



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN PROYECTO FOTOVOLTAICO EN INSTALACIONES DE COLBÚN S.A.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JUAN CARLOS OYARZÚN GERDTZEN

PROFESOR GUÍA:
JUAN PABLO VARGAS ABALOS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JORGE ROMO LÓPEZ
ERNESTO BIANCHI SOUTER
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE

2016

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JUAN CARLOS OYARZÚN GERDTZEN
FECHA: 2016
PROF. GUÍA: SR. JUAN PABLO VARGAS ABALOS

EVALUACIÓN PROYECTO FOTOVOLTAICO EN INSTALACIONES DE COLBÚN S.A.

Este trabajo se originó por la necesidad de la empresa Colbún S.A de construir un parque fotovoltaico con capacidad máxima de 3 MW y que pudiera ser instalado en terrenos colindantes a centrales en servicio, con el fin de que su punto de conexión sea lo mas expedito.

El objetivo es conocer las variables que contemplan la ingeniería y el costo de inversión para la construcción de un parque fotovoltaico, para lo cual se escogieron dos posibles ubicaciones. Los terrenos corresponden a la central Carena, ubicada en la Región Metropolitana, y Central Candelaria, ubicada en la VI Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

Se solicitó la información topográficas y ambiental de ambas propiedades con el fin de determinar la superficie útil para la instalación de este parque fotovoltaico. Posteriormente esta información fue corroborada con visitas a terreno, lo que permitió determinar la viabilidad de instalar este proyecto en el terreno colindante de Central Candelaria.

Teniendo el terreno útil de esta instalación, se determinó la máxima potencia a instalar según tecnología; Policristalino (1,5 MW) o Thin Film (1 MW).

Como el concepto manejado por Colbún S.A. para este proyecto es de carácter de conocimiento de este tipo de tecnología, el valor de inversión obtenido y los índices de ingreso no son impedimento para la construcción de este proyecto.

Por otra parte, al comparar ambas tecnologías se sugiere utilizar módulos policristalinos, pues la potencia a instalar es mayor en un 50 % respecto al módulo Thin Film aplicados en el mismo terreno, y a su vez su inversión por MW es un 17 % menor.

*Esta memoria esta dedicada a mis abuelos paternos y maternos, mis tíos, mi hermano Felipe, mi mamá Matilde, y en especial a **mi papá Juan Carlos Oyarzún Soto** por su continuo apoyo a lo largo de mi vida.*

Agradecimientos

Quiero dar las gracias a todo el personal de Colbún S.A. que de una u otra forma me ayudaron y apoyaron a lo largo de este trabajo en especial a los señores Miguel Segura, Marcelino Saavedra, y Mauricio Morán, además de los señores dibujantes Eriko Castro y Miguel Labra, y finalmente al señor Juan Pablo Vargas quien fue mi profesor guía.

Además quiero hacer extensivo este agradecimiento al señor Ernesto Bianchi quien de forma desinteresada me ha apoyado y dirigido permitiendo transmitir su experiencia para poder aplicarlo a este trabajo.

Tabla de Contenido

Tabla de Contenido	iv
Índice de Tablas	viii
Índice de Ilustraciones	x
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	1
1.2.1. Objetivos Generales	1
1.2.2. Objetivos Particulares	2
2. Marco teórico de la radiación solar y sistemas fotovoltaicos	3
2.1. Recurso solar	3
2.1.1. Radiación extraterrestre	3
2.1.2. Radiación de rayo directo	4
2.1.3. Radiación difusa	4
2.1.4. Radiación global horizontal	5
2.1.5. Radiación en el plano inclinado y orientación óptima de los paneles fotovoltaicos	6
2.1.6. Cálculo de sombras	12
2.1.7. Factores	13
2.2. Paneles Fotovoltaicos	15
2.2.1. Efecto fotoeléctrico	15
2.2.2. Tecnologías	19
2.2.2.1. Silicio Cristalino (Convencionales)	19
2.2.2.2. Thin Film	19
2.2.3. Curva I-U (Curva Característica del Módulo Fotovoltaico)	20
2.2.3.1. Parámetros de la características I-U	21
2.2.3.2. Ecuación Característica y Circuito Equivalente	22
2.2.3.3. Constitución de un módulo fotovoltaico	23
2.2.3.4. Factores que afectan a la característica I-U	24
2.2.4. Eficiencia del módulo fotovoltaico	25
2.2.5. Condiciones STC	26
2.2.6. Condiciones Nominales de Operación (CNO)	27
2.2.7. Diodos de Bypass y Efecto de la Sombra	28
2.3. BoS (Balance of System)	30

2.3.1.	Protecciones	30
2.3.1.1.	Corrientes Inversas o Corrientes de Fallas (Causa y Efecto) .	30
2.3.1.2.	Fusibles DC (IEC-60269)	31
2.3.1.3.	Diodos de bloqueo	32
2.3.2.	Inversores	32
2.3.2.1.	Seguimiento punto máxima potencia	32
2.3.2.2.	Parámetros de entrada DC	33
2.3.2.3.	Parámetros de salida AC	33
2.3.3.	Transformador de Poder	34
2.3.4.	Cables	35
2.3.4.1.	Componentes de un Cable	36
2.3.4.1.1.	Aislante	36
2.3.4.1.2.	Semiconductor	36
2.3.4.1.3.	Pantalla Metálica	37
2.3.4.1.4.	Rellenos	37
2.3.4.1.5.	Asiento de Armadura	37
2.3.4.1.6.	Armadura	38
2.3.4.2.	Verificación de Conductores	38
2.3.4.2.1.	Circuitos monofásicos o de corriente continua	39
2.3.4.2.2.	Circuitos trifásicos	39
2.3.5.	Malla de Tierra	40
2.3.5.1.	Definiciones y/o Términos aplicables en puestas a tierra . .	40
2.3.5.2.	Objetivo de la puesta a tierra	41
2.3.5.3.	Exposición ante un desequilibrio	42
2.3.5.4.	Tensiones tolerables por el cuerpo humano	43
2.3.5.5.	Análisis de mallas de tierra	44
2.3.5.5.1.	Tensión de paso o voltaje pie-pie, U_p	46
2.3.5.5.2.	Tensión de contacto o mano-pie máximo, o voltaje de retículo, U_m	46
2.3.5.5.3.	Métodos IEEE para cálculo de resistencia de puesta a tierra	47
2.4.	Conexión al SIC	49
2.4.1.	Exigencias mínimas para diseños de instalación de generación	49
2.4.2.	Estándares en generación y transmisión para estado de emergencia . .	51
2.4.3.	Estándares de calidad de producto eléctrico	52
2.4.4.	Estudios de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva .	52
2.4.5.	Información técnica: Unidades generadoras	53
3.	Metodología y casos de estudios	54
3.1.	Pasos a realizar	54
3.2.	Localidades	55
3.3.	Radiación solar	56
3.4.	Modelación Matlab	58
4.	Resultados y Análisis de los casos de estudios	59
4.1.	Análisis Central Carena	59
4.2.	Anteproyecto terreno Central Candelaria	63

4.2.1.	Proyecto fotovoltaico: Policristalino	66
4.2.2.	Proyecto fotovoltaico: Thin-Film	69
4.3.	Malla de Tierra	71
4.3.1.	Tensiones de paso y contactos permisibles	72
4.3.2.	Resistencia y tensión de la malla	72
4.3.2.1.	Malla 1	72
4.3.2.2.	Malla 2	73
4.3.3.	Tensiones de contacto de la malla	73
4.3.4.	Tensión de paso de la malla	74
4.3.5.	Resultados	75
4.4.	Proyecto fotovoltaico Central Candelaria	77
4.4.1.	Análisis con Tecnología Policristalina	77
4.4.1.1.	Espacio a utilizar	77
4.4.1.1.1.	Distancias	77
4.4.1.1.2.	Espacio útil	78
4.4.1.2.	Listado de Materiales	79
4.4.1.2.1.	Módulos fotovoltaicos y mesas	80
4.4.1.2.2.	Inversor	80
4.4.1.2.3.	Caja de combinación	80
4.4.1.2.4.	Transformadores	80
4.4.1.2.5.	Celdas de Media Tensión Planta Solar	81
4.4.1.2.6.	Cables	82
4.4.1.3.	Costos de inversión	86
4.4.1.4.	Determinación del ángulo óptimo y estimación generación anual	86
4.4.1.5.	Evaluación económica	88
4.4.2.	Análisis con Tecnología Thin-Film	90
4.4.2.1.	Espacio a utilizar	90
4.4.2.1.1.	Distancias	90
4.4.2.1.2.	Espacio útil	90
4.4.2.2.	Listado de Materiales	92
4.4.2.2.1.	Módulos fotovoltaicos y mesas	92
4.4.2.2.2.	Inversor	92
4.4.2.2.3.	Caja de combinación	92
4.4.2.2.4.	Transformador	92
4.4.2.2.5.	Celdas de Media Tensión	93
4.4.2.2.6.	Cables	94
4.4.2.3.	Costos de inversión	98
4.4.2.4.	Determinación del ángulo óptimo y estimación generación anual	98
4.4.2.5.	Evaluación económica	100
4.5.	Comparación de los Resultados	102
5.	Conclusión	103
	Bibliografía	104
	Anexos	106

A. Ficha técnica Panel Yingli YL310P-35b	107
B. Ficha técnica inversor SUNNY CENTRAL 500CP XT	109
C. Ficha técnica Panel FS-4117-2	111
D. Terreno Candelaria: Terreno Actual	113
E. Terreno Proyectado: Policristalino	116
E.1. Plano Curva de nivel	116
E.2. Vistas de Cortes y Relleno Central Candelaria	119
F. Terreno Proyectado: Thin-Film	122
F.1. Plano Curva de nivel	122
F.2. Vistas de Cortes y Relleno Central Candelaria	125
G. Paneles Fotovoltaicos: Policristalinos	128
H. Paneles Fotovoltaicos: Thin-Film	135
I. Diagrama Unilineal Proyecto Policristalino	142
J. Diagrama Unilineal Proyecto Thin-Film	144
K. Flujo de Caja: Policristalinos	146
L. Flujo de Caja: Thin-Film	151

Índice de Tablas

2.1. Ejemplos del ángulo óptimo	11
2.2. Comparación celdas solares Thin-Film	20
2.3. Tiempos de operación NTC&CS	51
3.1. Ubicaciones geográficas de las Centrales Carena y Candelaria	55
3.2. Energía solar anual en Candelaria y Carena	57
3.3. Tabla de promedio mensual de la energía horaria en la Central Candelaria	57
3.4. Tabla de promedio mensual de la energía horaria en la Central Carena	58
4.1. Terreno Central Carena	60
4.2. Terreno disponible en la Central Carena	60
4.3. Terreno Central Candelaria	63
4.4. Puntos Cardinales Terreno 1	66
4.5. Tabla de Volumen Total	68
4.6. Puntos Cardinales Terreno 2	69
4.7. Tabla de Volumen Total	70
4.8. Resultados de la malla de tierra	75
4.9. Malla 1	76
4.10. Malla 2	76
4.11. Límites del bloque 1	78
4.12. Límites del bloque 2	78
4.13. Límites del bloque 3	79
4.14. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	82
4.15. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	83
4.16. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	84
4.17. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	84
4.18. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	85
4.19. Costos de inversión: Policristalino	86
4.20. Resultados Simulación Matlab	87
4.21. Resultados de Precio de Corte	89
4.22. Límite bloque 1	91
4.23. Límite bloque 2	91
4.24. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	94
4.25. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	95
4.26. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	96
4.27. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	96

4.28. Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación	97
4.29. Costos de inversión: Thin-Film	98
4.30. Resultados Simulación Matlab	99
4.31. Resultados de Precio de Corte	101
4.32. Normalización de los resultados	102

Índice de Ilustraciones

2.1. Radiación solar extraterrestre en el año	4
2.2. Tipos de radiación sobre una superficie	5
2.3. Ángulo cenital	5
2.4. Ángulo azimut	6
2.5. Ángulo de inclinación	7
2.6. Declinación solar	8
2.7. Declinación solar anual	8
2.8. Ángulo horario	9
2.9. Orientación de un panel solar	10
2.10. Distancia entre paneles	13
2.11. Medición de una celda fotoeléctrica	17
2.12. Función Trabajo	18
2.13. Espectro de radiación infrarroja, ultravioleta y luz visible	18
2.14. Curva característica de una celda fotovoltaica	21
2.15. Modelo circuital de una celda fotovoltaico	22
2.16. Esquema de conexión eléctrica de un panel fotovoltaico	24
2.17. Efecto de la variación de la radiación	24
2.18. Efecto de la variación de la temperatura	25
2.19. Esquema de conexión diodos bypass	29
2.20. Corriente Inversa	31
2.21. Diodos de bloqueo	32
2.22. Composición de un cable eléctrico	36
2.23. situación básica de riesgo en instalaciones eléctricas	42
2.24. Disposición idealizada de conductores	45
2.25. Comportamiento ante fallas	49
3.1. Terreno de la Central Carena	56
3.2. Terreno de la Central Candelaria	56
4.1. Terreno de la Central Carena	59
4.2. Ubicación de las zonas	60
4.3. Imagen de la zona 1	61
4.4. Imagen de la zona 2	61
4.5. Imagen de la zona 3	62
4.6. Lotes Central Candelaria	63
4.7. Lotes a utilizar	64

4.8. Imagen 1 del Terreno	64
4.9. Imagen 2 del Terreno	65
4.10. Curvas de nivel del terreno	65
4.11. Imagen 3D del terreno	66
4.12. Limites Terreno Proyecto Policristalino	67
4.13. Limites Terreno Proyecto Thin-Film	69
4.14. Malla de Puesta de Tierra	76
4.15. Limites Grupo de Módulos Policristalinos	79
4.16. Generación Anual	87
4.17. Limites Grupo de Módulos Thin-Film	91
4.18. Terreno de la Central Carena	99

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Dada las condiciones impuestas por el gobierno a las empresas generadoras tanto por la Ley 20.257, y su respectiva modificación denominada Ley 20/25, las empresas de generación tiene la obligación que un porcentaje de la inyección en el sistema eléctrico debe provenir de Energías Renovables no Convencionales (ERNC), con una curva de crecimiento que va desde un 6 % en el 2014 hasta el 20 % para el año 2025.

Además de esto, la empresa Colbún S.A. tiene el deseo de incorporar la tecnología fotovoltaica dentro de su matriz energética con un proyecto de pequeña escala para conocer su funcionamiento y su comportamiento.

Por tanto, la idea de esta memoria es ayudar a la empresa Colbún S.A. a diseñar una planta fotovoltaica de hasta 3 MW ubicada en terrenos propios de sus instalaciones con el fin de obtener un mejor punto de conexión al Sistema Interconectado Central y rentabilizar el proyecto.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivos Generales

El objetivo general de este trabajo consiste en realizar el diseño básico de un parque fotovoltaico de hasta 3 MW, en dos terrenos colindantes a centrales pertenecientes a Colbún S.A., estos corresponden a Central Carena y Central Candelaria, para lo cual se analizarán dos tipos de tecnologías de fabricación de módulos fotovoltaicos: Policristalinos y Thin-Film.

1.2.2. Objetivos Particulares

Los objetivos particulares de este trabajo son:

1. Analizar y determinar el terreno útil disponible en cada uno de los sectores propuestos por Colbún S.A. y así conocer la máxima potencia a instalar.
2. Complementar el trabajo con un proyecto civil y una malla de tierra adecuada para cada uno de los proyectos a analizar.
3. Elegir los módulos fotovoltaicos idóneos para la construcción que permita el funcionamiento óptimo del parque fotovoltaico.
4. Y finalmente, determinar la viabilidad económica de cada uno de los proyectos mediante el precio de corte, o el costo marginal, tal que en un determinado periodo de tiempo el VAN sea igual a 0.

Capítulo 2

Marco teórico de la radiación solar y sistemas fotovoltaicos

2.1. Recurso solar

El recurso solar es la fuente de energía que utilizan los paneles o módulos fotovoltaicos y que corresponde a la radiación solar que logra alcanzar la superficie de la tierra. La cantidad de recurso disponible va a depender de la zona, condiciones atmosféricas y época del año. Es necesario tener en cuenta todo lo anterior para poder maximizar la captación de la radiación solar y lograr que el proyecto sea lo más rentable posible.

A continuación se detallarán los conceptos básicos que se utilizarán en este trabajo y que se aplicarán en los capítulos siguientes.

2.1.1. Radiación extraterrestre

La radiación extraterrestre o irradiancia solar total extraterrestre (TSI, por sus siglas en inglés), corresponde a la cantidad de potencia proveniente del sol por unidad de área, que recibe todo punto por encima de la atmósfera terrestre, y que va variando en cada instante de tiempo, y su unidad de medida es W/m^2 [1].

Debido a que la Tierra describe una órbita elíptica con el sol ubicado en uno de sus focos, origina que la radiación solar extraterrestre oscile desde un valor máximo a uno mínimo.

La organización Meteorológica Mundial (WMO, por sus siglas en inglés) define la “Constante Solar” como el promedio anual de la radiación solar extraterrestre con un valor igual a $G_{CS} = 1.367 W/m^2$. Para expresar la variación de esta radiación para cualquier día del año se aplica, de forma aproximada, la ecuación 2.1.

$$G_0 = G_{CS} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \quad (2.1)$$

Donde n es el número del día del año, dentro del rango del 1 al 365. Se considera $n = 1$ como el primer día de Enero.

Esta expresión es adecuada para cálculos rápidos y para los días de cualquier año no bisiestos . Además se desprende que las variaciones estacionales en la radiación debida a las variaciones de la distancia entre el sol y la Tierra son, a lo sumo, del orden del 3 %.

La ecuación 2.1 se muestra graficada en la Figura 2.1

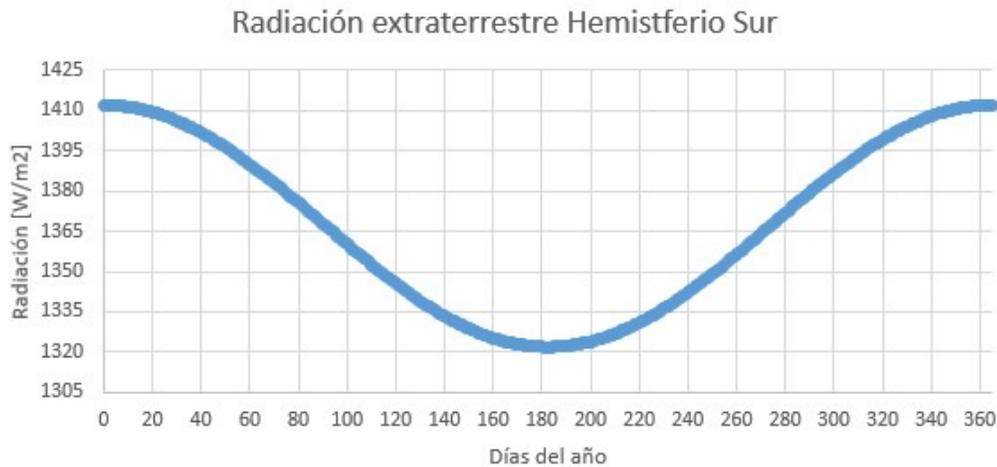


Figura 2.1: Radiación solar extraterrestre en el año

2.1.2. Radiación de rayo directo

Corresponde a la radiación proveniente del sol que llega a una superficie cualquiera sin haber sufrido dispersión en su trayectoria a través de la atmósfera, es decir que su dirección no fue modificada por diversas circunstancias (por ejemplo, densidad atmosférica, partículas en suspensión, etc).

2.1.3. Radiación difusa

A diferencia de la definición anterior, se define a la radiación difusa como la radiación proveniente del sol que llega a cualquier superficie después de sufrir múltiples desviaciones en su trayectoria al atravesar la atmósfera terrestre.

En la Figura 2.2, se muestra los tipos de radiación que se menciona en las secciones 2.1.2 y 2.1.3.

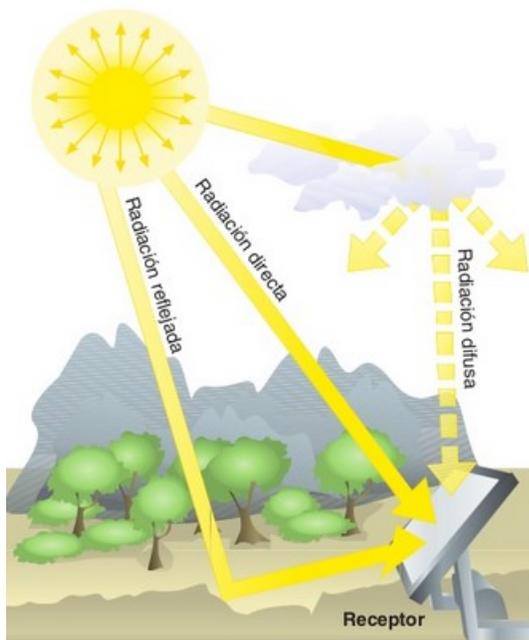


Figura 2.2: Tipos de radiación sobre una superficie

2.1.4. Radiación global horizontal

Como las medidas meteorológicas de radiación solar se realizan en un plano horizontal, se define la radiación global horizontal (G_{oh}) como la radiación que se proyecta en dicho plano, y corresponde a multiplicar la radiación global (G_0) por el coseno del ángulo cenital.

El ángulo cenital o distancia cenital (θ_z), corresponde al ángulo formado por la dirección del sol y la vertical denominada cenit, en otras palabras, es el ángulo complementario de la elevación solar (γ_s).

En la Figura 2.3 se muestra el ángulo cenital y la elevación solar.

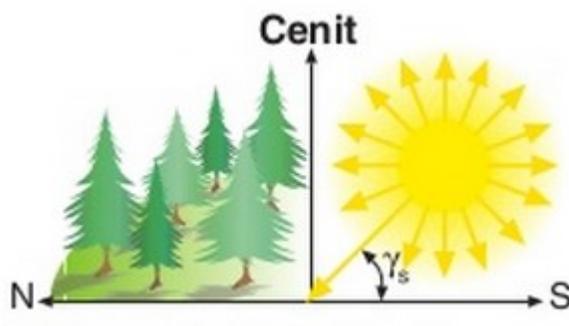


Figura 2.3: Ángulo cenital

La radiación global horizontal se representa en la siguiente ecuación.

$$G_{oh} = G_0 \cos(\theta_Z) \quad (2.2)$$

2.1.5. Radiación en el plano inclinado y orientación óptima de los paneles fotovoltaicos

El montaje de los paneles fotovoltaicos tiene un cierto ángulo de inclinación, con la finalidad de que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre el panel, minimizando los reflejos y aprovechando la mayor cantidad posible de la energía proveniente del sol. Esta radiación que incide sobre los paneles se denomina radiación en el plano inclinado.

Se puede calcular el valor medio anual de la irradiancia global diaria sobre una superficie inclinada, con fórmulas sencillas, partiendo con el valor medio anual de la irradiancia global horizontal G_{oh} y la inclinación óptima de la superficie β_{opt} .

Para mostrar cómo se obtiene dicho β_{opt} , se definirán algunos términos.

- **Ángulo azimut (α)**

Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte (ver Figura 2.4). Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es negativo hacia el Oeste y positivo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es 90° y si coincide con el Oeste su valor es -90° .

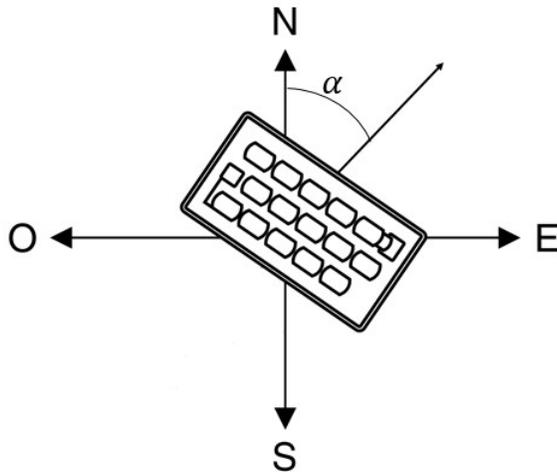


Figura 2.4: Ángulo azimut

- **Ángulo de inclinación (β)**

Es el ángulo que forma la superficie del panel con el plano horizontal (Figura 2.5). Su valor es 0° si el modulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

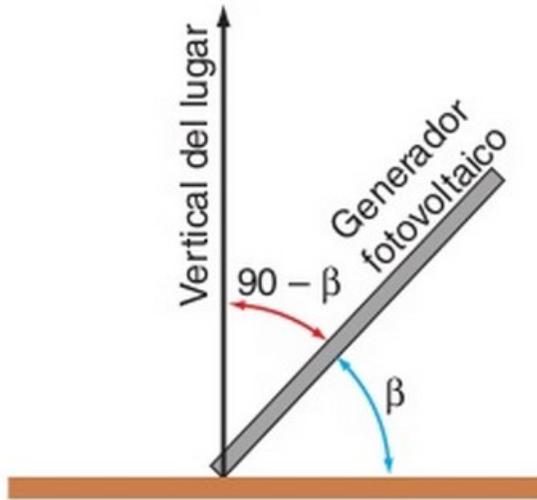


Figura 2.5: Ángulo de inclinación

- **Declinación solar (δ)**

Este es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con el plano de la eclíptica, donde la eclíptica corresponde a un plano que une los centros del Sol y de la Tierra (Figura 2.6).

En los proyectos fotovoltaicos, saber la diferencia angular entre el sol y el plano del ecuador entrega información importante para definir el ángulo de inclinación β , tal que se pueda aprovechar la energía solar de forma óptima anual, o por estación.

Este ángulo varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima negativa, $\delta = -23,45^\circ$) e invierno (declinación máxima positiva, $\delta = 23,45^\circ$) y valores nulos en los equinoccios (declinación nula, $\delta = 0^\circ$).

Aunque la declinación varía, se puede suponer que permanece constante a lo largo de un día. Su fórmula general es la que se muestra en la ecuación 2.3.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.3)$$

Donde,

- δ : declinación (grados).
- n : día del año (1...365, tomando 1 para el primer día de Enero).

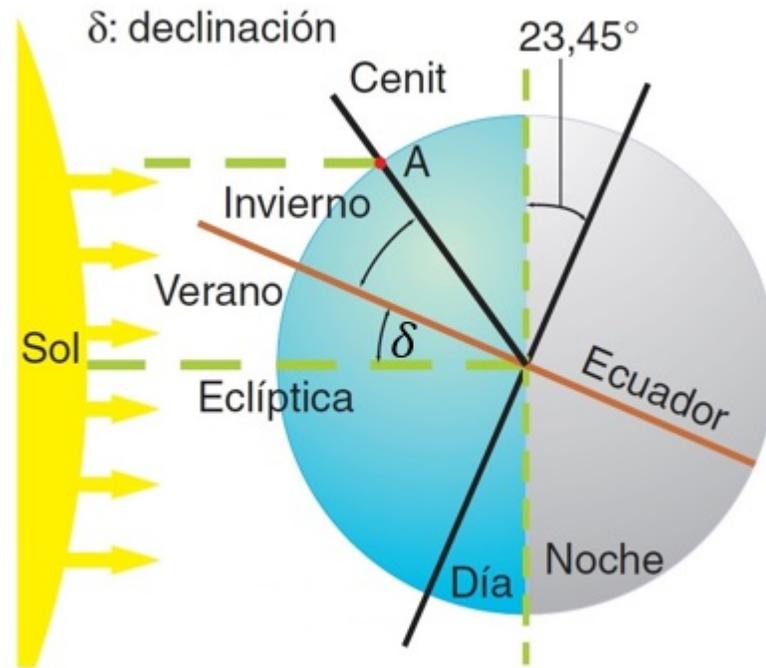


Figura 2.6: Declinación solar

Y su variación a lo largo del año se muestra en la Figura 2.7.



Figura 2.7: Declinación solar anual

- **Ángulo horario (ω)**

El ángulo horario indica el desplazamiento angular del sol, este a oeste, a una tasa de 15 grados/hora (o $\pi/12 \approx 0,2618$ rad/h) debida a la rotación de la Tierra. Por convención se considera el ángulo horario nulo en el mediodía solar, negativo en la mañana y positivo por la tarde. Este ángulo se define sobre el plano del ecuador, como el ángulo entre los meridianos del Sol y del observador. En la Figura 2.8, se indica el

ángulo horario, y también se indican la latitud ϕ , declinación solar δ y ángulo cenital θ_z .

La expresión que se utiliza para definir dicho ángulo es la ecuación 2.4.

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (2.4)$$

Donde TSV corresponde al Tiempo Solar Verdadero, el cual es la hora que indicaría un reloj hipotético que repartiría la duración del día solar en 24 horas. Como la velocidad de rotación de la Tierra varía a lo largo del año, todos los días del año no duran exactamente 24 horas, por lo que no puede usarse un reloj normal para conocer el TSV. Su expresión matemática es la correspondiente a la ecuación 2.5.

$$TSV = TSM + \frac{L - L_m}{15} + \frac{ET}{60} \quad (2.5)$$

Siendo,

- TSM: Tiempo Solar Medio, el cual es el tiempo ficticio que supone a la Tierra con rotación constante a lo largo de todo el año. Está asociado al meridiano que pasa por el lugar considerado (en Chile corresponde a la longitud -60°).
- L: Es la longitud del meridiano que pasa por el observador.
- L_m : Es la longitud del meridiano medio del huso horario.
- ET: Es la Ecuación del Tiempo, que corresponde a la diferencia entre el TSV y TSM.

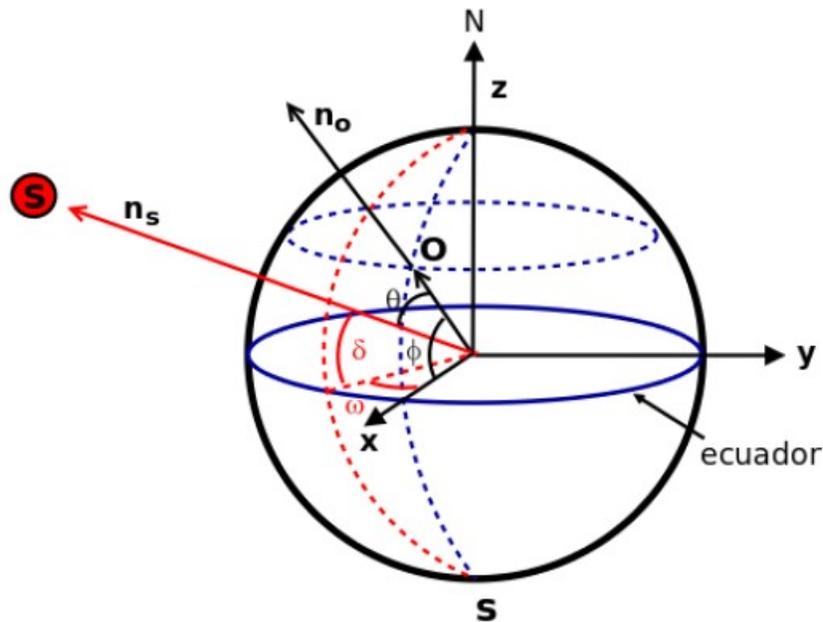


Figura 2.8: Ángulo horario

Continuando con la idea principal de este punto, una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la radiación del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable.

Aunque existen centrales solares que son capaces de seguir la trayectoria del Sol, lo habitual es que los paneles solares sean de orientación fija. La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación (β_{opt}) que va a depender de la latitud del lugar y del acimut (α).

En la Figura 2.9 se muestra una superficie situada en el hemisferio sur, donde el Sol sigue una trayectoria Este-Norte-Oeste. Si se quiere maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Norte y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo, el cual corresponde al acimut óptimo. Por lo tanto, el panel se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si se encuentra en el hemisferio sur.

