



UNIVERSIDADE FEDERAL DA INTEGRAÇÃO LATINO-AMERICANA
INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

ARLENE ANAHÍ LUFT

ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN
LA CUENCA DEL RÍO PARANÁ: CASOS DE ITAIPÚ Y YACYRETÁ.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Morel Hartmann.

FOZ DO IGUAÇU

2025

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN
LA CUENCA DEL RÍO PARANÁ: CASOS DE ITAIPÚ Y YACYRETÁ.**

ARLENE ANAHÍ LUFT

Trabajo de Conclusión de Curso presentado al Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território de la Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial a la obtención del título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Morel Hartmann.

FOZ DO IGUAÇU

2025

ARLENE ANAHÍ LUFT

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN
LA CUENCA DEL RÍO PARANÁ: CASOS DE ITAIPÚ Y YACYRETÁ.**

Trabajo de Conclusión de Curso presentado al Instituto Latino-Americano de Tecnología, Infraestructura e Território de la Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial a la obtención del título de Bacharel em Engenharia de Energia.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Morel Hartmann.

UNILA

Prof. Dr. João Manoel Lenz Vianna Da Silva

UNILA

Prof. Dr. Sérgio Inácio Gomes

IFPR

Foz do Iguaçu, _____ de _____ de _____

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios, por ser la luz que guio mi camino durante toda esta travesía académica.

Quiero dedicar este trabajo a la memoria de mis abuelos, Frida y Edgar, agricultores de profesión, quienes siempre me incentivaron a estudiar y buscar el conocimiento con humildad y determinación.

A mis padres, Romano y Blanca, por su apoyo incondicional, su confianza y su infinita paciencia en cada paso de este trayecto. Su ejemplo y fortaleza fueron fundamentales para alcanzar esta meta.

A mis hermanas, Berenice y Constanza, por su cariño sincero y su amistad fraterna, que siempre fueron refugio en momentos desafiantes.

A mi compañero de vida, Rodrigo, por su apoyo constante, su paciencia e incentivo para que persiguiera mis sueños. Su compañía hizo este recorrido más llevadero y significativo.

A mi familia de corazón, y a las amistades maravillosas que conocí en estos años en la Universidad, gracias por su compañía, palabras de ánimo y los momentos compartidos.

A los Profesores, y a mi Orientador de Tesis, por su exigencia, comprensión y por compartir generosamente sus conocimientos con quienes buscamos aprender.

Finalmente, agradezco a la UNILA, por ser espacio de integración, diversidad y excelencia académica. Gracias por permitirnos acceder a una educación pública y gratuita, y por crear puentes entre toda Latinoamérica y el mundo.

A todos, mi más sincero agradecimiento.

RESUMEN

Este trabajo presenta un análisis comparativo de la viabilidad técnica y económica de usinas fotovoltaicas flotantes (UFF) instaladas en los embalses de las Hidreléctricas Binacionales de Itaipú (Brasil) y Yacyretá (Argentina). La investigación fue realizada por medio de simulaciones en el software PVSOL y evaluación económica basada en pesquisa de mercado.

La comparación entre usinas fotovoltaicas flotantes en contextos de sistemas de compensación de energía eléctrica, como el *Net Metering* y el *Net Billing*, es fundamental para evaluar la supervisión técnica y económica de la implementación de esos sistemas en diferentes países. Ese análisis permite comprender como los modelos de pagos por la energía inyectada a la red impactan en la rentabilidad de los proyectos, considerando factores como el tiempo de retorno de inversión, el flujo de caja y la previsibilidad de los ingresos.

En la UFF de Itaipú, la inversión total se estima de US\$ 813.510,74, con un costo por Watt-pico de 0,811 US\$/Wp y un *payback* de 6,81 años, bajo el sistema de compensación por generación distribuida *Net Metering*. Este modelo permite que la energía excedente se convierta en créditos, optimizando el uso de la generación fotovoltaica y reduciendo el período de amortización de la inversión.

Por otro lado, en la UFF de Yacyretá, la inversión total asciende a US\$ 820.292,70, con un costo por Watt-pico de 0,818 US\$/Wp y un *payback* de 19,61 años, bajo el sistema *Net Billing*. En este modelo, la energía inyectada a la red es remunerada a una tarifa inferior a la del consumo, lo que disminuye el retorno financiero y afecta la viabilidad económica del proyecto.

El análisis indica que la UFF de Itaipú presenta una TIR de 18,83%, superior a la TMA de 13,00%, lo que indica rentabilidad. En contrapartida, la UFF de Yacyretá presenta una TIR de 12,84%, inferior a la TMA de 14,63%, lo que evidencia una menor atractividad para la inversión. No obstante, se identifican alternativas para mejorar la competitividad del sistema de Yacyretá, como incentivos fiscales, ajustes en la tarifa de compra de energía excedente o la incorporación de almacenamiento energético, lo que podría hacer más atractivo el proyecto en el contexto del *Net Billing*.

Palabras clave: Usina solar flotante; Itaipú; Yacyretá; Viabilidad Económica.

ABSTRACT

This study presents a comparative analysis of the technical and economic feasibility of floating photovoltaic plants (FPP) installed in the reservoirs of the binational hydroelectric plants of Itaipú (Brazil) and Yacyretá (Argentina). The research was conducted through simulations using PVSOL software and an economic assessment based on market research.

The comparison between floating photovoltaic plants in the context of energy compensation systems, such as Net Metering and Net Billing, is essential for evaluating the technical and economic oversight of these systems' implementation in different countries. This analysis allows for an understanding of how the payment models for injected energy impact project profitability, considering factors such as investment payback time, cash flow, and revenue predictability.

In the Itaipú FPP, the total investment is estimated at US\$ 813,510.74, with a cost per Watt-peak of 0.811 US\$/Wp and a payback period of 6.81 years, under the Net Metering distributed generation compensation system. This model allows surplus energy to be converted into credits, optimizing photovoltaic generation use and reducing the investment amortization period.

On the other hand, in the Yacyretá FPP, the total investment amounts to US\$ 820,292.70, with a cost per Watt-peak of 0.818 US\$/Wp and a payback period of 19.61 years, under the Net Billing system. In this model, the energy injected into the grid is compensated at a lower tariff than the consumption rate, which can negatively impact financial returns and affect the project's economic viability.

The analysis indicates that the Itaipú FPP achieves an IRR of 18.83%, exceeding the MARR of 13.00%, indicating profitability. In contrast, the Yacyretá FPP shows an IRR of 12.84%, lower than the MARR of 14.63%, highlighting lower investment attractiveness. However, alternatives are identified to enhance the competitiveness of the system in Yacyretá, such as tax incentives, regulatory framework optimization through tariff adjustments for surplus energy purchases, and the implementation of alternative financing strategies, which could make the project more attractive within the Net Billing framework.

Keywords: Floating solar plant; Itaipú; Yacyretá; Economic feasibility.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	12
1.1 Objetivo general	13
1.2 Objetivos específicos	13
1.3 Justificación del trabajo.....	13
1.4 Estructura del documento	13
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	16
2.1 Sistemas Solares Flotantes.....	16
2.2 Energía Solar Fotovoltaica.....	17
2.3 Radiación Solar	17
2.4 Orientación e inclinación de los módulos.....	19
2.4.1 Orientación.....	19
2.4.2 Inclinación	19
2.5 Módulos Fotovoltaicos.....	21
2.5.1 Configuración eléctrica de los módulos.....	23
2.5.2 Conexiones eléctricas de los módulos.....	27
2.6 Configuración del Sistema Fotovoltaico	29
2.7 Inversores	30
2.7.1 Características eléctricas de los inversores	31
2.8 Sistemas de flotación	33
2.8.1 Tipos y formas de flotadores	34
2.9 Sistemas de anclaje	36
2.10 Licenciamiento Ambiental	37
2.11 Marco regulatorio	38
2.11.1 Sistemas de Generación distribuida en Brasil: <i>Net Metering</i>	38
2.11.2 Políticas Energéticas en Argentina: <i>Net Billing</i>	40
3. METODOLOGIA	43
4.1 Embalse y su potencial para la energía solar fotovoltaica flotante	56
4.2 Características del Embalse de Itaipú	57
4.3 Análisis Económico	61
4.4 Costos de Inversión: CAPEX	61

4.5 Gastos operativos: OPEX.....	63
4.6 Análisis del Retorno Financiero basado en el Consumo Eléctrico Residencial	63
5. ESTUDIO DE CASO: Usina Solar Flotante en la Represa de Yacyretá, Argentina	65
5.1 Embalse y su potencial para la energía solar fotovoltaica flotante	65
5.2 Características del Embalse de Yacyretá	66
5.3 Costos de Inversión: CAPEX.....	69
5.4 Gastos operativos: OPEX.....	70
5.5 Análisis del Retorno Financiero basado en el Consumo Eléctrico residencial.....	71
6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA	72
6.1 Análisis Comparativo de Viabilidad Técnica y económica	72
7.1 Síntesis de Resultados.....	76
7.2 Recomendaciones	77
7.3 Consideraciones Finales.....	78
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79
9. ANEXOS	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Esquema general solar fotovoltaico.....	16
Figura 2-Total diario de la radiación directa normal en Brasil.....	17
Figura 3 -Mapa de radiación solar de la República Argentina.....	18
Figura 4 - La radiación solar reflejada, difusa y directa.....	18
Figura 5 - Orientación de la fase de los módulos fotovoltaicos para el norte verdadero.....	19
Figura 6 - Efecto del módulo fotovoltaico en la captación de energía.....	20
Figura 7 - Diferencia entre célula, módulo y conjunto fotovoltaico.....	21
Figura 8 - Esquema de los componentes de un módulo fotovoltaico con células de silicio cristalino.....	22
Figura 9 - Construcción de un módulo bifacial.....	23
Figura 10 - Curva característica I-V y curva de potencia P-V.....	24
Figura 11 - Efecto causado por la variación de la temperatura de las células sobre la curva característica I-V.....	25
Figura 12 - Caja de conexiones y diagrama de ligaciones.....	27
Figura 13 - Conectores auxiliares.....	28
Figura 14 - Filas de módulos en instalaciones fotovoltaicas.....	30
Figura 15 - Circuito electrónico básico del inversor CC-CA.....	31
Figura 16 - principales configuraciones de sistemas fotovoltaicos <i>on-grid</i>	33
Figura 17 - Disposición de los módulos y del inversor sobre la estructura flotante.....	34
Figura 18 - Flotadores con fijación directa de los módulos.....	35
Figura 19 - Flotadores con estructuras metálicas.....	35
Figura 20 - Sistema de membrana de anillo único.....	35
Figura 21 - FTCC Concentrados de Enfriamiento de Rastreo Flotante.....	36
Figura 22 - Esquema de los tipos de anclaje.....	36

Figura 23 - Producción mensual de energía de un sistema fotovoltaico de ángulo fijo. Embalse de Itaipú.....	50
Figura 24 - Producción mensual de energía de un sistema fotovoltaico de ángulo fijo. Embalse de Yacyretá.....	50
Figura 25 – Producción Fotovoltaica vs Consumo total Residencial.....	51
Figura 26 – Generación de energía anual y consumo residencial.....	52
Figura 27 - Dimensiones del embalse de Itaipú.....	57
Figura 28 - Local escogido para implantar la usina solar flotante.....	58
Figura 29 - Mapa de la Potencia Fotovoltaica específica.....	59
Figura 30 - Variación estacional de la temperatura y de las precipitaciones.....	60
Figura 31 - Gráfica de días nublados, soleados y con precipitaciones.....	60
Figura 32 - Gráfico de la velocidad del viento y Gráfico de la rosa de los vientos.....	60
Figura 33 - Batimetría del embalse de Itaipú.....	60
Figura 34 - Gráfico de <i>Payback</i> descontado.....	64
Figura 35– Imágenes de la vista general de la simulación del proyecto con PVSOL.....	65
Figura 36 - Local escogido para implantar la usina solar flotante.....	66
Figura 37- Líneas de Media y Alta Tensión y Subestaciones.....	67
Figura 38 - Mapa de la Potencia Fotovoltaica específica.....	67
Figura 39 - Variación estacional de la temperatura y de las precipitaciones.....	68
Figura 40 - Gráfica de días nublados, soleados y con precipitaciones.....	68
Figura 41 - Gráfico de la velocidad del viento y Gráfico de la rosa de los vientos.....	69
Figura 42 – Batimetría del Embalse de Yacyretá.....	69
Figura 43 – Gráfico de <i>Payback</i> descontado.....	71
Figura 44 – Imágenes de la vista general de simulación del proyecto con PVSOL.....	72
Figura 45 - Lugares elegidos para realizar el análisis de instalación de las usinas.....	74
Figura A.1 – Especificaciones Eléctricas STC* y NOCT*.....	87

Figura A.2 – Datos Mecánicos.....	87
Figura B.1 – Datos de entrada (DC) y salida (AC).....	88
Figura B.2 – Datos de Eficiencia y Protección.....	88
Figura B.3 – Datos de Interface y Datos Generales.....	89
Figura C.1 – Especificaciones técnicas de la estructura flotante.....	89
Figura C.2 – Características de los flotadores y conectores.....	90
Figura C.3 – Soporte estructural.....	90

1. INTRODUCCIÓN

La transición energética hacia fuentes de energía renovables se ha convertido en una prioridad a escala global para atenuar los efectos del cambio climático y disminuir las emisiones de efecto invernadero. En este aspecto, según la IRENA, 2024 (p.35), la generación de electricidad podría expandirse hasta aproximadamente de 40 PWh en 2030 a 90 PWh en 2050, donde las fuentes de energía renovable proporcionarían la mayor parte de la matriz energética, representando el 68% y el 91% del suministro total de la electricidad en 2030 y 2050, respectivamente, y de acuerdo con la IEA, 2023 (p. 108), la capacidad instalada global de generación de electricidad a partir de fuentes renovables, alcanzaría los 11.000 GW en 2030, liderada por la energía solar fotovoltaica (PV) y la energía eólica.

Este panorama de crecimiento acelerado de la demanda energética genera la necesidad de explorar nuevas alternativas de fuentes renovables. En este contexto, la energía solar fotovoltaica ha cobrado relevancia como una alternativa estratégica teniendo en consideración su versatilidad, capacidad de adaptación y amplia disponibilidad en todo el mundo.

Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos flotantes (FPV, por sus siglas en inglés) alcanzaron una capacidad global instalada total de 1,3 GWp a finales del 2018, representando un avance notable en el sector energético (WORLD BANK GROUP, *et. al*, 2019, p.11). El avance tecnológico y los beneficios asociados a los FPV, tales como el mayor rendimiento energético, la reducción de la evaporación en los cuerpos de agua, los sistemas FPV resultan una opción atractiva para varios países con alta densidad poblacional, que están considerando el despliegue a gran escala de energía solar flotante para evitar el uso de sus escasos recursos terrestres para la generación de energía solar.

Los sistemas fotovoltaicos flotantes, diseñados para su instalación en cuerpos de agua como embalses hidroeléctricos, se destacan como una solución innovadora y de gran potencial. En este contexto, los embalses de las hidroeléctricas de Itaipú, en Brasil, y Yacyretá, en Argentina, representan infraestructuras estratégicas en Sudamérica, ofreciendo condiciones similares de generación debido a su proximidad geográfica. Sin embargo, las diferencias en los modelos económicos y regulatorios de ambos países hacen que una comparación técnica y financiera entre ellos sea relevante.

1.1 Objetivo general

Realizar el dimensionamiento y análisis comparativo de un sistema solar flotante de 1MW instalado en los embalses de la Hidroeléctrica Binacional de Itaipú, en Brasil, y de la Hidroeléctrica Binacional de Yacyretá, en Argentina, evaluando su viabilidad técnica y económica.

1.2 Objetivos específicos

Comparar el sistema de compensación de la generación distribuida *Net Metering* en Brasil, y el sistema de compensación de la generación distribuida *Net Billing* en Argentina.

Determinar las características técnicas del sistema solar flotante, considerando sus componentes como paneles, inversores y estructuras flotantes, para cada embalse.

Comparar costos de los componentes, instalación, operación y mantenimiento del sistema en ambos países, utilizando una base de precios unificada en dólares.

Evaluar la generación energética anual estimada para ambos casos, considerando las condiciones climáticas locales.

1.3 Justificación del trabajo

La energía solar flotante combina dos sectores clave de la transición energética: la energía hidroeléctrica y la solar fotovoltaica. Este trabajo es pertinente porque:

Considera el desarrollo de tecnologías renovables que optimizan el uso de recursos naturales, como los embalses hidroeléctricos.

Analiza la viabilidad de implementar innovaciones que pueden ser adoptadas en diferentes contextos económicos y regulatorios.

Analiza el sistema de créditos por generación distribuida en Brasil y en Argentina, y como el fomento de las Políticas Públicas impactan directamente en la sostenibilidad energética.

1.4 Estructura del documento

El presente trabajo se encuentra organizado de la siguiente manera:

Capítulo 1: Introducción

Presenta el contexto del tema, objetivos generales y específicos. La justificación de la investigación y la delimitación del estudio. Incluye también la descripción de la estructura del documento.

Capítulo 2: Revisión Bibliográfica

Este capítulo aborda los fundamentos teóricos sobre los sistemas solares flotantes y la energía solar fotovoltaica. Se analizan las características de la radiación solar, la orientación e inclinación más favorable de los módulos y la configuración eléctrica de los sistemas fotovoltaicos. También compila información sobre los componentes esenciales, como los inversores, sistemas de flotación, anclaje y la conexión eléctrica. Por otro lado, revisa el potencial de los embalses de la Hidroeléctrica de Itaipú y de la Hidroeléctrica de Yacyretá para la generación fotovoltaica flotante, considerando aspectos técnicos y ambientales.

Finalmente, menciona las regulaciones actuales aplicables en Brasil y en Argentina, enfatizando en los esquemas de *Net Metering* y *Net Billing*.

Capítulo 3: Metodología

En esta sección es explicado cómo fue diseñado el sistema, y las razones detrás de la elección de capacidad, número de paneles, tipo de inversores y otros insumos.

Capítulo 4: Estudio de Caso: Usina Solar Flotante en la Represa de Itaipú, Brasil

Este capítulo examina de la implementación de una usina solar flotante en la represa de Itaipú, Brasil. Se analizan los costos de inversión (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX) así como el retorno financiero derivado del consumo eléctrico residencial. Este estudio analiza la viabilidad del proyecto considerando aspectos técnicos y financieros.

Capítulo 5: Estudio de Caso: Usina Solar Flotante en la Represa de Yacyretá, Argentina.

Es presentado el análisis de la usina solar flotante en la represa de Yacyretá, Argentina, incluyendo la evaluación de los costos de inversión y gastos de operación. También es examinado el retorno financiero basado en el consumo eléctrico residencial, identificando los factores que afectan la rentabilidad del proyecto.

Capítulo 6: Análisis Comparativo de Viabilidad Técnica y Económica

Este apartado compara los casos de Itaipú y Yacyretá en términos de eficiencia técnica, costos de implementación, operación y generación de energía. Se analizan factores como la

irradiación solar, la tecnología empleada y las condiciones ambientales de cada sitio. También evalúa el desempeño energético de ambos proyectos, determinando cuál de ellos ofrece mejores resultados en términos de rentabilidad.

Capítulo 7: Conclusiones

En esta sección son presentadas las principales conclusiones del análisis, con relación a la viabilidad técnica y económica de los sistemas solares flotantes en ambos embalses, así como también son propuestas o recomendadas algunos estudios adicionales a futuro.

8 Referencias Bibliográficas

Incluye todas las fuentes consultadas y citadas en el trabajo, formateadas conforme a las normas ABNT (NBR 6023:2018).

9 Anexos

Contiene materiales complementarios que respaldan el trabajo, como ser las especificaciones técnicas.

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistemas Solares Flotantes

Conforme a la EPE (2020) una usina fotovoltaica flotante difiere de un sistema convencional de energía solar fotovoltaica en tierra por contar con una plataforma flotante (estructuras de soporte para fijación de los módulos fotovoltaicos, cables y en algunos casos, inversores)

Una usina fotovoltaica flotante está constituida básicamente por los siguientes componentes:

i) Módulos Fotovoltaicos: que captan la irradiación solar y convierten en energía eléctrica;

ii) Plataformas flotantes: estructuras de soporte para instalación de los módulos fotovoltaicos que proporcionan estabilidad y flotabilidad, incluyendo pasarelas para mantenimiento, soportes para cables eléctricos e inversores en ciertos casos.

iii) Sistemas de anclaje y amarre: utilizados para fijar la plataforma flotante en las márgenes y/o en el lecho del cuerpo de agua proyectados para soportar las variaciones de nivel de agua y fuerzas del viento.

iv) Cables eléctricos: que pueden ser cables subacuáticos. La Figura 1 ilustra los componentes de una usina solar fotovoltaica flotante.

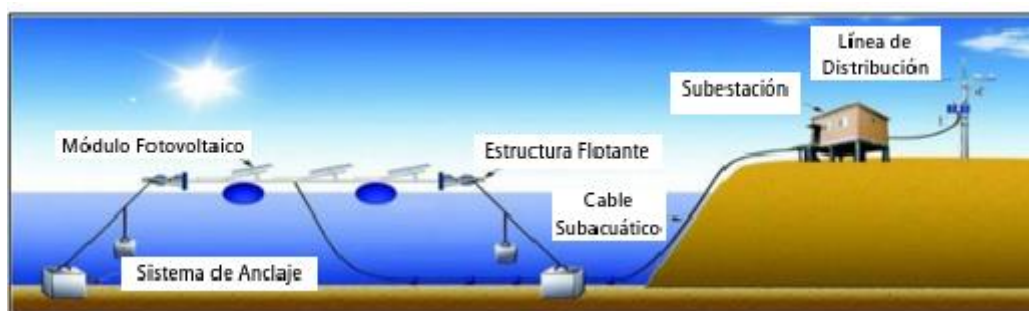


Figura 1-Esquema general solar fotovoltaico (Fuente: Adaptado por EPE, 2020)

Los formatos, configuraciones, y los materiales óptimos para los flotadores, así como la disposición más eficiente de los paneles solares, dependen significativamente de las condiciones locales, como la acción de las olas y los vientos. Por lo tanto, las ventajas y desventajas están estrechamente relacionadas con el lugar de instalación.

2.2 Energía Solar Fotovoltaica

La energía proveniente del sol puede ser utilizada para producir electricidad por el efecto fotovoltaico, que consiste en la conversión directa de la luz solar en energía eléctrica.

A diferencia de los sistemas solares térmicos, que son empleados para calentar o para producir electricidad a partir de la energía térmica del sol, los sistemas fotovoltaicos tienen la capacidad de captar directamente la luz solar y producir corriente eléctrica. (VILLALVA, 2012, p. 21).

2.3 Radiación Solar

La energía solar es oriunda de las reacciones nucleares que suceden en el interior del sol a grandes distancias de la superficie. Fue definido el valor medio de 1367 W/m^2 para la irradiación que incide normalmente en la unidad de superficie de la parte superior de la atmósfera terrestre, también denominada Constante Solar. (MELO, p. 76).

El Atlas brasileiro de energía solar, conforme a la Figura 2 proporciona el mapa del total diario de la irradiación solar del país de acuerdo con la intensidad de grandeza que puede variar en territorio nacional de 750 a 8250 Wh/m^2 . día.

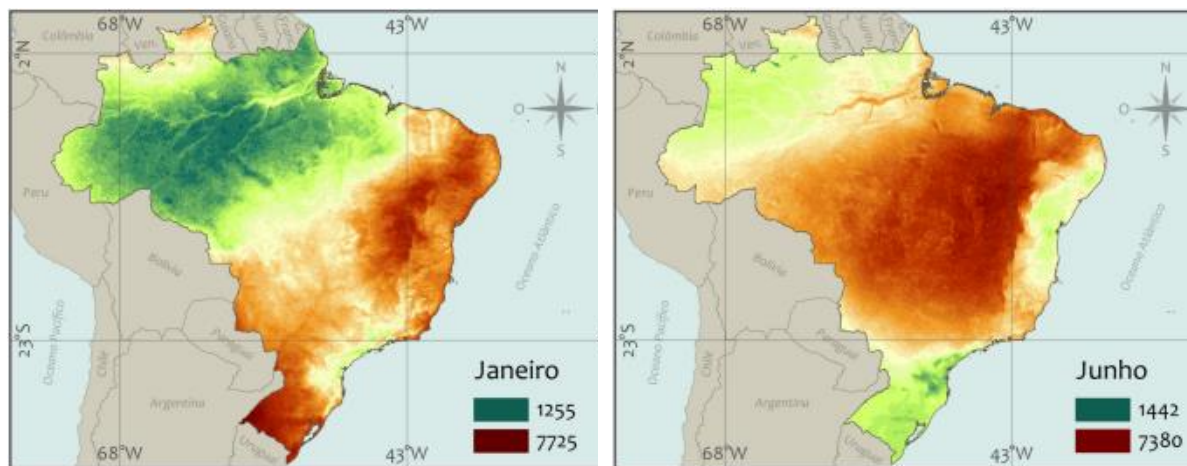


Figura 2 - Total diario de la irradiación directa normal, en los meses de enero y junio en Brasil. (Fuente: PEREIRA, *et. al.* p.39, 2017).

El mapa de radiación solar en la República Argentina se observa en la Figura 3. El país tiene gran potencial para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica, y los índices más elevados de radiación solar se concentran en las regiones andinas y subandinas, desde las provincias de Jujuy en el norte, hasta Neuquén, al sur.

