

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-03112

# Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación

## **Editores**

Veronica R. Prado  
Sergio Andres Argüello  
Juan Carlos Cardenas Valero  
Alfred Hans Grunwaldt

## **Autores**

Silvio Binato  
Tainá Martins  
Miguel Manzanares  
Victorio Oxilia  
Fernando Ferreira

Banco Interamericano de Desarrollo  
División de Energía  
Octubre 2025

# **Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación**

## **Editores**

Veronica R. Prado  
Sergio Andres Argüello  
Juan Carlos Cardenas Valero  
Alfred Hans Grunwaldt

## **Autores**

Silvio Binato  
Tainá Martins  
Miguel Manzanares  
Victorio Oxilia  
Fernando Ferreira

**Banco Interamericano de Desarrollo**  
**División de Energía**  
**Octubre 2025**

## **Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo**

Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación / editores, Veronica R. Prado, Sergio Andres Arguello, Juan Carlos Cárdenas Valero, Alfred Hans Grunwaldt.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 3112)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Climate change adaptation-Paraguay. 2. Hydroelectric power plants-Environmental aspects-Paraguay. 3. Water-power-Environmental aspects-Paraguay. I. Prado, Veronica R., editora. II. Arguello, Sergio Andres, editor. III. Cárdenas Valero, Juan Carlos, editor. IV. Grunwaldt, Alfred Hans, editor. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-TN-3112

Códigos JEL: Q54; Q51; Q42; Q40; O13

Palabras claves: cambio climático, adaptación al cambio climático, uso de la tierra, energía renovable, central hidroeléctrica

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2025 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





# Vulnerabilidad al **cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación**



## **Editores**

Veronica R. Prado  
Sergio Andres Arguello  
Juan Carlos Cardenas Valero  
Alfred Hans Grunwaldt

## **Autores**

Silvio Binato, PSR  
Tainá Martins, PSR  
Miguel Manzanares, Meteosim  
Victorio Oxilia, Esenerg  
Fernando Ferreira, Esenerg

## **Agradecimientos**

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía) y Graham George Watkins (Jefe de la División de Cambio Climático). Los líderes del equipo de trabajo son Veronica R. Prado (ENE) y Alfred Hans Grunwaldt (CCS), y los miembros del equipo son Sergio Andres Arguello, Theresa Schutz y Juan Carlos Cardenas. Los principales autores del informe son Silvio Binato, Tainá Martins, Miguel Manzanares, Victorio Oxilia, Fernando Ferreira del Consorcio PSR, ESENERG, METEOSIM. El editor principal es Juan Carlos Cardenas. El equipo valora los comentarios y revisión de Lenin Balza y Gabriela Montes de Oca del BID. Adicionalmente, los editores y autores agradecen a Adela Martinez y sofiarguello.com por el diseño de la publicación. El equipo agradece el apoyo financiero de los Fondos de la OC SDP Ventanilla 2–Infraestructura(W2B) del BID a través de la Cooperación Técnica “Análisis Hidrológico de Cuenca del Río Paraná” (ATN/OC-19343-PR–PR-T1328).

# Vulnerabilidad al **cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación**



# Contenido

<b>6</b>	<b>ACRÓNIMOS</b>	
<b>8</b>	<b>GLOSARIO</b>	
<b>10</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	
<b>14</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	
<b>17</b>	<b>MODELACIÓN CLIMÁTICA</b>	
18	1. 1. Proyecciones de temperatura y precipitación: índices climáticos	
20	1. 2. Validación de los datos modelados	
20	1. 3. Resultados Modelación Climática	
<b>31</b>	<b>MODELACIÓN HIDROLÓGICA</b>	
31	2. 1. Hidrología	
34	2. 2. Cambio de Cobertura de la Tierra	
<b>39</b>	<b>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA</b>	
40	3. 1. Metodología de la proyección de demanda de energía eléctrica	
42	3. 2. Consideraciones sobre los Escenarios socioeconómicos	
43	3. 3. Escenarios energéticos	
45	3. 4. Proyecciones de la Demanda de Electricidad Base	
48	3. 5. Influencia de la temperatura en la demanda de electricidad	
<b>55</b>	<b>MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	
56	4. 1. Hipótesis de Planificación	
62	4. 2. Principales resultados	
69	4. 3. Hallazgos y recomendaciones	
<b>73</b>	<b>PLAN DE ADAPTACIÓN PARA EL SUBSECTOR HIDROELÉCTRICO</b>	
73	5. 1. Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2020-2030 de Paraguay	
75	5. 2. Metodología Plan de Adaptación del Sector Energético	
76	5. 3. Propuesta de Plan de Adaptación del Sector Energético	
79	5. 4. Plan de Adaptación del Sector Energético: Objetivos, estrategias, instrumentos y actores de la propuesta	
<b>85</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
<b>88</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	
<b>91</b>	<b>1.ANEXO I</b>	
91	Fortalecimiento de Capacidades Técnicas e Institucionales para la Planificación Energética Resiliente al Cambio Climático en Paraguay	

# Tablas

- 19 **Tabla 1.** Índices y los peligros climáticos asociados
- 28 **Tabla 2.** Resultados de los índices climáticos relativos a la temperatura
- 29 **Tabla 3.** Resultados de los índices climáticos relativos a la precipitación
- 43 **Tabla 4.** Proyecciones de población y hogares de Paraguay
- 45 **Tabla 5.** Escenarios Demanda de Electricidad Base
- 48 **Tabla 6.** Valores proyectados de energía requerida, Factor de Carga y Demanda Máxima para los Escenarios Base
- 50 **Tabla 7.** Valores proyectados de energía requerida, Factor de Carga y Demanda Máxima para SSP2 4.5.
- 52 **Tabla 8.** Valores proyectados de energía requerida, Factor de Carga y Demanda Máxima para SSP2 8.5
- 56 **Tabla 9.** Escenarios considerados en los estudios de expansión.
- 58 **Tabla 10.** Proyectos hidroeléctricos considerados candidatos para el plan de expansión.
- 59 **Tabla 11.** Premisas para los planes de expansión del sistema eléctrico
- 60 **Tabla 12.** Resumen oferta de proyectos candidatos para el plan robusto
- 61 **Tabla 13.** Resumen costos de inversión por tecnología en USD/kW
- 63 **Tabla 14.** Expansión de la generación a 2050 por escenario en GW para el escenario de referencia
- 65 **Tabla 15.** Comparación de la expansión de generación (capacidad), Plan Robusto vs Planes de Referencia (GW).
- 66 **Tabla 16.** Variación porcentual de la expansión de generación (capacidad), Plan Robusto vs Planes de Referencia.
- 67 **Tabla 17.** Comparación de costos Plan Robusto vs Planes de Referencia
- 68 **Tabla 18.** Costos para la decisión del Plan Robusto
- 69 **Tabla 19.** Costos de adaptación (diferencias de los costos de inversión) para los Escenarios de Cambios Climáticos.
- 77 **Tabla 20.** Acciones de la propuesta del Plan de Adaptación jerarquizados según beneficios tridimensionales versus costos.
- 78 **Tabla 21.** Estructura de la propuesta del Plan de Adaptación Sector Energético post 2030.
- 80 **Tabla 22.** Propuesta del Plan de Adaptación Sector Energético post 2030 – Objetivos, Estrategias, Instrumentos, Actores Principales, organizados por rango del Análisis B/C
- 93 **Tabla 23.** Programa de Capacitación y Creación de Capacidades.

# Ilustración

- 22 **Ilustración 1.** Diferencias absolutas de la temperatura media, mínima y máxima absolutas respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-4.5.
- 23 **Ilustración 2.** Diferencias absolutas de la temperatura media, mínima y máxima absolutas respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-8.5.
- 26 **Ilustración 3.** Diferencias absolutas de la precipitación media anual, máxima diaria y días de lluvia respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-4.5.
- 27 **Ilustración 4.** Diferencias absolutas de la precipitación media anual, máxima diaria y días de lluvia respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-8.5.
- 31 **Ilustración 5.** Cuenca del río Paraná hasta la central candidata Itati Itacorá y las centrales existentes en la cuenca.
- 32 **Ilustración 6.** Histórico de caudales mensuales naturalizados y las proyecciones para los escenarios de cambio climático SSP2 y SSP5 en la central hidroeléctrica Itaipú.
- 33 **Ilustración 7.** Hidrograma medio mensual histórico (1931-1972 y 1973-2023) y proyecciones (2024-2070) escenarios SSP2 y SSP5 central hidroeléctrica Itaipú.
- 33 **Ilustración 8.** Caudal promedio anual histórico y proyectado para los escenarios SSP2 y SSP5, para la central hidroeléctrica Itaipú.
- 35 **Ilustración 9.** Pérdida de suelo agregada por promedio espacial para algunas cuencas (ton/ha/año) de los escenarios SSP 2 y SSP5.
- 36 **Ilustración 10.** Pérdida de suelo agregada por promedio espacial para algunas cuencas (ton/ha/año) del escenario SSP 2.
- 36 **Ilustración 11.** Pérdida de suelo agregada por promedio espacial para algunas cuencas (ton/ha/año) del escenario SSP 5.
- 39 **Ilustración 12.** Escenarios Socioeconómicos y Energéticos para Proyectar la Demanda.
- 41 **Ilustración 13.** Esquema metodológico para la proyección de la demanda.
- 42 **Ilustración 14.** Evolución y proyecciones del PIB Esc. Tendencial y Alternativo 1991-2070.
- 46 **Ilustración 15.** Consumo energético neto por fuentes energéticas de los cuatro escenarios base, medidos en ktep (incluye pérdidas en transmisión y distribución).
- 47 **Ilustración 16.** Consumo eléctrico neto por sectores de consumo, medidos en GWh (no incluyen pérdidas en transmisión y distribución).
- 47 **Ilustración 17.** Curvas de carga horaria anual (8760 h) del año 2022 correspondientes a los requerimientos totales de energía eléctrica, en GWh.
- 51 **Ilustración 18.** Curvas de carga final para el día de máxima demanda del año 2070 de los Escenarios 1 – SSP2-4.5, 1 al 4
- 53 **Ilustración 19.** Curvas de carga final para el día de máxima demanda del año 2070 de los Escenarios 1 – SSP2-8.5, 1 al 4.
- 56 **Ilustración 20.** Diagrama de la metodología de planificación de la expansión de sistemas eléctricos.
- 57 **Ilustración 21.** Potencia Máxima por escenarios para años seleccionados.
- 57 **Ilustración 22.** Pronósticos de caudales para el Río Paraná en Itaipú.
- 63 **Ilustración 23.** Presentación esquemática del Plan Robusto.
- 74 **Ilustración 24.** Sectores Prioritarios de la Hoja de Ruta de Adaptación al 2030.

# Acrónimos

<b>ANA</b>	Agencia Nacional de Aguas y Saneamiento Básico
<b>ANDE</b>	Administración Nacional de Electricidad
<b>BID</b>	Banco Interamericano de Desarrollo
<b>B/C</b>	Beneficio Costo
<b>BNEU</b>	Balances Nacionales de Energía Útil
<b>CEPAL</b>	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
<b>CMIP6</b>	Sexta fase del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados - <i>Coupled Model Intercomparison Project Phase 6</i>
<b>DEF</b>	Diciembre, Enero, Febrero (verano en el hemisferio sur)
<b>EIA</b>	Agencia de Información de Energía – <i>Energy Information Agency</i>
<b>INE</b>	Instituto Nacional de Estadísticas
<b>JJA</b>	Junio, Julio, Agosto (invierno en el hemisferio sur)
<b>MAM</b>	Marzo, Abril, Mayo (otoño en el hemisferio sur)
<b>MADES</b>	Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible
<b>MERRA</b>	Análisis Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones - <i>Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications</i>
<b>mm</b>	Milímetros
<b>MUSD</b>	Millones de dólares americanos
<b>NREL</b>	Laboratorio Nacional de Energías Renovables <i>National Renewable Energy Laboratory</i>
<b>LEAP</b>	<i>Low Emissions Analysis Platform</i>
<b>ONS</b>	Operador Nacional del Sistema de Brasil
<b>ONU</b>	Organización de las Naciones Unidas
<b>PEP</b>	Prospectiva Energética Paraguaya
<b>PIB</b>	Producto Interno Bruto
<b>PMF</b>	Inundación Máxima Probable <i>Probable Maximum Flood</i>
<b>PNACC</b>	Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático
<b>Ref</b>	Planes de Referencia
<b>Rob</b>	Plan Robusto
<b>SEI-US</b>	<i>Stockholm Environment Institute</i>
<b>SMAP</b>	<i>Soil Moisture Active Passive</i>
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>SON</b>	Septiembre, Octubre, Noviembre (primavera en el hemisferio sur)
<b>USLE</b>	Ecuación Universal de Pérdidas de Suelo <i>Universal Soil Loss Equation</i>
<b>VMME</b>	Viceministerio de Minas y Energía
<b>WRF</b>	Modelo de Investigación y Pronóstico del Tiempo <i>Weather Research and Forecasting Model</i>
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto

# Glosario

Este glosario está diseñado para proporcionar definiciones claras y estandarizadas de los términos clave en el contexto del estudio.

**Adaptabilidad (Capacidad de Adaptación):** Capacidad de los sistemas, las instituciones, los humanos y otros organismos para adaptarse ante posibles daños, aprovechar las oportunidades o afrontar las consecuencias (AR5\_WGII\_glossary\_ES).

**Adaptación:** Proceso de ajuste al clima real o proyectado y sus efectos. En los sistemas humanos, la adaptación trata de moderar los daños o aprovechar las oportunidades beneficiosas. En algunos sistemas naturales, la intervención humana puede facilitar el ajuste al clima proyectado y a sus efectos (AR5\_WGII\_glossary\_ES).

**Análisis de Beneficio-Costo (B/C):** Método utilizado para evaluar y comparar los beneficios y costos asociados a una medida o conjunto de medidas, considerando factores económicos, sociales y ambientales en el contexto de la adaptación al cambio climático.

**Cambio Climático:** Variación del estado del clima, identificable en las variaciones del valor medio o en la variabilidad de sus propiedades, que persiste durante largos períodos de tiempo, generalmente decenios o más. Puede deberse a procesos naturales o a forzamientos externos, incluyendo modificaciones antropógenas (AR5\_WGII\_glossary\_ES).

**Cuenca Hidrográfica:** Unidad geográfica delimitada por el relieve, donde toda el agua superficial y subterránea fluye hacia un punto común. En el contexto de la Nota Técnica, se analiza la cuenca del río Paraná y su papel en la generación hidroeléctrica.

**Escenarios Climáticos:** Proyecciones de las condiciones climáticas futuras basadas en modelos que consideran diferentes niveles de emisiones de gases de efecto invernadero y otras variables.

**Eventos Climáticos Extremos:** Fenómenos meteorológicos o climáticos de gran intensidad que pueden generar impactos significativos en los sistemas naturales y humanos, como sequías, inundaciones y olas de calor (AR5\_WGII\_glossary\_ES).

**Impacto Climático:** Efectos del cambio climático en los sistemas naturales y humanos, que pueden ser negativos o positivos, dependiendo de la capacidad de adaptación y resiliencia del sistema afectado.

**Modelación Climática:** Proceso de simulación de las condiciones climáticas futuras utilizando modelos computacionales que consideran diferentes niveles de emisiones de gases de efecto invernadero y otras variables.

**Modelos de Proyección Climática:** Herramientas computacionales que simulan la evolución futura del clima bajo diferentes escenarios de emisiones y condiciones atmosféricas.

**Plan de Adaptación:** Instrumento de planificación que propone una serie de medidas y estrategias para mejorar la resiliencia de un sector o territorio ante los impactos del cambio climático.

**Proyección de la Demanda Energética:** Estimaciones futuras del consumo de energía basadas en factores como el crecimiento económico, el aumento de la población y la expansión de la infraestructura.

**Riesgo:** La probabilidad de que se produzcan consecuencias negativas en el sistema humano o ecológico resultantes de interacciones entre fenómenos climáticos peligrosos (incluidos cambios en la magnitud y la frecuencia) y la vulnerabilidad y exposición de los sistemas afectados (AR5\_WGII\_glossary\_ES).

**Resiliencia:** Capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales para sobreponerse y recuperar su funcionalidad tras eventos adversos, incluyendo impactos relacionados con el cambio climático (AR5\_WGII\_glossary\_ES).

**Seguridad Energética:** Disponibilidad continua y confiable de fuentes de energía a precios accesibles. En el contexto del cambio climático, implica garantizar la resiliencia del sector energético ante eventos extremos y cambios en la disponibilidad de recursos hídricos.

**Vulnerabilidad:** Propensión o predisposición a ser afectado negativamente. La vulnerabilidad incluye diversos conceptos y elementos entre ellos la sensibilidad o susceptibilidad al daño y la falta de capacidad de respuesta y adaptación." (AR5\_WGII\_glossary\_ES)

# Resumen Ejecutivo

El estudio **“Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación”** tiene como objetivo principal generar información adicional sobre los impactos físicos del cambio climático en la generación hidroeléctrica del país, con un enfoque especial en el río Paraná. Asimismo, busca proporcionar insumos técnicos que permitan anticipar riesgos, evaluar escenarios futuros y fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico nacional. También, proyectar la demanda eléctrica considerando escenarios climáticos, y desarrollar un plan de expansión del sistema eléctrico robusto. Esta información busca fortalecer los procesos de planificación y apoyar la toma de decisiones estratégicas en el sector de generación eléctrica.

El análisis se estructuró en cinco componentes metodológicos integrados, que permiten una visión sistémica de los desafíos y oportunidades del sector energético frente al cambio climático:

- **1. Modelación Climática:** Se realizaron proyecciones climáticas para la cuenca del río Paraná hasta el año 2100, con el objetivo de identificar y analizar amenazas naturales, especialmente aquellas relacionadas con eventos hidrometeorológicos. Las proyecciones consideraron dos escenarios: uno moderado (SSP2 4.5) y otro pesimista (SSP5 8.5). En ambos casos, se prevé un aumento de la temperatura media: entre +1,0 °C y +1,5 °C a corto plazo, entre +2,0 °C y +3,0 °C a mediano plazo, y entre +2,5 °C y +4,0 °C a largo plazo. También se anticipa un incremento en la temperatura máxima absoluta y en la frecuencia de días calurosos, lo que podría intensificar las olas de calor incluso fuera de las estaciones habituales. En cuanto a las precipitaciones, se espera un aumento significativo, especialmente en primavera y verano, con incrementos de hasta un 70 % a largo plazo. Asimismo, se proyecta una mayor frecuencia e intensidad de eventos extremos de lluvia, aunque no se prevén cambios relevantes en la estación seca. **Las proyecciones climáticas indican un aumento significativo en la disponibilidad hídrica en la cuenca del río Paraná, especialmente durante la primavera y el verano. Si bien esto representa una oportunidad para fortalecer la generación hidroeléctrica, también implica nuevos desafíos operativos y de seguridad.**

**La mayor variabilidad estacional, junto con la intensificación de eventos extremos, exige una revisión de los criterios de diseño y operación de las infraestructuras hidroeléctricas, así como una gestión más dinámica y resiliente de los recursos hídricos.**

→ **2. Modelación Hidrológica:** Las proyecciones climáticas se trajeron en caudales naturales mediante el modelo hidrológico “Soil Moisture Active Passive” (SMAP)<sup>1</sup>. Las simulaciones indican aumentos importantes en los caudales respecto al período histórico 1973–2023, especialmente en noviembre (82 % para SSP2 4.5 y 92 % para SSP5 8.5) y en junio (17 % y 26 %, respectivamente). Estos cambios, vinculados a la variación de las precipitaciones, subrayan la necesidad de revisar la seguridad de las represas, en particular las binacionales ITAIPU y YACYRETÁ. **Los resultados de la modelación hidrológica confirman que el cambio climático tendrá un impacto significativo en los caudales del río Paraná, con aumentos proyectados especialmente marcados en los meses de primavera y verano. Estos cambios, impulsados por el incremento en las precipitaciones, representan tanto una oportunidad como un desafío para el sector hidroeléctrico paraguayo. Por un lado, la mayor disponibilidad de agua podría fortalecer la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas. Por otro, la variabilidad estacional y la posibilidad de eventos extremos exigen una revisión de los criterios de diseño, operación y seguridad de las represas, así como una gestión más dinámica de los recursos hídricos. En este contexto, se vuelve prioritario reforzar los sistemas de monitoreo hidrológico y sedimentológico, actualizar los protocolos de operación de embalses y considerar medidas de adaptación estructurales y no estructurales que aseguren la resiliencia del sistema eléctrico frente a escenarios hidrológicos más intensos y variables**

→ **3. Modelación de la Demanda Energética:** Se desarrollaron cuatro escenarios para el período 2022–2070, combinando variables socioeconómicas (tendencial y optimista) y políticas energéticas (tendencial y sostenible). A partir de estos, se construyeron 12 futuros combinando los escenarios de demanda con los escenarios climáticos (sin cambio climático, moderado [SSP2 4.5] y pesimista [SSP5 8.5]). Al incorporar los efectos del cambio climático, se identificaron aumentos en la demanda máxima anual de potencia de entre un 7 % y un 18 %, debido al incremento de las temperaturas y a la mayor frecuencia de olas de calor fuera de temporada. Estas condiciones podrían afectar la programación de obras y el mantenimiento de la red eléctrica. **La incorporación de escenarios climáticos en la proyección de la demanda eléctrica revela una sensibilidad significativa del sistema ante el aumento de temperaturas. El análisis muestra que, más allá del crecimiento estructural asociado al desarrollo económico, el cambio climático introduce un componente adicional de presión sobre la demanda máxima, especialmente en**

---

<sup>1</sup> LOPES, J. E. G.; BRAGA, B. P. F.; CONEJO, J. G. L. “SMAP—A Simplified Hydrological Model, Applied Modelling in Catchment Hydrology”. In: SINGH, V. P. (Ed.). Applied Modeling in Catchment Hydrology. Water Resources Publication, 1982. p. 167–176.

**horarios y estaciones no tradicionales. Este hallazgo refuerza la necesidad de adoptar enfoques de planificación que integren curvas de carga horaria ajustadas por temperatura, así como estrategias de gestión de la demanda que permitan mitigar los efectos de eventos extremos. La anticipación de estos picos es clave para evitar sobrecargas, optimizar inversiones y garantizar la continuidad del servicio en un contexto de mayor electrificación y variabilidad térmica.**

- **4. Modelación del Sistema Eléctrico:** Con base en los 12 escenarios de demanda energética, se formularon hipótesis y proyectos candidatos en colaboración con actores clave del sector eléctrico paraguayo, evaluando la evolución del sistema de generación hasta 2070. Los resultados destacan la importancia de diversificar la matriz energética, priorizando fuentes renovables como la solar con almacenamiento y la eólica, especialmente en el Chaco, junto con el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión. La energía hidroeléctrica seguirá siendo esencial, dada la proyección de mayores caudales, y el gas natural jugará un rol clave en escenarios de alta demanda para garantizar la firmeza del sistema. **La evaluación del sistema eléctrico bajo múltiples trayectorias de demanda y condiciones climáticas confirma que la diversificación tecnológica y la flexibilidad operativa son pilares fundamentales para la resiliencia del sistema paraguayo. El análisis destaca que una matriz energética equilibrada —con una base hidroeléctrica fortalecida, respaldo térmico estratégico y una penetración creciente de renovables variables con almacenamiento— permite responder de manera eficiente a escenarios de alta incertidumbre. Asimismo, la planificación robusta, basada en modelos estocásticos y decisiones adaptativas, se posiciona como una herramienta clave para minimizar costos de arrepentimiento y asegurar la confiabilidad del suministro en horizontes de largo plazo.**
- **5. Plan de Adaptación del Sector Energético:** A partir de los hallazgos de las modelaciones, se propone un Plan de Adaptación del Sector Energético, complementario a los planes de expansión de la oferta eléctrica. Este plan, con horizonte al 2030 y proyección hasta 2070, fue construido con amplia participación institucional. Las medidas con mejor relación beneficio/costo (B/C) son las relacionadas con la eficiencia energética y la gestión de cuencas hidrográficas, seguidas por aquellas que fortalecen la resiliencia de las redes eléctricas. Aunque otras medidas, como la diversificación de la generación y la gestión del conocimiento, presentan una menor relación B/C, siguen siendo relevantes dentro del conjunto de estrategias.

**El documento concluye con un conjunto de recomendaciones estratégicas orientadas a fortalecer la resiliencia del sistema energético paraguayo frente a los impactos del cambio climático. Estas recomendaciones, basadas en evidencia técnica y escenarios prospectivos, buscan guiar la acción institucional en materia de planificación, inversión y regulación. Entre las principales líneas de acción se destacan:**

- **Integrar de manera sistemática los escenarios climáticos en los estudios de demanda eléctrica**, incorporando curvas horarias ajustadas por temperatura y criterios de expansión de oferta que contemplen condiciones extremas.
- **Fortalecer los sistemas de monitoreo hidrológico y meteorológico**, incluyendo la implementación de redes de alerta temprana para eventos extremos como crecidas e inundaciones, con especial atención a las cuencas binacionales.
- **Revisar y actualizar los criterios de diseño, operación y seguridad de represas**, considerando los nuevos regímenes de caudales proyectados y la mayor frecuencia de eventos hidrometeorológicos severos.
- **Impulsar una diversificación acelerada de la matriz energética**, priorizando tecnologías renovables no convencionales (solar, eólica) con almacenamiento, y promoviendo esquemas de generación distribuida en zonas aisladas o vulnerables.
- **Reevaluar los proyectos hidroeléctricos en cartera**, incorporando análisis de sensibilidad climática y criterios de sostenibilidad ambiental y social.
- **Fomentar estudios geológicos y de prefactibilidad sobre reservas de gas natural**, así como el desarrollo del potencial eólico en regiones estratégicas como el Chaco paraguayo.
- **Explorar soluciones de infraestructura complementaria**, como esclusas y aliviaderos adicionales, para mejorar la seguridad hidráulica de las grandes represas.
- **Establecer un mecanismo institucional de actualización periódica de escenarios energéticos y climáticos**, que permita incorporar nueva evidencia científica y socioeconómica en los procesos de planificación sectorial.

# Introducción

El sector hidroeléctrico es particularmente vulnerable a los efectos del cambio climático. En las próximas décadas, se prevé que los recursos hídricos disponibles experimenten alteraciones significativas en diversas regiones del mundo, lo que afectará directamente la capacidad operativa de las plantas hidroeléctricas.

En este contexto, el estudio sobre la **vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay y sus opciones de adaptación** tiene como objetivo generar información clave sobre los impactos físicos del cambio climático en la generación hidroeléctrica del país, con especial énfasis en el río Paraná. Esta información busca respaldar los procesos de planificación y toma de decisiones en el sector eléctrico nacional.

Comprender el comportamiento de los caudales del río Paraná y analizar su vulnerabilidad frente a escenarios climáticos futuros, así como identificar medidas de adaptación para los sistemas hidroeléctricos, es esencial para el sector eléctrico paraguayo. Esto se debe a que la generación hidroeléctrica en las centrales ubicadas en el río Paraná y sus afluentes constituye la principal fuente de electricidad del país. Este estudio contribuye a:

- **Evaluar y definir** el grado de vulnerabilidad de los sistemas de generación hidroeléctrica existentes en la cuenca del río Paraná y sus afluentes ante eventos climáticos derivados del cambio climático.
- **Identificar y definir** posibles medidas de adaptación con alto B/C para los sistemas hidroeléctricos expuestos y vulnerables, considerando los tipos de uso y usuarios del recurso hídrico, y contribuyendo a escenarios de desarrollo resiliente al clima y bajo en carbono para Paraguay.

- **Elaborar un Plan de Adaptación** para el subsector de generación hidroeléctrica, con medidas robustas para mantener su nivel de confiabilidad en diversos escenarios futuros, siguiendo rutas de adaptación plausibles en diferentes periodos de tiempo predeterminados.

Este documento está organizado en seis capítulos, que corresponden a las etapas principales en las que se estructuró el análisis.

El **Capítulo 1** aborda la modelación climática de la cuenca del río Paraná, con el objetivo de identificar y comprender las amenazas naturales, en particular los eventos hidrometeorológicos asociados al cambio climático.

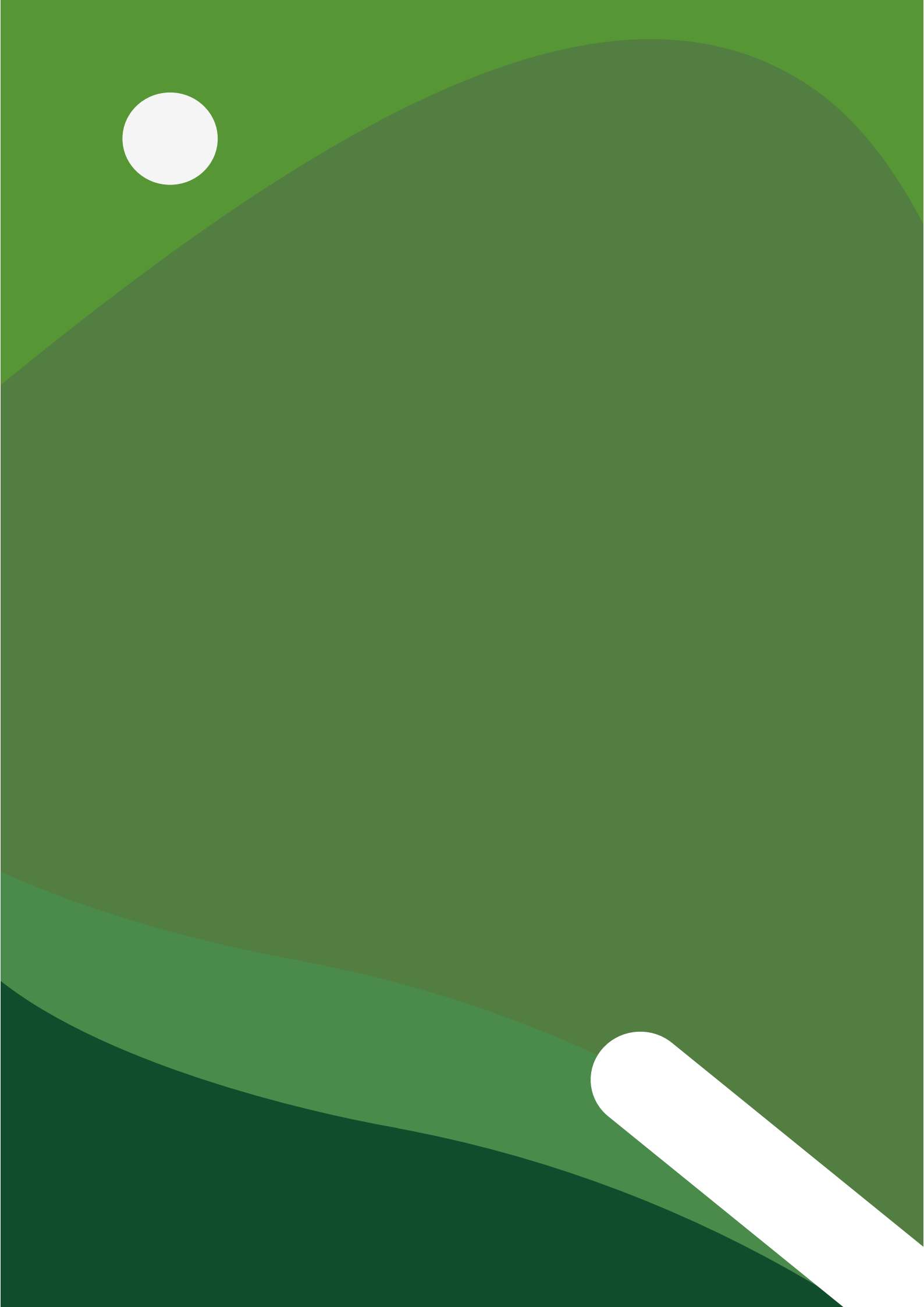
En el **Capítulo 2** se presenta la modelación hidrológica, desarrollada a partir de las proyecciones de precipitación y temperatura obtenidas en la modelación climática. Esta etapa permitió simular los caudales naturales en las centrales hidroeléctricas y analizar cómo el cambio climático podría afectar el flujo de agua en la cuenca del río Paraná.

