

**ANDE**

Dirección de Planificación (DP)  
División de Estudios Energéticos (DP/EE)  
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

# **ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

**Dirección de Planificación y Estudios (DP)  
División de Estudios Energéticos (DP/EE)  
Departamento de Estudios de Transmisión (DP/EDT)**



## **PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN**

**PERIODO: 2024 – 2033**

# PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN (2024 - 2033)

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>4</b>
1.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN .....	5
1.2 OBRAS DE AMPLIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES .....	7
1.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN .....	10
1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA Y EXTENSIÓN DE LÍNEAS PREVISTAS.....	11
1.5 INVERSIONES REQUERIDAS .....	11
<b>2. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>13</b>
2.1 ANÁLISIS GENERAL DEL SISTEMA .....	13
2.2 ANÁLISIS POR SISTEMAS REGIONALES .....	13
2.3 ANEXOS .....	13
<b>3. CRITERIOS TÉCNICOS.....</b>	<b>14</b>
3.1 PERFIL DE TENSIONES .....	14
3.2 CARGA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	14
3.3 CARGA EN TRANSFORMADORES.....	15
3.4 MARGEN DE CARGA Y ESTABILIDAD DE TENSIÓN .....	15
<b>4. PREMISAS BÁSICAS.....</b>	<b>16</b>
4.1 GENERACIÓN.....	16
4.2 DEMANDA NACIONAL .....	16
4.3 PROYECCIÓN DE CARGAS Y FACTOR DE POTENCIA POR SUBESTACIONES .....	17
4.4 EXPORTACIÓN .....	17
<b>5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS.....</b>	<b>18</b>
5.1 CONFIGURACIÓN NORMAL.....	18
5.2 CONFIGURACIÓN CON RED INCOMPLETA .....	18
<b>6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>19</b>
<b>7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO.....</b>	<b>20</b>
7.1 ANÁLISIS DEL SIN EN CONDICIONES NORMALES.....	20
7.2 ANÁLISIS DEL SIN CON RED INCOMPLETA .....	33
7.3 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN .....	39
7.3 INTERCONEXIÓN CON LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES.....	40
<b>8. ANÁLISIS POR SISTEMAS.....</b>	<b>42</b>
8.1 SISTEMA METROPOLITANO .....	42
8.2 SISTEMA CENTRAL .....	46
8.3 SISTEMA SUR .....	48
8.4 SISTEMA ESTE.....	50
8.5 SISTEMA NORTE .....	52
8.6 SISTEMA OESTE.....	54

## **ANEXOS**

- A.1 SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
- A.2 LISTADO DE OBRAS
- A.3 MAPAS ELÉCTRICOS
- A.4 PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2024 – 2033
- A.5 BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA
- A.6 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN
- A.7 DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN
- A.8 CAPACIDAD NOMINAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

Conforme a la Ley N° 966/1964, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) tiene dentro de sus atribuciones elaborar el Plan Nacional de Electrificación con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país, el cual debe ser elevado a consideración del Poder Ejecutivo.

En este contexto, el presente documento contiene el Plan Maestro de Transmisión para el periodo 2024 – 2033, el cual presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados y el conjunto de obras de transmisión resultantes, y recomendadas de forma a que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentre en condiciones de acompañar el crecimiento de la demanda, con vistas a proveer un servicio en condiciones técnicamente adecuadas de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Para elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de los planes de expansión de la Transmisión de la energía eléctrica para el decenio, se consideró la previsión de la demanda como el insumo básico para desarrollar el planeamiento del SIN. Si bien la definición de un Plan de Obras se ve influenciada por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas, requerimientos de confiabilidad y calidad, disponibilidad de fuentes de generación, entre otros, el factor de mayor preponderancia es el escenario de crecimiento de la demanda. En este sentido, el Plan Maestro de Transmisión para el periodo 2024 – 2033 es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica, denominado “ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2024-2033”, previsión demanda aprobada por Resolución P/N° 48925, de fecha 18/03/2024, considerando el escenario “Tendencial y Nuevas Demandas Potencial.

El Plan de Obras de Transmisión tiene como principal objetivo el abastecimiento de la demanda nacional, y no se consideran variaciones significativas en los intercambios energéticos que tiene la ANDE con otros países de la región ante la falta de contratos firmes en este sentido. Por ello, la posibilidad de aumentos importantes en dichos intercambios requerirá el desarrollo de estudios específicos, para cada caso.

Los estudios presentados se basan en el análisis de régimen permanente del sistema, es decir, en simulaciones de flujo de potencia, tomándose como premisa principal de planificación el suministro de la demanda total proyectada sin violaciones a los criterios de tensión, de cargabilidad en las líneas de transmisión y equipos de transformación, márgenes de carga activa ante condiciones normales de operación del Sistema (Red Completa).

Asimismo, se evalúan también condiciones de Red Incompleta, considerándose el *Criterio N – I*, en el que se supone la pérdida de larga duración de un solo elemento del sistema por vez. Las indisponibilidades son analizadas principalmente en los corredores de transmisión en 220 y 500 kV, de forma a estimar el desempeño del sistema en tales condiciones, y dependiendo de estos resultados, evaluar la necesidad de introducción de obras de refuerzo. Dicho análisis es limitado a los principales troncos de transmisión del SIN, donde se tiene algún tipo de redundancia, y la magnitud de carga potencialmente afectada es mayor.

Para el periodo 2024 – 2033 se requerirían un total de 218 obras de transmisión y transformación, discriminadas en los cuadros a continuación:

<b>Obras en Líneas de Transmisión</b>	
Recapitación de líneas existentes	18
Nuevas líneas de transmisión:	74
500 kV	4
220 kV	39
66 kV	31

<b>Obras en Subestaciones</b>	
Ampliaciones de capacidad de transformación existentes	61
Nuevas subestaciones: Total	62
500 kV	3
220 kV	31
66 kV	28

<b>Obras de Compensación Reactiva</b>	
Compensación en 220 kV	3

## **1.1 Obras de transmisión**

### **1.1.1 Red de 500 kV**

El Plan de Obras incluye un conjunto de obras de 500 kV de gran envergadura, necesarias para satisfacer la demanda analizada, atendiendo fundamentalmente el mercado local. Así, en el periodo se requiere la construcción de las siguientes obras:

- Subestación Valenzuela, construcción de una subestación de 500 kV con una capacidad de transformación inicial 500/220 kV de 2 x 600 MVA, totalizando 1200 MVA, y seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes (año 2024).
- Subestación Villa Hayes, montaje del cuarto banco de transformadores 500/220 kV– 600 MVA (año 2025).
- LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km), doble terna, con una capacidad de 2000 MVA (año 2025) – Primera etapa, cableado de una sola terna.
- Subestación Ayolas, montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2025).
- LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (360 km), segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2026).
- Subestación Emboscada, construcción de una subestación de 500 kV con una capacidad de transformación inicial 500/220 kV de 2 x 600 MVA, totalizando 1200 MVA, y seccionamiento de la LT 500 kV Valenzuela - Villa Hayes y LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes (año 2027).
- Subestación Yguazú, montaje del tercer y cuarto banco de transformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores (año 2027).
- Subestación Horqueta, construcción de una subestación de 500 kV, con una capacidad de transformación inicial 500/220 kV - 2 x 600 MVA, totalizando 1200 MVA (año 2028).
- LT 500 kV Emboscada – Horqueta (250 km), simple terna, con una capacidad de 2000 MVA (año 2028).
- Subestación Valenzuela, montaje del tercer y cuarto banco de transformadores de 500/220 kV - 600 MVA, totalizando 2400 MVA (año 2029).
- LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (230 km), segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2029).

### **1.1.2 Red de 220 kV**

El Plan de Obras también incorpora un conjunto de nuevas líneas de transmisión de 220 kV, las cuales pueden considerarse estructurales, ya que modifican sustancialmente la operación del sistema eléctrico, proveyendo un aumento importante en la confiabilidad y flexibilidad del sistema. En este sentido se pueden mencionar las siguientes obras de construcción y de recapitación:

## **Construcción**

### **Sistema Central**

- LT 220 kV de interconexión con las tres (3) líneas provenientes desde la Subestación Coronel Oviedo en la nueva Subestación Valenzuela. Construcción de tres líneas doble terna (25 km) cada una (año 2024).
- LT 220 kV Paso Pé – Colonia Independencia (30 km), simple terna (año 2025).
- LT 220 kV Santa Rita – Tuparendá – Colonia Independencia (115 km), simple terna (año 2028).

### **Sistema Sur**

- LT 220 kV Santa Rita – María Auxiliadora (110 km), simple terna (año 2025).
- Reconstrucción en doble terna de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2025).

- LT 220 kV Ayolas – Villalbín (120 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Villalbín – Pilar II (60 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV de interconexión de la Subestación San Juan del Paraná con la LT 220 kV Coronel Bogado – Cambyretá–Trinidad (15 km), doble terna (año 2030).
- LT 220 kV Pilar II – Villa Franca (90 km), simple terna (año 2030).
- LT 220 kV Buey Rodeo – Villa Franca (110 km), simple terna (año 2033).

### **Sistema Este**

- LT 220 kV Pte. Franco – Alto Paraná (5 km), subterránea (año 2024).
- LT 220 kV Catueté – Yvyrarobaná (35 km), simple terna (año 2025).
- LT 220 kV Santa Rita – Paranambú (45 km), simple terna (año 2030).

### **Sistema Metropolitano**

- LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico (15 km), nuevo circuito doble terna (año 2024).
- LT 220 kV Parque Caballero – Puerto Botánico cableado (7,5 km), tramo subterráneo de llegada de línea a Parque Caballero (2 km) (año 2024).
- LT 220 kV Limpio-Zárate Isla, tramo doble terna (10 km), tramo subterráneo (6 km) (año 2025)
- LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (85 km), doble terna (año 2025).
- LT 220 kV Barrio Molino – Villa Aurelia (8 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV San Lorenzo – Villa Aurelia (9 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Zárate Isla – Barrio Molino (13 km), subterránea (año 2027).
- LT 220 kV Emboscada – Limpio (10 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV de interconexión de la Subestación Emboscada con la LT 220 kV Carayaó– Limpio (5 km), doble terna (año 2027).
- Interconexión de la Subestación Nueva Italia a la LT 220 kV San Patricio - Guarambaré - Buey Rodeo. Seccionamiento de la LT 220 kV Guarambaré - San Patricio - Buey Rodeo y de la LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (año 2027).
- LT 220 kV Valenzuela – Nueva Italia (65 km) doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Nueva Italia – Guarambaré (20 km) doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Guarambaré – Radio Nacional (30 km) simple terna (año 2031).