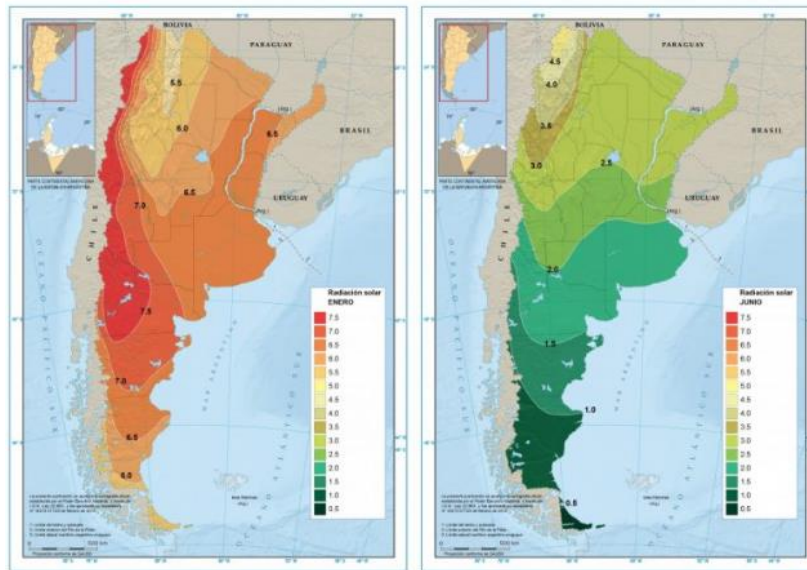


Figura 3 -Mapa de radiación solar de la República Argentina, en los meses de enero y junio. (Fuente: FUNDACIÓN YPF)

La radiación solar que alcanza una superficie plana en el suelo, conforme VILLALVA, et al, (2012), está compuesta por rayos solares provenientes de diversas direcciones, siendo absorbidos, dispersos y reflejados por partículas de aire, vapor, polvo y nubes.

Los componentes de la radiación solar en la superficie, se observan en la Figura 4.

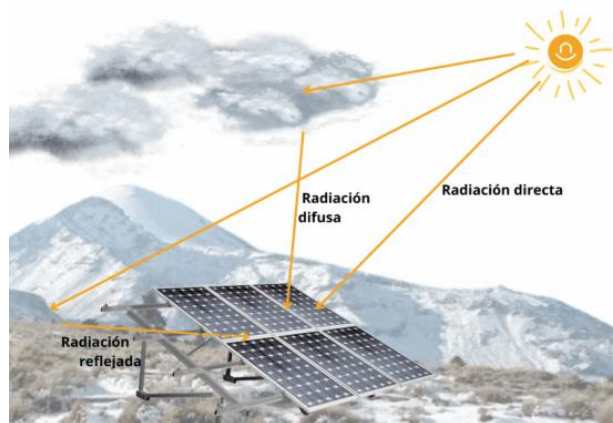


Figura 4 - La radiación solar reflejada, difusa y directa. (Fuente: ©Hogarsnse.es apud CARBONELL, 2024.).

La radiación solar es el sumatorio de la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es representada por los rayos solares que vienen directamente del sol en trayectoria recta y alcanzan el plano horizontal con una inclinación determinada por el ángulo cenital del sol. Por otro lado, la radiación difusa está compuesta por los rayos solares que

alcanzan el plano de forma indirecta, resultado de la dispersión en la atmósfera y de la reflexión de la luz en partículas de polvo, nubes y otros elementos.

Además, se encuentra la radiación reflejada, que corresponde a la fracción de radiación solar que es reflejada por la superficie terrestre en un fenómeno conocido como efecto albedo (Iberdrola, sd), sin embargo, ésta puede ser despreciada en muchos análisis debido a su menor significancia en comparación con la radiación directa y difusa, teniendo en consideración su contribución al total de la radiación solar incidente es baja.

2.4 Orientación e inclinación de los módulos

2.4.1 Orientación

Conforme a la descripción de VILLALVA, *et. al* (2012), los rayos son ondas electromagnéticas paralelas entre sí que llegan a la Tierra en trayectorias lineares. Para el estudio de la radiación en aplicaciones fotovoltaicas es suficiente considerar que los rayos son líneas rectas.

Por otro lado, para garantizar un funcionamiento eficaz, los módulos deben ser posicionados volteados para la línea del ecuador. En instalaciones situadas en el hemisferio sur, la superficie de los módulos debe ser direccionada para el norte verdadero, conforme se encuentra ilustrado en la Figura 5. (PINHO, *et. al*, p. 366, 2014).

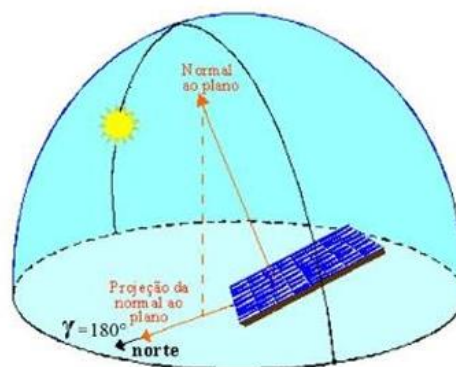


Figura 5 - Orientación de la fase de los módulos fotovoltaicos para el norte verdadero en un lugar determinado en el hemisferio sur, ángulo azimutal de superficie igual a 180° . (Fuente: PINHO, *et. al*, p.366, 2014).

2.4.2 Inclinación

De acuerdo con PINHO, *et. al* (2014), para obtener la máxima generación de energía a lo largo del año, el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico debe ser equivalente a la

latitud del lugar de instalación del sistema. Sin embargo, variaciones mínimas en la inclinación no causan grandes alteraciones en la energía producida anualmente, permitiendo que el ángulo fotovoltaico varíe hasta 10° con relación a la latitud del lugar.

Conforme a lo descrito por PINHO, *et. al* (2014), el ángulo de inclinación que optimiza la producción de energía es influenciado por la estación del año y por la latitud del lugar de instalación del sistema. Dependiendo de la aplicación y de las condiciones climáticas anuales, pueden ser adoptadas inclinaciones diferentes para favorecer a la generación en determinados períodos.

En conformidad con VILLALVA, *et. al* (p. 58, 2012), como la mayoría de los sistemas fotovoltaicos se encuentran configurados con un ángulo de inclinación fijo, es preciso seleccionar ese ángulo con base a algún criterio específico. La Figura 6 ilustra los efectos de la instalación de un módulo solar en diferentes ángulos de inclinación con relación al suelo. En el primer ejemplo presentado en la Figura 5, el módulo solar posee un ángulo de inclinación que permite que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre su superficie, maximizando la absorción de la radiación solar directa. En el segundo ejemplo, el módulo posee un ángulo ligeramente menor, que no es el más adecuado, resultando en una menor eficiencia en la captación de energía. En los otros ejemplos, los módulos son instalados en las posiciones horizontal y vertical.

Cuando se encuentra posicionado horizontalmente, la captación de energía es comprometida durante los meses de invierno, debido a la menor altura solar, pero es optimizada en los meses de verano, cuando la altura solar es mayor.

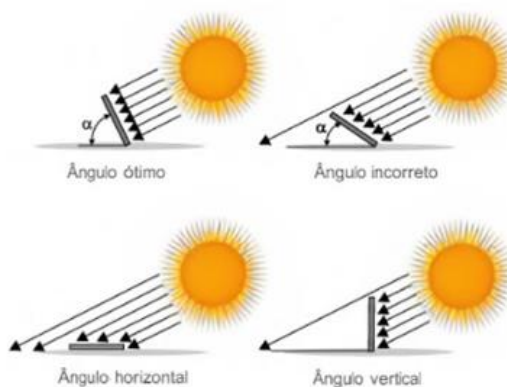


Figura 6 - Efecto del módulo fotovoltaico en la captación de energía. (Fuente: Adaptado de VILLALVA, *et. al*, p.58, 2012).

La Tabla 1 muestra el ángulo de inclinación recomendado para diversos rangos de latitud geográfica.

Tabla 1 - Elección del ángulo de inclinación del módulo.

Latitud Geográfica	Ángulo de inclinación horizontal α
0°-10°	10°
11°-20°	Latitud
21°-30°	Latitud + 5°
31°-40°	Latitud + 5°
41° ≤	Latitud + 5°

(Fuente: BOSCH, p.7).

2.5 Módulos Fotovoltaicos

La célula fotovoltaica representa el componente fundamental de los dispositivos fotovoltaicos. Una única célula genera una cantidad limitada de electricidad, por eso varias células son reunidas para formar paneles, placas o módulos fotovoltaicos, conforme a lo descrito por VILLALVA, *et. al* (p.74, 2012).

Los términos módulo, placa o panel comparten el mismo significado y son utilizados indistintamente en la literatura para referirse a un conjunto organizado de células fotovoltaicas disponibles comercialmente.

Un módulo fotovoltaico está compuesto por un conjunto de células posicionadas sobre una estructura rígida e interconectadas eléctricamente. Generalmente, las células son ligadas en serie para aumentar la tensión generada, conforme puede ser observado en la Figura 7.

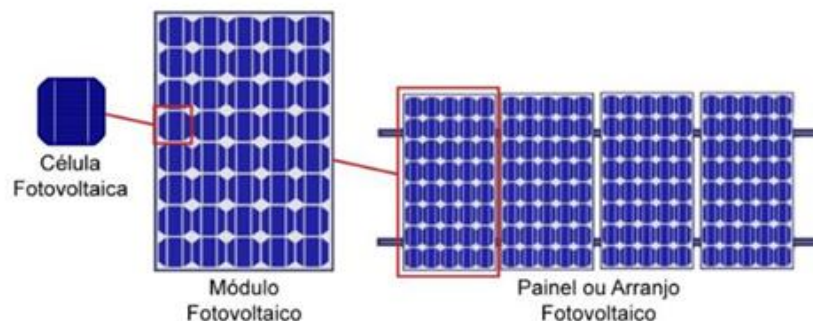


Figura 7 - Diferencia entre célula, módulo y conjunto fotovoltaico. (Fuente: MORAES, 2020).

Actualmente hay varias tecnologías disponibles para la producción de células y paneles fotovoltaicos, en conformidad con VILLALVA, *et. al*, (p. 71-72,2012). Las técnicas que más

prevalecen en el mercado incluyen las de silicio monocristalino, silicio policristalino y películas delgadas de silicio

Silicio Monocristalino: este tipo de tecnología implica el uso de bloques de silicio de alta pureza, que se calientan a temperaturas elevadas y se someten al método de Czochralski para formar un único cristal. El lingote resultante posee una estructura cristalina única y una organización molecular homogénea, lo que le confiere un aspecto brillante y uniforme.

Silicio Policristalino: se fabrica mediante un método más económico. El lingote está compuesto por un conjunto de pequeños cristales con tamaños y orientaciones variadas.

Películas delgadas: es una tecnología más reciente que surgió después de que las tecnologías cristalinas estuvieran bien desarrolladas. Los dispositivos de películas delgadas se fabrican mediante la deposición de finas capas de materiales (silicio y otros) sobre una base que puede ser rígida o flexible. El término "película delgada" abarca diversas tecnologías actuales, como Silicio Amorfo (a-Si), Silicio Microcristalino (μ -Si), Teluro de Cadmio (CdTe) y tecnologías CIGS (Cobre, Indio, Galio, Selenio).

De acuerdo con PINHO *et al.* (2014), las células fotovoltaicas están conectadas eléctricamente y encapsuladas para formar el módulo fotovoltaico. Un módulo puede contener de 36 a 216 células fotovoltaicas interconectadas en serie y/o en paralelo, dependiendo de los parámetros eléctricos (voltaje, corriente y potencia) adecuados para la aplicación específica del módulo. Las células se unen mediante soldadura en tiras y luego se encapsulan para protegerlas de las condiciones climáticas y proporcionar resistencia mecánica al módulo fotovoltaico. El encapsulamiento, como se puede observar en la Figura 8, está compuesto por una capa de vidrio templado de alta transparencia y acetato de etilvinilo (EVA, por sus siglas en inglés, *ethylene vinyl acetate*).



Figura 8 - Esquema de los componentes de un módulo fotovoltaico con células de silicio cristalino. (Fuente: PINHO, *et. al.*, p.132, 2014).

Otra tecnología presente en el mercado actual es la de los módulos solares bifaciales, los cuales, con el intuito de aumentar la generación de energía en las usinas fotovoltaicas consiguen recibir la luz de ambos lados. En contraposición a los módulos convencionales, los cuales poseen una hoja trasera (*backsheet*) opaca, los módulos bifaciales poseen una lámina trasera de vidrio, conforme puede ser observado en la Figura 9.

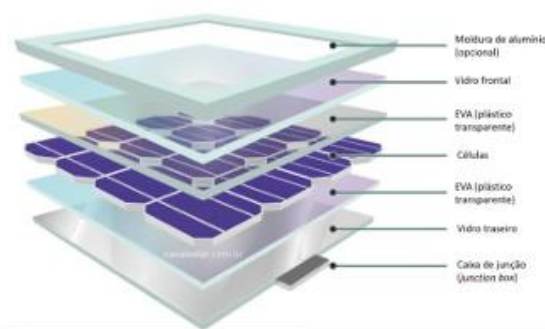


Figura 9 - Construcción de un módulo bifacial. (Fuente: CANAL SOLAR, 2019).

2.5.1 Configuración eléctrica de los módulos

Un módulo, de acuerdo con lo descrito por PINHO et al. (p.146, 2014), generalmente se identifica por su potencia eléctrica de pico (Wp) y es fundamental que sus especificaciones se encuentren alineadas con la aplicación deseada.

La potencia de pico de un módulo fotovoltaico se establece bajo las condiciones estándar de prueba (STC, por sus siglas en inglés, Standard Test Conditions), considerando una irradiancia solar de 1000 W/m^2 a una temperatura de célula de 25°C y bajo una distribución espectral típica para AM 1,5 (*air mass*, en inglés), que corresponde al comportamiento medio de la radiación solar a lo largo de un año en países templados del hemisferio norte.

En los países tropicales, como Brasil, que está ubicado entre los trópicos de Cáncer y Capricornio, los rayos solares alcanzan la atmósfera con ángulos azimutales más bajos, lo que resulta en una menor influencia de las masas de aire. A medida que el ángulo de incidencia solar aumenta, el valor del coseno del mencionado ángulo disminuye, lo que consecuentemente eleva el valor de AM. (MELO, p.82).

Una de las pruebas más completas para determinar las propiedades eléctricas de un módulo fotovoltaico es el análisis de su curva característica I-V, como se ilustra en la Figura 10.

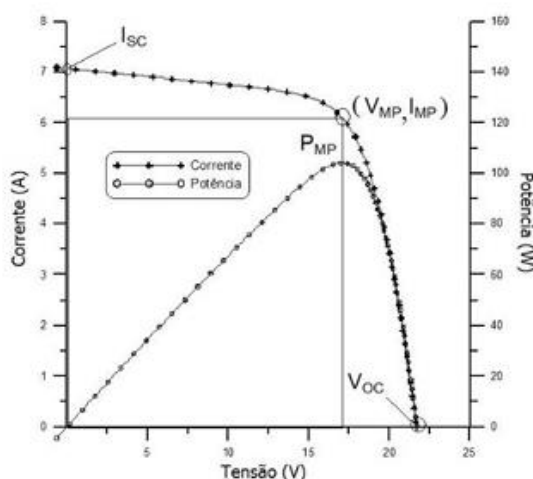


Figura 10 - Curva característica I-V e curva de potencia P-V para um módulo de potencia nominal de 100 Wp. (Fuente: PINHO, *et. al.*, p.147, 2014).

Para cada uno de los puntos en la curva I-V, el producto entre la corriente y la tensión representa la potencia producida en esa situación de operación. Además de la curva I-V, la Figura 10 presenta una curva P-V, que muestra la relación entre la potencia y la tensión, identificando el punto de mayor potencia.

En este contexto, el punto de máxima potencia corresponde al producto de la tensión de máxima potencia (V_{MP}) y la corriente de máxima potencia. Los parámetros P_{MP} (Potencia Máxima de Pico), V_{MP} (Tensión en el Punto de Máxima Potencia), I_{MP} (Corriente en el Punto de Máxima Potencia), V_{OC} (Tensión en Circuito Abierto) e I_{SC} (Corriente de Cortocircuito) son los cinco valores que caracterizan el módulo bajo condiciones específicas de radiación, temperatura de operación de la célula y masa de aire.

Desde esta perspectiva, la eficiencia (η) de los módulos se obtiene a partir de la relación entre la potencia eléctrica máxima generada y la irradiancia solar. La irradiancia es $G = 1000 \text{ W/m}^2$ según las condiciones estándar de prueba, y la potencia luminosa incidente en el módulo puede calcularse mediante el producto de este valor por el área del módulo (A_M), como se observa en la Ecuación 1. (PINHO *et al.*, p.148, 2014).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G_{AM}} \times 100 [\%] \quad (1)$$

Por otro lado, los factores que afectan las características eléctricas de los módulos son los efectos de la irradiancia solar y la temperatura. Según la descripción de VILLALVA *et al.* (p.80, 2012), la corriente máxima suministrada por el módulo varía de acuerdo con la

irradiancia. En condiciones de baja luminosidad, la corriente generada por el módulo es mínima, lo que resulta en una reducción significativa de la capacidad de producción de energía.

Con relación a la temperatura, ésta afecta la tensión en los terminales del módulo y, en consecuencia, la potencia generada. A temperaturas más bajas, las tensiones se reducen. Sin embargo, la corriente producida por el módulo no se ve afectada por la temperatura. Una implicación de esta variación es que, con el aumento de la temperatura, la potencia suministrada por el módulo disminuye, ya que la potencia se calcula como el producto de la tensión y la corriente del módulo.

En cuanto al efecto de la temperatura, según PINHO *et al.* (p.151, 2014), la incidencia de la radiación solar y la variación de la temperatura provocan un cambio en la temperatura de las células que componen los módulos. La Figura 11 muestra las curvas I-V para diferentes temperaturas de célula, evidenciando que hay una caída considerable de la tensión con el aumento de la temperatura de la célula. En este sentido, la corriente experimenta una pequeña elevación, que no compensa la pérdida causada por la disminución de la tensión.

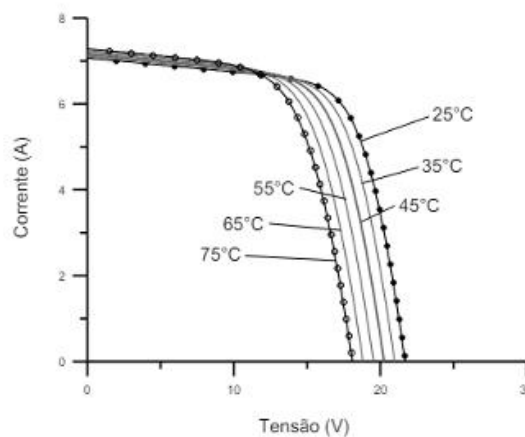


Figura 11 - Efecto causado por la variación de la temperatura de las células sobre la curva característica I-V para un módulo fotovoltaico de 36 células de silicio cristalino. (Fuente: PINHO, *et al.*, p.150, 2014).

Para encontrar el punto de máxima potencia P_{MP} es necesario calcular los siguientes parámetros; por un lado, la variación de la tensión del circuito abierto V_{OC} con la temperatura, resulta en el coeficiente β (Ecuación 2)

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (2)$$

Donde ΔV_{oc} corresponde a la variación de tensión del circuito abierto para una variación de temperatura de célula ΔT .

Este valor de V_{oc} a una determinada temperatura es calculada de acuerdo con la Ecuación 3:

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{STC}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (3)$$

El valor del coeficiente β es negativo, y tiene un valor en torno de -2,3 mV/célula.°C para los módulos c-Si, mientras que para los de a-Si es de -2,8 mV/célula.°C.

De igual manera, el coeficiente α (el cual no debe ser confundido con el coeficiente α correspondiente al ángulo de inclinación, conforme expresado en la Tabla 1) de variación de corriente de cortocircuito con la temperatura es calculada de acuerdo con la Ecuación 4.

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (4)$$

En este caso ΔI_{sc} corresponde a la variación de corriente de cortocircuito I_{sc} para una variación de temperatura de célula ΔT . De esa manera, el coeficiente α es positivo, y su valor estimado para c-Si es de +0,004 mA/cm².°C o +0,01%/°C, e para a-Si puede alcanzar valores en la escala de +0,013 mA/cm².°C o +0,1%/°C.

En este sentido, el punto de máxima potencia P_{MP} puede expresarse conforme a la Ecuación 5:

$$P_{MP}(T) = V_{MP}(T) \times I_{MP}(T) = V_{MP_{STC}} \cdot (1 + \beta_{V_{MP}} \cdot \Delta T) \times I_{MP_{STC}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (5)$$

Donde el coeficiente de temperatura α para I_{sc} y para I_{MP} son iguales, y el coeficiente V_{MP} es $\beta_{V_{MP}}$, y son expresados en porcentaje.

Con relación al cálculo simplificado de la temperatura de operación de un módulo fotovoltaico en condiciones específicas, puede ser aplicada la Ecuación 6:

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G \quad (6)$$

Donde;

T_{mod} (°C): temperatura del módulo;

T_{amb} (°C): temperatura ambiente;

K_t ($^{\circ}\text{C}/\text{W}\cdot\text{m}^2$): coeficiente térmico para el módulo, pudiendo ser adoptado el valor padrón de 0,03, si no fuese proporcionado (PINHO, *et. al.*, p.152, 2014).

G (W/m^2): irradiancia incidente sobre el módulo.

Teniendo en consideración que las condiciones padrón de ensayo (STC) con frecuencia no reflejan las condiciones reales de operación, las normativas establecen una temperatura nominal para la operación de las células de los módulos. Es por ello, que cada módulo posee una temperatura nominal específica para sus células, determinada cuando el módulo es expuesto, en circuito abierto, a una irradiancia de $800 \text{ W}/\text{m}^2$ con temperatura ambiente de 20°C y viento a velocidad de $1\text{ m}/\text{s}$. Esta temperatura se encuentra referenciada como NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) y varía entre 40° y 50°C . (PINHO, *et. al.*, pp.150-152, 2014).

2.5.2 Conexiones eléctricas de los módulos

2.5.2.1 Caja de conexiones

De acuerdo con lo descrito por PINHO et al. (2014), en la parte posterior de los módulos normalmente hay una caja de conexiones que alberga los diodos *by-pass* y las conexiones de los conjuntos de células en serie, como se puede observar en la Figura 12.

Algunos módulos pueden no tener una caja de conexiones visible o esta puede estar inaccesible, en cuyo caso los cables salen directamente del módulo laminado o de una caja sellada.



Figura 12 - Caja de conexiones y diagrama de ligaciones de un módulo de 240 Wp, con 60 células en serie (20 para cada diodo), donde $V_{OC} = 36,9 \text{ V}$. (Fuente: Adaptado de PINHO, *et. al.*, p.155, 2014).

2.5.2.2 Cables eléctricos

Según VILLALVA et al. (p. 94, 2012), el módulo fotovoltaico se conecta a la electricidad a través de dos cables eléctricos unidos a la caja de conexiones, la cual cuenta con terminales

eléctricos estandarizados para sistemas fotovoltaicos. Generalmente, los fabricantes suministran los cables eléctricos junto con los módulos. Estos cables, que vienen de fábrica con los módulos, tienen longitudes adecuadas para permitir que los módulos se coloquen uno al lado del otro y se conecten en serie, formando *strings* en conjuntos fotovoltaicos.

2.5.2.3 Conectores

La conexión en serie de módulos fotovoltaicos, en la práctica, se realiza con los conectores que ya vienen incluidos con los módulos, simplemente conectando el terminal positivo de un módulo al terminal negativo del otro.

Las conexiones en paralelo se realizan con conectores auxiliares o con cajas de *string* (*string boxes*). (VILLALVA et al., p. 95, 2012).

La Figura 13 muestra los conectores MC4, que se utilizan en los cables suministrados con los módulos fotovoltaicos.



Figura 13 - Conectores auxiliares que permiten la conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo. (Fuente: VILLALVA, et. al. (p. 96, 2012).

2.5.2.4 Conexión de los módulos en serie

Según VILLALVA et al. (p.88, 2014), cuando los módulos se conectan en serie, la tensión de salida del conjunto es la suma de las tensiones proporcionadas por cada módulo individualmente. La corriente que circula por el conjunto es uniforme en todos los módulos.

2.5.2.5 Conexión de los módulos en paralelo

Al conectar los módulos en paralelo, la tensión de salida del conjunto corresponde a la tensión suministrada por un solo módulo. Sin embargo, la corriente total suministrada por el conjunto es la suma de las corrientes de todos los módulos.

2.5.2.6 Conexión de los módulos en serie y en paralelo

Cuando los módulos se conectan primero en serie y luego en paralelo, tanto la tensión de salida como la corriente suministrada por el conjunto se suman.

2.6 Configuración del Sistema Fotovoltaico

Para una correcta instalación de un módulo fotovoltaico, se deben considerar dos reglas básicas:

Regla 1: Cuando sea posible, posicionar el módulo con su cara orientada hacia el norte geográfico, lo que permitirá aumentar la producción media de energía.

Regla 2: Ajustar el ángulo de inclinación adecuado del módulo con respecto al suelo para maximizar la producción de energía a lo largo del año.

