGET realiza una indexación trimestral de las tarifas de energía, según la categorización correspondiente en el pliego tarifario. Esta indexación se hace a través de una ponderación de la compra de energía de la distribuidora, tanto en contratos de libre competencia, y en el mercado spot. Esta información es pública y puede ser encontrada en el sitio web de la SIGET.

Para el caso de este trabajo de graduación, la información corresponde a la publicada por SIGET para las tarifas de energía de la empresa distribuidora DELSUR para gran demanda en media tensión en la banda horaria de resto. La cual se muestra en la siguiente gráfica.

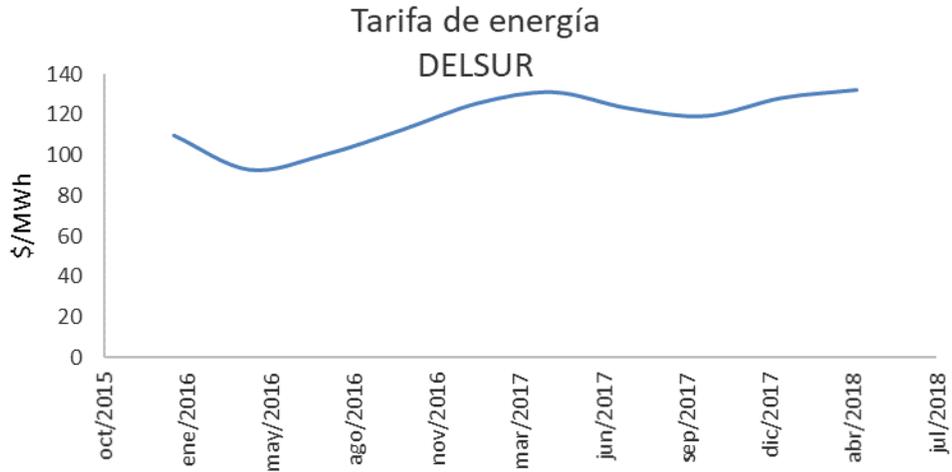


Figura 7.7-1. Tarifas de DELSUR, gran demanda en media tensión, banda horaria resto

A partir de los precios de la gráfica anterior, se realiza una regresión para conocer la proyección de las tarifas para el tiempo de vida del proyecto.

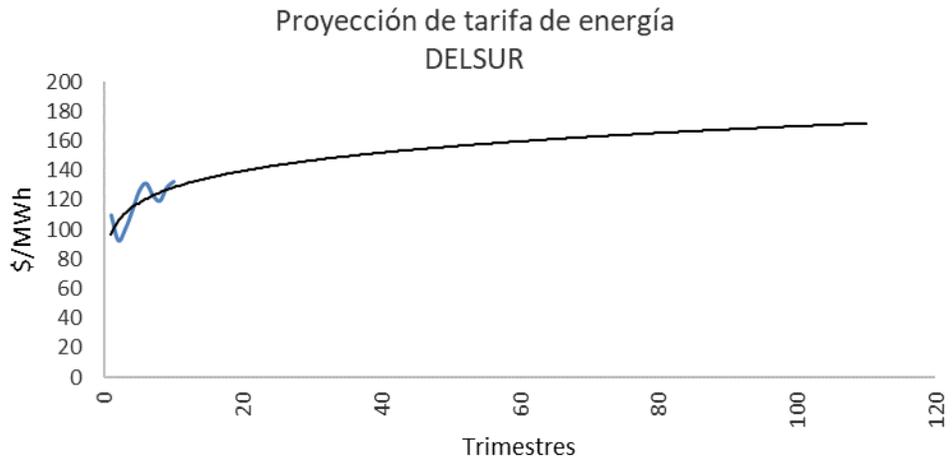


Figura 7.7-2. Proyección de tarifas de DELSUR, gran demanda en media tensión, banda horaria resto

Proyección del precio de la energía a trasladar a tarifas de la empresa DELSUR (15/07/2019): \$129.820/MWh

7.7.3. Resultados

A continuación, se presentan los resultados de la evaluación financiera para el caso base, el cual es asumiendo los supuestos mencionados en los apartados anteriores del Numeral 9.7 de este documento.

Parámetro	Caso Base	Unidad
Energía anual (año 1)	15,640,874	kWh
Factor de capacidad (año 1)	19.30%	
Producción específica (año 1)	1,693	kWh/kW
Índice de rendimiento (año 1)	0.79	
Precio de compraventa de energía (año 1)	12.9820	¢/kWh
IPC	1.42	%/año
Valor actual neto (VAN)	\$9,299,152	
Tasa interna de retorno (TIR)	17.75%	
Periodo de análisis	25	años
Costo de capital neto	\$14,160,466	
Fondo de inversión	\$7,080,934	
Tamaño de deuda	\$7,079,532	
Periodo de recuperación	9	años
Beneficio / costo	≥ 1	

Tabla 7.7-1. Resultados de la Evaluación financiera por autoconsumo de energía

A partir de los resultados anteriores, se puede concluir que, el proyecto es rentable, y su TIR (17.75%) es superior a la TIR esperada (8.00%). No obstante, el periodo de recuperación de la inversión es de 9 años.

7.7.4. Análisis de sensibilidad

En cuanto a los resultados del modelo financiero, es importante conocer los factores o variables que impactan considerablemente la rentabilidad del proyecto. Para ello se ha elaborado el análisis de sensibilidad, donde se corre el modelo financiero variando un parámetro con cierto porcentaje de tolerancia, y evaluando el impacto en la TIR. Las variables por contemplar y sus variaciones son las siguientes:

Parámetro	Variación $\pm \Delta$
Tarifa de energía	10%
Precio de módulos fotovoltaicos	25%
Producción de energía	5%
Costo anual de O&M	20%

Tabla 7.7-2. Variaciones de Variables para Análisis de Sensibilidad por Autoconsumo de Energía.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Análisis de sensibilidad Autoconsumo

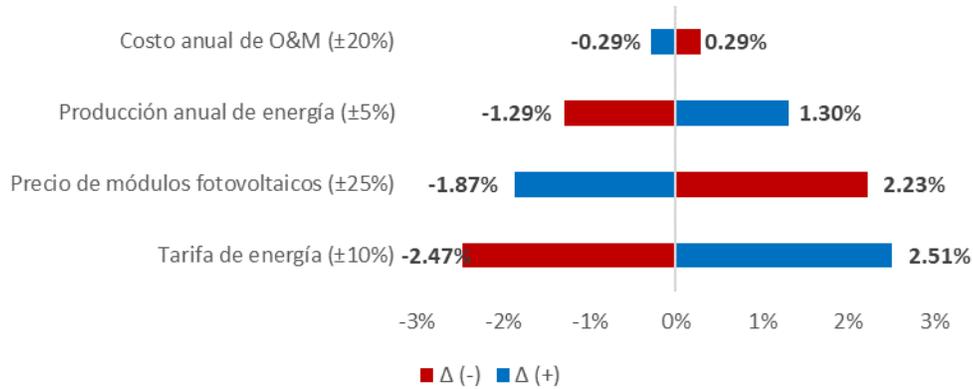


Figura 7.7-3. Análisis de sensibilidad para el esquema de autoconsumo de energía

A partir de los resultados, se concluye que, el parámetro que más impacta a la rentabilidad del proyecto es la tarifa de energía, cuya variación de +/- 10% origina un 2.49% de variación en la TIR del proyecto.

Es importante mencionar, que, como criterio de optimización de la rentabilidad del proyecto, se debe apuntar a disminuir o aumentar estos parámetros, según sea el caso para hacer más atractivo el proyecto, es decir, negociar un buen precio de módulos fotovoltaicos sin sacrificar la calidad, hacer mejoras en la producción planta fotovoltaica, y asegurar un contrato de O&M que sea competitivo.

Capítulo 8. Conclusiones y Recomendaciones

Habiendo realizado el diseño de una planta de generación fotovoltaica tipo, a gran escala, incluyendo la evaluación del recurso solar, dimensionamiento y optimización, incluyendo la ingeniería del sistema fotovoltaico y electromecánico, los estudios de estimación de la producción, los estudios de interconexión al sistema eléctrico nacional, acorde a las respectivas normas nacionales e internacionales, y realizado la evaluación financiera del proyecto, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

8.1. Conclusiones

- i. Se cuantificó el recurso solar, efectuando mediciones de referencia en sitio durante más de un año, realizando un análisis comparativo con las bases de datos y mapas de irradiancia existentes. Especialmente contrastando la información de la base de datos de VAISALA 3TIER contra la medición en sitio, se concluye que la diferencia es del 4%, lo cual indica que la base de datos meteorológica es muy precisa y confiable, reduciendo la incertidumbre de los análisis y resultados.
- ii. Se dimensionó el sistema fotovoltaico con base en la tecnología y el tamaño de los módulos fotovoltaicos, configuración de arreglos, inversores, perfil de obstáculos, etc. Lo cual permitió optimizar el diseño con un enfoque financiero al combinar estos factores con el costo normalizado de energía, seleccionando la configuración que minimiza dicho costo. Esto permite una mayor rentabilidad del proyecto
- iii. Se determinó el área efectiva de terreno a utilizar considerando la ubicación, la topografía, la orientación del sitio y la distribución de las áreas requeridas para las etapas que conforman la planta fotovoltaica (paneles, inversores, subestaciones, red de distribución, caseta de control, accesos, etc.). Resaltando la suma importancia desde el punto de vista ambiental, ya que se realizó respetando las zonas de protección alrededor del río.
- iv. Se realizó la proyección de producción de energía eléctrica a partir de: el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, la tecnología de los módulos, la evaluación del recurso solar, consideraciones de eficiencia y pérdidas de los diferentes subsistemas en corriente directa y alterna (CD y CA). Además, esta evaluación se realizó de forma multianual para el tiempo de vida del proyecto, y fue fundamental para reflejar adecuadamente el rendimiento de la planta dentro de la evaluación financiera, haciéndola más certera.
- v. Se elaboró la ingeniería y el diseño electromecánico de la planta, incluyendo el dimensionamiento de arreglos de paneles, especificación de inversores, subestaciones, canalizaciones, cableado, protecciones y sistemas de puesta a tierra, y todo el conjunto de planos necesarios para darle un sustento técnico al proyecto.
- vi. Se elaboró a detalle cada uno de los estudios de interconexión a la red exigidos por la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de

Transmisión emitida por SIGET, y algunas normas internacionales. Se concluye que la planta fotovoltaica no generará efectos adversos en la red de distribución existente, e incluso contribuye a mejorarla. En este respecto, es portante resaltar el hecho que en El Salvador no existe un código de red específico a seguir, y en este trabajo de graduación se utilizó la como referencia la norma alemana BDEW “Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network”.