### **Sistema Norte**

- LT 220 kV Villa Hayes – Villa Real (200 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km), simple terna (año 2025).

### **Sistema Oeste**

- LT 220 kV Villa Real – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Vallemí II – Carmelo Peralta (95 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Loma Plata – La Patria (231 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Cruce Douglas – Tte. Esteban Martínez (80 km), simple terna (año 2028).

- LT 220 kV Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km), simple terna (año 2028).
- LT 220 kV Carmelo Peralta – Toro Pampa – Agua Dulce (275 km), simple terna (año 2032).
- LT 220 kV Cruce Douglas – Fortín Gral. Diaz (110 km), simple terna (año 2033).

## **Recapitación**

### **Sistema Central**

- LT 220 kV Carayaó - San Estanislao (47 km), simple terna (año 2024).
- LT 220 kV Coronel Oviedo – Coronel Oviedo II – Carayaó (48km), simple terna (año 2025).

### **Sistema Metropolitano**

- LT 220 kV Puerto Botánico – Parque Caballero (7,5 km), doble terna (año 2024).
- LT 220 kV Guarambaré – San Antonio – Villa Elisa y Guarambaré – Lambaré (25 km), doble terna (año 2025).

### **1.2 Obras de ampliación y construcción de subestaciones**

El Plan de Obras incluye un importante número de nuevos centros de distribución, sesenta y dos (62) nuevas subestaciones, los cuales se resumen a continuación:

### **Sistema Central**

1. *San José de los Arroyos*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
2. *Colonia Independencia*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
3. *Coronel Oviedo II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
4. *Yuty*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
5. *Campo 9*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
6. *Capiibary*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
7. *Tres Palmas*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
8. *Fasardi*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).

### **Sistema Sur**

9. *María Auxiliadora*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 83,34 MVA (año 2025).
10. *Costanera*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2025).
11. *Pillar II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
12. *San Juan del Paraná*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
13. *Hohenau*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
14. *Villa Franca*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).

### **Sistema Este**

15. *Kilómetro 9*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
16. *Ypejhú*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
17. *Kilómetro 8*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2025).

18. *Yvyrarobaná*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
19. *Nueva Esperanza*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
20. *Mbaracayú*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
21. *Tuparendá*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
22. *Puente de la Integración*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2028)

### **Sistema Metropolitano**

23. *Valenzuela*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2024).
24. *San Bernardino*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
25. *Ineram*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
26. *Ypané*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
27. *Recoleta*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
28. *Autódromo*: Subestación 220/23kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2025).
29. *Zárate Isla*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2025).
30. *Barrio Jara*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
31. *Arroyos y Esteros*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
32. *Barcequillo*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
33. *Carapeguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
34. *Itá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
35. *Ñemby*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2025).
36. *Nueva Colombia*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
37. *Mburicaó*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
38. *Ypacaraí*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
39. *Tobatí*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
40. *Nueva Italia*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2027).
41. *Emboscada*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2027).
42. *Ytororó*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2028).
43. *Santa Teresa*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2028).
44. *Capiatá II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).
45. *Areguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).
46. *Luque II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2029).
47. *Terminal*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2030).
48. *Radio Nacional*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2031).
49. *Caraguatay*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2032).

### **Sistema Norte**

50. *Bella Vista Norte*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
51. *Manitoba*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).



52. *Cruce Bella Vista*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
53. *Paso Horqueta*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).

### **Sistema Oeste**

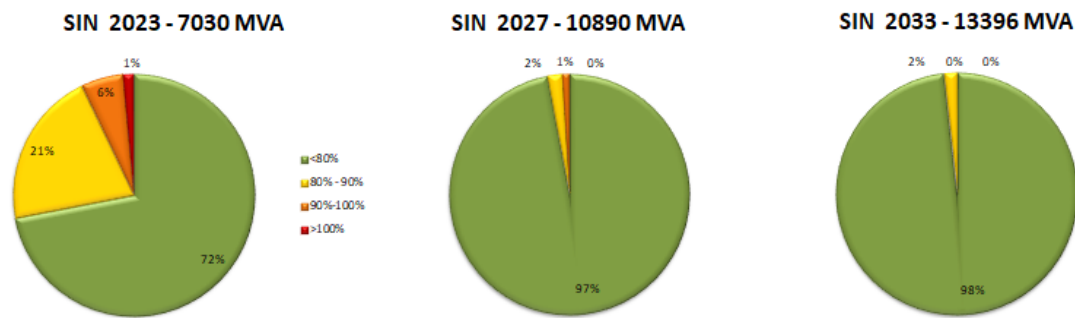
54. *Pozo Colorado*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
55. *La Patria*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
56. *Carmelo Peralta*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
57. *Arrocera*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
58. *Tte. Esteban Martínez*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
59. *Cruce Douglas*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
60. *Cruce Don Silvio*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
61. *Agua Dulce*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2032).
62. *Toro Pampa*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2032).
63. *Fortín Gral. Díaz*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2033).

De igual forma, se puede destacar la necesidad de ampliación de la capacidad de transformación en prácticamente todas las subestaciones existentes en el SIN. En este sentido, se resalta la paulatina introducción de los nuevos módulos de transformación en 220/23 kV de 50 y 80 MVA en sustitución al módulo actual de 41,67 MVA. Así mismo, se puede resaltar la necesidad de continuar con ampliaciones en la capacidad de transformación en subestaciones de gran porte del Sistema Metropolitano, como ser Parque Caballero, Puerto Sajonia, Villa Aurelia, Buey Rodeo y Barrio Molino, las cuales, a más de atender carga en 23 kV, tienen gran relevancia en el sistema, ya que se constituyen en puntos de inyección de potencia al anillo de 66 kV del área metropolitana de Asunción.

Por otra parte, se puede mencionar también, que el Plan de Obras contempla la paulatina modernización de subestaciones del sistema cuya infraestructura eléctrica se encuentra llegando a fin de vida útil. En este sentido, se puede mencionar el caso de las Subestaciones Barrio Parque, San Miguel, Paraguarí, Caapucú, Quiindy, Campo Dos, en donde, a más de la ampliación normal de capacidad se requiere de una importante intervención para adecuar y revitalizar las instalaciones.

Los siguientes gráficos resumen el estado de carga de los transformadores de potencia que alimentan a la red de distribución del SIN. Los mismos indican la capacidad total instalada en MVA en el nivel de 23kV, en subestaciones del Sistema, agrupándose la capacidad instalada conforme a sus factores de utilización previstos en los siguientes grupos: menor a 80%, entre 80 y 90%, entre 90 y 100%, mayor a la capacidad nominal (mayor a 100%). Los gráficos llevan en cuenta las ampliaciones de las capacidades de transformación, de acuerdo a las obras propuestas para los años del periodo 2024–2033.

## Estado de Carga de los Transformadores del SIN - Periodo 2024 – 2033



Puede observarse que de 7030 MVA instalados en 23 kV en subestaciones en el año 2023 (año base de partida para la elaboración del Plan Maestro), se prevé contar con una capacidad instalada de 10890 MVA para el año 2027 y de 13396 MVA para el año 2033, lo cual implica un aumento del 90% en la capacidad instalada para todo el periodo. Puede apreciarse también, que para el 2023 se tiene cerca del 6% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización entre 90 y 100%, teniendo inclusive 1% de la capacidad instalada operando con un factor mayor al 100%, en cambio, para el año 2033 estos porcentajes se reducen a cero, lo cual resulta del criterio adoptado de, en general, buscar que las subestaciones cuenten con un margen de reserva del orden del 20%, de manera a poder permitir el traspaso de carga entre subestaciones próximas en caso de contingencias.

### 1.3 Obras de compensación

Dado el continuo crecimiento de la demanda del SIN, la compensación reactiva se convierte en una herramienta de optimización de la operación del sistema de transmisión.

Por ello, el Plan de Obras prevé la instalación de un nuevo Sistema de Compensación Reactiva en el nivel de tensión de 220 kV en la Subestación San Lorenzo con tecnología STATCOM, con un rango de compensación dinámico de (-100/+100 MVAR) y control sobre los dos bancos de capacitores maniobrables de 80 MVAR en 220 kV existentes y de dos bancos de capacitores maniobrables de 50 MVAR en 66 kV, previéndose la puesta en servicio para el año 2024. De igual manera, se recomienda la instalación de un Sistema de Compensación Reactiva en la Subestación Loma Plata 220 kV, con rango de compensación de -80/+150 MVAR. Así mismo, también en la Subestación Cerro Corá se prevé la inserción de un Banco de Capacitores Maniobrable de 40 MVAR en 220 kV.

Se puede destacar la importancia que tienen los compensadores estáticos de reactivos instalados en el SIN en el control del perfil de tensiones. Así, el aporte del compensador de la Subestación Guarambaré (-120/+300 MVAR en 220 kV), de la Subestación Limpio (-150/+250 MVAR en 220 kV), y de la Subestación Horqueta (-80/+150 MVAR en 220 kV), permiten no solamente obtener un control en el nivel de tensión, sino que también proveen un soporte de reactivos para aumento de la capacidad de transmisión y de la estabilidad del SIN. Al respecto, se hace necesaria la modernización del Compensador Estático de Reactivos de la Subestación de Limpio, atendiendo a que dicho compensador se encuentra alcanzando 20 años de operación. Por dicho motivo, se prevé la revitalización de dicho equipamiento para el año 2025.

También se prevé la adquisición e instalación de Banco de Capacitores 220 kV en la Subestación Vallemí.

Finalmente, el Plan prevé la instalación de un número importante de bancos de capacitores en derivación de 23 kV en las barras de subestaciones, con el fin de acompañar el crecimiento de la demanda reactiva del sistema, y optimizar la utilización de la capacidad de transformación en las subestaciones del SIN.

## 1.4 Resumen de capacidad instalada y extensión de líneas previstas

La Tabla 1, a continuación resume la evolución anual del SIN en el periodo 2024–2033, indicándose la capacidad instalada en transformación, longitudes de las líneas de transmisión por nivel de tensión, compensación reactiva por nivel de tensión, y el número de subestaciones del Sistema en el mencionado periodo.