Siguiendo la Regla 2, se obtiene el valor del ángulo de inclinación α del módulo solar. En la práctica, el instalador debe calcular la altura de fijación (z) en función del ángulo calculado (α), considerando también la longitud del módulo (L), como se puede observar en la Figura 14.

La altura z de la varilla de fijación es calculada por la Ecuación 7:

$$z = L \cdot \sin \alpha \quad (7)$$

La distancia x es calculada conforme a la Ecuación 8:

$$x = L \cdot \cos \alpha \quad (8)$$

Con respecto al espaciado adecuado de los módulos en plantas solares, se debe calcular correctamente la distancia entre una fila y otra para evitar que los módulos proyecten sombras entre sí, lo que podría comprometer el rendimiento del sistema (Figura 14).

Teniendo en cuenta que las plantas de energía solar se construyen con un factor de utilización del área entre el 35% y el 45%, una de las estrategias para determinar la distancia de instalación entre las filas de módulos, con el objetivo de reducir las pérdidas causadas por la presencia de sombras y maximizar la eficiencia del sistema, consiste en aplicar la regla práctica para el espaciado entre filas, según la Ecuación 9:

$$d = 3,5 \cdot z \quad (9)$$

Donde z es la altura de la varilla de fijación. (VILLALVA, *et. al.* (p. 64, 2012).

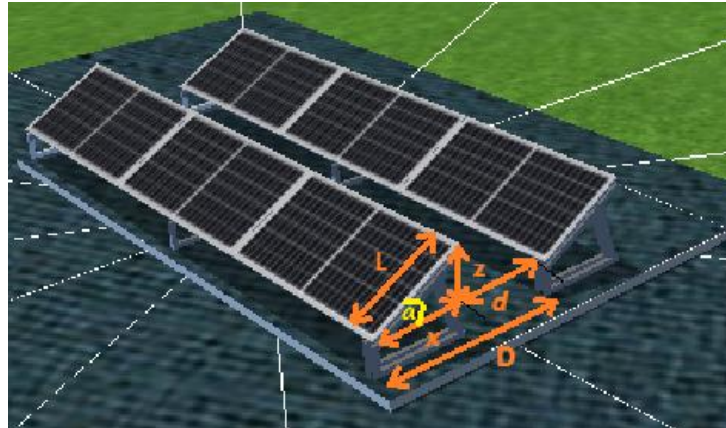


Figura 14 - Filas de módulos en instalaciones fotovoltaicas. (Fuente: Adaptado de VILLALVA, *et. al.* (p. 63, 2012).

2.7 Inversores

Un inversor es un dispositivo electrónico que suministra energía eléctrica en corriente alterna (CA) a partir de una fuente de energía eléctrica en corriente continua (CC). La energía puede provenir, por ejemplo, de baterías, celdas de combustible o módulos fotovoltaicos. La tensión de salida en CA debe tener amplitud, frecuencia y contenido armónico adecuados para las cargas que se van a alimentar. En el caso de sistemas conectados a la red eléctrica, la tensión de salida del inversor debe estar sincronizada con la tensión de la red. (PINHO et al., p. 216, 2014).

De acuerdo con ABELLA (sd, p.39), los inversores tienen como funciones principales la conversión de corriente continua (DC) a alterna (AC), la modulación de la onda de salida y la regulación del valor eficaz de la tensión. Pueden ser monofásicos o trifásicos, operando con diferentes voltajes de entrada y un amplio rango de potencias, desde unos pocos vatios hasta varios megavatios. Además, pueden funcionar conectados a baterías o al generador fotovoltaico, y alimentar cargas o inyectar energía a la red.

Existen tres tipos de inversores según la forma de onda de salida:

1. Onda cuadrada: Son los más económicos, con una distorsión armónica total (THD) alta (alrededor del 40%) y un rendimiento bajo (50-60%). Son adecuados para pequeñas cargas inductivas o resistivas.
2. Onda quasi-senoidal: Tienen una THD del 20% y un rendimiento superior al 90%. Son apropiados para la electrificación rural y electrodomésticos comunes.

3. Onda senoidal: Son los más eficientes y estables, con una THD baja, adecuados para alimentar cargas AC sin problemas de distorsión o estabilidad.

En la Figura 15 se observa un circuito electrónico básico de un inversor CC-CA, según indicado por VILLALVA et al. (p. 119, 2012). En este circuito, cuatro transistores, identificados como T1, T2, T3 y T4, se activan y desactivan alternativamente para conducir la tensión y la corriente de la fuente de corriente continua hacia las salidas del inversor. Estos transistores funcionan como interruptores electrónicos, controlando el flujo de corriente eléctrica según estén encendidos o apagados.

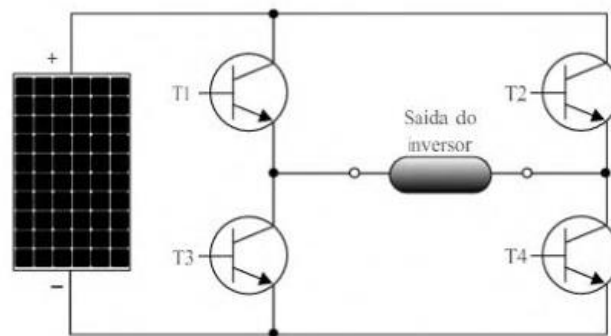


Figura 15 - Circuito electrónico básico del inversor CC-CA. (Fuente: VILLALVA, et. al, p.120, 2012).

2.7.1 Características eléctricas de los inversores

Según lo descrito por VILLALVA et al. (p. 122, 2012), un inversor CC-CA para un sistema fotovoltaico autónomo tiene las siguientes especificaciones y características:

Potencia nominal: es la potencia que el inversor puede suministrar en operación normal.

Potencia máxima: es la potencia que el inversor puede suministrar en situaciones de sobrecarga durante un corto período de tiempo.

Tensión de entrada CC: es la tensión nominal de entrada del inversor, con valores estandarizados en la industria.

Tensión de salida CA: es la tensión que el inversor proporciona en la salida en corriente alterna. Los inversores pueden ser proyectados para proporcionar una tensión de salida de valor fijo o ajustable con una llave selectora.

Frecuencia de salida: es la frecuencia de la tensión de salida en corriente alterna proporcionada por el inversor. En Brasil los inversores deben proporcionar tensión alterna en la frecuencia de 60 Hz, considerando que esta es la frecuencia del sistema nacional. En algunos países, como en Argentina, son comercializados inversores de 50 Hz, teniendo en consideración que esta es la frecuencia del sistema nacional.

En las aplicaciones en alta potencia, de acuerdo con MORAES, 2021, generalmente son utilizadas configuraciones de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo, concentrando toda la energía en un inversor central, siendo su principal ventaja el aspecto económico, sin embargo, presenta cierta ineficiencia como consecuencia de la ineficiente distribución de potencia entre los módulos fotovoltaicos así como debido a los diodos que deben ser insertados para evitar el flujo de energía entre los ramos de la asociación. Por este motivo, algunos ramos no consiguen alcanzar su punto de máxima potencia, por lo cual deben ser aplicadas técnicas de MPPT más complejas con el fin de minimizar las pérdidas de energía causadas por el sombreado parcial.

Una opción para evitar asociaciones en paralelo de los módulos fotovoltaicos consiste en utilizar inversores *string* en vez de un inversor central, los cuales operan en conjuntos de módulos en serie, aumentando de esa manera la eficiencia del sistema. Otra alternativa para mejorar el rastreo del punto de máxima potencia consiste en implementar en el sistema inversores *multi-string*, los cuales tienen múltiples convertidores CC-CC, donde cada uno de ellos se conecta a una asociación en serie de módulos fotovoltaicos. Esta configuración en específico permite aplicar el MPPT en cada asociación en serie, concentrando posteriormente la energía generada en un inversor central.

De igual manera, es posible integrar diferentes etapas, por medio de la elevación de tensión y la conversión para CA en una única estructura de potencia, conocida como micro inversor.

En la Figura 16 se pueden observar diferentes configuraciones de configuraciones de sistemas *on-grid*.

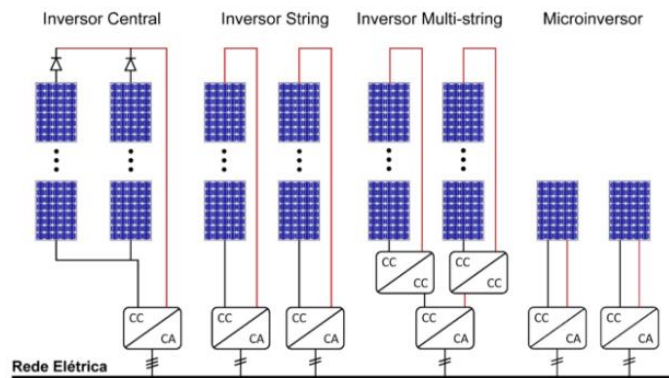


Figura 16 - principales configuraciones de sistemas fotovoltaicos *on-grid*. (Fuente: MORAES, 2021).

2.8 Sistemas de flotación

La disposición general de un sistema fotovoltaico flotante es similar a un sistema fotovoltaico terrestre, excepto que los arreglos fotovoltaicos y, generalmente, los inversores están montados en una plataforma flotante.

La plataforma flotante se mantiene en su lugar mediante un sistema de anclaje y amarre, cuyo diseño depende de factores como la carga del viento, el tipo de flotador, la profundidad del agua y la variabilidad del nivel del agua conforme puede ser observado en la Figura 17. (WORLD BANK GROUP, *et al.*, p. 13, 2019).

La Plataforma flotante está compuesta por estructuras que tienen la suficiente flotabilidad para soportar el peso de los módulos fotovoltaicos, el equipo eléctrico sobre el agua y al personal durante el proceso de construcción, operación y mantenimiento del sistema. El diseño del sistema es específico para cada proyecto y tiene en cuenta varias consideraciones:

Escala del proyecto: incluye la cobertura máxima del cuerpo de agua y la distribución de secciones FPV, pudiendo ser agrupadas o en pequeños grupos alrededor del cuerpo de agua, para reducir los impactos ambientales, algo que incide directamente en el tamaño de las subsecciones individuales y determinará la reducción de la evaporación del agua.

Adecuación del lecho a las orillas del cuerpo de agua: para sostener correctamente las subsecciones derivadas.

Ruteo de los cables: para protegerlos, junto con los conectores, del entorno de alta humedad.

Funciones a lograr: maximizar el efecto de enfriamiento evaporativo de los módulos fotovoltaicos para reducir la temperatura de operación, aumentando así su eficiencia, y minimizar la evaporación, para conservar el agua del embalse.

Compatibilidad con la estructura: con los tipos de módulos fotovoltaicos o con componentes eléctricos como inversores *string* o centrales.

Accesibilidad o configuración de los corredores de mantenimiento: para realizar operaciones y mantenimiento.

Facilidad y rapidez de despliegue: teniendo en consideración las condiciones del sitio y acceso al agua. (WORLD BANK GROUP, *et al.*, p. 36, 2019).

En la Figura 17 de la izquierda, se pueden observar ejemplos de la disposición de los módulos en las estructuras flotantes, y en la Figura de la derecha la disposición que pueden tener los inversores en las estructuras flotantes.



Figura 17 - Disposición de los módulos y del inversor sobre la estructura flotante. (Fuente: F2B Fotovoltaico Flutuante Brasil, 2025).

2.8.1 Tipos y formas de flotadores

De acuerdo con la EPE, 2020, entre las plataformas flotantes en fase de desarrollo por la industria, pueden ser identificados diversos modelos:

- i) Flotadores para soporte y fijación directa de los módulos fotovoltaicos. (Figura 18). En este diseño los paneles se instalan directamente sobre los flotadores, prescindiendo de esta manera de la necesidad de estructuras de montaje adicionales., lo que podría reducir costos y simplificar la instalación



Figura 18 - Flotadores con fijación directa de los módulos. (Fuente: SUNLUTION, 2024)

- ii) Flotadores + estructuras metálicas de apoyo para los módulos (Figura 19). Con este modelo, las estructuras metálicas pueden proporcionar un ángulo de inclinación adecuado, permitiendo mayor flexibilidad en la disposición de los paneles, pudiendo ofrecer mayor resistencia estructural.

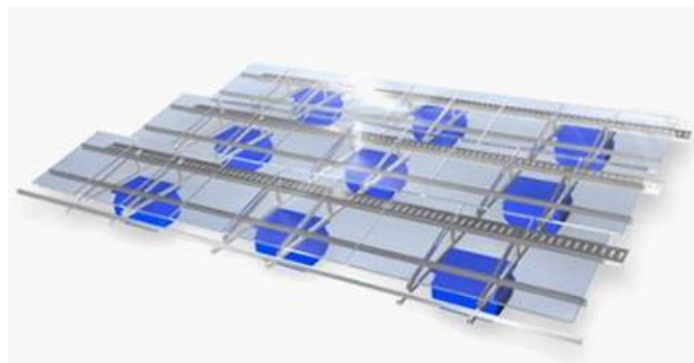


Figura 19 - Flotadores con estructuras metálicas. (Fuente: SCOTRA, 2024).

- iii) Membranas y tapetes: proyectados para soportar el estrés mecánico y la exposición al sol, cubren la superficie del agua y crían una base para la instalación de los módulos. (Figura 20)



Figura 20 - Sistema de membrana de anillo único. (Fuente: OCEANSUN, 2024).

- iv) Estructura tubular: módulos con soportes fijos, para maximizar la cobertura del área disponible, o con rastreo, para optimizar la generación de energía (Figura 21). (EPE, p.8-9, 2020). Este sistema proporciona estabilidad mecánica y permite una distribución eficiente de los módulos fotovoltaicos.

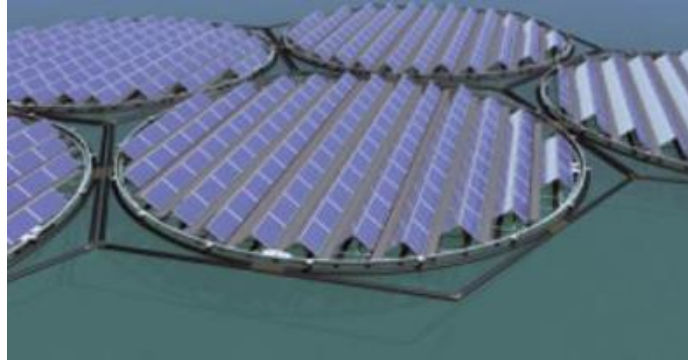


Figura 21 - FTCC Concentrados de Enfriamiento de Rastreo Flotante. (Fuente: KOINE MULTIMEDIA, 2024).

2.9 Sistemas de anclaje

Según la EPE (2020), el mecanismo de anclaje y fijación es un elemento crucial en un sistema FPV. Existen tres tipos de anclaje: anclaje en bloque o banco, anclaje de fondo y anclaje mediante pilares o estacas (Figura 22).

Para determinar el sistema de anclaje adecuado, es esencial recopilar información del sitio, como características topográficas y batimétricas, composición del suelo, variaciones del nivel del agua, velocidad y dirección del viento, así como particularidades operativas de los embalses (como velocidad, amplitud y frecuencia de vaciado).

El anclaje en bloques es más adecuado para lagunas de menor tamaño y profundidad, pero la mayoría de las estructuras flotantes se anclan en el lecho del agua. Es fundamental diseñar el sistema de anclaje para garantizar la estabilidad y flotabilidad de la instalación durante su vida útil, que puede alcanzar 25 años o más.



Figura 22 - Esquema de los tipos de anclaje: Anclaje inferior o de fondo (izquierda); Banco de anclaje o anclaje en bloque (medio); Pilar o estaca (derecha). (Fuente: WORLD BANK GROUP, *et. al*, 2019).

2.10 Licenciamiento Ambiental

En Brasil, de acuerdo con lo descrito por la EPE (p.28, 2020), la ubicación y el tamaño del proyecto influirán en la determinación del tipo y alcance del licenciamiento requerido. Además, los usos actuales y previstos del cuerpo de agua, la complejidad del ecosistema acuático y otros factores socioambientales guiarán al organismo responsable del licenciamiento en cuanto a la exigencia de estudios, su complejidad, la emisión de autorizaciones específicas y la posible colaboración de otros organismos, y dependiendo del tipo de embalse, pueden ser necesarias autorizaciones de la Agencia Nacional de Aguas (ANA), Marina de Brasil, Capitanía de los Puertos, entre otros órganos. Las legislaciones de base que disciplinan el gerenciamiento de recursos hídricos, en el ámbito federal, son la Ley N° 9.433/1997, que instituye la Política Nacional de Recursos Hídricos, y la Ley N° 9.984/2000, que dispone sobre la creación de la Agencia Nacional de Aguas. Se encuentran vigentes también normativas específicas publicadas tanto por la ANA como por los Estados de la Federación y Distrito Federal, así como deliberaciones del Consejo Nacional de Recursos Hídricos y Normas de Autoridad Marítima – NORMAN, expedidas por la Marina (EPE, 2020, p.32).

A nivel Federal, algunas resoluciones del Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) se aplican con frecuencia al licenciamiento de proyectos de generación de energía eléctrica. Entre ellas destacan la Resolución CONAMA N° 1/86, que establece criterios y directrices para la evaluación de impacto ambiental, y la Resolución n. 237/97, que regula el licenciamiento ambiental según la Política Nacional del Medio Ambiente y define términos como licencia ambiental, estudios e impacto ambiental regional.

También aplica la Resolución CONAMA N° 279/2001, que define procedimientos para el licenciamiento simplificado de proyectos eléctricos con bajo impacto ambiental y que posiblemente sea la más adecuada para sistemas fotovoltaicos flotantes. Esta última puede complementarse con la Resolución CONAMA N° 302/2002, que establece parámetros, definiciones y límites para las Áreas de Preservación Permanente de embalses artificiales y el uso de su entorno.

En Argentina, los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable se encuentran establecidos en la Ley 25.675 del 28 de noviembre de 2002.

A su vez, el régimen de gestión ambiental de aguas, el cual establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional, así como la utilización de las aguas y la cuenca hídrica superficial se encuentra dispuesto en la Ley 25.688 del 28 de noviembre de 2002.

A escala provincial, conforme a la Normativa ambiental de la provincia de Corrientes, la evaluación del impacto ambiental y su contenido se encuentran establecidos conforme a la Ley 5067/96, y de acuerdo al Artículo 2º, los proyectos públicos o privados, consistentes en la realización de obras, instalaciones o cualquier otra actividad contenida en el anexo de la presente, deben someterse a una Evaluación de Impacto Ambiental en la forma prevista en la misma y cuyas disposiciones son de orden público. De igual manera, el uso de las aguas en jurisdicción provincial se rige por el Código de Aguas de la provincia de Corrientes, que contiene las orientaciones de la Política Hídrica Provincial conforme al Decreto de Ley nº 191/01.

2.11 Marco regulatorio

2.11.1 Sistemas de Generación distribuida en Brasil: *Net Metering*

“La Resolución Normativa ANEEL nº 1000/2021 define el sistema de compensación de Energía Eléctrica como un arreglo en el cual la energía activa inyectada por unidad consumidora con micro generación o minigeneración distribuida es cedida a título de préstamo gratuito a la distribuidora local y posteriormente compensada con el consumo de energía eléctrica activa propia o de otras unidades consumidoras. Este sistema es conocido por el término en inglés *net metering*. En este sistema, un consumidor de energía eléctrica instala generadores en su unidad consumidora (tales como paneles solares fotovoltaicos o pequeñas turbinas eólicas) y la energía generada es utilizada para compensar el consumo en los meses siguientes. Los créditos de energía se mantienen válidos por 60 meses, y también el consumidor tiene la posibilidad de utilizar la generación excedente en otras unidades consumidores previamente registradas dentro de la misma área de concesión, caracterizada como autoconsumo remoto o generación compartida o integrante de emprendimientos de múltiples unidades consumidoras”. (ANEEL, 2024).

Según el PNE 2050 (p.161, 2020), en Brasil, la Resolución Normativa (REN) n. 482/2012 de ANEEL fue el mecanismo que permitió la integración de pequeños y medianos productores al sistema de distribución, introduciendo el concepto de *net-metering* en el país. Esta normativa estableció las categorías de micro y mini generadores distribuidos (MMGD).

En 2015, la regulación se refinó para abarcar un público más amplio. Actualmente, esta resolución permite la conexión a la red de distribución de generadores de hasta 5 MW, provenientes de fuentes renovables o cogeneración calificada.

La Ley N° 14.300 del 6 de enero de 2022 instituyó el marco legal de la micro generación y la minigeneración distribuida, el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica (SCEE) y el Programa de Energía Renovable Social (PERS).

Las reglas para la conexión y la facturación de centrales de micro generación y minigeneración distribuida en sistemas de distribución, así como las reglas del Sistema de Compensación de Energía Eléctricas se encuentran contempladas en la Resolución Normativa ANEEL N° 1.059, del 7 de febrero de 2023.

La Resolución Normativa N° 1000/2021 de la ANEEL entró en vigor con las siguientes alteraciones:

Art. 2°, I-A La modalidad de participación en el SCEE permite que una persona física o jurídica, incluyendo matriz y filial, tenga generación distribuida en un lugar y consume en otro. La energía excedente generada en un local determinado puede ser compensado en otras unidades consumidoras, siempre que sean atendidas por la misma Distribuidora.

Inciso IV-A Central generadora de fuente despachable: la central generadora puede ser despachada por medio de un controlador local o remoto, con las siguientes características:

a) Hidroeléctrica de hasta 5MW de potencia instalada, incluidas aquellas de hilo de agua que poseen viabilidad de control variable de su generación de energía;

b) Termoeléctrica de hasta 5MW de potencia instalada, clasificadas como cogeneración calificada;

c) Energía fotovoltaica de hasta 3 MW de potencia instalada, que presente capacidad de modulación de generación por medio de almacenamiento de energía en baterías, en cantidad de por lo menos 20% de la capacidad de generación mensual de las unidades de generación fotovoltaicas.

Inciso XVI-A Energía compensada: la energía eléctrica activa consumida de la red es compensada por la energía eléctrica activa inyectada, por el excedente de energía y por el crédito de energía utilizados en la facturación de la unidad consumidora participante del SCEE, limitada por la cantidad de energía consumida de la red en el ciclo de facturación,

Inciso XVII-A Excedente de Energía: diferencia positiva ente la energía eléctrica activa inyectada y la energía eléctrica activa consumida por unidad consumidora con micro generación o minigeneración distribuida, apurado por puesto tarifario a cada ciclo de facturación, excepto para el caso de emprendimiento con múltiples unidades consumidoras con micro generación o minigeneración distribuida o generación compartida, en el que el excedente de energía puede ser toda la energía generada o la inyectada en la red de distribución por la unidad consumidora, a criterio del titular de la unidad consumidora con micro generación o minigeneración distribuida.

Inciso XXII-A Generación compartida: modalidad de participación en el SCEE caracterizada por la reunión de consumidores, por medio de consorcio, cooperativa, condominio civil voluntario o edilicio, o cualquier otra forma de asociación civil instituida para ese fin, compuesta por personas físicas o jurídicas que posean unidad consumidora con micro generación o minigeneración distribuida.

Art. 25, en el Inciso XIV Unidad consumidora con micro generación o minigeneración distribuida flotante de fuente fotovoltaica instalada sobre superficie de lámina de agua de embalses hídricos, represas y lagos, naturales y artificiales, el punto de conexión se situará en estructura definida por la distribuidora entre el límite de la vía pública y el margen de la superficie de la lámina de agua.

2.11.2 Políticas Energéticas en Argentina: *Net Billing*

“El método de retribución *net billing* (Sistema de facturación neta) consiste en calcular el monto de la energía generada y consumida por el usuario-generador, para luego establecer los valores de facturación. Para la energía consumida la distribuidora emite una factura a la tarifa definida por el ente regulador correspondiente. Para la energía generada, el usuario generador emite una factura por la energía generada; en este caso particular, según la categoría del usuario, al precio promedio al que la distribuidora compra en el mercado mayorista”, BERTOSSI, *et al*, (2018).

La Ley N° 24.065 establece el Régimen de la Energía Eléctrica en Argentina, regulando la generación, transporte y distribución de electricidad. Su objeto consiste en definir las políticas generales y los agentes involucrados en el sector eléctrico, incluyendo generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Esta Ley regula los aspectos relacionados con

el transporte y distribución de la electricidad, estableciendo disposiciones comunes para transportistas y distribuidores, así como las tarifas y despacho de cargas. También está contemplada la exportación e importación de electricidad, control de procedimientos y control jurisdiccional, así como las sanciones aplicables.

Por su parte, el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública se encuentra contemplada en la Ley 27.424. A los efectos de esta ley, en el Artículo 3° se denomina balance neto de facturación, al sistema que compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución conforme al sistema de facturación establecido en la reglamentación. El esquema de facturación se encuentra establecido en el Capítulo III, Artículo 12, donde se indica que cada distribuidor efectuará el cálculo de compensación y administrará la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de la energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de balance neto de facturación en base a los siguientes lineamientos:

a) El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme al artículo 36 de la Ley 24.065 y sus reglamentaciones.

b) El valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador registrá a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente.

c) El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El valor que será pago por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador.

