



Iniciativa Privada: Diseño, construcción, operación y mantenimiento de una Planta Solar en Valenzuela bajo la Ley 7452/2025

Estudio de Prefactibilidad

Proyecto Solar 400MWac



CONFIDENCIAL

Aclaración Previa

El presente Estudio de Evaluación de Iniciativa Privada ha sido elaborado por JAVELIN GLOBAL COMMODITIES (UK) LTD., en su carácter de proponente, con la colaboración de su equipo profesional de consultores, para su presentación ante las entidades públicas competentes de la Republica del Paraguay, conforme a lo dispuesto en la normativa vigente que regula la presentación, evaluación y tramitación de Iniciativas Privadas.

La empresa proponente y sus consultores manifiestan expresamente que la información, los cálculos y las proyecciones en el presente documento tienen carácter preliminar, referencial y no vinculante y corresponden a una etapa de prefactibilidad. En tal sentido, los resultados aquí expuestos podrán variar sustancialmente en etapas posteriores de desarrollo, en la medida en que se verifiquen, actualicen o ajusten los datos técnicos, económicos, financieros, ambientales o de cualquier otra naturaleza que sirvieron de base para su elaboración.

En consecuencia, todos los resultados deben considerarse primarios y sujetos a revisión o modificación solicitada por parte del ente contratante, en el marco de los estudios de factibilidad y eventualmente, de la declaración de interés que corresponda.

El presente trabajo se ha desarrollado conforme a normas profesionales y técnicas generalmente aceptadas, y tiene por objeto apoyar el análisis preliminar de viabilidad de la Iniciativa propuesta. En consecuencia, los destinatarios del informe deberán formar sus propias conclusiones a partir de la información aquí contenida.

Contenido

1. Resumen Ejecutivo.....	5
1.1. Análisis y justificación de la necesidad e idoneidad del proyecto y de su coherencia con las estrategias y planes nacionales	5
1.2. Análisis de oferta y demanda eléctrica	6
1.3. Descripción de la estructura del contrato PPP	6
1.4. Análisis de riesgos y estrategias de mitigación	7
1.5. Análisis de viabilidad financiera	7
2. Aspectos Generales del Proyecto	9
3. Perfil del Proponente y Capacidades.....	11
3.1. Información relevante del proponente	11
3.2. Descripción de la estructura corporativa.....	13
3.3. Javelin Energy	16
3.3.1. Ingeniería y Construcción	21
3.3.2. Operación y mantenimiento	22
3.4. Operaciones industriales e inversiones de Javelin	23
4. Descripción del Proyecto y Marco de Referencia	24
4.1. Marco Estratégico y Coherencia del Proyecto con las Estrategias y Planes Nacionales.....	26
4.2. Antecedentes del Proyecto	29
4.3. Análisis de Involucrados	30
4.4. Análisis de Mercado.....	32
4.5. Necesidad del Proyecto	34
4.6. Caracterización del Área de Influencia	37
4.7. Árbol del Problema	38
5. Descripción de la Estructura del Contrato PPP	40
5.1. Descripción de la estructura contractual.....	40
5.2. Modelo de negocio.....	40
5.3. Pagos por disponibilidad de energía eléctrica (PPEE)	41
5.4. Aportes Públicos/Privados	42

5.5.	Análisis de riesgos	43
6.	Análisis de Viabilidad Jurídica	49
6.1.	Análisis Legal	49
6.2.	Proceso de la Iniciativa Privada.....	51
6.3.	Análisis de Factibilidad Legal	54
6.4.	Otras normas aplicables a la Iniciativa Privada Valenzuela	57
7.	Análisis Ambiental.....	65
7.1.	Generalidades.....	65
7.2.	Descripción del Medio Físico.....	66
7.3.	Geología	69
7.4.	Geomorfología – Topografía.....	77
7.5.	Clima y Meteorología.....	78
7.6.	Hidrología	81
7.7.	Aguas Subterráneas.....	82
7.8.	Descripción del Ambiente Biológico	83
8.	Impactos Ambientales	89
8.1.	Evaluación de los Principales Impactos Ambientales.....	89
8.2.	Valoración de Impactos	99
8.3.	Matriz de Valorización.....	102
8.4.	Jerarquización de Impactos.....	104
8.5.	Valorización Global del Impacto Producto.....	104
8.6.	Alternativas de Mitigación	104
8.7.	Plan de Gestión Ambiental.....	107
9.	Estudio de Impacto Social	112
9.1.	Estudio de Impacto Social.....	112
9.2.	Matriz de Riesgos e Impactos Sociales del Proyecto	127
10.	Análisis de Oferta y Demanda	130
11.	Análisis Técnico y Planificación del Proyecto.....	141
11.1.	Análisis Técnico	141
11.2.	Planificación del Proyecto.....	155

12.	Costos de Inversión	159
12.1.	CAPEX.....	159
13.	Análisis de Viabilidad Financiera y de Valor por Dinero	160
13.1.	Análisis económico – financiero	160
14.	Análisis Costo-Beneficio	169
14.1.	Valor por Dinero Cualitativo.	173
14.2.	Valor por Dinero Cuantitativo.	192
15.	Evaluación del proyecto e indicadores de rentabilidad.....	210
16.	Selección de alternativa de solución	211
17.	Matriz de Marco Lógico.....	212
18.	Impacto Presupuestario y Financiero. Esfuerzo fiscal.	214
19.	Análisis de Competencia en la Producción de Energía	215
20.	Organización y Constitución de la Sociedad de Propósito Específico (SOE)	216
21.	Descripción del Estudio de Factibilidad.....	218
22.	Conclusiones	219

1. Resumen Ejecutivo

En el presente documento se presentan los elementos que son solicitados para la evaluación de un proyecto según las disposiciones legales vigentes en la República del Paraguay para la modalidad de Participación Público–Privada (en adelante, “APP” o “PPP”), cumpliendo con todos los aspectos previstos en la Ley Nº 7452/2025 (la “Ley PPP”) y reglamentaciones vigentes. La empresa **Javelin Global Commodities (UK) Ltd** (en adelante, “Javelin” o “el Proponente”) presenta el proyecto denominado **“Iniciativa Privada: Diseño, construcción, operación y mantenimiento de una Planta Solar en Valenzuela”** (en adelante, “Proyecto Solar Valenzuela”).

El **Proyecto Solar Valenzuela** consiste en una planta de generación solar fotovoltaica a ubicarse en los alrededores de la subestación Valenzuela, cuyo objetivo será el de colaborar con la seguridad y sostenibilidad energética del Paraguay incrementando la oferta de energía eléctrica a la par que diversifica la matriz energética. La potencia nominal de la planta fotovoltaica es de 400 MWac y se interconectará a la Subestación Valenzuela en 220 kV para inyectar la energía renovable generada al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (en adelante, “SIN”).

1.1. Análisis y justificación de la necesidad e idoneidad del proyecto y de su coherencia con las estrategias y planes nacionales

El sistema eléctrico nacional hoy muestra superávit de generación, sustentado casi por completo en Itaipú y Yacyretá, con apoyo de Acaray y pequeñas térmicas. Sin embargo, el crecimiento sostenido del consumo —por mayor consumo doméstico, actividad industrial, electrificación del transporte y nuevas áreas productivas— comienza a tensionar esa holgura.

Las proyecciones del Viceministerio de Minas y Energía (en adelante, “VME”) y de la Administración Nacional de Electricidad (en adelante, “ANDE”) señalan que, si continúan las tendencias, el país afrontaría faltantes de capacidad firme en la próxima década, sobre todo en picos de demanda y en años secos. Esto obedece a la fuerte dependencia hidroeléctrica, sensible a la variabilidad climática, y a la lenta adopción de fuentes alternativas como solar, biomasa moderna y eólica, aún marginales en la matriz.

Ante este panorama, diversificar la matriz es clave para asegurar un suministro confiable y sostenible. La generación distribuida, la solar y los sistemas híbridos fortalecerán la resiliencia al reducir la exposición a eventos climáticos.

El proyecto Planta Solar Valenzuela se alinea con los principales planes nacionales de desarrollo, energía y sostenibilidad. En particular, contribuye al Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030 al incorporar 400 MWac de energía renovable no hidráulica, disminuyendo la dependencia de la hidrología y de combustibles importados. También es coherente con la actualización del PND con visión 2050 y sus cuatro pilares — Personas y sociedad; Infraestructura, innovación y competitividad; Ambiente y Energía; e Instituciones,

seguridad y proyección internacional—, especialmente en lo que respecta a la búsqueda por el uso sostenible de recursos y la transición hacia un sistema energético eficiente y resiliente.

El Proyecto Solar Valenzuela se autofinancia 100% con la compra de la energía por parte de la ANDE sin necesidad de aportes estatales (como ser subsidios al CAPEX), alineándose a su vez con las leyes de responsabilidad fiscal (no se aumenta la deuda ni el gasto público) y de PPP en cuanto al espacio fiscal disponible total para compromisos firmes bajo los Contrato PPP de 4% del Producto bruto interno del año anterior¹. Por otra parte, también se respeta sin condicionamientos el límite del 25% (del valor presente del costo total del proyecto) para la participación del Estado en proyectos de iniciativa privada (art. 47 de la Ley PPP) atento a que el Proyecto Solar Valenzuela no requiere de participación o aporte alguno de parte del Estado. El CAPEX NO será aportado ni subsidiado por el Estado en ningún porcentaje ya que el proyecto es autofinanciable en un 100% con la compra de la energía a ser suministrada por el generador/adjudicatario del proyecto.

1.2. Análisis de oferta y demanda eléctrica

Las proyecciones más recientes anticipan restricciones críticas de disponibilidad eléctrica hacia 2032–2033. Paradójicamente, pese a su tradición hidroeléctrica y rol exportador, el país podría enfrentar desabastecimientos internos si la demanda sigue creciendo por encima de la capacidad del sistema.

A partir de 2032, la potencia máxima requerida excedería la oferta disponible, generando faltantes en las horas pico. Para 2034, la demanda anual superaría la energía ofertada, evidenciando un déficit no solo puntual sino estructural. La mayor frecuencia de sequías que afecten el caudal del Paraná y la generación de Itaipú intensifica este riesgo. En este marco, expandir la generación solar constituye una medida esencial de resiliencia frente a la variabilidad hidrológica.

1.3. Descripción de la estructura del contrato PPP

El modelo contempla un Contrato PPP a 32 años que abarca diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de una planta solar en Cordillera y Paraguarí (Paraguay). La retribución al privado se basa en un **pago por disponibilidad de energía**, vinculado a la energía que la planta pueda entregar a la red. Es un pago mensual que la ANDE instruye al fideicomiso según la disponibilidad y la tarifa pactada, vigente desde la puesta en servicio hasta el fin del contrato. La **tarifa por MWh** queda fijada desde el inicio, lo que asegura previsibilidad de flujos y refuerza la bancabilidad. La ANDE actúa como intermediaria entre la generación y los usuarios: centraliza la cobranza y canaliza los pagos vía fideicomiso.

¹ Este límite de espacio fiscal disponible se duplico al dictarse la nueva Ley PPP en enero/2025, anteriormente con la Ley 5102/2013 el límite era del 2%

Con el **riesgo de demanda asumido por el Estado**, se estabilizan los ingresos del privado, se fomenta la eficiencia operativa y se ofrecen mejores garantías a los financiadores. Cuando el Estado retiene el riesgo de demanda, el operador privado puede concentrarse en operar la planta con la máxima eficiencia — priorizando la disponibilidad, el mantenimiento preventivo y el rendimiento de los equipos— sin estar expuesto a la variación del consumo eléctrico de cada año.

Al mismo tiempo, se preserva la estabilidad del contrato al reducirse la posibilidad de desequilibrios financieros que motiven pedidos de reequilibrio o renegociación, favoreciendo una operación continua y previsible. Además, la asunción pública de ese riesgo otorga al regulador un mayor margen para adaptar la política tarifaria a objetivos sociales, productivos o de sostenibilidad energética, sin comprometer la certidumbre de los ingresos del proyecto.

1.4. Análisis de riesgos y estrategias de mitigación

El análisis de riesgos identifica los factores clave que pueden incidir en la ejecución del proyecto y sugiere su reparto entre el Estado y el privado. En la propuesta presentada, el privado asume los riesgos de: demoras en estudios de preinversión, liberación de la franja de dominio, fallas de diseño, financiamiento, sobrecostos de insumos y desempeño del EPC. El Estado, por su parte, retiene: riesgo de demanda y algunos otros riesgos en los que el estado está en mejor posición para mitigarlos.

En ese sentido, los riesgos técnicos y constructivos se trasladan al privado y este podrá subcontratar a empresas especializadas en la construcción de plantas solares mediante contratos EPC llave en mano; los ambientales y de obra se atienden con planes de gestión socioambiental y seguros; y los institucionales y de demanda permanecen en el Estado, mitigados con un fideicomiso público de administración y pagos, cronogramas exigibles y cláusulas que aseguran estabilidad contractual.

Por lo tanto, la matriz de riesgos propuesta es coherente con la Ley APP: el privado gestiona los riesgos técnicos, constructivos y operativos, mientras el Estado conserva los asociados a demanda, actos administrativos unilaterales (i.e. obras adicionales por interés público), cambios de ley, etc. Con los mitigantes contractuales y técnicos se fortalece la bancabilidad y la previsibilidad del proyecto, manteniendo un balance adecuado entre las partes.

1.5. Análisis de viabilidad financiera

El análisis financiero del proyecto demuestra su viabilidad económica y atractiva para la inversión privada. El precio de venta de la energía en el contrato de compraventa (PPA) se estima en USD 64,50/MWh, valor considerado competitivo y razonable para proyectos solares a gran escala en Paraguay.

Los principales indicadores de rentabilidad del proyecto son los siguientes:

Indicadores de rentabilidad	%
CF del Proyecto Antes de Impuesto	13,0%
CF del Proyecto	12,1%
CF Accionista	12,9%
CF después de Servicio de Deuda	15,4%

Estos resultados reflejan niveles adecuados de retorno y cobertura del servicio de deuda, sustentados en una estructura financiera equilibrada que combina eficiencia en el apalancamiento y estabilidad del flujo de caja.

El modelo APP propuesto contempla un compromiso presupuestario del Estado, dado que los pagos al participante privado se realizarán a través de un Fideicomiso de Garantía y Liquidez PPP, conforme a la Ley de APP. El Estado deberá efectuar un depósito equivalente al 100% de los pasivos firmes de los próximos 12 meses antes del inicio de los pagos contractuales, asegurando la disponibilidad de fondos. No obstante, el esquema no implica un esfuerzo fiscal neto, ya que la ANDE recuperará los pagos mediante la venta de energía dentro de su régimen tarifario y operativo.

2. Aspectos Generales del Proyecto

Proyecto	Iniciativa Privada Valenzuela
Localización	Valenzuela, en el Departamento de Cordillera y Paraguarí
Sector	Infraestructura Energética
Organismo Responsable	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
Tecnología	Solar Fotovoltaica
Recurso	Solar
Capacidad	400 MWac
Energía generada estimada (P50)	1,020,887 MWh/año
Vida útil del proyecto	32 años
Monto de inversión estimado	440 millones
Tiempo de construcción	18 meses
Punto de conexión	Subestación Valenzuela

El objetivo del proyecto es atender la creciente demanda de energía en Paraguay de forma limpia y sustentable apoyando el desarrollo en beneficio de la población. Por tanto, el proyecto consiste en generar energía eléctrica a través de un parque solar fotovoltaico a ser instalado en el área de Valenzuela, a través de la utilización y el aprovechamiento del excelente nivel de radiación solar que posee Paraguay, lo que ayudará a proteger la reserva de energía eléctrica garantizada y atender la creciente demanda eléctrica en Paraguay.

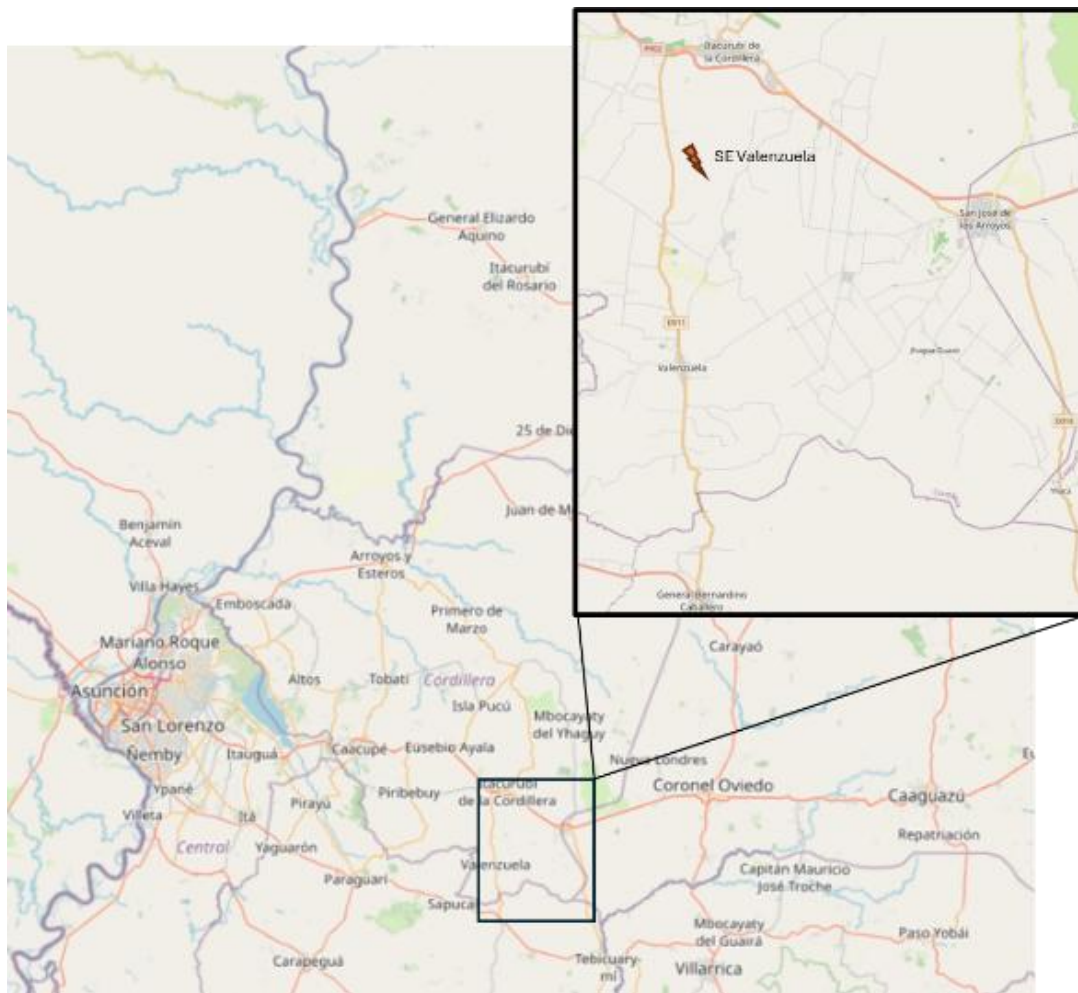
El marco legal y regulatorio para instrumentar la Iniciativa Privada propuesta, es a través de la Ley 7452/2025 “DE MODERNIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA PÚBLICA Y AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LOS BIENES Y SERVICIOS A CARGO DEL ESTADO. Los entes gubernamentales principales involucrados en la implementación de dicha Ley son el Ministerio de Economía y Finanzas, Procuraduría General de la República, el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, el Ministerio de Industria y Comercio y la Administración Nacional de Electricidad.

El proyecto estará integrado al SIN mediante una línea de transmisión que conecte al proyecto con la subestación Valenzuela. La potencia nominal de la planta fotovoltaica es de 400 MWac y se interconectará

a la Subestación Valenzuela en 220 kV para inyectar la energía renovable generada al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo.

Como ha sido mencionado, el Proyecto Solar Valenzuela comprende una planta de generación fotovoltaica que se instalará en las inmediaciones de la subestación Valenzuela, situada a 75 km de la ciudad de Asunción. El área de estudio del Proyecto se localiza en los departamentos de Cordillera y Paraguarí, en la República del Paraguay. La Figura 2.1 ilustra el área que se está evaluando para el proyecto:

Figura 2.1. Área de la planta solar fotovoltaica y subestación Valenzuela en la región de Valenzuela, en Paraguay



Fuente: Elaboración Propia

3. Perfil del Proponente y Capacidades

3.1. Información relevante del proponente

Javelin es una empresa global de comercialización, logística y financiación de materias primas centrada en los mercados de energía, acero, metales, industria, energías renovables y fertilizantes. Javelin, fundada en 2015, se estableció desde sus orígenes con un equipo directivo, el capital y las relaciones comerciales estratégicas para construir una empresa global líder en la comercialización, inversión y desarrollo de proyectos de una amplia gama de productos.

Javelin Global Commodities se formó en 2015 cuando se separó del negocio de comercio físico de materias primas de Goldman Sachs para convertirse en una empresa privada, con sede en el Reino Unido, dedicada al comercio de materias primas a granel.

El éxito de Javelin se debe en gran medida a su capacidad para establecer alianzas estratégicas con actores de la industria y ofrecer amplia experiencia en comercialización, operaciones, financiamiento, gestión de riesgos y optimización del comercio internacional de materias primas.

Javelin ha construido una organización global integrada por más de 200 profesionistas, entre los que se incluyen operadores, técnicos, comerciantes, especialistas en marketing y banqueros de inversión con experiencia en múltiples clases de activos del sector de commodities. Cabe destacar que la totalidad de su alta dirección proviene de Goldman Sachs y de empresas de servicios públicos los Estados Unidos, lo que garantiza una sólida base técnica, financiera y operativa.

Javelin proporciona soluciones de financiamiento a nivel global para clientes de los sectores upstream, midstream y downstream ofreciendo instrumentos como préstamos a plazo, financiamiento de capital de trabajo, esquemas de prepagos y participación de capital accionario). Asimismo, Javelin ofrece una amplia gama de productos y servicios adaptados a las necesidades de diversos sectores industriales y energéticos, que incluyen:

Energía

- Proyectos renovables
- Proyectos térmicos
- Biomasa
- Biocombustibles

Industrial

- Carbón térmico
- Carbón metalúrgico
- Antracita

- Gasolina/Diesel

Metales

- Cobre
- Metales semipreciosos
- Chatarra
- Metales industriales

Fertilizantes

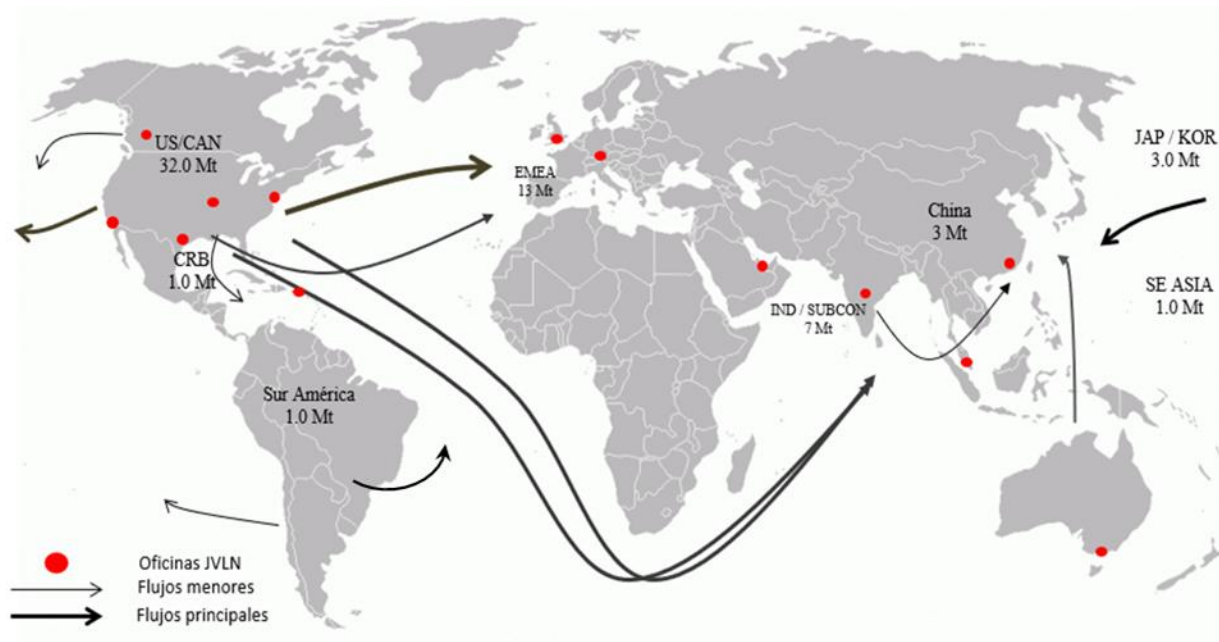
- Nitrógeno
- Potasa
- Potasio
- Sal
- Azufre

Logística

- Comercialización de materias primas
- Comercio de energía
- Compensaciones de carbono
- Gestión de combustible

Javelin ha expandido su cartera de clientes a más de 200 empresas en todo el mundo, con más del 70% de los envíos realizados bajo condiciones CIF, lo que le permite un mayor control sobre la logística y ofrece mayor flexibilidad tanto a los proveedores como a los usuarios finales. Durante 2024, Javelin despachó más de 60 millones de toneladas de materias primas, consolidándose como un actor relevante en el comercio internacional de commodities. La Figura 3.1 ilustra los principales flujos físicos de comercialización registrados durante dicho año.

Figura 3.1. Flujos físicos durante 2024



Fuente: Elaboración Propia

3.2. Descripción de la estructura corporativa

La sede corporativa de Javelin se ubica en Londres y cuenta con oficinas en Estados Unidos, Canadá, Suiza, Polonia, India, Singapur, Australia, China y Dubái. El equipo directivo de Javelin está compuesto por:

Equipo Directivo de Javelin

- Peter Bradley (Director General, CEO):** Cuenta con más de 25 años de experiencia en una amplia gama de actividades comerciales y de gestión de riesgos incluyendo la comercialización de materias primas físicas y financieras. Antes de fundar Javelin, Peter Bradley fue Director General y exdirector de Comercio de Materias Primas a Granel en Goldman Sachs, donde trabajó de 2009 a 2015. Anteriormente, trabajó en Constellation Energy, AEP, Enron y Cargill.
- Spencer Sloan (Presidente, CIO):** Cuenta con más de 25 años de experiencia en banca de inversión y capital privado. Antes de fundar Javelin, Spencer Sloan fue Director General de la división de capital privado de Goldman Sachs, donde trabajó de 2005 a 2015. Anteriormente, trabajó en Morgan Stanley, en el grupo de financiamiento de proyectos y transacciones estructuradas.
- Jason Haas (Director de Finanzas, CFO):** Cuenta con 15 años de experiencia en capital privado y financiación de materias primas. Anteriormente, trabajó en la división de comercio de materias

primas y la división de capital privado de Goldman Sachs, donde se especializó en inversión en recursos naturales y financiación de materias primas.

- **Michael Foster (Director Jurídico):** Cuenta con más de 20 años de experiencia como asesor legal en comercio de materias primas, financiación y resolución de disputas. Fue Director Ejecutivo de Goldman Sachs entre 2012 y 2015. Antes de incorporarse a Javelin, trabajó en la práctica privada de Reed Smith and Clyde & Co.
- **George Finch (Director de Operaciones, COO):** Cuenta con más de 20 años de experiencia en operaciones globales de materias primas. Antes de incorporarse a Javelin, fue Director de Operaciones de Divisas y Materias Primas de Renta Fija para Asia en Goldman Sachs de 2012 a 2019.
- **Danielle Moran (Directora de Contabilidad):** es Contadora Pública Certificada con más de 15 años de experiencia especializada en contabilidad y gestión de riesgos. Antes de incorporarse a Javelin, Danielle fue Vicepresidenta de Control de Producto en Goldman Sachs de 2008 a 2021. Anteriormente, trabajó para Deloitte como auditora.
- **Amy Sivill (Directora de Estrategias):** Cuenta con casi 20 años de experiencia en trading y análisis cuantitativo. Fue Directora Ejecutiva de Goldman Sachs entre 2011 y 2017, donde colaboró en la estructuración, gestión del riesgo y valoración de productos de materias primas en el equipo de estrategia de front office. También trabajó en BP, Constellation Energy y FDO Partners.
- **Paul Oakley (CTP):** Cuenta con más de 17 años de experiencia en tecnología para el comercio de materias primas. Durante los últimos nueve años, ha liderado la estrategia de ingeniería y aplicaciones en Javelin, impulsando el desarrollo de la infraestructura de software para impulsar el rápido crecimiento de la empresa. Antes de incorporarse a Javelin, Paul ocupó el cargo de vicepresidente de la división de Materias Primas de J.P. Morgan, donde se desempeñó como director tecnológico del equipo europeo de Comercio de Energía, supervisando los sistemas que respaldan las actividades de comercio físico y financiero.
- **Jerrold Freund (Director de Banca de Inversión):** Jerrold Freund cuenta con más de 20 años de experiencia en banca de inversión. Antes de incorporarse a JVLN, se desempeñó como Director General y Jefe de Metales y Minería de Estados Unidos en Jefferies entre 2014 y 2020, liderando múltiples operaciones estratégicas de financiamiento y asesoría dentro del sector de recursos naturales. Previamente, Jerrold ocupó cargos directivos en Deutsche Bank y UBS, donde se especializó en la estructuración y organización de financiamientos corporativos de deuda y capital para clientes a nivel global. Su amplia trayectoria abarca mercados de capitales, asesoría en fusiones y adquisiciones (M&A) y financiamiento de proyectos, con un enfoque en activos industriales y de transición energética.

- **Damien Speight (Director de Energías Renovables):** Damien cuenta con más de 25 años de experiencia en la comercialización y gestión de activos de materias primas. Antes de incorporarse a Javelin, Damien fue Director de Comercialización en Drax Power (donde lideró su transición de generación de 100% carbón a Biomasa) y Director de Innovación de Mercado en Orsted. Damien posee un certificado de posgrado en Administración de Empresas de la Universidad de Harvard Business School y una licenciatura en Administración de Empresas de Trinity and All Saints College de la Universidad de Leeds.
- **Sean Ebnet (Director de Nuevos Negocios):** Aporta 30 años de experiencia en el desarrollo de proyectos de energías renovables que incluyen tecnologías eólicas, solares, biomasa, hidroeléctricas, de almacenamiento en baterías y de gas. Ha gestionado todas las fases de la administración de proyectos, incluyendo la conformación y supervisión de equipos integrados por ingenieros, empresas constructoras, consultores de permisos y tierras, fabricantes de equipos, expertos regulatorios, contratistas de operación y mantenimiento (O&M), enlaces comunitarios y personal de financiamiento de proyectos.
- **Jonathan Sacks (Director de Energía en Norteamérica):** Jon cuenta con más de 25 años de experiencia liderando y cerrando con éxito transacciones complejas en el sector energético en Estados Unidos y Europa. Antes de incorporarse a Javelin, Jon ocupó cargos ejecutivos, como director financiero, director de estrategia y vicepresidente de análisis comercial en GenOn, Kindle Energy y EquiPower, donde dirigió el desarrollo y la financiación de proyectos en desarrollo, operaciones de fusiones y adquisiciones a nivel de proyecto y corporativo, y reestructuraciones corporativas. Jon ha gestionado y ejecutado programas de cobertura física y financiera para carteras de energía en la mayoría de las ISO de Estados Unidos. Jon posee un MBA en Finanzas por la Universidad de Emory, una licenciatura en Finanzas y una licenciatura en Economía por la Universidad de Texas, y es Analista Financiero Certificado (CFA).
- **Ramiro Cerecer (Director de Operaciones de Energía):** Ramiro cuenta con 25 años de experiencia liderando operaciones de centrales eléctricas desde su puesta en marcha hasta su operación (incluyendo plantas de carbón y gas), con un enfoque en el análisis basado en datos y la mejora continua para impulsar el rendimiento y la rentabilidad de los activos. Ramiro cuenta con títulos de grado y posgrado en Ingeniería Mecánica y Gestión de Ingeniería. También obtuvo un MBA Ejecutivo en Energías Renovables e Hidrocarburos. Cuenta con la certificación Lean Six Sigma Black Belt.
- **Fernando Villarreal (Director de Desarrollo de Proyectos):** Fernando cuenta con más de 25 años de experiencia en desarrollo de proyectos y planificación financiera en el sector eléctrico. Antes de incorporarse a Javelin, Fernando ocupó cargos directivos en el área de Desarrollo de Proyectos en

Greenvolt Power Renewables y Oak Creek Energy System, desarrollando proyectos de energías renovables en Estados Unidos, México, Colombia y Argentina. Fernando fue director de Planificación y Análisis Financiero (FP&A) así como Evaluación y Estructuración de Proyectos (en Edison Mission Energy. Fernando cuenta con un MBA Ejecutivo por la Universidad de California en Irvine y una licenciatura en Contabilidad por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.

- **Ana Victoria Tarín (Directora de Ingeniería):** Ana Victoria cuenta con más de 10 años de experiencia en el campo de la ingeniería eléctrica, con especialización en el sector energético, coordinando el diseño de centrales eléctricas fotovoltaicas y eólicas, así como los procesos de interconexión. Antes de incorporarse a Javelin, ocupó altos cargos de ingeniería en Greenvolt Power Renewables, Oak Creek Energy System, Bosch y SIECSA. También impartió cursos de ingeniería eléctrica durante tres años en el Tecnológico Nacional de México. Ana Victoria cuenta una Maestría en Ciencias en Energía por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey y una licenciatura en Ingeniería Eléctrica por el Tecnológico Nacional de México.

3.3. Javelin Energy

Javelin es considerado como una de las mayores empresas de comercialización de materias primas e inversión energética en el Reino Unido. Fundada en 2015, Javelin creció rápidamente hasta convertirse en una potencia global, comerciando aproximadamente 70 millones de toneladas de diferentes materias primas y productos energéticos, y desarrollando una sólida capacidad logística interna que incluye ferrocarriles, barcas y buques de carga a granel. Javelin es una empresa privada, libre de deudas, y mantiene un sólido balance general, con más de 2.0 mil millones de dólares en activos y aproximadamente 1.0 mil millones de dólares en capital. Los indicadores crediticios (reportados al 31 de diciembre de 2024) ilustran la solidez del balance general de Javelin:

- **Razón corriente:** 2.0x
- **Relación Deuda / Capital:** 0.15x
- **Relación de Endeudamiento:** 0.07x
- **Deuda Neta:** \$(0.73) mil millones (equivalente a \$0.13 mil millones en deuda menos \$0.86 mil millones en efectivo y equivalentes).

Además, Javelin mantiene una sólida relación con bancos internacionales de primer nivel, incluidos Citibank, ING y US, que le proporcionan más de \$1.0 mil millones en financiamiento disponible a través de líneas de capital de trabajo y acuerdos de cobertura. **Javelin** mantiene una alianza estratégica con **Itochu Corporation** para apoyar el financiamiento de actividades de desarrollo en energía comercial y renovable.

A lo largo de los años, Javelin ha expandido sus capacidades y ofertas energéticas mediante inversiones en diversas tecnologías renovables, incluyendo solar, eólica, hidroeléctrica, baterías y biomasa/biocombustibles. En el mercado estadounidense, el equipo de energía de Javelin está desarrollando y gestionando activamente un portafolio de proyectos que superan los 8 GW. La Tabla 3.1 presenta el total de MW y la distribución regional de la cartera de proyectos de energía de Javelin en los Estados Unidos.

Tabla 3.1 Portafolio de Proyectos de Energía de Javelin (Desarrollo y Operación)						
Operador de red	Ubicación	Total (MW)	Solar (MW)	Eólico (MW)	Baterías (MW)	Biomasa / Hydro / Carbón
PJM	Pennsylvania, West Virginia, Kentucky, Virginia, Ohio	4,226	925	0	497	2804
MISO	Minnesota, Luisiana, Mississippi	970	400	245	90	200
WECC	Montana, Wyoming, Utah	1,465	600	700	100	65
CAISO	California, Baja	1,500	0	1100	400	0
Total MW:		8,161	1,925	2,045	1,087	3,069

Ejemplos específicos de las capacidades de Javelin en el desarrollo de proyectos energéticos se resumen a continuación:

- **Desarrollo Solar:**

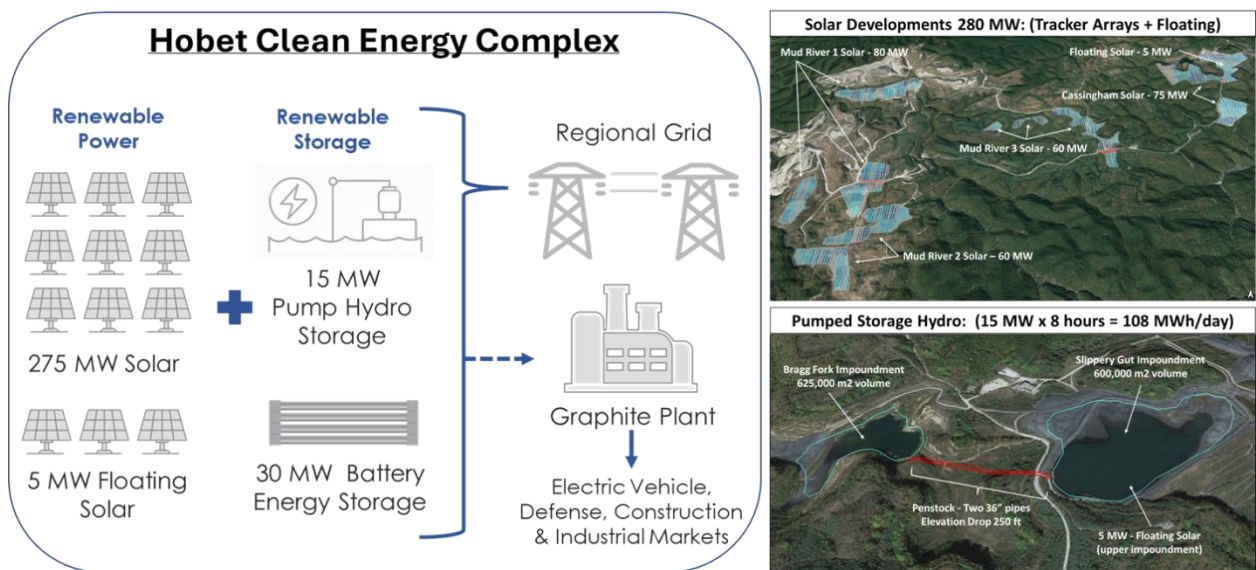
Javelin fue seleccionada por el **Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. Department of Energy)** para desarrollar el **Complejo de Energía Limpia Hobet**, con una capacidad total de **325 MW**, ubicado en un antiguo sitio minero a cielo abierto en los condados de **Lincoln y Boone, West Virginia**.

El **Complejo Minero Hobet** fue seleccionado como emplazamiento del proyecto debido a su **topografía favorable**, su **proximidad a infraestructura clave** y la **capacidad del equipo desarrollador para obtener el control total del sitio desde la etapa inicial**. Las instalaciones solares de **275 MW**, montadas sobre **seguidores solares en suelo**, se ubican en **múltiples sectores dentro del área**

minera, aprovechando las condiciones existentes del terreno para maximizar el potencial de generación de energía solar.

El sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) de 30 MW fue co-ubicado con las instalaciones solares para proporcionar capacidad firme de respaldo a la empresa distribuidora local. Asimismo, la central hidroeléctrica de bombeo de 15 MW reutiliza dos embalses existentes para ofrecer generación y almacenamiento de energía de respuesta rápida. La superficie del embalse superior aloja 5 MW adicionales de energía solar flotante, destinados a abastecer la demanda interna (*behind-the-meter*) de una planta local de producción de grafito (véase la Figura 3.3). Los terrenos del proyecto fueron autorizados conforme a la Ley de Control y Rehabilitación de Minería a Cielo Abierto de 1977 (Surface Mining Control and Reclamation Act, SMCRA).

Figura 3.2. Componentes del Complejo de Energía Limpia de 325 MW de Javelin presentados al DOE.



- **Desarrollo Eólico:**

Javelin se encuentra desarrollando un **proyecto de generación eólica de 244 MW**, ubicado en **propiedades de U.S. Steel**, adyacentes a las operaciones de minería y peletización de la empresa, en el norte del estado de **Minnesota, Estados Unidos**.

El proyecto se ha diseñado para **suministrar energía eléctrica en modalidad *behind-the-meter***, con el objetivo de **ayudar a U.S. Steel a mitigar la volatilidad de precios** de la energía proveniente de la red, **complementando su demanda total con 684.000 MWh/año de energía eólica** generados en terrenos **arrendados por Javelin** para el proyecto. Se instalaron **torres meteorológicas y unidades LIDAR** en los sitios con el fin de **evaluar el recurso eólico, diseñar el proyecto y seleccionar los**

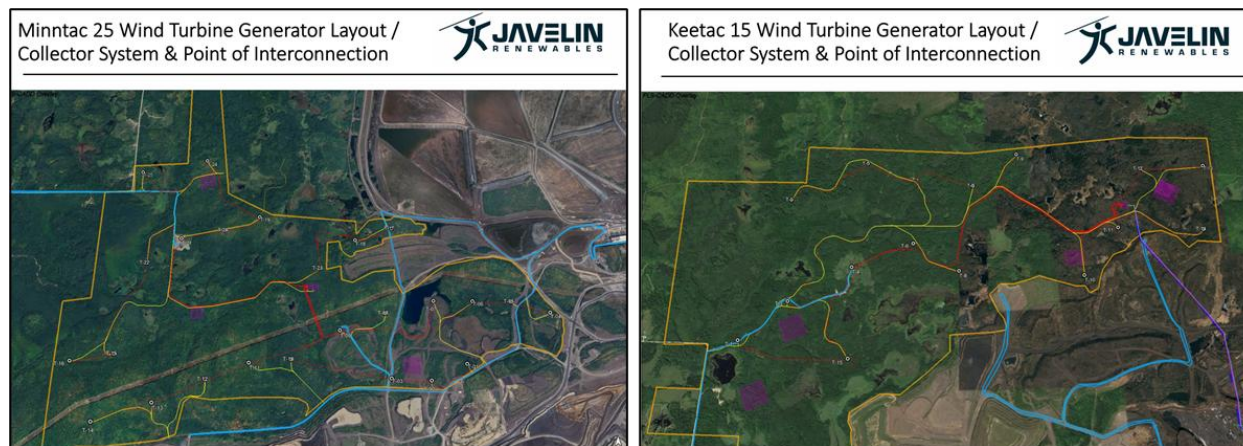
equipos.

Javelin estuvo a cargo de los **estudios culturales y de licenciamiento ambiental**, el **diseño de ingeniería y la selección de turbinas**, así como de la **gestión de selección de la compañía de EPC** y el **modelado de costos de operación y mantenimiento**, desarrollados en **dos emplazamientos específicos**:

- **Parque eólico Minntac (155 MW)**: compuesto por **25 aerogeneradores**, ubicado en las cercanías de la operación minera **Minntac**, en **Mt. Iron, Minnesota**.
- **Parque eólico Keetac (92 MW)**: conformado por **15 aerogeneradores**, situado junto a la operación minera **Keetac**, en **Hibbing, Minnesota**.

Ambos emplazamientos fueron seleccionados por su **disponibilidad de terreno**, **proximidad a la infraestructura eléctrica existente** y su **compatibilidad ambiental y operativa** con las actividades industriales de **U.S. Steel**, consolidando así un modelo de **integración energética industrial sostenible**.

Figura 3.3. Esquema de diseño del proyecto eólico Minntac y Keetac de 244 MW, desarrollado en terrenos de U.S. Steel.



- **Desarrollo de Biomasa:**

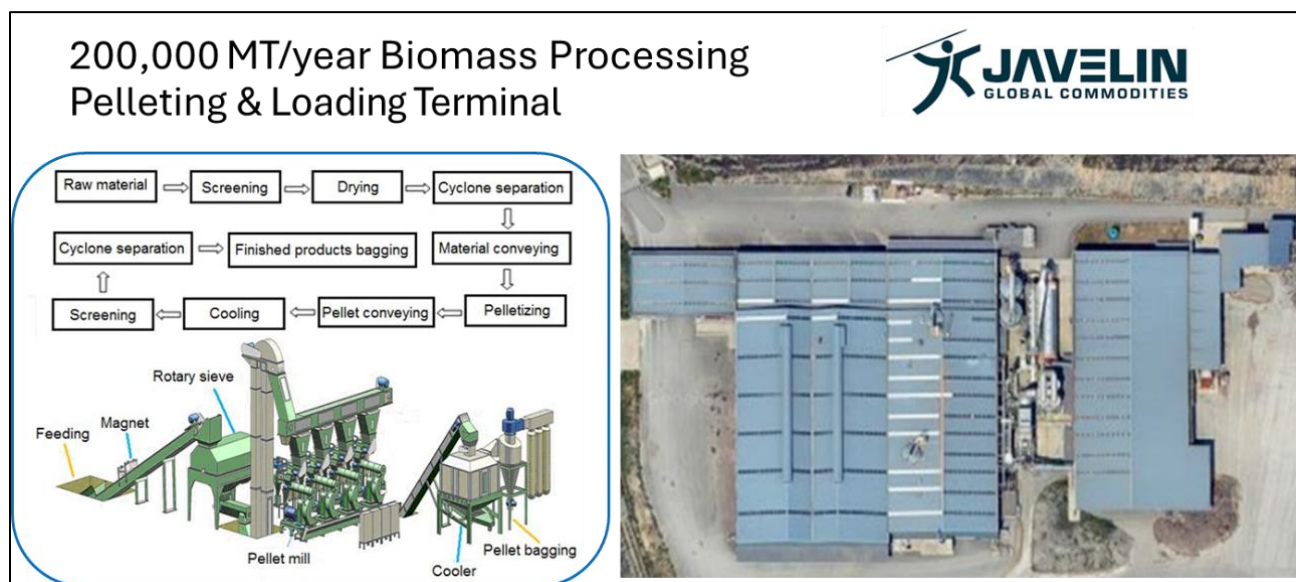
Javelin es propietaria y operadora de un **negocio integrado de abastecimiento, procesamiento y comercialización de biomasa**, que suministra **biocombustibles sólidos** a **empresas eléctricas y centrales de generación a biomasa** en toda **Europa**.

Actualmente, la empresa se encuentra en proceso de **ampliar su planta de pellets de madera en Portugal**, con una capacidad de **200.000 toneladas anuales**, mediante el **incremento de la capacidad de procesamiento y peletización**, así como la **diversificación de las materias primas**, incorporando

subproductos agrícolas, cáscaras de frutos secos y otras biomásas. Este proceso de expansión tiene por objetivo **atender la creciente demanda de exportación** hacia los mercados de **España, Francia, Países Bajos, Polonia y el Reino Unido**.

Javelin gestiona de manera directa **todas las actividades de adquisición de biomasa**, así como la **logística terrestre y marítima** del transporte de productos terminados. La planta en Portugal **complementa las operaciones de abastecimiento y comercialización de biomasa y biocombustibles** que Javelin desarrolla en **Estados Unidos, Canadá y la región del Báltico**, consolidando su posición como **proveedor global de combustibles renovables sostenibles**.

Figura 3.4. Planta de peletización de biomasa de 200.000 toneladas métricas de Javelin en Porto, Portugal.



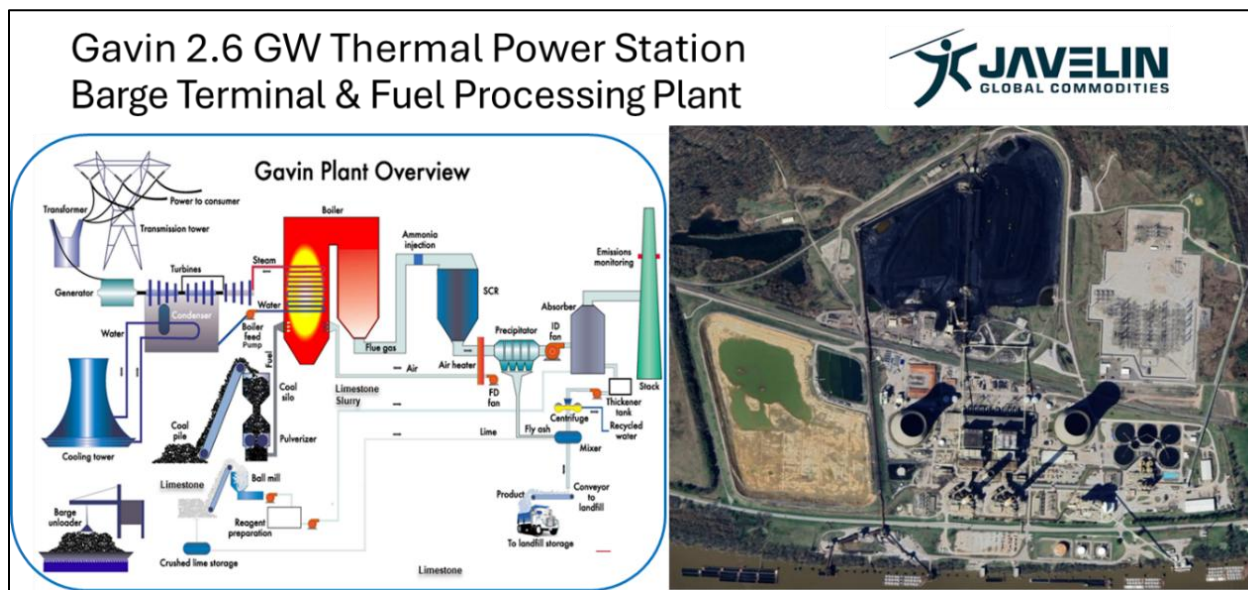
- **Desarrollo Termal:**

Javelin se asoció con **inversionistas de capital accionario** para **adquirir la central termoeléctrica a carbón Gavin**, ubicada en **Cheshire, Ohio (EE. UU.)**. Javelin asume responsabilidades de **gestión operativa integral** en esta **planta de generación de 2.600 MW**, una de las más grandes de su tipo en los Estados Unidos.

Sus funciones incluyen la **gestión del suministro de combustible**, que abarca el manejo de aproximadamente **6,5 millones de toneladas anuales de carbón**, la **programación y descarga de barcas**, así como las operaciones de **almacenamiento, recuperación y procesamiento del carbón**. Además, Javelin participa en la **comercialización de subproductos**, identificando **usos industriales alternativos para las cenizas residuales** de la combustión.

Más allá de la optimización del rendimiento operativo, Javelin se encuentra **diseñando e invirtiendo en la reconversión y modernización de la central**, con el objetivo de **repotenciarla y aprovechar su infraestructura existente** como un **activo de generación a largo plazo**, capaz de **mantener la provisión de energía de base y capacidad de respaldo** durante las próximas décadas.

Figura 3.5. Central termoeléctrica a carbón de 2.600 MW de Javelin en Ohio.



Otra fortaleza que Javelin aporta al Proyecto Solar Valenzuela es la capacidad de cubrir precios de materias primas, garantizando certidumbre en los costos de construcción del proyecto. Normalmente, los contratistas EPC y fabricantes de equipos solo ofrecen costos de construcción a precio fijo por unos pocos meses y deben volver a cotizar los costos de materiales del proyecto. La capacidad de Javelin de cubrir precios de acero, cobre, aluminio y otras materias primas brindará certeza en los costos de construcción.

Javelin también ampliará el Equipo del Proyecto mediante la incorporación de las capacidades y experiencia especializadas de: 1) una firma de EPC con experiencia en la construcción de proyectos solares y de infraestructura eléctrica; y 2) un contratista internacional de Operación y Mantenimiento con amplia experiencia en la operación y coordinación de centrales eléctricas con los operadores de sistemas similares a la ANDE.

3.3.1. Ingeniería y Construcción

El contratista paraguayo a ser seleccionado por Javelin para la ejecución del proyecto, en caso de resultar adjudicatarios, para brindar los servicios de Ingeniería y Construcción deberá haber diseñado, construido y entregado proyectos eléctricos a escala de servicios públicos a ANDE. Como socio del equipo del Proyecto,

aportará un profundo conocimiento de la mano de obra y oficios paraguayos, combinado con experiencia industrial, un enfoque flexible y un compromiso a largo plazo que ayudará al Proyecto a rendir y mantenerse resiliente.

El enfoque para este Proyecto se fundamenta en los principios más importantes para los propietarios de activos a largo plazo: certeza financiera, precisión técnica y desempeño en generación. Desde la estrategia de adquisición hasta el diseño del sistema, cada elemento está diseñado para respaldar un activo más resiliente y eficiente.

El contratista EPC que sería parte del equipo, deberá tener reputación de entregar proyectos a escala de servicios públicos con precisión, rapidez y certidumbre. Este enfoque comprobado beneficiará al Proyecto Solar Valenzuela mediante:

- **Ingeniería avanzada:** Equipos multidisciplinarios internos supervisarán cada detalle, desde el diseño del trazado y el modelado energético hasta el dimensionamiento de la subestación y la selección de inversores, garantizando un rendimiento óptimo de la planta.
- **Adquisiciones robustas:** Asegurar equipos de nivel Tier 1 con condiciones favorables, minimizando riesgos de suministro y brindando mayor estabilidad en los precios.
- **Ejecución integrada:** Coordinar equipos de ingeniería y construcción en los ámbitos civil, estructural, eléctrico y de alta tensión para un mayor control y una entrega más rápida.
- **Enfoque de propiedad:** Enfocar cada decisión desde la perspectiva de la propiedad a largo plazo, alineando los costos de capital con los futuros gastos operativos para reducir los costos totales del proyecto.

3.3.2. Operación y mantenimiento

El contratista a ser seleccionado por Javelin para este proyecto, en caso de resultar adjudicatarios de este, deberá demostrar que ha gestionado o gestiona un portafolio operativo de varios GW, con experiencia global en selección de equipos y construcción de plantas solares. Gran parte de este portafolio deberá consistir en instalaciones solares a escala de servicios públicos y utilizar herramientas y sistemas avanzados de última generación, como soluciones SCADA propietarias y programas de Inteligencia de Negocios para optimizar la operación de grandes carteras de activos, sistemas CMMS, herramientas de movilidad para técnicos y drones con cámaras termográficas, entre otros.

Este contratista aportará al Proyecto estas soluciones de gestión energética personalizadas e innovadoras, y asistirá en el diseño de ingeniería, selección de equipos y supervisión de la construcción. Los servicios específicos proporcionados a Javelin bajo contrato exclusivo incluyen:

- Centro de Monitoreo de Operaciones 24x7 con informes y análisis detallados para el propietario del proyecto y el operador del sistema.

-
- Servicios de puesta en marcha de la planta solar antes, durante y después de la entrega del contratista EPC.
 - Montaje electromecánico y auditorías de fin de garantía, incluyendo pruebas de rendimiento (PR).
 - Electroluminiscencia, termografía con drones, medición de curvas I-V y otras herramientas propietarias para respaldar el rendimiento fotovoltaico óptimo.
 - Definición de especificaciones de equipos, servicio de ingeniería patrimonial y programa de mantenimiento a largo plazo.
 - Protocolos de seguridad integrales para la operación y mantenimiento de tecnologías eléctricas e infraestructura de evacuación.

3.4. Operaciones industriales e inversiones de Javelin

Además de la experiencia acumulada del grupo energético de Javelin y de nuestros socios del Equipo del Proyecto, Javelin puede aprovechar su experiencia en la construcción de proyectos de infraestructura, gestión de activos mineros y operación de sitios industriales a nivel global. Javelin tiene presencia operativa en 24 países de Europa, Asia, Norte, Centro y Sudamérica, brindando financiamiento a corto y largo plazo, así como apoyo logístico para sus clientes.

Javelin busca invertir en sectores energéticos y cadenas de suministro de materias primas para promover el comercio global, proporcionando financiamiento y capital a mercados emergentes, nuevas relaciones y clientes a largo plazo. Javelin es un socio integral sin precedentes, diseñado para ofrecer todo el espectro de servicios de comercialización, negociación, cobertura, logística, financiamiento, asesoría e inversión en materias primas a nuestros clientes y socios. Los sectores de Inversión Objetivo de Javelin:

- Productos y Tecnologías de Energía Renovable
- Materias Primas a Granel
- Desarrollo de Proyectos Renovables
- Productos de Acero, chatarra y HBI
- Petróleo y Productos Refinados
- Metales no ferrosos y de baterías
- Activos de Transporte Fluvial
- Productos Agrícolas
- Flete Oceánico y Logística
- Materias Primas Blandas e Industriales
- Terminales Portuarias e Instalaciones de Carga de Buques
- Productos de Carbono Verde

4. Descripción del Proyecto y Marco de Referencia

La energía eléctrica en Paraguay es gestionada por la Administración Nacional de Electricidad, una organización estatal, con independencia y autonomía para tomar decisiones. Se constituyó en 1949 como entidad autónoma con personalidad jurídica propia. El país utiliza gran parte de la energía que genera; el resto se exporta a sus vecinos Argentina y Brasil. La ANDE posee y opera todas las centrales eléctricas, las redes eléctricas nacionales, las transmisiones y subestaciones, así como la distribución.

Las fuentes de electricidad son las siguientes:

- La primera gran represa del país fue **Acaray**, propiedad de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), que entró en operación en 1968 con una capacidad instalada de 210 MW. Este proyecto marcó el inicio del aprovechamiento sistemático del potencial hidroeléctrico nacional.
- Posteriormente, se construyó la Central Hidroeléctrica **Itaipú**, emprendimiento binacional entre Paraguay y Brasil, que entró en operación en 1984. Con una capacidad total de 14.000 MW, de los cuales 7.000 MW corresponden a Paraguay, Itaipú es reconocida como una de las represas más eficientes del mundo. La central cuenta con 20 turbinas de 700 MW cada una, distribuidas equitativamente entre ambos países. La mayor parte de la energía que corresponde a la participación paraguaya es exportada a Brasil a través del sistema interconectado.
- Una década más tarde se puso en marcha la Central Hidroeléctrica **Yacyretá**, emprendimiento conjunto entre Paraguay y Argentina, que inició operaciones en 1994. Posee una capacidad total de 3.100 MW, de los cuales 1.600 MW corresponden a Paraguay. De forma análoga a Itaipú, la mayor parte de la energía generada por la cuota paraguaya se destina a la exportación hacia Argentina.

En conjunto, las tres represas aportan la totalidad de la generación eléctrica del país, con una capacidad instalada nacional de aproximadamente 8.810 MW, según el Balance Energético Nacional y la nota técnica del BID (Lucantonio, Sosa y Aiello, 2022). Este parque de generación sitúa a Paraguay entre los mayores exportadores netos de energía eléctrica renovable del mundo.

Si bien, históricamente el Paraguay ha sido un exportador neto de energía, el Paraguay se enfrenta muy cerca de llegar a niveles críticos de capacidad, lo cual pone en la necesidad urgente de instalar nuevas fuentes de generación de energía para atender la creciente demanda tanto de los hogares y comercios, así como del sector industrial y agro. Según los expertos, al ritmo actual, el país alcanzaría niveles críticos de disponibilidad eléctrica, en 2032 o 2033. No parecía posible que un país aparentemente con abundante energía se quedara sin electricidad nacional tan pronto. Sin embargo, debido al crecimiento del país, esta es la realidad.

Tanto el gobierno como el sector privado están impulsando nuevos proyectos, como plantas solares fotovoltaicas, mini presas hidroeléctricas a corto plazo, así como gas natural y energía nuclear a largo plazo. Funcionarios del gobierno afirmaron que el país necesitará invertir mil millones de dólares anuales, de los cuales se espera que la mitad provenga del sector privado.

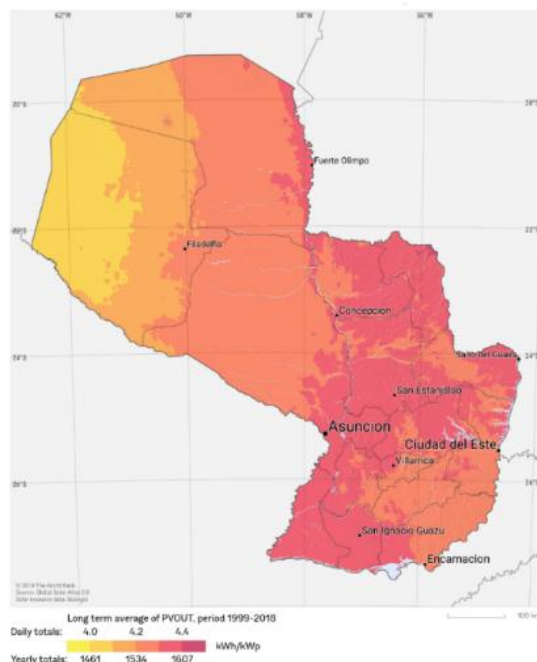
Gracias a las nuevas tecnologías y a una óptima irradiación solar local, una planta de energía solar ofrece la alternativa energética más ventajosa para complementar el suministro actual. Históricamente, la demanda de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional presentaba un valle que comenzaba después de la medianoche y se extendía hasta la madrugada, con un aumento al mediodía, seguido de otro valle, seguido de un pico pronunciado al anochecer. Esta situación cambió lenta y metódicamente hasta la aparición de otra hora punta al mediodía.