**Tabla 1-** Resumen de la evolución de los equipos del SIN, Periodo 2024 – 2033

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto										Previsto 2033	
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		Total
Líneas en 500 kV	km	835		200	360		250	230					1.040	1.875
Líneas en 220 kV	km	4.861												
Construcción	km		650	316	386	113	440	32	150	30	275	220	2.612	7.473
Recapitación	km		55	73	120								248	
Líneas en 66 kV	km	1.431												
Construcción	km		35	154	20	37	125	27	13				410	1.841
Recapitación	km		59	76	7		17						159	
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA	6.550	1.200	975		2.400	1.200	1.200					6.975	13.525
220/66 kV	MVA	3.747	720	438	60	180	405	120					1.923	5.670
220/23 kV	MVA	4.320	497	1.250	542	480	540	222	142	365	150	50	4.236	8.557
66/23 kV	MVA	2.730	-30	766	78	100	680	260	130				1.984	4.714
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVA	-390/540											-100/100	-490/640
BC 66 kV	MVA	-80/150												-80/150
Reac. 500 kV	MVA	240												240
Reac. 220 kV	MVA	220			40		40						80	300
B.C. 220 kV	MVA	640					40	50					90	730
B.C. 23 kV	MVA	1.097	60	537	186	132	232	126	93	36	36	12	1.450	2.547
<b>Subestaciones</b>	Un.	99	3	21	8	5	11	5	4	1	3	1	62	161

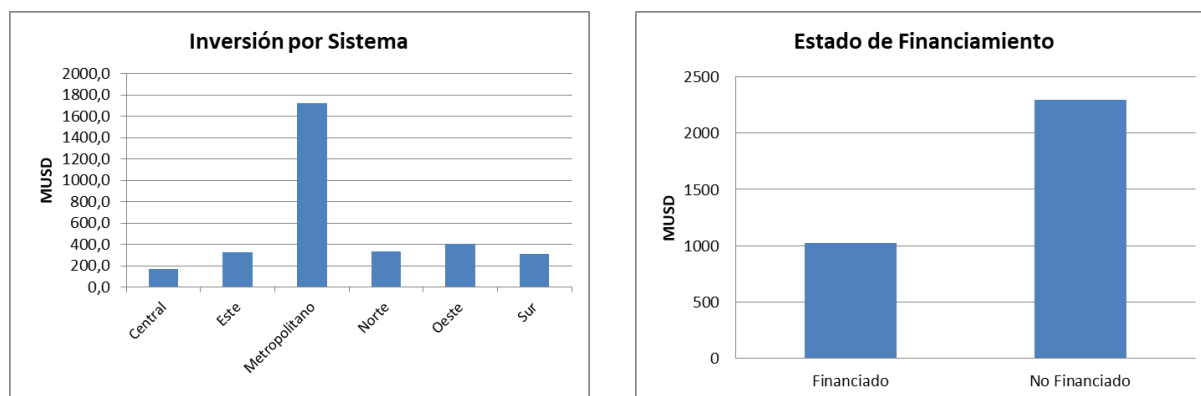
El listado de obras que componen el Plan Maestro de Transmisión puede ser encontrado en el Anexo 2.

## 1.5 Inversiones requeridas

La ejecución de las obras de transmisión incluidas en el Plan Maestro del periodo 2024 – 2033 alcanzaría una inversión estimada de **3.313 MUSD**. Dicho total se encuentra discriminado en los gráficos y tablas a continuación por montos en las correspondientes porciones de obras y servicios varios (moneda local) y de materiales y equipos (moneda extranjera).

Los costos indicados corresponden a estimaciones elaboradas en base al comportamiento del mercado y parámetros inflacionarios, acordes a una etapa de planificación, que incluyen a más de los costos directos, estimaciones de impuestos, indemnizaciones por liberación de franja de servidumbre en el caso de líneas de transmisión, así como otros costos asociados al cumplimiento de la legislación socio-ambiental.

A continuación, se presentan unos gráficos ilustrativos de la composición de las inversiones requeridas en transmisión.



**Figura 1.** Composición de las inversiones requeridas en transmisión, Periodo 2024 – 2033

**Tabla 2–Inversiones Requeridas por Periodo**  
(En Millones de USD)

<b>Periodo</b>	<b>Montos (MUSD)</b>
<b>2024-2028</b>	2702,4
<b>2029-2033</b>	611,0
<b>Total</b>	3313,4

## 2. INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta una síntesis de los estudios técnicos relacionados con la planificación del Sistema de Transmisión de la ANDE de Corto y Medio Plazo, para el periodo comprendido entre los años 2024 y 2033.

Primeramente, se exponen los criterios técnicos utilizados, y las premisas básicas adoptadas en la elaboración del trabajo. Posteriormente, se presenta el plan de obras recomendadas a partir de una evaluación del desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El citado plan de obras debe ser considerado como de carácter referencial, pudiéndose presentarse otras soluciones alternativas, dependiendo de las condiciones del sistema, como ser: avance y fechas de puesta en servicio real de obras en ejecución y planificadas, disponibilidades de equipos e infraestructura de transmisión y transformación, condiciones energéticas y comerciales del despacho de las centrales de generación.

Los principales análisis realizados para la elaboración del Plan Maestro de Transmisión, y para la definición de las obras de transmisión, son:

### 2.1 Análisis general del sistema

Para el periodo considerado, y para tres (3) distintos periodos de carga: punta, media (70% de punta), y leve (45% de punta), se analiza el desempeño de las configuraciones topológicas de la red eléctrica adoptadas para la operación del Sistema, comprendiendo básicamente:

**Análisis en condición normal.** Es el análisis en estado permanente de las configuraciones adoptadas para el sistema con la red completa, de forma a evaluar las condiciones de cargabilidad presentes en los transformadores y en las líneas de transmisión, así como el perfil de tensión de las barras del sistema y las condiciones operativas de los compensadores estáticos de reactivos.

**Análisis con red incompleta.** Análisis similar al anterior, pero asumiendo la indisponibilidad, de duración prolongada, de un componente importante de la red de transmisión, como ser: un circuito de transmisión de 500 kV, resultando así la operación con una red alterada o incompleta.

### 2.2 Análisis por sistemas regionales

Es la descripción concisa de dificultades técnicas detectadas en los distintos sistemas regionales de transmisión y transformación. Se presentan los principales refuerzos recomendados y que se encuentran contenidos en el Plan de Obras, incluyéndose las justificaciones técnicas y sus efectos en el sistema.

Cabe resaltar, que el análisis realizado está basado fundamentalmente en estudios de flujo de potencia (régimen permanente). No se incluyen estudios en régimen transitorio y dinámico asociados a las distintas obras, los cuales son normalmente ejecutados en una etapa posterior y dentro del proceso de definición de las correspondientes especificaciones técnicas de los equipos e instalaciones del Sistema ANDE.

### 2.3 Anexos

En los anexos se presentan:

1. Sistemas regionales del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
2. Listado del Plan de Obras;
3. Mapas eléctricos;
4. Proyección de cargas por barra para el periodo 2024 – 2033;
5. Balance de generación y demanda del sistema;
6. Evolución de la capacidad de transformación y líneas de transmisión del SIN;
7. Diagramas unifilares del SIN.
8. Capacidad nominal de líneas de transmisión.

### 3. CRITERIOS TÉCNICOS

El objetivo fundamental del Plan Maestro de Transmisión es determinar el conjunto de obras recomendadas para poder atender principalmente al crecimiento sostenido de la demanda de potencia eléctrica nacional.

Para esto, se definen los criterios técnicos de planificación que establecen las condiciones mínimas que se deben cumplir durante la simulación del desempeño estático del SIN (*Régimen Permanente*). Básicamente, estos criterios establecen valores de tensión, carga admisible en las líneas de transmisión, equipos de transformación, compensación estática de reactivos y generadores, así como los márgenes de carga en condiciones de operación normal (red completa) y de emergencia (red incompleta o alterada).

A fin de determinar las necesidades del sistema, tales como nuevas obras, recapacitación de líneas de transmisión, ampliación de la capacidad de transformación de las subestaciones, etc., se analiza el desempeño del SIN principalmente en el periodo de demanda máxima simultánea y en condiciones normales, es decir, con todos sus elementos en servicio (red completa). En estas condiciones todos los equipos deben estar operando dentro de sus capacidades nominales, las tensiones dentro de los rangos aceptados y con márgenes de estabilidad de tensión suficientes.

De igual forma, se analizan los periodos de demanda de carga media y leve, a fin de especificar y verificar si se cuentan con adecuados recursos de control de la tensión en el sistema.

En cuanto a los equipos de transformación, la carga de los mismos es evaluada considerando las demandas máximas en los respectivos locales, la cual no necesariamente coincide con la carga máxima simultánea del SIN. Con esto, se determinan las ampliaciones requeridas en la capacidad de transformación de los distintos centros de distribución.

Atendiendo a que la planificación busca determinar condiciones adecuadas de suministro de largo plazo, se evalúan también condiciones de emergencia, considerándose el *Criterio N – 1*, en el que se supone la indisponibilidad o ausencia por tiempo prolongado de un solo elemento del sistema por vez. Dicho criterio es normalmente adoptado en la planificación de sistemas eléctricos. De esta forma, el análisis de contingencia desarrollado contempla la posibilidad de reconfiguración del sistema, con lo cual se admite la transferencia de carga de los puntos del sistema afectados por la contingencia hacia otras zonas aledañas. Las contingencias son analizadas principalmente en los troncos de transmisión en 220 y en 500 kV, de forma a estimar el desempeño del sistema ante las mismas, y dependiendo de la severidad de las contingencias y la verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos mínimos establecidos referentes al nivel de tensión, cargabilidad de líneas y equipos de transformación, y márgenes de carga, evaluar la necesidad de obras de refuerzo adicionales.

#### 3.1 Perfil de tensiones

Los rangos de tensión admisibles en el sistema, ante condiciones normales y de emergencia se indican en la Tabla 3.

**Tabla 3-** Rango de Tensión Admisible en los Criterios de Planificación

Estado del Sistema	Rango de Tensión Admisible [pu]		
	23 kV	66, 220 y 500 kV	Barras cercanas a la Generación
Condiciones Normales	1,05	0,95 – 1,05	0,95 – 1,10
Contingencia (N-1)	1,00 – 1,05	0,90 – 1,10	0,90 – 1,10

#### 3.2 Carga en líneas de transmisión

En condiciones normales de operación todas las líneas de transmisión deben operar dentro de los límites de su capacidad nominal. Ante condiciones de emergencia, en general se admite una capacidad de sobrecarga de hasta 20% de la capacidad nominal de la línea de transmisión.

En el Anexo 8 se detallan las capacidades nominales consideradas de las distintas líneas de transmisión del sistema, tanto existentes como futuras.

### **3.3 Carga en transformadores**

Para los transformadores que componen el sistema de transmisión (500, 220 y 66 kV), en condiciones normales de operación, todos deben operar dentro de los límites de su capacidad nominal. Ante condiciones de emergencia, se admite una capacidad de sobrecarga de hasta 20% de su capacidad nominal.