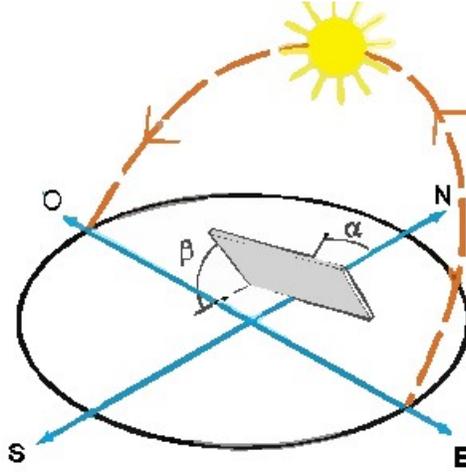


Figura 2.9: Orientación de un panel solar

Dado que en este trabajo se va a trabajar con información de radiación directa horizontal extraída del explorador solar de la Universidad de Chile, se aplicará la ecuación 2.6 para determinar la radiación horaria en un panel fotovoltaico inclinado [2]

$$r_b = \frac{I_{bi}}{I_{bh}} = \frac{I_{bn} \cdot \cos(\theta)}{I_{bn} \cdot \cos(\theta_Z)} \approx \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_Z)} \quad (2.6)$$

Donde,

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & [\text{sen}(\delta)\text{sen}(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega)] \cdot \cos(\beta) \\ & + [(\text{sen}(\delta)\cos(\phi) - \cos(\delta)\text{sen}(\phi)\cos(\omega)) \cdot \cos(\alpha) + \cos(\delta)\text{sen}(\omega)\text{sen}(\alpha)] \text{sen}(\beta) \end{aligned} \quad (2.7)$$

Considerando que los paneles apuntan hacia el Norte geográfico (es decir, $\alpha=0^\circ$), entonces la ecuación 2.7 se puede simplificar quedando igual a la ecuación 2.8.

$$\cos(\theta) = \cos(\phi + \beta)\cos(\delta)\cos(\omega) + \text{sen}(\phi + \beta)\text{sen}(\delta) \quad (2.8)$$

Y finalmente, $\cos(\theta_Z)$ es equivalente a $\cos(\theta)$ considerando que la inclinación β es nulo, la cual corresponde a tener una radiación en plano horizontal.

$$\cos(\theta_Z) = \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta) \quad (2.9)$$

Entonces, la relación entre la radiación en plano inclinado y la radiación en plano horizontal horaria será igual a la ecuación 2.10.

$$r_b = \frac{\cos(\phi + \beta)\cos(\delta)\cos(\omega) + \text{sen}(\phi + \beta)\text{sen}(\delta)}{\cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta)} \quad (2.10)$$

La ecuación 2.10 es adecuada siempre que la hora no incluya la salida o puesta del Sol. En ese caso, $\cos(\theta_Z) \approx 0$ y r_b diverge. Por lo general, dado que son horas de muy poco aporte de energía, pueden excluirse las horas externas a este cálculo, las cuales se calculan de la siguiente manera.

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\phi) \cdot \tan(\delta) \quad (2.11)$$

Siendo las horas de cálculo las comprendidas entre $-\omega_s$ y ω_s .

Por lo general, para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa la fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \quad (2.12)$$

Donde,

- β_{opt} : ángulo de inclinación óptima.
- $|\phi|$: valor absoluto de la latitud del lugar.

La ecuación 2.12 es válida para buscar la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

También existen otras expresiones, que son en base a la experiencia y observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo del tiempo que se quiera aprovechar la radiación solar. A continuación se mostrará en la Tabla 2.1 algunos ejemplos.

Tabla 2.1: Ejemplos del ángulo óptimo

Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - \delta_{maxpositivo}$
Anual	Equinoccios	$\beta_{opt} = \phi $
Anual	Invierno	$\beta_{opt} = \phi - \delta_{maxnegativo}$

Definido la inclinación óptima β_{opt} , la radiación en un plano inclinado es:

$$G_a = \frac{G_{oh}}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta - 1,19 \cdot 10^{-4} \beta^2} \quad (2.13)$$

En el caso de no poder orientar los paneles solares de forma óptima ($\alpha=0^\circ$ y β_{opt}), que pueden ser condicionado por las estructuras que rodean el área útil, la lluvia, y/o la resistencia a los vientos, se debe aplicar un factor denominado factor de irradiación (FI). Este factor tiene como objetivo considerar las pérdidas de radiación por el uso de la inclinación y orientación no óptima. En las ecuaciones 2.14 y 2.15 se muestra la fórmula de dicho factor para dos rangos del ángulo de inclinación (β).

Para ángulos de inclinación: $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \quad (2.14)$$

Y para ángulos de inclinación: $\beta < 15^\circ$

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \quad (2.15)$$

Donde,

- FI: Factor de irradiación (sin unidades).
- α : ángulo de azimut.
- β : inclinación real de la superficie ($^\circ$).
- β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^\circ$).
- α : Azimut de la superficie ($^\circ$).

Entonces, la radiación sobre la superficie con inclinación y azimut no óptimos se calcula multiplicando este factor con G_a .

$$G(\alpha, \beta) = G_a \cdot FI \quad (2.16)$$

2.1.6. Cálculo de sombras

La distancia mínima entre paneles se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra proyectada por el panel de adelante alcance la parte inferior del panel que le sigue. La fórmula que se utiliza para estos casos es la siguiente:

$$h_o = (90 - \phi) - \delta \quad (2.17)$$

Donde $\delta = 23,45^\circ$ (valor empleado para el hemisferio sur, ya que es el valor de la declinación solar en el día en que la altura solar es máxima. El día más desfavorable, en el que dicha inclinación es máxima, corresponde al solsticio de invierno del hemisferio Sur, correspondiente al día 21 de Junio). Mientras que ϕ corresponde a la latitud ubicada los paneles fotovoltaicos.

La ecuación 2.18 entrega la distancia entre paneles.

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tan(h_o)} + \frac{z}{\tan(\beta)} \quad (2.18)$$

Siendo β la inclinación de cada uno de los paneles fotovoltaicos, y z la altura máxima que alcanza el panel sobre una superficie plana. Todo esto que mostrado en la Figura 2.10.

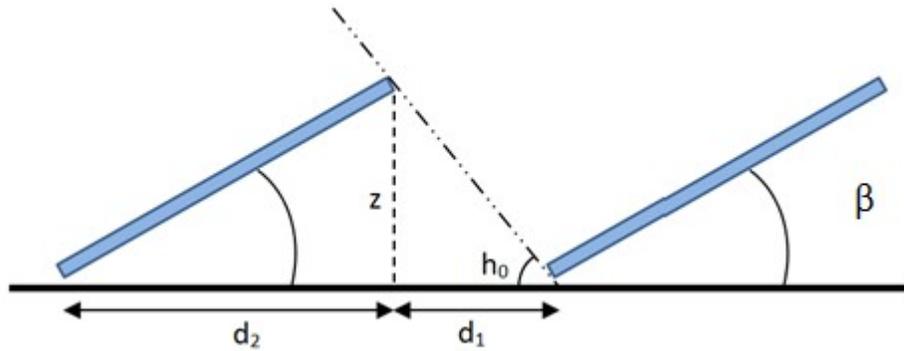


Figura 2.10: Distancia entre paneles

2.1.7. Factores

Con todos los parámetros mencionados, se mostrarán dos factores importantes para poder comparar el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos [3], los cuales son los que se muestran a continuación:

1. Factor de planta

Este factor corresponde al cociente entre la potencia máxima que puede entregar el módulo o el grupo de módulos fotovoltaicos y la potencia instalada, es decir,

$$f_p = \frac{P_{max}}{P_{inst}} \quad (2.19)$$

2. Factor de carga

A diferencia del anterior, este factor corresponde a una relación entre la energía generada en un periodo de tiempo y la energía que pudo haber generado si el módulo hubiera funcionado a potencia nominal en el mismo periodo de tiempo.

$$f_c = \frac{E_{gen}}{P_{inst} \cdot h} \quad (2.20)$$

Este último, se utilizará para poder comparar los proyectos que se analizarán en este trabajo.

2.2. Paneles Fotovoltaicos

Debido a que los paneles son los componentes fundamentales del proyecto, se debe tener en consideración la tecnología involucrada, ya que su eficiencia y sus costos tendrán un peso importante a la hora de ver la viabilidad del proyecto.

El análisis de esta parte del capítulo, se enfocará en los tipos de tecnologías más comunes aplicadas en los paneles fotovoltaicos, su representación en un circuito eléctrico, comportamiento ante distintos fenómenos, su eficiencia, su curva I-U, las condiciones de laboratorio utilizadas por los fabricantes, y finalmente, se mencionará su protección interna.

2.2.1. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887 al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión, alcanza distancias mayores cuando está iluminado por luz ultravioleta, que cuando está en la oscuridad [4]. No fue sino hasta el año 1905 en que Albert Einstein publicó un estudio teórico matemático que explicaba el fenómeno basado en la teoría cuántica de la energía, formulada pocos años antes por Max Planck. Este estudio le valió el premio nobel en el año 1921. Según esta teoría, a escala atómica, la luz se comporta como partícula o fotón, cuya energía E es proporcional a la frecuencia f de la onda lumínica y a la constante h de Planck:

$$E = f \cdot h \quad (2.21)$$

En la ecuación 2.21:

$$h = 6,626 \cdot 10^{-34} \quad (2.22)$$

Como cada uno de los electrones de los átomos ocupa una posición o nivel energético cuántico E_k , que determina su órbita o nivel característico único en la configuración del átomo al que pertenece. Cuando los electrones son bombardeados por fotones de mayor energía, éstos pueden saltar, zafarse de su órbita normal, adquiriendo una energía cinética E_c igual a la diferencia entre la energía E del fotón y la energía E_k característica de su órbita; lo que, eventualmente, le permite transferir el excedente de energía a un circuito eléctrico exterior o, simplemente emitirla como luz monocromática.

$$E_c = E - E_k = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.23)$$

En la ecuación 2.23, m corresponde a la masa del electrón, y v es la velocidad que adquiere el electrón.

A presión y temperatura normal los electrones de las capas superiores de los átomos de metales y semiconductores tienen un nivel energético E_k característico, que les permite intercambiar o transferir su energía con los electrones del mismo nivel energético de los núcleos vecinos de la red cristalina a la que pertenecen. Es como si se pudieran mover libremente por los intersticios, o espacios libres, de la red cristalina. A estos electrones se les conoce como electrones libres de conducción. Sin embargo su nivel energético no es lo suficientemente alto como para que su energía cinética les permita abandonar el campo eléctrico de sus respectivos núcleos y masa cristalina a la que pertenecen. Es decir, si bien pueden deambular libremente por los intersticios de la red cristalina, transfiriendo su energía de uno a otro (como haciendo carambolas), su energía es inferior a la necesaria para abandonar la red cristalina y por lo tanto, el conjunto se mantiene eléctricamente neutro. Este nivel o banda energética de los electrones libres de conducción, pero cautivos en su red cristalina, se conoce como **Nivel Energético de Fermi**.

Para que los electrones libres de conducción puedan efectivamente establecer una corriente eléctrica, es decir para que puedan escapar de su red cristalina y moverse hacia otros medios conductores transportando excedentes de energía, es necesario que su nivel energético les permita zafarse del campo eléctrico de los núcleos de la red cristalina con una velocidad igual o superior a la de escape. La energía mínima necesaria para que los electrones libres de conducción puedan zafarse de la red cristalina y pasar al exterior se conoce como función trabajo E_{FT} ¹.

A partir de estos conceptos y con el objeto de hacer mediciones de tipo experimental, Einstein ocupa la siguiente forma para su ecuación teórica:

$$E_E = hf - E_{FT} \quad (2.24)$$

En la ecuación 2.24, se tiene lo siguiente:

- E_E : Energía eléctrica de los electrones emitidos, medida experimentalmente en el circuito eléctrico exterior de la celda fotoeléctrica.
- E_{FT} : Función trabajo.

Para que la energía eléctrica E_E transportada por los electrones emitidos pueda efectivamente circular, medirse y “consumirse” en el circuito eléctrico exterior; la energía E de los fotones debe ser mayor que la función trabajo E_{FT} y, por lo tanto; la frecuencia de la onda luminosa (su color) debe ser mayor que una cierta frecuencia umbral f_0 a partir de la cual se puede observar y medir el efecto fotoeléctrico:

$$E_E = hf - E_{FT} > 0 \quad (2.25)$$

¹La función trabajo E_{FT} se refiere a la energía mínima necesaria (trabajo mecánico) para que los electrones libres de conducción que se encuentran en el Nivel de Fermi logren liberarse, desprenderse del campo eléctrico de los núcleos de la red cristalina a la que pertenecen. Para esto, su energía cinética debe ser igual o superior a la energía potencial que le corresponde según la carga eléctrica y distancia relativa al núcleo al cual pertenece. Este concepto es similar al concepto de velocidad de escape, de amplia aplicación en astronáutica.

$$h \cdot f_0 = E_{FT} \quad (2.26)$$

$$f_0 = \frac{E_{FT}}{h} \quad (2.27)$$

Para medir experimentalmente la energía eléctrica E_E de los electrones, basta con medir la tensión en vacío, en bornes de la celda fotoeléctrica. En efecto, dado que la tensión es, por definición, la energía por unidad de carga, la ecuación queda:

$$E_E = e \cdot U \quad (2.28)$$

$$U = \frac{h}{e}(f - f_0) \quad (2.29)$$

En estas ecuaciones se tiene que:

- $e = -1,60219 \cdot 10^{-19}[\text{C}]$ (Carga eléctrica del electrón).
- U : Es a tensión en bornes, medida en Volts (V).

El experimento clásico consiste en aplicar una tensión variable a los bornes de una celda fotoeléctrica iluminada por una fuente luminosa de luz monocromática de frecuencia f conectada a un circuito eléctrico exterior de tensión variable (Ver esquema eléctrico). La tensión de equilibrio, para la corriente nula ($\mathbf{I}(\mathbf{A}) = \mathbf{0}$), corresponde a la función trabajo. Al repetir el experimento con rayos de luz de diferente frecuencia (color), es posible observar que, a mayor frecuencia (menor longitud de onda) la tensión aumenta linealmente. También es posible observar que para luces de menor frecuencia (rojo e infrarrojo), la tensión es cero. Es decir, no hay efecto fotoeléctrico.

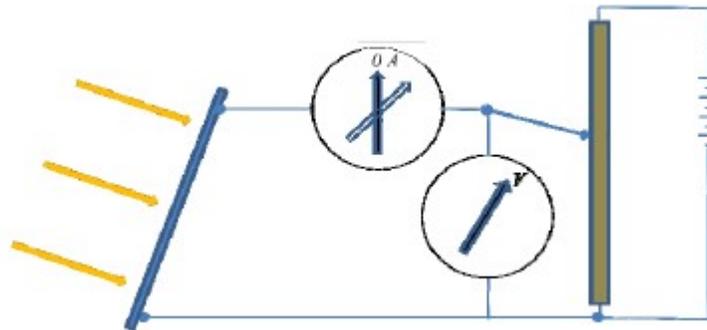


Figura 2.11: Medición de una celda fotoeléctrica

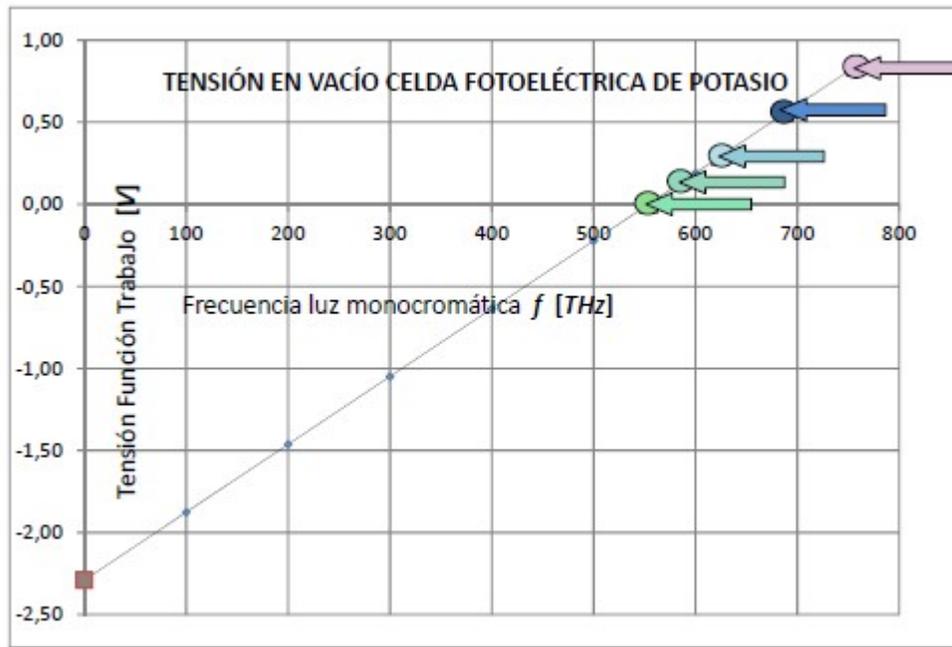


Figura 2.12: Función Trabajo

En la Figura 2.13 se muestra el espectro de luz visible, así como la longitud de onda de la luz infrarroja y ultravioleta en nano metros (nm). En la Figura 2.12 se muestra el valor de la función trabajo y la respectiva frecuencia umbral para metales. La gráfica del ejemplo está hecha para el potasio (**K**), cuya función trabajo es de -2,29 eV y su frecuencia umbral de 554 GHz, correspondiente a una longitud de onda de 541 nm.

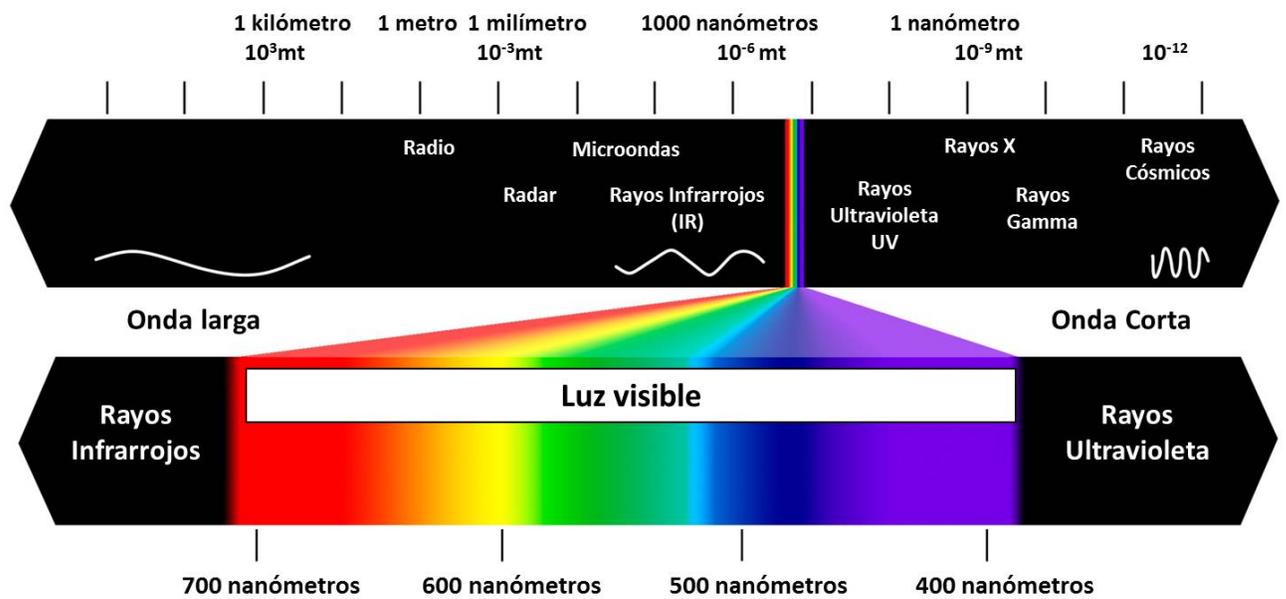


Figura 2.13: Espectro de radiación infrarroja, ultravioleta y luz visible

2.2.2. Tecnologías

2.2.2.1. Silicio Cristalino (Convencionales)

La materia prima para la fabricación de las celdas solares más utilizada actualmente es el Silicio. El Silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno, dado que la combinación de ambos forma el 60 % de la corteza terrestre.

El Silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presentan en dos formas:

- Silicio monocristalino

En este caso, el Silicio que compone las celdas de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

- Silicio policristalino

El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtiene rendimientos ligeramente inferiores.

2.2.2.2. Thin Film

Los paneles o celdas solares Thin-Film son películas finas que son más baratas que los paneles tradicionales (obleas de silicio cristalino), pero son menos eficientes. Este tipo de tecnología es diferente en su construcción respecto a las convencionales, pero su principio de funcionamiento es similar.

Hoy en día existen tres principales paneles solares tipo Thin-Film en el mercado:

- Silicio amorfo (a-Si)
- Teluro de Cadmio (CdTe)
- Cobre Indio Seleniuro de Galio (CIS/CIGS)

En la tabla a continuación se muestran las principales características de cada una de los componentes de este tipo de tecnología.

Tabla 2.2: Comparación celdas solares Thin-Film

	a-Si	CdTe	CIS/CIGS
Eficiencia	8,10 %	14,40 %	14,50 %
Ventajas	-Tecnología madura - Excelentes para dispositivos pequeños (por ejemplo, calculadoras de bolsillo)	-Fabricación de bajo costo	-Alta eficiencia -Vidrio o sustrato flexibles
Desventajas	-Baja eficiencia - Equipos de alto costo	- Eficiencia media - Sustratos de vidrio rígidos - El Cadmio es altamente tóxico	-Proceso tradicionalmente costoso

Comparando las dos tecnologías, se observa que las celdas Thin Film mantienen su eficiencia a altas temperaturas de trabajo respecto a las convencionales, son más flexibles, lo que aumenta de forma considerable el número de aplicaciones (por ejemplo, aplicar en superficies curvas y/o integrarlas en edificios), tienen una mejor resistencia al sombreado, dado a que su degradación por temperatura es menor.

Por otro lado, la eficiencia de esta tecnología es menor que la tradicional, por lo que se necesitaría una mayor cantidad de celdas para poder generar la misma potencia que puede entregar un conjunto menor de celdas constituidas por silicio puro.

Su degradación es equiparable a la tecnología tradicional, ya que su porcentaje de degradación es del orden de 0,8 % anual, mientras que las tradicionales su degradación es de 1 % anual.

2.2.3. Curva I-U (Curva Característica del Módulo Fotovoltaico)

Conocer las características de los módulos fotovoltaicos es muy importante, ya que se tendrá información del comportamiento de estos ante cualquier carga conectadas a ellos, bajo distintas condiciones ambientales y de operación.

En la Figura 2.14 se muestra la curva I-U de los paneles solares bajo condiciones de irradiancia y temperatura constante. Además, se puede observar que en la curva existe un punto de máxima transferencia de potencia, la cual se puede alcanzar cuando el panel fotovoltaico trabaja bajo una tensión en bornes igual a U_M o U_{pmp} .

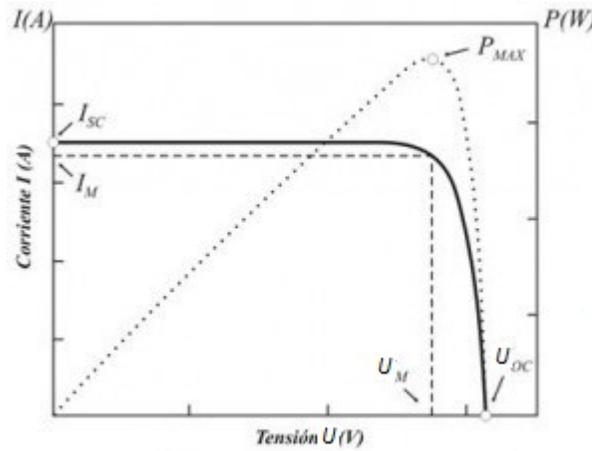


Figura 2.14: Curva característica de una celda fotovoltaica

2.2.3.1. Parámetros de la características I-U

A continuación se mencionará los parámetros que caracterizan a la curva I-U.

- **Corriente de cortocircuito** (I_{cc} en español, y I_{sc} en inglés): Es la máxima corriente que producirá el módulo fotovoltaico bajo condiciones STC (condiciones estándares de medida), correspondiente a una tensión igual a 0.
- **Tensión de circuito abierto** (U_{ca} en español, y U_{oc} en inglés): Es la máxima tensión del módulo fotovoltaico bajo condiciones STC, correspondiente a corriente igual a cero.
- **Potencia máxima** (P_{MAX}): Es la máxima potencia que entregará el módulo fotovoltaico bajo condiciones STC, y corresponde al par máximo I-U.
- **Corriente en el punto de máxima potencia** (I_{pmp}): Es el valor de corriente para obtener P_{MAX} en unas condiciones STC.
- **Tensión en el punto de máxima potencia** (U_{pmp}): Es el valor de tensión para obtener P_{MAX} en unas condiciones STC.
- **Factor de forma** (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre la P_{MAX} y el producto de $I_{sc} \cdot U_{oc}$. Este factor siempre será inferior a la unidad y es un buen indicador de calidad de los paneles solares, los cuales serán mejores mientras más cercanos se encuentren sus FF a la unidad.

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{sc} \cdot U_{oc}} = \frac{I_{pmp} \cdot U_{pmp}}{I_{sc} \cdot U_{oc}} \quad (2.30)$$

2.2.3.2. Ecuación Característica y Circuito Equivalente

El circuito equivalente que representa a una celda fotovoltaica se muestra en la Figura 2.15.

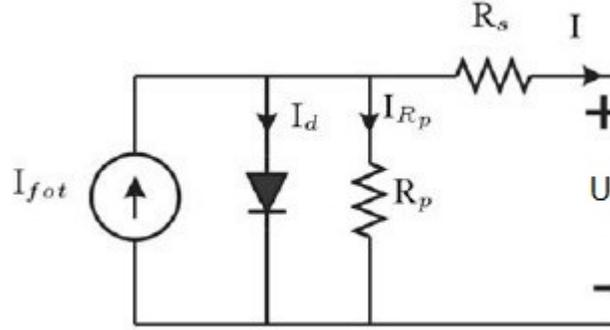


Figura 2.15: Modelo circuital de una celda fotovoltaico

Como se puede observar en la Figura 2.15, el circuito corresponde a un circuito equivalente simplificado de una celda solar, donde se considera una fuente de corriente, un diodo, una resistencia en paralelo R_p , la cual se debe a imperfecciones del material, y una resistencia en serie R_s , que representa a la resistencia de contacto y del propio material semiconductor.

El comportamiento del circuito equivalente simplificado de una celda fotovoltaica puede describirse con precisión por la ecuación 2.31.

$$I = I_{fot} - I_o \left(e^{\frac{U + IR_s}{mv_t}} - 1 \right) - \frac{U + IR_s}{R_p} \quad (2.31)$$

Donde,

- I_{fot} : Es la corriente fotogenerada (A).
- I_o : Es la corriente inversa de saturación del diodo (A).
- v_t : Es la tensión térmica ($v_t = KT/q$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y q la carga del electrón).
- m : Es el factor de idealidad del diodo (normalmente cercano a 1).

El término

$$I_d = I_o \left(e^{\frac{U + IR_s}{mv_t}} - 1 \right) \quad (2.32)$$

Corresponde a la **corriente oscura**, este representa una disminución de la energía inducida en el dispositivo y que depende exponencialmente de la tensión de operación, por lo que mayor corriente oscura, mayores pérdidas y menor corriente de salida. Precisamente, la tensión de circuito abierto U_{oc} corresponde a la situación en la que la corriente oscura inducida en el panel o celda es máxima, lo que impide que circule corriente al exterior del dispositivo.

Incluso en condiciones de cortocircuito ($U=0$), la corriente oscura no se anula completamente.

Mientras que

$$I_{R_p} = \frac{U + IR_s}{R_p} \quad (2.33)$$

Corresponde a la corriente que circula por la resistencia R_p .

Por otro lado, la ecuación 2.31 también puede ser expresada con los parámetros fundamentales de la curva I-U (ecuación 2.34).

$$I = I_{sc} \cdot \left(1 - e^{-q \frac{U_{oc} - U}{m \cdot K \cdot T}}\right) \quad (2.34)$$

2.2.3.3. Constitución de un módulo fotovoltaico

Un módulo o panel fotovoltaico está constituido por N celdas solares conectadas en serie (ver Figura 2.16).

Si todas las celdas son iguales y trabajan bajo las mismas condiciones de irradiación y de temperatura, entonces la tensión, corriente y potencia que pueden proporcionar un módulo fotovoltaico completo cumple las siguientes relaciones:

$$U_{AB} = N \cdot U_{celda} \quad (2.35)$$

$$I = I_{celda} \quad (2.36)$$

$$P_{out} = N \cdot U_{celda} \cdot I_{celda} \quad (2.37)$$

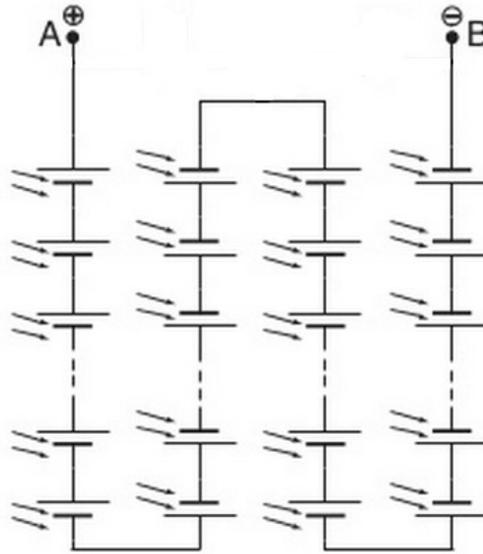


Figura 2.16: Esquema de conexión eléctrica de un panel fotovoltaico

2.2.3.4. Factores que afectan a la característica I-U

Los factores que influyen en gran medida en la característica I-U de los paneles solares corresponden a la radiación incidente y la temperatura a la cual están trabajando.

- **Variación de radiación**

En general, un cambio en la intensidad de la radiación incidente provoca una variación directamente proporcional a la corriente de salida, mientras que la tensión U_{mp} sufre una variación menor que la corriente.

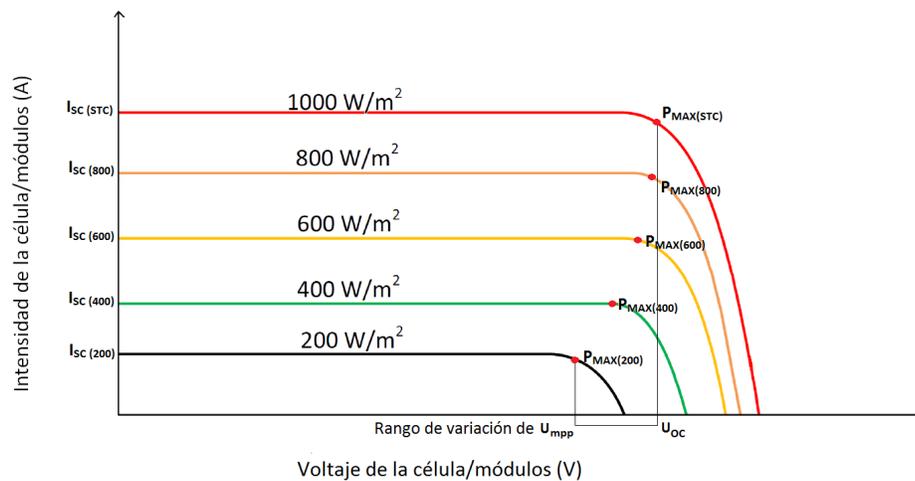


Figura 2.17: Efecto de la variación de la radiación

- **Variación de temperatura**

Por otro lado, un aumento de la temperatura en las celdas supone un incremento de la corriente, y al mismo tiempo una disminución considerable de la tensión de circuito abierto. Esto implica que tanto la corriente de cortocircuito como la tensión a circuito abierto se ven afectados por la temperatura de trabajo. Todo lo mencionado, se muestra en la Figura 2.18.

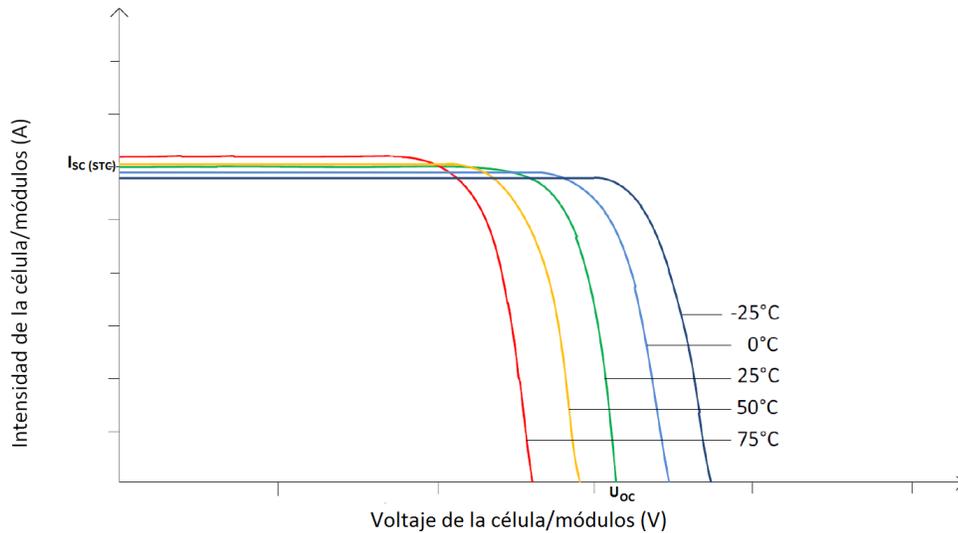


Figura 2.18: Efecto de la variación de la temperatura

Es por ello que para lugares con temperaturas ambientes muy elevadas son aptos módulos que poseen mayor cantidad de celdas conectadas en serie para que los mismos tengan la suficiente tensión de salida para cargar las baterías y/o para que el inversor pueda trabajar sin ningún problema.