- vii. Para el esquema del contrato de compraventa de energía, se efectuó la evaluación financiera del proyecto, determinando los indicadores TIR, VAN, relación beneficio/costo y periodo de recuperación de la inversión. Obteniendo como resultado una tasa interna de retorno del 8.39% (superior a la mínima requerida 8.00%), un valor actual neto de \$315,896 y un tiempo de recuperación de la inversión de 13 años. Adicionalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad donde se concluye que, a nivel financiero, es posible optimizar la rentabilidad del proyecto a través de estrategias de negociación con proveedores y con la contraparte del contrato de compraventa de energía.
- viii. Para el esquema de autoconsumo de energía, se efectuó la evaluación financiera del proyecto, determinando los indicadores TIR, VAN, relación beneficio/costo y periodo de recuperación de la inversión. Obteniendo como resultado una tasa interna de retorno del 15.75% (superior a la mínima requerida 8.00%), un valor actual neto de \$9,299,152 y un tiempo de recuperación de la inversión de 9 años. Adicionalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad donde se concluye que, a nivel financiero, es posible optimizar la rentabilidad del proyecto a través de estrategias de negociación con proveedores.
- ix. A partir de la evaluación financiera, se concluye que el esquema de autoconsumo es muchos más rentable que un contrato de compraventa de energía.

8.2. Recomendaciones

- i. Para disminuir el riesgo en los proyectos, se recomienda a los desarrolladores de proyecto contar con bases de datos meteorológicas confiables y con mediciones en sitio.
- ii. Se recomienda que, a nivel nacional, las entidades correspondientes promuevan el desarrollo de una red meteorológica a nivel nacional y que esta información sea de calidad, y que esté disponible al público, tal como el caso de NREL en Estados Unidos. Esto aplica para los proyectos fotovoltaicos, eólicos, y renovables en general.
- iii. Debido a que la tecnología fotovoltaica está en continua evolución, se recomienda a los desarrolladores realizar estudios comparativos de estas tecnologías, por ejemplo, módulos fotovoltaicos a 1,500Vcc, aclarando que en este trabajo de graduación no se tomó en cuenta debido a que durante el periodo de elaboración del mismo, el uso de esta tecnología estaba en una etapa incipiente.
- iv. Se recomienda a los desarrolladores realizar estudios ambientales con el fin de determinar las áreas realmente disponibles para el desarrollo de un proyecto.
- v. Se recomienda a los desarrolladores informarse acerca de los requerimientos de las oficinas de planificación urbanística correspondientes a la localidad donde se

- desarrollan los proyectos, de tal manera que se cumplan todas las normativas locales y nacionales.
- vi. Con el objetivo de conocer a profundidad las implicaciones técnicas y de costo de los proyectos, se recomienda realizar una ingeniería de calidad que permita evaluar estos aspectos, y a la vez, esta ingeniería sirve de sustento contratistas (al momento de licitar), ante entidades bancarias (en el financiamiento del proyecto), y ante las entidades correspondientes a nivel nacional (en cuanto a la obtención de permisos).
 - vii. Partiendo del hecho de que las estimaciones de producción de energía deben ser lo más precisas, se recomienda utilizar un software adecuado y reconocido a nivel bancario. Tomando en cuenta que, además, esas estimaciones deben realizarse por una entidad con la suficiente experiencia, y utilizando parámetros de entrada congruentes y confiables.
 - viii. Es importante conocer el impacto de las plantas de generación fotovoltaicas a la red eléctrica donde se interconectarán. Debido a ello, se recomienda que dichos estudios se hagan con todo el nivel de detalle, considerando toda la información disponible, y utilizando herramientas adecuadas, tal como el software DIgSILENT PowerFactory. En este sentido, es importante que las universidades promuevan la utilización de ellas a través de capacitaciones y/o certificaciones.
 - ix. Se recomienda realizar una medición de calidad de energía en el punto de entrega del cliente para hacer un modelado de los armónicos en el sistema de potencia.
 - x. Se sugiere colocar de forma paralela analizadores de red en todos los alimentadores de las celdas de media tensión; con el objetivo de realizar un estudio de flujo de carga, flujo de armónicos y ver el comportamiento del mismo en la red eléctrica
 - xi. Un aspecto fundamental previo a la consecución de un proyecto es la evaluación financiera. Por tanto, se recomienda que ésta se haga tomando como base información detallada en cuanto a condiciones del financiamiento y todos los parámetros de entrada del mismo, esto con el fin de garantizar que se consideren todos los factores que puedan incidir en la rentabilidad del proyecto. Incluyendo dentro de la evaluación, un análisis de sensibilidad que permita optimizar y medir los riesgos del proyecto.
 - xii. Se recomienda que los clientes industriales que cuenten con una demanda diurna significativa, es decir, en la banda horaria de resto, realicen inversiones en proyectos de generación fotovoltaica para autoconsumo, ya que esto es una opción altamente rentable.

Capítulo 9. Bibliografía

- [1] Acuerdo 30-E-2011 de SIGET “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión”.
- [2] Acuerdo 215-E-2015 de SIGET “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”
- [3] Acuerdo 192-E-2004 de SIGET “Normas de calidad de servicio de los sistemas de distribución”.
- [4] Acuerdo 320-E-2011 de SIGET “Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones”.
- [5] BDEW – Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network.
- [6] NFPA NEC 2008 – “National Electrical Code”.
- [7] ANSI/IEEE - C37 Standard.
- [8] IEC-61000-4-15 “Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications”.
- [9] IEC 60287-1 “Electric cables – Calculation of the current rating”.
- [10] SIGET – Tarifas de Electricidad
<https://www.siget.gob.sv/temas/electricidad/documentos/tarifas-de-electricidad/>
- [11] Routledge – “Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers”.
- [12] IRENA – “Renewable Power Generation Costs in 2017”.
- [13] PVsyst – “Creation of a grid-connected project”.
- [14] PVsyst – “Construction and use of 3D shadings scenes”.
- [15] PVsyst – “Meteorological data in PVsyst”.
- [16] DIgSILENT PowerFactory version 15 – “User manual”.
- [17] DIgSILENT PowerFactory version 15 – “Tutorial”.
- [18] System Advisor Model – “Help”.
- [19] BANDESAL – Línea de crédito para eficiencia energética y energía renovable
<http://www.bandesal.gob.sv/wp-content/uploads/2016/03/Emp-Renovable-Linea-de-credito-para-eficiencia-energetica-y-energia-renovable.pdf>
- [20] BCR – IPC <http://www.bcr.gob.sv/bcrsite/?cdr=123>
- [21] El Salvador – Ley de impuestos sobre la renta
- [22] Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.
- [23] Reglamento de la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.
- [24] Reformas a la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.
- [25] Reformas a la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.
- [26] Estándar DIN EN 60891 / IEC 60891.
- [27] Manual técnico del relé de protección ABB Modelo RET615

Capítulo 10. ANEXO I

ANEXO I.1

ANEXO I.2

ANEXO I.3

ANEXO I.4

ANEXO I.5

ANEXO I.6

ANEXO I.7

ANEXO I.8

ANEXO I.9

ANEXO I.10

Capítulo 11. ANEXO II-Memorias de Cálculo

11.1. Medición de la resistividad eléctrica del suelo.

Se hizo una visita en el sitio donde se pretende hacer la subestación eléctrica y se realizó la medición para una distancia de 30m, el instrumento de medición de resistencias de puestas a tierra y medición de resistividad eléctrica del suelo también es conocido con el nombre de Telurímetro (Earth Tester).

11.1.1. Equipo de medición

MARCA: MEGGER
MODELO: DET4TCR2
VOLTAJE DE PRUEBA: 50V, 25V
FRECUENCIA DE PRUEBA: 94 Hz, 105 Hz, 111 Hz y 128Hz



Figura 11.1-1 Figura del instrumento para desarrollar la medición de puesta a tierra.

11.1.2. Tipos de pruebas a realizar en las puestas a tierra

En la siguiente figura se muestra el principio bajo el cual se realiza la medición de la puesta a tierra de cualquier elemento a medir, basándose en el método de caída de potencial.

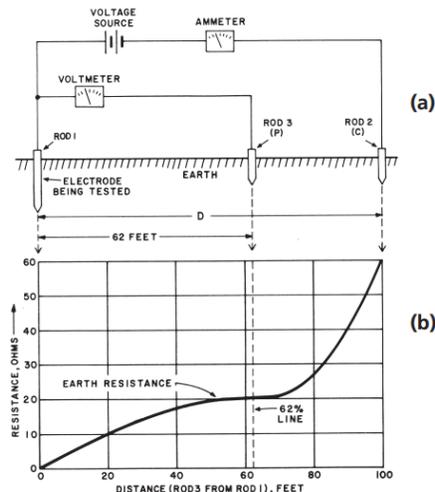


Figura 11.1-2 Principio de una prueba de medición de puesta a tierra.

El estándar que describe la metodología para realizar la medición de una puesta a tierra es el estándar **IEEE 81-2012 Guide for measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System**, los métodos sugeridos a utilizar por el estándar son los siguientes:

- Método de los cuatro puntos o método de Wenner (Página 12 del estándar o capítulo 7.2.3 Four-Point method)
- Método de Schlumberger
- Método de los tres puntos (Página 22 del estándar o capítulo 8.2.2.2 Three-Point method)
- Método de caída de potencial (Página 22 del estándar o capítulo 8.2.2.4 Fall-of-potential method)
- Medición de resistencia por pinza o sin estaca (Página 27 del estándar capítulo 8.2.2.5 Resistance measurements by clamp-on or stakeless method)

Para la medición de la resistividad eléctrica del suelo se utilizara el método de las cuatro puntas o método de Wenner.

11.1.2.1. Principio de operación del método de los cuatro puntos o método de Wenner.

La medición de la resistividad del terreno trabaja sobre un principio similar al de las otras mediciones que emplean estacas: se inyecta una corriente alrededor de un bucle externo y se mide un voltaje, mostrado en la Figura 11.1-3. Sin embargo, en este caso la medición tomada por el instrumento requiere otra conversión adicional empleando una fórmula para derivar la resistividad volumétrica del terreno a partir del valor de resistencia indicado en el visor.

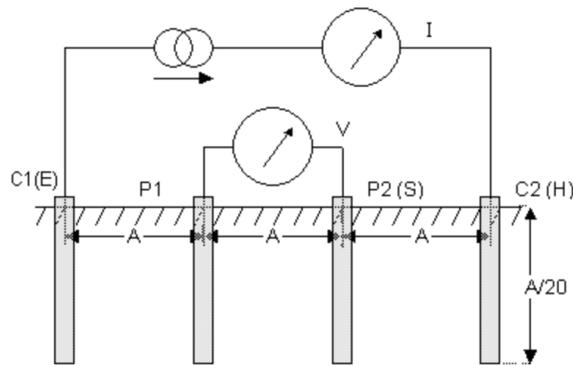


Figura 11.1-3 Esquema de medición de resistividad eléctrica del suelo del método de los cuatro puntos.