Para los transformadores que alimentan la red de distribución en 23 kV, se consideró una ampliación o cambio de los mismos una vez alcanzada su capacidad nominal en condiciones de carga máxima de la subestación, buscándose en general, que para el final del periodo analizado, los transformadores de los distintos centros de distribución del país tengan un factor de utilización menor al 80%, es decir, cuenten con un margen de reserva del 20% de la capacidad de transformación disponible en la subestación.

### **3.4 Margen de carga y estabilidad de tensión**

En lo que se refiere a márgenes de carga y estabilidad de tensión, se adopta como criterio de planificación la necesidad de satisfacer un Margen de Carga (MC) / potencia activa mínimo de 5%. El Margen de Carga (MC) / potencia activa es calculado mediante el trazado de curvas PV del sistema, las cuales se obtienen graficando la tensión en las barras del sistema ante aumentos sucesivos en la carga de todas las barras del sistema ANDE. Dichos aumentos son realizados manteniendo constantes los factores de potencia de las barras de carga del sistema. En general, se busca que para el final del periodo de análisis, el sistema satisfaga el criterio del Margen de Carga (MC) arriba indicado, con el objetivo de tener un desempeño adecuado desde el punto de vista de estabilidad de tensión, condición usualmente crítica en sistemas eléctricos que soportan altas demandas de potencia reactiva, usualmente asociadas a importantes cargas de refrigeración, tal como ocurre en el SIN, debido a las altas temperaturas características del país, que se registran en los meses calurosos de primavera/verano.

## 4. PREMISAS BÁSICAS

En esta sección se definen los escenarios básicos bajo los cuales se realiza el análisis del desempeño del sistema eléctrico de potencia y en función a ellos se especifican las necesidades del SIN para su operación dentro de los criterios técnicos indicados precedentemente.

### 4.1 Generación

Con respecto a las fuentes de generación, en el periodo 2024 – 2033, se tiene que las principales fuentes de generación siguen siendo las grandes centrales hidroeléctricas. En este sentido, las centrales hidroeléctricas consideradas son:

- **Central Hidroeléctrica de Acaray:** Con cuatro unidades, la CH de Acaray opera inicialmente con 214 MW de potencia disponible para el SIN, llegando a 330 MW de potencia despachable en punta para el final del periodo, considerando las obras previstas para dicha central contempladas en el Plan Maestro de Generación, incluyendo la construcción de la tercera casa de máquinas. Se ha considerado la previsión de la indisponibilidad de los generadores del grupo I durante el periodo 2024-2025 y la indisponibilidad de los generadores del grupo II para el periodo 2026-2027, como parte de la liberación de equipos requeridas para el desarrollo del programa de rehabilitación y modernización de la Central, a ser ejecutadas dentro del Préstamo N° 4690/OC-PR con el BID.
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú:** La CH de Itaipú despacha hasta 10 unidades generadoras de 50Hz de 700 MW nominal para atender la demanda.
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá:** La CH Yacyretá despacha hasta 20 unidades generadoras de 155 MW. Asimismo, se evalúa la posibilidad de inyección de potencia adicional proveniente de dicha central, como resultado de la culminación de las obras de la ampliación de la Central Aña Cuá, y de la Casa de Máquinas de la Presa Central, que incluye un proyecto de incorporación de 3 nuevas unidades generadoras.

Adicionalmente, para el año 2030, se ha considerado la incorporación de la Central Hidroeléctrica Yguazú, a ser construida en el marco del aprovechamiento de la Presa Yguazú y con 70 MW de disponibilidad total.

Con respecto a otras nuevas fuentes de generación previstas en el Plan Maestro de Generación se adoptaron las siguientes premisas:

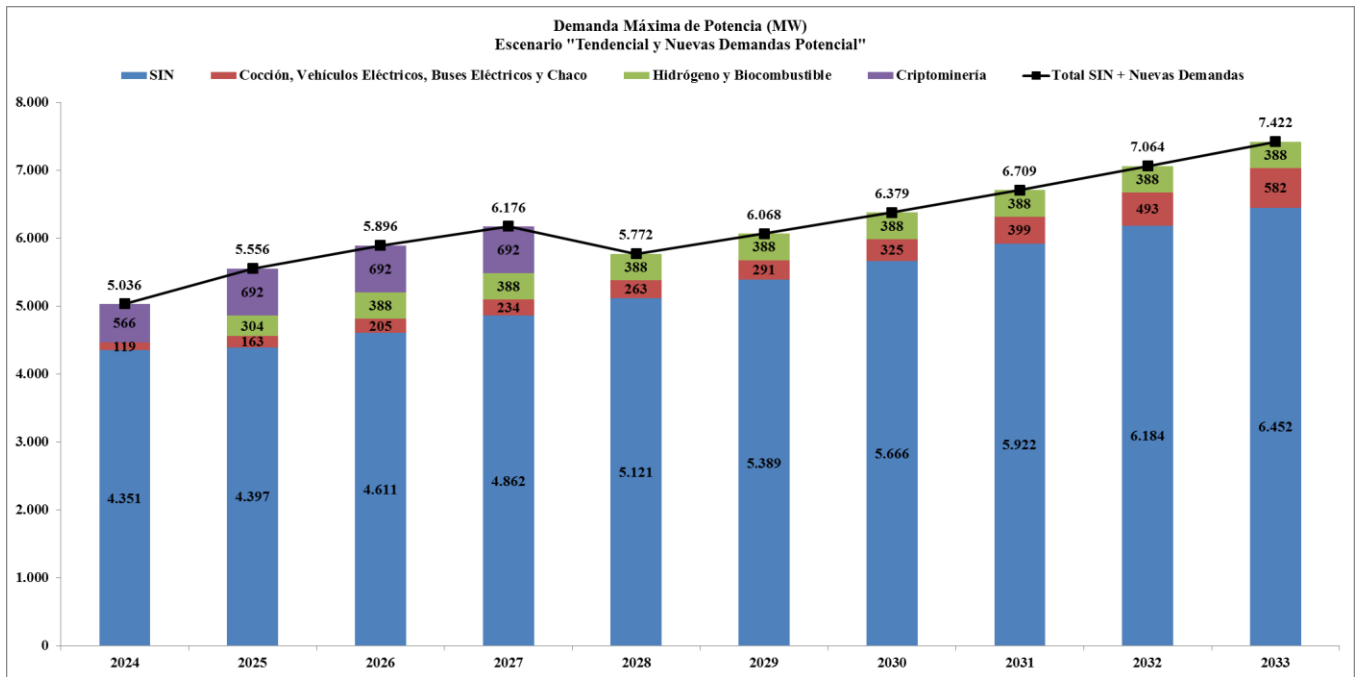
- *Generación fotovoltaica:* no considerada en el desempeño del sistema de transmisión, atendiendo a que no participaría en la cobertura de la demanda de punta, la cual se desarrolla normalmente en horas de la noche en los meses de verano.
- *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas:* no consideradas en el desempeño del sistema de transmisión, atendiendo al limitado aporte previsto en la cobertura de la demanda total del sistema. Asimismo, el sistema de transmisión debería estar en condiciones de abastecer la demanda en la zona de implantación de dichas centrales, atendiendo a la variabilidad de dichas fuentes.
- *Baterías:* atendiendo a que las mismas se encontrarían ubicadas en zonas próxima a los grandes centros de carga, y considerando la aún limitada experiencia de la ANDE con este tipo de infraestructura, las inyección de potencia de las baterías al SIN no son consideradas en la definición del Plan Maestro de Transmisión, adoptándose así una premisa conservadora que se traduce en una mayor robustez del sistema de transmisión planificado.

El resumen de dichos despachos, para los diferentes periodos de la demanda de carga (punta, media y leve), se encuentran en el Anexo 5, el cual incluye también un resumen de la carga de la ANDE en barras de 23 kV, las ventas y las pérdidas de transmisión por cada año.

### 4.2 Demanda nacional

Para el estudio, se utiliza como base la previsión de la demanda, aprobada por Resolución P/N° 48925, de fecha 18/03/2024, del “**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2024-2033**”, elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se considerando el escenario “Tendencial y Nuevas Demandas Potencial.





**Figura 2.** Demanda Máxima del SIN.

Es también importante resaltar nuevamente que, el Plan de Obras presentado constituye un conjunto de obras requeridas para atender al mercado eléctrico nacional así como también a otras demandas (cocción eléctrica, electro movilidad, consumos intensivos como hidrógeno, biocombustible y criptominería, varias de las cuales ya poseen contrato firmado con ANDE, y con plazos de aumentos graduales en sus potencias contratadas. En este contexto, se resalta que, aquellos contratos intensivos del rubro de Criptominería, tienen un plazo de vigencia hasta el 2027, razón por la cual se observa del año 2024 al 2027 un crecimiento del orden de 7,7 %, así como del año 2028 al 2033 un crecimiento de 5,2 %.

### 4.3 Proyección de cargas y factor de potencia por subestaciones

Dado que los estudios de flujo de potencia requieren los valores de demanda por subestaciones, los mismos son calculados a partir de la desagregación de la demanda total del SIN por barras de 23 kV del sistema. Dicha desagregación es realizada a partir del análisis del comportamiento típico por subestaciones para distintos periodos de carga. Los valores de demanda por barra de 23 kV del sistema pueden ser encontrados en el Anexo 4, donde se especifican los valores de demanda máxima de la subestación, así como valores coincidentes con la punta del sistema (demanda máxima simultánea). Se incluyen además, valores correspondientes a las condiciones de carga media y leve del sistema.

Por otro lado, los factores de potencia de las cargas del SIN son determinados en base a valores históricos registrados, y los mismos considerados constantes, por subestación, para todos los años del periodo analizado. Dichos factores de potencia son utilizados para determinar las estimaciones de demanda de potencia reactiva de las distintas barras del sistema.

### 4.4 Exportación

Otro aspecto considerado para la operación del sistema son los intercambios de energía eléctrica con los países vecinos a través del Sistema ANDE, los cuales se constituyen finalmente en cargas para el sistema de transmisión. Se adoptan los siguientes valores:

- Suministro al Sistema Norte Argentino (EMSA): actualmente en operación y con un suministro variable. Basado en antecedentes históricos se considera una venta de 25 MW, y teniendo como punto de interconexión a la Subestación Carlos Antonio López.

No se consideran otros intercambios, ya que actualmente no se cuentan con contratos activos.

Eventuales intercambios adicionales de exportación deberán ser analizados en forma específica.