Además, la tensión U_{pmp} va disminuyendo a medida que va aumentando la temperatura, produciendo que la máxima potencia P_{MAX} se alcance con tensiones pequeñas.

2.2.4. Eficiencia del módulo fotovoltaico

La eficiencia de un módulo o panel fotovoltaico se define como el cociente entre la potencia máxima P_{MAX} generada y la cantidad de radiación solar incidente en el módulo completo. La ecuación 2.38 representa lo antes mencionado.

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{A_T \cdot E_T} = \frac{U_{pmp} \cdot I_{pmp}}{A_T \cdot E_T} \quad (2.38)$$

Donde,

- η : Eficiencia con respecto al área total.
- A_T : Área total del módulo.
- E_T : Irradiancia o radiación solar incidente total.

Respecto al aumento de la radiación incidente en el módulo, la eficiencia tiende a mantenerse constante, ya que la corriente y la radiación incidente están directamente relacionadas. Mientras que un aumento de la temperatura, genera una disminución de la eficiencia del generador, ya que el único parámetro que cambia es la tensión U_{pmp} o P_{MAX} , mientras que la radiación incidente se mantiene constante.

2.2.5. Condiciones STC

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, se definen condiciones estándares de medida (CEM en español, y STC en inglés) los cuales entregan los distintos fabricantes para poder extrapolarlos a otras condiciones deseadas.

Las STC son las de uso más generalizado y vienen definidas por:

- Irradiancia: $1.000 \frac{W}{m^2}$
- Distribución espectral= AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de la celda $25^\circ C$

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o celdas incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que un nivel de irradiancia de $1.000 \frac{W}{m^2}$ que puede alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de $25^\circ C$, a no ser que sea un día claro de invierno. Por esto se definen además, otras condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

El método de extrapolar los valores del STC consiste en corregir I_{SC} y U_{oc} a los niveles de irradiancia y temperatura de la celda deseados, y posteriormente trasladar toda la curva I-U hasta la I_{SC} y U_{oc} corregidas. Los valores I_{SC} y U_{oc} en las condiciones deseadas se obtienen según las ecuaciones 2.39, 2.40 y 2.41:

$$I_{SC}(T', E') = \left(I_{SC} + \frac{\alpha}{100} \cdot (T' - T) \cdot I_{SC} \right) \cdot \frac{E'}{E} \quad (2.39)$$

$$I_o(T, E) = \frac{I_{SC}(T)}{e^{\frac{qU_{oc}(T)}{nkT}} - 1} \quad (2.40)$$

$$U_{oc}(T, E) = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{SC}}{I_o} \right) \quad (2.41)$$

Donde I_{sc} , U_{oc} , T , y E son las corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, temperatura e irradiancia respectivamente en las condiciones estándares; mientras que I'_{SC} , U'_{oc} , T' y E' son los mismos parámetros en las condiciones a las que se desea corregir la curva. Además “ n ” es el factor de idealización del diodo; α y β son los coeficientes de temperatura para la corriente y tensión respectivamente ($\%/^{\circ}C$); y finalmente, k es la constante de Boltzman y e es la carga del electrón ($1,602 \cdot 10^{-19}C$).

Una vez corregido los valores de I_{SC} y U_{oc} cada punto de la curva I-U se traslada la cantidad necesaria hasta alcanzar los valores corregidos de I'_{SC} y U'_{oc} .

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{SC} \quad \Delta I_{SC} = I'_{SC} - I_{SC} \quad (2.42)$$

$$U_2 = U_1 + \Delta U_{oc} \quad \Delta U_{oc} = U'_{oc} - U_{oc} \quad (2.43)$$

Los coeficientes de temperatura α y β los proporcionan los fabricantes de los módulos. El valor de “ n ” se puede fijar entre 1 y 1,2 que es un valor típico para celdas de Silicio cristalino.

2.2.6. Condiciones Nominales de Operación (CNO)

Las condiciones nominales de operación se realizan bajo las siguientes condiciones:

- Irradiancia: $800 W/m^2$
- Temperatura: Temperatura de Operación Nominal de la celda (TONC)
- Velocidad del viento: $1 m/s$
- Temperatura ambiente: $20^{\circ}C$

Donde TONC es lo que se define como la temperatura nominal de operación de la celda, y representa la temperatura que alcanzaría las celdas solares para un nivel de irradiancia de $800 W/m^2$, temperatura ambiente $20^{\circ}C$, velocidad del viento $1 m/s$ e incidencia normal. El valor TONC también viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio monocristalino suele estar en torno a los $47^{\circ}C$. Dado que las condiciones nominales de operación hacen referencia a la temperatura ambiente, y no a la temperatura del módulo, se hace necesario una expresión que relacione ambas. Se puede considerar la siguiente aproximación:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \cdot E \quad (2.44)$$

Donde,

- T_c es la temperatura de la celda o módulo.
- T_a es la temperatura ambiente.
- TONC es la Temperatura de Operación Nominal de la Celda.
- E es la irradiancia.

2.2.7. Diodos de Bypass y Efecto de la Sombra

Los paneles solares conectados a la red se suelen instalar en entornos urbanos donde en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día producto de los edificios o de las nubes que circulan sobre los módulos fotovoltaicos, lo que conlleva a pérdidas energéticas causadas por la disminución de la captación de la radiación solar y por lo posibles efectos de mismatch.

Mismatch corresponde a pérdidas de energía originada por la conexión de módulos fotovoltaicos con potencias de generación diferentes, y un caso particular corresponde a la conexión de módulos en serie con capacidad de corrientes distintas. Un ejemplo de este caso, sería una conexión serie de dos módulos fotovoltaicos con corrientes nominales diferentes, donde el módulo con menor capacidad de corriente condiciona o limita la generación del otro módulo, provocando un cuello de botella, y la generación que no es transmitida es disipada en forma de calor provocando un aumento de la temperatura de las celdas fotovoltaicas. Esta situación puede ser provocada por el **efecto sombra**.

Con el fin de evitar problemas que pueden ocasionar una radiación no uniforme (presencia de sombras u otros efectos que puedan producir una disminución de la producción de energía por el efecto de la sombra) se utilizan los diodos de bypass o diodos de paso como medio de protección ante dicho efecto. Los diodos bypass se colocan en paralelo en asociaciones de celdas fotovoltaicas en serie, para impedir que la energía que no puede circular no se convierta en calor y por lo tanto impide que disminuya el rendimiento del módulo completo.

En la Figura 2.19 se muestra esquemáticamente el modo de funcionamiento de un diodo de paso. Donde se muestra que se han colocado diodos sobre 4 series de celdas conectadas en serie, el diodo se conecta con polaridad opuesta a la de las celdas, de manera que si están trabajando correctamente, por el diodo no circulará corriente. En caso contrario, si una de las celdas se ve afectada por una sombra, el diodo bypass se convierte en el camino más fácil para que circule la corriente generada por los otros grupos de celdas.

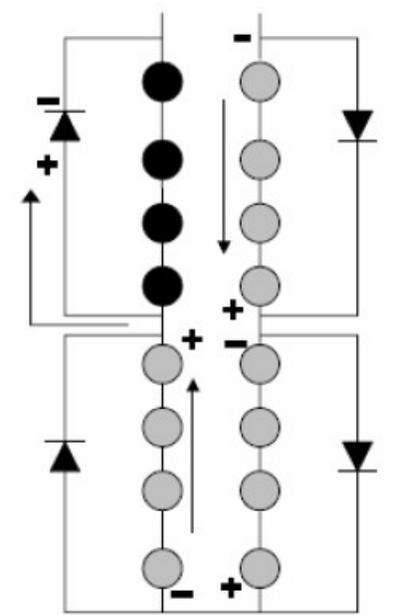


Figura 2.19: Esquema de conexión diodos bypass

2.3. BoS (Balance of System)

En esta sección se explicarán dispositivos que complementan el funcionamiento de un parque fotovoltaico, principalmente los equipos de protección e inversores a utilizar para la conexión al sistema eléctrico.

Al conjunto de todos estos equipos complementario a los módulos fotovoltaicos se le denomina BoS (Balance of System).

2.3.1. Protecciones

2.3.1.1. Corrientes Inversas o Corrientes de Fallas (Causa y Efecto)

La corriente inversa o corriente de falla corresponde a una corriente que circula en sentido inverso por un módulo o por un conjunto de módulos conectados en serie. A un conjunto de módulos conectados en serie comúnmente se le denomina String o rama.

En principio, la corriente inversa solo puede darse en módulos conectados en paralelo en cuyos String, la tensión en bornes varía. Bajo funcionamiento normal con Strings de la misma longitud se suele evitar que se produzca esta situación. Dado que la sombra tiene un efecto mínimo sobre la tensión de cada String, en este caso excepcional la corriente inversa es apenas apreciable.

La corriente inversa sólo puede ser el resultado de un error o falla del generador fotovoltaico (por ejemplo, un cortocircuito en uno o varios módulos), debido a la cual la tensión en los bornes de un determinado String decae.

En tal caso, debido a la estructura interna de los módulos, la corriente inversa recorre el String defectuoso, lo que puede provocar un fuerte calentamiento de estos, y en el peor de los casos puede llegar a destruir ese String.

A continuación se mencionan las distintas causas que pueden provocar la caída de la tensión en bornes de un String del generador, y por lo tanto, generar una corriente inversa en conexión en paralelo:

- Cortocircuito en uno o varios módulos.
- Cortocircuito en una o varias celdas del módulo.
- Doble toma a tierra accidental de un módulo.

Aunque estos errores son muy poco probables y apenas se dan en la práctica, es necesario tomar determinadas precauciones. En la Figura 2.20 se muestra un diagrama que representa dicho problema.

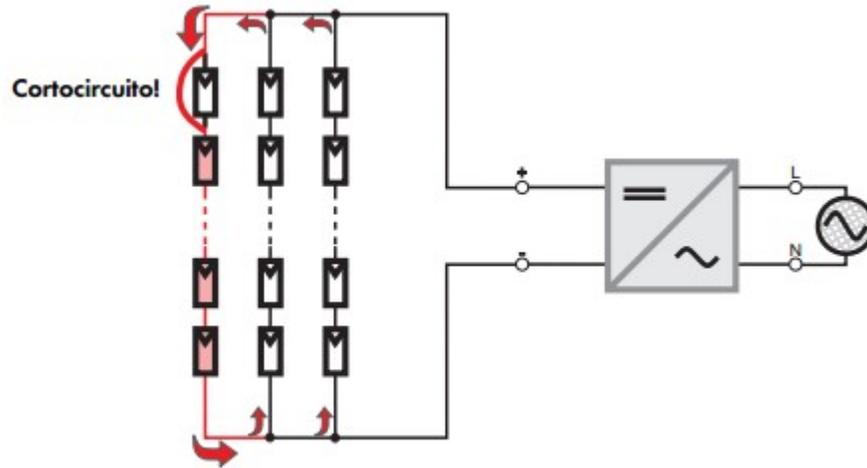


Figura 2.20: Corriente Inversa

En los siguientes dos puntos se mencionarán las dos protecciones más utilizadas para evitar la circulación de la corriente inversa o de falla.

2.3.1.2. Fusibles DC (IEC-60269)

Los fusibles DC son dispositivos de protección que tienen la particularidad de quemarse o fusionarse ante un cierto nivel de corriente en adelante, los cuales se instalan en el principio y en el final de cada rama proporcionando protección ante las corriente inversas que se puedan presentar, permitiendo eludir el uso de diodos de bloqueo y evitar las pérdidas que producen [5].

Tradicionalmente, los fusibles no se desconectan instantáneamente a corriente nominal I_n , pero si para corriente de fusión I_F . Los fusibles para sistemas fotovoltaicos son diseñados con una corriente de fusión de $1,45 \cdot I_n$.

El tiempo de retardo en la respuesta de desconexión es ideal para sistemas AC ya que reduce los disparos intempestivos contra sobretensiones debidas a los motores, transformadores, etc. Pero para sistemas fotovoltaicos (donde la corriente es limitada por la irradiancia), cualquier retardo excesivo bajo condiciones de sobrecorriente puede causar degradación en los módulos.

La principal desventaja que tienen los fusibles DC, es que la protección que proporcionan es inadecuada cuando existe una configuración conformada por múltiples ramas, siendo la mejor opción la implementación de diodos de bloqueo.

2.3.1.3. Diodos de bloqueo

En el caso de conectar en paralelo varios conjuntos de módulos fotovoltaicos, puede darse el caso que una de las ramas resulte sombreada o deteriorada, y que la corriente de otro String se dirija hacia esta por la disminución de su tensión.

El uso de diodos de bloqueo conectados en serie a cada una de los String evita el paso de corriente en sentido inverso, aislando de esta forma las ramas defectuosas. Normalmente en este tipo de configuraciones, como se observa en la Figura 2.21, los diodos de bloqueo se sitúan en una caja de conexión externa, donde llegan los cables de polaridad positiva procedentes de cada una de las ramas, y un cable de mayor grosor en el que se agrupan los terminales de polaridad negativa.

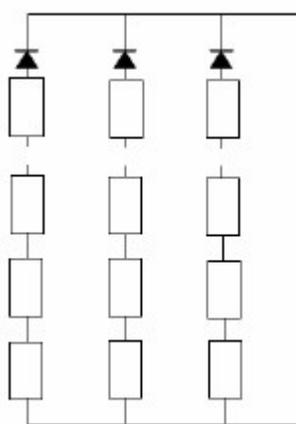


Figura 2.21: Diodos de bloqueo

Los diodos utilizados suponen una caída de tensión del orden de los 0,6-0,7 V, y deben ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto del String completo. Algunos consideran como norma general que deben soportar dos veces la I_{SC} y la U_{oc} del String respectivo.

2.3.2. Inversores

Un inversor solar o fotovoltaico es un equipo encargado de convertir la corriente continua proveniente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna con la finalidad de alimentar el sistema eléctrico.

2.3.2.1. Seguimiento punto máxima potencia

Inversores solares utilizan el seguimiento del punto de máxima potencia para obtener la máxima potencia posible del generador. Como se vio en la sección anterior, las celdas

solares tienen una relación compleja entre la irradiación solar, la temperatura y la resistencia total que produce una eficiencia de salida no lineal conocida como curva I-U. El propósito del sistema MPPT (Maximum Power Point Tracker) es muestrear la salida de las celdas y determinar una resistencia tal que permita obtener la máxima potencia para todas las condiciones ambientales dadas. Esencialmente, esto define la corriente que el inversor debe sacar del panel fotovoltaico con el fin de obtener la máxima potencia posible.

2.3.2.2. Parámetros de entrada DC

A continuación se muestra una lista de los datos de placa que entregan los inversores que hay que tener en consideración para la conexión y disposición de los paneles fotovoltaicos que se conectarán a equipos.

- **Potencia nominal (kW)**: Potencia nominal de entrada en el inversor a la cual puede ser convertida en régimen permanente.
- **Potencia máxima (kW)**: Máximo valor de potencia que el inversor puede convertir en régimen permanente.
- **Potencia umbral (W)**: Potencia mínima (o umbral) a la cual el inversor comienza a trabajar.
- **Tensión nominal (V)**: Tensión de entrada especificada por el fabricante.
- **Tensión mínima del MPPT (V)**: Mínima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
- **Tensión máxima del MPPT (V)**: Máxima tensión a la cual el inversor puede convertir su potencia nominal en condiciones de seguimiento del punto de máxima potencia.
- **Tensión máxima nominal (V)**: Máxima tensión permitida a la entrada del inversor.
- **Corriente nominal (A)**: Corriente de entrada especificada por el fabricante.
- **Corriente máxima (A)**: Máximo valor de la corriente de entrada en el inversor en régimen permanente.

2.3.2.3. Parámetros de salida AC

Por otro lado, los parámetros de salida dependerán de la topología interna del inversor, del número y tipo de protecciones, del rendimiento que ofrece, etc.

Las variables de salida del inversor, anotadas en la placa de estos equipos, son las siguientes:

- **Tensión máxima de red (V)**: Máxima tensión a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- **Tensión mínima de red (V)**: Mínima tensión a la cual un inversor puede transferir energía a la red.
- **Tensión nominal de red (V)**: Tensión de red a la cual se refiere la información de la ficha técnica.

- **Corriente máxima de salida (A):** Máxima corriente de salida que un inversor puede suministrar.
- **Potencia nominal (kW):** Potencia activa que puede entregar transferir en régimen permanente.
- **Frecuencia nominal (Hz):** Frecuencia a la cual el inversor puede transferir energía a la red en régimen permanente.
- **Frecuencia máxima (Hz):** Máxima frecuencia a la cual el inversor puede transferir energía a la red.
- **Frecuencia mínima (Hz):** Mínima frecuencia a la cual un inversor puede entregar energía a la red.
- **$\cos(\phi)$:** Factor de potencia del inversor.
- **Distorsión armónica:** Porcentaje de THD que incorpora a la red.

2.3.3. Transformador de Poder

Dado que el proyecto fotovoltaico se conectará a un sistema de media tensión es necesario elevar la tensión de salida del inversor a niveles correspondiente a la instalación en que se encuentre ubicado, por lo que es necesario la utilización de varios transformadores de poder que agrupen una cierta cantidad de inversores.

Para determinar la potencia nominal de estos transformadores, se tendrá que realizar un estudio para comprobar la máxima sobrecarga que se puede permitir en estos equipos, teniendo en cuenta la temperatura y la potencia que se generará en ciertos intervalos del día. Todo esto se regirá de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.92-1981: "Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise".

Existen diversos factores que afectan a la duración de la vida de un transformador. Esta duración depende mucho de acontecimientos extraordinarios, como pueden ser sobretensiones, cortocircuitos en la red y sobrecargas de emergencia. La esperanza de vida normal está definida para un servicio continuo ininterrumpido a la temperatura ambiente de referencia y en las condiciones de funcionamiento asignadas. Si la carga aplicada supera las definidas en la placa de características y/o la temperatura ambiente es superior al valor asignado, esto implica un riesgo y una aceleración del envejecimiento del transformador.

El sobrecargar un transformador por encima de los valores asignados acarrea diversas consecuencias, entre las que se encuentran:

- Las temperaturas de los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones, aislamientos y del aceite, aumentan y pueden alcanzar valores inaceptables.
- La densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y provoca un incremento de calentamiento por corrientes de Foucault en las partes metálicas atravesadas por el flujo.
- La combinación del flujo principal y el de dispersión limitan la posibilidad de sobreexcitar el circuito magnético.

- Las variaciones de temperatura implican modificaciones en el contenido de humedad y gases, en los aislamientos y en el aceite.
- Los bornes, cambiadores de tomas, terminales de cable y los transformadores de intensidad se verán también expuestos a condiciones más severas reduciendo sus posibilidades de utilización.

El efecto sobre el transformador de la temperatura puede ser tanto a corto como a largo plazo. Como efectos a corto plazo se tienen: temperaturas elevadas provocan un deterioro temporal de las propiedades mecánicas con la consecuente reducción de la capacidad de soportar esfuerzos de cortocircuito; si la temperatura de aislamiento excede la temperatura crítica, se puede producir acumulación de gases en los pasatapas o una expansión del aceite que provoque un desbordamiento del mismo en el depósito conservador.

Como efectos a largo plazo se pueden destacar: se producirá una aceleración de la degradación térmica acumulativa del aislamiento de los conductores, al igual que de otros materiales aislantes, partes estructurales y los conductores mismos; las juntas del transformador pueden volverse más frágiles a altas temperaturas.

Por lo tanto, transformadores localizados en zonas geográficas con temperaturas ambientes más bajas que en zonas cálidas, pueden trabajar con una mayor capacidad de carga. En zonas donde las temperaturas ambientes no son altas los transformadores pueden trabajar en sobrecarga sin disminuir su vida útil.

2.3.4. Cables

Los cables eléctricos son aquellos cuyo propósito es conducir electricidad. Suelen ser fabricados de cobre (por su nivel de conductividad) o de aluminio (que resulta ser más económico que el cobre).

Estos cables están compuestos en general por un conductor central y un recubrimiento. Los recubrimientos en general son elementos de diferente constitución y aplicación que confieren protección eléctrica o mecánica al cable. En la Figura 2.22 se muestra un ejemplo de la composición de un cable eléctrico.

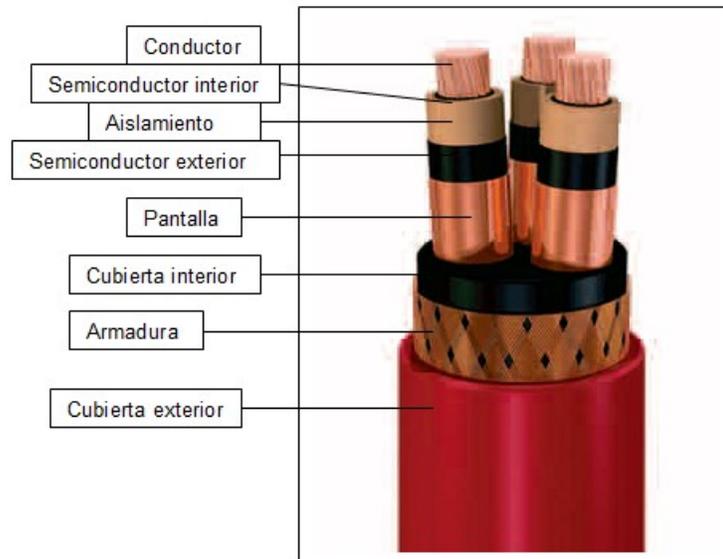


Figura 2.22: Composición de un cable eléctrico

2.3.4.1. Componentes de un Cable

2.3.4.1.1 Aislante

Es la capa que, contigua al conductor, lo protege eléctricamente con respecto a cuanto lo rodea. Son normalmente los elementos más delicados, siendo su deterioro, más o menos rápido, el que limita en la mayoría de los casos la vida de un cable. Las condiciones ambientales y climáticas o los contactos con agentes agresivos, así como la falta de cuidado en la instalación, manejo y conservación, son las causas principales por las que se limita la vida del cable.

Bajo el punto de vista científico, el estudio de los aislantes tiene un gran interés ya que sus propiedades eléctricas fundamentales deben ser conjugadas íntimamente con otras cualidades físicas, así como con su constitución química. Los aislantes no son dieléctricos perfectos y siempre existe la posibilidad de que un electrón pase de un átomo al contiguo, unas veces por su propia constitución atómica y otras debido a impurezas; esto da lugar a una corriente muy débil, pero no obstante apreciable, denominada corriente de fuga.

2.3.4.1.2 Semiconductor

Consisten en capas extruidas de resistencia eléctrica reducida de materiales afines a los aislamientos. Si éstos son termoestables, las capas semiconductoras también lo serán. Son aplicables fundamentalmente a los cables de media y alta tensión en dos capas:

- La primera, directamente sobre el conductor, tiene por función confinar el campo eléctrico dentro de una superficie cilíndrica y equipotencial lo más uniformemente posible y con un espesor adecuado como para poder eliminar las irregularidades de los alambres

que forman el conductor. Sin esta pantalla, el aislamiento quedaría sujeto a distintos gradientes de potencial. Este material está estudiado para que sea compatible con el aislamiento.

- La segunda capa semiconductor tiene una misión análoga a la anterior, entre el aislamiento y la pantalla.

2.3.4.1.3 Pantalla Metálica

Son elementos conductores, generalmente de cobre o de aluminio, que pueden tener diversas funciones:

- Proteger de la influencia de inducciones exteriores.
- Dar salida a las corrientes de defecto.
- Uniformizar y conferir los campos eléctricos.
- Blindar de señales externas o internas.

En los cables de media y alta tensión, se emplean básicamente tres tipos:

- Flejes de cobre arrollados en hélice solapada sobre capa semiconductor (H1).
- Alambres de cobre adaptados en hélice sobre capa semiconductor (H16, H25, etc.).
- Funda de plomo (Pb) en cables de aislamiento de papel (cada vez en menor uso). En la industria petroquímica para asegurar hermeticidad.

2.3.4.1.4 Rellenos

El relleno es la masa de material que tiene por función ocupar los espacios vacíos dejados en el cableado de los conductores aislados, de tal forma que sea capaz de conferir una envolvente cilíndrica y lisa. Los rellenos pueden ser de textiles o de material plástico.

Las condiciones fundamentales que se deben exigir a los rellenos son:

- No higroscopicidad (facultad de no absorber o exhalar humedad).
- Compatibilidad con los materiales contiguos.

2.3.4.1.5 Asiento de Armadura

Los cables diseñados con armaduras metálicas disponen de una capa extruida que, colocada sobre el relleno anteriormente citado, sirve de colchón de la armadura y por tanto puede

proteger los aislamientos de posibles interacciones con las masas metálicas.

2.3.4.1.6 Armadura

Son elementos metálicos destinados a la protección mecánica del cable. Generalmente son de acero galvanizado o pavonado. Para evitar las pérdidas por inducción en los cables unipolares, las armaduras deben estar constituidas por metales magnéticos: aluminio, cobre, bronce, etc.

Entre los tipos de armaduras más utilizados se encuentran: Armadura de flejes, armadura de alambres y armadura de flejes corrugados.

2.3.4.2. Verificación de Conductores

Para determinar la sección del conductor, el tipo, material y parámetros eléctricos, se debe chequear si cumplen las siguientes condiciones:

- La capacidad del cable de acuerdo con la corriente nominal del consumo o carga.
- Caída de tensión determinada, no debe exceder los valores establecidos.
- Capacidad del cable para soportar la corriente de cortocircuito durante el tiempo de despeje de la falla por el interruptor.

Las fórmulas que comúnmente se aplican para los distintos sistemas se muestran en las secciones que se muestran a continuación.

Y los términos a implementar son los siguientes:

- I_n : Corriente nominal de carga o consumo, en A.
- U_n : Tensión nominal, en V.
- P : Potencia, en W.
- DU : Caída de tensión, en V.
- L : Largo del conductor, en m.
- σ : Conductividad del conductor, en $\Omega^{-1} \cdot m^{-1}$.
- S : Sección del conductor, en mm^2 .
- R : Resistencia eléctrica del conductor, en Ω .
- X : Reactancia del conductor, en Ω .
- I_{cc} : Corriente de cortocircuito, en A.
- K : Factor que depende del dieléctrico del cable, en $\frac{mm^2}{A \cdot s^{(1/2)}}$
- T : Tiempo que soportará el conductor antes de que se despeje la corriente de cortocircuito, en s.
- $\cos(\phi)$: Factor de potencia.

2.3.4.2.1 Circuitos monofásicos o de corriente continua

- Cálculo de corriente

$$I_n = P/U_n \quad (2.45)$$

- Cálculo caída de Voltaje

$$DU = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \cos(\phi) / (\sigma \cdot S) \quad (2.46)$$

Para Circuitos de corriente continua, se considera $\cos(\phi) = 1$

- Cálculo de cortocircuito en el extremo del circuito

$$I_{cc} = I_c \cdot U_n / (U_n + R \cdot L \cdot I_c) \quad (2.47)$$

- Cálculo capacidad del cable al cortocircuito

$$S \geq (I_{cc} \cdot \sqrt{t}) / K \text{ mm}^2 \quad (2.48)$$

2.3.4.2.2 Circuitos trifásicos

- Cálculo de corriente

$$I_n = P_{3\phi} / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi) \cdot N) \quad (2.49)$$

Donde N corresponde al rendimiento de la carga en por unidad [°/1].

- Cálculo caída de tensión

$$DU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \cos(\phi) / (\sigma \cdot S) \quad (2.50)$$

Para este caso, también se utiliza la siguiente fórmula.

$$DU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot (R \cdot \cos(\phi) + X \cdot \sin(\phi)) \quad (2.51)$$

- Cálculo de cortocircuito en el extremo del cable

$$I_{cc} = I_c \cdot U_n / \left(U_n + \sqrt{R^2 + X^2} \cdot L \cdot I_c \right) \quad (2.52)$$

- Cálculo capacidad del cable al cortocircuito

$$S \geq I_{cc} \cdot \sqrt{T} / K \quad mm^2 \quad (2.53)$$

2.3.5. Malla de Tierra

2.3.5.1. Definiciones y/o Términos aplicables en puestas a tierra

- Puesta a Tierra

Corresponde a una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la tierra o a algún cuerpo conductor de dimensión relativamente grande que cumple la función de la tierra. [6]

- Toma de Tierra

Cuerpo conductor o conjunto de cuerpos conductores en contacto eléctrico con tierra, concebido o utilizado para dispersar las corrientes eléctricas por el terreno.

- Malla de Tierra

Es una toma de tierra común para todos los elementos metálicos y circuitos de una instalación, que tiene como función principal mantener una condición de equipotencialidad para todos los conductores externos unidos a ella, o en el caso de una instalación de potencia, controlar las solicitaciones de tensión a que pueden quedar sometidas las personas dentro del área abarcada por ésta. Generalmente consiste en un reticulado de conductores interconectados y enterrados a cierta profundidad en el terreno. Puede estar conectada con otras puestas a tierra, mallas de tierra o electrodos auxiliares de puestas a tierra, para mejorar sus características y/o las del conjunto.

- **Electrodo auxiliar de toma de tierra**

Electrodo elemental, generalmente alejado de la toma de tierra principal, cuya función es mejorar las características de ésta.

- **Sistema de puesta a tierra**

Es la interconexión intencional de las diferentes tomas a tierra en un área determinada, con el objeto de mejorar las características del conjunto.

- **Tierra remota o de referencia**

Es un punto o zona de la tierra, suficientemente distante, tal que potencial del punto o zona considerada como la tierra remota, no varía ante variaciones de la corriente dispersada a tierra por el electrodo, puesta a tierra o sistema de puesta a tierra en cuestión. En otros términos, la resistencia mutua con el electrodo, puesta a tierra o sistema de puesta a tierra, es nula.

- **Zona de influencia**

Es todo el terreno que resulta afectado por la inyección de corriente, modificando su potencial en forma significativa. Es una característica propia de cada electrodo de tierra, y que depende de la magnitud de corriente inyectada o recogida del terreno. Depende de la dimensión de la toma de tierra, estimándose del orden de seis a ocho veces la diagonal mayor de una malla o la dimensión vertical de un electrodo.

- **Resistencia de puesta a tierra**

Es la resistencia existente entre la puesta a tierra y la tierra remota. Se define como el cociente entre el potencial adquirido por la puesta a tierra y la corriente dispersada por ésta. Esta compuesta generalmente por una parte de camino metálico (conductor, estructuras, uniones), la interfase conductor tierra y el terreno propiamente tal.

2.3.5.2. Objetivo de la puesta a tierra

Al ocurrir una anomalía en el funcionamiento de un sistema eléctrico, de origen interno o externo, las partes bajo tensión de una instalación (equipos de poder, control, comunicaciones, etc.) pueden quedar sometidos a diferencias de potencial con respecto a partes metálicas expuestas, que ocasionen la falla del aislamiento del equipo. El potencial del suelo experimenta variaciones debidas a la circulación de corrientes por el terreno, provenientes de diversas fuentes: corrientes “naturales” de tierra de baja intensidad, corrientes procedentes de sistemas de tracción, de líneas de transporte de energía falladas, de descargas atmosféricas.

Estas variaciones de voltaje pueden alcanzar niveles peligrosos para las personas o para el aislamiento de los equipos y provocar perturbaciones.

El objetivo de una puesta a tierra es limitar estas diferencias de potencial, evitando que alcance niveles peligrosos para el personal de explotación y mantenimiento, así como también para los usuarios y equipos de una instalación. Normalmente, el control de potenciales se logra estableciendo conexiones conductivas de baja impedancia entre las diferentes partes metálicas de la instalación (bastidores, estructuras metálicas, cubiertas protectoras, pantallas de cables, etc.) y entre esas partes y el terreno sobre el que se encuentran.

