



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY

Optimización de diseño de plantas solares fotovoltaicas

Rafael Bruno Coteló

Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Montevideo – Uruguay
Diciembre de 2022



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY

Optimización de diseño de plantas solares fotovoltaicas

Rafael Bruno Coteló

Tesis de Maestría presentada al Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, como parte de los requisitos necesarios para la obtención del título de Magíster en Ingeniería de la Energía.

Director:

Dr. Ing. Claudio Risso

Codirector:

Dr. Ing. Rodrigo Alonso Suárez

Director académico:

Dr. Ing. Mario Vignolo

Montevideo – Uruguay

Diciembre de 2022

Bruno Cotel, Rafael

Optimización de diseño de plantas solares fotovoltaicas
/ Rafael Bruno Cotel. - Montevideo: Universidad de la
República, Facultad de Ingeniería, 2022.

XII, 92 p.: il.; 29, 7cm.

Director:

Claudio Risso

Codirector:

Rodrigo Alonso Suárez

Director académico:

Mario Vignolo

Tesis de Maestría – Universidad de la República,
Programa en Ingeniería de la Energía, 2022.

Referencias bibliográficas: p. 85 – 89.

1. Energía solar fotovoltaica,
2. Optimización,
3. Diseño parques solares. I. Risso, Claudio, *et al.*
II. Universidad de la República, Programa de Posgrado
en Ingeniería de la Energía. III. Título.

INTEGRANTES DEL TRIBUNAL DE DEFENSA DE TESIS

M.Sc. Prof. Pablo Toscano

Ph.D. Prof. Enrique Dalchiele

Ph.D. Prof. Héctor Cancela

Montevideo – Uruguay
Diciembre de 2022

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer especialmente a mi familia, por su apoyo incondicional a lo largo de los años, siendo un pilar fundamental en mi formación como persona y profesional.

En segundo lugar, a mis directores de Tesis, Claudio Risso y Rodrigo Alonso-Suárez, por su excelente disposición y paciencia durante todo el largo proceso de desarrollo de esta Tesis, sin los cuales no me hubiera sido posible finalizarla.

Finalmente, un agradecimiento particular para mi director académico, Mario Vignolo, quien ha sido un gran mentor a lo largo de mi proceso de formación académica.

RESUMEN

Desde sus comienzos, la demanda de energía eléctrica ha tenido un importante y sostenido crecimiento, lo cual conlleva un aumento en la capacidad de generación. El desarrollo de las energías renovables no-convencionales ha tenido un fuerte impulso en las últimas décadas, dominado inicialmente por la energía eólica. En la actualidad, debido a la maduración y masificación de la tecnología de semiconductores, la energía solar fotovoltaica se viabilizó económicamente, y se encuentra en franco despliegue.

El objetivo de esta tesis es el diseño optimizado de un parque solar fotovoltaico. El análisis experimental se realiza tomando como referencia las características geográficas y climáticas de Uruguay. El problema es complejo, tanto en lo que hace al sistema físico de referencia, como a la incertidumbre introducida a través del clima, de los precios, los parámetros financieros y de la misma degradación de los componentes sobre un proyecto cuyo repago que se planifica en décadas.

La investigación debió recurrir al uso coordinado de múltiples herramientas: analíticas puras, simulaciones sobre escenarios, regresiones para capturar distintos componentes del problema y también a una mezcla de técnicas de optimización combinatoria y continua para hallar soluciones. Los resultados experimentales evidencian directrices respecto a cómo diseñar parques eficientemente de acuerdo con los valores actuales, pero también adelantan las consecuencias esperables como resultado de cambios en esos valores, muchos derivados de una tecnología que aún sigue evolucionando.

Palabras claves:

Energía solar fotovoltaica, Optimización, Diseño parques solares.

ABSTRACT

The electricity demand has had an important and sustained growth since its early stages, pressing over the generation requirements. The development of non-conventional renewable energies has risen over the last decades predominantly through wind-power. Recently and due to the maturity level and massification of semiconductors technology, photovoltaic power became a competitive alternative, which is rapidly expanding.

This thesis aims to design an optimal layout for a utility scale solar-farm. The experimental analysis is based upon the geographical and climatic characteristics of Uruguay. The reference problem is complex, both at the physical modeling level and in the intrinsic uncertainty coming from the changing climate, volatile and dependent market prices, financial parameters, and the mere aging of the infrastructure; all of which must be considered throughout a project designed to be repaid in several years.

This research required the coordinated use of multiple tools: purely analytical, scenarios simulation, data regressions to capture different aspects of the problem, and also to a mix of combinatorial and continuous optimization techniques to find solutions. Experimental results show guidelines regarding how solar-farms should be designed to be efficient according on current parameters of the problem. They also anticipate changes to come, which are consequence of variations in these values, many of which are inevitable for a technology that is still evolving.

Keywords:

Solar Energy, Optimization, Photovoltaic PV, Solar farm design.

Lista de figuras

1.1	Evolución del consumo de energía eléctrica a nivel mundial 1990-2018	2
1.2	Evolución del % de crecimiento de la población mundial 1990-2018	2
1.3	Evolución anual de potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas (IEA, 2019)	4
1.4	Evolución del costo de módulos solares fotovoltaicos entre los años 2010 y 2018 (IRENA, 2019)	5
1.5	Variación anual en la instalación de potencia solar fotovoltaica e incidencia relativa de China (IEA, 2019)	5
1.6	Diagrama unifilar esquemático de un sub-parque	7
1.7	Variables geométricas involucradas en el diseño de un parque solar fotovoltaico	9
1.8	Estructura de costos de un parque solar fotovoltaico	9
1.9	Ejemplo de sub-parques conformando un parque Machado et al. (2016)	12
1.10	Ejemplo comparativo de planta fotovoltaica con y sin <i>oversizing</i>	13
1.11	Esquema simplificado de los tipos de cable DC involucrados en el diseño	14
2.1	Problema general de optimización	24
2.2	Geometría de referencia para un sub-parque	29
2.3	Ejemplo de evolución del error en el método de bipartición para $f(x) = \cos(x)e^{x/2}$	31
2.4	Celda, módulo y conjunto de módulos fotovoltaicos	34
2.5	Curva I-V tipo para una célula fotovoltaica (en negro). Curva P-V tipo (en rojo). Tomado de Balenzategui y Manzanares (2008)	35
2.6	Curvas I-V para diferentes valores de radiación y temperatura Canadian (2016)	35

2.7	Declinación solar. Tomada de Abal (2014)	37
2.8	Ubicación del Sol respecto a la Tierra. Tomada de Abal (2014)	39
2.9	Altura solar	40
2.10	Impresiones de pantalla del software PVsyst	51
3.1	Evaluaciones analíticas MATLAB - Modelos HD y HDKR	58
3.2	Comparativa entre caso base y simulación utilizando base de datos meteorológica NASA-SSE	59
3.3	Comparativa entre caso base y simulación considerando una se- paración entre mesas de 15m	60
3.4	Ángulo β óptimo en función de la separación entre mesas - Ajuste final	61
3.5	Datos soporte calculados y aproximación por regresión lineal	63
1.1	Simulaciones considerando diferentes temperaturas	92

Lista de tablas

1.1	Estructura de costos de un parque solar fotovoltaico	10
2.1	Objetos de costo elegidos para el modelo.	46
2.2	Estructura de costos y variables de PVSyst.	47
3.1	Error cuadrático medio y error máximo	64
3.2	Evolución anual de costos de Operación y Mantenimiento . . .	64
4.1	Instancias iniciales a evaluar	74
4.2	Resultados evaluaciones iniciales	75
4.3	Instancias a evaluar, modificando condiciones del contrato . . .	76
4.4	Resultados obtenidos modificando condiciones del contrato . . .	76
4.5	Instancias a evaluar, considerando cableado DC	77
4.6	Resultados evaluaciones considerando cableado DC	78
4.7	Evaluaciones de sensibilidad	79
4.8	Resultados de análisis de sensibilidad a tasa de interés financiera	79
4.9	Resultados de análisis de sensibilidad a costo de terreno	80
4.10	Resultados de análisis de sensibilidad a costo de paneles	80
4.11	Resultados de análisis de sensibilidad a costo de inversores . . .	80
4.12	Costos iniciales considerados	82
4.13	Evolución de resultados económicos y energéticos a lo largo de los años	82

Tabla de contenidos

Lista de figuras	VIII
Lista de tablas	X
1 Introducción	1
1.1 Contexto	1
1.1.1 Motivación	1
1.1.2 Panorama a nivel global	4
1.1.3 Panorama a nivel local	5
1.2 Alcance y objetivo de la tesis	6
1.3 Estado del arte y revisión bibliográfica	15
1.4 Aproximación metodológica	20
1.5 Estructura de la Tesis	21
2 Fundamentos teóricos y Metodología	23
2.1 Introducción	23
2.2 Optimización	23
2.3 Efecto fotovoltaico y celda fotovoltaica	33
2.3.1 Curva I-V	34
2.4 Conceptos de radiación solar	36
2.5 Analítica Solar-fotovoltaica	41
2.6 Estructura de costos de un parque PV	44
2.7 Estrategias de resolución	48
2.7.1 PVsyst	50
2.8 Síntesis del capítulo	51
3 Diseño optimizado de un parque solar	52
3.1 Formulación abstracta del problema	52

3.1.1	Función objetivo	53
3.1.2	Restricciones	55
3.1.3	Variables y parámetros	56
3.2	Optimización geométrica de la planta	57
3.2.1	Optimización a nivel de recurso	57
3.2.2	Optimización de la generación: caso base	58
3.2.3	Simulaciones variando la separación ente mesas	59
3.3	Restricciones Eléctricas	61
3.4	Estimación de la Energía Generada	62
3.5	Jerarquización de costos	64
3.6	Algoritmo de Optimización	65
3.7	Optimización Cableado DC	65
3.7.1	Optimización Inversión Cableado DC	65
3.7.2	Optimización Pérdidas Cableado DC	69
3.7.3	Actualización de VAN con cableados DC	70
4	Análisis experimental	72
4.1	Optimización Contrato	73
4.1.1	Instancias a Resolver	73
4.1.2	Resultado de la optimización	74
4.2	Optimización incluyendo el cableado DC	77
4.3	Análisis de sensibilidad	78
4.4	Evolución anual de costos e ingresos	81
5	Conclusiones	83
	Referencias bibliográficas	85
	Glosario	89
	Apéndices	90
	Apéndice 1 Simulaciones adicionales PVsyst	91
1.1	Simulaciones variando la temperatura ambiente	91

Capítulo 1

Introducción

1.1. Contexto

1.1.1. Motivación

El consumo global de electricidad aumenta a un promedio de 2,9% anual (EIA, 2020). En la figura 1.1 se observa el aumento en el consumo de energía eléctrica a nivel mundial entre los años 1990 y 2018. A modo de referencia, en el mismo período de tiempo (1990-2018), la población a nivel mundial aumentó a un promedio de 1,3 % anual (Oxford, 2020). Dicha tendencia se observa en la figura 1.2. Por lo tanto se observa que el consumo de electricidad aumenta a un ritmo mayor que el aumento de población. Esto ocurre debido a que importantes porciones de la población mundial se encuentran incrementando su consumo de energía eléctrica como resultado del aumento en su calidad de vida, entre otros. El abastecimiento sostenido y ambientalmente sostenible de energía es uno de los desafíos actuales de la humanidad.

Para poder abastecer el aumento en el consumo de electricidad es necesario aumentar la capacidad de generación de energía. Esta nueva capacidad de generación puede abastecerse a partir de diferentes fuentes como: nuclear, combustibles fósiles, hidroeléctrica, eólica, solar, entre otras.

La energía nuclear tuvo un auge a nivel mundial entre los años 1960 y 1990; en dicho período, la energía generada aumentó desde menos de 100 TWh hasta superar los 2000 TWh. En 1986, ocurre el desastre nuclear de Chernóbil, lo cual pone de manifiesto los riesgos asociados a esta forma de generación de energía. Como consecuencia, finaliza el auge en la construcción de nuevas plantas nucleares. En la actualidad, en ciertos países existe una tendencia

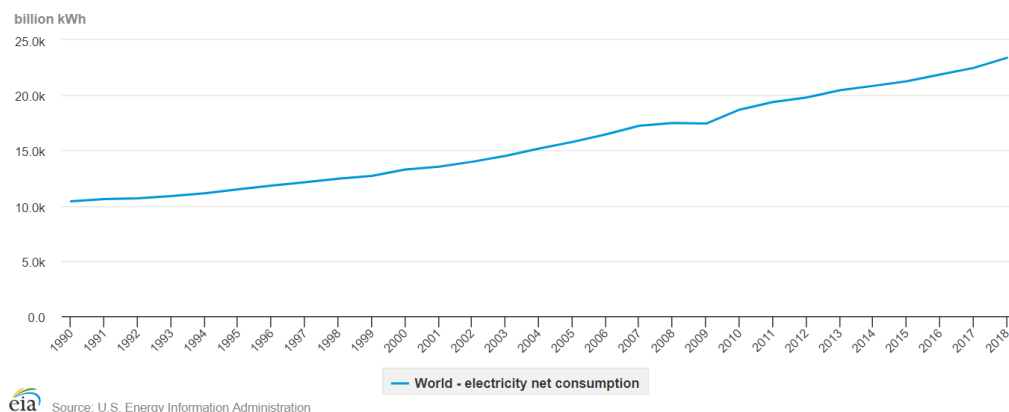


Figura 1.1: Evolución del consumo de energía eléctrica a nivel mundial 1990-2018

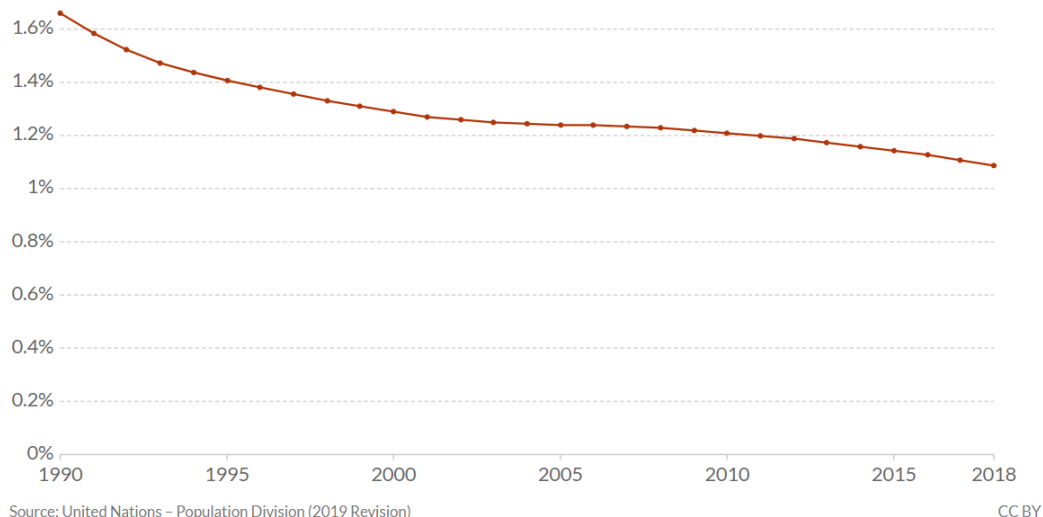


Figura 1.2: Evolución del % de crecimiento de la población mundial 1990-2018

hacia el desmantelamiento de las centrales nucleares. A modo de ejemplo, en el mismo año que ocurre la catástrofe de Fukushima (2011), el parlamento Alemán (Bundestag) aprueba el apagón nuclear para el año 2022. (DW, 2011)

La utilización de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural y gas licuado) implica emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero, como dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4). La alta concentración de estos gases de origen antropogénico son causantes del calentamiento global y cambio climático. A lo largo de los años, se han realizados acuerdos globales con el objetivo de reducir la emisión de dichos gases, como el Protocolo de Kyoto (UN, 1997) firmado en 1997 entre 55 países o el reciente Acuerdo de París (UN, 2016) firmado en 2016 por 195 países. Dichos acuerdos establecen metas puntuales

por países, buscando fomentar un desarrollo global con bajas emisiones de gases.

Teniendo en cuenta este panorama, las energías renovables no convencionales (eólica, solar, biomasa, geotermia, mareomotriz, undimotriz, entre otras) surgen como una fuente de energía alternativa que no genera gases de efecto invernadero. Sin embargo, vale comentar que, incluso en los países con alta penetración de energías renovables, los combustibles fósiles tienen una incidencia importante en el mercado energético, dado que son los que determinan el precio del costo variable de la energía eléctrica. Lo anterior se debe a lo siguiente: El despacho óptimo se realiza buscando minimizar el costo de abastecimiento de la demanda, considerando tanto el presente como el futuro. De esta forma, se determina un orden de despacho, donde se ordenan las fuentes de generación de energía en función del costo variable de cada una. Las energías renovables como la eólica y solar, se consideran con un costo variable de 0 USD/MWh, por lo que son las que se despachan en primer lugar. Luego se utiliza la generación hidroeléctrica y por último la generación térmica. A la generación hidroeléctrica se le asigna un costo variable (a pesar de que el agua no tiene costo como “combustible”), que depende de la cantidad de agua que se encuentre en el embalse y del costo variable de la generación térmica a la que sustituye. Este valor del agua se explica ya que si uno considera que el agua no tiene valor, se podría “vaciar” el embalse, por lo que sería necesario incurrir a una gran cantidad de generación térmica, lo cual implica aumentar el costo de abastecimiento de la demanda. Debido a lo anterior es que los combustibles fósiles son los que terminan fijando el costo variable del sistema eléctrico.

Vale comentar que a los efectos de esta tesis, se asume que el generador contará con un contrato del tipo PPA¹ con la empresa eléctrica, y que por lo tanto toda la energía generada será comprada a un precio fijo (con ajustes anuales). Además, se asume que en caso de existir restricciones operativas (consignas de disminuir generación), la empresa eléctrica pagará la energía que se hubiera generado durante dicha restricción.

Considerando los aspectos indicados en la presente sección, se entiende que la energía solar tendrá un papel preponderante en el futuro. Dicho escenario podrá verse favorecido por el diseño de proyectos más rentables, los cuales pueden realizarse utilizando técnicas de optimización, como se plantea en el presente trabajo.

¹Power Purchase Agreement

1.1.2. Panorama a nivel global

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial. Dicho crecimiento se puede observar en la figura 1.3 obtenida a partir del informe “*IEA-PVPS: Snapshot of global photovoltaic markets 2018*” (IEA, 2019). Se observa que se han superados los 500 GW de instalaciones globales de paneles solares fotovoltaicos. La producción de energía fotovoltaica representa el 2.6 % de la demanda de electricidad mundial. Dicho crecimiento se debe principalmente a la disminución en el precio de los módulos fotovoltaicos, así como al aumento en la cantidad instalaciones realizadas en China. Dichos fenómenos se observan en los gráficos 1.4 y 1.5.

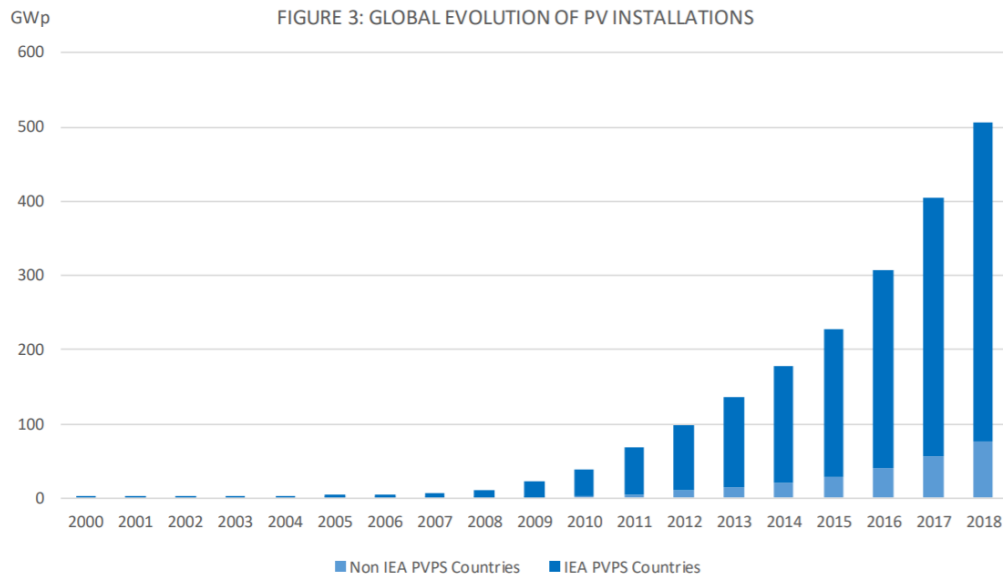


Figura 1.3: Evolución anual de potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas (IEA, 2019)

De acuerdo a las predicciones realizadas por IRENA (IRENA, 2018), de continuar con la tendencia actual de reducción de precios de módulos fotovoltaicos, se estima que en los próximos años la capacidad instalada en energía solar fotovoltaica aumente desde 480 GW (2018) hasta 8500 GW (2050). De esta forma, la energía solar fotovoltaica pasaría de representar un 2 % a un 25 % de la energía eléctrica generada a nivel global.

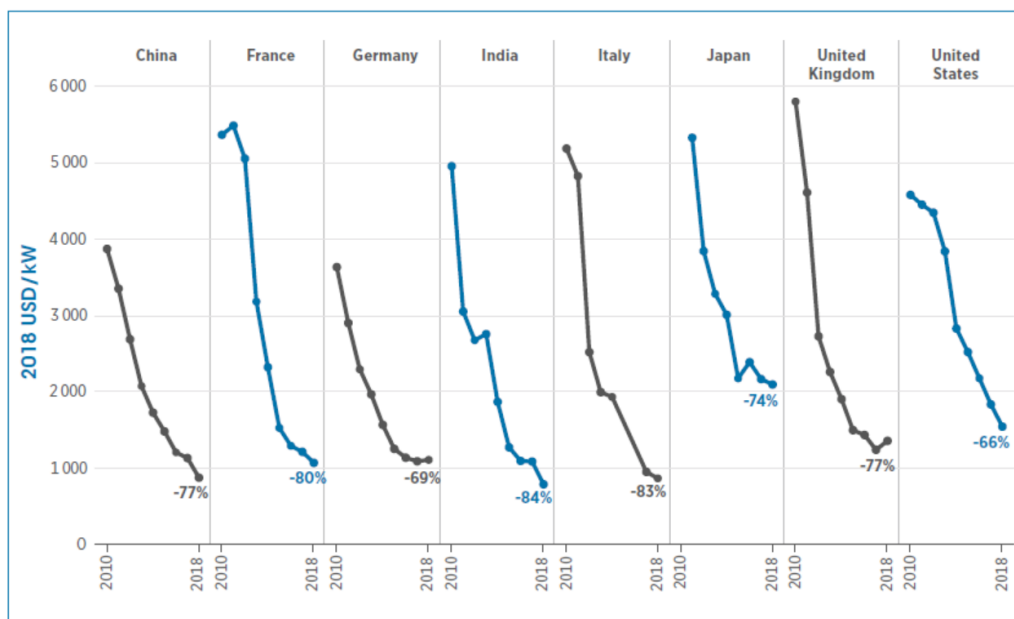


Figura 1.4: Evolución del costo de módulos solares fotovoltaicos entre los años 2010 y 2018 (IRENA, 2019)

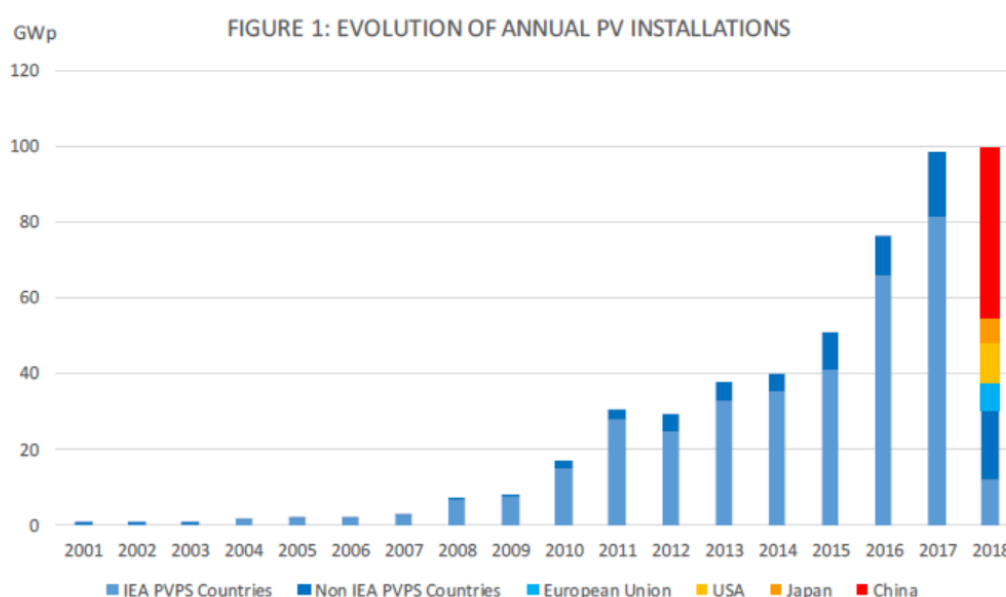


Figura 1.5: Variación anual en la instalación de potencia solar fotovoltaica e incidencia relativa de China (IEA, 2019)

1.1.3. Panorama a nivel local

En Uruguay, actualmente hay instalados 252 MW de energía solar fotovoltaica, lo cual representa un 5.1 % de los 4900 MW de capacidad instalada de

generación. De acuerdo a información presentada en el Informe de Garantía de Suministro de 2022, publicado por el Administrador del Mercado Eléctrico (ADME) (ADME, 2022), se estima que para 2035, la capacidad instalada de generación fotovoltaica podría ser de 770MW, lo cual implica un aumento mayor al 200 % respecto a la potencia instalada actualmente.

El cambio de la matriz energética que se realizó en Uruguay, completando la instalación de 1500MW de energía eólica y 250MW de energía solar en pocos años, fue posible gracias a que el país cuenta con una gran capacidad de energía hidroeléctrica con embalses (represas). Las represas actúan como una batería de gran capacidad, lo cual permite administrar la intermitencia de las energías renovables no-convencionales.

Por último, resulta interesante mencionar la complementariedad temporal que existe entre la energía eólica y la solar fotovoltaica. Dicho aspecto se estudia en Gurin *et al.* (2016), observando que *“Es notorio que a mayor radiación solar (días claros) la producción de las plantas solares es mayor y la producción de las plantas eólicas es menor en las horas del día. Esta correlación negativa, permite suponer que al ser considerada la misma tendrá un impacto sobre la planificación de la expansión de la generación. Se espera que esta complementariedad juegue a favor de incorporar más solar ...”*

1.2. Alcance y objetivo de la tesis

En el presente trabajo se busca desarrollar e implementar un modelo de optimización para el despliegue de una planta fotovoltaica de gran escala. El objetivo es maximizar el retorno de inversión de un proyecto de estas características, valiéndose para lo anterior de ajustes en las variables que refieren al layout del parque (geométricas, eléctricas, etc.), dentro de sus límites técnicos. En otras palabras, para un parque de características dadas, se busca el diseño más inteligente a efectos de maximizar el retorno económico del proyecto, tomando los costos y limitaciones técnicas propias del estado de la tecnología al momento. No se exploran tecnologías alternativas para bajar los costos de los objetos, sino que se busca un layout optimizado para un set de parámetros dado. La principal contribución y cuota de esfuerzo de esta tesis radica en el modelo en sí. Las soluciones al modelo antes desarrollado se hallarán para un conjunto reducido pero representativo de instancias de prueba, haciendo uso para este fin de software estándar de optimización.