Para esta prueba, el espaciado y las profundidades relativas de las estacas son importantes. Cuando se configura como se muestra en la Figura 11.1-3, la resistividad del terreno puede calcularse a partir del valor de la resistencia, R , indicado en el instrumento como $\rho = 2 \times \pi \times A \times R$.

11.1.2.2. Principio de operación del método de Schlumberger.

El método de Schlumberger es una modificación del método de Wenner, ya que también emplea 4 electrodos, pero en este caso la separación entre los electrodos centrales o de potencial (a) se mantiene constante, y las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores a partir de los electrodos interiores, a distancia múltiplos (na) de la separación base de los electrodos internos (a).

La configuración, así como la expresión de la resistividad correspondiente a este método de medición se muestra en la figura.

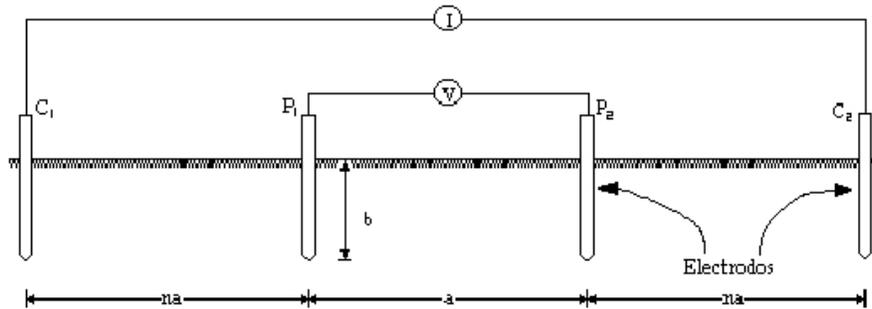


Figura 11.1-4 Esquema de medición de resistividad eléctrica del suelo del método de Schlumberger.

El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando se requieren conocer las resistividades de capas más profundas, sin necesidad de realizar muchas mediciones como con el método Wenner. Se utiliza también cuando los aparatos de medición son poco inteligentes. Solamente se recomienda hacer mediciones a 90 grados para que no resulten afectadas las lecturas por estructuras subterráneas.

$$\rho = 2 \times \pi \times R \times (n+1) \times na$$

11.1.3. Resumen de medición en campo.

11.1.3.1. Historial de las mediciones realizadas en campo.

Se realizó la medición de la resistividad eléctrica del suelo para diferentes distancias a partir de 1m, hasta 10m, el sitio donde se midió se muestra en la siguiente figura.

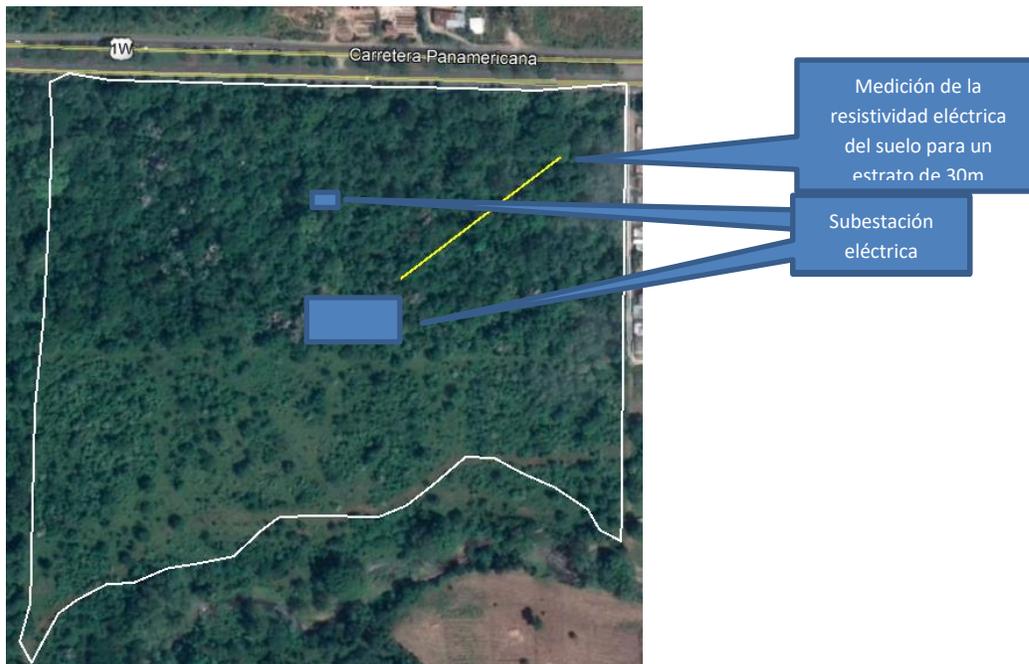


Figura 11.1-5 Ubicación del sitio donde se realizó la medición de la resistividad eléctrica del suelo.

En las siguientes imágenes se muestra el registro de los resultados proporcionados por el instrumento de medición de la resistividad eléctrica del suelo para cada distancia.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)



(f)



(g)



(h)



(i)

Figura 11.1-6 Historial de fotografías con los resultados presentados por el medidor de resistividad eléctrica del suelo.

(a) Medición cada 1m, (b) Medición cada 2m, (c) Medición cada 3 m, (d) Medición cada 4 m, (e) Medición cada 5 m, (f) Medición cada 6 m, (g) Medición cada 7 m, (h) Medición cada 8 m, (i) Medición cada 9 m

11.1.3.2. Resumen de las mediciones realizadas en campo.

Enabled	Probe distance (m)	Resistivity (ohm-m)
	1	18.74
	2	9.53
	3	5.2
	4	4.15
	5	3.41
	6	2.97
	7	2.36
	8	2.05
	9	1.77
	10	1.56

Tabla 11.1-1. Mediciones de Resistividad en campo

11.2. Análisis del modelado del suelo.

Soil analysis report		Saturday, June 16, 2018, 19:15:25
Station Name	Med de resistividad electrica del suelo	
Project	Red de tierras planta Solar 7.5MW	
Study	Red de tierras planta Solar 7.5MW	
Parameters		
Title	Untitled	
Soil Model	Two-Layer	
Safety Model	IEEE Std. 80-2000	
Surface Layer Thickness	0.2 meters	
Surface Layer Resistivity	2500 ohm-m	
Shock Duration	0.5 secs	
Body Weight	50 kg	
Output Results		
Upper Layer Thickness	1.6 meters	
Upper Layer Resistivity	16.55 ohm-m	
Lower Layer Resistivity	1.75 ohm-m	
Maximum Permissible Touch	666.99 volts	
Maximum Permissible Step	2175.8 volts	
Reduction Factor Cs	0.817542	

Tabla 11.2-1. Valores del modelado de la red de tierra.

Assumed Values

Probe Distance (meters)	Calculated Resistivity (ohm-m)		
0.15	16.55	5.08	2.84
0.29	16.5	5.22	2.75
0.44	16.38	5.37	2.66
0.58	16.16	5.51	2.58
0.73	15.84	5.66	2.5
0.87	15.41	5.8	2.44
1.02	14.89	5.95	2.38
1.16	14.29	6.09	2.33
1.31	13.62	6.24	2.28
1.45	12.92	6.38	2.24
1.6	12.2	6.53	2.2
1.74	11.47	6.67	2.16
1.89	10.75	6.82	2.13
2.03	10.06	6.96	2.1
2.18	9.38	7.11	2.08
2.32	8.74	7.25	2.05
2.47	8.14	7.4	2.03
2.61	7.58	7.54	2.01
2.76	7.05	7.69	2
2.9	6.57	7.83	1.98
3.05	6.12	7.98	1.97
3.19	5.72	8.12	1.95
3.34	5.34	8.27	1.94
3.48	5	8.41	1.93
3.63	4.69	8.56	1.92
3.77	4.41	8.7	1.91
3.92	4.16	8.85	1.9
4.06	3.93	8.99	1.89
4.21	3.72	9.14	1.89
4.35	3.54	9.28	1.88
4.5	3.37	9.43	1.87
4.64	3.22	9.57	1.87
4.79	3.08	9.72	1.86
4.93	2.96	9.86	1.86

10.01	1.85
10.15	1.85
10.3	1.85
10.44	1.84
10.59	1.84
10.73	1.83
10.88	1.83
11.02	1.83
11.17	1.83
11.31	1.82
11.46	1.82
11.6	1.82
11.75	1.82
11.89	1.82
12.04	1.81
12.18	1.81
12.33	1.81
12.47	1.81
12.62	1.81
12.76	1.8
12.91	1.8
13.05	1.8
13.2	1.8
13.34	1.8
13.49	1.8
13.63	1.8
13.78	1.79
13.92	1.79
14.07	1.79
14.21	1.79
14.36	1.79
14.5	1.79

Tabla 11.2-2. Valores de Resistividad

Tabulated Values

RMS Error 14.4 %

Probe Distance (meters)	Measured Resistivity (ohm-m)	Calculated Resistivity (ohm-m)	Error (%)
1	18.74	14.95	-20.22
2	9.53	10.2	7.07
3	5.2	6.26	20.42
4	4.15	4.02	-3.07
5	3.41	2.9	-14.91
6	2.97	2.36	-20.52
7	2.36	2.1	-11.18
8	2.05	1.96	-4.16
9	1.77	1.89	6.96
10	1.56	1.85	18.86

Tabla 11.2-3. Valores Obtenidos de Red de tierra

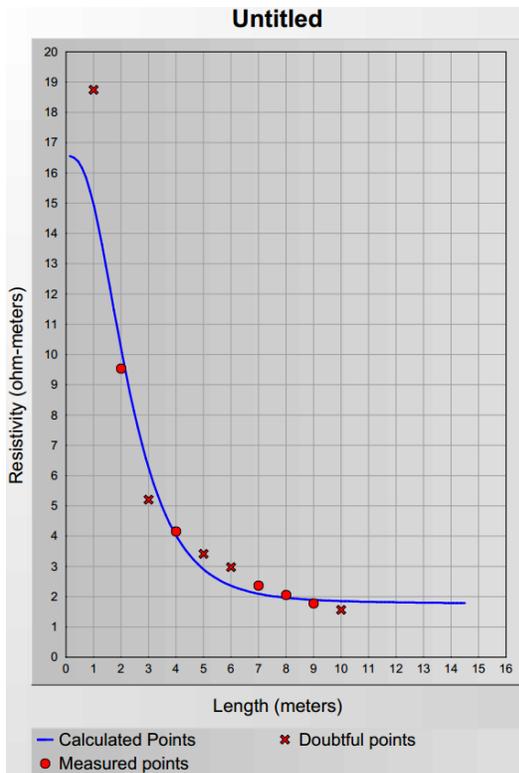


Figura 11.2-1 Modelado de la resistividad eléctrica del suelo.