Una vez completadas las modelaciones climática e hidrológica, el **Capítulo 3** se enfoca en la proyección de la demanda eléctrica de Paraguay para el período 2021–2070. Este ejercicio prospectivo generó 12 escenarios, resultado de la combinación de cuatro trayectorias de demanda base con tres escenarios climáticos: sin cambio climático, SSP2-4.5 (moderado) y SSP5-8.5 (muy elevado).

Con base en estos escenarios de demanda, el **Capítulo 4** desarrolla una modelación del sistema eléctrico paraguayo, orientada a garantizar el equilibrio entre oferta y demanda de electricidad a largo plazo. Para ello, se identifican los proyectos de generación necesarios para cubrir la demanda de forma óptima, minimizando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como las penalizaciones por energía no suministrada.

El **Capítulo 5** presenta los principales resultados de la propuesta del Plan de Adaptación para el sector energético de Paraguay, el cual complementa los planes de expansión de generación eléctrica en un contexto de cambio climático.

Finalmente, el **Capítulo 6** expone las conclusiones del estudio, junto con una serie de recomendaciones estratégicas para fortalecer la resiliencia del sector energético paraguayo frente a los desafíos del cambio climático.



# 1. Modelación Climática

El primer paso de la metodología para estudiar la vulnerabilidad al cambio climático y las medidas de adaptación de los sistemas hidroeléctricos en Paraguay consistió en identificar y comprender las amenazas naturales, específicamente aquellas relacionadas con eventos hidrometeorológicos mediante la modelación climática de la cuenca del río Paraná. Este análisis de amenazas se realiza en dos componentes principales:

- **Variabilidad climática natural:** se creó una línea de base climática para identificar las amenazas hidrometeorológicas actuales en la cuenca, analizando el clima del periodo histórico de referencia (1981-2010).
- **Proyecciones de cambio climático:** se realizaron proyecciones climáticas de alta resolución para comprender los cambios futuros en las amenazas hidrometeorológicas, considerando dos escenarios de cambio climático en periodos a corto, medio y largo plazo.

Para este proyecto, se utilizó un enfoque de regionalización dinámica, empleando datos de reanálisis y modelos climáticos globales y regionales para capturar fenómenos climáticos locales y evitar la subestimación de eventos extremos. La regionalización dinámica permite conectar los fenómenos climáticos a gran escala con fenómenos a escala local, considerando la influencia de interacciones físicas y meteorológicas como la topografía y los usos del suelo. Se consideraron dos escenarios socioeconómicos:

- **Escenario SSP2-4.5 (“Middle of the Road”-“Punto Medio”):** Este es un escenario de emisiones intermedias de gases de efecto invernadero. Las emisiones de CO<sub>2</sub> se mantienen estables hasta 2050 y luego disminuyen, alcanzando cero emisiones netas en 2100. Se le conoce como un **escenario conservador**.

- **Escenario SSP5-8.5 (“Fossil-fueled Development, Taking the Highway”-“Desarrollo impulsado por combustibles fósiles, por la vía rápida”):** Este es un escenario de emisiones muy altas de gases de efecto invernadero. Las emisiones de CO<sub>2</sub> se triplican hacia 2075. Se le conoce como un escenario pesimista o de “business as usual”.

Para el análisis de los resultados se han considerado un dominio definido como D01, de 15 kilómetros, centrado sobre la cuenca del río Paraná. El dominio de simulación se extiende abarcando Paraguay, el sur-suroeste de Brasil, y noreste de Argentina. Las simulaciones abarcaron varios periodos (1981-2010, 2026-2055, 2056-2085, 2071-2100) y se analizaron variables meteorológicas como temperatura y precipitación.

## 1.1. Proyecciones de temperatura y precipitación: índices climáticos

El estudio define una amenaza climática como cualquier situación en relación con la climatología que ponga en riesgo la actividad hidroeléctrica de la cuenca del Paraná (pérdida de productividad, colapsos, pérdida de funcionalidad) y que afecte las infraestructuras o las actividades económicas asociadas. Para evaluar estas amenazas, se han identificado varios índices climáticos basados en datos estadísticos, que permiten medir matemáticamente las amenazas tanto en el clima histórico como en el futuro.

Los índices climáticos están basados en el proyecto CLIMDEX<sup>2</sup> y permiten comprender los patrones de temperaturas, precipitaciones o vientos extremos. Los indicadores climáticos estimados en el futuro son comparados con aquellos evaluados en el período de referencia con el fin de determinar la variación absoluta de los índices climáticos. Los resultados sobre los cambios en los indicadores se muestran en mapas usados para diagnosticar e interpretar la variabilidad espacial de dichos cambios. La Tabla 1 presenta los índices climáticos extraído de los datos de modelización.

---

<sup>2</sup> <https://www.climdex.org/>

**Tabla 1. Índices y los peligros climáticos asociados**

<b>Índice climático</b>	<b>Descripción</b>	<b>Peligro climático asociado</b>
<b>tasmean</b>	Temperatura media	→ Cambios en la temperatura media anual
<b>tasmax</b>	Temperatura máxima absoluta	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Cambios en la temperatura máxima.</li> <li>→ Cambios en la oscilación térmica diaria media.</li> <li>→ Cambios en la intensidad de los episodios de temperatura extrema.</li> </ul>
<b>tasmin</b>	Temperatura mínima absoluta	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Cambios en la temperatura mínima.</li> <li>→ Cambios en la oscilación térmica diaria media.</li> <li>→ Cambios en la intensidad de los episodios de temperatura extrema.</li> </ul>
<b>tx90/tx90p</b>	Número de días cálidos: número de días/Porcentaje de días en los que la temperatura máxima diaria excede el percentil 90 del periodo de referencia	→ Cambios en la intensidad y frecuencia de episodios de temperatura extrema
<b>pr</b>	Media anual de la precipitación total acumulada	→ Cambios en el patrón de precipitación acumulada anual.
<b>rx1day</b>	Máxima acumulación de la precipitación total diaria	→ Cambios en la intensidad de los episodios de precipitación extrema.
<b>r1mm</b>	Número de días de lluvia: número medio anual de días de precipitación diaria acumulada igual o superior a 1 milímetros (mm)	→ Déficit hídrico producido por períodos sin precipitación prolongados.
<b>r95p</b>	Número de días muy húmedos: número medio anual de días de precipitación diaria acumulada igual o superior al percentil 95 de la precipitación diaria del periodo de referencia.	→ Cambios en la frecuencia de episodios de precipitación extrema.
<b>r99p</b>	Número de días extremadamente húmedos: número medio anual de días con precipitación diaria acumulada igual o superior al percentil 99 de la precipitación diaria del periodo de referencia.	→ Cambios en la frecuencia de episodios de precipitación extrema.

Fuente: Elaboración propia.

## 1.2. Validación de los datos modelados

Para asegurar la calidad de los resultados, se validaron los datos modelizados de variables meteorológicas comparándolos con datos observados de estaciones meteorológicas y reanálisis del “Análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones” (MERRA por sus siglas en inglés)<sup>3</sup>. Se emplearon dos tipos de validación: numérico determinista y categórica dicotómica.

- La validación numérico determinista comparó directamente los valores observados y modelizados usando estadísticos como el error medio, el error absoluto medio, la raíz del error cuadrático medio y el índice de concordancia. Los resultados mostraron que las variables analizadas (temperatura y precipitación) tienen datos de alta precisión, y que los errores identificados están dentro de los rangos recomendados.
- La validación categórica dicotómica comparó los valores en función de umbrales, usando estadísticos como la probabilidad de detección, el ratio de falsas alarmas y el índice crítico de éxito. Los resultados indicaron una alta detección de días de precipitación y bajos ritmos de falsas alarmas, lo que demuestra un buen comportamiento del modelo.

Los errores medios y absolutos de la temperatura están dentro de los rangos recomendados, con una alta correlación entre los valores observados y modelizados. La validación de la precipitación mostró una alta precisión en la detección de días de lluvia y una buena correlación entre los datos observados y modelizados.

## 1.3. Resultados Modelación Climática

Los resultados de la modelización climática sobre la cuenca del río Paraná se presentan para tres periodos futuros: corto plazo (2026-2055), medio plazo (2056-2085) y largo plazo (2071-2100). Utilizando el modelo Modelo de Investigación y Pronóstico del Tiempo (WRF por sus siglas en inglés)<sup>4</sup> a 15 km y datos de tres modelos globales de la Sexta fase del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados (CMIP6 por sus siglas en inglés)<sup>5</sup>, se analizaron los dos escenarios de cambio climático (SSP2-4.5 y SSP5-8.5). Los resultados, que incluyen mapas de la mediana del ensemble<sup>6</sup> de los modelos, permiten comparar la evolución del clima con el periodo histórico de referencia y entre los diferentes escenarios futuros.

3 <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>

4 Skamarock, W.C., Klemp, J.B., Dudhia, J., Gill, D.O., Barker, D.M., Wang, W., Powers, J.G., 2005, A description of the advanced research WRF version 2 NCAR Tech Notes-46 +STR.

5 CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6). Se han seleccionado los siguientes 3 modelos climáticos globales del CMIP6: CCM2-ESM2, MRI-ESM-2.0, EC-Earth3-CC.

6 Un ensemble de modelos climáticos es un conjunto de simulaciones climáticas generadas utilizando varios modelos climáticos diferentes o múltiples ejecuciones de un mismo modelo con distintas condiciones iniciales o parámetros. El objetivo de un ensemble es capturar la variedad de posibles futuros climáticos, reducir la incertidumbre en las proyecciones y obtener una visión más robusta del comportamiento del sistema climático.

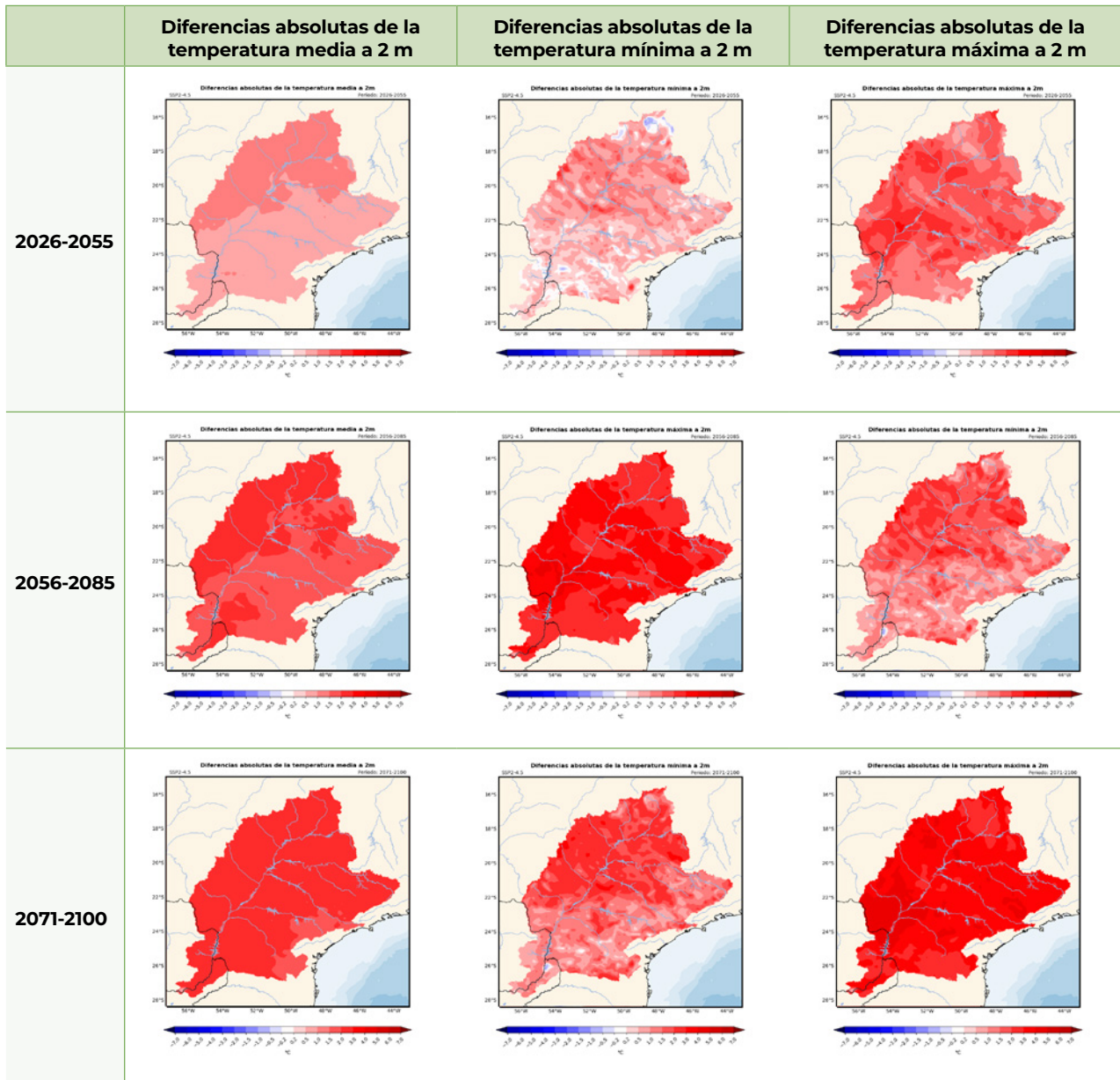
Se analizan variables de temperatura y precipitación, tanto en valores medios como extremos, lo que permite evaluar la intensidad y frecuencia de eventos climáticos extremos. Los valores medios de temperatura proporcionan una visión general del cambio climático en términos de calentamiento global, mientras que los valores extremos de temperatura, como las máximas y mínimas absolutas, ayudan a identificar posibles olas de calor y frío. En cuanto a la precipitación, los valores medios anuales y estacionales permiten entender los cambios en los patrones de lluvia, mientras que los valores extremos, como la precipitación máxima diaria, ayudan a evaluar la intensidad de eventos de lluvia torrencial. Además, se analizan indicadores como el número de días cálidos, muy húmedos y extremadamente húmedos, que permiten evaluar la frecuencia de episodios de calor extremo y lluvias intensas. Se realiza un análisis detallado por estaciones climáticas (verano, otoño, invierno, primavera) para entender mejor la variabilidad temporal de los cambios proyectados. Este análisis estacional es crucial para identificar cómo los cambios climáticos afectarán cada estación del año de manera diferente.

### 1.3.1. Temperatura

Las proyecciones de las temperaturas medias, máximas y mínimas y del número de días muy cálidos al año, indican un aumento continuo y consistente durante todas las proyecciones futuras y por toda la extensión de la zona de estudio para los dos escenarios analizados. El escenario pesimista del estudio (SSP5-8.5) muestra siempre valores más elevados que el escenario conservador del estudio (SSP2-4.5), y también muestra una mayor variabilidad proyectada por el conjunto de modelos de cara al futuro (Ver Ilustración 1 e Ilustración 2). Como el aumento de las temperaturas máximas es superior al aumento de las temperaturas medias y como esta es superior al aumento de las temperaturas mínimas, se puede concluir que para los periodos futuros se esperan mayores diferencias entre las temperaturas máximas y mínimas absolutas. En otras palabras, los días más calurosos serán aún más calurosos en comparación con los días más fríos, aumentando la variabilidad diaria de la temperatura.

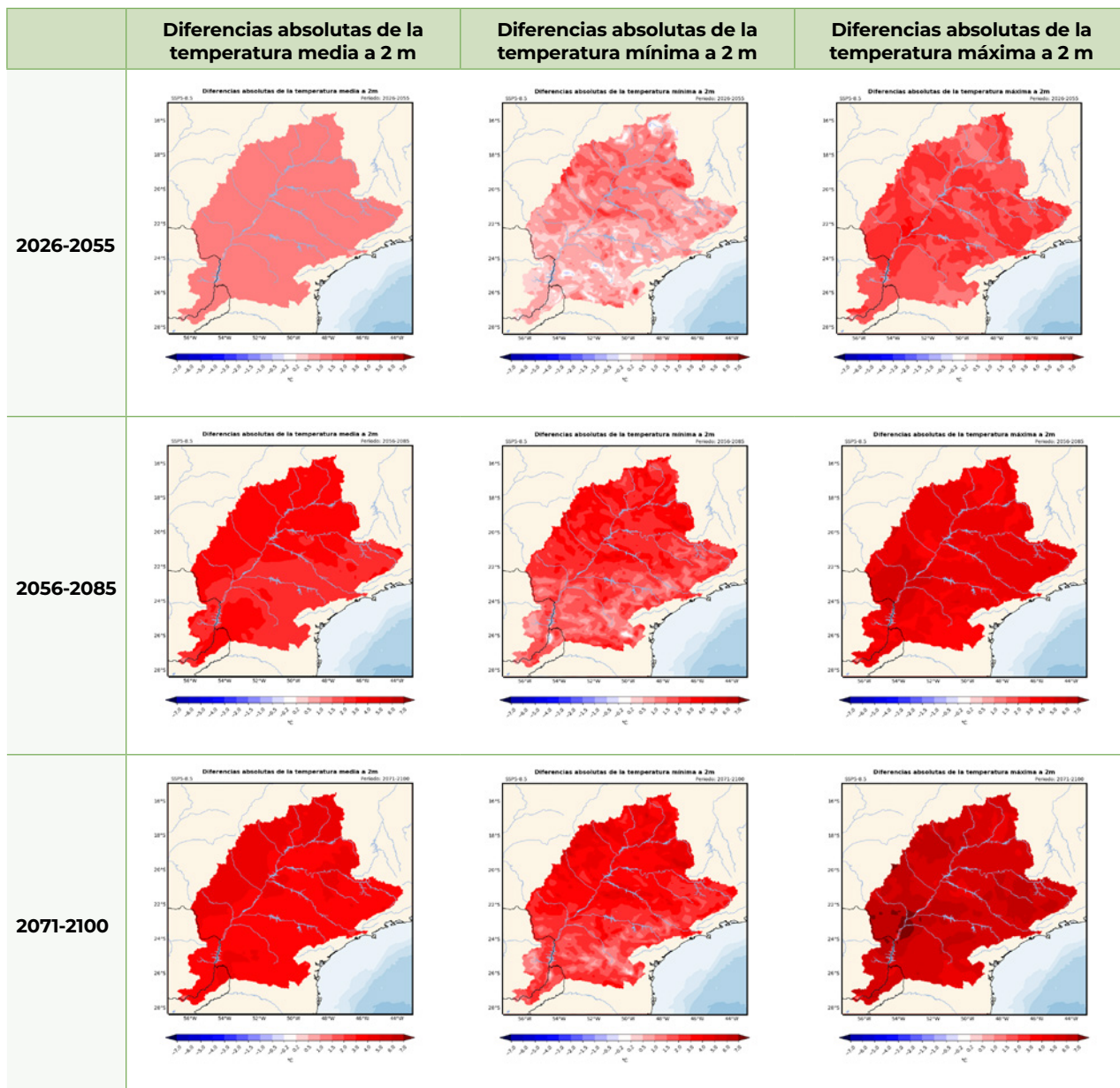
Los aumentos proyectados en las temperaturas se reflejan en el número de días muy cálidos al año, con incrementos sostenidos y pronunciados. Se espera que el número de días muy cálidos se duplique en el corto plazo, se triplique en el medio plazo y casi se cuadruplique en el largo plazo, representando hasta el 20%, 35% y 45% de los días en un año. Estos aumentos sugieren una mayor frecuencia y duración de las olas de calor, así como una intensificación de su magnitud, y la posibilidad de olas de calor fuera de la temporada habitual.

**Ilustración 1.** Diferencias absolutas de la temperatura media, mínima y máxima absolutas respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-4.5.



Para el escenario SSP2-4.5, la mediana de la temperatura media muestra incrementos de 1,0°C, 2,0°C y 2,3°C para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100, respectivamente. La temperatura máxima aumenta en 1,6°C, 3,0°C y 3,4°C, mientras que la temperatura mínima incrementa en 0,7°C, 1,4°C y 1,6°C para los mismos periodos. Además, el número de días muy cálidos al año aumenta en 29, 58 y 68 días para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100, respectivamente.

**Ilustración 2.** Diferencias absolutas de la temperatura media, mínima y máxima absolutas respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-8.5.



Para el escenario SSP5-8.5, se pronostican incrementos de la mediana de la temperatura media de 1,3°C, 3,0°C y 3,9°C para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100, respectivamente. La temperatura máxima aumentaría en 2,0°C, 4,3°C y 5,7°C, mientras que la temperatura mínima incrementaría en 0,8°C, 2,0°C y 3,0°C para los mismos periodos. Además, el número de días muy cálidos al año aumentaría en 37, 94 y 125 días para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100, respectivamente.

### 1.3.2. Precipitación

Los resultados de las diferencias absolutas de la precipitación media anual, la precipitación máxima diaria y los días de lluvia en comparación con el periodo de referencia (1981-2010) se presentan para los periodos a corto, mediano y largo plazo en la Ilustración 3 para el escenario SSP2-4.5 y en la Ilustración 4 para el escenario SSP5-8.5.

Los resultados para la precipitación media anual, en comparación con el período de referencia (1.440 mm), muestran incrementos significativos de alrededor del +10% para el periodo futuro a corto plazo; de entre el +30 al +40% para el periodo futuro a medio plazo; y de entre el +30 al +70% para el periodo futuro a largo plazo. En base a las estaciones climáticas, los resultados muestran incrementos muy notables mayoritariamente concentrados en los trimestres de primavera (SON)<sup>7</sup> y verano (DEF).

Se esperan incrementos en el número medio anual de días de lluvia, aunque son más moderados en comparación con otras variables de precipitación. Los incrementos son menores al +2% al +5% en el corto plazo y se vuelven más relevantes en el medio plazo, con aumentos alrededor del +9 y 11%. En el largo plazo, hay una discrepancia significativa entre los escenarios climáticos: los valores se mantienen para el escenario SSP2-4.5, mientras que aumentan hasta cerca del +20% para el escenario SSP5-8.5. Los incrementos anuales se deben principalmente a aumentos en el número de días de lluvia durante la primavera (SON) y, en menor medida, durante el otoño (MAM), con pocos cambios en la estación húmeda (DEF) y la estación seca (JJA).

En cuanto a los eventos extremos de precipitación, evaluados en función de la precipitación máxima diaria y del número de días muy húmedos y extremadamente húmedos, se esperan aumentos significativos. La precipitación máxima diaria que para el período de referencia fue 173 mm, se espera sea irregular tanto anualmente como trimestralmente, y que tienda a aumentar en todos los periodos y escenarios climáticos, especialmente a partir de mediados de siglo. El aumento esperado es de entre el +13 y +30% en el escenario SSP2-4.5 y entre +16 y +66% en el escenario SSP5-8.5.

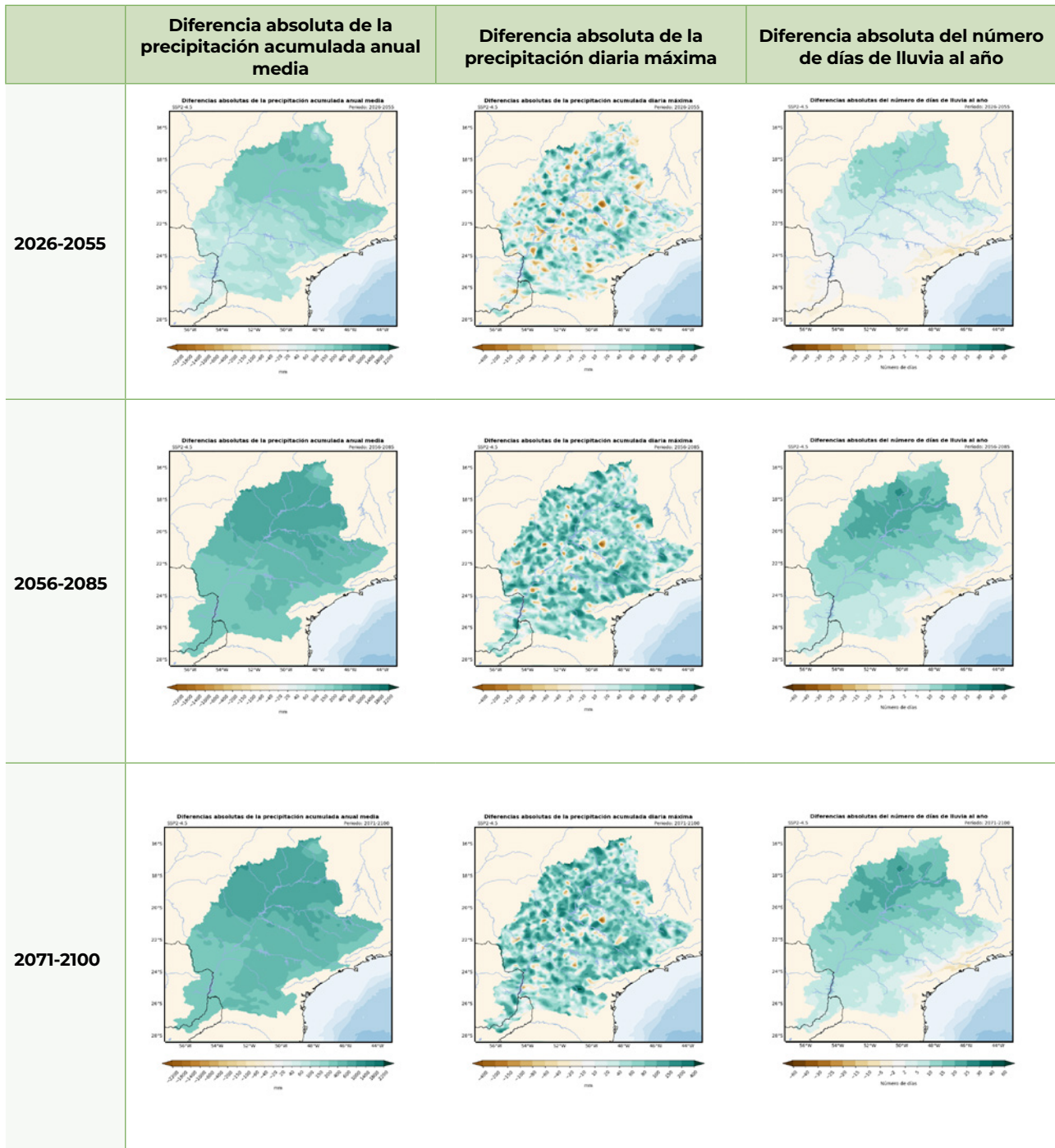
---

<sup>7</sup> Los trimestres estacionales son:  
SON: Septiembre, Octubre, Noviembre (Primavera en el hemisferio sur)  
DEF: Diciembre, Enero, Febrero (Verano en el hemisferio sur)  
JJA: Junio, Julio, Agosto (Invierno en el hemisferio sur)  
MAM: Marzo, Abril, Mayo (Otoño en el hemisferio sur)

Respecto al número de días muy húmedos y extremadamente húmedos, los incrementos son muy significativos, de hecho, los de mayor magnitud en términos relativos de todos los índices de precipitación analizados. Así, ambos indicadores aumentarían entre un 25% y un 50% para el periodo futuro a corto plazo; entre un +75% y un +100% para el periodo futuro a medio plazo; y se duplicarían e incluso localmente triplicarían para el periodo futuro a largo plazo. De nuevo, los incrementos son mayores para el escenario climático pesimista (SSP5-8.5). En cuanto a la variabilidad estacional, los aumentos en la escala anual vienen explicados en gran medida por incrementos significativos en el número de días muy húmedos y extremadamente húmedos durante el otoño y el verano.