A continuación se realiza una breve descripción de los componentes y variables que están involucradas en dicho diseño.

En lo que a infraestructura refiere, los componentes principales de un parque solar fotovoltaico son:

- Paneles fotovoltaicos: Convierten la irradiancia solar en potencia eléctrica en corriente continua (DC)
- Tableros de continua: Agrupan la potencia generada por los paneles fotovoltaicos
- Inversores de corriente: Convierten corriente continua en corriente alterna (DC/AC)
- Transformadores: Convierten corriente alterna de baja tensión en corriente alterna de media tensión (BT/MT)
- Cableado AC y DC: Distribuyen la potencia entre los diferentes equipos

En la figura 1.6 se presenta un esquema unifilar simplificado donde se observan los componentes indicados previamente.

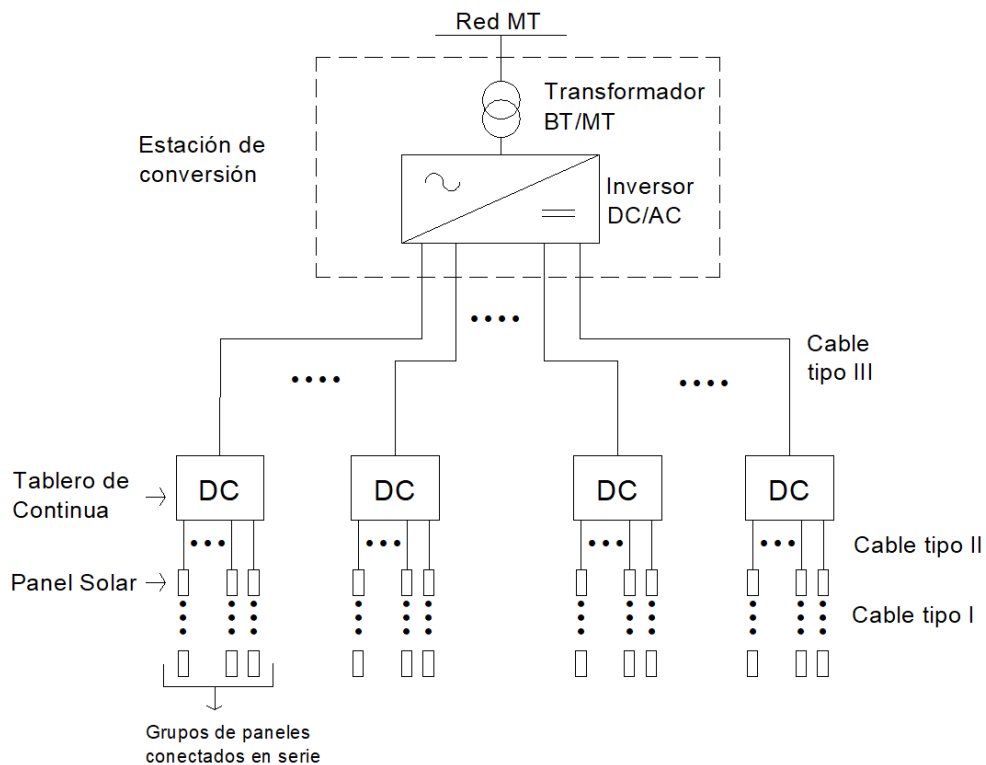


Figura 1.6: Diagrama unifilar esquemático de un sub-parque

Los cables tipo I son parte integral de los paneles, y se utilizan para conectarlos entre sí, formando un *string*¹. Los cables tipo II conectan dichos *strings* de paneles a los tableros de continua. Los cables tipo III conectan dichos tableros con las estaciones de conversión. Estos cables forman parte de la red de DC. El esquema de la figura 1.6 corresponde a una instalación considerando un inversor del tipo “central”. Si se considera un inversor del tipo “string”, se eliminarían los tableros de continua y se debería agregar el cableado AC entre los inversores y el transformador BT/MT. En el presente trabajo se asume una configuración para inversores del tipo “centrales”.

Al momento de definir un parque fotovoltaico, se utilizan las siguientes características eléctricas y geométricas:

- Potencia AC: Potencia instalada a nivel de inversores DC/AC. Se considera igual a la potencia máxima autorizada a inyectar en la red eléctrica
- Potencia DC: Potencia pico instalada a nivel de paneles fotovoltaicos ²
- Factor *oversizing*: Cociente entre potencia DC y potencia AC³
- Ángulo β : Inclinação de los paneles solares respecto a la horizontal
- Ángulo γ : Orientación de los paneles solares respecto al norte
- Distancia *sep*: Separación entre mesas de paneles

En la figura 1.7 se observan las variables geométricas indicadas.

En un proyecto solar fotovoltaico, los costos quedan principalmente determinados por: la adquisición y despliegue de la infraestructura, la adquisición (o arrendamiento) del terreno ⁴, la interconexión con la red de transmisión y los impuestos. En relación a los valores anteriores, la operación y mantenimiento del parque a lo largo de su vida útil representa valores anuales del orden del 1 % del costo inicial. En la sección 3.5 se hace un análisis de dichos valores. Para obtener una referencia de costos, se utilizó información publicada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) en su informe “*U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*” (NREL, 2018). De acuerdo a dicha referencia, la estructura de costos de un

¹Se utiliza la palabra en inglés *string* dado que es ampliamente utilizada en la literatura. La palabra equivalente en español sería “cadena”

²Corresponde a la potencia generada por el panel con una irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$, temperatura de 25°C y Masa de Aire 1.5

³Se utiliza la palabra en inglés *oversizing* ya que es el término ampliamente utilizado en la literatura. La traducción al español podría ser “sobredimensionamiento”

⁴En el presente trabajo se realiza el análisis financiero considerando la adquisición del terreno como parte de la inversión inicial

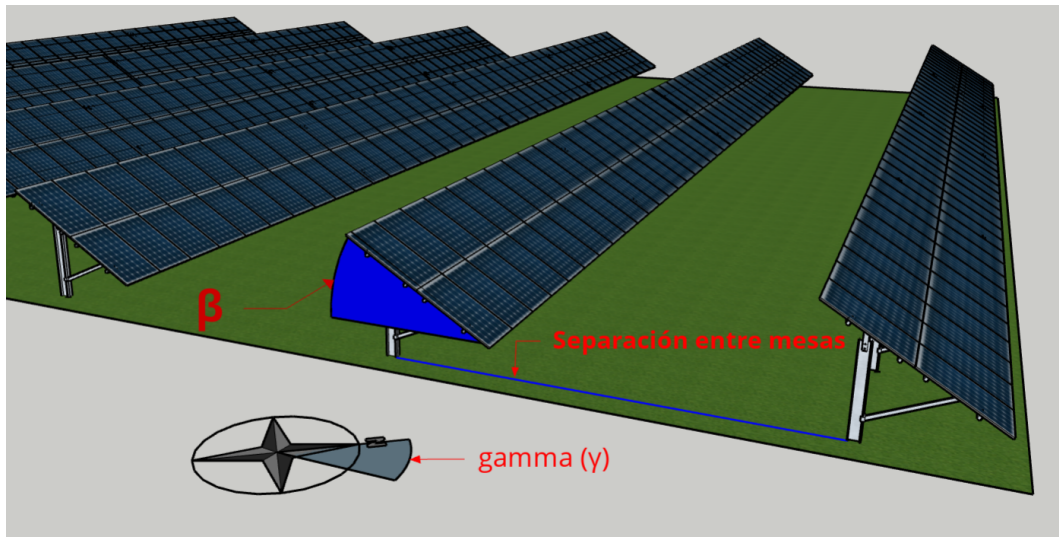


Figura 1.7: Variables geométricas involucradas en el diseño de un parque solar fotovoltaico

parque fotovoltaico de gran escala (50 MW) se divide según se observa en la figura 1.8 y en la Tabla 1.1. La referencia del costo de la hectárea de terreno se tomó de [MGAP \(2021\)](#).



Figura 1.8: Estructura de costos de un parque solar fotovoltaico

El rubro Materiales Eléctricos engloba los siguientes elementos: cables AC, cables DC y tableros de continua (DC).

Dada la naturaleza del problema, existen vinculaciones entre algunos

Ítem	USD/W-DC	%
Paneles solares	0,47	41,6 %
Inversores AC/DC	0,04	3,5 %
Estructura paneles	0,10	8,8 %
Materiales eléctricos	0,10	8,8 %
Mano de obra	0,10	8,8 %
Ingeniería y servicios	0,07	6,2 %
Impuestos	0,05	4,4 %
Terreno	0,03	2,7 %
Interconexión	0,04	3,5 %
Desarrollador	0,08	7,1 %
Otros	0,05	4,4 %
TOTAL	1,13	100 %

Tabla 1.1: Estructura de costos de un parque solar fotovoltaico

parámetros y variables a tener en cuenta. Por ejemplo, los rubros Paneles solares y Estructura paneles se encuentran directamente vinculados, ya que si se aumenta la cantidad de paneles, se debe aumentar la cantidad de estructuras que lo soportan. De forma similar, existe correlación directa entre los rubros Paneles Solares y Materiales Eléctricos, ya que el aumentar la cantidad de paneles solares también aumenta la cantidad de cableados DC y de tableros de continua. El rubro Interconexión corresponde a la estación MT/AT y al tendido del cableado de AT necesario para realizar la conexión con la red eléctrica de Alta Tensión (en el caso de Uruguay, con la red de UTE). Se toma como hipótesis que la estación se encuentra cercana a una línea de AT de UTE, por lo tanto el costo de la línea de AT no se evalúa. Además, el costo de la estación de transmisión se considera como un valor fijo, y por lo tanto no se toma como parte de las variables a optimizar. Usualmente se utiliza el acrónimo EPC, *Engineering, Procurement and Construction*, para referirse a la empresa que realiza el proyecto de Ingeniería, adquiere los equipos e infraestructura a los proveedores y se encarga de ejecutar las obras. Es decir que EPC engloba a los rubros Ingeniería y servicios, Mano de Obra y a todos los rubros de equipos e infraestructura. El rubro Desarrollador corresponde a la empresa que articula todos los actores involucrados para que el proyecto se lleve a cabo. Algunas de las tareas que realiza el desarrollador son: Obtener la financiación, el contrato con la empresa eléctrica que comprará la energía, contratar a la empresa EPC, obtener los contratos para el uso de los terrenos,

obtener los permisos por parte de las autoridades nacionales y municipales.

El algoritmo que se busca implementar tendrá las siguientes variables de control:

- Ángulo γ
- Ángulo β
- Separación entre mesas
- Factor *oversizing*
- Secciones de conductores de DC
- Cantidad de filas de cada sub-parque
- Cantidad de columnas de cada sub-parque

Teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Costo de terreno
- Costo de los paneles solares
- Costo de los inversores DC/AC
- Costo de los conductores
- Precio de la energía eléctrica
- Degradación de componentes
- Costos de operación
- Costos financieros

En un parque cuya potencia sea del orden de las decenas de MW, el diseño se realiza de forma modular, dividiendo el parque total en módulos más pequeños que denominaremos sub-parques. En la figura 1.9, tomada de [Machado et al. \(2016\)](#) se muestra un ejemplo de dicho diseño.

En la presente tesis se realiza una optimización a nivel de cada sub-parque, y se considera que todos son equivalentes entre sí. Es decir, que el recorrido del cableado de MT no se considera como una variable a optimizar. En cada uno de los casos, se considerará que la potencia AC del parque está fija y no es una variable a modificar. Al mantener la potencia AC fija, para cada valor de *oversizing* evaluado, queda determinada la potencia DC, y por lo tanto la cantidad de paneles. Por este motivo es que la cantidad de paneles no se considera una variable de control.

Dada la naturaleza del problema, existen vinculaciones entre algunos parámetros y variables a tener en cuenta. Por ejemplo el costo del terreno

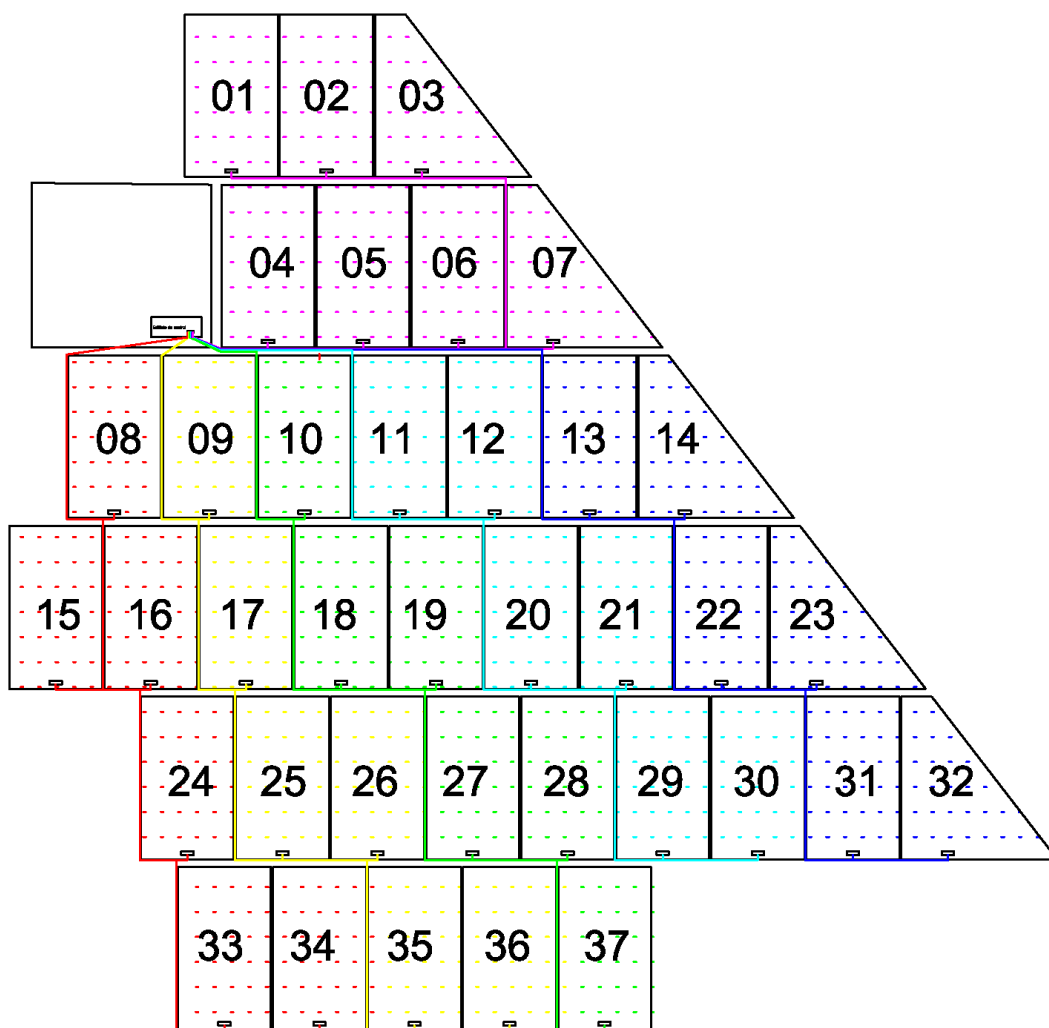


Figura 1.9: Ejemplo de sub-parques conformando un parque [Machado *et al.* \(2016\)](#)

(considerado como el producto entre el área total y el costo por hectárea) dependerá del *oversizing* y de la separación entre mesas. Lo anterior se debe a lo siguiente: si se aumenta la separación entre mesas, aumentará el área total ocupada por el parque, y por lo tanto aumentará el tamaño del terreno necesario. Por último, si el *oversizing* aumenta, aumentará la cantidad de paneles solares, por lo que también deberá aumentar el tamaño del terreno.

Vale realizar algunas aclaraciones respecto al factor *oversizing*. Recordando lo comentado en la sección 1.2, el factor *oversizing* corresponde al cociente entre la potencia instalada en paneles solares y la potencia instalada en inversores DC/AC. A modo de ejemplo, si una planta de 10 MW tiene un *oversizing* de 20 %, contará con 12 MWp¹ instalados en paneles solares. En ningún momento la planta podrá inyectar 12 MW en la red eléctrica, dado que la capacidad instalada en inversores DC/AC será de 10 MW. El objetivo de que la capacidad instalada en paneles solares sea mayor que la capacidad instalada en AC es que en los momentos de bajo recurso solar, la generación de potencia sea mayor. En la figura 1.10, se presenta un ejemplo ilustrativo de dicha situación. El área entre la curvas representa la ganancia de energía obtenida debido al *oversizing*.

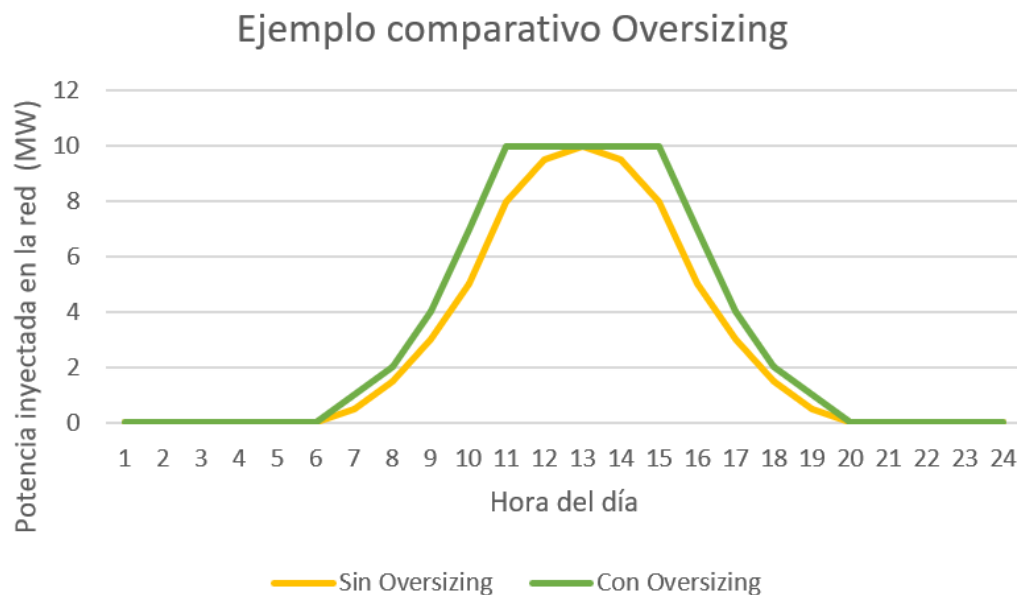


Figura 1.10: Ejemplo comparativo de planta fotovoltaica con y sin *oversizing*

La geometría de despliegue de la red de DC se asume con un diseño ho-

¹Usualmente se utiliza la unidad MWp para diferenciar la potencia en AC de la potencia “pico” en DC

mogéneo, ya que ese despliegue de conductores queda determinado por la estructura/geometría de mesas (es igual en cada fila del sub-parque, y en cada array de paneles de cada fila). Complejizar la geometría de la instalación elevaría los costos de Mano Obra, Ingeniería, Desarrollador y Otros (combinados corresponden a más de un 25 % del proyecto de referencia). Por lo anterior es que se ha tomado la decisión de basar el diseño en una estructura homogénea de despliegue. Esto se traduce en: sub-parques iguales, misma cantidad de paneles por mesa y geometría homogénea para interconexiones de continua. En la figura 1.11 se observa un esquema simplificado de los tipos de cable DC involucrados.

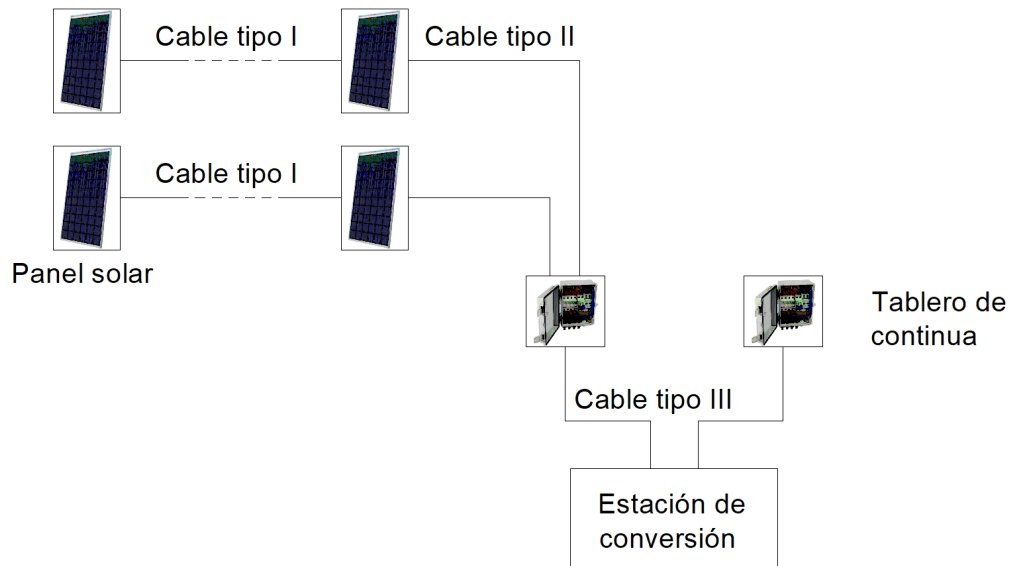


Figura 1.11: Esquema simplificado de los tipos de cable DC involucrados en el diseño

Se considerará que la estructura de soporte de los paneles es fija, es decir que, una vez que se determinen los valores de beta y gamma, los mismos quedarán fijos y no tendrán variaciones diarias, estacionales ni dentro de la planta. Vale comentar lo anterior ya que existen instalaciones fotovoltaicas que cuentan con estructuras móviles, que modifican el ángulo beta y/o el gamma utilizando seguidores solares, buscando maximizar la generación de energía. En el trabajo [Crapuchetti et al. \(2015\)](#) se realiza una evaluación de la conveniencia de dichas soluciones, dado que dichos seguidores tienen un costo fijo y un costo operativo que no es despreciable. En dicho documento se concluyó que, dados los costos y tecnologías disponibles en el momento, la configuración de paneles fijos resultaba más rentable para las condiciones de Uruguay.

Los valores mínimos de las secciones de los conductores de DC se ajustarán para cumplir con estándares eléctricos (corriente admisible, caída de tensión, cortocircuito máximo) a las potencias máximas, pero se explorarán distintas combinaciones de secciones. Partiendo de la sección mínima calculada según los estándares eléctricos, si se aumenta la sección (aumentando el costo inicial) se disminuyen las pérdidas eléctricas a lo largo de la vida útil del proyecto (aumentando el flujo de ingresos). Analizando diferentes opciones de cableado, se puede obtener aquella combinación que maximice el retorno económico de la planta.

El objetivo de la tesis es encontrar los parámetros para maximizar el retorno anual esperado del parque, considerando que la posición del sol cambia instante a instante y teniendo en cuenta los cambios estacionales en las condiciones meteorológicas. Dada la cantidad de variables y la complejidad de los modelos involucrados, este tipo de análisis se realiza utilizando herramientas de simulación, que calculan la energía producida en los períodos considerados. Si bien existen fórmulas que permiten simplificar los cálculos y obtener resultados rápidos, no dejan de ser simplificaciones que asumen hipótesis generales, lo cual conlleva a un aumento en la incertidumbre sobre los resultados obtenidos. Dichas fórmulas buscan maximizar el recurso solar que incide sobre los paneles solares, desde un punto de vista geométrico, sin tener en cuenta factores como la nubosidad, la temperatura o el sombreadamiento entre filas.

Por otra parte, vale remarcar que no se explorarán tecnologías alternativas para disminuir los costos de los componentes, sino que se buscará realizar una optimización a partir de equipos y materiales de uso estándar en la industria.

1.3. Estado del arte y revisión bibliográfica

Al momento de realizar el diseño de un parque fotovoltaico, la práctica a nivel industrial pasa por explorar algunas configuraciones sobre parámetros tomados de experiencias previas y realizar simulaciones utilizando PVsyst u otro software similar para ajustar el diseño. Dicha exploración se realiza manualmente y por tanto sobre una mínima fracción de las alternativas posibles, lo que la expone a un diseño sub-óptimo. PVsyst es una herramienta de simulación de sistemas solares fotovoltaicos utilizada tanto a nivel industrial como académico; permite realizar simulaciones para determinar la generación anual de energía, posibilitando realizar un diseño detallado que incluya las considera-

ciones geométricas, meteorológicas y de componentes utilizados. En la sección 2.10 se analiza la herramienta con mayor profundidad. En esta tesis se pretende realizar una aproximación al problema cuantitativamente más ambiciosa que en la práctica profesional, ya que se propone una optimización exhaustiva sobre el espacio completo de soluciones, usando como objetivo distintas métricas para los resultados financieros del proyecto.

Como complemento al relevamiento de la práctica industrial usual y con el fin de establecer el estado del arte en lo que refiere al objeto de esta tesis, se realizó una investigación bibliográfica de artículos académicos. Se tomaron referencias de las bases de artículos y tesis de IEEE y ScienceDirect.

De acuerdo a la investigación realizada, se observó que, si bien existen trabajos académicos que abordan aspectos de optimización de plantas fotovoltaicas, los mismos realizan un abordaje parcial, enfocándose únicamente en algunas variables del problema. A modo de ejemplo, en el artículo [Kratzenberg et al. \(2013\)](#) se realiza un modelo matemático para evaluar el *oversizing* óptimo en función de los precios de la energía. No se tienen en cuenta las variables geométricas. Los autores realizan un análisis detallado del Yield¹ del parque, realizando simulaciones mediante el software PVsyst. Se estudian diferentes locaciones geográficas en Brasil y Alemania. A su vez, se evalúan los resultados utilizando dos tecnologías diferentes de paneles solares: silicio policristalino y una combinación entre silicio amorfo y microcristalino. Se evalúan valores de *oversizing* entre 0.8² y 1.7. Los autores concluyen que, en las condiciones evaluadas, si se consideran paneles policristalinos, los valores máximos de Yield se obtienen para un *oversizing* de 1.22 en el sitio explorado en Alemania y de 1.13 para el sitio de Brasil. Si se consideran paneles de silicio amorfo combinado con silicio microcristalino, los valores máximos de Yield se obtienen para un *oversizing* de 1.19 y 1.11 respectivamente. Como se comentó previamente, los autores no realizan modificaciones sobre las variables geométricas involucradas en el diseño, como son los ángulos β y γ , y la separación entre mesas. Dado que los autores realizan las simulaciones sobre una planta de baja potencia (10 kW), no se considera una red de Media Tensión y por lo tanto no es posible realizar una optimización sobre dicha red. Vale comentar que, en nuestro trabajo, al utilizar la herramienta de simulación PVsyst, se consideran las condiciones meteorológicas del lugar, por lo tanto se tienen en cuenta

¹Ratio entre Energía generada y Potencia instalada

²Los valores inferiores a 1 corresponden a undersizing

los cambios en la eficiencia no sólo de los paneles solares sino también de los inversores de corriente.