11.3. Dimensionamiento de la red de tierra.

11.3.1. Nivel de cortocircuito en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica.

Se realiza un cálculo de corrientes de cortocircuito de acuerdo al estándar ANSI en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica para 1/2 a 1 1/2 ciclo, en la siguiente tabla se muestran los resultados que proporciona el simulador.

Fault at bus: **Bus78**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 93.78 % of base kV (14.075 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus78	Total	0.00	3.096	0.12	120.99	122.44	2.172	2.172	3.31E+001	1.39E+002	7.14E+001	2.71E+002
Bus139	Bus78	3.01	2.679	4.96	120.74	119.45	1.988	2.172	3.31E+001	1.40E+002	7.14E+001	2.71E+002
Bus155	Bus25	0.00	0.011	0.12	120.99	122.44	0.005	0.000	1.34E+004	3.23E+004		
Bus43	Bus25	0.44	0.095	0.44	121.29	122.76	0.069	0.000	2.96E+003	2.77E+003		
Bus97	Bus25	0.28	0.095	0.32	121.18	122.64	0.069	0.000	2.96E+003	2.77E+003		
Bus104	Bus25	0.36	0.095	0.38	121.24	122.70	0.069	0.000	2.96E+003	2.77E+003		
Bus108	Bus25	0.27	0.095	0.32	121.18	122.64	0.069	0.000	2.96E+003	2.77E+003		
Bus119	Bus25	0.19	0.095	0.26	121.13	122.58	0.069	0.000	2.96E+003	2.77E+003		

Tabla 11.3-1 Resultados proporcionados por el simulador al evaluar un cortocircuito en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica.

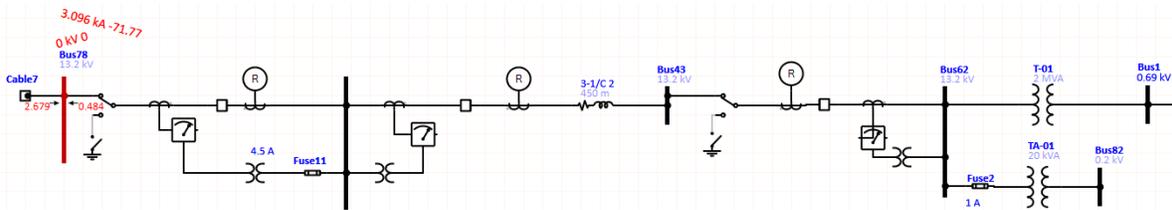


Figura 11.3-1 Resultados proporcionados por el simulador al evaluar un cortocircuito en el punto de entrega de la planta solar fotovoltaica.

11.3.2. Procedimiento de diseño de la red de tierra.

En la figura siguiente se muestra un flujograma en donde muestra el proceso para realizar el diseño de la red de tierra de acuerdo al estándar **IEEE-80-2013 Guide for Safety in AC Substation Grounding**.

En resumen se debe de considerar una resistencia (Grid Resistance) que el usuario defina y necesite para su diseño para nuestro caso se escogió 0.5Ω (paso 5), que cumpla con la corriente de falla para la que está diseñando para nuestro caso es de 2920A, este valor se determinó del cálculo de corrientes de cortocircuito (paso 6), el producto $I_g \times R_g$ o GPR (Ground Potential Rise) < E_{touch} (Touch Voltage), en donde I_g es la corriente de falla que circulara en la red de tierra durante una falla y R_g es la resistencia que el usuario definió para la red de tierra, el producto de ambos se conoce como Ground potencial Rise y es el máximo potencial que la red de tierra de la subestación va a portar en caso de una falla.

Si se cumple la condición anteriormente solicitada en el paso 7 se finaliza el diseño. Caso contrario se procede con recalculer las variables mostradas en el paso 8, se hace la comparación del $E_m < E_{touch}$, si no cumple la condición se recalcula la malla; caso contrario se hace la comparación del $E_s < E_{step}$, si cumple se finaliza el diseño; caso contrario se recalcula la malla, este bucle se realiza hasta que se cumplen todas las condiciones antes mencionada.

11.3.3. Flujograma del proceso de cálculo de la red de tierra de acuerdo al estándar IEEE 80-2013.

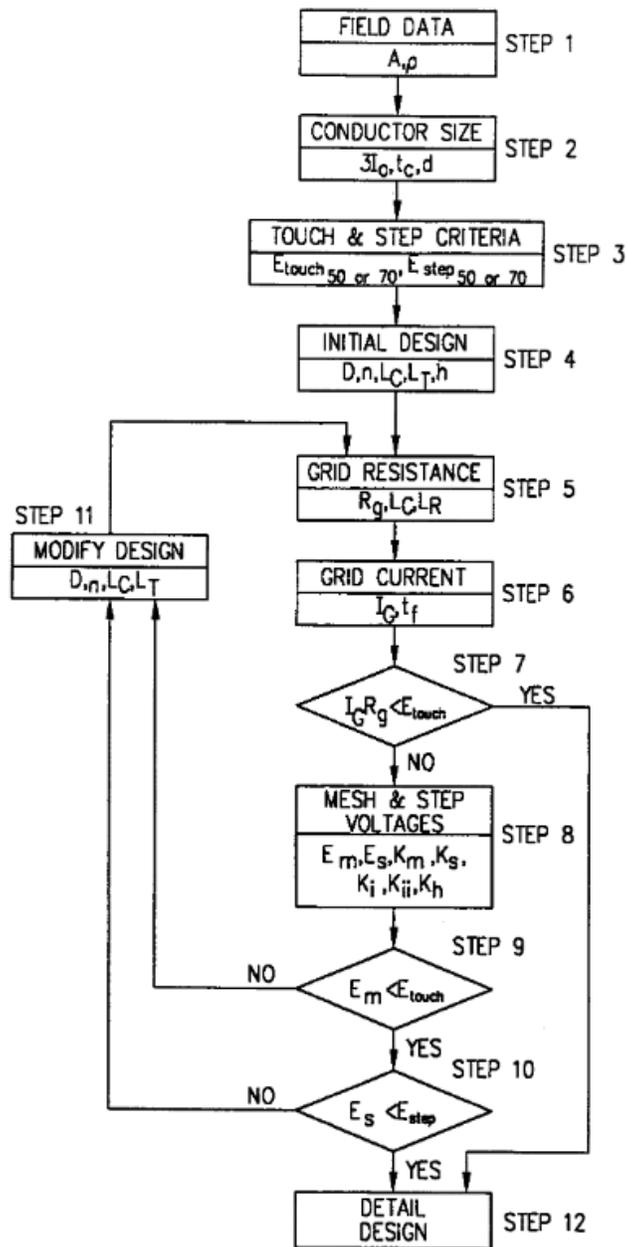


Figura 11.3-2 Diagrama de bloques del procedimiento de diseño.

11.4. Memoria de cálculo de diseño de la red de tierra.

11.4.1. Cálculo de la malla de la red de tierra.

Grid analysis report		Saturday, June 16, 2018, 21:17:25
Station Name	Med de resistividad electrica del suelo	
Project	Red de tierras planta Solar 7.5MW	
Study	Red de tierras planta Solar 7.5MW	
Parameters		
Equivalent Parallel Z Soec.	Current Solit Factor	
Nominal Frequency	60 hz	
Bus ID	Acometida PV7.5	
LG Fault Current	3000 amps	
Remote Contribution	100 %	
LG X/R	10	
Rta	100 ohms	
Transmission Lines	1	
Rda	200 ohms	
Distribution Feeders	1	
Shock Duration	0.5 secs	
Upper Laver Thickness	1.6 meters	
Upper Layer Resistivity	16.55 ohm-m	
Lower Layer Resistivity	1.75 ohm-m	
Output Results		
Parallel Z (Interpolated)	3.33437 ohms	
Split Factor	0.997653	
Decrement Factor	1.02618	

Tabla 11.4-1. Parámetros de cálculo de la malla de la red de tierra.

Primarv Electrode Elements

X1	Y1	Z1	X2	Y2	Z2	Length	Radius (mm)	Current (amps)	Electrode (#)
(meters)									
197.0715	3	0.8	286.5004	-148.4986	0.8	175.9243	5	158.0795	Asv 1
291.0755	-156.2491	0.8	335.9147	-232.2097	0.8	88.2076	5	81.5231	Asv 2
60.7747	-287.4604	0.8	279.8577	-158.1367	0.8	254.4052	5	251.6487	Asv 3
474.2697	-39.3214	0.8	288.4515	-149.0888	0.8	215.8178	5	197.2349	Asv 4
379.8686	3	0.8	244.3076	-77.021	0.8	157.4172	5	148.3336	Asv 5
231.0275	-83.7096	0.8	44.2366	-193.9714	0.8	216.9066	5	214.2185	Asv 6
244.3076	-77.021	0.8	236.6981	-81.5129	0.8	8.8363	5	5.7423	Asv 7
446.9177	-55.4789	0.8	412.3978	3	0.8	67.9073	5	61.7495	Asv 8
462.3903	-46.3389	0.8	462.3903	-20.942	0.8	25.3968	5	11.3524	Asv 9
459.3903	-44.942	0.8	459.3903	-20.942	0.8	24	5	11.1928	Asv 10
459.3903	-41.942	0.8	462.3903	-41.942	0.8	3	5	1.3504	Asv 11
459.3903	-38.942	0.8	462.3903	-38.942	0.8	3	5	1.0595	Asv 12
459.3903	-35.942	0.8	462.3903	-35.942	0.8	3	5	1.3162	Asv 13
459.3903	-32.942	0.8	462.3903	-32.942	0.8	3	5	1.0582	Asv 14
462.3903	-29.942	0.8	459.3903	-29.942	0.8	3	5	1.3447	Asv 15
462.3903	-44.942	0.8	459.3903	-44.942	0.8	3	5	1.1506	Asv 16
462.3903	-26.942	0.8	459.3903	-26.942	0.8	3	5	1.1115	Asv 17
462.3903	-23.942	0.8	459.3903	-23.942	0.8	3	5	1.4745	Asv 18
462.3903	-20.942	0.8	459.3903	-20.942	0.8	3	5	1.5418	Asv 19
277.3551	-153.8971	0.8	287.689	-147.7971	0.8	12	5	5.4608	Asv 20
278.8801	-156.4806	0.8	289.214	-150.3805	0.8	12	5	5.2777	Asv 21
280.4051	-159.0641	0.8	290.739	-152.964	0.8	12	5	5.3188	Asv 22
281.9301	-161.6475	0.8	292.264	-155.5475	0.8	12	5	5.5646	Asv 23
277.3551	-153.8971	0.8	281.9301	-161.6475	0.8	9	5	4.383	Asv 24
279.9386	-152.3721	0.8	284.5136	-160.1225	0.8	9	5	4.0913	Asv 25
282.522	-150.8471	0.8	287.0971	-158.5975	0.8	9	5	3.6645	Asv 26
285.1055	-149.3221	0.8	289.6805	-157.0725	0.8	9	5	3.9154	Asv 27
287.689	-147.7971	0.8	292.264	-155.5475	0.8	9	5	4.2727	Asv 28
233.6481	-76.3459	0.8	236.6981	-81.5129	0.8	6	5	3.0629	Asv 29
231.0646	-77.8709	0.8	234.1146	-83.0379	0.8	6	5	2.9118	Asv 30
228.4811	-79.3959	0.8	231.5311	-84.5629	0.8	6	5	2.8657	Asv 31
228.4811	-79.3959	0.8	233.6481	-76.3459	0.8	6	5	3.3074	Asv 32
230.0061	-81.9794	0.8	235.1731	-78.9294	0.8	6	5	2.8914	Asv 33
231.5311	-84.5629	0.8	236.6981	-81.5129	0.8	6	5	3.087	Asv 34
42.9	-257.1795	0.8	42.9	3	0.8	260.1795	5	275.8766	Asv 35
474.2697	-178.6969	0.8	474.2697	3	0.8	181.6969	5	178.4745	Asv 36
42.9	-257.1795	0.8	97.1069	-349.0096	0.8	106.6356	5	112.5715	Asv 37
335.9147	-232.2097	0.8	348.2931	-253.1487	0.8	24.3241	5	23.913	Asv 38
42.9	3	0.8	474.2697	3	0.8	431.3697	5	434.9436	Asv 39
161.3443	-311.0906	0.8	97.1069	-349.0096	0.8	74.5942	5	79.6209	Asv 40
193.4873	-316.2839	0.8	161.3443	-311.0906	0.8	32.5599	5	34.4282	Asv 41
193.4873	-316.2839	0.8	335.9147	-232.2097	0.8	165.3905	5	170.1847	Asv 42
348.2931	-253.1487	0.8	474.4221	-178.5853	0.8	146.5203	5	153.3694	Asv 43