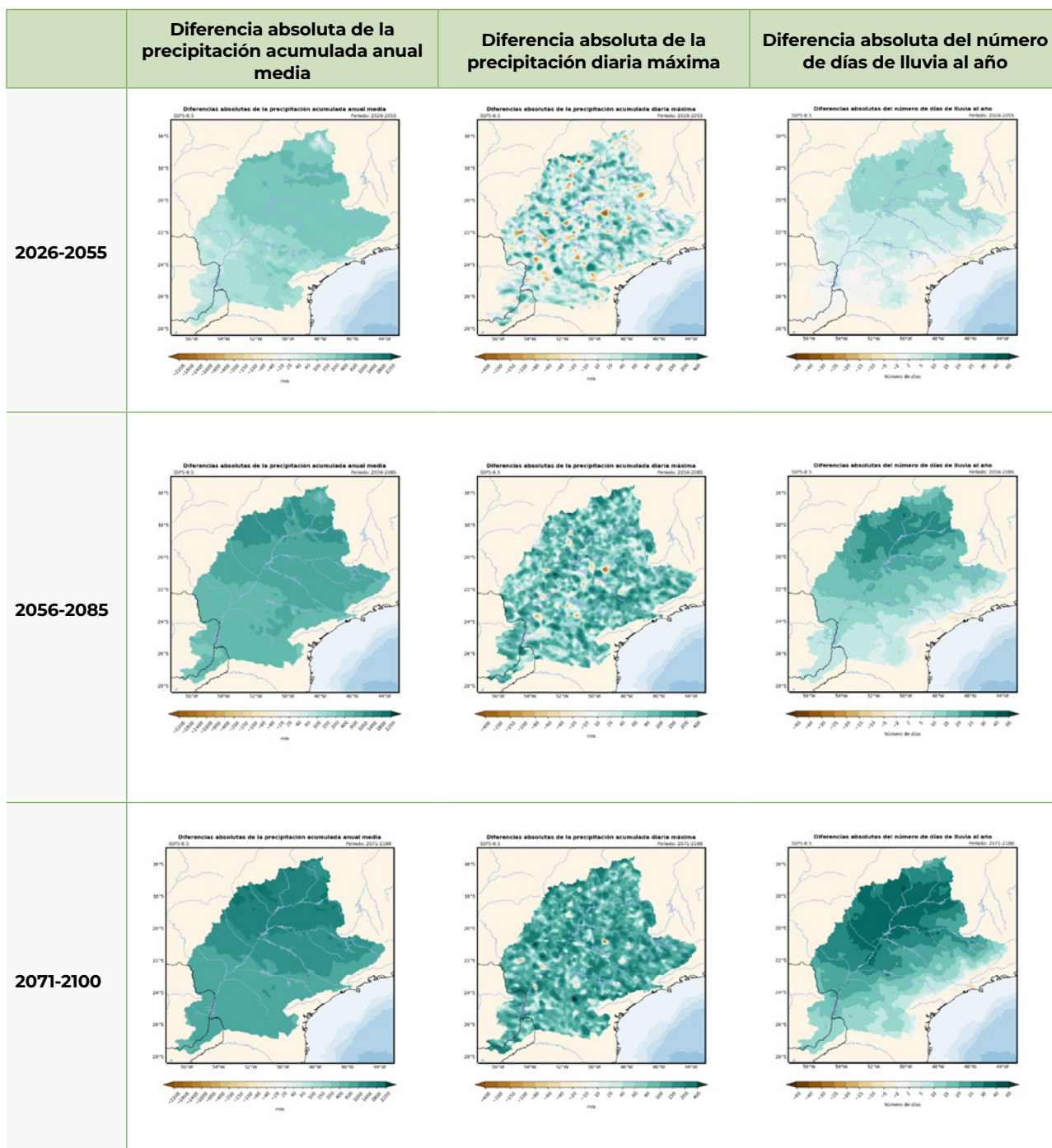
Los resultados sugieren que la temporada húmeda, centrada en el verano (DEF), podría extenderse y comenzar antes, posiblemente en la primavera (SON). Los aumentos en la precipitación media y el número de días de lluvia indican un inicio más temprano de la temporada de lluvias. Además, se espera una intensificación y mayor frecuencia de eventos de precipitación extrema, especialmente durante el verano. Estos aumentos también podrían ocurrir en la primavera, adelantando la temporada húmeda. No se esperan cambios significativos en la precipitación durante la temporada seca (invierno), que seguirá siendo mayoritariamente seca.

**Ilustración 3.** Diferencias absolutas de la precipitación media anual, máxima diaria y días de lluvia respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-4.5.



Para el escenario SSP2-4.5, la mediana de la precipitación acumulada anual media muestra incrementos de 139 mm, 439 mm y 465 mm para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100, respectivamente. La precipitación acumulada diaria máxima aumenta en 23 mm, 52 mm y 58 mm para los mismos periodos. El número de días de lluvia al año incrementa en 3, 12 y 11 días, con un ligero descenso entre los dos últimos periodos. Además, el número de días muy húmedos al año aumenta en cerca de 2, 6 y 6 días para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100, respectivamente.

**Ilustración 4.** Diferencias absolutas de la precipitación media anual, máxima diaria y días de lluvia respecto del periodo de referencia (1981-2010). Escenario SSP2-8.5.



Para el escenario SSP5-8.5, se pronostican incrementos de la mediana de la precipitación acumulada anual de 197 mm, 617 mm y 1001 mm para los periodos 2026-2055, 2056-2085 y 2071-2100. La precipitación acumulada diaria máxima aumentaría en 28 mm, 81 mm y 115 mm para los mismos periodos. El número de días de lluvia al año incrementaría en 6, 15 y 22 días, mientras que el número de días muy húmedos al año aumentaría en 2 y 8 días para los periodos 2026-2055 y 2056-2085, respectivamente, y en 13 días para el periodo 2071-2100.

Finalmente, es importante destacar que la confiabilidad de los resultados de precipitación es menor en comparación con los de temperatura debido a la mayor incertidumbre y variabilidad espacial en las predicciones climáticas. Sin embargo, hay un alto grado de confiabilidad para la precipitación media anual y el número de días muy húmedos, especialmente a partir del medio y largo plazo. Aunque existe una tendencia general al aumento, la magnitud de los incrementos esperados puede variar significativamente. Las diferencias en los resultados de la modelización dependen del escenario climático seleccionado, con mayores incrementos en el escenario SSP5-8.5 a partir de mediados de siglo y especialmente en el largo plazo, donde los valores pueden llegar a duplicar los del escenario SSP2-4.5.

La Tabla 2 y Tabla 3 presentan el resumen de los resultados de los índices climáticos relativos a la temperatura y la precipitación.

**Tabla 2. Resultados de los índices climáticos relativos a la temperatura**

Índice climático	Periodo de referencia (1981-2010)	Proyección climática	Futuro corto plazo Horizonte 2040	Futuro medio plazo Horizonte 2070	Futuro largo plazo Horizonte 2100
Temperatura media	21,7°C	<b>SSP2-4.5</b>	+1,0°C	+2,0°C	+2,3°C
		<b>SSP5.8.5</b>	+1,3°C	+3,0°C	+3,9°C
Temperatura máxima absoluta	38,1°C	<b>SSP2-4.5</b>	+1,6°C	+3,0°C	+3,4°C
		<b>SSP5.8.5</b>	+2,0°C	+4,3°C	+5,7°C
Temperatura mínima absoluta	-0,7°C	<b>SSP2-4.5</b>	+0,7°C	+1,4°C	+1,6°C
		<b>SSP5.8.5</b>	+0,8°C	+2,0°C	+3,0°C
Número medio anual de días cálidos	36 días (32,6°C)	<b>SSP2-4.5</b>	+29 días	+58 días	+68 días
		<b>SSP5.8.5</b>	+37 días	+94 días	+125 días

**Tabla 3. Resultados de los índices climáticos relativos a la precipitación**

Índice climático	Periodo de referencia (1981-2010)	Proyección climática	Futuro corto plazo Horizonte 2040	Futuro medio plazo Horizonte 2070	Futuro largo plazo Horizonte 2100
<b>Precipitación media anual</b>	1440 mm	<b>SSP2-4.5</b>	+139 mm	+439 mm	+465 mm
		<b>SSP5.8.5</b>	+197 mm	+617 mm	+1001 mm
<b>Precipitación máxima diaria</b>	173 mm	<b>SSP2-4.5</b>	+23 mm	+52 mm	+58 mm
		<b>SSP5.8.5</b>	+28 mm	+81 mm	+115 mm
<b>Número medio anual de días de lluvia</b>	133 días	<b>SSP2-4.5</b>	+3 días	+12 días	+11 días
		<b>SSP5.8.5</b>	+6 días	+15 días	+22 días
<b>Número medio anual de días muy húmedos</b> (29 mm)	7-8 días	<b>SSP2-4.5</b>	+2 días	+6 días	+6 días
		<b>SSP5.8.5</b>	+2 días	+8 días	+13 días
<b>Número medio anual de días extremadamente húmedos</b> (61 mm)	1-2 días	<b>SSP2-4.5</b>	+1 día	+2 días	+2 días
		<b>SSP5.8.5</b>	+1 día	+3 días	+5 días

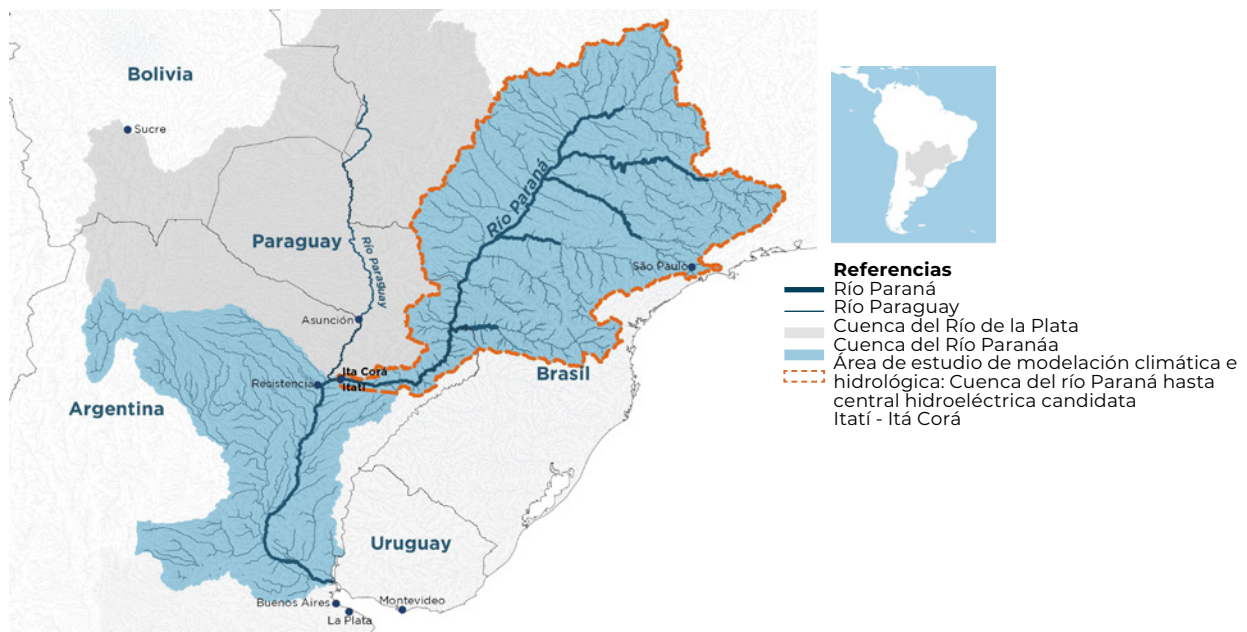


# 2. Modelación Hidrológica

## 2.1. Hidrología

El objetivo de la modelización hidrológica en la cuenca del río Paraná utiliza las proyecciones de precipitación y temperatura obtenidas de la modelación climática para simular los caudales naturales<sup>8</sup> en las centrales hidroeléctricas, lo que permite entender cómo el cambio climático afectará el flujo de agua en la cuenca del río Paraná. Esto es esencial para prever la disponibilidad de agua para la generación de energía hidroeléctrica y para diseñar estrategias de gestión de recursos hídricos. Este proceso es crucial para los estudios de planificación energética, que se detallarán en el próximo capítulo. En la Ilustración 5 se muestra el dominio de estudio y las centrales hidroeléctricas utilizadas en la calibración del modelo hidrológico.

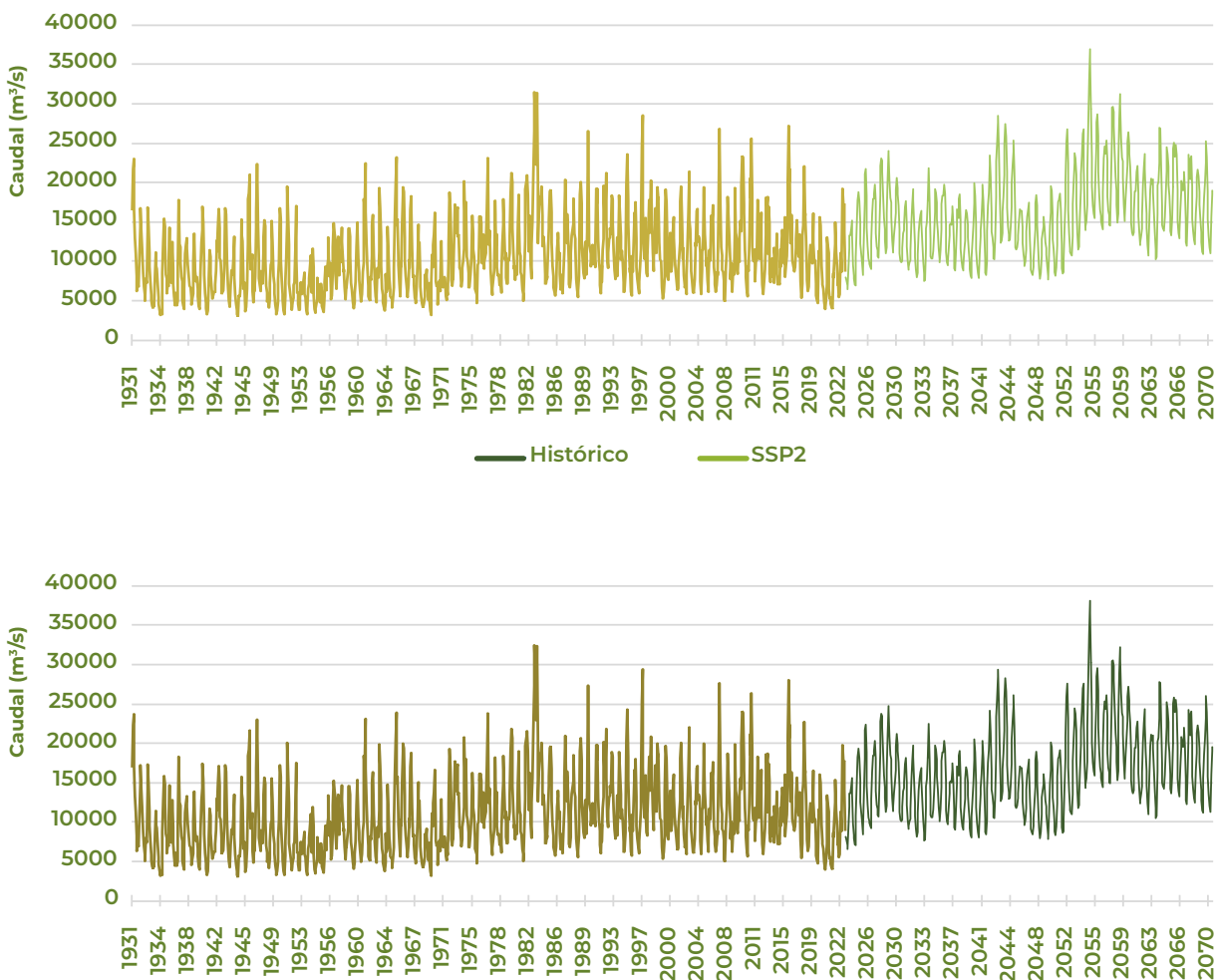
**Ilustración 5.** Cuenca del río Paraná hasta la central candidata Itatí - Ita Corá y las centrales existentes en la cuenca.



<sup>8</sup> Caudales naturales: Se refiere al flujo de agua en un río o corriente que ocurre de manera natural, sin la influencia de actividades humanas como la construcción de presas, embalses, trasvases, plantas de generación, acueductos, distritos de riego, etc.

Utilizando el modelo hidrológico SMAP<sup>9</sup>, se simplifica el ciclo hidrológico y se simulan caudales los caudales en la cuenca, calibrándose con el uso de series históricas del caudal del naturalizado<sup>10</sup> del Operador Nacional del Sistema de Brasil (ONS) para el periodo 1981-2010 y validándose con datos de 2006-2010<sup>11</sup>. La Ilustración 6 presenta el caudal histórico naturalizado de la central hidroeléctrica Itaipú y las proyecciones climáticas ya convertidas a caudal naturalizado para los escenarios SSP2 y SSP5.

**Ilustración 6. Histórico de caudales mensuales naturalizadas y las proyecciones para los escenarios de cambio climático SSP2 y SSP5 en la central hidroeléctrica Itaipú.**



Fuente: Elaboración propia.

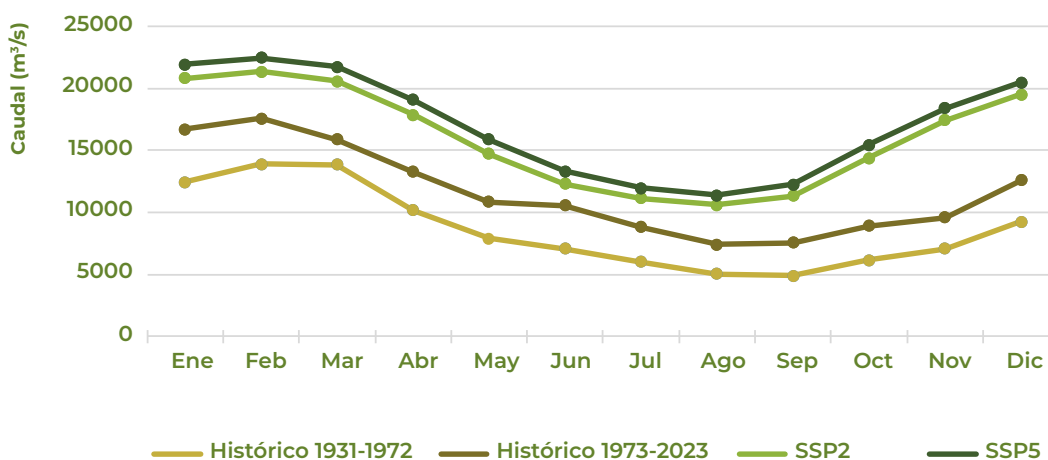
9 LOPES, J. E. G.; BRAGA, B. P. F.; CONEJO, J. G. L. "SMAP - A Simplified Hydrological Model, Applied Modelling in Catchment Hydrology". In: SINGH, V. P. (Ed.). Applied Modeling in Catchment Hydrology. Water Resources Publication, 1982. p. 167-176.+

10 Caudal naturalizado o natural: es el caudal producido por una cuenca hidrográfica en condiciones naturales, es decir, sin perturbaciones inducidas a sus procesos físicos por la presencia de estructuras hidráulicas aguas arriba del sitio de interés, tales como trasvases, embalses, plantas de generación, acueductos, distritos de riego, etc., que alteren el régimen natural.

11 <https://www.ons.org.br/>

La Ilustración 7 presenta el hidrograma de caudales para la central Itaipú para diferentes periodos históricos y proyectados. El periodo histórico más reciente (1973-2023) ya presenta valores promedios mensuales más grandes con relación al período 1931-1972. La principal razón para esta alteración en caudales ha sido el aumento del volumen de precipitación. Comparando con el período histórico más reciente (1973-2023), noviembre muestra la mayor diferencia en caudal proyectado, con un aumento del 82% en el escenario SSP2 (2024-2070) y del 92% en el SSP5. Junio presenta la menor diferencia, con incrementos del 17% en SSP2 y del 26% en SSP5.

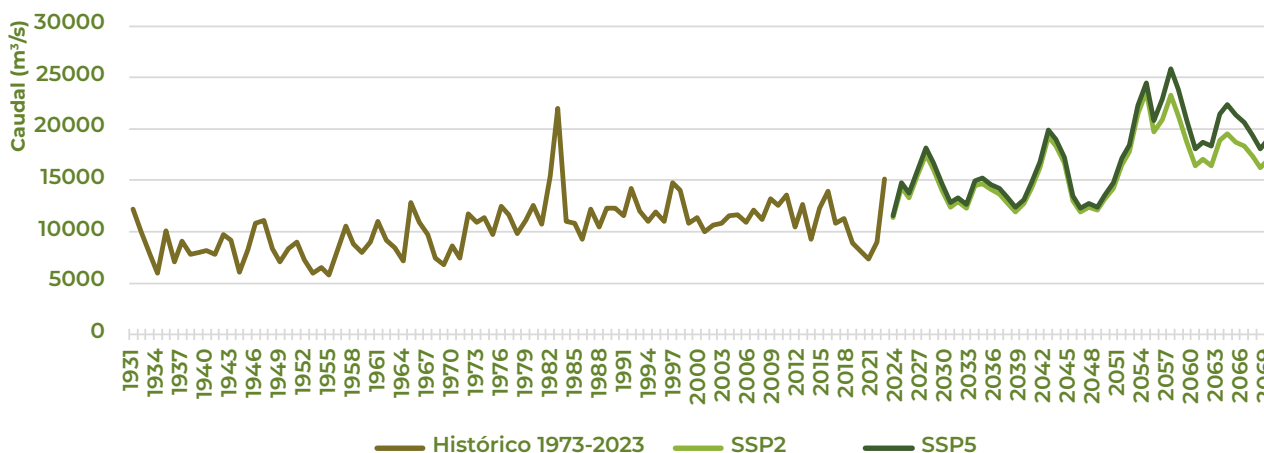
**Ilustración 7. Hidrograma medio mensual histórico (1931-1972 y 1973-2023) y proyecciones (2024-2070) escenarios SSP2 y SSP5 central hidroeléctrica Itaipú.**



Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 8 se observa la tendencia de crecimiento del caudal promedio anual estimada.

**Ilustración 8. Caudal promedio anual histórico y proyectado para los escenarios SSP2 y SSP5, para la central hidroeléctrica Itaipú.**



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la modelación hidrológica confirman que el cambio climático tendrá un impacto significativo en los caudales del río Paraná, con aumentos proyectados especialmente marcados en los meses de primavera y verano. Estos cambios, impulsados por el incremento en las precipitaciones, representan tanto una oportunidad como un desafío para el sector hidroeléctrico paraguayo.

Por un lado, la mayor disponibilidad de agua podría fortalecer la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas. Por otro, la variabilidad estacional y la posibilidad de eventos extremos exigen una revisión de los criterios de diseño, operación y seguridad de las represas, así como una gestión más dinámica de los recursos hídricos.

## 2.2. Cambio de Cobertura de la Tierra

Estudiar el cambio de cobertura de la tierra es esencial para entender cómo las transformaciones en el uso del suelo afectan el ciclo hidrológico, la erosión, la producción de sedimentos y la biodiversidad. Estos cambios pueden alterar la infiltración, escorrentía y evapotranspiración, lo que a su vez influye en los caudales de los ríos y la disponibilidad de agua para diferentes usos. Además, la modificación de la cobertura del suelo puede aumentar la erosión y la producción de sedimentos, afectando la calidad del agua y la capacidad de los cuerpos de agua para almacenar y transportar agua. Para proyectar el cambio de cobertura de la tierra, se utilizó la base de datos MapBiomas (1985-2020)<sup>12</sup> que proporciona información detallada sobre el uso del suelo en Brasil, y se adoptó la tendencia de reducción de pasturas del estudio GIZ MME (2021)<sup>13</sup>, que analiza los impactos del cambio climático en el uso del suelo. La Agencia Nacional de Aguas y Saneamiento Básico (ANA) de Brasil publicó series históricas (1931-2019) y proyecciones (2020-2040) de usos consuntivos aguas arriba de cada central hidroeléctrica del SIN Brasileiro, que se extendieron hasta 2070 basándose en estimaciones de población del IBGE y proyecciones de la Organización de las Naciones Unidas (ONU)<sup>14</sup>.

Para estimar la pérdida por erosión y producción de sedimentos, se utilizó la Ecuación Universal de Pérdidas de Suelo (USLE<sup>15</sup>). Se observó que, en el escenario SSP2, la cuenca de Água Vermelha produce la mayor cantidad de sedimentos, mientras que la cuenca de Rosana presenta el mayor aumento porcentual (22%) entre 2026-2055 y 2056-2085. En el escenario SSP5, Água Vermelha sigue produciendo más sedimentos, pero la cuenca de Emborcação muestra el mayor aumento porcentual (26%) en el mismo periodo.

12 MapBiomas. (2023). Cobertura y uso del suelo en Brasil. Plataforma Brasil. Recuperado el 23 de abril de 2025, de <https://plataforma.brasil.mapbiomas.org/>

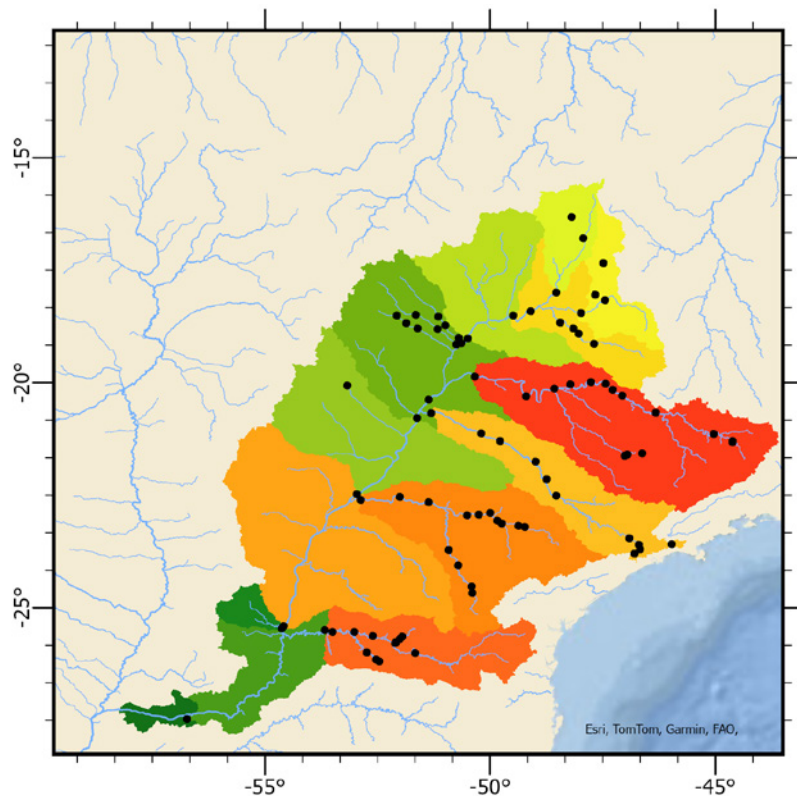
13 GIZ MME (2021). Estudo Climático: Análise da Vulnerabilidade de Usinas Hidrelétricas aos Impactos das Mudanças Climáticas. MRTS Consultoria em Engenharia. Produto IV: Projeção de Vazões para a Bacia do Rio Paraná. Componente III: Projeção das Vazões para a Bacia do Rio Paraná. Autores: Benedito Cláudio da Silva, José W. Marangon Lima. Coordenador: Dorel Soares Ramos. Data: 28/10/2020.

14 Agencia Nacional de Aguas y Saneamiento Básico (ANA). Base Nacional de Referencia de Usos Consuntivos del Agua: Series Históricas (1931-2019) y Proyecciones Tendenciales (2020-2040). Brasília: ANA, 2021. Datos extendidos hasta 2070 con base en proyecciones del IBGE y la ONU. Disponible en: <https://metadados.snirh.gov.br>

15 La ecuación USLE fue desarrollada por W. H. Wischmeier, D. D. Smith y otros del U.S. Department of Agriculture (USDA), Agricultural Research Service (ARS), Soil Conservation Service (SCS), and Purdue University a finales de los años 1950. Su uso en el campo se institucionalizó en el Agricultural Handbook 282 del USDA en 1965, y posteriormente se actualizó como Agricultural Handbook 537 del USDA en 1978.

La Ilustración 9 muestra las cuencas con mayor pérdida de suelo en los escenarios analizados. Cuanto mayor es la producción de sedimentos, más rojo aparece en el mapa. La cuenca de la central Água Vermelha es la más roja, indicando la mayor producción de sedimentos. La Ilustración 9 presenta la pérdida de suelo en toneladas por hectárea por año proyectada para tres periodos futuros.

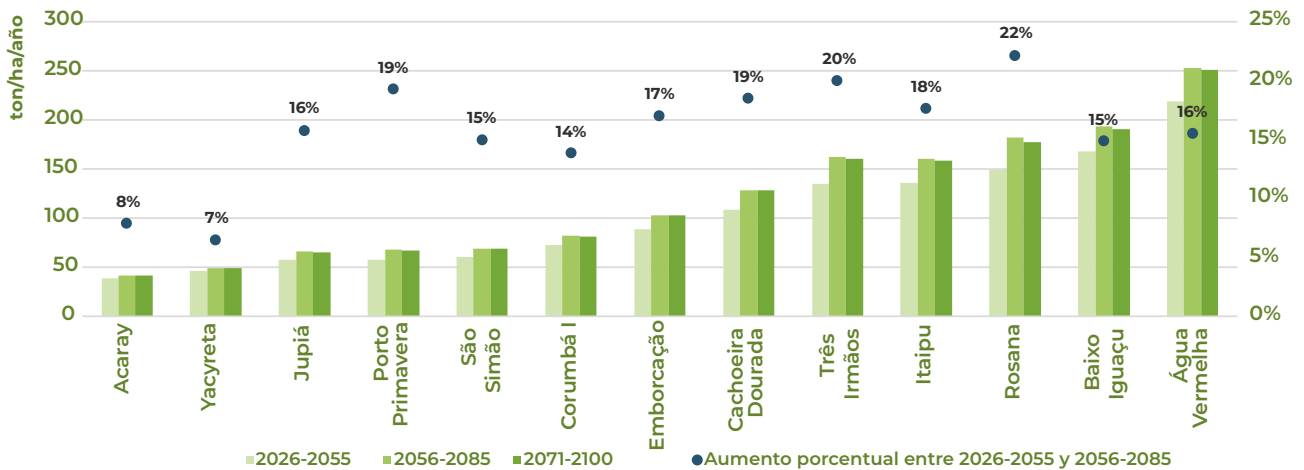
**Ilustración 9.** Pérdida de suelo agregada por promedio espacial para algunas cuencas (ton/ha/año) de los escenarios SSP 2 y SSP5.



Fuente: Elaboración propia.

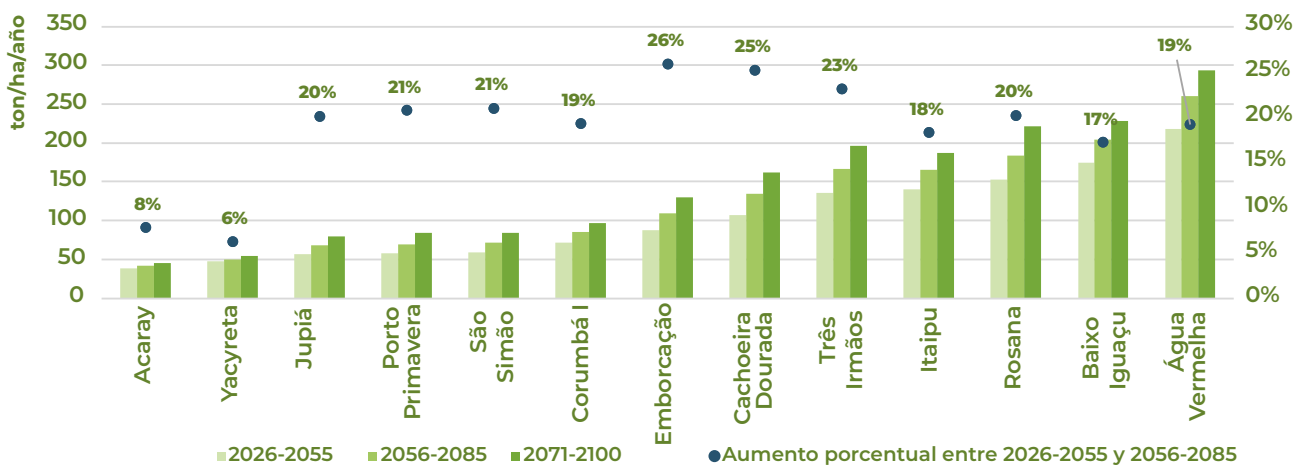
La Ilustración 10 y la Ilustración 11 indican un aumento en las pérdidas de suelo debido a cambios en el uso del suelo y al incremento de lluvias intensas, lo que provoca mayor transporte de sedimentos y una reducción en el volumen de los embalses.