2.3.5.3. Exposición ante un desequilibrio

En condiciones normales, el electrodo de tierra de una instalación eléctrica se encuentra al mismo potencial del terreno y ambos igualan el potencial de la tierra remota. Durante una falla, desequilibrio en el sistema de potencia, descarga atmosférica u otra anomalía similar, una corriente fluye por el electrodo desde o hacia el terreno, estableciendo un potencial para el electrodo de tierra y una distribución de potencial en el terreno, en particular sobre la superficie ([7] y [8]). Esta elevación de potencial es proporcional a la magnitud de la corriente disipada a tierra y a la resistencia del electrodo de puesta a tierra. En la Figura 2.23 muestra cuatro situaciones básicas que implican riesgo para una persona durante la circulación de una corriente intensa. Cada una de estas situaciones define un voltaje aplicado al individuo, según su acción y ubicación relativa a la disposición de los conductores de la puesta a tierra:

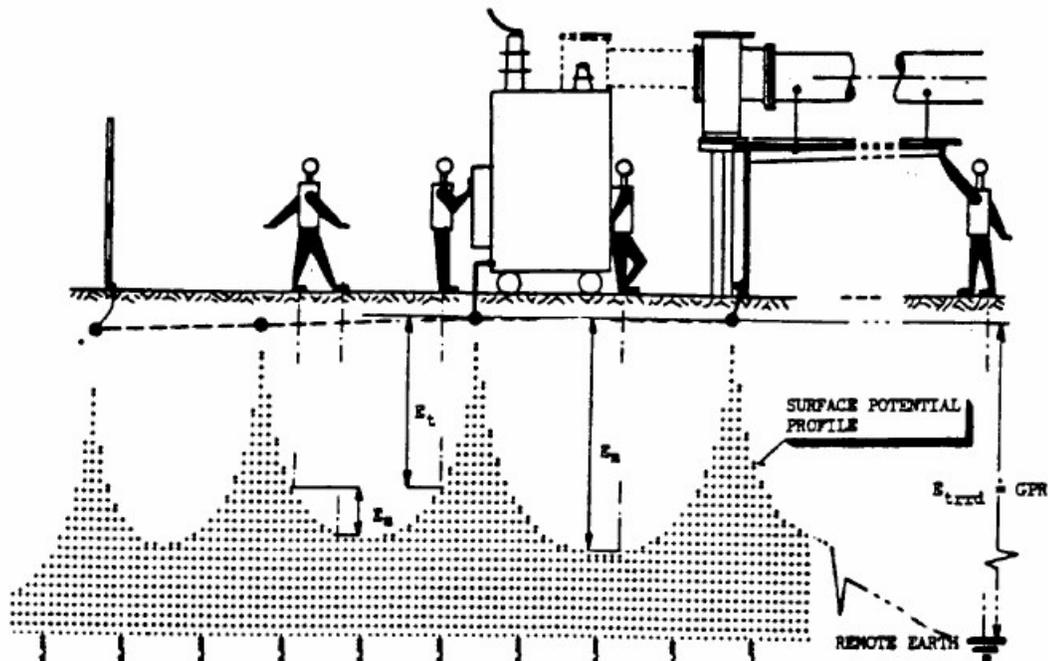


Figura 2.23: situación básica de riesgo en instalaciones eléctricas

a) Tensión de paso

Es la diferencia de potencial sobre la superficie del terreno entre dos puntos separados a una distancia de un metro; esta diferencia de potencial quedaría aplicada entre ambos pies de una persona al dar un paso y sin estar en contacto con ningún objeto.

b) Tensión de contacto

Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y un punto de conexión a la puesta a tierra; esta diferencia de potencial quedaría aplicada entre una mano y los pies de una persona que se pone en contacto indirecto.

c) Tensión de retículo

Corresponde a la situación extrema de tensión de contacto dentro del perímetro de la malla y recibe tal denominación por el hecho de encontrarse habitualmente cerca del centro de un retículo.

d) Tensión transferido

Es la diferencia de potencial con respecto a la tierra remota de conductores ubicados en puntos distantes de una puesta a tierra, pero conectados eléctricamente a ella o enterrados en sus proximidades y que recogen parte de la corriente de falla que fluye en el terreno y la conducen a lugares apartados; esta diferencia de potencial queda aplicada entre una mano y los pies de una persona que se pone en contacto directo con el conductor en un punto remoto. Corresponde por lo tanto a un caso especial de tensión de contacto, con el riesgo de que la persona quede sometida prácticamente al potencial máximo que adquiere la malla con respecto a la tierra remota, si existe conexión eléctrica entre la malla y el conductor.

2.3.5.4. Tensiones tolerables por el cuerpo humano

La norma standard N° 80-2.000 de IEEE [9] y [10] define la máxima diferencia de potencial a que puede ser sometido el cuerpo humano, en base a los posibles puntos de contactos. Para un individuo de 50 Kg sus límites son los siguientes:

a) Máxima tensión de paso permisible

$$U_p = \frac{116 + 0,0696 \cdot C_S \cdot \rho_S}{\sqrt{t}} \quad (2.54)$$

b) Máxima tensión de contacto permisible

$$U_c = \frac{116 + 0,0174 \cdot C_S \cdot \rho_S}{\sqrt{t}} \quad (2.55)$$

en donde:

- ρ_S ($Ohm \cdot m$): Resistividad de la capa superficial.
- t (s): Tiempo global de exposición.
- C_S : Factor de corrección debido a la presencia de la capa resistiva.

2.3.5.5. Análisis de mallas de tierra

En sistemas donde la corriente de falla a tierra sea muy elevada, se necesitará electrodos más complejos para asegurar una resistencia a tierra baja, tal que la elevación de potencial de la puesta a tierra no represente valores peligrosos. El problema se resuelve aumentando la longitud de conductor enterrado y aumentando el área que cubre el electrodo de tierra.

Existe en la literatura numerosos procedimientos y expresiones propuestas por diversos autores para efectuar el análisis de mallas de tierra; sin embargo, el procedimiento de uso más frecuente, por el respaldo que significa la institución que lo propone, es el recomendado en la Standard N° 80 del IEEE. La última versión del año 2000 de este reglamento modificó significativamente el procedimiento y las expresiones utilizadas en versiones anteriores del mismo reglamento para el cálculo de los voltajes generados por una malla cuando difunde corriente al terreno.

En el caso de mallas de tierra con muchos conductores y en terrenos cualquiera, se ha deducido fórmulas matemáticas aproximadas para el cálculo de voltajes de paso y contacto en la superficie del terreno, las cuales se desarrollan tratando de llevar el problema real a un caso más simple de resolver, en especial considerando suelo homogéneo de resistividad uniforme y adoptando factores empíricos para corregir el modelo.

Se estudia la distribución de potencial y gradiente en una disposición consistente en n conductores paralelos, de diámetro d , enterrados horizontalmente a una profundidad h , uniforme para todos los conductores. La disposición se idealiza considerando las siguientes suposiciones:

- La separación entre conductores D es mucho mayor que la profundidad de enterramiento h , y esta a su vez muy superior al diámetro del conductor d .
- La caída de potencial en el interior del reticulado (es decir en los conductores) es despreciable comparada con la caída de potencial en el terreno.
- La corriente en cada conductor fuirá radial en todas direcciones y en ángulo recto con respecto al conductor.
- Es aplicable el principio de superposición.

La corriente entregada a tierra por los conductores no es uniforme en toda su extensión: es mayor en los vértices y menor en el centro de los conductores. La Standard N° 80 [9] recomienda aplicar un factor de corrección adecuado para propósitos prácticos:

$$K_i = 0,644 + 0,148n \quad (2.56)$$

Donde n es el número efectivo de conductores paralelos en un reticulado rectangular equivalente y esta definido por:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (2.57)$$

Donde:

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

L_c = Longitud total de conductores en el reticulado horizontal, en m.

L_p = Longitud del perímetro del reticulado, en m.

$$n_b = 1 \text{ para mallas cuadradas, o bien: } n_b = \left(\frac{L_p}{4\sqrt{A}}\right)^{1/2}$$

A = Área de la malla, en m^2

$n_c = 1$ para mallas cuadradas y rectangulares, o bien:

$$n_c = \left(\frac{L_x \cdot L_y}{A}\right)^{0,7 \cdot A / (L_x \cdot L_y)}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

D_m = Máxima distancia entre dos puntos cualquiera de la malla, en m.

L_x = Máxima longitud de la malla en la dirección x, en m.

L_y = Máxima longitud de la malla en la dirección y, en m.

Este factor de corrección afecta las relaciones de voltajes de paso, contacto y retículo.

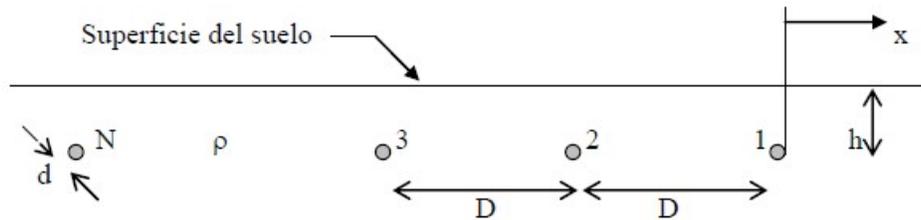


Figura 2.24: Disposición idealizada de conductores

A continuación se incluyen las expresiones para voltajes de paso y contacto según la IEEE Standard 80 - 2000, aplicables a una malla real de conductores horizontales y verticales con una corriente total IG difundida al terreno.

La longitud total de conductor enterrado a considerar en las expresiones depende de la geometría de la malla:

- Para mallas sin barras, o sólo con unas pocas barras dispersas a través de la malla pero no ubicadas en las esquinas o a lo largo del perímetro de la malla:

$$L_M = L_C + L_R$$

Donde:

- L_R = Longitud total de todas las barras, en m.
 - L_C = Longitud total de conductor en el reticulado horizontal, en m.
- Para mallas con barras en las esquinas y también en el perímetro y en el interior de la malla, la longitud efectiva de conductor enterrado es:

$$L_M = L_C + \left(1,55 + 1,22 \cdot \left[\frac{L_T}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right] \right) \cdot L_R$$

Donde L_T = Longitud de cada una de las barras, en m.

2.3.5.5.1 Tensión de paso o voltaje pie-pie, U_p

Por definición de tensión de paso, interesa determinar la magnitud y ubicación del punto de máxima gradiente sobre la superficie del terreno. Esta condición se cumple aproximadamente en el punto de la superficie sobre el conductor periférico. La expresión propuesta es:

$$U_p = \frac{\rho K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s} \quad (2.58)$$

Donde

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{(n-2)}) \right)$$

2.3.5.5.2 Tensión de contacto o mano-pie máximo, o voltaje de retículo, U_m

La tensión de contacto o mano-pie corresponde a la diferencia existente entre el potencial que adquiere la malla y el potencial de un punto sobre la superficie del terreno. Este voltaje es variable dentro del perímetro de la malla, menor en puntos ubicados sobre la proyección de los conductores y mayor en los centros de los retículos. Para propósitos de diseño práctico, se

utiliza como valor de referencia una estimación del máximo de esta función, definida también como voltaje de retículo.

La tensión de retículo es la máxima diferencia de potencial, en Volts, entre el conductor de la malla y un punto en la superficie, ubicado sobre el centro de un retículo. En una malla con varios retículos, esta diferencia de potencial tiende a ser mayor en los retículos periféricos.

$$U_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M} \quad (2.59)$$

Siendo:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot h} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right) \right] \quad (2.60)$$

El factor K_{ii} vale:

- Para mallas con barras a lo largo del perímetro, o para mallas con barras en sus esquinas, y también cuando la malla tiene barras en el perímetro y en su interior.

$$K_{ii} = 1 \quad (2.61)$$

- Para mallas sin barras o solo con unas pocas barras, ninguna localización en las esquinas o en el perímetro.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{(2/n)}} \quad (2.62)$$

Luego, el último parámetro calculado de la siguiente manera:

$$K_h = \left(1 + \frac{h}{h_o} \right)^{1/2} \quad (2.63)$$

Siendo $h_o=1$ m (profundidad de malla de referencia).

2.3.5.5.3 Métodos IEEE para cálculo de resistencia de puesta a tierra

a) Expersión de Laurent

Un método muy simple de cálculo de la resistencia de una malla de tierra sin barras verticales, es un propuesto por Laurent, quién usa una modificación de la expresión para el electrodo plano circular enterrado en terreno homogéneo, agregando un segundo

término:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L_T} \quad (2.64)$$

- ρ = Resistividad del terreno homogéneo equivalente, en $\Omega \cdot m$.
- r = Radio de un círculo plano, de igual área que la ocupada por la malla, en m:

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (2.65)$$

- S = Área de la malla, en m^2 .
- L_T = Longitud total de conductor enterrado, en m.

Esta expresión se usa normalmente para obtener una primera aproximación del valor exacto de la resistencia, pero su simplicidad permite observar la influencia directa de algunos parámetros, de validez general, fuera del efecto ya conocido de la resistividad. En primer lugar, la resistencia de una malla de tierra se reduce al aumentar el área abarcada por el perímetro de la malla. Por otra parte, el segundo término reconoce el hecho de que la resistencia de la malla es mayor que la del círculo equivalente y que ésta diferencia decrece a medida que la longitud de conductor enterrado aumenta. Expresado de otra forma, esta afirmación es equivalente a decir que la resistencia de una malla de tierra tendrá como cota inferior la resistencia de un electrodo plano circular de igual área.

b) Expresión de Sverak

Sverak expandió la expresión de Laurent, para tomar en cuenta la profundidad de la malla:

$$R_g = \rho_{terreno} \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot h} \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (2.66)$$

Donde h es la profundidad de la malla, en m; para mallas sin barras.

2.4. Conexión al SIC

Luego de definir los distintos equipos existentes en un proyecto fotovoltaico, se mencionará a continuación las normas que son aplicadas en estos proyectos definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS) [11].

2.4.1. Exigencias mínimas para diseños de instalación de generación

Las exigencias de esta parte están en los artículos 3-7, 3-8 y 3-9, los cuales se mencionarán a continuación:

1. Artículo 3-7

Las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio interconectado al SI cuando la tensión fase-tierra de cualquiera de las fases falladas en el Punto de Conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la figura que se indica a continuación:

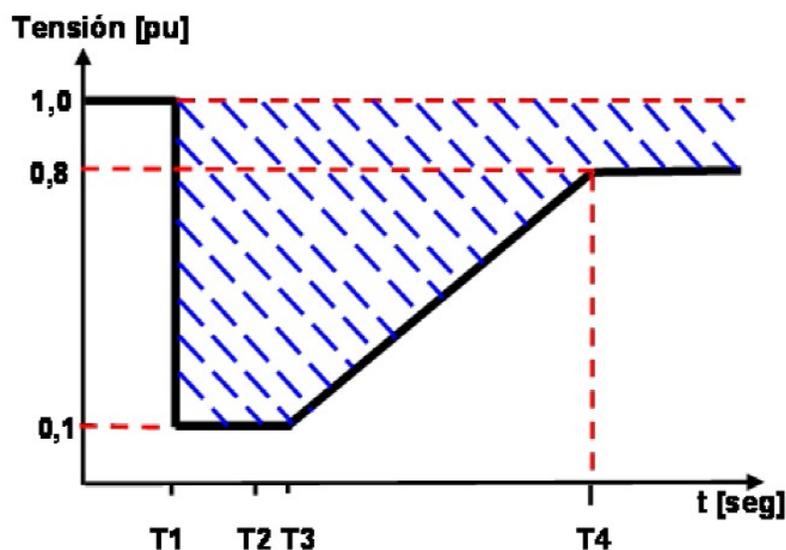


Figura 2.25: Comportamiento ante fallas

Siendo:

- $T1 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.
- $T2 =$ Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-45, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.
- $T3 = T2 + 20$ [ms]

- $T4 = 1000$ [ms]

Adicionalmente, se deberá verificar que, operando el parque eólico o fotovoltaico a potencia nominal y ante la ocurrencia de un cortocircuito bifásico a tierra en uno de los circuitos del ST que se conectan al Punto de Conexión, el control de tensión del parque debe activarse dentro de los 20 ms desde el despeje de la falla, suministrando corriente reactiva en un monto igual al 2 % I_{nom} por cada 1 % de $\Delta U/U_{nom}$ con límite de 100 % I_{nom} , para excursiones de la tensión nominal que excedan una banda muerta aceptable de ± 10 % de $\Delta U/U_{nom}$.

2. Artículo 3-8

El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, siempre y cuando esté disponible su recurso primario (viento o radiación solar según corresponda), para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas a continuación:

II. Parques fotovoltaicos

Zonas de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- a) Potencias activa y reactiva nula
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

3. Artículo 3-9

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación en sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos que se exige desconexión forzada):

Tabla 2.3: Tiempos de operación NTC&CS

Límite inferior	Límite superior	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos	150 segundos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	15 segundos	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos	Permanente
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]		5 segundos	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional	Desconex. Opcional
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. Forzada		

No obstante, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar a la DO dicha posibilidad.

2.4.2. Estándares en generación y transmisión para estado de emergencia

4. Artículo 5-75

Las instalaciones de generación deberán limitar la contribución a la contaminación de la red de modo que las distorsiones de armónicas de tensión estén en los rangos que se indican en el Artículo 5-74.

Tratándose de parques eólicos o fotovoltaicos, éstos deberán limitar además la contribución a la contaminación de la red, medidas en el Punto de Conexión al SI, según los estándares siguientes:

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-73 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-73 b) para el nivel de tensión que corresponda. Solo se llevará una estadística que se informará al CDEC.

- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-73 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el Artículo 5-73 para el nivel de tensión que corresponda.

2.4.3. Estándares de calidad de producto eléctrico

5. Artículo 6-40

Se considerarán como recursos disponibles para el Control de Tensión los siguientes equipamientos:

- a) Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
- c) Condensadores sincrónicos.
- d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.
- e) SVC.
- f) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

2.4.4. Estudios de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva

6. Artículo 9-14

Los Coordinados que exploten medios de generación que operen interconectados al SI, deberán entregar a la DP, en la forma que se determine en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”, los siguientes datos de la máquina motriz:

- a) Tipo de máquina (turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, entre otras) indicando, si corresponde, combustible primario utilizado y otros combustibles con los que pueda operar;
- b) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, potencia nominal, potencias máxima y mínima técnica, velocidad nominal (en rpm), sobrevelocidad máxima admisible, curvas características dadas por el fabricante);
y
- c) Constante de inercia mecánica (H) del conjunto máquina motriz-generador (incluyendo compresor cuando corresponda), tiempo de lanzamiento (T_a [s]) y factor GD^2 [kgm²].

Para el caso de parques fotovoltaicos se deberá entregar:

- a) Curva característica de la potencia de salida en función de la radiación solar.
- b) Curva característica I-U y P-U de cada inversor y la curva equivalente de todos los inversores del parque, para diferentes niveles de irradiación.

2.4.5. Información técnica: Unidades generadoras

7. Artículo 9-15

Los Coordinados que exploten medios de generación que operen interconectados al SI, deberán entregar a la DP, en la forma que se determine en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”, la información de la fuente primaria de energía que se especifica en el presente artículo.

Para el caso de parques fotovoltaicos:

- a) Potencia y energía generable mensual con probabilidad de excedencia 20 %, 50 % y 80 %, con distribución horaria.
- b) Estadística de radiación solar sobre un plano horizontal medida en el lugar de emplazamiento del parque fotovoltaico desde al menos los últimos 3 años anteriores a su puesta en servicio. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.

Capítulo 3

Metodología y casos de estudios

3.1. Pasos a realizar

Con la información mostrada en el marco teórico, en este capítulo se detallará la metodología utilizada para el estudio técnico y económico de la implementación de un parque fotovoltaico en los sitios propuestos por Colbún S.A.

Como el objetivo de este trabajo es determinar los equipos principales de una central fotovoltaica junto con su respectivo estudio económico para determinar la rentabilidad de cada uno de los proyectos. Para el desarrollar estos proyectos se debe:

1. Seleccionar el sitio de construcción

- Búsqueda de un sitio adecuado dentro de las propiedades de las centrales, teniendo en consideración a priori que los terrenos a utilizar sean de propiedad de la empresa Colbún S.A.

2. Evaluación técnica

- Obtención de la radiación de plano horizontal de la locación escogida.
- Cálculo del ángulo inclinación óptimo para cada una de las plantas fotovoltaicas.
- Determinar el espacio útil disponible.
- Escoger los equipos principales a implementar en los parques fotovoltaicos.
- Determinar el punto de conexión con la central.
- Estimación, mediante simulaciones, de la energía anual generada.
- Determinar el tipo de transformador a instalar.
- Verificar la capacidad de cortocircuito de los interruptores previamente instalados en las celdas de Media Tensión.

3. Evaluación económica

- Cálculo de los costos de inversión para cada caso.
- Estimar un costo anualizado
- Determinar el costo nivelado de la energía o precio de corte.

3.2. Localidades

Las localidades que son de propiedad de Colbún S.A. y que se encuentran consideradas para la instalación de un parque fotovoltaico son: Central Carena, hidráulica de pasada con potencia instalada de 10,4 MVA. Posee 4 máquinas de 2,6 MVA cada una, y se encuentra en funcionamiento desde el año 1937, su factor de planta es cercano al 95 %, y está ubicada en la Comuna de Curacaví, Región Metropolitana.

La segunda propiedad corresponde a la Central Candelaria, central termoeléctrica de ciclo abierto, ubicada en la comuna de San Francisco de Mostazal, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, con potencia instalada de 320 MVA, posee 2 máquinas de 160 MVA cada una.

Los datos de sus ubicaciones geográficas se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Ubicaciones geográficas de las Centrales Carena y Candelaria

	Central Carena	Central Candelaria
Latitud [°]	-33,528	-34,0345
Longitud [°]	-70,9522	-70,6099

En la Figura 3.1 y Figura 3.2 se observa de forma más clara los terrenos de la Central Carena y de la Central Candelaria respectivamente.



Figura 3.1: Terreno de la Central Carena



Figura 3.2: Terreno de la Central Candelaria

3.3. Radiación solar

La principal fuente de información lo constituye la herramienta Explorador Solar, la cual fue desarrollada por el departamento de Geofísica de la facultad de Ciencias Física y mate-

máticas de la Universidad de Chile, por encargo del Ministerio de Energía y GIZ. A este se puede acceder mediante un sitio web, el que presenta la información pública más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile. Los mapas han sido generados a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales, para el período comprendido entre los años 2009 y 2012, con una resolución de 1 km. Además de este sitio se pueden extraer datos interpolados de radiación y temperatura para diversos meses del año. La Tabla 3.2 presenta un resumen de la energía solar de las centrales Candelaria y Carena, que son las elegidas por Colbún para implementar este tipo de central.

Tabla 3.2: Energía solar anual en Candelaria y Carena

Central Candelaria			Central Carena		
Año	MJ/m^2	kWh/m^2 día	Año	MJ/m^2	kWh/m^2 día
2003	20,11	5,59	2003	20,23	5,62
2004	19,17	5,33	2004	19,33	5,37
2005	19,15	5,32	2005	19,27	5,35
2006	19,47	5,41	2006	19,52	5,42
2007	20,04	5,57	2007	19,96	5,54
2008	20,17	5,60	2008	19,86	5,52
2009	19,41	5,39	2009	19,61	5,45
2010	20,09	5,58	2010	19,90	5,53
2011	20,24	5,62	2011	20,17	5,60
2012	19,85	5,51	2012	19,94	5,54
Promedio	19,77	5,49	Promedio	19,78	5,49

La Tabla 3.3 y Tabla 3.4 muestran la radiación estimada por el Modelo Explorador Solar en las centrales que se desea instalar la planta fotovoltaica.

Tabla 3.3: Tabla de promedio mensual de la energía horaria en la Central Candelaria

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	9,07	8,74	9,01	8,88	8,59	8,98	8,80	8,82	8,96	8,88	8,87
Febrero	8,16	8,09	7,69	7,48	7,57	7,83	7,97	8,05	7,74	7,88	7,85
Marzo	6,79	6,02	5,91	6,80	6,21	6,41	6,72	6,54	6,25	6,77	6,44
Abril	4,56	4,02	4,80	4,64	4,52	4,61	4,91	4,65	4,73	4,54	4,60
Mayo	2,99	3,13	2,49	2,97	2,97	2,91	3,02	3,12	3,26	2,83	2,97
Junio	1,84	2,17	1,91	1,97	2,29	2,38	2,33	2,19	2,48	2,21	2,18
Julio	2,68	2,34	2,30	2,30	2,34	2,34	2,62	2,63	2,84	2,73	2,51
Agosto	3,37	3,38	2,71	3,16	3,48	3,14	3,01	3,25	3,19	3,02	3,17
Septiembre	4,41	4,68	4,59	4,30	4,88	4,71	4,28	4,98	4,79	4,81	4,64
Octubre	6,62	5,68	6,20	5,86	6,56	6,50	5,46	6,11	6,14	6,26	6,14
Noviembre	7,73	7,12	8,01	7,98	8,23	8,39	6,75	8,00	8,09	8,07	7,84
Diciembre	8,81	8,53	8,23	8,57	9,16	9,01	8,82	8,63	9,01	8,17	8,70

Tabla 3.4: Tabla de promedio mensual de la energía horaria en la Central Carena

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8,94	8,77	8,97	8,70	8,52	8,82	8,79	8,76	8,83	8,69	8,78
Febrero	8,08	7,75	7,42	7,31	7,37	7,81	8,01	7,93	7,54	7,97	7,72
Marzo	6,70	5,93	5,98	6,70	6,14	6,35	6,48	6,38	6,13	6,70	6,35
Abril	4,59	4,04	4,83	4,70	4,32	4,48	4,75	4,55	4,61	4,50	4,54
Mayo	3,10	3,06	2,62	2,98	3,00	2,94	2,92	3,16	3,16	3,02	3,00
Junio	2,08	2,29	2,11	2,16	2,40	2,46	2,33	2,32	2,65	2,22	2,30
Julio	2,66	2,56	2,40	2,32	2,42	2,47	2,76	2,74	2,90	2,86	2,61
Agosto	3,26	3,37	2,77	3,15	3,62	3,26	3,01	3,34	3,28	3,10	3,22
Septiembre	4,49	4,68	4,50	4,48	4,83	4,45	4,37	4,81	4,73	4,50	4,58
Octubre	6,66	6,06	6,33	6,10	6,73	6,33	5,94	6,11	6,72	6,57	6,35
Noviembre	7,97	7,32	7,95	7,83	8,25	8,11	7,09	7,86	7,99	7,79	7,82
Diciembre	8,92	8,60	8,33	8,67	8,92	8,71	8,94	8,39	8,70	8,54	8,67

3.4. Modelación Matlab

La modelación de la generación anual de cada una de las plantas solares se realizó en dos etapas consecutivas que se mencionan a continuación.

La primera etapa consistió en convertir la radiación solar de plano horizontal del explorador solar de la Universidad de Chile en radiación de plano inclinado para cada β aplicado. Para esto se aplicó la relación mostrada en la ecuación 2.10, considerando ω como el promedio entre dos horas consecutivas del día, para luego aplicarla a la segunda etapa.

La segunda etapa consistió en poder modelar los paneles utilizados para conocer el comportamiento que tendrán en cada hora del año a simular. A partir de la información de los datasheet de los paneles y de los algoritmos de [12] y [13] se obtuvo las resistencias en serie y paralelas de estos equipos, y luego se procedió a modelar la energía generada en función de la radiación y temperatura aplicando los algoritmos de [14] y [15], los cuales consisten principalmente en aplicar el método Newton-Raphson para poder encontrar el MPPT de cada hora del año a simular.

Cabe destacar que los datos que se utilizaron para este trabajo comprendió al periodo entre Diciembre 2009 y Diciembre 2010, ya que únicamente en este tiempo se tenía información de la temperatura horaria.

Capítulo 4

Resultados y Análisis de los casos de estudios

4.1. Análisis Central Carena

Como se mencionó en la sección 3.2, la Central Carena consta de 4 máquinas idénticas con potencia nominal 2,6 MVA cada una. El terreno que Colbún S.A. tiene a su disposición en esta locación se muestra en la Figura 4.1, en el cual se muestra que esta constituido principalmente por 4 lotes, y la descripción de cada uno se menciona en la Tabla 4.1.

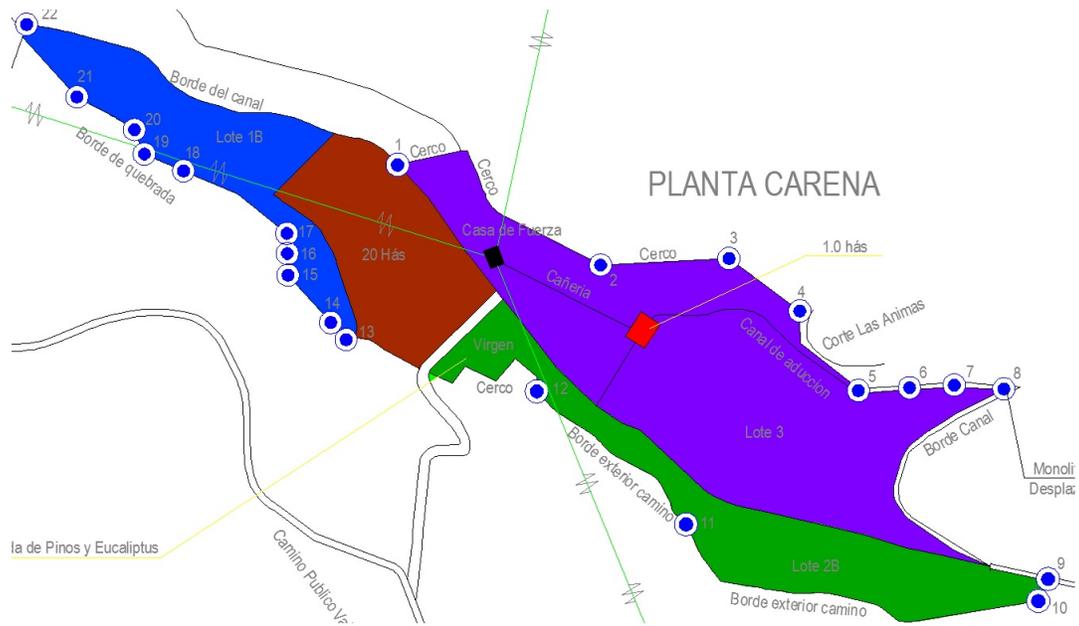


Figura 4.1: Terreno de la Central Carena

Tabla 4.1: Terreno Central Carena

Lote org.	Sup. orig. Hás	Color	Subdivisión	Sup. Hás	Roles
21	21	Rojo	Lote 20 HS	21	105-022
16,9	16,9	Azul	Lote 1B	16,9	105-027
24,6	24,6	Verde	Lote 2B	24,6	105-027
55	55	Púrpura	Lote 3	55	105-022

Al realizar una visita de terreno a dicha Central, se consideró, según lo conversado con el jefe de mantenimiento eléctrico de la central el Sr. Christian Tobar, 3 zonas que pueden ser factibles en términos de conexión a la barra de 6,3 kV de la central, priorizando la disminución de las pérdidas por los conductores. Dichos lugares se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Terreno disponible en la Central Carena

#zona	Lote	Hectarias disponibles	Cercanía de Conexión
1	1B	3,453	Línea de 6,3 kV
2	20HS	2,224	Línea de 6,3 kV
3	3	0,808	Barra 6,3 kV Central

Las zonas quedan ubicadas en cada rectángulo que se muestran en la Figura 4.2



Figura 4.2: Ubicación de las zonas

A continuación, en la Figura 4.3, Figura 4.4 y Figura 4.5 se observa las imágenes tomadas en sitio de las zonas 1, 2 y 3 respectivamente, con el fin de considerar los obstáculos que existen a nivel de superficie.



Figura 4.3: Imagen de la zona 1



Figura 4.4: Imagen de la zona 2



Figura 4.5: Imagen de la zona 3

De estas Figuras se observa una alta concentración de Espinos, y como son una especie protegida en Chile esta prohibido su tala, desde la promulgación del Decreto 68 del Ministerio de Agricultura [16] por ser una especie nativa de nuestro país.

Al considerar dicha variable, se tiene que el espacio disponible mostrada en la Tabla 4.2 para cada una de las zonas se ve significativamente reducida, teniendo como única alternativa la zona 2 con un área disponible aproximadamente igual a 1,7 Ha, en la cual se debe considerar una **limpieza de área**, la cual se tendría que realizar en conjunto con el especialista ambiental de la central y la unidad de gestión forestal de Colbún S.A.

Continuando con la idea anterior, la potencia que se puede instalar es aproximadamente 590 Wp sin considerar la sombra que puede generar la vegetación y las murallas colindante a esta zona.