Facultase a la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) a dictar las normas complementarias necesarias para instrumentar y regular los aspectos impositivos correspondientes a lo establecido en el presente inciso;

a) Si existiese un excedente monetario por los kilowatt-hora inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo a determinar por la reglamentación, que no será superior a seis (06) meses.

b) En el caso de un usuario-generador identificado como consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario, el crédito será de titularidad de dicho consorcio de copropietarios o conjunto inmobiliario”.

A nivel provincial, Corrientes se encuentra adherida a la Ley Nacional N° 27.424, por medio de la Ley N° 6503, y de acuerdo a los Artículos 3° y 4° exímese del pago de Impuesto sobre Ingresos Brutos a los ingresos obtenidos por la actividad de inyección a la red de excedentes de energía eléctrica generada en el marco de la mencionada Ley, así como del Impuesto de Sellos a los instrumentos que se suscriban para el desarrollo de la actividad de generación de energía eléctrica renovable, a los usuarios de red de distribución para su autoconsumo y para la eventual inyección de excedentes a la red.

3. METODOLOGIA

Para desarrollar el presente trabajo, se utilizó la metodología que integra el análisis bibliográfico, simulaciones técnicas y evaluación económica. A continuación, se detallan las etapas principales:

Análisis Bibliográfico

Se realizó una recopilación bibliográfica sobre el estado del arte de las usinas solares fotovoltaicas flotantes, aspectos técnicos, componentes, montaje, puesta en operación y mantenimiento. También fueron investigados los marcos regulatorios vigentes de la Generación Distribuida en Brasil y Argentina, con énfasis en los sistemas de compensación *net metering* y *net billing*, para comprender las implicaciones legales y económicas de la implementación de estos proyectos en ambos países.

Estudio de Viabilidad Técnica

Fueron analizados los datos climáticos de las represas de Itaipú (Brasil) y Yacyretá, (Argentina) considerando los parámetros de irradiancia solar, temperatura, precipitaciones y velocidad del viento. Para las simulaciones técnicas fue utilizada la herramienta PVSOL, un software especializado en el diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos, el cual ofrece la opción de simular el montaje flotante, para modelar y simular el desempeño de ambos sistemas fotovoltaicos. Estas simulaciones permitieron estimar la producción energética y evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones ambientales.

Análisis Económico

Fue realizado un levantamiento de datos de mercado para determinar costos actualizados de los componentes, montaje e instalación de las usinas solares flotantes, con referencia en un presupuesto proporcionado por una empresa del sector.

Los resultados técnicos y económicos obtenidos para ambos embalses consideraron las mismas características del sistema de 1MW, con precios fijados en dólares y cuya cotización está basada en la tasa de cambio del día 07 de febrero de 2025, conforme divulgada en la Reserva Federal de los Estados Unidos de América, donde cada real corresponde a 5,7849 dólares estadounidenses.

La selección de componentes del sistema fotovoltaico flotante de 1MW se realizó con base a criterios técnicos, normativos y de compatibilidad con las condiciones operativas de los sistemas eléctricos de Brasil y de Argentina. En la Tabla 2 se encuentran los componentes considerados en el sistema fotovoltaico flotante:

Tabla 2 - Componentes considerados en el sistema fotovoltaico flotante.

Ítem	Cantidad/Especificación
Paneles solares	1824 módulos de 550W.
Estructura De aluminio	Hasta 4 paneles por estructura [480 unidades].
Bloques de soporte	8 bloques.
Inversores	8 unidades de 125 kW (IP66, 50/60 Hz).
Transformador	1 MW.
Cabina primaria	1 unidad en tierra (alberga equipos de protección y transformación de media tensión).
Cable solar CC	96 unidades.
String Box CC	8 unidades.
Disjuntores CC	96 unidades.
Disjuntores CA	8 unidades.
Cable CA por inversor	1 unidad. [8 unidades en total]
Flotadores	Para 4711,85 m ² , con pasarela central de 2,5 m.
Sistema de fijación de módulos	Incluye soporte de estructura, pasarelas y espaciado entre filas.
Elementos de fijación	-Tornillos laterales + perno (<i>side screws + bolt</i>). -Pasador central (<i>central pin</i>). -Pasador especial (<i>special pin</i>).

Fuente: Autoría propia (2025).

Fueron seleccionados 1824 módulos fotovoltaicos de la marca Honor Solar, cada uno con una capacidad nominal de 550Wp, lo que proporciona una capacidad total de generación de 1003,2 kWp. La elección de estos módulos se basó en su eficiencia máxima del 21,5%, así como en el cumplimiento con las normas internacionales de *test* en ambientes severos (como test de corrosión y soplo de arena, conforme al *datasheet* en Anexo) como la IEC 61701 y la IEC 62716, y se encuentra diseñado para entornos de alta humedad, lo que los hace aptos para una instalación flotante. Las características principales se encuentran en la Tabla 3.

Tabla 3 – Datos técnicos del Módulo Fotovoltaico.

Honor Solar HY-M10/144H	
Tensión de Operación V_{MP} [V]	41,28
Corriente de Operación I_{MP} [A]	13,32
Tensión de Circuito Abierto V_{OC} [V]	49,80
Corriente de Corto-Circuito I_{SC} [A]	14,01

Fuente: Adaptado del *datasheet* del Anexo A.

Al respecto de la selección de inversores, se han escogido 8 inversores de la marca SAJ de 125kW cada uno, los cuales operan en frecuencias de 50 Hz y 60Hz, haciéndolos compatibles con las redes eléctricas de Argentina y Brasil. Estos inversores cuentan con grado de protección IP66, que conforme SOUZA, 2024, esta clasificación indica que se encuentra totalmente protegido contra la entrada de polvo y protegido de los chorros de agua más fuertes en cualquier dirección. Las características principales de los inversores se encuentran en la Tabla 3.

Tabla 4 – Datos técnicos del inversor.

SAJ C6-125K-T12	
Potencia Máxima de arreglo FV [kWp]	180
Voltaje Máximo de Entrada [V]	1100
Rango de Voltaje MPPT [V]	180-1000
Número de MPPT	12
Potencia Nominal de Salida en CA [kW]	125
Corriente Nominal de Salida en CA [A]	180,4

Fuente: Adaptado del *datasheet* del Anexo B.

Lo que respecta al diseño y distribución de la estructura flotante, fue dividida en dos bloques principales, cada uno compuesto por 912 módulos. A su vez, ambos bloques se subdividen en 4 bloques secundarios, donde cada inversor gestiona 228 módulos. La distribución de los *strings* se ha realizado conforme a la Ecuación 10, de acuerdo con TALIULE, sd:

$$Qtd_{m\acute{a}x} = \frac{V_{\max(\text{inversor})}}{V_{oc \max(\text{m\acute{o}dulo)}}} = \frac{1100}{49,80} = 22,08 \text{ m\acute{o}dulos} \cong 22 \text{ m\acute{o}dulos} \quad [10]$$

Con base a ello, fue optado configurar 19 módulos en serie en cada una de las 12 *strings* de cada uno de los 8 inversores, considerando un margen de seguridad, la simetría de la

estructura flotante, y esperando garantizar una distribución equilibrada de peso y estabilidad del sistema.

En referencia a la protección y cableado, el sistema cuenta con 96 disyuntores en corriente continua (CC) de 20A y 8 disyuntores en corriente alterna (CA) de 225A, modelo DWP250L-225-3-WEG (corriente nominal In 225A) para garantizar la protección y seccionamiento del sistema. El cálculo de la sección transversal se ha realizado conforme a las normativas brasileñas NBR 5410, siguiendo las directrices de las Tablas 37, 40 y 42, las cuales establecen los criterios para selección de conductores según la corriente, el tipo de instalación y la temperatura ambiente. En este caso, fueron seleccionados cables de 10 mm² para las conexiones de corriente continua, y cables de 120 mm² para las de corriente alterna.

Para el diseño de las usinas fotovoltaicas flotantes de Itaipú y Yacyretá, se consideraron 4570,58 m de cables de corriente continua. Este cálculo de la longitud del cable de corriente continua (CC) se realizó en función de la distancia de cada una de las 12 *strings*, compuestas por 19 módulos dispuestos horizontalmente. Considerando que cada módulo tiene una longitud de 2,278 m, conforme al *datasheet* (Anexo A, Figura A.1), la distancia total hasta su respectivo inversor fue estimada con un margen adicional del 10 % como medida de seguridad. Esta precaución es común en sistemas fotovoltaicos flotantes debido a factores como variaciones de temperatura, humedad, corrosión del entorno acuático y posibles oscilaciones en la instalación, los cuales pueden generar pérdidas energéticas o deterioro de los conductores. Ambos sistemas presentan la misma distribución estructural por razones de simetría, con dos bloques de 912 módulos cada uno y cuatro inversores por bloque, totalizando 8 inversores, cada uno conectado a 228 módulos. Los detalles técnicos específicos de cada sistema se encuentran en el estudio de caso, desarrollado en el Capítulo 4: Usina Solar Flotante en la Represa de Itaipú, Brasil, y en el Capítulo 5: Usina Solar Flotante en la Represa de Yacyretá, Argentina.

El cálculo resultante es el siguiente:

$$\text{Cant. m de cables CA} = (2,278 \text{ m} \times 12 \times 19 \times 8) = 4.155,072 \text{ m} + 10\% = 4.570,58 \text{ m} \quad (11)$$

Donde:

Longitud de cada módulo fotovoltaico em metros: 2,278 m.

Cantidad de *strings*: 12.

Módulos en serie en cada *string*: 19.

Cantidad de inversores: 8 unidades.

Con un 10% de margen adicional de seguridad para compensar posibles variaciones en la instalación.

En cuanto a los cables de corriente alterna, En el caso de la Usina Fotovoltaica Flotante (UFF) de Itaipú, la cantidad de cable de corriente alterna (CA) fue estimada en 1.169,32 metros. Esta estimación considera la distribución del sistema, que puede observarse en la Figura 35.

La planta está conformada por dos estructuras flotantes, cada una con 912 módulos fotovoltaicos, con dimensiones de 49,24 m x 92,32 m cada una, separadas por una pasarela interna, además de pasarelas adicionales en el contorno de la instalación. Dado que los módulos están orientados hacia el norte, la disposición del sistema consta de 24 filas de 38 módulos cada una.

En cuanto a la ubicación de los inversores, estos se encuentran distribuidos sobre las pasarelas perimetrales de la estructura flotante. Específicamente, cada bloque de 912 módulos cuenta con cuatro inversores, ubicados de la siguiente manera: dos en el lado este y dos en el lado oeste, totalizando ocho inversores en toda la usina. Cada uno de estos inversores gestiona 12 *strings* de 19 módulos fotovoltaicos cada una.

El cálculo del cableado CA considera la distancia de cada inductor hasta la cabina primaria, donde se encuentra el transformador elevador de tensión. Este transformador se instalaría junto a la subestación eléctrica SE-L (Figura 28), facilitando la conexión del sistema fotovoltaico flotante a la red.

Para el caso de la Usina Fotovoltaica Flotante (UFF) de Yacyretá, el cálculo del cableado de corriente alterna (CA) consideró la distancia de cada uno de los ocho inversores, los cuales estarían instalados en la pasarela interna de 96,92 metros de longitud, al igual que la Usina FF de Itaipú, se encuentra dividida en dos estructuras de 912 módulos cada una, con dimensiones de 96,94 m x 45,26 m (Figura 44). Estos inversores se distribuirían de forma simétrica, manteniendo un espacio de 1 metro en cada lateral como medida de seguridad.

Desde la pasarela interna, el cableado CA se extiende hasta la cabina primaria, donde se encontraría el transformador elevador de tensión, el cual estaría ubicado junto a la subestación eléctrica (Figura 37), a una distancia aproximada de 528,3 metros de la usina. Esta disposición permite la conexión del transformador a la subestación eléctrica (SE) y a la red de distribución.

El total de cableado CA estimado para este sistema fue de 1.531,51 metros. Además, se aplicó un margen de seguridad del 10%, una práctica común en sistemas fotovoltaicos flotantes para compensar posibles ajustes en la instalación y garantizar la fiabilidad del sistema, resultando en una longitud total de 1.684,77 metros de cable CA.

Con relación al análisis de retorno financiero, la elección de proyectar un sistema fotovoltaico de 1 MW, en lugar de basarlo directamente en una demanda específica de consumidores residenciales, se justifica por varias razones estratégicas y técnicas.

En primer lugar, un sistema de 1 MW permite abordar una capacidad de generación suficiente para atender a una diversidad de consumidores residenciales, permitiendo su inclusión en el proyecto de manera escalable. Esta capacidad de 1 MW es adecuada para agrupar varios consumidores residenciales dentro de un área determinada, lo que facilita la implementación de un sistema de generación distribuida, bajo los esquemas de compensación como *Net Metering* y *Net Billing*. Por otro lado, la decisión de no centrarse en una demanda específica, sino en un tamaño de sistema estándar de 1 MW, tiene el propósito de simplificar el análisis técnico y económico, permitiendo una evaluación más amplia y flexible. Esto también proporciona la posibilidad de optimizar el uso de la infraestructura existente, como la conexión a la red y los inversores, sin depender de variables como fluctuaciones de demanda individuales de cada usuario, sin la restricción de un perfil de consumo residencial particular.

Por consiguiente, para tener una referencia aproximada sobre la cantidad de unidades consumidoras que un sistema de 1MW podría abastecer energéticamente, en el caso de Brasil la referencia de consumo de energía eléctrica en el sector residencial se encuentra basado en el Anuario Estadístico de Energía Eléctrica 2020, con año base 2019 elaborado por la EPE, de acuerdo con las informaciones de consumo por regiones y corresponde a una estimativa de consumo medio, a nivel país de 166,94 kWh/mes, conforme se encuentra indicado en la Tabla 5.

En el caso de Argentina la referencia del consumo energético residencial se encuentra basado en el Resumen Ejecutivo de ADEERA, 2019, el cual indica que la demanda media de energía eléctrica del segmento residencial es de 282 kWh/mes a nivel país.

Es importante destacar que el valor de consumo energético considerado para este análisis representa una estimativa aproximada, ya que existen múltiples factores que influyen en las condiciones de consumo, tales como variaciones estacionales, hábitos culturales, factores

socioeconómicos y cambios en la demanda a lo largo del tiempo. Para realizar un análisis más detallado y preciso, sería necesario contar con un mayor acceso a datos específicos y representativos de dichas variables.

Tabla 5 - Consumo de energía eléctrica por clase residencial en Brasil.

Regiones	Norte	Nordeste	Sudeste	Sur	Centro-Oeste
Población	18,4 millones	57,1 millones	88,4 millones	30 millones	16,3 millones
Consumo de energía eléctrica [kWh/mes]	167,6	125,2	172,9	181,6	187,4
Consumo medio estimado [kWh/mes]	166,94				

Fuente: Adaptado de EPE (2020).

Para obtener una referencia aproximada de la cantidad de Unidades Consumidoras que podrían beneficiarse según el consumo residencial promedio en cada país, se determinó la producción mensual de energía de un sistema fotovoltaico de ángulo fijo localizado en las coordenadas [Latitud/Longitud]: -25,429, -54,563, correspondiente al embalse de la hidroeléctrica de Itaipú, y en [Latitud/Longitud]: -27,481, -56,700, correspondiente al embalse de la hidroeléctrica de Yacyretá. Para este análisis, se utilizó la herramienta de Sistema de Información Geográfica PVGIS, desarrollada por la Comisión Europea, con el fin de calcular los valores estimados de generación anual en cada ubicación. Con base en estas estimaciones, se calculó la cantidad de Unidades Consumidoras que podrían ser abastecidas según el consumo medio residencial de cada país, resultando en 308 residencias en Argentina y 541 residencias en Brasil. En la Figura 23 se observa el gráfico de la producción de energía de un sistema fotovoltaico de ángulo fijo [25°] en el embalse de Itaipú, en Foz do Iguazu Paraná, Brasil y en la Figura 24, el gráfico análogo, pero considerando un ángulo fijo de [27°] en el embalse de Yacyretá, en Corrientes, Argentina.

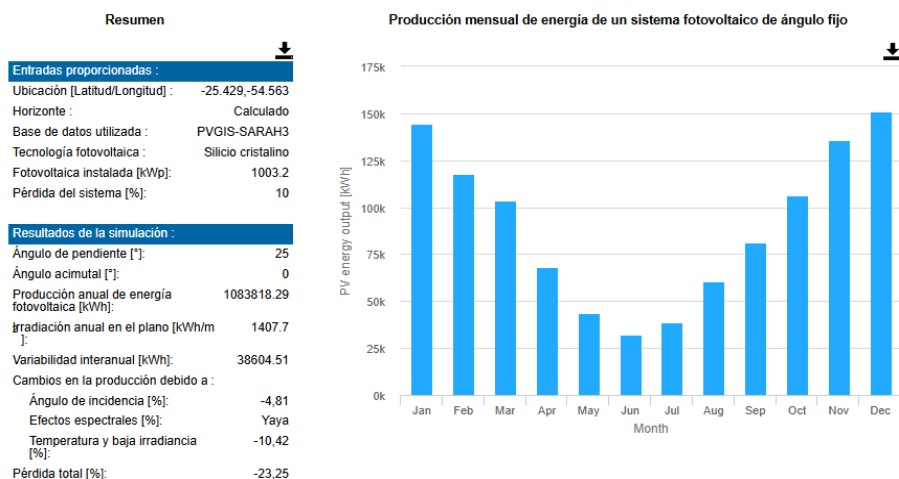


Figura 23 - Producción mensual de energía de un sistema fotovoltaico de ángulo fijo. Embalse de Itaipú. (Fuente: Sistema de Información geográfica PVGIS, 2024).

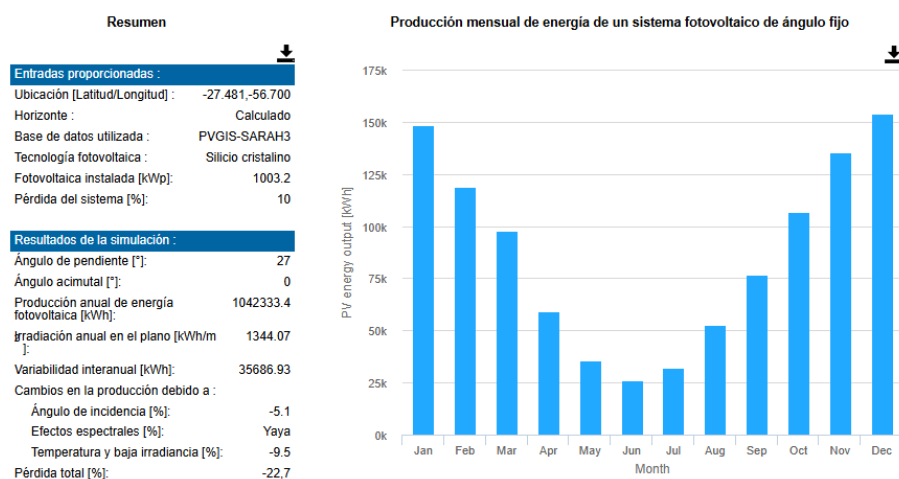


Figura 24 - Producción mensual de energía de un sistema fotovoltaico de ángulo fijo. Embalse de Yacyretá. (Fuente: Comisión Europea, Sistema de Información geográfica PVGIS, 2024).

En la Figura 25 se observa el gráfico de la generación mensual de electricidad estimada del sistema solar fotovoltaico flotante en comparación con un consumo residencial fijo proyectado a lo largo del año, en el caso de la usina proyectada en el embalse de Itaipú a la izquierda, como la de Yacyretá, a la derecha. Para este estudio se asumió un consumo mes a mes, para facilitar la comparación con la producción fotovoltaica.

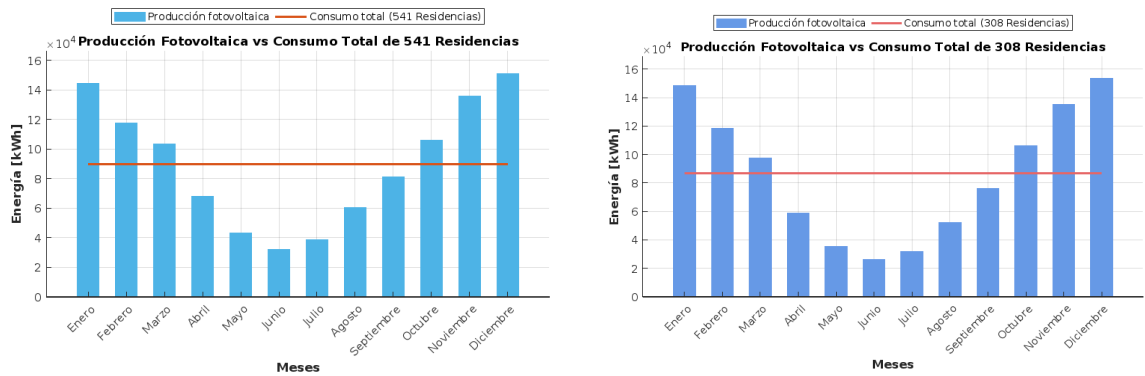


Figura 25 – Producción Fotovoltaica vs Consumo total Residencial. Embalse de Itaipú (izquierda). Embalse de Yacyretá (derecha) (Fuente: Autoría propia, 2025).

Con el objetivo de mantener un margen de generación suficiente que permita inyectar energía al sistema y, por ende, generar un retorno, el análisis contempló una pérdida de generación del sistema del 3% durante el primer año tras la instalación del sistema fotovoltaico flotante, y una pérdida gradual anual del 0,7% a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto.

Considerando la generación anual de energía proyectada para el año vigésimo quinto, la usina instalada en el embalse de Itaipú produciría 888.198,79 kWh/año, lo que sería suficiente para abastecer a 443 residencias con un consumo fijo de 166,94 kWh/mes. De manera similar, la usina instalada en el embalse de Yacyretá, en el mismo año, produciría 854.201,54 kWh/año, abasteciendo a un total de 252 residencias con un consumo fijo de 282 kWh/mes. Este enfoque permite calcular y comparar la compensación de la generación distribuida bajo los esquemas de Net Metering y Net Billing durante toda la vida útil del sistema, como se muestra en la Figura 26.

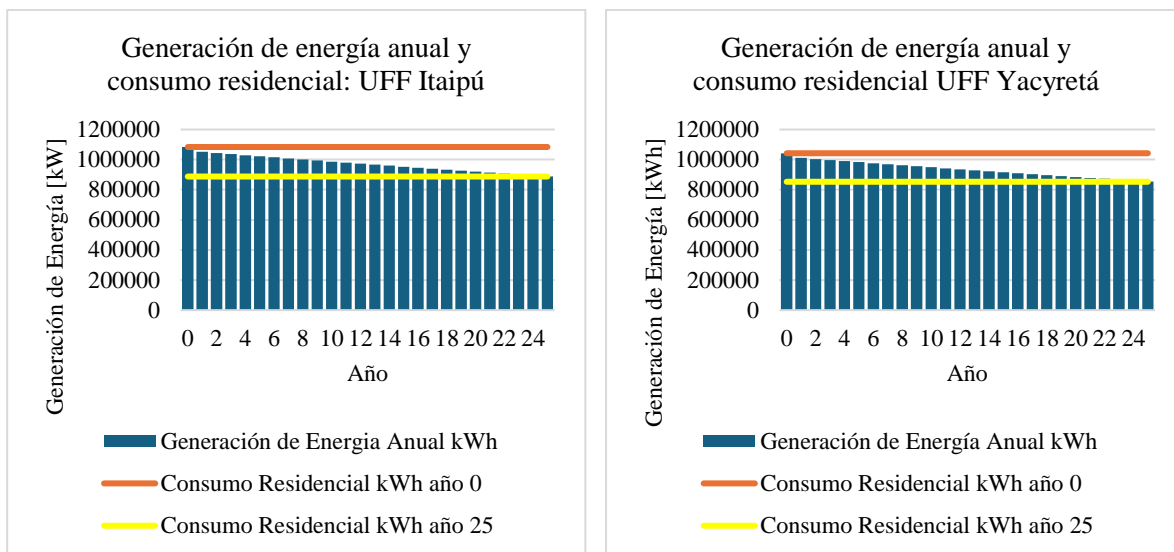


Figura 26 – Generación de energía anual y consumo residencial. Embalse de Itaipú (izquierda). Embalse de Yacyretá (derecha) (Fuente: Autoría propia, 2025).

De acuerdo con EHRLICH, *et al*, 2014, dentro de la evaluación y selección de proyectos de inversión, la Ingeniería Económica analiza los aspectos económicos financieros utilizando criterios cuantitativos. En la estructura social en la que vivimos, el dinero tiene la función de facilitar el proceso de transacciones entre las personas, físicas y jurídicas, y de servir de componente fundamental en el proceso de producción de bienes y servicios siendo transaccionados, así como en la distribución de los productos entre las personas. Esta acción de participar del proceso productivo se da a través de la inversión. Es por ello, que la inversión es una aplicación de dinero en proyectos de implantación de nuevas actividades, expansión, modernización, etc., de la cual se espera obtener buena rentabilidad.