**Ilustración 10.** Pérdida de suelo agregada por promedio espacial para algunas cuencas (ton/ha/año) del escenario SSP 2.



Fuente: Elaboración propia.

**Ilustración 11.** Pérdida de suelo agregada por promedio espacial para algunas cuencas (ton/ha/año) del escenario SSP 5.



Fuente: Elaboración propia.

El análisis del cambio de cobertura de la tierra y su impacto en la erosión y producción de sedimentos revela implicancias directas para las principales centrales hidroeléctricas ubicadas en Paraguay: Itaipú, Yacyretá, Acaray e Itatí-Itacorá<sup>16</sup>. Aunque estas cuencas no presentan los valores más altos de pérdida de suelo en términos absolutos, las proyecciones muestran incrementos sostenidos hacia finales de siglo bajo ambos escenarios climáticos analizados: SSP2-4.5 y SSP5-8.5.

En el escenario SSP2-4.5, entre los periodos 2026–2055 y 2056–2085, Itaipú presenta un aumento del 18% en la pérdida de suelo, Yacyretá del 6%, Acaray del 8% e Itatí-Itacorá también del 8%. En el escenario SSP5-8.5, para el periodo 2071–2100, estas tendencias continúan en ascenso, lo que refuerza la necesidad de atención preventiva.

<sup>16</sup> Itatí-Itacorá aún no es una central hidroeléctrica construida, pero fue considerada como la última central candidata en el estudio de planificación energética y modelación hidrológica desarrollado en este informe.

Estos resultados, aunque moderados en comparación con otras cuencas de la región, indican una tendencia creciente que podría afectar la capacidad de almacenamiento de los embalses, la eficiencia operativa de las centrales y la vida útil de las infraestructuras hidroeléctricas. Esta situación adquiere mayor relevancia si se considera que la sedimentación, un proceso físico natural e inevitable, afectará progresivamente la capacidad de almacenamiento de los embalses, reduciendo su efectividad tanto para la protección contra inundaciones como para la generación de energía durante sequías prolongadas.

Las grandes represas hidroeléctricas están diseñadas para resistir eventos de baja probabilidad, con una recurrencia de 10,000 años. Aunque es improbable que estos eventos climáticos provoquen el colapso total de las represas, el cambio climático presenta varios riesgos para la seguridad de las presas, incluyendo mayor precipitación y escorrentía, inundaciones repentinas, sequías prolongadas, mayores tasas de erosión y colmatación de embalses, y estrés térmico en los materiales.

A esto se suma que, si bien las grandes represas como Itaipú y Yacyretá están diseñadas para resistir eventos extremos con recurrencias de hasta 10.000 años, el cambio climático introduce nuevos riesgos para su seguridad estructural. Entre estos riesgos se encuentran el aumento de la precipitación y la escorrentía, las inundaciones repentinas, las sequías prolongadas, mayores tasas de erosión y colmatación de embalses, así como el estrés térmico sobre los materiales de construcción.

Frente a este panorama, se vuelve imprescindible reforzar los estudios técnicos y los planes de seguridad de las represas. Esto incluye la revisión de la Inundación Máxima Probable (PMF por sus siglas en inglés), el análisis de incertidumbre y la verificación del borde libre de las presas. También se recomienda establecer sistemas de monitoreo hidrológico y sedimentológico en las cuencas de aporte, y adaptar las reglas de operación de los embalses para responder a eventos extremos, evitando crisis como las observadas en otras represas de la región.

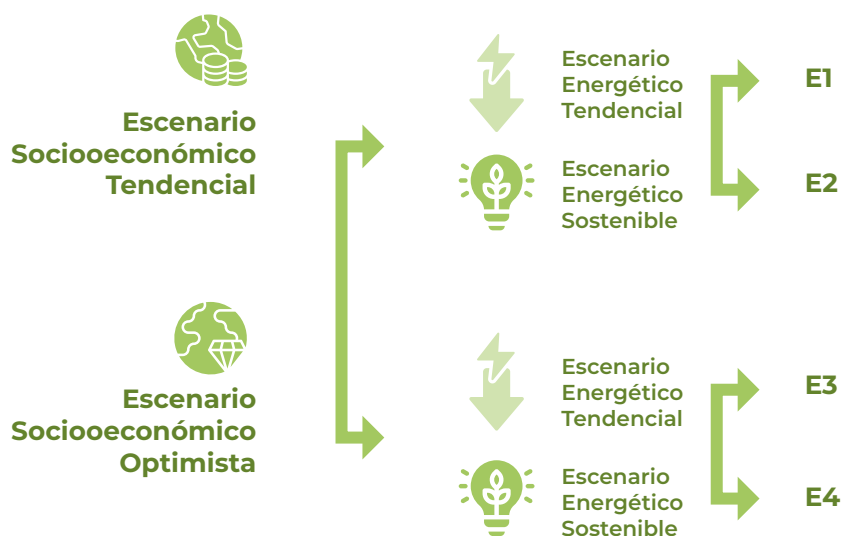
Finalmente, es fundamental considerar proyectos de aliviaderos de emergencia en casos donde la seguridad de las presas pueda verse comprometida. Asimismo, se debe incorporar información histórica y registros sistemáticos en los modelos de gestión, ya que el cambio climático ha modificado los patrones meteorológicos e hidrológicos, aumentando la frecuencia y magnitud de eventos extremos. Estos desafíos exigen una gestión más dinámica y resiliente de las infraestructuras hidroeléctricas del país, especialmente en las centrales estratégicas del sistema energético paraguayo.



# 3. Proyección de la Demanda de Energía

Desarrollada la modelación climática e hidrológica, el siguiente paso es realizar la proyección de la demanda de electricidad de Paraguay. El horizonte de tiempo tomado es hasta 2070, tomando como año base el 2021. El estudio desarrolló cuatro escenarios de demanda combinando dos escenarios socioeconómicos (tendencial y optimista) y dos energéticos (tendencial y sostenible). Finalmente, estos se ajustan para considerar un escenario sin cambio climático y los dos escenarios climáticos del IPCC: SSP2-4.5 (moderado) y SSP5-8.5 (muy elevado). Así, el ejercicio prospectivo resultó en 12 escenarios: los cuatro escenarios de base y el ajuste por temperatura de cada uno de ellos para los escenarios climáticos (Ilustración 12).

**Ilustración 12. Escenarios Socioeconómicos y Energéticos para Proyectar la Demanda.**



Fuente: Elaboración propia.

En esta sección se presentan la metodología utilizada para realizar los escenarios socioeconómicos y energéticos, así como las proyecciones de demanda obtenidas para cada escenario.

### 3.1. Metodología de la proyección de demanda de energía eléctrica

Este estudio utilizó el modelo LEAP © (*Low Emissions Analysis Platform*), una herramienta de software ampliamente utilizada para el análisis de políticas energéticas y la evaluación de la mitigación del cambio climático desarrollada en el *Stockholm Environment Institute* (SEI-US)<sup>17</sup>. LEAP admite una amplia gama de metodologías de modelado: en el lado de la demanda, estas van desde técnicas de contabilidad de uso final bottom-up hasta modelos macroeconómicos top-down.

El análisis de la demanda de energía se realizó utilizando el método de análisis de nivel de actividad de demanda de energía útil, basado en los Balances Nacionales de Energía Útil (BNEU) de 2011 y 2021. El BNEU de 2021 (realizados con datos de referencia de 2019) se utilizó para los sectores residencial, transporte e industria, mientras que el BNEU de 2011 se empleó para los sectores comercial, agropecuario y forestal, minería y construcción, y alumbrado público (Ilustración 13)<sup>18,19</sup>. El consumo energético se calculó multiplicando el nivel de actividad por la intensidad energética anual, considerando los rendimientos de utilización y la participación de las fuentes en los diferentes usos finales. Se utilizaron ramas de intensidad energética agregada para cada subsector y uso. Los resultados son valores anuales de la energía demandada por el sector energético durante el período de análisis. Este modelado de la demanda de energía en LEAP es el primer paso del esquema metodológico.

A la energía neta o final (que se puede también denominar energía a facturar para el caso del subsector energía eléctrica) se agregaron las pérdidas por transmisión y distribución previstas en el informe de Mercado Eléctrico Nacional 2023-2042 de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) (a partir del año 2043 las pérdidas se mantuvieron constantes hasta el final del período estudiado<sup>20</sup>), obteniéndose así la energía requerida por el sistema eléctrico. La energía (sin incluir el sector transporte) se distribuyó en una curva de carga horaria, con base en datos del año 2021, para todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la ANDE, pues esta empresa no posee las curvas de carga por sectores de consumo (el transporte con energía eléctrica se trató de manera separada). A las curvas de carga proyectadas se adicionaron las demandas o cargas especiales, según se define en el ya mencionado estudio de mercado de la ANDE.

17 LEAP ha sido adoptada por miles de organizaciones en más de 190 países en todo el mundo. Sus usuarios incluyen agencias gubernamentales, académicos, organizaciones no gubernamentales, empresas consultoras y empresas de servicios de energía. Se ha utilizado en muchas escalas diferentes que van desde ciudades y estados hasta aplicaciones nacionales, regionales y globales. <https://leap.sei.org/default.asp?action=introduction>

18 Itaipú Binacional – Fundación Parque Tecnológico Itaipú (2014). Balance Nacional en Energía Útil de la República del Paraguay – Año 2011 (Consolidado). Informe Final. Asunción, Paraguay. Disponible en: <https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/BNEU/BNEU%20Consolidado%2011-02-14.pdf>

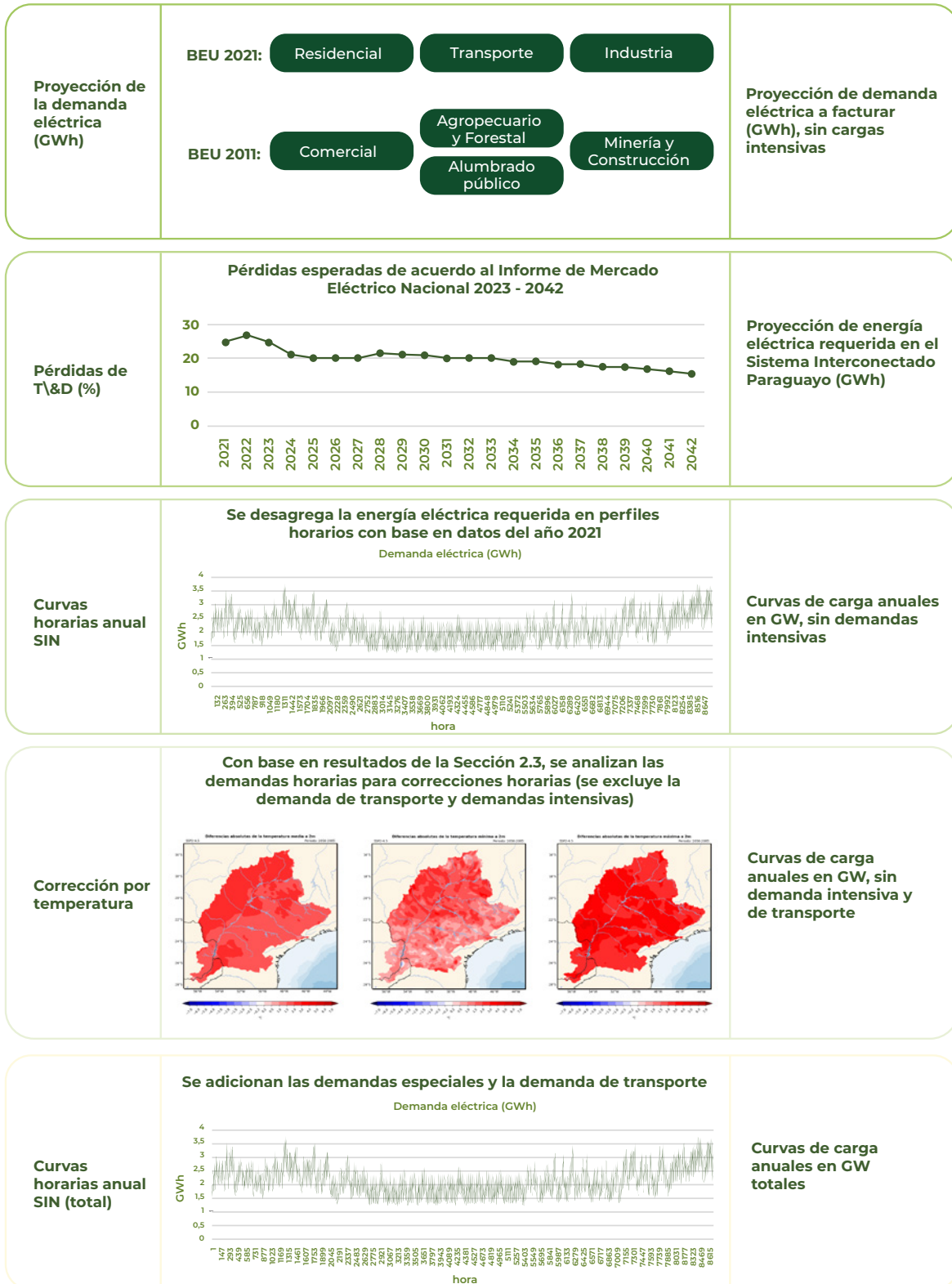
19 Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – Viceministerio de Minas y Energía (2021). Balance de Energía Útil del Paraguay 2021. Proyecto OLADE – EUROCLIMA+. Asunción, Paraguay. Disponible en: <https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/BNEU/BEU-Paraguay-2021.pdf>

20 Las pérdidas que se registran en el año base de estudio fueron del orden de 27%. La reducción a un valor de 17% en el largo plazo, aunque puede interpretarse un valor conservador ante el estado de las tecnologías y perspectivas, representaría un gran esfuerzo para la empresa eléctrica estatal y se encuentra en el orden de magnitud del promedio regional de pérdidas eléctricas totales en América Latina, según información del BID publicada en:

<https://blogs.iadb.org/energia/es/perdidas-electricas-en-america-latina-y-el-caribe-un-problema-cronico-para-la-sostenibilidad-del-sector/>.

Las curvas de carga horaria que fueron corregidas por la variación de temperatura son las curvas de carga proyectadas a futuro, pero sin las curvas de transporte y las cargas especiales. A las curvas de carga corregidas por temperatura fueron adicionadas las curvas de transporte proyectadas y las cargas especiales previstas por la ANDE. (Ver. Ilustración 13).

**Ilustración 13.** Esquema metodológico para la proyección de la demanda.



Fuente: Elaboración propia.

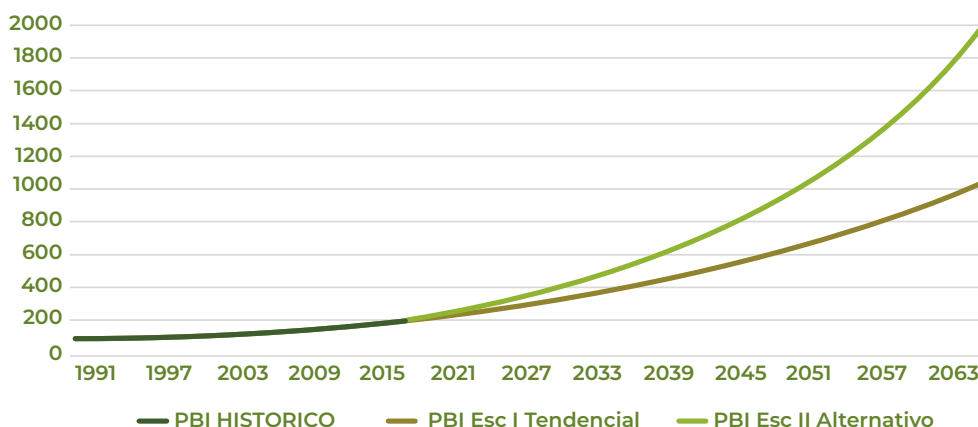
## 3.2. Consideraciones sobre los Escenarios socioeconómicos

Para el estudio de proyección de la demanda de energía, se consideran dos escenarios socioeconómicos nacionales, cuyos resultados en términos de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) se presentan en la Ilustración 14.

**El Escenario Tendencial** proyecta que la economía, medida por el PIB, seguirá la tendencia histórica a largo plazo. Este escenario extiende las variaciones históricas de las últimas tres décadas sin cambios en la estructura del sector productivo, manteniéndose conservador. El país seguiría vulnerable a shocks externos y no cambiarían aspectos destacados de la estructura productiva, con la participación industrial y las exportaciones en niveles actuales. La tasa de crecimiento anual acumulada para 2022-2070 se estima en 3,22%, similar a la tasa promedio de 1991-2019<sup>2122</sup>.

**El Escenario Alternativo** utiliza datos del Viceministerio de Minas y Energía (VMME), analizados con especialistas del gobierno. En el Escenario Optimista, se consideran mejoras en la competitividad y cambios en la estructura productiva de Paraguay, alineados con el “Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030”<sup>23</sup>. Este escenario proyecta un mayor crecimiento industrial, menor volatilidad económica, mayor formalización y estabilidad macroeconómica. La tasa de crecimiento anual acumulada para 2022-2070 se estima en 4,7%, con un crecimiento más alto en los primeros años a partir de 2023. Ambos escenarios utilizan una única proyección de población y hogares, diferenciándose principalmente en las distintas velocidades de crecimiento económico en términos de PIB.

**Ilustración 14. Evolución y proyecciones del PIB Esc. Tendencial y Alternativo 1991-2070.**



Fuente: Elaboración propia.

21 BORDA, D. & GRAY, C. (2001). Escenarios Económicos y Reforma Educativa. Revista Paraguaya de Sociología, Año 38, N° 110 (Enero-Abril de 2001) pp.11/50.

22 Se realiza esta consideración tomando en cuenta la misma solución tomada en la implementación en Paraguay del proyecto: RLA 2016, Apoyo a la formulación de planes de desarrollo de energía sostenible a nivel subregional-Fase II (ARCAL CLIII), con la asistencia del Organismo Internacional de Energía Atómica, según información recibida del Viceministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.

23 <https://observatorioplanificacion.cepal.org/es/planes/plan-nacional-de-desarrollo-paraguay-2030>.

Acceso: 01.04.2024.

Es importante resaltar, que, para los dos escenarios, la evolución de la población se estimó con base en los análisis realizados por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE)<sup>24</sup> y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)<sup>25</sup>. La evolución del número de hogares total, urbano y rural se estimó con base en los análisis realizados por el INE en los estudios de Proyección de Hogares por Sexo y Edad (revisión 2016)<sup>26</sup>, así como las proyecciones consideradas en la Prospectiva Energética de Paraguay 2040 (PEP 2040)<sup>27</sup>. La Tabla 4, muestra la evolución proyectada de la población, los hogares, rurales y urbanos de Paraguay.

**Tabla 4. Proyecciones de población y hogares de Paraguay**

Año	Población total	Población Urbana	Población Rural	Nro. de hogares	Nro. de hogares Urbanos	Nro. de hogares Rurales
2021	7.353.038	63%	37%	1.935.412	1.227.632	707.780
2030	8.200.747	65%	35%	2.324.021	1.481.479	842.541
2040	8.940.155	66%	34%	2.651.884	1.729.343	922.540
2050	9.512.524	67%	33%	2.953.773	1.968.912	984.861
2060	9.893.236	69%	31%	3.216.119	2.191.598	1.024.521
2070	10.052.870	70%	30%	3.421.698	2.383.035	1.038.664

Fuente: Elaboración propia, con base en la Proyección de la Población por Sexo y Grupos de Edad del INE (2000 y revisión 2015) y la forma de la curva de incremento que estima la CEPAL<sup>28</sup>, desde el año 2025<sup>29</sup> y PEP 2040.

### 3.3. Escenarios energéticos

El estudio construyó dos escenarios energéticos (tendencial y alternativo), a efectos de contar con los cuatro escenarios de demanda de energía eléctrica de base o sin la consideración del impacto del cambio climático. Los escenarios energéticos se construyeron teniendo en cuenta un análisis de sustitución entre fuentes de energía, las intensidades energéticas útiles y los rendimientos de utilización, que se resumen a continuación.

24 Proyección de la Población por Sexo y Grupos de Edad (2000 y revisión 2015). Disponible en: <https://www.ine.gov.py/publicacion/2/poblacion> (último acceso 7.05.2022)

25 Proyección de Hogares por Sexo y Edad (revisión 2016). Ver en: <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?theme=I&lang=es>. Acceso: 10.05.2023.

26 Disponible en: <https://www.ine.gov.py/publicacion/10/vivienda-y-hogar>.

27 Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – Viceministerio de Minas y Energía; Itaipú Binacional (2014). Prospectiva Energética de la República del Paraguay 2013–2040. Asunción, Paraguay. Disponible en: <https://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/u15/PoliticaE.pdf>

28 CELADE–División de Población de la CEPAL. Revisión 2022 y Naciones Unidas, Departamento de Asuntos Económicos y Sociales, División de Población (2022). World Population Prospects 2022, edición Online.

29 Los valores proyectados no son iguales a los de la estimación de CEPAL. Se toman como puntos los valores del INE y se extrapolan siguiendo la forma de la curva de la estimación de CEPAL.

### 3.3.1. Sustitución entre fuentes

Se proyectó la participación de diferentes fuentes de energía en el consumo hasta el año 2070, considerando factores como el precio, la calidad del servicio, los costos de inversión y el impacto ambiental.

Se distinguen dos tipos de usos:

- **Usos Cautivos:** Abastecidos por una sola fuente debido a sus ventajas técnico-económicas (ej. iluminación, conservación de alimentos).
- **Usos Disputables:** Donde varias fuentes compiten para abastecer el uso (ej. Cocción, calefacción, transporte en vehículos)

### 3.3.2. Intensidades Energéticas Útiles

Las intensidades energéticas útiles se refieren a la cantidad de energía necesaria para realizar una unidad de actividad específica en diferentes sectores. Estas intensidades se calculan considerando la eficiencia de los equipos y las prácticas de uso de energía en cada sector.

Las sustituciones entre fuentes energéticas implican cambiar una fuente de energía utilizada para un determinado propósito por otra fuente de energía. Este proceso puede ser motivado por la eficiencia energética, la disponibilidad de recursos, las políticas ambientales, los costos y las metas de reducción de emisiones. En casos con dificultades de modelación, los porcentajes de sustitución se fijaron normativamente basados en metas históricas o políticas de sustitución anteriores. Se identificaron las fuentes que competirán para abastecer los usos disputables desde el año base hasta el año final.

En el sector residencial, la intensidad energética está influenciada por dos factores opuestos: la adopción de prácticas de eficiencia energética, que la disminuyen, y el aumento y mejor distribución de los ingresos familiares, que la incrementan. Se espera que, para los hogares de altos ingresos, la intensidad energética para la cocción no cambie significativamente, mientras que en los hogares de ingresos medios y bajos aumentará debido a mayores elasticidades de consumo. En el Escenario Alternativo, se plantean ahorros en refrigeración de alimentos, ventilación, y otros usos energéticos, tanto en zonas urbanas como rurales.

En el sector Comercial, Servicio y Público, basado en el BNEU 2021, se estimaron intensidades útiles para iluminación, calefacción, refrigeración y ventilación. En el Escenario Alternativo, se prevén mejoras en hábitos de consumo; en el Escenario Tendencial, no hay mejoras proyectadas.

En el sector Industrial, según el BNEU 2021, se estimaron intensidades útiles por subsector. En el Escenario Alternativo, se adoptan programas de eficiencia energética, logrando ahorros en usos como vapor, calor directo, fuerza motriz y frío de proceso.

En el sector Agropecuario y Forestal, con base en el BNEU 2021, se identifican intensidades útiles para cada subsector. En el Escenario Alternativo, se logran ahorros en tractores y maquinaria móvil mediante renovación tecnológica y cambios en las prácticas de producción agrícola.

### 3.3.3. Rendimientos de Utilización

Los valores de los rendimientos de utilización de artefactos y equipos de consumo para los escenarios Tendencial y Alternativo se adoptaron del Informe de PEP 2040, basado en datos del BNEU 2011. Actualmente, no hay una base de datos más reciente disponible.

En el sector transporte, se ha considerado la introducción de la movilidad eléctrica con los siguientes rendimientos proyectados: para los vehículos a baterías, se espera un rendimiento del 70% en el año 2023, aumentando al 90% a partir del año 2050. En cuanto a los vehículos a celdas de hidrógeno, el rendimiento proyectado es del 58% en el año 2023, incrementándose al 80% a partir del año 2050<sup>30</sup>.

## 3.4. Proyecciones de la Demanda de Electricidad Base

Las proyecciones de demanda de energía base (sin consideraciones de cambio climático) se obtienen de modelar los escenarios socioeconómicos y energéticos. Los cuatro escenarios muestran que entre los años 2022 y 2070 la demanda de energía final de electricidad del Paraguay —es decir, la electricidad efectivamente consumida por los usuarios, sin considerar las pérdidas en transmisión y distribución— crecerá entre un 3,27% y un 5,45%. La Tabla 5 presenta un resumen los escenarios y los resultados.

**Tabla 5. Escenarios Demanda de Electricidad Base**

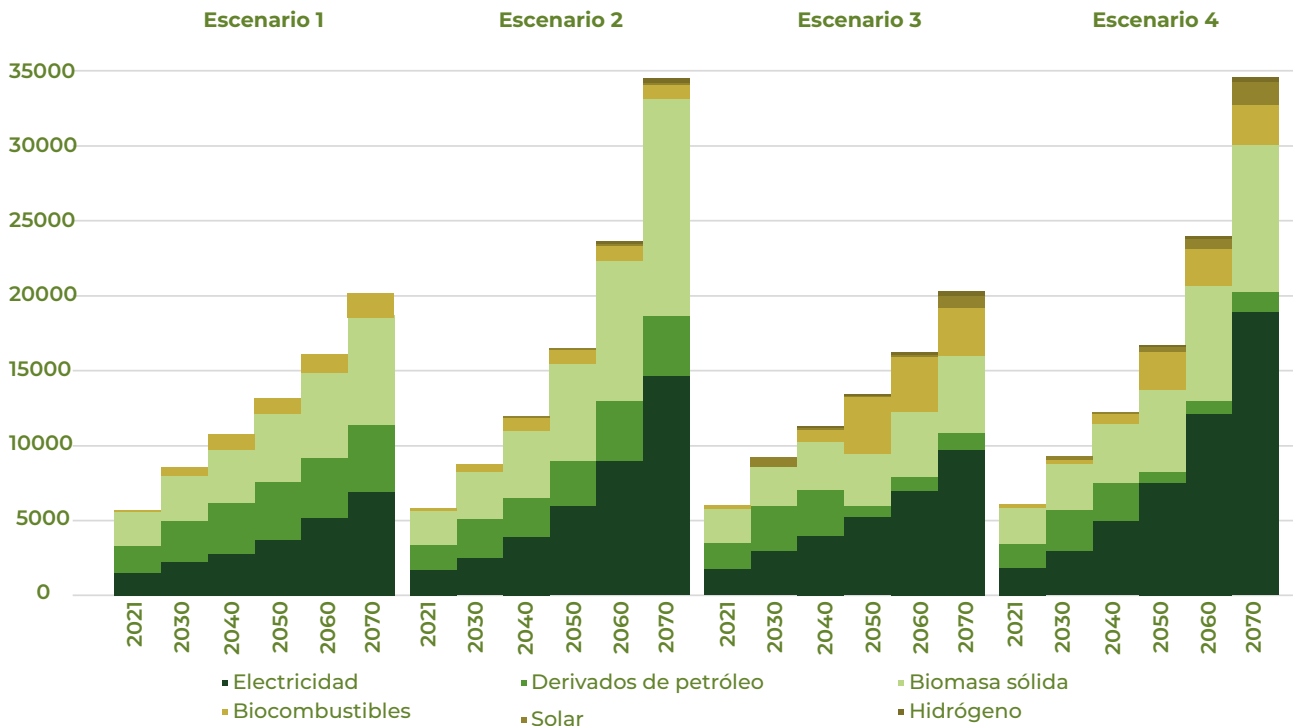
Demanda Energía	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4
<b>Esc. Socioeconómicos</b>	Tendencial	Alternativo	Tendencial	Alternativo
<b>Esc. Energéticos</b>	Tendencial	Tendencial	Alternativo	Alternativo
<b>Descripción</b>	No supone cambios en las tendencias económicas o energéticas a largo plazo	Presenta proyecciones de un desarrollo socioeconómico diferente manteniendo las tendencias energéticas.	Muestra resultados de una economía sin cambios disruptivos, pero con medidas energéticas alternativas.	Es el más optimista, con políticas industriales y diversas fuentes energéticas como la solar y el biodiesel.
<b>% Anual Crecimiento Demanda</b>	3,27%	4,90%	3,87%	5,45%

Fuente: Elaboración propia con base en tendencia 1992-2018 de las Cuentas Nacionales (Esc. Tendencial), en la PEP 2050 del VMME (Esc. Alternativo) y en las tasas de los períodos de mayor crecimiento.

<sup>30</sup> Los valores de rendimiento de utilización utilizados en este estudio (70% a 90% para BEV y 58% a 80% para FCEV) se definen como supuestos técnicos dentro del modelo LEAP, conforme a su estructura de modelado de demanda por uso final. Estos valores se basan en rangos actuales reportados de eficiencia de conversión informe *Global EV Outlook 2023* de la Agencia Internacional de Energía (IEA) y en tendencias de mejora tecnológica reconocidas por la IEA y *NREL Report – EV Charging Loads and Efficiency Trends*.