En conclusión, la zona que rodea la Central Carena no es apta para una instalación fotovoltaica a priori, y en consecuencia, en esta memoria no se contemplará un diseño básico de una planta fotovoltaica en esta central, debido a que la potencia instalada sería inferior a 1 MWp.

Adicionalmente, se tiene contemplado para el año 2016 un cambio de las celdas de media tensión de la central, por lo que se tendría que considerar agregar una celda adicional en términos de costos de inversión, ya que el proyecto original del cambio de celda no tiene contemplado uno extra para otros fines.

4.2. Anteproyecto terreno Central Candelaria

A diferencia de los terrenos que constituyen la central Carena, la Central Candelaria está constituida por 3 lotes, como se muestra en la Figura 4.6, cuya información se muestra en la Tabla 4.3



Figura 4.6: Lotes Central Candelaria

Tabla 4.3: Terreno Central Candelaria

# zona	Sup. orig. Hás	Color límite	Roles
1	1,24	Cyan	138-79
2	16,15	Yellow	138-71
3	1,1	Red	138-165

En la Figura 4.7 se muestra de forma simple los lotes que se piensa utilizar, correspondiente a las 2 últimas zonas. Cabe destacar que en este terreno se va a trabajar con múltiples restricciones generando una disminución del área total disponible. Las restricciones se mencionan a continuación:

1. Existencia de una canalización eléctrica que conecta una bomba de pozo profundo y una estación de gas con la central en baja tensión.
2. Existencia de una tubería de gas, de la cual Colbún S.A. no es propietaria.
3. Existencia de un cerco perimetral acordado por un compromiso ambiental (RCA).
4. Torre de Alta tensión de 220 kV dentro del área interesada.



Figura 4.7: Lotes a utilizar

Por otro lado, al realizar una visita de terreno se observó la presencia de una alta cantidad de rocas esparcidas en el terreno, y además se presencié lomas y valles en el lugar, por lo que se tendrá que realizar cortes y rellenos, lo cual involucraría la limpieza del terreno manteniendo la pequeña inclinación existente, siendo esto último ningún impedimento en el proyecto, ya que los proyectos fotovoltaicos pueden trabajar perfectamente si la inclinación del terreno no es tan pronunciada.



Figura 4.8: Imagen 1 del Terreno



Figura 4.9: Imagen 2 del Terreno

El desnivel presente del lugar se muestra en las Figuras 4.10 y 4.11.



Figura 4.10: Curvas de nivel del terreno

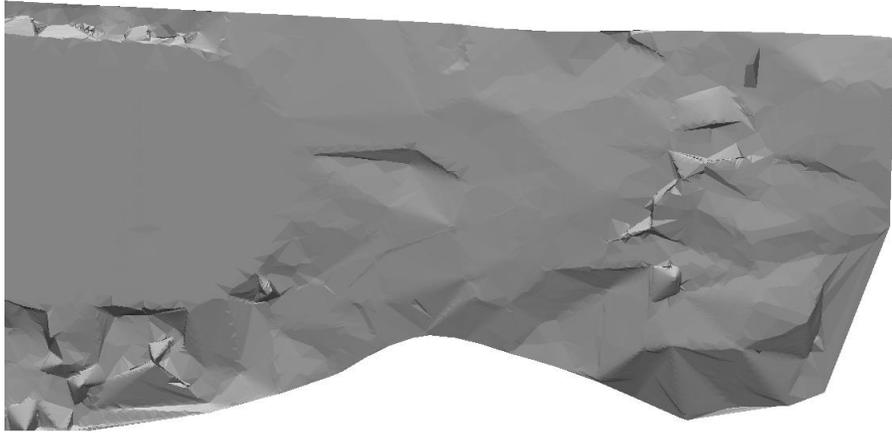


Figura 4.11: Imagen 3D del terreno

En el Anexo D se muestra el plano con sus respectivas curvas de nivel del terreno completo.

4.2.1. Proyecto fotovoltaico: Policristalino

Para este proyecto, se realizará una explanación en un área de $34.207,56 m^2$, manteniendo una caída, de Este a Oeste, de $1,2^\circ$. Los puntos cardinales del terreno que se aplicó el movimiento de tierra son los que se muestran en la Tabla 4.4, con sus respectivas cotas. Además, se consideró un talud de 1:1 tanto para una proyección en desmonte y en terraplén según corresponda.

Tabla 4.4: Puntos Cardinales Terreno 1

#	Huso	Coordenada Este	Coordenada Sur	Cota[m.s.n.m]
1	19J	351366,70 m	6232963,66 m	663,610
2	19J	351366,70 m	6232921,22 m	663,610
3	19J	351365,13 m	6232917,74 m	664,118
4	19J	351369,66 m	6232872,09 m	664,118
5	19J	351387,74 m	6232864,37 m	665,122
6	19J	351387,74 m	6232801,09 m	665,122
7	19J	351437,52 m	6232801,09 m	666,225
8	19J	351437,52 m	6232773,42 m	666,225
9	19J	351508,38 m	6232773,42 m	669,000
10	19J	351508,38 m	6232932,80 m	669,000
11	19J	351443,25 m	6232932,80 m	666,028
12	19J	351443,25 m	6232954,99 m	666,028



Figura 4.12: Limites Terreno Proyecto Policristalino

Y por lo tanto, la cantidad de volumen que se retirará y rellenará en la explanación se muestra en la Tabla 4.5, en el cual se consideró una proyección longitudinal cuyo fin fue ir observando la evolución del terreno.

Tabla 4.5: Tabla de Volumen Total

P.K.	Vol. desmonte	Vol. terraplén	Vol. desm. acum.	Vol. terr. acum.	Volumen neto
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10,00	0,00	240,74	0,00	240,74	-240,74
20,00	0,00	472,24	0,00	712,98	-712,98
30,00	0,00	714,88	0,00	1.427,86	-1.427,86
40,00	0,00	896,00	0,00	2.323,86	-2.323,86
50,00	0,00	726,01	0,00	3.049,87	-3.049,87
60,00	0,00	536,73	0,00	3.586,60	-3.586,60
70,00	0,63	370,16	0,63	3.956,76	-3.956,13
80,00	67,41	294,78	68,05	4.251,54	-4.183,49
90,00	208,22	297,75	276,27	4.549,29	-4.273,02
100,00	307,09	344,83	583,36	4.894,11	-4.310,75
110,00	317,40	448,46	900,76	5.342,57	-4.441,81
120,00	292,29	454,71	1.193,05	5.797,28	-4.604,23
130,00	278,17	623,57	1.471,22	6.420,85	-4.949,63
140,00	268,42	770,16	1.739,64	7.191,00	-5.451,36
150,00	264,11	552,45	2.003,75	7.743,46	-5.739,71
160,00	278,09	284,39	2.281,84	8.027,85	-5.746,01
170,00	506,14	129,25	2.787,99	815,71	1.972,28
180,00	837,40	78,01	3.625,39	8.235,11	-4.609,72
190,00	955,19	67,11	4.580,58	8.302,22	-3.721,64
200,00	937,97	83,58	5.518,55	8.385,80	-2.867,25
210,00	926,41	103,18	6.444,95	8.488,98	-2.044,03
220,00	921,59	158,40	7.366,54	8.647,38	-1.280,84
230,00	796,64	206,67	8.163,18	8.854,05	-690,87
240,00	570,57	202,79	8.733,75	9.056,84	-323,09
250,00	411,77	174,62	9.145,52	9.231,46	-85,94
260,00	183,83	118,33	9.329,35	9.349,79	-20,44
265,67	0,00	22,75	9.329,35	9.372,54	-43,19

Como se puede observar, la cantidad de material de desmonte es casi igual a la cantidad de material de terraplén, esto se debe a que el material sacado u obtenido se utilizará como empréstito para rellenar los desniveles del terreno, y así disminuir los costos de inversión en la obra civil.

Todo este trabajo proyectado entrega un costo de inversión de 105.265,2 US\$

Los detalle de la proyección del terreno y las vistas de desmonte y terraplén se encuentran en el Anexo E.

4.2.2. Proyecto fotovoltaico: Thin-Film

Luego, con la tecnología Thin-Film, se tendría que realizar una explanación de 26.229,28 m^2 , teniendo una pendiente de caída de $0,9908^\circ$ de Este a Oeste. Al igual que en la sección 4.2.1, en este punto se mostrará los puntos cardinales (Tabla 4.6) del terreno a modificar, considerando un talud 1:1 de proyección tanto de desmonte y de terraplén según corresponda.

Tabla 4.6: Puntos Cardinales Terreno 2

#	Huso	Coordenadas Este	Coordenadas Sur	Cota [m.s.n.m.]
1	19J	351397,88 m	6232959,36 m	664,6
2	19J	351397,88 m	6232881,20 m	664,6
3	19J	351473,22 m	6232881,20 m	665,90
4	19J	351473,22 m	6232795,88 m	665,90
5	19J	351530,82 m	6232795,88 m	666,89
6	19J	351530,82 m	6232771,77 m	666,89
7	19J	351594,48 m	6232771,77 m	668,00
8	19J	351594,48 m	6232949,98 m	668,00
9	19J	351485,92 m	6232949,98 m	666,12
10	19J	351485,92 m	6232959,36 m	666,12



Figura 4.13: Limites Terreno Proyecto Thin-Film

Por otro lado, el volumen de desmonte y de terraplén del terreno se muestra en la Tabla 4.7, en el cual se consideró una proyección longitudinal para poder ir observando la evolución de ambos volúmenes.

Tabla 4.7: Tabla de Volumen Total

P.K.	Vol. desmonte	Vol. terraplén	Vol. desm. acum.	Vol. terr. acum.	Volumen neto
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10,00	0,00	557,20	0,00	557,20	-557,20
20,00	0,00	1.014,54	0,00	1.571,74	-1.571,74
30,00	0,00	818,07	0,00	2.389,82	-2.389,82
40,00	0,00	633,96	0,00	3.023,77	-3.023,77
50,00	0,00	479,42	0,00	3.503,20	-3.503,20
60,00	0,10	354,24	0,10	3.857,44	-3.857,34
70,00	23,72	269,91	23,81	4.127,35	-4.103,54
80,00	66,19	251,91	90,01	4.379,26	-4.289,25
90,00	147,44	542,53	237,45	4.921,79	-4.684,34
100,00	218,94	791,54	456,39	5.713,33	-5.256,94
110,00	240,84	741,16	697,22	6.454,48	-5.757,26
120,00	264,18	624,06	961,41	7.078,54	-6.117,13
130,00	290,73	389,81	1.252,13	7.468,35	-6.216,22
140,00	405,47	335,64	1.657,61	7.803,99	-6.146,38
150,00	752,42	318,38	2.410,02	8.122,37	-5.712,35
160,00	1.088,01	171,01	3.498,04	8.293,38	-4.795,34
170,00	1.197,49	148,70	4.695,52	8.442,08	-3.746,56
180,00	1.244,33	180,34	5.939,85	8.622,42	-2.682,57
190,00	1.280,31	185,29	7.220,16	8.807,71	-1.587,55
200,00	1.266,93	146,51	8.487,08	8.954,22	-467,14
210,00	525,77	45,09	9.012,85	8.999,31	13,54

A diferencia del punto anterior, la cantidad de volumen de desmonte, que es casi equivalente al volumen de terraplén, es ligeramente menor, lo cual genera una pequeña disminución de los costos de inversión en la obra civil.

Todo este trabajo proyectado tiene un costo de inversión de 100.785,8 US\$.

Los planos del nuevo terreno proyectado se encuentran en el Anexo F.

4.3. Malla de Tierra

En esta sección se presentará el diseño de una malla de tierra para el proyecto fotovoltaico, la cual constará de dos mallas a un nivel de profundidad de 60 cm sin la implementación de varillas de cobre. Estas mallas, luego de ser construidas deben ser conectadas entre si junto con la malla de la S/E Candelaria, dando como resultado un mejoramiento de las condiciones de la puesta de tierra del sector.

La característica de la primera malla, correspondiente al sector 1 es la siguiente:

- Reticulados: 15 m x 15 m.
- Largo mayor: 175 m.
- Largo menor: 85 m.
- Largo total: 2.760 m.
- Perímetro: 520 m.
- Área: 11.950 m^2 .
- D (Diagonal mayor): 188,48 m.

Por otro lado, la característica de la segunda malla es la siguiente:

- Reticulados: 15 m x 15 m.
- Largo mayor: 190 m.
- Largo menor: 85 m.
- Largo total: 3.280 m.
- Perímetro: 550 m.
- Área: 14.125 m^2 .
- D (Diagonal mayor): 202,48 m.

Y las características del terreno corresponde a lo que se menciona a continuación:

- $\rho_{gravilla}$: 4.000 $\Omega \cdot m$.
- $\rho_{terreno}$: 300 $\Omega \cdot m$.²
- Profundidad: 60 cm.
- Tiempo (t_s): 0,3 s.
- I_{CC} : 12.068 [A].
- Conductor: Cobre de sección 4/0 AWG.
- C_s : 1.

Los cálculos pertinentes a esta malla de tierra serán a partir de [9].

²Dado que no hay información de la resistividad del terreno, se consideró 300 $\Omega \cdot m$ como un valor referencial a terrenos del sector

4.3.1. Tensiones de paso y contactos permisibles

Para garantizar la seguridad de las personas bajo condiciones indeseadas, como un cortocircuito, se debe conocer las tensiones de paso y de contacto que puede llegar a soportar una persona que se encuentre trabajando en el sector.

La tensión de paso para una persona de 50 kg es el siguiente:

$$U_p = (1.000 + 6C_s \cdot \rho_{gravilla}) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (4.1)$$

$$U_p = 5.294,65 \text{ V} \quad (4.2)$$

La tensión de contacto para una persona de 50 kg es el siguiente:

$$U_c = (1.000 + 1,5 \cdot \rho_{gravilla}) \frac{0,116}{t_s} \quad (4.3)$$

$$U_c = 1.482,50 \text{ V} \quad (4.4)$$

4.3.2. Resistencia y tensión de la malla

Luego, dadas estas condiciones de terreno y de operación, la resistencia teórica de la malla se calcula de la siguiente manera:

4.3.2.1. Malla 1

$$R_g = \rho_{terreno} \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot h} \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (4.5)$$

$$R_g = 1,32 \text{ } \Omega \quad (4.6)$$

Y cuando circula la corriente de cortocircuito, la tensión de la malla será igual a:

$$U = R_g \cdot I_{CC} \quad (4.7)$$

$$U = 15.945,43 \text{ V} \quad (4.8)$$

4.3.2.2. Malla 2

$$R_g = \rho_{\text{terreno}} \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot h}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (4.9)$$

$$R_g = 1,21 \ \Omega \quad (4.10)$$

Y cuando circula la corriente de cortocircuito, la tensión de la malla será igual a:

$$U = R_g \cdot I_{CC} \quad (4.11)$$

$$U = 14.576,53 \ V \quad (4.12)$$

4.3.3. Tensiones de contacto de la malla

Para la tensión de contacto que se puede originar en la malla ante la circulación de corriente de falla, se realiza el siguiente calculo solo para la malla 1, ya que para la malla 2 es análogo.

Entonces para la malla 1 se obtiene lo siguiente:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot h} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right) \right] \quad (4.13)$$

Donde

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} \quad (4.14)$$

$$K_{ii} = 0,60 \quad (4.15)$$

Y

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1 \ m \quad (4.16)$$

$$K_h = 1,265 \quad (4.17)$$

Por otro lado,

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (4.18)$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 10,62 \quad (4.19)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = 1,09 \quad (4.20)$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = 1,13 \quad (4.21)$$

$$n_d = \frac{D}{\sqrt{L_x^2 \cdot L_y^2}} = 0,97 \quad (4.22)$$

$$n = 12,68 \quad (4.23)$$

Por lo que se tiene lo siguiente:

$$K_m = 1,85 \quad (4.24)$$

$$U_{c-malla} = \frac{\rho_{terreno} \cdot I_{CC} \cdot K_m \cdot K_i}{L_C} \quad (4.25)$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n \quad (4.26)$$

$$K_i = 2,52 \quad (4.27)$$

Y por lo tanto, la tensión de contacto generado en la malla es:

$$U_{c-malla1} = 6.102,92 \text{ V} \quad (4.28)$$

Mientras que en la malla 2, la tensión de contacto es:

$$U_{c-malla2} = 5.435,14 \text{ V} \quad (4.29)$$

4.3.4. Tensión de paso de la malla

Similarmente a la sección 4.3.3, se realizará los cálculos de la tensión de paso de la malla 1, mientras que de la malla 2 solo se mostrará el resultado ya que el procedimiento es el mismo.

Entonces, la tensión de paso de la malla 1 se calcula de la siguiente manera:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{(n-2)}) \right] \quad (4.30)$$

$$K_s = 0,269 \quad (4.31)$$

Y la tensión de paso de la malla 1 será:

$$U_{s-malla} = \frac{\rho_{terreno} \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_{CC}}{0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R} \quad (4.32)$$

$$U_{s-malla1} = 1.184,51 \text{ V} \quad (4.33)$$

Considerando $L_R = 0$.

Mientras que en la malla 2, la tensión inducida es:

$$U_{s-malla2} = 1.046,34 \text{ V} \quad (4.34)$$

4.3.5. Resultados

A continuación se mostrará si las mallas proyectadas cumplen por si solas con todas las condiciones de seguridad.

Tabla 4.8: Resultados de la malla de tierra

Tipo	Tensión permisible	Malla 1	Malla 2	¿Cumple?
Tensión de paso (V)	5.294,65	1.184,51	1.046,34	Sí
Tensión de contacto (V)	1.482,50	6.102,92	5.435,14	No

Como simultáneamente no se cumple con las dos condiciones de seguridad, entonces se deberán interconectar estas mallas proyectadas entre si, y a la vez conectarlas con la malla de tierra existente de la S/E Candelaria, lo que permite un mejoramiento significativo de las condiciones de seguridad, tanto para el parque como la S/E.

Además del reticulado de 15m x 15m, se agrega uno de menor tamaño en el perímetro de las mallas, con el fin de disminuir la tensión inducida en los bordes, ya que en estas zonas las tensiones que se generan son de gran magnitud.

El costo aproximado de construir ambas mallas para los dos proyectos que se van a analizar será de 72.000 US\$.

Los puntos cardinales son los siguientes:

Tabla 4.9: Malla 1
Coordenadas UTM

Punto	Huso	Coordenada Este	Coordenada Sur
P1	19 J	351389,74 m	6232962,92 m
P2	19 J	351389,74 m	6232877,92 m
P3	19 J	351444,74 m	6232877,92 m
P4	19 J	351444,74 m	6232892,92 m
P5	19 J	351564,74 m	6232892,92 m
P6	19 J	351564,74 m	6232947,92 m
P7	19 J	351489,74 m	6232947,92 m
P8	19 J	351489,74 m	6232962,92 m

Tabla 4.10: Malla 2
Coordenadas UTM

Punto	Huso	Coordenada Este	Coordenada Sur
V1	19 J	351439,36 m	6232855,43 m
V2	19 J	351439,36 m	6232815,43 m
V3	19 J	351484,36 m	6232815,43 m
V4	19 J	351484,36 m	6232785,43 m
V5	19 J	351629,36 m	6232785,43 m
V6	19 J	351629,36 m	6232870,43 m
V7	19 J	351484,36 m	6232870,43 m
V8	19 J	351484,36 m	6232855,43 m

En la Figura 4.14 se muestra una posible proyección de las mallas, dejando un área despejada para mantenimiento de la cañería de gas y de los cables subterráneos.



Figura 4.14: Malla de Puesta de Tierra

4.4. Proyecto fotovoltaico Central Candelaria

El proyecto fotovoltaico en esta central se diseñará en función de la utilización de un único ángulo de inclinación, y además estará supeditado por dos tipos de tecnología de panel: Policristalino y Thin-Film.

4.4.1. Análisis con Tecnología Policristalina

En este punto, se realizará todo el análisis pertinente con la tecnología de paneles Policristalino, en el cual se mencionará los límites del terreno a utilizar, las especificaciones de los equipos que se tiene considerados, y finalmente, los costos de inversión aproximados y una evaluación económica del proyecto en un horizonte de tiempo de 25 años.

4.4.1.1. Espacio a utilizar

Dada la construcción de la Central Candelaria y su SS/EE, dentro de la zona 2, existe un viaducto de gas, y además ductos de canalización que alimentan una bomba de agua en baja tensión ubicada en el lado Este de este terreno, por lo que se tendrá que considerar estos elementos para la disposición de las mesas del proyecto fotovoltaico, dando como resultado 3 bloques de 500 kW.

4.4.1.1.1 Distancias

La separación mínima entre los módulos fotovoltaicos se calculó utilizando el término d_1 de la ecuación 2.18, obteniéndose los siguientes resultados.

$$h_o = 90 - \phi - \delta \quad (4.35)$$

$$h_o = 32,52^\circ \quad (4.36)$$

$$d_1 = \frac{z}{\tan(h_o)} \quad (4.37)$$

$$d_1 = \frac{2}{\tan(32,52)} \quad (4.38)$$

$$d_1 = 3,14 \text{ m} \quad (4.39)$$

Dado la necesidad de mantenimiento, se debe dejar un espacio mínimo de 3,5 [m] asegurar la movilidad de los vehículos. Entonces, como esta distancia es mayor que la distancia mínima de separación entre módulos, se debe dejar un espaciamiento de 3,5 [m] entre módulos.

Por otro lado, la distancia que abarca cada mesa se calculó aproximadamente en función de las dimensiones de los módulos a utilizar y del ángulo inclinación β aplicadas a estas, dando una dimensión de 3,64 m x 20,00 m.

4.4.1.1.2 Espacio útil

Los límites de los tres bloques se muestran en la Tabla 4.11, 4.12 y 4.13.

Tabla 4.11: Límites del bloque 1

Coordenadas UTM			
Punto	Huso	Coordenada Este	Coordenada Sur
V1	19 J	351373,09 m	6232962,35 m
V2	19 J	351373,09 m	6232944,43 m
V3	19 J	351396,09 m	6232944,43 m
V4	19 J	351396,09 m	6232880,17 m
V5	19 J	351436,59 m	6232880,17 m
V6	19 J	351436,59 m	6232908,73 m
V7	19 J	351480,09 m	6232908,73 m
V8	19 J	351480,09 m	6232962,35 m

Tabla 4.12: Límites del bloque 2

Coordenadas UTM			
Punto	Huso	Coordenada Este	Coordenada Sur
V1	19 J	351483,09 m	6232933,79 m
V2	19 J	351483,09 m	6232908,73 m
V3	19 J	351472,83 m	6232847,98 m
V4	19 J	351472,83 m	6232840,84 m
V5	19 J	351452,33 m	6232840,84 m
V6	19 J	351452,33 m	6232815,78 m
V7	19 J	351492,83 m	6232815,78 m
V8	19 J	351492,83 m	6232844,34 m
V9	19 J	351579,83 m	6232844,34 m
V10	19 J	351579,83 m	6232869,40 m
V11	19 J	351567,09 m	6232908,73 m
V12	19 J	351567,09 m	6232933,79 m

Tabla 4.13: Límites del bloque 3

Coordenadas UTM			
Punto	Huso	Coordenada Este	Coordenada Sur
V1	19 J	351495,83 m	6232840,84 m
V2	19 J	351495,83 m	6232787,22 m
V3	19 J	351579,83 m	6232787,22 m
V4	19 J	351579,83 m	6232808,64 m
V5	19 J	351602,83 m	6232808,64 m
V6	19 J	351602,83 m	6232815,78 m
V7	19 J	351623,33 m	6232815,78 m
V8	19 J	351623,33 m	6232840,84 m



Figura 4.15: Límites Grupo de Módulos Policristalinos

La tarea primordial de la ingeniería civil será la ubicación del posicionamiento de las fundaciones para asegurar la instalación de los soportes de las mesas del proyecto, lo cual irá acompañado con un estudio de mecánica de suelo.

4.4.1.2. Listado de Materiales

El presente proyecto tendrá una potencia de 1,525 MWp, cuyos componentes principales están constituidos por 4.920 módulos Yingli YL310P-35b, 3 Inversores SMA Sunny Central 500CP XT cada uno, 3 transformadores de 6,6/0,38 kV de 500 kVA y un tramo de una línea de transmisión trifásica de 6,6 kV que conectará a la planta fotovoltaica con la Central Candelaria con sus respectivos sistemas de protección, además de sus componentes que permitirá su integración, protección y control, como lo son cables DC y AC, cajas de combinación (o

agrupación), fusibles, malla de tierra, etc.

Cabe destacar que en este informe se muestra una de las mejores alternativas dadas las condiciones del terreno.

4.4.1.2.1 Módulos fotovoltaicos y mesas

En el proyecto se situarán 5.400 módulos YL310-35b repartidos en 135 mesas monopostes de 40 módulos cada una. En cada mesa se instalaran dos series con 20 módulos cada una. Y cada grupo de 8 mesas irá conectado a una caja de combinación.

La ficha técnica de los paneles a utilizar se muestra en el Anexo A.

4.4.1.2.2 Inversor

Dada la extensión del parque fotovoltaico a diseñar, que corresponde a un tamaño ya industrial y con poca presencia de sombra, se opta por una solución con 3 inversores centralizados de 500 kW cada uno. Esto debido a que si existieran sombras de gran importancia sería necesario la utilización de inversores descentralizados de menor potencia, lo cual provocaría un aumento en los costos de inversión.

La ficha técnica se muestra en el Anexo B.

4.4.1.2.3 Caja de combinación

Se tendrá un total de 9 cajas de combinación con 24 entradas de 25A, fusibles para cada una de las entradas en los polos positivo y negativo, seccionador en carga y monitorización de corriente.

4.4.1.2.4 Transformadores

Dado por la configuración del proyecto, se tendrá que un total de 3 transformadores elevadores de 0,38/6,6 kV conectados directamente a los inversores correspondiente a cada bloque de generación. La característica que debe tener cada uno de estos equipos es la siguiente:

- Altura de instalación: <1.000 m.s.n.m.
- Potencia nominal: 550 kVA
- Tipo: Aceite
- Rendimiento: 99 %
- Razón de transformación: 0,27/6,6

- Conexión: YNd1
- Refrigeración: ONAN

4.4.1.2.5 Celdas de Media Tensión Planta Solar

El conjunto de celdas deberá contar con 4 secciones, siendo 3 de entrada correspondiente a los 3 bloques de generación fotovoltaica, y 1 de salida que va directo a las celdas de SS/AA Central Candelaria.

Las celdas de media tensión corresponderán a las UniGear Zs1, donde sus datos básicos se mencionan a continuación.

- Altura de instalación: <1.000 m.s.n.m.
- Acceso para mantención: Frontal
- Entrada de cables: Inferior
- Tensión nominal: 7,2 kV
- Tensión de operación: 6,6 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de impulso (BIL): 60 kV
- Prueba tensión Resistida: 20 kV
- Barras horizontales: 2000 A
- Barras derivación: 2000 A
- Capacidad corriente corto circuito: 31,5 kAef, simétrico, 1s
- Capacidad corriente corto circuito: 80 kAef.

Sus dimensiones son:

- Ancho: 800 mm
- Profundidad: 1.340 mm
- Alto: 2.504 mm

Además, con la información de los datos de placa de los transformadores de SS/AA de la Central Candelaria, se obtuvieron las siguientes corrientes de cortocircuito³.

- $I_{RMS} = 12,068$ kA
- $I_{peak} = 34,026$ kA
- $I_{dc} = 16,607$ kA
- $I_{asi} = 20,529$ kA

La incorporación del parque fotovoltaico no implica un aporte significativo de la corriente de cortocircuito existente en la barra de 6,6 kV de SS/AA de la Central Candelaria. Esto

³Estos datos se obtuvieron en base a un estudio en DigSilent por parte de funcionarios de Colbún S.A.

se explica porque el inversor solo puede proporcionar como máximo a la red una corriente de 1,2 veces la I_n del parque fotovoltaico, que en este caso es de 160 A aproximadamente, equivalente al 1,4% de la corriente de cortocircuito que aporta el SIC.

De acuerdo a lo mencionado, la celda disponible en la barra de 6,6 kV existente está apta para conectar el nuevo aporte.

4.4.1.2.6 Cables

En este ítem, se calculará la dimensión de los conductores principales de cada uno de los tramos involucrados. Para esto se considerará el peor de las condiciones de operación, correspondiente a generar en condiciones STC (Sección 2.2.5) , manteniendo en cada tramo la tensión nominal.

A continuación, utilizando el procedimiento mostrado en la sección 2.3.4, se muestran los cálculos en cada uno de los tramos.

1. Alimentador secundario: Mesas y Caja de Combinación

En este tramo se hará el cálculo para un solo conductor pues los demás son similares, ya que esto se debe a que las distancias de las cajas de combinación a las mesas son todas equidistantes.

Los datos técnicos del conductor a emplear se muestra en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (V)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
738	2,08 (14 AWG)	35	12,40

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = (P/U_n) = (12,400/738) \quad (4.40)$$

$$I_n = 16,80 \text{ A} \quad (4.41)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \rho/S \quad (4.42)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100/U_n \quad (4.43)$$

$$dU = 2 \cdot 16,80 \cdot 35 \cdot 0,018/2,08 \quad (4.44)$$

$$dU = 9,92 \text{ V} \quad (4.45)$$

$$\Delta U = 1,34 \% \quad (4.46)$$

2. Alimentador principal: Cajas de Combinación - Inversor

En este tramo, se consideró como caso de análisis la peor situación, es decir, el que tiene la mayor distancia. A continuación se mostrará los datos técnicos que se emplearon.

Tabla 4.15: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (V)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
738	126,7 (250 MCM)	82	198,40

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = (P/U_n) = (198,400/738) \quad (4.47)$$

$$I_n = 268,83 \text{ A} \quad (4.48)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \rho/S \quad (4.49)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100/U_n \quad (4.50)$$

$$dU = 2 \cdot 268,83 \cdot 82 \cdot 0,018/126,7 \quad (4.51)$$

$$dU = 6,10 \text{ V} \quad (4.52)$$

$$\Delta U = 0,83 \% \quad (4.53)$$

3. Alimentador: Inversor - Transformador

A diferencia de los anteriores alimentadores, se considerará desde este tramo en adelante un sistema trifásico y equilibrado.

Dado que no se tiene contemplado la dimensión específica del transformador elevador, se considerará una longitud aproximadamente de 6 metros, y cada fase estará compuesta de dos conductores debido a que circulará una corriente muy alta.

Tabla 4.16: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (V)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
270	2x253	6	508,40

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = P_{3\phi}/(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)) = 508,400/(\sqrt{3} \cdot 270 \cdot 0,9)/2 \quad (4.54)$$

$$I_n = 1,207,92/2 \text{ A} \quad (4.55)$$

$$I_n = 603,96 \text{ A} \quad (4.56)$$

- Cálculo de la caída de tensión

$$dU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \rho \cos(\phi)/S \quad (4.57)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100/U_n \quad (4.58)$$

$$dU = \sqrt{3} \cdot 603,96 \cdot 6 \cdot 0,018/253 \quad (4.59)$$

$$dU = 0,39 \text{ V} \quad (4.60)$$

$$\Delta U = 0,15 \% \quad (4.61)$$

4. Tramo: Transformador - Celdas

Al igual que en los casos anteriores, cada transformador se encuentran a distintas distancias, por lo que se considerará la mayor distancia entre las celdas y los transformadores.

Tabla 4.17: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (kV)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
6,6	8,37	230	508,40

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = P_{3\phi}/(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)) = 508,400/(\sqrt{3} \cdot 6,600 \cdot 0,9) \quad (4.62)$$

$$I_n = 49,41 \text{ A} \quad (4.63)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \rho \cos(\phi) / S \quad (4.64)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100 / U_n \quad (4.65)$$

$$dU = \sqrt{3} \cdot 48,6 \cdot 230 \cdot 0,018 / 8,37 \quad (4.66)$$

$$dU = 37,14 \text{ V} \quad (4.67)$$

$$\Delta U = 0,56 \% \quad (4.68)$$

5. Tramo: Celdas Parque Solar - Celdas SS/AA Central

Tabla 4.18: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (kV)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (MW)
6,6	42,4	420	1,525

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = P_{3\phi} / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)) = 1,525,200 / (\sqrt{3} \cdot 6,600 \cdot 0,9) \quad (4.69)$$

$$I_n = 148,24 \text{ A} \quad (4.70)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \rho \cos(\phi) / S \quad (4.71)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100 / U_n \quad (4.72)$$

$$dU = \sqrt{3} \cdot 148,24 \cdot 420 \cdot 0,018 \cdot 0,9 / 42,4 \quad (4.73)$$

$$dU = 40,16 \text{ V} \quad (4.74)$$

$$\Delta U = 0,61 \% \quad (4.75)$$

4.4.1.3. Costos de inversión

Con todo los materiales y equipos mencionados en la sección 4.4.1.2 y sección 4.2.1, se muestra en la Tabla 4.19 los costos aproximados separados en distintos ítem. No se mostrará un desglose detallado de los costos involucrados, ya que quedan reservados para Colbún S.A.