Actualmente, ambos picos, al mediodía y al anochecer, ejercen una gran presión sobre el sistema existente. Este fenómeno abre una ventana de oportunidad para plantas solares fotovoltaicas, ya que la demanda máxima del mediodía coincide con la mayor radiación solar. Los parques solares comenzarían a generar energía al amanecer, aumentando hasta su máximo al mediodía, para luego disminuir lentamente llegado el atardecer.

En este marco, el Proyecto Solar Valenzuela tiene como propósito fortalecer la seguridad energética del Paraguay mediante la incorporación de una fuente renovable, limpia y competitiva, capaz de atender la creciente demanda de electricidad. La iniciativa se enmarca en la Ley N.º 7452/2025 de Modernización del Régimen de Promoción de la Inversión en Infraestructura Pública, bajo un esquema de asociación público-privada (PPP), y responde a la necesidad de incrementar la oferta de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y, al mismo tiempo, diversificar una matriz energética caracterizada por su alta dependencia de la generación hidroeléctrica.

La selección del sitio para el proyecto se fundamenta en la ventaja relativa de la zona de Valenzuela en cuanto a su potencial de generación fotovoltaica. A continuación, se presenta un mapa nacional elaborado por el Banco Mundial, en el que se identifican las áreas con mayor potencial para la instalación de plantas solares fotovoltaicas.

Figura 4.1 Potencial generación de potencia fotovoltaica



Fuente: Banco Mundial

El objeto de este estudio de viabilidad preliminar es la presentación de un proyecto solar con una capacidad de 400 MWac interconectado a la subestación Valenzuela (**“Iniciativa Privada Valenzuela”** o el **“Proyecto”** según corresponda). Asimismo, se detallará la figura contractual propuesta por Javelin.

La Iniciativa Privada Valenzuela traerá grandes beneficios para la zona y la matriz eléctrica del Paraguay:

- Diversificación de la matriz energética.
- Inversión extranjera a largo plazo.
- Generación de puestos de trabajo (directos e indirectos).
- Aumento de la oferta y seguridad del abastecimiento de energía.
- Disminución del consumo de recursos naturales.
- Potencial reducción de necesidad futura de importar energía.
- Reducción del impacto de los gases de efecto invernadero.
- Aumento de la capacidad de la red durante la demanda punta del mediodía del SIN.
- Optimización de la capacidad de generación hidráulica.

4.1. Marco Estratégico y Coherencia del Proyecto con las Estrategias y Planes Nacionales

Paraguay dispone de un Plan Nacional de Desarrollo (“PND”) lanzado en 2014 y revisado en el año 2021,

que funge como guía hasta 2030 y plasma la proyección del país sustentada en la economía basada en el conocimiento; con indicadores de progreso social en el nivel más elevado de Sudamérica; articulado y abierto a los países vecinos y al resto del mundo; y ambiental y económicamente perdurable.

Con la versión actualizada del PND Paraguay 2030 se apunta a una metamorfosis estatal que conduzca a un crecimiento sostenible e inclusivo, impulsando la dinamización y diversificación de la estructura productiva, con el desarrollo humano y la protección ambiental como ejes centrales.

El PND señala: *“Modificar la matriz de consumo constituye uno de los desafíos prioritarios del ámbito energético. Pese a tratarse de un país esencialmente generador de energía hidroeléctrica, únicamente el 19 % de la energía total consumida procede de dicha fuente, en tanto que el remanente proviene de la biomasa y de los combustibles derivados del petróleo, estos últimos íntegramente importados. El transporte es el mayor usuario de combustibles fósiles, lo que se explica principalmente por el acelerado incremento del parque automotor en los últimos quince años. Este aspecto requiere una atención diferenciada en el núcleo de la agenda pública, no solo por la fuga de divisas que representa el consumo interno de hidrocarburos, sino también por los efectos adversos sobre la salud humana y el entorno derivados de las emisiones de gases de efecto invernadero y de material particulado originadas, sobre todo, por su uso en el transporte”.*

Asimismo, agrega: *“La cobertura del servicio eléctrico es prácticamente universal desde hace varios años. Sin embargo, la calidad del suministro sigue constituyendo un reto. El crecimiento demográfico, así como la mayor utilización de equipos de alto consumo energético, exigen inversiones sustanciales en infraestructura de transmisión, distribución y mantenimiento de la red para ofrecer un servicio de mayor calidad. Además, resulta fundamental explorar alternativas complementarias para la generación eléctrica a partir de fuentes emergentes”.*

En el capítulo de “Estrategia Global”, uno de los ejes es el “Desarrollo con base energética”, en el que se indica: *“El desarrollo sostenible del país requiere incorporar la energía renovable y limpia como motor de un nuevo dinamismo económico. Se propone un proceso que transforme la energía en producción y servicios, potenciando el ciclo de industrialización ligado al uso de la electricidad. Adicionalmente, de manera gradual, se plantea reconfigurar la matriz de oferta energética hacia una mayor diversificación, incorporando la generación de diversas modalidades de energías renovables alternativas, así como migrar la matriz de consumo hacia un modelo más sustentable, basado en el aprovechamiento de la producción energética nacional, sobre todo en el transporte, la industria y el sector residencial”.*

Por último, entre los cuatro ejes del PND figura el “Fortalecimiento Político-Institucional”, cuya línea transversal de “Sostenibilidad ambiental” implica: *“Reducir los desequilibrios ecológicos ocasionados por la actividad económica y los asentamientos humanos. Ello supone mejorar sustancialmente la calidad de vida de la población en dichos asentamientos, mediante viviendas adecuadas, acceso universal al agua potable, servicios básicos de saneamiento y sistemas de gestión de residuos. Asimismo, se persigue disminuir los niveles de contaminación industrial, mediante la planificación y el control de las zonas de explotación de*

recursos naturales, reduciendo la pérdida del patrimonio natural y de la biodiversidad nativa. Además, contempla la generación de oportunidades para incentivar el capital natural mediante la protección y restauración de los ecosistemas, promoviendo, entre otros, el mercado de servicios ambientales”.

En consonancia con lo expuesto y con el compromiso del Paraguay frente al cambio climático, la Iniciativa Privada Valenzuela se alinea con los objetivos nacionales al proveer energía eléctrica eficiente y limpia, procedente de una fuente renovable no hidráulica, reduciendo la exposición del país a la hidrología y a las importaciones de derivados del petróleo permitiendo al país diversificar su matriz energética mientras preserva su carácter 100 % renovable. Vale la pena señalar que actualmente se encuentra en marcha el proceso de actualización del Plan Nacional de Desarrollo (PND) con una visión al 2050. Este plan establece cuatro pilares sobre los que se agrupan los objetivos nacionales:

- Pilar I: Personas y sociedad
- Pilar II: Infraestructura, innovación y competitividad
- Pilar III: Ambiente y Energía
- Pilar IV: Instituciones, seguridad y proyección internacional

Dentro del Pilar III: Ambiente y Energía, el Gobierno Nacional ha definido como objetivo estratégico “Sus objetivos buscan garantizar el uso sostenible de los recursos naturales, la conservación del capital natural y la transición hacia un sistema energético más eficiente y resiliente para el bienestar de las generaciones presentes y futuras”. Este propósito se vincula de manera directa con el proyecto en análisis.

Si bien el PND 2050 aún se encuentra en proceso de validación, su planteamiento preliminar orienta las acciones hacia una mayor inversión en infraestructura pública, con el fin de continuar reduciendo brechas estructurales y promoviendo un desarrollo más equilibrado y competitivo.

El proyecto contribuye directamente a los objetivos de la Política Energética del Paraguay 2050 (PEP, aprobada por el Decreto N° 2553/24), que promueve la diversificación de la matriz eléctrica, así como el incremento de la seguridad energética y la mayor inserción de energías renovables no hidráulicas.

- **Política Energética Paraguay 2050 (PEP 2050):** La PEP, aprobada por Decreto N.º 2553/24, establece la diversificación de la matriz y el incremento de la seguridad energética como objetivos estratégicos. El proyecto contribuye directamente a este mandato, sumando generación solar en coincidencia con la curva de demanda máxima al mediodía, disminuyendo la necesidad de respaldo térmico y evitando aproximadamente 175.000 tCO₂e/año de emisiones.
- **Plan Maestro de Electricidad de la ANDE:** La ANDE ha definido, a través de su planificación sectorial, la urgencia de ampliar la capacidad de generación y reforzar la transmisión para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Si bien el presente proyecto no estaba inicialmente contemplado en dicho plan, se enmarca en la estrategia de diversificación de fuentes y contribuye a aliviar la

presión de la demanda en horarios críticos (mediodía y atardecer). Al agregar 400 MWac de energía solar, complementa la generación hidroeléctrica y mejora la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

- **Ley Nº 6977/2023 y Decreto N.º 1168/2024 y sus modificaciones (Energías Renovables no Convencionales):** Esta normativa promueve el fomento de fuentes limpias y establece la necesidad de contar con licencias de generación para proyectos renovables. La Iniciativa Privada Valenzuela se enmarca plenamente en este esquema, contribuyendo a la implementación de los instrumentos creados por la regulación vigente.
- **Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030:** El proyecto contribuye a varios ODS, entre ellos:
 - ODS 7: Energía asequible y no contaminante, al aumentar la participación de renovables en la matriz.
 - ODS 9: Industria, innovación e infraestructura, al fortalecer la infraestructura energética y habilitar mayor competitividad industrial.
 - ODS 13: Acción por el clima, al reducir emisiones de GEI y promover la transición hacia una matriz baja en carbono.

En este sentido, la Iniciativa Privada Valenzuela presenta una clara coherencia con las prioridades nacionales e internacionales del Paraguay, al apoyar simultáneamente los objetivos de seguridad energética, diversificación productiva, sostenibilidad fiscal y compromiso ambiental.

4.2. Antecedentes del Proyecto

Paraguay dispone de un recurso solar excepcional y la Administración Nacional de Electricidad (“ANDE”) ha incorporado en su Plan Maestro 2040 varios parques solares fotovoltaicos, tanto con sistemas de almacenamiento en baterías como sin ellos. Dicho Plan Maestro prevé, además, obras significativas de refuerzo del Sistema Interconectado Nacional.

Ante el incremento proyectado de la demanda eléctrica, existe la posibilidad de que se registren déficits de energía antes de que entren en operación las obras contempladas en el Plan Maestro. Con el objetivo de cubrir esos déficits y, al mismo tiempo, diversificar la matriz eléctrica del país preservando su carácter 100 % renovable, Javelin ha evaluado la Iniciativa Privada Valenzuela como un proyecto de gran potencial para la instalación de parques fotovoltaicos a gran escala.

Tras el análisis jurídico y regulatorio pertinente, y tal como ya se ha indicado, Javelin propone estructurar la Iniciativa Privada Valenzuela mediante una asociación público-privada al amparo de la Ley 7452/25. Igualmente, se prevé la suscripción de un contrato PPP y de un contrato de compraventa de energía (“PPA” por sus siglas en inglés) en virtud del cual la inversión será asumida íntegramente por Javelin, liberando así al Estado de dicho desembolso y permitiendo la disponibilidad de esos recursos para otros fines.

4.3. Análisis de Involucrados

Para lograr exitosamente la ejecución de la Iniciativa Privada Valenzuela, es necesaria la participación de los principales stakeholders del Proyecto, incluyendo las máximas autoridades como el Gobernador del Departamento y el Intendente, la ANDE como ente regulador, el Viceministerio de Minas y Energías dependiente del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), la Dirección General de Inversión Pública (DGIP) dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), el Ministerio de Industria y Comercio (MIC) ante el régimen aplicable a la importación de paneles solares y los vecinos de la zona de influencia, entre otros actores relevantes.

Los involucrados indicados, participaran del proyecto según se presenta a continuación:

Tabla 4.1 Matriz de involucrados del Proyecto				
Descripción	Intereses	Problemas	Recursos	Mandatos y compromisos
Viceministerio de Minas y Energía (VMME – MOPC)	Promover la diversificación de la matriz energética y fortalecer la generación renovable.	Capacidad institucional limitada y dependencia de generación hidroeléctrica.	Asignaciones del presupuesto nacional y cooperación internacional (BID, UE, CAF).	Implementar la Política Energética Nacional y promover proyectos de energías renovables.
Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	Incrementar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional mediante fuentes limpias.	Crecimiento de la demanda eléctrica y necesidad de nuevas fuentes de generación distribuida.	Capacidad técnica y experiencia operativa; posibilidad de acuerdos de compra de energía (PPA).	Expansión del Sistema Interconectado Nacional y fortalecimiento de la red de transmisión.
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES)	Garantizar el cumplimiento de la normativa ambiental y promover el desarrollo sostenible.	Limitaciones en monitoreo ambiental y falta de recursos para fiscalización.	Equipos técnicos y mecanismos de evaluación ambiental.	Evaluación y seguimiento del Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
Ministerio de Economía y Finanzas / MEF	Mantener la disciplina fiscal y facilitar la financiación sostenible de proyectos energéticos.	Restricciones fiscales y dependencia del financiamiento externo.	Líneas de crédito con multilaterales y capacidad de endeudamiento controlada.	Asegurar sostenibilidad fiscal y promover inversión responsable.

Tabla 4.1 Matriz de involucrados del Proyecto

Descripción	Intereses	Problemas	Recursos	Mandatos y compromisos
Ministerio de Industria y Comercio (MIC)	Promover y facilitar el desarrollo productivo e industrial para fortalecer a la industria e el comercio,	Inversión privada en el sector eléctrico es limitada.	Definir incentivos y regulación aplicable,	Apoyo a la atracción de inversión privada y fomento de la competitividad industrial.
Gobernación de Cordillera y Paraguarí	Promover el desarrollo productivo y el empleo local.	Limitaciones en infraestructura regional y acceso a servicios básicos.	Recaudación departamental y cooperación interinstitucional.	Coordinación territorial y apoyo político a la inversión.
Municipalidad del distrito de Valenzuela, y otras según corresponda	Mejorar servicios locales y captar ingresos por tributos e inversiones.	Capacidad administrativa limitada y déficit en infraestructura.	Ingresos municipales por tasas y permisos.	Ordenamiento territorial y gestión de licencias y
Consumidores de energía eléctrica de Paraguay	Acceder a un suministro eléctrico confiable, estable y a precios competitivos, con menor exposición a variaciones hidrológicas o de precios internacionales de combustibles.	Riesgo de interrupciones o alzas tarifarias derivadas de la dependencia hidroeléctrica y de eventuales déficits de generación. Limitado conocimiento sobre el aporte de nuevas fuentes renovables.	Capacidad de organización a través de asociaciones de usuarios y cámaras sectoriales. Potencial para impulsar una demanda energética más eficiente y sustentable.	Participar en instancias de información y consulta sobre la transición energética. Promover el uso racional de la energía y la aceptación de fuentes renovables en la matriz eléctrica.
Vecinos de la zona / Comunidades Locales	Acceder a oportunidades de empleo, mejoras en la infraestructura local y a un suministro eléctrico más confiable.	Riesgo de oposición social ante percepciones de afectación ambiental, uso de suelo o falta de información adecuada sobre el proyecto.	Capital humano local disponible para actividades laborales y organizaciones comunitarias que pueden participar en procesos de diálogo y sensibilización.	Participar en instancias de consulta pública, velar por la protección ambiental y promover la convivencia y aceptación social del proyecto.

Tabla 4.1 Matriz de involucrados del Proyecto

Descripción	Intereses	Problemas	Recursos	Mandatos y compromisos
Empresas Constructoras	Ejecución eficiente del proyecto, cumplimiento de plazos y estándares técnicos, maximización de rentabilidad y reputación en el sector energético.	Condiciones climáticas adversas, demoras en la importación de equipos, dificultades logísticas en zonas rurales, y eventuales conflictos laborales o sociales locales.	Capacidad técnica, maquinaria pesada, personal calificado, experiencia previa en obras de infraestructura energética	Cumplir con las normas de seguridad industrial, estándares ambientales y sociales del proyecto, y los contratos EPC bajo supervisión de ANDE.
Proveedores	Colocar sus productos en proyectos emblemáticos, asegurar continuidad comercial y mantener relaciones de largo plazo con desarrolladores y contratistas.	Fluctuación de precios internacionales, costos logísticos, riesgos cambiarios, y requerimientos técnicos o normativos específicos del mercado paraguayo.	Capacidad de importación, redes de distribución local, stock de repuestos, y servicios de mantenimiento posventa.	Garantizar la calidad, trazabilidad y certificación técnica de los equipos; cumplimiento de normas de eficiencia energética y estándares internacionales.
Entidades Financieras	Bancabilidad del Proyecto. Participar en operaciones con rentabilidad, bajo riesgo y alto impacto ambiental positivo; diversificar cartera en energías limpias y fortalecer su reputación en financiamiento verde.	Percepción de riesgo país, falta de garantías soberanas, debilidades institucionales locales, o insuficiente historial crediticio de nuevos desarrolladores.	Capacidad crediticia, instrumentos de financiamiento verde (bonos sostenibles, líneas climáticas), asistencia técnica y garantías parciales de riesgo.	Aplicar estándares internacionales de salvaguardas ambientales y sociales (IFC Performance Standards, Equator Principles), monitorear indicadores ESG y asegurar la sostenibilidad financiera del proyecto.

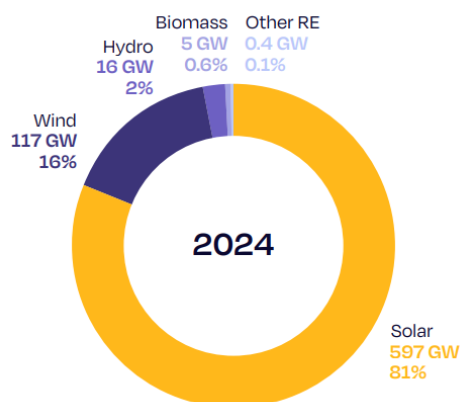
4.4. Análisis de Mercado

No cabe duda de que la energía solar se ha convertido en el motor de la transición energética. En un mundo con unos límites de emisiones de carbono cada vez más estrictos, a fin de combatir el cambio climático, las tecnologías de energía solar representan una de las formas de generación de electricidad más limpias, al

tener durante su ciclo de vida una huella de carbono inferior a la de las tecnologías de generación convencional que utilizan combustibles fósiles.

En 2024, la energía solar continuó dominando la expansión mundial de las energías renovables, consolidando su posición como la fuente de electricidad renovable de más rápido crecimiento por vigésimo año consecutivo. De los 735 GW estimados de nueva capacidad renovable instalada en todo el mundo, la energía solar fotovoltaica representó el 81%, conectando a la red 597 GW (véase la Fig. 4.2). Esto supone un ligero aumento respecto al 78% de 2023 y consolida aún más el papel de la energía solar como principal impulsor de la transición energética. Una vez más, al superar a todas las demás tecnologías renovables en conjunto, la energía solar demostró su inigualable escalabilidad y competitividad en costes en el panorama energético mundial. La incorporación total de capacidad renovable aumentó en 159 GW en 2024, un sólido incremento del 28% con respecto a 2023. El aumento de la nueva capacidad renovable recae íntegramente en la energía solar, ya que el sector eólico se estancó con un crecimiento de tan solo el 0.3%.

Figura 4.2 – Capacidad neta de generación de energía renovable instalada en 2024



Fuente: Global Market Outlook for Solar Power 2025-2029

El ritmo de la energía solar fotovoltaica se está acelerando en todas las regiones, batiendo récords tanto en mercados emergentes como en economías avanzadas. Brasil, por ejemplo, ha aumentado significativamente su generación solar en los últimos años y se ha convertido en el quinto mayor productor de energía solar. En 2024, la generación de energía solar en la Unión Europea superó por primera vez a la del carbón, con una participación en la matriz eléctrica superior al 10 % y alcanzando el 20 % o más en mercados como Chipre, Grecia, Hungría y España; estos dos últimos incluso alcanzan el 25 %.

Entre 2010 y 2024, el Costo Nivelado de Energía² (o LCOE por sus siglas en inglés) promedio ponderado global de las plantas solares fotovoltaicas a gran escala disminuyó un 90%, de USD 0.417/kWh a USD

² El LCOE es un indicador económico que representa el costo total promedio por unidad de electricidad generada a lo largo de la vida útil de una planta de generación. El LCOE permite comparar costos de generación de energía eléctrica bajo una misma métrica económica.

0.043/kWh. Sin embargo, el valor de 2024 se mantuvo prácticamente sin cambios en comparación con 2023, registrando un ligero aumento interanual de alrededor del 0.6%. Esta tendencia refleja la evolución de las condiciones financieras en los mercados.

El costo total instalado promedio ponderado global de los proyectos puestos en marcha en 2024 fue de USD 691/kW. Esto fue un 87% menor que en 2010 y un 11% menor que en 2023. Entre 2010 y 2024, el factor de capacidad promedio ponderado global para nuevas plantas solares fotovoltaicas a gran escala aumentó del 15% al 17.4%.

El aumento de los factores de capacidad se debió a una combinación de razones, como la evolución de las relaciones de carga de los inversores, la relación DC/AC y un cambio en la irradiancia media de los proyectos derivado en gran medida a optimizaciones técnicas. El uso extendido de seguidores, impulsado principalmente por la mayor adopción de tecnologías bifaciales, representó un tercio de este aumento. Estas tendencias generaron compensaciones en los factores de capacidad, lo que permitió un mayor despliegue de energía solar fotovoltaica en latitudes con menos recursos solares.

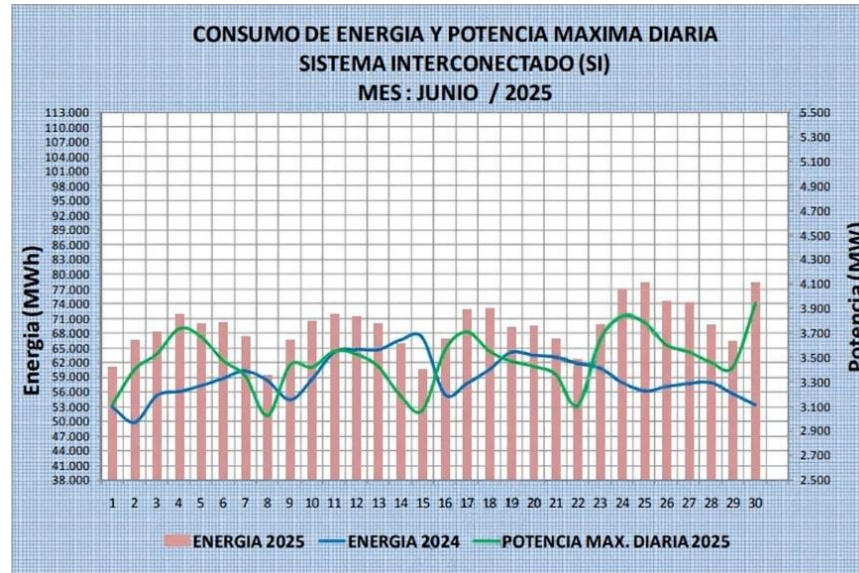
En 2024, los costes promedio del balance del sistema (BoS) (excluyendo módulos e inversores) representaron alrededor del 65 % de los costes totales de instalación (TIC) de las plantas fotovoltaicas a gran escala. Los costes globales de los módulos de silicio cristalino registraron una disminución del 97 % entre enero de 2010 y diciembre de 2024. Las instalaciones solares fotovoltaicas a gran escala se combinan cada vez más con el almacenamiento en baterías, creando así sistemas híbridos que mejoran la fiabilidad y la flexibilidad de la red.

Dada la madurez de la tecnología solar fotovoltaica a nivel mundial, esta representa una opción segura y asequible para la diversificación de la matriz energética paraguaya. Paraguay, un país comprometido con el desarrollo sostenible de su sector energético y de la sociedad, apunta a diversificar su matriz energética a través de la promoción de recursos energéticos renovables que permitan reforzar la seguridad energética, ante la creciente demanda y los desafíos a los que el cambio climático impone a los actuales recursos hídricos.

4.5. Necesidad del Proyecto

El consumo final de energía en junio de 2025 muestra un incremento del 17,37% con respecto al año anterior (junio 2024). El consumo de electricidad en el último periodo cerrado (2024) ha crecido 18,46 %.

Figura 4.3 – Consumo de energía y potencia máxima diaria



Fuente: Informe Preliminar de Energía Eléctrica del Viceministerio de Minas y Energía

El consumo final de energía eléctrica en el año 2024 alcanzó los 20.383 GWh, experimentando un incremento del 18% en comparación con el año previo. Este aumento supera la tasa de crecimiento acumulada del 6,0% observada durante la década anterior, comprendida entre los años 2012 y 2022, señalando una aceleración notable en la demanda eléctrica en el lapso de un año. Desde el punto de vista estructural, el sector residencial continúa siendo el de mayor demanda, con el 41,8 % del total de consumo registrado.

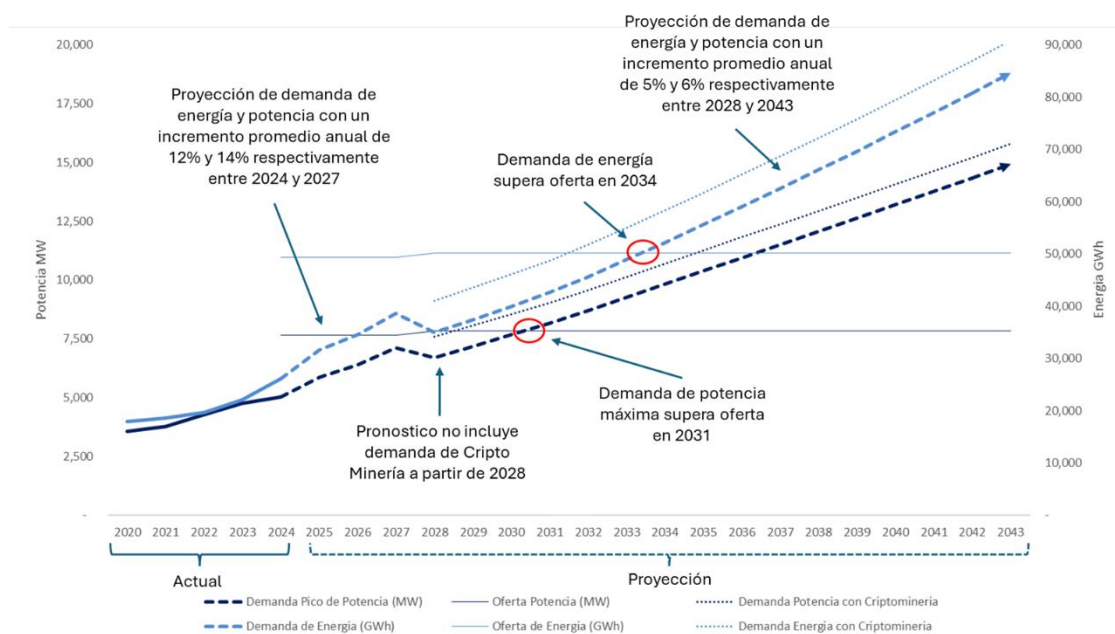
Históricamente, el sector eléctrico del Paraguay muestra una curva de crecimiento de demanda que se ha estabilizado en los últimos 20 años en torno al 6%, tanto a nivel de consumo de energía como de picos de potencia:

Tabla 4.2 – Crecimientos de demanda históricos		
Periodo	Crecimiento de pico de potencia	Crecimiento de demanda de energía
1985-1990	11,9%	12,4%
1990-2000	10,2%	10,4%
2000-2010	5,4%	5,8%
2010-2020	6,5%	5,8%
2020-2024	9%	10%

Los pronósticos de generación indican que el crecimiento de la demanda será de aproximadamente el 6.6% anual hasta el 2030 y 3.3% hasta el 2040. Con estos valores se han estimado los requerimientos de energía y picos de potencia del sistema eléctrico de Paraguay, lo que indica que para el 2029, fecha estimada de entrada en operación del proyecto, el promedio de energía requerido será de 37.411 GWh y un pico de potencia de 7.188 MW.

Como se puede observar en la Figura 4.4, la demanda de potencia máxima supera a la oferta en 2031 y la demanda de energía supera a la oferta en 2034. Estos valores de demanda de energía y potencia asumen que la demanda por criptominería no continúe después del 2027 fecha en que expiran los contratos principales con las compañías de criptominería. Si la demanda de estos usuarios continúa, el déficit se acelera dos años, es decir para el 2029 la demanda de potencia supera a la oferta y la demanda de energía supera a la oferta en 2032.

Figura 4.4. Proyección de demanda



Fuente: Elaboración propia con datos de la ANDE

En referencia a la estacionalidad mensual de la generación, los pronósticos realizados por ANDE indican que a partir del 2033 podría haber déficit de energía en determinados meses del año.

Estos pronósticos han movilizó el Plan Estratégico realizado por ANDE, con la necesidad de proyectar nueva generación y la diversificación de la matriz energética, priorizando la generación de fuentes renovables de energía tanto convencionales como no convencionales, como la solar y la eólica. Sin embargo,

estos proyectos podrían no llegar a entrar en operación antes de que comiencen los faltantes de potencia en determinados meses del año.

La Iniciativa Privada Valenzuela podría estar operativa en 2027. Adicionalmente, es necesario considerar potenciales periodos de sequía que podrían reducir el caudal del río Paraná en los próximos años, y, por consiguiente, la capacidad de generación de la central de Itaipú. Junto con esto, el desarrollo industrial de Paraguay (incluyendo diversas industrias electro intensivas), que es hoy uno de los países más atractivos para los inversores internacionales en Latinoamérica, la implementación de autos eléctricos y el futuro desarrollo del mercado de hidrogeno verde, que sin dudas será una oportunidad para Paraguay siendo que cuenta con una matriz 100% renovable. La primera evidencia es el contrato de provisión de energía firmado entre ANDE y ATOME (por más de 100 MW) específicamente para la producción de hidrogeno verde, entre otros PPA celebrados (como por ejemplo los de minería de cripto monedas). La Iniciativa Privada Valenzuela, debido a su estratégica ubicación y tiempos de implementación, permitirán a Paraguay realizar una transición energética ordenada y evitar faltantes de electricidad en función del crecimiento de la demanda eléctrica del país.

4.6. Caracterización del Área de Influencia

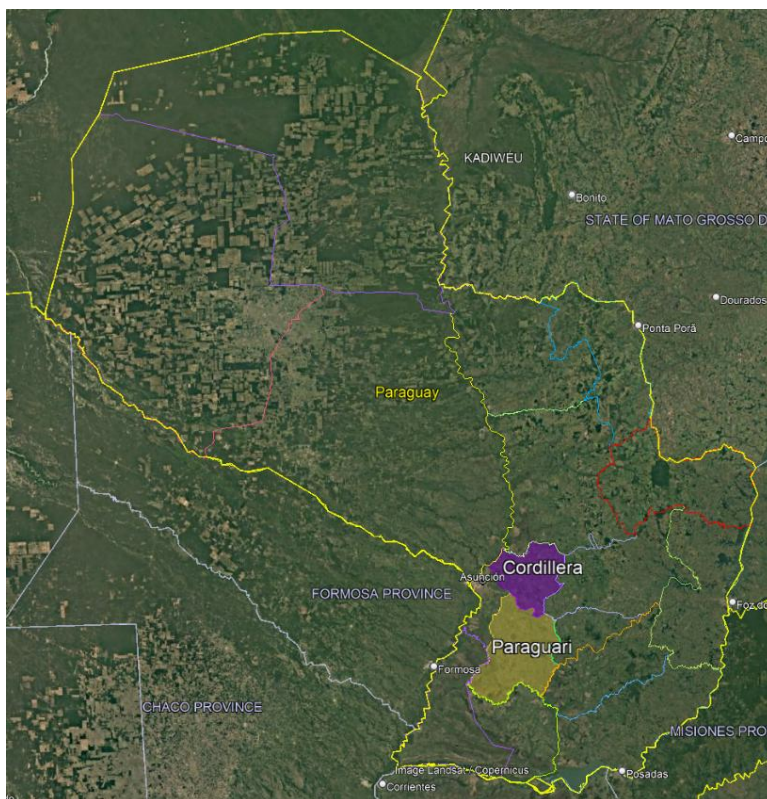
La definición de la zona de influencia del proyecto responde a criterios de proximidad geográfica, vinculación funcional y relevancia socioeconómica en relación con el emplazamiento de la planta fotovoltaica. Bajo estos criterios, la zona de influencia se circunscribe a los Departamentos de Cordillera y Paraguarí, donde se prevé la localización directa del proyecto y la manifestación de sus principales impactos ambientales, sociales y económicos. Cabe mencionar que el proyecto generará impactos positivos en otras regiones al disminuir la necesidad y dependencia del uso de generadores de diésel y disminuir la dependencia de las hidroeléctricas.

Esta delimitación considera tanto los efectos directos asociados a la construcción, operación y mantenimiento de la planta, como los efectos indirectos, vinculados al empleo local, la provisión de servicios, el dinamismo empresarial. Asimismo, reconoce que la estructura productiva y demográfica del departamento configura un entorno de alta relevancia para la evaluación integral del proyecto.

Los Departamentos de Cordillera y Paraguarí, situados en la región Oriental de Paraguay, se caracterizan por su cercanía a la región de la capital y tienen una superficie territorial de 13,653 km² y una población de 579.000 (según censo del 2022). Su cercanía a la capital permite una diversificación productiva que incluye pequeñas empresas, de servicios y manufactura ligera, así como actividades turísticas, agricultura y ganadería. Su localización estratégica, conectando a la ciudad capital con Ciudad del Este (Ruta PY02) y con Encarnación (Ruta PY01), lo posiciona como un territorio con un rápido crecimiento económico con amplio potencial para el desarrollo de energías renovables y proyectos de inversión sostenible.

En este contexto, la delimitación departamental de la zona de influencia permite concentrar el análisis en un espacio directamente afectado y funcionalmente dependiente del proyecto, garantizando una lectura precisa de sus impactos y oportunidades en términos de desarrollo territorial.

Figura 4.5 Área de Influencia

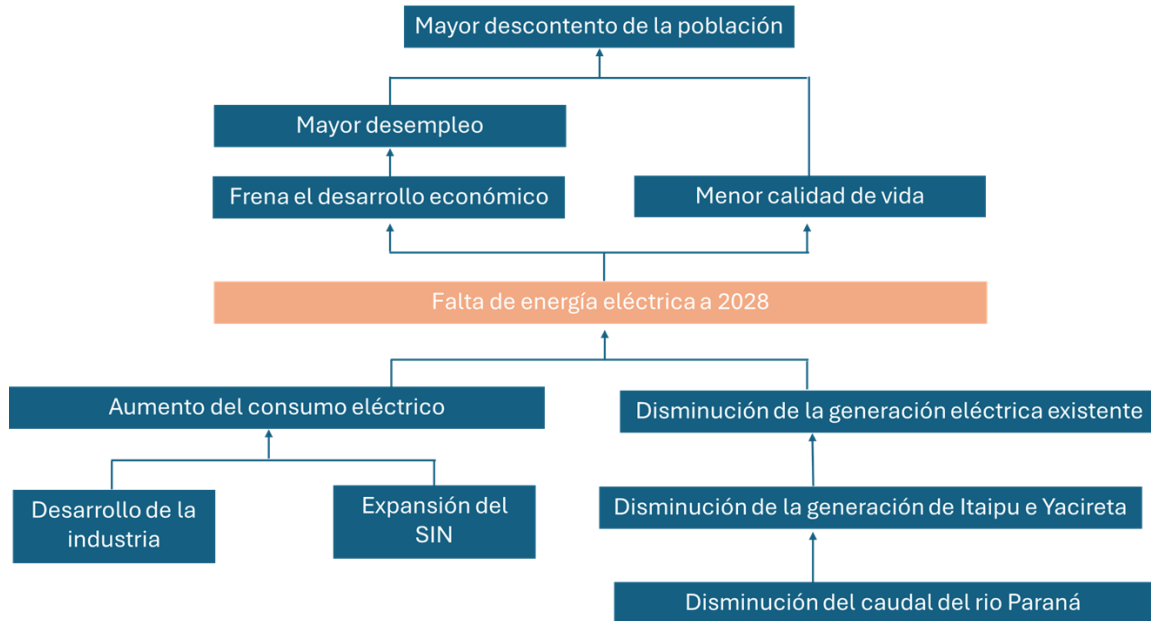


Fuente: Elaboración propia

4.7. Árbol del Problema

A continuación, se describe de manera esquemática en la Figura 4.6. los elementos que llevan a una falta de energía eléctrica, así como los inconvenientes que esto desencadena.

Figura 4.6. – Árbol de problemas



Fuente: Elaboración propia

5. Descripción de la Estructura del Contrato PPP

5.1. Descripción de la estructura contractual

El presente proyecto se enmarca en la Ley PPP del Paraguay. Esta norma regula tanto las iniciativas privadas como los principios de estructuración, distribución de riesgos, sostenibilidad fiscal y transparencia que deben regir en todas las fases del proyecto.

5.2. Modelo de negocio

El contrato tendrá una duración de 32 años desde la puesta en operación e incluirá diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica a ser instalada en el departamento de Cordillera y Paraguarí, Paraguay. El esquema de remuneración propuesto establece pagos que compensan al participante privado por sus inversiones de capital y por la operación y mantenimiento de la infraestructura, bajo una estructura que busca una óptima asignación de riesgos.

La recaudación de ANDE por la energía vendida a usuarios finales constituirá la principal fuente de fondeo, pero no será percibida directamente por el participante privado, ya que se depositaría en el Fideicomiso de Garantía y Liquidez PPP o en otro Fideicomiso que disponga la Administración Contratante, desde donde el Estado efectuará los pagos conforme al contrato. Es decir, la recaudación de la ANDE por venta de energía no constituirá directamente un ingreso para el participante privado, sino que será la ANDE la que intermediará entre el participante privado y usuarios finales de la energía.

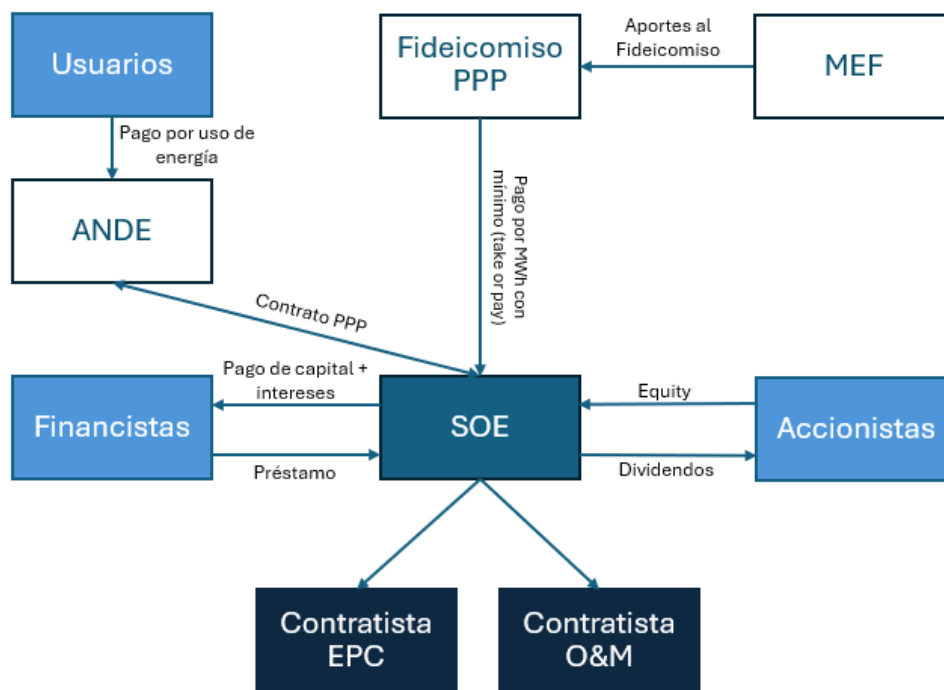
El modelo contempla un concepto de pago a favor del participante privado directamente relacionado a la energía disponible, es decir, a la energía que el generador esté en condiciones de producir y suministrar a la red. Este será un pago mensual que la ANDE instruirá al Fideicomiso a realizar conforme a la energía disponible y la tarifa establecida en el contrato. Este pago por disponibilidad de energía eléctrica se percibirá desde la puesta en operación hasta la finalización del contrato.

La tarifa por MWh establecida se fija desde el inicio del contrato, brindando certidumbre sobre los flujos de pago y reforzando la bancabilidad del esquema. En este modelo, es la ANDE la que asume el rol de intermediación entre la generación de energía producida por la Planta y los usuarios finales, concentrando la recaudación y canalizando los pagos a través del fideicomiso conforme a lo pactado. De este modo, se requiere a la ANDE asuma el riesgo de demanda y a su vez el Estado garantiza la estabilidad de los ingresos al participante privado y se genera un marco que permite a este focalizarse en la eficiencia operativa, mientras que los financiadores disponen de mayores garantías de repago.

Razones por las que conviene que el Estado asuma el riesgo de demanda:

- Enfoque en la operación técnica: al quedar cubierto el riesgo de demanda, el privado puede concentrarse en maximizar la eficiencia de la planta —en términos de disponibilidad, mantenimiento preventivo y performance de los equipos— en lugar de preocuparse por la volatilidad del consumo eléctrico.
- Estabilidad contractual: la transferencia del riesgo de demanda al Estado disminuye la probabilidad de tensiones financieras que deriven en solicitudes de reequilibrio o renegociaciones, lo cual favorece la continuidad de la operación en condiciones predecibles.
- Mayor flexibilidad regulatoria: al concentrar en el Estado la exposición frente a la demanda, se le otorga un margen más amplio para ajustar la política tarifaria de acuerdo con objetivos sociales, productivos y de sostenibilidad energética, sin que ello implique comprometer la estabilidad de los ingresos del proyecto.

Figura 5.1: Modelo de negocio



Fuente: Elaboración Propia

5.3. Pagos por disponibilidad de energía eléctrica (PPEE)

Este flujo constituye la principal fuente de remuneración y se devengará desde la puesta en operación de la planta de generación hasta la finalización del contrato. Tiene por objeto remunerar al participante privado por la energía disponible para ser inyectada a la red eléctrica. Al estar desvinculado de la evolución del consumo final, garantiza la estabilidad de los ingresos del proyecto y refuerza la sostenibilidad de la concesión en el largo plazo.

El pago estará estrictamente vinculado a la energía disponible puesta a disposición del sistema eléctrico, medida en el punto de entrega conforme a los equipos de medición y un mecanismo establecido contractualmente y al sistema SCADA de la planta. Dicha energía disponible corresponderá a la capacidad efectivamente ofrecida por el participante privado en condiciones operativas, independientemente de la energía efectivamente despachada o inyectada. El pago mencionado se determinará aplicando la tarifa contractual (USD/MWh) sobre la energía inyectada más la energía disponible no generada en cada período de facturación, conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{PDEE} = \text{MWh disponibles} \times \text{Tarifa contratada (USD/MWh)}$$

De este modo, la remuneración del participante privado refleja su compromiso de disponibilidad y desempeño operativo, otorgando previsibilidad y estabilidad de ingresos bajo un esquema tipo take or pay. La tarifa contractual será objeto de ajustes de indexación periódica, aplicando las fórmulas de actualización definidas en el contrato, con el fin de preservar el equilibrio económico-financiero frente a variaciones en los costos relevantes (por ejemplo, inflación, tipo de cambio u otros índices específicos que se adopten). Para efectos de esta presentación, el modelo de negocio considera una indexación al USD y un ajuste en función del CPI de EE. UU. esperado en el largo plazo (2%).

Si bien este pago constituye una obligación firme del Estado a lo largo del contrato, no se registra como deuda pública en el momento de la firma, sino como obligaciones contractuales con cargo al presupuesto anual. De esta forma, el compromiso se incorpora en cada ejercicio fiscal, evitando un impacto inmediato en los niveles de endeudamiento público y, al mismo tiempo, asegurando la previsibilidad de ingresos necesaria para la bancabilidad del esquema.

Finalmente, cabe precisar que el pago por disponibilidad de energía no constituye un aporte del Estado en los términos del artículo 47 la Ley PPP, dado que se trata de una contraprestación derivada de la compra de un servicio público de generación eléctrica. En este esquema, la ANDE actúa como intermediaria entre el participante privado y los consumidores finales, trasladando la energía al sistema y canalizando los ingresos correspondientes, lo que mantiene la lógica de una relación comercial y no de un subsidio o aporte estatal.

5.4. Aportes Públicos/Privados

El desarrollo del Proyecto solo prevé aportes e inversiones del sector privado, es decir del generador que deberá fondearse como mínimo en un 20% por aportes de capital de sus accionistas (sponsors) y el restante de las necesidades de fondos provenir de financiamiento a través de préstamos, bonos, multilaterales, etc).

No se prevé ningún tipo de aporte o subsidio al CAPEX por parte de la Administración Contratante ni tampoco de la ANDE. La ANDE a través de la firma de un PPA de largo plazo se comprometerá a abonar al Generador (Participante Privado) por la disponibilidad de la energía generada constituyendo un pago por un servicio prestado (gasto corriente).

5.5. Análisis de riesgos

Se resaltan los siguientes 'riesgos' a la hora de presentar este estudio preliminar de viabilidad. Los riesgos se califican en bajo, medio y alto:

Matriz de Riesgos.

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Calificación	Asignación	Mitigación
Riesgo de diseño	Riesgo de diseño de la Planta	El diseño de ingeniería establecido para el proyecto puede ser insuficiente, o encontrarse con inconvenientes en el momento de la ejecución, lo que puede generar la realización de nuevas obras y/o complementarias respecto al diseño original incrementando los costos del proyecto original. Asimismo, cualquier variación en las cantidades de insumo respecto al proyecto original.	Bajo	Privado	Revisión técnica y validación del diseño por consultores independientes o una unidad de control técnico (due diligence de ingeniería)
Riesgo de construcción	Sobrecosto en construcción	Incrementos del CAPEX respecto al plan base. Aumento de costos de distintos ítems en la etapa de construcción debido a incrementos en los precios de materiales, insumos, mano de obra y especificaciones de diseño.	Medio	Privado	La SOE contratará a contratistas EPC de reconocida experiencia para el diseño y la ejecución de la obra y asumirá la supervisión integral de los trabajos. Asimismo, se exigirán garantías idóneas en el marco del contrato EPC a fin de asegurar el debido cumplimiento de las obligaciones asumidas en el contrato de compraventa de energía

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Calificación	Asignación	Mitigación
Riesgo de construcción (continuación)	Retraso en la construcción	Incumplimiento del cronograma de obras o entrada tardía en operación.	Medio	Privado	Se mitigará mediante cronogramas detallados, cláusulas de penalidad por retrasos y seguimiento físico-financiero mensual de los avances del EPC.
	Riesgos tecnológicos	Riesgo de que parte o el total de los módulos, inversores, transformadores o cajas de string tengan inconvenientes o desperfectos por lo que no pueden generar la capacidad prevista.	Medio	Privado	Se exigirá garantía de performance mínima del 90 % durante los primeros años y mantenimiento preventivo certificado por el fabricante.
	Riesgo predial	Posibles conflictos de propiedad o posesión sobre los predios necesarios para la construcción y operación de la planta de generación renovable, incluyendo ocupaciones irregulares, servidumbres no constituidas, oposición de terceros o demoras en los procesos de adquisición o expropiación. También incluye la falta de disponibilidad oportuna de los terrenos para obras complementarias (accesos, líneas de transmisión, etc.).	Medio	Publico	El sector público deberá asegurar la disponibilidad jurídica y física de los terrenos antes del inicio de las obras, incluyendo la obtención de títulos, permisos, servidumbres y derechos de paso. Se establecerán cláusulas contractuales de entrega libre de ocupantes y saneada de gravámenes, así como mecanismos de compensación por demoras imputables al concedente. En caso de ser un riesgo compartido el privado podrá procurar durante la licitación la compra o alquiler de alguna parcela cercana a la Subestación Valenzuela (sujeta a condiciones precedentes)
	Riesgo geológico y geotécnico	Riesgo de que las condiciones del suelo o subsuelo sean distintas a las inicialmente previstas, por lo que las obras civiles o el montaje de los paneles puede tener dificultades que impliquen obras adicionales.	Bajo	Privado	Realizar estudios geotécnicos exhaustivos antes de la adjudicación y establecer reservas presupuestarias para contingencias.

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Calificación	Asignación	Mitigación
Riesgos OPEX	Incremento del OPEX	Incremento de costos O&M. Incrementos no previstos en costos de mantenimiento preventivo, correctivo, repuestos, limpieza de paneles o seguros.	Medio	Privado	Contratos de O&M a largo plazo con precios fijos, cláusulas de performance, mantenimiento predictivo, monitoreo remoto.
	El riesgo de curtailment operativo (interconexión)	Posibilidad de que la planta solar no pueda inyectar la totalidad de la energía generada al sistema eléctrico debido a limitaciones operativas, restricciones temporales o congestiones en la red de transmisión, aun cuando la instalación se encuentre disponible para generar.	Medio	Público	Coordinación temprana con la ANDE para garantizar capacidad de interconexión; realización de estudios de acceso y despacho; previsión contractual de prioridad de inyección y mantenimiento del pago por disponibilidad ante restricciones no atribuibles al privado.
Riesgo de mercado	Riesgo de demanda	Existe el riesgo de que la energía generada por la planta solar no sea demandada o despachada por el offtaker (ANDE), ya sea por caídas en el consumo, variaciones en la matriz energética o decisiones operativas del sistema.	Bajo	Público	Se mitiga con clausulas take or pay para que ANDE en calidad de offtaker se comprometa al pago de la energía en firme a la tarifa adjudicada (PxQ)
	Riesgos tarifarios	Riesgo de revisión o modificación de la tarifa establecida en el contrato PPA que pueda afectar los ingresos esperados del concesionario.	Bajo	Público	La tarifa será establecida en el contrato y será una obligación de la contratante cumplir con los pagos asociados al valor de la tarifa y compra de energía
Riesgos sociales	Riesgo de conflicto social ajeno al proyecto	Protestas, paros, huelgas y/o aspectos culturales que interfieran con el normal desarrollo del proyecto produciendo plazos mayores a los estimados inicialmente.	Bajo	Público	Plan de relacionamiento comunitario, monitoreo social continuo y coordinación con autoridades locales para prevenir conflictos.

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Calificación	Asignación	Mitigación
Riesgos financieros	Riesgo de obtención de financiamiento	No obtención del financiamiento de deuda y/o capital. El proyecto no puede levantar los fondos suficientes para ser materializado, lo que implica retrasos produciendo disminución del beneficio económico neto para la sociedad.	Medio	Privado	Se mitigará con estructuración financiera robusta, acuerdos previos con financiadores
	Riesgo de tasa de interés y/o condiciones	Las tasas de interés fluctúan en forma desfavorable encareciendo los costos financieros, o las condiciones de crédito son distintas a las previstas antes del cierre financiero.	Medio	Privado	Se mitiga mediante la negociación de condiciones financieras estables y la utilización de instrumentos de cobertura que reduzcan la exposición del proyecto a variaciones adversas en las tasas de interés o condiciones de financiamiento.
Riesgos políticos	Riesgos políticos	Nacionalización, expropiación o actos unilaterales.	Bajo	Público	La estructuración del Proyecto al amparo de la Ley N° 7452/25 proporciona un marco jurídico que atenúa y resguarda al Proyecto frente a eventuales riesgos políticos derivados de cambios de Gobierno El pliego de la licitación, junto con el contrato PPA, deberá incorporar las disposiciones imprescindibles para asegurar la certidumbre jurídica.
Riesgos derivados de eventos de fuerza mayor y caso fortuito	Fuerza mayor (asegurable)	Retrasos o sobrecostos originados por eventos de fuerza mayor (Eventos asegurables)	Medio	Privado	La forma de mitigar estos riesgos es a través de la contratación de seguros que logren cubrir los daños o situaciones que se generen a partir de la materialización de dichos eventos. Al asegurarse, será posible reducir los costos que sean causados por estos sucesos.

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Calificación	Asignación	Mitigación
	Fuerza mayor (no asegurable)	Retrasos o sobrecostos originados por eventos de fuerza mayor (Eventos no asegurables)	Medio	Compartido	Como lo indica su nombre, corresponden a eventos que no son controlados por ninguna de las partes por lo que no hay manera de mitigar estos riesgos.
Riesgo de recurso solar	Recurso	Una medición precisa de la irradiancia solar resulta fundamental para la correcta selección de los paneles fotovoltaicos, la orientación en la que deberán instalarse y la verificación de las premisas de generación. Una vez elegido el emplazamiento, se realizará una campaña de mediciones detallada.	Bajo	Privado	Se mitiga con campañas de medición de irradiancia mínima de 12 meses, análisis satelital y validación de curvas de generación históricas
Riesgo de terminación anticipada	Terminación anticipada del Contrato PPP y pago de compensación al privado.	Posibilidad de que el contrato sea resuelto antes del vencimiento del plazo previsto, ya sea por incumplimiento del concesionario, causas imputables al concedente o motivos de interés público. La terminación anticipada implica la obligación del Estado de efectuar compensaciones al socio privado por inversiones no amortizadas, lucro cesante u otros conceptos según lo previsto en el contrato PPP.	Medio	Compartido	Definir claramente en el Contrato PPP las causales de terminación anticipada y los mecanismos de cálculo y pago de compensaciones. Incluir cláusulas de resolución equilibradas, con auditorías y valorizaciones independientes de las inversiones no amortizadas, costos financieros, desmovilización, etc.. Establecer garantías financieras (fideicomisos o cuentas de reserva) que aseguren el pago oportuno al privado en caso de terminación por causa no imputable a éste, y exigir pólizas de cumplimiento al privado en caso de terminación por incumplimiento de sus obligaciones.
Regulatorio	Riesgo de cambios legales discriminatorios	Riesgo de que potenciales modificaciones regulatorias o legislativas discriminatorias afecten	Medio	Público	La Administración Contratante deberá asegurarse de que varios departamentos gubernamentales tengan en

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Calificación	Asignación	Mitigación
Regulatorio (continuación)		la rentabilidad de la SOE o el equilibrio económico financiero del Contrato			cuenta el proyecto al aprobar nuevas leyes para garantizar que el Participante Privado no se vea afectado inadvertidamente.
	Riesgo de cambios legales generales	Riesgo de que potenciales modificaciones regulatorias o legislativas generales afecten la rentabilidad de la SOE o el equilibrio económico financiero del Contrato	Bajo	Público	Seguimiento a los cambios regulatorios que puedan afectar la ejecución del Contrato para evaluar previamente el impacto que generaría y buscar la manera de mitigarlos.
	Cláusula de progreso	Riesgo de progresos tecnológicos que conlleven un sobrecoste a la SOE	Bajo	Público	Desde la fase de estructuración se han realizado los estudios necesarios para determinar los sistemas tecnológicos necesarios para el desarrollo del proyecto.

6. Análisis de Viabilidad Jurídica

6.1. Análisis Legal

No hay precedentes de otorgamiento de licencia de generación de energía bajo la Ley de Energías Renovables (Ley Nº 6977/23). La propuesta de Javelin consiste en definir el marco legal y técnico más propicio para que el Gobierno de Paraguay formalice un contrato con el primer generador de energía renovable del país.

Javelin ha identificado el camino que sería a su entender, aquel que presenta las mayores ventajas para llevar adelante estas propuestas. El mismo consiste en la aplicación de la Ley 7452/2025 “DE MODERNIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA PÚBLICA Y AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LOS BIENES Y SERVICIOS A CARGO DEL ESTADO”.

El equipo de Javelin y sus consultores tienen experiencia con la aplicación de la figura de la APP o similares y, en general, en procesos públicos de selección en otros países de la región. La aplicación de la Ley tiene un precedente de éxito en la única APP en ejecución del país (Rutas 2 y 7). La misma constituye un proceso bien estructurado y transparente, y el Estado solo asume los riesgos que está en condiciones de asumir.

- **Ley 7452/2025**

La Ley tiene por objeto establecer normas y mecanismos para promover, a través de la participación público-privada, las inversiones en infraestructura pública y en la prestación de los servicios a que las mismas estén destinadas o que sean complementarios a ellas; así como en la producción de bienes y en la prestación de servicios que sean propios del objeto de organismos, entidades, empresas públicas y sociedades en las que el Estado sea parte. Incluye dentro de su alcance, la infraestructura eléctrica, objeto de la iniciativa privada presentada en este documento por Javelin.

A tales efectos, la Ley establece la figura jurídica de los contratos de participación público-privado, contempla la figura de la iniciativa privada y regula el uso de los fideicomisos para los fines establecidos en la Ley. La Ley establece que la Administración Contratante correspondiente, bajo la coordinación de la DGIP, será la responsable de la estructuración, selección, adjudicación y celebración del contrato de participación público-privada, así como del control de su correcta ejecución y del cumplimiento de las obligaciones asumidas por los participantes privados.

Para desarrollar proyectos de participación público-privada, las Administraciones Contratantes deberán coordinar con la Dirección General de Inversión Pública, la estructuración de los proyectos, la elaboración

de los pliegos y la evaluación de las ofertas mediante los procedimientos y mecanismos que se establezcan en la reglamentación.

Asimismo, crea un fondo fiduciario de garantía y liquidez para cumplir con las obligaciones derivadas de los compromisos firmes y contingentes cuantificables a que se podría obligar el Estado y de los costos que le corresponden por la resolución de controversias, por medio de la suscripción de contratos de participación público-privada. El fideicomiso será administrado financieramente por la Agencia Financiera de Desarrollo en un patrimonio separado del propio en el marco de lo establecido en la Ley N° 921/96 “DE NEGOCIOS FIDUCIARIOS” y su reglamentación. El Estado, en calidad de fideicomitente, actuará por medio del Ministerio de Economía y Finanzas.

La distribución y depósito de los ingresos descriptos anteriormente se harán por parte del Ministerio de Economía y Finanzas y en coordinación con los demás organismos técnicos del Estado, en las cuentas bancarias especialmente habilitadas por aquellos, sin más trámites.

Según lo establecido en la Ley, el Ministerio de Economía y Finanzas deberá dictar las normas contables necesarias para la valoración y el registro de los compromisos firmes y contingentes. Además, deberá mantener el control actualizado de dichos compromisos.

El proceso tendiente a la suscripción de un contrato de participación público-privada podrá iniciarse de oficio por la propia Administración Contratante u originarse en una iniciativa privada conforme a lo previsto en el Título IV de la Ley. Con carácter previo a la iniciación del procedimiento de contratación la Administración Contratante deberá contar con los análisis técnicos, económicos y jurídicos correspondientes. Asimismo, deberá contar con el dictamen favorable emitido por el Ministerio de Economía y Finanzas.

Según el párrafo anterior, el objeto del presente estudio es la presentación de una Iniciativa Privada por parte de Javelin: La Iniciativa Privada Valenzuela. Como indica la Ley, es la DGIP quien estará facultada a recibir, instruir y sustanciar iniciativas privadas para el desarrollo de proyectos impulsados, comprendidos dentro de su respectivo ámbito de competencia, siempre que su objeto no sea similar a otro que:

- a. Haya sido presentado por un proponente anterior y se encuentre a estudio de la Administración Contratante;
- b. La Administración Contratante estuviere realizando a su respecto los estudios previos para su promoción en régimen de iniciativa pública; y,
- c. La Administración Contratante lo hubiere identificado y previsto en su planificación con la mención expresa de que será promovido de oficio por su parte;

La Iniciativa Privada Valenzuela no ha sido presentada aun por otro proponente y no se encuentra en el Plan Maestro presentado por ANDE, lo cual significa que se encuentra calificado para ser considerado.

6.2. Proceso de la Iniciativa Privada

El proponente interesado en desarrollar su iniciativa en el marco de un proyecto de participación público-deberá presentar su proyecto ante la DGIP, acreditando capacidad técnica, económico-financiera y legal para el desarrollo del proyecto en cuestión. El proponente podrá ser individual o estar integrado por más de una persona jurídica. Su propuesta deberá contener información relativa a su identificación como proponente; al proyecto que pretende desarrollar; y a su viabilidad analizada a nivel de prefactibilidad., acreditando capacidad técnica, económico-financiera y legal para el desarrollo del proyecto en cuestión. El proponente podrá ser individual o estar integrado por más de una persona jurídica. Su propuesta deberá contener información relativa a su identificación como proponente; al proyecto que pretende desarrollar; y a su viabilidad analizada a nivel de prefactibilidad.