El ejercicio prospectivo indica que, en la demanda de energía por fuentes, en todos los escenarios analizados, se espera un retroceso de participación de los hidrocarburos en función de un mayor uso de biocombustibles y electricidad (Ver Ilustración 15). Este cambio es más pronunciado en los escenarios energéticos alternativos (E3 y E4), donde también se observa un aumento en el uso de energía solar y, en menor medida, hidrógeno. Además, en estos escenarios se reduce el consumo de biomasa tradicional, como la leña. Cabe señalar que estos resultados se expresan en términos de energía requerida, es decir, la cantidad total de electricidad que debe ser generada por el sistema eléctrico para satisfacer la demanda final de los usuarios, incluyendo las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Este enfoque permite dimensionar adecuadamente las necesidades de generación y planificación del sistema eléctrico nacional.

**Ilustración 15. Consumo energético neto por fuentes energéticas de los cuatro escenarios base, medidos en ktep (incluye pérdidas en transmisión y distribución).**

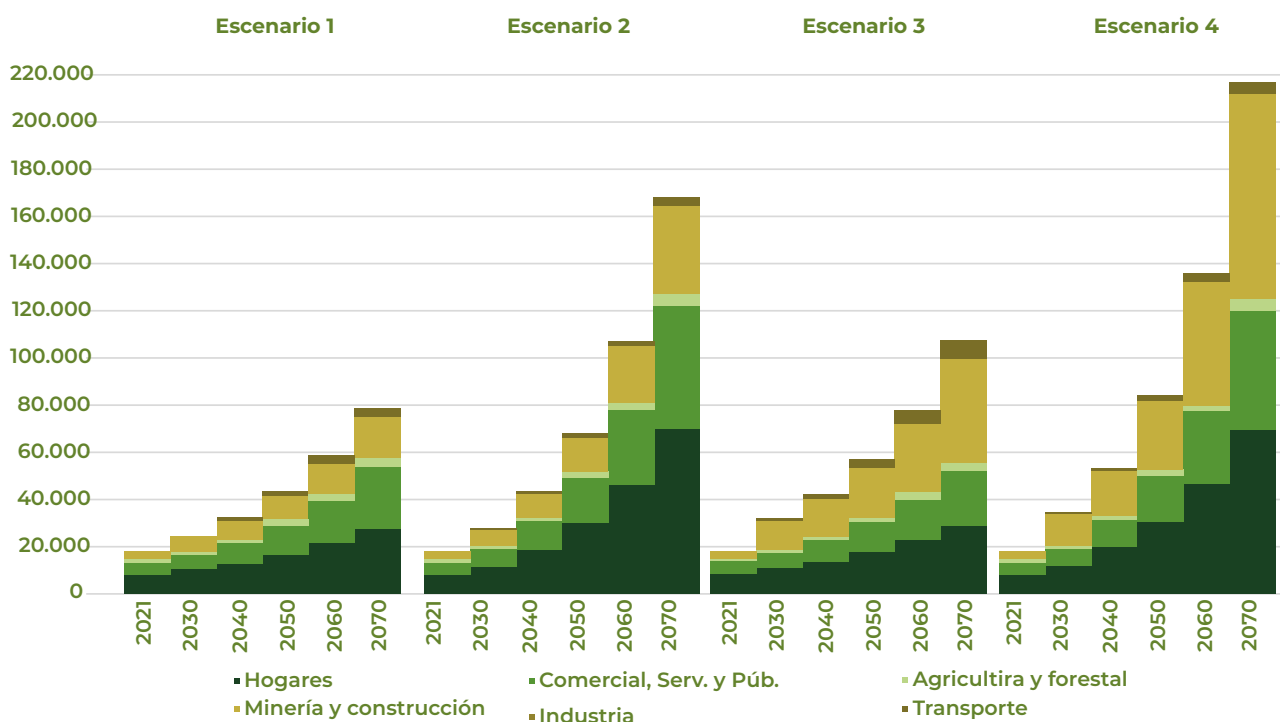


Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las proyecciones de demanda de electricidad muestran un cambio en la estructura de composición por sectores de consumo. Esto se debe a que en los escenarios energéticos alternativos (E3 y E4) se considera la implementación de políticas de mayor uso de la electricidad en las industrias inclusive las intensivas energéticamente, para todo el período de estudio. El sector transporte, nuevo sector en el uso de electricidad, presenta gran dinamismo, pero su impacto en la matriz eléctrica no llega a superar el 6% de participación en el consumo eléctrico neto<sup>31</sup>.

<sup>31</sup> El consumo eléctrico neto se refiere a la energía final efectivamente utilizada por los sectores de consumo, sin incluir las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Este enfoque permite analizar con mayor precisión cómo se distribuye el uso de la electricidad entre los distintos sectores, independientemente de las ineficiencias del sistema eléctrico.

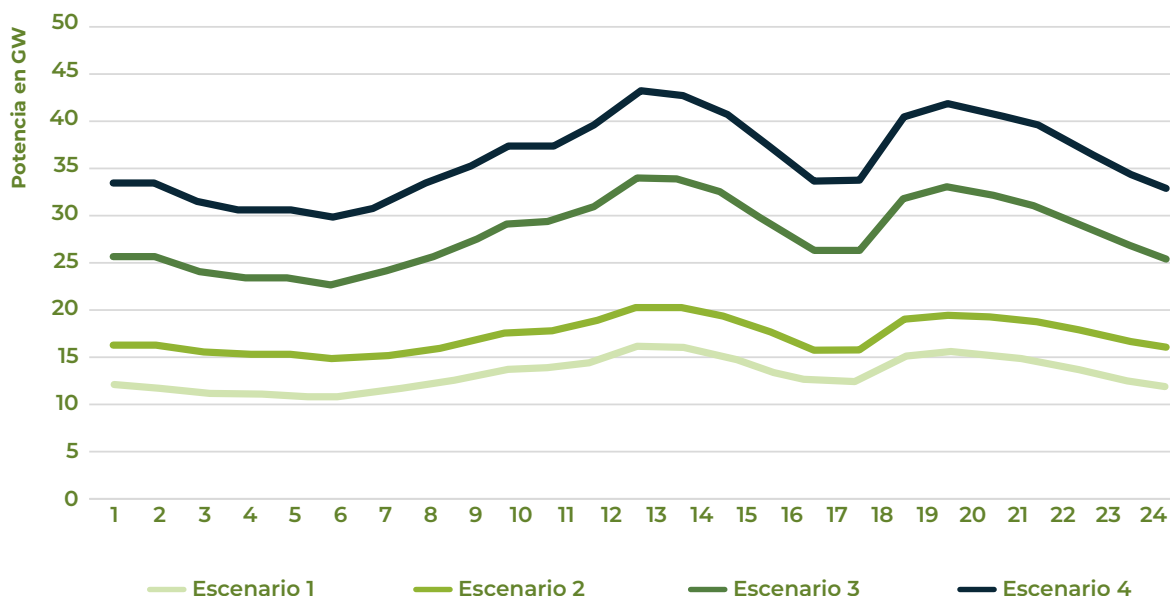
**Ilustración 16.** Consumo eléctrico neto por sectores de consumo, medidos en GWh (no incluyen pérdidas en transmisión y distribución).



Fuente: Elaboración propia.

El análisis de las proyecciones de las curvas horarias anuales y las curvas de carga del día de máxima demanda para el SIN, incluyendo pérdidas en transmisión y distribución en los cuatro escenarios, muestra que se mantiene la estacionalidad. Los días de verano presentan mayor demanda, mientras que los días templados y fríos tienen menor demanda, similar a la información del año base 2021 Ilustración 17. Finalmente, la Tabla 6 resume los valores proyectados de energía requerida, factor de carga y demanda máxima para los Escenarios Base.

**Ilustración 17.** Curvas de carga horaria anual (8760 h) del año 2022 correspondientes a los requerimientos totales de energía eléctrica, en GWh.



Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 6. Valores proyectados de energía requerida, Factor de Carga y Demanda Máxima para los Escenarios Base**

Año	Escenario 1			Escenario 2			
	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	
2022	19.645	0,56	4	19.977	0,56	4,07	
2030	25.712	0,58	5,07	28.700	0,58	5,68	
2040	33.310	0,58	6,61	44.044	0,57	8,79	
2050	44.536	0,57	8,91	68.987	0,57	13,9	
2060	59.881	0,57	12	108.055	0,57	21,79	
2070	80.484	0,57	16,24	168.606	0,56	34,19	

Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos en los escenarios de proyección de demanda eléctrica muestran una evolución significativa en la estructura sectorial del consumo, con un crecimiento sostenido en sectores como la industria y el transporte, especialmente bajo los escenarios energéticos alternativos. La electrificación del transporte, la penetración de tecnologías más eficientes y la incorporación de nuevas demandas intensivas, como la producción de hidrógeno verde y centros de datos, marcan una transformación estructural en la matriz de consumo eléctrico del país.

### 3.5. Influencia de la temperatura en la demanda de electricidad

Con el fin de establecer la influencia en la temperatura en la demanda de electricidad el estudio siguió los siguientes pasos:

- **Base de datos históricos:** Se obtuvieron datos climáticos históricos de las bases ERA5<sup>32</sup> y METEOSIM (1981-2011), ambos a 2 metros de altura sobre la superficie. El área de análisis se centró en la región oriental de Paraguay, donde se concentra la mayor población y la carga del SIN, representada por 12 millones de puntos. A partir de estos datos se calculó un valor medio representativo para toda el área. Los datos de demanda horaria del SIN fueron obtenidos de la ANDE para el período 2018-2022 y se indexaron en datos de tiempo.

<sup>32</sup> Base de datos de modelos con observaciones de todo el mundo en un conjunto de datos globalmente completo y coherente

	Escenario 3			Escenario 4		
	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)
	19.816	0,56	4,04	20.130	0,56	4,1
	32.657	0,62	6,05	35.681	0,61	6,66
	42.875	0,62	7,9	54.290	0,6	10,3
	57.997	0,61	10,79	85.100	0,59	16,49
	78.930	0,61	14,79	136.395	0,58	26,7
	108.187	0,6	20,51	217.928	0,58	43,24

→ **Análisis histórico de la demanda vs temperatura:** Se integraron las bases de datos de temperatura y demanda horaria para analizar su relación. Se observó que, a partir de los 26 °C, existe una correlación positiva entre el aumento de la temperatura y el incremento de la demanda eléctrica, especialmente en los meses cálidos (noviembre a febrero) y en el horario de 10:00 a 22:00. A partir de este análisis se derivó una ecuación lineal que permite estimar el aumento porcentual de la demanda en función del incremento de temperatura ( $\Delta T$ ):

→ Donde  $X$ =delta temperatura,  $Y$ =% de aumento de la demanda.

→  $Y = 0.0199X - 0.0027$   $R^2 = 0.9998$

→ donde  $X$  representa el incremento de temperatura respecto al umbral de 26 °C, e  $Y$  el porcentaje de aumento de la demanda. Esta fórmula fue validada con un ajuste estadístico casi perfecto.

→ La fórmula permite estimar, de forma sencilla y precisa, cuánto aumentará la demanda eléctrica ante un incremento de temperatura. Por ejemplo, un aumento de 2 °C por encima del umbral de confort (26 °C) implicaría un incremento de aproximadamente 3,7% en la demanda. Esta relación es clave para ajustar las proyecciones de demanda futura bajo escenarios de cambio climático, ya que permite incorporar el efecto directo del calor extremo sobre el consumo eléctrico, especialmente en meses de verano y en horarios de alta carga.

→ **Base de datos proyectados:** Se procesaron datos de demanda futura por hora (2022–2070), generados por el modelo energético LEAP, y datos de temperatura horaria proyectada (2026–2086) para los escenarios climáticos SSP2-4.5 (moderado) y SSP5-8.5 (muy elevado).

→ **Corrección de la demanda futura:** Se aplicó la ecuación de corrección a las proyecciones horarias de demanda, ajustando únicamente aquellas horas en las que la temperatura proyectada superaba los 26 °C. De esta forma, se generaron escenarios de demanda ajustados por temperatura, que reflejan el impacto del cambio climático sobre el comportamiento futuro del sistema eléctrico.

- Los resultados del análisis confirman que la temperatura es un factor determinante en la evolución de la demanda eléctrica en Paraguay. A partir de datos históricos y proyecciones climáticas, se ha demostrado que existe una relación directa y cuantificable entre el aumento de temperatura y el incremento de la demanda, particularmente en los meses y horarios de mayor calor. Esta sensibilidad térmica del sistema eléctrico implica que, en un contexto de cambio climático, la planificación energética debe incorporar ajustes dinámicos que reflejen estos impactos.

### 3.5.1. Resultados de curvas de cargas por escenarios (corregidos por escenario de temperatura SSP2-4.5)

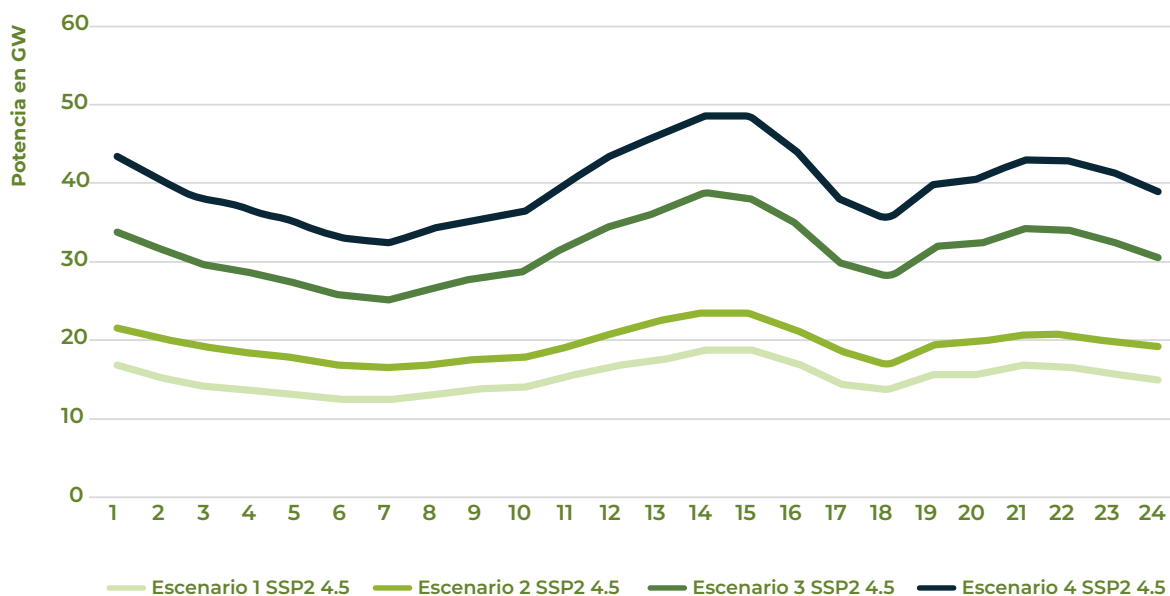
La Ilustración 18 presenta las curvas de carga del día de máxima demanda correspondiente a toda la energía requerida para el SIN en el año 2070, construidas con las correcciones de demanda en función de la temperatura proyectada para el escenario climático SSP2-4.5. Los resultados muestran que se conservan los dos picos de carga en la curva, característicos de los meses de verano. En comparación con la Ilustración 17, se observa que en los cuatro escenarios hay un aumento de la potencia requerida, alcanzando para el pico de la tarde en el escenario de mayor requerimiento de potencia, Escenario 4 – SSP2-4.5, una demanda máxima de 49.21 GW, valor superior a los 43.24 GW de potencia máxima del escenario 4 sin corrección. La Tabla 7 presenta los valores proyectados de energía requerida, factor de carga y demanda máxima para los años de corte (2022–2070) en los cuatro escenarios corregidos por temperatura bajo SSP2-4.5. Estos datos permiten cuantificar el impacto del cambio climático sobre la demanda pico, lo cual es fundamental para la planificación de la capacidad instalada y la operación del sistema eléctrico.

**Tabla 7. Valores proyectados de energía requerida, Factor de Carga y Demanda Máxima para SSP2 4.5.**

Año	Escenario 1 - 4,5			Escenario 2 - 4,5			
	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	
2022	19.645	0,56	4	19.977	0,56	4,07	
2030	26.745	0,51	5,97	29.865	0,51	6,7	
2040	34.193	0,54	7,18	45.244	0,54	9,57	
2050	45.475	0,54	9,53	70.496	0,54	14,9	
2060	62.945	0,51	13,97	113.828	0,51	25,5	
2070	83.454	0,52	18,38	175.122	0,51	32,91	

Fuente: Elaboración propia

**Ilustración 18.** Curvas de carga final para el día de máxima demanda del año 2070 de los Escenarios 1 – SSP2-4.5, 1 al 4



Fuente: Elaboración propia

Los resultados de esta sección evidencian que el cambio climático, a través del aumento de la temperatura, no solo incrementa la demanda total de electricidad, sino que también acentúa los picos de carga, lo que puede generar tensiones adicionales en el sistema eléctrico, especialmente en los meses de verano. Este fenómeno obliga a considerar márgenes de reserva más amplios y estrategias de gestión de la demanda más robustas.

### 3.5.2. Resultados de curvas de cargas por escenarios

	Escenario 3 - 4,5			Escenario 4 - 4,5		
	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)
	19.816	0,56	4,04	20.130	0,56	4,1
	33.768	0,55	7,02	36.932	0,54	7,76
	43.871	0,59	8,53	55.632	0,57	11,16
	59.095	0,59	11,45	86.843	0,56	17,61
	82.658	0,55	17,15	143.391	0,52	31,21
	1119.49	0,55	23,24	226.150	0,52	49,21

### (corregidos por escenario de temperatura SSP2-8.5)

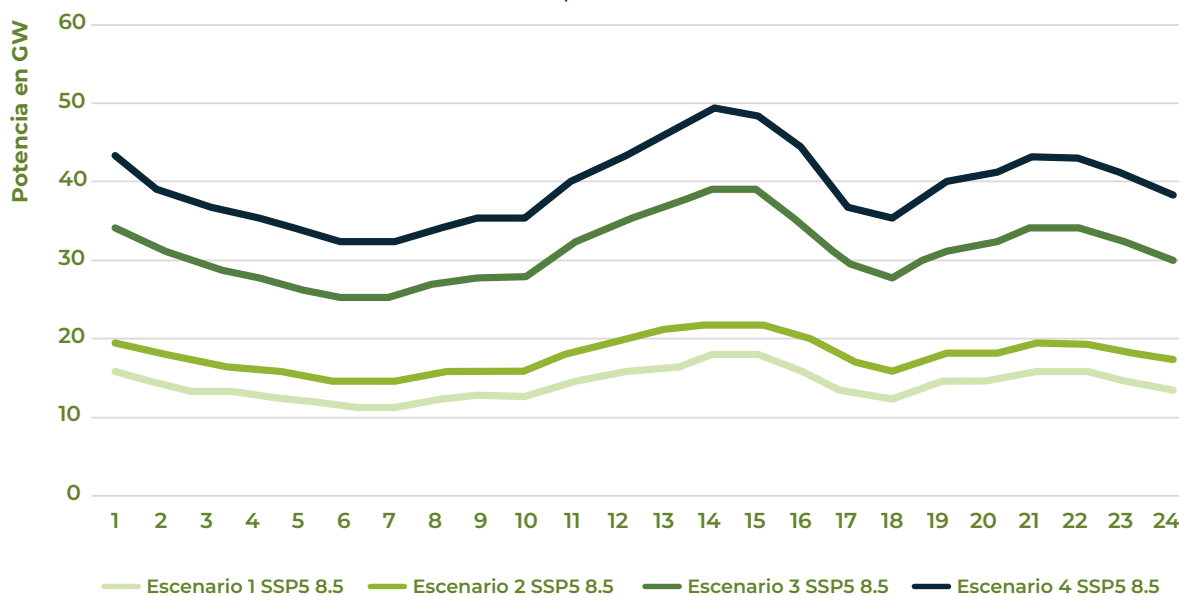
La Ilustración 19 presenta las curvas de carga del día de máxima demanda de los Escenarios SSP2-8.5 del 1 al 4, construidas con las correcciones de demanda en función de la temperatura proyectada para el escenario climático SSP2-8.5 para el año 2070. Los resultados muestran que se conservan los dos picos de carga en la curva, característicos de los meses de verano. En comparación con la Ilustración 17 y la Ilustración 18 se observa que en los cuatro escenarios hay un aumento de la potencia requerida, alcanzando para el pico de la tarde en el escenario de mayor requerimiento de potencia, Escenario 4 – SSP2-8.5, una demanda máxima de 50.10 GW, valor superior a los 43.24 GW el Escenario 4 sin corrección y los 49.21 GW del Escenario 4 – SSP2-4.5. La Tabla 8 presentan los valores proyectados de energía requerida, factor de carga y demanda máxima para los años de corte (2022–2070) en los cuatro escenarios corregidos por temperatura bajo SSP5-8.5. Estos datos permiten comparar la magnitud del impacto climático entre los dos escenarios climáticos considerados y evidencian la necesidad de preparar el sistema eléctrico para condiciones más exigentes.

**Tabla 8. Valores proyectados de energía requerida, Factor de Carga y Demanda Máxima para SSP2 8.5**

Año	Escenario 1 - 8,5			Escenario 2 - 8,5			
	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	
2022	19.645	0,56	4	19.977	0,56	4,07	
2030	26.833	0,51	6,01	29.965	0,51	6,73	
2040	34.299	0,54	7,2	45.388	0,54	9,61	
2050	45.584	0,54	9,6	70.669	0,54	15,01	
2060	63.686	0,51	14,23	115.222	0,51	26	
2070	84.335	0,51	18,71	177.055	0,51	39,62	

Fuente: Elaboración propia.

**Ilustración 19.** Curvas de carga final para el día de máxima demanda del año 2070 de los Escenarios 1 – SSP2-8.5, 1 al 4.



Fuente: Elaboración propia.

	Escenario 3 - 8,5			Escenario 4 - 8,5		
	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)	Total de Energía Requerida (GWh)	Factor de carga	Demanda máxima anual (GW)
	19.816	0,56	4,04	20.130	0,56	4,1
	33.864	0,55	7,05	37.040	0,54	7,8
	43.991	0,59	8,57	55.793	0,57	11,2
	59.221	0,59	11,54	87.043	0,56	17,74
	83.559	0,54	17,61	145.081	0,52	31,81
	113.065	0,55	23,65	228.589	0,52	50,1

Los resultados de esta sección confirman que el escenario climático SSP5-8.5, caracterizado por mayores emisiones y calentamiento global más intenso, genera un impacto aún más significativo sobre la demanda eléctrica máxima. Este aumento en los picos de carga representa un desafío crítico para la planificación de la infraestructura eléctrica, ya que podría requerir inversiones adicionales en capacidad instalada, refuerzo de redes y estrategias de gestión de la demanda.



# 4. Modelación del Sistema Eléctrico

La modelación del sistema eléctrico en Paraguay busca garantizar el equilibrio entre el suministro y el consumo de electricidad a largo plazo. Para ello, se seleccionan los proyectos de generación necesarios para cubrir la demanda de manera óptima, minimizando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como las penalizaciones por energía no suministrada.

La planificación de la expansión de generación utiliza herramientas computacionales que determinan el plan de expansión de menor costo, considerando proyectos de diferentes tecnologías. Esta planificación se integra con una herramienta de simulación de despacho que representa la producción de todas las plantas del sistema, asegurando la seguridad del suministro. La optimización se logra equilibrando los costos de inversión y los costos operativos esperados, utilizando un modelo de despacho hidrotérmico estocástico<sup>33</sup> que permite una representación detallada de la operación del sistema bajo incertidumbre (Ver Ilustración 20)<sup>34</sup>.

---

33 PSR, Manual del Usuario – Modelo SDDP (2024)

34 En este estudio se utilizaron las siguientes herramientas computacionales desarrolladas por PSR para la planificación de la expansión: (i) OPTGEN®: Para obtener el plan óptimo de expansión de la generación; (ii) TSL®: Para modelar fuentes renovables no convencionales, como la energía fotovoltaica y eólica; y (iii) SDDP®: Para simular la operación a largo plazo del sistema eléctrico basado en el plan de expansión obtenido, proporcionando resultados cuantitativos cruciales para evaluar el comportamiento del sistema durante el período de planificación. (PSR, Manual del Usuario – Modelo TSL (2024))

**Ilustración 20.** Diagrama de la metodología de planificación de la expansión de sistemas eléctricos.



Fuente: Elaboración propia.

## 4. 1. Hipótesis de Planificación

Los datos de entrada cruciales para el plan de expansión son las series de caudales, desarrollados como resultado de la modelación hidrológica, desarrollados en la Sección 3, y las proyecciones para la demanda de electricidad, desarrollados en la Sección 4. Estos insumos permiten construir escenarios integrados que reflejan tanto la evolución esperada del consumo como las condiciones climáticas que podrían afectar la disponibilidad de recursos hídricos. Para facilitar el análisis y la comunicación de resultados, se definieron nombres simplificados para los escenarios combinados de demanda y cambio climático (Ver Tabla 9).

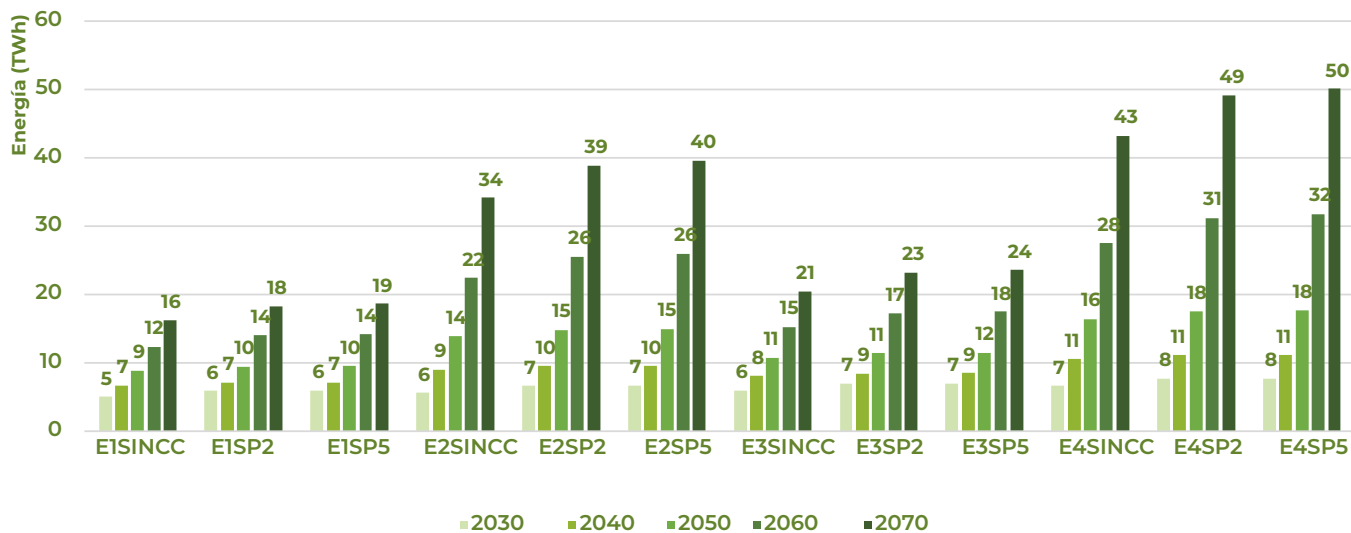
**Tabla 9.** Escenarios considerados en los estudios de expansión.

Escenario Cambio Climático	Escenario Proyección Demanda	Descripción
Sin Cambio Climático, SSP2-4.5 y SSP5-8.5	E1	Escenario socioeconómico y energético tendencial. Supone mismas tendencias económicas y tendencias en la demanda energética proyectada a largo plazo, considerando las 3 diferentes proyecciones para el cambio climático.
	E2	Escenario socioeconómico alternativo y el energético tendencial, considerando las 3 diferentes proyecciones para el cambio climático.
	E3	Escenario socioeconómico tendencial y el energético alternativo, considerando las 3 diferentes proyecciones para el cambio climático.
	E4	Escenario socioeconómico alternativo y el energético alternativo. Caso optimista en cuanto al desarrollo socioeconómico, con implementación de políticas industriales. Aplicación de medidas en la demanda energética, energía solar, mayor penetración del biodiesel entre otros, considerando las 3 diferentes proyecciones para el cambio climático.

Fuente: Elaboración propia.

En total se tienen doce (12) escenarios combinados, resultantes de la combinación de los cuatro escenarios de demanda (E1 a E4) con tres condiciones climáticas (sin cambio climático, SSP2-4.5 y SSP5-8.5). La demanda máxima proyectada para estos escenarios se presenta en la Ilustración 21.

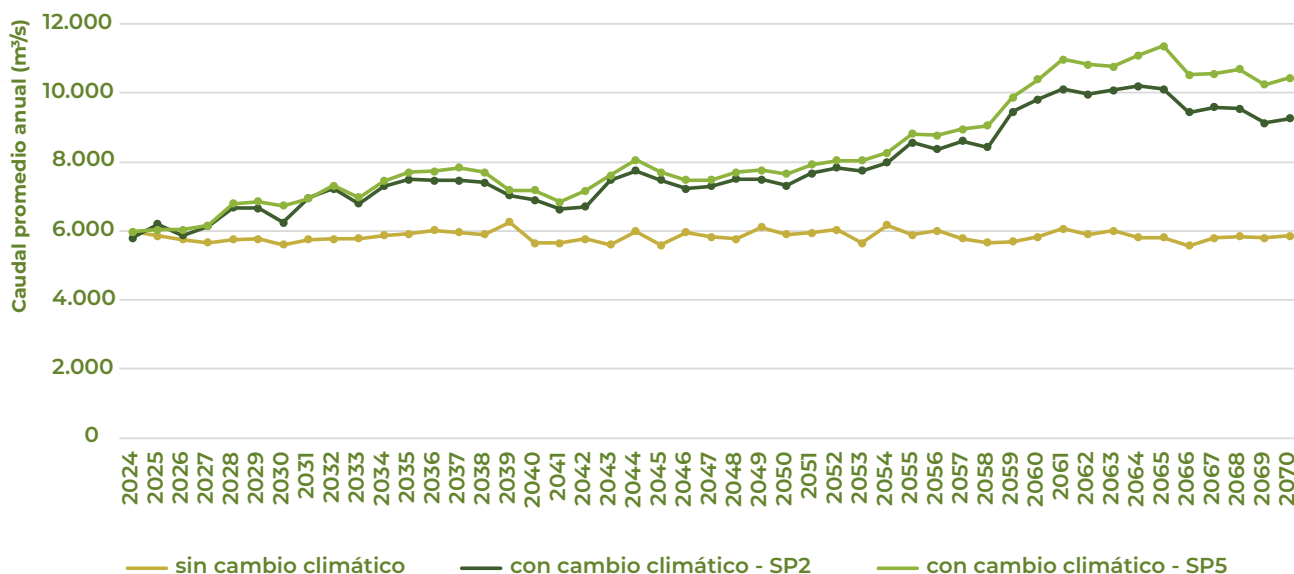
**Ilustración 21. Potencia Máxima por escenarios para años seleccionados.**



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los caudales se tienen tres (3) pronósticos de caudales coherentes con los escenarios climáticos mencionados (Ver Ilustración 22).