## 5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS

El detalle de las configuraciones adoptadas para el análisis del SIN en el periodo de estudio se presenta a continuación:

### 5.1 Configuración Normal

En la configuración normal, se evalúa el desempeño del sistema de transmisión considerando la disponibilidad de todos los elementos (líneas, transformadores, compensadores de reactivos, reactores y banco de capacitores).

Se considera la configuración del SIN con las centrales de Itaipú, Yacyretá y Acaray operando todas en forma sincronizada, e interconectado con los sistemas de Brasil (a través del convertidor de corriente continua HVDC de Furnas) y Argentina (a través de la CH Yacyretá). Esta configuración es posible, atendiendo a la disponibilidad del vínculo en 500 kV entre ambas centrales, conformado por la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, así como la puesta en servicio del sistema de control, denominando Esquema de Control de Contingencias de la ANDE (ECCANDE), implementado a fin tomar las medidas de control que aseguran la estabilidad del sistema ante contingencias que puedan aparecer en la interconexión.

Con la operación interconectada se logra una optimización en la utilización de la infraestructura de transmisión, además de una mayor flexibilidad operativa y aumento de la confiabilidad del Sistema, con lo cual se tiene una mayor seguridad en el suministro.

### 5.2 Configuración con Red Incompleta

Un criterio de planificación normalmente utilizado con el objetivo de garantizar ciertos niveles mínimos de confiabilidad en el sistema es el *Criterio N – 1*, el cual contempla el fuera de servicio de un solo elemento de la red por vez. En este sentido, la configuración con red incompleta adoptada para los estudios considera la indisponibilidad o ausencia por tiempo prolongado de algún componente de la red. Consecuentemente, es aceptable considerar la posibilidad de reconfiguración del sistema, ya que el lapso de indisponibilidad es de duración prolongada, por ejemplo, días. No se considera el desempeño del sistema en el lapso de corta duración, por ejemplo, segundos, posteriores a la ocurrencia de la contingencia, lo cual corresponde a un análisis de operación del sistema. Las condiciones más severas analizadas corresponden a indisponibilidades de líneas de transmisión de 220 y 500 kV de los troncos principales de transmisión, las cuales tienen mayor impacto en el sistema. En este sentido, en el corto plazo, en caso de la pérdida de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, o de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, se estaría perdiendo el vínculo en 500 kV entre las centrales de Itaipú y Yacyretá, condición ante la cual se hace necesario abrir la interconexión entre dichas centrales debido a restricciones de estabilidad dinámica del sistema. Ante esta situación, se vuelve evaluar la capacidad de transmisión del sistema en una configuración operativa de dos subsistemas separados:

- **El Subsistema 1 (SS1)**, alimentado por las CHs de Itaipú y Acaray, operando en paralelo con el sistema Brasileño, y
- **El Subsistema 2 (SS2)**, alimentado por la CH de Yacyretá, operando en paralelo con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Si bien, para cada año se busca aquella configuración que permita atender la mayor demanda posible en caso de requerirse la separación del sistema, en general se tiene que el SS1 atiende a los Sistemas Este, Central, Norte, Oeste y parte del Metropolitano del SIN, en tanto que el SS2 atiende al Sistema Sur y parte del Metropolitano.

Atendiendo a las capacidades actuales y a los plazos requeridos para la culminación de importantes refuerzos en 500 kV, se adopta la premisa que el sistema esté en condiciones de soportar el *Criterio N – 1* en el tronco de transmisión en 500 kV para la segunda mitad del periodo analizado, llegándose inclusive a no requerirse más la separación del sistema dentro del periodo de estudio.

## **6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN**

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Transmisión, se tiene el Plan de Obras para el periodo 2024 – 2033, en donde se listan las obras recomendadas para atender el sostenido crecimiento de la demanda del SIN adoptado.

El Plan de Obras de Transmisión presenta como un listado cronológico de las obras, indicándose las principales características tales como: capacidad de los transformadores, líneas de transmisión y longitudes aproximadas de éstas, así como una breve descripción del proyecto.

Asimismo, se incluye la fecha recomendada de puesta en servicio de las respectivas obras, cuya definición, a más de la conveniencia desde el punto de vista del desempeño técnico, toma en cuenta el grado de avance de las obras de refuerzo en ejecución y el estado de gestión y disponibilidad de financiamiento en el corto plazo. De esta forma, hasta el año 2024, prácticamente se incluyen solamente aquellas obras con financiamiento asegurado, ya sea externo o interno, o aquellas que responden a potenciales sobrecargas importantes en el corto plazo.

Por otro lado, se incluyen además los respectivos costos estimados. Dichos costos deben ser considerados como referenciales, apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras.

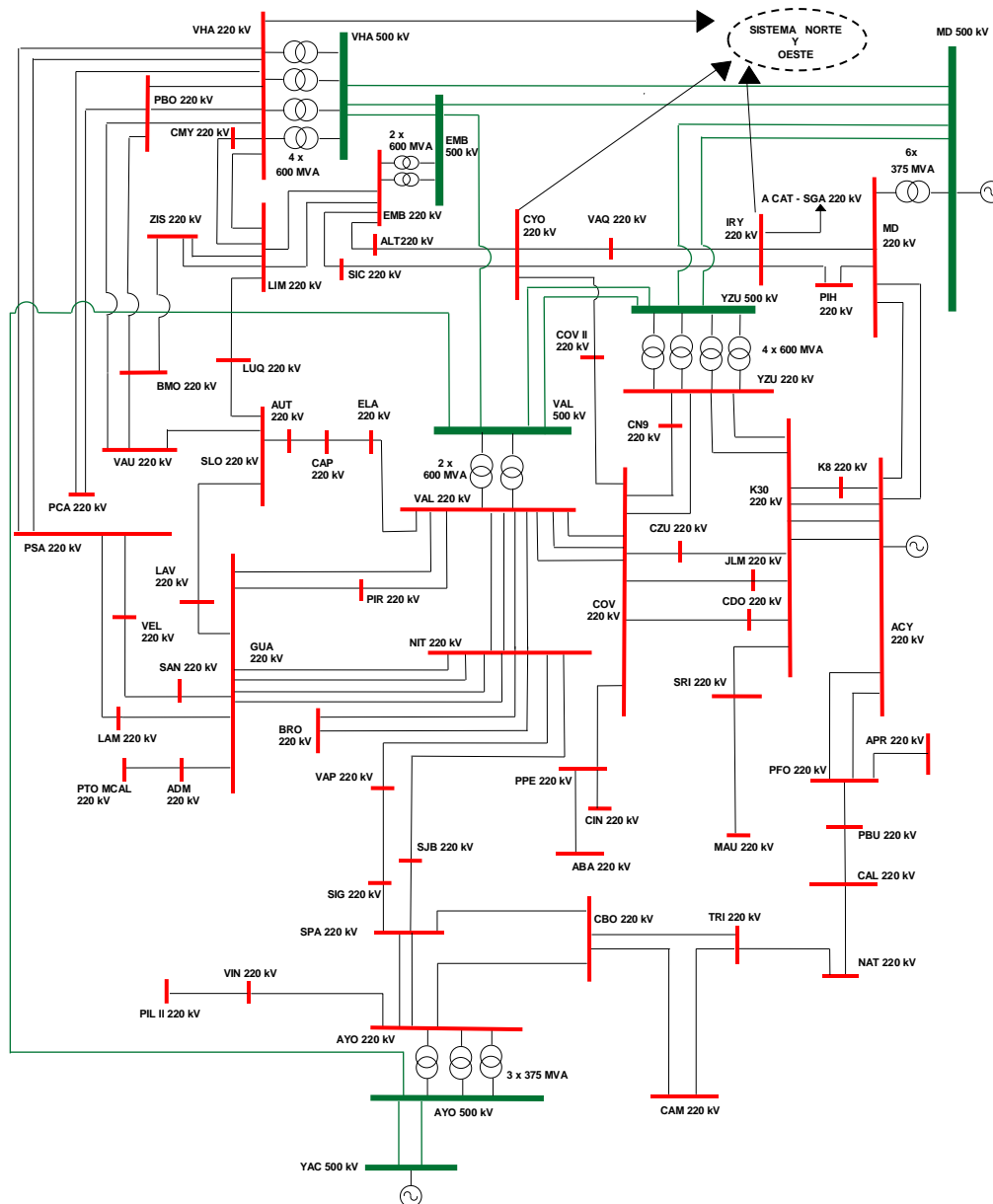
En el Anexo 2, se presenta el Plan de Obras de Transmisión para el periodo 2024 – 2033, por Sistema y por tipo de obra.



- Ampliación de la Subestación Ayolas con el montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2025).
- LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km) doble terna, con una capacidad de 2000 MVA por terna (año 2025). Primera etapa – Cableado de una sola terna.
- LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (360 km), segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2026).
- Subestación Emboscada 500 kV, con una capacidad de transformación de 500/220 kV - 2 x 600 MVA (año 2027).
- Repotenciación en la Subestación Yguazú 500 kV con dos bancos de transformadores de 600 MVA (año 2027).

Por su parte, entre los refuerzos de 220 kV que mayor impacto tienen a nivel sistémico se puede citar a:

- Recapitación de la LT 220 kV Carayaó - San Estanislao (año 2024).
- LT 220 kV Villa Hayes – Villa Real (200 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Villa Real – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km), simple terna (año 2026).
- Recapitación de la LT 220 kV Cnel. Oviedo – Cnel. Oviedo II – Carayaó (año 2025).
- Reconstrucción en doble terna de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2025).
- LT 220 kV Vallemí II – Carmelo Peralta (95 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Loma Plata – La Patria (231 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Ayolas – Villalbín (120 km) (año 2026).
- LT 220 kV Villalbín – Pilar II (60 km) (año 2026).
- LT 220 kV Santa Rita – Paranambú (45 km), simple terna (año 2030).



**Figura 4.** Configuración del Tronco de Transmisión planificado, Año 2027.

Asimismo, pueden resaltarse importantes obras de transmisión dentro del Sistema Metropolitano, que permiten evacuar adecuadamente la potencia inyectada desde las Subestaciones de Villa Hayes, Emboscada y Valenzuela 500 kV, pudiendo destacarse las siguientes obras:

- LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico – Parque Caballero (nuevo circuito), doble terna (año 2024).
- LT 220 kV doble terna Limpio – Zárate Isla (16 km), (año 2025).
- LT 220 kV San Lorenzo – Villa Aurelia (9 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Barrio Molino – Villa Aurelia (8 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (85 km), doble terna (año 2025).
- LT 220 kV Zárate Isla – Barrio Molino (13 km), subterránea (año 2027).
- LT 220 kV Emboscada – Limpio (10 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Valenzuela – Nueva Italia (65 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Nueva Italia – Guarambaré (20 km) doble terna (año 2027).