En los artículos [Kerekes *et al.* \(2011, 2013\)](#), los autores realizan un abordaje de optimización para el diseño de plantas fotovoltaicas de gran escala. Al igual que en nuestro trabajo, ellos buscan maximizar el resultado económico del proyecto tomando en cuenta variables financieras, a saber: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Levelized Cost Of Energy (LCOE) como métricas de rentabilidad. Se considera que entre las líneas de trabajo relevadas, ésta es la más cercana a los objetivos de la presente tesis. Los autores realizan un abordaje amplio, calculando variables geométricas como β y separación entre mesas, así como variables eléctricas, como el tipo de panel y la cantidad de paneles en serie y en paralelo. No toman en cuenta los costos del terreno ni realizan una optimización de la geometría de los cableados de Baja Tensión ni de Media Tensión. La resolución del problema de optimización en los artículos antes referidos se alcanza mediante un algoritmo genético, implementado utilizando herramientas estándar, en particular: el Global Optimization Toolbox de Matlab. Los cálculos se basan en la formulación analítica del problema (definido en el Capítulo 2), aunque sus valores fueron ajustados con resultados de simulaciones de irradiación solar efectiva, utilizando como referencia para ellos el software PVSyst. El uso de algoritmos evolutivos (u otras metaheurísticas) es común en los problemas de optimización combinatoria puros, aunque es mucho menos frecuente en problemas mixtos (cuando se mezclan variables continuas). Lo que suele hacerse en esos casos es explorar soluciones discretizando esas variables, que son en este caso: β , γ , separación entre mesas, *oversizing*, más algunos detalles de los cableados DC. Entre las variables discretas se destacan: N_s (Cantidad de paneles conectados en serie), N_p (Cantidad de grupos de paneles conectados en paralelo) y las secciones de los cables o el tipo de cajas de continua. No es evidente que la discretización de las variables sea el mejor camino, especialmente en este caso donde los resultados de los autores muestran poca variación en ellas. Observar que en las optimizaciones de la Tabla IV de [Kerekes *et al.* \(2013\)](#) se aprecia poca dispersión en las variables, en particular en N_s y N_p , para los distintos objetivos de optimización (min LCOE, min Cost y max Energy). Se agrega el hecho que los rangos técnicos de esas variables son limitados, al igual que el de otras variables continuas. Asimismo, algunas variables son directamente independientes entre sí o quedan determinadas recíprocamente. Se agrega la consideración que

en este problema, el “camino natural” para utilizar algoritmos genéticos como optimizador hubiese sido integrar PVSyst a Matlab, a efectos de calcular el fitness de las soluciones en forma externa (mediante la simulación numérica), lo que hubiese requerido una API ¹ del PVSyst. Se realizaron consultas a los creadores de esa herramienta y nos fue informado que la misma no posee una API. Imaginamos que esa imposibilidad llevó a los autores Kerekes et al. a realizar un ajuste previo en los modelos analíticos de referencia, para validarlo a-posteriori (post-optimización) con ejecuciones de PVSyst para los resultados hallados. Según consta en la Tabla-3 de [Kerekes et al. \(2011\)](#), las desviaciones entre los resultados de PVSyst y las regresiones de referencia quedaron entre 4.26 % y 13.47 %. De todas formas, parte de la aproximación metodológica de Kerekes et al. fue tomada como referencia para este estudio, a saber: el generar modelos analíticos ajustados mediante regresiones de PVSyst. Como veremos en (referencia a la sección), este trabajo incluye además pre-optimizaciones de porciones independientes del problema, así como sub-métodos exactos de optimización para las variables continuas del problema.

Otra de las diferencias de la presente tesis con los trabajos indicados, pasa por la herramienta para optimizar. La estrategia elegida se basa en el uso de modelos no-lineales continuos, con pre-optimizaciones de algunos sub-problemas, como la geometría de las mesas y de los cableados para esas geometrías. Finalmente, el reducido espacio para las combinaciones de variables discretas técnicamente viables permite explorarlas exhaustivamente con un bajo costo computacional.

En [Dong et al. \(2014\)](#), se realiza un cálculo del ángulo β que maximiza la producción de energía anual. Los autores concluyen que para la misma latitud, los resultados de β óptimo dependen de la radiación, en particular de la componente difusa. Es decir que para una misma latitud, el β óptimo puede ser diferente, ya que depende de las condiciones de radiación y nubosidad de cada emplazamiento. Vale comentar que es usual que los diseñadores de plantas fotovoltaicas utilicen la latitud como único parámetro para determinar el β óptimo. En el trabajo citado se utilizan simulaciones basadas en modelos de radiación directa y difusa. A pesar de que los autores no toman en cuenta otros factores involucrados en el diseño como son separación entre mesas, γ u *oversizing*, se considera que el análisis realizado por los autores es válido y que la conclusión obtenida colabora en el sentido de alejarse de la idea establecida

¹API: Interfaz de Programación de Aplicaciones por sus siglas en inglés

en la industria de que el ángulo óptimo depende únicamente de la latitud; aspecto que este trabajo integra explícitamente al especificar ambas coordenadas en las simulaciones del PVSyst.

En [Arefifar et al. \(2017\)](#), se realiza un algoritmo de optimización que evalúa diferentes tipos de módulos fotovoltaicos e inversores de corriente. Los autores realizan una evaluación detallada, teniendo en cuenta las diferentes características de los paneles solares como son: eficiencia, impacto de la temperatura y curva P-V. Los autores utilizan la herramienta de simulación PVsyst para realizar una evaluación de los resultados obtenidos. No se tienen en cuenta el *oversizing* ni los factores geométricos como γ o la separación entre mesas. En [Sangwongwanich et al. \(2017\)](#) se evalúa del vínculo entre el *oversizing* y la vida útil de la planta. Los autores analizan el efecto que produce el *oversizing* en un aumento de la carga de los inversores, lo cual impacta en la vida útil de los mismos. Se evalúan los efectos tomando como casos de estudio plantas solares ubicadas en Aalborg, Dinamarca, y en Arizona, Estados Unidos. Los autores concluyen que la vida útil de los inversores se ve afectada por el *oversizing* en mayor medida en los lugares de baja radiación. Sin embargo, la disminución en la vida útil es significativa en los casos en los que se considera un *oversizing* mayor al 40 %. En el espacio de soluciones factibles considerado para nuestro trabajo, se ha establecido un rango operativo que excluye esos casos.

Los trabajos descriptos anteriormente abordan el problema de optimización de plantas solares fotovoltaicas, utilizando diferentes enfoques. De todos los trabajos referenciados, se considera que [Kerekes et al. \(2011\)](#) y [Kerekes et al. \(2013\)](#) son los que abordan el problema de forma similar a como se plantea en la presente tesis. A diferencia de lo planteado por dichos autores, nuestro trabajo propone pre-optimizaciones y regresiones basadas en simulaciones dentro de los rangos operativos de los componentes, para llegar a fórmulas analíticas para el cálculo energético. Complementariamente y en lugar de algoritmos evolutivos, se exploran combinaciones técnicamente factibles en las variables discretas, que se complementan con técnicas exactas para la resolución.

Se observa además que la herramienta de simulación solar PVsyst se encuentra ampliamente aceptada a nivel académico, y se utiliza tanto para evaluar resultados obtenidos a través de otras formulaciones o métodos, como para obtener información de partida tomada como válida para realizar un análisis.

1.4. Aproximación metodológica

De acuerdo a lo presentando en 1.2, el propósito de este estudio es maximizar el retorno financiero de la inversión en un proyecto solar fotovoltaico, valiéndose para ello de ajustes en las variables geométricas y eléctricas, con el fin de determinar layouts optimizados. La aproximación es fundamentalmente cuantitativa, aunque por consideraciones cualitativas se ha adoptado “la regularidad geométrica del layout” como premisa de diseño. La regularidad geométrica es la práctica usual y cambiarla por un diseño intrincado podría derivar en el encarecimiento de los costos de gestión y otros asociados, que tienen un peso relativo elevado e introducirían el riesgo de encarecer el proyecto globalmente. Además, las herramientas cuantitativas de simulación disponibles presumen un diseño geométrico regular para los cableados y una disposición rectangular para las mesas. Lo usual en un problema de optimización es contar con expresiones analíticas de referencia para las funciones que lo definen. Menos común -pero también en conformidad con las prácticas normales- está la posibilidad de delegar el cálculo de algunas funciones a una entidad externa. En este caso no se cuenta con expresiones para las funciones, pero sí puede conocerse su valor para puntos específicos. Nuestro problema es una combinación de ambas situaciones. Hay porciones del problema trivialmente expresables en términos de funciones de las variables de control. Esas porciones son las que tienen que ver con un conjunto de objetos de costo que capturan la estructura de la Figura 1.8 y la Tabla 1.1. La producción de energía sin embargo, es un problema de enorme complejidad, no sólo por sus ecuaciones (ver capítulo 2), sino porque es afectada por las condiciones climáticas y algunas características eléctricas de los componentes. Se suma a lo anterior el hecho que los simuladores de esta parte del problema no tienen APIs para invocarlos desde un motor de optimización. La aproximación seguida en este estudio para convivir con el problema anterior se divide en tres etapas. La primera consiste en identificar las relaciones de dependencia que existen entre las diferentes variables de control que afectan a la producción eléctrica. Se ha recurrido a un simulador (el PVSyst) para calcular la energía esperada. El total de casos evaluados fue 16836, y es el resultado de distintas combinaciones de valores para las variables admitidas en el simulador y diferentes bases de datos meteorológicas (la base satelital genérica de la NASA y el año típico del Uruguay, AMTUes). Posteriormente se calcula la correlación y se identifican las dependencias, pudiendo

de esta forma descomponer la función de producción de energía en problemas menores. En una segunda etapa y también utilizando los resultados de las simulaciones, se pre-optimizan los grupos de variables independientes. La primera identificada es γ (ver Figura 1.7). También se concluyó que β óptimo y la separación entre mesas (Figura 1.7) constituyen un subconjunto de variables sólo dependientes entre sí. Por tanto, a γ óptimo dado, se construyó una regresión para calcular el ángulo β óptimo como función de la separación entre mesas. También se exploraron regresiones para obtener el coeficiente de energía/panel para las diferentes variantes de N_s y *oversizing*, tomando como referencia el valor de γ y la función $\beta(\text{separacion_mesas})$ antes mencionados. Finalmente, se construyen expresiones analíticas para capturar la rentabilidad de un sub-parque (Figura 1.9) como una función del conjunto de variables antes mencionadas, más otras variables geométricas y eléctricas no capturadas por el simulador, pero cuyos efectos sí son expresables en forma analítica. Lo anterior se complementa con un conjunto de costos y parámetros financieros, algunos de ellos sin referencias precisas y difíciles de evaluar, por lo que el estudio incluye un ranking según la sensibilidad de sus perturbaciones hacia los resultados. Finalmente, se combinan técnicas de optimización para maximizar el retorno según distintas métricas (VAN, VAN relativo, TIR), se realiza un análisis de sensibilidad para determinar el grado de dependencia de los resultados con los parámetros, y se proyectan resultados optimizados por escenarios, explorando variantes en los parámetros más sensibles para el proyecto y alternativas en la métrica del retorno económico. Una vez obtenidas las relaciones entre variables, se realiza la optimización del conjunto. El algoritmo que halla el máximo de la función objetivo se implementa en Matlab. El mismo realiza el cálculo del VAN, VAN/inversión, TIR y utiliza el método de bipartición para obtener la configuración de variables óptima. El programa devuelve como resultado el siguiente conjunto solución: Cantidad de mesas a lo ancho, cantidad de mesas a lo largo, Separación entre mesas, Cantidad de paneles por mesa, ángulo β , *oversizing*, VAN absoluto y VAN relativo.

1.5. Estructura de la Tesis

El presente documento comienza realizando una breve introducción a los conceptos teóricos involucrados tanto desde la rama de la optimización como desde la energía solar. Se definen las estrategias de resolución a adoptar y se

introducen las herramientas principales a utilizar. A continuación se realiza una definición del problema a abordar, identificando las variables, parámetros y restricciones involucradas, así como las hipótesis asumidas. En una etapa posterior se exponen los resultados experimentales obtenidos al implementar los modelos descritos, analizando y justificando los conceptos destacados. Finalmente se resumen las conclusiones obtenidas y se define un conjunto de posibles trabajos futuros a abordar.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos y Metodología

2.1. Introducción

En este capítulo se presenta una revisión de fundamentos de los temas que tienen especial relevancia para esta tesis. Entre ellos se encuentran las metodologías de optimización, los procesos que ocurren para la conversión de la irradiancia solar en potencia eléctrica y el conocimiento existente sobre el diseño de plantas fotovoltaicas, en especial su estructura de costos. En las siguientes secciones se presenta una introducción a estos temas.

2.2. Optimización

En la presente sección se realiza una introducción a los conceptos básicos de optimización y se enumeran algunas de las principales técnicas involucradas en la resolución de los problemas de este tipo. Como complemento a la información aquí presentada, recomendamos remitirse al material de la siguiente lista de cursos de la FING-UdelaR: [Moscatelli \(2022\)](#), [et al. \(2020\)](#), [Iturriaga y Nesmachnow \(2022\)](#), [Risso y Rodríguez-Bocca \(2021\)](#), [Testuri \(2019\)](#) y [Testuri \(2022\)](#).

En términos generales, el fin de la Optimización puede definirse como *la gestión eficiente de recursos escasos mediante un enfoque cuantitativo*. Existe un objetivo que se busca maximizar o minimizar. El problema depende de un conjunto de variables de control y pueden existir restricciones a cumplir como

condición para que una solución sea considerada tal.

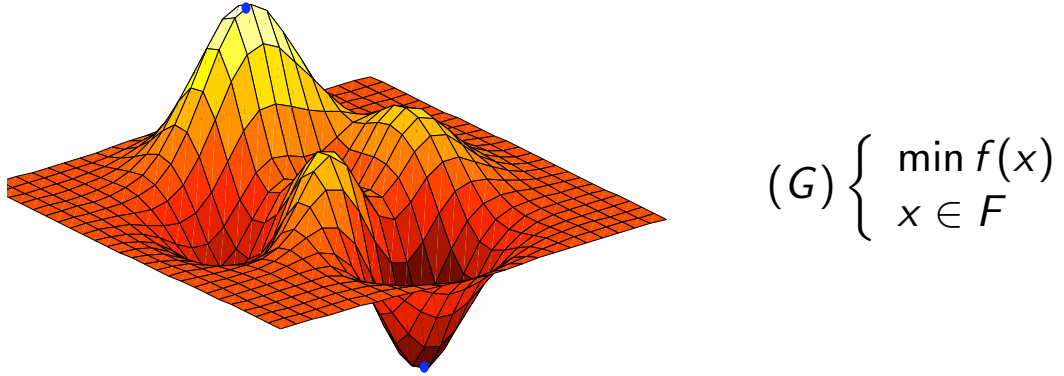


Figura 2.1: Problema general de optimización

Así, un problema de optimización general (G) como el de la Figura 2.1 tiene una función objetivo $f(x)$ para la que buscamos alcanzar el menor (o mayor) valor posible, de entre todos los puntos $x \in F$. Nos referimos a F como la *región factible del problema* (G) . En la figura anterior se ha asumido que la función f es escalar, esto es: $f : F \rightarrow \mathbb{R}$, pero para ciertos problemas resulta más natural plantear $f : F \rightarrow \mathbb{R}^m$. Si existen múltiples objetivos simultáneos se habla de un problema de optimización multiobjetivo. Esta clase de problemas aparece cuando se busca optimizar dos o más objetivos intrínsecamente contrapuestos. Aunque este trabajo explora más de una métrica para el retorno financiero como objetivos posibles, esas funciones están conceptualmente alineadas en la valoración respecto de qué se considera deseable. Por tanto, esta sección se limita a los problemas de optimización con funciones objetivos escalares.

A grandes rasgos, los pasos de referencia para resolver un problema mediante un proceso de optimización son los siguientes:

1. El análisis matemático del sistema, así como la construcción y validación de un modelo abstracto.
2. Encontrar una solución para el problema que surge del modelo en conjunto con los datos concretos de la aplicación.
3. Aplicar y hacer el seguimiento de los cambios propuestos.

De acuerdo a la estrategia presentada en Sección 1.4, este trabajo alcanza a los primeros dos pasos del proceso de optimización. A su vez, los primeros dos pasos de dicha estrategia implementan el primer punto del proceso: *la*

formulación matemática del problema, esto es, determinar la función f y el conjunto F de (G) . Cuando el conjunto factible de (G) queda definido mediante una combinación de funciones (i.e. restricciones), decimos que el problema (ahora renombrado como (P)) es de Programación Matemática.

$$(P) \begin{cases} \min f(x) \\ g_i(x) \leq 0, & 1 \leq i \leq p, \\ h_j(x) = 0, & 1 \leq j \leq q, \\ x \in X \end{cases} \quad (2.1)$$

Donde se han incluido p restricciones de desigualdades ($g_i(x)$) y q restricciones de igualdades ($h_i(x)$). De no especificar X , se asume que $X \subseteq \mathbb{R}^n$. El problema (P) tendría entonces n variables y $m = p + q$ restricciones. Además, de estar $X \subseteq \mathbb{R}^n$ decimos que el problema (P) es de *optimización continua*. Cuando $X \subseteq \mathbb{Z}^n$ el problema se denomina como de *optimización combinatoria* (Integer Programming o IP). Cuando parte de las variables son reales y otras enteras y se denomina *mixto* (Mixed Integer Programming o MIP). El problema a resolver en este trabajo cae en la última categoría (i.e. es un MIP).

Con frecuencia, los responsables de aplicar el proceso de optimización a un problema real tienden a mezclar los pasos 1 y 2, ligando la formalización y categorización del problema a resolver con los algoritmos que serán usados en tal resolución. Esto se debe en parte a la existencia de algoritmos extraordinariamente eficientes para resolver algunos tipos de problemas. Por ejemplo, cuando las funciones f , g_i y h_j en la ecuación 2.1 son afines y el problema es continuo, se habla de un *Problema de Programación Lineal* (Linear Programming o LP) y existe software estándar para encontrar óptimos en problemas con varios millones de variables y restricciones. Lo anterior constituye una tentación para buscar una aproximación lineal continua a un problema que no tiene por qué serlo.

La escalabilidad del software para resolver los LP se sustenta en la complejidad computacional teórica de ese problema, que cae en la denominada clase P, y que por simplicidad podemos pensar como: la familia de problemas para los que se conocen algoritmos de resolución exactos cuyo tiempo de ejecución es una función polinomial en el tamaño de entrada al problema. Cuando un problema de optimización tiene variables enteras (es un IP o un MIP), es conocido que en general no está en la clase P, incluso en el caso lineal, como los Problemas de Programación Lineal Entera (Integer Linear Programming o ILP)

o Entera Mixta (Mixed-Integer Linear Programming o MILP). Para ambos tipos existen ejemplos que son problemas de la clase **NP-hard**: los problemas de complejidad computacional más alta, para los que a la fecha¹ solamente se conocen algoritmos exactos de complejidad exponencial o superior. Por más detalles respecto a la teoría de Complejidad Computacional recomendamos referirse a [Garey y Johnson \(1979\)](#).

Ya fue adelantado que la función objetivo del problema atacado en esta tesis es no-lineal, y que el problema es entero mixto (un MIP). Ello nos ubica a-priori en una categoría comprometida en lo que a escalabilidad se refiere. Se deja nota que por escapar al alcance de los conocimientos que forman parte de este programa de posgrado, la complejidad computacional del problema no fue formalmente analizada². Como veremos posteriormente, sí se consiguió diseñar e implementar un algoritmo adecuadamente eficiente para el tamaño de los sub-parques de referencia resueltos en este trabajo, esto es, para las instancias resueltas experimentalmente según parámetros tomados del estado de la tecnología a la fecha.

Para cerrar la sección, haremos primero una breve síntesis de las principales familias de algoritmos identificados en el estado del arte para encontrar soluciones de buena calidad en problemas de optimización. Como cierre, se elaborará sobre aquellos que finalmente probaron ser los más efectivos –entre los explorados en este trabajo– para resolver el problema. La taxonomía de las técnicas de resolución tiene varias dimensiones, según qué característica se quiera destacar. Una de ellas hace a qué se busca en última instancia.

Métodos Exactos - Tienen por objetivo alcanzar el óptimo, aunque ello requiera realizar una cantidad infinita de pasos.

Métodos Heurísticos - Buscan construcciones de buena calidad en pocas iteraciones, sin asegurar convergencia al óptimo.

No todos los métodos exactos requieren un número infinito de pasos. Ejemplos de lo anterior son el algoritmo de Dijkstra (para encontrar el camino más corto desde un nodo a todos los demás en un grafo ponderado con costos no-negativos en sus aristas), o el Simplex (para encontrar el óptimo en el problema de Programación Lineal). Tampoco es verdad que los métodos heurísticos no puedan alcanzar el óptimo; simplemente, ello no está garantizado en general.

¹El problema $P \neq NP$ es el problema abierto más importante de la computación teórica actual.

²No todos los MIPs son necesariamente **NP-hard**.

Otra dimensión taxonómica pasa por identificar qué se consigue luego de cada paso. Entre los métodos podemos diferenciar:

Directos - No conseguimos una solución al problema hasta que el algoritmo finaliza la ejecución. Tienen sentido cuando se llega a la solución en un número finito de pasos.

Iterativos - Se generan aproximaciones sucesivas para la solución empezando desde una estimación inicial. En general, el óptimo no se alcanza en una cantidad finita de pasos.

La Escalerización Gaussiana es un ejemplo de método directo, para resolver el problema de encontrar la solución x a la ecuación $Ax = b$, $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $b \in \mathbb{R}^n$, cuando la matriz A es de rango completo. El conocido algoritmo reduce en cada paso el problema a uno equivalente (i.e. tiene la misma solución) aunque más simple, hasta alcanzar luego de n pasos uno trivial. En contrapartida, el –también conocido– método de Jacobi requiere en general un número infinito de pasos para alcanzar el óptimo, pero en cada iteración consigue una aproximación a la solución. Cuando eso es suficiente para las necesidades del usuario final, el método iterativo suele ser una mejor alternativa en problemas de gran tamaño. Las categorías admiten otras combinaciones. El método Simplex antes mencionado es exacto y finito, pero también es iterativo, ya que de hecho se basa en recorrer una secuencia de puntos factibles del problema, mejorando la calidad de la solución de un punto al otro. Las implementaciones de este algoritmo incluyen como norma la posibilidad de terminar la ejecución antes de alcanzar el óptimo, si se tiene certeza que la distancia al mismo está por debajo de cierta tolerancia. Usado en esta forma, el Simplex deja de ser exacto.

La última segmentación hace a la certeza en las decisiones intermedias en los pasos del algoritmo.

Determinísticos - La ejecución del algoritmo se da según una especificación completamente determinada. En cada paso se toman decisiones que son una función del estado del algoritmo a ese momento. Su resultado es siempre el mismo para una misma entrada.

Estocásticos - Incluyen algún grado de aleatorización en las decisiones intermedias. Cuando la fuente de aleatoriedad es pura, el resultado final puede cambiar entre ejecuciones distintas para la misma entrada.

Los algoritmos determinísticos son los más conocidos. Los antes mencionados (e.g. Simplex, Dijkstra, escalerización Gaussiana) caen en esa categoría. Los algoritmos metaheurísticos han cobrado relevancia en las últimas décadas debido a su buen desempeño a la hora de encontrar soluciones de buena calidad en algunos problemas de optimización combinatoria. Esos algoritmos son iterativos por norma, integran en general algún grado de aleatorización y como su nombre sugiere, son heurísticos. No obstante, algunos tienen convergencia estadística garantizada, esto es, hay certeza de alcanzar el óptimo cuando el tiempo de ejecución tiende a infinito, y pueden considerarse como exactos. Ejemplos de esto último son el Simulated Annealing, y algunas variantes de los Algoritmos Evolutivos.

En la revisión bibliográfica (sección 1.3) se destacó que los artículos mejor alineados con este trabajo (Kerekes et al. 2011, 2013) usaban Algoritmos Evolutivos como técnica para encontrar soluciones. Eso se descartó en nuestro caso por la falta de APIs en el simulador de referencia. También se descartó porque los autores detectores errores más altos en sus resultados al comparar con el PVSyst que los conseguidos en este trabajo. Además, la solución implementada en el presente trabajo se considera más simple, ya que no necesita utilizar las complejas ecuaciones físicas involucradas en el proceso de conversión de irradiancia solar en potencia eléctrica.

Este trabajo de tesis tuvo un componente exploratorio importante y diverso durante su ejecución, antes de alcanzar el curso de acción finalmente implementado. Uno de los resultados más inesperados de dicha exploración es el grado de simplicidad al que pudo reducirse la porción continua del problema, luego de haber anclado las variables discretas del layout de un sub-parque.

Tomando como referencia a la Figura 2.2, podemos pensar que un sub-parque consta de: un inversor, cableados y un conjunto de paneles instalados en mesas (se destaca una en Figura-2.2), que a su vez se alinean en filas de mesas. El modelo de inversor fija la potencia máxima AC de salida y establece límites técnicos al *oversizing*, debido a que soporta una potencia máxima DC en su entrada. Por la hipótesis de uniformidad geométrica, todas las mesas son iguales, así que la cantidad de paneles resulta del producto entre: la cantidad de filas, el número de mesas por fila y el número de paneles por mesa. La cantidad de paneles establece la potencia DC instalada y determina el *oversizing* para ese inversor.

Veremos posteriormente en los resultados experimentales (Capítulo 3) que

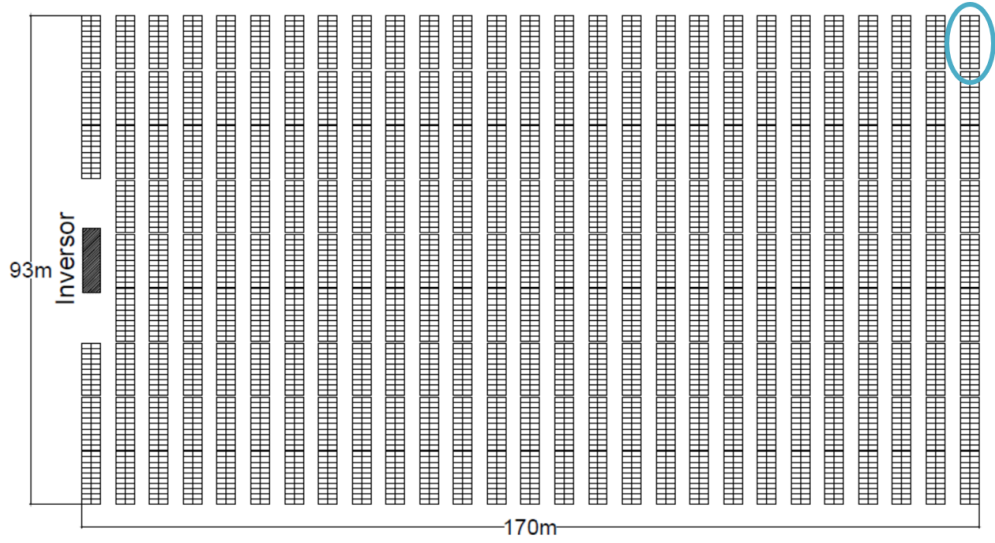


Figura 2.2: Geometría de referencia para un sub-parque

el cálculo del óptimo económico para una geometría dada se reduce –pre-optimizaciones y regresiones intermedias– a una única variable: la separación entre mesas (ver Figura-1.7). El resto de las variables continuas se puede pre-optimizar conocido ese valor o son una expresión de la misma. El resultado es una función de compleja expresión, pero cóncava para los parámetros técnicos normales. Por tanto, incluimos en esta sección dos técnicas que se han hibridado para optimizar la porción continua del retorno económico del proyecto.