Tabla 4.19: Costos de inversión: Policristalino

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL US\$
A	SERVICIOS DE INGENIERÍA	18.664,04
B	SUMINISTROS	1.846.509,00
C	FLETES DE EQUIPOS Y MATERIALES	11.198,42
D	OBRAS CIVILES	115.119,79
E	INSTALACIONES DE FAENAS	26.129,65
F	MONTAJE	95.186,59
G	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES	55.432,19
H	GASTOS GENERALES, UTILIDAD Y OTROS	20.903,72
	TOTAL DE LA OFERTA	2.168.239,69

El diagrama unilineal de este proyecto se encuentra en el Anexo I.

4.4.1.4. Determinación del ángulo óptimo y estimación generación anual

Definido los equipos a utilizar, se procedió a determinar el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos. Esto se logro mediante la metodología mencionada en la sección 3.4, dando los siguientes resultados.

Tabla 4.20: Resultados Simulación Matlab

β ($^{\circ}$)	Radiación (MW/m^2)	Generación Anual (MWh)	Factor de carga (%)
23	2,220	3.137,4	23,23
24	2,223	3.141,4	23,26
25	2,225	3.144,6	23,28
26	2,226	3.146,8	23,30
27	2,227	3.148,2	23,31
28	2,227	3.148,7	23,31
29	2,226	3.148,2	23,31

Como se muestra en la Tabla 4.20, el enfoque del trabajo fue maximizar la generación anual, dando como resultado que el ángulo de inclinación óptima correspondió a $\beta_{opt} = 28^{\circ}$ con ángulo azimut $\alpha = 0^{\circ}$.

Lo último se muestra de forma gráfica en la siguiente Figura.

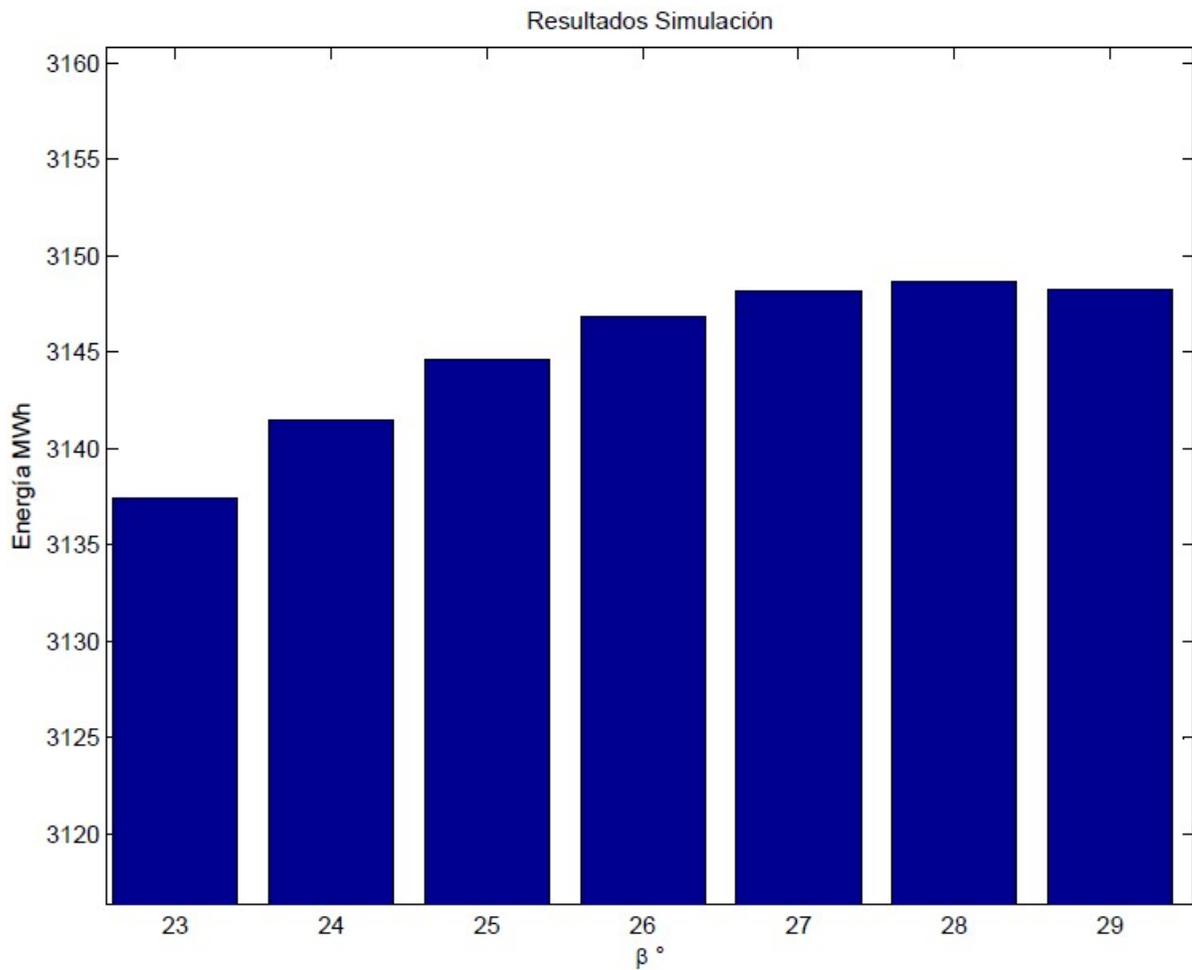


Figura 4.16: Generación Anual

4.4.1.5. Evaluación económica

Teniendo en consideración todos los puntos anteriores respecto al proyecto, la evaluación económica se realizó con la función de encontrar el valor de corte, es decir, el valor de la energía tal que el VAN del proyecto, bajo un cierto periodo de tiempo, sea igual a 0.

Las consideraciones que se utilizaron fueron las siguientes:

1. Costo de inversión

Se consideró el valor de 2.168.239,69 US\$ como costo de inversión del proyecto.

2. Energía Base Generada

La energía generada por parte del parque fotovoltaico será 3.148,70 MWh anual, teniendo considerado un factor de carga del 23,31 %.

A esta energía, se le aplicará un factor de pérdida para cada año a evaluar, considerando las pérdidas en los cables, inversores, transformadores hasta llegar a la barra de Candelaria 6,6 kV. Para esta evaluación se comenzó con un rendimiento del 95 % en el primer año, mientras que en los años posteriores se fue multiplicando por 99 %, ya que en promedio los módulos fotovoltaicos pierden el 1 % de su eficiencia cada año.

3. Costos Anuales

El costo de mantener y de operar este parque fotovoltaico, es de aproximadamente.

$$Costo_{anual} = 3,85 \text{ US\$/MWh} \quad (4.76)$$

El cual corresponde a la mitad de los costos variables de mantenimiento y de operación un parque fotovoltaico de gran envergadura, el cual corresponde al pago del personal, transporte, mantenimiento, etc, todo lo que permite mantener en servicio una instalación de este tipo.

Cabe destacar, que dado que el proyecto es de 1,5 MWp no paga peaje en los sistemas de transmisión.

4. Periodo de Análisis

Para observar el cambio del valor de corte, se tomará los periodos de 20, 25 y 30 años.

Para el caso de 30 años, solo se utilizará para ver la tendencia del valor de corte para los proyectos, ya que este periodo no tendría un peso significativo para evaluarlos, dado

que los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil de 25 años.

5. Depreciación

La depreciación a considerar en los tres periodos de interés será igual a:

- 10 años: 216.823,97 US\$.

6. Impuesto

El impuesto que se consideró al EBIT (en español, ganancia antes de impuestos) fue del 27%.

En el caso de que el ingreso acumulado no logre superar la inversión inicial del proyecto, no hay obligación de aplicar dicho impuesto, por lo que en este caso se observará que el flujo de caja no se muestra el impuesto.

7. Tasa

Tasa o costo de oportunidad que se consideró fue 7%.

Resultados

Los resultados se muestran en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21: Resultados de Precio de Corte

Periodo	CMg (US\$/MWh)
20 años	129,68
25 años	119,69
30 años	113,77

En el Anexo K se muestran los flujos de caja correspondientes a los 3 periodos analizados.

4.4.2. Análisis con Tecnología Thin-Film

En esta sección se realizará un análisis simplificado con la tecnología Thin-Film o Película Delgada, donde se menciona los límites geográficos del terreno a utilizar, los datos básicos de los equipos principales que se tiene considerado, y finalmente, los costos de inversión aproximados y una evaluación económica del proyecto en un horizonte de tiempo de 25 años.

4.4.2.1. Espacio a utilizar

4.4.2.1.1 Distancias

La separación mínima entre los módulos fotovoltaicos se calculó utilizando el término d_1 de la ecuación 2.18, obteniéndose los siguientes resultados.

$$h_o = 90 - \phi - \delta \quad (4.77)$$

$$h_o = 32,52^\circ \quad (4.78)$$

$$d_1 = \frac{z}{\tan(h_o)} \quad (4.79)$$

$$d_1 = \frac{1,3}{\tan(32,52)} \quad (4.80)$$

$$d_1 = 2,04 \text{ m} \quad (4.81)$$

Dado la necesidad de mantenimiento, se debe dejar un espacio mínimo de 3,5 m para asegurar la movilidad de los vehículos. Entonces, como esta distancia es mayor que la distancia mínima de separación entre módulos, se debe dejar un espaciamiento de 3,5 m entre módulos.

Por otro lado, la distancia que abarca cada mesa se calculó aproximadamente en función de las dimensiones de los módulos a utilizar y del ángulo inclinación β aplicadas a éstas, dando una dimensión de 2,31 m x 24,00 m.

4.4.2.1.2 Espacio útil

Dada las limitantes mencionadas en la sección 4.2, se consideró dos bloques de 500 kW, siendo sus límites geográficos los que se mencionan en la Tabla 4.22 y Tabla 4.23.

Tabla 4.22: Límite bloque 1

Coordenadas UTM			
Punto	Huso	Coordenadas Este	Coordenadas Sur
V1	19	351400,70	6232957,50
V2	19	351400,70	6232892,28
V3	19	351507,30	6232891,78
V4	19	351507,30	6232903,40
V5	19	351534,70	6232903,40
V6	19	351534,70	6232945,88
V7	19	351479,90	6232945,88
V8	19	351479,90	6232957,50

Tabla 4.23: Límite bloque 2

Coordenadas UTM			
Punto	Huso	Coordenadas Este	Coordenadas Sur
V1	19	351482,90	6232865,74
V2	19	351482,90	6232799,50
V3	19	351537,70	6232799,50
V4	19	351537,70	6232787,90
V5	19	351565,10	6232787,90
V6	19	351565,10	6232776,28
V7	19	351589,50	6232776,28
V8	19	351589,50	6232865,74



Figura 4.17: Límites Grupo de Módulos Thin-Film

La tarea de la ingeniería de detalle será la ubicación del posicionamiento de las fundaciones para asegurar la instalación correcta de cada una de las mesas a utilizar en el proyecto, lo cual debe ir acompañado con un estudio de mecánica de suelo.

4.4.2.2. Listado de Materiales

El presente proyecto tendrá una potencia de 1,015 MWp, cuyos componentes principales están constituidos por 8.640 módulos FS-4117-2, 2 Inversores SMA Sunny Central 500CP XT cada uno, 2 transformadores 0,27/6,6 kV de 550 kVA, junto con sus respectivos sistemas de protección, además de sus componentes que permitirá su integración, protección y control, como lo son los cables DC y AC, cajas de combinación (o agrupación), fusibles, malla de tierra, etc

Cabe destacar en esta parte del informe se menciona una posible alternativa, que puede ser modificada en la etapa de ingeniería de detalle.

4.4.2.2.1 Módulos fotovoltaicos y mesas

Como se mencionó, el proyecto consistirá de 8.640 módulos FS-4117-2 repartidos en 108 mesas de 80 módulos cada una. En cada mesa se instalará 4 series de 20 módulos cada una. Y cada grupo de 8 mesas irá conectado a una caja de combinación. Esta solución puede ser modificada en la ingeniería de detalle.

La ficha técnica de los paneles a utilizar se muestra en el Anexo C.

4.4.2.2.2 Inversor

Al igual que en el análisis de la sección 4.4.1, se opta por una solución con inversores centralizados por la característica del sector. En este caso 2 inversores de 500 kW. Esta solución es susceptible de cambiarse por otros tipos de inversores durante la fase de ingeniería de detalle.

La ficha técnica se muestra en el Anexo B.

4.4.2.2.3 Caja de combinación

Se tendrá un total de 14 cajas de combinaciones con 24 entradas de 20A, fusibles para cada una de las entradas en los polos positivos y negativos, seccionador en carga y monitorización de corriente.

4.4.2.2.4 Transformador

Dado la configuración del proyecto y del nivel de tensión que entregan los inversores, se tendrá un total de 2 transformadores de 0,27/6,6 kV conectados directamente a la salida de cada inversor. La característica que deben tener cada uno de estos equipos es la siguiente:

- Altura de instalación: <1.000 m.s.n.m.
- Potencia nominal: 550 kVA
- Tipo: Aceite
- Rendimiento: 99 %
- Razón de transformación: 0,27/6,6
- Conexión: YNd1
- Refrigeración: ONAN

4.4.2.2.5 Celdas de Media Tensión

El conjunto de celdas deberá contar con 3 secciones, siendo 2 de entrada correspondiente a los 2 bloques de generación fotovoltaica, y 1 de salida que va directo a las celdas de SS/AA Central Candelaria.

Las celdas de media tensión corresponderán a las UniGear Zs1, donde sus datos básicos se mencionan a continuación.

- Altura de instalación: <1.000 m.s.n.m.
- Acceso para mantención: Frontal
- Entrada de cables: Inferior
- Tensión nominal: 7,2 kV
- Tensión de operación: 6,6 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de impulso (BIL): 60 kV
- Prueba tensión resistida: 20 kV
- Barras horizontales: 2000 A
- Barras derivación: 2000 A
- Capacidad corriente corto circuito: 31,5 kAef, simétrico, 1s
- Capacidad corriente corto circuito: 80 kAef.

Sus dimensiones son:

- Ancho: 800 mm
- Profundidad: 1.340 mm
- Alto: 2.504 mm

Además, con la información de los datos de placa de los transformadores de SS/AA de la Central Candelaria, se obtuvieron las siguientes corrientes de cortocircuito⁴.

- $I_{RMS} = 12,068 \text{ kA}$

⁴Estos datos se obtuvieron en base a un estudio en DigSilent por parte de funcionarios de Colbún S.A.

- $I_{peak} = 34,026 \text{ kA}$
- $I_{dc} = 16,607 \text{ kA}$
- $I_{asi} = 20,529 \text{ kA}$

La incorporación del parque fotovoltaico no implica un aporte significativo de la corriente de cortocircuito existente en la barra de 6,6 kV de SS/AA de la Central Candelaria. Esto se explica porque el inversor solo puede proporcionar como máximo a la red una corriente de 1,2 veces la I_n del parque fotovoltaico, que en este caso es de 107[A] aproximadamente, equivalente al 0,9 % de la corriente de cortocircuito que aporta el SIC.

De acuerdo a lo mencionado, la celda disponible en la barra de 6,6 kV existente está apta para conectar el nuevo aporte.

4.4.2.2.6 Cables

En este ítem, se calculará la dimensión de los conductores principales de cada uno de los tramos involucrados. Para esto se considerará el peor de las condiciones de operación, correspondiente a generar en condiciones STC (Sección 2.2.5) , manteniendo en cada tramo la tensión nominal.

A continuación, utilizando el procedimiento mostrado en la sección 2.3.4, se muestran los cálculos en cada uno de los tramos.

1. Alimentador secundario: Mesas y Caja de Combinación

En este tramo se hará el cálculo para un solo conductor pues los demás son similares, ya que esto se debe a que las distancias de las cajas de combinación a las mesas son todas equidistantes.

Los datos técnicos del conductor a emplear se muestra en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (V)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
712	2,08 (14 AWG)	25	9,40

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = (P/U_n) = (9,400/712) \tag{4.82}$$

$$I_n = 13,20[A] \tag{4.83}$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \rho / S \quad (4.84)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100 / U_n \quad (4.85)$$

$$dU = 2 \cdot 13,20 \cdot 25 \cdot 0,018 / 2,08 \quad (4.86)$$

$$dU = 5,57 \text{ V} \quad (4.87)$$

$$\Delta U = 0,78\% \quad (4.88)$$

2. Alimentador principal: Cajas de Combinación - Inversor

En este tramo, se consideró como caso de análisis la peor situación, es decir, el que tiene la mayor distancia. A continuación se mostrará los datos técnicos que se emplearon.

Tabla 4.25: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (V)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (W)
712	33,6 (2 AWG)	90	75,20

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = (P/U_n) = (75,200/712) \quad (4.89)$$

$$I_n = 105,62[A] \quad (4.90)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = 2 \cdot I_n \cdot L \cdot \rho / S \quad (4.91)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100 / U_n \quad (4.92)$$

$$dU = 2 \cdot 105,62 \cdot 90 \cdot 0,018 / 33,6 \quad (4.93)$$

$$dU = 9,93 \text{ V} \quad (4.94)$$

$$\Delta U = 1,39\% \quad (4.95)$$

3. Alimentador: Inversor - Transformador

A diferencia de los anteriores alimentadores, se considerará desde este tramo en adelante un sistema trifásico y equilibrado.

Dado que no se tiene contemplado la dimensión específica del transformador elevador, se considerará una longitud aproximadamente de 6 metros, y cada fase estará compuesta de dos conductores debido a que circulará una corriente muy alta.

Tabla 4.26: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (V)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
270	2x253	6	507,20

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = P_{3\phi}/(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)) = 507,200/(\sqrt{3} \cdot 270 \cdot 0,9)/2 \quad (4.96)$$

$$I_n = 1,205,07/2 \text{ A} \quad (4.97)$$

$$I_n = 603,96[A] \quad (4.98)$$

- Cálculo de la caída de tensión

$$dU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \rho \cos(\phi)/S \quad (4.99)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100/U_n \quad (4.100)$$

$$dU = \sqrt{3} \cdot 602,54 \cdot 6 \cdot 0,018/253 \quad (4.101)$$

$$dU = 0,39 \text{ V} \quad (4.102)$$

$$\Delta U = 0,14 \% \quad (4.103)$$

4. Tramo: Transformador - Celdas

Al igual que en los casos anteriores, cada transformador se encuentran a distintas distancias, por lo que se considerará la mayor distancia entre las celdas y los transformadores.

Tabla 4.27: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (kV)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (kW)
6,6	8,37	200	507,20

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = P_{3\phi}/(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)) = 507,200/(\sqrt{3} \cdot 6,600 \cdot 0,9) \quad (4.104)$$

$$I_n = 49,30 \text{ A} \quad (4.105)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \rho \cos(\phi)/S \quad (4.106)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100/U_n \quad (4.107)$$

$$dU = \sqrt{3} \cdot 49,30 \cdot 200 \cdot 0,018/8,37 \quad (4.108)$$

$$dU = 32,22 \text{ V} \quad (4.109)$$

$$\Delta U = 0,49\% \quad (4.110)$$

5. Tramo: Celdas Parque Solar - Celdas SS/AA Central

Como en ambos proyectos, la celdas no cambian de ubicación, se mantendrá a priori la distancia propuesta en el proyecto anterior.

Tabla 4.28: Conductor Tramo Mesas - Cajas de Combinación

Tensión (kV)	Sección (mm^2)	Largo (m)	Potencia (MW)
6,6	42,4	420	1,014

- Cálculo corriente nominal

$$I_n = P_{3\phi}/(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)) = 1,525,200/(\sqrt{3} \cdot 6,600 \cdot 0,9) \quad (4.111)$$

$$I_n = 98,60[A] \quad (4.112)$$

- Cálculo de la caída de tensión para el consumo

$$dU = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \rho \cos(\phi)/S \quad (4.113)$$

$$\Delta U = dU \cdot 100/U_n \quad (4.114)$$

$$dU = \sqrt{3} \cdot 98,60 \cdot 420 \cdot 0,018 \cdot 0,9/42,4 \quad (4.115)$$

$$dU = 26,71 \text{ V} \quad (4.116)$$

$$\Delta U = 0,40 \% \quad (4.117)$$

4.4.2.3. Costos de inversión

Con todo los materiales y equipos mencionados en la sección 4.4.2.2 y sección 4.2.2, se muestra en la Tabla 4.29 los costos aproximados separados en distintos ítem. No se mostrará un desglose detallado de los costos involucrados, ya que quedan reservados para Colbún S.A.

Tabla 4.29: Costos de inversión: Thin-Film

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL US\$
A	SERVICIOS DE INGENIERÍA	18.664,04
B	SUMINISTROS	1.410.010,00
C	FLETES DE EQUIPOS Y MATERIALES	11.198,42
D	OBRAS CIVILES	110.640,42
E	INSTALACIONES DE FAENAS	26.129,65
F	MONTAJE	110.584,43
G	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES	50.517,33
H	GASTOS GENERALES, UTILIDAD Y OTROS	20.903,72
	TOTAL DE LA OFERTA	1.737.744,29

El diagrama unilineal de este proyecto se encuentra en el Anexo J.

4.4.2.4. Determinación del ángulo óptimo y estimación generación anual

Luego de definido los equipos a implementar, se implementó la misma metodología que en la sección 4.4.1.4 para determinar el ángulo óptimo de inclinación y su generación anual, mostrando en la Tabla 4.30 los resultados obtenidos.

Tabla 4.30: Resultados Simulación Matlab

β ($^{\circ}$)	Radiación (MW/m^2)	Generación Anual (MWh)	Factor de carga (%)
23	2,220	2.155,7	23,98
24	2,223	2.158,4	24,01
25	2,225	2.160,5	24,03
26	2,226	2.162,0	24,05
27	2,227	2.162,9	24,05
28	2,227	2.163,1	24,06
29	2,226	2.162,8	24,05

Al igual que en el caso anterior, el caso más óptimo corresponde a un ángulo de inclinación $\beta_{opt} = 28^{\circ}$, en dirección al norte geográfico ($\alpha = 0^{\circ}$).

En la Figura 4.18 se muestra de forma gráfica la Generación Anual para cada ángulo de inclinación que se analizó.

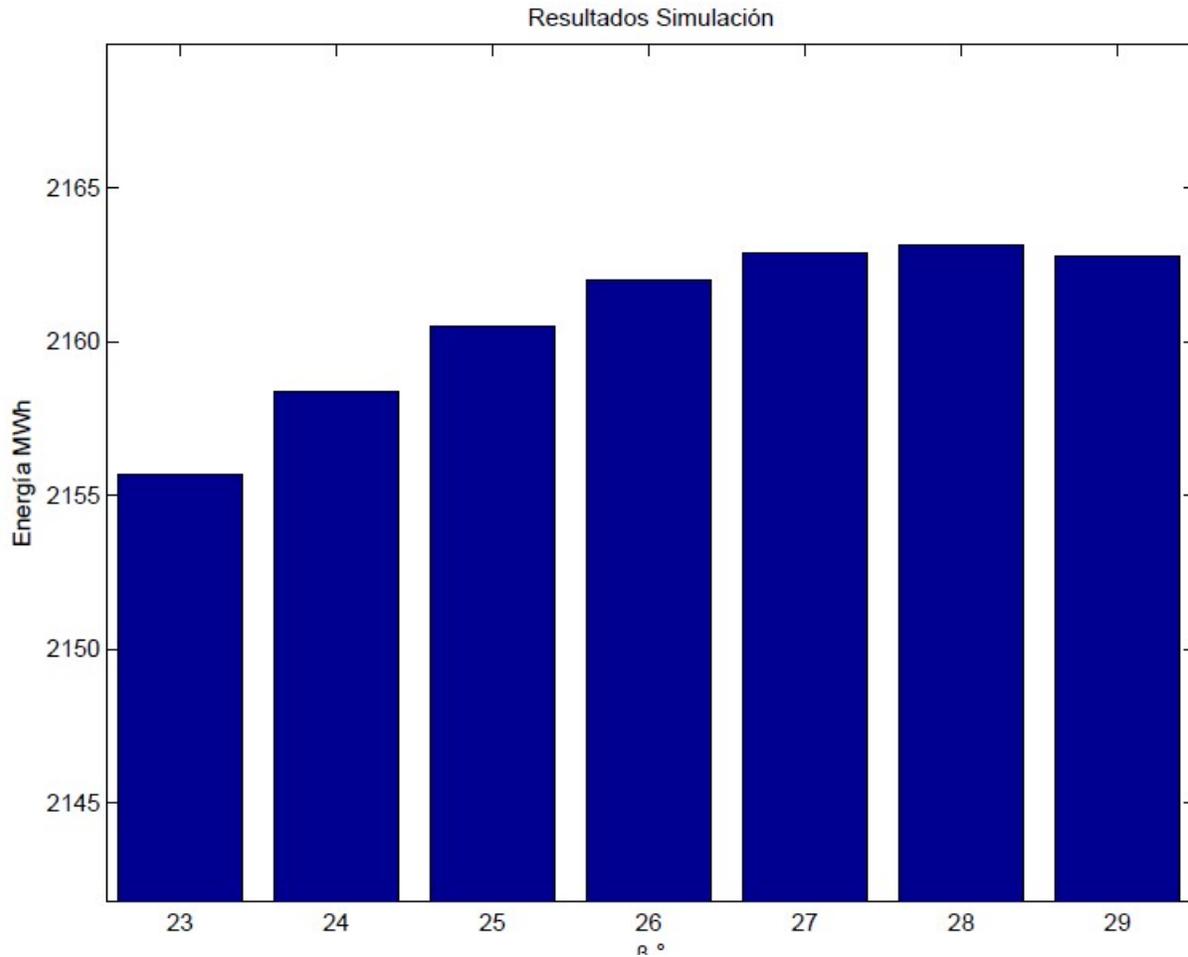


Figura 4.18: Terreno de la Central Carena

4.4.2.5. Evaluación económica

Teniendo en consideración todos los puntos anteriores respecto al proyecto, la evaluación económica se realizó con la función de encontrar el valor de corte, es decir, el valor de la energía tal que el VAN del proyecto, bajo un cierto periodo de tiempo, sea igual a 0.

Las consideraciones que se utilizaron fueron las siguientes:

1. Costo de inversión

Se consideró el valor de 1.737.744,29 US\$ como costo de inversión del proyecto.

2. Energía Base Generada

La energía generada por parte del parque fotovoltaico será 2.162,90 MWh anual, teniendo considerado un un factor de carga del 24,06 %.

A esta energía, se le aplicará un factor de rendimiento para cada año a evaluar, considerando las pérdidas en los cables, inversores, transformadores hasta llegar a la barra de Candelaria 6,6 kV. Para esta evaluación se comenzó con un rendimiento del 95 % en el primer año, mientras que en los años posteriores se fue multiplicando por 99,2 %, ya que en promedio los módulos fotovoltaicos pierden el 0,8 % de su eficiencia cada año.

3. Costos Anuales

Los costos anuales se supusieron constantes en cada año, cuyo valor es el siguiente

$$Costo_{anual} = 3,85 \text{ US\$/MWh} \quad (4.118)$$

El cual corresponde a la mitad de los costos variables de mantenimiento y de operación un parque fotovoltaico de gran envergadura, el cual corresponde al pago del personal, transporte, mantenimiento, etc, todo lo que permite mantener en servicio una instalación de este tipo.

Cabe destacar, que dado que el proyecto es de 1 MWp no paga peaje en los sistemas de transmisión.

4. Periodo de Análisis

Para observar el cambio del valor de corte, se tomará los periodos de 20, 25 y 30 años.

Para el caso de 30 años, solo se utilizará para ver la tendencia del valor de corte para los proyectos, ya que este periodo no tendría un peso significativo para evaluarlos, dado

que los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil de 25 años.

5. Depreciación

La depreciación a considerar en los tres periodos de interés será igual a:

- 10 años: 173.774,43 US\$.

6. Impuesto

El impuesto que se consideró al EBIT (en español, ganancia antes de impuestos) fue del 27%.

En el caso de que el ingreso acumulado no logre superar la inversión inicial del proyecto, no hay obligación de aplicar dicho impuesto, por lo que en este caso se observará que el flujo de caja no se muestra el impuesto.

7. Tasa

Tasa o costo de oportunidad que se consideró fue 7%.

Resultados

Los resultados se muestran en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31: Resultados de Precio de Corte

Periodo	CMg (US\$/MWh)
20 años	148,59
25 años	136,77
30 años	129,73

En el Anexo L se muestran los flujos de caja correspondientes a los 3 periodos analizados.

4.5. Comparación de los Resultados

A continuación se mostrará en la Tabla 4.32, los resultados normalizados para poder comparar de forma objetiva ambos proyectos mostrados en este trabajo, correspondiente a la Central Candelaria.

Tabla 4.32: Normalización de los resultados

Ítem	Proyectos		Relación (1)/(2)
	c/ Módulos Policristalinos (1)	c/ Módulos Thin Film (2)	
Potencia Instalada	1,525 MWp	1,015 MWp	150 %
Inversión por MW	1,421 MMUS\$/MW	1,712 MMUS\$/MW	83 %
Hectárea por Potencia	2,243 Ha/MW	2,584 Ha/MW	87 %
Factor de carga	23,31 %	24,06 %	97 %
Precio Corte (25 años)	119,69 US\$/MWh	136,77 MMUS\$/MW	87 %

Los comentarios respecto a los resultados mostrados en la Tabla 4.32 se presentarán en el Capítulo 5.

Capítulo 5

Conclusión

Como los objetivos particulares para este proyecto contemplaba un análisis del terreno útil, modificación de la malla de tierra, elección de la mejor tecnología solar disponible, y la viabilidad económica, se concluye que:

- El mejor terreno disponible fue Central Candelaria, pues las restricciones presentadas por el terreno de Central Carena hacían que el proyecto fuera poco atractivo.
- Analizados los distintos tipos de módulos, se concluye que la mejor tecnología a usar para este parque fotovoltaico corresponde a los módulos policristalinos, pues la potencia máxima a instalar sería un 50 % superior y un costo de inversión por MW de un 17 % menor respecto a los módulos Thin Film.

Aún cuando el valor del precio corte obtenido sigue siendo elevado para este tipo de proyecto, pues si tomamos en cuenta el último proceso de licitación de energía de las empresas distribuidoras el valor que se propuso fue del orden de 70 a 90 US\$/MWh, mientras que este proyecto dio un precio de 120 US\$/MWh, Colbún S.A. no considera esta información relevante para la construcción de este parque, pues el objetivo final es conocer el comportamiento de este tipo de tecnología para después incorporarlo en su matriz energética.

Finalmente, mi aporte en este proyecto contempló un análisis técnico (modelaciones matemáticas, equipamiento a utilizar), civil (diseño de plataforma) y económico (tabla de costos de cada uno de los suministros y un estudio económico del precio de corte), lo que permitió obtener un parque de capacidad aproximada de 1,5 MW con un costo de inversión de 1,4 MMU\$/MW.

Bibliografía

- [1] E. Plasencia, L. Matos, A. Posadas, and C. Cabrera, “Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre,” *Revista del Instituto de Investigaciones FIGMMG*, vol. 10, no. 9, pp. 72–77, 2007.
- [2] G. Abal and V. D. nona, *Manual Técnico de Energía Solar Térmica*. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay, Marzo 2013.
- [3] E. Bianchi, “Elementos de economía y tarificación eléctrica,” 2014. EL6026 Sistema de Generación y Acumulación de la Energía .Universidad de Chile.
- [4] E. Bianchi, “Sistema de generación de la energía eléctrica,” 2014. EL6026 Sistema de Generación y Acumulación de la Energía .Universidad de Chile.
- [5] B. Goss, C. Reading, and R. Gottschalg, “A review of overcurrent protection methods for solar photovoltaic dc circuits,” *7th Photovoltaic Science, Applications and Technology Conference (PVSAT-7)*, pp. 1–6, April 2011.
- [6] N. Morales, “Capítulo 1: Conceptos básicos sobre puesta a tierra.” EL6013 Puesta a tierra. Universidad de Chile.
- [7] N. Morales, “Capítulo 2: Conductividad eléctrica en terrenos.” EL6013 Puesta a tierra. Universidad de Chile.
- [8] N. Morales, “Capítulo 3: Situación de riesgo y límites del paso de corriente eléctrica por el cuerpo humano.” EL6013 Puesta a tierra. Universidad de Chile.
- [9] “IEEE Std 80-2000: Guide for safety in alternating-current substations Grounding,”
- [10] N. Morales, “Capítulo 4: Proyecto y análisis de tomas a tierra.” EL6013 Puesta a tierra. Universidad de Chile.
- [11] R. L. Cifuentes, “Guía de Conexión De Proyectos ERNC,” , CORFO, 2015.
- [12] B. Alsaid, “Modeling and simulation of photovoltaic,” *International Journal of Computer Technology and Electronics Engineering (IJTEE)*, vol. 1, pp. 6–11, June 2012.
- [13] M. Villalva, J. Gazoli, and E. Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic array,” *IEEE Trans on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–

1208, May 2009.