Para analizar el tiempo de recuperación de la inversión que implicaría la implantación de una usina fotovoltaica flotante, estimando la vida útil de la usina de por lo menos 25 a 30 años, de acuerdo con SAHU, *et al*, 2016, el *payback* estimado corresponde al cálculo de la Ecuación 12:

$$\text{Período de Payback} = \frac{\text{Costo total del sistema FV con todos los equipamientos auxiliares}}{\text{Economía total anual pós instalación del sistema FV}} \quad (12)$$

Otros indicadores económicos clave, son el Valor Presente Líquido (VPL), el cual tiene como finalidad determinar un valor en el instante considerado inicial, a partir de un flujo de caja formada por una serie de ingresos y gastos (HIRSCHFELD, 2018, p.105):

$$VPL_j = \sum_0^n Fn(1 + i)^{-n} \quad (13)$$

Donde:

VPL_j = Valor presente líquido de un flujo de caja alternativa j .

n = Número de períodos envueltos en cada elemento de la serie de ingresos y gastos del flujo de caja.

F_n = Cada uno de los diversos valores envueltos en el flujo de caja y que ocurren en n .

i = Tasa de interés comparativa o Tasa Mínima de Atractividad, también llamada tasa de equivalencia, tasa de expectativa o tasa de descuento.

La Tasa Mínima de Atractividad (TMA), es una tasa de interés comparativa prefijada, y por regla debe ser menor a la tasa de interés que el dinero invertido proporcionará.

Otro indicador financiero corresponde a la Tasa Interna de Retorno (TIR) o ROR (*rate of return*) la cual representa a la tasa paga sobre el saldo no liquidado, saldo deudor, de una cantidad tomada como préstamo, o la tasa ganada sobre el saldo no recuperado, saldo acreedor, de una inversión, de forma que el pago o recibo final haga que el saldo sea exactamente igual a cero, con los intereses considerados (BLANK, *et. al.* 2008, p.241).

Para calcular la tarifación en el contexto del sistema de compensación de energía (*net metering*) en Brasil, se consideró el cálculo de Encargo de Responsabilidad de la Distribuida correspondiente a la contratación de demanda de inyección de generación (ERD_G), incluido por la Resolución Normativa N° 1059 de la ANEEL, del 7 de febrero de 2023, en el Art. 109, inciso II, en caso de que la demanda contratada de inyección supere a la demanda contratada de consumo es calculada conforme a la Ecuación 14:

$$ERD_G = (DEMANDA_G - DEMANDA_{ERD}) \times K_G \quad (14)$$

Donde:

DEMANDA_G = Demanda de inyección a ser atendida o acrecentada, en kW.

K_G = Factor de cálculo de ERD para generación, calculado conforme a la Ecuación 15:

$$K_G = 12 \times TUSD_G \text{ FioB} \times (1 - \alpha) \times \frac{1}{FRC} \quad (15)$$

TUSD_GFioB = la parcela de TUSD aplicable a generadores conforme al nivel de tensión, compuesto por los costos regulatorios derivados del uso de los activos de propiedad de la

distribuidora. Esta tarifa cubre el rendimiento de la inversión, los costos de operación y mantenimiento, y depreciación de los activos, en R\$/kW.

El Consumo TUSD significa Tarifa de Uso del Sistema de Distribución, esa tarifa es cobrada de los consumidores de energía eléctrica para arcar con los costos del uso de la red de distribución de energía, correspondiente al valor pago por el uso de toda la infraestructura, que es capaz de llevar energía eléctrica de las centrales de generación hasta las residencias y empresas. Esta tarifa TUSD se encuentra regulada por la ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e incluye costos operacionales, de mantenimiento y expansión del sistema de distribución, encargos sectoriales que son tasas adicionales impuestas por el gobierno para financiar Políticas Públicas y subsidios específicos en el sector eléctrico, pérdidas técnicas y no técnicas que ocurren durante el transporte y distribución, además de tributos y tasas variables conforme a la legislación vigente a nivel estadual o municipal. (LOIOLA, 2024)

La tarifación de compensación de energía fotovoltaica en Argentina fue calculada conforme a lo establecido en el inciso c) del Artículo 12 del Capítulo III-Esquema de Facturación, correspondiente a la Reglamentación de Ley N° 27.424, que promueve el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Según esta normativa, la Tarifa de Inyección es el precio de compra de la energía eléctrica, incluyendo la tarifa de transporte del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por parte del Distribuidor. Esta compensación será valorizada en Pesos (\$), y debe realizarse en la factura correspondiente al período en el cual se realizó la inyección. Los valores de demanda eléctrica e inyección de excedentes, relevados en la lectura realizada por el Distribuidor, deben ser expresados y desglosados en la misma factura, reflejando, según corresponda, el precio de cada banda horaria tanto para la inyección como para la demanda. Luego, conforme SANDOVAL, 2022, la facturación por medio del sistema compensación *Net Billing*, conforme al Marco Normativo de la Generación Distribuida de la Ley 27.424/18-Dec.986/18 es calculada por la Ecuación 15:

$$Facturación \$Ar = ENERGIA_{CONSUMIDA} \times TARIFA_{DISTRIBUIDORA} - ENERGIA_{INYECTADA} \times TARIFA_{MAYORISTA} \quad (15)$$

La respectiva Tarifa Mayorista considerada en el presente análisis corresponde a la aplicada por EDENOR, específicamente la Tarifa de Cargo Variable R2 (151-400 kWh), cuyo valor asciende a 98,060 \$/kWh (US\$ 0,0914), conforme a los datos publicados para el mes de febrero de 2025 por el Ministerio de Energía de la República Argentina. La categoría R2 se

refiere a usuarios residenciales con un consumo mensual comprendido entre 151 y 400 kWh, según la clasificación establecida por el marco regulatorio vigente.

La Tarifa Minorista utilizada fue calculada con base en los cuadros tarifarios publicados por la Dirección Provincial de Energía de Corrientes (DPEC). En particular, fue tomado en cuenta el Cargo Variable para el excedente superior a 600 kWh bimestrales, cuyo valor asciende a 162,105 \$/kWh (US\$ 0,151). Se consideró este valor de la tarifa de la distribuidora, ya que corresponde al valor más alto dentro de las tarifas minoristas disponibles, tomando en cuenta el perfil de consumo residencial medio utilizado en los cálculos. Este valor se seleccionó porque representa la tarifa máxima dentro de la categoría de pequeñas demandas residenciales para usuarios urbanos con ingresos medios.

En el análisis de indicadores financieros de la UFF de Yacyretá, fue considerada la inflación tarifaria con base a la inflación interanual acumulada del año 2024, que de acuerdo con el Informe Técnico del INDEC, fue de 117,81%, además fue aplicada la fórmula de interés compuesto, para proyectar una tasa acumulada parcial en un período de tiempo, resultando en 6,68%. De acuerdo con BBVA, sd, para calcular la tasa efectiva anual, es necesario conocer la tasa nominal anual, conforme a la Ecuación 16:

$$Tasa Efectiva_n = \left(1 + \frac{Tasa Nominal}{m}\right)^{\frac{1}{meses TNA}} - 1 \quad (16)$$

Donde:

n : representa los meses de la tasa efectiva.

m : representa el período de capitalización de la tasa nominal.

TNA: Tasa de Interés Nominal que se aplica a un producto financiero.

Para el cálculo de la Tasa Mínima de Atractividad (TMA), se consideró la fórmula de Fisher, presentada a continuación (Ecuación 17). De acuerdo con LINARES, sd, esta ecuación establece que la tasa de interés nominal de mercado está compuesta por dos factores: el rendimiento real del capital y la compensación por la pérdida del poder adquisitivo del dinero debido a la inflación. En otras palabras, la ecuación define la tasa de interés nominal como el producto entre la tasa de interés real y la tasa de inflación esperada en la economía, permitiendo una estimación más precisa del retorno requerido para el proyecto.

$$(1 + i_a = (1 + \pi). (1 + i_r) \quad (17)$$

Donde:

i_a : Tasa de interés nominal aparente.

i_π : Tasa de inflación.

i_r : Tasa de rendimiento real del capital.

En el caso del Costo Nivelado de Energía, LCOE (*Levelized Cost of Energy*), el cual es definido como la división de los costos totales del proyecto, incluyendo el Capital Invertido (CAPEX) y los costos operacionales (OPEX), por la energía generada a lo largo de toda la operación de la usina (KIKUMOTO, 2020), fue calculado conforme a la Ecuación 18:

$$\text{LCOE} = \text{CT} / \text{EP} \quad (18)$$

Donde:

CT: Costo total de la usina, incluyendo Capex, Opex y residual (R\$).

EP: Energía total producida a lo largo de la vida útil de la usina (kWh).

Este parámetro permite comparar el costo relativo de la energía producida por diferentes fuentes de energía, indicando su competitividad en un determinado proyecto de generación.

4. ESTUDIO DE CASO: Usina Solar Flotante en la Represa de Itaipú, Brasil

4.1 Embalse y su potencial para la energía solar fotovoltaica flotante

La Usina hidroeléctrica Itaipú Binacional está localizada en el Río Paraná, en el trecho de frontera entre Brasil y Paraguay, 14 km al norte del Puente de la Amistad, en los municipios de Foz do Iguazu, en Brasil, y Hernandarias, en Paraguay, siendo sus coordenadas geográficas en formato de grados decimales (DD) Latitud: -25,40752, Longitud: -52,58919.

El embalse de Itaipú, con 1350 km² de área inundada, es el séptimo mayor de Brasil y dispone del mejor índice de aprovechamiento de agua para producir energía entre los grandes embalse brasileños. Su volumen en el nivel máximo normal es de 29x10⁹ m³, con una extensión de 170 km, y con un nivel normal de montante de 220,3 m, conforme puede observarse en la Figura 27. (ITAIPÚ BINACIONAL).

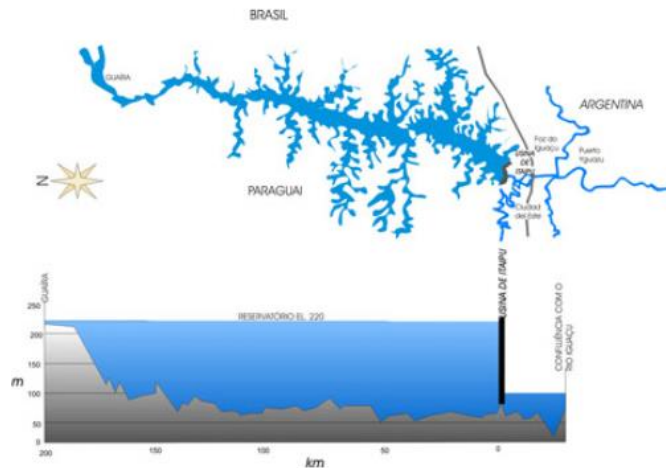


Figura 27 - Dimensiones del embalse de Itaipú. (Fuente: ITAIPU BINACIONAL, sd).

En primer lugar, teniendo en consideración y replicando a lo descrito por GIORDANI, *et. al*, 2022, “la Usina Hidroeléctrica de Itaipú es Binacional, formada por el tratado entre Brasil y Paraguay, entonces, no se trata de una usina de la Copel, sin embargo, debido a su magnitud e importancia en el escenario nacional, esta fue incluida en el análisis para fines comparativos de su potencial, sabiendo que cualquier emprendimiento involucrando el embalse de esta usina, necesitaría acuerdo entre los dos países involucrados”. Mencionado esto, se procede al análisis del embalse.

En general, una usina fotovoltaica flotante de 1MWp requiere aproximadamente 1 hectárea para la isla flotante, y 1,7 hectáreas de área acuática, luego de tener en consideración en anclaje. (WORLD BANK GROUP, *et. al.*, p.20, 2019). Como 1 hectárea equivale a 0,01 km² y considerando que la superficie normal del embalse es de 1350 km² una usina solar flotante de 1MW ocuparía aproximadamente 0,00074% de la superficie del embalse sin considerar el anclaje $((0,01 \text{ km}^2 / 1350 \text{ km}^2) \times 100 = 0,00074\%)$ y 0,001259% del embalse, teniéndolo en consideración.

4.2 Características del Embalse de Itaipú

Foz do Iguaçu está localizado en el extremo oeste paranaense, específicamente en la denominada triple frontera entre Brasil, Paraguay y Argentina. Esta ubicación estratégica presenta características climáticas y geográficas que deben ser consideradas al escoger el local de instalación de una usina solar flotante, principalmente durante las primeras etapas de desarrollo conceptual, permitiendo analizar la viabilidad del proyecto. Los principales puntos a tener en cuenta para evaluar la idoneidad de un sitio para instalar una usina fotovoltaica flotante de acuerdo al WORLD BANK GROUP *et. al.*, (p.17, 2019) incluyen el recurso solar, las

condiciones climáticas locales, la superficie de agua disponible y su forma, los estudio batimétricos, el nivel de agua, amplitudes de olas y velocidades del viento, las condiciones de suelo subsuperficial, el sombreado, ensuciamiento y otras consideraciones de sitio, al igual que las consideraciones ambientales, su acceso a la red eléctrica, ubicación de subestaciones y disponibilidad de energía así como los derechos de acceso, permisos y regulaciones.

El lugar elegido, se encuentra localizado en el municipio de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, siendo sus coordenadas geográficas: Latitud -25,430148, Longitud: -54,563104 conforme puede observarse en la Figura 28.

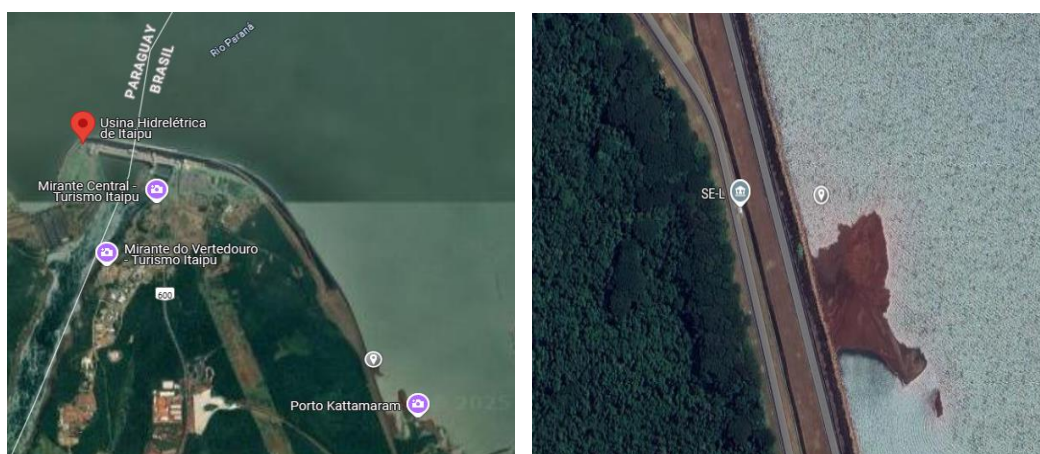


Figura 28 - Local escogido para implantar la usina solar flotante. (Fuente: Google Maps, 2025).

Este lugar se encuentra a 3,16 km aproximadamente de la usina hidroeléctrica de Itaipú, a 1,01 km de la Policía Federal NEPOM – ITAIPU, y a 821,50m del Puerto Kattamaram. Uno de los principales puntos tenidos en consideración, fue su cercanía con la Subestación Eléctrica SE-L, a una distancia de 94,50 m, y fue considerara la hipótesis de que por encontrarse en una localización próxima a una especie de península, la cual forma parte del dique de tierra izquierda (ITAIPU BINACIONAL, p.46, 2012), ésta podría probablemente disipar cierto porcentaje de la energía de las olas del río, aunque para corroborarlo sería necesario un estudio más específico. Esta fracción de tierra probablemente también sería favorable durante el proceso de montaje de la usina, y su proximidad al puerto Kattamaram podría representar una ventaja para el transporte de insumos hasta el punto de operación.

Las informaciones sobre la irradiancia solar son de gran importancia, porque determina el rendimiento energético y la viabilidad económica del proyecto. En la Figura 29 se observa la irradiancia solar para el local seleccionado, con una estimativa de generación fotovoltaica específica de 1567.5kWh/kWp por año.

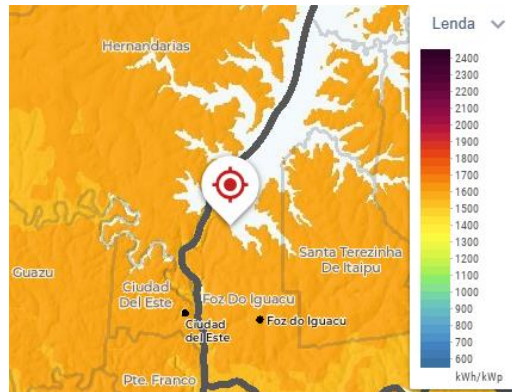


Figura 29 - Mapa de la Potencia Fotovoltaica específica. (Fuente: Global Solar Atlas).

Las condiciones climáticas implican directamente en la construcción, los cimientos, el diseño y la disposición del sistema, al igual que en su fiabilidad. Por este motivo, las variaciones estacionales del clima, tales como el rango de temperatura, la precipitación, la velocidad y la dirección del viento, la humedad, la humedad, el índice de contaminación, las estadísticas de tormentas, etc. son factores que ameritan estudios detallados.

En la Figura 30 se observa la variación estacional del clima. Las temperaturas más altas registradas a lo largo del año se presentan en los meses de diciembre y enero, pudiendo superar los 36°C. Por otro lado, las temperaturas mínimas de los meses de junio y julio pueden llegar a descender hasta los 8°C, lo que implica un rango térmico amplio a lo largo del año. En cuanto a las precipitaciones, el mes de octubre puede presentar valores cercanos a los 200 mm.

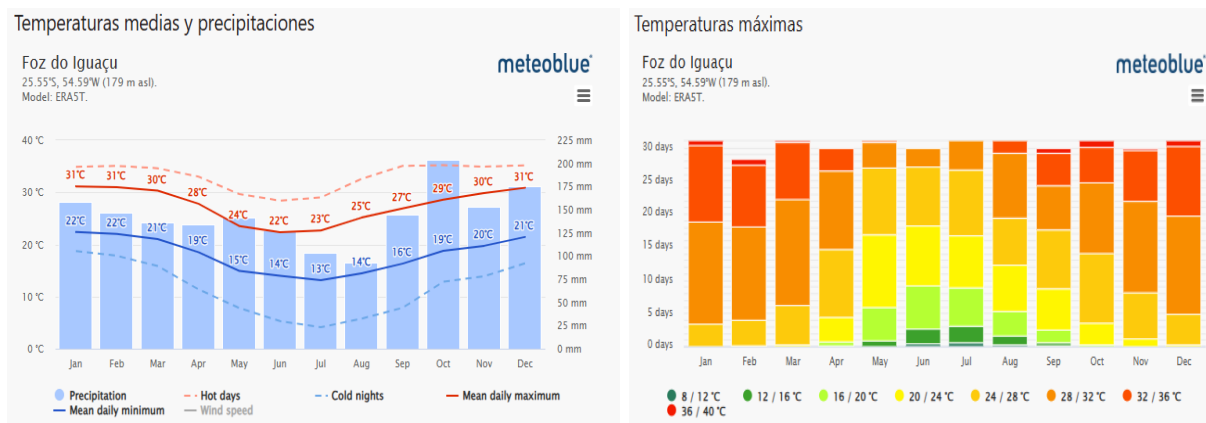


Figura 30 - Variación estacional de la temperatura y de las precipitaciones. (Fuente: Meteoblue).

En la Figura 31 se observa que los meses con mayor cantidad de días soleados en la región corresponden a julio hasta septiembre, período en el que se registran condiciones más despejadas. En cuanto a la precipitación, los meses más secos son julio y agosto, con notable

disminución de lluvias. Por otro lado, los meses con mayores precipitaciones son enero y febrero, donde las lluvias predominantes oscilan entre 2 y 5mm.

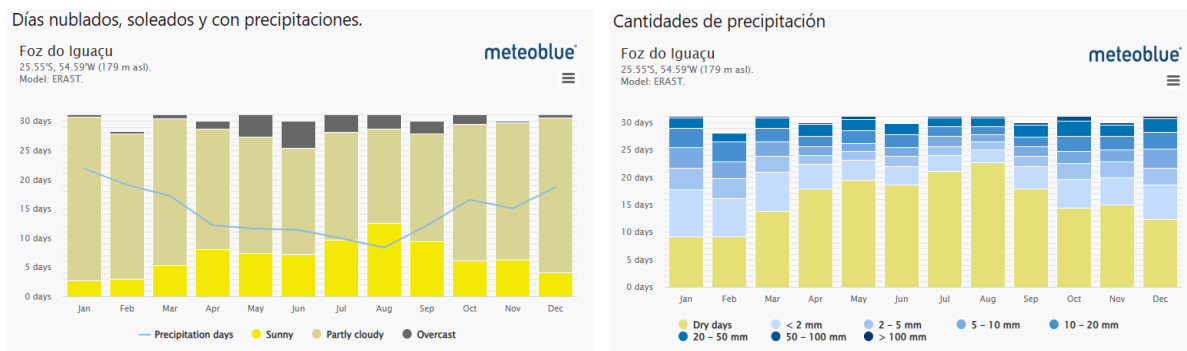


Figura 31 - Gráfica de días nublados, soleados y con precipitaciones (izquierda) y cantidades de precipitación (derecha). (Fuente: METEOBLUE).

Otro factor importante para considerar es el viento. Debe ser determinada la dirección predominante tanto para las ráfagas extremas como para velocidades promedio, con la intención de mitigar los efectos de tormentas extremas, principalmente en lo que refiere a la estabilidad mecánica, el amarre y el anclaje de los sistemas fotovoltaicos flotantes. (WORLD BANK GROUP, *et. al.*, p.19, 2019).

En la Figura 32 se observa el gráfico de la velocidad del viento, a la izquierda, y la rosa de los vientos, a la derecha. La velocidad predominante del viento en Foz do Iguaçu se encuentra en el rango de 10-20 km/h a lo largo del año. Sin embargo, durante los meses de agosto a octubre, se pueden registrar vientos de hasta 20-30 km/h. En cuanto a la dirección predominante, los vientos provienen mayoritariamente del NNE (Norte-Nordeste), NE (Nordeste), y ENE (Este-Nordeste), siendo un factor relevante para la planificación de sistemas energéticos.

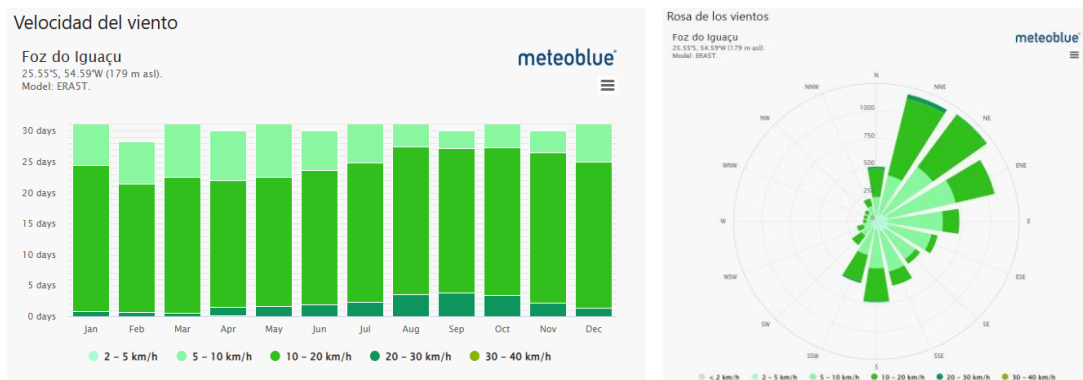


Figura 32 - Gráfico de la velocidad del viento y Gráfico de la rosa de los vientos. (Fuente: METEOBLUE).

Para un análisis más minucioso para la elección del sitio más adecuado para instalar una usina solar flotante, es necesario el mapeo del lecho del cuerpo de agua (Figura 33). Es la batimetría la que proporcionará las informaciones que deben ser recopiladas con respecto a la forma de los límites, la sedimentación y tasa de carga de sedimentos, en el caso de presas, la estructura de las orillas del cuerpo de agua, así como la hidrología y las variaciones del nivel de agua. El informe batimétrico debe incluir el mapa topográfico, los registros de perforaciones y el relieve detallado del lecho acuático según Jaiswal *et. al.*,(2016) citado por WORLD BANK GROUP, *et. al.*, 2019.

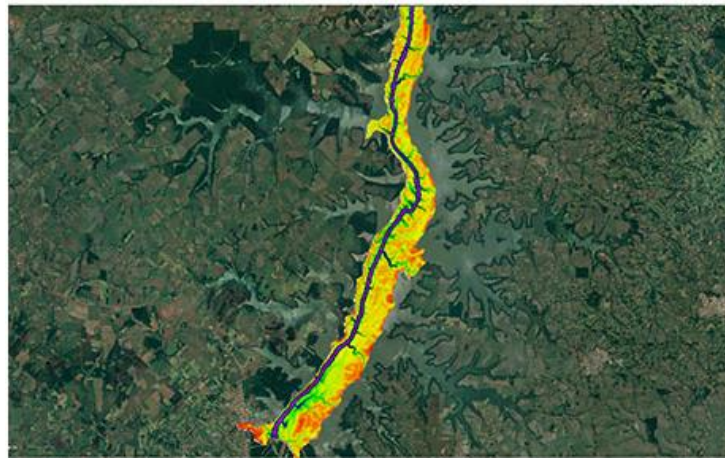


Figura 33 - Batimetría del embalse de Itaipú. (Fuente: ITAIPU BINACIONAL, sd)

4.3 Análisis Económico

4.4 Costos de Inversión: CAPEX

El análisis del CAPEX y del OPEX se fundamenta en investigaciones de mercado actualizadas y toma parcialmente como referencia los valores propuestos por empresas del sector, considerando los precios vigentes en febrero de 2025. Los valores fueron comparados con referencias del mercado para aproximarse a los costos practicados en el sector. Los datos se encuentran indicados en la Tabla 6.