En la Tabla 4 y Tabla 5, se presentan los niveles de cargas previstos en componentes del sistema de transmisión en 500 y 220 kV del SIN, respectivamente.

**Tabla 4** - Carga prevista en la red de 500 kV del SIN en condiciones normales – Periodo 2024 – 2028.

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2024	2025	2026	2027	2028
Red de 500 kV	M. Derecha - V. Hayes	2215	1091	770	658	681	721
	M. Derecha - Emboscada	2215	-	-	-	681	766
	M. Derecha - Yguazú	2215	508	915	817	916	827
	Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	794	736	711	735	785
	Yguazú - Valenzuela	2215	-	548	476	487	547
	Valenzuela - Emboscada	2215	-	-	-	629	736
	Emboscada - V. Hayes	2215	-	-	-	366	500
	Emboscada - Horqueta	2215	-	-	-	-	378
	Transf. (1) - MD 500/220 kV	375	324	299	272	262	224
	Transf. (1) - AYO 500/220 kV	375	336	236	243	238	228
	Transf. (1) - VHA 500/220 kV	600	498	395	481	361	388
	Transf. (1) - YZU 500/220 kV	600	512	375	359	234	169
	Transf. (1) - VAL 500/220 kV	600	228	497	549	511	440

**Tabla 5** - Carga prevista en la red de 220 kV del SIN en condiciones normales – Periodo 2024 – 2028.

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2024	2025	2026	2027	2028
Este	M. Derecha - Acaray	667	201	220	270	264	288
	M. Derecha - P. Industrial	550	506	482	444	453	226
	Acaray - KM 8 / KM 30	550	28	57	103	104	101
	Acaray - P. Franco	550	167	147	153	157	160
	P. Franco - Paranambú	180	109	93	96	96	88
	P. Franco - Alto Paraná	350	134	124	134	129	135
	Yguazú - KM 30	550	269	165	160	242	222
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	165	106	107	119	112
	KM 30 - J.L. Mallorquín	229	177	118	111	119	111
	KM 30 - S. Rita	350	38	74	77	78	167
	S. Rita - Paranambú	350	-	-	-	-	-
Itakry - Catueté	300	64	82	85	99	95	
Central	C. Oviedo - Carayaó	200	150	254	173	175	102
	Carayaó - S. Estanislao	250	312	335	212	221	134
	C. Oviedo - Paso Pé	240	187	182	185	189	52
	S. Rita - Tuparendá - C. Indep.	350	-	-	-	-	-
Sur	Valenzuela - C. Oviedo	305	134	34	56	36	81
	Ayolas - S. Patricio	375	189	203	208	195	205
	Ayolas - C. Bogado	350	167	175	183	188	201
Norte	C. Bogado - Cambyretá	180	175	77	83	89	96
	S. Rosa - Horqueta	200	186	202	76	76	36
	Itakry - Jephyhy - C. Bado	300	179	186	137	140	101
Oeste	V. Hayes - V. Real	350	-	-	167	183	61
	V. Real - P. Colorado	350	-	-	83	96	111
Metropolitano	Vallemí - L. Plata	240	83	100	25	28	48
	Valenzuela - E. Ayala	350	288	221	221	185	218
	Valenzuela - Pirayú	350	265	211	216	158	171
	Valenzuela - Guarambaré	550	-	179	187	140	155
	Valenzuela - Nueva Italia	550	-	-	-	140	155
	Emboscada - Limpio	650	-	-	-	239	337
	Limpio - Luque	350	145	104	106	201	308
	Limpio - Z. Isla	350	-	-	44	109	124
	V. Hayes - P. Botánico	400	192	216	236	204	177
	P. Botánico - V. Aurelia	350	166	199	224	209	138
	P. Botánico - B. Molino	350	116	203	226	171	161
	B. Molino - V. Aurelia	350	-	103	120	200	72
	Nueva Italia - Guarambaré	350	-	-	346	84	95
	V. Aurelia - S. Lorenzo	350	-	204	233	224	0
	Guarambaré - La Victoria	350	259	166	135	111	189
	Guarambaré - S. Antonio	250	115	136	119	138	150
	Guarambaré - Lambaré	250	117	94	74	89	102
V. Hayes - P. Sajonia	450	137	138	163	157	222	
P. Sajonia - Lambaré	250	127	91	111	116	207	

La Tabla 4 muestra que la línea de 500 kV más exigida hasta año 2025 es la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, alcanzando una carga de 1124 MVA en el 2024. De igual manera, a pesar de la entrada en

servicio de la Subestación Yguazú, los autotransformadores 500/220 kV – 375 MVA de la Subestación Margen Derecha muestran una carga sustancial en el año 2024, debido principalmente a las cargas de consumo intensivo. Sin embargo, estas cargas disminuyen con el aumento del despacho desde la Central Yacyretá, y principalmente con la incorporación del nuevo eje de transmisión en 500 kV, compuesto por las líneas Margen Derecha – Yguazú e Yguazú – Valenzuela.

Con respecto al sistema de 220 kV, indicado en la Tabla 5, en el Sistema Este, la entrada de la Subestación Yguazú 500 kV, la cual constituye en un nuevo punto de inyección de potencia a la red de 220 kV representa un alivio importante especialmente para la línea Margen Derecha – Acaray la cual opera bajo en condiciones normales, alcanzando apenas el 40 % de factor de utilización en el año 2026.

Sin embargo, es importante señalar que a pesar de la entrada de la Subestación Yguazú, persisten cargas significativas en la línea Margen Derecha - Parque Industrial- Hernandarias del sistema de 220 kV, principalmente por la entrada de importante cargas de naturaleza intensiva en la Subestación Parque Industrial Hernandarias. Esta situación indica la necesidad de explorar estrategias adicionales o soluciones complementarias para abordar este inconveniente, mediante configuraciones especiales en el tronco de transmisión de 220kV. Además, cabe mencionar que la incorporación de los clientes dedicados a la Criptominería está condicionada a la posibilidad de corte de suministro en los periodos de punta y fuera punta del sistema.

Por otro lado, para abordar estas restricciones, el Plan de Obras incorpora tecnologías avanzadas de control de potencia, de modo a mejorar la capacidad, la confiabilidad y la eficiencia de la transmisión. Dichas tecnologías son los dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems, por sus siglas en inglés), que permiten un control más flexible del flujo de potencia en las líneas de transmisión.

Estos dispositivos pueden instalarse en puntos estratégicos de la red eléctrica, como el eje de transmisión entre Yguazú y Hernandarias. Su implementación, proporcionará un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión, controlando los voltajes en los nodos críticos, modificando la impedancia de las líneas de transmisión, o bien controlando el ángulo de fase al final de las líneas.

En el Sistema Central, se resalta la necesidad de recapacitar la línea Carayaó – San Estanislao, ya que la capacidad actual de 250 MVA de dicha línea no sería suficiente para atender la carga de la línea. Por su parte, en los Sistemas Sur, Norte, Oeste y Metropolitano se observan márgenes de cargabilidad de línea apreciables, salvo la actual línea Cnel. Oviedo – E. Ayala, futuramente Valenzuela – E. Ayala, la cual alcanza una carga de 300 MVA, llegando al 86 % de su factor de utilización en el año 2024.

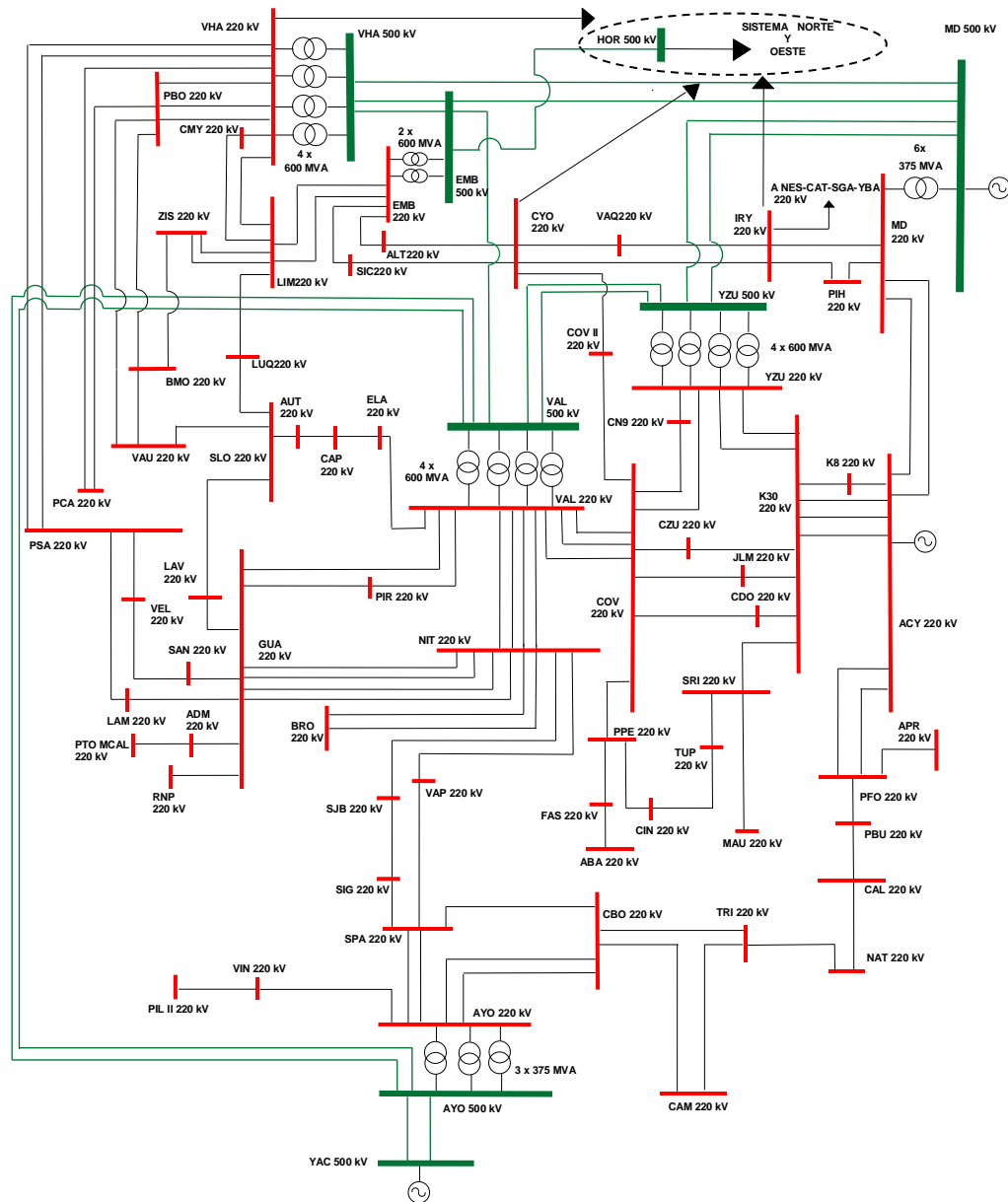
Con relación a las previsiones para el medio plazo (periodo 2029 – 2033), en la Figura 5 se observa la configuración del SIN planificada para el año 2029 destacándose que en este periodo se mantiene el plan de refuerzo de la red de 500 kV, con importantes obras como ser:

- Subestación Horqueta 500 kV, con una capacidad de transformación de 500/220 kV - 2 x 600 MVA (año 2028).
- LT 500 kV Emboscada – Horqueta (250 km) simple terna, con una capacidad de 2000 MVA (año 2028).
- Ampliación de la Subestación Valenzuela con el montaje del tercer y cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA cada uno (año 2029). Segunda etapa, cableado de la segunda terna LT 500 kV Yguazú – Valenzuela.
- LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (230 km), segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2029).