- **Evaluación**

Pendiente de promulgación del decreto reglamentario de la Ley, y tomando como referencia la reglamentación del Decreto Regulatorio N° 1467/2024, se incluye a modo de referencia el procedimiento contemplado en esta última. La DGIP verificará el proyecto en sus aspectos formales en el plazo de diez (10) días contados desde la presentación. En el caso de que se comprobare que los antecedentes están incompletos o se requiera información complementaria, el postulante deberá entregar tales recaudos e instrumentos en un plazo de cinco (5) días, contados desde la recepción de la notificación de lo solicitado. Una vez verificado que la presentación reúne los recaudos establecidos en la normativa aplicable, la DGIP deberá incluir los datos de identificación del proyecto en el Registro Público de Proyectos PPP y remitir copia del mismo a la respectiva Administración Contratante para evaluarlo en coordinación con ella en el plazo de dos (2) días.

Posteriormente, la DGIP deberá remitir los antecedentes con su opinión al Ministerio de Economía y Finanzas para emisión de dictamen desde la perspectiva económica y fiscal del proyecto, dentro del plazo de 45 (cuarenta y cinco) días, evaluará la conveniencia de su aceptación, con o sin modificaciones, o su rechazo; todo ello, sin responsabilidad alguna. Dicho plazo podrá ser prorrogable. La aceptación implicará un dictamen favorable, declarando la iniciativa de interés público.

- **Estudio de factibilidad**

Declarado de interés público el proyecto, con o sin modificaciones, el proponente deberá elaborar y presentar los estudios correspondientes a nivel de factibilidad, conforme a los requerimientos que disponga la DGIP con la Administración Contratante, en el plazo que esta fije.

La DGIP dispondrá de un plazo de 120 (ciento veinte) días para analizar la información recibida y pronunciarse sobre la iniciativa, o solicitar modificaciones. Dicho plazo podrá ser prorrogable conforme a las circunstancias del caso. El análisis será efectuado en coordinación con la Administración Contratante. En

caso de pronunciamiento afirmativo, la Administración Contratante someterá la iniciativa a consideración del Poder Ejecutivo, y en caso de que éste lo apruebe procederá a la elaboración del pliego, y realizará el procedimiento competitivo para la contratación establecido en la presente Ley y en los reglamentos.

- **Precalificación de oferentes**

La Administración Contratante podrá efectuar un llamado a precalificación a fin de seleccionar, mediante un proceso compuesto por una o varias etapas, a los interesados que cumplan con los requisitos que se establezcan en las respectivas bases de precalificación, los que solo podrán referirse a aspectos jurídicos, de capacidad financiera o técnica, de experiencia y de resultados en otras obras ejecutadas en el pasado. Solo los que resulten precalificados podrán participar del diálogo competitivo y de la licitación.

- **Diálogo competitivo**

Además, se podrá llevar a cabo una etapa de dialogo competitivo, el cual implica un procedimiento de consultas y recepción de propuestas de mejoras, adiciones o ajustes a los Pliegos de Bases y Condiciones y/o Proforma del Contrato de la Licitación con los precalificados.

- **Llamado público a interesados**

Alcanzada esta etapa, de la cual solo podrán participar los precalificados en caso de haberse llevado a cabo una precalificación, el procedimiento que se inicie será para adjudicar el proyecto previsto en la iniciativa privada en los mismos términos en que fuera aprobada y sin posibilidad de incorporarle nuevas modificaciones; excepto que las mismas fueren aceptadas por el proponente.

Una vez concluido el proceso licitatorio, la persona jurídica que resulte adjudicada del proyecto y que, suscribirá el contrato de asociación público-privada con la Administración Contratante, tendrá la obligación de constituir, dentro del plazo previsto, una sociedad anónima constituida por acciones nominativas, de la cual el adjudicado debe ser el accionista mayoritario. Esta sociedad recibe la denominación legal de “Sociedad de Objeto Específico”.

- **El contrato de participación público-privada**

A través del contrato de participación público-privada (en adelante, el “Contrato PPP”), nace una relación jurídica de largo plazo, por ello, en cada contrato se plasma una expresa “distribución de compromisos, riesgos y beneficios entre las partes”, es decir, entre la Administración Contratante y el participante privado.

La distribución objetiva de compromisos, beneficios y especialmente de riesgos, entre la Administración Contratante y el participante privado, es una cuestión inherente a estos contratos de asociación público-privada. En la normativa aplicable, esto está establecido en el art. 4 de la Ley.

A modo de referencia, el anterior Decreto Reglamentario N°1467/2024 enumera los siguientes riesgos que se deben considerar en cada Contrato PPP: (i) los riesgos de ingeniería y construcción; (ii) los riesgos operacionales; (iii) los riesgos de mercado; (iv) los riesgos ambientales y de conflictos sociales; (v) el riesgo financiero del proyecto, (vi) los riesgos políticos, y (vii) los riesgos resultantes de eventos de fuerza mayor y casos fortuitos.

En esa misma línea, y siguiendo con la mención referencial al Decreto N° 1467/2024, en el art. 68 de este se detalla el contenido mínimo del Contrato PPP, citándose: i) el objeto del contrato; ii) los derechos y obligaciones de las partes; iii) las características, especificaciones, estándares técnicos, niveles de desempeño y calidad para la ejecución de la obra y prestación de los servicios; iv) la relación de los inmuebles, bienes públicos y derechos afectados al proyecto y su destino a la terminación del contrato; v) el régimen financiero del proyecto, con las contraprestaciones a favor del participante privado; vi) el régimen de distribución de riesgos técnicos, de ejecución de la obra, financieros, por caso fortuito o fuerza mayor y de cualquier otra naturaleza entre las partes, que en todo caso deberá ser equilibrado; vii) el plazo para el inicio y terminación de la obra, para el inicio en la prestación de los servicios, así como el plazo de vigencia del contrato y, en su caso, el régimen para prorrogarlos; viii) la indicación de las autorizaciones para el desarrollo del proyecto; ix) la remuneración del participante privado; x) destino de las obras y equipamientos objeto del contrato a la finalización del mismo; xi) los supuestos de rescisión, resolución y terminación anticipada del contrato, de sus efectos, así como los términos y condiciones para llevarlas a cabo; xii) el régimen de sanciones por incumplimiento de las obligaciones de las partes; xiii) los procedimientos de solución de controversias; entre otros.

Por último, es importante mencionar que los proyectos de infraestructura sobre los cuales podrá ser celebrado un Contrato PPP, deberán tener proyecciones de inversión por un monto, con valor actualizado, que supere el equivalente a **12,500 (doce mil quinientos) salarios mínimos** mensuales para actividades diversas³.

- **Derechos del proponente**

El proponente de una iniciativa privada gozará de los siguientes derechos y preferencias:

- a) Obtener, una vez realizada la adjudicación definitiva del contrato, el reembolso de los costos aceptados vinculados con la realización de los estudios previos referidos en la presente ley en caso de que no resultare adjudicatario del proyecto. Dichos costos involucrarán los estudios de la fase de factibilidad previamente aprobados por la institución contratante, y serán de cargo de quien resulte adjudicatario, lo cual deberá informarse en el respectivo llamado público.

³ El art. 3 de la Ley 7452/25 establece la facultad del MEF de disminuir el umbral mínimo mencionado.

- b) Los siguientes tipos de incentivos o preferencias podrán ser aplicados en forma excluyente según la complejidad del proyecto, el sistema de evaluación de ofertas a ser adoptado en el llamado y conforme a las buenas prácticas internacionales, garantizando que exista un nivel de competencia aceptable.
- i. Obtener un premio en la instancia de valoración de ofertas del procedimiento competitivo, consistente en una bonificación del 3 al 10% (tres al diez por ciento) del puntaje obtenido con su oferta, dependiendo del monto del proyecto.
 - ii. Obtener un derecho de tanteo de manera que pueda igualar el precio de la mejor oferta, siempre y cuando su oferta original no haya sido excesivamente más onerosa que la del mejor oferente en primera instancia. El porcentaje para igualar el precio de la mejor oferta será definido en los pliegos, pero no podrá ser menor al 3% (tres por ciento) no mayor al 10% (diez por ciento) de la mejor oferta en primera instancia.

- **Confidencialidad de la iniciativa privada**

Toda la información relativa a la iniciativa privada presentada tendrá carácter confidencial, hasta la emisión favorable de los dictámenes del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y de la Administración Contratante en relación a los Estudios de Prefactibilidad, y la correspondiente declaración de interés público por parte de la Administración Contratante o el rechazo del proyecto respectivo. Los antecedentes relativos a los proyectos rechazados serán publicados en el sitio electrónico de la Administración Contratante. Aprobada por la Administración Contratante, la iniciativa quedará transferida de pleno derecho a la misma. Si no se efectuare el llamado, el promotor de la iniciativa mantendrá todos los derechos sobre la misma por un período de 2 (dos) años y el Estado deberá reembolsar los costos incurridos en la etapa de factibilidad en caso de que esta haya sido aprobada.

En virtud de lo expuesto, la Iniciativa Privada Valenzuela se encuentra en la primera etapa (pre-factibilidad), de acuerdo con lo previsto en la normativa aplicable.

6.3. Análisis de Factibilidad Legal

Normativa específica aplicable a los proyectos de asociación público-privada Como se ha mencionado, el proceso para la celebración de un Contrato de PPP puede ser iniciado directamente por el Estado, a través de la Autoridad Contratante mediante iniciativa pública, o; mediante una iniciativa privada presentada por un particular privado declarada de interés público.

Las disposiciones normativas que regulan en general los proyectos de asociación público-privada son, además de la Ley, según esta se encuentra definida más arriba, las siguientes:

- a. La Ley N° 7452/25;

- b. El Contrato de APP, del que forman parte los pliegos de bases y condiciones de la licitación, adendas y aclaraciones que impliquen modificaciones al pliego, y los convenios modificatorios al Contrato de APP y;
- c. Supletoriamente el Código Civil, en las cuestiones de naturaleza civil y/o comercial, en todo cuanto no esté previsto en la Ley de APP, su reglamentación y en el respectivo Contrato APP.

- **Marco institucional aplicable a los proyectos de iniciativa privada**

Corresponde a la DGIP, como dependencia especializada del Ministerio de Economía y Finanzas, recibir, instruir y sustanciar las iniciativas privadas que se presenten, así como evaluar los estudios de pre-factibilidad y factibilidad de los proyectos en coordinación con la Administración Contratante y con el Ministerio de Economía y Finanzas.

En virtud del art. 7 de la Ley, la ANDE y el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (en adelante, el “MOPC”) a través del Viceministerio de Minas y Energía (en adelante, el “VMME”) se encuentran legalmente habilitados a suscribir un convenio de colaboración a los efectos de llevar en conjunto el desarrollo, selección, adjudicación y la ejecución de un proyecto de participación público-privada. En este caso la Iniciativa Privada Valenzuela consiste en la implementación de un parque fotovoltaico, y estimamos que será la ANDE la que liderará el proceso en cuanto a aspectos técnicos y regulatorios mientras que sería el MOPC quien liderará el proceso de selección, adjudicación, contratación y fiscalización del operador.

Cabe resaltar sobre el párrafo que antecede, que el inciso 17 del art. 51 de la Ley establece que las Administraciones Contratantes se encuentran autorizadas a estructurar, seleccionar, adjudicar y celebrar los contratos respectivos de proyectos de generación y producción de energía renovable y energía renovable no convencional no hidráulica.

El Ministerio de Economía y Finanzas tiene la atribución de participar en la evaluación de los estudios de pre-factibilidad y de factibilidad de las iniciativas que se presenten, emitiendo dictámenes sobre los impactos fiscales y sobre la asignación de riesgos, entre otros aspectos, conforme se establece en el art. 8 de la Ley de APP.

La Administración Contratante se encargará asimismo de controlar el cumplimiento de las obligaciones asumidas por el participante privado, además de la imposición de sanciones en caso de incumplimiento de las funciones asumidas.

En virtud de todo lo hasta aquí expuesto, en caso de aprobación de la Iniciativa Privada Valenzuela bajo la modalidad de iniciativa privada, este pasará por los controles de una serie de entidades de la administración pública de Paraguay, las cuales asegurarán la legitimidad, credibilidad y seguridad esperada del Proyecto, ya que en el proceso estarán involucrados intereses públicos y privados.

Es importante mencionar que en el análisis de los proyectos de iniciativa privada, las dependencias intervinientes del sector público prestarán especial atención al cumplimiento de los principios que el marco regulatorio establece, incluyendo los indicados en el art. 2 de la Ley: supervisión y control del Estado; transparencia y rendición de cuentas; rentabilidad social; eficiencia económica; competencia e igualdad; seguridad jurídica; temporalidad (no podrá exceder de cuarenta años); responsabilidad fiscal y sustentabilidad ambiental.

En cuanto a las causales de extinción del Contrato PPP, estas se encuentran previstas en los artículos 34 y 35 de la Ley. En relación con la modificación de las disposiciones contractuales, el Contrato PPP puede ser modificado de mutuo acuerdo entre las partes, o de forma unilateral por la Administración Contratante, por razones de interés público, siempre que se cumplan los requisitos impuestos por la Ley.

- **Adecuación del modelo de asociación público-privada para la Iniciativa Privada Valenzuela**

El presente capítulo tiene como objetivo describir la “factibilidad, conveniencia, y pertinencia” de la Iniciativa Privada Valenzuela desde el punto de vista legal. Preliminarmente cabe destacar que conforme a lo establecido en su artículo 1, la Ley tiene por objeto establecer normas y mecanismos para promover, a través de la participación público-privada, las inversiones en infraestructura pública y en la prestación de los servicios a que las mismas estén destinadas o que sean complementarios a ellas.

A tales efectos, la Ley establece la figura jurídica de los Contratos PPP, y expresamente contempla la figura de la iniciativa privada. Asimismo, el art. 3 de la Ley prevé que los Contratos PPP podrán comprender proyectos de infraestructura y de gestión de servicios. En esa línea, como ya ha sido mencionado anteriormente, el inciso 17 del art. 51 de la Ley establece que las Administraciones Contratantes se encuentran autorizadas a estructurar, seleccionar, adjudicar y celebrar los contratos respectivos de proyectos de generación y producción de energía renovable y energía renovable no convencional no hidráulica.

Esta Iniciativa Privada Valenzuela en particular, tiene como objetivo principal generar energía eléctrica a través de un parque fotovoltaico a ser instalado en Valenzuela, a través de la utilización y el aprovechamiento del excelente nivel de radiación solar que posee Paraguay, lo que ayudará a proteger la reserva de energía eléctrica garantizada en Paraguay. Una planta de generación en Valenzuela impactará de manera importante en la reducción de pérdidas eléctricas, optimización en la distribución de flujo de potencia, así como mejoras en los perfiles de tensión, entre otras mejoras.

Teniendo en cuenta el marco legal en cuestión, el Proyecto reúne todos los requisitos y características para ser concretado bajo la modalidad de asociación pública-privada, por medio de un Contrato de APP a ser celebrado entre la Administración y un participante privado, conforme dichos términos se definen en el artículo 2 de la Ley.

Finalmente cabe destacar que el Proyecto cumple a cabalidad con lo regulado en el art. 47 de la Ley, toda vez que se trata de una iniciativa para la generación de energía eléctrica y cumple con los siguientes requisitos legalmente establecidos a efectos de que el mismo se tramite por Iniciativa Privada, a saber:

- (a) Su objeto no es similar a otro que haya sido presentado por un tercero y se encuentre a estudio de la Administración Contratante;
- (b) La Administración Contratante no se encuentra realizando a su respecto los estudios previos para su promoción en régimen de iniciativa pública;
- (c) La Administración Contratante no lo ha identificado y previsto en su planificación con la mención expresa de que será promovido de oficio por su parte.
- (d) No se contempla una participación del Estado (a través de aportes pecuniarios de la Administración Contratante), que exceda del 25% del valor presente del costo total del Proyecto.

En virtud de lo expuesto, desde el punto de vista de la normativa aplicable a las iniciativas privadas para asociaciones público-privadas conforme se lo somete a lo regulado en la Ley y en el Decreto Reglamentario, se trata de un proyecto que se adecua a los requisitos normativos y, por tanto, elegible y altamente factible para ser estructurado bajo la modalidad de un Contrato de APP. Por otra parte, se trata de un proyecto que tendrá una inversión sustancialmente mayor al mínimo de 12,500 (doce mil quinientos) salarios mínimos mensuales.

6.4. Otras normas aplicables a la Iniciativa Privada Valenzuela

La Política Energética de la República del Paraguay al 2050 que busca consolidar una matriz energética adecuada a las necesidades del país, con aprovechamiento y uso sostenible de los recursos naturales nacionales y de la energía, en un ámbito de integración regional, como elemento esencial de desarrollo integral de toda la población y de los sectores productivos y sociales.

Esta visión será alcanzada mediante el cumplimiento de objetivos estratégicos (superiores y específicos) establecidos para el Sector Energético Nacional, en conjunto, así como a objetivos definidos para cada uno de los Subsectores, a saber:

- Subsector Eléctrico
- Subsector Entes Binacionales Hidroeléctricos
- Subsector Bioenergía
- Subsector Fuentes Alternativas Renovables
- Subsector Hidrocarburos

En virtud de la visión de la Política Energética se establecen los siguientes cinco objetivos estratégicos superiores que definen "a dónde" se desea llegar mediante la efectiva ejecución y seguimiento de esta Política Energética:

- i. Garantizar una oferta energética sostenible, robusta y resiliente orientada al bienestar de toda la población y al desarrollo productivo con prioridad en el aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros del país
- ii. Aprovechar las ventajas competitivas del sector energético como elemento estratégico para el crecimiento socioeconómico, la transición energética, la creación de empleos y la inserción del país en el mundo.
- iii. Consolidar el país como eje de la integración energética regional.
- iv. Asegurar el acceso a una energía asequible, segura y sostenible para satisfacer las necesidades de los sectores más vulnerables del país.
- v. Potenciar el rol del consumidor y de otros actores del sector en el sistema energético.

En los contratos bajo el régimen de asociación público-privada (en adelante, “Contratos PPP”) existe una distribución y asignación de riesgos entre el sector privado y el sector público que, en otros modelos de contrato, serían asumidos únicamente por el sector público. Por lo tanto, la asignación de cada riesgo a cada una de las partes será indicativa de la capacidad que tiene cada una para administrarlos, lo que contribuye a una mayor eficiencia en el uso de recursos.

Con base en lo anterior, no existen dudas que la modalidad de participación público-privada para la Iniciativa Privada Valenzuela es la ideal para que la Administración Pública actúe con eficiencia y economía en el cumplimiento de los deberes impuestos por la ley y en la utilización de los recursos públicos.

En otras palabras, el contexto jurídico en el que se presentan las directrices relativas a los proyectos de asociación público-privada proporciona los elementos necesarios que demuestran que este modelo de contrato es la mejor opción para optimizar la generación de energía, y con tecnología limpia.

En los apartados anteriores hemos hecho referencia a la legislación aplicable a la Iniciativa Privada Valenzuela que se propone como iniciativa privada, mencionando la aplicación del marco regulatorio específico de los proyectos de asociación público-privada. Resta ahora citar otras normas que sin ser específicas del régimen normativo de las asociaciones público-privadas se aplicarán a la Iniciativa Privada Valenzuela debido a los diferentes ámbitos que involucra un proyecto de estas características.

Sin que la enumeración sea taxativa se citan las siguientes normas que en el análisis de la Iniciativa Privada Valenzuela en cuestión se consideran aplicables.

- **Regulaciones en generación de energía eléctrica a través de un parque fotovoltaico**
 - a. La Ley N° 6977/2023 que regula el fomento, generación, producción, desarrollo y la utilización de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales no hidráulicas, (en adelante, la “Ley ERNC”) a los efectos de obtener la Licencia ERNC (según se define en la Ley ERNC) de producción de energía solar fotovoltaica. Sobre este punto, es importante mencionar que se

encuentra en trámite en el Congreso Nacional un proyecto de ley que modifica parcialmente la Ley ERNC mencionada, en lo que respecta al plazo de la licencia (se propone ampliarla a 30 años) entre otras cuestiones.

- b. La **Ley N° 294/93 de Impacto Ambiental**, a los efectos de que se evalúe, prevea y estimen impactos ambientales de la Iniciativa Privada Valenzuela, atendiendo el predio en el que se implementará.
- c. La **Ley N° 3239/07 de los Recursos Hídricos de Paraguay**, aplicaría en caso de que exista recurso de agua en el medio físico impactado.
- d. La **Ley N° 422/73 Forestal y resoluciones pertinentes del Instituto Forestal Nacional (INFONA)**, aplicaría en caso de necesidad de desmonte en el medio físico impactado.
- e. La **Ley N° 904/81 Estatuto de las Comunidades Indígenas**, en caso de que existan comunidades indígenas asentadas en el medio físico impactado.

- **Normativa Laboral**

En lo que respecta a la normativa laboral, teniendo en cuenta que se empleará personal en la Sociedad de Objeto Específico que llevará a cabo la Iniciativa Privada Valenzuela, serán aplicables las normas correspondientes y contenidas en la Constitución Nacional; en el Código del Trabajo promulgado por Ley N° 213 del 30 de octubre de 1991, modificado por la Ley N° 496 promulgada el 22 de agosto de 1995; las relativas a la seguridad e higiene en el Trabajo (decreto 29765); las de la Seguridad Social (Instituto de Previsión Social); la Ley N° 5508 promulgada el 27/10/2015, de protección de la maternidad que extiende a 4 meses la licencia por maternidad y a 2 semanas por paternidad; y los Decretos y Resoluciones, así como los Convenios de la Organización Internacional del Trabajo ratificados por el Paraguay. Igualmente deben mencionarse los Contratos Colectivos de Condiciones de Trabajo que son Ley para las partes. Debe tenerse presente que, entre otras cuestiones, el Código del Trabajo establece la estabilidad por antigüedad, por maternidad y sindical, así como la indemnización por despido del personal.

- **Impuestos**

Al respecto, existen tres cuerpos de leyes aplicables en la materia: i) las de tributos internos de carácter nacional, ii) las de tributos al comercio exterior, y iii) las de tributos municipales. En ese sentido, atendiendo a la reforma tributaria dispuesta por la Ley N° 6380/2019 los tributos nacionales vigentes desde el 01/01/2020 son:

- **Impuesto a la Renta Empresarial (IRE)** – Aplicable a la ganancia fiscal de las sociedades, empresas unipersonales comerciales y otras entidades.

-
- Impuesto a los Dividendos y Utilidades (IDU) – Aplicable a la distribución de dividendos que dispongan las sociedades comerciales y ciertas empresas unipersonales.
 - Impuesto a la Renta Personal (IRP) – Aplicable a la renta fiscal de las personas físicas residentes.
 - El impuesto a los No Residentes (INR) – Aplicable a la renta de fuente paraguaya obtenida por empresas y personas físicas no residentes en Paraguay.
 - Impuesto al Valor Agregado (IVA) – Aplicable a la venta e importación de bienes y a la prestación de servicios.
 - Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) – Aplicable a la importación de ciertos bienes y a la primera enajenación de productos de producción paraguaya.

Por su parte, estos impuestos están reglamentados en términos generales por los Decretos N° 3107/2019, 3108/2019, 3109/2019, 3110/2019, 3181/2019, 3182/2019, 3184/2019, 4464/2020, y sus modificaciones. Asimismo, dichos Decretos han sido a su vez reglamentados por Resoluciones Generales dictadas por la Administración Tributaria sobre cuestiones específicas.

En materia de tributos al comercio exterior, la normativa aplicable involucra el Tratado de Asunción, la Ley N° 1095/84 “De Aranceles”, la Ley N° 260/93 que “Aprueba el Protocolo de Adhesión del Paraguay al GATT”, la Ley N° 2422/04 establece el Código Aduanero de la República del Paraguay, la misma se encuentra reglamentada por el Decreto N° 4672/95 y modificaciones, y el Decreto N° 6655/2016 “Por el cual se incorporan al ordenamiento jurídico nacional las Resoluciones N° S. 26 Y 27/2016, del Grupo Mercado Común del Mercosur que aprueban y modifican el arancel externo común, se consolidan las listas nacionales de excepciones que contienen los niveles arancelarios a ser aplicados a las importaciones originarias de estados no partes del Mercosur y se abroga el Decreto N° 8103, del 27 de diciembre de 2011, y sus Decretos modificatorios”.

En cuanto a tributos municipales tenemos las Leyes N° 3966/2010 “Orgánica Municipal”, 881/1981 “Tributaria de Asunción”, y N° 620/1976 “Tributaria de los municipios de primera, segunda y tercera categoría”, y sus modificaciones.

- **Normativa societaria y civil**

Cualquier tipo de estructura jurídica tendrá necesariamente que referirse a la legislación civil, especialmente, en los aspectos contractuales y societarios, reales y de responsabilidad civil. Con relación a la constitución de la Sociedad de Objeto Específico (SOE) son aplicables los artículos 959 y concordantes del código civil (CC), que regulan las bases de la conformación de las sociedades comerciales. Toda vez que el tipo social de la SOE es el de una sociedad anónima aplican los artículos 1048 y siguientes del código civil (Sección V). Asimismo, la responsabilidad civil por daños que pudieran sufrir terceros se encuentra regulada a partir del artículo 1833 del CC, en adelante.

- **Ley de Negocios Fiduciarios**

Los fondos necesarios para cumplir con las obligaciones derivadas de los compromisos firmes y contingentes derivados de los contratos de asociación público-privada serán administrados por un fideicomiso público constituido en la Agencia Financiera de Desarrollo, del cual el Estado Paraguayo actúa en su calidad de fideicomitente por medio del Ministerio de Economía y Finanzas. Por consiguiente, se aplicará, además de aquellas condiciones que el pliego de bases y condiciones del proyecto establezca, la Ley N° 921/96 de negocios fiduciarios. En este Fideicomiso o fondo fiduciario de garantía y liquidez común para todos los contratos de participación público-privada. Dicho Fideicomiso conformará un patrimonio autónomo separado al del Fiduciario, de acuerdo con lo establecido por la Ley N° 921/96 de Negocios Fiduciarios y su Reglamentación.

La Ley N° 921/96 regula la figura del fideicomiso y el encargo fiduciario. En dicha normativa se establece que únicamente pueden ser fiduciarios los bancos, las financieras y las empresas fiduciarias autorizadas especialmente por el Banco Central del Paraguay (BCP), que es la entidad con facultades reglamentarias. La Resolución N° 12 aprobada por el Directorio del Banco Central del Paraguay por Acta N° 9 del 15 de febrero de 2011 establece el marco de las operaciones actualmente autorizadas en la plaza local. Entre las operaciones autorizadas se halla la fiducia para la estructuración de programas de financiamiento de obras de infraestructura pública. La resolución establece además los requisitos mínimos para la emisión de títulos de participación y títulos de deuda o de contenido crediticio para la financiación de obras.

En todos los casos se ha determinado que la Iniciativa Privada Valenzuela cumplirá con todas las normas citadas y cualquier otra norma actualmente vigente (o que sea aprobada en el futuro) que por su naturaleza sea aplicable al Proyecto.

- **Legislación aplicable a la importación**

Considerando que la ejecución del proyecto requerirá la importación de insumos al territorio paraguayo, será aplicable además la Ley N° 2422/04 “Código Aduanero”, como así también la Ley N° 7548/25 “Que establece el nuevo régimen de incentivos fiscales para la inversión nacional y extranjera” promulgada el 8 de setiembre de 2025.

La Ley 7548/25 (Ley de Incentivos Fiscales) establece un régimen de incentivos fiscales y arancelarios para inversiones nacionales y extranjeras, siempre que contribuyan al desarrollo económico, generación de empleo, incorporación de tecnología y valor agregado nacional. Los beneficios establecidos en esta Ley podrán aplicarse a proyectos de sectores estratégicos bajo los lineamientos establecidos en la reglamentación (a la fecha pendiente de emisión) y en coherencia con los objetivos de crecimiento y desarrollo del país.

Es importante mencionar que la Ley de Energías Renovables hace una expresa mención a la aplicación de la Ley 60/90 (hoy Ley 7548/25) a los proyectos de energías renovables. En ese sentido, la Ley de Energías Renovables incorpora ciertos aspectos regulatorios a los efectos de aplicar la Ley de Incentivos Fiscales a proyectos de energías renovables. A continuación, discriminamos los aspectos regulatorios aplicables:

Beneficios Fiscales Relevantes – Ley 7548/254:

- Exoneración del impuesto aduanero a la importación de bienes de capital o de materias primas e insumos destinados a la fabricación de los bienes de capital establecidos en el proyecto de inversión (podría enmarcarse a los paneles solares, equipos eléctricos, etc.)
- Exoneración del IVA en la importación y en la primera enajenación de bienes de capital entre beneficiarios.
- Exoneración del Impuesto a la Renta de No Residentes (INR) sobre intereses y comisiones de préstamos internacionales, si la inversión es de al menos USD 13 millones.
- Exoneración del Impuesto a los Dividendos y Utilidades (IDU) por 10 años para inversiones de al menos USD 13 millones.

Aspectos regulatorios específicos sobre incentivos fiscales en proyectos de energías renovables:

- Podrán beneficiarse de los incentivos las instalaciones electrosolares (fotovoltaicos) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia.
- Serán beneficiados con los Incentivos establecidos en la Ley de Incentivos Fiscales, la importación y la adquisición de equipos, maquinarias, insumos y accesorios importados por las empresas o personas individuales, necesarios para la producción de energía de fuentes renovables no convencionales no hidráulicas, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas, de montaje y otros servicios vinculados que integren a una planta de generación con aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Incluye importación de los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SIN.
- Los equipos que serán beneficiarios de las exoneraciones son:
 - Paneles fotovoltaicos y celdas solares individuales para ensamblar los paneles en el país.
 - Acumuladores estacionarios de larga duración.
 - Inversores y/o convertidores indispensables para el funcionamiento de los sistemas de energías renovables.
 - Contador o medidor bidireccionales para la medición de recepción y entrega de energía eléctrica del SIN.
 - Calentadores solares de agua o de producción de vapor que pueden ser de caucho, plástico o metálicos y adoptar cualquier tecnología, o sea: placa plana, tubos al vacío o de espejos parabólicos o cualquier combinación de estos.

4 La exoneración de impuestos a la importación (aduanero e IVA) solo aplica si no existe producción nacional de bienes de capital funcionalmente compatibles y suficientes (Art. 31).

- Partes y componentes necesarios para ensamblar en el país los paneles fotovoltaicos, celdas y colectores solares para calentar agua.
- Equipos de protección de patios, transformadores, sistemas de protección, medición y control, celdas de media tensión y servicios auxiliares.
- El Decreto Reglamentario de la Ley de Energías Renovables establece que el VMME definirá anualmente, por resolución, los montos mínimos de inversión requeridos para acceder a los incentivos fiscales, como así también la actualización de las maquinarias y equipos que podrán beneficiarse de las exoneraciones.

Permisos y Autorizaciones Requeridas en la Ley de Incentivos Fiscales para la Inversión Nacional y Extranjera:

- Declaración de Impacto Ambiental: Es obligatoria la presentación de la Declaración de Impacto Ambiental emitida por la autoridad competente antes de acceder a los beneficios fiscales.
- Aprobación del Proyecto: El proyecto debe ser evaluado y aprobado por el Consejo de Inversiones, que dictamina sobre la conformidad con la ley y recomienda la concesión de beneficios.
- Resolución Biministerial: La concesión de beneficios fiscales se formaliza mediante resolución de los Ministerios de Industria y Comercio y de Economía y Finanzas, basada en la recomendación del Consejo de Inversiones.

- **Legislación municipal**

Atendiendo a que el proyecto será ejecutado dentro de un territorio municipal, se requerirá por lo tanto la obtención de permisos y autorizaciones, por lo cual, será aplicable también la Ley N° 3966/13 “Orgánica Municipal”, como así también las ordenanzas municipales emitidas por la Municipalidad de Valenzuela para la obtención de permisos y autorizaciones para la ejecución del proyecto.

La Ley N° 3966/2010 (Ley Orgánica Municipal) otorga a las municipalidades competencias en materia de planificación urbana, ordenamiento territorial, ambiente, infraestructura, construcción y servicios públicos. Para un proyecto de planta solar, los aspectos más relevantes son:

- Planificación, Urbanismo y Ordenamiento Territorial: La municipalidad regula el uso del suelo, la zonificación, el régimen de loteamiento y las construcciones públicas y privadas (art. 12, numerales 1 y 2).
- Ambiente: La municipalidad tiene funciones de preservación, conservación y mejoramiento de los recursos naturales, así como la fiscalización del cumplimiento de normas ambientales (art. 12, num. 4). En el caso que, para la construcción se requiera la tala de árboles, será necesaria la autorización de la Municipalidad según la Ley N° 4928/13 “De Arbolado Urbano”.
- Infraestructura y Servicios: Regula y fiscaliza la construcción, equipamiento y mantenimiento de infraestructura pública y privada (art. 12, num. 2).

Para la construcción y operación de una planta solar, se requerirán, principalmente, los siguientes permisos municipales:

- Permiso de Uso de Suelo: Para verificar que el terreno esté habilitado para uso industrial/energético según la zonificación municipal.
- Permiso de Construcción: Obligatorio para cualquier obra nueva, ampliación, reforma o demolición⁵.
- Permiso Ambiental Municipal (si aplica): Si la municipalidad ha asumido funciones de fiscalización ambiental, puede requerir un permiso ambiental local, además del nacional⁶
- Conexión a Servicios Básicos: Permisos para conexión a agua, desagüe, caminos vecinales, etc., si corresponde.
- Autorización para tala de árboles (si aplica): en el caso que sea necesario la tala de árboles para la construcción de la planta solar, aplicaría además la Ley N° 4928/13 “De Arbolado Urbano” según la cual se debe contar con una autorización de la Municipalidad para el efecto.

⁵ “Art. 235. Toda persona interesada en construir, ampliar, reformar o demoler una obra deberá obtener previamente un permiso de la Municipalidad y ajustarse a las normas establecidas en las leyes y en las ordenanzas. Esta disposición rige igualmente para las entidades y organismos de derecho público y privado”.

⁶ “Art. 161. Tasa ambiental. En los casos que las municipalidades celebren convenios con las autoridades competentes y asuman la función de fiscalizar las normas ambientales, podrán percibir una tasa ambiental, que guardará relación con el servicio efectivamente prestado, no pudiendo sobrepasar el costo de los mismos. Los beneficiarios del servicio estarán obligados al pago de la tasa ambiental establecido por la ordenanza”.

7. Análisis Ambiental

7.1. Generalidades

La Línea Base Socio- Ambiental (LBSA) contiene información básica de los componentes físicos, biológicos y socioeconómicos de un territorio. En este caso particular, se ha considerado el relevamiento a nivel distrital, específicamente de los distritos de Valenzuela (Dpto. Cordillera), de Ybytymi y Bernardino Caballero (Dpto. Paraguari).

Para la caracterización de los componentes ambientales, se ha recurrido a fuentes de información disponibles a través de publicaciones, bases de datos oficiales, entre otros.

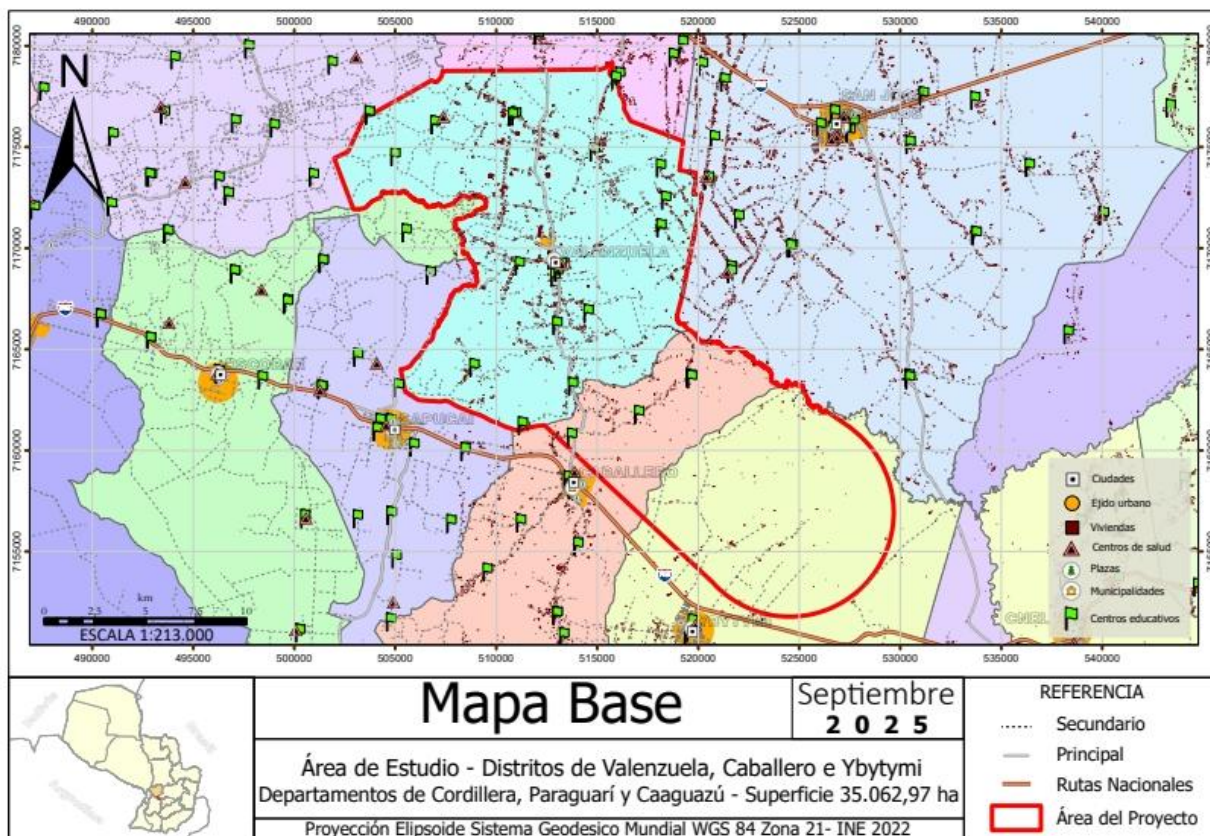
En cuanto a los productos temáticos generados, éstos contribuirán a la toma de decisiones, atendiendo que los mismos constituyen las herramientas necesarias para una adecuada gestión ambiental.

Los estudios de línea base tienen como finalidad establecer las características física, biológica y social, que se consideran más sensibles al desarrollo del proyecto, previo al desarrollo del mismo. Con ellos se persigue obtener una referencia que permita:

- Contar con un registro base de referencia de las condiciones ambientales pre-operacionales (etapa de operación) con las cuales se puedan establecer comparaciones con los valores seleccionados como parámetros objeto de seguimiento ambiental.
- Planificar con criterios ambientales precisos la adecuada localización de instalaciones.
- Minimizar los riesgos ambientales.
- Describir los componentes ambientales del área de influencia del proyecto, facilitando de esta manera el proceso de identificación y valoración de los impactos ambientales de la actividad proyectada.

El Área de Estudio de la LBSA comprende los distritos Valenzuela (Dpto. Cordillera), Ybytymi y G.B.Caballero (Dpto. Paraguari). En el mapa de la Fig. N° 7.1 se indica la ubicación geográfica del relevamiento de los componentes del medio. Los aspectos socioeconómicos fueron considerados a nivel distrital.

Figura 7.1. – Ubicación geográfica del relevamiento



Fuente: Elaboración Propia

7.2. Descripción del Medio Físico

• Suelos en el Área del Proyecto

Las unidades edafológicas presentes en el área de estudio han dado como resultado los siguientes ordenes: Ultisol, Inceptisol, Entisol, Mollosol y Alfisol. La distribución espacial de las unidades edafológicas se indica en el mapa temático.

La caracterización de los suelos presentes en el área de trabajo, se presentan de modo general, pudiendo encontrarse particularidades en las diferentes unidades edáficas.

A continuación, se presenta la descripción de los Órdenes de Suelo presentes en el área del trabajo, donde se exponen algunas de sus características principales y la forma en que se presenta.

• Ultisol

La característica principal de un Ultisol es la presencia del horizonte argílico con bajo porcentaje de saturación en bases. Generalmente se forman en climas húmedos y en regiones donde la precipitación supera a la evapotranspiración en algunas estaciones del año. Esta condición climática hace que el agua se mueva gravitacionalmente en el suelo y arrastre las arcillas y los cationes hacia los horizontes inferiores. Por esta razón los horizontes subsuperficiales puedan presentar un enriquecimiento con arcillas translocadas, y los agregados y los poros revestirse con películas de las mismas.

Las bases son absorbidas por las raíces de las plantas y recicladas a la superficie del suelo mediante el aporte de materia orgánica. Es por eso que la saturación de bases decrece con la profundidad del suelo.

Los Ultisoles se encontraron sobre una variedad de materiales de origen, tales como areniscas, basalto, y sedimentos de estas rocas. Se encontraron también en diferentes paisajes, como llanuras, lomadas y serranías, y con cobertura vegetal de bosques, sabanas y praderas.

- **Alfisol**

Son suelos ricos en aluminio (Al) y hierro (Fe); tienen un horizonte argílico, un kándico o un nátrico. A este orden también pertenecen los suelos que tienen un revestimiento de láminas de arcilla de 1 mm o más de espesor en alguna parte.

Estos suelos, en la mayor parte del año, no están secos. Este régimen de humedad es común en los suelos de climas húmedos que tienen una buena distribución de lluvias o que tienen períodos estacionales largos de lluvia, de manera que el exceso queda almacenado y es utilizado en los períodos breves de sequía.

La mayoría de los Alfisoles localizados en un ambiente de buen drenaje tienen naturalmente una cobertura vegetal boscosa y aquellos que se presentan en términos de drenaje moderado a deficiente están cubiertos de pastos, con islas o bosques o con árboles xerófitos aislados.

- **Inceptisol**

Los Inceptisoles son suelos que se desarrollaron en regiones climáticas húmedas y subhúmedas, donde la meteorización no ha actuado con el máximo nivel de intensidad para que los minerales primarios de la fracción de arena y limo estén destruidos. Por consiguiente, los suelos son considerados inmaduros todavía, porque no alcanzaron a desarrollar horizontes con los caracteres diagnósticos de otros Ordenes, por lo que mantienen reservas de minerales intemperizables como las arcillas del tipo 2:1, clorita, talco, feldespatos, micas, apatitas, y otros minerales inestables.

Los suelos que pertenecen a este Orden se han desarrollado bajo vegetación boscosa y también bajo gramíneas. Son suelos minerales, con texturas uniformes o casi uniformes en toda su profundidad y no presentan horizontes que hayan sufrido procesos de iluviación o eluviación significativa.

En este Orden se incorporan los suelos considerados "recientes", porque el tiempo en que los factores formadores han actuado ha sido corto y los suelos no poseen horizontes genéticos naturales o sólo presentan un comienzo de horizontes, de débil expresión.

- **Entisol**

Los Entisoles consisten en sedimentos aluviales muy recientes y en algunos sitios tienen roca firme a escasa profundidad; se presentan con diversos colores, como los grises, amarillos pardos y rojos. El color no tiene significado. Algunos Entisoles son profundos, arenosos y areno francos, que presentan solamente un horizonte ócrico y pueden tener un horizonte albico, de lavado, inmediatamente debajo.

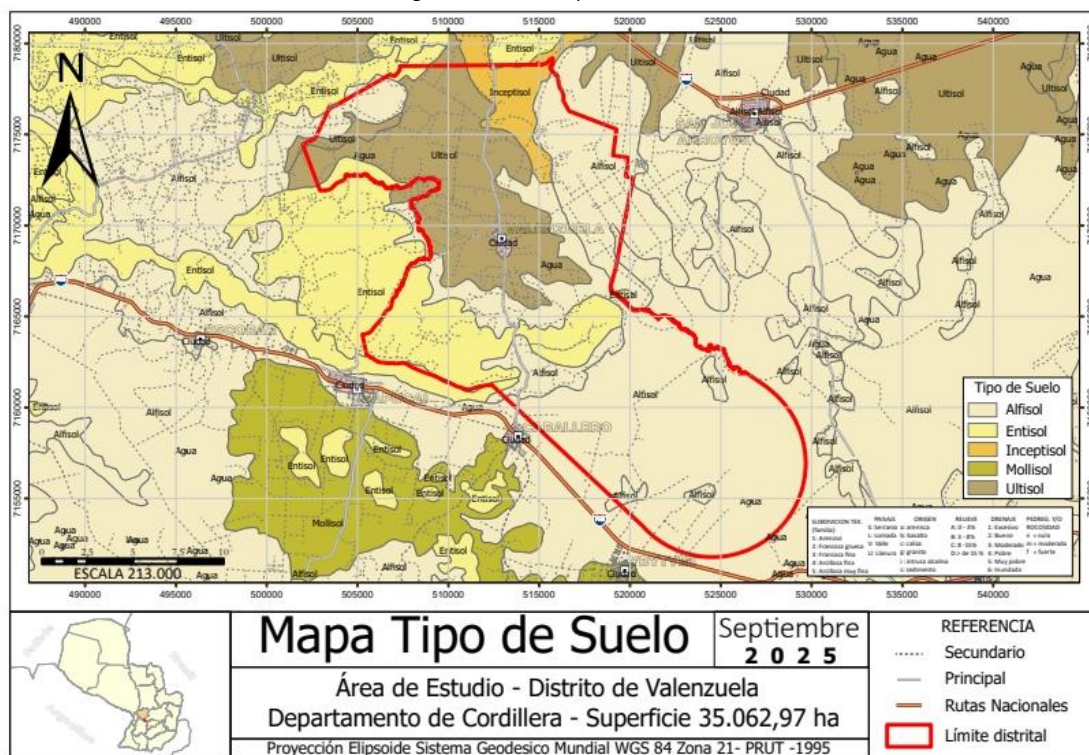
- **Mollisol**

Son suelos minerales, de colores oscuros, ricos en bases, que se han desarrollado a partir de sedimentos donde predominan los cationes bivalentes, principalmente el calcio, y que gradualmente se han ido enriqueciendo de materia orgánica, lo que se verifica más notoriamente en la camada superior del suelo.

Los materiales que dieron origen a estos suelos son rocas calcáreas y rocas intrusivas alcalinas, y se observan en extensas llanuras cubiertas fundamentalmente de una vegetación de gramíneas, y en lomadas fuertes y serranías con cobertura boscosa.

No todos los suelos que tienen un horizonte mólico son Mollisoles. Si un suelo tiene debajo del horizonte mólico un horizonte argílico con una saturación con bases de menos del 50 %, no puede ser considerado Mollisol. Tampoco pueden ser considerados Mollisoles aquellos suelos que tienen horizonte óxico y los que presentan microrelieve (gilgai), slickenside, grietas inclinadas u otras propiedades de los Vertisoles.

Figura 7.2 – Mapa de Suelos



Fuente: Elaboración Propia

7.3. Geología

a) Geología regional

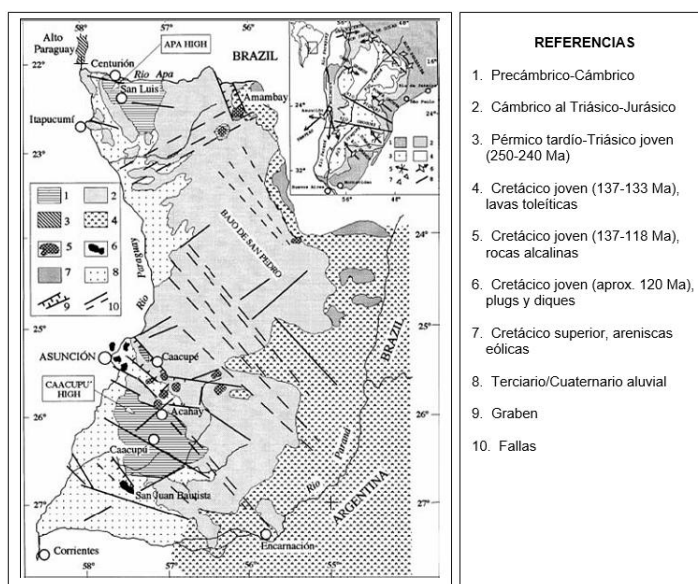
Geología estructural y tectónica

El Paraguay Oriental está dividido estructuralmente en áreas de comportamiento tectónico con características propias. Los lineamientos tectónicos predominantes son NW y NE, dando origen a altos y bajos estructurales y corresponde en su origen al ciclo termotectónico Brasiliano (750 a 450 millones de años (Ma)) caracterizado por una tectónica compresional (Velázquez, 2003). Casi toda la sedimentación fanerozoica en la cuenca del Paraná está controlada por los lineamientos estructurales brasileños NW y NE con sucesivos procesos de reactivación. La subsidencia de bloques en las zonas de debilidades ha dado lugar a bajos estructurales que han sido ocupados por sedimentos de diferentes facies.

Hubo reactivación tectónica durante el mesozoico causada por el ciclo Sudatlántico (230 a 65 Ma) de tipo distensional. Los resultados más evidentes de este evento son los derrames basálticos regionales, acompañados por intrusivas alcalinas y carbonáticas. La parte más afectada por esta reestructuración fue la zona sur de la Región Oriental del Paraguay.

La última manifestación tectónica en Paraguay tuvo lugar durante el ciclo Andino (50 a 30 Ma), y afectó principalmente al bloque de Asunción. Fueron movimientos distensionales acompañados por reactivación de estructuras profundas con dirección NW, que causaron la inclinación del bloque de Asunción hacia el SW, el magmatismo basanítico terciario y la formación del valle del Ypacarai. El actual cuadro estructural del Paraguay es de edad Cretácico/Terciario. Durante ese período hubo variadas épocas de reactivación tectónica. En la Fig. Nº 7.3 se presenta el cuadro estructural actual del Paraguay Oriental.

Figura 7.3 – Cuadro estructural actual de la región Oriental de Paraguay



Fuente: Comin-Chiaramonti et al. (1997)

b) Geología histórica

Con relación a la geología histórica de la región Oriental del Paraguay, se presenta a continuación un resumen extraído del informe del proyecto SAG – Py, 2007, con datos de Báez. J., 2004. La descripción está vinculada a la Fig. Nº 7.4.

En la zona del denominado “Alto del Río Tebicuary” existen unidades geológicas con edades de 2.700 a 500 millones de años, que corresponde a estructuras del basamento antiguo y que está constituido por rocas variadas como gneises, metasedimentos, esquistos, rocas volcánicas, granitos, sedimentos clásticos y calcáreos, entre otros.

Entre 500 a 400 Ma, relacionado al Alto del Río Tebicuary, se depositan sedimentos clásticos gruesos (conglomerados y areniscas) a finos (areniscas muy finas a lutitas) de origen continental a marino y hasta

glacial – Grupos Caacupé e Itacurubi. Entre 300 a menos de 400 Ma comienza la deposición de la gran estructura conocida como cuenca del Paraná.

Entre los 250 a 300 Ma ocurre la deposición de potentes sedimentos mayormente glaciares seguida por la deposición de sedimentos continentales a marino costeros. Entre los 200 y 250 Ma se depositan sedimentos continentales generalmente de origen eólico propios de un ambiente desértico pertenecientes a la Formación Misiones. Estos sedimentos fueron afectados por intensos fenómenos tectónicos (fallas y fracturas de alcance continental y local en la corteza terrestre de la Plataforma Sudamericana, como por ejemplo los rifts de Asunción, Santa Rosa y San Pedro, productos de la separación de América del Sur del continente africano).

Como respuesta a este mega fenómeno de ruptura y resquebrajamiento continental (fallas y fracturas de centenares a miles de kilómetros de profundidad) sobreviene (alrededor de 150 Ma atrás) un intenso e inmenso derrame de lavas continentales de colada dando lugar a basaltos y rocas relacionadas. Su principal eje y foco de emisión coincide con el lecho actual del Río Paraná, aunque también ocurren en áreas distantes del principal centro de emisión aprovechando otras fracturas y fallas, dando lugar a estructuras subvolcánicas longitudinales – diques (diabasas).

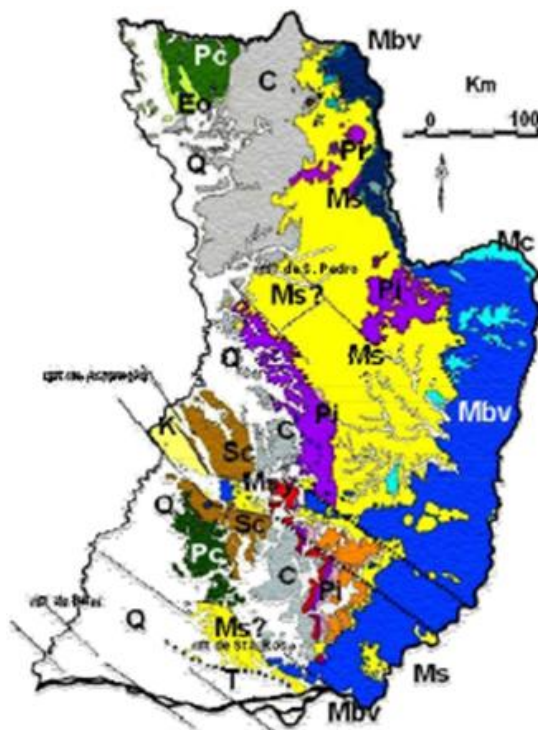
Al mismo tiempo, entre colada y colada, se continuaron depositando mantos de sedimentos eólicos (areniscas) tipo Ms, conocidas como areniscas “intertrapp”. Simultáneamente, la permanente separación continental produce mayor “stress” en los altos del Precámbrico (Pc) y en las rocas sedimentarias y volcánicas que lo cubren (Sc, C, Pi, Ms y Mbv) con lo que, en zonas de mayor debilidad, se producen fosas estrechas (hasta alrededor de 25 km) pero alargadas (hasta más de 100 km), como los rifts de Asunción, Santa Rosa y San Pedro. En áreas de influencia de estas “fosas” ocurren nuevos paquetes de sedimentos, lavas (rocas alcalinas mayormente potásicas) y otras estructuras volcánicas (pipes de lamprófitos y de lamproítos) a sub volcánicas (rocas gabroides a sienitoides) (Ms y en el rift de Asunción). Ello tiene lugar entre 130 a menos de 150 Ma atrás.

Finalmente, con mucha aproximación a lo que es el paisaje actual, sobre todo en lo que concierne a accidentes topográficos, se instala nuevamente un ambiente semidesértico – también coincidente con el actual eje del Río Paraná – que forma depósitos de sedimentos (areniscas entre otros) no muy espesos encima de las lavas Mbv (Mc) (alrededor de 80 Ma atrás).

En las proximidades de Asunción, a su vez, el rift de Asunción se llena de sedimentos (K) y de lavas y sus piroclásticos (rocas nefeliníticas y afines), alrededor de 60 Ma atrás. Ya mucho más tarde, algunos millones de años atrás, y relacionado con el Río Paraná, se depositaron sedimentos de diversas composiciones, continentales fluviales a lagunares (T). Desde aproximadamente 1 Ma atrás a la época actual, ha tenido lugar una profunda erosión que permitió, y aún permite, extensas acumulaciones de sedimentos poco consolidados (Q).

El conjunto de rocas sedimentarias C a Ms se depositó en forma concordante (un paquete encima del otro) a discordante (superficie irregular producto de la paleo erosión) según una inclinación regional al E a partir del centro regional que aparente está dado por el eje del Río Paraná.

Figura 7.4 – Geología del Paraguay Oriental



Fuentes: ANSCHUTZ (1981); Degraff (1985) y Báez (2004)

c) Estratigrafía

La descripción estratigráfica y litológica del área del Proyecto está basada en informaciones del Texto Explicativo del Mapa Geológico del Paraguay (PNUD-Gobierno Nacional, 1986) y en datos de perforaciones realizadas por la empresa Anschutz y en estudios e informes de proyectos varios.

En la Fig. Nº 7.5 Mapa Geológico del Área del Proyecto se muestra la distribución espacial de las diversas unidades geológicas que se describen a continuación.

Grupo Caacupé (Silúrico) Eopaleozoico (Ordovícico-Silúrico-Devónico)

- Consideraciones Iniciales

El Eopaleozoico en el Paraguay está representado por unidades del Ordovícico Superior y Silúrico Inferior (Llandoveryano), que afloran en faja NW-SE en el centro oeste del Paraguay Oriental y norte de la Región Occidental. Su continuidad en su sub-superficie en ambas regiones se comprueba por perforaciones. La unidad de edad Devónica aflora en el norte de la Región Occidental en un bloque de dirección NE-SW delimitado por fallas y fracturas según Gómez Duarte (1986). En el Paraguay Oriental, el Devónico está identificado en sub-superficie en los pozos Asunción N°1 y N°2 (Pecten- Occidental-Trend), en el Pozo RD-76 (T.A.A.). El área que abarca el Ordovícico-Silúrico en el Paraguay Oriental es de 4.522 km² y en la Región Occidental (Cerro León) de 2.000 km². El Devónico aflorante en el área Occidental ocupa 1.930 km².

Harrington (1950) fue el primero en estudiar detalladamente la geología del Paraguay Oriental y atribuyó parte de las unidades del techo del Silúrico al Devónico, esto fue seguido por Eckel (1959), Wolfart (1961) y Putzer (1962), redefinieron estas unidades como del Silúrico Inferior (Llandoveryano). Harrington (1972), volvió al tema considerando a todas estas unidades como del Silúrico.

El Silúrico del Paraguay Oriental fue dividido por Harrington (1909), en las Series de Caacupé (Conglomerado de Paraguarí y arenisca de Piribebuy) e Itacurubí. Eckel (1959) dividió la Serie Caacupé en el Conglomerado Basal de Paraguarí, una arenisca arcósica, una unidad de areniscas sacaroidales blancas y una unidad superior de areniscas y pizarras. Al igual que Harrington (1950), atribuyó la Serie Itacurubí al Devónico. Putzer (1962), atribuye al conglomerado basal y las areniscas de Caacupé al Ordovícico- Silúrico y las areniscas de Eusebio Ayala, arcillas de Vargas Peña y areniscas de Cerro Perro al Silúrico Inferior (Llandoveryano). En el informe sobre la geología de la Cuadrícula 40 (1966), el Silúrico está englobado en la Serie Cordillera con las Formaciones Caacupé, Eusebio Ayala, Ypacaraí e Itacurubí. En la descripción de la geología de la Cuadrícula 41 (1966), la Formación Itacurubí es reemplazada por la Formación Acosta Nú.

- **Estratigrafía**

La clasificación estratigráfica utilizada en este Texto Explicativo, para el Silúrico del Paraguay Oriental, está basada en Harrington (1972); y para la Región Occidental se utiliza la denominación presentada por Gómez Duarte (1986).

Tabla N° 7.1. Clasificación estratigráfica

	Paraguay Oriental <i>Harrington (1950)</i>	Paraguay Occidental <i>Gómez Duarte (1986)</i>
Grupo Itacurubí	Formación Cariy	
	Formación Vargas Peña	
	Formación Eusebio Ayala	
Grupo Caacupé	Formación Tobati	Formación Cerro León
	Formación Cerro Jhu	
	Formación Paraguarí	

- **Grupo Caacupé**

Aflora al NE de Asunción, en la Cordillera de los Altos, desde el valle de Ypacaraí hasta la ciudad homónima. Al sur de Asunción existe una extensa faja de afloramiento, desde Roque González de Santa Cruz hasta Quiindy, Quyquyhó y Mbuyapey. El grupo está dividido en tres formaciones: Fm.Paraguarí, Fm.Cerro Jhú y Fm.Tobatí y su deposición empieza probablemente en el Ordovícico Superior.

- **Formación Paraguarí**

Constituye la secuencia basal del Grupo Caacupé y está distribuido por todo el borde de la cuenca Silúrica. Aflora en la base de la Cordillera de los Altos, en las proximidades de la ciudad de Paraguarí, y en la región adyacente al valle de Ypacaraí. Más al sur, hay una extensa faja de afloramiento entre Quiindy y Quyquyhó. Está constituido por sedimentos de grano grueso y capas conglomeráticas que pasan gradualmente a areniscas arcósicas. La unidad no supera los 20 metros de espesor. El contacto inferior, con rocas del basamento Precámbrico-Eopaleozoico, está en discordancia angular y la secuencia sedimentaria se inicia con areniscas arcósicas de grano grueso y niveles de arenisca conglomeráticas con estratificación cruzada, como se puede observar en el Km 116 de la Ruta 1 (Asunción- Encarnación), en relictos sobre el basamento cristalino.

Este nivel basal, de arenas de grano grueso, tiene un contacto gradado con conglomerados portando cantos de 3 cm y areniscas de grano grueso (1.000 a 1.410 μ), en capas de espesor variado, como afloran en el Km 102, de la Ruta 1.

En el Km 104 de la Ruta 1, en el arroyo Zanja Itá, afloran unas secuencias de conglomerados soportadas por unEstos sedimentos poseen una faja de afloramiento paralelo a los conglomerados de la Formación Paraguarí, con la cual tienen un contacto concordante y gradado. El mayor espesor conocido de esta formación queda en la localidad del Cerro Jhú con 450 mts. de altura. Según Alvarenga (1985), su contacto superior con la Formación Tobatí es también gradado con intercalaciones de lutitas y nódulos de arcilla.