Tabla 6 - Presupuesto ajustado: Clasificación y estructuración CAPEX de la inversión.

INVERSIÓN			
Clasificación	Estructuración CAPEX	US\$	US\$/Wp
	Flotadores, Estructuras de Aluminio	173417,00	
	Transformador 1MW	2247,23	
Generador Fotovoltaico Flotante	Sistema de fijación de módulos	86226,44	0,580
	8 inversores SAJ 125kW	46363,57	
	Módulos Honor Solar 550W	213766,41	
	Cableado cc/ca y gastos varios	59852,55	
Total Generador FF		581873,20	0,580
Servicios	Diseño de la isla y estudio de anclaje	3457,28	0,003
	Entrenamiento y acompañamiento parcial	3457,28	0,003
Total Servicios		6914,55	0,007
Anclaje	Instalación y equipos de anclaje	34572,77	0,034
	Barras de difusión		
Total Anclaje		34572,77	0,034
Instalación y Comisionamiento	Instalación Electromecánica + Cabina primaria	190150,22	0,190
	Comisionamiento		
Total Instalación y Comisionamiento		190150,22	0,190
TOTAL US\$		813510,74	0,811

Fuente: Autoría propia (2025).

Los flotadores considerados, de HDPE, son dispuestos en un sistema semejante al de un rompecabezas, permitiendo el encaje eficiente para garantizar estabilidad y resistencia a las condiciones ambientales. La disposición de los flotadores puede ser observada en el Anexo C (Figura C.2). Sobre las estructuras de aluminio, cada una de ellas está proyectada para soportar hasta cuatro paneles solares.

En relación al CAPEX, la pesquisa de precios considera también un levantamiento de mercado, basado en fuentes de proveedores de los diferentes componentes fotovoltaicos y publicaciones del sector de energía renovable.

El costo total de la inversión se estima de US\$ 813510,74, considerando la suma de los costos de las principales categorías del proyecto, asociados al generador fotovoltaico flotante, los servicios, el sistema de anclaje, así como los costos de instalación y comisionamiento. Dentro del CAPEX, la mayor parte corresponde al costo del generador fotovoltaico flotante, seguido por los gastos relacionados con la instalación y el comisionamiento. En este contexto,

el costo total por Watt-pico (US\$/Wp) se calcula en 0,811 US\$/Wp, lo que refleja la competitividad del sistema propuesto por unidad de potencia instalada.

4.5 Gastos operativos: OPEX

Para el cálculo de gastos operativos se tomaron como referencia los porcentajes relativos al valor total de la inversión calculada previamente, resultando un OPEX anual de US\$ 3823,5.

Estos valores también tienen como referencia los datos parciales proporcionados por empresas del sector, mencionados en el análisis del CAPEX.

En este análisis, se observa que el mayor porcentaje de los costos operativos corresponde a la parte eléctrica (tales como el consumo de energía de los inversores y sistemas auxiliares, sistemas de monitoreo y comunicación, sistemas de bombeo para ajuste de anclaje, iluminación y equipos de mantenimiento) el cual incluye los costos asociados a la operación, mantenimiento y eventual reposición de los equipos. Seguidamente, en proporción se encuentra el costo de la limpieza de los paneles fotovoltaicos y de la estructura flotante.

Tabla 7 - OPEX anual.

Itens	% con relación al CAPEX	US\$
Costo del terreno	0,00%	0,00
Limpieza (módulos y plataforma)	0,06%	488,11
Eléctrica	0,40%	3254,04
Estructuras-Flotante	0,01%	81,35
Vida útil de la usina (25 años)	11,75%	95587,51

Fuente: Autoría propia (2025).

Cabe destacar también, que lo ideal es considerar también los costos de sustitución de equipamientos a lo largo de la vida útil del sistema. Como cada componente tiene una durabilidad específica, implica que algunos elementos deberán ser reemplazados antes de que culmine la vida útil del sistema.

4.6 Análisis del Retorno Financiero basado en el Consumo Eléctrico Residencial.

El *payback* fue obtenido a través del cálculo del flujo de caja descontado, teniendo como base la inversión inicial del sistema fotovoltaico flotante, considerando un período de 25 años de vida útil del sistema. Este cálculo se realizó en función del consumo fijo residencial de 443

residencias que consumen 166,94 kWh cada una, así como el cálculo de compensación de consumo mediante el sistema de generación distribuida bajo el modelo de *net metering*. Fue incorporado el factor de corrección para la tarifa convencional de la distribuidora, aplicadas al grupo B1-residencial, del día 01/03/25, cuyo valor en (R\$/kWh) con impuesto, corresponde a TE R\$ 0,37861 y el TUSD R\$ 0,44337 (COPEL, 2025). Fue considerada también la pérdida de generación de energía anual. Para el primer año se asumió una pérdida del 3%, mientras que, para los años subsecuentes, se asumió una pérdida del 0,7% anual. El tiempo de retorno de la inversión fue de 6,81 años (Figura 34).

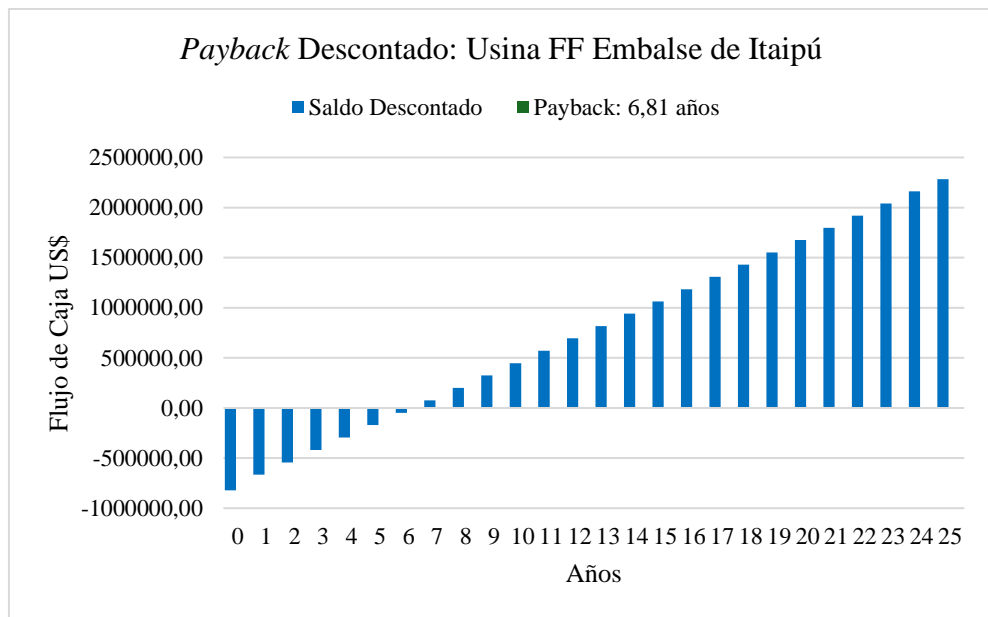


Figura 34 - Gráfico de *Payback* descontado. (Fuente: Autoría propia, 2025.)

El Sistema fotovoltaico flotante de Itaipú, simulado con el software PVSOL está compuesto por un total de 1824 módulos de 550W, distribuidos en dos estructuras flotantes de Polietileno de Alta Densidad (HDPE), conforme a *datasheet* de NRG ISLAND, 2025, en Anexo C, con dimensiones de 49,24 m x 92,32 m cada una. Estas estructuras se encuentran dispuestas en posición horizontal, con los módulos orientados hacia el norte, lo que optimiza la captación de energía solar. Entre ambas estructuras se ha dispuesto una pasarela de 2,5 m de ancho, lo que facilitaría las labores de mantenimiento y operación. Además, se ha dispuesto un sistema de pasarelas alrededor de ambas estructuras, para asegurar el acceso completo a todas las áreas del sistema. Uno de los bloques, conformado por 912 módulos, está desplazado hacia el oeste con el objetivo de acercarlo más a la costa, lo que facilitaría el proceso de anclaje del sistema flotante. Cada una de las estructuras está asociada a 4 inversores de 125 kW, capaces de soportar

12 *strings*, cada uno compuesto por 19 módulos en serie que se distribuirán a lo largo de las laterales de las estructuras. Los cables de corriente alterna (CA) serán transportados hacia la costa mediante estructuras flotantes, garantizando la seguridad y estabilidad del sistema. Una vez en la costa, los cables deben ser integrados al transformador, el cual conecta la salida en baja tensión (CA) de los inversores al primario del transformador elevador. La tensión secundaria del transformador debe ser compatible con la tensión de la red primaria a la que el sistema será conectado en la Subestación Eléctrica (SE) correspondiente.

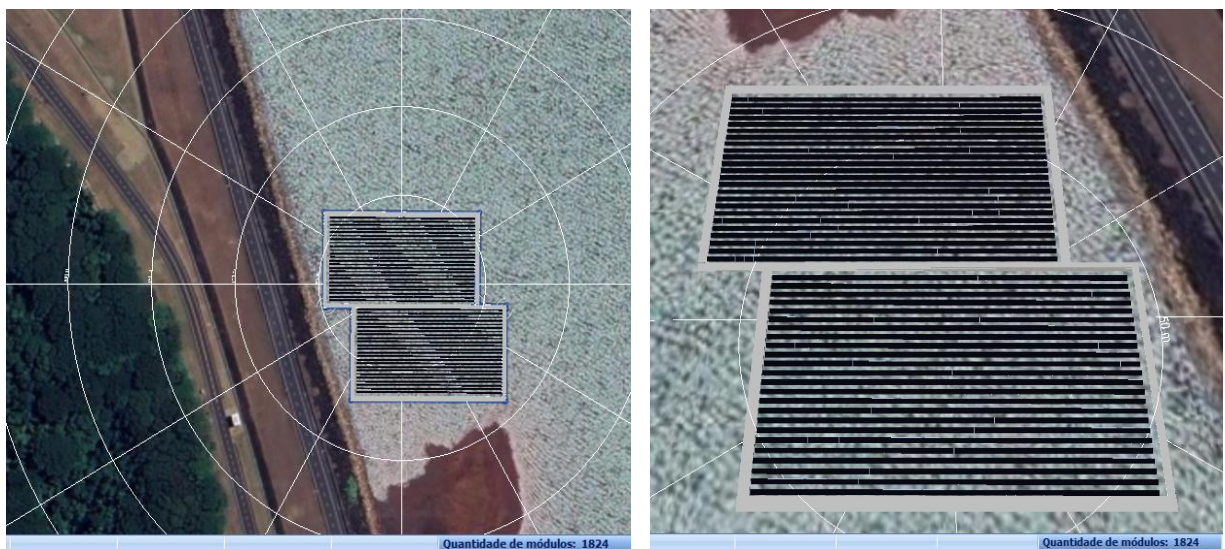


Figura 35– Imágenes de la vista general de la simulación del proyecto con PVSOL. (Fuente: Autoría propia, 2025.)

5. ESTUDIO DE CASO: Usina Solar Flotante en la Represa de Yacyretá, Argentina

5.1 Embalse y su potencial para la energía solar fotovoltaica flotante

El embalse de Yacyretá, es un lago artificial de 1220 m², y se encuentra localizado en la provincia de Corrientes, en la República Argentina. Es el resultado del acuerdo que firmaron en 1926, Argentina y Paraguay, en el marco del aprovechamiento hidroeléctricos de los saltos de Yacyretá y Apipé, en el río Paraná. No fue hasta el año 1973, que, impulsados por el primer choque del petróleo, que los dos países aprobaron el tratado que llevó, en el año 1979, a la creación de la Entidad Binacional Yacyretá, responsable por la construcción de la hidroeléctrica, (DA COSTA, sd.)

Considerando el área del generador fotovoltaico, de 4711,85 m², éste ocuparía un porcentaje aproximado del 0,00038622% de la superficie del lago.

5.2 Características del Embalse de Yacyretá

El sitio seleccionado para la instalación de la usina solar fotovoltaica flotante se encuentra ubicado en la localidad de Ituzaingó, Corrientes, Argentina, siendo las coordenadas Latitud -27,481552 y Longitud -56,697874, (Figura 36) con proximidad estratégica a la infraestructura eléctrica existente. La distancia aproximada hasta la subestación eléctrica es de 400 m aproximadamente, lo cual facilitaría la integración del sistema a la red de transmisión con pérdidas menores. El emplazamiento se sitúa a 1,45 km de la esclusa de navegación y a 4 km de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá (Figura 36).

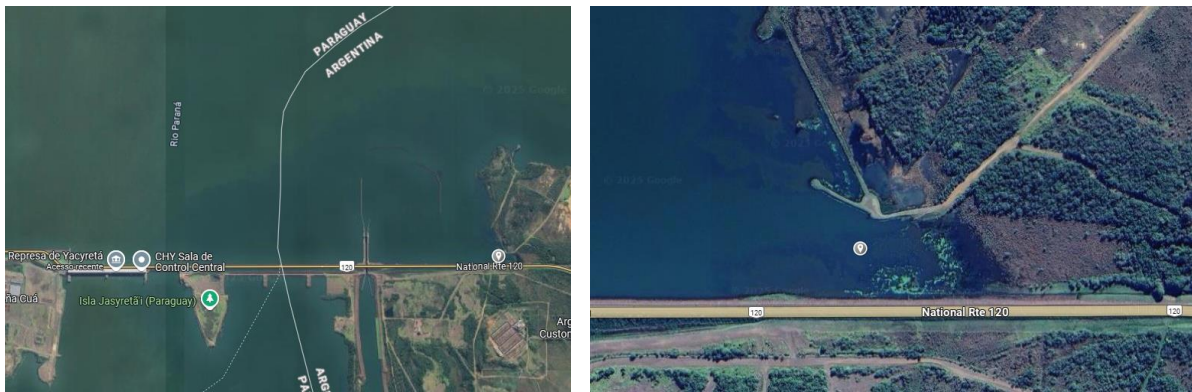


Figura 36 - Local escogido para implantar la usina solar flotante. (Fuente: Google Maps, 2025).

El propósito de instalar la usina solar fotovoltaica flotante en el sitio seleccionado radica en su proximidad a la subestación transformadora (Figura 37), la cual presenta un montaje aéreo y opera a una tensión de 13,2 kV.



Figura 37- Líneas de Media y Alta Tensión y Subestaciones. (Fuente: IDECorr: Infraestructura de Datos espaciales de la Provincia de Corrientes).

De acuerdo con los datos proporcionados por el Global Solar Atlas, la potencia fotovoltaica específica en la región evaluada es de 1583,4 kWh/kWp. Este valor indica la cantidad de energía que un sistema fotovoltaico podría generar por cada kilovatio pico instalado, considerando las condiciones locales de irradiación solar, temperatura y otros factores ambientales, conforme indica la Figura 38.



Figura 38 - Mapa de la Potencia Fotovoltaica específica. (Fuente: Global Solar Atlas).

De acuerdo con los datos proporcionados por la aplicación METEOBLUE, las temperaturas máximas registradas en la localidad de Ituzaingó alcanzan los 31° C durante los meses de diciembre y enero, mientras que la temperatura mínima se registra en el mes de agosto, con valor aproximado de 13°C. En cuanto a las precipitaciones, conforme indicado en la Figura 39, el mes de octubre presenta los mayores índices pluviométricos, con un promedio en torno de 200 mm.

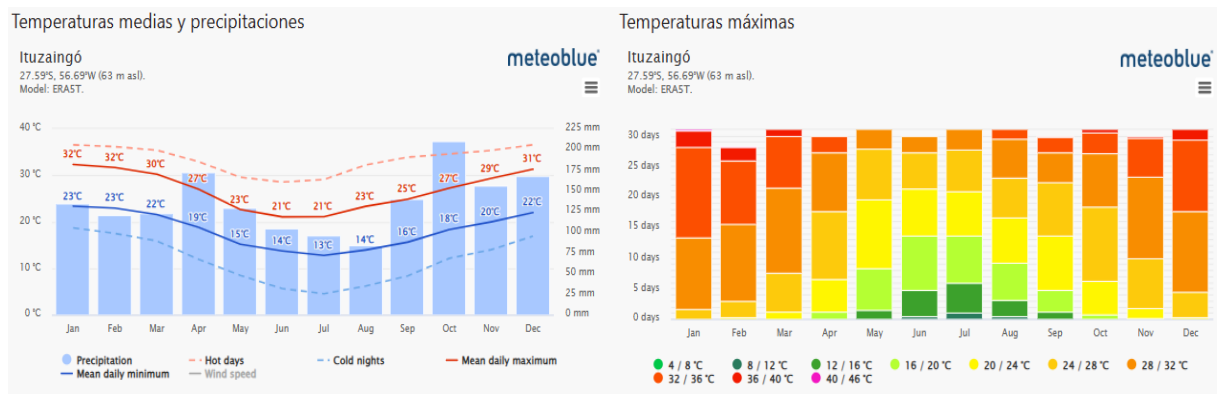


Figura 39 - Variación estacional de la temperatura y de las precipitaciones. (Fuente: Meteoblue).

De acuerdo con la Figura 40, se observa que el porcentaje de días nublados es ligeramente superior al de los días soleados a lo largo del año, destacándose el mes de agosto como el de mayor incidencia de radiación solar. En cuanto a las precipitaciones, se registra una mayor incidencia durante los meses de enero y febrero, mientras que los meses de julio y agosto se presentan como los más secos.

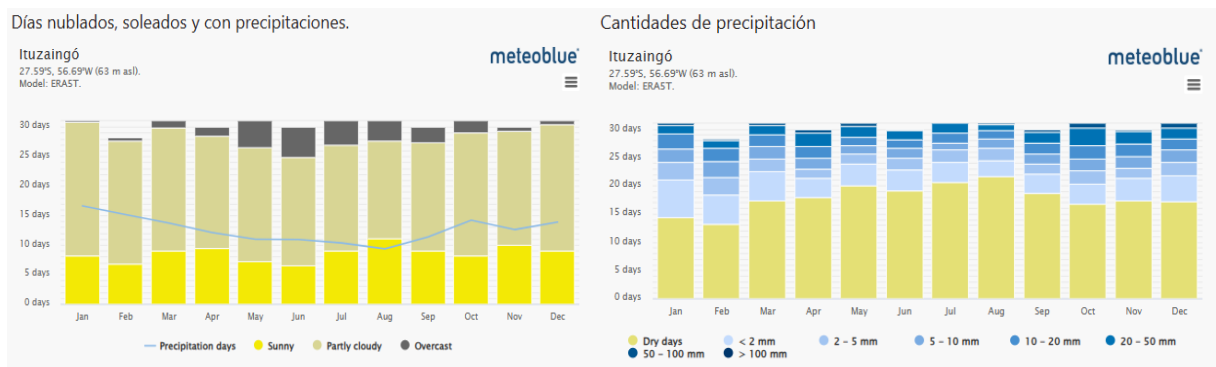


Figura 40 - Gráfica de días nublados, soleados y con precipitaciones (izquierda) y cantidades de precipitación (derecha). (Fuente: METEOBLUE).

De acuerdo con la Figura 41, se observa que la velocidad predominante del viento a lo largo del año se sitúa en el rango de 10 a 20 km/h. No obstante, durante los meses de agosto a octubre, se registran días con velocidades comprendidas entre 20 y 30 km/h, e incluso, en estos mismos meses pueden ocurrir vientos de 30 a 40 km/h. En cuanto a la dirección predominante, los vientos provienen mayoritariamente del SSE (Sur-Sureste) y SE (Sureste), mientras que los provenientes del NNE (Norte-Nordeste) y NE (Nordeste) tienen incidencia menor, aunque considerable. Este comportamiento es relevante para la evaluación del recurso eólico en la región, y el impacto en el sistema instalado sobre la lámina de agua.

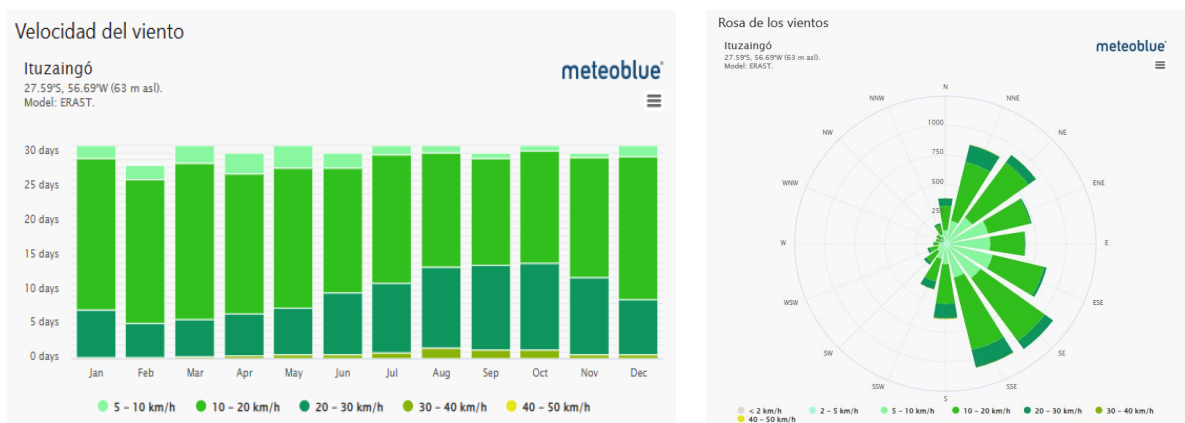


Figura 41 - Gráfico de la velocidad del viento y Gráfico de la rosa de los vientos. (Fuente: METEOBLUE).

Con relación a las características batimétricas, el embalse de Yacyretá presenta una extensión aproximada de 100 km, con un ancho que varía significativamente a lo largo de su curso. En el vaso principal, el ancho alcanza los 30 km, reduciéndose progresivamente hasta aproximadamente 10 km en la zona de transición hacia el régimen fluvial. A la cota de 76 m sobre el nivel de referencia del Instituto Geográfico Militar (IGM), conforme observado en la Figura 42, las profundidades máximas registradas son cercanas a los 15 m. Sin embargo, se estima que podría alcanzar profundidades que alcancen los 22 m cuando el embalse opere a cota proyectada de 83 m. (ÁLVAREZ, *et.al.*, 2003)

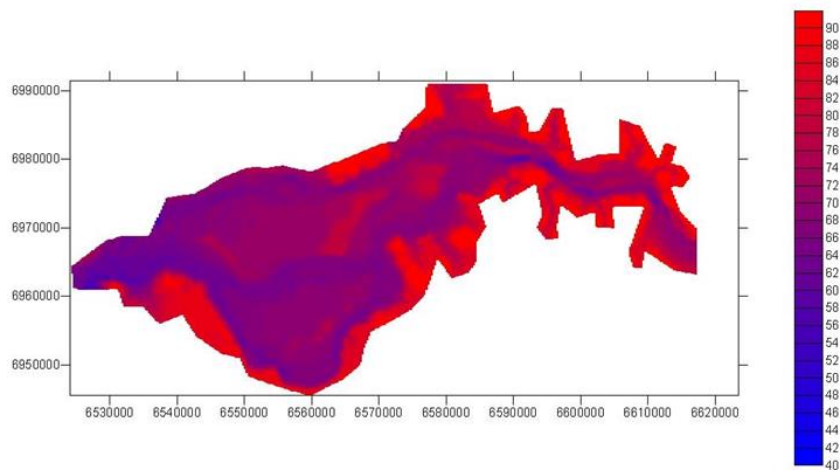


Figura 42 – Batimetría del Embalse de Yacyretá: Modelo Numérico. (Fuente: ÁLVAREZ, *et al.*, 2003).

5.3 Costos de Inversión: CAPEX

La inversión total del sistema fotovoltaico flotante corresponde a US\$ 820292,70, con un valor de US\$/Wp 0,818.

Al igual que el CAPEX del sistema fotovoltaico de Itaipú, el mayor valor corresponde al conjunto de componentes del generador flotante, el cual incluye las estructuras flotantes y de aluminio, el sistema de fijación de los módulos, inversores, módulos fotovoltaicos y cableado. Sin embargo, una de las principales diferencias radica en la mayor cantidad de metros de cables de corriente alterna necesarios para este sistema en comparación con el de Itaipú, un incremento de 31%, debido a la distancia adicional que debe cubrir el cableado hasta la Subestación eléctrica (SE).

Tabla 8 - Presupuesto ajustado: Clasificación y estructuración CAPEX de la inversión.

INVERSIÓN			
Clasificación	Estructuración CAPEX	US\$	US\$/Wp
Generador Fotovoltaico Flotante	Flotadores, Estructuras de Aluminio	173417,00	
	Transformador 1MW	2247,23	
	Sistema de fijación de módulos	86226,44	0,587
	8 inversores SAJ 125kW	46363,57	
	Módulos Honor Solar 550W	213766,41	
	Cableado cc/ca y gastos varios	66634,51	
Total Generador FF		588655,16	0,587
Servicios	Diseño de la isla y estudio de anclaje	3457,28	0,003
	Entrenamiento y acompañamiento parcial	3457,28	0,003
Total Servicios		6914,55	0,007
Anclaje	Instalación y equipos de anclaje	34572,77	0,034
	Barras de difusión		
Total Anclaje		34572,77	0,034
Instalación y Comisionamiento	Instalación Electromecánica + Cabina primaria	190150,22	0,190
	Comisionamiento		
Total Instalación y Comisionamiento		190150,22	0,190
TOTAL US\$		820292,70	0,818

Fuente: Autoría propia (2025).