Regla de Wolfe Los algoritmos de descenso son los métodos más usados en optimización continua no-lineal y sin restricciones. Buscamos el mínimo de una función $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, a través del límite $\lim_n x_n \rightarrow \bar{x}$ de una sucesión de puntos $\{x_n \in \mathbb{R}^n\}$ (son algoritmos iterativos). El esquema general de un Algoritmo de Descenso tiene la siguiente estructura:

1. Se tiene un punto inicial x_0 .
2. A partir de un punto x_n cualquiera, se toma una dirección \vec{d}_n de descenso en ese punto.
3. Se busca x_{n+1} en la dirección \vec{d}_n que cumpla $f(x_{n+1}) < f(x_n)$, y se actualiza el punto (i.e. $x_n \leftarrow x_{n+1}$, sobrescribir x_n).
4. Si no se cumple la *condición de salida*, volver al punto 2.

Observar que una dirección de descenso en un punto define una función en una variable $h_n(\tau) = f(x_n + \tau \cdot \vec{d})$. Al paso 3 se lo conoce como *búsqueda lineal*, y consiste en determinar un paso τ , a efectos de llegar a un nuevo punto de menor valor. El esquema admite muchas variantes, según cómo se elige: la dirección \vec{d} , el paso τ en esa dirección, e incluso el valor de x_0 .

La Regla de Wolfe es una heurística popular entre las estrategias para elegir el paso τ_n , porque es robusta y tiene un balance razonable entre precisión y costo numérico. No se debe perder de vista que usar una búsqueda lineal heurística (i.e. no-exacta) tiene sentido en el marco de una iteración dentro de un Algoritmo de Descenso, ya que la búsqueda de una precisión muy alta en cada paso carece de sentido cuando el punto x_n aún está lejos del óptimo \bar{x} . De este algoritmo se tomaron ideas con el fin de determinar un intervalo que contenga al óptimo de la función que queremos maximizar. Para encontrar el valor del paso τ con mejor precisión que en Wolfe se usó el siguiente método.

Método de Bipartición Un método iterativo popular para encontrar raíces de funciones (o extremos relativos) es el de bipartición o bisección. Dada una función continua en un intervalo cerrado, $f : [a, b] \rightarrow \mathbb{R}$, con $f(a) \cdot f(b) < 0$, existe $c \in (a, b)$ tal que $f(c) = 0$ (TM Bolzano). El método de bipartición consiste en generar tres sucesiones $\{a_n\}$, $\{b_n\}$, $\{c_n\}$, definidas por las siguientes reglas:

$$1. \ a_0 = a, \ a_{n+1} = \begin{cases} a_n, & \text{si } f(a_n) \cdot f(r_n) < 0 \\ r_n, & \text{si } f(a_n) \cdot f(r_n) > 0 \end{cases}$$

$$2. \ b_0 = b, \ b_{n+1} = \begin{cases} r_n, & \text{si } f(a_n) \cdot f(r_n) < 0 \\ b_n, & \text{si } f(a_n) \cdot f(r_n) > 0 \end{cases}$$

$$3. \ r_n = \frac{a_n + b_n}{2}$$

4. Salir cuando $f(r_n) = 0$ o se alcance cierto error meta

Se prueba que el método converge para $f[a, b] \rightarrow \mathbb{R}$ continua, con $f(a) \cdot f(b) < 0$, esto es que: $\lim_n r_n \rightarrow r$, con $r \in (a, b)$ tal que $f(r) = 0$. Por construcción, $b_n - a_n = \frac{b-a}{2^n}$, y $a_n < r_n < b_n$, de donde se tiene además una estimación simple para cota del error cometido en cada paso.

El comportamiento del método es normalmente como en la Figura 2.3, esto es, converge a 0 exponencialmente y el logaritmo del error aproxima una

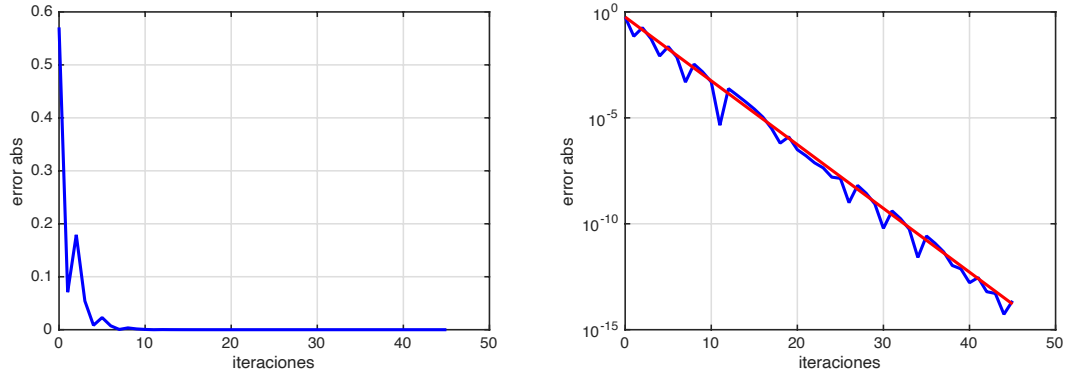


Figura 2.3: Ejemplo de evolución del error en el método de bipartición para $f(x) = \cos(x)e^{x/2}$.

función lineal. El método es muy robusto, pero no escala en las variables, ni es el de convergencia más rápida. Sin embargo, como la variable de la función usada en este trabajo es la separación entre mesas, y dado que un proyecto de ingeniería como éste no se requiere una precisión mayor al centímetro, el óptimo de referencia se encuentra en pocas iteraciones, en unas cinco típicamente. El método encuentra raíces de funciones continuas, o el óptimo en funciones diferenciables cóncavas (o convexas), siempre que se tenga un intervalo inicial consistente desde el cual disparar la iteración y se busque la raíz de la derivada. A esos efectos, se ha implementado un algoritmo que aplica la Búsqueda de Wolfe hasta determinar un intervalo que contiene el máximo con certeza, para luego aplicar Bipartición como medio para encontrar ese punto.

```

Data: List of parameters
bestDesign = empty;
for inv in Inverter range; mesa in Mesas range do
    update per-panel anual energy regression;
    for rows in Rows range; nmes in PerRowMesas in range do
        oversizing = ovzcompute(inv,mesa,rows,nmes);
        if oversizing in inv range then
            | newsol=findOptimalSep(regression,inv,rows,nmes);
        end
        bestDesign=updateSolution(bestDesign,newsol);
    end
end
Result: bestDesign

```

Algoritmo 1: Pseudocódigo para optimizar diseño de sub-parques.

El código del Algoritmo-1 indica de forma simplificada la secuencia de pasos

realizada por el algoritmo. Aunque los conceptos se elaborarán posteriormente, se pueden resumir de la siguiente forma:

- I) Se proporciona la lista completa de parámetros del problema a resolver, que incluyen costos de diverso tipo, parámetros eléctricos (proyecto, paneles e inversores), financieros, etc.
- II) Se exploran combinaciones de distintos modelos de inversores y mesas de paneles. Recordar que entre otros parámetros, el inversor fija la potencia máxima de salida AC para un sub-parque. Asimismo, como la uniformidad de diseño se extiende a las mesas, un modelo de mesa determina: el número de paneles por mesa, cuál es la cantidad de referencia de paneles en serie N_s con cables DC tipo-I, y cuántos cables DC de salida tipo-II hay que conectar a un tablero de continua (ver como referencia Figura-1.6 y Figura-1.11). Por sus conectores, los cables DC tipo-I son parte del kit de paneles (i.e. no se pueden cambiar).
- III) Si asumimos que los conductores DC tipo-II son perfectos (i.e. con pérdidas despreciables), la producción óptima media anual de energía por panel depende de N_s , del modelo de inversor y del *oversizing*. Por tanto se usa una regresión para ajustar una aproximación analítica de esa producción. Las pérdidas reales que introduce un tipo de conductor dado se pueden estimar con expresiones analíticas y datos reales de los conductores a usar.
- IV) Posteriormente se exploran combinaciones en la cantidad de mesas por fila y de filas por sub-parque (ver Figura-2.2), lo que determina la potencia DC instalada y permite por tanto calcular el *oversizing*.
- V) Cuando el *oversizing* está en el rango técnico del inversor y los paneles, se usa una combinación de la regla de Wolfe y el método de Bipartición previamente explicados, con el fin de determinar la separación óptima entre filas de mesas. Se destaca que la fracción de combinaciones que terminan dentro del rango técnico de *oversizing* es relativamente menor, en torno al 18 % del total.
- VI) Finalmente, se actualiza la mejor solución encontrada hasta el momento según la métrica económica seleccionada como objetivo para el proyecto. Se observa que Algoritmo-1 optimiza el diseño de un sub-parque, no del proyecto completo, que tiene una potencia AC máxima establecida. Por

tanto, en Algoritmo-1 carece de sentido evaluar el retorno económico en términos absolutos, ya que se sesgaría la elección hacia los sub-parques de mayor potencia (i.e. más grandes). Deben usarse por tanto métricas de rentabilidad relativa, como VAN relativo (cociente entre Valor Actual Neto e Inversión Inicial) o la TIR (Tasa Interna de Retorno).

Como cierre de esta sección se destaca que la viabilidad de la estrategia de optimización se sustenta en varios hechos particulares, que reducen la dimensionalidad del problema. El componente combinatorio del problema tiene pocas variables de control (modelos inversor, mesa, número de filas y mesas por fila) y esas variables tienen recorridos limitados. Veremos posteriormente que para los módulos FV e inversores elegidos se debe verificar $17 \leq N_s \leq 19$, i.e. sólo hay tres valores posibles. Esto es debido a restricciones de funcionamiento en voltaje del inversor, tanto mínimas como máximas. Además, las combinaciones factibles (por *oversizing*) de número de filas y mesas por fila son una fracción del total. Finalmente, las pre-optimizaciones en las variables continuas del problema reducen el problema a una búsqueda lineal.

2.3. Efecto fotovoltaico y celda fotovoltaica

El efecto fotovoltaico consiste en la conjunción de dos procesos que ocurren en el dispositivo: la fotogeneración de portadores (conocido como efecto fotoeléctrico) y el desplazamiento de estos portadores hacia los extremos del dispositivo donde pueden ser recolectados.

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado sólido capaz de convertir de forma directa la radiación solar en potencia eléctrica. La energía eléctrica producida se suministra en forma de una corriente eléctrica continua (DC) a una carga externa conectada mediante un circuito a uno o varios grupos de células que se ensamblan en unidades compactas denominadas módulos fotovoltaicos (también se denominan paneles fotovoltaicos o paneles solares). Las células que constituyen un módulo se asocian entre sí mediante conexiones en serie y en paralelo hasta alcanzar los niveles de corriente y tensión adecuados. La Figura 2.4 muestra esquemáticamente este agrupamiento, desde la celda hasta el conjunto de módulos, que sería una sub-parte de una fila en una planta fotovoltaica.

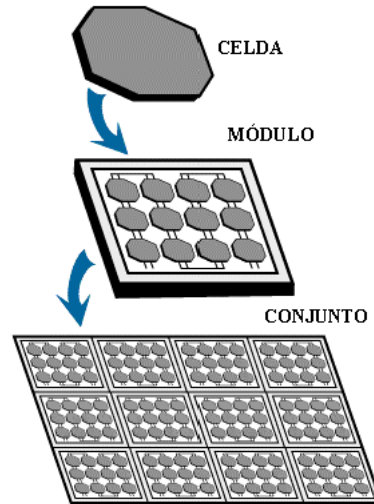


Figura 2.4: Celda, módulo y conjunto de módulos fotovoltaicos

2.3.1. Curva I-V

La relación entre la tensión (V) y la corriente (I) generada por una célula fotovoltaica se ajusta a la curva que se observa en la figura 2.5. Corresponde a la fórmula Potencia [W] = Voltaje [V] \times Corriente [A], dado que la corriente generada por la célula fotovoltaica es corriente continua. Existen algunos puntos notorios a destacar en dicha curva:

- I_{SC} : Corriente de cortocircuito;
- V_{OC} : Tensión de circuito abierto;
- MPP : Punto de máxima Potencia;
- P_m : Máxima potencia.

Es claro que para obtener la máxima potencia de salida, se deberá trabajar lo más próximo posible al Punto de Máxima Potencia. Por lo tanto, resulta de particular interés que exista un sistema que realice un seguimiento adecuado a dicho punto. Las formas más sencillas de forzar al sistema a operar en el MPP son llevar el voltaje de operación a V_{mpp} o regular la corriente al valor de I_{mpp} utilizando convertidores. Existen diversas técnicas para lograr lo anterior: [Kazmi y Hai-Jiao \(2009\)](#), [Balato y Vitelli \(2013\)](#), [Latif y Hussain \(2014\)](#). En una instalación fotovoltaica, el inversor de corriente es el equipo responsable de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT tracking). Es importante mencionar que la curva I-V depende de parámetros como radiación y temperatura. Dicha dependencia implica que el punto de máxima

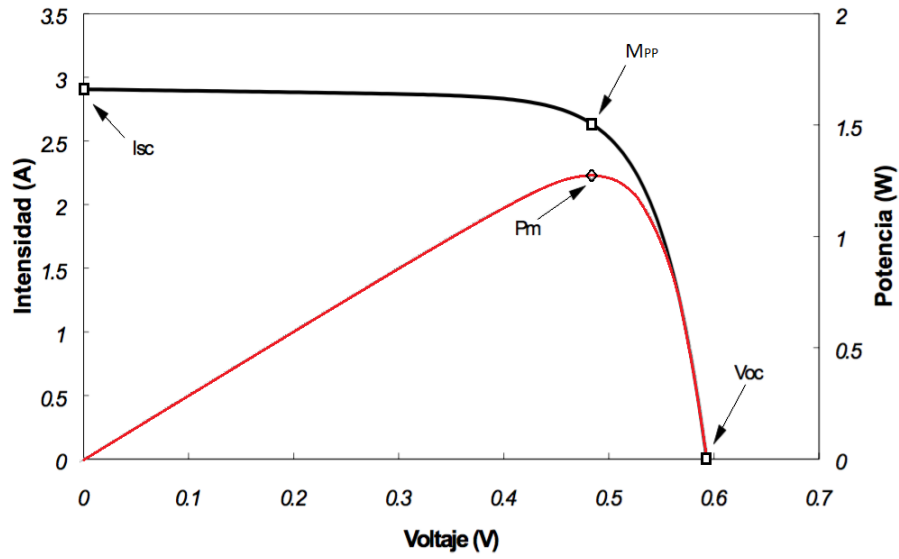


Figura 2.5: Curva I-V tipo para una célula fotovoltaica (en negro). Curva P-V tipo (en rojo). Tomado de [Balenzategui y Manzanares \(2008\)](#)

potencia varíe en el tiempo. Como se observa en la figura 2.6, la potencia del MPP aumenta a medida que aumenta la radiación y a medida que disminuye la temperatura. Por lo tanto, la generación es mayor para alta radiación y baja temperatura.

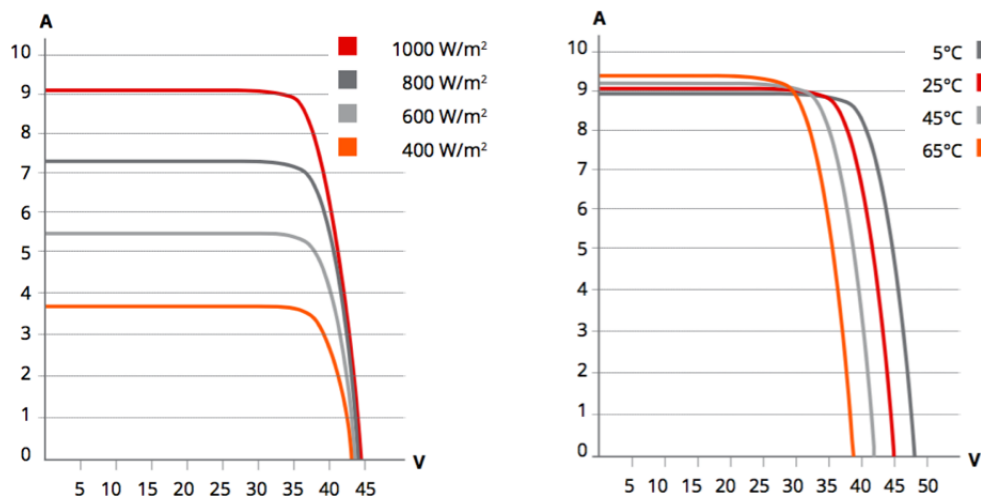


Figura 2.6: Curvas I-V para diferentes valores de radiación y temperatura [Canadian \(2016\)](#)

Asumiendo que el control provisto por el inversor mantiene a las celdas en el punto óptimo de operación, se cumple que la potencia máxima de un panel

(P_M) es función de la radiación sobre el panel (G_t en W/m^2) y la temperatura ambiente (T en $^{\circ}\text{C}$), esto es: $P_M(G_t, T)$, donde P_M es una función no-lineal, que depende a su vez de la geometría de la instalación, ya que la radiación efectiva recibida por cada celda depende de β y γ , para una potencia por m^2 de terreno. Otro aspecto que reduce la potencia generada es el sombreado parcial sobre los paneles. La forma del sombreado sobre cada celda afecta la forma de la curva I-V del conjunto. Esto depende en forma compleja del conexionado, primero de cada celda, luego del módulo y finalmente del sub-parque.

2.4. Conceptos de radiación solar

En la presente sección se presentan los fundamentos teóricos utilizados para realizar la optimización de los ángulos de orientación e inclinación de los módulos indicadas en la sección 3.2.1, que depende críticamente del movimiento aparente del Sol en el lugar de emplazamiento, entre otros factores geométricos y atmosféricos. La información presentada está basada en el documento “*Fundamentos de Energía Solar*” (Abal, 2014). Estos conceptos son la base del diseño de los proyectos de energía solar fotovoltaica. El lector interesado en profundizar en el diseño clásico de plantas fotovoltaicas y los fundamentos de la tecnología fotovoltaica, puede referirse a la bibliografía especializada Antony *et al.* (2007), Delft (2021), Balenzategui y Manzanares (2008) o Perpiñán y Lamigueiro (2012).

Movimiento aparente del Sol

Si se observa el cielo desde la tierra, da la impresión de que los objetos celestes se mueven alrededor de la tierra, en especial el Sol. Esto dio pie hace muchos siglos a la teoría geocéntrica, en la que se pensaba que la Tierra era el centro del Universo y todo lo demás giraba a su alrededor. Para comprender el movimiento aparente del Sol es necesario definir un sistema de coordenadas que ubiquen al Sol desde la Tierra, y encontrar expresiones que permitan evaluar su variación temporal, conocido el movimiento relativo de traslación y rotación de la Tierra en torno al Sol. A continuación se presenta una breve descripción del modelo que permite comprender este movimiento para un observador fijo en un punto de la Tierra, ubicado por su latitud y longitud.

Declinación solar y ángulo horario

Para ubicar al Sol desde el centro de la tierra, se utilizan dos ángulos: declinación (δ) y ángulo horario (ω)

La Figura 2.7 ubica la posición del Sol respecto a una Tierra fija en el centro del diagrama. Como se observa en dicha figura, el ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano ecuatorial de la Tierra cambia a medida que la tierra recorre su órbita, lo que es equivalente a un Sol móvil en la curva anti-horaria que se muestra. A dicho ángulo se lo llama declinación solar δ . Es nulo en los equinoccios y alcanza un máximo de aproximadamente $\pm 23.5^\circ$ en los solsticios¹.

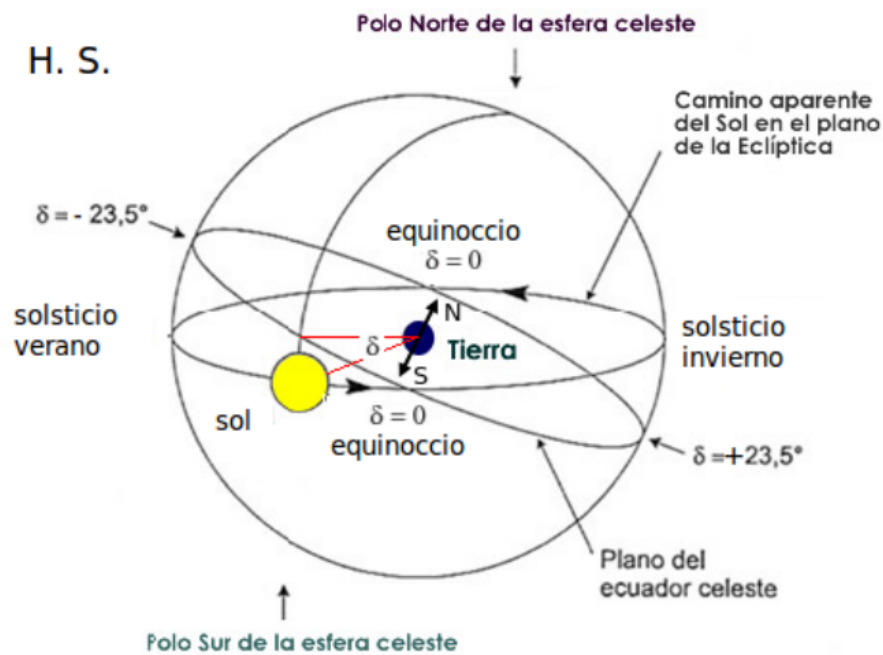


Figura 2.7: Declinación solar. Tomada de [Abal \(2014\)](#).

Debido a que la variación diaria es menor a 0.5° se puede asumir que δ es aproximadamente constante durante períodos de 24 horas, bajo esta hipótesis se puede usar la ecuación de Spencer para calcular la declinación solar en función del día del año, que tiene un error máximo de $6 \cdot 10^{-4}$ rad (0.034°) al compararla con datos del Almanaque náutico. La fórmula se presenta en la

¹Este ángulo de 23.5° es la inclinación del eje de rotación de la Tierra respecto al plano de su órbita.

ecuación 2.2, donde $\tau = 2\pi(n - 1)/365$ y n es el ordinal día (día Juliano).

$$\delta = 0.006918 - 0.399912.\cos(\tau) + 0.070257.\sin(\tau) - 0.006758.\cos(2\tau) + \\ 0.000907.\sin(2\tau) - 0.002697.\cos(3\tau) + 0.00148.\sin(3\tau) \quad (2.2)$$

El ángulo horario ω indica el desplazamiento angular del sol, de este a oeste a una tasa de 15 grados/hora debido a la rotación de la tierra. Este ángulo se define como el formado entre el meridiano que contiene a la línea Tierra-Sol y el meridiano del observador. Por esta convención, el ángulo horario es nulo al mediodía solar, negativo en la mañana y positivo por la tarde.

Ángulo Cenital

El ángulo cenital θ_z es el formado por la línea Tierra-Sol con la vertical en el punto del observador. Es el ángulo para proyectar la radiación solar extraterrestre de incidencia normal a plano horizontal y es un ángulo relevante en energía solar, dado que es el ángulo que ubica al Sol respecto al cenit local. El ángulo cenital varía instante a instante y punto a punto en la Tierra.

En la figura 2.8 se indican los ángulos definidos para un observador O ubicado en el hemisferio norte, donde n_o indica la normal a la superficie del observador O y n_s la dirección del Sol desde el centro de la Tierra, ubicada por el par de ángulos δ y ω .

El coseno del ángulo cenital se define según la siguiente expresión:

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta)\sin(\phi) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\omega) \quad (2.3)$$

La dependencia con las variables anteriores implica que ángulo cenital varía según el día del año (a través de δ) y del momento del día (a través de ω). Además, depende de la latitud del observador (ϕ).

Altitud solar y acimut solar

Existen dos ángulos más de relevancia, que ubican al Sol en la bóveda celeste para un observador local.

- α_s : Altitud Solar, es el ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano

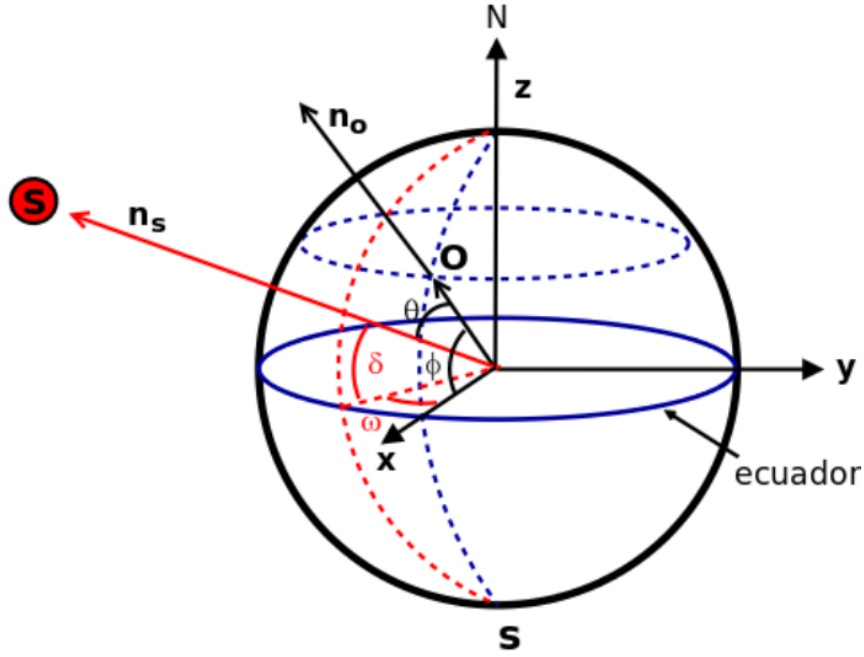


Figura 2.8: Ubicación del Sol respecto a la Tierra. Tomada de [Abal \(2014\)](#).

horizontal local, y es por tanto el complemento del ángulo cenital, $\theta_z + \alpha_s = \pi/2$.

- γ_s : Acimut Solar, este ángulo describe el desplazamiento angular de la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del observador. Por convención, $\gamma_s = 0$ al mediodía solar, cuando la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del observador indica la dirección hacia el ecuador (al Sur en el Hemisferio Norte y al Norte en el Hemisferio Sur). De igual forma que el ángulo horario, se toma $\gamma_s < 0$ antes del mediodía solar y $\gamma_s > 0$ después del mediodía solar.

Respecto a los ángulos de instalación de un panel, se destacan los ángulos β y γ , que fueron presentados en la sección 1.2 a través de la figura 1.7, y son también respecto al plano horizontal local. Estos ángulos son los que se utilizan como variables de control al momento de diseñar un parque fotovoltaico. Tal como fue explicado previamente, β corresponde a la inclinación entre el panel solar y el plano horizontal, mientras que γ corresponde a la orientación del panel respecto a norte.

En la figura 2.9 se observan todos los ángulos mencionados que son relevantes respecto al plano horizontal de un observador ubicado en la superficie terrestre.