**Ilustración 22. Pronósticos de caudales para el Rio Paraná en Itaipú.**



Fuente: Elaboración propia.

Para construir planes de expansión *coherentes y técnicamente sólidos*, se definieron *un conjunto de premisas fundamentales* en conjunto con los participantes del proyecto y partes interesadas. Estas premisas constituyen la base sobre la cual el modelo de optimización selecciona las tecnologías más adecuadas para satisfacer la demanda futura de electricidad al menor costo posible, considerando restricciones técnicas, económicas y ambientales. Las premisas abarcan los siguientes aspectos clave:

- **Tecnologías de generación consideradas como candidatas**, incluyendo hidroeléctricas, termoeléctricas, fotovoltaicas, eólicas, almacenamiento con baterías y tecnologías emergentes como pequeños reactores modulares (Ver Tabla 10).
- **Dimensionamiento de la oferta disponible por tecnología**, que establece los límites máximos de capacidad que el modelo puede seleccionar.
- **Supuestos sobre precios y disponibilidad del gas natural**, especialmente relevante para las termoeléctricas a partir del año 2040.
- **Proyectos incluidos en el Plan Maestro de Generación 2021–2040 de ANDE**, así como otras iniciativas adicionales propuestas por los actores del sector (Ver Tabla 11).

**Tabla 10. Proyectos hidroeléctricos considerados candidatos para el plan de expansión.**

Proyecto	Fecha Mínima	Capacidad Instalada (MW)	Costo de Inversión (MUSD)	Capacidad (MW)	Costo Inversión (MUSD)
Aña Cua	2025	270	338	135	169
Yguazu	2028	70	80.5	70	80.5
Acaray 3ª etapa	2030	75	85.5	75	85.5
Corpus Christi <sup>35</sup>	2040	2,880	4,200	1,440	2,100
Itatí Itacora	2037	2,000	4,500	1,000	2,250
Ampliación Yacyreta 1ª etapa	2030	465	1,000	233	500
Ampliación Yacyreta 2ª etapa	2037	1,085	2,300	543	1,150

<sup>35</sup> Consiste en la alternativa del proyecto Corpus Christi que considera una configuración con 20 conjuntos turbina-generador.

**Tabla 11. Premisas para los planes de expansión del sistema eléctrico**

<b>Tecnologías</b>	<b>Principales Premisas</b>
<b>Grades Hidroeléctricas</b>	Solo se incluyeron proyectos previamente estudiados sin fecha de desarrollo.
<b>Pequeñas Centrales Hidroeléctricas</b>	Los costos de desarrollo se tomaron de Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés) <sup>36</sup> .
<b>Termoeléctricas</b>	Los precios del gas natural a lo largo del período de planificación se tomaron de la Agencia de Información de Energía (EIA por sus siglas en inglés) <sup>37</sup> .
<b>Fotovoltaicas</b>	<p>Los datos de referencia se tomaron “Atlas del potencial energético Fotovoltaica y eólico del Paraguay”<sup>38</sup>.</p> <p>El valor medio de irradiación se fijó en 1.775 kWh/m<sup>2</sup>-año para determinar la ubicación de los proyectos candidatos y calcular la energía anual esperada.</p> <p>La planta fotovoltaica de referencia es de 100 MW, basada en paneles de 550 Wdc de 2,56 m<sup>2</sup>. Esta requiere aproximadamente de 279 Ha o 2,79 km<sup>2</sup>. La relación de potencia instalada por km<sup>2</sup> de la planta es 35,84 MW/km<sup>2</sup>.</p> <p>Se fijó como criterio que solo el 1% del territorio de Paraguay será utilizable para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, con lo que se tienen disponibles 4.067,52 km<sup>2</sup> de los 406.752 km<sup>2</sup>.</p> <p>Con estos criterios se determinó un potencial de 145.800 MW.</p>
<b>Eólicas</b>	<p>Los datos de referencia se tomaron del del mapa de energía eólica acumulada anual.</p> <p>Se identificó que la región de Boquerón es la que ofrece las mejores condiciones para desarrollar plantas eólicas y se seleccionó un área de 83.586 km<sup>2</sup>.</p> <p>En el área escogida predominan la energía anual entre 3.500 y 4.000 kWh/m<sup>2</sup>-año para año tipo.</p> <p>El aerogenerador de referencia es de 6 MW, 185m de diámetro de hélice a 100 m de altura de <i>hub</i>.</p> <p>Se fijó el criterio de que tan solo el 2% estará disponible para su explotación, esto equivale a 1.672 km<sup>2</sup>. Por tanto se pueden instalar al menos 8.000 MW.</p>
<b>Sistemas de almacenamiento a gran escala (BESS)</b>	<p>Se tomando datos de NREL para la referencia tecnología y de costos.</p> <p>Se modelaron candidatas BESS de 100 MW para 4 horas y 1 hora de almacenamiento.</p>

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 12 resume la oferta máxima disponible por tecnología para el modelo de expansión robusto. Se especifica para el caso de la generación distribuida fotovoltaica y las eólicas el potencial según los escenarios de demanda (E1 a E4). Para el caso en los que se prevé mayor impulso a las energías renovables no convencionales, la oferta eólica y distribuida fotovoltaica se ha aumentado intencionalmente para reflejar este hecho.

36 Technologies | Electricity | 2023 | ATB | NREL.

37 Annual Energy Outlook 2023–U.S. Energy Information Administration (EIA).

38 Consorcio PTI-PY / Itaipú, Atlas del potencial energético Fotovoltaica y eólico del Paraguay (2014)

Tabla 12. Resumen oferta de proyectos candidatos para el plan robusto

Tecnología	Oferta (GW)	Fecha para Entrada en Operación
<b>Turbinas a Gas Frame E 203 MW</b>	Limitado por la capacidad del gasoducto	2040-2070
<b>Ciclos Combinados Frame E 581 MW</b>	Limitado por la capacidad del gasoducto	2040-2070
<b>Termoeléctrica a biogás</b>	0,5	2031-2070
<b>Pequeños reactores modulares</b>	25	2045-2070
<b>Fotovoltaica</b>	72	2024-2070
<b>Fotovoltaica + Baterías</b>	72 / 36	2024-2070
<b>Generación Distribuida Fotovoltaica</b>	1,35 (E1 y E2)-2,83 (E3 y E4)	2030-2070
<b>Fotovoltaica Flotante Itaipú</b>	0.35	2031-2070
<b>Eólica</b>	8 (E1 y E2)-12 (E3 y E4)	2030-2070
<b>Baterías (4h y 1 h)</b>	4,2 (4h)-4,2 (1h)	2024-2070
<b>Fotovoltaica + Baterías</b>	12 / 0,528	2033-2070
<b>Baterías</b>	1,0	2031-2070
<b>Hidráulicas convencionales</b>	3,5	2025-2070
<b>Pequeñas Centrales Hidráulicas</b>	0,334	2029-2070

Fuente: Elaboración propia.

La oferta de proyectos candidatos representa un límite superior, es decir, el modelo de optimización decidirá cuánto instalar de cada tecnología en función de los objetivos de minimizar los costos de inversión y operación, y de satisfacer la demanda en cada escenario. Algunas tecnologías podrían no ser seleccionadas si no resultan competitivas. La Tabla 13 presenta los costos de inversión por tecnología.

Tabla 13. Resumen costos de inversión por tecnología en USD/kW

Año	Ciclo Combinado	Ciclo Abierto	Fotovoltaica	Eólica	Batería 4h	Batería 1h	BioGás	PV Flotante	GD PV
2024	1,200	850	806	1,460	1,843	732	2000	742	1726
2025	1,200	850	785	1,426	1,615	647	2000	742	1669
2026	1,200	850	765	1,400	1,563	635	2000	742	1613
2027	1,200	850	747	1,373	1,511	622	2000	742	1557
2028	1,200	850	731	1,346	1,458	610	2000	742	1501
2029	1,200	850	716	1,320	1,406	598	2000	742	1444
2030	1,200	850	703	1,293	1,354	586	2000	742	1388
2031	1,200	850	690	1,280	1,333	579	2000	742	1332
2032	1,200	850	677	1,268	1,312	572	2000	742	1276
2033	1,200	850	665	1,255	1,291	566	2000	742	1219
2034	1,200	850	654	1,242	1,270	559	2000	742	1163
2035	1,200	850	643	1,230	1,249	552	2000	742	1107
2036	1,200	850	633	1,217	1,228	545	2000	742	1088
2037	1,200	850	623	1,204	1,208	538	2,000	742	1,070
2038	1,200	850	614	1,191	1,187	531	2,000	742	1,051
2039	1,200	850	605	1,179	1,166	524	2,000	742	1,033
2040	1,200	850	596	1,166	1,145	517	2,000	742	1,014
2041	1,200	850	587	1,153	1,124	510	2,000	742	996
2042	1,200	850	579	1,140	1,103	503	2,000	742	978
2043	1,200	850	570	1,128	1,082	495	2,000	742	959
2044	1,200	850	562	1,115	1,062	488	2,000	742	941
2045	1,200	850	555	1,102	1,041	481	2,000	742	922
2046	1,200	850	544	1,089	1,020	474	2,000	742	904
2047	1,200	850	536	1,077	999	467	2,000	742	885
2048	1,200	850	528	1,064	978	460	2,000	742	867
2049	1,200	850	520	1,051	957	452	2,000	742	848
2050	1,200	850	513	1,039	936	445	2,000	742	830

El modelo también contempla las exportaciones de energía a Brasil (6.650 MW a 30 USD/MWh) y a Argentina (2.460 MW a 54,89 USD/MWh) a través de Itaipú y Yacyretá, respectivamente. Estas exportaciones se modelan como demandas elásticas, es decir, el sistema prioriza siempre el abastecimiento de la demanda interna de Paraguay, y exporta solo si existe excedente disponible.

La definición de premisas y la caracterización detallada de las tecnologías candidatas constituyen un paso esencial en la construcción de un plan de expansión robusto y realista. Estas premisas no solo delimitan el universo de opciones tecnológicas disponibles, sino que también reflejan las prioridades estratégicas del país en materia de sostenibilidad, seguridad energética y desarrollo económico.

El enfoque metodológico adoptado garantiza que las decisiones de inversión en capacidad de generación se basen en criterios técnicos, económicos y ambientales, y que respondan a los distintos escenarios de crecimiento de la demanda y condiciones climáticas futuras. La flexibilidad del modelo permite evaluar múltiples combinaciones tecnológicas, adaptándose a las incertidumbres del entorno energético.

Con estas bases establecidas, la siguiente sección presenta los resultados de los planes de expansión generados a partir de estas premisas. Se analizarán las trayectorias de crecimiento de la capacidad instalada, la evolución de la matriz de generación y los impactos económicos asociados, diferenciando entre escenarios con y sin cambio climático. Este análisis permitirá evaluar la solidez de las estrategias propuestas y su alineación con los objetivos de largo plazo del sistema eléctrico paraguayo.

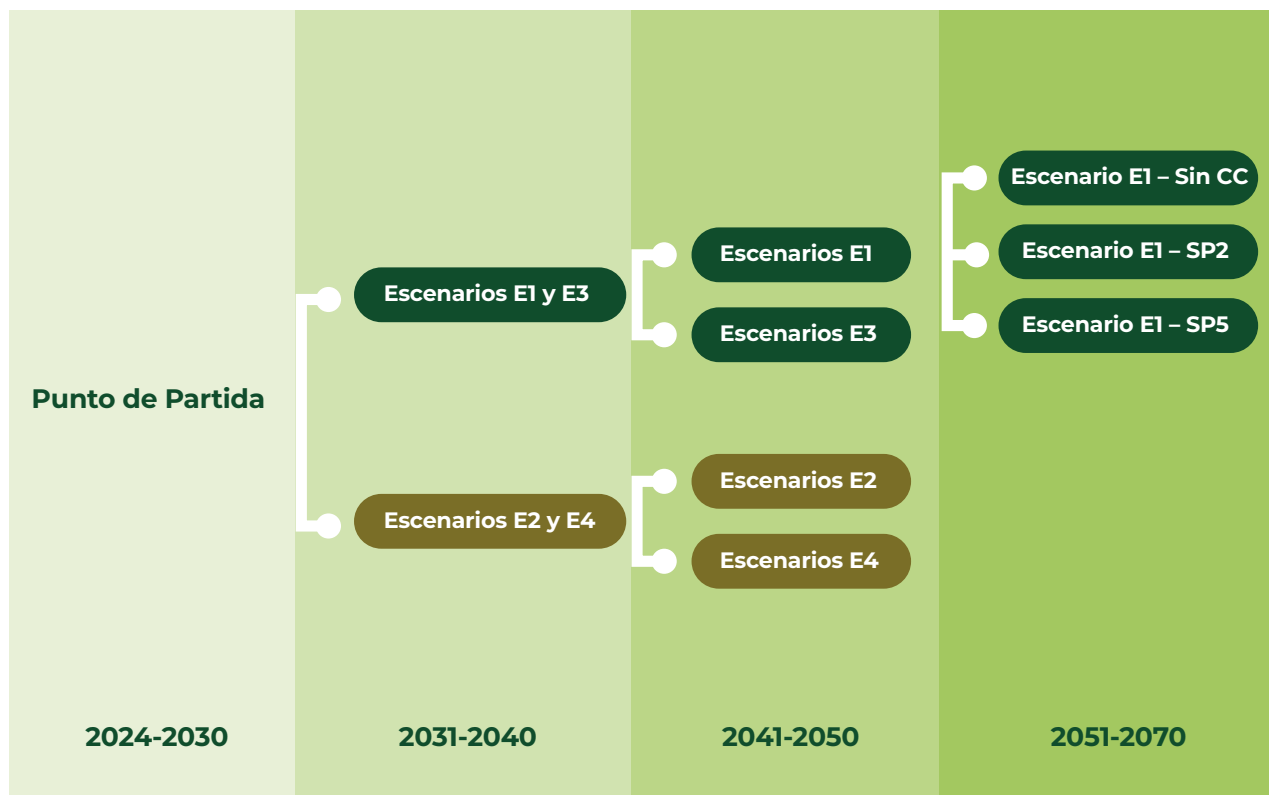
## 4.2. Principales resultados

La necesidad de desarrollar un **Plan de Expansión Robusto** surge de la incertidumbre inherente al futuro del sistema eléctrico. En la práctica, no es posible conocer con certeza cómo evolucionarán variables críticas como la demanda de electricidad y las condiciones climáticas. Para abordar esta incertidumbre, se definieron 12 diferentes escenarios futuros – 4 trayectorias de demanda (E1 a E4) con tres escenarios climáticos (sin cambio climático, SSP2-4.5 y SSP5-8.5).

La estrategia para desarrollar el Plan Robusto utiliza una estructura de árbol de decisiones que permite adaptar progresivamente las decisiones de expansión a medida que se reduce la incertidumbre con el paso del tiempo. Esta estrategia busca minimizar los costos de arrepentimiento y garantizar la resiliencia del sistema ante múltiples futuros posibles. La lógica del árbol de decisiones se organiza en cuatro períodos de acuerdo con la Ilustración 23 y el cual se describe a continuación:

- **Primer período, 2024 a 2030 (7 años):** Se adopta una única decisión de expansión común para todos los 12 escenarios. Esta etapa refleja las inversiones iniciales que deben realizarse sin conocimiento del futuro.
- **Segundo período, 2031 a 2040 (10 años):** Se permite diferenciar la expansión según el nivel de crecimiento de la demanda. Se definen dos trayectorias: una para escenarios de demanda baja (E1 y E3) y otra para demanda alta (E2 y E4), pero aún sin distinguir entre escenarios climáticos.
- **Tercer período, 2041 a 2050 (10 años):** Se introducen cuatro trayectorias diferenciadas, una para cada escenario de demanda (E1, E2, E3, E4), manteniendo una única decisión por escenario de demanda, independientemente del escenario climático.
- **Cuarto período, del 2051 a 2070 (20 años):** Finalmente, se permite que la expansión se ajuste a la condición climática específica (sin cambio climático, SSP2-4.5 o SSP5-8.5), completando así la ramificación del árbol de decisiones.

**Ilustración 23.** Presentación esquemática del Plan Robusto.



Fuente: Elaboración propia.

#### 4. 2. 1. Resultados para los escenarios de referencia

Los resultados del análisis de expansión de generación al año 2050 (véase Tabla 14) muestran cómo las decisiones óptimas de inversión varían significativamente según el escenario de demanda y la condición climática considerada. A continuación, se resumen los principales hallazgos para cada uno de los cuatro escenarios de demanda:

**Tabla 14.** Expansión de la generación a 2050 por escenario en GW para el escenario de referencia

TECNOLOGÍA	ESCENARIO E1			ESCENARIO E2			ESCENARIO E3			ESCENARIO E4		
	Sin CC	SSP2	SSP5	Sin CC	SSP2	SSP5	Sin CC	SSP2	SSP5	Sin CC	SSP2	SSP5
Hidroeléctrica	2,523	4,199	4,284	4,450	4,137	4,434	3,935	4,214	4,287	4,180	4,615	4,613
Termoeléctrica NG	0	0	0	4,621	5,931	7,119	0	0	0	8,907	11,242	10,662
Eólica	0	0	0	0	0	1,939	1,039	0	0	12,000	8,264	9,015
Solar	18,199	16,435	14,150	46,058	42,242	38,754	27,126	27,202	27,725	42,009	40,137	39,189
Biogás	100	100	100	100	100	100	100	100	100	250	250	250
Solar-Distribuida	1,347	1,347	1,347	2,820	2,820	2,820	1,347	1,347	1,347	2,820	2,820	2,820
Batería	2,199	1,551	2,465	10,221	10,220	10,220	4,124	7,073	5,829	10,220	10,220	10,219
<b>TOTAL</b>	<b>24,368</b>	<b>23,632</b>	<b>22,346</b>	<b>68,270</b>	<b>65,450</b>	<b>65,386</b>	<b>37,671</b>	<b>39,936</b>	<b>39,288</b>	<b>80,386</b>	<b>77,548</b>	<b>76,768</b>

Fuente: Elaboración propia.

- **Escenario E1 (bajo crecimiento de demanda):** En este escenario, caracterizado por una demanda moderada y condiciones hidrológicas favorables, se observa un aumento en la participación de la hidroelectricidad. Esto permite reducir la necesidad de otras tecnologías, especialmente la fotovoltaica, cuya capacidad instalada disminuye de 18,2 GW en el escenario sin cambio climático a 14,1 GW en el escenario con cambio climático severo (SSP5-8.5).
- **Escenario E2 (demanda alta con políticas energéticas conservadoras):** Con una demanda proyectada 62% superior a la del E1, se requiere una mayor incorporación de tecnologías con capacidad firme<sup>39</sup>. En este contexto, las centrales térmicas de ciclo combinado a gas natural ganan protagonismo, aumentando de 4,6 GW (sin cambio climático) a 7,1 GW (SSP5-8.5). En contrapartida, la participación de la energía fotovoltaica se reduce de 46 GW a 38,8 GW, reflejando un cambio en la estrategia de expansión hacia tecnologías más firmes.
- **Escenario E3 (demanda moderada con transición energética activa):** En este caso, la capacidad hidroeléctrica se incrementa en un 9% respecto al escenario sin cambio climático, manteniéndose estable entre los escenarios SSP2 y SSP5. La energía eólica no es seleccionada en ninguno de los escenarios climáticos, mientras que la capacidad fotovoltaica varía apenas un 2%. La tecnología con mayor sensibilidad al cambio climático es el almacenamiento con baterías, cuya capacidad aumenta un 71% en SSP2 y un 41% en SSP5, reflejando su rol clave en la gestión de la variabilidad renovable.
- **Escenario E4 (demanda alta con transición energética activa):** Similar al E3 en cuanto a la estabilidad de la hidroelectricidad (con un aumento del 10% respecto al escenario sin cambio climático), este escenario muestra una reducción en la incorporación de tecnologías renovables variables, con una caída del 25% en eólica y del 6,7% en fotovoltaica. En paralelo, se incrementa la participación de plantas a gas natural en un 20%, buscando reforzar la estabilidad del sistema ante una mayor electrificación y variabilidad climática.

---

39 Se requiere una mayor incorporación de tecnologías con capacidad firme porque estas garantizan la disponibilidad de energía en todo momento, especialmente durante los picos de demanda o en condiciones climáticas adversas. A diferencia de las fuentes renovables variables como la solar o la eólica, cuya producción depende del recurso natural (irradiación solar o viento), las tecnologías firmes —como las hidroeléctricas con embalse, las termoeléctricas o los ciclos combinados a gas natural— pueden despachar energía de forma controlada y continua. Aunque otras tecnologías como el almacenamiento con baterías pueden complementar la variabilidad renovable, su capacidad de respaldo aún es limitada en duración y escala. Por ello, en escenarios de alta demanda o incertidumbre climática, se vuelve necesario contar con una base firme que asegure la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

## 4. 2. 2. Resultados Plan Robusto

El **Plan Robusto** fue diseñado para responder de manera eficiente a la incertidumbre inherente a la planificación energética de largo plazo. Para ello, se desarrollaron 12 trayectorias de expansión, combinando cuatro escenarios de demanda (E1 a E4) con tres condiciones climáticas (sin cambio climático, SSP2-4.5 y SSP5-8.5). En la Tabla 15 se observa como comparado con los planes de referencia (Tabla 14), el Plan Robusto generalmente requiere menos capacidad total instalada, especialmente en tecnologías fotovoltaicas, termoeléctricas y eólicas, lo que refleja una estrategia más eficiente y flexible frente a múltiples futuros posibles.

Para cada escenario, los valores de capacidad instalada se obtienen de la siguiente manera:

- **Planes de Referencia (Ref):** se construyen optimizando la expansión del sistema para un único escenario específico, sin considerar incertidumbre. Por ejemplo, se simula la expansión óptima para el escenario E2 con cambio climático SSP2, y se registra la capacidad instalada por tecnología que resulta de esa optimización.
- **Plan Robusto (Rob):** se construye considerando todos los escenarios posibles simultáneamente, mediante un modelo de optimización estocástica. Este modelo genera una estrategia de expansión que se adapta progresivamente en el tiempo (según un árbol de decisiones). Luego, para cada escenario individual, se extrae del Plan Robusto la capacidad instalada que resultaría si ese fuera el futuro real. Así se obtiene el valor “Rob” correspondiente a ese escenario.

**Tabla 15. Comparación de la expansión de generación (capacidad), Plan Robusto vs Planes de Referencia (GW).**

ESCENARIOS		Hidro	Gas Natural	Eólica	Solar	Biogas	Solar Distribuida	Batería	Total
Escenario 1	E1 (Rob)	4,490	0	0	14,425	100	1,347	1,370	21,730
	E1 (Ref)	2,523	0	0	18,199	100	1,347	2,199	24,368
	E1 SSP2 (Rob)	4,490	0	0	15,854	100	1,347	2,486	24,277
	E1 SSP2 (Ref)	4,199	0	0	16,435	100	1,347	1,551	23,632
	E1 SSP5 (Rob)	4,490	0	0	15,462	100	1,347	2,491	23,890
	E1 SSP5 (Ref)	4,284	0	0	14,150	100	1,347	2,465	22,346
Escenario 2	E2 (Rob)	4,076	3,515	108	47,798	100	2,820	10,022	68,441
	E2 (Ref)	4,450	4,621	0	46,058	100	2,820	10,221	68,270
	E2 SSP2 (Rob)	4,076	6,361	1,210	38,245	100	2,820	10,221	63,033
	E2 SSP2 (Ref)	4,137	5,931	0	42,242	100	2,820	10,220	65,450
	E2 SSP5 (Rob)	4,177	5,632	177	37,798	100	2,820	10,221	60,925
	E2 SSP5 (Ref)	4,434	7,119	1,939	38,754	100	2,820	10,220	65,386

ESCENARIOS		Hidro	Gas Natural	Eólica	Solar	Biogas	Solar Distribuida	Batería	Total
Escenario 3	E3 (Rob)	4,490	0	1,662	24,055	100	1,347	3,591	35,243
	E3 (Ref)	3,935	0	1,039	27,126	100	1,347	4,124	37,671
	E3 SSP2 (Rob)	4,490	0	0	24,649	100	1,347	5,879	36,462
	E3 SSP2 (Ref)	4,214	0	0	27,202	100	1,347	7,073	39,936
	E3 SSP5 (Rob)	4,490	0	0	26,262	100	1,347	5,799	37,999
	E3 SSP5 (Ref)	4,287	0	0	27,725	100	1,347	5,829	39,288
Escenario 4	E4 (Rob)	4,076	9,812	8,000	41,504	250	2,820	10,221	76,683
	E4 (Ref)	4,180	8,907	12,000	42,009	250	2,820	10,220	80,386
	E4 SSP2 (Rob)	4,614	10,092	2,387	42,410	100	2,820	10,221	72,644
	E4 SSP2 (Ref)	4,615	11,242	8,264	40,137	250	2,820	10,220	77,548
	E4 SSP5 (Rob)	4,097	10,025	8,000	43,854	250	2,820	10,220	79,267
	E4 SSP5 (Ref)	4,613	10,662	9,015	39,189	250	2,820	10,219	76,768

Fuente: Elaboración propia.

Según la estrategia del Plan Robusto, en el primer período (2024-30) este busca decisiones de expansión comunes para todos los escenarios de demanda y cambio climático. La mayor incertidumbre en este período es el crecimiento de la demanda (alta en E2 y E4, baja en E1 y E3). La optimización busca minimizar el costo total del sistema, considerando el riesgo de sobre o subinversión. Sin embargo, la expansión inicial está mayoritariamente determinada por proyectos ya planificados por ANDE (2021-30), principalmente fotovoltaicos, almacenamiento, y en menor medida hidroeléctricos y biomasa.

Para períodos posteriores, el requerimiento de robustez se reduce, permitiendo adaptar las decisiones de expansión a las incertidumbres a largo plazo. El árbol de decisión refleja esto con un menor número de escenarios asociados. Se observan diferencias significativas entre el Plan Robusto y los planes de referencia determinísticos (Ver Tabla 16). Ejemplos:

- **Escenario E1 sin cambio climático:** el Plan Robusto requiere 11% menos capacidad instalada (21% menos en fotovoltaica y 38% menos en baterías), pero 1.8 veces más hidroeléctricas, considerando la posibilidad de mayores caudales a largo plazo (escenarios SP2 y SP5 hasta 2050).
- **Escenario E3-SP5 (demanda alta e impactos climáticos de SP5):** el Plan Robusto presenta una disminución de la capacidad total instalada de alrededor del 3%, especialmente en solar fotovoltaica.
- **Escenario E4-SP2 (demanda aún más agresiva e impactos climáticos de SP2):** el Plan Robusto reduce la capacidad total instalada en un 6%, principalmente por una menor inversión en eólicas (71%) y termoeléctricas (10%), pero con un incremento del 6% en fotovoltaica y sin cambios en hidroeléctricas.

**Tabla 16. Variación porcentual de la expansión de generación (capacidad), Plan Robusto vs Planes de Referencia.**

ESCENARIOS	Hidro	Gas Natural	Eólica	Solar	Biogas	Solar Distribuida	Batería	Total
<b>Escenario 1</b>	Sin CC	78%		-21%	0%	0%	-38%	-11%
	SSP2	7%		-4%	0%	0%	60%	3%
	SSP5	5%		9%	0%	0%	1%	7%
<b>Escenario 2</b>	Sin CC	-8%	-24%	4%	0%	0%	-2%	0%
	SSP2	-1%	7%		-9%	0%	0%	-4%
	SSP5	-6%	-21%	-91%	-2%	0%	0%	-7%
<b>Escenario 3</b>	Sin CC	14%		60%	-11%	0%	-13%	-6%
	SSP2	7%			-9%	0%	-17%	-9%
	SSP5	5%			-5%	0%	-1%	-3%
<b>Escenario 4</b>	Sin CC	-2%	10%	-33%	-1%	0%	0%	-5%
	SSP2	0%	-10%	-71%	6%	-60%	0%	-6%
	SSP5	-11%	-6%	-11%	12%	0%	0%	3%

Fuente: Elaboración propia.

La adopción de una estrategia robusta implica un aumento en el costo total del sistema, interpretado como un “precio del seguro” frente a la incertidumbre. Aunque es más costosa que los escenarios de referencia individualmente, su objetivo es minimizar el costo total esperado considerando todas las combinaciones de escenarios posibles, ofreciendo una salvaguarda contra proyecciones que no se materialicen. En la Tabla 17 se comparan tres componentes de costo para cada escenario:

- **Costo de inversión:** gastos en infraestructura (centrales, baterías, etc.).
- **Costo de operación<sup>40</sup>:** gastos acumulados por operación y mantenimiento.
- **Costo total:** suma de los dos anteriores, expresado como valor presente neto (VPN) en millones de dólares (MUSD).

La columna “Dif %” muestra la diferencia porcentual entre el Plan Robusto y el Plan de Referencia. Un valor positivo indica que el Plan Robusto es más costoso; un valor negativo, que es más económico.

El plan robusto busca minimizar los costos totales del sistema (infraestructura y operación) integrando las incertidumbres. El sobrecosto se considera una inversión en resiliencia y estabilidad a largo plazo, reduciendo la probabilidad de fallos y sus impactos negativos en la sociedad, como racionamientos o desajustes entre oferta y demanda.

40 Los valores negativos en los costos de operación y totales indican egresos netos a lo largo del horizonte de planificación. Es decir, representan salidas de dinero descontadas al valor actual.