Las areniscas de esta formación presentan estratificaciones cruzadas a subparalela muy característica, y con gran variedad de colores (amarillo claro a marrón rojizo), se lo encuentra frecuentemente en proceso de lateritización. Cuando no están lateritizados son friables y de aspecto sacaroidal, debido a su composición cuarzosa y ausencia de matriz. Es de granulometría bastante variada con valores entre la matriz de areniscas arcósicas de grano muy grueso (1.000-1.410 y 1.410-2.000 μ). Los cantos poseen dimensiones entre 2 y 7 cms y están constituidos por cuarzo y cuarcitas. Estos cantos pueden presentar tamaños hasta de 15 cms. y exhibir una litología más variada como cuarzo de vetas, cuarcitas, esquistos, chert. Capas conglomeráticas, pueden reposar directamente sobre el basamento, sin la presencia de las capas iniciales más arenosas, como se puede observar en las proximidades de Paraguarí en la Ruta Piribebuy. El ambiente deposicional de estos sedimentos, se le atribuye un régimen fluvial del tipo entrelazado (“braided rivers”) en sitio deposicional con fuerte control tectónico.

- **Formación Cerro Jhu**

125-177 μ (areniscas finas) hasta 250-350 μ (arenisca media).

Cada una de las secuencias de estratos cruzados muestran en su inicio una granulometría más gruesa (250-350 μ) con una disminución hasta 125-177 μ en dirección al techo y al contacto con otras secuencias que empiezan nuevamente con 250-350 μ . Hay flujos fluviales con decrecimiento de energía, que producen en cada capa una disminución de granulometría hacia la parte superior.

En los afloramientos del arroyo Abay, 2 km al sur de Ypané, en una cantera sobre la Ruta Guyratí y a 1 Km antes de Villeta. En el tramo de la Ruta 2, en la Cordillera de los Altos, las areniscas presentan nódulos de arcillas “shale clasts”, producto de la erosión de las lutitas asociadas a este ambiente deposicional. Comte (1986) atribuyó esta situación a oscilaciones del mar Silúrico.

En su contacto basal la formación muestra areniscas de grano grueso (350-500 μ), como en el Km 85 de la Ruta 1. Sobre la misma ruta, en la ciudad de Roque González, las areniscas presentan variación granulométrica que oscilan entre 350-500 μ hasta 177-250 μ , en las co-secuencias de estratos cruzados con 4 metros de ancho y 1 a 1,5 metros de espesor.

La parte basal, en contacto transicional con los conglomerados de la Formación Paraguairí, indican aún una fuerte influencia fluvial que va cambiando a un ambiente marino litoral, que se demuestra por la fábrica grano/grano (“winnowing”) que confiere a estas areniscas su aspecto “sacaroide”.

- **Formación Tobatí**

Está constituida por areniscas friables y también “sacaroides”, a veces un poco carbonáticas, en forma de capas aparentemente macizas. En detalle presenta estratificación en láminas, frecuentemente parte de estratificaciones cruzadas de gran tamaño y ángulo bajo como puede observarse en las proximidades de la ciudad de Tobatí. Las areniscas presentan granulación entre 350-500 μ , bien seleccionadas, pero poco redondeadas. Según Degraff (1982), la formación posee un espesor de 200-250 m al E del Valle de Ypacaraí y un mínimo de 80 m al W de la misma depresión. Alvarenga (1985) atribuye un espesor de 150 m para esta formación.

En los afloramientos estas areniscas presentan fuerte silicificación, lo que causa resistencia a la erosión. La infiltración del agua superficial pasa por la fractura permitiendo la separación de bloques y la formación de escarpas. Otro aspecto muy característico de la alteración de estas areniscas es la presencia de placas en forma de escamas, lo que confiere un aspecto rugoso a los afloramientos.

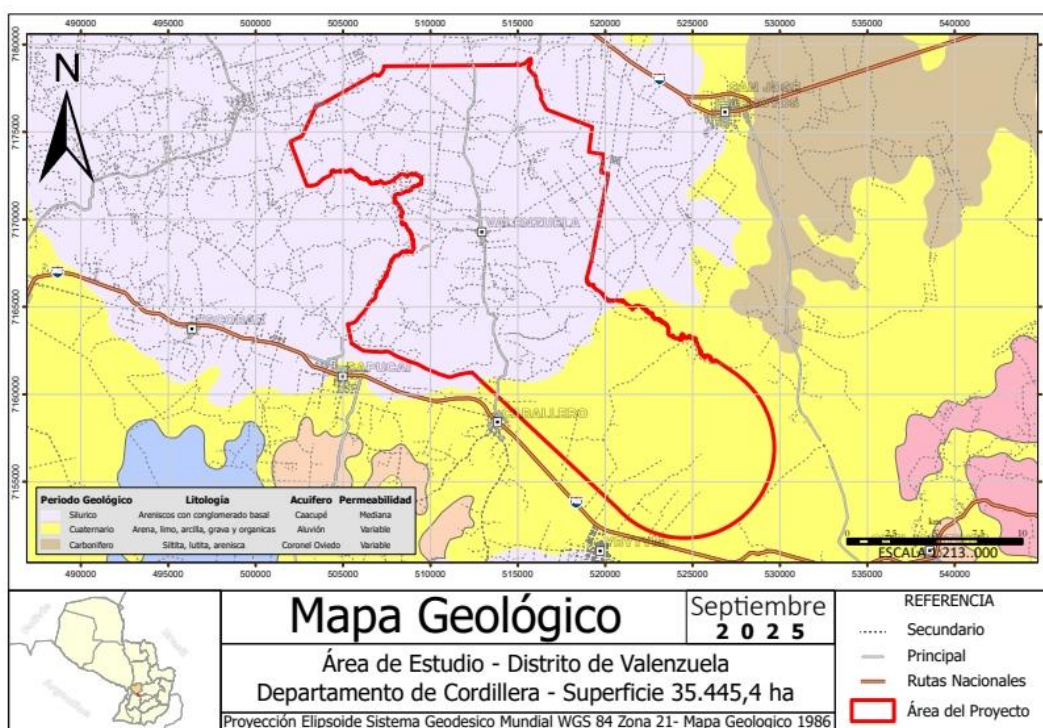
El contacto basal es concordante y transicional con la Formación Cerro Jhú y lo mismo pasa en su contacto superior con la Formación Eusebio Ayala, del Grupo Itacurubí. El ambiente deposicional atribuido a esta formación es marino somero.

El contacto transicional con la Formación Eusebio Ayala, con amplio contenido fosilífero marino, constituye una prueba de su ambiente deposicional y también de su edad (Llandoveryano).

- **Consideraciones sobre el Grupo Caacupé**

Las tres formaciones del Grupo Caacupé constituyen la secuencia clástica más gruesa del evento marino transgresivo del Ordovícico/Silúrico. La rápida submersión de la secuencia fluvial inicial, representada por la Formación Paraguari, con aproximadamente 15 m de espesor, es una indicación de que el mar invadió y cubrió el sistema fluvial con gran velocidad. El contacto superior del grupo, transicional con el Grupo Itacurubí, que posee fósiles de ambiente deposicional marino asociado a sus características litológicas, confiere al Grupo Caacupé el carácter de una secuencia basal de la transgresión marina de edad Ordovícica/Silúrica.

Figura 7.5 – Mapa Geológico del Área del Proyecto



Fuente: Elaboración Propia

7.4. Geomorfología – Topografía

Geomorfología del Área del Proyecto

El área de estudio corresponde principalmente a Lomadas en sus diferentes formas, así como también ocupan áreas importantes las llanuras, generalmente muy influenciadas por la acción del agua, principalmente en los procesos de formación y desarrollo de los suelos.

- **Cerros y lomadas:**

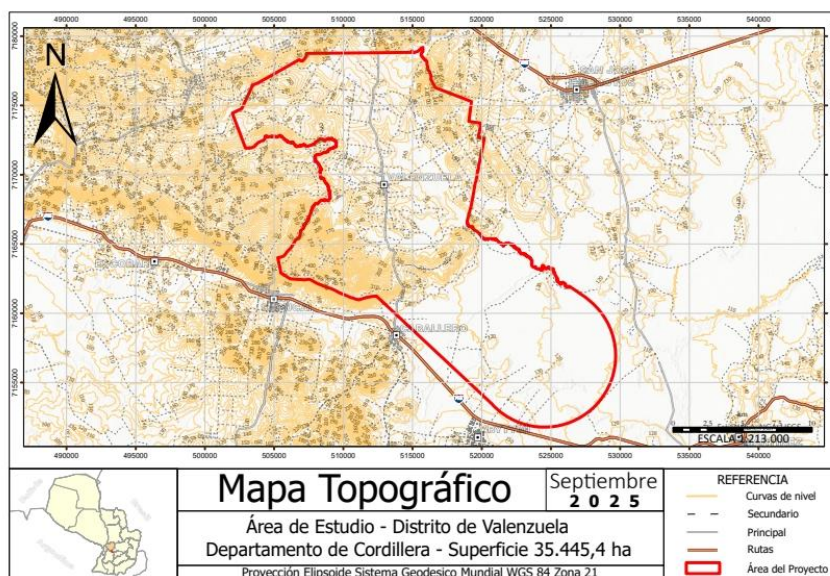
Son de relieve ondulado y de formas variadas, según la red de drenaje y litologías, con superficies aplanadas y convexas disectadas por valles en forma de "u" y "v".

Tienen cotas variables de 150-450 m.s.n.m., pendientes suaves de 4 a 8 % de pendiente. Las áreas más altas están cubiertas generalmente cubiertas de cultivos, mientras que en las áreas más bajas predomina la vegetación natural generalmente de gramíneas. Son lomadas más bien bajas con cotas que no superan los 200 msnm, mayormente aplanadas en las cimas con pendientes suaves a moderadas. El material de partida dominante es la arenisca. Las zonas con mayores cotas se ubican en el extremo Este y Sur del distrito de Valenzuela.

- **Llanuras:**

Son de relieve semiplano a plano, con pendientes suaves (1-3%) y tienen drenaje moderado a pobre, alcanzando cotas entre 80-150 m.s.n.m. El material de origen y el ambiente de deposición de los sedimentos que lo conforman, determinan sus características principales, existiendo algunas diferencias que permiten clasificar a estas llanuras en antiguas, recientes y de pie de monte. Las llanuras del área de estudio se enmarcan entre las antiguas por el material que lo conforman y la forma de deposición de los sedimentos; la vegetación es generalmente de pastizales, utilizados principalmente para la producción ganadera.

Figura 7.6 – Esquema topográfico y relieve del área del proyecto.



Fuente: Elaboración Propia

7.5. Clima y Meteorología

Generalidades

La ubicación geográfica del Paraguay, entre 19 ° a 27,5 ° Sur y 55° a 62 ° Oeste, condiciona su clima. Según la clasificación climática de Thornthwaite, el clima de nuestro país varía desde un clima semiárido megatérmico en el oeste del Chaco, pasando por un clima sub húmedo seco megatérmico en el Chaco central hasta un clima sub-húmedo húmedo megatermal en el bajo Chaco y toda la región Oriental. La región Oriental es lluviosa, con volúmenes anuales que varían desde 1800 a 2000 mm en el este y sureste hasta 1400 en el límite con el río Paraguay.

En la zona, los volúmenes anuales de precipitación oscilan entre 1600 y 1800 mm, según los datos de la Dirección de Meteorología e Hidrología de la DINAC. La temperatura media anual del aire, presenta una muy pequeña variación espacial, entre 21 y 23 °C.

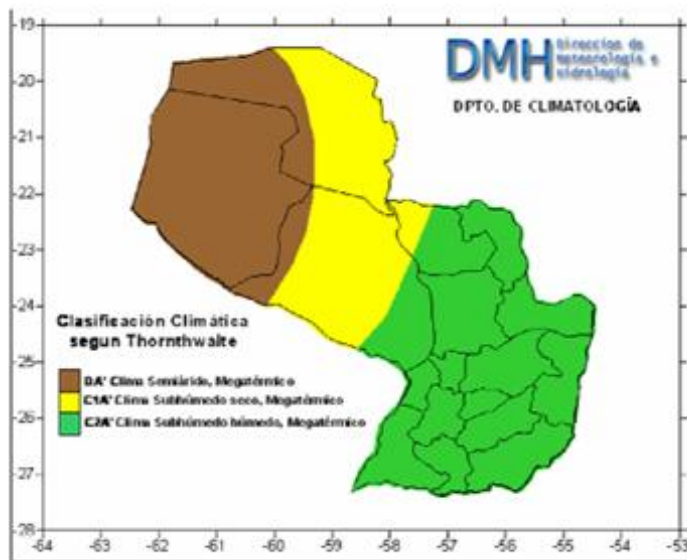
Los vientos predominantes, no mostrados en este informe, son del norte y del sur. El viento norte tiene mayor frecuencia que el del sur, aunque éste se incrementa durante los meses de invierno (DMH – DINAC).

La humedad del aire, medida en función de la presión de vapor, es muy elevada durante los meses estivales, entre 22 y 25 hPa, reduciéndose hasta 15 hPa en los meses de invierno.

Parámetros climatológicos en el Área del Proyecto

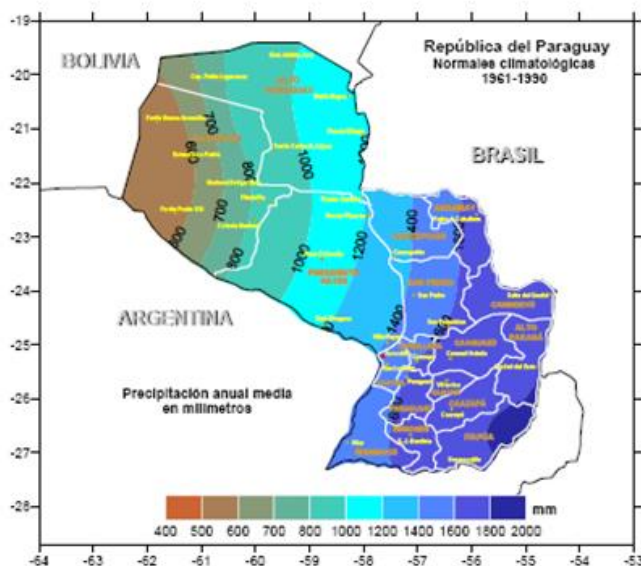
En la zona del Distrito de Valenzuela, el clima es húmedo, mesotermal y con deficiencia de precipitaciones en invierno, sin déficit hídrico a nivel mensual. La precipitación anual es de 1600 mm, siendo temperatura media anual de 22-21°C. La humedad del aire es del 73 al 75% como promedio anual. En los mapas siguientes se muestran los indicadores meteorológicos a nivel nacional y distrital.

Figura 7.7 – Clasificación climática según Thornthwaite



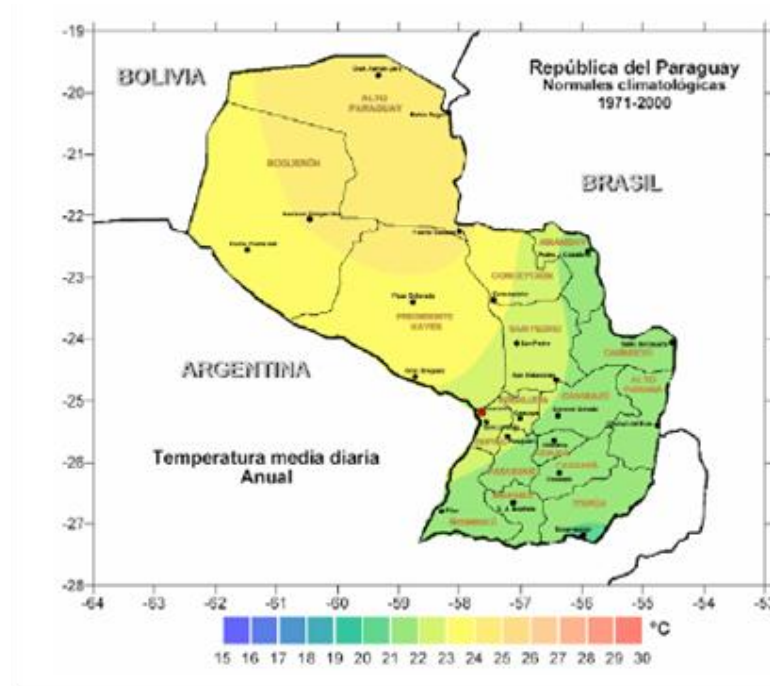
Fuente: Dirección de Meteorología e Hidrología de la DINAC.

Figura 7.8 – Precipitación media anual.



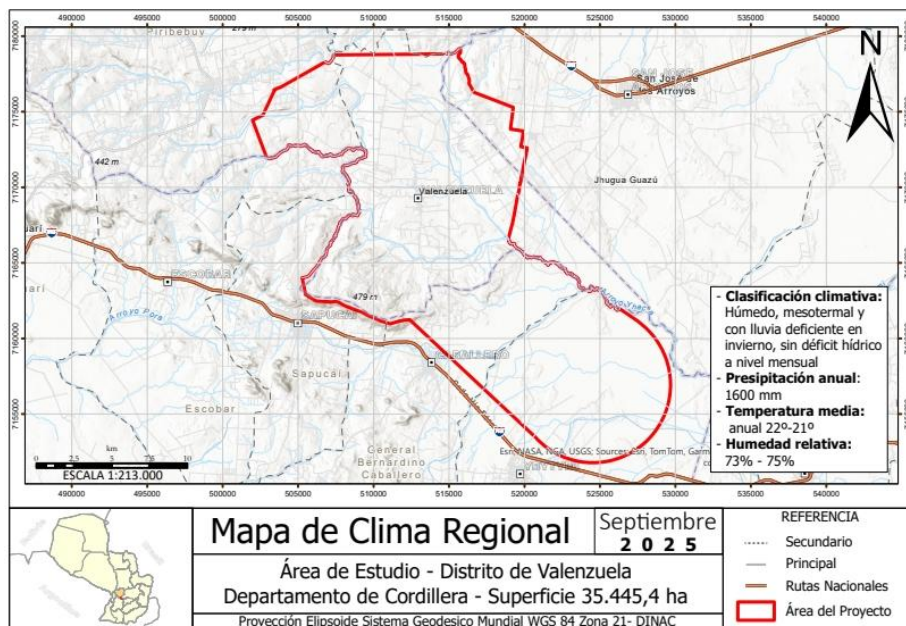
Fuente: Dirección de Meteorología e Hidrología de la DINAC.

Figura 7.9 – Distribución espacial de la TEMPERATURA MEDIA ANUAL.



Fuente: Dirección de Meteorología e Hidrología de la DINAC

Figura 7.10 – Mapa climatológico distrital - Valenzuela



Fuente: Elaboración Propia

7.6. Hidrología

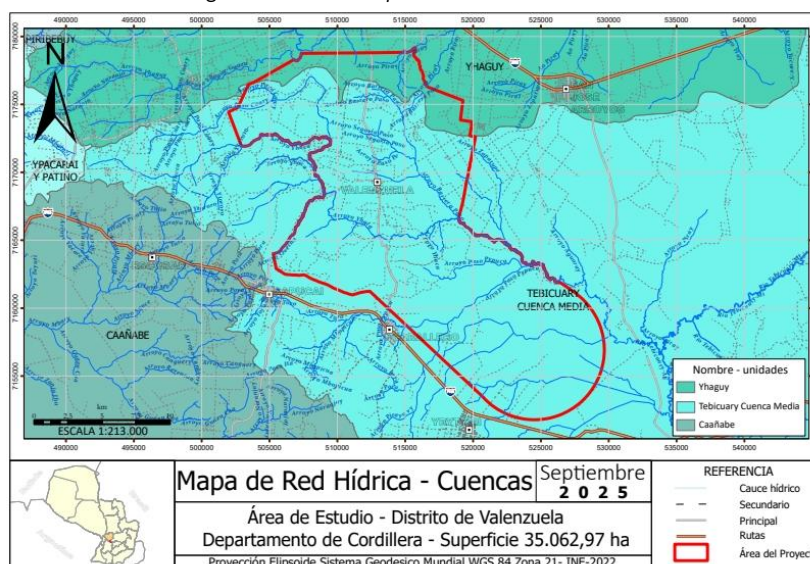
Aguas superficiales

El distrito de Valenzuela se encuentra dentro de la cuenca media del río Tebicuary que es la más extensa de la región Oriental del país. La Cuenca del Río Tebicuary es la más extensa del país, con un área de drenaje de 31317 km², un perímetro de 800 km, teniendo el curso principal una longitud de 360 km. En su territorio se ubican parte de los Departamentos de Cordillera, Guairá, Alto Paraná, Itapúa, Caazapá, Misiones, Paraguari, Caaguazú, Ñeembucú. Esta gran cobertura la hacen asiento de múltiples actividades antrópicas que interactúan y que generan efectos positivos y negativos en el medio ambiente natural y socioeconómico.

La Cuenca media del Tebicuary en el área del proyecto (Valenzuela), incorpora dos principales cursos hídricos: el Arroyo Barrero Paso y el Yhacá, que discurren con dirección sureste tal como se indica en el mapa correspondiente.

El caudal promedio (17 años de registro- Balance Hídrico DINAC) del Río Tebicuary es 506 m³/seg. La precipitación media de la cuenca está en el orden de 1537 mm anual, con una evapotranspiración de 1027 mm, lo que confiere a la cuenca la característica de que en ella no se registra déficit hídrico, al contrario, hay un excedente importante. La red de drenaje dentro del distrito de Valenzuela, compuesta por tributarios consistentes en arroyos de caudales muy variados. En muchos de estos arroyos existen balnearios habilitados por el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible – Mades.

Figura 7.11 – Mapa de red hídrica – Valenzuela



Fuente: Elaboración Propia

Balance Hídrico de la Cuenca del río Tebicuary

De acuerdo a datos brindados por el Balance Hídrico Superficial del Paraguay (DMH/DINAC–PHI/UNESCO, 1992), la Cuenca del Tebicuary cuenta con un área de drenaje de 31.317 Km², una precipitación media de 1.537 mm, una evapotranspiración real 1.027 mm y una escorrentía del curso principal de 506 m³/s.

En el cuadro siguiente se consignan algunos datos de la cuenca del río Tebicuary que se han considerado en el balance hídrico. Es importante destacar que ésta es la cuenca interna más importante de la región oriental y prácticamente de todo el país, en términos de la cantidad de agua que se escurre por la misma, de la gran extensión de territorio y por el hecho que contribuye a la recarga de numerosos acuíferos locales y regionales de importancia nacional e internacional.

Tabla 7.2 – Cuenca del Río Tebicuary - Balance Hídrico.

Altitud Máxima (msnm)	Altitud Mínima (msnm)	Área Drenaje Km ²	Perímetro Cuenca (km)	Longitud Curso Principal (km)	Precip. (mm)	Evapotr. ETR (mm)	Escorrentía R	
							mm	m ³ /s
559	50	31.317	800	360	1.537	1.027	510	506

Fuente: DINAC-PHI/UNESCO, 1992.

7.7. Aguas Subterráneas

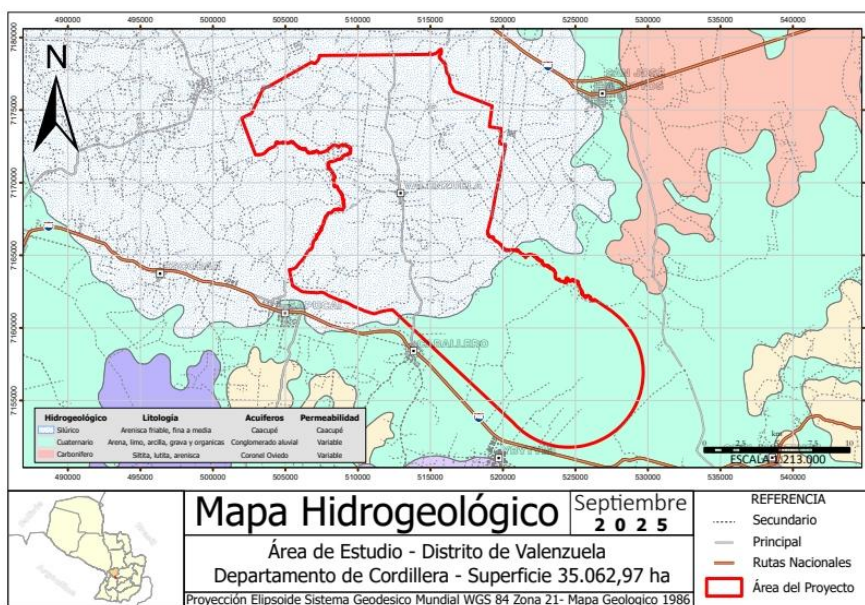
Generalidades

Los acuíferos en el distrito de Valenzuela corresponden a unidades sedimentarias portadoras de volúmenes importantes de agua subterránea.

Los acuíferos presentes en el área regional del proyecto son el de Caacupé, Conglomerado aluvial y Cnel. Oviedo. El acuífero Caacupé es el que ocupa geográficamente todo el distrito de Valenzuela. Este acuífero está constituido por areniscas de granulometría fina a media; los caudales son buenos a muy buenos.

Otro acuífero corresponde al Cuaternario con permeabilidad variable y por ende con volúmenes también variables de acuerdo a la zona.

Figura 7.12 – Formaciones acuíferas



Fuente: Elaboración Propia

7.8. Descripción del Ambiente Biológico

Caracterización Ecorregional

De acuerdo al mapa de ecorregiones del Centro de Datos para la Conservación (1990), el área donde se ubica el Proyecto se encuentra dentro de la Ecorregión Selva Central, en una zona de transición entre la Ecorregión Litoral Central y la Ecorregión Alto Paraná. La zona que abarca el Proyecto se caracteriza por humedales, praderas bajas inundables, algunos remanentes de bosques o parches, bosques en galería que acompañan algunos cursos de agua.

La Selva Central ocupa 38.400 km² y se halla comprendida entre los departamentos de San Pedro, Canindeyú, Guairá, Caaguazú, Paraguarí, Caazapá, Cordillera y Concepción. P Relieve y suelos: Se observan desde ondulado hasta muy accidentado, con una altitud de entre 86 m a 516 m.

Comunidades naturales

Bien se podrían clasificar los distintos tipos de vegetación del área de estudio dentro del marco de Humedales del Centro-Este (Mereles, 1993), pues la definición de los mismos comprende un mosaico de vegetación caracterizada por bosques o selvas galerías, y de áreas pantanosas. Más tarde Mereles (2004)

los llamaría Bosques de ribera y sabanas de humedales. En su trabajo editorial y autorial sobre los Humedales del Paraguay (2004) la misma autora redefinirá estos conceptos y los llamará Bosques higrófilos marginales o ribereños y Sabanas de inundación permanente, que se conocen en nuestro medio más comúnmente como estero o pantano.

Bosque Higrófilo

Los bosques higrófilos son bastante homogéneos en cuanto a su composición florística. Se han estudiado bosques higrófilos constituidos por 3 estratos en los humedales del sistema ibera (Argentina): arbóreo, arbustivo y herbáceo, acompañados de trepadoras, epífitas y parásitas (Arbo y Tressens, 2002); así como de 2 a 4 estratos en los humedales del arroyo Ñeembucu (Vogt y Mereles, 2005); en el Chaco húmedo, compuestos por 4 a 5 estratos (Mereles, 1998); y Bosques de ribera con 2 estratos en las cuencas del Capiibary y el Tebicuarymi (Mereles, 2004).

Figura 7.13 – Bosque Higrófilo



Las especies del estrato superior pueden alcanzar de 8 a 15 metros de altura, son las más abundantes, mientras que el estrato emergente puede estar representado por ejemplares aislados de hasta 20 metros de altura.

Las especies dominantes del estrato superior pueden ser típicamente el tajy hû (si no sido extraído totalmente) y el vyra pytâ. Las zonas más húmedas de estos bosques están ocupadas por ka'a ovetî, kupa'y y el inga arroyo o inga guazu, en los bordes mismos de los arroyos, expuestos a mayor cantidad de luz

aparece sangre de drago. También ocurren en abundancia las especies de laureles, como el aju'y hû, el ceibo y el pindó. Cuando estos bosques son modificados por el uso de ganadería, aparecen ejemplares de cocoteros en el bosque. En este estrato pueden aparecer también el ombú, el vyvra pepê y el guajayvi, el tatarê, el timbó, kurupa'y kuru y las diversas especies de tembetary; así como el guapo'y no puede faltar.

En el estrato medio es común que abunden las mirtáceas, familia de la guayaba, entre ellas se pueden citar: yvaporoit, vyvraju, también pueden aparecer el guavira y el ñandú apysa.

Existe un segundo estrato arbóreo de árboles en crecimiento y árboles de pequeño porte, entre ellos pueden encontrarse ñandypa, kurupika'y, sapirangy, vyvra kamby, guaraniná, pykasu rembiú, asuka revire, vyvra ovi, éste último muy abundante en los bosques directamente influenciado por el agua, así como también el yrupe rupa.

Es estrato arbustivo es de densidad variable, dependiendo de la disponibilidad de luz en el estrato. Es más denso en los bordes y en los lugares donde se produce mayor ingreso de luz, por la pérdida de elementos del estrato arbóreo. En este estrato, al igual que en el anterior, se encuentran los ejemplares jóvenes de árboles, muchos de los cuales se originan de raíces gemíferas. En bosques poco alterados puede observarse manaká o azucena silvestre, en bosques más alterados aparecen en abundancia pyno guasu. Cuando el bosque conserva bien su humedad, pueden aparecer los arbustos de los géneros Psychotria y Palicourea, también puede aparecer ka'avove'i.

El estrato herbáceo que es abundante en monocotiledóneas y helechos indica perturbación antrópica. Las especies que se pueden ver en este estrato: *Oplismenus hirtellus*, una gramínea muy común, aparecen también compuestas como *Chaptalia nutans*. En lugares sombreados y húmedos sería frecuente encontrar *Hydrocotyle leucocephala* (Hierba de San Antonio), *Spathicarpa hastifolia*, *Desmodium affine* (taha, taha), *Pharus lappulaceus*, *Lithachne pauciflora* (ambos denominados en guaraní como ka'i arró. Entre los helechos más comunes podríamos encontrar *Macrotelypteris torresiana*, *Ctenitis marginales*, *Doryopteris* spp., pipí, Santa Lucía hovy, culantrillos, etc.

Gran diversidad de especies presenta los bordes de estos bosques. Exclusivas de este ambiente son el hu'y moneha, el amba'y, la camará (en sus dos tonalidades) y también del poleo'y o niño rupá.

El borde del bosque es a veces una barrera infranqueable. Esto se debe a que allí prosperan especies de distintos hábitos y pertenecientes a diversos grupos taxonómicos, que tiene en común la presencia de espinas y aguijones. Las talas, pequeños árboles que están armados con espinas caulinares, se reconocen por sus ramas zigzagueantes. El "ñaatí kurusu" posee espinas

En algunos bosques ribereños aparecen densas formaciones de tacuaras. Las cañas huecas, de hasta 15 cm. de diámetro pueden alcanzar una altura de 20 metros. Tanto en el interior como en el borde de bosque se encuentran plantas trepadoras, epífitas y parásitas. En los bosques más degradados las trepadoras, las

lianas y los arbustos llegan a formar barreras infranqueables, no solo por su densidad sino también por la presencia de especies armadas con espinas o aguijones.

Bosques mesopotámicos o “islas de bosque”

Los bosques mesopotámicos son denominados también bosques islas o islas de monte por su disposición en el paisaje, como islas de vegetación arbórea dentro de un marco donde dominan los campos altos o bajos (pastizales, esterales) y otros tipos de comunidades vegetales de carácter herbáceo a subarborescente. Estos bosques aparecen como islas de bosque entre los pastizales naturales de toda la Ecorregión Litoral del Río Paraguay, la Ecorregión de la Selva Central y la Ecorregión Ñeembucu.

Según Brack y Weik (1994) “el bosque mesopotámico de Entre Ríos” se encuentra principalmente en los departamentos de Ñeembucu y Misiones, pero también existe en los departamentos de Caaguazú, Guairá, Cordillera y Paraguari. Para el departamento de Caazapá, se confirmó la presencia de estos bosques en un estudio previo, realizado en el año 2000, sobre la “Importancia de la conservación de los bosques mesopotámicos de la estancia Tapyta” (Marín, inéd.).

Este tipo de bosque se conoce en Paraguay como Bosque bajo húmedo [islas de monte o bosques isla]. Los árboles no son tan altos como en el bosque de la selva central, pero el bosque bajo húmedo alberga un sinnúmero de especies forestales, actualmente aprovechadas por la industria maderera. Este tipo de bosque, que fue muy extenso en épocas anteriores, ha disminuido notablemente en los departamentos de Paraguari, Misiones y Ñeembucu”.

En el estrato alto hemos observado una variada mezcla de especies arbóreas conocidas de la Ecorregión Selva Central, que alcanzan unos 12 a 15 metros, entre ellas: yvyra pytä (*Peltophorum dubium*), yvyra ro (*Pterogyne nitens*), cedro (*Cedrela fissilis*), alecrín (*Holocalix balansae*), tajy (*Tabebuia heptaphylla*), kurupa’y rã (*Parapiptadenia rigida*), kurupa’y kuru (*Anadenanthera colubrina*).

Otras especies son: laurel hũ (*Nectandra angustifolia*), laurel guaica (*Nectandra lanceolata*), laurel morotĩ (*Ocotea dyospirifolia*), laurel canela (*Ocotea puberula*), rabo molle o ka’a vusu (*Lonchocarpus muehlbergianus*), guatambũ (*Balfourodendron riedelianum*).

En el segundo estrato, de unos 7 a 10 metros, se han observado kupa’y (*Copaifera langsdorfii*), ka’a ovetĩ (*Luehea divaricata*) que también crece en el borde del bosque junto con el kurupika’y (*Sapium longifolium*), joavy guasu (*Seguiera paraguayensis*) sobre todo en las cercanías a depresiones del terreno dadas por un curso de agua viable o colmatado, yvyra ovi (*Helietta apiculata*), y algunas de las especies mencionadas más arriba con una altura menor.

En el estrato medio, de 3 a 6 metros, aparecen arbolitos pertenecientes a la familia de las rubiáceas (*Famea porophylla*, *Coussarea contracta*, *Coussarea platyphylla*), meliáceas (*Trichilia katigua*, *Guarea*

macrophylla var. *spicatae* y cedro en crecimiento), rutáceas como tembetary morotí (*Farama naranjillo*), y ka'a tai (*Pylocarpus pennatifolium*).

En el sotobosque aparecen con profusión helechos (*Doryopteris pedata* var. *multipartita*, *Anemia phyllitidis*, *Blechnum brasiliense* en los lugares cercanos a los cursos de agua colmatados o viables, *Macrothelypteris torresiana* y *Thelypteris hispidula*, *Adiantum raddianum*, *Adiantopsis radiata*, etc.), rubiáceas subarborescentes como *Psichotria brevicollis* y *P. leiocarpa*, melastomataceas como *Clidemia hirta* y regeneración del arbolito *Miconia pusilliflora*. Aparecen además *Sorocea bonplandii*, guatambu, ka'a tai, aepu, tembetary morotí en regeneración. Tapizan el suelo *Panicum parvifolium*, *Olyra ciliatifolia* y *Pharus lappulaceus*, todas gramíneas de muy pequeño a mediano porte y también 2 o 3 especies de orquídeas terrestres, entre ellas *Oeceoclades* y *Aspidogyne*.

Entre las especies epífitas se encontraron *Miltonia flavescent*, *Oncidium pumilum* y otras tres especies en estado estéril que no pudieron ser identificadas; helechos epífitos como la calaguala *Campyloneurum phyllitidis*, *Pecluma filicula* y *Pleopeltis pleopeltifolia*, y trepadores como *Microgramma persicariifolia*; y cactáceas como *Rhipsalis baccifera* y *R. cruciformis*.

Bosques higrófilos marginales o ribereños

El cauce está bordeado en parte por bosque galería compuesto de Inga (Inga vera) y Ambay (*Cecropia pachystachia*). Existen especies heliófitas oportunistas, como varias especies del género *Solanum* y otras que crecen en el borde del estero y otros espejos de agua (tajamar).

Sabanas de pastizales

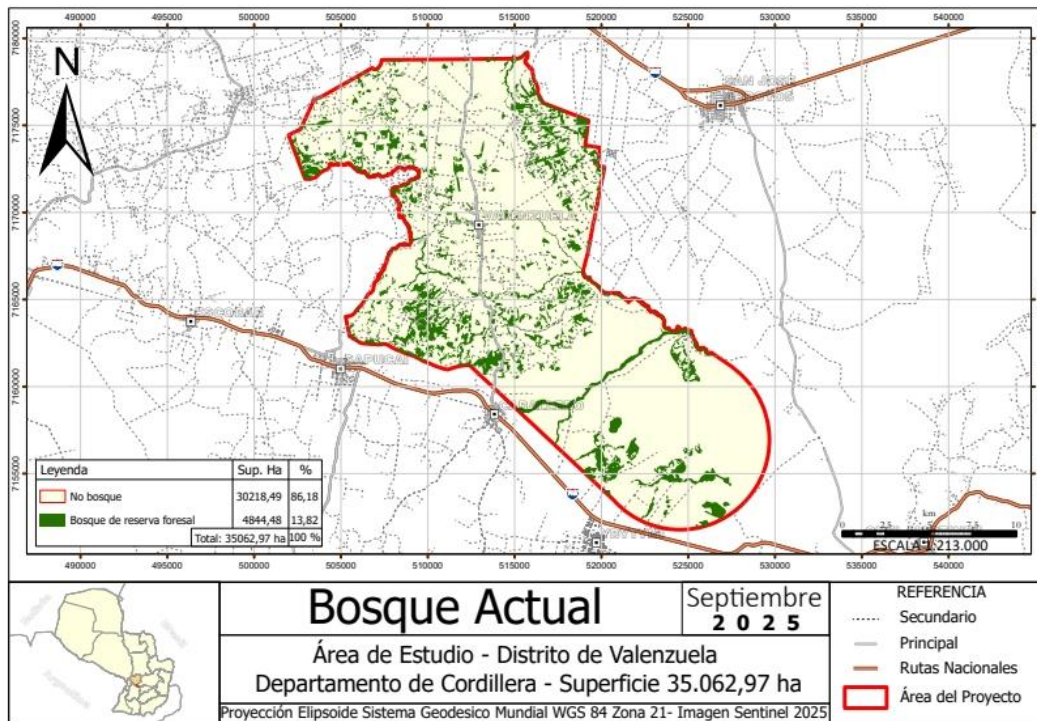
Son comunes dentro de la cuenca del Tebicuary-mi y se ubican en las áreas transicionales entre los bosques y las sabanas hidromórficas o humedales; por lo general, la vegetación leñosa es muy aislada o formando pequeñas isletas poco densas. La población le da un uso ganadero o de cultivo de subsistencia anual, por lo que las especies encontradas pueden corresponder a ambientes modificados.

Dominan las gramíneas y ciperáceas; se destacan: *Elionurus muticus*, *Schyzachyrium condensatum*, *Rhynchelistrum repens*, *Cyperus diffusus*, y otras herbáceas como: *Chloris polydactyla*, *Setaria pauciflora*, *Heliotropium procumbens*, *Senecio* sp., *Indigofera asperifolia*, *Bulbostylis capillaris*, *Fimbristylis complanata*, *Turnera* sp., *Buddleja stachyoides*, entre otras.

Áreas Silvestres Protegidas y Bosques en Valenzuela

No existen áreas silvestres protegidas en la zona del proyecto. En cuanto a los bosques, estos son muy reducidos y distribuidos principalmente en bosques en islas. En el mapa de la Fig. N° IX.14. se pueden notar la distribución de los bosques y la superficie total que ocupan en el distrito.

Figura 7.14 – Bosques en zona del proyecto



Fuente: Elaboración Propia

8. Impactos Ambientales

8.1. Evaluación de los Principales Impactos Ambientales

La identificación de impactos ambientales se realiza mediante el cruce de las informaciones elaboradas en capítulos anteriores en relación con el Proyecto (y sus acciones) y al medio sobre el que se produce. Se han identificado de manera muy general los impactos tanto en la fase de obras como en fase de funcionamiento regular. Esta etapa de prefactibilidad en que no se tienen definidos sitios de emplazamiento, hace que el contenido sea de tipo muy general.

Para cada una de las variables estudiadas, la identificación de impactos supone:

1. Describir justificadamente el impacto eventualmente producido por las acciones de la actividad sobre el elemento considerado.
2. Diferenciar el signo global del impacto producido (POSITIVO o NEGATIVO).
3. Establecer un desbaste inicial justificado dentro de los impactos NEGATIVOS en función de su grado de significación global. De esta forma, se segregan aquellos impactos NO SIGNIFICATIVOS que por razones obvias no resulten determinantes para el desarrollo del Estudio, con el objeto de que no enmascaren los auténticos problemas ambientales (IMPACTOS SIGNIFICATIVOS) que pueda conllevar la ejecución del mismo.

Gráficamente, el resultado de la identificación de impactos se recoge a través de una matriz causa-efecto, que se incluye al final del ítem. La valoración de los impactos identificados en el capítulo anterior ha sido realizada en los términos que define la legislación vigente sobre EIA., diferenciando cuatro niveles de gravedad que de menor a mayor intensidad son Desde el punto de vista metodológico, la valoración ha sido efectuada cualitativamente, analizando por separado la magnitud y la importancia del impacto y estableciendo a continuación un valor global para la gravedad del mismo.

La valoración ha sido efectuada en todos los casos aplicando un criterio conservador.

✓ Determinación de la magnitud

Este aspecto del impacto trata de definir la dimensión del mismo, es decir, el grado de incidencia de la(s) acción(es) de proyecto sobre el factor ambiental o elemento del medio afectado, en el ámbito específico en el que actúa. Se establecen CUATRO niveles de magnitud del impacto: MUY ALTA, ALTA, MEDIA y BAJA.

✓ Determinación de la importancia

La importancia se define como la trascendencia o significación del impacto y su determinación se ha basado en la consideración simultánea, aunque independiente del carácter del mismo y de la calidad intrínseca del

elemento del medio al que afecta. La determinación de la calidad del medio ha sido efectuada sobre la base de las conclusiones del capítulo de Inventario Ambiental.

En cuanto al carácter del impacto, éste se basa en la consideración simultánea de los aspectos que se definen a continuación:

- **Extensión**

Este aspecto hace referencia al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno del Proyecto (% de área respecto al entorno en que se manifiesta el efecto).

Tabla 8.1 Escala de valoración de la extensión del impacto	
Grado	Definición
Puntual	Efecto localizado
Parcial	Efecto con incidencia en parte del entorno del Proyecto
Extenso	Efecto con incidencia en la mayor parte del entorno
Total	Efecto con influencia generalizada en el entorno

- **Momento**

Considerando el tiempo que transcurre entre la producción de la Acción de Proyecto (t_0) y la manifestación del efecto inducido por ella (t_i) en el elemento del medio afectado, se distinguen los siguientes plazos:

Tabla 8.2 Escala de valoración del momento del impacto	
Grado	Definición
Inmediato	$T_i - t_0$ aproximadamente igual a cero
Corto plazo	$T_i - t_0$ es inferior a un año
Medio plazo	$T_i - t_0$ está comprendido entre 1 y 5 años
Largo plazo	$T_i - t_0$ es superior a cinco años

- **Persistencia**

La persistencia hace referencia al tiempo que, supuestamente, permanecerá el efecto desde su aparición y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o mediante la introducción de medidas correctoras. Se valora en relación al tiempo que tardará el factor afectado en retornar a las condiciones preoperacionales. La persistencia es independiente de la reversibilidad. De menor a mayor persistencia, se distinguen los siguientes grados:

Tabla 8.3 Escala de valoración de la persistencia del impacto

Grado	Definición
Fugaz	El efecto desaparece en cuestión de días
Temporal (corto o largo plazo)	Corto plazo: Persiste unos meses; Largo plazo: persiste unos años (<10)
Permanente	Persistencia superior a diez años

- **Reversibilidad**

Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el Proyecto, es decir, de retornar a las condiciones preoperacionales por medios naturales, una vez que la acción de Proyecto deja de actuar sobre el medio. De mayor a menor reversibilidad se distinguen las siguientes posibilidades:

Tabla 8.4 Escala de valoración de la reversibilidad del impacto

Grado	Definición
A corto plazo	Reversible en cuestión de días o semanas
A medio plazo	Reversible en cuestión de meses
A largo plazo	Reversible a largo plazo (en años, < 10)
Irreversible	Irreversible o reversible después de transcurridos diez años

- **Sinergias**

Este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. La componente total de la manifestación de los efectos simples, provocados por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que cabría esperar de la manifestación de efectos cuando las acciones que las provocan actúan de manera independiente o no simultánea. Las posibles situaciones se reflejan a continuación de más a menos favorables:

Tabla 8.5 Escala de valoración de las posibles sinergias entre impactos

Grado	Definición
No sinérgicos	El impacto no se ve reforzado por la concurrencia de otras acciones de proyecto.
Moderadamente/ Acusadamente sinérgico	El impacto se ve moderadamente/acusadamente reforzado por la concurrencia de dos o más acciones de proyecto.
Altamente sinérgicos	El impacto se ve altamente reforzado por la concurrencia de dos ó más acciones de proyecto.

- **Acumulación**

Este atributo informa sobre el incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera. La gradación de posibilidades que se contemplan aparece en la siguiente Tabla reflejadas de más a menos favorables.

Tabla 8.6 Escala de valoración de la acumulación del impacto	
Grado	Definición
Efecto no acumulativo	La acción no produce efectos acumulativos
Efecto acumulativo	La acción produce efectos acumulativos con otras acciones

- **Efecto**

Este atributo informa sobre la relación causa-efecto, es decir, a la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de una acción. Los grados de efecto, se recogen a continuación, de menor a mayor gravedad:

Tabla 8.7 Escala de valoración del efecto del impacto	
Grado	Definición
Indirecto o secundario	La manifestación del efecto no es consecuencia directa de la acción
Directo o primario	La repercusión de la acción es consecuencia directa de ésta

- **Periodicidad**

La periodicidad se refiere a la regularidad de manifestación del efecto. Se distinguen las siguientes posibilidades:

Tabla 8.8 Escala de valoración de la periodicidad de los impactos	
Grado	Definición
Discontinuo	El efecto se manifiesta de forma discontinua en el tiempo
Periódico	El efecto se manifiesta de forma cíclica o recurrente en el tiempo
Irregular	El efecto se manifiesta de forma impredecible en el tiempo (ofrecerá mayor o menor gravedad en función del periodo de recurrencia).
Continuo	El efecto se manifiesta de forma continua en el tiempo

La consideración conjunta de los aspectos que configuran la importancia del impacto, conduce a una valoración del mismo que distingue cuatro niveles cualitativos siendo de menor a mayor importancia los siguientes: MUY ALTA, ALTA, MEDIA y BAJA.

✓ **Determinación de la gravedad**

La estimación de la gravedad se realiza en base al grado de intensidad de las medidas correctoras que se necesitan para corregir el impacto, para lo que a su vez se considera de forma simultánea pero independiente el valor de la magnitud y de la importancia del impacto. En el contexto del Proyecto, y fruto del consenso entre los expertos, para la determinación final de la intensidad ha pesado más el concepto de importancia que el de magnitud. El resultado de dicha determinación se expresa cualitativamente en los términos especificados por la legislación.

- **Reevaluación de impactos: recuperabilidad.**

Un segundo nivel de valoración del impacto se establece cuando se tiene en cuenta simultáneamente al efecto intrínseco del impacto, la eficacia real de las medidas correctoras definidas en el Estudio. Este último viene determinado por el concepto de recuperabilidad, que se define a continuación.

- **Recuperabilidad**

Se refiere a la posibilidad de reconstrucción total o parcial del factor afectado como consecuencia de la acción, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones preoperacionales por medio de la intervención humana (introducción de las medidas correctoras especificadas en el Estudio). Los distintos grados de recuperabilidad de un impacto se reflejan en la Tabla siguiente de mayor a menor.

Tabla 8. 9 Escala de valoración de la recuperabilidad del impacto	
Grado	Definición
Inmediatamente recuperable	Efecto totalmente recuperable de forma inmediata
Recuperable a medio plazo	Efecto totalmente recuperable a medio plazo
Mitigable	Efecto parcialmente recuperable o irrecuperable pero con posibilidad de introducir medidas compensatorias
Irrecuperable	Alteración imposible de reparar tanto por la acción natural como por la humana

En este Estudio, la recuperabilidad se valora en el capítulo de Medidas Correctoras.

- **Expresión de resultados.**

El resultado de la valoración de impactos se presenta gráficamente a través de una matriz de valoración.

➤ **Valoración de las variables biológicas**

Zona de Amortiguación

Tanto los corredores de enlace como las áreas de amortiguación están constituidos por paisajes agropecuarios y en menor medida por relictos de vegetación natural, en general de extensión limitada. Los objetivos de gestión en estas zonas se centran en la prevención de impactos, la conservación y, en su caso, la restauración de elementos de vegetación natural. El área de emplazamiento de la planta se encuentra dentro de una zona muy afectada por los cultivos. La creación de las huertas solares es compatible con la explotación sostenible.

Hábitats

El área de estudio altamente impactada por las actividades antrópicas cuenta con espacios naturales muy reducidos. Es importante también señalar que las actividades productivas de la cooperativa menonita local que es una impulsora de la economía local, generaron cambios sustanciales en el medio ambiente natural, afectando los hábitats zonales. Sin embargo, existen aún relictos de bosques nativos y campos naturales que constituyen hábitats relevantes para la fauna y flora local.

➤ **Valoración de las variables físicas**

Geología

Los efectos negativos del proyecto sobre la formación geológica se presumen que serán nulos o despreciables. Una vez definida la finca de la planta y su línea de transmisión, se tendrán más elementos para evaluar este componente.

Geomorfología

El proyecto por su naturaleza y envergadura no tiene incidencia sobre la geomorfología zonal.

Hidrogeología

La zona del emprendimiento pertenece a un sistema de acuífero regional. El efecto de infiltración de agua al sistema no tendría un obstáculo debido a la infraestructura a ser instalada, pero atendiendo la superficie de la granja solar, el impacto podría ser considerado de bajo nivel.

Hidrología

No existe en la zona del proyecto cursos hídricos importantes que puedan ser afectados por el proyecto.

Clima

Según la fórmula más ampliamente aceptada, el clima de una localidad queda definido por las estadísticas a largo plazo de los caracteres que describen el tiempo de esa localidad como la temperatura, humedad, viento, precipitación, etc., siendo el tiempo del estado de la atmósfera en un lugar y momento determinados. Así pues, el clima de una región resulta del conjunto de condiciones atmosféricas que se presentan típicamente en ella a lo largo de los años.

En Clima de la zona es altamente beneficiosa para el proyecto.

➤ Valoración de las variables estéticas-culturales

Paisaje

El paisaje es reflejo de la actividad humana, dado que la actividad humana ha ido realizando modificaciones en el entorno natural, lo que ha dado lugar a la creación de zonas caracterizadas por la presencia de un paisaje antropizado.

La nueva dimensión del paisaje como recurso y patrimonio en lugar de algo meramente estético, da un creciente valor ambiental a cada uno de sus componentes, lo cual implica su conservación.

Por ello, a pesar de que el carácter rural de la zona le ha permitido conservar en alguna medida algunas áreas naturales, se deben tener en cuenta el resto de aspectos que configuran el paisaje de la región, que no es otra cosa que el reflejo de la actividad humana desarrollada desde los primeros asentamientos en el sitio. Estas alteraciones paulatinas han dado como resultado lo que vemos hoy en día: un paisaje humanizado en el que el máximo exponente son los campos productivos, los complejos industriales y los núcleos urbanos.

La dificultad del tratamiento del paisaje reside en que es un elemento difícil de valorar objetivamente. Debido a ello, las metodologías que existen actualmente son variadas, aunque casi todas coinciden en la consideración para su tratamiento de 3 puntos básicos: su visibilidad, su calidad y su fragilidad.

Para el estudio, descripción y valoración del paisaje y con el fin de caracterizar sus componentes y los aspectos del territorio que se diferencian a simple vista y que lo configuran, se pueden agrupar tres categorías:

- Físicos: forma del terreno, superficie del suelo, rocas, cursos o láminas de agua, etc.
- Bióticos: vegetación, fauna.

Actuaciones humanas: Infraestructuras realizadas por el hombre, modificaciones sobre el terreno, sobre la vegetación, etc. Se definirá ahora su calidad y su fragilidad con el fin de determinar de un modo más preciso su capacidad para absorber los impactos. Esta capacidad de absorción de impactos disminuirá cuanto mayor sea su calidad y su fragilidad.

Calidad paisajística

Con este atributo del paisaje, se trata de representar el atractivo visual del territorio, lo cual le otorga más o menos mérito para ser preservado frente a determinados usos. A la hora de estudiar la calidad del paisaje, tan importante es la calidad en un punto concreto como la calidad del entorno que rodea ese punto. Para ello se estudian las Características Intrínsecas del Paisaje y las Relaciones Visuales.

A. Características intrínsecas

Las características intrínsecas resultan de la conjugación de las propiedades del medio físico y de las actuaciones humanas. Respecto al medio físico uno de los elementos más importantes es la vegetación, debido a que caracteriza el paisaje. Se valorará según el tipo de vegetación, su diversidad, singularidad, contraste, valor naturalístico.

Además, también se estudian otros valores, que pueden incrementar o reducir la calidad paisajística como la variedad de elementos, su singularidad, la complejidad topográfica, pendiente o la presencia de agua.

Dentro de los valores negativos, se toma en cuenta la presencia de elementos antrópicos, como puede ser la presencia de infraestructuras lineales.

Como valores positivos se considera la presencia de agua, singularidades paisajísticas, o elementos con significado cultural.

B. Relaciones visuales

La calidad del paisaje está influenciada por la característica de los paisajes que lo rodean. Las relaciones visuales entre unos puntos y otros se pueden agrupar en los siguientes conceptos:

- Paisaje exterior: Influencia en la calidad del paisaje de las unidades que lo rodean.
- Incidencia visual: Posible influencia de una unidad en las que la rodean.

Tanto para el paisaje exterior como para la influencia visual, la relación visual entre dos unidades se define en función de la distancia que haya entre ellas, la posición altitudinal relativa y la semejanza de las unidades de paisaje a que pertenezcan

- **Identificación de impactos**

En este ítem se identifican los potenciales impactos ambientales derivados como consecuencia de la construcción y de la actividad de producción de energía, en la fase de funcionamiento regular. Las acciones que dan lugar a los impactos pueden ser:

- Movimiento de tierras para cimentaciones
- Excavación para canalizaciones
- Hormigonado
- Instalación de estructuras y anclaje del generador FV
- Cableado y conexiones
- Colocación de Caseta
- Vallado exterior

Los elementos del medio afectados por las acciones del proyecto a nivel de construcción son:

- Atmósfera
- Suelos
- Hidrología
- Vegetación
- Fauna
- Paisaje
- Medio Socioeconómico

Los impactos que se darán en fase de construcción son los siguientes:

- Impacto sobre la atmósfera
- Impacto sobre las aguas
- Afección al suelo
- Impacto sobre el Agua
- Afección a la vegetación
- Afección a la fauna
- Afección Paisajística
- Medio Socioeconómico

Los impactos se darían en fase de operación son los siguientes:

- Impacto sobre la atmósfera
- Afección al suelo
- Impacto sobre el Agua
- Afectación a la vegetación

- Afección a la fauna
- Afección Paisajística
- Medio Socioeconómico

- **Matriz Causa Efecto**

El resultado de la identificación de impactos realizada en los apartados anteriores, se recoge de forma resumida en la matriz causa-efecto que se adjunta. La matriz introduce dos niveles distintos de segregación:

1. En primer lugar, diferencia el signo global del impacto identificado (negativo o positivo).
2. En segundo lugar, establece un desbaste inicial dentro de los impactos negativos identificados en función de su grado de significación global. Así se segregan aquellos impactos que obviamente presentan escasa entidad para ser considerados como determinantes en el desarrollo del presente estudio, con el objeto de que no enmascaren los auténticos problemas ambientales.

Figura 8.10. – Matriz Causa Efecto

Categoría de Elementos Ambientales	Elementos de Medio	FASE DE CONSTRUCCION				FASE DE OPERACION	
		Movimiento de tierras y Nivelación	Colocación de Carteles y Paneles	Caseta y Cerramiento de parcela	Vertidos accidentales	Presencia de la instalación	Ocupación de la parcela
Medio Físico y Biológico	Edafología	NS		NS	NS		S
	Hidrología Superficial	S			NS	NS	
	Hidrología Subterránea				NS	NS	
	Vegetación	S		NS			S
	Fauna	S		S		S	S
	Contaminación Atmosférica	NS				NS	
Riesgos y Molestias Inducidas	Ruidos	NS			NS	NS	
Elementos Estéticos y Culturales	Paisaje	S	S	NS		S	
Elementos Socioeconómicos	Economía	P	P			P	P

P = Impacto Positivo

NS = Impacto No Significativo

S = Impacto Significativo

Fuente: Elaboración Propia

8.2. Valoración de Impactos

En este punto se describen los potenciales impactos significativos, dándoles una valoración global, donde las características del impacto quedan recogidas en la matriz.

A. Identificación y valoración de impactos en la fase de construcción

Impacto sobre la calidad de las aguas

Se puede producir una pérdida de hidrocarburos de la maquinaria destinadas a la preparación de terreno. Pero aparte de improbable, la contaminación de las aguas parece improbable ya que las obras respetarán una distancia de 50 metros como mínimo de arroyos. El impacto se considera **NO SIGNIFICATIVO**

Impacto sobre la atmósfera

El uso de maquinaria pesada para el transporte de material, construcción de zanjas y preparación del terreno de la instalación producirá una contaminación química atmosférica, aunque los casos serán de escasa magnitud por lo que se considera mínima su incidencia en las comunidades vegetales y animales.

Las emisiones de polvo y ruido debido al movimiento y a la operación de la maquinaria de obra, pueden repercutir sobre la población, así como en la fauna terrestre y sobre la vegetación.

El ruido puede provocar un alejamiento y una posible alteración de los procesos de reproducción y cría de determinados animales. La magnitud del impacto derivado de la emisión del ruido dependerá de varios factores, entre los que destacan: niveles sonoros emitidos, duración de la emisión, franja horaria y proximidad de la población al foco emisor. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre el suelo

La erosión será mínima en la fase de construcción, si fuera necesario realizar desmontes éstos no serán significativos, pues la zona donde se ubicaría la instalación sería una zona relativamente despejada. Se considera el efecto de incremento en la erosión muy bajo y compatible con el medio. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre la vegetación

En la fase de obra se podría producir una pequeña pérdida de matorrales y vegetación propios de la zona debido a la cimentación de la estructura de colectores, zanjas para la ubicación de conductores, etc. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre la fauna

Los movimientos de tierras que será necesario realizar causan molestias a las escasas especies que pueden habitar en la zona. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre el paisaje

La magnitud del impacto sobre el paisaje intrínseco se determinará en función del tiempo de duración de las obras y el tiempo esperado de regeneración de la cubierta vegetal en las áreas alteradas. La magnitud del impacto sobre el paisaje extrínseco dejará de tener efecto al finalizar las obras.

La modificación de los componentes del paisaje la producen los movimientos de tierras, la presencia de maquinaria pesada, vehículos de obras, la colocación de los paneles, etc. Estos se realizarán en la parcela seleccionada para ello, siendo la modificación del paisaje mínima.

Una vez finalizadas las obras, el aspecto de emplazamiento de la instalación mejorará debido a la desaparición de la maquinaria pesada, materiales de obra sobrante, etc. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto socioeconómico

La demanda de mano de obra puede absorber población activa local dentro del éjido municipal afectado. Además, se verán favorecidas las empresas suministradoras de materiales y las arcas municipales.

El sector servicios se verá beneficiado al incrementar su demanda de forma moderada, por lo que puede considerarse un efecto positivo sobre el mismo. El impacto como se ha comentado es **POSITIVO**.

B. Identificación y valoración de impactos en la fase de operación

Impacto sobre la atmósfera

Las instalaciones fotovoltaicas no emiten contaminantes de ningún tipo a la atmósfera. Se considera una energía limpia, pues transforma la energía fotovoltaica del sol en energía eléctrica.

Por todo esto el impacto se considera **POSITIVO**.

Impacto sobre el suelo y capacidad agrícola

La valoración del impacto debido a la ocupación del suelo por parte de la instalación fotovoltaica con otras fuentes de obtención de energía se podría considerar no significativo ya que el impacto sobre la

productividad no se ve alterado al seguir produciendo beneficios. Como se describe en la matriz de valoración el impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre la vegetación

Una vez la instalación esté en funcionamiento, difícilmente se verá comprometida la vegetación circundante. Se producirá una recuperación de la vegetación en las zonas de afección temporal. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre la fauna

Se han detectado reacciones de sorpresa de algunos animales al ponerse en marcha instalaciones solares, si bien estas reacciones han desaparecido en poco tiempo, acostumbrándose los animales a la nueva situación.