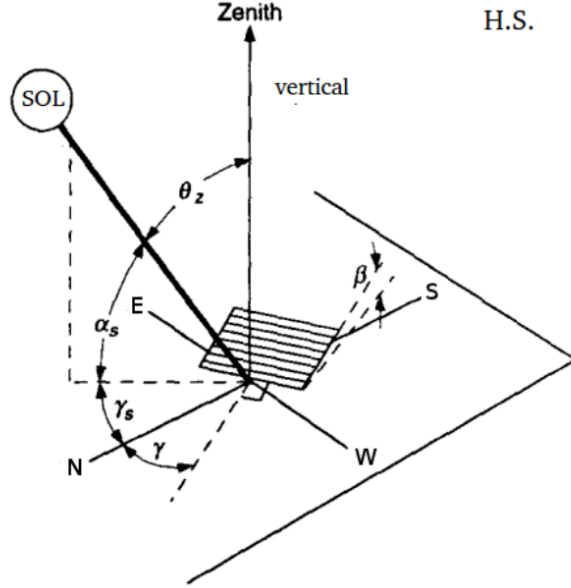


Figura 2.9: Altura solar

Diagrama Solar

Conocer la variación temporal de los ángulos solares (α_s, γ_s) permite representar gráficamente la trayectoria del Sol en un diagrama solar. Este tipo de diagramas es un gráfico de α_s vs γ_s para una ubicación y día determinados. En este tipo de diagramas se pueden ubicar obstáculos cercanos (edificios, árboles, etc.) y evaluar si bloquean la irradiancia directa en determinada época del año, por lo que son herramientas útiles para evaluar el impacto que pueden tener las sombras de objetos vecinos sobre paneles captadores de radiación solar. Se requiere para ello determinar los rangos de azimut y altura angular asociados a cada obstáculo.

Tiempo Solar y tiempo estándar

Las relaciones anteriores están referidas al Tiempo Solar a través de su dependencia con ω . Este ángulo varía a $15^\circ/\text{hora}$, lo cual introduce naturalmente una medida de tiempo asociada al movimiento aparente del Sol. Este tiempo es el Tiempo solar.

$$T_s = 12 \left(1 + \frac{\omega}{\pi} \right) \quad (2.4)$$

Donde ω está en radianes y T_s en horas.

El mediodía solar $T_s = 12\text{hs}$ corresponde al punto de mayor altitud del Sol ($\omega = \gamma_s = 0$) y tiene lugar cuando el Sol cruza el meridiano del observador. Un día solar corresponde al tiempo en el que el Sol completa un ciclo diario, visto por un observador en la Tierra (por ejemplo el intervalo de tiempo entre dos amaneceres). El tiempo solar aparente es el que mide un reloj de Sol formado por la sombra de una varilla sobre un plano.

Por otra parte, el tiempo estándar (T_{UTC}) se define como

$$T_{UTC} = 12 \left(1 + \frac{\omega}{\pi}\right) + \frac{L_{UTC} - L_0}{15} - \frac{E}{60} \quad (2.5)$$

Siendo L_{UTC} el meridiano UTC, L_0 el meridiano del observador y E la ecuación del tiempo. Este tiempo queda referido al meridiano de Greenwich (UTC 0). Los husos horarios al oeste de Greenwich se numeran UTC-1, UTC-2, UTC-3, etc., y corresponden respectivamente a los meridianos de Longitud Oeste -15° , -30° , -45° , etc. Los husos al Este de Greenwich se numeran UTC+1, UTC+2, UTC+3 y corresponden a las mismas longitudes, pero en dirección Este. De acuerdo a [Spencer \(1971\)](#), E se puede aproximar como:

$$E \approx 229.18 \text{min} \cdot [0.000075 + 0.001868 \cos(\Gamma) - 0.032077 \sin(\Gamma) - 0.014615 \cos(2\Gamma) - 0.04089 \sin(\Gamma)] \quad (2.6)$$

Siendo la fase $\Gamma = 2\pi(n - 1)/365$ y n el ordinal del día. El máximo error de esta expresión es de aproximadamente ± 0.6 min.

El conjunto de ecuaciones de la Ec. (2.2) a la Ec. (2.6) permiten calcular la ubicación del Sol y los ángulos geométricos relevantes a partir de una ubicación en la Tierra (ϕ, ψ) y un instante de tiempo dado (indicado por la fecha y la hora).

2.5. Analítica Solar-fotovoltaica

Un panel solar produce electricidad en forma directamente proporcional a la irradiancia global sobre su superficie, orientada según una inclinación β y γ_c . La irradiancia global sobre un plano inclinado (G_t) se puede estimar de las sub-componentes directa en incidencia normal (G_b), y difusa (G_d) y global

(G_h) en plano horizontal. Existen diversos modelos para este fin, siendo el más completo el HDRK (Reindl *et al.* (1990)), cuya expresión es la siguiente:

$$G_{HDRK} = \left(G_h + \frac{G_b}{G_o} \cdot G_d \right) \times \frac{\cos(\theta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\delta)} + \left(1 - \frac{G_b}{G_o} \right) \cdot G_d \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{G_b}{G_h}} \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) + G_h \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (2.7)$$

Donde ρ es el coeficiente de albedo del terreno y G_o es la irradiancia extraterrestre en incidencia normal.

La expresión de la ecuación es válida para valores horarios, que es el caso de este trabajo. El siguiente paso para dimensionar la planta fotovoltaica es modelar la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos elegidos a lo largo de la vida útil de la planta, para la irradiancia calculada. El modelo utilizado es el de un diodo y cuatro parámetros, teniendo en cuenta las pérdidas debido a las resistencias en serie. La potencia de salida de un módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia (MPP) en un momento del año dado puede ser calculada utilizando (2.8).

$$P_M(y, d, t, \gamma_c, \beta) = \frac{(1 - y \cdot r(y)) \cdot (1 - d_f) \cdot V_{OC}(d, t, \gamma_c, \beta) \cdot I_{SC}(d, t, \gamma_c, \beta) \cdot FF(d, t, \gamma_c, \beta)}{1000} \quad (2.8)$$

En la ecuación anterior, la corriente de cortocircuito, el voltaje de circuito abierto y el *fill factor* se definen de acuerdo a Lorenzo (1994):

$$I_{SC}(d, t, \gamma_c, \beta) = (I_{SC,STC} + K_I \cdot (T_C(d, t) - 25^\circ\text{C})) \cdot \frac{G_t(d, t, \gamma_c, \beta)}{1\text{kW/m}^2} \quad (2.9)$$

$$V_{OC}(d, t, \gamma_c, \beta) = (V_{OC,STC} + K_V \cdot (T_C(d, t, \gamma_c, \beta) - 25^\circ\text{C})) \times \left(1 + \delta_i \cdot \ln \left(\frac{G_t(d, t, \gamma_c, \beta)}{1\text{kW/m}^2} \right) \right) \quad (2.10)$$

$$FF(d, t, \gamma_c, \beta) = \frac{\frac{V_{OC}(d, t, \gamma_c, \beta)}{n_{c,s} V_t} - \ln \left(\frac{V_{OC}(d, t, \gamma_c, \beta)}{n_{c,s} V_t} + 0.72 \right)}{1 + \frac{V_{OC}(d, t, \gamma_c, \beta)}{n_{c,s} V_t}} \times \left(1 - R_s \cdot \frac{I_{SC}(d, t, \gamma_c, \beta)}{V_{OC}(d, t, \gamma_c, \beta)} \cdot \frac{n_{c,s}}{n_{c,p}} \right) \quad (2.11)$$

siendo V_{OC} , I_{SC} y FF son los voltajes de circuito abierto, la corriente de cortocircuito y el *fill factor* del panel, y δ_i (%) es un coeficiente de corrección para la irradiación solar debido al efecto de la temperatura sobre el panel, usualmente en el rango de 0-10 % (Skoplaki y Palyvos, 2009). El resto de las variables son:

- d - día del año (1-365)
- t - hora del día (1-24)
- γ_c - azimut de los paneles
- ρ - albedo del terreno
- y - cantidad de años de operación
- r - coeficiente de reducción de potencia anual de panel FV (%/y)
- d_f - factor de derating debido a la suciedad del panel (%)

Repasando las ecuaciones que resumen la formulación analítica del proceso de generación solar fotovoltaica, vemos que hay multiplicidad de variables de control geométricas y temporales, así como parámetros que corresponden a fenómenos que van desde los eléctricos a los meteorológicos. Esas ecuaciones capturan el fenómeno físico en todo momento del día, todos los días del año, a lo largo de varios años (se consideran las reducciones de eficiencia en los semiconductores).

Como este estudio presume la existencia de un contrato entre el generador y el mercado eléctrico, que incluye un precio anual fijo de venta para la energía, el disponer de una estimación de la energía anual entregada a la red eléctrica es suficiente para calcular métricas del retorno económico. Siempre que se cumpla con los límites técnicos de los componentes, es suficiente sumar la energía generada en cada Δt mientras se varían t , d y y , lo que elimina esas variables. Respecto a los parámetros, algunos son propios de los semiconductores (i.e. del modelo de panel), y por tanto independientes de la ubicación geográfica del parque. En oposición, parámetros como β o γ dependen fuertemente del lugar de emplazamiento del parque y las particularidades del clima local.

Entre las consideraciones fundamentales sobre las restricciones eléctricas que deben cumplirse, destacan los límites para la cantidad de paneles en serie y en paralelo. Estas restricciones dependen del tipo de panel fotovoltaico y de inversor elegidos. A continuación se presentan las ecuaciones involucradas.

$$N_S^{MAX} * V_{OC}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX}^{Inv}$$

$$N_S^{MAX} * V_{MPP}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX,MPP}^{Inv}$$

$$N_S^{MIN} * V_{MPP}^{Panel}(T_C = 70^\circ C) > V_{MIN,MPP}^{Inv}$$

$$N_P = Int \left[\frac{N}{N_S} \right]$$

$$N_P^{MAX} * I_{SC,STC}^{Panel} < I_{MAX,DC}^{Inv}$$

Siendo:

N_S : cantidad de paneles a conectar en serie

N_P : cantidad de grupos a conectar en paralelo

V_{OC}^{Panel} : voltaje de circuito abierto de los paneles

I_{SC}^{Panel} : corriente de cortocircuito de los paneles

V_{MAX}^{Inv} : máximo voltaje de entrada en DC del inversor

$I_{MAX,DC}^{Inv}$: máxima corriente de entrada en DC del inversor

Ver referencias en [Antony et al. \(2007\)](#).

2.6. Estructura de costos de un parque PV

Tal como se indicó en la Sec.-1.2, los componentes principales de un parque solar fotovoltaico son:

Paneles fotovoltaicos: tienen la función de convertir la energía solar en energía eléctrica (ver Sec.-2.3). Respecto a las tecnologías existentes, se dividen principalmente en policristalinos, monocristalinos y de capa fina (existen además otras tecnologías en desarrollo como son PERC, Half-Cell, Bifaciales, Multi Bus Bar, entre otras). En términos prácticos, estas tecnologías se diferencian en su eficiencia y costo, y en menor relevancia, por su degradación a lo largo de los años.

Tableros de continua: agrupan la potencia generada por los paneles fotovoltaicos. Reciben la potencia de varios grupos de paneles, y generalmente tienen una única salida (ver esquema en Figura-1.11). Mediante los tableros de continua se logra reducir sensiblemente la cantidad de cables que llegan a los inversores de corriente. También posibilitan cambiar los tipos de los conductores, lo que permite usar cables de mayor sección (i.e. más caros pero de menores pérdidas) según la carga esperada en cada tramo.

Inversores de corriente: convierten la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna. Los inversores utilizan electrónica de potencia para generar corriente sinusoidal. Existe un amplio rango de potencias, desde los pocos kW hasta los cientos de kW. Los inversores realizan el seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles solares (ver Figura-2.3.1), para lo cual se utilizan diversas técnicas como son: perturbar-observar, conductancia incremental, barrido de corriente, voltaje constante, método de temperatura. En las referencias [Zouirech et al. \(2019\)](#), [Jain et al. \(2018\)](#) y [Saravanan et al. \(2020\)](#) se ahonda en las diferentes técnicas existentes.

Transformadores: convierten la corriente alterna de baja tensión (BT) en corriente alterna en media tensión (MT). Se utilizan para realizar una distribución interna en MT dentro del parque fotovoltaico, disminuyendo de esta forma la corriente y por lo tanto las pérdidas. Dado que la potencia en AC se calcula como $P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$, para una misma potencia, al aumentar la tensión (U) disminuye la corriente (I). Luego, como las pérdidas generadas en el cableado se calculan como $P_J = R_{cable} \cdot I^2$, el disminuir la corriente disminuye las pérdidas, a un mismo nivel de potencia entregada.

Aunque diferentes en su propósito, las funciones del Inversor y Transformador se integran en la práctica un único componente de cada sub-parque, a saber, en la *estación de conversión*, según consta en Figura-1.6.

Cableados AC y DC: distribuyen la energía entre los diferentes equipos. Los cableados DC son internos a cada sub-parque y agregan potencia hacia la estación de conversión. La salida de esta última es en AC a media tensión. Las conexiones AC agregan la potencia de los sub-parques hacia la estación principal (MT/AT), que enlaza el parque con la red de transmisión.

La organización anterior refleja los componentes por su función e inspira la estructura clásica de costos de los proyectos relevados en la literatura, que es la que aparece en Tabla-1.1 y Figura-1.8. Desafortunadamente, esa descomposición no es adecuada para la aproximación elegida en este trabajo para optimizar el proyecto de diseño de un parque. En Tabla-2.1 se presenta la distribución de costos que fue utilizada y que sí está alineada con las variables de control del modelo desarrollado.

Componentes del costo en el proyecto	ÍTEM de Costo											Objetos de costo en el modelo	Costo por Objeto (%)
	Paneles	Inversores	Estructura Paneles	Materiales Eléctricos	Mano de Obra	Ingeniería y servicios	Impuestos	Terreno	Interconexión	Desarrollador	Otros		
Paneles (módulos)	41.6%											Grupos de Paneles (mesas)	50.4%
Estructura de Paneles			8.8%										
Terreno								2.7%				Terreno	2.7%
Cables DC-tipo-II				2.2%								Agregación DC	6.6%
Tableros DC				2.2%									
Cables DC-tipo-III				2.2%									
Inversores (+ Tra BT/MT)		3.5%										Transformación	3.5%
Cables AC-tipo-II (MT)				2.2%								Agregación AC	2.2%
Gestión y obras					8.8%	6.2%	4.4%		3.5%	7.1%	4.4%	Gestión y obras	34.4%
SUBTOTAL	41.6%	3.5%	8.8%	8.8%	8.8%	6.2%	4.4%	2.7%	3.5%	7.1%	4.4%	TOTAL	100%

Tabla 2.1: Objetos de costo elegidos para el modelo.

Siempre que fue posible, las cifras se tomaron de Tabla-1.1 (ver columnas “ÍTEM de Costo”). La excepción la constituyen los *materiales eléctricos*, que aparecen agregados en los datos de referencia pero se necesitan por separado para el modelo. Ante la falta de más información, se optó por distribuir el total uniformemente entre los componentes (i.e. cables de distinto tipo y tableros). Se observa que el objeto *gestión y obras* concentra un peso relativo muy alto (34.4 %), el segundo en importancia luego de las mesas. Fue precisamente con el fin de prevenir sobre costos inesperados y difíciles de calcular que se eligió un diseño homogéneo como premisa.

En Tabla-2.2 se presenta el vínculo entre los objetos y componentes de costo y las variables de control disponibles en el simulador PVSyst. Éste se usa como herramienta para pre-optimizar algunas variables, así como para generar muestras de la generación anual esperada según distintos valores de otras. Todos los cálculos referentes a costos se hacen externamente a la herramienta. Antes de avanzar en detalles, se deja nota que los Cables AC tipo-I son los usados entre el inversor y el transformador BT/MT (ver Figura-1.6) y al ser internos a la estación de conversión no forman parte del diseño, del mismo modo que los cables DC tipo-I, que en ese caso eran parte del kit de paneles. El que figura como Modelo de Inversor en PVSyst es en realidad la Estación de Transformación.

Objetos de costo en el modelo	Componentes del costo en el proyecto	Variables Control en PVSyst								
		Ns	Np	beta	gamma	Sep. mesas	Cables CC tipo-II	Cables CC tipo-III	Modelo Inversor	Modelo Panel
Grupos de Paneles (mesas)	Paneles (módulos)									
	Estructura de Paneles									
Terreno	Terreno									
Agregación DC	Cables DC-tipo-II									
	Tableros DC									
	Cables DC-tipo-III									
Transformación	Inversores (+ Tra BT/MT)									
Agregación AC	Cables AC-tipo-II (MT)									
Gestión y obras	Gestión y obras									

Tabla 2.2: Estructura de costos y variables de PVSyst.

El alcance de la herramienta de simulación se reduce al de un sub-parque, por lo que ninguna de sus variables hace a los costos de Agregación AC, ni a la Gestión y Obras. Según se estimó en Tabla-2.1, la Agregación AC ronda el 2.2 % del proyecto y su optimización se dejó fuera del alcance de este trabajo. Distinto es el caso la Gestión y Obras, que se aplica para los cálculos económicos como un factor proporcional al resto de los costos, a efectos que represente un 34.4 % de los costos iniciales del proyecto.

Entre las variables que PVsyst permite definir, la única que afecta al costo de una mesa es el Modelo de Panel, ya que el costo de la estructura no forma parte de los datos del simulador. En este estudio, se decidió usar paneles con tecnología estándar y un tamaño grande. Al aumentar el tamaño (y por lo tanto aumentar la potencia de salida), se logra disminuir la cantidad total de paneles que es necesario instalar, lo cual reduce los costos logísticos, de mano de obra y de estructuras. La tendencia que se observa en la industria es que la eficiencia de los módulos aumenta con los años, es decir que para la misma superficie, la potencia de salida es mayor. El producto de las variables N_s (número de paneles en serie) y N_p (número de paneles en paralelo) define la cantidad de paneles, por tanto determinaría la cantidad de mesas dado un modelo para ellas. A modelo de panel fijo, N_s y N_p determinan además la potencia DC. Como el inversor determina la potencia AC, esa combinación establece el *oversizing*. La aproximación de Algoritmo-1 usa otras variables (i.e. *mesa*, *rows* y *nmes*) que también determinan el *oversizing* e indirectamente a N_p . Esta diferencia entre las variables del modelo y las del simulador se resuelve mediante el uso de regresiones.

El costo por terreno también es afectado por la cantidad de paneles $N_s \cdot N_p$,

así como por la separación entre mesas (ver Figura-1.7), pero se computa externamente al simulador. La herramienta permite definir secciones para los conductores DC tipo-II (son tantos como N_p) y tipo III, pero en este último caso no está claro cómo se estima el número. Tampoco está claro cómo se estiman los largos de esos conductores, ni existe la posibilidad de incluir los Tableros DC en el proyecto. En consecuencia, en el estudio se han elegido conductores ideales (sin pérdidas), delegando –al igual que con el terreno– el cálculo de las mismas en expresiones analíticas a aplicar posteriormente.

La variable γ (orientación respecto al Norte) afecta la energía esperada pero no tiene impacto en ninguno de los objetos de costo, por lo que al igual que el modelo de panel, es un candidato notorio para ser pre-optimizado.

2.7. Estrategias de resolución

Para poder realizar un diseño óptimo de un parque fotovoltaico de gran escala, es necesario definir el conjunto de variables y parámetros involucrados así como una función objetivo de la optimización.

Se utilizaron las métricas financieras usuales como son VAN y TIR, definidas como:

$$VAN = I_0 - \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+TIR)^t} = I_0$$

Siendo I_0 la inversión inicial, B_t el flujo de fondos anual, n la cantidad de años del proyecto, i la tasa de retorno.

En el presente trabajo, se considera que el resultado a optimizar es el retorno económico (ganancias netas actualizadas) sobre el período de repago de la planta. Por lo tanto, la función objetivo utilizada busca maximizar el VAN. También se evalúa el VAN relativo, definido como $VAN_{relativo} = VAN/I_0$.

Al momento de definir el alcance de la tesis, se consideró optimizar la generación de energía, pero se descartó dicha opción dado que no es lo que se busca. Maximizar la generación de energía de la planta naturalmente llevaría a un *oversizing* lo más grande posible, de forma tal que se alcance el límite técnico superior de los inversores. A modo de ejemplo, si se busca optimizar únicamente la generación de energía, el algoritmo buscará maximizar la cantidad de paneles fotovoltaicos instalados, sin tener en cuenta la relación costo/ganancia que

implica la instalación de dichos módulos. Otro resultado fuera de realidad que se obtendría de optimizar únicamente la generación de energía resulta al calcular separación entre mesas de paneles solares. El algoritmo buscará maximizar la separación para disminuir las sombras, sin tener en cuenta que dicha separación implica una mayor área ocupada y por lo tanto mayor costo de asociado al arrendamiento/compra del terreno.

Luego de definida la variable objetivo a optimizar, es necesario determinar cuáles son las variables y parámetros que se modificarán. Para este trabajo, se consideraron las siguientes variables:

- Ángulo γ (azimuth): orientación respecto al norte
- Ángulo β : inclinación respecto a la horizontal
- Separación entre mesas
- *Oversizing*: relación entre potencia instalada en paneles y potencia instalada en inversores
- Secciones de cableado AC y DC

Los parámetros de cada simulación fueron:

- Costo de la energía en USD/MWh
- Costo del terreno es USD/há
- Costo de los paneles solares en USD/MWp
- Costo de inversores de corriente en USD/MW
- Costo de balance of plant en USD/MW
- Dimensiones (largo, ancho) y potencia (Wp) de los paneles solares
- Potencia (kW) de los inversores de corriente
- Precio de los conductores según sección y tensión, en USD/km

Se divide el trabajo en 3 etapas:

1º Etapa: Optimización de los ángulos β y γ , y obtención de la relación entre el ángulo beta óptimo que maximiza la generación anual y la separación entre mesas.

2º Etapa: Optimización del coeficiente de *oversizing* y de la separación entre mesas

3º Etapa: Optimización de secciones de cableado

Para la 1^o etapa, se utiliza la herramienta de simulación solar PVsyst. Se realizan simulaciones utilizando diferentes bases de datos meteorológicas y se comparan los resultados con la optimización de recurso solar realizada por el Laboratorio de Energía Solar (LES, Udelar) en el trabajo AMTues (Alonso-Suárez *et al.*, 2019). En esta etapa no se tienen en cuenta variables económicas, dado que se considera que cambios en la orientación y/o inclinación no implican costos económicos adicionales.

Para la 2^o etapa, se utilizan los resultados de β y γ obtenidos en la etapa 1^o. Se realizan simulaciones adicionales en el PVsyst, para diferentes coeficientes de *oversizing* y separaciones entre mesas. De esta forma se obtiene el coeficiente de *oversizing* y la distancia de separación que maximiza el retorno de inversión.

Para la 3^o etapa, se utilizan los resultados obtenidos en las etapas previas, y se realiza un análisis de los resultados considerando las pérdidas eléctricas debido al cableado DC.

2.7.1. PVsyst

PVsyst® es un software de simulación de energía fotovoltaica desarrollado en el Centro Universitario para el Estudio de Problemas de Energía de la Universidad de Ginebra, Suiza. Su desarrollo comienza en el año 1992 y actualmente se encuentra ampliamente aceptado como software de simulación de sistemas fotovoltaicos, tanto a nivel académico como industrial. En la presente tesis se utilizó la versión 6.74.

PVsyst no cuenta con una interfaz de programación de aplicación (API), por lo que no se permite interactuar con el mismo de forma automática. En su lugar, cuenta con una herramienta denominada *Batch Mode*, que permite realizar cientos de simulaciones con diferentes parámetros. Además de las variaciones en las variables geométricas, se realizaron análisis de sensibilidad variando las bases de datos meteorológicas y la temperatura ambiente.

El PVsyst opera de forma determinística, es decir, en cada una de las simulaciones realizadas, es necesario definir todas las variables involucradas. En la imagen 2.10 se observan impresiones de pantalla del software.

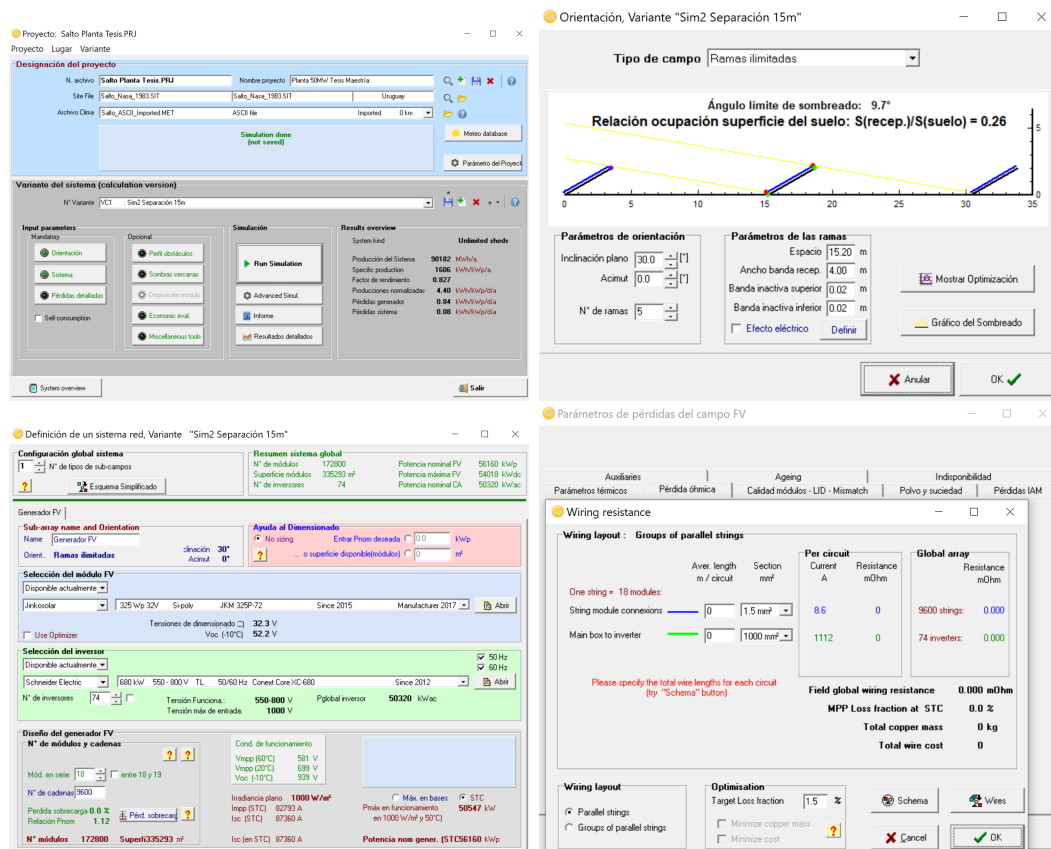


Figura 2.10: Impresiones de pantalla del software PVsyst

2.8. Síntesis del capítulo

Se realizó una introducción a los principales conceptos teóricos involucrados con el objeto de la tesis. Se presentaron las expresiones analíticas tanto para la generación de energía eléctrica en un panel fotovoltaico como para las restricciones eléctricas involucradas en el diseño. Se numeraron los componentes principales de una instalación solar, realizando una descripción de la función de cada una. Se resumió la estrategia a utilizar para la resolución del problema y se realizó una breve introducción de la herramienta de simulación solar a utilizar.