5.4 Gastos operativos: OPEX

El OPEX anual del sistema, considerando los gastos asociados a la limpieza de los paneles y la estructura, mantenimiento eléctrico y cuidado de la estructura flotante corresponde a US\$ 3855,38. Al proyectar este valor a lo largo de la vida útil del sistema, estimada en 25 años, el total acumulado indica un valor de US\$ 96384,39.

Tabla 9 - OPEX anual.

Ítems	% con relación al CAPEX	US\$
Costo del terreno	0,00%	0,00
Limpieza (módulos y plataforma)	0,06%	492,18
Eléctrica	0,40%	3281,17
Estructuras-Flotante	0,01%	82,03
Vida útil de la usina (25 años)	11,75%	96384,39

Fuente: Autoría propia (2025).

5.5 Análisis del Retorno Financiero basado en el Consumo Eléctrico residencial.

El cálculo del *payback* para el embalse de Yacyretá se realizó conforme a la fórmula de facturación *net billing*. La Tarifa Mayorista que fue considerada corresponde a la aplicada por EDENOR, específicamente la Tarifa de Cargo Variable R2 (151-400kWh), cuyo valor equivale a US\$ 0,0914. Por su parte, la Tarifa Minorista utilizada fue estimada en US\$ 0,151 con base a los cuadros tarifarios de la Dirección Provincial de Energía de Corrientes (DPEC). El análisis se efectuó considerando la diferencia entre el costo de consumo eléctrico de 252 residencias, cada una de ellas con consumo fijo mensual de 282 kWh, según la tarifa de la distribuidora, y la ganancia derivada de la inyección de energía eléctrica en la red, conforme a la Tarifa Mayorista.

En este contexto, los resultados demuestran un retorno de inversión en 19,61 años, considerando el período de vida útil del sistema, estimado en 25 años.

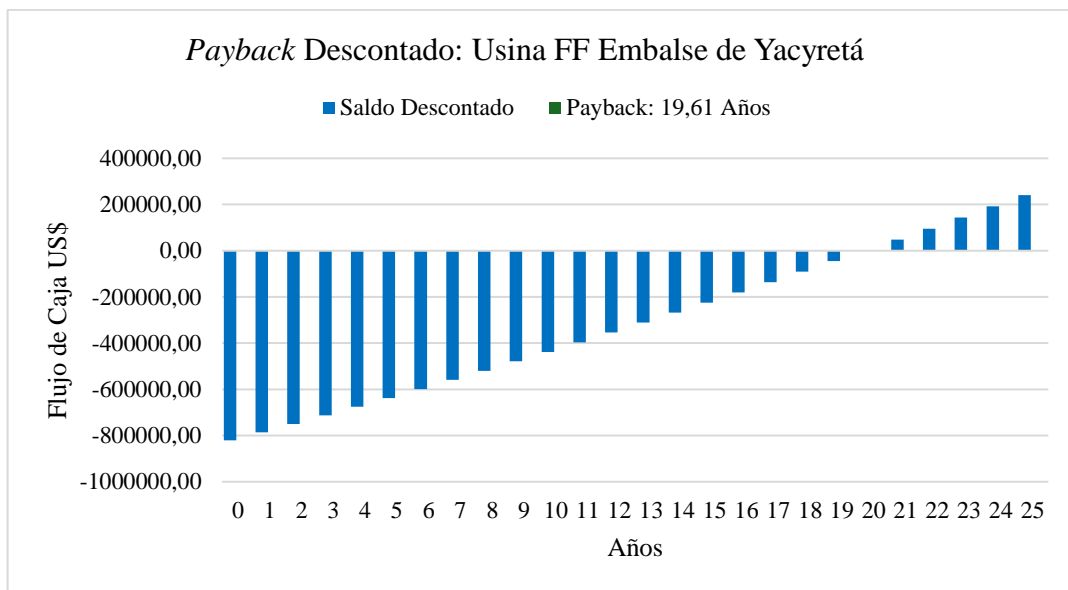


Figura 43 – Gráfico de *Payback* descontado. (Fuente: Autoría propia, 2025.)

Las imágenes de la Figura 44 ilustran la disposición y la estructura de la usina solar fotovoltaica flotante en el embalse de Yacyretá. Se presentan vistas superiores y en perspectiva con el propósito de mostrar la distribución de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura flotante, su orientación hacia el norte y la integración con el cuerpo de agua.

En este caso, la instalación se compone de dos estructuras flotantes de HDPE, cada una equipada con 912 módulos fotovoltaicos de 550W, separadas por una pasarela de 2,5 m. Las dimensiones son 45,26m x 97,72m.

Cada estructura está atendida por cuatro inversores de 125 kW, configurando un total de ocho inversores, los cuáles serían instalados en la pasarela central. La disposición de los módulos se organiza en 48 filas de 19 módulos cada una, con el objetivo de facilitar la conexión de las *strings* de los inversores.

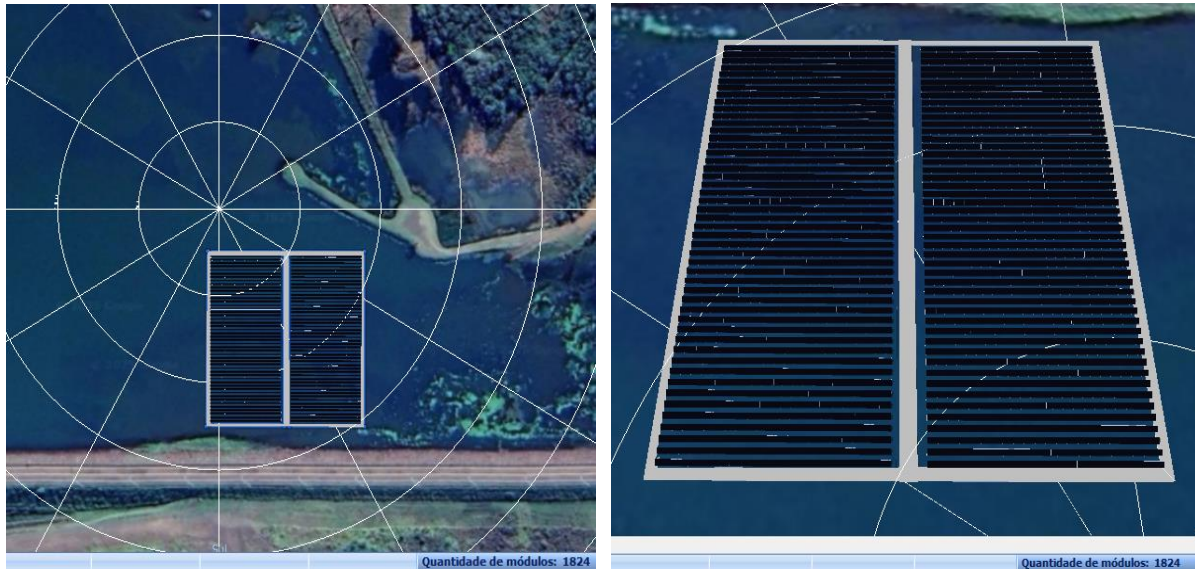


Figura 44 – Imágenes de la vista general de simulación del proyecto con PVSOL. (Fuente: Autoría propia, 2025.)

6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

6.1 Análisis Comparativo de Viabilidad Técnica y económica

Las condiciones de irradiación solar en ambas áreas propuestas para la instalación de sistemas fotovoltaicos flotantes en los embalses de Itaipú y Yacyretá son similares, lo que sugiere un entorno óptimo para el aprovechamiento eficiente de la energía solar.

Los dos emplazamientos propuestos, tanto en el embalse de Itaipú como Yacyretá, presentan condiciones de viento moderadas, con velocidades medias que oscilan los 10-20 km/h. No obstante, en el caso particular de Yacyretá, se observan frecuencias de viento que alcanzan rangos de 20 a 30 km/h en ciertos períodos, por lo que sería más adecuado realizar un estudio más detallado sobre las opciones adecuadas para el sistema de anclaje en esa área.

En cuanto a la ubicación, la planta fotovoltaica flotante de Itaipú se encontraría en una posición más cercana a la Subestación Eléctrica en comparación con la planta de Yacyretá,

conforme puede observarse en la Figura 45. Esta proximidad podría traducirse en menores pérdidas por transmisión y en una reducción de los costos a las líneas de conexión.

Otro punto para tener en consideración es el cumplimiento de las normativas vigentes para la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica. En el caso de Argentina, de acuerdo con ENERGÍA DE MISIONES, sd, debe atender las normativas de la AEA 9501, “sobre reglamentación para líneas aéreas de media tensión y alta tensión”, AEA95402, “Reglamentación para estaciones transformadoras”, la Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo, el Reglamento CIROC 102, “Reglamento argentino de acción del viento sobre las construcciones”, el Reglamento CIROC 201, “Reglamento argentino para estructuras de hormigón”, la Norma IRAM 2212, “Conductores eléctricos de aleación de aluminio para líneas eléctricas”, la Norma IRAM 2187, “sobre conductores de aluminio y aleación de aluminio ambos con alma de acero de alta resistencia mecánica para líneas eléctricas”, la Norma IRAM 1723, “Vínculos para postes dobles de hormigón armado, para líneas aéreas de media y alta tensión. Características generales y métodos de ensayo” y la Norma IRAM 2234 “Aisladores para líneas aéreas con tensión nominal mayor que 1000 V”.

En el caso de Brasil debe cumplir con los Procedimientos de Distribución (PRODIST), establecido por la Resolución Normativa ANEEL N° 956/2021. Específicamente en el Módulo 3 – Conexión al Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, se deben observar los requisitos técnicos establecidos en las secciones 3.1 “Requisitos para Conexión de Micro generación y Minigeneración Distribuida”, sección 3.2 “Requisitos para Conexión de Central Generadora, sección 3.3 “Requisitos de Proyecto de Instalaciones de Conexión”, sección 3.4 “Requisitos de Sistemas de protección Para otros Usuarios”, sección 3.5 “Requisitos de operación, Mantenimiento y Seguridad de las conexiones”.

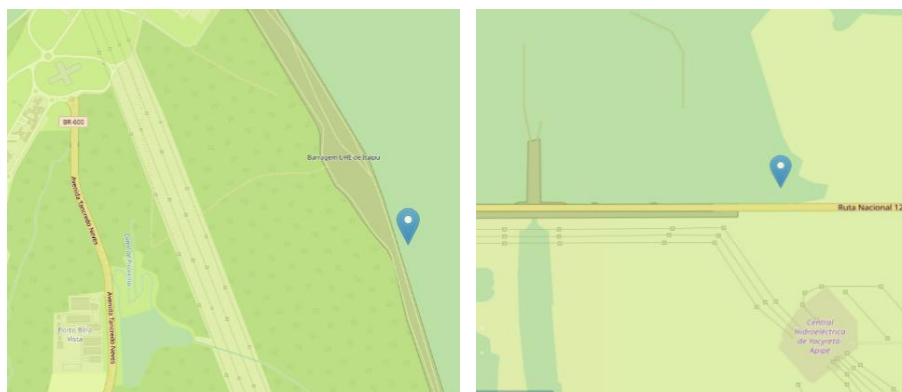


Figura 45 - Lugares elegidos para realizar el análisis de instalación de las usinas: Embalse de Itaipú (izquierda) y Embalse de Yacyretá (derecha). (**Fuente:** Comisión Europea. Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica PVGIS.)

Para el cálculo de los indicadores económicos de la usina fotovoltaica en el embalse de Itaipú, se consideró la inflación tarifaria en Brasil, los últimos 12 meses, que fue de 4,56% de acuerdo con el IBGE, 2025, y los valores de la tarifa de energía de la distribuidora, de 0,142 US\$/kWh. De igual manera, para el cálculo de los parámetros de la usina de Yacyretá, fue considerada la inflación tarifaria con base a la inflación interanual acumulada del año 2024, que de acuerdo con el Informe Técnico del INDEC, fue de 117,81%, además fue aplicada la fórmula de interés compuesto, para proyectar una tasa acumulada parcial en un período de tiempo, resultando en 6,68%.

Para ambos proyectos fue considerado el decaimiento de la eficiencia del sistema, del 3% el primer año, y 0,7% los años siguientes, y las tarifas de energía también fueron ajustadas conforme a la inflación tarifaria anual, y se consideraron los gastos operativos (OPEX), que representan el 11,75% de los valores de inversión inicial de cada uno de los proyectos.

Tabla 10 – Indicadores Financieros.

Indicador	Unidad	Proyecto en Itaipú	Proyecto en Yacyretá
TMA	%	13,00	14,63
TIR	%	18,83	12,84
VPL	US\$/kWh	372844,05	-103101,47
LCOE	US\$/kWh	0,094	0,097

Fuente: Autoría propia (2025).

En el análisis de viabilidad económica del proyecto, la Tasa Interna de Retorno (TIR) debe ser superior a la Tasa Mínima de Atractividad (TMA), ya que esta representa la tasa

mínima de rendimiento que se exige para aceptar un proyecto como viable. La TIR por su parte, indica la tasa de rendimiento anual esperada de un proyecto, calculada de tal forma que el Valor Presente Líquido (VPL) de todos los flujos de efectivo futuros sea igual a cero. Como se observa en la Tabla 10, la TMA supera al TIR en el proyecto de Itaipú, indicando una rentabilidad positiva de 5,83% (18,83% - 13%), lo que sugiere que el proyecto tendría un margen de rentabilidad adicional por encima del mínimo requerido. En contraste, para el proyecto de Yacyretá, la TMA supera en un 40,10% el valor de la TIR, con un VPL negativo, lo que indica que, bajo las condiciones calculadas, el proyecto no alcanzaría el rendimiento mínimo requerido para ser considerado viable.

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) calculado para la Usina Fotovoltaica Flotante (UFF) en el embalse de Itaipú fue de 0,094 US\$/kWh, mientras que para la UFF de Yacyretá se obtuvo un LCOE de 0,097 US\$/kWh, evidenciando una diferencia del 3,19% entre ambos valores. Esta variación puede estar asociada a factores como los costos de instalación, las condiciones propias del sitio, la eficiencia del sistema y los costos operativos y de mantenimiento, además del propio marco legislativo considerado en el análisis.

De acuerdo con la IRENA, 2024 (p.100) el costo nivelado de electricidad (LCOE) medio global ponderado para usinas fotovoltaicas en escala, para el año 2023 se encontraba en una escala de costos entre US\$ 0,031/kWh y US\$ 0,110/kWh. Los resultados obtenidos de US\$ 0,094/kWh y US\$ 0,097/kWh, indican que se encuentran dentro de este rango, por lo cual, lo que podría demostrar su competitividad en el mercado, principalmente considerando las ventajas adicionales como la reducción de la evaporación del agua en los embalses y el mejor rendimiento de los módulos por el efecto de enfriamiento del agua. No obstante, para aumentar su competitividad frente a otras tecnologías con LCOE más bajos, sería necesario realizar mejoras con relación a la eficiencia de los sistemas, así como en la optimización de los costos de instalación y mantenimiento, adicionado a los avances tecnológicos de los módulos fotovoltaicos de los inversores, y optimización del sistema de anclaje.

7. CONCLUSIONES

7.1 Síntesis de Resultados

El análisis de la viabilidad técnica y económica de las usinas solares fotovoltaicas flotantes en los embalses de Yacyretá e Itaipú ha arrojado los siguientes resultados:

Itaipú: La usina fotovoltaica se localizaría en el municipio de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, y ocuparía una superficie aproximada del 0,001259% del embalse. La inversión total se estima en US\$ 813.510,74, con un costo por Watt-pico de 0,811 US\$/Wp. El OPEX anual se calcula en US\$ 8.823,50. El *payback* bajo el sistema de compensación por generación distribuida con el modelo *net metering* muestra un retorno de inversión en 6,81 años. Lo que resalta una mayor rentabilidad en comparación con el proyecto de Yacyretá.

Referente al potencial fotovoltaico flotante en Brasil, de acuerdo con Straguetto, (2016 *apud* EPE, 2020) estimó una capacidad de hasta 4.519 GWp, utilizando reservorios de hidroeléctricas, con una generación de 4.443 TWh por año, lo que representaría una contribución significativa a la matriz energética brasileña. Considerando que Brasil cuenta con una vasta cantidad de embalses de hidroeléctricas que cubren grandes áreas de agua, que podrían ser aprovechadas sin utilizar terrenos adicionales, sumado al hecho de que la energía generada podría complementar la generación de energía hidroeléctrica, mejorando la estabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico, especialmente en períodos de baja pluviometría, posiciona a esta tecnología como una opción interesante de inversión. En este contexto, el país ya cuenta con ejemplos de usinas fotovoltaicas flotantes en operación que demuestran la viabilidad de esta tecnología. Son indicadores positivos, por ejemplo, que la mayor usina fotovoltaica flotante en operación en Brasil se encuentre ubicada en el reservorio de la UHE Sobradinho, en Bahía, así como la UFF Araucária, en la Represa Billings, en São Paulo y que, además, Itaipú Binacional cuenta con previsión de instalación de una usina solar flotante experimental de 1 MWp en su reservorio, este año 2025, impulsando el avance de esta tecnología en el país.

Yacyretá: El sitio seleccionado para la instalación de la usina solar fotovoltaica flotante se encuentra localizado en el municipio de Ituzaingó, provincia de Corrientes, Argentina, y ocuparía un área que representa el 0,00038622% de la superficie del lago. La inversión total del sistema se estima en US\$ 820.292,70, con un costo por Watt-pico de 0,818 US\$/Wp. El componente que implica un mayor costo es el conjunto generador flotante, que incluye las estructuras flotantes de aluminio, sistema de fijación de módulos, inversores, módulos

fotovoltaicos y cableado. Sin embargo, uno de los factores distintivos en este sistema es la mayor cantidad de cables de corriente alterna necesarios, lo que representa un incremento del 31% en comparación con el sistema proyectado para el embalse de Itaipú. El OPEX anual se estima de US\$ 3,855,38. El *payback* del proyecto, calculado bajo el método *net billing*, es de 19,61 años, lo que implica una inversión poco atractiva, considerando el período de vida útil del sistema, de aproximadamente 25 años.

Fueron calculados indicadores financieros para evaluar la viabilidad económica de las usinas fotovoltaicas flotantes, considerando más variables en el análisis, realizando el ajuste anual del CAPEX, y considerando el TMA. En este sentido, la Tasa Mínima de Atractividad de la UFF de Itaipú se estimó en 13,00%, y la TIR registró un valor de 18,83%, lo que indica que el proyecto es rentable, dado que el retorno esperado excede el límite mínimo exigido. Al contrario de la UFF de Yacyretá la TMA alcanzó un valor del 14,63%, con una TIR inferior, del 12,84% indicando que el proyecto no cumple con el retorno mínimo esperado.

7.2 Recomendaciones

Para mejorar la viabilidad económica de la usina fotovoltaica flotante de Yacyretá, en Argentina y justificar la inversión sería estratégico considerar sugerencias en relación con la legislación, fomento a la distribución distribuida y alternativas de financiamiento.

Para optimizar el Marco Regulatorio, sería interesante proponer la implementación del sistema *Net Metering* en lugar del *Net Billing*, promoviendo modificaciones legislativas que permitan a los generadores inyectar energía a la red y compensar el 100% de su consumo a tarifas minoristas, similar al modelo brasileño.

Un incentivo fiscal podría ser reducir el Impuesto a las Ganancias para inversores en proyectos fotovoltaicos o proyectos que promuevan las energías renovables.

Otro punto que puede ser considerado es el de priorizar las energías renovables en el despacho eléctrico, mediante políticas regulatorias, garantizando la venta constante y predecible de la energía producida.

Con relación a las estrategias de financiamiento, podría ser interesante buscar financiamiento internacional, por medio del acceso a líneas de crédito con tasas preferenciales del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por ejemplo, con fondos orientados a energías limpias.

También podría ser una solución emitir bonos verdes para captar capital privado con compromisos de sostenibilidad e incentivar a inversores institucionales mediante beneficios fiscales asociados a estos bonos.

7.3 Consideraciones Finales

Para una mayor profundización de este trabajo, se hace necesario realizar un estudio más detallado sobre la batimetría de la zona seleccionada, con el fin de evaluar de manera precisa las condiciones de la base del cuerpo de agua, para determinar el sistema de anclaje más adecuado para la usina solar fotovoltaica, optimizando de esta manera el diseño y asegurando la estabilidad y durabilidad del sistema en las condiciones específicas de su entorno. Adicionalmente, se requiere un análisis más exhaustivo sobre las normativas vigentes en Brasil relacionadas con la interconexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica, específicamente en cuanto a las opciones de tendido subterráneo o aéreo, analizando cuál sería la alternativa más adecuada desde el punto de vista técnico y legal.

Por otro lado, el presente trabajo, buscó también reflejar la importancia de transitar el ambiente académico para la aplicación práctica de soluciones innovadoras. Como destaca GOMES, 2024, "Una característica deseable de tales proyectos es que se logre despegar del ambiente académico para aterrizar en el mundo exterior, que requiere soluciones para problemas reales, soluciones que serán el fruto de la construcción de un conjunto de acciones que exigen el compromiso y la participación proactiva de la comunidad para enfrentar grandes desafíos y, con ello, obtener nuevos conocimientos y nuevas tecnologías."

Finalmente, cabe señalar que ambos análisis, en este momento, son de naturaleza teórica, por lo que sería indispensable contar con un equipo multidisciplinario y experimentado en cada área específica para llevar a cabo los estudios empíricos correspondientes y validar los supuestos y resultados obtenidos.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABELLA, M. A. *Sistemas Fotovoltaicos*. Escuela de Organización Industrial; CIEMAT, Departamento de Energías Renovables, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica (PVLabDER - CIEMAT). Madrid: CIEMAT, [sd]. Disponible en: <
<https://www.eoi.es/es/search-publicaciones?search>> . Acceso en: 14 mar. 2025.

ADEERA. Tarifas e Ingresos. Resumen Ejecutivo. 2019. Disponible en: <
https://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/Tarifas%20e%20Ingresos_Resumen%20Ejecutivo_vf.pdf> Acceso el 10/02/2025.

ÁLVAREZ TAGLIABUE, Christian U.; MENÉNDEZ, Ángel N. Modelación Hidrodinámica del Embalse de Yacyretá. Proyecto LHA 224, Informe 01-224-03. Ezeiza: Instituto Nacional del Agua (Argentina), mayo de 2003. Disponible en: <
<https://repositorio.ina.gov.ar/items/b083beb5-82ec-4fd7-b151-319372cb20ab>> Acceso en: 01/03/2025.

ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída. 2024. Disponible en:
<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida> Acceso el: 08/02/2025.

ANEEL. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. Resolução Normativa ANEEL N°1.059, de 7 de Fevereiro de 2023. Disponible en: <
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>> Acceso el 01/03/2025.

ARGENTINA. Decreto n° 986, de 1 de noviembre de 2018. Reglamenta la Ley n° 27.424: Régimen de Fomento a la Generación distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. Ciudad de Buenos Aires, 2018. Disponible en:
<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/195080/20181102> Acceso el: 01/02/2025.

ARGENTINA. Honorable Congreso de la Nación Argentina. Política Ambiental Nacional. Ley n° 25.675, de 28 de noviembre de 2002. Disponible en:
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25675-79980/texto> Acceso el: 08/02/2025.

ARGENTINA. Honorable Congreso de la Nación Argentina. Política Ambiental Nacional. Ley n° 25.688, de 28 de noviembre de 2002. Disponible en: <
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25688-81032>> Acceso el: 08/02/2025

ARGENTINA. Honorable Congreso de la Nación Argentina. Régimen de la Energía Eléctrica. Ley n° 24.065, de 16 de enero de 1992. Disponible en: <
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-24065-464/actualizacion>> Acceso el: 08/02/2025.

ARGENTINA. Honorable Congreso de la Nación Argentina. Ley n° 27.424. Régimen de fomento a la generación distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública.

Disponível em: < <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27424-305179>>
Acesso el 14/01/2025.

ARGENTINA. Ministerio de Energía. Tarifas. Disponível em:
https://www.argentina.gob.ar/enre/cuadros_tarifarios Acesso el: 02/03/2025.

BBVA. Tasa Efectiva Anual: qué es y cómo se calcula. [sd]. Disponível em: <
<https://www.bbva.com.ar/economia-para-tu-dia-a-dia/ef/tarjeta-de-credito/tasa-efectiva-anual-que-es-y-cuando-se-paga.html>> Acesso el: 15/03/2025.

BERTOSSI, Marcelo; VASCETTI, Jorge; FERREIRA Diego; PIUMETO, Miguel.
CIDEL 2018 Impacto de los distintos esquemas de facturación em generación distribuida y su relación con el recupero de la inversión realizada por el usuario. 2018.Córdoba, Argentina
Disponível em: <https://ria.utn.edu.ar/server/api/core/bitstreams/3cf43b94-e9a8-43b2-bdee-932ea49f1f62/content> Acesso el 16/02/2025.

BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. *Engenharia econômica*. Tradução de José Carlos Barbosa dos Santos. Revisão técnica de Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto. 6. ed. Porto Alegre: AMGH, 2008. ISBN 978-85-7726-026-3.