- [14] J. Jiménez-Ortiz and D. Biel, “Estudio y simulación de sistemas de conversión fotovoltaica-eléctrica mediante matlab/simulink,” *UPC-Departamento de Ingeniería Electrónica. Vilanova i la Geltrú, España*, pp. 1–6.
- [15] F. Gonzalez-Longatt, “Model of photovoltaic module in matlab,” *II CIBELEC 2005*, 2005.
- [16] “Decreto 68: Establece, aprueba y oficializa nómina de especies arbóreas y arbustivas originarias del país.” Ministerio De Agricultura, 2009.

Anexos

Anexo A

Ficha técnica Panel Yingli YL310P-35b

YGE 72 Cell NH SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	YLxxxP-35b (xxx=P _{max})								
Power output	P _{max}	W	310	305	300	295	290	285	280
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / 5						
Module efficiency	η _m	%	15.9	15.6	15.4	15.1	14.9	14.6	14.4
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	36.9	37.0	36.7	36.3	35.8	35.5	35.5
Current at P _{max}	I _{mpp}	A	8.41	8.25	8.17	8.12	8.10	8.02	7.89
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	46.4	46.3	46.3	45.4	45.3	45.0	45.0
Short-circuit current	I _{sc}	A	8.98	8.87	8.77	8.63	8.62	8.50	8.35

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P _{max}	W	224.6	220.9	217.3	214.2	210.6	207.0	203.3
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	33.5	33.6	33.4	32.7	32.3	32.0	32.0
Current at P _{max}	I _{mpp}	A	6.70	6.57	6.51	6.55	6.53	6.46	6.36
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	42.8	42.7	42.7	41.4	41.3	41.1	41.1
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.27	7.19	7.10	6.99	6.98	6.89	6.76

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 4.0mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	72 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1200 mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE72Cell-35b_NH_EU_EN_201211_v02.20

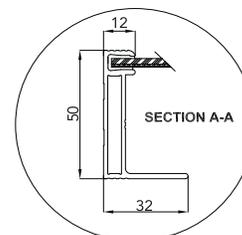
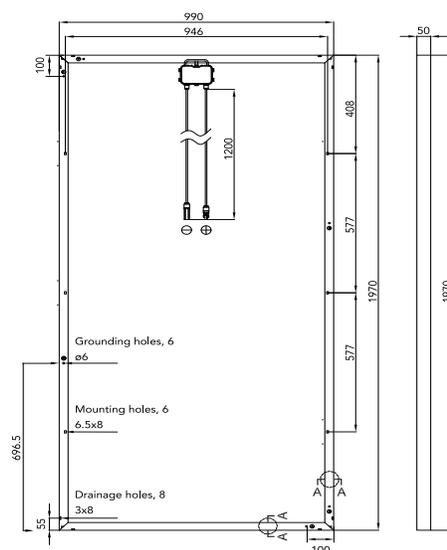
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1970mm / 990mm / 50mm
Weight	26.8kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	21
Number of pallets per 40' container	24
Packaging box dimensions (L / W / H)	1990mm / 1130mm / 1170mm
Box weight	613kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:



Anexo B

Ficha técnica inversor SUNNY CENTRAL 500CP XT

SUNNY CENTRAL

500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

Datos técnicos	Sunny Central 500CP XT	Sunny Central 630CP XT
Entrada (CC)		
Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi = 1$)	560 kW	713 kW
Tensión de entrada mín. / máx.	400 V / 1000 V	460 V / 1000 V
$U_{MPP_{min}}$ con $I_{MPP} < I_{CC_{max}}$	430 V	500 V
Rango de tensión MPP (a 25 °C / a 50 °C con 50Hz) ^{1,2}	449 - 850 V / 430 - 850 V	529 - 850 V / 500 - 850 V
Rango de tensión MPP (a 25 °C / a 50 °C con 60 Hz) ^{1,2}	449 - 850 V / 436 - 850 V	529 - 850 V / 505 - 850 V
Tensión asignada de entrada	449 V	529 V
Corriente de entrada máx.	1250 A	1350 A
Cantidad de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes	1	1
Número de entradas de CC	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 25 °C) / potencia nominal de CA (a 50 °C)	550 kVA / 500 kVA	700 kVA / 630 kVA
Tensión nominal de CA / rango de tensión nominal de CA	270 V / 243 - 310 V	315 V / 284 - 362 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 270 V	50 Hz / 315 V
Corriente de salida máx. / coeficiente de distorsión máx.	1176 A / 0,03	1283 A / 0,03
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable	1 / 0,9 inductivo ... 0,9 capacitivo	
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
Rendimiento³		
Rendimiento máx. / europeo / californiano	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador a motor / interruptor de potencia (Optiprotect)	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	Interruptor de potencia de CA
Protección contra sobretensión de la CC	Descargador de sobretensión del tipo I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	Tipo de protección contra rayos III
Detección de red aislada, activa / pasiva	● / -	● / -
Monitorización de la red	●	●
Monitorización de toma a tierra / monitorización de toma a tierra por control remoto	○ / ○	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○	○
Descargador de sobretensión, alimentación auxiliar	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	2562 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 in)	
Peso en kg	1900 kg / 4200 lb	1900 kg / 4200 lb
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... 62 °C / -13 °F ... 144 °F	
Emisiones de ruido ⁴	60 db(A)	60 db(A)
Autoconsumo máx. (funcionamiento) ⁵ / autoconsumo (nocturno)	1900 W / < 100 W	1900 W / < 100 W
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 / 400 V (3 / N / PE)	230 / 400 V (3 / N / PE)
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según IEC 60529) / según IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Campo de aplicación: sin protección al aire libre / interiores	● / ○	● / ○
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15% ... 95%	15% ... 95%
Altura de operación máxima sobre el nivel del mar 2 000 m / 4 000 m	● / ○	● / ○
Consumo de aire fresco (inversor)	3000 m ³ /h	3000 m ³ /h
Características		
Conexión de CC / CA	Terminal de anillo / borne roscado (Optiprotect) / terminal de anillo	
Pantalla	Pantalla táctil HMI	Pantalla táctil HMI
Comunicación / protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), modbus	
Comunicación Sunny-String Monitor	RS485 / se suprime (Optiprotect)	RS485 / se suprime (Optiprotect)
SC-COM / monitorización de la instalación	● / ○ (a través del Sunny Portal)	● / ○ (a través del Sunny Portal)
Color carcasa / puerta / pedestal / techo	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Funciones de gestión de red configurables	Reducción de potencia, ajuste predeterminado de la potencia reactiva, apoyo de red dinámico (como LVRT)	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSRL / FGW / TR8 ⁶ , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁷	
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible		
Modelo comercial	SC 500CP-10	SC 630CP-10

Anexo C

Ficha técnica Panel FS-4117-2

MÓDULO FOTOVOLTAICO FIRST SOLAR SERIE 4®

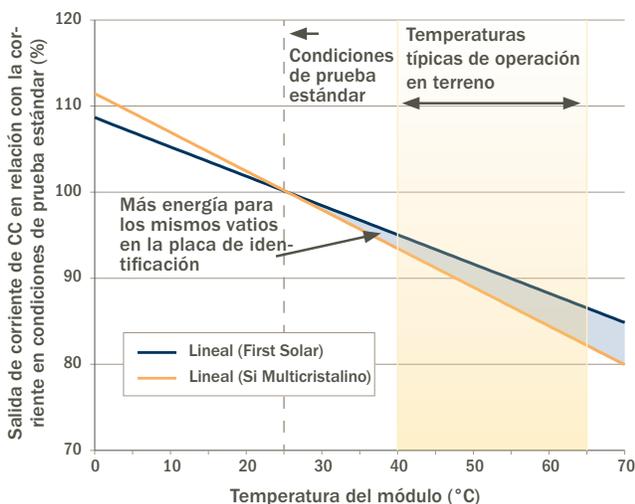
DESCRIPCIÓN MECÁNICA	
Longitud	1200 mm
Ancho	600 mm
Peso	12 kg
Grosor	6,8 mm
Área	0,72 m ²
Cable principal	2,5 mm ² , 610 mm
Conectores	MC4 ⁹
Diodo con desvío	Ninguno
Tipo de celda	Semiconductor de capa fina de CdTe con 216 celdas activas.
Material del marco	Ninguno
Vidrio frontal	3,2mm fortalecido con tratamiento térmico Serie 4AMR incluye revestimiento anti-reflectante.
Vidrio Trasero	3,2 mm Templado
Encapsulación	Material laminado Serie 3 Black con sello en el borde

NÚMEROS DE MÓDULO Y CLASIFICACIONES EN CONDICIONES DE PRUEBA ESTÁNDAR ^{5,6}							
VALORES NOMINALES		FS-4105-2 FS-4105A-2	FS-4107-2 FS-4107A-2	FS-4110-2 FS-4110A-2	FS-4112-2 FS-4112A-2	FS-4115-2 FS-4115A-2	FS-4117-2 FS-4117A-2
Potencia nominal (± 5 %)	P _{MPP} (W)	105,0	107,5	110,0	112,5	115,0	117,5
Voltaje a P _{MAX}	V _{MPP} (V)	67,8	68,6	69,4	70,2	70,5	71,2
Corriente a P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1,55	1,57	1,59	1,60	1,63	1,65
Voltaje del circuito abierto	V _{OC} (V)	86,0	86,6	87,2	87,7	87,8	88,2
Corriente de cortocircuito	I _{SC} (A)	1,74	1,75	1,75	1,75	1,78	1,79
Voltaje máximo del sistema	V _{SYS} (V)	1500 ⁷ / (1000 UL)					
Limitación de corriente inversa	I _R (A)	4,0					
Fusible máximo en serie	I _{CF} (A)	4,0					

NÚMEROS DE MÓDULO Y CLASIFICACIONES A 800W/m ² , NOCT ⁸ 45°C, AM 1,5 ⁶							
Potencia nominal (± 5 %)	P _{MPP} (W)	78,3	80,1	82,0	83,9	85,8	87,6
Voltaje a P _{MAX}	V _{MPP} (V)	62,6	63,1	64,1	65,0	65,5	65,9
Corriente a P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1,25	1,27	1,28	1,29	1,31	1,33
Voltaje del circuito abierto	V _{OC} (V)	81,0	81,6	82,1	82,6	82,7	83,1
Corriente de cortocircuito	I _{SC} (A)	1,40	1,41	1,41	1,41	1,44	1,44

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA		
Coefficiente de temperatura de P _{MPP}	(°C)	-40 to +85
Coefficiente de temperatura de V _{OC}	T _K (P _{MPP})	-0,34%/°C
Coefficiente de temperatura de I _{SC}	T _K (V _{OC})	-0,29%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	T _K (I _{SC})	+0,04%/°C

COEFICIENTE SUPERIOR DE TEMPERATURA



RECICLADO DE FIN DE VIDA

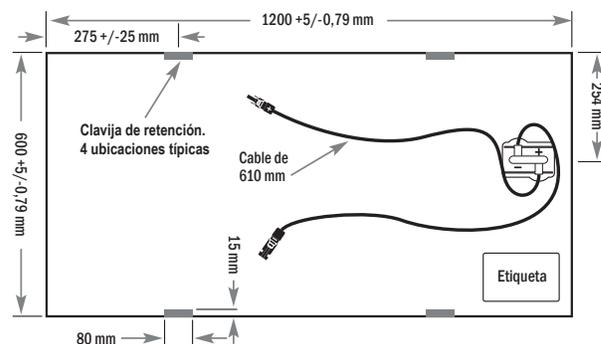
- Servicios de reciclado disponibles a través del programa de reciclado líder en la industria de First Solar o de un tercero seleccionado por el cliente.

Exención de responsabilidades

La información incluida en esta hoja de datos del módulo está sujeta a cambios sin previo aviso y se incluye solo con fines informativos. No se establecen derechos contractuales ni deben inferirse debido al uso por parte del usuario de la información contenida en esta hoja de datos del módulo. Consulte la Guía del usuario del módulo correspondiente y el documento de especificaciones del producto del módulo para obtener más información técnica detallada con respecto al rendimiento, la instalación y el uso del módulo.

El logotipo de First Solar, First Solar® y todos los productos marcados con ® son marcas comerciales registradas y los marcados con ® son marcas comerciales de First Solar, Inc.

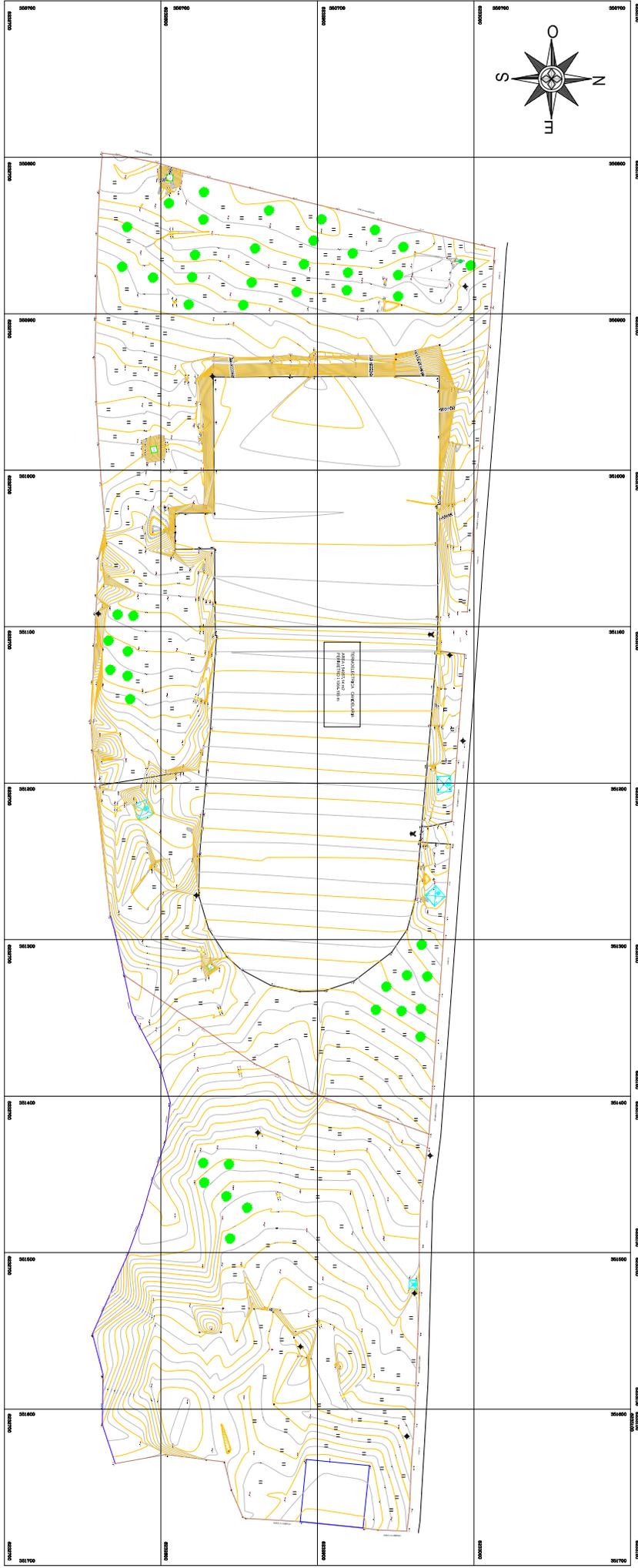
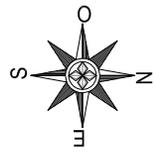
PLANO MECÁNICO



- 1 Certificaciones de pruebas pendientes
- 2 Paquete de dispositivo cumple ATLAS 25+.
- 3 Salida de corriente limitada y garantías del producto sujetas a términos y condiciones de la garantía
- 4 Asegura una potencia nominal del 97% durante el primer año, -0,7%/año hasta el año 25.
- 5 Condiciones de prueba estándar 1000W/m², AM 1,5, 25°C
- 6 Todas las clasificaciones ± 10%, a menos que se indique lo contrario. Las especificaciones están sujetas a cambios.
- 7 Aplicación Clase A para 1000V (clase II), Aplicación Clase B para 1500V (clase 0)
- 8 Temperatura operativa nominal de la celda: Temperatura de operación del módulo a 800W/m² de irradiancia, temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento de 1 m/s.
- 9 MC4 Multicontacto (PV-KST4/PV KBT4)

Anexo D

Terreno Candelaria: Terreno Actual



6232700

351300

6232700

351400

6232700

351500

6232700

351600

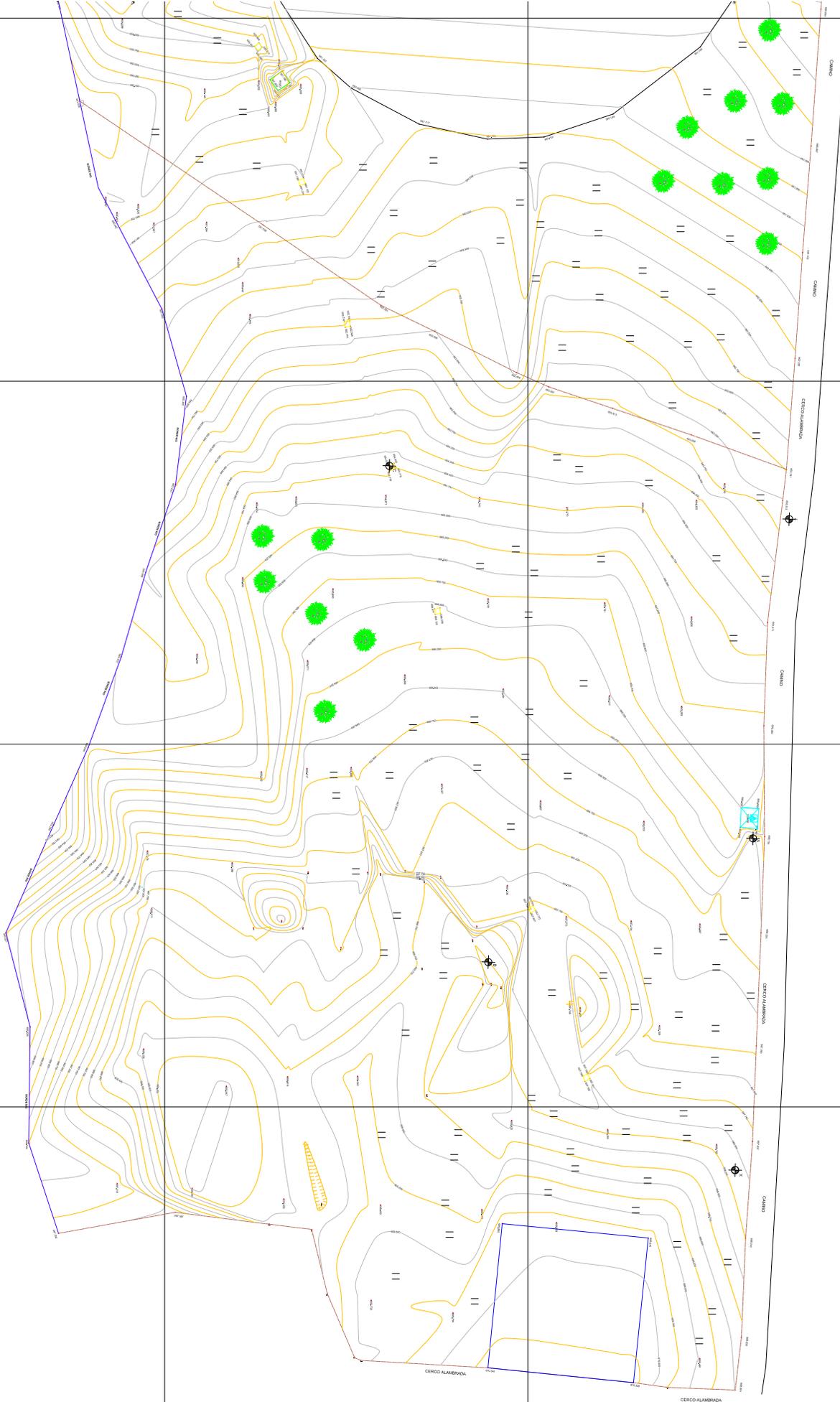
6232700

351700

6232800

6232900

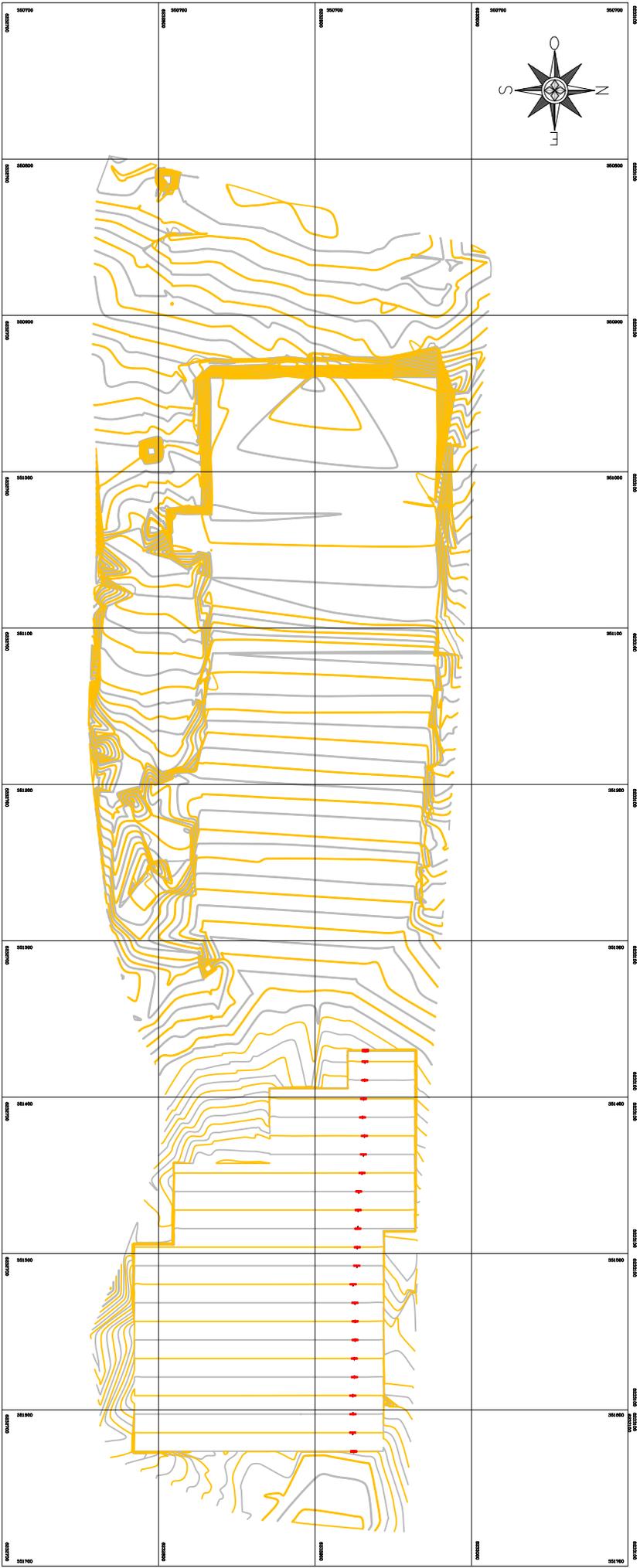
6233000

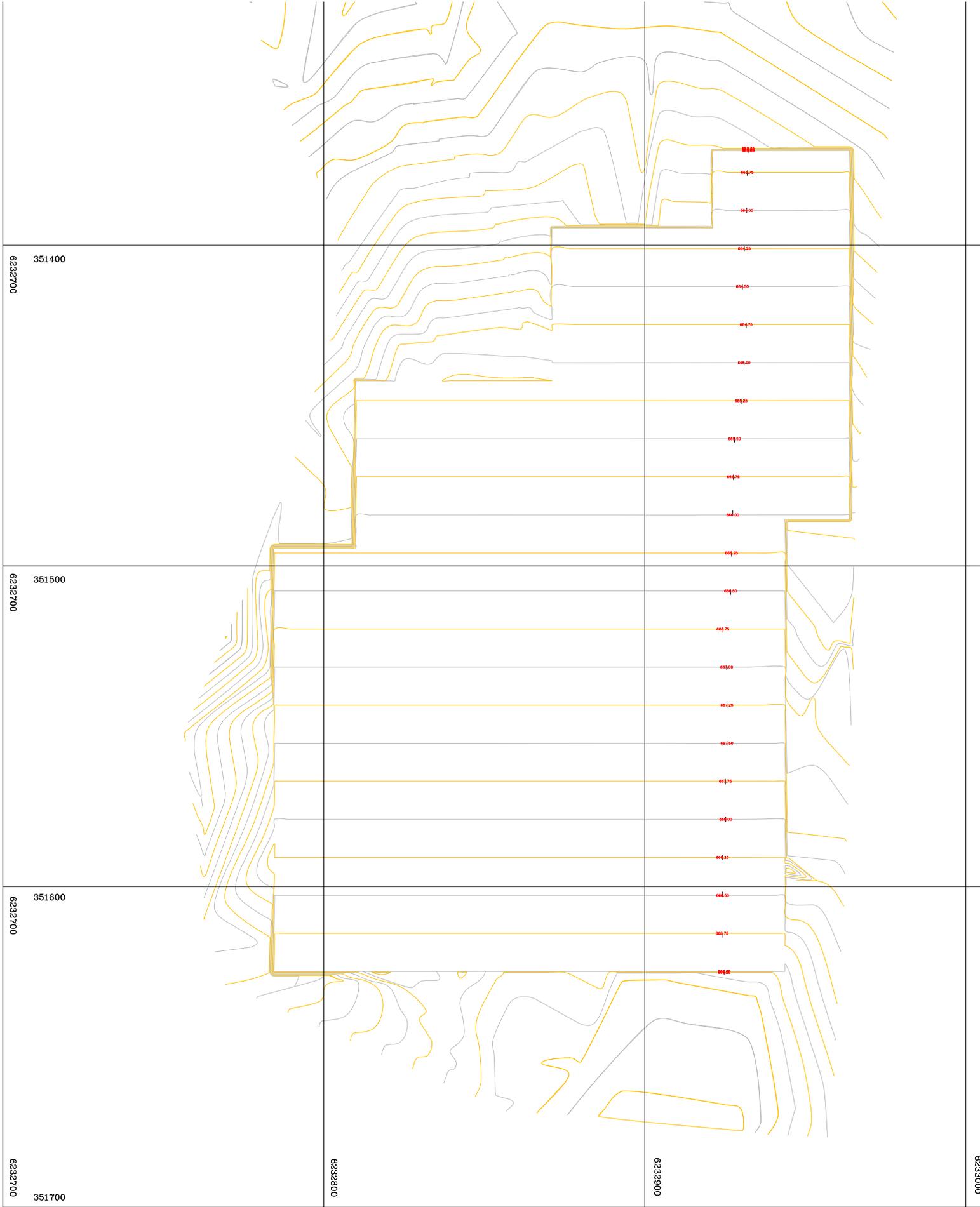


Anexo E

Terreno Proyectado: Policristalino

E.1. Plano Curva de nivel





6232700
351400

6232700
351500

6232700
351600

6232700
351700

6232800

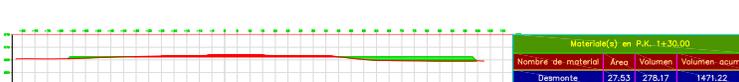
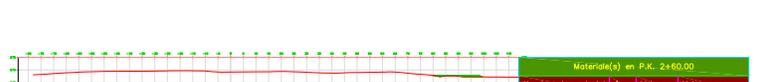
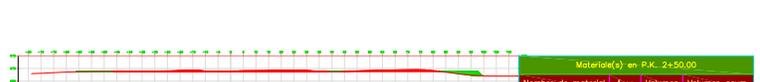
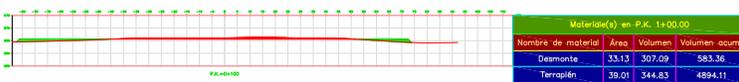
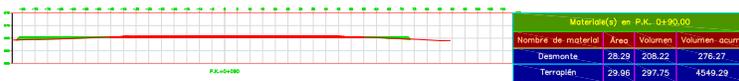
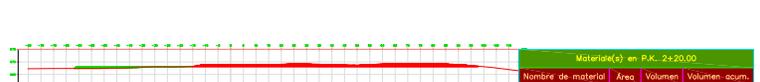
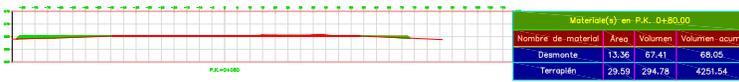
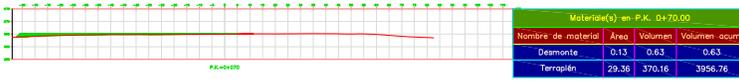
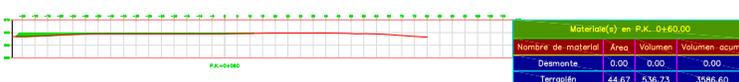
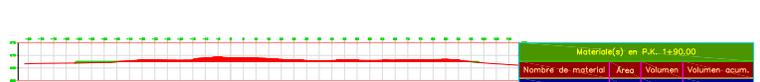
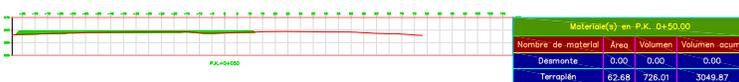
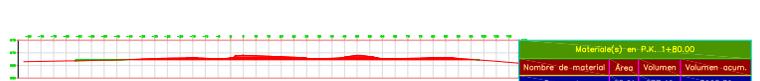
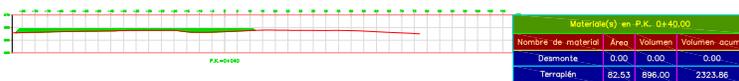
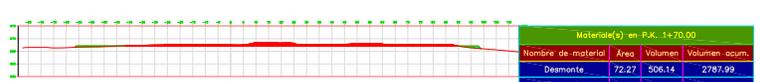
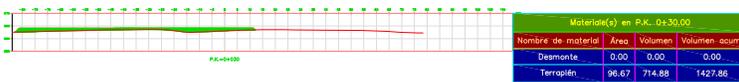
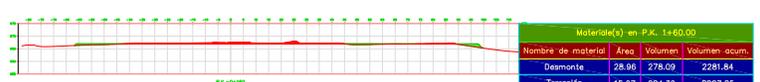
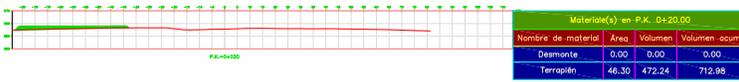
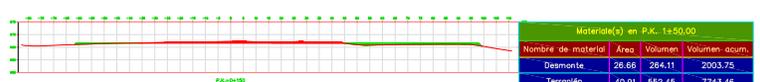
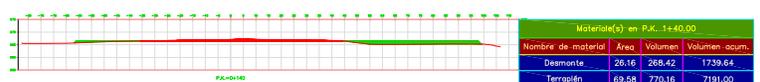
6232900