Capítulo 3

Diseño optimizado de un parque solar

La optimización de un parque solar debe considerar las características del recurso en su lugar de emplazamiento y las particularidades constructivas del proyecto, por ejemplo, su potencia, conexionado, tipo de paneles, disposición en el terreno, etc. En esta sección se define el problema de optimización y se desarrolla un modelo simplificado de parque solar, que logra captar las características principales del problema. En una primera aproximación se modela la generación de un sub-parque, entendiendo las diferencias de optimización entre el recurso disponible sobre los paneles y la generación de salida. En una segunda etapa, se introduce el cableado DC al modelo, para considerar en la optimización. El cableado AC no se optimiza, dado que representa un porcentaje muy bajo de la inversión total.

3.1. Formulación abstracta del problema

En esta sección se presenta la función objetivo que se busca maximizar, así como las restricciones, variables y parámetros involucrados. Además, se detalla el proceso de regresiones realizado para obtener un modelo del sistema que capture su comportamiento principal. Estas regresiones relacionan la inclinación de los módulos (β) y el *oversizing* de la planta con la energía anual producida en promedio por cada panel.

A su vez, existe una relación entre la inclinación que optimiza la generación y la separación entre mesas, i.e. a mayor inclinación hay mayor sombreadamiento,

y viceversa, por lo que optimizar el recurso sobre los paneles no optimiza necesariamente la generación de salida, si no se consideran otras variables como la separación entre mesas. En la elaboración del modelo se asume que este ángulo óptimo β es utilizado, y por lo tanto se respeta la relación funcional entre ambas variables, pudiendo eliminar una de estas variables, en nuestro caso, la inclinación β , que puede expresarse a partir de la separación entre mesas. Esta relación funcional es también encontrada y ajustada en este capítulo.

3.1.1. Función objetivo

La función objetivo a maximizar es el VAN (Valor Actual Neto). Se utiliza la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_1^{T_m} \frac{E_t \cdot P_t - C_s \cdot CO}{(1 + \lambda)^t} - C_s \quad (3.1)$$

Siendo E_t la energía total generada el año t , P_t el precio de la energía en el año t , C_s la inversión inicial, CO el costo de O&M como tasa respecto a C_s (i.e. $C_s \cdot CO$ es el costo anual de O&M), λ la tasa de interés y T_m el plazo del proyecto: 20 años. Por lo tanto, el numerador corresponde a los ingresos por venta de energía, descontando los egresos de la operación y mantenimiento. C_s no considera los costos del cableado DC, que serán analizados de forma independiente. Además, E_t no considera las pérdidas de energía por el cableado DC, las cuales también serán calculadas posteriormente.

Una hipótesis subyacente en este planteo es la existencia de un PPA (Power Purchase Agreement), lo cual garantiza que toda la energía generada por la planta será comprada por la empresa eléctrica durante el plazo de vigencia del contrato a un precio convenido, típicamente actualizado anualmente. Esa hipótesis es fundamental para sostener la simplicidad del objetivo económico, ya que permite agregar la energía anual. Otro tipo de acuerdo comercial (e.g. como la venta al mercado spot) hubiera requerido estimaciones de la energía vendida hora a hora, heredando así la volatilidad y estacionalidad de los precios del mercado mayorista. Además, incrementaría el error global, atenuado en nuestro caso por ser un promedio sobre un horizonte anual en lugar de una combinación de ventas puntuales. La modalidad de contratos PPA es la más utilizada en Uruguay, por lo que se considera que esta hipótesis es razonable.

La energía generada (E_t) se va a estimar utilizando la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} E_t &= A \cdot B \cdot NP_m \cdot e_{t0} \cdot (1 - L_e \cdot (t - 1)) \\ e_{t0} &= c_1 + c_2 \cdot \beta + c_3 \cdot osz + c_4 \cdot \beta^2 + c_5 \cdot osz^2 \end{aligned} \quad (3.2)$$

Siendo A la cantidad de mesas en cada fila, B la cantidad de filas, NP_m el número de paneles por mesa, L_e la tasa anual de caída en la eficiencia del panel. e_{t0} representa a la energía anual promedio por panel considerando la eficiencia original, las constantes c_1 a c_5 se obtienen realizando regresiones entre las variables: Energía por panel, ángulo β y *oversizing*, tal como se indica en la sección 3.4.

El precio de la energía (P_t) se calcula como:

$$P_t = P_1 \cdot (1 + DP \cdot (t - 1)) \quad (3.3)$$

Siendo P_1 el precio inicial de la energía en USD/MWh y DP la tasa anual de variación de precio de la energía prevista en el PPA.

El costo inicial (C_s) de la ecuación 3.1 se calcula como:

$$\begin{aligned} C_s &= C_i + (C_m \cdot B + C_t \cdot A_m \cdot (B_m + sep \cdot (B - 1))) \cdot A \\ C_m &= CI_m + NP_m \cdot Cp \end{aligned} \quad (3.4)$$

Siendo:

- C_s la inversión inicial en USD
- C_i el costo del inversor en USD
- C_m el costo de la mesa (incluyendo paneles) en USD
- C_t el costo del terreno en USD/ m^2
- A_m el ancho de cada mesa en m
- B_m el largo de cada mesa en m
- sep la separación entre mesas en m
- CI_m el costo de la estructura de la mesa en USD
- C_p el costo del panel en USD

3.1.2. Restricciones

Se busca realizar una optimización que considere criterios técnicos y de ingeniería válidos, por lo que no se exploran combinaciones de parámetros que no se encuentran en la industria. De esta forma, la complejidad del problema se vuelve tratable para la potencia de cómputo disponible y se puede encontrar el óptimo realizando una investigación exhaustiva de todas las combinaciones posibles/viables. Para las variables continuas (separación entre mesas) se utilizan herramientas de optimización continua, considerando como parámetros las variables discretas.

Para el caso de *oversizing*, se considera como rango operativo válido a los valores entre 0 y 40 %. Valores menores al 0 % (implica menor potencia instalada en paneles fotovoltaicos que en inversores) no se consideran debido a que no son realistas. Únicamente tendría sentido si la relación entre los costos de los paneles y el de los inversores fuese mucho mayor que la actual. La tendencia comercial observada es que el costo de los paneles cae a un ritmo mayor que el costo de los inversores, por lo que lejos de cambiar, se prevé que un ratio más extremo aun para el futuro próximo. Valores de *oversizing* mayores al 40 % no se consideran dado que, a la fecha, ése es el sobredimensionamiento máximo que soportan los inversores comerciales. Para muchos fabricantes, ese valor es incluso menor, en torno del 30 %.

El diseño geométrico se escogió buscando que el proyecto no tenga complejidades especiales al momento de la construcción. Considerando que los costos de Ingeniería, gestión y mano de obra no son despreciables, y que realizar un diseño especialmente complejo resulta en aumentos de costos difíciles de cuantificar, se optó por realizar un diseño con una geometría homogénea.

Una de las hipótesis que se tomó fue que los paneles se disponen de forma vertical en grupos de a dos, tal como se observa en la figura 1.7. De esta forma, el NP_m considerado debe ser par, para evitar realizar conexiones de diferentes grupos de *strings* entre diferentes mesas. Considerando esa restricción, se logra evitar confusiones al momento del conexionado en obra.

Respecto a la separación entre mesas, existe una distancia mínima que debe respetarse de forma que el espacio libre entre paneles permita la circulación de vehículos. Se considera un valor mínimo de 3 metros.

3.1.3. Variables y parámetros

A inversor dado, las variables que forman parte del diseño son:

- Cantidad mesas por fila y cantidad de filas (A y B)
- Cantidad de paneles por mesa (NP_m)
- Separación entre mesas (sep)
- Inclinação de los módulos (β) ¹
- Nivel de *oversizing* (Osz)

No obstante, algunas de estas variables pueden preoptimizarse en forma desacoplada al resto del modelo o están relacionadas entre sí. Por ejemplo, utilizando la cantidad de filas, mesas y paneles por mesa, se puede calcular el total de paneles, para luego obtener el *oversizing* utilizando el modelo de panel e inversor. Como se indica en la sección 3.2.3, a separación entre mesas dada, se puede utilizar la ecuación 3.6 para obtener el ángulo de inclinación (β) óptimo, cuya optimización se puede desacoplar del VAN. Dicha ecuación es el resultado de una pre-optimización, sostenida en el hecho que β y sep son variables a priori independientes, pero que están relacionadas en la solución óptima, pudiendo desacoplar la optimización de β del problema. De lo anterior resulta que sólo los primeros tres ítems de la lista son las variables efectivas para la optimización.

Los parámetros considerados son:

- Parámetros geométricos/físicos:
 - Modelo de panel y modelo de inversor
 - Ancho y largo de la mesa (A_m y B_m)
 - Caída anual de eficiencia (L_e)
- Parámetros de costos:
 - Costos del inversor (C_i), del panel (C_p), de la estructura de la mesa (CI_m), del terreno (C_t)
 - Costo de Operación y Mantenimiento (CO)

¹A priori, la orientación azimutal de los módulos también sería un parámetro de diseño, pero se puede mostrar que la orientación óptima es Norte, por lo que no se incluye en esta lista.

- Parámetros financieros:
 - Tasa de interés (λ) y vida útil del proyecto (T_m)
 - Precio inicial (P_1) y variación anual de precio de energía (DP)

3.2. Optimización geométrica de la planta

Esta sección recorre los elementos necesarios para comprender la relación entre la generación máxima, la inclinación de los módulos y la separación entre mesas, vinculados a través del recurso disponible sobre los paneles y el sombreadamiento entre filas. El análisis inicia en la sección 3.2.1 con la optimización de recurso sobre los paneles, a modo de referencia. Ésta es la optimización de inclinación que se obtendría con una separación muy larga de las filas (sin sombreadamiento), que no es realizable en la práctica. Se utilizan fórmulas analíticas implementadas en MATLAB. Los siguientes análisis, presentados en las secciones 3.2.2 y 3.2.3 son a nivel de generación variando la distancia entre filas, de modo de obtener la relación entre esta distancia y el ángulo de inclinación que maximiza la generación anual. El análisis se complementa utilizando distintos modelos de transposición a plano inclinado y data sets meteorológicos. Se utilizan simulaciones de energía realizadas en PVsyst.

3.2.1. Optimización a nivel de recurso

En la presente sección se realiza un diseño geométrico optimizando únicamente el recurso solar, es decir, se calculan los ángulos utilizando métodos analíticos de trasposición a plano inclinado de la radiación solar, sin utilizar simulaciones computacionales de la planta fotovoltaica. Se utiliza como data set de partida el año meteorológico típico de Uruguay (AMTUes) generado por el LES (Alonso-Suárez *et al.*, 2019).

La figura 3.1 muestra la pérdida porcentual respecto a la energía anual obtenida por la inclinación óptima para planos de inclinación arbitraria β y γ , indicando algunas isolíneas relevantes. El paso de discretización en ambos ángulos fue de 1° , para β entre 0° y 45° y γ entre -30° y $+30^\circ$. Esto significa que se realizaron 2806 evaluaciones (46 valores de $\beta \times 61$ valores de γ). Se presenta el resultado de aplicar dos modelos de transposición a plano inclinado: el modelo HD (Hay y Davies) y HDKR (Hay, Davies, Klucher, Reindl). Los resultados obtenidos con ambos modelos presentan diferencias, pero las mismas

no son significativas. En particular, la inclinación óptima encontrada al aplicar ambos modelos es de $\beta_{opt} = 27^\circ$ y $\gamma_{opt} = +1^\circ$. Se observa que el máximo no es acentuado, habiendo un amplio margen de ángulos para los cuales la pérdida porcentual es menor a 0.1% ($\pm 8^\circ$ en γ y entre $[24^\circ, 30^\circ]$ en β). La pérdida de generación es menos acentuada al variar γ que al variar β . Los diagramas están centrados en torno a $\gamma \simeq 0$, con una pequeña preferencia hacia la tarde ($\gamma > 0$). La pérdida de generación por utilizar $\gamma = 0$ es despreciable, por lo que se usa este valor en adelante. Fijar un ángulo azimutal con mayor precisión es innecesario, y evaluar con más exactitud la pérdida de generación requeriría estudios específicos de menor incertidumbre que el presente análisis, que quedan fuera del alcance de esta tesis. Se concluye además que, a efectos de esta optimización, la utilización del modelo HD o HDKR es indistinta.

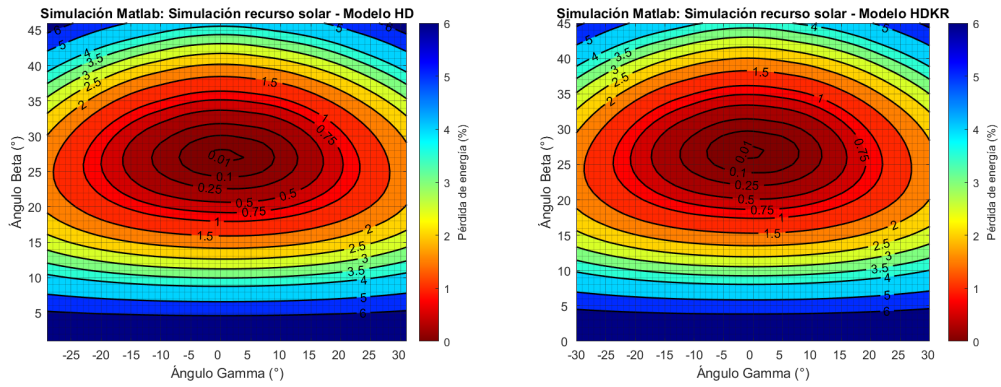


Figura 3.1: Evaluaciones analíticas MATLAB - Modelos HD y HDKR

3.2.2. Optimización de la generación: caso base

Se generó en PVsyst un modelo de planta PV de 50 MW, a partir de 50 inversores de corriente de 1 MW. Se utilizaron 172800 paneles fotovoltaicos de 325 Wp, totalizando una potencia en paneles fotovoltaicos de 56.2 MWp. Se exponen y analizan los resultados de las simulaciones realizadas que se denominan como “caso base”. Se utilizaron dos bases de datos meteorológicas para el análisis:

- Datos de NASA-SSE incluidos en el PVsyst: generados a partir de estimaciones satelitales genéricas entre 1983 y 2005

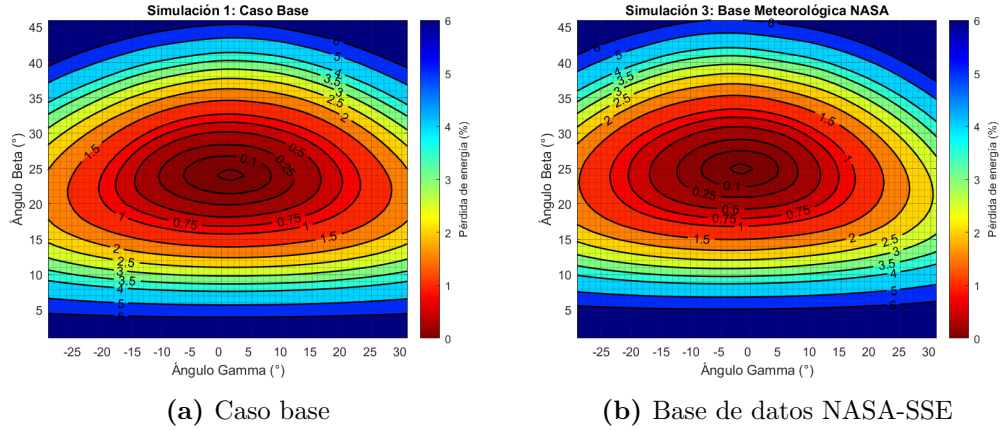


Figura 3.2: Comparativa entre caso base y simulación utilizando base de datos meteorológica NASA-SSE

- LES-AMTUes v2.4, (Alonso-Suárez *et al.*, 2019): basado en 15 años de información satelital del satélite GOES-East, modelos localmente ajustados a las particularidades de nuestro territorio y en datos medidos en Tierra por redes de medida nacionales.

Se presenta en esta sección los resultados de las simulaciones que denominamos “caso base”, donde se toma la separación entre mesas de 7.2m.

En la figura 3.2, se presentan los gráficos de pérdida de energía en función de los ángulos β y γ para el caso base y ambas fuentes de datos meteorológicos. Estos gráficos fueron obtenidos de la misma forma que los de la subsección 3.2.1. Se observan diferencias de $\pm 2^\circ$ entre los diagramas de ambas fuentes de datos. Ante esta disyuntiva, se opta por utilizar en adelante los datos del AMTUes, proveniente de modelos y datos locales. Se observa que en comparación a la optimización de recurso, el ángulo β óptimo disminuye a 24° , a causa del sombreado ocurrido sobre los módulos con la separación de 7.2 m entre filas.

3.2.3. Simulaciones variando la separación ente mesas

Se realizaron simulaciones para evaluar cómo la separación entre mesas afecta el ángulo de inclinación óptimo β , es decir, cómo se relacionan estas dos magnitudes. En la figura 3.3 se observa el resultado obtenido, comparando el caso base con el caso considerando una separación de 15m entre mesas (se recuerda que el caso base es con una separación de 7.2 m). Se utiliza para estas

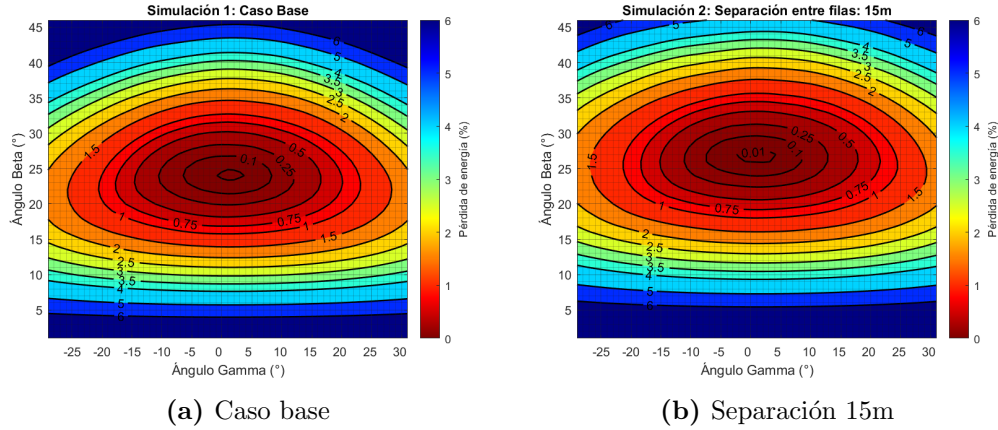


Figura 3.3: Comparativa entre caso base y simulación considerando una separación entre mesas de 15m

simulaciones y las siguientes los datos meteorológicos del AMTUES. Al realizar esta simulación, se observó que el ángulo β óptimo mostró un corrimiento hacia valores mayores, pasando de 23° a 26° . Se observa además que aumentar la separación entre mesas hace llevar el ángulo que optimiza la generación de la planta hacia el ángulo que optimiza el recurso solar sobre un panel.

Por lo tanto, se determinó que era necesario realizar simulaciones adicionales, para obtener la relación entre el β óptimo y la separación entre mesas. Se realizaron simulaciones variando la separación entre mesas entre 4m y 18m; 4m corresponde a la distancia mínima considerando un $\beta = 0^\circ$, 18m se considera como cota superior para la separación, más allá de la cual no se reduce el sombreado entre filas. En base al resultado de estas simulaciones, se buscó hallar una función analítica que permitiera modelar el resultado obtenido. Se observó que la función exponencial que modela la relación entre estas variables en el rango de interés tiene una asíntota en 26° , y la intersección con el eje de las ordenadas se daba para una separación entre mesas de 4m. Por lo tanto, se consideraron fijos dichos valores y se consideró una función del tipo:

$$\beta_{opt} = 26 \cdot (1 - e^{-k_1 \cdot (sep-4)^k}) \quad (3.5)$$

donde se deben ajustar los parámetros k y k_1 a los datos obtenidos de las simulaciones. Estas simulaciones corresponden a correr el PVSyst para cada set de β y sep (con $\gamma = 0$), hallando para cada caso el valor de β que maximiza la generación anual para cada valor de sep .

En la figura 3.4 se presenta el gráfico del ajuste obtenido junto con los

datos relevados de las simulaciones. La curva obtenida es la de la ecuación 3.6 y se utilizará como insumo para el modelado, logrando sustituir la dependencia en β del modelo por la variable *sep*. El ajuste se realizó utilizando la función *nlinfit* de Matlab.

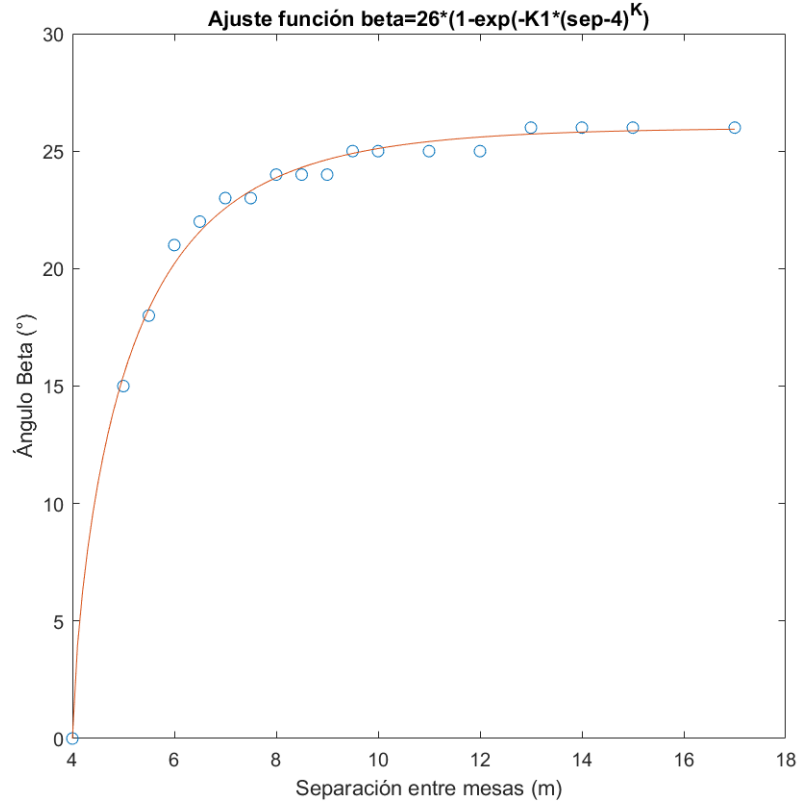


Figura 3.4: Ángulo β óptimo en función de la separación entre mesas - Ajuste final

$$\beta_{opt} = 26 * (1 - e^{-0.9008 \cdot (sep-4)^{0.7371}}) \quad (3.6)$$

3.3. Restricciones Eléctricas

Tal como fue indicado en el capítulo 2.5 existen una serie de restricciones eléctricas que deben cumplirse. Estas restricciones se expresan en las siguientes inecuaciones:

- 1) $N_S * V_{OC}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX}^{Inv}$
- 2) $N_S * V_{MPP}^{Panel}(T_C = -10^\circ C) < V_{MAX,MPP}^{Inv}$

$$3) N_S * V_{MPP}^{Panel}(T_C = 70^\circ C) > V_{MIN,MPP}^{Inv}$$

$$4) N_P = Int \left[\frac{N}{N_S} \right]$$

$$5) N_P * I_{SC,STC}^{Panel} < I_{MAX,DC}^{Inv}$$

Siendo:

N : cantidad total de paneles

N_S : cantidad de paneles a conectar en serie

N_P : cantidad de grupos a conectar en paralelo

V_{OC}^{Panel} : voltaje de circuito abierto de los paneles

I_{SC}^{Panel} : corriente de cortocircuito de los paneles

V_{MAX}^{Inv} : máximo voltaje de entrada en DC del inversor

$I_{MAX,DC}^{Inv}$: máxima corriente de entrada en DC del inversor

Los detalles de estas restricciones se pueden consultar en [Antony et al. \(2007\)](#). Las Ecs. 1 y 5 representan las restricciones de voltaje y corriente máximas admisibles por el inversor. Se consideran las situaciones de peor caso para determinar cotas superiores para N_P y N_S . Las Ecs. 2 y 3 representan las condiciones a cumplir para que los valores de tensión que se encuentran dentro del rango de seguimiento del punto de máxima potencia. La Ec. 4 es el cálculo de N_p partiendo de $N = N_p * N_s$.

3.4. Estimación de la Energía Generada

El proceso de optimización requiere un modelo de planta que incluya las variables más relevantes de diseño. Este modelo de planta, idealmente, debería ser ejecutado sucesivas veces por el optimizador a fin de encontrar la solución óptima al problema. Al no tener API (Application Programming Interface), el PVsyst no permite su ejecución como aplicación que pueda ser integrada a un optimizador, por lo que la parte donde se requiere el modelo de planta de PV fue sustituida por una regresión lineal que aproxima la salida del simulador. La variable a modelar escogida es la energía anual por panel, con las variables regresoras β y osz . Estas variables se relacionan con las otras variables que serán objetivo de la optimización, como se explicó anteriormente.

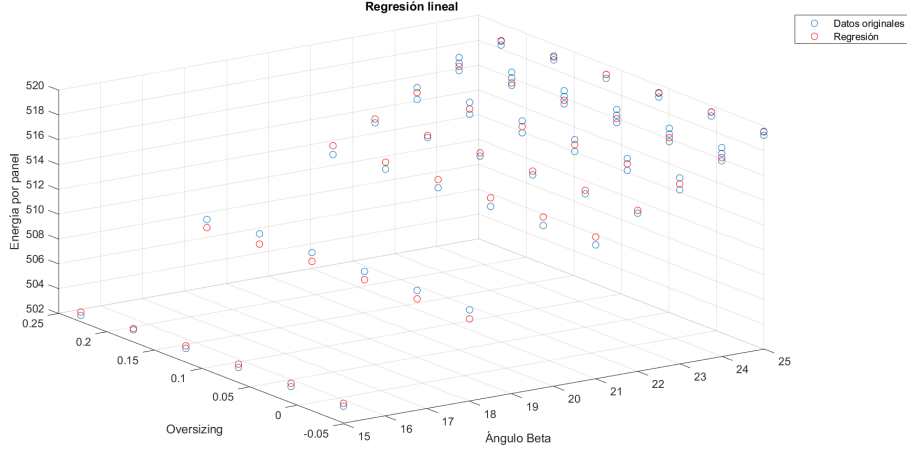


Figura 3.5: Datos soporte calculados y aproximación por regresión lineal

En la presente sección se introducen los supuestos y aproximaciones realizadas para considerar como válidas las regresiones utilizadas.

Realizando simulaciones en PVsyst se generaron puntos soporte que fueron utilizados para realizar la regresión. Los puntos corresponden a los observados en la figura 3.4, es decir, respetando la relación entre β y la separación entre mesas, y realizando variaciones en el *oversizing* entre 0% y 40% para los ángulos de inclinación menores o iguales a 25°. Este muestreo se realizó por tanto cubriendo la región de interés para la optimización. De esta forma, se generó el conjunto de datos que se presenta en la figura 3.5.