BOSCH. Installation and Safety Manual for the c-Si M60(S) NA 30119 and NA 42117 Families of Crystalline Photovoltaic Modules. Erfurt, Alemanha: Bosch Solar Energy Corp. Disponível em:<https://ressupply.com/documents/bosch/c-Si_M_60_NA30119_Manual.pdf?srsltid=AfmBOor5bgrKeVAg6nHuNIS2-Flc8bfWaQsL5tPTkhXToxtWLDmS7bsz> Acesso el: 07/02/2025.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa nº 956, del 18 de noviembre de 2021. Establece los procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional -Prodinst. Brasília, 20121. Disponível em: <
<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>
Acesso el: 02/03/2025.

BRASIL, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 001, del 23 de enero de 1986. Diário Oficial da União. Brasília, DF. Disponível em:
<https://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/MMA/RE0001-230186.PDF> Acesso el: 08/02/2025.

BRASIL, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 237, del 22 de diciembre de 1986. Diário Oficial da União. Brasília, DF. Disponível em:
https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=237
Acesso el: 08/02/2025.

BRASIL, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 279, del 27 de junio de 2001. Diário Oficial da União. Brasília, DF. Disponível em: <
https://www.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Resolucao/2001/res_conama_279_2001_licenciamentoambientalsimplificadoparaempreendimentoseltricos.pdf> Acesso el: 08/02/2025.

BRASIL, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 302, del 13 de mayo de 2002. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF. Disponible en: <
<https://www.mpf.mp.br/atuacao-tematica/ccr4/dados-da-atuacao/projetos/qualidade-da-agua/legislacao/resolucoes/resolucao-conama-no-302-de-13-de-maio-de-2002/view>>
Acceso el: 08/02/2025.

BRASIL. Lei nº 9.433, de 8 de enero de 1997. Instituye la Política Nacional de Recursos Hídricos, crea el Sistema Nacional de Gerenciamiento de Recursos Hídricos, regula el derecho de uso de recursos hídricos y da otras providencias. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 9 de enero 1997. Disponible en: <
https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19433.htm>
Acceso el 02/03/2025.

BRASIL. Lei nº 9.984, de 17 de julio de 2000. Dispone sobre la creación de la Agencia Nacional de Aguas -ANA, entidad federal de la Política Nacional de Recursos Hídricos y Coordinación del Sistema Nacional de Gerenciamiento de Recursos Hídricos, y da otras providencias. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 18 de julio 2000. Disponible en: <
<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2000/lei-9984-17-julho-2000-360468-publicacaooriginal-1-pl.html>> Acceso el: 02/03/2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Instituye el Marco Legal de la Microgeneración y Minigeneración Distribuida. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, v.5, o.4 07 jan. 2022. Disponible en: <
<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>> Acceso el: 01/03/2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponible en:
<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>> Acceso el: 08/02/2025.

CAMARA DE DIPUTADOS DE LA PROVINCIA DE CORRIENTES. Ley nº 6503. Disponible en: <
<https://hcdcorrientes.gov.ar/wp-content/uploads/2021/03/Ley-6503.pdf>>
Acceso el 14/01/2025.

CARBONELL, Marcos. ¿Qué es la radiación solar directa e indirecta?. 2024. Disponible en:
<<https://www.hogarsense.es/placas-solares/radiacion-solar-directa-e-indirecta>> Acceso el 28/02/2025.

COMISION EUROPEA. Sistema de información geográfica PVGIS. Disponible en: <
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/> Acceso el: 10/02/2025.

COPEL. Tarifas aplicadas ao grupo B.2025. Disponible en: <
https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/?utm_source=informacoes&utm_medium=taxas-tarifas&utm_campaign=servicos>
Acceso el: 02/03/2025.

CORRIENTES. Honorable Senado y Honorable Cámara de Diputados. Ley nº 5067. Texto actualizado. Disponible en: <https://hcdcorrientes.gov.ar/digesto/legislacion/textos-actualizados/Ley5067.pdf> Acceso el: 08/02/2025.

DA COSTA, Luiz, M. Yacyretá. Binacional argentino-paraguaya de electricidad. Disponible en: <https://sites.usp.br/portalatinoamericano/espanol-yacyreta> Acceso el: 20/02/2025.

DPEC, Dirección Provincial de Energía de Corrientes. Cuadro Tarifario 107-A. Corrientes, Argentina, 2025. Disponible en: <https://www.dpec.com.ar/1500/Cuadro-Tarifario> Acceso el: 01/03/2025.

EHRlich, Pierre J; MORAES, Edmilson A. Engenharia Econômica: Avaliação e Seleção de Projetos de Investimento. 6. Ed. 6.Reimpr. São Paulo: Atlas, 2014. ISBN 978-85224-4089-4.

ENERGÍA DE MISIONES, S.A. Parque Solar Fotovoltaico Flotante: Arroyo Mártires.[sd] Resumen Ejecutivo. Coordinación: Mónica Krioka. Colaboradores_ Marcelo Dieminger, Leticia Miranda. Posadas: EMSA, 2024. Disponible en: < https://www.energiademisiones.com.ar/wp-content/uploads/2024/01/Inf_Amb_-PSFV-Flotante.pdf> Acceso el: 02/03/2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Expansão da Geração Solar Fotovoltaica Flutuante: Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao planejamento, 2020. Disponible en: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-solar-fotovoltaica-flutuante> > Acceso em: 07/02/2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020. Disponible en: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/EPEFactSheetAnuario.pdf>> Acceso el: 13/02/2025.

FEDERAL RESERVE. Board of Governors of the Federal Reserve System. Foreign Exchange Rates H-10. Washington, DC. Disponible en: <https://www.federalreserve.gov/releases/h10/current/> Acceso el 15/02/2025.

FUNDACIÓN YPF. Mapa de radiación solar. 2025. Disponible en: < https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-radiacion-solar/> Acceso el: 28/02/2025.

F2B Fotovoltaico Flutuante Brasil.2025. Disponible en: <https://www.f2brasil.com.br/> Acceso el: 02/03/2025.

GIORDANI, Soraia; MARTINS JÚNIOR, Cícero; TEIXEIRA DAS NEVES, Carlos Eduardo; URBANETZ JUNIOR, Jair; SILVA, Joel Claudiano . Aspectos ambientais, de licença e avaliação do potencial de implantação de usinas fotovoltaicas flutuantes no estado de Paraná. En: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9., 2022, Florianópolis. Florianópolis: Associação Brasileira de Energia Solar, 2022. Disponible en: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1127> . Acceso el: 08/02/2025.

GLOBAL SOLAR ATLAS. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map> Acceso el: 09/02/2025.

GOMES, Sérgio I. *Desafios del sector eléctrico brasileño para la transición energética.* *Revista Científica ANAP*, v. 02, n. 10, 2024. Edição Especial - Anais do I Congresso Brasileiro "Mudanças Climáticas e a Resiliência Urbana", Eixo 1 - Mudanças Climáticas. ISSN 2965-0364. Disponible en: <https://publicacoes.amigosdanatureza.org.br/index.php/anap/article/view/4877> Acceso el: 15/03/2025.

HIRSCHFELF, Henrique. *Engenharia Econômica e Análise de Custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores.* 7.ed. [13. Reimpr.]. São Paulo: Atlas 2018. ISBN 978-85-224-2662-1.

IBERDROLA. [sd]. *Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?.* Disponible en: < <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar> > Acceso el 13/03/2025.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geofísica e Estatística. *Inflação acumulada em 12 meses (janeiro de 2025).* Disponible en: <https://www.ibge.gov.br/busca.html?searchword=inflacao> Acceso el 02/02/2025.

ICAA. *Código de aguas de la provincia de Corrientes. Decreto de Ley nº 191/01.* Disponible en: https://www.icaa.gov.ar/Documentos/Ingenieria/Codigo_Aguas_Ley191_01.pdf. Acceso el 14/01/2025.

IDECorr. *Infraestructura de Datos Espaciales de la Provincia de Corrientes. Mapas de la Provincia de Corrientes: Mapa de Energía.* Disponible en: < <https://ide.corrientes.gob.ar/energia/index.html#7/-29.008/-57.618> > Acceso el: 01/03/2025.

IEA, International Energy Agency. *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to keep the 1.5° C Goal in Reach.* 2023. 2021. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach> Acceso el: 14/03/2025.

IEC 61701:2020. *Módulos fotovoltaicos (PV): prueba de corrosión por niebla salina.* Disponible en: < <https://webstore.iec.ch/en/publication/59588> > Acceso el: 15/02/2025.

IEC 62716: 2013. *Módulos fotovoltaicos (PV): prueba de corrosión por amoníaco.* Disponible en: < <https://webstore.iec.ch/en/publication/7392> > Acceso el: 15/02/2025.

INDEC. Instituto Nacional de Estadística y Censos. *Índice de precios. Vol.9, nº 1. Diciembre de 2024.* Disponible en: < https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ipc_01_2517A7124C09.pdf > Acceso el: 02/03/2025.

IRENA. *Renewable power generation costs in 2023.* Abu Dhabi: International Energy Agency. 2024. Disponible en: < <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023> > Acceso el: 03/03/2025.

IRENA. *World Energy Transitions Outlook: 1.5° Pathway.2024.* Abu Dhabi. International Renewable Energy Agency. Disponible en:

< <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>>
Acceso el: 14/03/2025.

IRENA. Renewable power generation costs in 2023. 2024. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf Acceso el: 14/03/2024.

ITAIPU BINACIONAL. *Bê-á-bá da Itaipu: mantenha sempre à mão.* Foz do Iguaçu: Itaipu Binacional. 2012. Disponible en: <
https://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/BX_beaba_OK.pdf> Acceso el 09/02/2025.

ITAIPU BINACIONAL. Batimetria do reservatório.[sd]. Disponible en: <
<https://www.itaipu.gov.br/meio-ambiente/batimetria-do-reservatorio>> Acceso el: 01/03/2025.

ITAIPU BINACIONAL. Reservatorio. Disponible en:
<https://www.itaipu.gov.br/energia/reservatorio#:~:text=O%20reservat%C3%B3rio%20da%20Itaipu%2C%20com,alagada%20pode%20gerar%201%20MW>). Acceso el: 08/02/2025.

KIKUMOTO, Bruno. O que é o LCOE e como utilizar nos projetos fotovoltaicos? Canal Solar, 22 set. 2020. Disponible en: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/> Acceso el 15/03/2025.

KOINE MULTIMEDIA, 2024. FTCC – Concentrador de refrigeración flotante de seguimiento. Disponible en: <http://www.koinemultimedia.eu/wp/sample-page/> Acceso el 08/02/2025.

LINARES, Paula C. Ecuación de Fisher. Estimación de la tasa de rendimiento real de capital a partir de la Ecuación de Fisher para Argentina 2003-2013. Disponible en: <
https://www.palermo.edu/economicas/cbrs/pdf/rwe9/PBR9_03WEB.pdf> Acceso el: 14/04/2025.

LOIOLA, Vanessa. Entenda mais sobre o consumo TUSD na conta de luz. *Canal Solar*, 2024. Disponible en: < <https://www.portalsolar.com.br/consumo-tusd>> Acceso en: 14/03/2024

NRG ISLAND, s.r.l. 2025. Disponible en: < <https://www.nrgisland.com/floating-solar-2/>> .
Acceso el 08/02/2025.

MELO, Otávio Augusto Malheiros Honório. Fundamentos da Energia Solar. Brasília-DF: [S.n.]. Equipe Técnica de Avaliação, Revisão Linguística e Editoração.

METEOBLUE. Disponible en https://www.meteoblue.com/en/weather/maps/foz-do-igua%C3%A7u_brazil_3463030#coords=4/-25.55/-54.59&map=windAnimation~rainbow~auto~10%20m%20above%20gnd~none Acceso el 09/02/2025.

MINHA CASA SOLAR. Datasheet módulo Honor Solar HY-M10/144H. Disponible en: <
<https://www.minhacasasolar.com.br/painel-solar-550w-honor-solar-hym10-144-550p-outlet->

[82103?srsltid=AfmBOoqeev8Utw7nleC3kz8ECxVwFoh5le5DvRUOiSIzEIwXKZ4qYepK](https://doi.org/10.34024/978851700089)>
Acceso el: 03/03/2025.

MORAES, Caio. Eletrônica de Potência, 2020. Disponible en:

< <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>> Acesso el: 07/02/2025.

MORAES, Caio. Uma introdução aos sistemas fotovoltaicos, 2021. Disponible en: < <https://eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/> > Acesso el: 07/02/2025.

OCEANSUN, 2024. Disponible en: < <https://oceansun.no/> > Acesso el 08/02/2025.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em:< <http://doi.org/10.34024/978851700089>> Acesso el: 07/02/25.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014. Disponible en: ; https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf> Acesso el: 07/02/2025.

PODER EJECUTIVO NACIONAL. Tarifas de Inyección de Generación Distribuida \$/kWh. Disponible en: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/400000-404999/403605/anexo_7194057_8.pdf> Acceso el 14/01/2024.

SAHU, Alok; YADAV, Neha; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review.2016. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116304841> Acesso el: 15/02/2025.

SANDOVAL, Ezequiel. Situación de la generación distribuida en Argentina. En: VII Jornadas de Capacitación Sindical “Mirando al Futuro”, [sl], 20 de mayo de 2022.FAPSEE. Disponible en: < <https://fapsee.org.ar/jornadas-de-capacitacion/>> Acesso el 01/03/2025.

SCOTRA, 2024. Disponible en: < <http://scotra.co.kr/en/sub/introduction/introduction.asp>> Acesso el: 08/02/2025.

SGV SOLAR. *Datasheet* inversor SAJ C6-125K-T12. Disponible en: < <https://sgvsolar.com.br/inversor-saj-125-kw-c6-125k-t12?srsltid=AfmBOopOOkmV0KVIYzc1UxVENfbrH6YFGQ6GNXwpwNYj0VyeKMXxCsog>> Acesso el> 03/03/2025.

SOUZA, Lidiane. Entendendo as Classificações IP64, IP65, IP66 e IP67: O Que Elas Significam?. 2024. Disponible en: < <https://bcend.com.br/entendendo-as-classificacoes-ip64-ip65-ip66-e-ip67-o-que-elas-significam/>> Acesso el: 15/02/2025.

SUNLUTION,2024. Disponible en: < <https://www.sunlution.com.br/o-que-fazemos/>> Acesso en: 08/02/2025.

TALIULE, Breno. Dimensionamento de módulos por string no inversor fotovoltaico FOTUS DISTRIBUIDORA SOLAR. Disponible en: < <https://fotus.com.br/blog/dimensionamento-de-modulos-por-string-no-inversor-fotovoltaico/>> Acceso el: 15/02/2025.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SERIS. Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners. Washington, DC. 2019. Disponible en: < <https://documents1.worldbank.org/curated/en/418961572293438109/pdf/Where-Sun-Meets-Water-Floating-Solar-Handbook-for-Practitioners.pdf>> Acceso el 10/02/1015.

9. ANEXOS

Anexo A. *Datasheet* Módulo fotovoltaico Honor Solar 550W, modelo HY-M10/144

HY-M10/144H

Módulo Monocristalino 530-555W

Especificações Elétricas (STC*)

Potência Nominal	Pmax(W)	530	535	540	545	550	555
Tensão de Operação	Vmp(V)	40,74	40,88	41,01	41,15	41,28	41,41
Corrente de Operação	Imp(A)	13,01	13,09	13,17	13,24	13,32	13,39
Tensão de Circuito Aberto	Voc(V)	49,26	49,40	49,53	49,67	49,80	49,93
Corrente de Curto Circuito	Isc(A)	13,69	13,77	13,85	13,93	14,01	14,09
Eficiência do Módulo	(%)	20,5	20,7	21,9	21,1	21,3	21,5
Tolerância de Potência	(W)	0~+5					

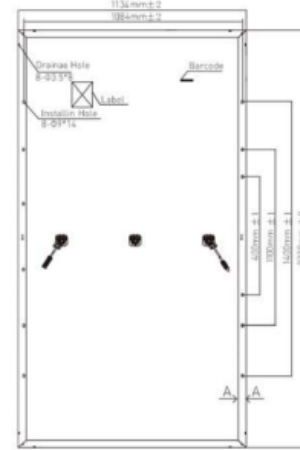
*Irradiação 1000 W/m², Temperatura da célula 25°C, espectro AM 1,5

Especificações Elétricas (NOCT*)

Potência Nominal	Pmax(W)	394	398	402	406	410	414
Tensão de Operação	Vmp(V)	37,92	38,05	38,19	38,32	38,46	38,59
Corrente de Operação	Imp(A)	10,40	10,46	10,52	10,58	10,64	10,72
Tensão de Circuito Aberto	Voc(V)	46,50	46,63	46,75	46,88	47,00	47,12
Corrente de Curto Circuito	Isc(A)	11,06	11,12	11,19	11,25	11,32	11,39

*Irradiação 800 W/m², Temperatura da célula 20°C, Velocidade do vento 1m/s

Dimensões



Seção transversal

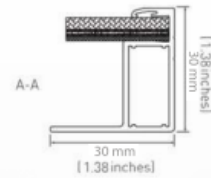


Figura A.1 – Especificaciones Eléctricas STC* y NOCT*. (Fuente: Minha Casa Solar)

Dados Mecânicos

Número de células	144 Células (6 x 24)
Dimensões	2278 x 1134 x 30 mm (89,68 x 44,64 x 1,18 polegadas)
Peso	26,9 kg
Capa dianteira	Vidro temperado transparente 3,2 mm (0,13 polegadas)
Capa traseira	Branca
Quadro	Prata, liga de alumínio
Caixa J	IP68 Classificado
Cabo	4,0 mm² (0,006 polegadas²), 1200 mm (47,2 polegadas)
Número de diodos	3
Vento / Neve	2400 Pa / 5400 Pa*
Conectores	MC Compatível

*Verificar o manual de instalações para mais detalhes

Coefficientes de Temperatura

Temperatura de Operação (NOCT)	44±2°C
Coefficiente de Temperatura (Isc)	+0,048%/°C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	-0,270%/°C
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	-0,350%/°C

Máximos

Temperatura de Operação	-40→85°C
Tensão Máxima	1500V DC -(H)
Fusível em série	25A

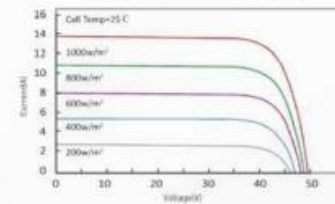
Embalagem

Por palete	36 peças
Por contêiner (40' HQ)	720 peças

Opcional

Conector	■ MC Original
----------	---------------

Curvas I-V em diferentes temperaturas 530(W)



Curvas P-V em diferentes irradiações 530(W)

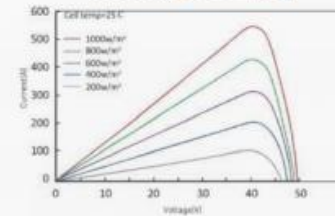


Figura A.2 – Dados Mecânicos. (Fuente: Minha Casa Solar).

ANEXO B. Datasheet Inversor SAJ modelo C6-125k-T12

Model	C6-75K-T6	C6-100K-T9	C6-110K-T12	C6-125K-T12
Input (DC)				
Max. PV Array Power[kWp]@STC	112.5	150	165	180
Max. Input Voltage[V]	1100			
MPPT Voltage Range[V]	180~1000			
Nominal Input Voltage[V]	600			
Start-up Voltage[V]	200			
Min. Input Voltage[V]	180			
Max. Input Current[A]	6*30	9*30	12*30	
Max. DC Short Circuit Current [A]	6*45	9*45	12*45	
No. of strings per MPPT	2			
No. of MPPT	6	9	12	
DC Switch	Integrated			
Output (AC)				
Rated AC Output Power[kW]	75	100	110	125
Rated Apparent Power[kW]	82.5	110	121	125
Max. AC Apparent Power[kVA]	82.5	110	121	125
Rated AC Output Current[A]	108.3	144.3	158.8	180.4
Max. AC Output Current[A]	119.1	158.8	174.6	180.4
Nominal AC Voltage[V]	3L+N+PE/3L+PE,230/400			
Nominal AC Grid Frequency/ Range[Hz]	50, 60 / 44-55, 54-65			
Total Distortion Harmonic[THDI]	<3%			
Power Factor [cos φ]	0.8 leading~0.8 lagging			

Figura B.1 – Datos de entrada (DC) y salida (AC). (Fuente: SGV Solar).

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8%
Euro. Efficiency	98.5%
Protection	
PV String Current Monitoring	Integrated
Internal Temperature Detection	Integrated
Residual Current Monitoring Unit	Integrated
DC Insulation Resistance Detection	Integrated
Anti-islanding Protection	Integrated
DC Reverse Polarity Protection	Integrated
DC Surge Protection	Type II
AC Surge Protection	Type II
AC Overcurrent Protection	Integrated
AC Short Circuit Current Protection	Integrated
AC Overvoltage Protection	Integrated
AFCI Protection	Optional
PID Recovery	Optional

Figura B.2 – Datos de Eficiencia y Protección. (Fuente: SGV Solar).

Interface	
AC Connection	OT/DT Terminal (Max. 240 mm ²)
DC Connection	MC4
Display	LED+APP (Bluetooth)
Communication Port	RS232+RS485
Communication	Wi-Fi/Ethernet/4G/PLC (Optional)
General Data	
Topology	Transformerless
Consumption at Night [W]	<2
Operating Temperature Range	-40°C~+60°C
Cooling Method	Intelligent Fan Cooling
Ambient Humidity	0%-100% Non-condensing
Altitude	4000 (>3000 Power Derating)
Noise[dBA]	<60
Ingress Protection	IP66
Mounting	Wall Mounting
Dimensions[H*W*D][mm]	660*1045*364
Weight[kg]	93
Warranty[Year]	5/10/15/20/25
Certifications	EN 50549, IEC/EN62109-1/2, EN61000-6-1/2/3/4, ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150:2013, ABNT NBR IEC 62116: 2012, CEI 0-21

Figura B.3 – Datos de Interface y Datos Generales. (Fuente: SGV Solar).

Anexo C. *Datasheet*. NRG ISLAND.







NRG ISLAND – NIAL_CDOCK

Rev. 2022/4



PV MODULE POSSIBLE ORIENTATION:



SINGLE ORIENTATION



DUAL ORIENTATION (DOME)

Tilt	Any Standard is 5° Suggested 5° - 15°
Pitch (m)	2 – 2,5 – 3 – 3,5 - ...
Wind resistance	250 km/h*
Wave resistance	0,5 m**
Warranty	5 years extendible
Service life	Over 25 years

* Indicative value. It varies depending on the project and on the anchoring design. It must be evaluated with an appropriate analysis.

** Standard value. Can be investigated for specific projects.

FLOATS and CONNECTORS

Figura C.1 – Especificaciones técnicas de la estructura flotante. (Fuente: NRG ISLAND s.r.l).

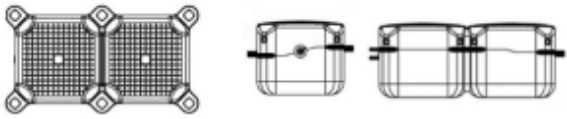
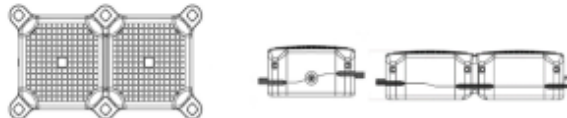
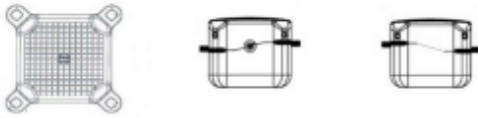

FLOATS and CONNECTORS	
 <p><i>For frame support, walkways, spacing rows</i></p>	<p>DOUBLE FLOAT 100x50x40 cm</p> <p>Weight (avg): 11,5 kg Material: HDPE Buoyancy: 350 kg/m2 Thickness (avg): 7-9 mm Temp: -55°C/+75°C</p>
 <p><i>For walkways</i></p>	<p>DOUBLE SHORT FLOAT 100x50x25 cm</p> <p>Weight (avg): 9,3 kg Material: HDPE Buoyancy: 225 kg/m2 Thickness (avg): 7-9 mm Temp: -55°C/+75°C</p>
 <p><i>For frame support, walkways, spacing rows</i></p>	<p>SINGLE FLOAT 50x50x40 cm</p> <p>Weight (avg): 6 kg Material: HDPE Buoyancy: 350 kg/m2 Thickness (avg): 7-9 mm Temp: -55°C/+75°C</p>
 <p>1) 2) 3)</p>	<p>1) SIDE SCREWS + BOLT 2) CENTRAL PIN 3) SPECIAL PIN</p> <p>Weight (avg): 1) 0,28kg 2) 0,75 kg 3) 1 kg</p> <p>Material: HDPE/HDPE+ stainless steel</p>

Figura C.2 – Características de los flotadores y conectores. (Fuente: NRG ISLAND s.r.l).


FRAME	
 <p>For further information, for an offer request, or for design help, please contact us at info@nrgisland.com</p>	<p>Material</p> <p>Aluminium</p>
	<p>Dimensions when assembled</p> <p>Length: 4 – 4,5 m Width: 1 – 1,5 m</p>
	<p>Weight</p> <p>23,5 – 30 kg</p>
	<p>PV panels per unit</p> <p>Up to 4</p>
	<p>PV panels position</p> <p>Portrait preferred</p>

Figura C.3 – Soporte estructural. (Fuente: NRG ISLAND s.r.l).