Tabla 11.4-2. Elementos Primarios para malla de la red de tierra.

Total Length Of Primary Conductors

2814.09 meters

228.4811	-79.3959	0.8	228.4811	-79.3959	1.6	0.8	7.9	0.4577	Asy 1
228.4811	-79.3959	1.6	228.4811	-79.3959	3.8	2.2	7.9	17.1594	Asy 1
231.5311	-84.5629	0.8	231.5311	-84.5629	1.6	0.8	7.9	0.3797	Asy 2
231.5311	-84.5629	1.6	231.5311	-84.5629	3.8	2.2	7.9	16.6761	Asy 2
236.6981	-81.5129	0.8	236.6981	-81.5129	1.6	0.8	7.9	0.3086	Asy 3
236.6981	-81.5129	1.6	236.6981	-81.5129	3.8	2.2	7.9	16.4554	Asy 3
233.6481	-76.3459	0.8	233.6481	-76.3459	1.6	0.8	7.9	0.4412	Asy 4
233.6481	-76.3459	1.6	233.6481	-76.3459	3.8	2.2	7.9	16.8778	Asy 4
277.3551	-153.8971	0.8	277.3551	-153.8971	1.6	0.8	7.9	0.4404	Asy 5
277.3551	-153.8971	1.6	277.3551	-153.8971	3.8	2.2	7.9	16.3187	Asy 5
282.522	-150.8471	0.8	282.522	-150.8471	1.6	0.8	7.9	0.2921	Asy 6
282.522	-150.8471	1.6	282.522	-150.8471	3.8	2.2	7.9	14.8688	Asy 6
287.689	-147.7971	0.8	287.689	-147.7971	1.6	0.8	7.9	0.3245	Asy 7
287.689	-147.7971	1.6	287.689	-147.7971	3.8	2.2	7.9	15.4576	Asy 7
292.264	-155.5475	0.8	292.264	-155.5475	1.6	0.8	7.9	0.3826	Asy 8
292.264	-155.5475	1.6	292.264	-155.5475	3.8	2.2	7.9	15.9491	Asy 8
287.0971	-158.5975	0.8	287.0971	-158.5975	1.6	0.8	7.9	0.294	Asy 9
287.0971	-158.5975	1.6	287.0971	-158.5975	3.8	2.2	7.9	14.9896	Asy 9
281.9301	-161.6475	0.8	281.9301	-161.6475	1.6	0.8	7.9	0.4366	Asy 10
281.9301	-161.6475	1.6	281.9301	-161.6475	3.8	2.2	7.9	16.3464	Asy 10
462.3903	-44.942	0.8	462.3903	-44.942	1.6	0.8	7.9	0.2302	Asy 11
462.3903	-44.942	1.6	462.3903	-44.942	3.8	2.2	7.9	14.9422	Asy 11
459.3903	-44.942	0.8	459.3903	-44.942	1.6	0.8	7.9	0.3831	Asy 12
459.3903	-44.942	1.6	459.3903	-44.942	3.8	2.2	7.9	15.2896	Asy 12
459.3903	-38.942	0.8	459.3903	-38.942	1.6	0.8	7.9	0.277	Asy 13
459.3903	-38.942	1.6	459.3903	-38.942	3.8	2.2	7.9	14.19	Asy 13
462.3903	-38.942	0.8	462.3903	-38.942	1.6	0.8	7.9	0.2767	Asy 14
462.3903	-38.942	1.6	462.3903	-38.942	3.8	2.2	7.9	14.077	Asy 14
459.3903	-32.942	0.8	459.3903	-32.942	1.6	0.8	7.9	0.2761	Asy 15
459.3903	-32.942	1.6	459.3903	-32.942	3.8	2.2	7.9	14.1379	Asy 15
462.3903	-32.942	0.8	462.3903	-32.942	1.6	0.8	7.9	0.2803	Asy 16
462.3903	-32.942	1.6	462.3903	-32.942	3.8	2.2	7.9	14.09	Asy 16
459.3903	-26.942	0.8	459.3903	-26.942	1.6	0.8	7.9	0.293	Asy 17
459.3903	-26.942	1.6	459.3903	-26.942	3.8	2.2	7.9	14.6296	Asy 17
462.3903	-26.942	0.8	462.3903	-26.942	1.6	0.8	7.9	0.2981	Asy 18
462.3903	-26.942	1.6	462.3903	-26.942	3.8	2.2	7.9	14.5972	Asy 18
459.3903	-20.942	0.8	459.3903	-20.942	1.6	0.8	7.9	0.4468	Asy 19
459.3903	-20.942	1.6	459.3903	-20.942	3.8	2.2	7.9	16.5162	Asy 19
462.3903	-20.942	0.8	462.3903	-20.942	1.6	0.8	7.9	0.4484	Asy 20
462.3903	-20.942	1.6	462.3903	-20.942	3.8	2.2	7.9	16.4846	Asy 20

Tabla 11.4-3. Distancias totales de conductores primarios.

Total Length Of Primary Rods

60 meters

Total Number Of Elements 83

Ground Potential Rise 24.0885 volts
 Calculated Ground Resistance 0.00784302 ohms
 Equivalent Impedance 0.00782461 ohms

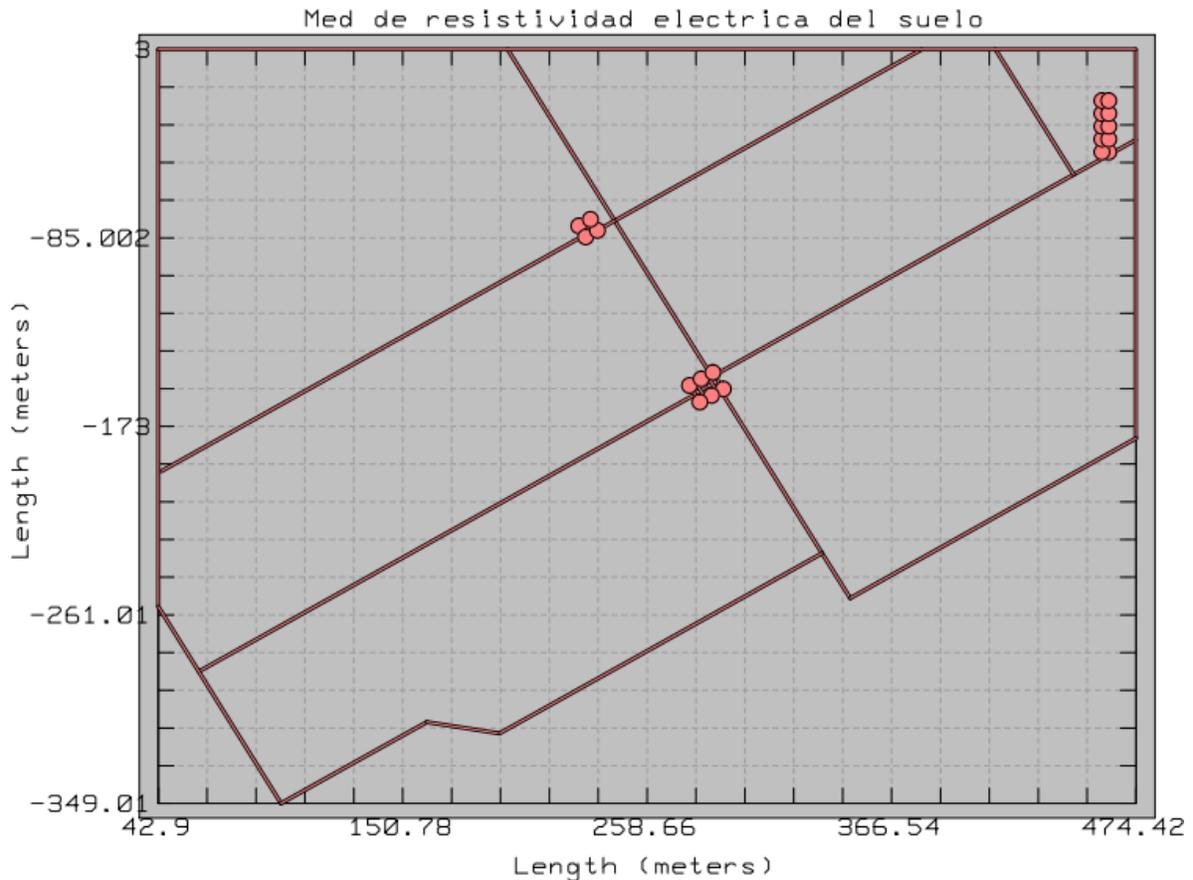


Figura 11.4-1 Malla propuesta para la red de tierra de la subestación eléctrica.