Tabla 17. Comparación de costos Plan Robusto vs Planes de Referencia

ESCENARIOS		Valor Presente Costos Inversión (MUSD)	Dif %.	Valor Presente Costos Operación (MUSD)	Dif %.	Valor Presente Costos Totales (MUSD)	Dif %.
Escenario 1	Sin CC (Ref)	2,452	64.2%	-11,205	-11.1%	-8,753	3.8%
	Sin CC (Rob)	4,026		-12,446		-8,419	
	SSP2 (Ref)	3,024	34.8%	-12,646	-6.6%	-9,622	2.3%
	SSP2 (Rob)	4,076		-13,482		-9,405	
	SSP5 (Ref)	3,249	25.6%	-12,875	-5.4%	-9,626	1.5%
	SSP5 (Rob)	4,081		-13,564		-9,482	
Escenario 2	Sin CC (Ref)	5,365	11.0%	-11,142	-3.9%	-5,777	2.6%
	Sin CC (Rob)	5,956		-11,582		-5,625	
	SSP2 (Ref)	5,733	5.5%	-12,364	-1.8%	-6,631	1.4%
	SSP2 (Rob)	6,050		-12,590		-6,540	
	SSP5 (Ref)	6,280	-2.7%	-12,801	1.0%	-6,521	-0.6%
	SSP5 (Rob)	6,109		-12,668		-6,560	
Escenario 3	Sin CC (Ref)	4,195	7.4%	-10,682	-2.1%	-6,487	1.3%
	Sin CC (Rob)	4,504		-10,907		-6,403	
	SSP2 (Ref)	4,834	-5.6%	-12,118	2.4%	-7,283	0.3%
	SSP2 (Rob)	4,565		-11,828		-7,263	
	SSP5 (Ref)	5,047	-9.2%	-12,266	4.7%	-7,219	1.5%
	SSP5 (Rob)	4,585		-11,692		-7,108	
Escenario 4	Sin CC (Ref)	7,051	-2.5%	-10,087	3.5%	-3,036	5.6%
	Sin CC (Rob)	6,872		-9,736		-2,865	
	SSP2 (Ref)	7,702	-9.9%	-11,180	8.3%	-3,478	4.6%
	SSP2 (Rob)	6,938		-10,255		-3,317	
	SSP5 (Ref)	8,163	-14.4%	-11,626	12.1%	-3,463	6.6%
	SSP5 (Rob)	6,985		-10,221		-3,236	

Fuente: Elaboración propia.

El beneficio del “seguro” proporcionado por la estrategia robusta se evidencia al comparar los costos de expansión del Plan Robusto con el Plan de Referencia. Por ejemplo, considerando los costos de expansión para el escenario de mayor demanda, E4, para la condición de cambio climático SP2, para el Plan Robusto el valor presente para el costo total ilustrado, en la tabla anterior, es -3,317 MUSD, mientras que para el Plan de Referencia el valor presenta para el costo total es de -3,478 MUSD, un aumento de 161 MUSD que es el costo para implementación de las decisiones robustas para todos los 12 escenarios de incertidumbres, de acuerdo con la representación del árbol de decisión para la expansión. Este valor de 161 MUSD se puede ver como el costo del “seguro” a ser pagado por la decisión robusta para la expansión del sistema paraguayo.

Utilizando el mismo raciocinio anterior, en la Tabla 18 se ilustran los valores estimados para el costo de la decisión robusta. Estos valores permiten visualizar de forma directa el “precio del seguro” que representa el Plan Robusto en cada caso. Aunque en la mayoría de los escenarios este costo es positivo, su magnitud es razonable en comparación con los beneficios que ofrece en términos de estabilidad, flexibilidad y reducción del riesgo de fallos.

**Tabla 18. Costos para la decisión del Plan Robusto**

ESCENARIOS	Sin CC (MUSD)	SSP2 (MUSD)	SSP5 (MUSD)
Escenario 1	334	217	144
Escenario 2	152	91	-39
Escenario 3	84	20	111
Escenario 4	171	161	227

Fuente: Elaboración propia.

Otro resultado interesante que se observa de los estudios de evolución del sistema de Paraguay está relacionado a los costos de adaptación, que se puede definir como los costos adicionales de inversión para la implementación de las acciones necesarias para adaptar el sistema paraguayo a las condiciones de cambios climáticos. Por ejemplo, considerando nuevamente el Escenario de mayor crecimiento de la demanda, el Escenario E4, para el Plan Robusto, se estimó que el valor presente de los costos de inversión para el escenario que no considera cambios climáticos es de 6,872 MUSD, mientras que para el escenario SSP2, el valor presente de los costos de inversión es de 6,938 MUSD, es decir, un requerimiento adicional para la inversión de 66 MUSD (costo de adaptación para el Escenario SSP2).

De la misma forma, el valor presente de los costos de inversión para el Escenario SSP5 es de 6,985 MUSD que resulta en un requerimiento adicional para adaptar las decisiones de expansión de 113 MUSD. Aplicando este mismo concepto a todos los escenarios del Plan Robusto, la Tabla 19 ilustra los costos de adaptación para las 2 diferentes condiciones de cambios climáticos.

**Tabla 19. Costos de adaptación (diferencias de los costos de inversión) para los Escenarios de Cambios Climáticos.**

ESCENARIOS	SSP2 (MUSD)	SSP5 (MUSD)
Escenario 1	50	55
Escenario 2	94	153
Escenario 3	61	81
Escenario 4	66	113

Fuente: Elaboración propia.

### 4.3. Hallazgos y recomendaciones

El análisis del Plan Robusto revela una serie de hallazgos clave que permiten comprender su valor estratégico frente a los enfoques determinísticos tradicionales. En primer lugar, se observa que el Plan Robusto tiende a requerir una menor capacidad total instalada en comparación con los planes de referencia, especialmente en tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica y el almacenamiento con baterías. Esta reducción se explica por la capacidad del modelo robusto de optimizar decisiones que sean eficientes en múltiples escenarios futuros, evitando sobreinversiones en tecnologías que podrían no ser necesarias si las condiciones cambian.

Asimismo, se destaca una mayor participación de tecnologías con capacidad firme, como la hidroeléctrica, en los escenarios con mayor incertidumbre. Esto responde a la necesidad de garantizar la estabilidad del sistema ante variaciones en la demanda o en la disponibilidad de recursos renovables variables. El árbol de decisiones implementado en el modelo permite adaptar progresivamente las decisiones de expansión a medida que se reduce la incertidumbre, lo que se traduce en una mayor flexibilidad y eficiencia del sistema a largo plazo.

Desde el punto de vista económico, los resultados muestran que el Plan Robusto puede implicar un costo total ligeramente superior en la mayoría de los escenarios, lo cual se interpreta como el “precio del seguro” frente a la incertidumbre. Este sobrecosto, cuantificado en la Tabla 17, representa la inversión adicional necesaria para garantizar que las decisiones de expansión sean resilientes y funcionales en todos los escenarios posibles. En algunos casos, como en el escenario E2 con cambio climático SSP5, el Plan Robusto incluso resulta más económico que el plan determinístico, lo que demuestra que anticiparse a la incertidumbre puede generar beneficios económicos directos.

Además, se identifican los costos de adaptación al cambio climático, definidos como la diferencia en los costos de inversión entre escenarios con y sin cambio climático. Estos valores, presentados en la Tabla 18, reflejan la inversión adicional requerida para adaptar el sistema a condiciones climáticas más exigentes. Aunque estos costos son moderados, refuerzan la importancia de integrar explícitamente la variable climática en los procesos de planificación energética.

**A partir de estos hallazgos, se recomienda institucionalizar el uso de enfoques robustos en la planificación del sistema eléctrico nacional, especialmente en contextos de alta incertidumbre como el actual. Las decisiones de expansión deben priorizar tecnologías que aporten firmeza y flexibilidad, y es fundamental que los escenarios de cambio climático sean considerados de forma sistemática. Asimismo, se sugiere comunicar claramente a los tomadores de decisión que el sobrecosto del Plan Robusto no representa un gasto innecesario, sino una inversión estratégica en resiliencia, estabilidad y seguridad energética. Finalmente, se recomienda actualizar periódicamente los escenarios de planificación para mantener la relevancia y efectividad de las decisiones adoptadas.**





# 5. Plan de Adaptación para el Subsector Hidroeléctrico

Los planes de expansión de la generación eléctrica en escenarios de cambio climático, desarrollados en el estudio, evidencian la necesidad de que Paraguay se prepare para enfrentar los desafíos asociados. Por ello, el análisis se complementó con la elaboración de un plan de adaptación enfocado en los sistemas hidroeléctricos de la cuenca del río Paraná, que ofrece una síntesis de los resultados del Análisis de Beneficios y Costos de las Medidas de Adaptación. Este análisis permitió proponer un plan de adaptación jerarquizado para escenarios de cambio climático post-2030, utilizando una metodología que incluye un complejo estudio multicriterio de beneficios y costos de las medidas de adaptación vigentes en el marco local, así como una evaluación de la resiliencia y vulnerabilidad de los Departamentos de la cuenca del río Paraná. En este capítulo se presenta un resumen de la metodología de elaboración del plan, sus objetivos, estrategias, instrumentos y actores de la propuesta. El estudio que presenta el plan y su programa de monitoreo propuesto pueden ser consultados en la Nota Técnica **“Plan Nacional de Adaptación a la Vulnerabilidad de los sistemas hidroeléctricos: Sector Energía—Paraguay”**, que complementa esta publicación.

## 5.1. Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2020-2030 de Paraguay

El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2020-2030 de Paraguay<sup>41</sup> es una de las iniciativas para enfrentar el desafío de adaptación y aborda la transversalidad del desafío climático, su impacto integral en todos los ámbitos de la sociedad, la participación de múltiples actores, la equidad para proteger a los grupos vulnerables y la eficiencia en el uso de recursos. El PNACC 2022-2030 se complementa con la Hoja de Ruta 2030, y estos documentos se constituyen en la base para elaborar la propuesta de Plan de Adaptación del Sector Energético.

---

<sup>41</sup> Documento del Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) de la República del Paraguay. Disponible en: <https://www.preventionweb.net/publication/paraguay-plan-nacional-de-adaptacion-al-cambio-climatico-pnacc>. Acceso en 01.04.2024.

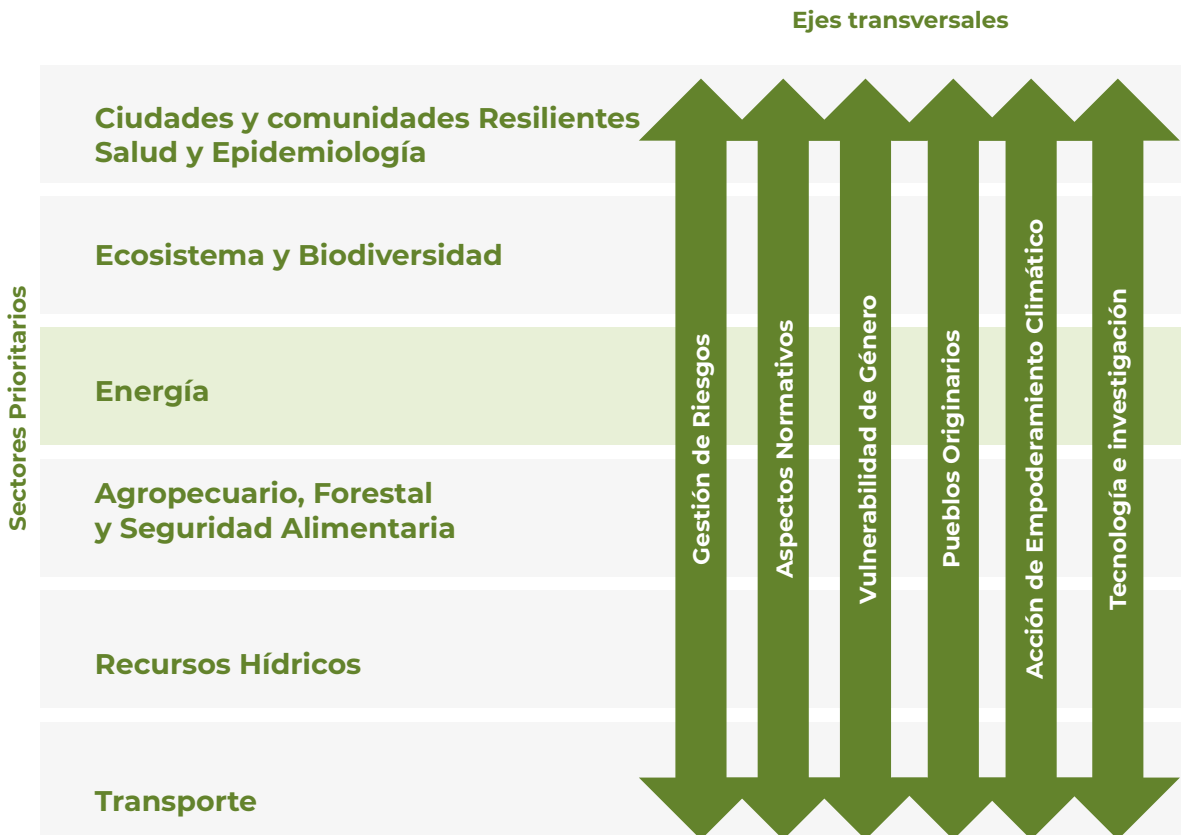
El PNACC 2022-2030 se estructura en tres componentes principales: (i) generación de conocimientos y fortalecimiento institucional; (ii) integración en políticas y estrategias sectoriales; y (iii) acciones de adaptación en sectores específicos. Este estudio se plantea un PNACC post 2030, con base en una metodología que incluye el análisis B/C de acciones y ejercicios de consulta y validación de acciones propuestas por actores de instituciones relevantes para el proyecto.

El PNACC 2022-2030 incluye 7 sectores prioritarios, incluyendo el sector energético y cuenta además con seis ejes transversales que se presentan en la Ilustración 24.

Los objetivos de adaptación para el sector de energía incluyen:

1. **Objetivo 12**–Aumentar la resiliencia en las comunidades vulnerables a través de una mejor provisión de energía eléctrica.
2. **Objetivo 13**–Proteger y restaurar los cauces hídricos en subcuencas prioritarias para la generación de energía hidroeléctrica.
3. **Objetivo 14**–Generar y promover el uso de fuentes de energías alternativas a la hidroeléctrica en comunidades vulnerables.

**Ilustración 24.** Sectores Prioritarios de la Hoja de Ruta de Adaptación al 2030.



Fuente: MADES (2023a)

La Hoja de Ruta de Adaptación al 2030 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES) establece 20 acciones estratégicas, cuya continuidad posterior a 2030 fue validada por actores institucionales de Paraguay en talleres participativos organizados por el BID. Con base en estos talleres, entrevistas y una misión técnica a las centrales hidroeléctricas de la cuenca del Paraná, se diseñó el esquema para la propuesta de Plan de Adaptación post 2030. Este plan se estructuró considerando dicho esquema y los resultados del Análisis B/C, aplicado a 12 de las 20 acciones estratégicas seleccionadas según la disponibilidad y viabilidad de acceso a información sobre costos. La metodología y resultados ese análisis se presenta en la siguiente sección,

## 5.2. Metodología Plan de Adaptación del Sector Energético

La metodología utilizada se fundamenta en la aplicación del análisis B/C como herramienta principal para estructurar propuestas de adaptación al cambio climático. Su objetivo era establecer una jerarquización sistemática de medidas o programas de adaptación, priorizando aquellas que generen mayores beneficios netos en relación con sus costos. La jerarquía se construyó en coherencia con los lineamientos, prioridades y criterios previamente definidos por el gobierno paraguayo en los documentos estratégicos pertinentes. De este modo, se garantiza que las decisiones adoptadas respondan tanto a criterios de eficiencia económica como a marcos normativos y contextuales locales.

La metodología para el análisis B/C siguió tres fases:

- 1. Fase Preparatoria:** recolección de información secundaria y bibliografía, buscaba el diseño del formato de entrevistas y encuestas, así como su validación en un taller o reuniones con el equipo de trabajo y colaboradores de Paraguay,
- 2. Fase de Entrevistas y Talleres:** se realizaron entrevistas a personas o instituciones especializadas, autoridades y líderes claves, incluyendo:
  - Implementación del trabajo de campo con talleres participativos en forma secuencial, aplicación de encuestas y otros registros de información (Anexo I–Fortalecimiento de Capacidades Técnicas e Institucionales para la Planificación Energética Resiliente al Cambio Climático en Paraguay);
  - Información secundaria de cada región referente a la cuenca (diagnóstico de vulnerabilidad de los Departamentos de la cuenca).
  - Reuniones periódicas con el equipo de trabajo y otros actores del proceso de estudio, para la evaluación y monitoreo del proceso, y discusión de las herramientas más apropiadas para el estudio.

- 3. Organización de la información:** tabulación de encuestas y diseños de formatos que faciliten su procesamiento y análisis, contrastación con la información secundaria, mapas temáticos y testimonio de actores claves, validación de los pesos de los modelos y sus características paramétricas.

A partir del análisis de datos e informaciones existentes se desarrollaron las siguientes etapas: reconocimiento de patrones de beneficios comunes de las medidas (clústeres); elaboración de manuales de referencia para llenar los cuestionarios; elaboración de cuestionarios de evaluación; compatibilización de los costos referenciales de MADES; y análisis de B/C.

De las **veinte medidas identificadas** se procedió al **análisis B/C** de **doce medidas** basándose en su viabilidad y en la disponibilidad de información necesaria. Estas medidas fueron seleccionadas teniendo en cuenta su relevancia y el impacto potencial en la resiliencia y adaptación al cambio climático.

### 5.3. Propuesta de Plan de Adaptación del Sector Energético

La propuesta de Plan de Adaptación post 2030 está enfocando los proyectos o acciones como medidas complementarias a los planes de expansión de generación planteados en el Capítulo 5. Los planes de expansión consideran, entre sus opciones, escenarios de demanda de electricidad que tiene en cuenta el efecto de la temperatura en la demanda horaria de electricidad, conforme se desarrolló en el Capítulo 4.

Las acciones de esta propuesta de Plan de Adaptación post 2030 buscan incrementar la resiliencia del sector eléctrico, en su conjunto; así como la preservación de los embalses de las centrales hidroeléctricas de la cuenca del Río Paraná en territorio paraguayo. El plan internaliza que gran parte del caudal (80%) de la central de ITAIPU es originado en Brasil.

El 9 de febrero de 2024, en Asunción, se llevó a cabo la presentación de resultados del proyecto a los actores institucionales que realizan el seguimiento del proyecto y de organizaciones invitadas por el BID. En esa oportunidad se socializó la propuesta de la estructura del Plan de Adaptación propuesto y los pasos que llevarían a la propuesta final. La Tabla 20 presenta las acciones de la propuesta del Plan de adaptación jerarquizados según beneficios tridimensionales (sociales, ambientales y económicas) versus costos y los actores Institucionales correspondientes.

**Tabla 20. Acciones de la propuesta del Plan de Adaptación jerarquizados según beneficios tridimensionales versus costos.**

Código	Medidas: acciones, programas o proyectos	Actores Institucionales
14A16	Diseño e implementación de un Programa de transición hacia una cocción limpia y eficiente.	Liderado por VMME/MOPC. Participación de actores institucionales del Comité Nacional de Eficiencia Energética (CNEE).
14A20	Alianzas estratégicas a efectos de establecer planteamiento de soluciones a problemas de acceso energético para cocción de alimentos y otros usos que pueden ser potenciados mediante programas sociales del Ministerio de Desarrollo Social.	Liderado por MDS. Participación del: MEC, MME/MOPC, ANDE, Entidades Binacionales y otros actores relevantes.
13A10	Implementación de los Planes de Gestión en la subcuenca del Yguazú y Acaray, que incluye acciones desde la concienciación de las comunidades, a través de las llamadas plataformas municipales de trabajo.	ANDE, comunidades locales y municipios, MADES e INFONA.
13A11	Promoción e Implementación de actividades para la reforestación de los bosques protectores de los cauces hídricos.	Entidad Binacional Yacyretá, gobiernos locales, ANDE.
14A15	Identificación de cocinas mejoradas y eficientes adaptadas a las necesidades y costumbres de las comunidades locales, con un enfoque de eficiencia, salubridad y pertinencia cultural.	VMME-MOPC, ANDE y demás instituciones miembros del CNEE.
12A6	Ajuste de especificaciones técnicas de líneas de transmisión para que no se vean afectados por fuertes vientos.	ANDE.
13A13	Restauración de ecosistemas naturales – MD a través del proyecto <i>ITAIPU Preserva</i> , con el objetivo de restaurar áreas degradadas existentes en la franja de protección del embalse. Así también, busca contribuir al mantenimiento del caudal y la vida útil del embalse; y mejorar la conectividad entre las reservas y refugios de la Itaipu Binacional mediante el establecimiento y fortalecimiento de corredores biológicos.	ITAIPU.
12A8	Mantenimiento de barreras cortafuego en la Reserva del Yguazú	ANDE.
14A19	Planificación para la implementación de 7.500 cocinas mejoradas a participantes del Programa <i>Tekoporã</i> en el marco del Componente I del Proyecto PROEZA.	VMME-MOPC y demás Instituciones miembros del Comité Nacional de Eficiencia Energética, en articulación con programas sociales del MDS y MVUH, Coordinación Nacional del Proyecto PROEZA (STP/MEF) y otros Organismos Internacionales (FAO).
14A18	Coordinación con las instituciones responsables la realización de cursos y talleres que eleven la capacidad de los técnicos locales en cuanto al uso eficiente de la energía.	VMME: realiza cursos y talleres para capacitación.
12A9	Incluir en el Plan anual de capacitación institucional de la ANDE el tema de adaptación y mitigación al cambio climático.	ANDE.
14A14	Implementación de proyectos en comunidades para la generación de energía de origen.	ANDE, Entidades Binacionales.

Fuente: Elaboración propia.

Del análisis sobre la jerarquización de las acciones del Plan de Adaptación se concluye que las medidas relacionadas con la eficiencia energética, incluyendo aquellas no evaluadas por el análisis B/C debido a su afinidad temática, así como la gestión de cuencas y subcuencas hidrográficas, presentan un alto rango en dicho análisis. Las medidas referentes a redes eléctricas tienen un rango intermedio o mediano, mientras que las relacionadas con la gestión del conocimiento (incluyendo capacitación) y la generación alternativa a la hidroeléctrica (principalmente en sistemas aislados y comunidades vulnerables) muestran un rango relativamente bajo en el análisis B/C en comparación con las otras medidas<sup>42</sup>.

Con base en lo anterior, se planteó la propuesta de estructura final del Plan de Adaptación Post 2030 para el Sector Energético. Se plantearon programas, algunas acciones y/o proyectos relacionados y actores principales identificados para cada uno de los programas que se presentan en la Tabla 21.

**Tabla 21. Estructura de la propuesta del Plan de Adaptación Sector Energético post 2030.**

PROGRAMAS	MEDIDAS/ACCIONES/PROYECTOS	ACTORES PRINCIPALES
<b>PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Proyecto de Ley UREE</li> <li>→ Financiamiento de EE (AFD/BID)</li> <li>→ Fogones eficientes/cocción limpia/ sectores más vulnerables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ VMME/MOPC/MADES</li> <li>→ CNEE, MDS</li> <li>→ GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS</li> </ul>
<b>PROGRAMA DE PROTECCIÓN DE CUENCAS Y SUBCUENCAS HIDROGRÁFICAS – RÍO PARANÁ</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Plan de gestión de las subcuencas de Acaray-Yguazu</li> <li>→ Planes de reforestación de bosques protectores – Entidades Binacionales</li> <li>→ Sistema de monitoreo de las subcuencas del río Paraná (Paraguay)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ ANDE</li> <li>→ ENTIDADES BINACIONALES</li> <li>→ INFONA</li> <li>→ MADES</li> <li>→ GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS</li> </ul>
<b>PROGRAMA DE REDES ELÉCTRICAS RESILIENTES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Plan maestro de transmisión – ANDE</li> <li>→ Plan maestro de distribución - ANDE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ ANDE</li> <li>→ ENTIDADES BINACIONALES</li> <li>→ VMME/MOPC</li> </ul>
<b>PROGRAMA DE GESTIÓN DE CONOCIMIENTO SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO Y MEDIDAS DE ADAPTACIÓN PARA EL SECTOR ENERGÉTICO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Estudios/análisis sobre la vulnerabilidad del sector energético ante el cambio climático</li> <li>→ Capacitación de profesionales</li> <li>→ Concienciación de la población</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ VMME/MOPC/MADES</li> <li>→ CNCC, ANDE</li> <li>→ ENTIDADES BINACIONALES</li> <li>→ GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS</li> </ul>
<b>PROGRAMA DE DIVERSIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN SISTEMAS AISLADOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Plan maestro de generación de la ANDE</li> <li>→ Ley 6977/2023 y decretos reglamentarios</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ ANDE</li> <li>→ VMME/MOPC</li> <li>→ GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia.

42 Importante para los puntos relatados: el análisis de la relación B/C de las acciones/medidas validadas para la propuesta de plan no indica necesariamente una priorización estricta en términos de tiempo ni de importancia, sino más bien una jerarquización con base en la comparación de beneficios en las tres dimensiones consideradas en el análisis (sociales, ambientales y económicas) y la comparación de costos.

## 5. 4. Plan de Adaptación del Sector Energético: Objetivos, estrategias, instrumentos y actores de la propuesta

El sector Energía es uno de los sectores incorporados en la Primera Comunicación Nacional de Adaptación<sup>43</sup> debido al impacto que los efectos del cambio climático pueden tener en la generación hidroeléctrica. La mayor parte de la producción primaria de energía en el Paraguay proviene de la generación hidroeléctrica. En efecto, el contexto del cambio climático es el siguiente<sup>44</sup>: *“los principales eventos extremos que afectan la generación hidroeléctrica son las sequías y las olas de calor. Las sequías repercuten sobre los caudales de los ríos y en consecuencia afectan el desempeño de las centrales hidroeléctricas para generar energía. Por otro lado, las olas de calor obligan a un mayor consumo de energía eléctrica, lo cual tiene efectos directos sobre los sistemas de distribución debido a sobrecargas. Se plantean los siguientes objetivos para este segmento del sector energético.”*

Los objetivos de la propuesta de Plan para el período post 2030 parten de los objetivos planteados en el PNACC 2022-2030. No obstante, se sugiere ampliar el enfoque al sector eléctrico o energético en su conjunto, con énfasis en comunidades vulnerables. De hecho, las acciones que se consignaron en la Hoja de Ruta 2030 poseen ese carácter más global.

Como sugerencia, los Objetivos 12, 13 y 14 podrían estar planteados con la siguiente redacción:

- **Objetivo 12** – Aumentar la resiliencia del sector eléctrico nacional, con especial atención a las comunidades vulnerables, mediante eficiencia energética y una mejor provisión de energía eléctrica.
- **Objetivo 13** – Proteger y restaurar los cauces hídricos en subcuencas prioritarias para la generación de energía hidroeléctrica.
- **Objetivo 14** – Generar y promover el uso de fuentes de energías alternativas a la hidroeléctrica.

Lo que se refiere a gestión del conocimiento, formación y gestión del conocimiento se podría considerar como un programa transversal que correspondería a un objetivo transversal con la siguiente propuesta de redacción:

- **Objetivo Transversal** – Promover la gestión del conocimiento local y específico del sector energético y su transferencia a profesionales de entidades y organismos relevantes para las acciones de adaptación.

43 Disponible en:

[https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/ACTUALIZACIÓN%20DE%20LA%20NDC%20DEL%20PARAGUAY\\_Versión%20Final.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/ACTUALIZACIÓN%20DE%20LA%20NDC%20DEL%20PARAGUAY_Versión%20Final.pdf). Acceso: 01.04.2024.

44 MADES (2022).

[http://dncc.mades.gov.py/wp-content/uploads/2022/06/Plan-Nacional-de-Adaptaci%C3%B3n-al-Cambio-Clim%C3%A1tico-2022\\_2030.pdf](http://dncc.mades.gov.py/wp-content/uploads/2022/06/Plan-Nacional-de-Adaptaci%C3%B3n-al-Cambio-Clim%C3%A1tico-2022_2030.pdf)

La propuesta de Plan de Adaptación del Sector Energético que se presenta en la Tabla 22 es complementaria a los planes de expansión de generación eléctrica presentados para los escenarios con cambio climático en secciones anteriores. El orden de objetivos, estrategia y programas planteados se fundamenta en la jerarquización resultante del análisis B/C y en los talleres de validación con actores institucionales.

La propuesta de Plan incluye el fortalecimiento de las capacidades de la población y las comunidades vulnerables, la implementación de planes de gestión de subcuencas, y la ejecución de planes maestros de transmisión y distribución de la ANDE<sup>45</sup> con criterios de resiliencia al cambio climático, asegurando la integración de medidas de mitigación y adaptación para fortalecer la infraestructura energética frente a los efectos adversos del cambio climático.

Además, se proponen tres estrategias transversales relacionadas con la generación de conocimiento, la capacitación de profesionales y la concienciación de la población sobre los efectos del cambio climático.