Con relación al acercamiento de la red eléctrica hay que tener en cuenta que las líneas de alta y media tensión, en ocasiones provocan la muerte de numerosas aves silvestres ya que utilizan los postes eléctricos como atalayas de caza o posaderas. Actualmente, los reglamentos electrotécnicos carecen de artículos específicos que obliguen a tomar medidas para evitar accidentes entre las aves. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto sobre el paisaje

La presencia de paneles solares, caseta de control y tendido eléctrico no suponen una pérdida de calidad del paisaje en donde se ubican, pues no son vistos desde muchos lugares. Además, por su singularidad pueden destacar dentro de un terreno homogéneo aportando un grado a la calidad del paisaje.

El impacto más notorio es el producido por el acercamiento de la línea eléctrica para la evacuación de la energía producida al igual que la consumida por la instalación. El impacto se considera **COMPATIBLE**.

Impacto socioeconómico

La instalación fotovoltaica creada tendrá un impacto positivo durante la fase de funcionamiento, puesto que en la zona se crearán nuevos puestos de trabajo, aumentará el desarrollo del sector terciario en la Comunidad y a nivel local se producirán ingresos vía impuestos.

Además, tras la puesta en funcionamiento de la nueva tecnología, la población percibe que colabora en la conservación del medio ambiente de forma activa. El impacto se considera **POSITIVO**.

8.3. Matriz de Valorización

Los resultados de la valoración se recogen en el cuadro que se presenta a continuación, también de forma gráfica (Matriz de Valoración). Dicho esquema, presenta los resultados a dos niveles:

- El de la gravedad intrínseca del impacto.
- El impacto residual que es el anterior modificado mediante la incorporación del concepto de recuperabilidad (eficacia real de las medidas correctoras aplicables a cada uno de los impactos para atenuar su efecto).

Los resultados han sido expresados a través de un código de colores (negro: impacto crítico; rojo: impacto severo; amarillo: impacto moderado; verde: impacto compatible, azul: impacto positivo).

Tabla 8.11 – Matriz de Valoración de Impactos					
CONCEPTO	CLAVE DE COLORES				
					
MAGNITUD DEL IMPACTO	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
CALIDAD INTRINSICA DEL MEDIO	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
CARÁCTER DEL IMPACTO	No Significativa	Leve	Medio	Adverso	Nefasto
IMPORTANCIA DEL IMPACTO	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
GRAVEDAD DEL IMPACTO	Positivo	Compatible	Moderado	Severo	Crítico
RECUPERABILIDAD (Eficacia de medidas correctoras)	Mejora notable	Alta	Media	Baja	Muy Baja
CARACTERISTICAS DEL IMPACTO- DESCRIPCIÓN					
Extensión	Puntual (Localizado)	Parcial (efecto con incidencia en parte del entorno del proyecto)	Extenso (efecto con incidencia en la mayor parte del proyecto)	Total (efecto con influencia generalizada en parte del entorno)	
Momento	Inmediato	Corto plazo (menos de 1 año)	Medio plazo (1 a 5 años)	Largo plazo (> 5 años)	
Persistencia	Fugaz (días)	Temporal corto plazo (meses)	Temporal largo plazo (años)	Permanente (o > 10 años)	
Reversibilidad	Reversible a corto plazo (días, semanas)	Reversible a medio plazo (meses)	Reversible a largo plazo (< 10 años)	Irreversible (o reversible a > 10 años)	

Sinergia	No sinérgico	Moderadamente sinérgico	Acusadamente sinérgico	Sinérgico
Acumulación	No acumulativo	***	***	Acumulativo
Efecto	Indirecto o Secundario	***	***	Directo o primario
Periodicidad	Discontinuo	Periodico	Irregular	Continuo

Fuente: Elaboración Propia

Figura 8.12. – Matriz de Valoración de Impactos Negativos

Caracterización y valoración del impacto	Fase de Explotación	Magnitud del Impacto	Calidad intrínseca del medio	Extensión	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulación	Efecto	Periodicidad	Carácter del Impacto	Importancia del Impacto	Gravedad del Impacto	Recuperabilidad	Gravedad del Impacto Residual
Impactos Ambientales																
Afección Atmosférica	✓	●	●	Extenso	Medio y largo plazo	Temporal largo plazo	Reversible a largo plazo (<10 años)	Moderadamente Sinérgico	No Acumulativo	Directo	Periódico	●	●	●	●	●
Afección del Suelo	✓	●	●	Puntual	Medio y largo plazo	Temporal largo plazo	Irreversible	Sinérgico	Acumulativo	Directo	Continuo	●	●	●	●	●
Alteración de la Vegetación	✓	●	●	Parcial	Inmediato	Temporal medio plazo	Reversible a largo plazo (<10 años)	Moderadamente Sinérgico	No Acumulativo	Directo	Continuo	●	●	●	●	●
Alteración de la Fauna	✓	●	●	Puntual	Inmediato	Temporal corto plazo	Reversible a medio plazo (meses)	No Sinérgico	Acumulativo	Directo	Irregular	●	●	●	●	●
Alteración de la Paisajística	✓	●	●	Puntual	Inmediato	Temporal medio plazo	Reversible a corto plazo	No Sinérgico	No Acumulativo	Directo	Irregular	●	●	●	●	●
Afección Socio económica	✓	●	●	Puntual	Corto plazo	Permanente	Irreversible	Moderadamente Sinérgico	No Acumulativo	Directo	Continuo	●	●	●	●	●

Fuente: Elaboración Propia

8.4. Jerarquización de Impactos

Se presenta a continuación una relación jerarquizada de los impactos significativos identificados, en función de la gravedad.

Impactos Compatibles

- Impacto a la atmósfera (Fase de Obra)
- Afección al suelo (Fase de Obra y Explotación)
- Alteración de la vegetación. (Fase de Obra y Explotación)
- Alteración de la fauna. (Fase de Obra y Explotación)
- Afección Paisajística (Fase de Obra y Explotación)

Impactos Positivos

- Impacto Socioeconómico (Fase de Obra y Explotación)
- Impacto a la atmósfera (Fase de Explotación)

8.5. Valorización Global del Impacto Producto

Los impactos más importantes que genera la Instalación de las “Huertas Solares” se producen en fase de obra. Más concretamente los derivados de la pérdida de Capacidad Agraria y del Paisaje. Debido a los beneficios que produce la instalación fotovoltaica el Impacto Global de las Huertas Solares se considera Compatible.

8.6. Alternativas de Mitigación

En este apartado se tratará de dar soluciones que aminoren la importancia y magnitudes de los impactos señalados anteriormente. A continuación, se señalan las medidas correctoras tomadas y el momento que se ha considerado para ejecutarlas (en la fase de proyecto, en obra o en funcionamiento):

- **Buenas prácticas de obra- Generales**

En la fase de obras deberán aplicarse una serie de medidas y buenas prácticas organizativas con el objeto de limitar posibles afecciones a la calidad del aire, del suelo y del agua, y minimizar las posibles molestias ocasionales sobre el entorno. Básicamente pueden considerarse las siguientes:

- Todas las actuaciones relacionadas con la construcción de la instalación de generación de energía fotovoltaica se ubicarán en el interior de la parcela y, únicamente en casos debidamente justificados, en terrenos colindantes a ésta. Los accesos de obra, parque de maquinaria y área de almacenamiento de materiales se proyectarán utilizando criterios de mínima afección ambiental.

- Se colocarán si fuera necesario, casetas de aseos estancos, para uso de los trabajadores de la obra, realizándose su vaciado periódicamente por gestor autorizado.
- Evitar la realización de las operaciones de limpieza y mantenimiento de vehículos y maquinaria en obra: estas operaciones deberán ser realizadas en talleres, gasolineras o lugares convenientemente acondicionados (superficie impermeabilizada) donde los residuos o vertidos generados sean convenientemente gestionados.
- Otra buena práctica habitualmente usada para mitigar la dispersión de polvo, especialmente en operaciones de carga/descarga, es un ligero riego previo de los materiales, siempre que no dé lugar a la generación de un vertido líquido.
- Medidas de limpieza y seguridad vial tales como limpieza de camiones antes de su incorporación a la carretera y cubrición de la carga para evitar la dispersión del polvo. Así mismo se deberá señalizar debidamente la entrada y salida de camiones.
- En cuanto a las emisiones de vehículos y maquinaria pesada, éstas pueden ser reducidas mediante un adecuado mantenimiento técnico de las mismas (que asegure una buena combustión en el motor) y el empleo, en la medida de lo posible, de material nuevo o reciente (es política de todas las marcas incorporar como parámetro de diseño a sus nuevos modelos, criterios medioambientales de bajo consumo, mejores rendimientos, etc.).
- En cuanto al ruido generado durante la fase de obras, una mecánica preventiva de Toda la maquinaria (tal y como se ha descrito anteriormente) puede evitar la generación de ruido innecesario como consecuencia de la existencia de piezas en mal estado. Limpieza y acabado de obra:
- Una vez finalizada la obra se llevará a cabo una rigurosa campaña de limpieza, debiendo quedar el área de influencia del proyecto totalmente limpia de restos de obras.

- **Control de contratistas de Obras**

En la etapa de construcción, la empresa deberá contratar los servicios de una consultora ambiental que asegure el cumplimiento de las medidas preventivas y de otras acciones contempladas en el Plan de Gestión Ambiental del emprendimiento.

- **Corrección del impacto atmosférico**

Debida principalmente a las partículas sólidas, polvo, gases derivados de las operaciones de excavación y al tráfico de maquinaria pesada. Los máximos niveles de contaminación atmosférica se producirán durante las fases de planificación y realización del proyecto.

Utilización de maquinaria en correctas condiciones, que realicen la combustión liberando niveles de gases nocivos de acuerdo a lo estimado en la normativa vigente en la fecha de fabricación de dicha maquinaria, incorporando si es preciso sistemas de recirculación de gases quemados y catalizadores monolíticos de oxidación, reducción y trifuncionales.

Las medidas protectoras a adoptar, debido a que esta contaminación es debida principalmente a las operaciones de excavación y movimiento de tierras que va a producir una contaminación sónica, ruidos, impactos temporales, además del tránsito de maquinaria pesada serán:

- Instalación de silenciadores en los equipos móviles.
 - Reducción de la velocidad de circulación.
 - Colocación de silenciadores en las máquinas utilizadas durante la fase de explotación y en los útiles empleados.
- **Corrección del impacto sobre el suelo**

Va a existir una ocupación irreversible del suelo fértil por la construcción de las vías de acceso, enterramiento de líneas eléctricas y de la propia superficie de instalación. Para minorar estos efectos se proponen:

- Retirada y acopio de tierra vegetal en las zonas ocupadas de la explotación.
- Repoblación en las proximidades de la instalación con tierra de cobertura vegetal y vegetación con especies autóctonas del ecosistema.
- Relleno / nivelación del terreno con la tierra no fértil de los estratos más profundos.

Para la gestión de los aceites usados y cualquier otro residuo de carácter peligroso que se genere en la fase de construcción se instará a lo especificado en la normativa local de Residuos, y normativas específicas. Se prohibirá expresamente la reparación o el cambio de aceite de la maquinaria en zonas que no estén expresamente destinadas a ello.

- **Corrección del impacto sobre la vegetación**

Retirada selectiva de la capa de tierra vegetal en las operaciones de excavación y almacenarlas en montículos sin sobrepasar los 2 m de altura, para evitar la pérdida de sus propiedades orgánicas bióticas (obra).

Reutilización de la tierra previamente retirada por excavadoras y acelerar así el proceso de regeneración de la cubierta (obra).

Revegetación de las zanjas de evacuación subterránea mediante aporte de tierra vegetal fertilizada si es necesario y siembra vegetación herbácea autóctona (obra).

- **Corrección del impacto sobre la fauna**

Se tendrán en cuenta:

- Señalización de cables con cintas, bandas o tubos de colores vistosos.
 - Retirada de los hilos de tierra que situados en un plano superior al de los conductores y más finos que estos, son responsables de la mayoría de los accidentes.
 - Aislar trozos de conductor en la zona de la torreta. Con este fin se pueden emplear cintas aislantes para alta tensión o fundas de material plástico.
 - Para realizar las obras en la fase de construcción evitar molestias a las aves en su periodo de nidificación y cría.
 - Medidas tendientes a disminuir el riesgo de colisión y electrocución.
 - Seguimiento del Plan de Vigilancia Ambiental.
-
- **Corrección del impacto sobre el paisaje**

Debido a la construcción de nuestra instalación fotovoltaica, se va a producir una perturbación de carácter global en el paisaje que se corregirá con las siguientes medidas:

- Los materiales de hormigón de rechazo, embalajes, así como otros residuos generados durante la fase de construcción caracterizados como inertes tendrán como destino un vertedero de residuos inertes que reúna las condiciones necesarias.
- Remodelación de la topografía alterada.
- Medidas protectoras de la vegetación existente.
- Las tonalidades cromáticas de la construcción deberán estar en concordancia con el paisaje del entorno y las construcciones típicas de la zona, por lo que se pintarán de colores adecuados al entorno.

Los accesos minimizan su impacto evitando al máximo posible el movimiento de tierras necesario, recuperando inmediatamente el cubriente vegetal afectado y autorizándose el paso sólo al personal de las instalaciones.

El diseño de los soportes tendrá en cuenta la minimización del impacto paisajístico como un factor determinante, por ejemplo, el uso de patas desiguales en zonas de pendiente, lo que mejora ostensiblemente no sólo su capacidad de adaptación al terreno, sino que además se evita, con su empleo, la necesidad de explanaciones y movimientos de tierra considerables.

8.7. Plan de Gestión Ambiental

El PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL (PGA) se constituye en una parte esencial de los Estudios de Impacto Ambiental.

El PGA establecerá un sistema que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas, protectoras y correctoras, contenidas en el estudio de impacto ambiental, con el objeto controlar la posible afección medioambiental que la construcción e implementación de las instalaciones puedan causar en el entorno.

- **Asesoría ambiental durante la ejecución del proyecto**

El Proyecto contará con una asesoría ambiental cuyo objeto será verificar su correcta aplicación, controlando la adopción de medidas de corrección, prevención que se han descrito en este Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental y en aquellas que puedan indicarse en la LICENCIA AMBIENTAL a ser emitida por el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES).

Las labores de control y seguimiento serán realizadas por un/a Consultor/Empresa Consultora, con registro habilitado por el MADES.

Como apoyo a la interpretación de datos, resolución de problemas, etc., el supervisor medioambiental contará con la colaboración de Consultores Medioambientales expertos en cada una de las disciplinas de interés.

El PGA durante la fase de construcción se centrará en los siguientes impactos:

- Seguimiento del polvo producido por la maquinaria.
- Seguimiento de afecciones al suelo.
- Seguimiento de posibles afecciones a la flora y vegetación.
- Delimitación del área de trabajo

El PGA durante la fase de funcionamiento se centrará en los siguientes indicadores:

- Mejora de aquellos tramos que resulten afectados por el transporte de materiales durante la fase de construcción de la instalación.
- Seguimiento de las afecciones a la fauna y, en particular a la avifauna con un seguimiento especial de posibles muertes por colisión.

- **Controles sobre los objetivos y estrategias del proyecto**

El Consultor Medioambiental deberá realizar controles respecto al cumplimiento de los objetivos del Proyecto:

- Comprobación de que la superficie de actuación no excede de la proyectada
- Control sobre los siguientes aspectos constructivos:
 - Superficie construida
 - Alturas de la instalación
 - Accesos
 - Servidumbres

- Control sobre los usos del suelo. Estos ajustarse estrictamente con los propuestos en el proyecto
 - Control sobre la inducción de actividades incluidas o no en las previsiones del Proyecto, comprobando si se producen impactos no previstos.
- **Control de las medidas correctoras/preventivas indicadas en el EIA**

Archivo de medios materiales: Toda la documentación relativa a los medios materiales que se utilicen en el Programa deberá ser recopilada sistemáticamente en un Archivo específico.

Diario de Seguimiento Ambiental: Se confeccionará un documento donde se registrará toda la información sobre observaciones efectuadas, incidencias producidas, acciones emprendidas y nivel de cumplimiento de las medidas protectoras, correctoras y compensatorias.

Informes–resumen periódicos: Un resumen de las observaciones efectuadas, de los resultados obtenidos y de las conclusiones y recomendaciones emitidas, etc., por la Asesoría Ambiental en el marco de este Programa deberán ser entregados mensualmente durante la fase de obras y trimestral durante la fase de funcionamiento.

El informe incluirá una propuesta de nuevas medidas correctoras en el caso de que se haya constatado la producción de alguno de estos supuestos:

- Que se haya comprobado la insuficiencia de las medidas correctoras ya implantadas.
- Que se hayan detectado nuevos impactos ambientales no previstos.
- Que los avances tecnológicos producidos hasta la fecha permitan la aplicación de procedimientos de corrección más eficaces.

Si bien son importantes los beneficios de las plantas solares, también presentan varios desafíos ambientales que deben tenerse en cuenta. Un aspecto muy importante es el uso de espacio. Las plantas solares, especialmente aquellas que utilizan paneles fotovoltaicos, requieren grandes extensiones de tierra. Este uso intensivo de espacio puede tener un impacto significativo en los ecosistemas locales, especialmente en áreas que albergan especies en peligro de extinción. La eliminación de flora nativa para hacer espacio para estas instalaciones puede resultar en la pérdida de biodiversidad, un hecho que se debe considerar, además están las líneas de transmisión asociadas que también tienen sus efectos negativos potenciales en el medio que deben ser evaluados en detalle y proponer medidas de prevención y/o mitigación de impactos negativos.

Otro desafío notable es la producción de paneles solares. Aunque los paneles solares son una alternativa más sostenible a los combustibles fósiles, su fabricación no es completamente inocua con el medio ambiente. La producción de componentes clave, como el silicio, puede ser un proceso intensivo en recursos que consume grandes cantidades de agua y energía. Además, en algunos casos, se han utilizado productos

químicos que pueden ser tóxicos para el medio ambiente. Por lo tanto, es esencial que la industria solar adopte prácticas de producción más sostenibles para minimizar estos impactos.

Otro problema que considerar es el fin de la vida útil de los paneles solares. Aunque la mayoría de los paneles tienen una vida útil de alrededor de 25 a 30 años, al final de su ciclo de vida, se presenta el desafío de su disposición. La gestión de residuos de paneles solares es un aspecto crítico que necesita atención; sin una correcta disposición, estos paneles pueden contribuir al problema de los residuos electrónicos. Las innovaciones en reciclaje y en el desarrollo de materiales más sostenibles son fundamentales para abordar este problema futuro.

Afrontar los desafíos ambientales de las plantas solares requiere un enfoque multifacético que incorpore diversas estrategias. En primer lugar, es crucial seleccionar cuidadosamente las ubicaciones de las plantas solares. Optar por terrenos ya degradados o áreas que no son vitales para la biodiversidad puede ayudar a minimizar el impacto ambiental.

Las decisiones de planificación deben basarse en análisis rigurosos que consideren ambos factores: la disponibilidad de espacio y la potencial afectación a hábitats naturales. La energía solar es una fuente energética limpia y renovable que ocasiona beneficios ambientales y económicos a largo plazo, su utilización sustituye la combustión de materiales que emiten gases y partículas contaminantes que dañan a los ecosistemas y a la salud del ser humano.

El impacto ambiental generado por los sistemas de captación solar no es nulo, se utilizan materiales que pudieran generar residuos peligrosos (como el silicio), y se gasta energía y transporte en su fabricación; sin embargo el daño es menor que el ocasionado por otras fuentes, para este fin no se utilizan combustibles fósiles por lo que puede considerarse una energía limpia; por otro lado, la utilización de la energía solar para producir calor no despidе ninguna emisión, por lo que se considera que su utilización es ambientalmente recomendable.

Al implementar estrategias efectivas para mitigar el impacto ambiental, como la selección cuidadosa de ubicaciones, la innovación en la fabricación y el establecimiento de sistemas de reciclaje, podemos asegurar que el potencial de la energía solar sea explotado de manera responsable y sostenible. En la búsqueda de un futuro más limpio y saludable, la energía solar tiene un papel crucial, pero necesita ser gestionada adecuadamente para maximizar sus beneficios y minimizar sus efectos negativos.

El desarrollo responsable de plantas solares no solo debe priorizar las consideraciones económicas y tecnológicas, sino también tener en cuenta el bienestar del medio ambiente y de las comunidades que las rodean.

En términos de afectación al medio, el proyecto planta solar y línea de transmisión asociada, de acuerdo al relevamiento del área de influencia, no afectarán bosques ni zonas de interés ambiental restringidos, como

ser áreas silvestres protegidas o bosques. Tampoco a comunidades indígenas porque no se registran su existencia para esta zona.

El marco legal de Paraguay exige la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental que identifique claramente los impactos positivos y negativos, que se incluya medidas de compensación, prevención y/o mitigación de impactos negativos y se establezca un Plan de Gestión Ambiental en las diferentes etapas del Proyecto. En base a este estudio ambiental, el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) expedirá una Licencia Ambiental que establecerá en qué condiciones es aprobado el proyecto para su implementación.

Las recomendaciones para proseguir con los procesos que se precisan para la implementación del proyecto están las gestiones ante el organismo ambiental estatal encargado de emitir la Licencia Ambiental que básicamente consiste en elaborar el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto.

Este Estudio de Impacto Ambiental debe ajustarse a los preceptos establecidos en la Ley 294/93 de Evaluación de Impacto Ambiental y Decretos Reglamentarios.

Para el contenido del Estudio ambiental se considerarán las informaciones contenidas en esta Línea Base Socio Ambiental, específicamente en el ítem correspondiente a la descripción del medio ambiente socioeconómico en sus áreas de influencia directa e indirecta.

9. Estudio de Impacto Social

9.1. Estudio de Impacto Social

a. Aspectos socioeconómicos del distrito de Valenzuela

Valenzuela se encuentra a unos **100–110 km al sureste de Asunción** en la región Oriental de Paraguay. Cuenta con Vías departamentales y caminos secundarios; acceso a Asunción por rutas principales, pero con tramos rurales con baja calidad de calzada.

- **Red vial y contexto regional**

Estructura vial nacional: Paraguay cuenta con una extensa red de unos 78,850 km de caminos entre nacionales, departamentales y vecinales. De estos, solo 10,372 km están pavimentados, mientras que cerca del 68,477 km son caminos de tierra, una realidad que impacta significativamente en zonas rurales como Valenzuela.

Accesos departamentales: El Departamento de Cordillera está atravesado por la Ruta Nacional II (Mariscal Estigarribia) y la Ruta III (General Elizardo Aquino), que se conectan con rutas locales hacia el interior del departamento.

Intervenciones del MOPC en Valenzuela: Según los datos recabados de la página del MOPC, una serie de trabajos han mejorado la conectividad vial entre comunidades dentro de Valenzuela:

- **Lacard:** En la compañía Lacard se mejoraron **5,2 km** de camino, con limpieza, perfilado, cuneteado y conformación de plataforma.
- **Cerro Cañada – Cerro Corá – Potrero:** Se trabajó sobre **5,3 km**, beneficiando directamente a unas **1,400 familias** con mejor acceso a servicios y mercados.
- **Rosado Yvate:** Se ejecutó limpieza y conformación de plataforma en **2,8 km** del tramo, mejorando la circulación en esa comunidad.
- **Paso Tranquera y Tetavorê:** Se restauró la transitabilidad interna en estas compañías rurales, facilitando la movilidad poblacional.
- **Gral. Díaz y Mariscal:** Mejoras en estos caminos urbano rurales impactaron positivamente a **1,500 habitantes**, fortaleciendo el acceso cotidiano dentro de Valenzuela.

- **Comunidades urbanas y rurales**

Valenzuela corresponde a un distrito del **Departamento de Cordillera**. Los cuadros del Censo 2022 publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) muestran población pequeña y ruralizada; la última cifra censal 2022 reporta **5.907 habitantes (Ver cuadros del censo)**

En el departamento de Cordillera, la población total asciende 268.037 personas, con una distribución de 51% hombres y 49% mujeres. La mayoría vive en el área rural, representando cerca del 60% de la población, mientras que el área urbana concentra el 40% restante.

En el distrito de Valenzuela, viven 5.907 personas, con una proporción ligeramente mayor de hombres (52%) frente a mujeres (48%). Este distrito tiene un perfil mayoritariamente rural, ya que casi 80% de sus habitantes reside fuera del área urbana.

- **Economía local**

Tradicionalmente destaca por la **producción de piña**, incluso es considerada la "Ciudad de la Piña". También hay **cultivo de caña de azúcar**, ganadería vacuna y producción de cerámica artesanal (olería).

El distrito atraviesa una **fase de industrialización** con la instalación de una **subestación eléctrica de 500 kV** y proyectos de cripto-minería y un futuro data center, generando empleo y atrayendo inversiones. Con una inversión superior a los US\$ 83 millones, el Gobierno inauguró la Subestación Valenzuela 500 kV, una obra que refuerza el sistema eléctrico nacional, promueve la industrialización y posiciona al país como un hub energético regional con capacidad para atraer inversiones y transformar su matriz productiva.

La nueva subestación se incorpora como un nodo de inyección de potencia que beneficiará directamente a más de 770.000 clientes de los departamentos de Cordillera, Paraguarí, Central y Asunción, mejorando la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

Con la integración de cinco líneas de transmisión de 500 kV y la conexión directa a las centrales binacionales Itaipú y Yacyretá, Valenzuela se transforma en la quinta subestación de gran porte del país, junto a las de Margen Derecha, Iguazú, Villa Hayes y Ayolas.

El proyecto incluyó la construcción de patios de 500, 220 y 66 kV, el montaje de transformadores de hasta 1.400 MVA de capacidad operativa, y nuevas líneas de transmisión que permitirán alimentar la expansión industrial de la región. "De esa potencia total, 80 MVA quedan en la zona, lo que permite instalar más de 80 pequeñas o medianas industrias. Esto genera mano de obra calificada y desarrollo regional",

- **Reseña histórica y actual**

- **Historia local:** Fundación en siglo XVIII (datos históricos locales); economía local agrícola-ganadera de escala familiar.

- **Experiencias similares:** Probablemente ha recibido programas de electrificación rural en décadas pasadas; revisar historial de proyectos con la Gobernación de Cordillera y ANDE.
- **Riesgos sociales y mitigación**
 - **Vulnerabilidad por aislamiento:** Población pequeña y dispersa puede quedar poco cubierta por inversiones si no hay esquemas de subsidio. *Mitigación:* diseño de micro-redes o extensión con subsidios y mantenimiento comunitario.
 - **Sostenibilidad operativa:** Riesgo de baja demanda comercial para justificar inversión a gran escala. *Mitigación:* combinar electrificación con programas productivos (post-instalación) para asegurar uso y pago.
 - **Aceptación social:** Necesidad de participación y capacitación técnica local para mantenimiento.
- **Mapa de actores clave**
 - Municipalidad de Valenzuela (Cordillera).
 - Gobernación de Cordillera.
 - ANDE / Secretaría de Energía.
 - Juntas de vecinos y asociaciones de productores locales.
 - Además, hay unas **40 naves avícolas** pertenecientes a al menos seis empresas, y se planea un frigorífico avícola de capital boliviano.
- **Comunidades indígenas**

No se reporta una presencia indígena significativa en las fuentes públicas principales para este distrito (revisar cuadros detallados del INE si se requiere).

- **Servicios básicos y viviendas**

Alta dependencia de redes básicas de la cabecera; en zonas rurales puede haber menor cobertura eléctrica y de agua — verificar los cuadros de “vivienda y servicios” del INE por distrito.

b. Aspectos socioeconómicos del distrito de Bernardino Caballero

- **Infraestructura de caminos / accesibilidad**

General Bernardino Caballero, es uno de los distritos del noveno Departamento de Paraguarí, Paraguay, cuenta con una superficie de 162 Km², se encuentra aproximadamente a 101 km de la ciudad de Asunción, capital de la República del Paraguay, y a unos 36 km de la ciudad de Paraguarí, capital del Departamento, está situado en el extremo noreste del noveno departamento de Paraguarí, en ella la topografía es accidentada, comprende cerros que pertenecen a la cordillera de los Altos o desprendimientos de la misma.

Está situado al suroeste de la región Oriental. Sus Distritos lindantes al oeste con Sapucaí, al suroeste con Acahay, al sur con La Colmena, al este con Ybytymí del Dpto. de Paraguarí y al noreste con el Distrito de San José y al Norte con Valenzuela al este correspondiente al Dpto. de Cordillera.

El Distrito de Gral. Bernardino Caballero tiene una superficie de 162 km². Está dividido en 21 Compañías.

- **Vías principales y accesos señalados en fuentes oficiales**

Existe una ruta nacional pavimentada importante: la Ruta Nacional “General Bernardino Caballero” que une la ciudad de Paraguarí con Tebicuary, y luego mediante otro tramo la conexión hacia Villarrica del Espíritu Santo. Ley Nº 2692/2005 denomina ese tramo “Ruta Nacional General Bernardino Caballero”.

Desde la ciudad de Asunción, para llegar al distrito se toma la Ruta PY01 hasta Paraguarí, luego un ramal por la Ruta PY02 hasta Itacurubí de la Cordillera, y de allí por un ramal asfaltado que parte de Ruta 2 pasando por Valenzuela.

- **Caminos vecinales / rurales: estado, problemas, intervenciones**

Hay varias denuncias de la población sobre caminos rurales en mal estado, especialmente durante lluvias. En varios parajes, educativos o de trabajo, los habitantes califican las vías como intransitables en días húmedos, lo que les obliga a caminar varios kilómetros para acceder a transporte público, centros educativos, de salud, etc.

En particular, la comunidad compuesta por la “compañía Bernardino Caballero” menciona que ni transporte público entra a la zona por el mal estado del camino; ambulancias no pueden ingresar en lluvias.

- **Mejoras recientes / obras**

Intervenciones hechas por el MOPC (Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones), del Distrito Nº 9, incluyen mejoras en caminos vecinales del municipio de Caballero: en particular, unos 6 km en el tramo que une Chauria y Alpasa, con perfilado, limpieza de banquetas, etc.

También la Municipalidad ha realizado trabajos locales de reparación en caminos vecinales: ejemplo el trayecto de la compañía Loma Pytá y el trayecto Pirayuby – Chauria.

- **Comunidades urbanas y rurales**

Según el Censo Nacional de Población y Viviendas (2022), el distrito de Bernardino Caballero se caracteriza por ser predominantemente rural, con más de 3 de cada 4 habitantes viviendo fuera de la zona urbana.

La estructura demográfica es joven-adulta, con más del 60% de la población en edad de trabajar, lo que constituye una ventaja para proyectos productivos o energéticos. El 17,5% de adultos mayores es un valor considerable en comparación con otras zonas rurales, lo cual indica desafíos en atención a la tercera edad.

La población infantil también es relevante, con más de 1.000 niños y adolescentes que demandan acceso a educación y servicios básicos.

- **Población total**

- El distrito tiene **4.795 habitantes** en total.
- De ellos, **1.069 viven en áreas urbanas y 3.726 en áreas rurales.**

Esto indica un **fuerte predominio rural (77,7%)**, lo que refleja un distrito con base económica probablemente agrícola y con menor grado de urbanización.

Distribución por edad

- **0 a 14 años:** 1.030 personas (21,5% del total).
- Urbanos: 247 (24% del total urbano).
- Rurales: 783 (21% del total rural).

Representa una **población infantil significativa**, lo que implica necesidad de servicios educativos y de salud pediátrica.

- **15 a 64 años:** 2.928 personas (61% del total).
- Urbanos: 658 (61% del total urbano).
- Rurales: 2.270 (61% del total rural).

Este es el **grupo etario mayoritario**, fuerza laboral activa, clave para la producción agrícola y actividades económicas.

- **65 años y más:** 837 personas (17,5% del total).
- Urbanos: 164 (15% del total urbano).
- Rurales: 673 (18% del total rural).

La proporción de adultos mayores es relativamente alta, lo que puede generar demanda de **servicios sociales, pensiones y salud geriátrica**.

- **Economía Local. Actividades productivas principales**

- **Agricultura y horticultura**

- Producción para autoconsumo y mercado local: cultivos como papa, cebolla, así como mandioca.
 - También se cultivan caña dulce, algodón, uvas, aunque estos cultivos son más limitados.
 - Jornadas de capacitación agrícola (Ministerio de Agricultura) para optimizar producción de papa y cebolla indican que estos cultivos tienen una importancia creciente para los pequeños productores.

- **Ganadería**

- Cría de ganado vacuno, ovino y equino para consumo local y posiblemente mercados intermedios.
 - Hay uso de tierras para pastura (“brebaje”) de animales en áreas comunales.

- **Forestal**

- Cultivos forestales presentes en el distrito como actividad complementaria.

- **Iniciativas productivas / inversiones recientes**

- Inversión pública en producción de hortalizas: programa del MAG (Ministerio de Agricultura y Ganadería) apoya la producción de papa en fincas del distrito, con asistencia técnica, para unas 1.600 familias.
 - La capacitación técnica para pequeños productores sobre técnicas de cultivo y cosecha de papa y cebolla.

- **Mercado local y autoconsumo**

- Muchos productos se destinan al consumo local, con mercados menores; la dependencia de intermediarios y dificultad de acceso a mercados más amplios es una limitación. Esto resulta de la distancia, calidad de caminos, infraestructura logística.

- **Fortalezas y oportunidades**

- Suelo apto para cultivos diversos: papa, cebolla, mandioca, uvas y otros cultivos de hortalizas.
 - Mano de obra local presente, con tradición agrícola.
 - Interés institucional: capacitaciones del MAG, subsidios o apoyo técnico para productores.
 - Potencial de crecimiento si se mejora la infraestructura (caminos, acceso a mercados, almacenamiento, mejor logística).

- **Limitaciones / desafíos**

- Infraestructura de transporte limitada (caminos rurales en mal estado, acceso difícil en lluvias) reduce la competitividad y aumenta costos.
- Producción muchas veces de pequeña escala, para autoconsumo o venta local; poco acceso a mercados más amplios, lo que limita escala y rentabilidad.
- Limitaciones de infraestructura de almacenamiento, procesamiento, logística, servicio de extensión rural que depende de recursos del Estado.
- Riesgo climático (sequía, lluvias intensas) afecta cultivos como papa y cebolla.

- **Reseña histórica y actual**

Tabla 9.1 – Descripción de la reseña histórica y actual	
Evento	Detalles técnicos y fecha
Época colonial / nombre original	Antes de ser distrito, la zona pertenecía al “Pueblo de Ybytymí” del IX Departamento de Paraguari. Era conocido como Isla Galán.
Creación como Distrito	El territorio se separa administrativo de Ybytymí por Decreto Ley Nº 299 el 30 de agosto de 1901 durante la presidencia de Emilio Aceval.
Formalización / fecha oficial	El distrito fue oficialmente instituido el 4 de mayo de 1902.
Organización institucional local	Al poco de independizarse, los pobladores crearon una Junta Económica Administrativa (1902) que desempeñaba funciones locales administrativas. En 1928 ella cambia su nombre a “Honorable Junta Municipal”.

- **Gobierno local y Administración**

Existe la Municipalidad de General Bernardino Caballero, con Intendente a la cabeza, que gestiona iniciativas locales, mantenimiento de caminos vecinales, servicios básicos y proyectos productivos. (Información municipal disponible en sitio de la municipalidad).

- **Infraestructura patrimonial**

El distrito lleva el nombre del General Bernardino Caballero, personaje histórico de peso nacional, presidente entre 1880-1886. En Asunción hay un Museo Histórico Nacional Bernardino Caballero que preserva objetos y edificaciones vinculadas al General, restaurado entre 2010-2012. Aunque este museo no está en el distrito, es parte del patrimonio histórico asociado al nombre.

- **Desarrollo y desafíos actuales**

Poblaciones rurales dispersas, dependencia del sector agrario y limitaciones de acceso a servicios públicos. Infraestructura de caminos (sobre todo rurales) presenta deficiencias, lo que impacta transporte, salud, educación. (Informes municipales / noticias locales indican aislamiento durante lluvias). (Implícito en muchos reportes, pero no siempre cuantificado con ejemplar exactitud).

Servicios básicos (agua, electricidad, educación, salud) son más robustos en la cabecera que en comunidades rurales. Existe emigración interna hacia ciudades más grandes en busca de mejores servicios o empleo, como suele suceder en distritos rurales con poca diversificación económica.

- **Cultura, identidad local**

Fuerte identidad con el nombre del general Bernardino Caballero; presencia de festividades, conmemoraciones, y participación de descendientes en actividades culturales. Uso del nombre en instituciones, calles, etc., lo que refuerza la memoria histórica del distrito.

Riesgos sociales y mitigación

Riesgo A — Afectación de medios de vida rurales (pérdida de tierra/producción)

- *Impacto:* pérdida de cultivos, reducción de áreas de pastoreo, afectación a ingresos familiares.
- *Mitigación:* Plan de compensación y restauración de medios de vida; medidas de reemplazo de ingresos; consultas tempranas con titulares de tierras; mapeo de usos del suelo y predios afectados; acuerdos por escrito.

Riesgo B — Impactos sobre comunidades indígenas y derechos colectivos

- *Impacto:* vulneración de derechos territoriales o culturales; desarmonía social.
- *Mitigación:* identificación temprana de comunidades indígenas; implementar FPIC/Consulta previa; salvaguardas culturales; planes específicos de manejo y beneficios comunitarios.

Riesgo C — Movilización laboral y tensiones por mano de obra externa

- *Impacto:* presión sobre servicios (vivienda, salud), incremento de conflictos sociales y seguridad.

- *Mitigación:* política de contratación local preferencial; plan de contingencia (salud, alojamiento, agua); protocolos contra violencia/abuso; códigos de conducta para trabajadores.

Riesgo D — Tránsito y seguridad vial durante obras

- *Impacto:* accidentes de tránsito, daños a infraestructura local.
- *Mitigación:* plan de gestión de tránsito, señalización, obras temporales y coordinación con MOPC y Municipalidad.

Riesgo E — Contaminación de agua/aire/ruido

- *Impacto:* salud pública, afectación a actividades agrícolas.
- *Mitigación:* control ambiental estricto (planes EIA), monitoreo periódico, medidas de contención y remediación, comunicación con comunidades.

Riesgo F — Percepción negativa / falta de información / conflictos por distribución de beneficios

- *Mitigación:* estrategia de comunicación proactiva, mesas de diálogo locales, mecanismo de atención de quejas gestionado localmente, transparencia en beneficios y cronogramas.

- **Mapa de actores clave**

Sector público

- Municipalidad de Gral. Bernardino Caballero — Intendencia y Concejo Municipal (Intendente: Tomás Antonio Mereles / listado de autoridades municipales).
- Gobernación del Departamento de Paraguarí — coordinación departamental y vías de financiamiento.
- Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) — responsable de rutas nacionales/obras viales (PY01 mejoras).
- Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) — permisos ambientales y seguimiento.
- Instituto Paraguayo del Indígena (INDI) — identificación y derechos de pueblos indígenas; consulta previa.
- Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
- Dirección Nacional de Catastro / Registro de Tierras — para verificar títulos y propietarios.

Sector privado / otros

- Contratistas e inversionistas del proyecto energético.
- Empresas locales y productores agropecuarios afectables.
- ONGs y organizaciones comunitarias locales o regionales (posibles aliados en participación y monitoreo).
- Iglesias y liderazgos comunitarios (actores clave en aceptación social).

- **Comunidades indígenas**

En el IV Censo Nacional de Población y Viviendas para Pueblos Indígenas (2022), el INE identificó 140.000 personas indígenas en Paraguay, pertenecientes a 19 pueblos indígenas. Estos pueblos están distribuidos en comunidades, aldeas, barrios y núcleos familiares en 14 departamentos del país, incluyendo Paraguarí, que es el departamento del distrito de Caballero.

No se encuentran datos sobre **comunidades indígenas registradas específicamente en Bernardino Caballero** con nombre, ubicación exacta, población indígena local o tipo de pueblo indígena (por ejemplo, Avá Guaraní, Mbyá, u otro).

- **Servicios básicos y viviendas**

A nivel nacional, el 98,6% de las viviendas tiene acceso a electricidad. En el departamento de Paraguarí;

- El 89,2% de las viviendas tiene agua corriente.
- El 87 % de las viviendas cuenta con desagüe sanitario
- El 25% cuenta con el servicio de recolección de basura.

En referencia al distrito de General Bernardino Caballero. No se encuentran datos públicos disponible que indiquen, por ejemplo, qué porcentaje de viviendas en Caballero tienen agua potable (o mejorada), cuántas tienen servicio sanitario mejorado, cuántas tienen recolección de basura, o cuántas presentan Necesidades Básicas Insatisfechas en vivienda específicamente en ese distrito.

c. Aspectos socioeconómicos del distrito de Ybytymí

- **Infraestructura de caminos / accesibilidad**

Ybytymí está situado a aproximadamente 110 km de Asunción, accesible principalmente a través de un ramal de la Ruta PY01. La infraestructura vial incluye caminos vecinales que conectan áreas urbanas y rurales, facilitando el acceso a servicios y mercados productivos

- **Accesos principales**

El acceso desde Asunción es por la Ruta PY01 y un ramal que pasa por Paraguarí, Sapucaí, Caballero, Ybytymí (aprox. 110 km desde Asunción). Se encuentra una entrada urbana sobre la avenida Pedro Melo de Portugal.

- **Estado y obras recientes**

La Municipalidad reporta reparación de la capa asfáltica en el acceso, entubamiento y mejora de caminos vecinales (colocación de tubos, limpieza de caminos) para lograr caminos de todo tiempo en las compañías rurales. También se realizan trabajos de mantenimiento y limpieza de espacios públicos. Estas intervenciones mejoran la conectividad rural y reducen aislamiento en épocas de lluvia.

- **Transporte público**

Salidas limitadas de buses desde la Terminal de Ómnibus de Asunción; existe servicio local y ómnibus municipales para estudiantes y otras actividades.

- **Comunidades urbanas y rurales**

Según el Censo Nacional 2022, el distrito de **Ybytymí** cuenta con una población total de **5.360 habitantes**. De este total, **2.827 son hombres (52,7 %)** y **2.533 son mujeres (47,3 %)**, lo que refleja una distribución relativamente equilibrada entre ambos sexos, con una ligera mayoría masculina. La **edad mediana de la población es de 35 años**, lo que evidencia que se trata de una comunidad con una base poblacional predominantemente adulta, donde los procesos de migración juvenil hacia centros urbanos más grandes influyen en la estructura demográfica local.

- **Características Demográficas**

- La edad mediana de 35 años indica una población relativamente adulta, lo que refleja procesos de migración juvenil hacia ciudades más grandes (Asunción, Paraguarí, Villarrica) en busca de oportunidades de estudio y empleo.
- En el área rural predominan los hogares extensos, donde varias generaciones conviven y aportan a la producción familiar.
- El equilibrio por sexo (casi 53 % hombres y 47 % mujeres) muestra una distribución estable, aunque en los sectores rurales suele observarse mayor participación de mujeres en actividades domésticas y de autoconsumo, y de hombres en labores agrícolas intensivas

- **Situación general**

De acuerdo a los datos extraídos del Censo Nacional de Población y Viviendas 2022, el distrito de Ybytymí cuenta con un total de 1.776 viviendas particulares ocupadas. De estas, la gran mayoría corresponde a casas (1.409 unidades, 79,3 %), lo que refleja que la población dispone principalmente de construcciones permanentes y consolidadas.

Sin embargo, un 20,2 % de las viviendas (358 ranchos) aún se clasifica dentro de tipologías más precarias, lo que evidencia desigualdades en las condiciones habitacionales, asociadas generalmente a zonas rurales con menores ingresos y acceso limitado a materiales de construcción más duraderos.

Por otra parte, se identifican 5 viviendas improvisadas (0,3 %), lo que, si bien representa una fracción pequeña, constituye un indicador de vulnerabilidad social en sectores con mayor fragilidad económica. También se registran **3** viviendas clasificadas en la categoría “otros” (0,2 %) y 1 bajo categoría no especificada, reforzando la idea de que aún persisten soluciones habitacionales informales.

Cabe destacar que en Ybytymí no se registran departamentos ni piezas de inquilinato, lo que confirma el carácter predominantemente rural y disperso del distrito, donde la urbanización es incipiente y las dinámicas de vivienda colectiva son prácticamente inexistentes.

En términos generales, los datos muestran que si bien la mayoría de la población accede a viviendas consolidadas (casas), todavía existe una proporción significativa que habita en estructuras precarias, lo que puede constituir un factor de riesgo social que debe considerarse en el diseño de proyectos de desarrollo o infraestructura.

- **Economía Local**

Actividades principales: Agricultura (cultivos de renta y autoconsumo: cebolla, papa, porotos, mandioca, maíz, sandía, frutilla en algunos predios) y ganadería de vacunos, porcinos y aves para autoconsumo/comercialización. También existe producción hortícola orientada a mercados locales.

Comercio y servicios: Mercado local, ferias de productores impulsadas por la municipalidad y servicios básicos en la cabecera (comercio, transporte, escuelas).

Turismo: Potencial para turismo ecológico y patrimonial (laguna del cerro San Antonio, arroyos Pachongo y Aguada, ex-estación de tren y templo franciscano).

- **Reseña histórica y actual**

Ybytymí fue fundada el **3 de octubre de 1783** por el gobernador español **Pedro Melo de Portugal**, al pie del cerro que lleva el mismo nombre. Antes de su fundación formal, la zona ya estaba poblada y era conocida como *Yby Atýra*. El nombre “Ybytymí” tiene origen guaraní: yby (tierra), ty (montón) y mí (sufijo diminutivo), lo que podría traducirse como “pequeño montículo de tierra”, “colina pequeña” o algo semejante.

- **Patrimonio arquitectónico y colonial:**

Conserva una iglesia de origen franciscano, con tallas antiguas, santería y platería que dan testimonio del tiempo colonial. Tiene la antigua estación de tren como un sitio emblemático que fue habilitada el **12 de junio de 1889**. Con el paso del tiempo, especialmente hacia finales del siglo XX, la actividad ferroviaria fue decreciendo, por lo tanto, la estación de tren quedó en desuso, el servicio se deterioró, las vías y la infraestructura ferroviaria fueron abandonándose.

También existe la “Casa del Correo” de la época de Carlos Antonio López, construcciones viejas, caserones alrededor de la iglesia, plaza central típica del modelo colonial.

- **Patrimonio cultural y acciones recientes:**

La Estación de tren de Ybytymí: se ha avanzado en un proyecto de restauración bajo el programa Tekorenda de la Secretaría Nacional de Cultura, con participación comunitaria. Su recuperación es vista como un símbolo patrimonial e identitario.

Restauraciones en la iglesia, altares, arte religioso. En 2007-2008 se intervinieron elementos del altar mayor, retablos, madera tallada de la iglesia; también restauraciones posteriores para mejorar el aspecto histórico y turístico del lugar.

- **Turismo:**

Hay un potencial importante en turismo ecológico: arroyos como Pachongo, Aguada; la laguna del Cerro San Antonio; paisajes naturales, naturaleza y tranquilidad. Sin embargo, ese potencial no ha sido completamente explotado, muchas infraestructuras turísticas necesarias aún están en estado incipiente.

- **Riesgos sociales y mitigación**

Migración de jóvenes y pérdida de capital humano

- **Impacto:** Disminución de la mano de obra local y debilitamiento del tejido social por la emigración hacia ciudades más grandes.
- **Mitigación:** Implementar programas de capacitación técnica y generación de empleo local (agroindustria, turismo rural, proyectos energéticos) para retener a la juventud y vincularla al desarrollo comunitario.

Conflictos por uso del territorio y recursos

- **Impacto:** Tensiones entre agricultores, comunidades rurales y actores externos por proyectos que modifiquen el uso de suelo o recursos naturales.

- **Mitigación:** Crear mesas de diálogo y gestión territorial participativa con municipalidad, líderes comunitarios y productores, asegurando acuerdos transparentes y equitativos.

Exclusión de comunidades vulnerables

- **Impacto:** Mujeres, pequeños productores, adultos mayores o familias de escasos recursos podrían no acceder a los beneficios del proyecto.
- **Mitigación:** Diseñar políticas inclusivas que prioricen la participación de grupos vulnerables en el acceso a empleo, capacitación y beneficios sociales.

Resistencia comunitaria a proyectos nuevos

- **Impacto:** Riesgo de rechazo o conflictos sociales si la población no recibe información adecuada o percibe distribución desigual de beneficios.
- **Mitigación:** Desarrollar un plan de participación ciudadana con audiencias públicas, talleres informativos y consultas libres, previas e informadas.

Impactos en la economía local tradicional

- **Impacto:** Vulnerabilidad de la economía basada en monocultivos (ej. cebolla), expuesta a variaciones de precios y clima.
- **Mitigación:** Promover diversificación productiva mediante asistencia técnica, ferias agrícolas, pequeños emprendimientos y proyectos de turismo comunitario.

Déficit de infraestructura y servicios básicos

- **Impacto:** Mal estado de caminos, limitaciones en agua potable, salud y educación, que reducen la capacidad de integración de la población.
- **Mitigación:** Coordinar con instituciones públicas (MOPC, Gobernación, ESSAP, MEC) para incorporar mejoras de infraestructura como parte de las compensaciones del proyecto.

Pérdida de identidad cultural y patrimonial

- **Impacto:** Riesgo de debilitamiento de prácticas culturales y deterioro del patrimonio histórico (iglesia franciscana, estación de tren, ferias tradicionales).

- **Mitigación:** Integrar programas de preservación cultural y patrimonial en el proyecto, apoyando actividades culturales, festividades locales y restauración de sitios históricos.

- **Mapa de actores clave**

Sector público

- Municipalidad de Ybytymí (Intendencia / Direcciones: obras, ambiente, desarrollo social).
- Gobernación del Departamento de Paraguari.
- Instituto Nacional de Estadística (INE) — datos censales y demográficos.
- Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) — vías nacionales y ramales.
- Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible — permisos ambientales y seguimiento.
- Comisaría local / Policía — seguridad y orden público.
- Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
- Dirección Nacional de Catastro / Registro de Tierras — para verificar títulos y propietarios.

Sector privado

- Contratistas e inversionistas del proyecto energético.
- Empresas locales y productores agropecuarios afectables.
- ONGs y organizaciones comunitarias locales o regionales (posibles aliados en participación y monitoreo).
- Iglesias y liderazgos comunitarios (actores clave en aceptación social).

- **Comunidades indígenas**

En documentaciones y fuentes accesibles públicamente no figura Ybytymí como sede de comunidades indígenas reconocidas de tamaño significativo; la población indígena en Paraguay se concentra en otras zonas y los datos censales del INE permiten identificar la presencia indígena por distrito si existe autodeclaración.

- **Servicios básicos y viviendas**

- **Agua potable:** la Municipalidad informo perforaciones de pozos y colocación de tanques elevados en varias compañías (Rincón, Potrero Garay, San Miguel, etc.) durante 2022 para ampliar acceso al agua potable.
- **Saneamiento y recolección de residuos:** el informe municipal indica recolección de basura urbana dos veces por semana y cuadrilla de aseo urbano para mantenimiento de plazas y espacios públicos.
- **Electricidad y comunicaciones:** cobertura eléctrica en la cabecera; en zonas rurales puede haber limitaciones puntuales.
- **Vivienda:** predominan viviendas rurales tradicionales.

9.2. Matriz de Riesgos e Impactos Sociales del Proyecto

Los riesgos e impactos relevantes al proyecto de instalación y puesta en funcionamiento de una planta de generación y transmisión de energía fotovoltaica son presentados a continuación en la Tabla 9.2, siguiendo el Marco Ambiental y Social (MAS) del Banco Mundial⁷.

Tabla 9.2 – Matriz de riesgos y medidas de mitigación		
Riesgo social	Línea de base	Medida de mitigación
Construcción o restricciones en el uso de caminos para paso de camiones en caminos rurales, en particular en el sector sur (ruta PY10), al oeste (ruta Caballero-Valenzuela), al noroeste y norte en las compañías rurales del distrito de Valenzuela, y al este en las poblaciones unidas por la ruta asfaltada Tebicuary – San José de los Arroyos.	Mapa de uso de caminos y régimen de propiedad (caminos públicos, caminos privados).	Señalización de área de paso de camiones y construcción, evaluación de impacto ambiental. Existen áreas en manos de empresas privadas grandes, como la Estancia Colonia'i de la empresa SARIC, con quienes se pueden establecer alianzas que permitan establecer sistemas de comunicación y transporte amigables con las comunidades rurales aprovechando o complementando inversiones ya establecidas en este renglón.
Explotación sexual ante aumento de circulación de obreros y personal extraño en comunidades rurales de los distritos de Valenzuela, Caballero y cascos urbanos cercanas. La Ruta PY10 Paraguarí-Villarrica constituye un eje importante de paso y descanso de camiones de carga de larga distancia, con lo cual constituye una zona de riesgo de explotación sexual de mujeres vulnerables.	Relevamiento socioeconómico rápido de áreas pobladas en el área de influencia directa del proyecto	Capacitaciones a obreros y personal, firma de códigos de conducta, áreas de residencia exclusiva por sexo y baños sexados en las zonas de obra. Socialización del proyecto en Valenzuela, Caballero y áreas urbanas y rurales circundantes dentro del área de influencia directa.

⁷ Disponible en <https://www.bancomundial.org/es/projects-operations/environmental-and-social-framework>

Tabla 9.2 – Matriz de riesgos y medidas de mitigación

Riesgo social	Línea de base	Medida de mitigación
Explotación laboral en relaciones laborales sin contrato o con contratos desproporcionadamente desfavorables para los obreros y personal, tanto locales como de otra procedencia nacional, en situación original de vulnerabilidad económica.	Planilla de obreros y personal requeridos para el proyecto, requisitos y términos de referencia	Inclusión de obreros y personal en seguridad social y ante autoridad de aplicación de leyes laborales. Capacitaciones a personal sobre derechos laborales, alcances del trabajo por el cual fueron contratados, aceptación de obreros agremiados, entre otros.
Amenazas a la salud física y mental a los obreros y personal por exposición a condiciones laborales inadecuadas	Análisis de salud y seguridad ocupacional durante construcción y mantenimiento de la planta fotovoltaica.	Redacción y aplicación de medidas de salud y seguridad ocupacional, en especial de acuerdo con las dimensiones de la planta solar. Auditorías y renovación periódicas del sistema de salud y seguridad ocupacional.
Relaciones comerciales desproporcionadamente desfavorables en compras a micro, pequeñas y medianas empresas de la zona, en particular de los cascos urbanos ubicados sobre la Ruta PY10 y de la ciudad de Valenzuela, al tratarse de áreas urbanas muy pequeñas.	Planilla de necesidades de contratistas y proveedores de servicios, perspectivas de compras locales claras y concretas.	Uso de contratos para compra de servicios, realización de capacitaciones con grupos focales de proveedores de las zonas urbanas.
Restricciones en el uso de la tierra y agua por conflictos con propiedad o uso consuetudinario en campos comunales (áreas de pastura de uso consuetudinario) potencialmente ubicadas al norte y sur, en las estribaciones de la Cordillera de los Altos al oeste, y en las áreas ribereñas del río Tebicuarymi al este.	Evaluación de impacto ambiental, análisis de la propiedad de interés del proyecto, análisis de propiedades adyacentes, caminos de acceso y paso y áreas de servidumbre de interés del proyecto	Comunicación con pobladores del área de influencia directa del proyecto, obtención de datos de Catastro para confirmación de régimen de tenencia de tierras de interés para el proyecto. Es recomendable llevar a cabo relevamiento de datos sociales y socialización del proyecto en organizaciones de pequeños productores de Valenzuela y Caballero ubicados en el área de

Tabla 9.2 – Matriz de riesgos y medidas de mitigación

Riesgo social	Línea de base	Medida de mitigación
		influencia del proyecto, ya que son estructuras organizacionales ya existentes.
Potenciales impactos negativos en patrimonio cultural y natural, en particular en cursos hídricos y áreas de terreno ondulado al norte del área del proyecto.	Diseño y aplicación de protocolo para tratamiento de hallazgos de interés cultural (Resolución N° 1104 de la SNC)	Localización temprana de áreas de interés cultural, histórico, social o natural. Diseño del proyecto para intervención mínima o nula en dichas áreas.

10. Análisis de Oferta y Demanda

La demanda energética del Paraguay muestra una trayectoria ascendente y sostenida, impulsada por factores estructurales como el crecimiento económico, la urbanización y el aumento de la electrificación en sectores productivos y residenciales. Este dinamismo, aunque refleja un mayor desarrollo, también plantea desafíos importantes para la seguridad energética nacional.

De acuerdo con las proyecciones más recientes, el país podría enfrentar niveles críticos de disponibilidad eléctrica hacia 2032 o 2033. Resulta llamativo que un país tradicionalmente reconocido por su abundante generación hidroeléctrica y su posición exportadora se encuentre, al mismo tiempo, frente a riesgos de desabastecimiento interno. La explicación radica en que el ritmo de crecimiento de la demanda comienza a superar la capacidad de respuesta del sistema eléctrico.

En particular, los datos evidencian que a partir de 2032 la potencia máxima demandada superará a la oferta total disponible, lo que implica un déficit de capacidad para cubrir los picos horarios de consumo. Más aún, para 2034 se prevé un exceso de demanda de energía respecto a la oferta anual, es decir, el sistema ya no solo tendrá dificultades en momentos puntuales, sino que tampoco contará con energía suficiente para abastecer la demanda acumulada del año.

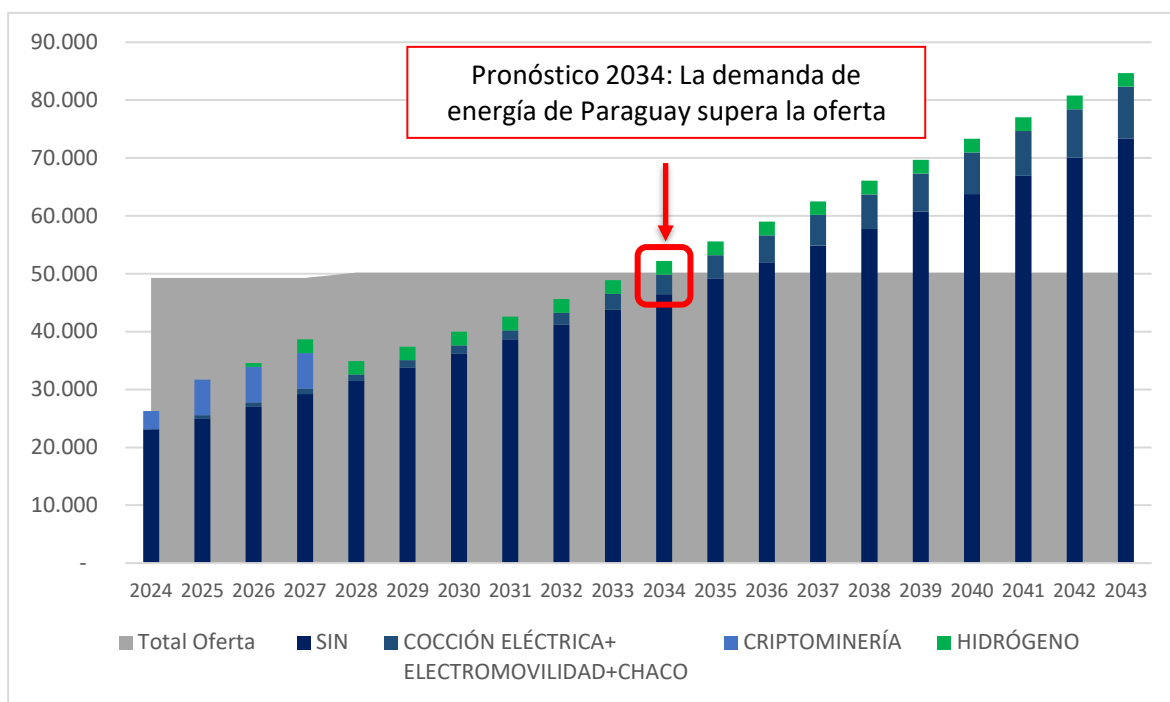
Este riesgo se ve amplificado por la posible recurrencia de periodos de sequía que afecten el caudal del río Paraná y, por ende, la capacidad de generación de Itaipú, fuente crítica del suministro nacional. En este contexto, la expansión de la generación solar se vuelve una medida de resiliencia estructural frente a la variabilidad hidrológica.