11.4.2. Dimensionamiento de los electrodos a utilizar.

Electrode sizing report		Saturday, June 16, 2018, 21:15:51			
Station Name	Med de resistividad electrica del suelo	El insumo de este valor se muestra en el capítulo 3.1, el simulador requiere una corriente de cortocircuito de línea a tierra, pero para castigar más los resultados se utilizaran para una falla de línea a tierra.			
Project Study	Red de tierras planta Solar 7.5MW Red de tierras planta Solar 7.5MW				
Parameters					
Bus ID	Acometida PV7.5				
LG Fault Current	3000 amos				
Shock Duration	0.5 secs				
Ambient Temperature	40 °C				
Output Results					
Decrement Factor	1.00455				
Conductor Sizing (Minimum required)					
Material	Conductivity (%)	Tm (°C)	Kf	Area (mm ²)	Nominal Size
Copper commercial hard-drawn	97	1084	7.06809	7.4269	2/0AWG

Tabla 11.4-4. Dimensionamiento de Electrodos.

11.4.3. Análisis de voltaje de contornos.

Potential contour report Saturday, June 16, 2018, 21:42:42

Station Name Med de resistividad electrica del suelo

Project Red de tierras planta Solar 7.5MW
 Study Red de tierras planta Solar 7.5MW

Parameters

Title Potential contour plot #01

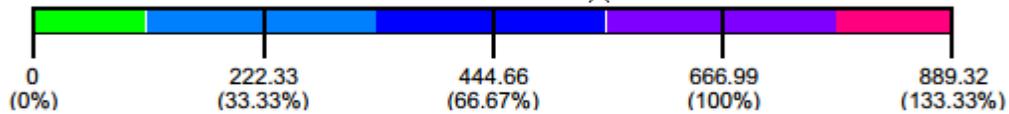
Bus ID Acometida PV7.5
 LG Fault Current 3000 amos
 Remote Contribution 100 %
 Return Electrode Current 0 amps
 Nominal Frecuencv 60 hz
 Upper Layer Thickness 1.6 meters
 Upper Layer Resistivity 16.55 ohm-m
 Lower Layer Resistivity 1.75 ohm-m
 Equal Potentials (Distinct) Yes

X1 42.9 meters
 Y1 -349.01 meters
 X2 474.422 meters
 Y2 3 meters

X Intervals 10
 Y Intervals 10

Potential Thresholds

Maximum Permissible Touch 666.99 volts



Maximum Potentials

Touch Potential At Point(s) 21.3955 volts

X (meters)	Y (meters)
474.422	-349.01

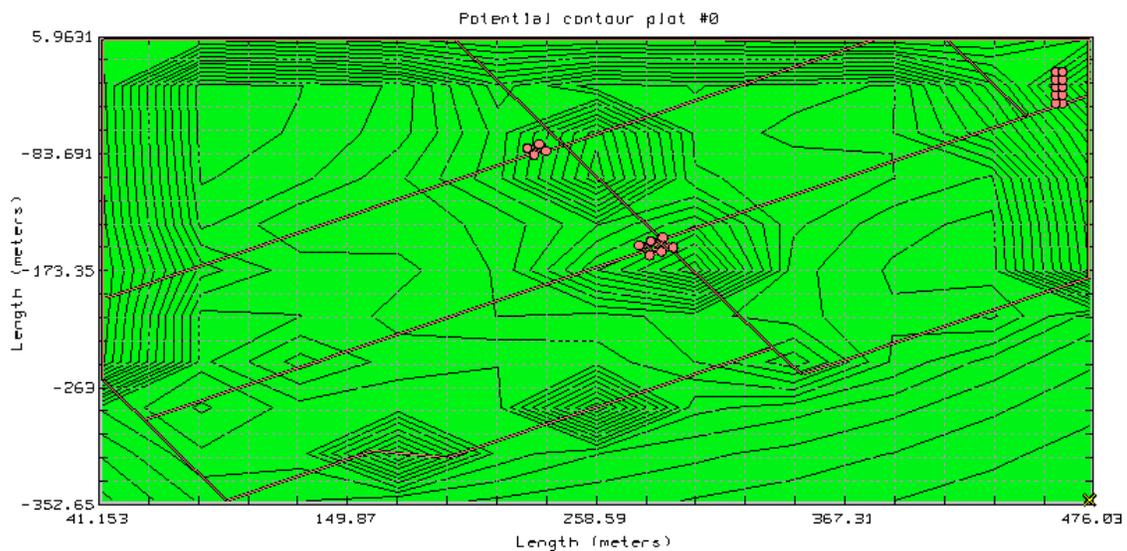


Figura 11.4-2 Voltaje de contornos.

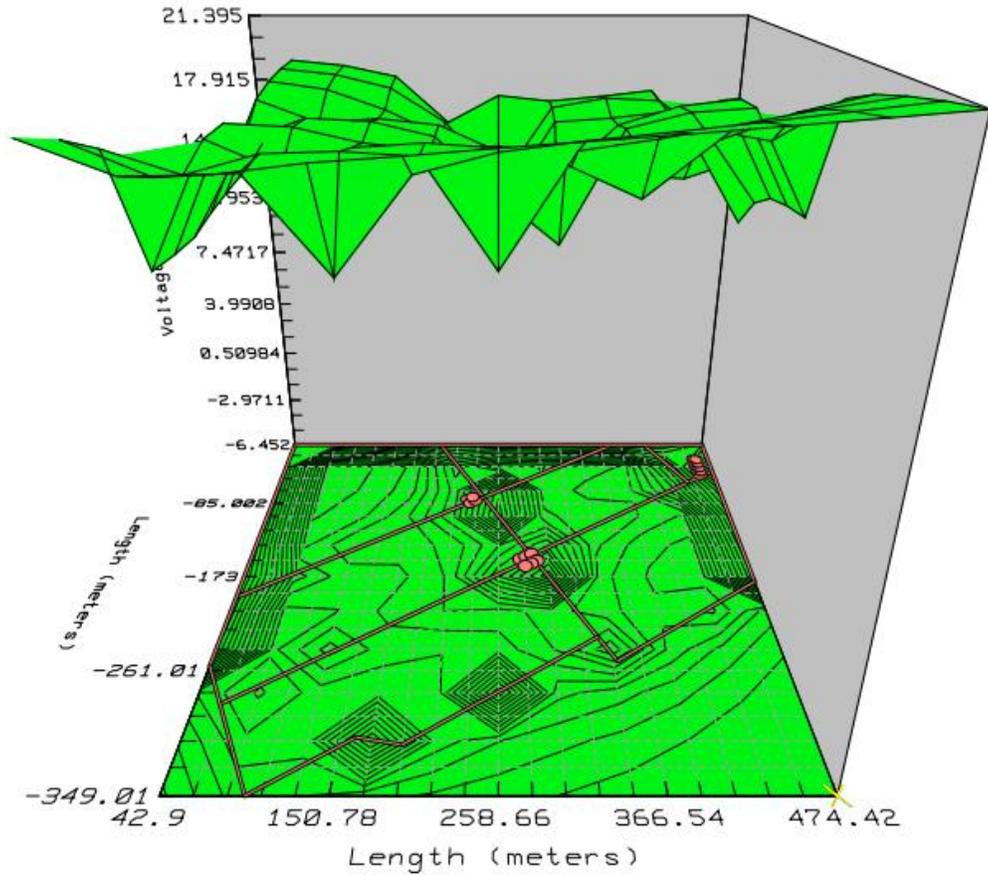


Figura 11.4-3 Voltaje de contornos 3D.
Potential contour plot #06

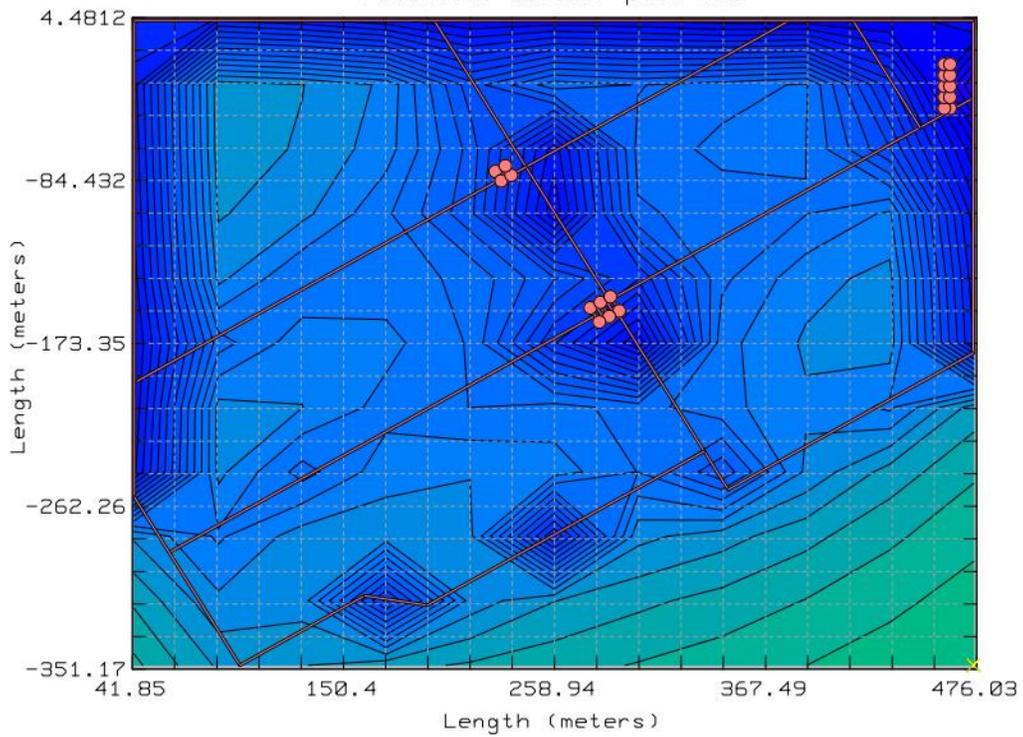


Figura 11.4-4 Voltaje de contornos en las superficies.