En cuanto a refuerzos de 220 kV se pueden destacar:

- LT 220 kV Santa Rita – Tuparendá – Colonia Independencia (115 km), simple terna (año 2028).
- LT 220 kV Cruce Douglas - Teniente Esteban Martínez (80 km), simple terna (año 2028).
- LT 220 kV Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km), simple terna (año 2028).





**Figura 5.** Configuración del Tronco de Transmisión planificado, Año 2029.

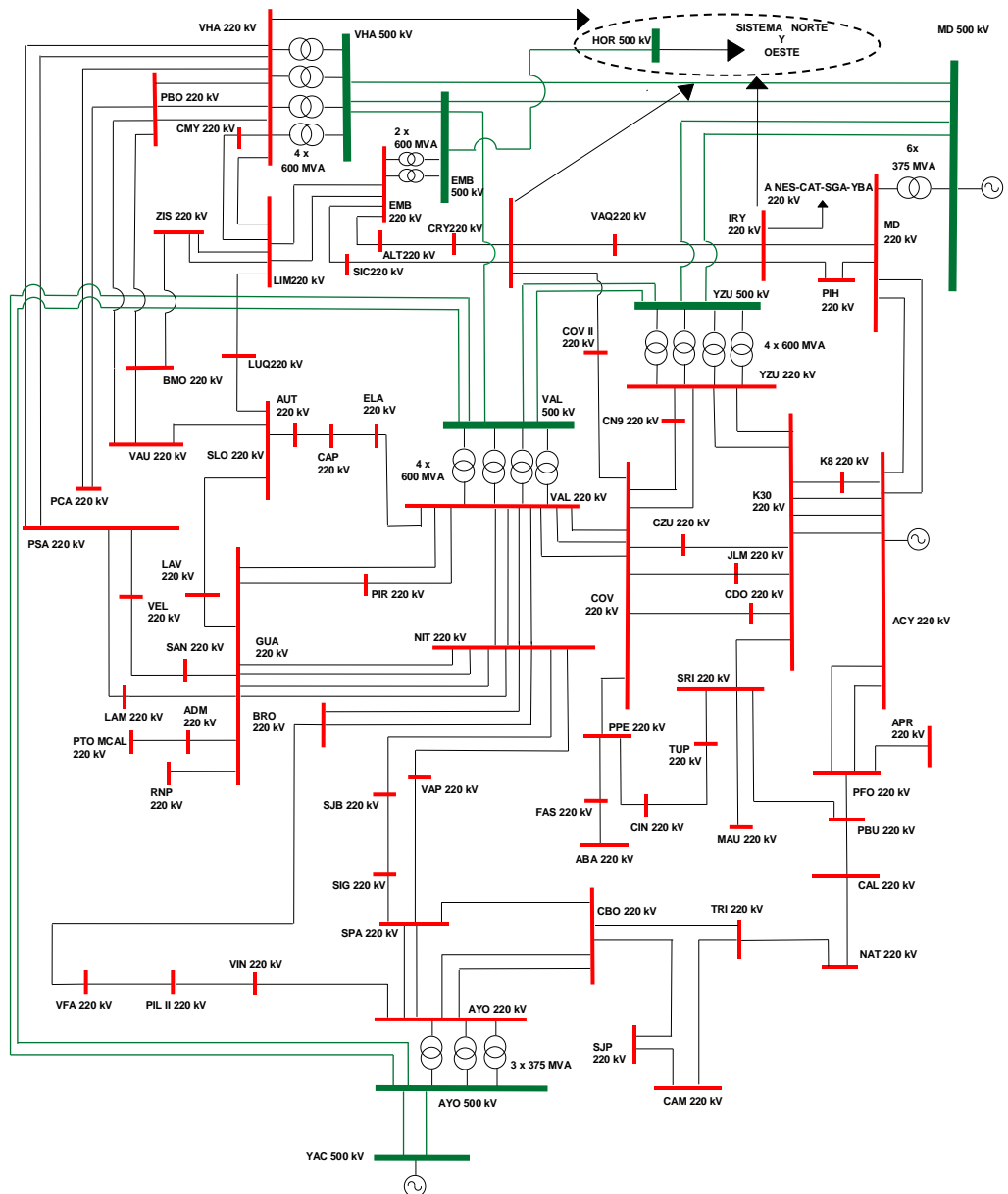
Con relación a la configuración del SIN planificada para el 2033, en la Figura 6 se observa el diagrama esquemático de la red principal de transmisión, año para el cual se estaría completando el proyecto de refuerzo de la red de 500 kV consistente en un tronco de transmisión en 500 kV con 4 líneas desde la CH Itaipú y 2 líneas desde la CH Yacretá hasta el Sistema Metropolitano.

Se puede destacar que la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (2° circuito) dentro del Plan Maestro tiene el objetivo principal de aumentar la confiabilidad del sistema. Sin dicho segundo circuito, el Sistema Metropolitano tendría un único vínculo en 500 kV con la Subestación Ayolas, por lo que el fuera de servicio por contingencia de la actual línea Ayolas – Villa Hayes, a ser seccionada en Valenzuela, implicaría la necesidad de separar el SIN en dos subsistemas nuevamente por problemas de estabilidad dinámica, ante la debilidad de un vínculo exclusivamente en 220 kV entre las Centrales de Itaipú y Yacretá, lo cual acarrea la necesidad de recurrir a cortes de carga. De esta forma, la disponibilidad de un segundo circuito, permitiría evitar la actuación de los esquemas de control de contingencias (ECCANDE), aumentándose así la confiabilidad del suministro y la robustez de la red.

Por su parte, en el 2028, se incluye la construcción de la Subestación Horqueta 500 kV con una capacidad de transformación de 500/220 kV - 2 x 600 MVA, junto con la LT 500 kV Emboscada – Horqueta (250 km). Este refuerzo busca dar una solución de largo plazo a los problemas de capacidad de transmisión al Sistema

Norte y Oeste, lo cual se manifiesta a través dificultades en la regulación de tensión y ajustados márgenes de estabilidad de tensión cuando se tiene un sistema enteramente en 220 kV. Por otra parte, vista la previsión de medio y largo plazo de nuevas fuentes de generación solar fotovoltaica, y considerando que el Chaco Paraguayo es la zona de mayor potencial solar, resulta conveniente contar con una infraestructura eléctrica suficiente para el aprovechamiento de dichas fuentes de energía en el SIN.

Por otra parte, en cuanto a la expansión del sistema hacia zonas poco abastecidas, se puede destacar la construcción de importantes líneas de 220 kV en el Chaco Paraguayo, previéndose la alimentación a las futuras subestaciones de, Arrocera, Cruce Douglas, Tte. Esteban Martínez y Cruce Don Silvio para el año 2028, y las subestaciones Toro Pampa, Agua Dulce para el año 2032, así como la subestación Fortín Gral. Diaz para el año 2033.



**Figura 6.** Configuración del Tronco de Transmisión planificado, Año 2033.

En la Tabla 6 siguiente, se indican los valores de carga en líneas de transmisión de la red de 500 kV, así como en los autotransformadores 500/220 kV de las distintas subestaciones del SIN. En general, puede apreciarse que las líneas de 500 kV alcanzan el final del periodo de análisis con márgenes importantes con

respecto a sus capacidades nominales, lo cual es consistente y necesario a fin de poder satisfacer con el *Criterio N – I* en la red de 500 kV para final del periodo.

**Tabla 6** - Carga prevista en la red de 500 kV del SIN en condiciones normales – Periodo 2029 – 2033.

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2029	2030	2031	2032	2033
Red de 500 kV	M. Derecha - V. Hayes	2215	777	789	834	862	915
	M. Derecha - Emboscada	2215	828	839	889	913	972
	M. Derecha - Yguazú	2215	923	924	990	1025	1153
	Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	473	458	442	418	369
	Yguazú - Valenzuela	2215	648	641	689	688	739
	Valenzuela - Emboscada	2215	687	678	713	674	682
	Emboscada - V. Hayes	2215	499	488	510	366	378
	Emboscada - Horqueta	2215	372	372	394	398	427
	Transf. (1) - MD 500/220 kV	375	232	233	241	240	237
	Transf. (1) - MD 500/220 kV	375	203	210	224	235	258
	Transf. (1) - VHA 500/220 kV	600	388	396	419	375	392
	Transf. (1) - YZU 500/220 kV	600	168	159	171	171	210
	Transf. (1) - VAL 500/220 kV	600	295	297	308	336	339
	Transf. (1) - EMB 500/220 kV	600	361	366	376	336	350
Transf. (1) - HOR 500/220 kV	600	149	153	167	182	195	