Figura 10.1 Oferta y demanda de Potencia instalada (en MW)



Fuente: Elaboración propia en base a ANDE

Figura 10.2 Oferta y demanda de Energía (en GWh)



Fuente: Elaboración Propia en base a ANDE

En respuesta a este escenario, tanto el gobierno como el sector privado han comenzado a promover activamente nuevos proyectos de generación y diversificación energética. En el corto plazo, se prioriza la incorporación de fuentes renovables como plantas solares fotovoltaicas y pequeñas centrales hidroeléctricas, mientras que en el horizonte de largo plazo se evalúan alternativas complementarias, como el gas natural y la energía nuclear. Las autoridades del sector estiman que Paraguay deberá realizar inversiones del orden de 1.000 millones de dólares anuales en infraestructura energética, con la expectativa de que al menos la mitad de esos recursos provenga de la participación privada.

En este contexto, esta Iniciativa Privada se enmarca en las tendencias emergentes del sistema energético nacional, caracterizado por el crecimiento de industrias intensivas en electricidad, la incorporación gradual de vehículos eléctricos y las primeras inversiones en hidrógeno verde. Con su entrada en operación prevista para 2027, la planta contribuirá a consolidar una transición energética ordenada, garantizando la disponibilidad y estabilidad del suministro frente a una demanda en expansión acelerada.

Asimismo, la incorporación de generación solar fotovoltaica ofrece ventajas estratégicas para el sistema eléctrico paraguayo. Por un lado, el país dispone de una irradiación solar elevada y constante, que permite alcanzar altos factores de planta y costos de generación competitivos. Por otro, la curva de demanda del Sistema Interconectado Nacional ha experimentado una transformación significativa en los últimos años: al tradicional pico nocturno se ha sumado un nuevo pico diurno pronunciado hacia el mediodía, asociado al aumento del consumo comercial e industrial. La generación solar coincide naturalmente con este período

de máxima radiación, contribuyendo a suavizar los picos de demanda, reforzar la seguridad del sistema y reducir la necesidad de respaldo mediante fuentes térmicas convencionales.

Acorde al Balance Preliminar de Energía 2024, publicado en agosto 2025 por el Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y comunicaciones (VMME-MOPC). La generación bruta de energía eléctrica decreció durante 2024 en un 19,6 %, resultado del desplome en la producción de Hidroenergía, comportamiento asociado a las condiciones hidrológicas críticas prevalecientes durante casi todo el año en las cuencas de los ríos Paraguay y Paraná marcadas principalmente por una prolongada sequía que afectó la región, especialmente en Brasil.

En el año 2024 el 18,9 % de las exportaciones de electricidad tuvieron como destino el mercado argentino, mientras que el 81,1 % se dirigieron al mercado brasileño. De conjunto, los niveles de exportación de energía decrecieron respecto al año 2023 en un 44,6 % impulsadas básicamente por el decremento del 47,4 % en las exportaciones de energía eléctrica. Las exportaciones de energía eléctrica representaron en el año 2024 el 87,7 % de las exportaciones totales de energía del Paraguay, muy por encima de las exportaciones de carbón vegetal, etanol y biodiesel.

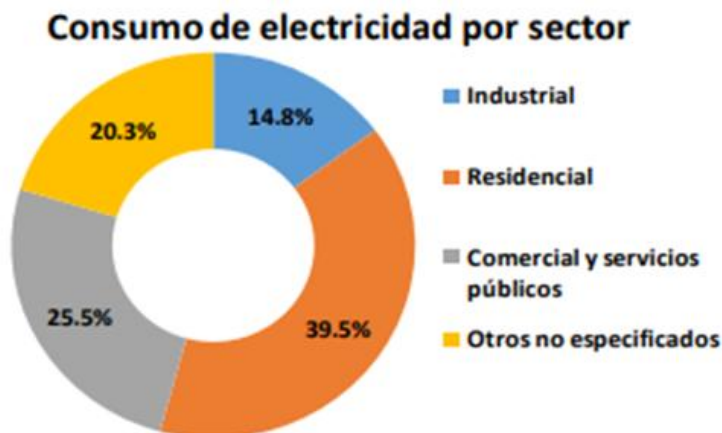
En el año 2024 se exportaron 14.391,2 GWh de energía eléctrica menos que lo exportado en el año 2023. En lo referente al decrecimiento en la generación total de electricidad, el mismo está directamente relacionado con los caudales disponibles en cada uno de los causes que alimentan a las centrales hidroeléctricas, los cuales han mermado como consecuencia de la sequía hidrológica sufrida durante el año en la cuenca Paraná – Paraguay. En este contexto, se estima que el caudal promedio mensual turbinado por el conjunto de las centrales hidroeléctricas en el año 2024 decreció en alrededor del 22 % respecto al caudal promedio mensual turbinado en el año anterior.

Los datos anteriores en cuanto al comportamiento de la generación de electricidad e incluso, respecto al comportamiento de la energía disponible para exportación, **reflejan la alta vulnerabilidad de la matriz hidroeléctrica ante condiciones hidrológicas extremas y refuerzan la necesidad de continuar trabajando hacia la diversificación de la matriz energética nacional.**

Acorde al Balance Preliminar de Energía 2024, publicado en agosto 2025 por el Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y comunicaciones (VMME-MOPC). El consumo final de energía eléctrica en el año 2024 alcanzó los 19.444,2 GWh, experimentando un incremento del 21,6 % en comparación con el año previo. Este aumento supera la tasa de crecimiento acumulada del 5,8 % observada durante la década anterior, comprendida entre los años 2013 y 2023, señalando una aceleración notable en la demanda eléctrica en tan solo un año.

Desde el punto de vista estructural, el sector residencial continúa siendo el de mayor demanda, con el 39,5 % del total del consumo registrado, como se muestra en la Figura 10.3.

Figura 10.3 Consumo de electricidad por sector



Fuente: Balance Preliminar de Energía 2024

La Demanda Máxima de Potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el año 2024 fue de 5.027 MW y se registró el día 14/03/24, mientras que la Demanda Máxima de Potencia del SIN en el año 2023 fue de 4.744 MW registrada el día 18/12/23. El crecimiento de Potencia Máxima del SIN en el año 2024 tuvo un aumento del 5,97 % con respecto al año 2023.

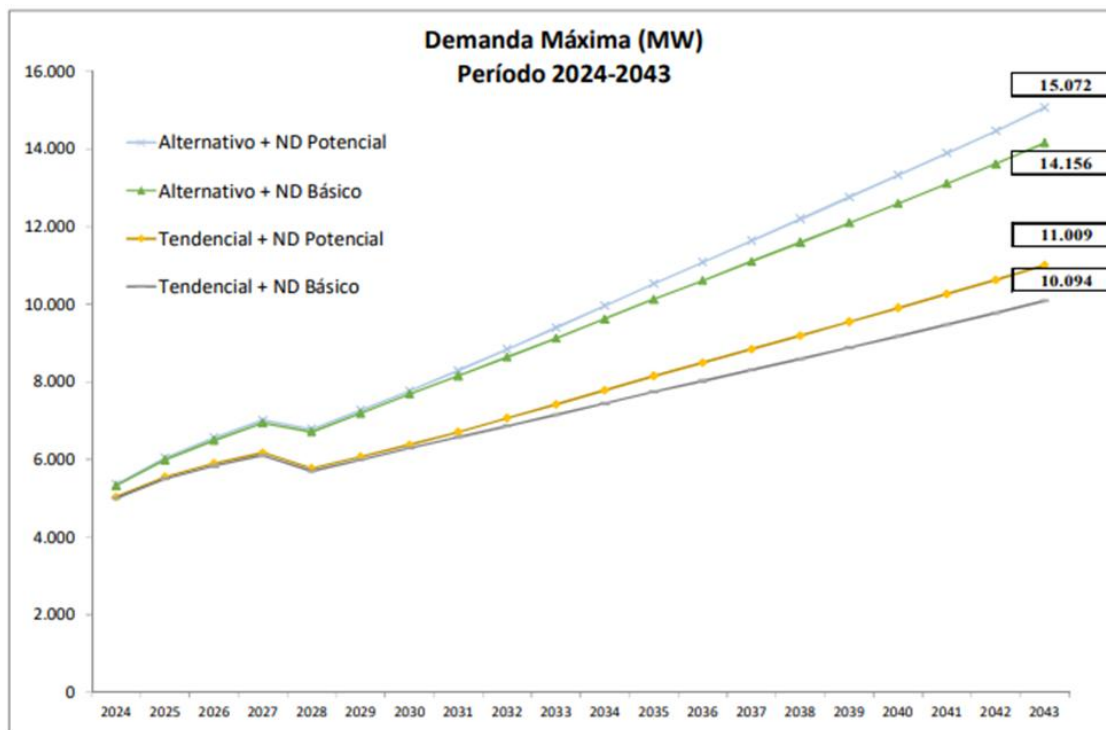
Demanda proyectada

El Plan Maestro de Generación 2024 – 2043, publicado en julio 2025 por la Administración Nacional de Electricidad describe las proyecciones de la Demanda Eléctrica ya que son fundamentales para planificar la expansión del sistema eléctrico, garantizar la seguridad del suministro, y diseñar políticas energéticas adecuadas.

En la Figura 10.4 se puede observar diferentes proyecciones de la demanda de energía eléctrica según diferentes comportamientos socioeconómicos del país que podría presentarse en el horizonte temporal según recomendación del Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado. En este análisis de expansión de obras, se utilizó el escenario de crecimiento Tendencial más Nuevas Demanda (ND) potencial.

Las proyecciones de la Figura VI.4 reflejan momentos del año de más requerimiento de la demanda (potencia punta), no así los valores intermedios ni más bajos. En condiciones actuales del país, con fuentes hidroeléctricas en su totalidad, la demanda punta define la condición más severa para el análisis de obras, sin embargo, las futuras obras de generación no necesariamente serían de la misma tecnología.

Figura 10.4 – Proyecciones de la demanda eléctrica 2024-2043

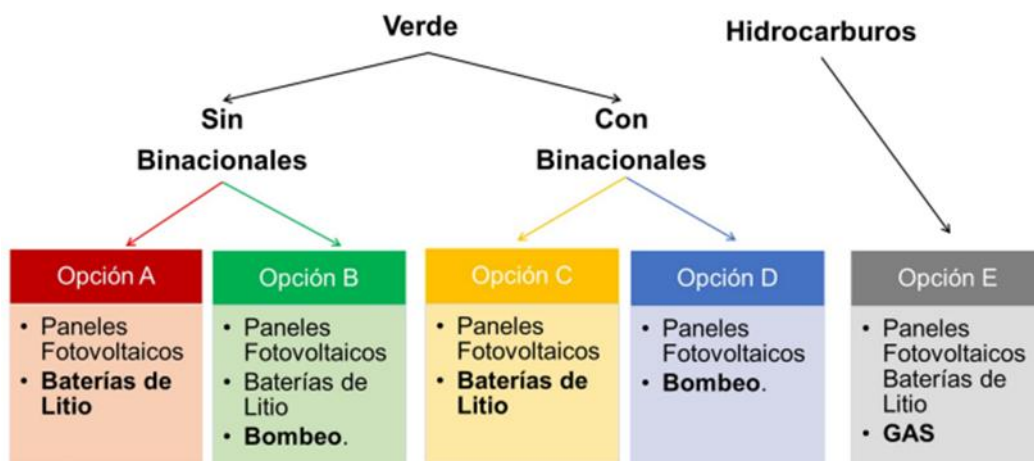


Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

El Plan Maestro de Generación 2024 – 2043, publicado en julio 2025 por la Administración Nacional de Electricidad contempla diferentes obras de generación basados en criterios técnicos y económicos que optimizan la inversión y el funcionamiento de una planta generadora de energía. Este proceso de selección considera varios factores para determinar qué tipo de central o tecnología es la más adecuada según las necesidades energéticas, la confiabilidad del sistema, la viabilidad financiera-económica y los aspectos ambientales y legales.

La Figura 10.5 describe las alternativas analizadas en el Plan Maestro de Generación. **Cabe resaltar que todas las alternativas analizadas contemplan la integración de tecnología solar fotovoltaica a la matriz de generación paraguaya.**

Figura 10.5. – Alternativas de Plan de Maestro de Generación

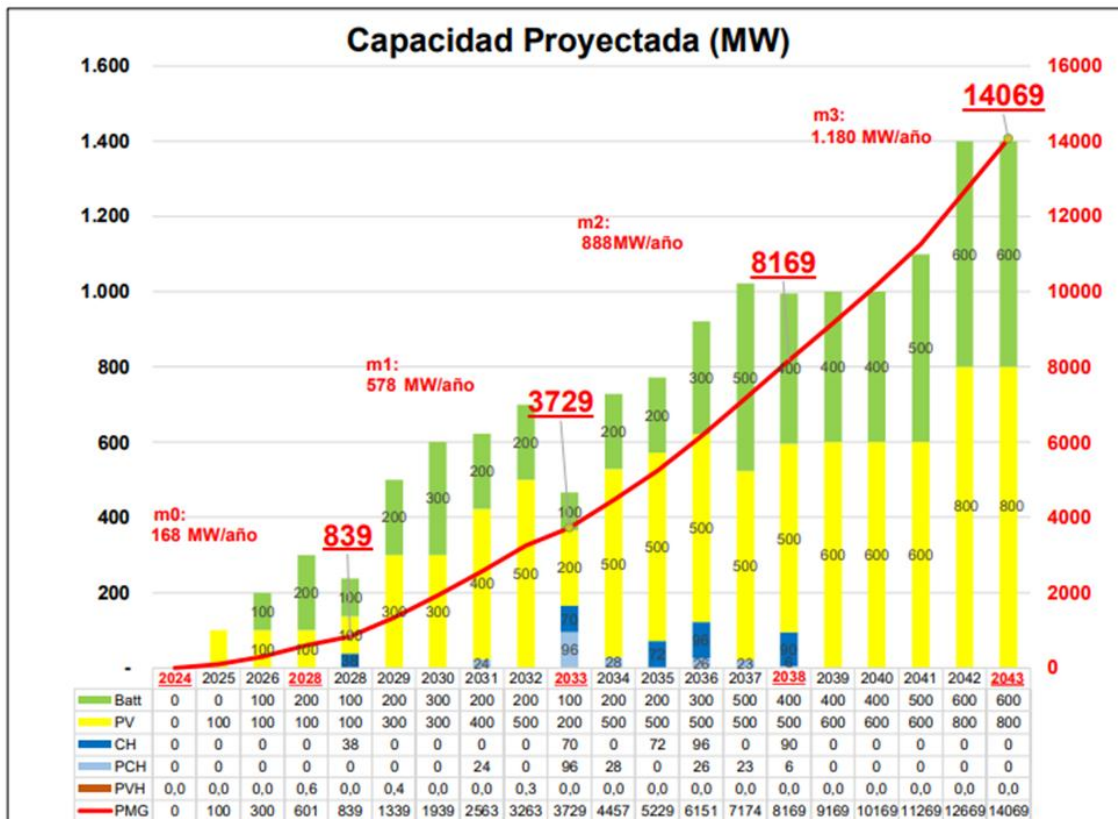


Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

Todas las alternativas de planificación consideradas en este análisis comparten una base común compuesta por paneles fotovoltaicos híbridos (PVH), pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y centrales hidroeléctricas convencionales (CH). Estas tecnologías representan el componente base de generación incorporado en todos los escenarios evaluados. A partir de esta base común, cada alternativa se diferencia por la inclusión de tecnologías específicas, tales como sistemas de almacenamiento con baterías de ion-litio, centrales de bombeo o centrales térmicas a gas, las cuales se analizan en los siguientes gráficos.

La Figura 10.6 muestra la evolución anual de la capacidad de potencia incorporada al sistema, así como la correspondiente curva de potencia acumulada. Se destacan las tecnologías diferenciadas, que incluyen plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento con baterías de ion-litio. Este escenario responde al Plan de Obras que excluye proyectos de centrales hidroeléctricas binacionales y aborda el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento mediante baterías de ion-litio. Además, se observa que para el 2033, con el Plan Maestro de Generación se pretende incorporar una capacidad de 3.729 MW al SIN y para el final de este análisis, el año 2043, el Plan Maestro de Generación incorporaría en total una capacidad de 14.069 MW.

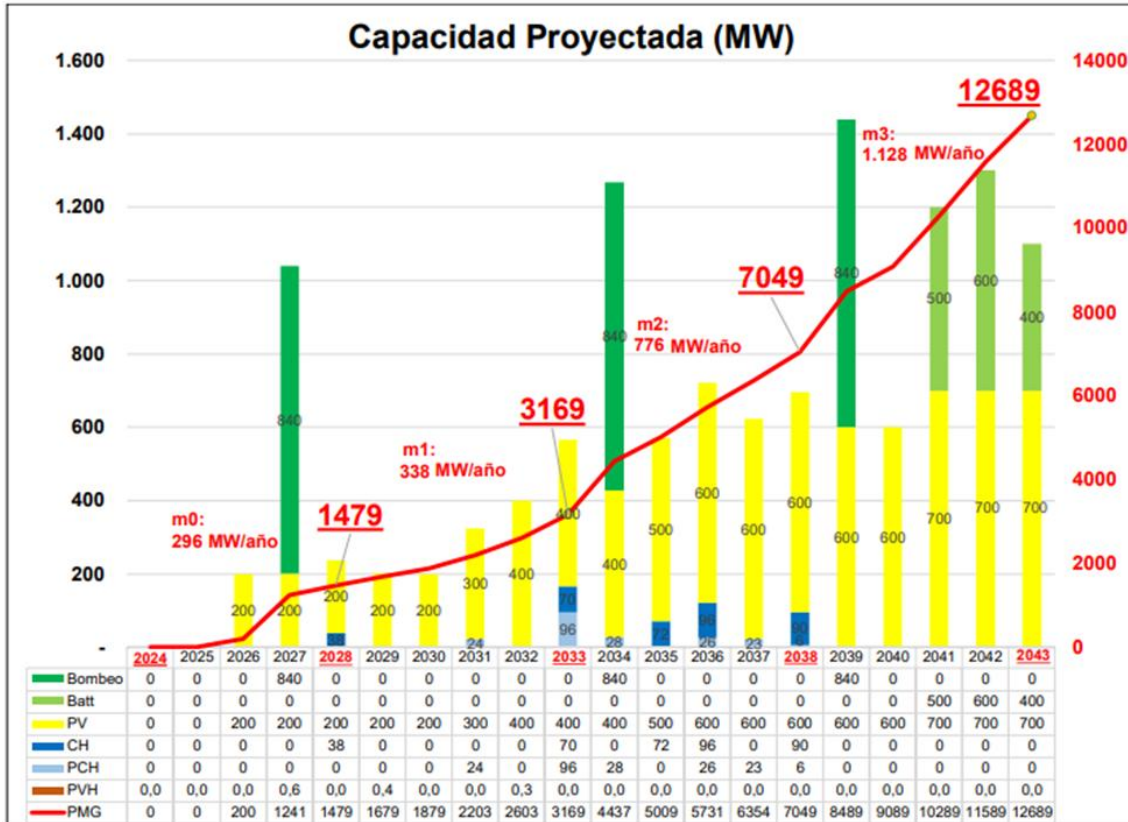
Figura 10.6 – Plan A. Evolución de la Capacidad de Generación 2024-2043



Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

La Figura 10.7 muestra la evolución anual de la capacidad de potencia incorporada al sistema, así como la correspondiente curva de potencia acumulada. Se destacan las tecnologías diferenciadas, que incluyen plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento predominantemente con centrales de bombeo, atenuando la incorporación de baterías de ion-litio. Este escenario responde al Plan de Obras que excluye proyectos de centrales hidroeléctricas binacionales y aborda el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento mediante centrales de bombeo. Además, se observa que para el 2033, con el Plan Maestro de Generación se pretende incorporar una capacidad de 3.169 MW al SIN y para el final de este análisis, el año 2043, el Plan Maestro de Generación incorporaría en total una capacidad de 12.689 MW.

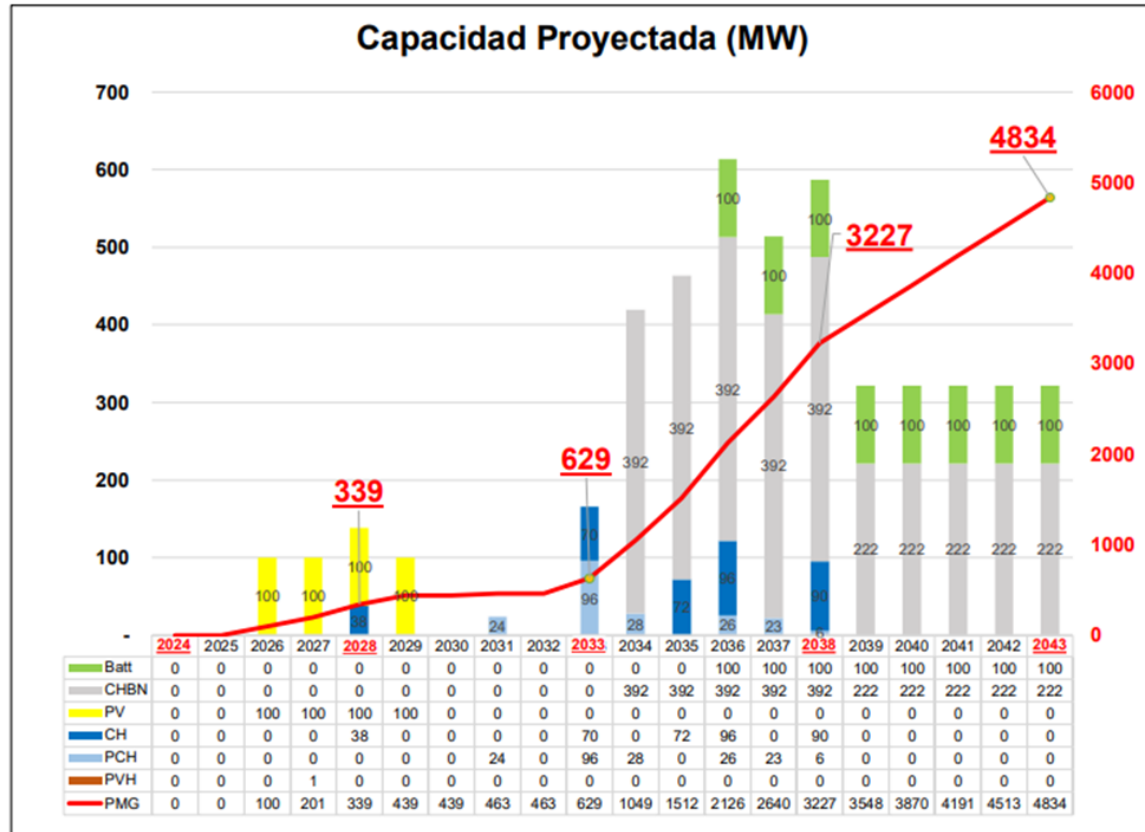
Figura 10.7 – Plan B. Evolución de la Capacidad de Generación 2024-2043.



Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

La Figura 10.8 muestra la evolución anual de la capacidad de potencia incorporada al sistema, así como la correspondiente curva de potencia acumulada. Se destacan las tecnologías diferenciadas, que incluyen plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento con baterías de ion-litio. Este escenario responde al Plan de Obras que incluye proyectos de centrales hidroeléctricas binacionales y aborda el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento mediante baterías de ion-litio. Además, se observa que para el 2033, con el Plan Maestro de Generación se pretende incorporar una capacidad de 629 MW al SIN y para el final de este análisis, el año 2043, el Plan Maestro de Generación incorporará en total una capacidad de 4.834 MW.

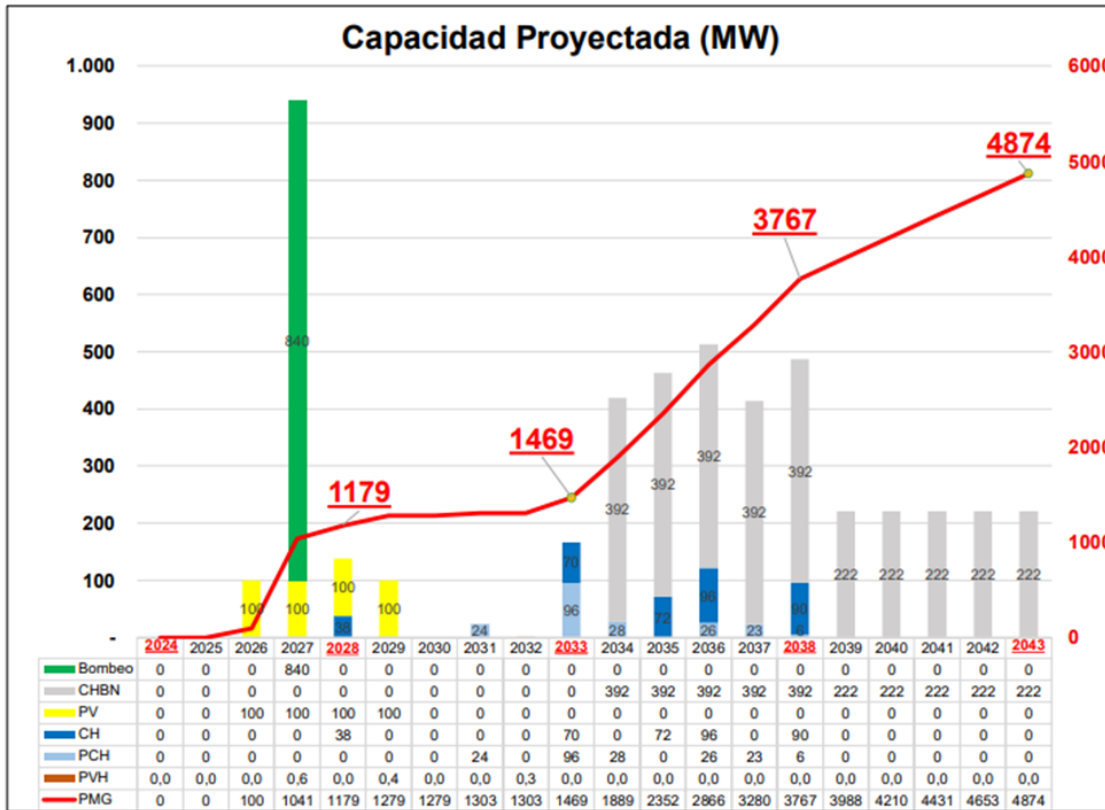
Figura 10.8 – Plan C. Evolución de la Capacidad de Generación 2024-2043.



Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

La Figura 10.9 muestra la evolución anual de la capacidad de potencia incorporada al sistema, así como la correspondiente curva de potencia acumulada. Se destacan las tecnologías diferenciadas, que incluyen plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento con centrales de bombeo. Este escenario responde al Plan de Obras que incluye proyectos de centrales hidroeléctricas binacionales y aborda el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento mediante centrales de bombeo. Además, se observa que para el 2033, con el Plan Maestro de Generación se pretende incorporar una capacidad de 1.468 MW al SIN y para el final de este análisis, el año 2043, el Plan Maestro de Generación incorporaría en total una capacidad de 4.873 MW.

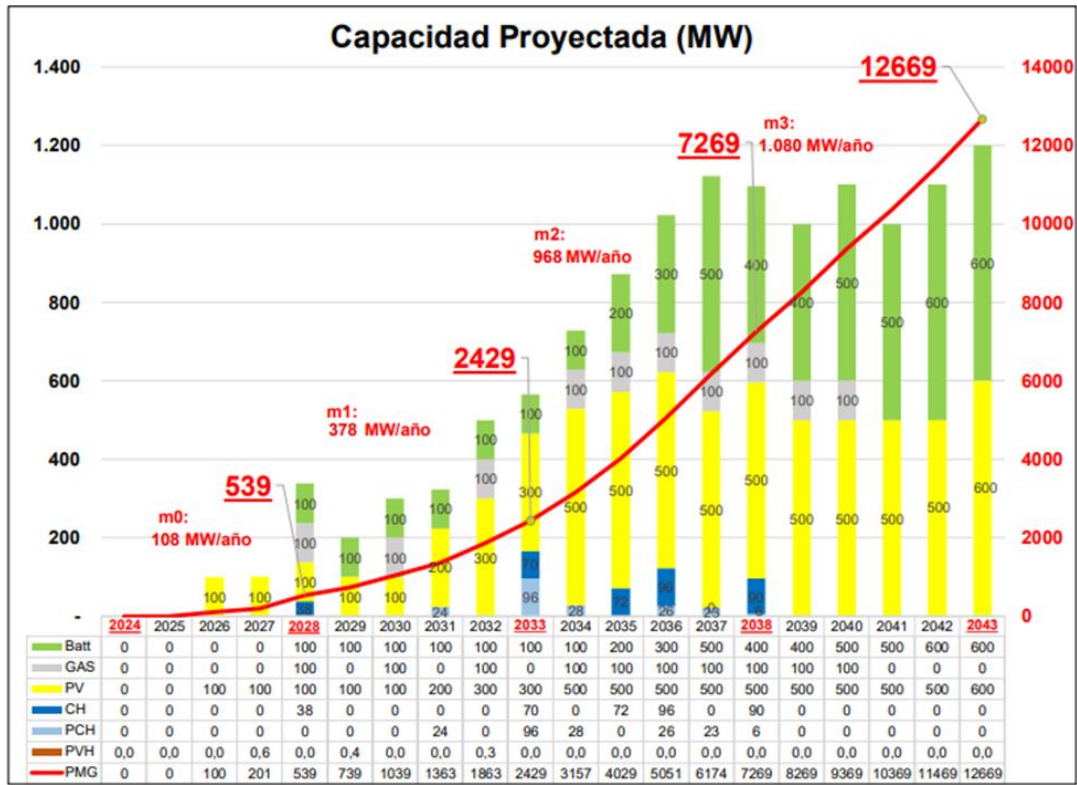
Figura 10.9 – Plan D. Evolución de la Capacidad de Generación 2024-2043.



Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

La Figura 10.10 muestra la evolución anual de la capacidad de potencia incorporada al sistema, así como la correspondiente curva de potencia acumulada. Se destacan las tecnologías diferenciadas, que incluyen plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento con baterías de ion-litio. Este escenario responde al Plan de Obras que excluye proyectos de centrales hidroeléctricas binacionales, aborda el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento mediante baterías de ion-litio e incluye centrales térmicas a gas. Además, se observa que para el 2033, con el Plan Maestro de Generación se pretende incorporar una capacidad de 2.429 MW al SIN y para el final de este análisis, el año 2043, el Plan Maestro de Generación incorporaría en total una capacidad de 12.669 MW.

Figura 10.10 – Plan E. Evolución de la Capacidad de Generación 2024-2043.



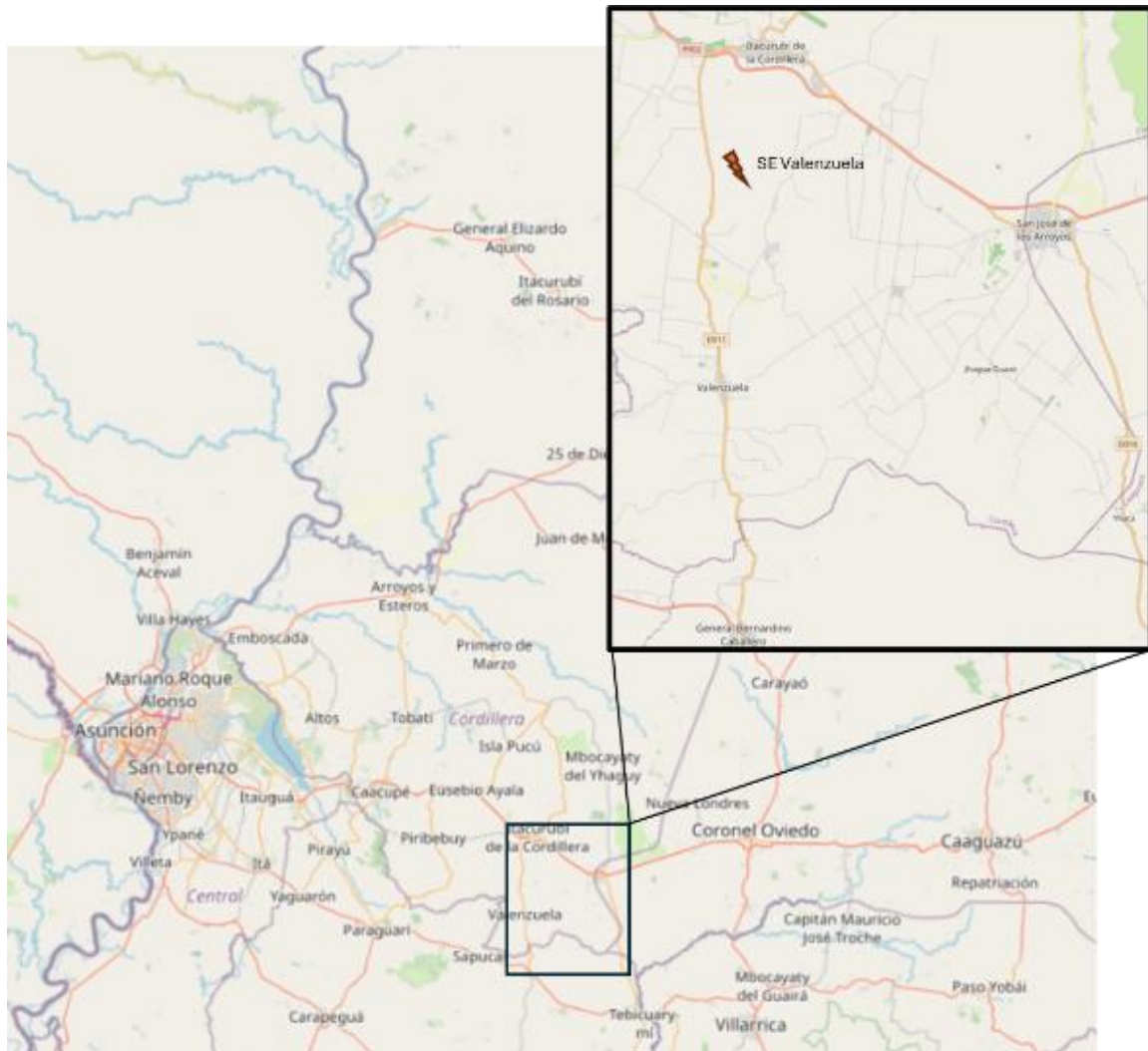
Fuente: Plan Maestro de Generación 2024 - 2043

11. Análisis Técnico y Planificación del Proyecto

11.1. Análisis Técnico

El proyecto Valenzuela solar consiste en una planta de generación solar fotovoltaica a ubicarse en los alrededores de la subestación Valenzuela, la cual se ubica a 75 km de la ciudad capital de Asunción. La Figura 11.1 ilustra el área que se está evaluando para el proyecto.

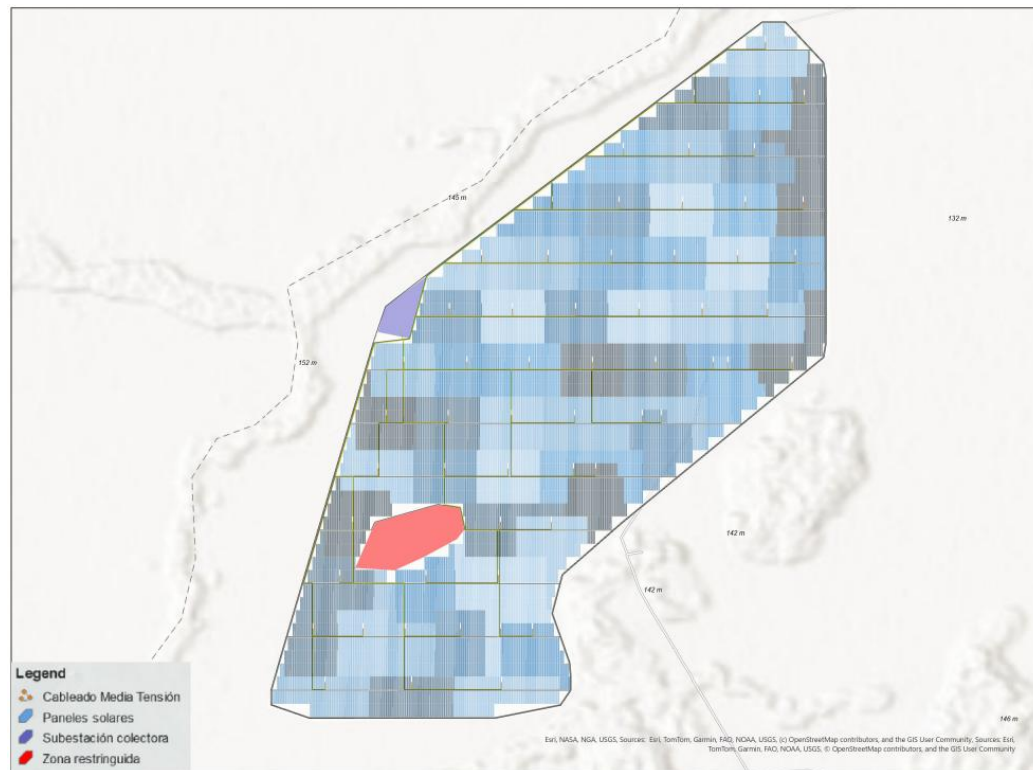
Figura 11.1. Localización de la planta fotovoltaica en la región de Valenzuela, en Paraguay



Fuente: Elaboración Propia

La potencia nominal de la planta fotovoltaica es de 400 MWac y se interconectará a la Subestación Valenzuela en 220 kV para inyectar la energía generada al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo. La Figura 11.2 muestra el arreglo de la planta solar mientras que la Tabla 11.1 proporciona características generales sobre el diseño del proyecto.

Figura 11.2. Layout general del proyecto



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11.1. Características generales del diseño	
Capacidad del proyecto	
Potencia nominal (AC)	400 MWac
Potencia pico (DC)	520 MWdc
Ratio DC/AC	1.30
Equipos principales	
Seguidor a un eje	13,025 uds.
Módulos fotovoltaicos (690.0 Wp)	755,540 uds.

Inversores (3600.0 kVA)	114 uds.
-------------------------	----------

Como parte del diseño de la planta fotovoltaica se realizó un análisis del recurso solar a fin de estimar la energía solar que la planta de generación recibiría durante un año típico. El recurso solar se da generalmente como una serie de valores por hora para la irradiancia y la temperatura, por un período de un año; esta serie se llama Año Meteorológico Típico (TMY, por sus siglas en inglés).

La base de datos utilizada fue el *National Renewable Energy Laboratory*, NREL. A partir de los datos horarios obtenidos en el TMY, se llegó a los siguientes valores:

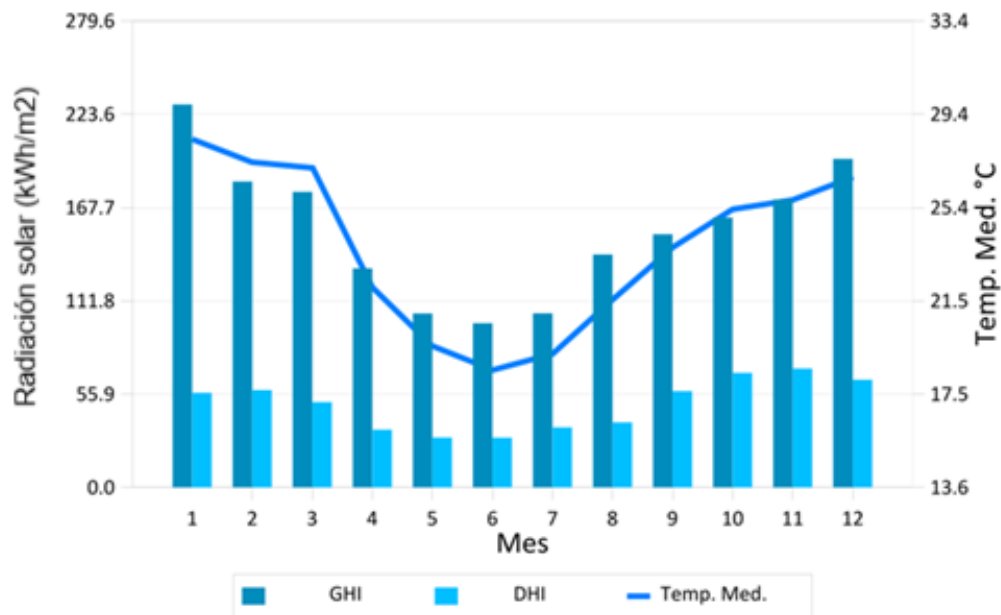
- Temperatura mínima: 5.4 °C.
- Máxima temperatura: 41.7 °C.
- Temperatura media: 23.96 °C.
- Radiación horizontal global anual: 1851.8 kWh/m²
- Radiación horizontal difusa anual: 598.7 kWh/m²

El detalle mensual de los resultados del análisis del recurso solar se muestra en la Tabla 11.2. Un gráfico que representa estos resultados se muestra en la Figura 11.3.

Tabla 11.2. Recurso solar en el área del proyecto			
Mes	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura
1	229.6	56.8	28.35 °C
2	183.4	58.4	27.36 °C
3	177.2	51.2	27.12 °C
4	131.4	34.7	22.08 °C
5	104.3	30.0	19.61 °C
6	98.5	29.9	18.59 °C
7	104.4	36.1	19.26 °C
8	139.7	39.1	21.55 °C
9	151.8	57.9	23.77 °C
10	161.9	68.7	25.37 °C

11	172.6	71.4	25.77 °C
12	197.0	64.6	26.74 °C
Valor anual	1851.8	598.7	23.8 °C

Figura 11.3. Gráfico del recurso solar, perfil mensual

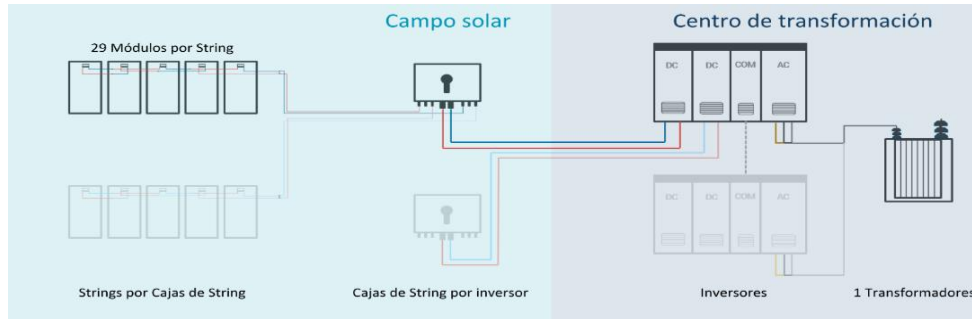


Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

Los equipos principales para convertir la energía solar en electricidad son:

- Módulos fotovoltaicos, que convierten la radiación solar en corriente continua.
- Seguidor de un eje, que sirve de soporte y orienta los módulos fotovoltaicos para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la superficie de los módulos durante el día.
- Los cuadros de agrupación de strings, que agrupan la salida de los strings de módulos fotovoltaicos antes de llegar al inversor.
- Inversores centrales, que convierten la corriente continua del parque solar a corriente alterna.
- Transformadores de potencia, que elevan el nivel de tensión de baja a media tensión.

Figura 11.4. Configuración eléctrica de la planta fotovoltaica



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

Para este estudio de prefactibilidad se seleccionaron los siguientes equipos principales, los cuales podrán ser modificados durante las siguientes etapas de estudio del proyecto:

a) Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado es el modelo Bifacial TSM-690NEG21C.20, fabricado por Trina Solar. Tiene una potencia máxima de 690.0 W, y la tecnología de las células es Si-mono. Las características del módulo fotovoltaico se detallan en la Tabla 11.3.

Tabla 11.3. Características del módulo fotovoltaico	
Características principales	
Modelo	TSM-690NEG21C.20
Fabricante	Trina Solar
Tecnología	Si-mono
Tipo de módulo	Bifacial
Máxima tensión	1500 V
Condiciones de prueba estándar (STC)	
Potencia máxima	690.0 W
Eficiencia	22.21 %
Tensión MPP	40.1 V
Corriente MPP	17.23 A

Tensión a circuito abierto	47.9 V
Corriente de cortocircuito	18.25 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0.290 %/°C
Coeficiente de tensión	-0.238 %/°C
Coeficiente de corriente	0.040 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2384.0 mm
Ancho	1303.0 mm
Grosor	33.0 mm
Peso	38.3 kg

Figura 11.5. Ejemplo de módulo Bifacial Si-mono



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

b) Seguidor de un eje N-S

Los módulos solares fotovoltaicos se montarán en seguidores solares de un eje orientados Norte-Sur, integrados en estructuras metálicas que combinan piezas de acero galvanizado y aluminio, formando una estructura fijada al suelo. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día y están diseñados para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el

plano del panel fotovoltaico. Las principales características del sistema de seguimiento se resumen en la Tabla 11.4

Tabla 11.4. Características del seguidor de un eje	
Modelo	Vanguard™-1P
Fabricante	TrinaTracker
Tecnología	Single-row
Configuración	1V (Vertical)
Ángulos límite de seguimiento	+60 /-60 °
Altura del punto más bajo	0.5 m
Diseñado para módulos	BIFACIAL
Distancia adicional para el motor	400.0 mm
Distancia adicional para la viga de torsión	0.0 mm
Distancia entre módulos en la dirección axial	17.0 mm
Distancia entre módulos en la dirección pitch	0.0 mm

El número de seguidores a un eje a instalarse en el proyecto solar Valenzuela se resume en la Tabla 11.5.

Tabla 11.5. Proyecto Valenzuela – Descripción de seguidores			
Strings por estructura	Módulos por estructura	Longitud	Cantidad
2	58	76.94 m	13,025

c) Cajas de string

Las cajas de agrupación de strings recogen la energía generada por el parque solar, conectan las strings en paralelo al inversor y proporcionan protección eléctrica al campo fotovoltaico. Para hacer coincidir el número de entradas de los inversores, varias strings en paralelo se concentrarán para funcionar como un único circuito. Los cuadros de conexiones deben instalarse con un fusible por string para proteger cada conjunto. Se instalarán descargadores de DC de sobretensión y un interruptor de DC se ubicará en la línea

de salida. Además, se puede instalar un sistema de comunicación para controlar la corriente y el voltaje de la string.

Las cajas de string se instalarán en un lugar sombreado y serán fácilmente accesibles para facilitar los trabajos de mantenimiento. Se colocarán detrás de los módulos fotovoltaicos y, si es posible, utilizando los polos de estructura existentes, para que permanezcan a la sombra y para evitar daños causados por el agua de lluvia u otros fenómenos meteorológicos.

Figura 11.6. Ejemplo de caja de agrupación de strings



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

Las principales características de las cajas de string a instalarse en el proyecto solar Concepción se resume en la Tabla 11.6.

Tabla 11.6. Proyecto Valenzuela – Descripción de cajas string					
Cajas de String	Cantidad	Entradas	Potencia	Intensidad del fusible	Intensidad del interruptor
1	2137	12 strings	240.1 kW	30 A	315 A
2	29	6 strings	120.1 kW	30 A	315 A
3	29	8 strings	160.1 kW	30 A	315 A

d) Inversor central

El inversor convierte la corriente continua (DC) producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC). La conversión de la energía eléctrica realizada por los inversores es indispensable para que el proyecto solar Concepción pueda inyectar la energía generada al Sistema Interconectado Nacional.

De manera general, un inversor está compuesto por los siguientes elementos:

- Una o varias etapas de conversión de energía de DC a AC, cada una equipada con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El MPPT variará la tensión en corriente continua del parque solar para maximizar la producción en función de las condiciones de operación.
- Componentes de protección contra altas temperaturas de trabajo, subida o bajada de tensión, sobre o subfrecuencias, corriente de funcionamiento mínima, falla de red del transformador, protección anti-isla, comportamiento contra brechas de tensión, etc. Además de las protecciones para la seguridad del personal de plantilla.
- Un sistema de monitorización, que tiene la función de transmitir datos relacionados con la operación del inversor al propietario (corriente, tensión, alimentación, etc.) y datos externos de la monitorización de las cadenas en el campo DC (si hay un sistema de monitoreo de strings).

Las principales características de los inversores seleccionados para el proyecto solar Concepción se resumen en las Tabla 11.7 y Tabla 11.8.

Tabla 11.7. Características del inversor	
Características principales	
Modelo	SG3600UD
Tipo	CENTRAL
Fabricante	Sungrow
Máxima eficiencia de conversión de DC a AC	98.56 %
Entrada (DC)	
Rango búsqueda MPPT	915- 1300 V
Tensión máxima de entrada	1500 V
Salida (AC)	
Potencia nominal	3600.0 kVA

Potencia máxima (ficha técnica)	3600.0 kVA
Potencia nominal (ficha técnica)	3600.0 kVA
Tensión de salida	630 V
Frecuencia de salida	50 Hz

Tabla 11.8. Proyecto Valenzuela – Descripción de inversores			
Inversor	Cantidad	Entradas DC	Potencia DC
SG3600UD	29	1 Caja String de 6 circuitos 1 Caja String de 8 circuitos 18 Cajas String de 12 circuitos	4602 kW
SG3600UD	85	19 Cajas String de 12 circuitos	4562 kW

e) Centro de transformación

El transformador de potencia eleva la tensión de salida en corriente alterna del inversor para lograr una distribución de mayor eficiencia en la red interna de media tensión de la planta fotovoltaica. Los inversores y los transformadores se alojarán en centros de transformación.

El centro de transformación incorpora interruptores de media tensión que incluyen una unidad de protección de transformador, una unidad de alimentación directa de entrada, una unidad de alimentación directa de salida y las placas eléctricas.

Figura 11.7. Ejemplo de un centro de transformación



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

Las principales características de los centros de transformación a instalarse en el proyecto solar Concepción se resume en la Tabla 11.9.

Tabla 11.9. Proyecto Valenzuela – Descripción de los transformadores			
Centros de transformación	Núm. Inversores	Configuración de los transformadores	Relación de transformación
57	2(7.2 MVA)	1 transformador de dos devanados de 7.2 MVA	0.63/23.0 kV

El conjunto de generadores fotovoltaicos consta de módulos fotovoltaicos conectados en serie y asociaciones en paralelo. Esta configuración está definida por las características técnicas del módulo y el inversor, los requisitos del sistema de potencia y las condiciones meteorológicas de la ubicación específica en Paraguay.

La metodología utilizada para definir la configuración eléctrica consiste en dimensionar los strings de módulos, el cableado y los inversores para encontrar una configuración eléctrica que satisfaga el objetivo de relación DC/AC. Algunos de los criterios de diseño considerados fueron:

- Alcanzar la tensión máxima en DC posible, respetando la tensión máxima nominal de los módulos fotovoltaicos, 1500 V. Esto se hace para minimizar las pérdidas de transmisión de energía en corriente directa.
- Sobredimensionamiento del generador fotovoltaico (lado de DC) con respecto a la potencia nominal del sistema de corriente alterna, para maximizar el rendimiento energético.

El sistema de corriente alterna se dimensionó para cumplir con un requerimiento de factor de potencia en el punto de inyección a la red, cuyo valor es 1.0. Para cumplir con este requerimiento, se determinó que el factor de potencia en terminales de los inversores será 0.983.

La red de media tensión, que conecta los centros de transformación a la subestación colectora, opera a 23.0 kV, y está compuesta por 15 circuitos alimentadores.

f) Diseño del cableado eléctrico

El objetivo al calcular las características del cableado eléctrico es optimizar las longitudes y secciones del cable; las secciones son seleccionadas de acuerdo con las normas IEC 60502-2 e IEC 60364-5-52.

Para calcular la sección del cable, se consideraron la caída de tensión, la capacidad de carga de corriente y la corriente de cortocircuito. La caída de tensión máxima permitida fue 0.5% para el lado de DC y 0.5% para los cables de AC de la red de media de tensión.

Un cable de tierra de 35 mm² será instalado para las zanjas de baja tensión y media tensión, mientras que uno de 50 mm² será instalado en el caso de los centros de transformación.

Un resumen de las secciones de cable seleccionadas y su método de instalación se muestra en la Tabla 11.10.

Tabla 11.10. Proyecto Valenzuela– Descripción del cableado eléctrico			
Sección	Material conductor	Material aislante	Tipo de instalación
De circuitos a Caja de string			
10 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
4 mm ²	Cu	XLPE	Sujeto a estructuras
De Caja de String a Inversor			
630 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
500 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
Red colectora de media tensión (Salida de centros de transformación)			
400 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas
630 mm ²	Al	XLPE	Enterrada en zanjas

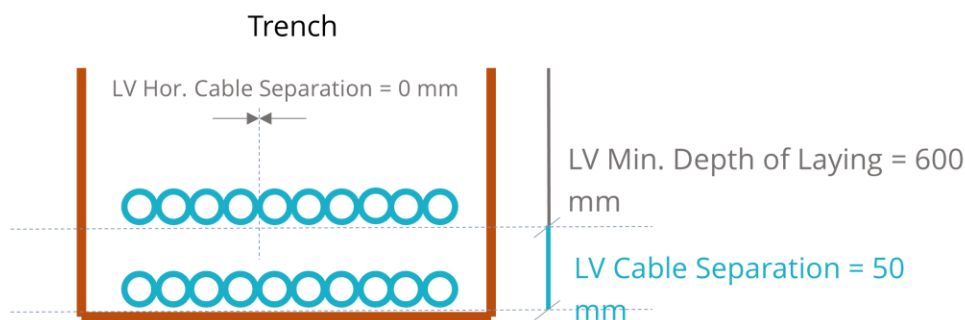
g) Obras civiles

Para el diseño de la planta fotovoltaica bajo estudio, se han considerado caminos de 6.0 m de ancho. Estos caminos suponen una distancia total de 30.68 km. Se consideran zanjas a un costado de los caminos para el drenaje y para canalizar el agua.

Un perímetro total de 11.84 km de vallado rodea las diferentes áreas de la planta fotovoltaica. El vallado tiene 2.0 m de altura y 3.0 m entre postes. Cada 50.0 m de vallado, un poste de luz de 4.0 m de altura y un sistema de protección de microondas serán instalados. Cada 100.0 m de vallado, un poste para videocámaras de 6.0 m de altura será instalado.

Los cables de baja tensión entre las cajas de string y los centros de transformación serán enterrados directamente en zanjas. Las zanjas pueden incluir varias filas de cables. Las zanjas de baja y media tensión están separadas. La profundidad mínima de los cables de baja tensión es 600.0 mm. Estos cables están pegados horizontalmente, pero tienen una separación de 50.0 mm en vertical.

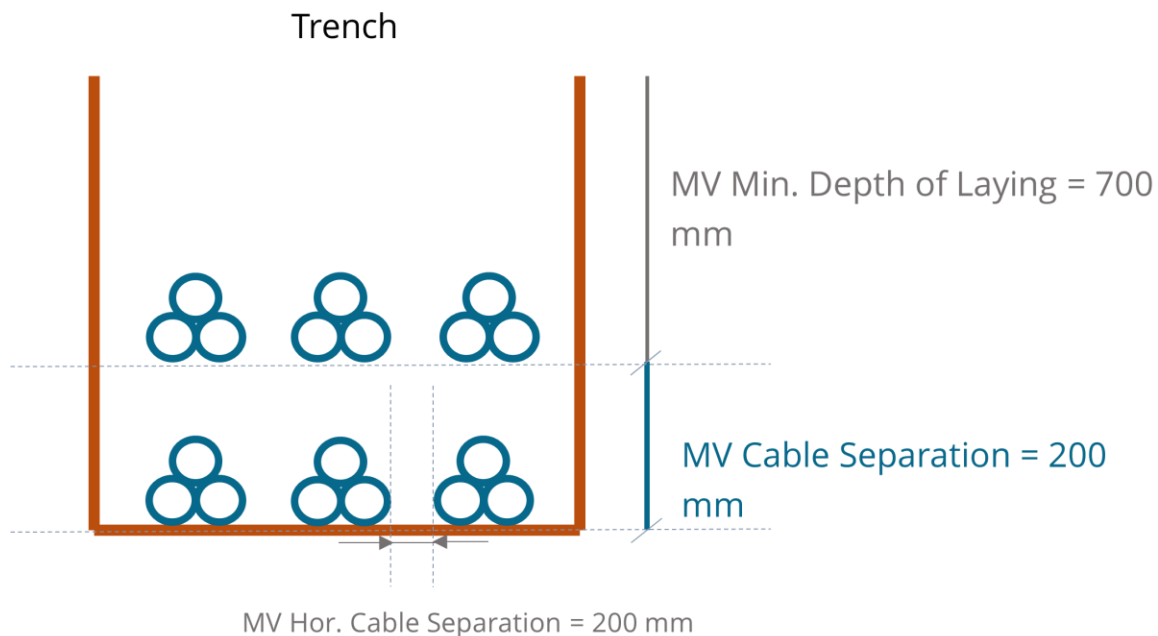
Figura 11.8. Sección transversal simplificada de una zanja BT



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

La profundidad mínima de los cables de media tensión es 700.0 mm. Estos cables están separados por 200.0 mm en la dirección horizontal y 200.0 mm en la dirección vertical.

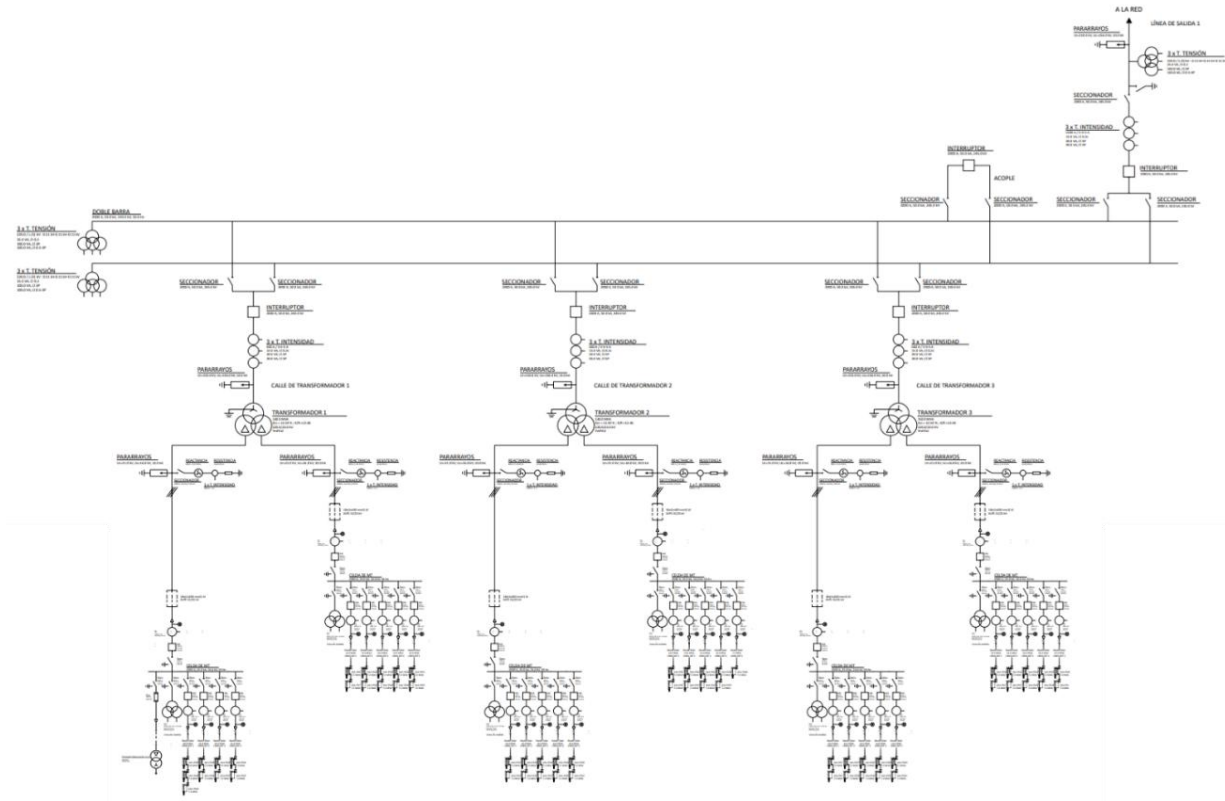
Figura 11.9. Sección transversal simplificada de una zanja MT



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

A continuación, se muestra el Diagrama Unifilar de la planta solar que describe como la subestación colectora del proyecto consistirá en tres transformadores de potencia conectados en paralelo, lo que brindará seguridad al proyecto. En lugar de proponer una sola unidad de transformación para los 400 MWac que se habrán de generar en la planta solar, el proponer 3 transformadores de potencia permite que en caso de que una unidad falle, el proyecto de generación pueda seguir inyectando energía a la red por medio de los otros 2 transformadores.

Figura 11.10 Diagrama Unifilar de Proyecto Solar Valenzuela



Fuente: Reporte técnico, Software de diseño Rated Power

La Tabla 11.11 detalla las características generales de los transformadores de potencia que integran la subestación colectora del proyecto de generación.