6233000

E.2. Vistas de Cortes y Relleno Central Candelaria

Tabla de volúmenes totales

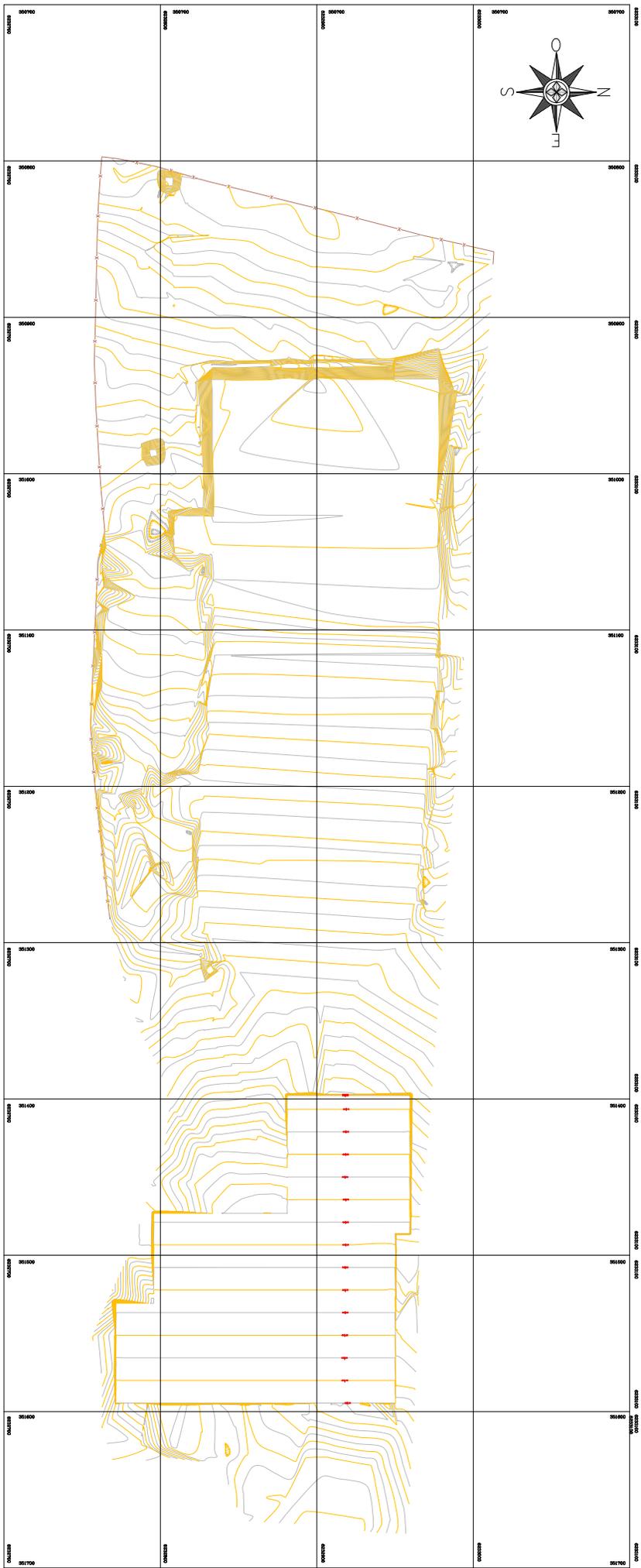
P.K.	Área desmonte	Área terraplén	Vol. desmonte	Vol. terraplén	Vol. desmonte acum.	Vol. terraplén acum.	Volumen neto
0+00.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0+10.00	0.00	48.15	0.00	240.74	0.00	240.74	-240.74
0+20.00	0.00	46.30	0.00	472.24	0.00	712.98	-712.98
0+30.00	0.00	96.67	0.00	714.88	0.00	1427.86	-1427.86
0+40.00	0.00	82.53	0.00	896.00	0.00	2323.86	-2323.86
0+50.00	0.00	62.68	0.00	726.01	0.00	3049.87	-3049.87
0+60.00	0.00	44.67	0.00	536.73	0.00	3586.60	-3586.60
0+70.00	0.13	29.36	0.63	370.16	0.63	3956.76	-3956.13
0+80.00	13.36	29.59	67.41	294.78	68.05	4251.54	-4183.49
0+90.00	28.29	29.96	208.22	297.75	276.27	4549.29	-4273.02
1+00.00	33.13	39.01	307.09	344.83	583.36	4894.11	-4310.75
1+10.00	30.35	50.68	317.40	448.46	900.76	5342.57	-4441.81
1+20.00	28.11	40.26	292.29	454.71	1193.05	5797.28	-4604.23
1+30.00	27.53	84.45	278.17	623.57	1471.22	6420.85	-4949.63
1+40.00	26.16	69.58	268.42	770.16	1739.64	7191.00	-5451.36
1+50.00	26.66	40.91	264.11	552.45	2003.75	7743.46	-5739.71
1+60.00	28.96	15.97	278.09	284.39	2281.84	8027.85	-5746.01
1+70.00	72.27	9.88	506.14	129.25	2787.99	8157.10	-5369.11
1+80.00	95.21	5.72	837.40	78.01	3625.39	8235.11	-4609.72
1+90.00	95.83	7.70	955.19	67.11	4580.58	8302.22	-3721.65
2+00.00	91.76	9.01	937.97	83.58	5518.55	8385.80	-2867.25
2+10.00	93.52	11.62	926.41	103.18	6444.95	8488.98	-2044.02
2+20.00	90.80	20.06	921.59	158.40	7366.54	8647.38	-1280.84
2+30.00	68.53	21.28	796.64	206.67	8163.18	8854.05	-690.87
2+40.00	45.59	19.28	570.57	202.79	8733.75	9056.84	-323.08
2+50.00	36.77	15.64	411.77	174.62	9145.52	9231.46	-85.94
2+60.00	0.00	8.02	183.83	118.33	9329.35	9349.79	-20.44
2+65.67	0.00	0.00	0.00	22.75	9329.35	9372.54	-43.19



Anexo F

Terreno Proyectado: Thin-Film

F.1. Plano Curva de nivel

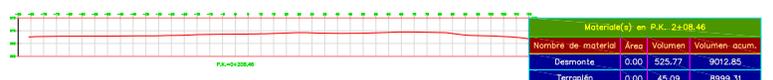
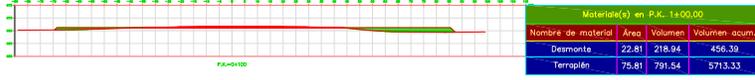
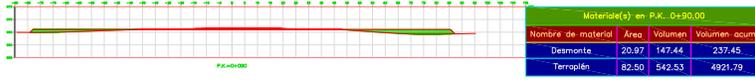
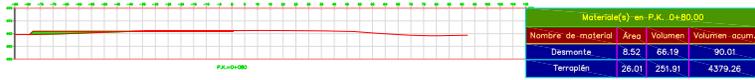
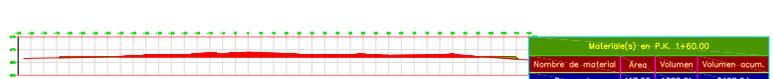
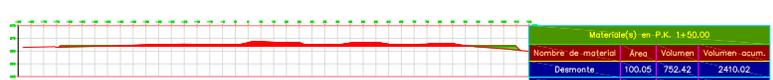
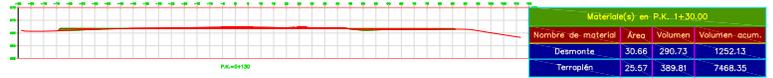
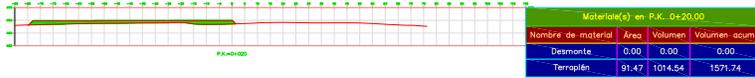
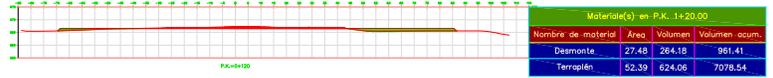
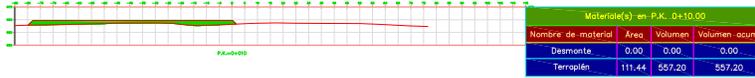
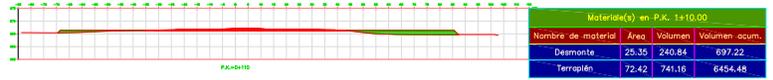
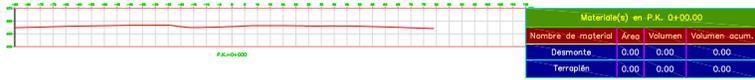




F.2. Vistas de Cortes y Relleno Central Candelaria

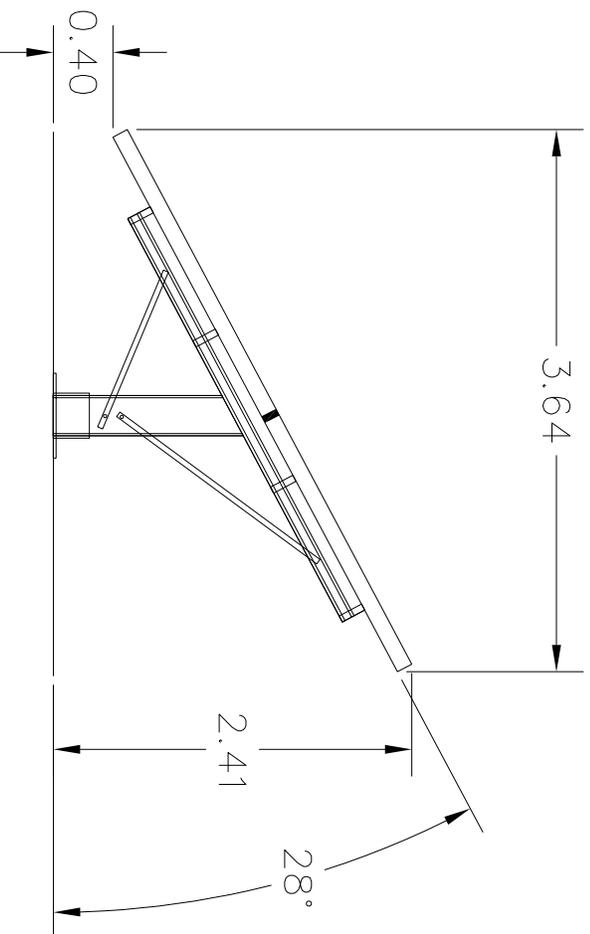
Tabla de volúmenes totales

P.K.	Área desmonte	Área terraplén	Vol. desmonte	Vol. terraplén	Vol. desmonte acum.	Vol. terraplén acum.	Volumen neto
0+00.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0+10.00	0.00	111.44	0.00	557.20	0.00	557.20	-557.20
0+20.00	0.00	91.47	0.00	1014.54	0.00	1571.74	-1571.74
0+30.00	0.00	72.15	0.00	818.07	0.00	2389.82	-2389.82
0+40.00	0.00	54.65	0.00	633.96	0.00	3023.77	-3023.77
0+50.00	0.00	41.24	0.00	479.42	0.00	3503.20	-3503.20
0+60.00	0.02	29.61	0.10	354.24	0.10	3857.44	-3857.34
0+70.00	4.72	24.37	23.72	269.91	23.81	4127.35	-4103.53
0+80.00	8.52	26.01	66.19	251.91	90.01	4379.26	-4289.25
0+90.00	20.97	82.50	147.44	542.53	237.45	4921.79	-4684.34
1+00.00	22.81	75.81	218.94	791.54	456.39	5713.33	-5256.94
1+10.00	25.35	72.42	240.84	741.16	697.22	6454.48	-5757.26
1+20.00	27.48	52.39	264.18	624.06	961.41	7078.54	-6117.13
1+30.00	30.66	25.57	290.73	389.81	1252.13	7468.35	-6216.22
1+40.00	50.43	41.56	405.47	335.64	1657.61	7803.99	-6146.39
1+50.00	100.05	22.12	752.42	318.38	2410.02	8122.37	-5712.34
1+60.00	117.55	12.08	1088.01	171.01	3498.04	8293.38	-4795.34
1+70.00	121.95	17.66	1197.49	148.70	4695.52	8442.08	-3746.55
1+80.00	126.92	18.41	1244.33	180.34	5939.85	8622.42	-2682.57
1+90.00	129.14	18.65	1280.31	185.29	7220.16	8807.71	-1587.55
2+00.00	124.24	10.65	1266.93	146.51	8487.08	8954.22	-467.14
2+08.46	0.00	0.00	525.77	45.09	9012.85	8999.31	13.54

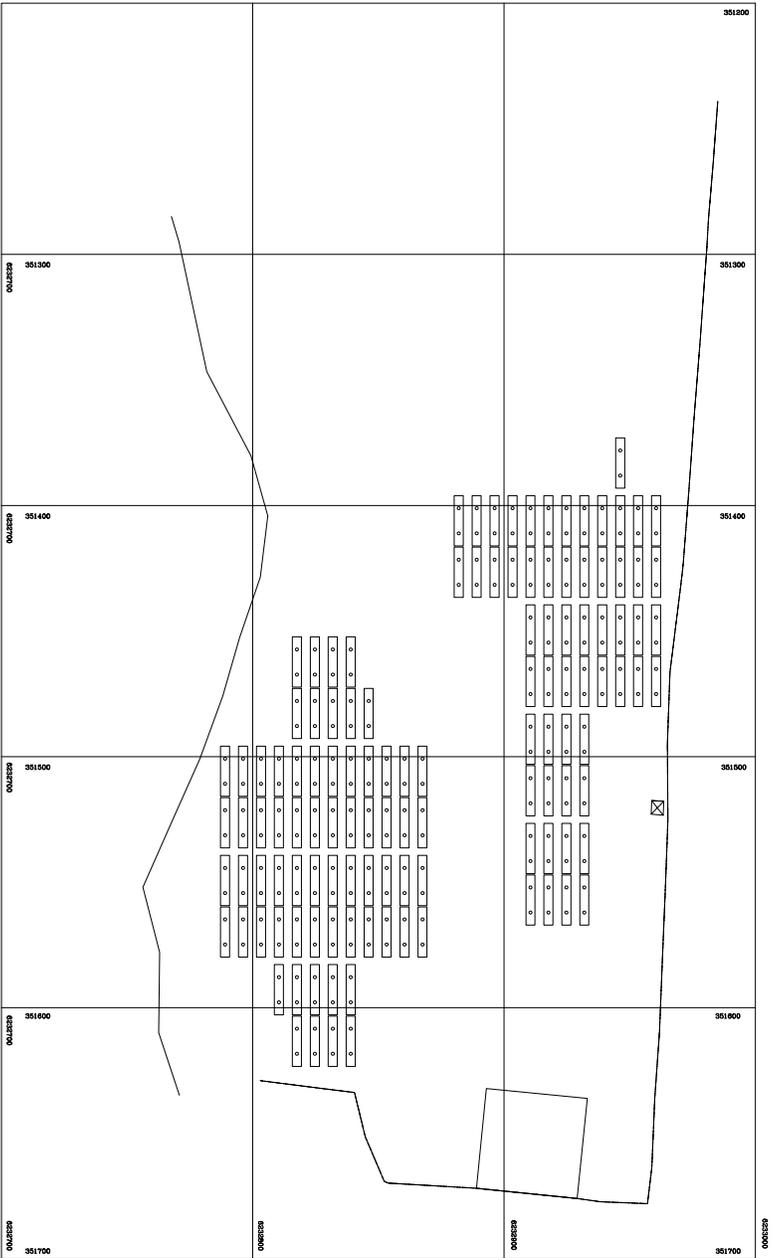
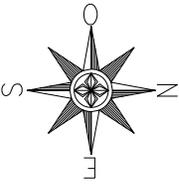


Anexo G

Paneles Fotovoltaicos: Policristalinos



		Colbún		PROYECTO		Central Fotovoltaica	
		Estructura Mesa		DETALLE		Vista Perfil Mesa	
		DIBUJO J.O.		PROYECTO J.O.		FECHA NOV//2015	
		CONTROLLO J.V.		APROBADO		PLANO N°	
		EJECUTO		REVISO		APROBADO	
		MODIFICACIONES					
REV.	FECHA						



PROYECTO		CENTRAL	
Central Fotovoltaica		Central Fotovoltaica	
Primer Desplazamiento VI		Primer Desplazamiento VI	
Modificaciones		Modificaciones	
FECHA	PROYECTO	FECHA	PROYECTO
1	1	1	1
2	2	2	2
3	3	3	3
4	4	4	4
5	5	5	5
6	6	6	6
7	7	7	7
8	8	8	8
9	9	9	9
10	10	10	10

10 9 8 7 6 5 4 3 2 1

J H G F E D C B A

10 9 8 7 6 5 4 3 2 1

J H G F E D C B A

Anexo H

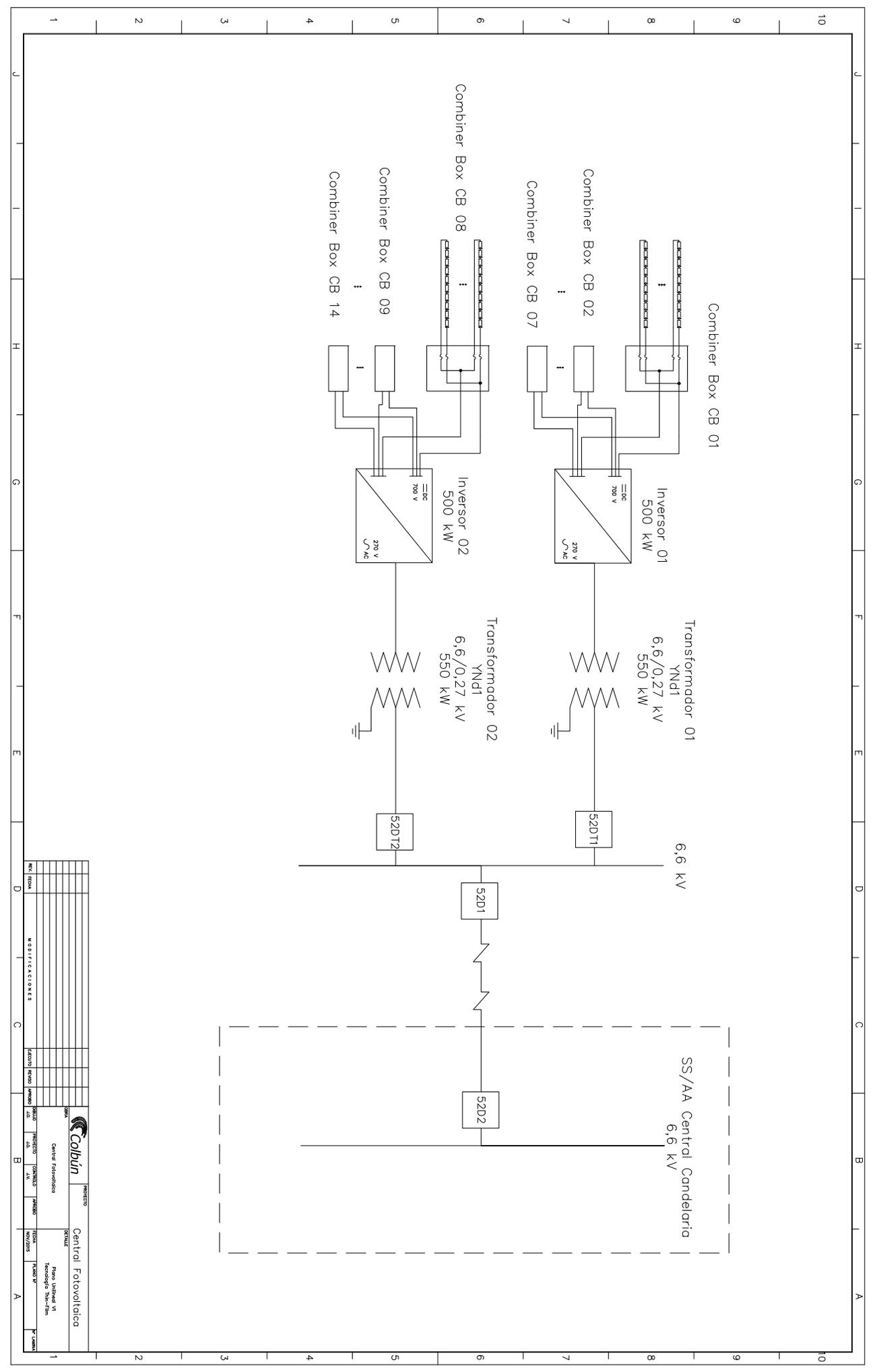
Paneles Fotovoltaicos: Thin-Film

Anexo I

Diagrama Unilineal Proyecto Policristalino

Anexo J

Diagrama Unilineal Proyecto Thin-Film



PROYECTO		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
DISEÑO		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
REVISIÓN		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
AUTOR		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
FECHA		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
LUGAR		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Escala		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Hoja		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Total		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Proyecto		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Diseño		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Revisión		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Autor		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Fecha		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Lugar		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Escala		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Hoja		CENTRAL FOTOVOLTAICA	
Total		CENTRAL FOTOVOLTAICA	

Anexo K

Flujo de Caja: Policristalinos

Periodo de 20 años

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
factor perdida	0,00	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88
Inversión [kUS\$]	-2.168,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	0,0	385,9	382,0	378,2	374,4	370,7	367,0	363,3	359,7
Costos Fijos [kUS\$]	0,0	-11,5	-11,3	-11,2	-11,1	-11,0	-10,9	-10,8	-10,7
EBITDA [kUS\$]	0,0	374,4	370,7	367,0	363,3	359,7	356,1	352,5	349,0
Depreciación [kUS\$]	0,0	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8
EBIT [kUS\$]	0,0	157,6	153,9	150,2	146,5	142,9	139,3	135,7	132,2
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	-2.168,2	157,6	153,9	150,2	146,5	142,9	139,3	135,7	132,2

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
factor perdida	0,87	0,86	0,85	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	356,1	352,5	349,0	345,5	342,0	338,6	335,2	331,9	328,6
Costos Fijos [kUS\$]	-10,6	-10,5	-10,4	-10,3	-10,2	-10,1	-10,0	-9,9	-9,8
EBITDA [kUS\$]	345,5	342,0	338,6	335,2	331,9	328,6	325,3	322,0	318,8
Depreciación [kUS\$]	-216,8	-216,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	128,7	125,2	338,6	335,2	331,9	328,6	325,3	322,0	318,8
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	128,7	125,2	338,6	335,2	331,9	328,6	325,3	322,0	318,8

Año	18	19	20
factor perdida	0,80	0,79	0,78
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	325,3	322,0	318,8
Costos Fijos [kUS\$]	-9,7	-9,6	-9,5
EBITDA [kUS\$]	315,6	312,5	309,3
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	315,6	312,5	309,3
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	315,6	312,5	309,3

Periodo de 25 años

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
factor perdida	0,00	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88
Inversión [kUS\$]	-2.168,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	0,0	356,1	352,6	349,1	345,6	342,1	338,7	335,3	331,9
Costos Fijos [kUS\$]	0,0	-11,5	-11,3	-11,2	-11,1	-11,0	-10,9	-10,8	-10,7
EBITDA [kUS\$]	0,0	344,7	341,2	337,8	334,5	331,1	327,8	324,5	321,3
Depreciación [kUS\$]	0,0	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8
EBIT [kUS\$]	0,0	127,9	124,4	121,0	117,6	114,3	111,0	107,7	104,4
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	-2.168,2	127,9	124,4	121,0	117,6	114,3	111,0	107,7	104,4

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
factor perdida	0,87	0,86	0,85	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	328,6	325,3	322,1	318,9	315,7	312,5	309,4	306,3	303,2
Costos Fijos [kUS\$]	-10,6	-10,5	-10,4	-10,3	-10,2	-10,1	-10,0	-9,9	-9,8
EBITDA [kUS\$]	318,1	314,9	311,7	308,6	305,5	302,5	299,4	296,5	293,5
Depreciación [kUS\$]	-216,8	-216,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	101,2	98,1	311,7	308,6	305,5	302,5	299,4	296,5	293,5
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	101,2	98,1	311,7	308,6	305,5	302,5	299,4	296,5	293,5

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
factor perdida	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,76	0,75	0,74
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	300,2	297,2	294,2	291,3	288,4	285,5	282,6	279,8
Costos Fijos [kUS\$]	-9,7	-9,6	-9,5	-9,4	-9,3	-9,2	-9,1	-9,0
EBITDA [kUS\$]	290,6	287,6	284,8	281,9	279,1	276,3	273,5	270,8
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	290,6	287,6	284,8	281,9	279,1	276,3	273,5	270,8
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Flujo [kUS\$]	290,6	287,6	284,8	281,9	279,1	276,3	273,5	270,8

Periodo de 30 años

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
factor perdida	0,00	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88
Inversión [kUS\$]	-2.168,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	0,0	338,53	335,14	331,79	328,47	325,19	321,94	318,72	315,53
Costos Fijos [kUS\$]	0,0	-11,5	-11,3	-11,2	-11,1	-11,0	-10,9	-10,8	-10,7
EBITDA [kUS\$]	0,0	327,1	323,8	320,6	317,4	314,2	311,0	307,9	304,9
Depreciación [kUS\$]	0,0	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8	-216,8
EBIT [kUS\$]	0,0	110,2	107,0	103,7	100,5	97,4	94,2	91,1	88,0
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	-2.168,2	110,2	107,0	103,7	100,5	97,4	94,2	91,1	88,0

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
factor perdida	0,87	0,86	0,85	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	312,4	309,3	306,2	303,1	300,1	297,1	294,1	291,2	288,2
Costos Fijos [kUS\$]	-10,6	-10,5	-10,4	-10,3	-10,2	-10,1	-10,0	-9,9	-9,8
EBITDA [kUS\$]	301,8	298,8	295,8	292,8	289,9	287,0	284,1	281,3	278,5
Depreciación [kUS\$]	-216,8	-216,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	85,0	82,0	295,8	292,8	289,9	287,0	284,1	281,3	278,5
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	85,0	82,0	295,8	292,8	289,9	287,0	284,1	281,3	278,5

Año	18	19	20	21	22	23	24	25	26
factor perdida	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,76	0,75	0,74	0,74
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	285,4	282,5	279,7	276,9	274,1	271,4	268,7	266,0	263,3
Costos Fijos [kUS\$]	-9,7	-9,6	-9,5	-9,4	-9,3	-9,2	-9,1	-9,0	-8,9
EBITDA [kUS\$]	275,7	272,9	270,2	267,5	264,8	262,2	259,6	257,0	254,4
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	275,7	272,9	270,2	267,5	264,8	262,2	259,6	257,0	254,4
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0
Flujo [kUS\$]	275,7	272,9	270,2	267,5	264,8	262,2	259,6	257,0	254,4

Periodo de 30 años

Año	27	28	29	30
factor perdida	0,77	0,76	0,75	0,75
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	236,7	234,8	233,0	231,1
Costos Fijos [kUS\$]	-6,4	-6,3	-6,3	-6,2
EBITDA [kUS\$]	230,4	228,5	226,7	224,9
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	230,4	228,5	226,7	224,9
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	230,4	228,5	226,7	224,9

Anexo L

Flujo de Caja: Thin-Film

Periodo de 20 años

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
factor perdida	0,00	0,95	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91	0,90	0,89
Inversión [kUS\$]	-1.737,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	0,0	303,7	301,3	298,9	296,5	294,1	291,8	289,4	287,1
Costos Fijos [kUS\$]	0,0	-7,9	-7,8	-7,7	-7,7	-7,6	-7,6	-7,5	-7,4
EBITDA [kUS\$]	0,0	295,9	293,5	291,1	288,8	286,5	284,2	281,9	279,7
Depreciación [kUS\$]	0,0	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8
EBIT [kUS\$]	0,0	122,1	119,7	117,4	115,0	112,7	110,4	108,2	105,9
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	-1.737,7	122,1	119,7	117,4	115,0	112,7	110,4	108,2	105,9

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
factor perdida	0,89	0,88	0,87	0,87	0,86	0,85	0,84	0,84	0,83
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	284,8	282,5	280,3	278,0	275,8	273,6	271,4	269,2	267,1
Costos Fijos [kUS\$]	-7,4	-7,3	-7,3	-7,2	-7,1	-7,1	-7,0	-7,0	-6,9
EBITDA [kUS\$]	277,4	275,2	273,0	270,8	268,7	266,5	264,4	262,3	260,2
Depreciación [kUS\$]	-173,8	-173,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	103,7	101,4	273,0	270,8	268,7	266,5	264,4	262,3	260,2
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	103,7	101,4	273,0	270,8	268,7	266,5	264,4	262,3	260,2

Año	18	19	20
factor perdida	0,82	0,82	0,81
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	265,0	262,8	260,7
Costos Fijos [kUS\$]	-6,9	-6,8	-6,8
EBITDA [kUS\$]	258,1	256,0	254,0
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	258,1	256,0	254,0
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	258,1	256,0	254,0

Periodo de 25 años

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
factor perdida	0,00	0,95	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91	0,90	0,89
Inversión [kUS\$]	-1.737,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	0,0	279,6	277,3	275,1	272,9	270,7	268,6	266,4	264,3
Costos Fijos [kUS\$]	0,0	-7,9	-7,8	-7,7	-7,7	-7,6	-7,6	-7,5	-7,4
EBITDA [kUS\$]	0,0	271,7	269,5	267,4	265,2	263,1	261,0	258,9	256,8
Depreciación [kUS\$]	0,0	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8
EBIT [kUS\$]	0,0	97,9	95,7	93,6	91,5	89,3	87,2	85,1	83,1
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	-1.737,7	97,9	95,7	93,6	91,5	89,3	87,2	85,1	83,1

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
factor perdida	0,89	0,88	0,87	0,87	0,86	0,85	0,84	0,84	0,83
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	262,2	260,1	258,0	255,9	253,9	251,8	249,8	247,8	245,9
Costos Fijos [kUS\$]	-7,4	-7,3	-7,3	-7,2	-7,1	-7,1	-7,0	-7,0	-6,9
EBITDA [kUS\$]	254,8	252,7	250,7	248,7	246,7	244,8	242,8	240,9	238,9
Depreciación [kUS\$]	-173,8	-173,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	81,0	79,0	250,7	248,7	246,7	244,8	242,8	240,9	238,9
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	81,0	79,0	250,7	248,7	246,7	244,8	242,8	240,9	238,9

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
factor perdida	0,82	0,82	0,81	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	243,9	241,9	240,0	238,1	236,2	234,3	232,4	230,6
Costos Fijos [kUS\$]	-6,9	-6,8	-6,8	-6,7	-6,6	-6,6	-6,5	-6,5
EBITDA [kUS\$]	237,0	235,1	233,2	231,4	229,5	227,7	225,9	224,1
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	237,0	235,1	233,2	231,4	229,5	227,7	225,9	224,1
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	237,0	235,1	233,2	231,4	229,5	227,7	225,9	224,1

Periodo de 30 años

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
factor perdida	0,00	0,95	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91	0,90	0,89
Inversión [kUS\$]	-1.737,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	0,0	265,2	263,1	261,0	258,9	256,8	254,7	252,7	250,7
Costos Fijos [kUS\$]	0,0	-7,9	-7,8	-7,7	-7,7	-7,6	-7,6	-7,5	-7,4
EBITDA [kUS\$]	0,0	257,3	255,2	253,2	251,2	249,2	247,2	245,2	243,2
Depreciación [kUS\$]	0,0	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8	-173,8
EBIT [kUS\$]	0,0	83,5	81,5	79,4	77,4	75,4	73,4	71,4	69,5
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	-1.737,7	83,5	81,5	79,4	77,4	75,4	73,4	71,4	69,5

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
factor perdida	0,89	0,88	0,87	0,87	0,86	0,85	0,84	0,84	0,83
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	248,7	246,7	244,7	242,8	240,8	238,9	237,0	235,1	233,2
Costos Fijos [kUS\$]	-7,4	-7,3	-7,3	-7,2	-7,1	-7,1	-7,0	-7,0	-6,9
EBITDA [kUS\$]	241,3	239,4	237,4	235,5	233,7	231,8	229,9	228,1	226,3
Depreciación [kUS\$]	-173,8	-173,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	67,5	65,6	237,4	235,5	233,7	231,8	229,9	228,1	226,3
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	67,5	65,6	237,4	235,5	233,7	231,8	229,9	228,1	226,3

Año	18	19	20	21	22	23	24	25	26
factor perdida	0,82	0,82	0,81	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,77
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	231,3	229,5	227,6	225,8	224,0	222,2	220,4	218,7	216,9
Costos Fijos [kUS\$]	-6,9	-6,8	-6,8	-6,7	-6,6	-6,6	-6,5	-6,5	-6,4
EBITDA [kUS\$]	224,5	222,7	220,9	219,1	217,4	215,6	213,9	212,2	210,5
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	224,5	222,7	220,9	219,1	217,4	215,6	213,9	212,2	210,5
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	224,5	222,7	220,9	219,1	217,4	215,6	213,9	212,2	210,5

Periodo de 30 años

Año	27	28	29	30
factor perdida	0,8	0,8	0,8	0,7
Inversión [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos [kUS\$]	215,2	213,5	211,8	210,1
Costos Fijos [kUS\$]	-6,4	-6,3	-6,3	-6,2
EBITDA [kUS\$]	208,8	207,1	205,5	203,8
Depreciación [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0
EBIT [kUS\$]	208,8	207,1	205,5	203,8
Impuesto [kUS\$]	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo [kUS\$]	208,8	207,1	205,5	203,8