Partiendo de dichos valores y observando su comportamiento, se consideró una función del tipo:

$$e_{panel} = c_1 + c_2 \cdot \beta + c_3 \cdot osz + c_4 \cdot \beta^2 + c_5 \cdot osz^2 \quad (3.7)$$

Utilizando el ajuste por mínimos cuadrados de Matlab, se obtuvieron los coeficientes de la regresión: c_1, c_2, c_3, c_4 y c_5 . En la figura 3.5 se observa el ajuste realizado entre las variables β_{opt} (eje x) y osz (eje y) y la energía por panel (eje z). La regresión presentada en la ecuación 3.2 realizada para obtener la relación entre la energía generada por panel y las variables β y *oversizing* sólo se considera válida en el rango de *oversizing* a estudiar (0-40%), y para valores de β menores a los 25°, que es la región relevante para el diseño.

A los efectos de analizar cuantitativamente el error cometido por la estimación generada por la regresión, se calcula el desvío cuadrático medio y el desvío máximo en los puntos soporte. Esto da una idea del error esperable en la aproximación por la regresión lineal. Como se observa en la figura 3.5, la

Error máximo (Wh/panel)	RMSE (Wh/panel)	Error máximo (%)	RMSE (%)
0.86	0.47	0.16 %	0.09 %

Tabla 3.1: Error cuadrático medio y error máximo

diferencia entre los puntos soporte y su regresión es pequeña. El valor más informativo es el desvío máximo, dado que ocurre en los bordes de la región de interés, siendo las diferencias esperables menores dentro de la región (donde trabajará el optimizador). En la tabla 3.1 se presentan estas métricas, observando un error máximo menor a 1 Wh por panel, lo que representa un error porcentual máximo menor a 0.2 %. El desvío cuadrático medio en los puntos soportes es consecuentemente menor, por debajo del 0.1 %. Con este análisis se concluye que la regresión lineal propuesta es capaz de modelar el sistema en base a estas dos variables regresoras, y su utilización para la optimización es adecuada.

3.5. Jerarquización de costos

Para calcular los costos de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica durante su vida útil, se utilizó la misma referencia utilizada en el capítulo 1.2; el informe “*U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*” (NREL, 2018). En dicho informe, se presenta la tabla “*Utility-Scale PV (Fixed-Tilt): LCOE assumptions*”. A partir de dicha tabla (ver tabla 3.2) se puede observar que la relación entre el CAPEX (Costo de instalación inicial) y el OPEX (Costo de Operación y Mantenimiento) pasó de 0.6 % a 1.2 % entre 2010 y 2018.

2018 USD per Watt DC	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Installed cost (\$/W)	4.63	3.97	2.70	2.07	1.91	1.85	1.47	1.04	1.06
Annual degradation (%)	1.00%	0.95%	0.90%	0.85%	0.80%	0.75%	0.75%	0.75%	0.70%
O&M expenses (\$/kW-yr)	28	26	24	22	20	18	18	17	13
Pre-inverter derate (%)	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%
Inverter efficiency (%)	96.0%	96.4%	96.8%	97.2%	97.6%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%
Inverter loading ratio	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40	1.30	1.36
Equity discount rate (real)	7.4%	7.2%	7.0%	6.9%	6.7%	6.5%	6.3%	6.3%	6.3%
Inflation rate	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
Debt interest rate	5.5%	5.3%	5.2%	5.0%	4.8%	4.7%	4.5%	4.5%	4.5%
Debt fraction	34.2%	35.2%	36.1%	37.1%	38.1%	39.0%	40.0%	40.0%	40.0%

Tabla 3.2: Evolución anual de costos de Operación y Mantenimiento

En términos absolutos, tanto el CAPEX como el OPEX disminuyeron con-

siderablemente. Sin embargo, en términos relativos, el CAPEX disminuyó en mayor medida. Por este motivo es que la relación OPEX/CAPEX aumenta. Este aumento observado en el costo relativo de la Operación y Mantenimiento motivó a incluir el mismo en la ecuación 3.1, lo cual proporciona vigencia al modelo utilizado. También se puede observar que en los últimos 4 años, la relación tiende a estabilizarse en valores en torno a 1 %. En el presente trabajo se considerará que los costos de O&M anuales corresponden al 1 % de la inversión inicial.

3.6. Algoritmo de Optimización

Una vez definido el problema, la función objetivo a maximizar y los modelos involucrados, se debe escoger una estrategia de optimización. Se considera una variación de A entre 3 y 12, B entre 15 y 30, una separación entre mesas entre 4.5 y 18 metros, evaluada cada 1cm, y una cantidad de paneles por mesa de 18, 34, 36 y 38. De esta manera, el total de casos a evaluar es de 1088000, siendo una cantidad de evaluaciones que puede resolverse utilizando fuerza bruta (evaluando todas las posibilidades). No obstante, se escogió utilizar el método de bipartición para disminuir los tiempos de ejecución en la variable continua del problema. Utilizando el método de bipartición se obtiene un optimizador que resuelve el problema en un tiempo reducido. En las pruebas realizadas, el tiempo empleado utilizando fuerza bruta fue de 150 segundos, mientras que la bipartición logró reducir el tiempo a 0.05 segundos, obteniendo la misma solución. Se obtuvo por lo tanto una mejora en tiempo de ejecución de 3 órdenes de magnitud, lo que permite eventualmente escalar el problema de optimización a plantas de mayor porte.

El pseudocódigo del algoritmo de optimización usado para hallar soluciones a este problema se había adelantado en Algoritmo-1.

3.7. Optimización Cableado DC

3.7.1. Optimización Inversión Cableado DC

Esta sección presenta una solución analítica para preoptimizar el costo de instalación de los cableados DC de un subparque de geometría rectangular. El problema presume algunas hipótesis básicas para el diseño:

- El esquema eléctrico de referencia es como en la figura 1.6 y se agrega que hay una única caja DC por fila. El costo de esa caja es desconocido y no es controlable, así que suma un valor fijo que no cambia el punto donde se alcanza el óptimo.

Como todas las filas son iguales, la incógnita es el valor x : posición (en mts.) de la caja, que por convención se tomará desde la izquierda de cualquier fila, tomando el Norte como referencia de *arriba*.

- Los cables DC tipo-I son parte del kit de los paneles, así que no son controlables. Los cables DC tipo-II arrancan de lo que serían los límites entre mesas (i.e., en los bordes), donde están los endpoints de tipo-I.
- Sin pérdida de generalidad, asumimos que los cables tipo-III se despliegan desde la caja hacia la izquierda, hasta alcanzar el borde y desde ahí se encaminan hacia el inversor.
- Se tiene una referencia del costo por metro para los cables tipo-II y III, el número de mesas por fila, así como ancho y alto de cada mesa y la separación entre filas.
- Para el cable tipo-III, existe un costo fijo asociado a la canalización correspondiente. Dicho costo dependerá del reglamento eléctrico del país y de los requisitos del cliente (cable enterrado directamente o canalizado en caño de PVC). En el presente trabajo se considera únicamente el costo variable correspondiente al cable.

El problema es resolver dónde ubicar la caja-DC en cada fila de un sub-parque.

Propiedad 1. *La posición óptima \bar{x} para ubicar la caja DC de una fila vale*

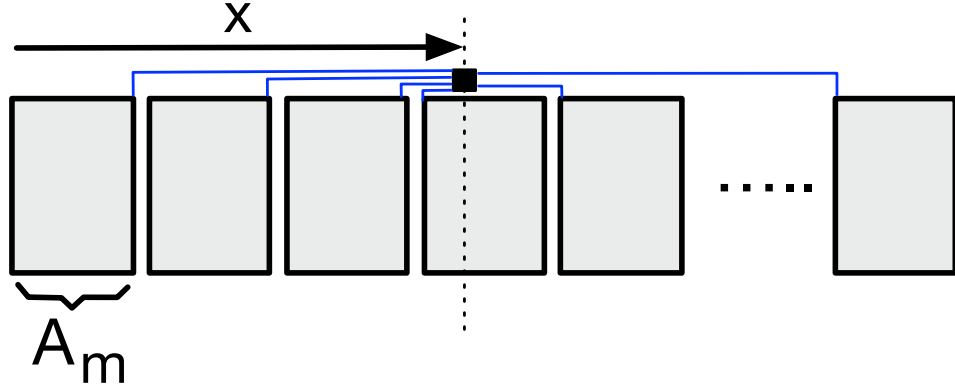
$$\bar{x} = A_m \cdot \text{máx}\{0, \left\lceil (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2 \right\rceil\},$$

donde A_m es el ancho de cada mesa, A es la cantidad de mesas por fila, ct_2 y ct_3 son respectivamente los costos por metro de los cables tipo-II y III, y la función $\lceil \cdot \rceil$ corresponde al redondeo (i.e. el entero más próximo a ese valor).

Observar que la propiedad expresa que la posición óptima se alcanza en la unión de dos mesas, en particular, en aquella que deja $m = \text{máx}\{0, \left\lceil (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2 \right\rceil\}$ mesas a la izquierda.

Demostración. Dada una posición x cualquiera para la caja DC, se observa que en cada fila el costo total de cableados tipo-II de los m cables de mesas a la

izquierda de la caja suman: $ct_2((x - m \cdot A_m) + (x - (m-1) \cdot A_m) + \dots + (x - A_m))$. Asimismo, el costo en una fila de los cables tipo-II para los $A - m - 1$ paneles a la derecha de aquel sobre el que se ubica la caja es: $ct_2(((m+1) \cdot A_m - x) + ((m+2) \cdot A_m - x) + \dots + ((A-1) \cdot A_m - x))$. Hay que sumar el cable tipo-II del panel sobre el que se instala la caja: $ct_2 \cdot \min\{x - m \cdot A_m, (m+1) \cdot A_m - x\}$. Completa el costo de cableados la suma del de tipo-III, que es $ct_3 \cdot x$. La regla asume trivialmente que se hará el tendido desde el lado derecho para los paneles anteriores a la caja y desde el izquierdo para los que siguen (como en la figura). En la misma caja se usa el tramo más corto, por ser aditivo el metraje.



Asumiendo m conocido, el costo a la izquierda es $ct_2 \cdot (m \cdot x - \frac{A_m \cdot m \cdot (m+1)}{2}) = ct_2 \cdot m \cdot (x - \frac{(m+1)A_m}{2})$. Análogamente, el costo a la derecha es $ct_2 \cdot (A - m - 1)(\frac{(A+m)A_m}{2} - x)$. Las dos funciones anteriores son lineales en x , y como se asumió que m óptimo es un dato, se debe cumplir $mA_m \leq x \leq (m+1)A_m$. Ambas son funciones lineales y también lo es el término $ct_3 \cdot x$. La función resultante de su suma también es lineal, así que es continua y diferenciable. Por Weierstrass, el problema debe tener mínimo en el compacto $[mA_m, (m+1)A_m]$, pero al no depender su derivada de x (es lineal), el óptimo debe estar en los límites de ese intervalo. En el análisis previo se omitió el término $ct_2 \cdot \min\{x - m \cdot A_m, (m+1) \cdot A_m - x\}$, que también alcanza su mínimo en uno de los extremos, de hecho en ambos para este caso, siendo 0 el valor óptimo del que costo que agrega, por lo que se mantiene la conclusión previa. El resultado es que \bar{x} debe ser $m \cdot A_m$ para un m a determinar, esto es, debe estar en la unión entre mesas de una fila o al principio de la primera si $m = 0$.

Para determinar m sustituimos $x = m \cdot A_m$ en las expresiones anteriores y buscamos el valor de m que minimiza el resultado de la función f siguiente:

$$f(m) = A_m \cdot \left(\frac{ct_2}{2} \cdot (m(m-1) + (A-m)(A-m-1)) + ct_3 \cdot m\right).$$

Al ser positivos A_m , ct_2 y ct_3 , la función es conexa y su mínimo se alcanza anulando la derivada, esto es, resolviendo la ecuación:

$$\frac{ct_2}{2}(2m-1+2m-(2A-1)) + ct_3 = ct_2 \cdot (2m-A) + ct_3 = 0,$$

que tiene solución en $\bar{m} = (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2$. Recordar que la f corresponde al *costo real*, solamente cuando m es un entero no-negativo. En los valores positivos no-enteros, el costo real del cableado está por encima del calculado con esta función. Observar que $\bar{m} < A$ por su expresión, pero no necesariamente debe cumplirse que $\bar{m} \geq 0$. Si se diera $\bar{m} < 0$, al ser convexa la función f concluimos que $m = 0$. Aun cumpliéndose $\bar{m} > 0$, podría pasar que \bar{m} no fuera entero, lo que desnaturaliza la misma expresión desde la cual lo calculamos. Sin embargo, por coincidir el costo real óptimo con f para los valores enteros y ser superior en los demás valores, una primera expresión para m es

$$m = \max\{0, \operatorname{argmin}_{m_1, m_2} \{f(m_1), f(m_2)\}\},$$

donde $m_1 = \lfloor (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2 \rfloor$ y $m_2 = \lceil (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2 \rceil$. La simetría de la parábola respecto a su mínimo y la imposición que sea entero nos garantiza que el mismo se alcanza en $m = \max\{0, \lceil (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2 \rceil\}$. \square

Propiedad 2. *El costo óptimo de cableados tipo-II y III de un subparque es:*

$$A_m \cdot B \cdot (ct_2(m(m-1) + (A-m)(A-m-1))/2 + ct_3m) + ct_3 \cdot sep \cdot \frac{B \cdot (B-1)}{2},$$

siendo $m = \max\{0, \lceil (A - \frac{ct_3}{ct_2})/2 \rceil\}$, donde A_m es el ancho del panel, A es la cantidad de mesas por fila, B es la cantidad de filas del subparque, sep es la separación entre filas, ct_2 y ct_3 son respectivamente los costos por metro de los cables tipo-II y III.

Demostración. El primer término de la suma surge de la prueba anterior, multiplicando el costo óptimo de cableados DC de una fila por la cantidad de éstas. Luego se suman los costos adicionales de cables tipo-III para llegar a la

esquina superior izquierda del subparque, lugar donde se supone se instalará el inversor. A saber, 0 para para primera, $ct_3 \cdot sep$ para la segunda, $2ct_3 \cdot sep$ para la tercera y así hasta $(B - 1)ct_3 \cdot sep$ para la última. Recordando que $\sum_{i=1}^n i = \frac{n(n+1)}{2}$ se obtiene el último término de la suma. \square

3.7.2. Optimización Pérdidas Cableado DC

Se analizan las pérdidas de energía correspondientes al cableado DC.

Para calcular dichas pérdidas, se utiliza la fórmula:

$$P_{DC} = R \cdot I_{DC}^2 \quad (3.8)$$

Donde R es la resistencia del cable e I es la corriente. R se calcula como:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (3.9)$$

Donde ρ es la resistividad del cable, L el largo y S la sección.

La fórmula 3.8 corresponde a la potencia de las pérdidas. Para calcular la energía, es necesario integrar dicha potencia en el tiempo.

Se realizaron simulaciones en PVsyst para obtener el valor de las pérdidas Óhmicas. Luego, utilizando la fórmula 3.8 se puede obtener el valor de I_{eq} equivalente para I, esto es, un valor de I que de haber sido constante habría producido las mismas pérdidas anuales en cada tipo de cable DC.

A modo de ejemplo, si se considera un cable de tipo II con una sección de 6mm^2 con un largo promedio de 50m, y un cable de tipo III con una sección de 120mm^2 con un largo promedio de 100m, se obtienen los siguientes valores de resistencia:

$$\begin{aligned} R_{tipoII} &= 0.157\Omega \\ R_{tipoIII} &= 0.0157\Omega \end{aligned} \quad (3.10)$$

Utilizando dichos valores, las pérdidas calculadas por el PVsyst fueron de 486.3 MWh al año, lo cual representa un 0.48 % de la energía generada anualmente.

Para calcular la corriente I_{eq} por cada tipo de cable DC, se utilizan los resultados de pérdidas del PVsyst. Se parte de la ecuación 3.8 y se multiplica por la cantidad de horas del año. Dicho resultado se iguala al valor de pérdidas de energía por cableado DC informado por PVsyst. Dado que el tipo y largo

de cable es conocido, se puede calcular la resistencia del mismo utilizando la fórmula 3.9. Luego, se puede obtener el valor de la corriente equivalente DC. La expresión analítica de la fórmula se presenta en 3.11.

$$I_{eq}^2 = \frac{Perdidas_{DC} \cdot S}{\rho \cdot L \cdot 8760} \quad (3.11)$$

Dado que la corriente por cada tramo es diferente, se realizaron dos simulaciones, considerando únicamente cable tipo II en el primer caso y únicamente tipo III en el segundo. De esta forma, considerando $N_s=17$, se obtuvo que la corriente I_{eq} por los cables tipo II es de $3.28A$, y de $73.2A$ por los cables tipo III. Vale mencionar que dicho equivalente fue calculado considerando las 8760 horas del año (incluye las horas de la noche), por lo que la corriente durante el día es considerablemente mayor. Si se considera $N_s = 18$, se obtiene $I_{eq}^{tipoII} = 3.3A$ y $I_{eq}^{tipoIII} = 69A$. Para el caso de $N_s = 19$ se obtiene $I_{eq}^{tipoII} = 3.32A$ y $I_{eq}^{tipoIII} = 65.5A$.

Para verificar que el PVsyst utiliza la fórmula 3.8, se realizó una simulación adicional, considerando otra sección de cable. El resultado, obtenido utilizando dicha fórmula coincidió con el obtenido por el PVsyst. De esta forma se considera válida la regresión como forma de aproximar los resultados del PVsyst.

Utilizando el valor de corriente I_{eq} por cada tramo de cable, se puede ingresar dicha información en el optimizador y por lo tanto obtener una actualización del VAN que tenga en cuenta la disminución de la energía debido a las pérdidas DC.

3.7.3. Actualización de VAN con cableados DC

Si se consideran los cableados DC, el cálculo del VAN debe ser actualizado, ya que la inversión inicial aumenta debido al costo de los mismos, y la energía inyectada en la red disminuye, por lo que disminuyen los ingresos económicos. La componente de pérdidas DC se incorporó a posteriori en el modelo, y se tiene como objetivo evaluar su impacto real en la VAN y la optimización general.

$$VAN = \sum_1^{T_m} \frac{E'_t \cdot P_t - C'_s \cdot CO}{(1 + \lambda)^t} - C'_s \quad (3.12)$$

Donde $E'_t = E_t - E_{perdidasDC}$ y $C'_s = C_s + C_{cableadoDC}$. En esta ecuación,

$C_{cableadoDC}$ representa el costo de los cables DC. Dicho costo se obtiene a partir de la Propiedad 2 de la sección 3.7.1. Por su parte, $E_{perdidasDC}$ representa las pérdidas de energía en todos los conductores DC. Se calcula como:

$$\begin{aligned} E_{perdidasDC} &= (1 - L_e \cdot (t - 1)) \cdot (E_{perdidasDC}^{tipoII} + E_{perdidasDC}^{tipoIII}) \\ &= 8760 \cdot (1 - L_e \cdot (t - 1)) \cdot [R^{tipoII} \cdot (I_{eq}^{tipoII})^2 + R^{tipoIII} \cdot (I_{eq}^{tipoIII})^2] \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donde L_e corresponde a la tasa anual de caída de eficiencia de los paneles.

Tal como se presentó en la sección 3.7.2, la corriente I_{eq} por cada cable DC depende del N_s . Los modelos de mesas elegidos corresponden a 18, 34, 36 y 38 paneles. Si se escoge el modelo con 18 o con 36 paneles, la corriente I_{eq}^{tipoII} a utilizar es la misma (3.3A), lo que cambia es la cantidad de cables del tipo II por cada mesa. Es decir, si se considera una mesa con 18 paneles, se tiene un cable de tipo II por cada mesa; en caso de considerar la mesa con 36 paneles, se tendrán dos cables tipo II por cada mesa. Para el caso de 34 y 38 paneles por mesa, la corriente corresponde a $N_s=17$ (3.28A) y $N_s=19$ (3.32A), y en ambos casos se tendrá dos cables tipo II por cada mesa. Respecto a la posición de la caja DC y dado que los últimos tres modelos de mesas requieren dos cables tipo-II por cada una, a efectos de la posición de la caja DC es equivalente a tomar $ct'_2 = 2ct_2$ en la Propiedad 2 (sección 3.7.1).

Para el cálculo de las pérdidas por los cables de tipo III, se debe considerar el largo total de los cables tipo III instalados, lo cual depende de la cantidad de cajas DC instaladas. Dado que se tomó como criterio de diseño que se instala una caja DC por cada fila, el largo total de los cables tipo III se puede calcular como: $sep \cdot \frac{B(B-1)}{2}$. El largo total tipo-III es $B \cdot A_m \cdot m + sep \cdot \frac{B(B-1)}{2}$, donde $m = \max\{0, \left\lfloor (A - \frac{ct_3}{ct'_2})/2 \right\rfloor\}$. Observar que ct'_2 puede ser ct_2 o $2ct_2$, según la mesa tenga uno o dos *strings*.

Conociendo el largo del cable y la sección utilizada, se puede calcular la resistencia total del cable. Partiendo de la resistencia total y de la corriente I_{eq} se calcula las pérdidas en el cableado DC utilizando las fórmulas 3.9 y 3.13.

Capítulo 4

Análisis experimental

Este capítulo presenta los resultados de la herramienta desarrollada en los capítulos anteriores. Inicialmente se presenta un análisis centrado en la optimización de los resultados financieros del proyecto desde la perspectiva de un desarrollador, dentro de la modalidad de contrato PPA. Así, aunque el modelo busca la mejor rentabilidad posible para el desarrollador, se usa en realidad como herramienta para el comprador de esa energía, quien explora ajustes en los parámetros del contrato con el fin de conseguir una oferta económicamente viable para ambas partes.

En una segunda etapa se eligen los escenarios más interesantes de acuerdo con el equilibrio entre los objetivos antes mencionados, para luego explorar cómo cambian esos resultados ante un modelo con un nivel más alto de detalle. Concretamente, se incluyen los costos en cableados y las pérdidas asociadas para evaluar cómo ellas afectan al resultado final.

En tercer lugar y tomando como referencia la instancia identificada como la más conveniente entre las estudiadas anteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad sobre parámetros del problema ajenos a las voluntades de las partes del contrato, a saber: costos de terreno, de los paneles e inversores. La finalidad es identificar cuáles de entre esos parámetros tendrían más influencia a futuro sobre las directrices a seguir para establecer los contratos.

Finalmente, se elabora el detalle anual en la evolución de los elementos económicos del problema. Si bien excede a los objetivos de esta tesis, el detalle anterior constituye un insumo de referencia para realizar un análisis de riesgo del proyecto para ambas partes del contrato.

4.1. Optimización Contrato

En la presente sección se evalúan los resultados obtenidos al realizar modificaciones sobre los siguientes parámetros: potencia del inversor, precio de energía y plazo del contrato. Se busca evaluar el efecto de aumentar el plazo del contrato reduciendo el precio de la energía. Además, se evalúa el impacto de dicho precio sobre la factibilidad del proyecto. Además, se consideran dos posibles modelos de inversor.

4.1.1. Instancias a Resolver

A continuación se listan los valores de los parámetros a utilizar:

Modelo del panel: Se considera un panel de 325W policristalino. No se realizan evaluaciones con otros modelos de paneles dado que la elección depende principalmente del precio del mismo. La variación del precio de los paneles se presenta en análisis de sensibilidad de la sección 4.3.

Costo del Panel: Se considera un precio de 0.47 USD/W. En base a [NREL \(2018\)](#).

Modelo de inversor: Se evalúan dos modelos de inversores en el diseño: 100kW y 1MW. En ambos casos, la potencia nominal del parque es 50MW. Se busca ver el efecto que tiene instalar una mayor cantidad de inversores de menor potencia, ya que el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) sería más preciso y por lo tanto aumentaría la generación de la planta.

Precio de la Energía: Se evalúan tres precios de energía: 85, 60 y 40 USD/MWh. El valor máximo se aproxima a los valores de los contratos firmados en Uruguay para los parques solares que entraron en operación en 2015-2017. El valor mínimo corresponde a la tendencia esperada a mediano plazo.

Variación del precio de la energía: Se considera una variación anual de 0.9%. Se basa en la estimación de variación del PPI de USA, en valores previos a 2021. Dicho índice es utilizado para la actualización anual del precio de la energía de los contratos PPA en Uruguay.

Costo del Inversor: Se fija en 0.05 USD/W. En base a [NREL \(2018\)](#).

Costo del Terreno: Se toma un precio base de 0.58 USD/m², tomando como referencia el reporte [MGAP \(2021\)](#).

Tasa de interés financiera: Se considera un valor fijo de 2% en base a la serie datos [FED \(2020\)](#), considerando valores previos a 2021. Se entendió que la superposición del Covid-19 con la guerra en Ucrania hacía que los valores posteriores no fueran representativos.

Depreciación de la eficiencia: Se considera una depreciación anual de 0.7%.

Plazo del contrato: Se evalúan las opciones de 20, 25 y 30 años. Los contratos firmados en Uruguay tienen en general un plazo de 20 años. Sin embargo, al momento de redactar el presente documento, la empresa eléctrica en Uruguay se encuentra negociando ampliaciones en el plazo de contrato con los generadores, con el objetivo de reducir los precios de la energía.

En la tabla [4.1](#) se presenta el set de instancias a evaluar en esta etapa inicial de evaluación experimental. En función de los resultados obtenidos, se evaluarán otras instancias que serán definidas en las siguientes secciones.

Instancia	Potencia inversor (MW)	Precio Energía (USD/MWh)	Plazo contrato (Años)
A01	1.0	85	20
A02	1.0	60	20
A03	1.0	40	20
A04	1.0	85	25
A05	1.0	60	25
A06	1.0	40	25
A07	0.1	85	20
A08	0.1	60	20
A09	0.1	40	20
A10	0.1	85	25
A11	0.1	60	25
A12	0.1	40	25

Tabla 4.1: Instancias iniciales a evaluar

4.1.2. Resultado de la optimización

En la tabla [4.2](#) se presentan los resultados de las instancias A01-A12. Observar que –contrario a lo esperado– no se detectan mejoras significativas al

utilizar inversores de 100kW, por lo que se define la utilización de inversores de 1MW dado que implica una menor cantidad de unidades y por lo tanto se simplifica el proceso de instalación, en la red AC en particular, además de potencialmente reducir costos de O&M. Se observa que el optimizador termina maximizando el factor de *oversizing* al máximo soportable por la electrónica de potencia del inversor. Este resultado se explica porque para cada nuevo panel instalado, el retorno económico del mismo es mayor al del costo incurrido, y en este caso este costo no escala con la longitud del cableado. Por tanto, si bien la energía generada por panel presenta una disminución a medida que aumenta el *oversizing*, dicha disminución no llega al punto, dentro de las restricciones del problema, en el que no es conveniente seguir agregando paneles. Sin embargo, como se observa en la sección 4.2, este resultado cambia al considerar el cableado DC dentro del optimizador, que sí considera su costo incremental por agregar más paneles. La otra observación refiere al precio de la energía y al plazo del contrato. Era de suponer que el precio de la energía tiene gran incidencia sobre el VAN del proyecto, lo cual se confirma en los resultados. Sin embargo, el aumento de la rentabilidad como consecuencia de la extensión del contrato es mayor al esperado inicialmente. En base a esta última observación es que se decide realizar evaluaciones adicionales, modificando el plazo del contrato y el precio de la energía para obtener valores intermedios. Respecto a la configuración del parque, en todos los casos la mesa obtenida corresponde a la de 34 paneles por mesa y el diseño obtenido es más largo que ancho.