Tabla 11.11. Proyecto Valenzuela – Descripción de transformadores de potencia			
Transformador	Capacidad	Relación de transformación	Xcc
n.1	140 MVA	220 kV/23 kV/ 23 kV	12.5%
n.2	140 MVA	220 kV/23 kV/ 23 kV	12.5%
n.3	150 MVA	220 kV/23 kV/ 23 kV	12.5%

11.2. Planificación del Proyecto

El objetivo del proyecto es financiar, construir, operar y mantener una de las primeras plantas de generación solar a escala de servicios públicos en Paraguay.

Para alcanzar este objetivo, JVLN se apoyará en su equipo interno de expertos en desarrollo energético, con vasta experiencia acumulada, abarcando todas las fases de desarrollo y gestión de proyectos energéticos a nivel mundial.

Asimismo, JVLN ha contratado en forma exclusiva los servicios de un líder global en desarrollo solar independiente, con capacidad de operaciones remotas y mantenimiento en sitio, para apoyar el proyecto. Finalmente, JVLN ha asegurado la experiencia de una empresa constructora paraguaya de élite, con experiencia directa en la construcción de infraestructura eléctrica y activos de transmisión para ANDE. En conjunto, JVLN y sus socios constituyen el “Equipo del Proyecto” de Valenzuela.

A continuación, se presenta una estructura de desglose de trabajo con la descripción de tareas y cronogramas:

Alcance técnico del proyecto

Equipos e instalaciones

- Preparación del sitio, construcción de caminos internos y sistemas de seguridad.
- Preparación del sitio e instalación de la transmisión de generación hacia la subestación.
- 400 MW de energía solar en montaje terrestre, distribuidos en tres áreas dentro del complejo.
- Sistemas de control y comunicaciones remotas.
- Instalaciones de interconexión.

Principales Tareas

- Planificación detallada y diseño de ingeniería.
- Obtención de permisos.
- Financiamiento del proyecto.
- Adquisición de equipos.
- Preparación del sitio.
- Instalación y construcción.
- Puesta en marcha y operación.
- Participación comunitaria.
- Análisis técnico-económico de ciclo de vida.

Ejecución del proyecto

Los eventos de hitos y los puntos de decisión se presentan en la Estructura de Desglose de Trabajo (EDT), seguidos por las descripciones de tareas y el cronograma de tareas de alto nivel. El cronograma y las actividades se basan en la amplia experiencia de los miembros del equipo del proyecto en el desarrollo, financiamiento, construcción y operación de proyectos solares a gran escala.

Los hitos principales que deben completarse en cada fase del proyecto se presentan en la Tabla VII.12; se desarrollarán hitos intermedios adicionales con la ANDE según sea necesario. Además, se solicitará una

revisión en cualquier momento en que un elemento crítico de la ruta ponga en riesgo significativo la finalización del proyecto y/o el período de ejecución.

Tabla 11.12. Hitos Principales del Proyecto	
HITO	FECHA ESTIMADA
FASE 1	
Ejecución de los Acuerdos de Tierras	Q1 2026
Contrato de Ingeniería, Procura y Construcción (EPC)	Q2 2026
Obtención de Permisos y Autorizaciones Necesarias	Q4 2026
Ingeniería Eléctrica y Civil al 30%	Q4 2026
Aprobación de los Planes de Seguridad, Protección y Gestión de Riesgos	Q4 2026
Ejecución de los Acuerdos de Interconexión	Q1 2027
Firma del Contrato de Compra de Energía (PPA)	Q1 2027
FASE 2	
Aprobación y Emisión de los Paquetes de Licitación para Proveedores y Fabricantes	Q1 2027
Realización de depósitos para los equipos de largo plazo de fabricación	Q1 2027
Ingeniería Eléctrica y Civil al 60%	Q1 2027
Desarrollo del Plan de Beneficios Comunitarios	Q1 2027
FASE 3	
Cierre del Financiamiento de Construcción	Q2 2027
Ingeniería Eléctrica y Civil al 100%	Q1 2027
Colocación de Órdenes para todos los Equipos y Servicios de Instalación	Q2 2027
Notificación para Iniciar la Preparación del Sitio	Q2 2027
Notificación para Iniciar la Instalación de Equipos e Infraestructura	Q2 2027
Alcanzar la Finalización Sustancial, incluyendo la Interconexión	Q1 2028
FASE 4	
Cierre Financiero del Financiamiento Permanente	Q1 2028
Inicio de Pruebas y Puesta en Servicio	Q1 2028
Puesta en Servicio y Operación Comercial	Q4 2028
Inicia Entrega de Energía Contratada	Q1 2029

Planificación del Proyecto

Categoría	Tareas e Hitos del proyecto	Fase 1:			Fase 2:				Fase 3:				Fase 4:				
		Prefactibilidad y Desarrollo			Factibilidad, Permisos y Financiamiento				EPC				Puesta en marcha y Operación				
		2025			2026				2027				2028				2029
		Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1
Asignación PPP	Asegurar sitio del proyecto																
	Completar diseño preliminar																
	Adjudicación PPP																
EPCO	Ingeniería de Detalle (30%-60%-100%)																
	Emitir paquetes de licitación y seleccionar proveedores																
	Ordenar equipos de largo plazo de entrega																
	Construcción (de principio a fin)																
Permisos y Seguridad	Preparar planes de seguridad del sitio																
	Obtener permisos y licencias																
Financiamiento	Asegurar financiamiento para la construcción																
	Cierre financiero																
Participación comunitaria	Finalizar CBP																
	Finalizar reporte de evaluación y gestión																
Entrega de energía	Inicio de operaciones																
	Inicio de entrega de energía																

12. Costos de Inversión

Los costos del proyecto se estimaron en base a costos de referencia publicados por la Agencia Internacional de Energía Renovable (International Renewable Energy Agency o IRENA) adaptados para el mercado de Paraguay en base a una investigación sobre los costos de equipos, materiales de construcción, servicios y mano de obra.

Para estimar los costos del proyecto se preparó un diseño preliminar del proyecto en donde se calcularon equipos y volúmenes unitarios de los diferentes insumos necesarios para la construcción del proyecto. Los costos del proyecto incluyen los permisos, costos de supervisión, así como adquisición o arrendamiento de los terrenos necesarios para la construcción y operación del proyecto.

12.1. CAPEX

A continuación, se presenta el desglose del costo total del proyecto:

Descripción	Costo Unitario (\$US/Wp)	Costo Total (\$US millones)
Parque Fotovoltaico	0.720	377.400.000
Subestación y línea de transmisión	0.054	27.940.000
Contingencia	0.078	40.534.000
Total CAPEX	0.857	445.874.000

13. Análisis de Viabilidad Financiera y de Valor por Dinero

13.1. Análisis económico – financiero

Objetivo y alcance

El presente capítulo tiene por objeto analizar la viabilidad económico-financiera del proyecto “Diseño, Construcción y Puesta en Operación del Proyecto Solar en Valenzuela”, evaluando su desarrollo bajo un esquema de Asociación Público-Privada (APP) mediante la creación de una Sociedad de Objeto Específico (SOE).

El propósito central es determinar los resultados económico-financieros del proyecto bajo una iniciativa privada, estructurando un modelo sostenible, bancable y atractivo para los inversionistas. El enfoque busca movilizar capital privado dentro del marco regulatorio vigente, optimizando la asignación de riesgos y promoviendo la creación de valor compartido entre el Estado y el concesionario.

Asimismo, la implementación mediante una iniciativa privada pretende no solo garantizar la viabilidad financiera del proyecto, sino también maximizar su impacto positivo en la mitigación del cambio climático y en el desarrollo sostenible del país.

Enfoque metodológico

Para la evaluación de la viabilidad económico-financiera en esta etapa de prefactibilidad, se elaboró un Modelo Económico-Financiero (ME-F) en formato Excel, diseñado para simular los flujos de caja de la futura SOE.

El modelo permite estimar la rentabilidad, sostenibilidad y bancabilidad del proyecto considerando los principales insumos técnicos y financieros:

- costos iniciales de inversión (CAPEX),
- costos de operación y mantenimiento (OPEX), y
- estructuras de financiamiento factibles, tanto con recursos propios como con deuda.

El modelo también evalúa la relación entre las fuentes de financiamiento en función de la transferencia de riesgos, e incluye herramientas de simulación y análisis de sensibilidad ante variaciones en variables críticas (precios de energía, costos de inversión, tasas de interés o condiciones de deuda).

Principios metodológicos aplicados:

Cumplimiento de las condiciones financieras de referencia:

- ratio mínimo de cobertura del servicio de la deuda ($DSCR \geq 1,30x$),
- nivel de apalancamiento prudente (70% deuda / 30% capital),
- y plazos de endeudamiento coherentes con la vida útil de los activos.
- Capacidad para realizar análisis de sensibilidad y escenarios alternativos.

Enfoque orientado a la toma de decisiones en la estructuración financiera y contractual.

Supuestos e Hipótesis consideradas para la elaboración del Modelo Económico Financiero

En este apartado se recogen los supuestos inputs e hipótesis considerados para el análisis de prefactibilidad financiera del proyecto.

Hipótesis temporales

El proyecto se plantea para un periodo de 31,5 años, el cual incluye un plazo de construcción total de 18 meses y 30 años de operación.

A continuación, se visualizan las fechas del proyecto:

Fechas	Unidad de medida	
Fecha de inicio de estudios	Fecha	1/1/2025
Fecha de inicio de Construcción	Fecha	1/7/2027
Duración de construcción	Meses	18
Finalización de construcción	Fecha	31/12/2028
Inicio de Operación	Fecha	1/1/2029
Duración de operación	Años	30
Finalización de Operación	Fecha	31/12/2058

Fuente: Pestaña Hipótesis del modelo económico financiero en formato Excel.

Plan de Inversión CAPEX.

Según los estudios técnicos presentados, se realizaron estimaciones de los costos de inversión necesarios para la correcta ejecución del proyecto. A continuación, se presenta la composición del CAPEX:

Capex en USD	En %	En USD
Ingeniería, estudios y permisos	0,6%	2.600.000
Módulos fotovoltaicos	15,7%	70.200.000
Inversores	5,2%	23.400.000
Estructuras y montaje	17,5%	78.000.000
Materiales eléctricos	5,8%	26.000.000
Mano de obra eléctrica	8,7%	39.000.000
Mano de obra mecánica	11,7%	52.000.000
Seguridad industrial y vigilancia	2,9%	13.000.000
Sistemas de monitoreo y control	2,3%	10.400.000

Inspección y puesta en servicio	1,7%	7.800.000
Condiciones generales de obra	8,2%	36.400.000
Otros costos	3,5%	15.600.000
Gastos de desarrollo	0,7%	3.000.000
Parque Solar	0,846	377.400.000
Subestacion del Proyecto y línea de transmisión		
Ingeniería y estudios	0,2%	1.000.000
Obras civiles y fundaciones	0,6%	2.500.000
Materiales, equipos e instalación de subestación	3,8%	17.000.000
Línea de transmisión de la planta	1,7%	7.440.000
Subestación de la Planta y Línea de Transmisión	0,063	27.940.000
Contingencia	9,1%	40.534.000
Total CAPEX	1,000	445.874.000

Fuente: Pestaña Capex del ME-F en formato Excel.

La inversión estimada para este proyecto asciende a USD 445,8 millones. En la tabla precedente se visualiza la composición de la misma.

Operación y Mantenimiento (O&M)

En este proyecto en particular los gastos operativos son bastante significativos en relación con los costos de inversión. Esto implica que hay un riesgo alto que debe soportar el concesionario durante la operación.

OPEX nominal	Unidad de medida	USD para 30 años
Pago por uso de terreno	\$/hectare/yr	21.077.853
Operación y mantenimiento programado	\$/KWdc/year	125.588.874
Mantenimiento mayor no programado	\$/KWdc/year	34.251.511
Corte de vegetación	\$/KWdc/year	34.251.511
Limpieza de módulos fotovoltaicos	\$/KWdc/year	34.251.511
Seguros	\$/KWdc/year	57.085.852
Gestión de activos	\$/KWdc/year	114.171.703
Consumo interno de la planta	Mwh/year	6.231.140
Reemplazo de inversores	\$/KWdc/year	51.377.267
Total		478.287.221

Fuente: Pestaña OPEX del ME-F en formato Excel.

El OPEX nominal asciende a un total de USD 478 millones a ser ejecutado durante 30 años de operación.

Estructura básica de financiamiento

La estructura básica de financiamiento del proyecto, diseñada en el contexto de un esquema PPP, combina capital aportado por los accionistas de la SOE y una proporción de deuda a largo plazo contratada por la SOE con un tercero financiador.

Para el diseño de esta prefactibilidad, se ha adoptado un financiamiento del 30% de capital y un 70% de deuda a largo plazo.

Financiación de Deuda.

Respecto a la financiación por deuda, se considera que la misma pueda ser financiada por el mercado financiero internacional.

- Las condiciones son las siguientes:

Financiamiento	Unidad de medida	Valor
Plazo	Años	18
Fecha máxima de último pago	Año	2046
Deuda	%	70%
Capital	%	30%
Tasa de interes	%	9%
Comisión inicial	%	1,5%
Comision de compromiso	%	0,9%

Cobertura de servicio de deuda x 1,30x

Fuente: Pestaña Hipótesis en el ME-F formato Excel.

Ingresos del Proyecto.

Supuestos técnicos.

El Proyecto de Generación de Energía Solar Fotovoltaica contempla una capacidad instalada total de 520 MWp (corriente continua) y una capacidad nominal de entrega a red de 400 MWac (corriente alterna). Esta relación DC/AC se encuentra dentro de los estándares internacionales para plantas fotovoltaicas a gran escala, optimizando la generación efectiva de energía en función de la radiación disponible.

Supuestos del Proyecto	Unidad de medida	Valor
Capacidad	MWp	520
Capacidad	MWac	400
Capacidad	kWdc	520000
Producción específica	kWh/kWp	1963
Disponibilidad de planta	%	99%
Disponibilidad de la red	%	100%

Producción anual (neta)	MWh/year	1.020.887
Degradación anual	%	0,50%
Area del proyecto	Hectárea	800
Costo hectárea	USD	600

Fuente: Pestaña Hipótesis en el ME-F formato Excel

El escenario base de la prefactibilidad, es el (P50), la producción anual neta de energía asciende a 1.020.887 MWh/año, lo que representa el rendimiento medio esperado del sistema bajo condiciones normales de irradiancia y operación. Adicionalmente, se han considerado escenarios de variabilidad de recurso solar conforme a percentiles de probabilidad de excedencia, conforme a la siguiente distribución:

Escenarios	P	Energía MWh/año	Específica kWh/kWp	RCSD
1	P50	1.020.887	1963	1,30x
2	P90	981.600	1887	1,20x
3	P99	949.600	1826	1,00x

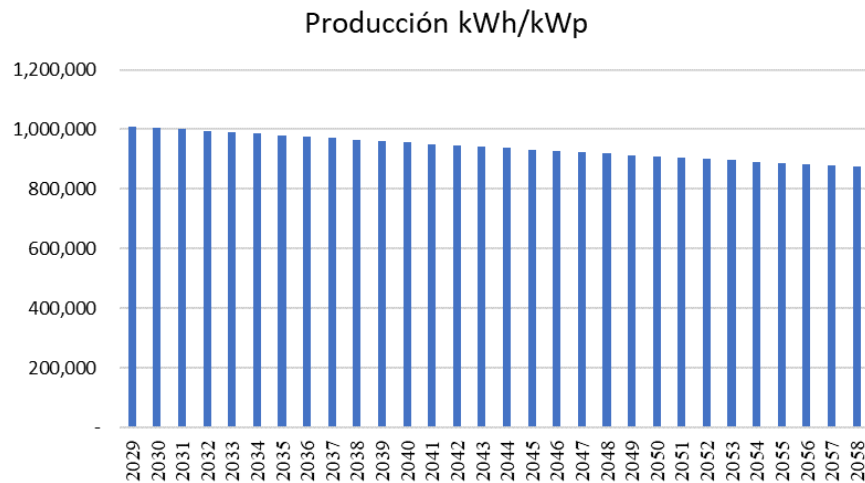
Fuente: Pestaña Hipótesis en el MEF formato Excel.

Estos escenarios permiten analizar la sensibilidad del modelo financiero ante fluctuaciones en la radiación solar y condiciones de operación de la planta.

El proyecto requerirá una superficie estimada de 800 hectáreas para la instalación de los paneles y demás infraestructuras auxiliares, considerando un costo de arrendamiento del terreno de USD 600 por hectárea anual.

En conjunto, estos supuestos técnicos proporcionan una base sólida para la simulación de los flujos de energía y la evaluación de la viabilidad económica y financiera del proyecto, asegurando coherencia entre las variables técnicas, operativas y financieras del Modelo Económico-Financiero (ME-F).

- **Producción kWh/kWp.**



Fuente: Pestaña Hipótesis en el ME-F formato Excel.

El gráfico presentado ilustra la evolución anual de la producción específica (kWh/kWp) del Proyecto Solar Fotovoltaico durante todo el horizonte de operación, comprendido entre los años 2029 y 2058.

- **Precios PPA**

El precio de venta de la energía en el marco del contrato de compraventa (PPA, por sus siglas en inglés Power Purchase Agreement) constituye una de las variables críticas para la evaluación económico-financiera del proyecto.

Se modelaron cinco escenarios de precio PPA, entre USD 59,75/MWh y USD 70,00/MWh. El escenario base (USD 64,50/MWh) se adopta como referencia para el caso financiero principal. Este valor se considera competitivo y razonable para proyectos solares a gran escala bajo esquemas APP, considerando las condiciones de financiamiento y el nivel de riesgo asumido por el privado.

Rentabilidad del Proyecto.

Indicadores de rentabilidad	%
CF del Proyecto Antes de Impuesto	13,0%
CF del Proyecto	12,1%
CF Accionista	12,9%
CF después de Servicio de Deuda	15,4%

Fuente: Flujo de caja del MEF en formato Excel

Los resultados indican que el proyecto es financieramente viable y atractivo para la inversión privada, con niveles adecuados de rentabilidad y cobertura del servicio de deuda. La estructura de financiamiento

propuesta equilibra eficientemente el apalancamiento y la estabilidad del flujo de caja, garantizando su sostenibilidad a largo plazo.

Contrato PPA

El **Acuerdo de Suministro de Energía (PPA)** constituye el instrumento contractual central que deberá asegurar la **bancabilidad** del Proyecto Solar Valenzuela bajo el esquema de Asociación Público-Privada (APP). El PPA deberá ir como anexo al Contrato PPP (a ser suscripto con la Administración Contratante) con un mismo plazo de duración (i.e. 32 años) que el Contrato PPP del cual se deriva. El texto proforma de ambos contratos deberá ser incluido en el pliego de bases de la licitación del Proyecto.

El PPA será suscrito entre la ANDE, en su carácter de **comprador exclusivo**, el MEF en carácter de garante de los pagos y el **adjudicatario privado** (Generador o Participante Privado que se constituye a través de una sociedad de objeto específico bajo el marco PPP), responsable del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica de **400 MWac** en Valenzuela.

El PPA tendrá una **vigencia de 30 años** más el período de construcción (el PPA se firmara previo al inicio de construcción al igual que el contrato PPP que se firmará en el mismo momento) teniendo un plazo de diseño y construcción de aproximadamente 2 años y luego 30 años de fase O&M para el despacho de la energía desde la **fecha de puesta en operación comercial (COD)** de la planta y establecerá una **tarifa inicial** indexada anualmente al **índice de precios al consumidor (CPI) de EE. UU.** o a un incremento anual predefinido, conforme al mecanismo de actualización previsto en el contrato. Dicha tarifa remunerará la **energía disponible y puesta a disposición del Sistema Interconectado Nacional (SIN)**, conforme al principio de *take-or-pay*, garantizando ingresos estables e independientes del despacho real.

Los pagos mensuales serán **instruidos por la ANDE al Fideicomiso de Pagos y Garantía (Fideicomiso PPP)**, que centralizará la recaudación proveniente de los usuarios finales. Este esquema elimina el riesgo de demanda y/o cobro para el generador, al tiempo que mantiene fuera de balance la obligación estatal, registrándose como gasto corriente. La **ANDE asume el riesgo de demanda**, mientras que el generador privado asume los riesgos de diseño, construcción, desempeño, financiamiento, operación y mantenimiento. Conforme a la Ley PPP el Fideicomiso PPP deberá estar fondeado 12 meses antes de cada pago en un 100% de los compromisos firmes y 10% de los contingentes. En caso de que en algún periodo la recaudación proveniente de usuarios finales por parte de ANDE no fuera suficiente, el MEF (o la Administración Contratante) deberá instruir al tesoro nacional para que se deposite en la cuenta del Fideicomiso PPP la diferencia entre lo efectivamente depositado por parte de la ANDE y el compromiso en firme del siguiente período anual (PxQ) conforme la tarifa de usd/ MWh y la cantidad de MW reservados conforme a la cláusula Take or Pay del PPA.

El contrato incluirá disposiciones de **garantías de cumplimiento** (Performance Bonds), cláusulas de **fuerza mayor**, mecanismos de **resolución de controversias mediante arbitraje internacional** y una **curva de**

disponibilidad mínima garantizada. Asimismo, se deberá prever un **régimen de terminación anticipada** con compensaciones equitativas que protegen los derechos de los financiadores (Step-In Rights) y el mantenimiento del equilibrio económico del Contrato.

En conjunto, este esquema contractual ofrece al adjudicatario y a los financiadores un marco de **previsibilidad de ingresos, estabilidad jurídica y asignación eficiente de riesgos**, asegurando la **bancabilidad del proyecto** y su alineación con las mejores prácticas internacionales de financiamiento de infraestructura energética bajo la **Ley PPP**.

Contratos de financiamiento

Una vez adjudicado y suscripto el contrato, la SOE podrá estructurar un esquema de financiamiento para cubrir las necesidades de inversión inicial, incluyendo todos los equipos de generación, obras civiles, entre otros. Este esquema podrá contemplar fuentes de financiamiento de capital de trabajo y financiamiento de largo plazo. La definición de esta estructura debe asegurar continuidad operativa en la etapa temprana y estabilidad financiera durante todo el ciclo contractual.

Capital de trabajo

El capital de trabajo constituye la primera fuente de liquidez del concesionario durante la etapa inicial del proyecto. Su función es asegurar la continuidad operativa en los primeros meses de ejecución, cubriendo compromisos inmediatos y garantizando estabilidad hasta la generación de ingresos propios. Este capital podrá estructurarse mediante aportes de los socios, líneas de crédito de corto plazo o mecanismos contractuales previstos, buscando siempre evitar tensiones de liquidez que afecten el cumplimiento de las obligaciones asumidas.

Financiamiento de largo plazo

El financiamiento de largo plazo es el pilar estructural que permite cubrir las inversiones de capital (CAPEX) y los costos financieros asociados a lo largo del contrato. Este esquema deberá garantizar estabilidad y previsibilidad en la provisión de recursos para la construcción, operación y mantenimiento de la planta.

Contratos de gestión

- **Contrato EPC**

El contrato de diseño y construcción o contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction) será suscrito entre la SOE y un consorcio constructor que podría ser conformado por los propios accionistas de la SOE o un tercero especializado. Este contrato podrá establecer la obligación del contratista de ejecutar

las obras conforme a los diseños aprobados, dentro de un plazo y precio cerrados, con niveles de calidad definidos y bajo un esquema de llave en mano.

Entre los aspectos clave del contrato EPC se incluirán: cronograma de ejecución, penalidades por retraso, régimen de modificaciones, mecanismos de resolución de controversias, condiciones de recepción de los trabajos, y garantías de fiel cumplimiento y calidad.

- **Contrato de Operación y Mantenimiento (O&M)**

El contrato de operación y mantenimiento (O&M) será celebrado entre la SOE y una empresa operadora con dedicación exclusiva al proyecto, la cual podrá estar conformada por los mismos socios de la SOE o por un tercero especializado. Este contrato cubrirá las actividades vinculadas a la operación funcional de la planta, incluyendo mantenimiento preventivo, correctivo y periódico; atención a emergencias, etc.

El contrato definirá indicadores de desempeño, esquemas de monitoreo, penalidades por incumplimiento y eventuales incentivos por superación de metas. Estará alineado contractualmente con las exigencias del contrato PPP y formará parte del sistema integrado de gestión del proyecto a lo largo de su vida útil.

- **Ventajas del modelo de negocio propuesto**

- Otorga certeza al Estado sobre sus compromisos financieros a lo largo del contrato, al estar definidos en función de la energía efectivamente disponible y la tarifa contractual.
- Permite que el riesgo de demanda quede bajo gestión estatal, evitando que fluctuaciones en el consumo eléctrico afecten la estabilidad del proyecto o generen renegociaciones.
- Favorece condiciones de financiamiento más competitivas, al contar con flujos predecibles y verificables, lo que fortalece la bancabilidad del esquema.
- Facilita la administración de las tarifas eléctricas como herramienta de política pública, sin que la regulación tarifaria esté condicionada a compensaciones directas al privado.
- Asegura que el participante privado concentre sus esfuerzos en la eficiencia operativa y el mantenimiento de la planta, vinculando su remuneración únicamente a la energía efectivamente entregada al sistema.
- Permite comprometer pagos de largo plazo sin registrarlos inmediatamente como deuda pública, preservando la capacidad de endeudamiento del Estado.

14. Análisis Costo-Beneficio

Introducción.

Paraguay cuenta con una matriz eléctrica predominantemente hidroeléctrica, abastecida por las centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá. Esta condición ha permitido disponer de energía abundante y de bajo costo. Sin embargo, en el mediano plazo se prevén restricciones crecientes derivadas de:

- Incremento sostenido de la demanda interna, impulsado por el crecimiento poblacional e industrial.
- Reducción de los excedentes exportables por mayor consumo local.
- Vulnerabilidad en años secos, cuando la hidrología limita la generación.
- Dependencia de un solo recurso (hidroenergía), con alta exposición al cambio climático.
- Concentración de la generación de energía en el eje hidroeléctrico del río Paraná.

Ante este contexto, la incorporación de energía solar fotovoltaica representa una alternativa estratégica para diversificar la matriz, mejorar la seguridad del suministro y fortalecer la sostenibilidad ambiental del sistema.

Metodología.

Evaluación comparativa “Con proyecto vs Sin proyecto”.

La evaluación socioeconómica se basa en la comparación de dos escenarios:

- Escenario sin proyecto: la demanda se abastece mediante importaciones de electricidad o generación térmica local.
- Escenario con proyecto: la demanda se cubre mediante la planta solar, considerando sus costos sociales (CAPEX, OPEX, integración a red, etc.).

Ambos escenarios se cuantifican en valor presente utilizando la tasa social de descuento del 9%, conforme al Manual Metodológico del SNIP (MOPC, 2023). Los precios se expresan en USD/MWh y se ajustan aplicando el precio sombra (RPC = 0,84) para reflejar las distorsiones fiscales y comerciales.

El beneficio social neto (BSN o VPNS) se define como la diferencia en valor presente entre el costo del escenario sin proyecto y el costo del escenario con proyecto:

$$BSN = PV(C_{\text{sin proyecto}}) - PV(C_{\text{con proyecto}})$$

Los indicadores de evaluación son:

- $VPNS > 0$: el proyecto genera beneficios sociales netos.
- $B/C > 1$: los beneficios superan los costos sociales.

- TIRS > TSD: la rentabilidad social excede la tasa de descuento.

Supuestos y componentes de cálculo

Horizonte: 31,5 años (2027–2058), incluyendo un periodo de construcción de 1,5 años.

Degradación anual de generación: 0,5% anual.

Tasa social de descuento: 9% anual.

Razón Precio-Cuenta (RPC): 0,84.

Escenario sin proyecto

El costo social del escenario sin proyecto se estima multiplicando la energía que produciría la planta solar por el costo unitario de abastecimiento alternativo. Se consideran tres opciones:

Alternativa de abastecimiento	Costo social (USD/MWh)	Fuente / Observaciones
Importación de Brasil/Argentina	80 – 120	Promedios históricos de precios spot y reportes regionales (BID, OLADE).
Generación térmica diésel	350	Cálculo propio: 1,00 USD/L, eficiencia 30%
Energía no servida	500 – 2.000	No cuantificada, solo referencial.

Fuente: Pestaña ACB Modelo Financiero.

Para el caso base se adopta un **costo social de 100 USD/MWh**, correspondiente al costo de importación promedio de electricidad desde Brasil y Argentina.

Justificación del valor adoptado:

Si bien el costo de generación mediante diésel podría alcanzar valores del orden de 350 USD/MWh, este escenario resulta poco representativo de la realidad paraguaya. En la práctica, la capacidad instalada de generación térmica a diésel es reducida y su operación continua es técnicamente compleja y económicamente inviable para suplir demandas significativas del sistema nacional. Por ello, el escenario más plausible en ausencia del proyecto solar es el de importación de energía eléctrica desde los países vecinos, donde los precios históricos promedian alrededor de 100 USD/MWh.

Este valor refleja mejor la **opción de abastecimiento real** que enfrentaría la sociedad paraguaya en un contexto de déficit energético moderado. Además, su adopción es coherente con los análisis de mercado regional y los precedentes metodológicos aplicados por organismos multilaterales (BID, CAF, OLADE).

Calculo resumido del valor sin proyecto.

Concepto	Unidad	Valor
Energía total producida (Et)	MWh	28.221.329
Costo unitario social (importación)	USD/MWh	100
Costo total sin proyecto	USD	2.822.132.877
Costo sin proyecto (valor presente)	USD	768.231.152

Fuente: Pestaña ACB Modelo Financiero.

Escenario con Proyecto.

Concepto	Valor (USD)	Valor económico (RPC=0,84)	Valor Presente (USD)
CAPEX	445.874.000	374.534.160	297.798.601
OPEX	326.757.000	274.475.880	72.581.907
Total VP			370.380.508

Fuente: Pestaña ACB Modelo Financiero.

Resultados y flujo de beneficios sociales

El flujo anual refleja los costos evitados del escenario sin proyecto menos los costos del proyecto. Los primeros dos años corresponden a la fase de inversión.

El detalle completo de los flujos anuales de beneficios y costos sociales se presenta en la hoja ACB Flujo de Evaluación Socioeconómica del archivo Excel denominado modelo financiero.

Indicador	Unidad	Valor
Costo sin proyecto (VP)	USD	768.231.152
Costo con proyecto (VP)	USD	370.380.508
Beneficio Social Neto (VPNS)	USD	397.850.644

Fuente: Pestaña ACB Modelo Financiero.

Indicadores de rentabilidad social.

Indicador	Unidad	Resultado
Valor Presente Neto Social (VPNS)	USD	397.850.644
Tasa Interna de Retorno Social (TIRS)	%	22,26%
Razón Beneficio-Costo (B/C)	Razón	1,07

Fuente: Pestaña ACB Modelo Financiero.

Otros beneficios no cuantificables:

El proyecto propuesto genera una serie de beneficios sociales, ambientales e institucionales que, si bien no se cuantifican monetariamente en esta etapa, constituyen elementos relevantes para la valoración integral de su contribución al desarrollo sostenible y al interés público.

En primer lugar, el proyecto contribuye a la diversificación de la matriz energética nacional, reduciendo la dependencia de la generación hidroeléctrica y fortaleciendo la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico ante eventuales escenarios de baja hidrología o variaciones en la oferta. Asimismo, promueve la

incorporación de energías limpias y sostenibles, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por el país en el marco de sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y la Ley N° 5875/2017 “De Cambio Climático”.

Desde el punto de vista económico y social, el proyecto impulsa la generación de empleo local durante las fases de construcción, operación y mantenimiento, favoreciendo la transferencia de capacidades técnicas en tecnologías fotovoltaicas y la dinamización de las economías regionales mediante la contratación de bienes y servicios locales. Además, contribuye indirectamente a incrementar los ingresos fiscales y municipales, fortaleciendo las finanzas locales.

En el ámbito institucional, el proyecto constituye una experiencia piloto relevante para la estructuración de proyectos bajo la modalidad de Asociación Público-Privada (APP) en el sector energético, fortaleciendo la capacidad del Estado para gestionar esquemas de colaboración público-privada y promover la atracción de inversión privada y financiamiento verde. De igual modo, apoya la modernización del sistema eléctrico nacional, fomentando la integración futura de soluciones de almacenamiento y generación distribuida.

Estos beneficios, aun cuando no se incorporan cuantitativamente en el análisis financiero, refuerzan el valor social y estratégico del proyecto, evidenciando su alineación con los objetivos de sostenibilidad, competitividad y transición energética del país.

Conclusión.

El proyecto solar fotovoltaico evaluado es **social, económica y ambientalmente viable**. Genera un ahorro social estimado en USD 397,85 millones respecto al escenario sin proyecto, con una TIRS del 22,3% y una razón B/C de 1,07. Además de sus beneficios económicos directos, contribuye a la **resiliencia climática, la seguridad energética y la sostenibilidad del desarrollo nacional**.

14.1. Valor por Dinero Cualitativo.

Introducción.

En las etapas iniciales de estructuración de proyectos de Asociación Público-Privada (APP), la determinación del Valor por Dinero (VpD) suele requerir un nivel elevado de precisión respecto a costos, inversiones, demanda esperada, estructura regulatoria, modalidad contractual y estimaciones detalladas de riesgos y flujos financieros. Tal como señala Hinojosa (2010), esta información solo se encuentra plenamente disponible en fases avanzadas del proyecto, lo que puede retrasar la toma de decisiones sobre la conveniencia de la participación privada.

Por este motivo, y conforme a lo establecido en el Volumen 8 de la Guía Práctica para la Evaluación de Proyectos de APP en Etapas Tempranas, en la fase de prefactibilidad corresponde realizar un Valor por

Dinero de carácter cualitativo, orientado a determinar si el proyecto es potencialmente elegible para desarrollarse bajo un esquema APP.

En este estudio, el Índice de Elegibilidad de Asociación Público-Privada (IE-APP) se adopta como herramienta metodológica central para la evaluación cualitativa. Su aplicación permite, mediante criterios comparables y una escala de valoración predefinida, identificar preliminarmente la conveniencia de avanzar con la modalidad APP en función de la eficiencia esperada, la asignación de riesgos y la capacidad del sector privado para aportar valor en la provisión del servicio. De esta forma, la utilización del IE-APP cumple con el requisito formal de realizar un VpD cualitativo en la etapa de prefactibilidad del proyecto.

Cabe señalar que el IE-APP constituye una condición necesaria, pero no suficiente, para concluir que la modalidad APP generará Valor por Dinero en términos definitivos. La verificación de dicha condición será materia de la evaluación cuantitativa detallada en etapas posteriores de estructuración. Sin embargo, dado que Paraguay no posee experiencias previas en proyectos solares de gran escala bajo esquemas APP, esta evaluación cualitativa resulta fundamental para identificar los riesgos, beneficios y capacidades institucionales requeridas para avanzar hacia la estructuración contractual y financiera del proyecto.

Este análisis de VpD cualitativo se complementa con el estudio de VpD cuantitativo desarrollado en paralelo, que estima el Valor por Dinero mediante el Comparador Público Privado (CPP). Ambos constituyen el sustento para avanzar en la fase de factibilidad.

Metodología.

Se llevó a cabo un taller interactivo de elegibilidad dirigido por un moderador, en el que participó un grupo multidisciplinario de especialistas sectoriales de la Firma proponente y del equipo consultor asesor. Este equipo incluyó expertos en las áreas técnica, jurídica, financiera y ambiental.

La metodología empleada facilitó una recopilación estructurada de información mediante discusiones abiertas sobre cada tema evaluado. Esto permitió minimizar sesgos comunes, como emitir respuestas rápidas ante situaciones ambiguas (por ejemplo, asignar calificaciones neutras cuando no se tiene suficiente conocimiento sobre un aspecto del proyecto) o evaluar de manera extremadamente positiva o negativa debido a preferencias personales hacia modelos netamente públicos o privados.

El taller comenzó con una presentación del proyecto por parte del técnico y del moderador, quienes explicaron sus aspectos técnicos, el estado actual y los estudios que respaldan la decisión de implementarlo. Posteriormente, el moderador proyectó el formato del estudio, leyendo en voz alta las preguntas y sometiéndolas a debate.

Cada participante contribuyó con información relevante y propuso una calificación basada en una escala de medición de 5 puntos. Tras la discusión, se alcanzó un consenso para definir la calificación final de cada pregunta, completando así un total de 31 preguntas evaluadas.

Para cada pregunta se ha redactado una justificación de la respuesta consensuada.

Finalmente, se consolidaron y analizaron los resultados obtenidos del taller, los cuales se presentan a continuación.

Resultados de cada pregunta.

Las 31 preguntas detalladas en los cuadros a continuación han sido tomadas de la Guía Práctica para la Evaluación de Proyectos de Participación Público-Privada en Etapas Tempranas. Estas preguntas fueron respondidas como parte del Índice de Elegibilidad, utilizando un formato en Excel que se adjunta al presente documento.

Pregunta 1. Relación del proyecto con el plan estratégico de gobierno de mediano o largo plazo (P1):

- Poner nota 1 si: El proyecto no forma parte absolutamente en nada del plan de gobierno ni en el mediano ni largo plazo.
- Poner nota 2 si: El proyecto no forma parte integral del plan de gobierno de mediano plazo, pero podría serlo en el largo plazo.
- Poner nota 3 si: El proyecto si bien no forma parte integral explícita del plan de gobierno de mediano/largo plazo, es posible interpretarlo en un ítem que se pueda involucrar.
- Poner nota 4 si: El proyecto forma parte de manera explícita en cierta medida del plan de gobierno de mediano/largo plazo.
- Poner nota 5 si: El proyecto forma parte integral y explícita del plan de gobierno de mediano/largo plazo.
- **El resultado elegido fue el 5.**

El proyecto se encuentra alineado con los lineamientos de política energética de mediano y largo plazo, orientados a la diversificación de la matriz eléctrica nacional, la incorporación de fuentes renovables no tradicionales y la reducción de la dependencia de hidroeléctricas para incrementar la resiliencia del sistema. La estrategia nacional reconoce de manera explícita la necesidad de impulsar proyectos de generación solar en el país como parte de una transición energética progresiva.

Relación del proyecto con la estrategia sectorial de desarrollo específica (P2):

- Poner nota 1 si: El proyecto no forma parte de la estrategia sectorial de desarrollo actual ni futura.
- Poner nota 2 si: El proyecto no forma parte integral de la estrategia de desarrollo sectorial actual, pero podría serlo en el largo plazo.
- Poner nota 3 si: El proyecto si bien no forma parte de la estrategia de desarrollo sectorial de manera explícita, sí podría ser interpretado como parte de ella.

- Poner nota 4 si: El proyecto forma parte en cierta medida de la estrategia sectorial.
- Poner nota 5 si: El proyecto forma parte integral y explícita de la estrategia sectorial.
- **El resultado elegido fue el 4.**

De acuerdo con el Plan Maestro de Generación 2021–2040 de la ANDE, se identifica el alto potencial de desarrollo de energía solar en el territorio nacional, así como la proyección de incorporar parques solares de manera gradual dentro de la expansión del sistema eléctrico. El documento establece líneas de acción concretas para incrementar la participación de fuentes renovables complementarias, con el fin de fortalecer la seguridad energética y la flexibilidad operativa.

En este sentido, el proyecto se encuadra directamente dentro de la estrategia sectorial de desarrollo eléctrico, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos de diversificación y escalabilidad tecnológica. Por ello, corresponde asignar el puntaje 4, dado que el proyecto forma parte explícita en cierta medida de la estrategia sectorial vigente.

Tamaño del proyecto o grupo de proyectos (P3):

- Poner nota 1 si: El proyecto o grupo de proyectos en su conjunto alcanza una inversión inferior a los USD 10 millones.
- Poner nota 2 si: El proyecto o grupo de proyectos en su conjunto alcanza una inversión entre USD 10 y USD 20 millones.
- Poner nota 3 si: El proyecto o grupo de proyectos en su conjunto alcanza una inversión entre USD 20 y USD 30 millones.
- Poner nota 4 si: El proyecto o grupo de proyectos en su conjunto alcanza una inversión entre USD 30 y USD 40 millones.
- Poner nota 5 si: El proyecto o grupo de proyectos en su conjunto alcanza una inversión superior a los USD 40 millones.
- **El resultado elegido fue el 5.**

El proyecto posee como presupuesto USD 445 millones.

Periodo de ejecución de las obras del proyecto (P4):

- Poner nota 1 si: El periodo de ejecución de las obras del proyecto es superior a 48 meses.
- Poner nota 2 si: El periodo de ejecución de las obras del proyecto está entre 36 y 48 meses.
- Poner nota 3 si: El periodo de ejecución de las obras del proyecto está entre 24 y 36 meses.
- Poner nota 4 si: El periodo de ejecución de las obras del proyecto está entre 18 y 24 meses.

- Poner nota 5 si: El periodo de ejecución de las obras del proyecto es inferior a 18 meses.
- **El resultado elegido fue el 4.**

El periodo de ejecución del proyecto es de 18 meses.

Grado de impacto en las finanzas públicas (P5):

- Poner nota 1 si: El proyecto tiene impacto muy alto en las finanzas públicas.
- Poner nota 2 si: El proyecto tiene un impacto alto en las finanzas públicas.
- Poner nota 3 si: El proyecto tiene un impacto medio en las finanzas públicas.
- Poner nota 4 si: El proyecto tiene un impacto bajo en las finanzas públicas.
- Poner nota 5 si: El proyecto tiene impacto muy bajo en las finanzas públicas.
- **El resultado elegido fue el 4.**

El proyecto se desarrolla bajo la modalidad de Participación Público-Privada (APP) para la generación de energía solar, con un esquema de pago por disponibilidad (take-or-pay) asumido por la ANDE. Si bien esto implica un compromiso de pago para la entidad durante la vigencia del contrato, el proyecto no genera un desembolso inicial por parte del Estado, ya que la inversión es asumida en su totalidad por el privado.

Adicionalmente, la energía generada será incorporada al sistema eléctrico y comercializada por la ANDE, lo que permitirá recuperar los pagos del contrato a través de la venta de la energía, potencialmente a un precio superior al costo contractual, reduciendo así el impacto fiscal neto en el mediano y largo plazo.

Por lo tanto, si bien existe una obligación de pago asociada, el riesgo de afectación relevante a las finanzas públicas es limitado, correspondiendo asignar el puntaje 4 (impacto bajo).

Probabilidad de ser alcanzable en el período político (P6):

- Poner nota 1 si: El proyecto no tiene ninguna probabilidad de llegar a ser terminado en su etapa constructiva dentro del actual gobierno.
- Poner nota 2 si: El proyecto tiene menos del 50% de probabilidad de llegar a ser terminado en su etapa constructiva dentro del actual gobierno.
- Poner nota 3 si: El proyecto tiene el 50% de probabilidad de llegar a ser terminado en su etapa constructiva dentro del actual gobierno.
- Poner nota 4 si: El proyecto tiene alta probabilidad de llegar a ser terminado en su etapa constructiva (más del 50% pero menos del 100% de probabilidades).
- Poner nota 5 si: El proyecto tiene muy altas probabilidades de llegar a ser terminado en su etapa constructiva dentro del actual gobierno.
- **El resultado elegido fue el 4.**

Se estima que la fecha de inicio de construcción es el 01/07/2027, con un plazo de ejecución de 18 meses, culminando aproximadamente el 31/12/2028. Respecto al plazo del Gobierno actual, el mandato es del 15 de agosto del 2023 hasta el 15 de agosto de 2028.

Innovaciones institucionales (P7):

- Poner nota 1 si: El proyecto no genera ninguna innovación institucional.
- Poner nota 2 si: El proyecto genera varias innovaciones institucionales, pero existe muy poca capacidad institucional para adaptarse a ellas.
- Poner nota 3 si: El proyecto genera algunas innovaciones institucionales y existe mediana capacidad institucional para adaptarse a ellas.
- Poner nota 4 si: El proyecto genera algunas innovaciones institucionales y existe gran capacidad institucional para adaptarse a ellas.
- Poner nota 5 si: El proyecto genera varias innovaciones institucionales y existe total capacidad institucional para adaptarse a ellas.
- **El resultado elegido fue el 4.**

El proyecto introduce innovaciones institucionales relevantes, tanto en la incorporación de energía solar en escala dentro del sistema eléctrico nacional, como en la aplicación del modelo APP en el sector de generación, un esquema que aún no cuenta con amplia experiencia previa en el país.

Si bien estas innovaciones implican la adopción de nuevos marcos de gestión contractual, supervisión técnica y administración de riesgos, las instituciones involucradas —particularmente la ANDE y las unidades estatales vinculadas al proceso APP— poseen capacidades técnicas y operativas en desarrollo, pero no plenamente consolidadas para este tipo de estructura.

Solución específica a problema público (P8):

- Poner nota 1 si: El proyecto no entrega ninguna solución privada o si lo hace es muy desfavorable a un problema público.
- Poner nota 2 si: El proyecto entrega una solución desfavorable a un problema público.
- Poner nota 3 si: El proyecto entrega una solución privada ni favorable ni desfavorable a un problema público.
- Poner nota 4 si: El proyecto entrega una favorable solución privada a un problema público.
- Poner nota 5 si: El proyecto entrega una muy favorable y total solución privada a un problema público.
- **El resultado elegido fue el 5.**

El proyecto responde a un problema público claramente identificado: la necesidad de diversificar y fortalecer la matriz energética nacional, mejorar la seguridad y estabilidad del suministro, y avanzar hacia una transición energética sostenible acorde con los compromisos climáticos y de desarrollo del país.

La incorporación de generación solar a escala mediante una APP permite incrementar la capacidad instalada sin requerir inversión pública inicial, contribuyendo a reducir la dependencia de las hidroeléctricas en períodos de baja hidrología y mejorando la flexibilidad operativa del sistema. Asimismo, facilita la adopción de tecnologías limpias, promueve la innovación energética y contribuye a la reducción de emisiones, con efectos positivos sobre el bienestar colectivo y la competitividad económica.

Por lo tanto, el proyecto ofrece una solución altamente favorable al problema público identificado, justificando la asignación del puntaje 5.

Complejidad del diseño (P9):

- Poner nota 1 si: El proyecto tiene un muy alto grado de complejidad en sus especificaciones técnicas, de ingeniería (arquitectura) ambientales y de niveles de servicio.
- Poner nota 2 si: El proyecto tiene bastante grado de complejidad en sus especificaciones técnicas, de ingeniería (arquitectura) ambientales y de niveles de servicio.
- Poner nota 3 si: El proyecto tiene mediano grado de complejidad en sus especificaciones técnicas, de ingeniería (arquitectura) ambientales y de niveles de servicio.
- Poner nota 4 si: El proyecto tiene un poco grado de complejidad en sus especificaciones técnicas, de ingeniería (arquitectura) ambientales y de niveles de servicio.
- Poner nota 5 si: El proyecto no tiene un grado de complejidad en sus especificaciones técnicas, de ingeniería (arquitectura) ambientales y de niveles de servicio.
- **El resultado elegido fue el 4.**

Los proyectos solares tienen un grado bajo de complejidad, sin embargo, la poca experiencia en Paraguay pudiera tener un grado un poco más alto.

P10: Experiencia previa internacional de países similares

- Poner nota 1 si: No existe experiencia internacional de países similares para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 2 si: Existe un bajo nivel de experiencia internacional de países similares para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 3 si: Existe mediana experiencia internacional de países similares para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 4 si: Existe bastante experiencia internacional de países similares para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 5 si: Existe una gran experiencia internacional de países similares para el desarrollo del proyecto.
- **El resultado elegido fue el 5.**

A nivel internacional, existe una amplia experiencia en el desarrollo y operación de plantas solares fotovoltaicas a gran escala, particularmente en países de características económicas, institucionales y energéticas comparables. En América Latina, países como Chile, Brasil, México, Uruguay y Colombia han desarrollado proyectos solares de gran capacidad bajo modelos contractuales diversos, incluyendo esquemas de participación público-privada y contratos de compra de energía de largo plazo.

Esta experiencia internacional ha generado estándares técnicos, modelos de diseño, metodologías de gestión de riesgos y buenas prácticas regulatorias que pueden ser adaptadas y replicadas en el contexto nacional. Por lo tanto, el desarrollo de este proyecto no implica entrar en un ámbito desconocido, sino aprovechar un conocimiento ampliamente validado y difundido en la región y el mundo.

P11: Experiencia previa internacional de países desarrollados

- Poner nota 1 si: No existe experiencia internacional de países desarrollados para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 2 si: Existe un bajo nivel de experiencia internacional de países desarrollados para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 3 si: Existe mediana experiencia internacional de países desarrollados para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 4 si: Existe bastante experiencia internacional de países desarrollados para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 5 si: Existe una gran experiencia internacional de países desarrollados para el desarrollo del proyecto.
- **El resultado elegido fue el 5.**

Existen numerosos precedentes de plantas solares fotovoltaicas de gran escala desarrolladas, construidas y operadas en países desarrollados, tales como Estados Unidos, Alemania, España, Japón, Australia y distintos países de la Unión Europea. En estos mercados, la tecnología fotovoltaica se encuentra altamente madura, con estándares consolidados en diseño, ingeniería, operación y mantenimiento, así como marcos contractuales y regulatorios bien establecidos.

P12: Experiencia previa y de mejores prácticas a nivel nacional

- Poner nota 1 si: No existe experiencia nacional ni de mejores prácticas para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 2 si: Existe una baja experiencia nacional así como de mejores prácticas para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 3 si: Existe mediana experiencia previa nacional así como de mejores prácticas para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 4 si: Existe bastante experiencia previa nacional así como de mejores prácticas para el desarrollo del proyecto.

- Poner nota 5 si: Existe una gran experiencia previa a nivel nacional así como de mejores prácticas para el desarrollo del proyecto.
- **El resultado elegido fue el 2.**

A nivel nacional, la experiencia en el desarrollo y operación de plantas solares fotovoltaicas es limitada y se encuentra principalmente asociada a proyectos de pequeña escala y autoconsumo, así como a algunas iniciativas piloto promovidas por entidades públicas y privadas. Actualmente, no existen proyectos solares de gran capacidad bajo esquemas APP en operación en el país, y las prácticas de diseño, contratación, supervisión y operación para este tipo de infraestructura aún no se encuentran consolidadas dentro de la institucionalidad energética nacional.

P13: Probabilidad de rechazo de los involucrados.

- Poner nota 1 si: Existe total probabilidad de rechazo por parte de los agentes participantes del proyecto
- Poner nota 2 si: Existe alta probabilidad de rechazo por parte de los agentes participantes del proyecto
- Poner nota 3 si: Existe mediana probabilidad de rechazo por parte de los agentes participantes del proyecto
- Poner nota 4 si: Existe una escasa probabilidad de rechazo por parte de los agentes participantes del proyecto.
- Poner nota 5 si: Existe una nula probabilidad de rechazo por parte de los agentes participantes del proyecto
- **El resultado elegido fue el 4.**

El proyecto presenta baja probabilidad de rechazo por parte de los actores involucrados, dado que la generación solar fotovoltaica es generalmente percibida como una fuente de energía limpia, con bajo impacto ambiental y beneficios vinculados a la diversificación de la matriz energética y la seguridad de suministro.

Número de actores involucrados P14

- Poner nota 1 si: Existe un número excesivo de agentes involucrados, lo que impide el logro de acuerdos para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 2 si: Existe un gran número de agentes involucrados, lo que dificulta el logro de acuerdos para el desarrollo del proyecto
- Poner nota 3 si: Aun cuando existen varios agentes, es posible readecuar el número para poder lograr acuerdos para el desarrollo del proyecto.
- Poner nota 4 si: Existe varios agentes involucrados, pero se puede llegar al logro de acuerdos para el desarrollo del proyecto
- Poner nota 5 si: Existe un número apropiado de agentes involucrados, lo que permite el logro de acuerdos para el desarrollo del proyecto.

- **El resultado elegido fue el 4.**

En el proyecto intervienen varios actores institucionales con roles claramente definidos, principalmente la ANDE como entidad compradora y operadora del sistema eléctrico y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) en la evaluación y autorización del esquema APP.

Si bien la coordinación entre estas entidades requiere mecanismos formales de articulación, el número de actores es acotado y permite alcanzar acuerdos de manera viable, dado que existen competencias institucionales previamente establecidas y experiencia de cooperación en proyectos de infraestructura. Por ello, corresponde asignar el puntaje 4, ya que existen varios actores involucrados, pero es posible lograr acuerdos para el desarrollo del proyecto.

Transferencia de riesgos P15

- Poner nota 1 si: Existe nula o muy desfavorable transferencia de riesgos desde el sector público al privado
- Poner nota 2 si: Existe muy desfavorable transferencia de riesgos desde el sector público al privado
- Poner nota 3 si: Existe una aceptable transferencia de riesgos desde el sector público al privado
- Poner nota 4 si: Existe una favorable transferencia de riesgos desde el sector público al privado
- Poner nota 5 si: Existe una muy favorable transferencia de riesgos desde el sector público al privado
- **El resultado elegido fue el 4.**

Existe una transferencia de riesgos favorable, dado que los riesgos bajo control del concesionario (construcción, plazo, performance y tecnología) están adecuadamente asignados al privado; mientras que el riesgo de demanda, por su naturaleza sistémica y requerimientos de financiabilidad, es retenido por el sector público bajo un esquema Take-or-Pay.

Impacto social P16

- Poner nota 1 si: El proyecto no genera muy pocos impactos sociales para la población.
- Poner nota 2 si: El proyecto genera pocos impactos sociales para la población.
- Poner nota 3 si: El proyecto genera suficientes impactos sociales para la población.
- Poner nota 4 si: El proyecto genera altos impactos sociales para la población.
- Poner nota 5 si: El proyecto genera muy altos impactos sociales para la población.
- **El resultado elegido fue el 5.**

El proyecto genera muy altos impactos sociales sobre la población, al suministrar energía limpia y otros impactos de beneficio para la comunidad (empleos, impuestos, pago de renta por la tierra).

Configuración monopólica P17

- Poner nota 1 si: El proyecto genera totalmente una configuración monopólica donde se implementa
- Poner nota 2 si: El proyecto genera algo de configuración monopólica donde se implementa.
- Poner nota 3 si: El proyecto, si bien no genera configuración monopólica donde se implementa, sí lo pudiese generar en el mediano y largo plazo.
- Poner nota 4 si: El proyecto no tiene grandes probabilidades de generar configuración monopólica donde se implementa.
- Poner nota 5 si: El proyecto no genera en lo absoluto ninguna configuración monopólica donde se implementa.
- **El resultado elegido fue el 5.**

La generación solar no constituye un monopolio natural y la participación de un concesionario privado no limita el ingreso de futuros generadores. La infraestructura de transmisión y distribución permanece bajo ANDE. Por lo tanto, el proyecto no genera en lo absoluto una configuración monopólica, por lo que se asigna una calificación 5.

Número de proveedores del servicio P18

- Poner nota 1 si: Es muy improbable que exista un amplio número de proveedores que puedan proveer los servicios para la ejecución del servicio.
- Poner nota 2 si: Es improbable que exista un amplio número de proveedores que puedan proveer los servicios para la ejecución del servicio.
- Poner nota 3 si: Es medianamente probable que exista un amplio número de proveedores que puedan proveer los servicios para la ejecución del servicio.
- Poner nota 4 si: Es probable que exista un amplio número de proveedores que puedan proveer los servicios para la ejecución del servicio.
- Poner nota 5 si: Es muy probable que exista un amplio número de proveedores que puedan proveer los servicios para la ejecución del servicio.
- **El resultado elegido fue el 4 .**

Al tratarse de una licitación pública internacional, el proyecto puede atraer a un número significativo de desarrolladores, constructores y operadores con experiencia en plantas solares, dado que la tecnología es madura y existe un mercado global consolidado de proveedores. Si bien es la primera APP en este sector en el país, lo cual podría limitar parcialmente la participación, se considera probable que exista un amplio número de oferentes potenciales. Por ello, se asigna una calificación 4.

Atractivo para el sector privado P19

- Poner nota 1 si: El proyecto es muy poco atractivo tanto para inversionistas como para instituciones financieras

- Poner nota 2 si: El proyecto es poco atractivo tanto para inversionistas como para instituciones financieras.
- Poner nota 3 si: El proyecto es indiferente tanto para inversionistas como para instituciones financieras.
- Poner nota 4 si: el proyecto es atractivo tanto para inversionistas como para instituciones financieras.
- Poner nota 5 si: El proyecto es altamente atractivo tanto para inversionistas como para instituciones financieras.
- **El resultado elegido fue el 4.**

El proyecto presenta un nivel de atraktividad favorable para el sector privado, dado que se basa en una tecnología madura, con costos y rendimientos previsibles, y se estructura bajo un PPA Take-or-Pay que ofrece estabilidad de ingresos. Sin embargo, al tratarse de la primera APP de este tipo en el país y existir un único offtaker estatal, persisten elementos de percepción de riesgo institucional y contractual que limitan considerarlo como altamente atractivo.

Generación de competencia en la licitación P20-

- Poner nota 1 si: El proyecto tiene una muy baja potencialidad de competencia durante el proceso de licitación (columna en rojo).
- Poner nota 2 si: El proyecto tiene una baja potencialidad de competencia durante el proceso de licitación.
- Poner nota 3 si: El proyecto tiene suficiente potencialidad de competencia durante el proceso de licitación.
- Poner nota 4 si: El proyecto tiene una alta potencialidad de competencia durante el proceso de licitación.
- Poner nota 5 si: El proyecto tiene una muy alta potencialidad de competencia durante el proceso de licitación.
- **El resultado elegido fue el 4.**

Si bien el proyecto utiliza una licitación pública internacional y la tecnología solar cuenta con un mercado global amplio de desarrolladores y financiadores, el hecho de tratarse de la primera APP de este tipo en el país, sumado al esquema de iniciativa privada y al riesgo percibido del offtaker único, puede limitar parcialmente el número efectivo de participantes. Por ello, se considera que la potencialidad de competencia es alta pero no muy alta, correspondiendo una calificación 4.

Uso intensivo de tecnologías específicas P21

- Poner nota 1 si: El proyecto es altamente intensivo en tecnologías que pueden enfrentar rápidos cambios (columna en rojo).
- Poner nota 2 si: El proyecto es intensivo en tecnologías que pueden enfrentar rápidos cambios.

- Poner nota 3 si: El proyecto no es ni muy ni poco intensivo en tecnologías que pueden enfrentar rápidos cambios.
- Poner nota 4 si: El proyecto es poco intensivo en tecnologías que pueden enfrentar rápidos cambios.
- Poner nota 5 si: El proyecto es muy poco intensivo en tecnologías que pueden enfrentar rápidos cambios.
- **El resultado elegido fue el 4.**

La planta solar utiliza tecnologías maduras y ampliamente adoptadas a nivel internacional, con mejoras graduales y no disruptivas en el tiempo. La probabilidad de enfrentar cambios tecnológicos que afecten la operación o la reposición es baja. Por ello, se asigna una calificación 4.

Grado de avance Expediente técnico y estudios P22

- Poner nota 1 si: No existen estudios a nivel de prefactibilidad o perfil avanzado por lo que no es posible estimar los costos del proyecto.
- Poner nota 2 si: Existen ciertos estudios a nivel de prefactibilidad que permiten estimar con poca precisión los costos del proyecto.
- Poner nota 3 si: Existen algunos estudios a nivel de prefactibilidad o perfil avanzado que permiten estimar con cierta precisión los costos del proyecto.
- Poner nota 4 si: Existen estudios a nivel de prefactibilidad y perfil avanzado que permiten estimar con precisión los costos del proyecto.
- Poner nota 5 si: Existen todos los estudios a nivel de prefactibilidad y perfil avanzado que permiten estimar con gran precisión los costos del proyecto.
- **El resultado elegido fue el 5.**

El proyecto cuenta con todos los estudios del nivel prefactibilidad requeridos.

Líder del Proyecto P23

- Poner nota 1 si: No existe ningún líder del proyecto que tenga la capacidad técnica y de liderazgo como para asegurar la coordinación, interacción y cooperación de los entes involucrados para el proyecto.
- Poner nota 2 si: Existe un líder del proyecto con poca capacidad técnica y de liderazgo para realizar coordinación interacción y cooperación de los entes involucrados para el proyecto.
- Poner nota 3 si: Existe un líder del proyecto con cierta capacidad técnica y de liderazgo para realizar coordinación interacción y cooperación de los entes involucrados para el proyecto.
- Poner nota 4 si: Existe un líder del proyecto con capacidad técnica y de liderazgo que puede coordinar, interactuar y lograr la cooperación de los entes involucrados para el proyecto.
- Poner nota 5 si: Existe un líder del proyecto con total capacidad técnica y de liderazgo que permite asegurar la coordinación, interacción y cooperación de los entes involucrados para el proyecto.

- El resultado elegido fue el 5.

El iniciador privado posee la experiencia necesaria para la estructuración del Proyecto.