**Tabla 22. Propuesta del Plan de Adaptación Sector Energético post 2030 – Objetivos, Estrategias, Instrumentos, Actores Principales, organizados por rango del Análisis B/C**

OBJETIVO	ESTRATEGIAS	INSTRUMENTOS	MEDIDAS / ACCIONES / PROYECTOS
12	Estrategia 12.1: Fortaleciendo la capacidad de la población en general y de las comunidades con vulnerabilidad social, en particular, así como del sector productivo con acciones que promuevan la racionalidad y eficiencia en el uso de la energía.	PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impulso y desarrollo del proyecto de ley de uso racional y eficiente de energía (a ser presentado al congreso nacional)</li> <li>- Avance del financiamiento de proyectos de inversión en eficiencia energética (agencia financiera de desarrollo/BID), en ejecución.</li> <li>- Implementación de fogones eficientes/cocción limpia/sectores más vulnerables, con base en varios proyectos que se encuentran en ejecución</li> </ul>
13	<p>Estrategia 13.1 Implementando planes de gestión de las subcuencas en territorio nacional que abastezcan a los embalses para la generación hidroeléctrica.</p> <p>Estrategia 13.2 Desarrollando la reforestación en peligro y en áreas consideradas relevantes para mitigar erosiones de suelo y movimiento de sedimentos a los embalses.</p>	PROGRAMA DE PROTECCIÓN DE CUENCAS Y SUBCUENCAS HIDROGRÁFICAS – RÍO PARANÁ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Implementación del plan de gestión de las subcuencas de Acaray-Yguazu con recursos necesarios.</li> <li>- Desarrollo de planes de gestión de las subcuencas de las entidades binacionales con recursos necesarios.</li> <li>- Desarrollo de un sistema de monitoreo de las subcuencas del río Paraná (en territorio paraguayo)</li> <li>- Desarrollo de planes de reforestación en las subcuencas de los embalses de las centrales binacionales y nacionales.</li> </ul>

45 Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Plan Maestro de Transmisión 2021–2030. y Plan Maestro de Generación 2021–2040. Asunción, Paraguay

ACTORES PRINCIPALES	INDICADORES DE SEGUIMIENTO	RANGO DEL ANÁLISIS B/C
VMME/MOPC/MADES ANDE COMITÉ NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (CON TODAS LAS INSTITUCIONES COMPONENTES), MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS EMPRESAS (MICRO, PEQUEÑAS, MEDIANAS Y GRANDES EMPRESAS)	% de reducción de demanda de energía, en períodos de tiempo definidos, con implementación de proyectos de eficiencia energética. Resultado de la implementación de proyectos de eficiencia energética financiados (en unidades de energía y por período de tiempo) % de ejecución de programas de fogones eficientes, por período de tiempo a definir.	ELEVADO
ANDE ENTIDADES BINACIONALES INFONA MADES GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS	% de municipios afectados con planes de gestión supervisados e implementados. Nivel de pérdida de capacidad de embalses por sedimentación, en período de tiempo definido. % de área reforestada con relación a la programada en cada subcuenca hidrográfica.	ELEVADO

OBJETIVO	ESTRATEGIAS	INSTRUMENTOS	MEDIDAS / ACCIONES / PROYECTOS
12	<p>Estrategia 12.2 Implementando el plan de transmisión de la ANDE con los recursos necesarios y de manera oportuna.</p> <p>Estrategia 12.3 Implementando el plan de distribución de la ANDE con los recursos necesarios y de manera oportuna.</p>	PROGRAMA DE REDES ELÉCTRICAS RESILIENTES	<p>- Ejecución del plan maestro de transmisión – ANDE con criterios incluidos de resiliencia al cambio climático</p> <p>- Ejecución del plan maestro de distribución – ANDE con criterios de resiliencia al cambio climático</p>
TRANSVERSAL	<p>Estrategia transversal T1: Generando conocimiento sobre la situación y las perspectivas de los sistemas de generación, transmisión y distribución ante los efectos del cambio climático.</p> <p>Estrategia transversal T2: Mediante la capacitación de los profesionales del sector eléctrico paraguayo.</p> <p>Estrategia transversal T3: Mediante campañas de concienciación de la población sobre los efectos del cambio climático</p>	PROGRAMA DE GESTIÓN DE CONOCIMIENTO SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO Y MEDIDAS DE ADAPTACIÓN PARA EL SECTOR ENERGÉTICO	<p>- Elaboración de estudios/análisis sobre la vulnerabilidad del sector energético y eléctrico en particular, ante el cambio climático.</p> <p>- Realización de acciones de capacitación de profesionales del sector eléctrico sobre el cambio climático y las acciones de adaptación.</p> <p>- Implementación de campañas regionales y por público objetivo de concienciación de la población sobre el impacto del cambio climático y sobre las acciones/ medidas de adaptación.</p>
14	<p>Estrategia 14.1: Implementando de manera oportuna el Plan Maestro de Generación de la ANDE.</p> <p>Estrategia 14.2 Desarrollando los mecanismos regulatorios que faciliten el uso de las fuentes renovables de energía mediante el aprovechamiento de recursos locales.</p>	PROGRAMA DE DIVERSIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN SISTEMAS AISLADOS	<p>- Ejecución del plan maestro de generación de la ANDE</p> <p>- Desarrollo (aguas abajo) de la ley 6977/2023 de fomento a las fuentes renovables de energía (a excepción de los aprovechamientos hidráulicos) y decretos reglamentarios.</p> <p>- Desarrollo de la ley 3009/2006 del productor y transportista independientes de energía eléctrica (en tratamiento la modificación parcial en el congreso nacional)</p>

ACTORES PRINCIPALES	INDICADORES DE SEGUIMIENTO	RANGO DEL ANÁLISIS B/C
<p>ANDE ENTIDADES BINACIONALES VMME/MOPC EMPRESAS</p>	<p>% de ejecución de obras programadas en los Planes Maestros de Transmisión y Distribución de la ANDE, por período de tiempo a definir.</p>	<p>MEDIANO</p>
<p>VMME/MOPC/MADES CNCC, ANDE ENTIDADES BINACIONALES GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS UNIVERSIDADES Y CENTROS DE CAPACITACIÓN Y FORMACIÓN LABORAL EMPRESAS</p>	<p>Estudios realizados en el país relacionados con vulnerabilidad/resiliencia del sistema energético ante el cambio climático. Número de acciones de capacitación especializada. Alcance de campañas regiones o por público objetivo implementados.</p>	<p>BAJO</p>
<p>ANDE VMME/MOPC GOBERNACIONES Y MUNICIPIOS EMPRESAS</p>	<p>% de ejecución de obras programadas en los Planes Maestros de Generación de la ANDE, por período de tiempo a definir. Capacidad instalada (MW) en el Sistema de ANDE, Generación Distribuida, Cogeneración y Productores Independientes de Energía, por fuente de energía, en período de tiempo a definir. Capacidad (en MW) instalada en unidades generadoras instaladas en el país, por río y por subcuenca, en período de tiempo a definir.</p>	<p>BAJO</p>



# 6. Conclusiones y Recomendaciones

El estudio concluye que la planificación eléctrica de mediano y largo plazo en Paraguay debe incorporar escenarios de cambio climático, considerando tanto la demanda horaria del sistema como la infraestructura de generación y expansión de la oferta. Además, esta planificación trasciende el ámbito nacional debido al carácter compartido del recurso hidroeléctrico con Argentina y Brasil, en el contexto de una cuenca de importancia estratégica para la región.

**Modelación Climática:** Las proyecciones climáticas indican un aumento significativo en la disponibilidad hídrica en la cuenca del río Paraná, especialmente durante la primavera y el verano. Si bien esto representa una oportunidad para fortalecer la generación hidroeléctrica, también implica nuevos desafíos operativos y de seguridad. La mayor variabilidad estacional, junto con la intensificación de eventos extremos, exige una revisión de los criterios de diseño y operación de las infraestructuras hidroeléctricas, así como una gestión más dinámica y resiliente de los recursos hídricos.

**Modelación Hidrológica:** Los resultados de la modelación hidrológica confirman que el cambio climático tendrá un impacto significativo en los caudales del río Paraná, con aumentos especialmente marcados en primavera y verano, impulsados por mayores precipitaciones. Esto representa tanto una oportunidad como un desafío para el sector hidroeléctrico paraguayo: por un lado, la mayor disponibilidad de agua podría fortalecer la generación de energía; por otro, la creciente variabilidad estacional y la frecuencia de eventos extremos exigen una revisión de los criterios de diseño, operación y seguridad de las represas. En este contexto, se vuelve prioritario reforzar los sistemas de monitoreo hidrológico y sedimentológico, actualizar los protocolos de operación y considerar medidas de adaptación estructurales y no estructurales que aseguren la resiliencia del sistema eléctrico.

Además, la tendencia creciente de pérdida de suelo y sedimentación, aunque moderada en comparación con otras cuencas, amenaza la capacidad de almacenamiento de los embalses y la eficiencia operativa de las infraestructuras hidroeléctricas. Este proceso natural, junto con los efectos del cambio climático —como lluvias intensas, sequías prolongadas, escorrentía elevada, erosión y estrés térmico—, incrementa los riesgos para la seguridad estructural de represas como Itaipú y Yacyretá. Frente a este panorama, es esencial revisar parámetros como la Inundación Máxima Probable (PMF), establecer sistemas de alerta temprana y considerar obras como aliviaderos de emergencia. La incorporación de datos históricos y modelos actualizados permitirá una gestión más dinámica y resiliente, clave para garantizar la sostenibilidad del sistema energético paraguayo.

**Demanda Energética:** La evaluación del sistema eléctrico bajo múltiples trayectorias de demanda y condiciones climáticas confirma que la diversificación tecnológica y la flexibilidad operativa son pilares fundamentales para la resiliencia del sistema paraguayo. El análisis destaca que una matriz energética equilibrada con una base hidroeléctrica fortalecida, respaldo térmico estratégico y una penetración creciente de renovables variables con almacenamiento permite responder de manera eficiente a escenarios de alta incertidumbre. Asimismo, la planificación robusta, basada en modelos estocásticos y decisiones adaptativas, se posiciona como una herramienta clave para minimizar costos de arrepentimiento y asegurar la confiabilidad del suministro en horizontes de largo plazo.

**El Plan de Adaptación del Sector Energético de Paraguay:** con horizonte al 2030 y proyección hasta 2070, surge como una respuesta estratégica ante los desafíos del cambio climático, complementando los planes de expansión de la generación eléctrica. Construido con amplia participación institucional, este plan adopta un enfoque sistémico que abarca no solo el subsector hidroeléctrico, sino todo el sistema energético nacional. Las medidas priorizadas incluyen la eficiencia energética, la gestión de cuencas hidrográficas y el fortalecimiento de las redes eléctricas, destacadas por su alta relación beneficio/costo. Asimismo, se contemplan acciones orientadas a la diversificación de fuentes de generación y la gestión del conocimiento, fundamentales para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico y preservar los embalses estratégicos del país. Esta planificación anticipada y multisectorial refuerza la capacidad del sector energético para adaptarse a escenarios climáticos más extremos y variables.

A continuación, se presentan las principales recomendaciones resultados de los estudios desarrollados.

- Integrar de manera sistemática los escenarios climáticos en los estudios de demanda eléctrica, incorporando curvas horarias ajustadas por temperatura y criterios de expansión de oferta que contemplen condiciones extremas.
- Fortalecer los sistemas de monitoreo hidrológico y meteorológico, incluyendo la implementación de redes de alerta temprana para eventos extremos como crecidas e inundaciones, con especial atención a las cuencas binacionales.

- Revisar y actualizar los criterios de diseño, operación y seguridad de represas, considerando los nuevos regímenes de caudales proyectados y la mayor frecuencia de eventos hidrometeorológicos severos.
- Impulsar una diversificación acelerada de la matriz energética, priorizando tecnologías renovables no convencionales (solar, eólica) con almacenamiento, y promoviendo esquemas de generación distribuida en zonas aisladas o vulnerables.
- Reevaluar los proyectos hidroeléctricos en cartera, incorporando análisis de sensibilidad climática y criterios de sostenibilidad ambiental y social.
- Fomentar estudios geológicos y de prefactibilidad sobre reservas de gas natural, así como el desarrollo del potencial eólico en regiones estratégicas como el Chaco paraguayo.
- Explorar soluciones de infraestructura complementaria, como esclusas y aliviaderos adicionales, para mejorar la seguridad hidráulica de las grandes represas.
- Establecer un mecanismo institucional de actualización periódica de escenarios energéticos y climáticos, que permita incorporar nueva evidencia científica y socioeconómica en los procesos de planificación sectorial.

# Referencias bibliográficas

- Abud M., Carmona J.C.H. (2022). Análisis de vulnerabilidad y riesgo climático socioecosistema de Manglar, Universidad del Valle (Colombia), octubre 2022.
- Administración Nacional de Electricidad ANDE (2023). Mercado Eléctrico Nacional 2023-2042. Informe Ejecutivo, elaborado por la Dirección de Planificación y Estudios.
- Agência Nacional de Águas (ANA). (2019). Brasil. Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil / Agência Nacional de Águas.– Brasília:<https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/c239a66f-6b41-4b7e-9790-86dbf817cd41>.
- ANDE/JICA (2017). Plan de Gestión de la Cuenca Hidrográfica del Lago Yguazu. Disponible en: [https://www.ande.gov.py/ambiental/Gestion\\_Ambiental/Plan%20de%20Gestion%20de%20la%20Cuenca%20Hidrografica%20del%20Lago%20Yguazu.pdf](https://www.ande.gov.py/ambiental/Gestion_Ambiental/Plan%20de%20Gestion%20de%20la%20Cuenca%20Hidrografica%20del%20Lago%20Yguazu.pdf).
- Araujo, A. N.; Oliveira, A. G.; Freitas C.; Pereira, R. S. M. (2014). Análise Hidrológica da Cheia de Junho de 2014 no Rio Iguaçu. XXI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos.
- Asociación Yvy Paraná Rembe´ýpe (2021). DEUDA HISTÓRICA DE ITAIPÚ BINACIONAL LADO PARAGUAYO,
- BNEU 2011 (2011). Paraguay. Balance Nacional de Energía Útil de Paraguay 2011.
- BNEU 2021(2021). Paraguay. Balance Nacional de Energía Útil de Paraguay 2021.
- Batista, C.M., Rodríguez, L.G., Coronado, N.O. (1970). Visión teórico-metodológica y experiencias reales, Amenazas, riesgos y desastres: Universidad de la Costa, 1970.
- Bezerra, B.; Veiga, A.; Barroso, L. A.; Pereira, M. (2017), "Stochastic Long-Term Hydrothermal Scheduling with Parameter Uncertainty in Autoregressive Streamflow Models," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 2, pp. 999-1006, March 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2572722.
- Bezerra, P.; da Silva, F.; [et al.] (2021), Impacts of a warmer world on space cooling demand in Brazilian households, Energy and Buildings, Volume 234, 110696, ISSN 0378-7788.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2010). Vulnerabilidad y adaptación al cambio climático Diagnóstico inicial, avances, vacíos y potenciales líneas de acción en Mesoamérica.
- BID (2022). La ruta energética de América Latina y el Caribe / David López Soto, Alexandre Mejdalani, Michelle Hallack, Enrique Chueca; Editores: Anamaría Nuñez, Raphaëlle Ortiz.
- CAF (2014). Índice de vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en la región de América Latina y el Caribe, ISBN: 978-980-7644-61-7, 2014.
- Castillo, J.G., Zhangallimbay, D.(2016). La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador, 2016.
- Consorcio PSR-ESENERG-METEOSIM (2024), Vulnerabilidad al Cambio Climático y Medidas de Adaptación de Sistemas Hidroeléctricos en Paraguay. BID, 2023.
- Consorcio PTI-PY / Itaipú, Atlas del potencial energético Fotovoltaica y eólico del Paraguay (2014). Convenio PTI-PY / Itaipú N° 4500031993 / 2014, Proyecto: Mapeo del Potencial Energético Fotovoltaica y Eólico del Paraguay.
- CON EL PUEBLO AVA GUARANI PARANAENSE. JEROVIA, Centro de Promoción de la Democracia y los DD.HH. Disponible en: [https://rosalux.org.br/wp-content/uploads/2021/12/Libro-Itaipu-Completo\\_28.11.21\\_PRINT.pdf](https://rosalux.org.br/wp-content/uploads/2021/12/Libro-Itaipu-Completo_28.11.21_PRINT.pdf)
- Donatti, C. I.; Nicholas, K.; [et al.] (2024). Global hotspots of climate-related disasters, International Journal of Disaster Risk Reduction, 108, 104488, <https://doi.org/10.1016/j.ijdr.2024.104488>, 2024. Hydrological Disasters in South America. CRED publication.
- Ebinger, J., Vergara, W. (2011). Climate Impacts on Energy Systems, The World Bank, 2011.

- Fagundes, H. O.; Siqueira, V. A.; [et al.] (2023). Human-Induced Changes in South American River Sediment Fluxes From 1984 to 2019 WRR–American Geophysical Union.
- Ferdowsi, A.; Mousavi, S.-F.; Farzin, S.; Karami H. (2020). conditions–IWA Publishing 2020 Journal of Hydro informatics
- Ferreira, F.C. (1995). Modelos de Análise Económica em Condições de Informações Difusas, Dissertação, Universidade Federal de Santa Catarina, Engenharia, agosto de 1995.
- Galindo., L.M. (2019). La economía del cambio climático en México, agosto 2009, México.
- GIZ MME (2021). Estudo Climático: Análise da Vulnerabilidade de Usinas Hidrelétricas aos Impactos das Mudanças Climáticas. MRTS Consultoria em Engenharia. Produto IV: Projeção de Vazões para a Bacia do Rio Paraná. Componente III: Projeção das Vazões para a Bacia do Rio Paraná. Autores: Benedito Cláudio da Silva, José W. Marangon Lima. Coordenador: Dorel Soares Ramos. Data: 28/10/2020.
- Gomez, J.A., Cambio Climático, Riesgos y Protección Civil, <https://www.researchgate.net/publication/318323828>, febrero 2017.
- Souza, D. G.; David W Stahle, D. W. (2023). Drought and Flood Extremes on the Amazon River and in Northeast Brazil, 17901900 DOI: 10.1175/JCLI-D-23-0146.1. American Meteorological Society.
- VMME (2016). Informe de Prospectiva 2050 del VMME elaborado en el contexto del proyecto RLA2016, Apoyo a la formulación de planes de desarrollo de energía sostenible a nivel subregional–Fase II (ARCAL CLIII). Participación del Organismo Internacional de Energía Atómica.
- ITAIPU Binacional, Fundación Parque Tecnológico ITAIPU y Fundación Bariloche (2014). Balance Energético Nacional en Energía Útil de la República de Paraguay, año 2011. Asunción, Paraguay.
- ITAIPU Binacional Fundación Parque Tecnológico Itaipu (PY) (2015). Elaboración de la Prospectiva Energética de la República del Paraguay 2013-2040, elaborado por la Fundación Bariloche Convenio No. 4500031455/2014.
- Kahneman D., Rápido e Devagar duas formas de pensar, duas formas de pensar, Objetiva, Rio de Janeiro 2012.
- Kahneman, D., Sibony, O., Sustain, C., Ruído: uma falha no julgamento humano, Objetiva, 2021.
- Larsen, M.A.D.; Petrović, S.; [et al.] (2020), Climate change impacts on trends and extremes in future heating and cooling demands over Europe, Energy and Buildings, Volume 226, 110397, ISSN 0378-7788,
- LOPES, J. E. G.; BRAGA, B. P. F.; CONEJO, J. G. L. (1982) – SNAP A Simplified Hydrological Modeling in Catchment Hydrology, In SINGH V.P. (E.d) Applied Modelling in Catchment Hydrology. Water Resources Publication. p. 167176.
- MADES (2023a), Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible. Hoja de Ruta de Adaptación al 2030. <http://dncc.mades.gov.py/wp-content/uploads/2023/05/Hoja-de-ruta-de-Adaptaci%C3%B3n-al-2030.pdf>. Acceso en 12.11.2023.
- MADES (2023b), Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible. Estudio para costear los objetivos de adaptación de la NDC actualizada de Paraguay, sitio web: <http://www.bancomundial.org>, agosto de 2023.
- MADES (2023c). Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible. Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay. Financiado por EUROCLIMA, Unión Europea e implementado por la Cooperación Alemana GIZ.
- MapBiomas. (2023). Coleção 8 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso da Terra do Brasil. Consultado el 6 de julio de 2023. <https://brasil.mapbiomas.org/colecoes-mapbiomas/>.
- María Laura Sampedro Rosas, M.L, Fonseca, C. R., Albores, M. A, Análisis multicriterio para el desarrollo urbano en zonas costeras en un contexto de cambio climático: Caso en Acapulco, México, Revista de Ciencias Ambientales, julio 2021.
- Martín-Ortega., J. Berbel, Beneficios y costes ambientales en la Directiva Marco del Agua: conceptos y estimación, junio 1992, Dublin.
- Martín-Ortega., J. Berbel, Valoración económica de los beneficios ambientales de no mercado derivados de la mejora de la calidad del agua: una estimación en aplicación de la Directiva Marco del Agua al Guadalquivir, Economía Agraria y Recursos Naturales, ISSN: 1578-0732. Vol 9, 2009, pp. 65-89.
- Matos, A., Cabo, P., Ribeiro, I., Fernandes, A. (2010). Polytechnic Institute of Bragança, IUFRO Landscape Ecology International Conference, Sept. 21-27, 2010 Bragança, Portugal.
- Ministerio del Ambiente del Ecuador (2017). “Manual para la valoración económica de medidas de cambio climático en el Ecuador. Un estudio en apoyo a las necesidades de financiamiento en cambio climático”, 2017.

- OMM-PNUMA. (2021). Cambio Climático 2021. Bases Físicas, contribución del Grupo de Trabajo I al Sexto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Disponible en [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WG1\\_SPM\\_Spanish.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WG1_SPM_Spanish.pdf). Acceso en: 02.05.2023.
- PEP 2040 (2015). Paraguay. Prospectiva Energética de Paraguay 2040.
- Paiva, R.; Collischonn, W.; [et al.] (2024). Critérios hidrológicos para adaptação à mudança climática: Chuvas e cheias extremas na Região Sul do Brasil. Nota Técnica del Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Petry, P.; Robinson, S.; [et al.] (2012). Análisis de riesgo ecológico de la cuenca del río Paraguay, Argentina, Bolivia, Brasil y Paraguay, enero de 2012.
- Sherman, P.; Lin, H.; McElroy, M. (2022). Projected global demand for air conditioning associated with extreme heat and implications for electricity grids in poorer countries, *Energy and Buildings*, Volume 268, ISSN 0378-7788,
- PNUMA (2021). Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Movilidad eléctrica: Avances en América Latina y el Caribe 2020. [www.movelatam.org/informe2020](http://www.movelatam.org/informe2020).
- PNUD, 2022. Paraguay, impactos económicos y sociales de la sequía. Asunción, Paraguay.
- PSR, Manual del Usuario Modelo OptGen (2024). Disponible bajo consulta a [optgen@psr-inc.com](mailto:optgen@psr-inc.com)
- PSR, Manual del Usuario Modelo SDDP (2024). Disponible bajo consulta a [sddp@psr-inc.com](mailto:sddp@psr-inc.com).
- PSR, Manual del Usuario Modelo TSL (2024). Disponible bajo consulta a [sddp@psr-inc.com](mailto:sddp@psr-inc.com).
- Ross, T. J. (1995), *Fuzzy logic with engineering applications*, Mc Graw Hill, 1995.
- Rojas, R. A. (2011). Adaptación al Cambio Climático. Una perspectiva regional: Sistematización del diálogo regional de adaptación y aprovechamiento de aguas de la agricultura al cambio climático en los Andes, países andinos 2010-2013.
- Salvador, N.M.C.; Berlin, S. B.; [et. allí]. (2005). National Institute for Space Research, Diagnóstico de la Cuenca del Mantaro. Bajo la visión del cambio climático Book, Noviembre.
- Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo Económico y Social. Gobierno de Paraguay (2021a). Informe Socioeconómico Departamental.
- Soares, D.; Gutierrez-Montes. (2021), Vulnerabilidad social, institucionalidad y percepciones sobre el cambio climático: un acercamiento al municipio de San Felipe, Costa de Yucat, Enero 2021.
- United Nations (2022), Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2022). *World Population Prospects 2022*, Online Edition. Disponible en: <https://population.un.org/wpp/>.
- Vilas Boas, C.L. (2006). Modelo multicriterios de apoio à decisão aplicado ao uso múltiplo de reservatórios: Estudo da barragem do ribeirão João Leite, UNB, Dissertação, Noviembre 2006, Brasília.
- Wischmeier, W. H.; D. D. Smith (1960). A universal soil-loss equation to guide conservation farm planning. *Trans. Int. Congr. Soil Sci.*, 7th, p. 418-425.

# Anexo I

## **Fortalecimiento de Capacidades Técnicas e Institucionales para la Planificación Energética Resiliente al Cambio Climático en Paraguay**

La planificación energética debe incorporar de manera sistemática los riesgos climáticos y las oportunidades de adaptación, lo que requiere no solo herramientas técnicas avanzadas, sino también capacidades institucionales sólidas y articuladas.

La creación y fortalecimiento de capacidades técnicas e institucionales es un componente esencial para garantizar que los procesos de planificación energética sean resilientes, inclusivos y basados en evidencia. Esto implica dotar a los actores del sector energético de conocimientos actualizados sobre modelización climática e hidrológica, análisis de vulnerabilidad, proyección de demanda ajustada por clima, y planificación de expansión bajo incertidumbre. Asimismo, es fundamental fomentar la apropiación y el uso efectivo de herramientas computacionales de última generación que permitan simular escenarios complejos y tomar decisiones informadas.

En el marco del estudio, se llevaron a cabo los Talleres y capacitaciones entre 2023 y 2024, con el objetivo de presentar avances técnicos y promover un proceso participativo de validación y aprendizaje. Estos talleres contaron con la activa participación de representantes del VMME, la ANDE, el MADES, así como expertos del sector energético, especialistas del BID, consultores del consorcio PSR-ESENERG-METEOSIM, y otros actores relevantes del ámbito público y académico.

La diversidad y el compromiso de los participantes permitieron generar un espacio de diálogo técnico, en el cual se compartieron conocimientos, se discutieron hipótesis de planificación y se validaron insumos clave para los componentes del estudio. Este proceso no solo fortaleció las capacidades individuales de los participantes, sino que también contribuyó a consolidar una red interinstitucional orientada a la adaptación climática del sector energético paraguayo.

Estas actividades formaron parte de una estrategia integral para dotar a los actores del sector energético de herramientas conceptuales, metodológicas y tecnológicas que les permitan enfrentar los desafíos del cambio climático con una visión de largo plazo.

## a. Integración del cambio climático en la planificación energética

Uno de los principales logros fue la incorporación de conocimientos avanzados sobre los impactos del cambio climático en la generación hidroeléctrica, a partir de la presentación y discusión de proyecciones climáticas (temperatura y precipitación) y su traducción en escenarios hidrológicos y de demanda eléctrica. Los participantes adquirieron competencias para:

- Interpretar resultados de modelización climática bajo distintos escenarios de emisiones (SSP2-4.5 y SSP5-8.5).
- Comprender la relación entre variabilidad climática, caudales fluviales y disponibilidad hídrica para generación.
- Evaluar el efecto del aumento de temperatura sobre la demanda eléctrica, incluyendo su estacionalidad y picos horarios.

## b. Uso de herramientas computacionales de modelado y simulación

Se promovió el uso y comprensión de herramientas computacionales de vanguardia, fundamentales para la planificación energética bajo incertidumbre climática. Entre ellas se destacan:

- HydroBID, para la simulación hidrológica de la cuenca del río Paraná, incluyendo calibración de caudales y análisis de sedimentación.
- OPTGEN, para la optimización de la expansión de generación y transmisión, considerando criterios de confiabilidad, flexibilidad y costos.
- SDDP, para la simulación estocástica de la operación del sistema eléctrico a largo plazo, con representación horaria y espacial detallada.
- Time Series Lab (TSL), para la generación de escenarios sintéticos de producción renovable (solar, eólica) y su integración con escenarios hidrológicos.

Estas herramientas fueron presentadas mediante sesiones prácticas y discusiones técnicas, facilitando su apropiación por parte de técnicos de la ANDE, el VMME, y otras instituciones participantes.

### c. Fortalecimiento institucional y articulación intersectorial

Los talleres también sirvieron como espacios de articulación entre instituciones clave del sector energético y ambiental. Esta articulación permitió validar colectivamente los insumos técnicos del proyecto, discutir hipótesis de planificación, y alinear visiones sobre las rutas de adaptación del subsector hidroeléctrico. Además, se promovió una cultura de planificación participativa, basada en evidencia y orientada a la resiliencia climática.

### Próximos pasos para la sostenibilidad de las capacidades

Para consolidar los avances logrados, se recomienda:

- Establecer un programa de formación continua en modelización climática, hidrológica y energética.
- Promover la institucionalización del uso de herramientas como OPTGEN y SDDP en los procesos de planificación de la ANDE.
- Fomentar la creación de una red técnica interinstitucional para el monitoreo y actualización de escenarios climáticos y energéticos.

La Tabla 23 se consignan los talleres y reuniones presenciales, así como las reuniones virtuales para la definición de escenarios del plan de expansión eléctricas, la misión técnica de campo y las acciones de capacitación.

**Tabla 23. Programa de Capacitación y Creación de Capacidades.**

Título	Objetivos	Fecha	Modalidad
<b>Taller de inicio</b>	Realizar la presentación del proyecto a los actores y discusión del Plan de Trabajo	2023	Presencial con participación virtual
<b>Taller de Modelización climática e hidrológica – Resultados de la Proyección de la demanda eléctrica</b>	Presentar resultados de la modelización climática y de la previsión de la demanda eléctrica. Exponer los avances de la modelización hidrológica Presentar metodología y supuestos de la Planificación de la Expansión del sistema eléctrico considerando la proyección de precipitación y temperatura.	2023	Presencial con participación virtual
<b>Taller de Hipótesis y Variables para la Construcción del Modelo de Análisis de B/C y Vulnerabilidad/Riesgo</b>	Discutir las hipótesis y variables para la construcción del modelo de análisis B/C o. Debatir sobre hipótesis y variables para la construcción del modelo de análisis vulnerabilidad/riesgo	2023	Presencial con participación virtual

Título	Objetivos	Fecha	Modalidad
<b>Misión técnica a las áreas de los proyectos hidroeléctricos</b>	<p>Socializar la realización del proyecto con actores de la ANDE, ITAIPU, YACYRETA y autoridades del Departamento de Alto Paraná y del Municipio de Encarnación y organización de la sociedad civil vinculada a temas sociales e indígenas.</p> <p>Validar hipótesis y consideración de variables para el modelo de B/C; de análisis vulnerabilidad/riesgo, en función del diseño de la propuesta de Plan de Adaptación del subsector hidroeléctrico</p>	2023	Presencial
<b>Presentación del proyecto a nuevas autoridades del VMME</b>	Presentar el proyecto y sus avances hasta la fecha y próximos pasos al Viceministro de Minas y Energía y al Director de Recursos Energéticos	2023	Virtual
<b>Taller de Plan de Adaptación Hidroeléctrica en el Río Paraná ante el Cambio Climático y actividades de planificación de la expansión del sistema paraguayo.</b>	<p>Presentar la primera propuesta de Plan de Adaptación del Sector Hidroeléctrico– Highlights de la metodología de análisis B/C.</p> <p>Discutir y analizar las actividades de Planificación de la Expansión del Sistema Paraguayo y de la propuesta del Plan de Adaptación del Sector Hidroeléctrico</p>	2023	Presencial con participación virtual.
<b>Taller de Resultados finales de las proyecciones, análisis B/C y avances del Plan de Adaptación para sistemas hidroeléctricos en Paraguay</b>	<p>Presentar los siguientes informes:</p> <p>Propuesta del Plan de Adaptación del sistema hidroeléctrico con base en la metodología de análisis B/C y la consulta a actores institucionales relevantes.</p> <p>Resultados de los estudios de expansión y análisis de B/C para el sector eléctrico</p>	2024	Presencial con participación virtual.
<b>Capacitación Sobre el Estudio de Vulnerabilidad al Cambio Climático y Medidas de Adaptación de Sistemas Hidroeléctricos</b>	<p>Capacitar a actores locales sobre los siguientes temas:</p> <p>Metodología del modelo de despacho (operación), el SDDP.</p> <p>Metodología del modelo de inversión (expansión), el OPTGEN. Ejemplos y visualización de los datos utilizados.</p> <p>Metodología de Análisis de B/C desarrollada para el Estudio de Vulnerabilidad al Cambio Climático y Medidas de Adaptación del Sector Hidroeléctrico y presentación del modelo Múltiples Criterios PHD.</p>	2024	Presencial con participación virtual.





GOBIERNO DEL  
PARAGUAY

MINISTERIO DE  
OBRAS PÚBLICAS Y  
COMUNICACIONES

VICEMINISTERIO  
DE MINAS Y  
ENERGÍA