Instancia	β	Separación	A	B	<i>Oversizing</i>	VAN relativo
A01	25.90°	15.60m	7	18	39.2 %	2.67
A02	25.86°	14.70m	7	18	39.2 %	1.54
A03	25.80°	13.60m	7	18	39.2 %	0.64
A04	25.90°	16.02m	7	18	39.2 %	3.38
A05	25.87°	15.07m	7	18	39.2 %	2.04
A06	25.80°	14.00m	7	18	39.2 %	0.96
A07	25.90°	15.60m	7	18	39.2 %	2.67
A08	25.80°	13.60m	7	18	39.2 %	1.54
A09	25.78°	13.63m	7	18	39.2 %	0.64
A10	25.80°	16.02m	7	18	39.2 %	3.38
A11	25.87°	15.07m	7	18	39.2 %	2.03
A12	25.80°	14.00m	7	18	39.2 %	0.96

Tabla 4.2: Resultados evaluaciones iniciales

En vista del análisis anterior, se realizan las evaluaciones adicionales indicadas en la tabla 4.3. Este análisis tiene el objetivo de obtener cuál es la diferencia en el precio de energía que justifique aumentar el plazo del contrato.

Instancia	Potencia inversor (MW)	Precio Energía (USD/MWh)	Plazo contrato (Años)
B01	1	80	25
B02	1	70	25
B03	1	50	25
B04	1	30	25
B05	1	20	25
B06	1	80	30
B07	1	70	30
B08	1	50	30
B09	1	30	30
B10	1	20	30

Tabla 4.3: Instancias a evaluar, modificando condiciones del contrato

Instancia	Precio Energía (USD/MWh)	Plazo contrato (Años)	VAN relativo
A04	85	25	3.38
B01	80	25	3.11
B02	70	25	2.58
A05	60	25	2.04
B03	50	25	1.50
A06	40	25	0.96
B04	30	25	0.42
B05	20	25	< 0
B06	80	30	3.72
B07	70	30	3.10
B08	60	30	2.48
B09	50	30	1.87
B10	40	30	1.25
B11	30	30	0.63
B12	20	30	0.01

Tabla 4.4: Resultados obtenidos modificando condiciones del contrato

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.4. Se observa que las instancias B01 y B07 presentan resultados de VAN similares, lo cual implicaría

que una disminución en el precio de la energía desde 80 a 70 USD/MWh se podría justificar aumentando el plazo de contrato de 25 a 30 años. Se observa que valores de energía por debajo de los 40 USD/MWh presentan resultados de VAN relativo menores a la unidad, es decir que la inversión no se logra repagar en el plazo del contrato.

En base a estos resultados, se consideran las instancias B03 (50 USD/MWh, 25 años) y B10 (40 USD/MWh, 30 años) para realizar la evaluación del impacto del cableado DC. Ambas instancias presentan resultados de VAN relativo mayores a la unidad y los precios de energía se encuentran dentro de los valores esperados a mediano plazo.

4.2. Optimización incluyendo el cableado DC

En la presente sección se parte de las dos instancias definidas en el párrafo anterior y se realiza una evaluación del impacto del cableado DC sobre las mismas. Se consideran 4 combinaciones de cables de tipo-II y tipo-III. En la tabla 4.5 se presentan las instancias a evaluar.

Instancia	Base	Cable Tipo-II (mm ²)	(USD/m)	Cable Tipo-III (mm ²)	(USD/m)
C01	B03	6	0.75	120	16.20
C02	B03	10	1.25	120	16.20
C03	B03	6	0.75	150	20.25
C04	B03	10	1.25	150	20.25
C05	B10	6	0.75	120	16.20
C06	B10	10	1.25	120	16.20
C07	B10	6	0.75	150	20.25
C08	B10	10	1.25	150	20.25

Tabla 4.5: Instancias a evaluar, considerando cableado DC

En la tabla 4.6 se presentan los resultados obtenidos. Se observa una disminución en el VAN y en el VAN relativo. Ambas reducciones se deben al aumento en los costos de inversión combinado con las pérdidas de energía por disipación. Respecto al layout, se observa que el diseño obtenido presenta unas dimensiones aproximadas de 220m x 135m. El ratio entre largo y ancho en este caso es de 1.6. Es decir que el diseño sigue siendo rectangular pero al considerar el cableado DC, el optimizador encuentra un diseño más cuadrado como

Instancia	β	Separación	A	B	<i>Oversizing</i>	VAN relativo	Factor Planta
C01	26°	14.62m	8	15	32.6 %	1.3927	24.0 %
C02	26°	14.62m	8	15	32.6 %	1.3902	24.0 %
C03	26°	14.60m	8	15	32.6 %	1.3756	24.1 %
C04	26°	14.60m	8	15	32.6 %	1.3731	24.1 %
C05	26°	14.31m	8	15	32.6 %	1.1519	24.0 %
C06	26°	14.31m	8	15	32.6 %	1.1496	24.0 %
C07	26°	14.31m	8	15	32.6 %	1.1365	24.1 %
C08	26°	14.31m	8	15	32.6 %	1.1342	24.1 %

Tabla 4.6: Resultados evaluaciones considerando cableado DC

óptimo. Esto último tiene sentido dado que a medida que se aumentan las distancias, aumentan las pérdidas DC y el costo del cableado correspondiente. En línea con la observación anterior, se observa que el *oversizing* disminuye levemente, alejándose del valor máximo admitido por la electrónica del inversor. Este resultado indica que no es válido realizar una optimización sin considerar el cableado DC, dado que su impacto en esta variable es significativo.

Para los parámetros considerados, si se evalúa la instancia C01, la relación entre el costo de los conductores DC tipo-II y tipo-III es de 21.6, es decir que el costo por metro del cable tipo-III es aproximadamente 22 veces más caro que el de tipo-II.

A los efectos de verificar el desempeño del optimizador, se elige una instancia y se realiza una simulación en PVsyst con las mismas condiciones. Utilizando el optimizador implementado se obtuvo una energía de 105.91 MWh en el año inicial, mientras que en PVsyst se obtuvo 105.25 MWh. La diferencia corresponde a un 0.67 %. A modo comparativo, en el trabajo [Kerekes et al. \(2011\)](#) se obtuvo una diferencia en energía anual de 4.26 % entre el algoritmo implementado y el PVsyst.

4.3. Análisis de sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad explorando variaciones en los siguientes parámetros: tasa de interés, precio del terreno, precio de los paneles y precio de los inversores. En todos los casos se toma como instancia base la C01 de la tabla 4.5. La tasa de interés (λ) se toma en un valor de 2 % como base y se analiza la sensibilidad al aumentar hasta 5 %. Se considera que el aumento

de la tasa es una hipótesis realista en base a los incrementos realizados por la FED durante 2022. El costo del terreno se toma en un valor base de 0.58 USD/m². Se evalúa el resultado obtenido para 0.3, 0.7 y 0.8. Si se considera la evolución a mediano plazo, el costo de la hectárea del terreno tiene una tendencia alcista. En cuanto al costo de los paneles, se toma un valor base de 0.47 USD/W y se realiza un análisis de sensibilidad para precios de 0.30, 0.40 y 0.60. Se considera que a mediano plazo el costo de los paneles va a continuar con la tendencia a la baja. En la tabla 4.3 se presentan las instancias a evaluar. Los resultados detallados se presentan en las tablas 4.8, 4.9 y 4.10.

Instancia	λ (%)	Costo terreno (USD/m ²)	Costo paneles (USD/W)	Costo Inversor (USD/W)
S01	2	0.58	0.47	0.05
S02	3	0.58	0.47	0.05
S03	4	0.58	0.47	0.05
S04	5	0.58	0.47	0.05
S05	2	0.30	0.47	0.05
S06	2	0.70	0.47	0.05
S07	2	0.80	0.47	0.05
S08	2	0.58	0.30	0.05
S09	2	0.58	0.40	0.05
S10	2	0.58	0.60	0.05
S11	2	0.58	0.47	0.03
S12	2	0.58	0.47	0.04
S13	2	0.58	0.47	0.06

Tabla 4.7: Evaluaciones de sensibilidad

Instancia	λ (%)	VAN relativo
S01	2	1.3927
S02	3	1.1350
S03	4	0.916
S04	5	0.7291

Tabla 4.8: Resultados de análisis de sensibilidad a tasa de interés financiera

Se observa que la tasa de interés financiera tiene una fuerte incidencia sobre los resultados económicos del proyecto. Se parte de una tasa de interés

Instancia	Costo terreno (USD/m ²)	β	Separación
S05	0.30	26°	16.37m
S01	0.58	26°	14.61m
S06	0.70	26°	14.12m
S07	0.80	26°	13.77m

Tabla 4.9: Resultados de análisis de sensibilidad a costo de terreno

Instancia	Costo Paneles (USD/W)	VAN relativo
S08	0.30	2.40
S09	0.40	1.73
S01	0.47	1.39
S10	0.60	0.93

Tabla 4.10: Resultados de análisis de sensibilidad a costo de paneles

Instancia	Costo Inversores (USD/W)	VAN relativo
S08	0.03	1.46
S09	0.04	1.42
S01	0.05	1.39
S10	0.06	1.36

Tabla 4.11: Resultados de análisis de sensibilidad a costo de inversores

de 2 % y se observa que si dicha tasa aumenta hasta 4 % el proyecto deja de ser rentable. Respecto al precio de los paneles, se observa que el mismo tiene un efecto significativo en el resultado económico del proyecto. Este resultado es esperable dado el peso relativo que tiene el costo de los paneles sobre el costo total (ver gráfico 1.8). En relación al precio del terreno, se observa que al aumentar el mismo, disminuye la distancia entre mesas. Este resultado también es esperable. Finalmente, en lo que respecta a la variación en el precio del inversor, se observa que tiene un efecto acotado sobre los resultados económicos globales. No se esperaba un resultado diferente, dado el poco peso que tiene el costo del inversor sobre el costo total, tal como se observa en la figura 1.8.

4.4. Evolución anual de costos e ingresos

Si se consideran únicamente los equipos y materiales de cada subparque (sin tener en cuenta costos de Ingeniería, mano de obra, impuestos, Subestación y otros), la estructura de costos obtenida es la que se presenta en la tabla 4.12.

Con el objetivo de analizar la evolución de los ingresos y costos a lo largo del plazo del proyecto, se presenta en la tabla 4.13 los valores de energía generada (restando pérdidas DC), precio de energía, pérdidas DC, ingresos netos (afectados por la tasa de interés) y VAN. Se toma como ejemplo la instancia C01, correspondiente a 25 años de plazo, precio de energía inicial 50 USD/MWh, *oversizing* 32.6 %, precio de paneles 0.47 USD/W, cable tipo-II de 6mm² con un costo de 0.75 USD/m, cable tipo-III de 120mm² con un costo de 16.2 USD/m. Se observa que para el caso elegido, el proyecto comienza a generar utilidades a partir del año 10. Además, se observa que a pesar de que el precio de la energía aumenta desde 50 hasta 60 USD/MWh en el período, los ingresos van disminuyendo desde 5.16 MUSD/año hasta 3.25 MUSD/año. Lo anterior tiene sentido dado que los ingresos se ven afectados por la tasa de interés, 2 %, que va aumentando su incidencia cada año, tal como se indica en la sección 3.1.1.

Ítem	Costo (MUSD)	%
Paneles + mesas	31.17	90.3
Inversores	2.5	6.2
Terreno	0.05	0.2
Cableado DC	1.29	3.3
TOTAL	35.06	100

Tabla 4.12: Costos iniciales considerados

Año	Energía (MWh)	Precio Energía (USD/MWh)	Pérdidas DC (MWh)	Ingresos (MUSD)	VAN (MUSD)
1	105331	50.0	576	5.16	-35.4
2	104594	50.5	572	5.07	-30.7
3	103857	50.9	568	4.98	-26.1
4	103119	51.4	564	4.89	-21.6
5	102382	51.8	559	4.80	-17.1
6	101645	52.3	555	4.72	-12.8
7	100908	52.7	551	4.63	-8.5
8	100170	53.2	547	4.54	-4.3
9	99433	53.6	543	4.46	-1.9
10	98696	54.1	539	4.38	3.8
11	97958	54.5	535	4.29	7.8
12	97221	55.0	531	4.21	11.7
13	96484	55.4	527	4.13	15.5
14	95746	55.9	523	4.05	19.3
15	95009	56.3	519	3.97	22.9
16	94272	56.8	515	3.90	26.6
17	93534	57.2	511	3.82	30.1
18	92797	57.7	507	3.75	33.6
19	92060	58.1	503	3.67	36.9
20	91322	58.6	499	3.60	40.3
21	90585	59.0	495	3.53	43.6
22	89848	59.5	491	3.46	46.7
23	89110	59.9	487	3.38	49.9
24	88373	60.4	483	3.32	52.9
25	87636	60.8	479	3.25	56.0

Tabla 4.13: Evolución de resultados económicos y energéticos a lo largo de los años

Capítulo 5

Conclusiones

El modelo implementado alcanza el nivel de detalle esperado en el alcance del trabajo. A su vez, la simplificación de su implementación permite su utilización por el optimizador obteniendo tiempos de ejecución reducidos. Para poder implementar el modelo, fue necesario realizar diversas simulaciones en PVsyst, cuyos resultados se utilizaron como insumos del modelo.

Se obtuvo una expresión analítica que vincula el ángulo óptimo y la separación entre filas, lo cual permite simplificar el proceso de diseño dado que se elimina una de las variables de control.

Respecto a las condiciones contractuales, se observa que en algunos casos se puede justificar una disminución en el precio del contrato, realizando un aumento en el plazo del mismo. Dicho trade-off puede ser parte del proceso de negociación entre la empresa eléctrica y el desarrollador del proyecto.

Se observó la incidencia que tiene considerar el cableado DC sobre el diseño del proyecto, destacando que no es válido realizar un diseño óptimo sin tenerlo en cuenta. El cableado DC disminuye el VAN relativo y aumenta las pérdidas, lo cual incide en el *oversizing* óptimo del parque.

Se observa que el algoritmo implementado, comparado con PVsyst, presenta un error inferior al 1 %. Al realizar una comparación con la bibliografía, algoritmos implementados en los trabajos referenciados obtuvieron errores superiores, del orden de 5 %.

En cuanto al análisis de sensibilidad realizado se observó que, bajo condiciones contractuales razonables, una tasa de interés financiera superior al 4 % hace que el proyecto deje de ser rentable. Queda de manifiesto la importancia que tiene para el inversionista obtener una financiación con condiciones ade-

cuadas. El otro resultado obtenido al analizar la sensibilidad fue que aumentar el costo del terreno implica disminuir la separación entre mesas. Este resultado obtenido por el optimizador es razonable y verifica lo esperado de forma intuitiva.

Como posible trabajo a futuro, se podría evaluar los resultados al utilizar datos climáticos de otras regiones, dado que el desempeño de la planta depende fuertemente de la disponibilidad de recurso solar. Se podrían analizar los resultados obtenidos por el optimizador para diferentes regiones, con variaciones en la nubosidad, la temperatura y el GHI.

La evaluación de otro tipo de tecnologías podría ser otro posible trabajo a futuro. En el presente trabajo se consideró una tecnología estándar, como son los módulos policristalinos, pero también existen otras soluciones en el mercado que se podrían evaluar como son: monocristalinos, capa fina o bi-faciales. Actualmente se observa que los módulos bi-faciales podrían ser una opción a considerar, en la medida que los costos se reduzcan lo suficiente. La otra tecnología a evaluar es la de seguimiento de eje Norte-Sur. Dicha tecnología permite aumentar la generación a costa de un aumento en la inversión inicial y en los costos de O&M.

Tal como se estudia en [Sangwongwanich *et al.* \(2017\)](#), se podría evaluar el efecto que tiene un diseño con altos valores de *oversizing* sobre la vida útil de los inversores. En caso de que dicha vida útil se vea afectada, los resultados económicos cambiarían debido al aumento de costos incurrido para la sustitución de dicho equipamiento.

Concluimos remarcando que la herramienta desarrollada constituye un instrumento de utilidad para diseñar proyectos modalidad PPA financieramente viables. Sin embargo, los modelos de referencia dependen de parámetros expuestos a variaciones sobre plazos extensos, como las tasas que ajustan el precio de la energía o la depreciación del dinero. En este trabajo se han usado valores fijos para esos parámetros con el objetivo de calcular el óptimo, lo cual es consistente cuando se busca maximizar el valor esperado. En el entendido que el VAN es una variable aleatoria, una extensión práctica de esta herramienta podría incluir el cálculo a posteriori de su distribución, lo que sería un complemento fundamental para evaluar los riesgos financieros del proyecto.

Referencias bibliográficas

Abal, G. (2014). *Fundamentos de Energía Solar*. Instituto de Física Facultad de Ingeniería, Montevideo.

ADME (2022). *Informe Garantía Suministro 2022*. Administrador del Mercado Eléctrico, <https://adme.com.uy/db-docs/Docs-secciones/nid-202/Informe-GS2022.pdf>.

Alonso-Suárez, R., Bidegain, M., Abal, G., & Modernell, P. (2019). *Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar (AMTUes): series horarias típicas para 5 sitios del Uruguay*. Ediciones Universitarias (UCUR), Universidad de la República, Montevideo.

Antony, F., Dürschner, C., & Remmers, K.-H. (2007). *Photovoltaics for professionals*. Solarpraxis AG.

Arefifar, Paz, & Ordonez (2017). *Improving Solar Power PV Plants Using Multivariate Design Optimization*. IEEE, Rochester.

Balato & Vitelli (2013). *A Hybrid MPPT technique based on the Fast Estimate of the Maximum Power Voltages in PV applications*. B, ISBN: 978-1-4673-5269-7.

Balenzategui & Manzanares (2008). *Fundamentos de la conversión fotovoltaica: La célula solar*. B, A.

Canadian (2016). *Hoja de Datos del Módulo fotovoltaico CS6X-320P*. Canadian Solar.

Crapuchetti, G., Hermida, G., Puppo, M., & Oroño, D. (2015). *Evaluación económica del uso de tecnologías de seguimiento de centrales fotovoltaicas en Uruguay*. V Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, FING, UdelaR.

- Delft (2021). *Basis Semiconductor Physics*. Delft University of Technology, <https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/solar-energy-section-6A.pdf>.
- Dong, Xu, Lu, Ding, & Wu (2014). *Design optimization of Photovoltaic (PV) array optimum tilt*. CICED, Shenzhen.
- DW (2011). *Alemania aprobó desconexión de todas sus centrales nucleares*. Deutsche Welle, Alemania <https://p.dw.com/p/11n1O>.
- EIA (2020). *Evolución del consumo de energía eléctrica a nivel global*. U.S. Energy Information Administration, Estados Unidos <https://www.eia.gov/international/data/world/electricity/electricity-consumption>.
- et al., C. R. (2020). *Metaheurísticas y Optimización sobre Redes*. Instituto de Computación, Facultad de Ingeniería, Udelar, <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=1077>.
- FED (2020). *Selected Interest Rates*. Federal Reserve System, <https://www.federalreserve.gov/releases/h15/>.
- Garey, M. R. & Johnson, D. S. (1979). *Computers and Intractability. A Guide to the Theory of NPCompleteness*. Freeman.
- Gurin, Cornalino, de Vera, Draper, Terra, Abal, Suárez, Modernell, Aicardi, Laguarda, & Chaer (2016). *Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay*. Fundación Ricaldoni, FING, Udelar.
- IEA (2019). *2018 Snapshot of Global PV Markets*. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, Paris.
- IRENA (2018). *Informe: Futuro de energía solar*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi IRENA Future of Solar PV summary 2019.pdf.
- IRENA (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Iturriaga, S. & Nesmachnow, S. (2022). *Algoritmos Evolutivos*. Instituto de Computación, Facultad de Ingeniería, Udelar, <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=1049>.

- Jain, K., Gupta, M., & Kumar Bohre, A. (2018). *Implementation and Comparative Analysis of P&O and INC MPPT Method for PV System*. IEEE, 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IIC-PE), 2018 8th IEEE India International Conference.
- Kazmi & Hai-Jiao (2009). *An Improved and Very Efficient MPPT Controller for PV Systems subjected to Rapidly Varying Atmospheric Conditions and Partial Shading*. B, ISBN: 978-1-4799-4167-4.
- Kerekes, Koutroulis, Eyigün, & Teodorescu (2013). *An Optimization Method for Designing Large PV Plants*. IEEE, Aalborg.
- Kerekes, Koutroulis, Séra, & Teodorescu (2011). *A Practical Optimization Method for Designing Large PV Plants*. IEEE, Aalborg.
- Kratzenberg, Martins, Nascimento, Rüther, & Helmut (2013). *Optimal photovoltaic inverter sizing considering different climate conditions and energy prices*. ScienceDirect, Florianópolis.
- Latif & Hussain (2014). *Design of a charge controller based on SEPIC and Buck topology using modified Incremental Conductance MPPT*. B, ISBN: 978-1-4244-5153-1.
- Lorenzo, E. (1994). *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems*. PROGENSA.
- Machado, Stocco, & Bruno (2016). *Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW*. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, UdelAR, <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/20116>.
- MGAP (2021). *SERIE “PRECIO DE LA TIERRA” 2021*. Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca - Uruguay, <https://www.gub.uy/ministerio-ganaderia-agricultura-pesca/sites/ministerio-ganaderia-agricultura-pesca/files/2021-10/Compraventas-1erSem2021>.
- Moscatelli, S. (2022). *Introducción a la Investigación de Operaciones*. Instituto de Computación, Facultad de Ingeniería, UdelAR, <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=994>.

- NREL (2018). *Estructura de costos de un parque solar fotovoltaico*. National Renewable Energy Laboratory, Estados Unidos <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72133.pdf>.
- Oxford (2020). *Evolución de la población mundial*. Our World in Data, University of Oxford, Estados Unidos <https://ourworldindata.org/world-population-growth>.
- Perpiñán & Lamigueiro (2012). *Energía Solar Fotovoltaica*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Reindl, D., Beckman, W., & Duffie, J. (1990). Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 45(1):9–17.
- Risso, C. & Rodríguez-Bocca, P. (2021). *Optimización Continua y Aplicaciones*. Instituto de Computación, Facultad de Ingeniería, UdelAR, <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=1538>.
- Sangwongwanich, Yang, Sera, & Blaabjerg (2017). *Impacts of PV Array Sizing on PV Inverter Lifetime and Reliability*. IEEE, Aalborg.
- Saravanan, D., Singh, D., Sinha, S., Shaw, R., & Prabu, K. (2020). *A Comprehensive Study of Well-Known Maximum Power Point Tracking Techniques*. IEEE, 2020 IEEE International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON).
- Skoplaki, E. & Palyvos, J. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5):614–624.
- Spencer, J. (1971). *Fourier Series Representation of the Position of the Sun*. Search 2: 172, Fourier Series Representation of the Position of the Sun.
- Testuri, C. (2019). *Fundamentos de Programación Entera*. Instituto de Computación, Facultad de Ingeniería, UdelAR, <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=269>.
- Testuri, C. (2022). *Optimización bajo Incertidumbre*. Instituto de Computación, Facultad de Ingeniería, UdelAR, <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=397>.

UN (1997). *Protocolo de Kyoto*. United Nations, Japón [unfccc.int/process-and-meetings:2cf7f3b8-5c04-4d8a-95e2-f91ee4e4e85d](https://unfccc.int/process-and-meetings/2cf7f3b8-5c04-4d8a-95e2-f91ee4e4e85d).

UN (2016). *Acuerdo de Paris*. United Nations, Estados Unidos [unfccc.int/process-and-meetings:a0659cbd-3b30-4c05-a4f9-268f16e5dd6b](https://unfccc.int/process-and-meetings/a0659cbd-3b30-4c05-a4f9-268f16e5dd6b).

Zouirech, S., Zerouali, M., Elaissaoui, H., Ougli, A. E., & Tidhaf, B. (2019). *Application of Various Classical and Intelligent MPPT Tracking Techniques for the Production of Energy through a Photovoltaic System*. IEEE, 2019 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC).

APÉNDICES

Apéndice 1

Simulaciones adicionales PVsyst

1.1. Simulaciones variando la temperatura ambiente

A los efectos de evaluar qué tan significativos resultaban los cambios en la temperatura ambiente, se realizaron simulaciones considerando temperatura ambiente constante a lo largo del año. Se evaluaron temperaturas de 10°C, 20°C y 30°C.

Los resultados de dichas simulaciones se presentan en la figura [1.1](#). Se observa que los cambios producidos por las variaciones en la temperatura ambiente son poco significativos.

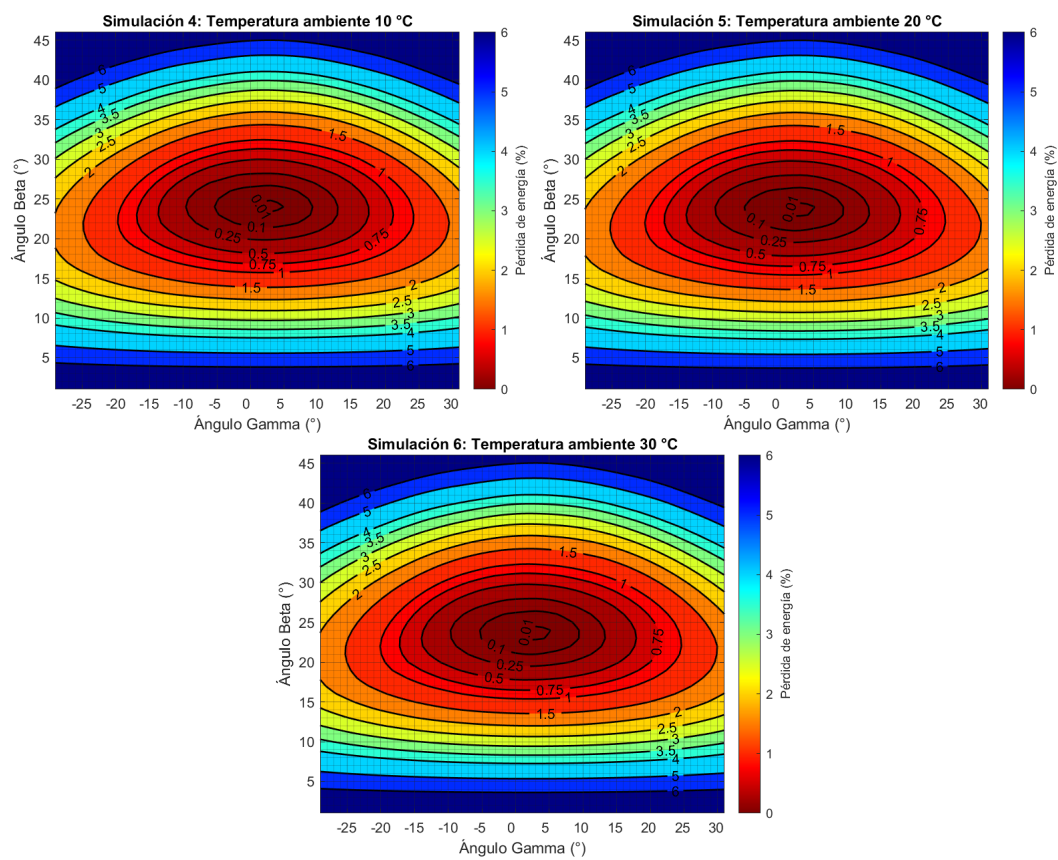


Figura 1.1: Simulaciones considerando diferentes temperaturas