Solidez del marco institucional P24

- Poner nota 1 si: No existe un marco institucional sólido en APP, que permita la coordinación eficiente entre la entidad contratante con otras dependencias.
- Poner nota 2 si: Existe un débil marco institucional en APP, que permita la coordinación eficiente entre la entidad contratante con otras dependencias.
- Poner nota 3 si: Existe un marco institucional medianamente sólido en APP, que puede permitir la coordinación eficiente entre la entidad contratante con otras dependencias.
- Poner nota 4 si: Existe un marco institucional sólido en APP, que puede permitir gran coordinación eficiente entre la entidad contratante con otras dependencias.
- Poner nota 4 si: Existe un marco institucional muy sólido en APP, que permite la total coordinación eficiente entre la entidad contratante con otras dependencias.
- **El resultado elegido fue el 4.**

Paraguay cuenta con una legislación específica para APP y ha avanzado en institucionalizar los mecanismos de licitación, evaluación y contratación para alianzas público-privadas. Aunque la práctica de grandes APP aún es incipiente, el marco actual ofrece una base sólida para coordinación entre la entidad contratante y dependencias públicas, por lo que se asigna calificación 4. A la fecha, no se cuenta con el Decreto Reglamentario de la Ley.

Cohesión institucional P25

- Poner nota 1 si: El proyecto presenta muy baja cohesión institucional entre las dependencias del sector público.
- Poner nota 2 si: El proyecto presenta baja cohesión institucional entre las dependencias del sector público.
- Poner nota 3 si: El proyecto presenta un nivel intermedio de cohesión institucional entre las dependencias del sector público.
- Poner nota 4 si: El proyecto presenta un nivel alto de cohesión institucional entre las dependencias del sector público.
- Poner nota 4 si: El proyecto presenta un muy alto nivel alto de cohesión institucional con la totalidad de las dependencias del sector público.
- **El resultado elegido fue el 4.**

El proyecto se implementa en un país con normativa APP existente y con mecanismos de coordinación interinstitucional en desarrollo.

Sobrecostos y sobreplazos P26

- Poner nota 1 si: No existe ninguna evidencia que muestre la existencia de sobrecostos y sobreplazos asociados a proyectos similares.
- Poner nota 2 si: Existe muy poca evidencia que muestre la existencia de sobrecostos y sobreplazos asociados a proyectos similares.
- Poner nota 3 si: Existe cierta evidencia que muestra la existencia de sobrecostos y sobreplazos asociados a proyectos similares
- Poner nota 4 si: Existe varias evidencias que muestran con seguridad, la existencia de sobrecostos y sobreplazos asociados a proyectos similares.
- Poner nota 5 si: Existe total evidencia que muestra certeramente la existencia de sobrecostos y sobreplazos asociados a proyectos similares.
- **El resultado elegido fue el 3.**

Aunque los proyectos de infraestructura en América Latina muestran de forma recurrente demoras y sobrecostos, la evidencia específica para plantas solares es limitada. No se dispone de datos amplios que documenten sistemáticamente sobrecostos o sobreplazos en todas las plantas solares de la región. Por ello, se considera que existe cierta evidencia para este tipo de riesgo, asignándose la calificación 3.

Flexibilidad del contrato P27

- Poner nota 1 si: No es posible cláusulas que le proporcionen flexibilidad al modelo de negocio (contrato).
- Poner nota 2 si: Sería posible colocar algunas cláusulas que le pudiese dar cierto de flexibilidad del negocio (contrato).
- Poner nota 3 si: Habrían algunas cláusulas que le proporcionen un grado de flexibilidad del negocio (contrato).
- Poner nota 4 si: El modelo de negocio (contrato) puede estructurarse de manera flexible.
- Poner nota 5: El modelo de negocio (contrato) puede estructurarse de manera flexible para ajustarse a imprevistos, contingencia y adaptarse en el tiempo a la complejidad del proyecto.
- **El resultado elegido fue el 5.**

Es el ideal para un proyecto de energía solar a largo plazo bajo APP. El plazo de un contrato APP puede ser amplio (hasta 40 años en la Ley 7452/2025 de Paraguay) y la energía solar depende de variables climatológicas.

Urgencia para su implementación P28

- Poner nota 1 si: El proyecto tiene total urgencia de ser ejecutado por razones de índole política y/o por demandas de la población
- Poner nota 2 si: El proyecto tiene mucha urgencia de ser ejecutado por razones de índole política y/o por demandas de la población
- Poner nota 3 si: El proyecto tiene algo de urgencia para ser ejecutado por razones de índole política y/o por demandas de la población

- Poner nota 4 si: El proyecto no muestra la necesidad de ser ejecutado de manera urgente por razones de índole política y/o por demandas de la población
- Poner nota 5 si: El proyecto no muestra en lo absoluto ser ejecutado de manera urgente ya sea por razones de índole política y/o por demandas de la población
- **El resultado elegido fue el 3.**

Si bien el proyecto de energía solar no presenta un justificativo político o una demanda inmediata por parte de la población, su relevancia radica en consideraciones técnicas y estratégicas a largo plazo. Las proyecciones del Plan Maestro de la ANDE indican que, para el año 2030, Paraguay enfrentará problemas significativos de suministro eléctrico debido al crecimiento del consumo.

La implementación de un proyecto de energía solar es esencial para diversificar la matriz energética del país y garantizar la sostenibilidad del suministro en el futuro. Aunque no exista una presión social evidente en este momento, es fundamental anticiparse a las necesidades energéticas y evitar crisis que podrían afectar a la población en el mediano y largo plazo.

En este sentido, la urgencia del proyecto se fundamenta en la necesidad de asegurar la estabilidad energética del país, más que en demandas políticas o sociales inmediatas.

Estudios de demanda P29

- Poner nota 1 si: No existe ningún estudio de demanda para el proyecto.
- Poner nota 2 si: Existen algunos antecedentes de demanda, pero no suficientes o no actualizados para el proyecto.
- Poner nota 3 si: Existen estudios de demanda acabados, pero no muy confiables o no muy actualizados.
- Poner nota 4 si: Existen estudios de demanda acabados, medianamente confiables y actualizados para el proyecto.
- Poner nota 5 si: Existen estudios acabados de demanda, altamente confiables y actualizados para el proyecto.
- **El resultado elegido fue el 4.**

Se poseen estudios y cálculos de la producción y demanda de energía.

Recursos Financieros P30

- Poner nota 1 si: No se cuenta ningún tipo de recursos para la realización de los estudios que requiere el proyecto.
- Poner nota 2 si: Se cuenta con muy pocos recursos para la realización de los estudios que requiere el proyecto (menos del 50%).
- Poner nota 3 si: Se cuenta con alrededor de un 50% de los recursos para la realización de los estudios que requiere el proyecto.

- Poner nota 4 si: Se cuenta con casi la totalidad de los recursos para la realización de los estudios que requiere el proyecto (más del 50% pero menos del 100%).
- Poner nota 5 si: Se cuenta con el 100% de los recursos para la realización de los estudios que requiere el proyecto.
- **El resultado elegido fue el 5.**

Clima de inversión y condiciones macroeconómicas P31.

- Poner nota 1 si: El clima de inversiones y condiciones macroeconómicas del país son muy altamente desfavorables.
- Poner nota 2 si: El clima de inversiones y condiciones macroeconómicas del país son desfavorables.
- Poner nota 3 si: El clima de inversiones y condiciones macroeconómicas del país son medias (ni favorables ni desfavorables).
- Poner nota 4 si: El clima de inversiones y condiciones macroeconómicas del país son favorables.
- Poner nota 5 si: El clima de inversiones y condiciones macroeconómicas del país son altamente favorables.
- **El resultado elegido fue el 5.**

- **Resultado del Índice.**

Valor del IE	Descripción	Decisión
1 – 1.99	Definitivamente no es conveniente usar un esquema PPP	No es conveniente usar un esquema PPP
2 – 2.99	Probablemente no es conveniente usar un esquema PPP	
3 – 3.20	Es indiferente usar un esquema PPP	Indiferente
3.20 – 4.20	Probablemente es conveniente usar un esquema PPP	Es conveniente usar un esquema PPP

Fuente: Guía Práctica para la Evaluación de Proyectos de Etapas Tempranas

El cálculo del Índice de Elegibilidad, basado en las puntuaciones asignadas a cada una de las variables evaluadas, arroja un valor numérico de 4,49. Este resultado indica que el proyecto es adecuado para ser desarrollado bajo la modalidad de contratación de una Participación Público-Privada (PPP).

La escala que determina la conveniencia de utilizar un esquema PPP se presenta en la siguiente gráfica, tomada del Volumen 8 de la Guía Práctica para la Evaluación de Proyectos en Etapas Tempranas.

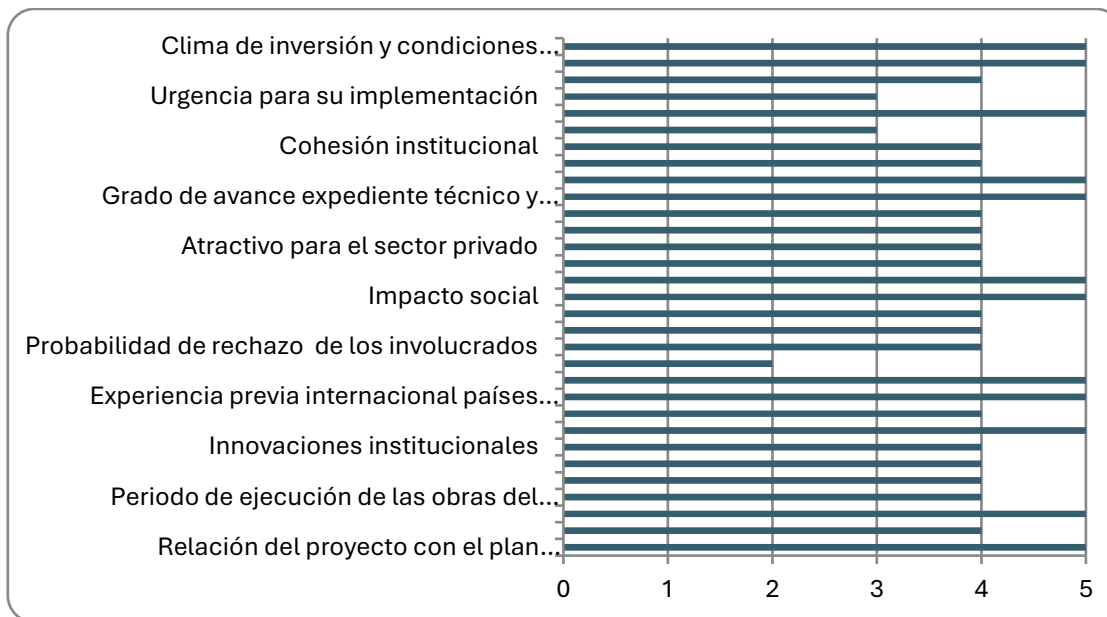
Figura 14.1 – Aplicación de esquema PPP al Proyecto

Índice APP		4,49	
Institucionalidad		4,65	
Estrategia		4,67	
Cohesión		4,28	
Riesgos		4,04	
Competencia		4,22	

P22	5	Institucionalidad	P5	4	Riesgos	P28	3	Urgencia
P23	5		P7	4				3,00
P24	4		P9	4				
P29	4		P10	5		P3	5	Tamaño
P30	5		P11	5		P4	4	4,50
P31	5	4,65	P12	2				
			P15	4		P13	4	Involucrados
P1	5	Estrategia	P26	3		P14	4	4,00
P2	4	4,67	P27	5				
P16	5					P17	5	Especificidad
			P18	4	Competencia	P21	4	4,62
P6	4	Cohesión	P19	4	4,22			
P8	5	4,28	P20	4				
P25	4							

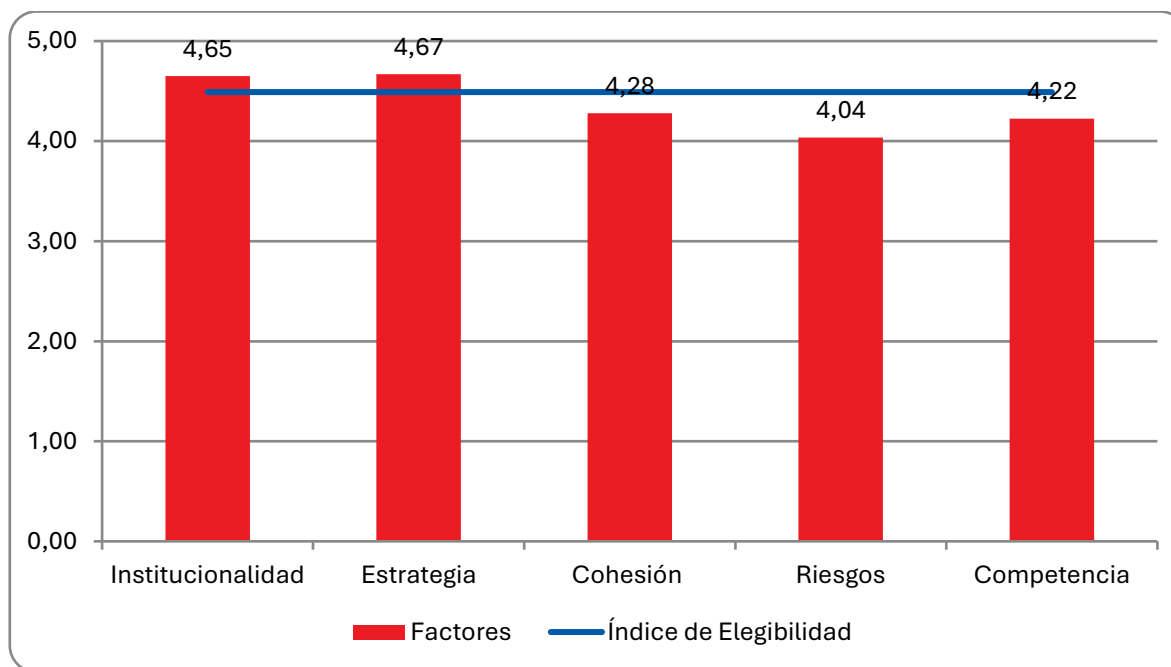
Fuente: Elaboración propia

Figura 14.2. – Índice de elegibilidad del Proyecto



Fuente: Índice de elegibilidad en formato Excel.

Figura 14.3. – Índice de elegibilidad del Proyecto



Fuente: Índice de elegibilidad en formato Excel.

Conclusión Final.

En resumen, el análisis realizado mediante el Índice de Elegibilidad (IE) demuestra que el proyecto de generación de energía solar evaluado es viable y adecuado para desarrollarse bajo la modalidad de Asociación Público-Privada (APP), con un valor numérico de 4,49 en la escala de conveniencia. Este resultado respalda la adopción de un esquema APP como la alternativa más eficiente para maximizar el Valor por Dinero (VpD), optimizar la asignación de riesgos y garantizar la sostenibilidad técnica, financiera y ambiental del proyecto.

Los resultados obtenidos constituyen una base sólida para avanzar hacia la fase de factibilidad, reafirmando el compromiso institucional con la diversificación de la matriz energética nacional.

14.2. Valor por Dinero Cuantitativo.

Introducción.

El presente documento forma parte del Estudio de Prefactibilidad del proyecto de generación fotovoltaica bajo modalidad APP, cuyo objetivo es evaluar si la participación del sector privado genera un mayor Valor por Dinero (VpD) para el Estado en comparación con la ejecución tradicional. En esta etapa, se desarrolla el VpD cuantitativo, utilizando la metodología del Comparador Público-Privado (CPP) según lo metodología publicada por la Administración.

Metodología de Valor Por Dinero Cuantitativo

El objetivo central de la provisión de un servicio público, es asegurar que los usuarios y contribuyentes obtengan Valor por Dinero (VPD). En estricto rigor, este concepto va más allá de una medida directa del costo monetario de los servicios, sino que evalúa y toma en consideración otros factores como calidad, uso de recursos, tiempo y conveniencia. Lo anterior para determinar si, respecto de los recursos empleados, los factores en conjunto proporcionan un valor adecuado respecto de los recursos utilizados.

De esta forma, el Valor por Dinero tiene una dimensión cuantitativa, y una dimensión cualitativa. En el presente aparatado será desarrollado la dimensión cuantitativa. El VPD cuantitativo está definida como el resultado de la comparación del valor presente de los costos de desarrollar un proyecto bajo el esquema de proyecto público, al que se denomina también Proyecto Público de Referencia (PPR) (incluye los costos de operación, financiamiento y mantenimiento en que incurre la entidad pública), con el valor presente de los costos teóricos del mismo proyecto desarrollado bajo un esquema PPP. Una PPR es una estimación del costo neto, ajustado por riesgo, de un proyecto que es financiado, implementado, operado y mantenido por el Estado. La dimensión cuantitativa será desarrollada a través del Comparador Público Privado (CPP).

Los componentes necesarios para el VPD son:

PPR	APP
(+) Costo base del Proyecto	(+) PPA
(+) Costo del riesgo retenido	(+) Costo del riesgo retenido
(+) Costo del riesgo transferido	(+) Costo de Administración del Contrato
(+) Espera Pública	(-) Impuestos

Fuente: Volumen 9 Guía práctica para la elaboración del Comparador Público Privado (PPP)

Comparador Público Privado.

La metodología que “mejor” resume y sintetiza cuantitativamente los criterios técnicos que son coherentes con la selección de una modalidad de contratación se denomina Comparador Público Privado (CPP).

En consecuencia, la metodología utilizada para este análisis es ofrecida por el Comparador Público Privado, al contrastar cuantitativamente la modalidad de ejecución de un proyecto público con la modalidad PPP, para decidir si la participación del Sector privado en asociación con el sector público puede aportar más valor en el desarrollo del proyecto.

La metodología consiste en la comparación del costo si el proyecto se ejecuta como OPT respecto de si se ejecuta como PPP. La comparación se hace estudiando todos los costos en el ciclo de vida del proyecto- ej.: costos de construcción, operación y mantenimiento (OyM).

$$VpD = \sum_{t=0}^n \frac{CB_t + CRR_t + CRT_t + EP_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{(PPA)_t + CRR_t + CAD_t + I}{(1+r)^t}$$

Donde,

VpD : Valor por Dinero que genera el proyecto

CB : Costo base del proyecto

CRR : Costo del riesgo retenido

CRT : Costo del riesgo transferido

EP : Espera Pública

PPA : Power Purchase Agreement.

CAD : Costo de administración del contrato

I : Impuestos

r : Tasa de descuento de los flujos del Comparador

t : Año calendario, siendo el año 0 el de inicio del proyecto

Tasa de descuento.

La tasa de descuento que se utilice en el cálculo del VPD es una variable de gran relevancia en el análisis, ya que dependiendo de la tasa aplicada los flujos correspondientes al Proyecto Público de Referencia y a la opción de Proyecto con financiamiento pueden generar un mayor o menor costo para el Estado en términos de Valor Presente, y por tanto generar distintos resultados en la determinación final del VPD.

Si bien, no existe un consenso absoluto respecto de la forma de estimar una tasa de descuento, se entiende que dicha tasa debiera de alguna manera reflejar el nivel de exposición al riesgo para un Estado, ya que el análisis que se realiza se lleva a cabo desde el punto de vista público y descuenta potenciales flujos futuros que el Estado deberá hacer frente.

Tasa de descuento calculada.

COSTO DE CAPITAL PROPIO	
Tasa Inflación Paraguay	2%
Costo de Capital Propio (Nominal)	12%
Costo de Capital Propio (Real)	10,00%
WACC	
Tasa impositiva	10%
WACC Teórico	8,7%
LEVERAGE	
Equity	30,00%
Deuda	70,00%
Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.	

Respecto a la variable de espera pública, que supone es que la entrega de la infraestructura se realizará en un plazo superior al que normalmente tomaría la provisión privada bajo modalidad APP derivado de restricciones presupuestarias del Gobierno para financiar el proyecto bajo modalidad tradicional. En el presente estudio, no se considera el valor de espera pública, sin embargo, se detalla en el Excel adjunto al presente estudio.

Taller de Riesgos.

Objetivo del taller.

El Taller de Riesgos tuvo como objetivo principal analizar los riesgos técnicos asociados a la construcción y operación del proyecto, con el fin de identificar las posibles variaciones en el presupuesto. Además, como

segundo objetivo, el Taller de Riesgos se presenta como una herramienta esencial para la valoración cuantitativa de los riesgos transferidos a través del mecanismo de Asociación Público-Privada (APP), facilitando así el desarrollo del comparador público-privado y asegurando el valor por dinero del proyecto.

Lineamientos para el taller de riesgos.

El “Volumen 9. Guía práctica para la elaboración del Comparador Público Privado (PPP)” establece que se debe poner hincapié en las definiciones para asegurar que todos los participantes tengan el mismo criterio al momento de cuantificar los sobrecostos y sobre plazos y al momento de asignar riesgos. Es por lo anterior que, con el fin de obtener una respuesta homogénea por parte de los panelistas para cada uno de los riesgos, se empleó la siguiente clasificación para la Probabilidad de Ocurrencia (en adelante “PO”) y para el Impacto:

Puntuación	PO		Criterio
1	Muy bajo (MB)	5% - 0%	Es muy poco probable que el riesgo/causa ocurra durante el ciclo de vida del proyecto.
2	Bajo (B)	20% - 6%	Es poco probable que el riesgo/causa ocurra durante el ciclo de vida del proyecto.
3	Moderado (M)	50% - 21%	Puede o no ocurrir el riesgo/causa durante el ciclo de vida del proyecto.
4	Alto (A)	80% - 51%	Probablemente el riesgo/causa ocurra durante el ciclo de vida del proyecto.
5	Muy alto (MA)	100% - 81%	Es muy probable que el riesgo/causa ocurra durante el ciclo de vida del proyecto.
Puntuación	Impacto		Criterio
1	Despreciable (D)	Menor a 5%	Cualquier impacto que afecta de manera poco significativa el ciclo de vida del proyecto y sus principales variables de costo, plazo y calidad.
2	Mínimo (Mi)	Menor a 10%	Cualquier impacto que puede ser tratado al interior del equipo de proyecto y que tendría un efecto manejable en el largo plazo.
3	Moderado (Mo)	Menor a 30%	Cualquier impacto que causaría un cambio en la planificación de manera importante o que podría conducir a un efecto notable e inoportuno para el proyecto.
4	Severo (S)	Menor a 50%	Cualquier impacto que coloque en peligro el objetivo del proyecto o que pueda llevar a un impacto significativo en el largo plazo.

5	Crítico ©	Mayor o igual a 50%	Impacto que podría llevar a la cancelación del proyecto dado que produce alteraciones de las principales variables de costo y plazo muy por encima del costo/tiempo estimado.
---	-----------	---------------------	---

Fuente: Elaboración propia.

Cada una de las cinco categorías de valoración de la PO e Impacto se corresponde con un rango, en porcentaje, en el cual se clasifica cada riesgo.

A efectos de la cuantificación de la PO y del Impacto que puede tener cada uno de los riesgos, se toma como referencia el valor medio (MEDIANA) de los distintos rangos:

PO	MÍN	MEDIO	MÁX
Muy bajo (MB)	0,0%	2,5%	5,0%
Bajo (B)	6,0%	13,0%	20,0%
Moderado (M)	21,0%	35,5%	50,0%
Alto (A)	51,0%	65,5%	80,0%
Muy alto (MA)	81,0%	90,5%	100,0%

Impacto	MÍN	MEDIO	MÁX
Despreciable (D)	0,0%	2,5%	5,0%
Mínimo (Mi)	5,0%	7,5%	10,0%
Moderado (Mo)	10,0%	20,0%	30,0%
Severo (S)	30,0%	40,0%	50,0%
Crítico ©	50,0%	75,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia.

Por qué se usa la mediana en matrices de riesgos.

- Evita sesgos extremos

- En los talleres, los participantes tienden a sobreestimar o subestimar riesgos según su experiencia o percepción individual.
- La mediana representa el punto medio de los juicios, y reduce la influencia de opiniones extremas (optimistas o pesimistas).
- Refleja el valor más representativo del consenso
- Si varios expertos asignan diferentes niveles de probabilidad o impacto, la mediana tiende a captar el valor central del consenso, no el promedio aritmético, que puede distorsionarse por valores extremos.
- Permite una clasificación más estable
- Al usar la mediana, las categorías (Muy bajo, Bajo, etc.) se mantienen más estables y comparables entre riesgos, lo que facilita la priorización.
- Favorece la trazabilidad

En procesos de auditoría o revisión de matrices de riesgo (por ejemplo, en APP o proyectos financiados por organismos multilaterales), la mediana es preferida porque:

- Se basa en datos observables (las opiniones recogidas),
- y es más defendible que tomar arbitrariamente el máximo o promedio.

Metodología del taller de riesgo.

- Presentación de la metodología del Taller de Riesgos por parte del líder del panel, en la cual se explicó el objetivo del Taller y el proceso que se realizará para el análisis y valoración de los riesgos.
- Explicación de los diferentes riesgos que podrían existir en el Proyecto
- Definición de los riesgos susceptibles a cuantificar.
- El taller fue dirigido por un moderador, en el que participó un grupo multidisciplinario de especialistas sectoriales de la Firma proponente y del equipo consultor asesor. Este equipo incluyó expertos en las áreas técnica, jurídica, financiera y ambiental.
- Recopilación de respuestas y presentación de los resultados de forma consolidada a los expertos para generar discusión, facilitando información adicional y realizando las aclaraciones necesarias.
- Finalmente, se procedió a consolidar los resultados y promediar los valores en la planilla Excel

Preguntas realizadas en el Taller de Riesgos.

Para recoger las respuestas de los expertos y realizar un análisis objetivo, se les realizó una encuesta por cada uno de los riesgos del proyecto a evaluar. Las preguntas que se realizaron fueron las siguientes:

Riesgo	Preguntas	PO					Impacto				
		MB	B	M	A	MA	Despreciable	Mínimo	Moderado	Severo	Crítico
Construcción	¿Cuál cree que puede ser la PO del sobrecosto por riesgo de construcción en el parque solar?										
	¿Cuál cree que puede ser el Impacto del sobrecosto por riesgo de construcción en el parque solar?										
Opex	¿Cuál cree que puede ser la PO del sobrecosto por riesgo de operación en el parque solar?										
	¿Cuál cree que puede ser el Impacto del sobrecosto por riesgo de opex en el parque solar?										

Fuente: Elaboración propia.

Procesamiento de las respuestas

Al momento de analizar los datos recogidos durante el sondeo del Taller de Riesgos, se procedió a tabular todas las respuestas dadas por los panelistas y se calculó el promedio simple de todas las respuestas, denominado como “consenso”. En caso de que no se hubiera logrado un consenso, se realizaría una nueva iteración hasta lograr el mismo.

Identificación y Evaluación de los Principales Riesgos

Durante las sesiones de trabajo, los especialistas sectoriales identificaron y analizaron los principales riesgos que podrían impactar el desarrollo del proyecto, agrupándolos en varias categorías fundamentales: Se resaltan los siguientes ‘riesgos’ a la hora de presentar este estudio preliminar de viabilidad.

Matriz de Riesgos.

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Asignación
Riesgo de diseño	Riesgo de diseño de la Planta	El diseño de ingeniería establecido para el proyecto puede ser insuficiente, o encontrarse con inconvenientes en el momento de la ejecución, lo que puede generar la realización de nuevas obras y/o complementarias respecto al diseño original incrementando los costos del proyecto original. Asimismo, cualquier variación en las cantidades de insumo respecto al proyecto original.	Privado

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Asignación
Riesgo de construcción	Sobrecosto en construcción	Incrementos del CAPEX respecto al plan base. Aumento de costos de distintos ítems en la etapa de construcción debido a incrementos en los precios de materiales, insumos, mano de obra y especificaciones de diseño.	Privado
	Retraso en la construcción	Incumplimiento del cronograma de obras o entrada tardía en operación.	Privado
	Riesgo predial	Incumplimiento en la puesta a disposición y liberación de los terrenos	Público
	Riesgos tecnológicos	Riesgo de que parte o el total de los módulos, inversores, transformadores o cajas de string tengan inconvenientes o desperfectos por lo que no pueden generar la capacidad prevista.	Privado
	Riesgo de menor producción	Existe el riesgo de que la planta solar genere menos energía que la prevista, debido a variabilidad del recurso solar, ineficiencias de diseño, degradación de equipos, fallas operativas o interrupciones no previstas. Esto podría afectar la capacidad del concesionario para cumplir con la energía comprometida y, por tanto, sus flujos financieros.	Privado
	Riesgo geológico y geotécnico	Riesgo de que las condiciones del suelo o subsuelo sean distintas a las inicialmente previstas, por lo que las obras civiles o el montaje de los paneles puede tener dificultades que impliquen obras adicionales.	Privado
Riesgos OPEX	Incremento del OPEX	Incremento de costos O&M. Incrementos no previstos en costos de mantenimiento	Privado

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Asignación
		preventivo, correctivo, repuestos, limpieza de paneles o seguros.	
	El riesgo de curtailment operativo (interconexión)	Posibilidad de que la planta solar no pueda inyectar la totalidad de la energía generada al sistema eléctrico debido a limitaciones operativas, restricciones temporales o congestiones en la red de transmisión, aun cuando la instalación se encuentre disponible para generar.	Público
Riesgo de mercado	Riesgo de demanda	Existe el riesgo de que la energía generada por la planta solar no sea demandada o despachada por el offtaker (ANDE), ya sea por caídas en el consumo, variaciones en la matriz energética o decisiones operativas del sistema.	Público
	Riesgos tarifarios	Riesgo de revisión o modificación de la tarifa establecida en el contrato PPA que pueda afectar los ingresos esperados del concesionario.	Público
Riesgos sociales	Riesgo de conflicto social ajeno al proyecto	Protestas, paros, huelgas y/o aspectos culturales que interfieran con el normal desarrollo del proyecto produciendo plazos mayores a los estimados inicialmente.	Público
Riesgos financieros	Riesgo de obtención de financiamiento	No obtención del financiamiento de deuda y/o capital. El proyecto no puede levantar los fondos suficientes para ser materializado, lo que implica retrasos produciendo disminución del beneficio económico neto para la sociedad.	Privado

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Asignación
	Riesgo de tasa de interés y/o condiciones	Las tasas de interés fluctúan en forma desfavorable encareciendo los costos financieros, o las condiciones de crédito son distintas a las previstas antes del cierre financiero.	Privado
	Riesgo de tipo de cambio	El tipo de cambio fluctúa de manera desfavorable afectando el financiamiento y el costo de los insumos en dólares necesarios para el proyecto.	Privado
Riesgos políticos	Riesgos políticos	Nacionalización, expropiación o actos unilaterales.	Público
Riesgos derivados de eventos de fuerza mayor y caso fortuito	Fuerza mayor (asegurable)	Retrasos o sobrecostos originados por eventos de fuerza mayor (Eventos asegurables)	Privado
	Fuerza mayor (no asegurable)	Retrasos o sobrecostos originados por eventos de fuerza mayor (Eventos no asegurables)	Compartido
Riesgo de recurso solar	Recurso	Una medición precisa de la irradiancia solar resulta fundamental para la correcta selección de los paneles fotovoltaicos, la orientación en la que deberán instalarse y la verificación de las premisas de generación. Una vez elegido el emplazamiento, se realizará una campaña de mediciones detallada.	Privado
Terminación anticipada	Riesgo de terminación anticipada del Contrato y pago de compensación	Riesgo de que el Contrato PPP sea resuelto antes del vencimiento del plazo previsto, ya sea por incumplimiento del concesionario, causas imputables al concedente o motivos de interés público.	Compartido

Categoría del riesgo	Riesgo	Descripción	Asignación
Regulatorio	Riesgo de cambios legales discriminatorios	Riesgo de que potenciales modificaciones regulatorias o legislativas discriminatorias afecten la rentabilidad de la SOE o el equilibrio económico financiero del Contrato	Público
	Riesgo de cambios legales específicos	Riesgo de que potenciales modificaciones regulatorias o legislativas específicos afecten la rentabilidad de la SOE o el equilibrio económico financiero del Contrato	Público
	Riesgo de cambios legales generales	Riesgo de que potenciales modificaciones regulatorias o legislativas generales afecten la rentabilidad de la SOE o el equilibrio económico financiero del Contrato	Público
	Cláusula de progreso	Riesgo de progresos tecnológicos que conlleven un sobrecoste a la SOE	Público

De todos los riesgos analizados, se recomienda cuantificar 3 riesgos claves, que cubren el 80–90 % de la exposición típica de un proyecto solar APP:

Nº	Riesgo
1	Sobrecosto de CAPEX
2	Sobrecosto de OPEX
3	Riesgo curtailment operativo (Interconexión)

Fuente: Elaboración propia.

Resultados del taller de riesgos.

Las respuestas de los panelistas (8 especialistas) fueron las siguientes:

Riesgo sobre costo Capex.

	Respuesta Panel		Valoración Pregunta		Resultado		Ocurrencia x Impacto
	Respuestas Expertos	Prob.Ocur.	Respuestas Expertos	Impacto	Prob.Ocur.	Impacto	
Panelista 1	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 2	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 3	Alto (A)	4	Moderado (Mo)	3	65,50%	20,00%	
Panelista 4	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 5	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 6	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 7	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 8	Alto (A)	4	Severo (S)	4	65,50%	40,00%	
Consenso	Moderado (M)		Moderado (Mo)		43,00%	22,50%	10%

Fuente: Pestaña del archivo Excel taller de riesgo

Riesgo sobre costo Opex.

	Respuesta Panel		Valoración Pregunta		Resultado		Ocurrencia x Impacto
	Respuestas Expertos	Prob.Ocur.	Respuestas Expertos	Impacto	Prob.Ocur.	Impacto	
Panelista 1	Alto (A)	4	Moderado (Mo)	3	65,50%	20,00%	
Panelista 2	Alto (A)	4	Moderado (Mo)	3	65,50%	20,00%	
Panelista 3	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 4	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 5	Bajo (B)	2	Mínimo (Mi)	2	13,00%	7,50%	
Panelista 6	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 7	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Panelista 8	Moderado (M)	3	Moderado (Mo)	3	35,50%	20,00%	
Consenso	Moderado (M)		Moderado (Mo)		40,19%	18,44%	7%

Resumen de resultados del taller de riesgos.

Resumen Panel

Resultados (Mediana)					
Riesgos	Probabilidad Ocurrencia	Impacto	Probabilidad Ocurrencia	Impacto	Ocurrencia x Impacto
Construcción	Moderado (M)	Moderado (Mo)	43,00%	22,50%	10%
Opex	Moderado (M)	Moderado (Mo)	40,19%	18,44%	7%

Fuente: Pestaña del archivo Excel taller de riesgo.

El Taller de Riesgos es un insumo central para el desarrollo del Comparador Público-Privado (CPP), ya que permite identificar, clasificar y cuantificar los riesgos que afectan al proyecto a lo largo de su ciclo de vida. Su propósito es determinar qué riesgos serían asumidos por el sector público y cuáles serían transferidos al sector privado bajo un esquema APP, y cuál es el costo económico asociado a cada uno de ellos.

En este sentido, las valoraciones obtenidas en el Taller —particularmente la Probabilidad de Ocurrencia y el Impacto económico estimado de cada riesgo— se incorporan directamente al modelo financiero del CPP

Riesgo de demanda.

El riesgo de demanda se refiere a la posibilidad de que la energía generada por la planta no sea efectivamente despachada o demandada por la ANDE, ya sea por variaciones en el consumo eléctrico, cambios en la matriz energética o decisiones operativas del sistema de transmisión y distribución.

Sin embargo, bajo la modalidad contractual Take-or-Pay, la ANDE asume la obligación de pago por la disponibilidad de la energía contratada, independientemente de su utilización efectiva. En consecuencia, el riesgo económico asociado a una menor demanda o despacho no afecta los ingresos del proyecto, dado que el pago se mantiene por la capacidad disponible.

Por lo anterior, el riesgo de demanda se considera plenamente retenido por el Estado y no se cuantifica en esta etapa del análisis, al no implicar un costo adicional relevante bajo el esquema de pagos por disponibilidad.

Resultados alcanzados.

Determinación de costos PPR.

Los principales componentes para determinar el costo del proyecto bajo la modalidad de PPR son:

- Costo base del proyecto
- Costo del riesgo transferido
- Costo del riesgo retenido
- Costo del financiamiento del PPR
- Costo de la espera pública

El valor en VPN del costo total del proyecto público de referencia es:

VPN costo total estimado PPR	VPN USD
Costo Base	508.489.576
(+) CAPEX	341.088.037
(+) OPEX	89.749.900
(+) Costo de financiamiento	77.651.639
Riesgos Retenido	2.571.291
(+) curtailment operativo	2.571.291
Riesgos a transferir	36.617.663
(+) Sobrecostos Obras	30.245.420
(+) Sobrecostos O&M	6.372.243
Costo total estimado del PPR	547.678.530

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

Costo Base del Proyecto.

Capex.

El costo base del proyecto representa la inversión total requerida para el desarrollo, construcción y puesta en marcha de la planta solar fotovoltaica, incluyendo sus infraestructuras de conexión al sistema eléctrico nacional. Este monto está expresado en precios constantes y a valor presente, e incorpora todos los costos directos e indirectos necesarios para dejar el activo plenamente operativo.

Opex.

El OPEX del proyecto representa el conjunto de costos recurrentes necesarios para garantizar la operación segura, continua y eficiente de la planta solar fotovoltaica durante su ciclo de vida útil. Estos costos se encuentran en constante y en valor presente para un horizonte de 30 años y se estructuran conforme a prácticas internacionales de referencia para proyectos solares de gran escala bajo esquemas de Asociación Público-Privada (APP).

Costo de Financiamiento.

Se ha simulado que el Estado se financia mediante una emisión de bonos soberanos, a efectos de que esta variable no tenga una elevada incidencia, se ha utilizado una de las emisiones de menor tasa de interés en 3,80%. (Bono Soberano 2033_2)

Riesgo Retenido.

- Riesgo de Interconexión / Transmisión

El riesgo de curtailment operativo se refiere a la posible reducción en la energía efectivamente inyectada a la red, debido a limitaciones de despacho o restricciones técnicas del sistema de transmisión. Aunque la planta esté disponible para generar, pueden existir eventos puntuales en que el operador del sistema limite temporalmente la entrega de energía.

Para el caso del proyecto de energía solar bajo modalidad APP, este riesgo se considera retenido por el sector público, en tanto responde a decisiones u operaciones del sistema eléctrico nacional (ANDE), ajenas al control del operador privado.

Para la cuantificación del riesgo de curtailment operativo, se ha considerado una pérdida anual equivalente al 0,5% de la energía generada por la planta. Este porcentaje representa una estimación prudencial de posibles restricciones operativas o congestiones de la red que podrían limitar temporalmente la inyección de energía al sistema.

El valor económico del riesgo se obtiene multiplicando la energía no inyectada (0,5% de la generación proyectada anual) por el precio de venta de la energía establecido en el modelo financiero. De esta manera, se incorpora en el análisis del Valor por Dinero una estimación monetaria del impacto potencial de este riesgo retenido por el sector público, reflejando su incidencia sobre los ingresos del proyecto y la eficiencia global de la inversión.

Riesgo transferido.

Los riesgos transferidos corresponden a aquellos riesgos que se le trasladarían al Participante Privado en caso de que el proyecto fuera ejecutado por un inversionista bajo la modalidad de PPP. Dado que el ejercicio realizado del comparador es de naturaleza cuantitativa únicamente se incluyen en el mismo aquellos riesgos que se pueden valorar con un grado de certeza razonable, y por el contrario no se incluyen aquellos riesgos que no son valorables por falta de información o por la naturaleza misma del riesgo

Cabe resaltar que, en el desarrollo de la etapa de prefactibilidad, se tuvieron en cuenta en la valoración del CPP los riesgos evaluados en el Taller de Riesgos. Los riesgos transferidos que se tuvieron en cuenta en la valoración del Comparador fueron los siguientes:

Riesgos transferidos	VPN en USD	Constantes en USD
----------------------	------------	-------------------

Sobrecostos Obras

Costo base	302.454.201	377.400.000
Costo + Riesgo	332.699.622	415.140.000
Sobrecostos Obras	30.245.420	37.740.000

Sobrecostos O&M

Costo base	89.749.900	326.757.000
Costo + Riesgo	96.122.143	349.956.747
Sobrecostos O&M	6.372.243	23.199.747

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

Determinación de costos APP.

Los principales componentes para determinar el costo de proyecto bajo la modalidad de PPP son:

- Aportes públicos (PPA).
- Costo del riesgo retenido.
- Costo de administración del contrato.

VPN costo total estimado APP	VPN USD
(+) Costos PPA	514.258.194
Aportes Públicos	514.258.194
Impuestos	(15.180.788)
Costos de administración del contrato	
APP	2.947.059
Riesgos a retener	2.571.291
(+) curtailment operativo	2.571.291
Costo total estimado de la APP	504.595.755

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

Aportes de la administración	VPN	Constantes
Producción MWh		28.221.329
Tarifa		64,5
Ingreso PPA	514.258.194	1.820.275.705
Aportes de la administración	514.258.194	1.820.275.705

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

En el modelo de Asociación Público-Privada (APP), el Pago por PPA (Power Purchase Agreement) representa el ingreso contractual principal del proyecto, mediante el cual la administración pública remunera al adjudicatario privado por la disponibilidad y entrega de energía eléctrica conforme a los estándares de

rendimiento establecidos. Este pago se calcula en función de la producción efectiva (kWh/kWp) y de la tarifa acordada (USD/MWh), ajustada a valores constantes del análisis financiero.

El pago del PPA busca garantizar la sostenibilidad financiera del proyecto, permitiendo recuperar las inversiones de capital (CAPEX), cubrir los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y generar una rentabilidad razonable para el inversionista privado. Asimismo, este esquema traslada al privado los riesgos de rendimiento, y eficiencia operativa, mientras que la administración asume el compromiso de pago.

Impuestos.

Corresponden a los ingresos que el modelo de APP genera al Estado por la recaudación de impuesto a la renta de la SOE.

Impuestos	VPN en USD	Constantes en USD
Impuestos	(15.180.788)	(78.453.733)
Impuestos	(15.180.788)	(78.453.733)

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

Costos de administración del contrato APP

El costo de administración del contrato PPP hace alusión al costo en el que incurre la entidad pública para estructurar, supervisar y controlar el contrato de PPP que se establecería con el Participante Privado para desarrollar el proyecto. Para el cálculo de este costo se han tenido en cuenta los diferentes cargos públicos necesarios en el proceso de evaluación y supervisión del Proyecto. Este costo se ha considerado desde el año 1 del Proyecto y el equipo necesario es:

Costos de gestión contractual	VPN en USD	Constantes en USD
Costos de gestión contractual	2.947.059	8.501.512
Costos de gestión contractual	2.947.059	8.501.512

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

Costos de gestión contractual				
Cargo	Cantidad	Sueldo PYG	Sueldo USD	Dedicación
Coordinador General	1	32.740.040	4.677	25%
Coordinador Jurídico	1	20.000.000	2.857	50%
Ingenieros	3	10.000.000	1.429	100%
Coordinador Financiero	1	20.000.000	2.857	50%
Asistente Financiero	1	10.000.000	1.429	100%
Coordinador técnico	1	20.000.000	2.857	10%
Asistente técnico	1	10.000.000	1.429	100%
Especialista Predial	1	10.000.000	1.429	10%
Asistente Predial	2	8.000.000	1.143	100%
Asistente jurídico	1	15.000.000	2.143	10%

Asistente social	2	5.500.000	786	100%
Especialista Ambiental	1	10.660.000	1.523	100%
Administrativos	3	8.504.755	1.215	100%

Fuente: Pestaña CPP Modelo Financiero.

Riesgo Retenido.

Es el mismo ítem desarrollado en el apartado anterior.

Resultado del Comparador Público Privado cuantitativo.

En las siguientes tablas se presenta los resultados obtenidos en la elaboración del CPP; en donde se evidenciará el valor del dinero que genera la modalidad de PPP versus OPT.

El resultado numérico es el siguiente:

VpD generado por la modalidad APP	USD
VP Costo total estimado del PPR	547.678.530
VP Costo total estimado de la APP	504.595.755
VpD generado por el proyecto APP	43.082.775

Una vez completado el ejercicio de Comparador Público Privado se concluye que **la opción PPP es la más ventajosa para el Gobierno y por tanto se recomienda su ejecución.**

15. Evaluación del proyecto e indicadores de rentabilidad

Los resultados indican que el proyecto es financieramente viable y atractivo para la inversión privada, con niveles adecuados de rentabilidad y cobertura del servicio de deuda. La estructura de financiamiento propuesta equilibra eficientemente el apalancamiento y la estabilidad del flujo de caja, garantizando su sostenibilidad a largo plazo.

Indicadores de rentabilidad	%
CF del Proyecto Antes de Impuesto	13,0%
CF del Proyecto	12,1%
CF Accionista	12,9%
CF después de Servicio de Deuda	15,4%

Fuente: Flujo de caja del MEF en formato Excel

Los indicadores de rentabilidad del proyecto fueron estimados a partir del flujo de caja proyectado del Modelo Económico-Financiero (MEF), considerando los supuestos técnicos, financieros y fiscales definidos en el escenario base con un precio de venta de USD 64.5/MWh.

El análisis arroja una Tasa Interna de Retorno (TIR) sobre el flujo de caja total del proyecto de 13% antes de impuestos, lo cual refleja una rentabilidad adecuada en términos de sostenibilidad financiera, manteniendo márgenes de cobertura que garantizan el cumplimiento de las obligaciones crediticias a lo largo del ciclo de vida del contrato APP.

Por su parte, la TIR sobre el flujo de caja del accionista asciende a 12,90%, resultado que evidencia un retorno atractivo para el capital privado, consistente con el nivel de riesgo del proyecto y con los parámetros de referencia de inversiones en infraestructura energética de largo plazo en la región.

En conjunto, estos indicadores confirman que el proyecto es financieramente viable y atractivo para la participación del sector privado, bajo un esquema de financiamiento estructurado que combina deuda senior y aportes de capital en proporciones óptimas para maximizar la eficiencia del apalancamiento financiero.

16. Selección de alternativa de solución

En la etapa de prefactibilidad se analizaron dos configuraciones tecnológicas para el sistema fotovoltaico: paneles fijos y paneles con seguimiento solar (tracking). El sistema fijo presenta menor inversión inicial y menor complejidad operativa, mientras que el sistema con tracking permite optimizar la orientación de los módulos a lo largo del día, incrementando la captación de irradiación y la generación eléctrica anual.

Considerando las condiciones de radiación del sitio y la necesidad de maximizar la eficiencia del proyecto, se opta por la tecnología con tracking, dado que ofrece mayores rendimientos energéticos y una mejor relación costo-beneficio a lo largo de la vida útil del proyecto, justificando su elección frente al sistema fijo.

17. Matriz de Marco Lógico

Nivel	Resumen Narrativo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin	Contribuir a la diversificación y resiliencia de la matriz energética paraguaya, y con ello, atender la creciente demanda de energía eléctrica en Paraguay a costos competitivos y con energía renovable	• Aumento de la participación de fuentes renovables no hidráulicas en la matriz eléctrica nacional. • Mejora del medio ambiente. • Generación de fuentes de empleo. • Garantía en el suministro frente a déficit de capacidad.	• Reportes anuales de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), del Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) y del MTESS.	• Mantenimiento del marco regulatorio favorable a las energías renovables y al régimen APP. • Crecimiento sostenido de la demanda interna y regional de electricidad.
Propósito	Utilizar los recursos de Paraguay para satisfacer la creciente demanda de energía y colaborar con la diversificación de la matriz energética.	• Incremento en la capacidad instalada de generación energética nacional (MW). • Porcentaje de la matriz energética compuesta por fuentes diversificadas. • Tasa de crecimiento anual del	• Informes anuales de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). • Registros del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) y del Viceministerio de Minas y Energía.	• Crecimiento sostenido de la demanda energética. • Colaboración interinstitucional.

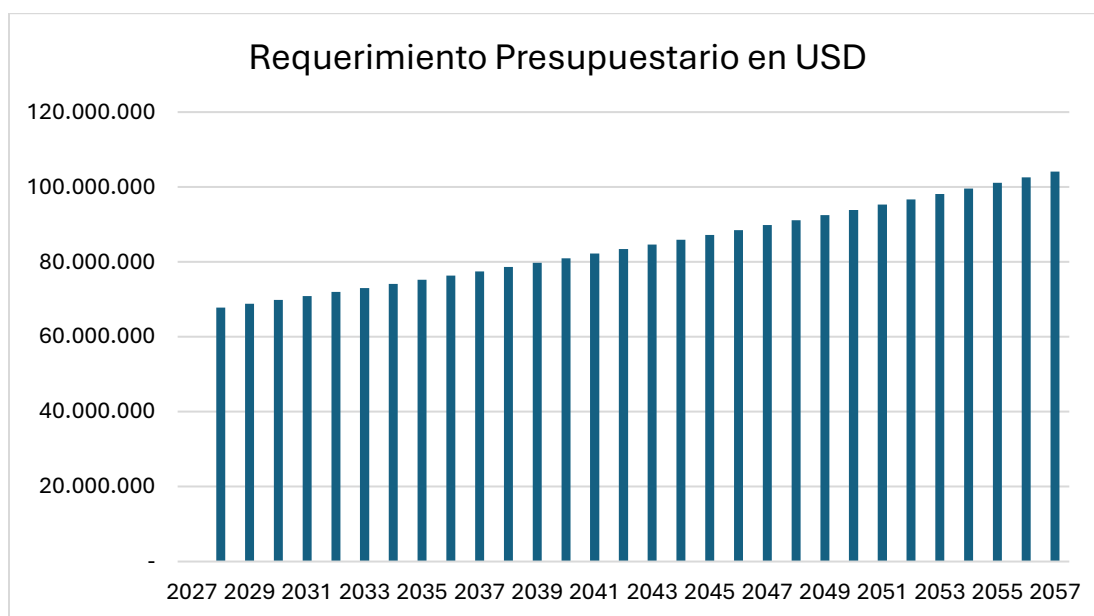
Nivel	Resumen Narrativo	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
		consumo energético nacional satisfecho.		
Componente	Construcción de la planta solar por medio de la instalación de paneles solares.	Construcción de la planta en los plazos indicados en el Contrato PPP.	Indicadores de cumplimiento establecidos en el Contrato PPP.	• Aprobación de la IP Valenzuela. • Disponibilidad continua y oportuna de paneles solares, equipos e insumos en el mercado nacional e internacional, sin retrasos logísticos significativos.
Actividad	• Adquisición/obtención del terreno donde se ubicará la planta solar. • Instalación/construcción de la planta solar con interconexión a la red del SIN. • Obtención del financiamiento. • Entrada en operación de la planta solar e inicio de la generación de energía. • Operación y Mantenimiento de la planta solar.	Inversión estimada total para la planta solar y su interconexión al SIN.	Indicadores del Contrato PPP y Planificación Interna del Proyecto.	• Suscripción del contrato PPP. • Suscripción de PPA con ANDE. • Obtención de permisos ambientales. • Obtención de licencias y autorizaciones necesarias para la construcción y operación de la planta. • Contratación de recursos humanos suficientes.

18. Impacto Presupuestario y Financiero. Esfuerzo fiscal.

El modelo APP propuesto para la planta solar fotovoltaica contempla un compromiso presupuestario del Estado, dado que los pagos al participante privado se canalizarán a través de un Fideicomiso de Garantía y Liquidez PPP, conforme a lo establecido en la Ley de APP. En este esquema, el Estado deberá efectuar un depósito equivalente al 100% de los pasivos firmes de los próximos 12 meses, en el fideicomiso, con carácter previo al inicio de las obligaciones de pago, asegurando así la disponibilidad de fondos y el cumplimiento de los compromisos contractuales.

La ANDE, por su parte, recuperará los pagos efectuados al fideicomiso a través de la recaudación generada por la venta de energía, en el marco de su esquema tarifario y operativo. Si bien existe un compromiso presupuestario inicial, el modelo no implica un esfuerzo fiscal neto, dado que los recursos utilizados provienen de los ingresos propios del sistema eléctrico.

Figura 18.1 – Requerimiento presupuestario



Fuente: Elaboración propia.

El gráfico muestra la proyección del requerimiento presupuestario en dólares estadounidenses correspondiente a los pagos que la ANDE deberá realizar al fideicomiso en concepto de la energía comprometida con el participante privado. Estos pagos se efectúan con un año de anticipación respecto al período de suministro, a fin de garantizar la disponibilidad de fondos y la previsibilidad contractual. La evolución ascendente refleja el ajuste anual del precio de la energía conforme a los términos establecidos en el contrato APP.

19. Análisis de Competencia en la Producción de Energía

El mercado eléctrico paraguayo se caracteriza por una estructura fuertemente concentrada en la generación pública, con predominio de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) y de las centrales binacionales hidroeléctricas (Itaipú, Yacyretá y Acaray), que aportan casi la totalidad de la oferta nacional de energía. En este contexto, el sector privado no participa actualmente en la generación con fines comerciales, por lo que el grado de competencia en la producción eléctrica es muy limitado.

El proyecto APP de generación solar se inserta como una iniciativa pionera de apertura a la participación privada, contribuyendo a diversificar la matriz de generación y a introducir competencia en la oferta. Si bien el régimen vigente no contempla un mercado mayorista competitivo, la incorporación de este tipo de proyectos bajo esquemas contractuales de largo plazo promueve la eficiencia en costos y desempeño, así como la comparación competitiva frente a otras fuentes de generación.

Por tanto, desde la perspectiva del mercado de producción eléctrica, el proyecto aumenta la competencia potencial del sistema, estableciendo un precedente institucional y técnico que puede favorecer la entrada futura de nuevos operadores privados en energías renovables y fortalecer la sostenibilidad del sistema energético nacional.

20. Organización y Constitución de la Sociedad de Propósito Específico (SOE)

Constitución de la SOE

El adjudicatario del proyecto deberá constituir una Sociedad Anónima de Propósito Específico (SOE) dentro de los noventa (90) días posteriores a la adjudicación firme del contrato APP. La SOE será la responsable exclusiva del diseño, financiación, construcción, operación y mantenimiento de la planta solar y sus infraestructuras asociadas de interconexión.

La constitución deberá cumplir con todas las leyes y regulaciones paraguayas, incluyendo la Ley N° 7452/2025 de Participación Público-Privada y demás normas aplicables, garantizando una estructura societaria transparente y compatible con los requerimientos del Estado.

Gobernanza y Supervisión Pública

La Administración Contratante designará un Delegado del Estado ante la SOE, con funciones de supervisión, seguimiento técnico y financiero, pudiendo asistir al Directorio con voz, pero sin voto. Este mecanismo asegura la transparencia en la gestión y el cumplimiento de las obligaciones contractuales durante las fases de construcción y operación.

Acciones y Garantías

Las acciones de la SOE serán nominativas y podrán ser pignoradas en favor de los acreedores del proyecto, exclusivamente para garantizar obligaciones vinculadas al contrato APP. La transferencia o modificación del paquete accionario requerirá autorización previa de la Administración Contratante, la Unidad PPP y el Ministerio de Economía y Finanzas, asegurando el control público sobre la continuidad y capacidad del concesionario.

Seguros

Antes de la firma del contrato, la SOE deberá acreditar la contratación de pólizas de seguros que cubran los principales riesgos asociados al proyecto, entre ellos:

- Seguro Todo Riesgo de Construcción
- Seguro de Responsabilidad Civil frente a terceros
- Seguro de Accidentes Laborales
- Seguro de Riesgo Operativo y Pérdida de Ingresos por Interrupción

Estos seguros buscan proteger tanto al Estado como a los financiadores frente a contingencias durante la vida del proyecto.

Garantías

El adjudicatario deberá presentar una garantía de cumplimiento del contrato, aplicable tanto a la fase de construcción como de operación. El monto y las condiciones serán establecidas en los pliegos, con posibilidad de reducción progresiva una vez finalizada la construcción y puesta en operación comercial.

Organización Operativa

La SOE deberá contar con una estructura técnica, administrativa y operativa adecuada a la naturaleza del proyecto. Deberá disponer de:

- Un equipo técnico especializado en operación y mantenimiento de plantas solares.
- Personal capacitado en monitoreo energético, seguridad industrial y gestión ambiental.
- Un sistema de supervisión en tiempo real de la generación, inyección a red y performance de los equipos
- Mecanismos de reporte periódico hacia la ANDE y la Administración Contratante.

Durante la fase de operación, la SOE será responsable de mantener la disponibilidad contractual de la planta, cumplir con los indicadores de desempeño, y asegurar la continuidad de los servicios conforme a las condiciones establecidas en el contrato APP.

21. Descripción del Estudio de Factibilidad

El contenido del Estudio de Factibilidad será acorde a lo establecido en la reglamentación pertinente, el cual mínimamente incluirá, tomando como referencia el artículo 37 del Decreto 4183/20, lo siguiente:

- Estudio de Ingeniería Básica.
- Estudio de Demanda.
- Evaluación Social.
- Estudio Territorial.
- Actualización de la estimación del impacto presupuestario y financiero del Proyecto PPP.
- Estudios ambientales del proyecto, estableciendo los impactos ambientales y los mecanismos de mitigación de los daños que se pudieran provocar en el desarrollo del Proyecto PPP y compensaciones, cuando corresponda.
- Estudio de expropiaciones y/o liberación de terrenos.
- Opinión legal.
- Estudio de alternativas de implementación tecnológica y nivel de servicios a usuarios.
- Estructuración del diseño de negocio.
- Estudio económico-financiero.
- Evaluación y asignación de riesgos.
- Valoración de los compromisos o pasivos firmes y contingentes.
- Actualización del estudio de valor por dinero.

22. Conclusiones

El análisis de prefactibilidad del Proyecto Solar Valenzuela confirma su conveniencia estratégica y su viabilidad técnica, económica e institucional en el contexto energético de Paraguay. La incorporación de 400 MWac de generación fotovoltaica, conectados a 220 kV en la Subestación Valenzuela, aporta capacidad y energía renovable no hidráulica en un sistema crecientemente tensionado por el crecimiento de la demanda y por la vulnerabilidad hidrológica. En línea con las proyecciones del VME y la ANDE, que anticipan restricciones de potencia y déficit energético estructural, el proyecto contribuye de manera directa a la diversificación de la matriz, fortalece la resiliencia del SIN frente a periodos secos y moderará la dependencia de la generación hidroeléctrica binacional.

Desde la perspectiva de política pública, el proyecto se alinea con el Plan Nacional de Desarrollo y su visión 2050, avanzando objetivos de infraestructura, competitividad, ambiente y energía. La modalidad PPP a 32 años, con pago por la compra de la energía por parte de ANDE y tarifa por MWh predefinida, otorga previsibilidad de flujos y refuerza la bancabilidad, a la vez que preserva la sostenibilidad fiscal al estructurar una asignación de riesgos coherente con las mejores prácticas, la cual es consistente con la Ley APP y fomenta la eficiencia operativa del privado.

Es importante destacar que el proyecto Planta Solar Valenzuela se autofinancia 100% con la compra de la energía por parte de la ANDE sin necesidad de aportes estatales (i.e. subsidios al CAPEX) alineándose a su vez con las leyes de responsabilidad fiscal (ya que no se aumenta la deuda ni el gasto público) y de APP en cuanto al espacio fiscal disponible para compromisos firmes bajo los Contratos PPP de 4% del Producto bruto interno del año anterior. Por otra parte, también se respeta a rajatabla el límite del 25% (del valor presente del costo total del proyecto) para la participación del Estado en proyectos de iniciativa privada (art. 47 de la Ley de APP) atento a que el proyecto Planta Solar Valenzuela no requiere de participación o aporte alguno de parte del Estado. El CAPEX NO será aportado ni subsidiado por el Estado en ningún porcentaje ya que el proyecto es autofinanciable en un 100% con la compra de la energía a ser suministrada por el generador/ adjudicatario del proyecto.

En materia de costos, la tarifa preliminar estimada para el esquema PPP se enmarca en los parámetros de la tarifa media vigente que la ANDE pretende trasladar al consumidor industrial, lo cual constituye un factor de alto impacto para el usuario final y para la sostenibilidad del sistema. Este aspecto cobra especial relevancia dado que la energía del Proyecto Solar Valenzuela se inyectará a 220 kV en la Subestación Valenzuela para abastecer prioritariamente al Sistema Metropolitano de Asunción, contribuyendo a moderar la volatilidad en horas pico.

En cuanto a plazos, el cronograma de ejecución propuesto prevé la entrada en operación comercial en el corto plazo tras la firma de los contratos, permitiendo aportar generación adicional oportunamente para cubrir faltantes en picos de potencia en el Área Metropolitana de Asunción, y aportar a la diversificación de la matriz energética nacional acorde a la Política Energética Nacional vigente.

Por lo tanto, la evidencia recabada sustenta que el Proyecto Solar Valenzuela aporta valor público neto positivo, mejora la seguridad del suministro y acelera una transición energética ordenada, por lo que su paso a la siguiente etapa resulta justificado y oportuno.