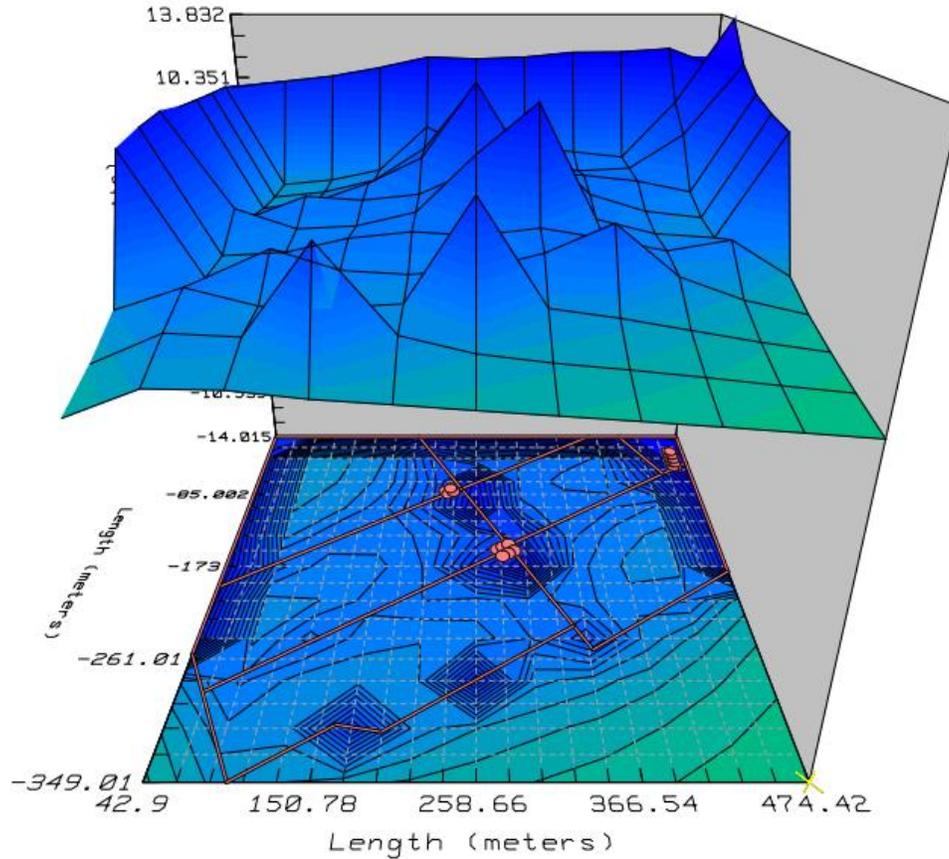


Figura 11.4-5 Voltaje de contornos 3D en las superficies.

11.4.4. Análisis de perfiles de voltaje.

Potential profile report		Sunday, June 17, 2018, 09:54:17
Station Name	Med de resistividad electrica del suelo	
Project	Red de tierras planta Solar 7.5MW	
Study	Red de tierras planta Solar 7.5MW	
Parameters		
Title	Potential profile plot #02	
Bus ID	Acometida PV7.5	
LG Fault Current	3000 amps	
Remote Contribution	100 %	
Return Electrode Current	0 amps	
Nominal Frequency	60 hz	
Upper Layer Thickness	1.6 meters	
Upper Layer Resistivity	16.55 ohm-m	
Lower Layer Resistivity	1.75 ohm-m	
Equal Potentials (Distinct)	Yes	
X1	42.9 meters	
Y1	-349.01 meters	
X2	474.42 meters	
Y2	3 meters	
Step Interval	1.2 meters	

Tabla 11.4-5. Datos para el análisis de perfiles de voltaje.

11.5. Protección contra descargas atmosféricas.

11.5.1. Protección tipo pasiva

Esta protección está construida por los siguientes componentes:

- Cable de bajada.
- Puntas Franklin.
- Conector punta franklin a cable de bajada.
- Aisladores de fijación de cable de bajada.
- Sistema de puesta a tierra de alta frecuencia.



Figura 11.5-1 Tipos de conductores eléctricos recomendados para realizar bajadas de cable para propósitos de conexión de puesta a tierra de alta frecuencia.



Figura 11.5-2 Tipos de puntas franklin recomendadas de un sistema de protección contra descargas atmosféricas.



Figura 11.5-3 Tipos de conectores de punta franklin a cable de bajada.



Figura 11.5-4 Tipos de aisladores o abrazaderas de sujeción del cable de bajada.

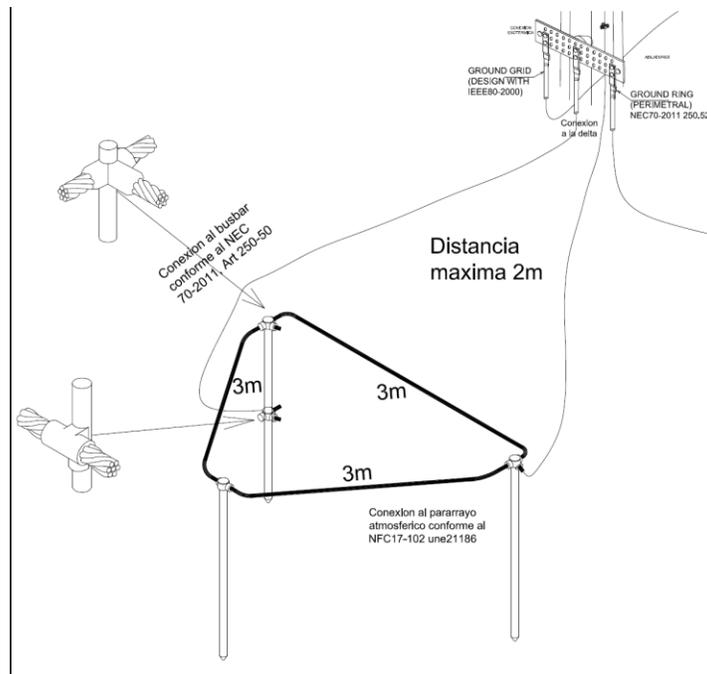


Figura 11.5-5 Sistema de puesta a tierra de alta frecuencia

El sistema de puesta a tierra de alta frecuencia tiene que ser menor que 10Ω .

A continuación se muestran dos ejemplos típicos para sistemas de protección contra descargas atmosféricas en techos a dos aguas y plano de acuerdo a NFPA 780-2011, ver figura 11.5-6. La sección 250.106 especifica que el sistema de electrodos de puesta a tierra del sistema de protección contra descargas atmosféricas debe estar unido al sistema de electrodos de puesta a tierra del servicio eléctrico, como se muestra en figura 11.5-6.

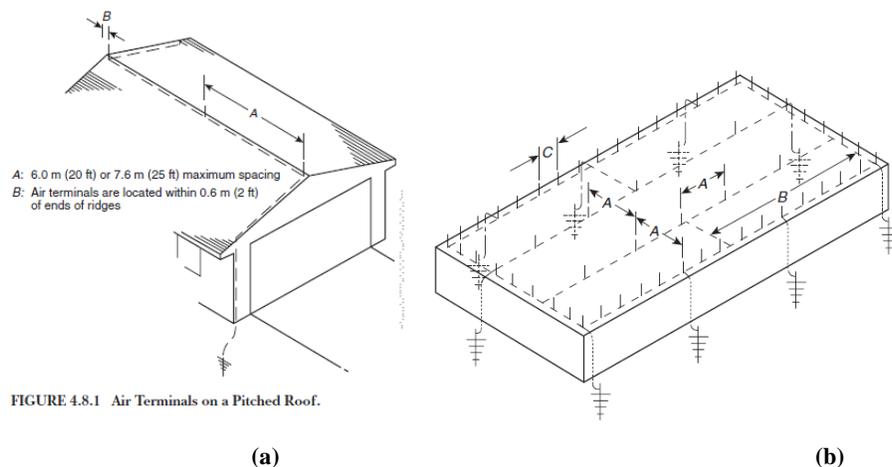


Figura 11.5-6 Alternativas para la instalación de puntas franklin en techo.

(a) Techo a 2 aguas, (b) techo plano

Un requisito similar se encuentra en la Sección 3.14 de la norma NFPA 780-2011 (Standard for the Installation of Lightning Protection Systems).

Debe haber una unión adicional entre el sistema de protección contra rayos y el sistema eléctrico, esto puede ser aún más necesario en función de la proximidad y si la separación entre los sistemas es a través del aire o materiales de construcción.

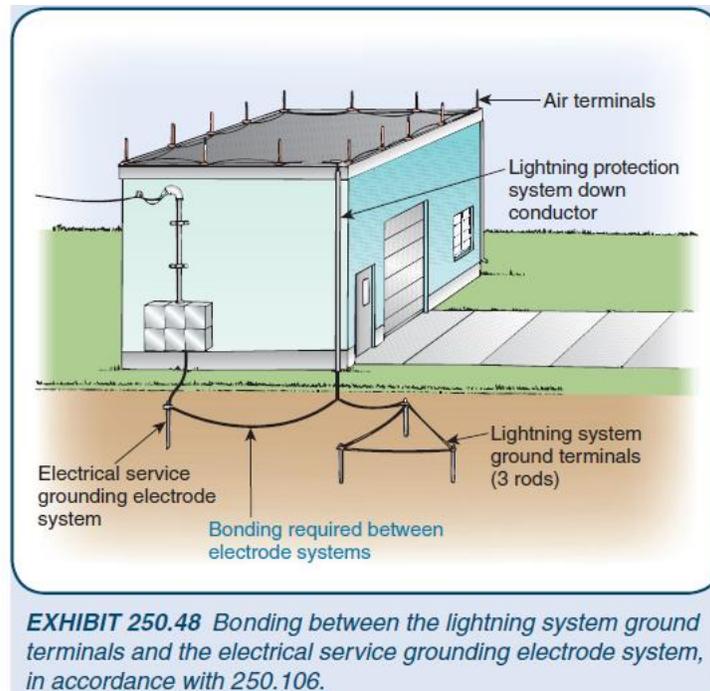


Figura 11.5-7 Esquema general de conexión de un sistema de protección contra descargas atmosféricas a estructuras metálicas.

11.5.2. Protección tipo activa

La norma UNE 21186:2011 es aplicable a los sistemas de protección contra el rayo con dispositivos de cebado (S-PDC) instalados para proteger las estructuras y zonas abiertas contra el impacto directo del rayo. Los S-PDC deben ser envasados, seleccionados e instalados según norma, en la figura 11.5-7 se muestra un ejemplo de este tipo de sistemas.

Esta protección está construida por los siguientes componentes:

- Cable de bajada.
- Pararrayo atmosférico.
- Contador de descarga.
- Toma de control.
- Pozo de registro.
- Barra de cobre para realizar la ecualización con red de tierra, anillo perimetral y sistema de puesta a tierra de alta frecuencia.
- Aisladores de fijación de cable de bajada.
- Sistema de puesta a tierra de alta frecuencia.

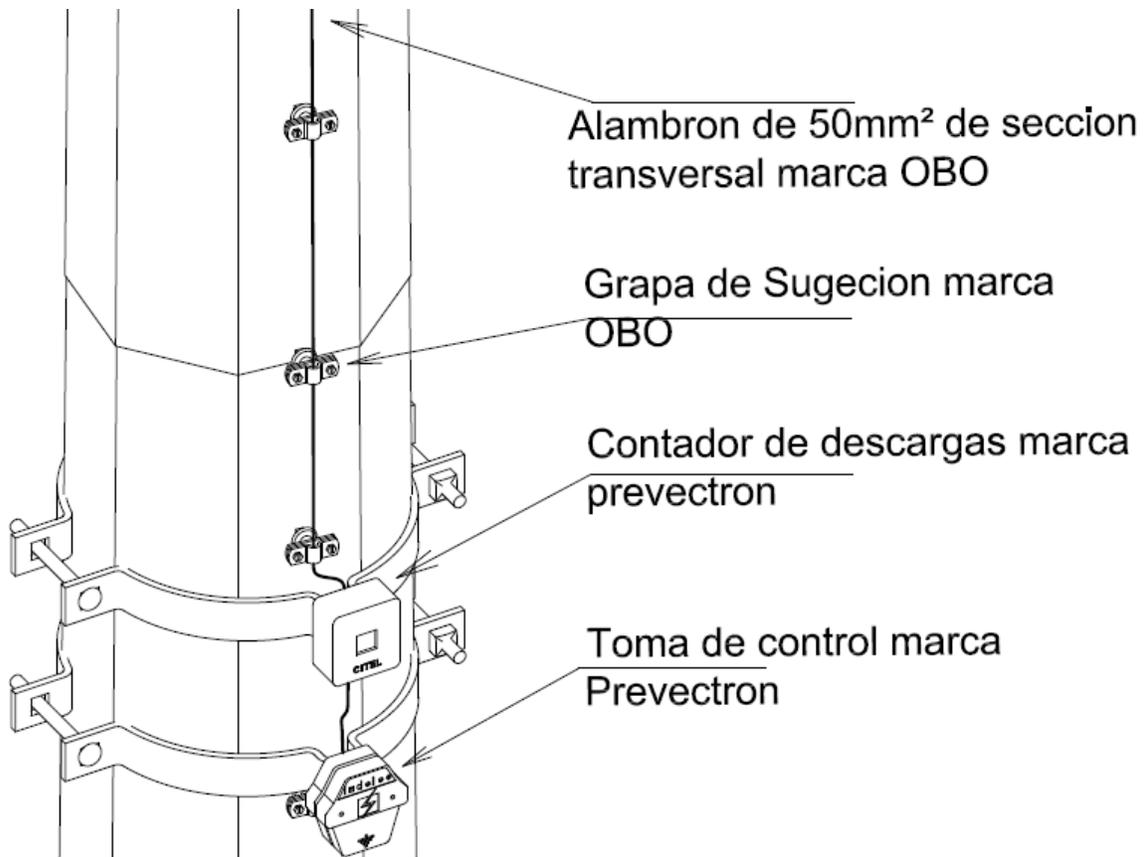


Figura 11.5-8 Ejemplo de la instalación de un pararrayo atmosférico en un poste metálico.

La zona protegida está delimitada por una superficie de revolución que está definida por los radios de protección correspondientes a las diferentes alturas h consideradas y cuyo eje es el mismo que el del PDC, ver figura 11.5-8.

La norma propone los siguientes niveles de protección:

Nivel I+: *El S-PDC con nivel de protección I se conecta adicionalmente a la estructura metálica o con la armadura del hormigón de los edificios que sirven de bajantes naturales complementarias a las específicas del S-PDC según apartado 5-3 de la norma. Esta conexión debe realizarse a nivel de la cubierta y del suelo. En el caso de que las bajantes no estén interconectadas a nivel de cubierta, un anillado de la cubierta del edificio puede reemplazar esta función. Las bajantes naturales deben estar interconectadas entre ellas a nivel del suelo por un conductor de la cimentación o bien un conductor a tal efecto.*

Nivel de protección I++: *Tejado protegido con nivel I+ con un PDC cuyo radio de protección se reduce en un 40% en relación a los valores dados en el apartado 5.2.3.2 de la norma para obtener una protección más exigente de los equipos sobre el tejado contra impactos directos del rayo.*



Figura 11.5-9 Pararrayo atmosférico.



Figura 11.5-10 Contador de descargas.

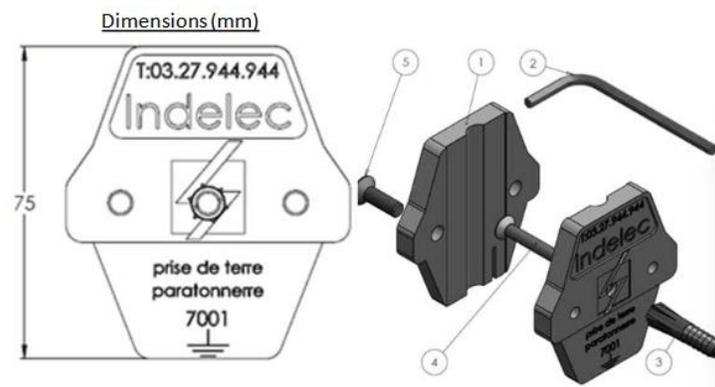


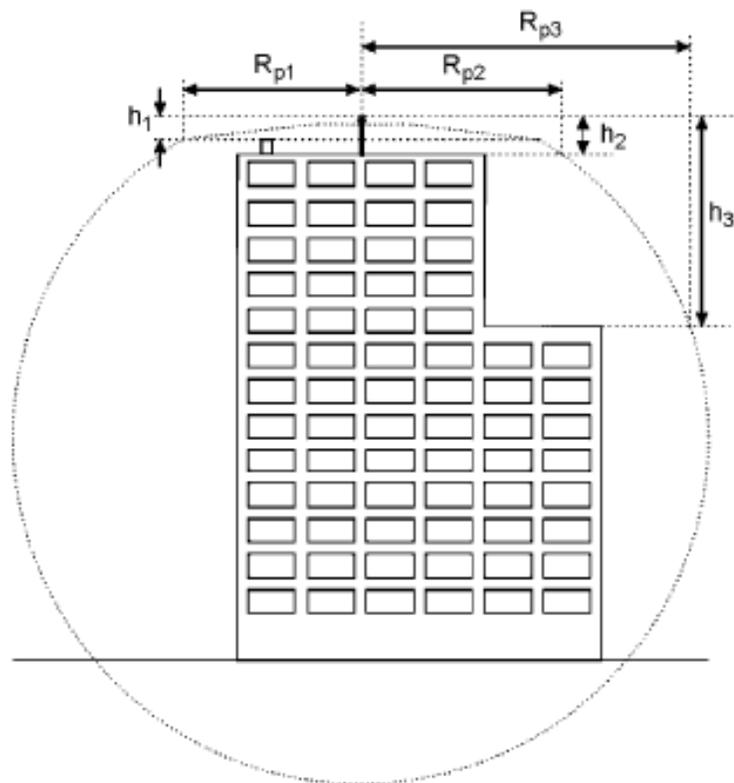
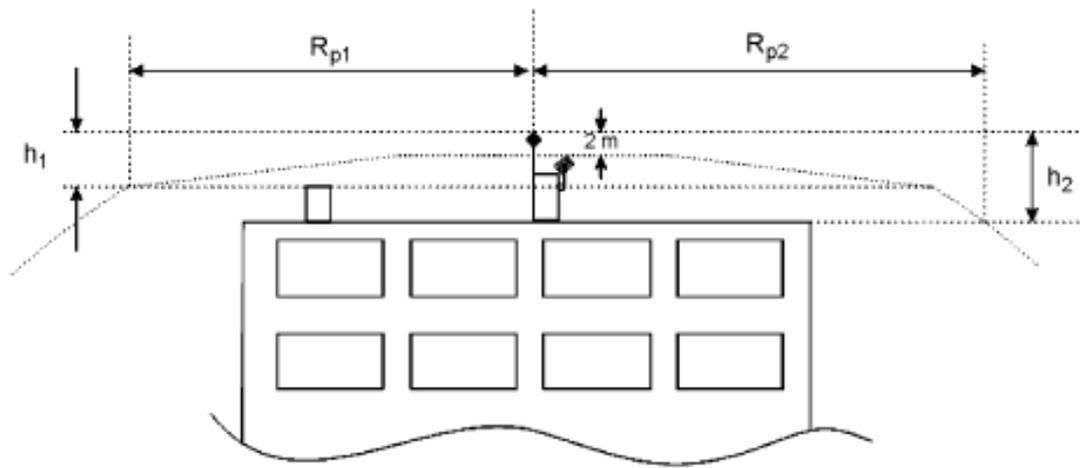
Figura 11.5-11 Toma de control.



Figura 11.5-12 Pozo de registro.



Figura 11.5-13 Barra de cobre.



Leyenda

- h_a es la altura de la punta del PDC sobre el plano horizontal del punto a proteger más lejano
- R_{pa} es el radio de protección del PDC a la altura considerada h_a

Figura 11.5-14 Radio de protección
(Con la hipótesis $h_1 = 5$ m).

11.6. Diseño final de la red de tierra.

De acuerdo a todas las consideraciones mencionadas en los capítulos 1, 2, 3, 4 y 5, se consideran los siguientes aspectos para el diseño final de la red de tierra:

- i. Para la malla propuesta del diseño de la red de tierra el voltaje de paso máximo permisible es de 2,175.8V
- ii. Para la malla propuesta del diseño de la red de tierra el voltaje de toque máximo permisible es de 666.99V
- iii. El Ground Potential Rise es de 24.08V
- iv. El valor que se utilizó como referencia para el diseño fue de 0.5Ω y el valor obtenido del cálculo es de 0.08Ω , sin embargo, la medición de la resistividad eléctrica del suelo se realizó en época de invierno, por lo tanto se sugiera multiplicar por un factor que altere los resultados de tal manera que lo desfavorezcan, para nuestro caso se recomienda utilizar un factor de 2, de tal manera que el resultado obtenido es de 0.16Ω .
- v. En el área del perímetro de la subestación se recomienda hacer una impermeabilización del suelo mediante emulsión asfáltica y secado con grava tipo chispa de tal manera que el espesor de ambas sea aproximadamente 2cm.
- vi. También se recomienda colocar una capa de grava #3 (aproximadamente 3/4" a 1") tipo basáltica por encima de la capa de emulsión asfáltica y chispa con un espesor de 13cm, con esto se espera lograr una resistencia de $2500\Omega\text{-m}$ lo cual minimizara el riesgo del voltaje de paso que se mostró en los resultados.

Capítulo 12. ANEXO III. PLANOS