**Tabla 7** - Carga prevista en la red de 220 kV del SIN en condiciones normales – Periodo 2029 – 2033.

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2029	2030	2031	2032	2033
Este	M. Derecha - Acaray	667	293	297	305	262	243
	M. Derecha - P. Industrial	400	236	231	242	255	274
	Acaray - KM 8 / KM 30	550	136	129	129	110	105
	Acaray - P. Franco	550	167	195	206	215	223
	P. Franco - Paranambú	180	88	138	147	151	155
	P. Franco - Alto Paraná	350	144	142	141	144	149
	Yguazú - KM 30	550	223	203	218	205	45
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	110	112	120	128	129
	KM 30 - J.L. Mallorquín	229	108	113	119	128	136
	KM 30 - S. Rita	350	173	144	150	157	172
Central	S. Rita - Paranambú	350	-	46	43	47	48
	Itakyry - Nueva Esp. - Catueté	300	102	105	111	119	123
	C. Oviedo - Oviedo II - Carayaó	350	124	112	120	173	185
	Carayaó - S. Estanislao	350	149	157	165	163	176
Sur	C. Oviedo - Paso Pé	240	60	49	45	39	33
	S. Rita - Tuparendá - C. Indep.	350	98	109	115	120	132
	Valenzuela - C. Oviedo	305	63	74	86	80	95
Norte	Ayolas - S. Patricio	375	170	173	182	185	187
	Ayolas - C. Bogado	350	199	214	230	240	255
	C. Bogado - Cambyretá	350	102	101	107	113	123
Oeste	S. Rosa - Horqueta	200	35	24	36	38	44
	Itakyry - Jepopyhy - C.Bado	300	112	114	119	120	133
Metro- politano	V. Hayes - V. Real	350	66	69	76	86	94
	V. Real - P. Colorado	350	121	126	138	144	161
	Vallemí - L. Plata	240	51	57	63	67	75
	Valenzuela - Nueva Italia	550	193	197	209	213	219
	Valenzuela - E. Ayala	350	253	261	274	263	277
	Valenzuela - Pirayú	350	216	218	232	232	241
	Nueva Italia - Guarambaré	350	124	118	129	118	127
	Emboscada - Limpio	550	345	349	357	326	342
	Limpio - Luque	350	256	267	278	194	204
	Limpio - Z. Isla	350	137	144	141	145	152
	V. Hayes - P. Botánico	400	190	192	208	239	252
	P. Botánico - V. Aurelia	350	149	141	158	220	209
	P. Botánico - B. Molino	350	174	162	180	215	203
	B. Molino - V. Aurelia	350	63	83	57	133	133
	V. Aurelia - S. Lorenzo	350	0	0	0	200	150
	Guarambaré - La Victoria	350	216	240	240	212	217
	Guarambaré - S. Antonio	450	159	161	165	198	206
Guarambaré - Lambaré	450	108	107	115	140	141	
V. Hayes - P. Sajonia	450	197	203	206	170	169	
P. Sajonia - Lambaré	250	154	165	144	96	105	

En la Tabla 7 se observan los valores de carga en líneas de transmisión de la red de 220 kV del SIN. En general, puede apreciarse estas líneas tienen importantes márgenes de carga con respecto a sus respectivas capacidades nominales, exceptuando las LT 220 kV Presidente Franco – Paranambú, Limpio – Luque y Puerto Sajonia - Lambaré, las cuales presentan un factor de utilización superior al 80%. Dicha situación se

debe a la importante cantidad de carga concentrada sobre dichos tramos de línea, los cuales abastecen a zonas importantes del Sistema Este y Metropolitano respectivamente. Los refuerzos introducidos entre las SE Valenzuela y Guarambaré garantizan la correcta inyección de potencia desde Valenzuela al Sistema Metropolitano. Por otro lado, este Plan de Obras también analiza el seccionamiento de las líneas de transmisión provenientes de la SE Kilómetro 30 hacia el Sistema Central (SE Coronel Oviedo), siempre que las condiciones así lo requieran.

### 7.1.2 Evaluación de reactivos del sistema

Los dispositivos de compensación reactiva proveen una capacidad de inyección dinámica y controlable, la cual permite regular la tensión en distintos puntos del Sistema, así como aumentar la capacidad de transmisión del mismo.

Los siguientes equipos son considerados en el Sistema (existentes y futuros):

- Subestación Horqueta: Compensador estático de reactivo con una capacidad de  $-80/+150$  MVAR (existente). Se destaca, la puesta en servicio de los filtros capacitivos del antiguo Compensador en 66 kV de San Lorenzo, en las barras de 66 kV de Horqueta (2 X 25 MVAR).
- Subestación Guarambaré: Sistema estático de compensación reactiva con una capacidad de  $-120/+300$  MVAR (existente). Dicho equipo está compuesto por una rama dinámica de  $-120 / +140$  MVAR y dos bancos de capacitores maniobrables de 80 MVAR. Adicionalmente, se cuenta con dos bancos de capacitores maniobrables de 80 MVAR cada uno, con lo cual se dispone de una capacidad total de compensación capacitiva de 460 MVAR en dicha subestación.
- Subestación Limpio: Compensador estático de reactivo con una capacidad de  $-150 / +250$  MVAR (existente). Atendiendo a que en el periodo este compensador estaría alcanzando más de 20 años de servicio, en el Plan de Obras se prevé la ejecución de obras de retrofit del mismo, las cuales permitirán extender la vida útil y disponibilidad del citado equipo de compensación.
- Subestación San Lorenzo: Instalación de un compensador estático de reactivo en 220 kV de  $-100 / +100$  MVAR, con tecnología STATCOM, y dos ramas maniobrables de 80 MVAR cada una, disponiéndose de una capacidad total de  $-100 / +260$  MVAR en 220 kV. Adicionalmente, se dispondrá de 2 bancos de capacitores maniobrables en 66 kV de 50 MVAR cada uno. La obra de instalación del nuevo compensador estático estaría culminada para el año 2024 y la misma es ejecutada ante el fin de vida útil y obsolescencia del anterior compensador estático de reactivos instalado en la barra de 66 kV de dicha subestación.
- Subestación Loma Plata: compensador estático de reactivo con una capacidad de  $-80 / +150$  MVAR previsto para el año 2025. Dicho compensador resulta necesario a fin de dar suficiente soporte de reactivo y control de tensión a la zona del Chaco Central, la cual, debido a las importantes longitudes de transmisión presentan dificultades en el control de tensión, principalmente en caso que el sistema sea abastecido exclusivamente en 220 kV.
- Subestación Cerro Corá: se prevé la instalación de un Banco de Capacitores Maniobrable de 40 MVAR en 220 kV para el año 2028. Dicho banco está destinado a dar soporte reactivo al Sistema Norte ante la contingencia de la LT 500 kV Emboscada – Horqueta.

Por su parte, con relación a los requisitos de compensación reactiva inductiva, en el listado de Plan de Obras se incluyen las necesidades de instalación de reactores, destacándose varios reactores en 220 kV, todos estos asociados principalmente a la construcción de líneas de transmisión de 220 kV de largas distancias en el Sistema Oeste.

En las Tablas 8 y 9, se muestran las inyecciones de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivos del Sistema, así como la capacidad nominal de los bancos de capacitores maniobrables conectados en los correspondientes casos de flujo de potencia, punta del sistema, para los periodos 2024 – 2027 y 2028 – 2033 respectivamente. Asimismo, se indica el factor de utilización, definido como la relación entre la potencia reactiva inyectada y la potencia máxima capacitiva, de las ramas dinámicas.

En todo el periodo 2024 – 2033, puede apreciarse que los recursos de compensación se encontrarían operando con márgenes adecuados y suficientes para reaccionar ante eventuales contingencias en la red de 500 kV. Esto es el resultado del conjunto de obras incorporadas dentro del Plan, las cuales permitirían que

todos estos equipos operen con márgenes de compensación reactiva apreciables, con lo cual se asegura una adecuada regulación de tensión, y el soporte de reactivos ante contingencias o perturbaciones en el sistema.

**Tabla 8** -Potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo y Factor de Utilización  
Condiciones Normales – Caso Punta – Periodo 2024– 2028

			Reactivo (MVar)				
	CER / Bancos	Nominal	2024	2025	2026	2027	2028
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100	76	53	88	95	17
	Limpio	-150 / +250	159	15	13	41	27
	Guarambaré	-160 / +140	46	49	106	80	22
	Horqueta	- 80 / +150	47	44	71	76	43
	Loma Plata	- 80 / +150	-	-	82	62	63
Banco de Capacitores Maniobrables	Horqueta 66 kV	+2 x 25	50	50	50	50	0
	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	0	0	0	0	0
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	0	0	0	0	0
	Guarambaré	+4 x 80	320	320	320	160	160
	Cerro Corá	+1 x 40	0	0	0	0	0

			Factor de Utilización				
	CERs	Nominal	2024	2025	2026	2027	2028
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	76%	53%	88%	95%	17%
	Limpio	250	64%	6%	5%	17%	11%
	Guarambaré	140	33%	35%	76%	57%	15%
	Horqueta	150	31%	30%	47%	51%	28%
	Loma Plata	150	-	-	55%	42%	42%

**Tabla 9** - Potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo y Factor de Utilización  
Condiciones Normales – Caso Punta – Periodo 2029 – 2033

			Reactivo (MVar)				
	CER / Bancos	Nominal	2029	2030	2031	2032	2033
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100	25	1	34	58	72
	Limpio	-150 / +250	23	4	37	66	75
	Guarambaré	-160 / +140	30	33	22	33	133
	Horqueta	- 80 / +150	87	87	88	89	89
	Loma Plata	- 80 / +150	48	45	36	42	45
Banco de Capacitores Maniobrables	Horqueta 66 kV	+2 x 25	0	0	0	50	50
	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	0	0	0	0	0
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	0	0	0	0	160
	Guarambaré	+4 x 80	160	320	320	320	320
	Cerro Corá	+1 x 40	0	0	0	0	0

			Factor de Utilización				
	CERs	Nominal	2029	2030	2031	2032	2033
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	25%	1%	34%	58%	72%
	Limpio	250	9%	2%	15%	26%	30%
	Guarambaré	140	22%	23%	15%	23%	95%
	Horqueta	150	58%	58%	58%	59%	59%
	Loma Plata	150	32%	30%	24%	28%	30%

Por otra parte, cabe resaltar que, adicionalmente a las importantes obras de compensación en forma concentrada en alta tensión indicadas precedentemente, el Plan de Obras prevé la instalación de bancos de capacitores en 23 kV en las distintas subestaciones del Sistema, de forma a acompañar el crecimiento de la demanda, manteniéndose factores de potencia aceptables en los transformadores de potencia que alimentan al sistema de distribución, optimizándose de esta forma la utilización de la capacidad de dichos transformadores. El detalle de la compensación reactiva instalada por barras de 23 kV se presenta en el Anexo 4.

### 7.1.3 Evaluación del Margen de Carga (MC) del sistema

Otro aspecto considerado en el análisis realizado en estos estudios se refiere a la cargabilidad del sistema de transmisión en el periodo. Para ello, se trazan las curvas PV de forma a evaluar el margen de estabilidad del sistema, medido a partir del Margen de Carga Activa. Conforme al criterio adoptado, se busca que el sistema

cuenta con un Margen de Carga Mínimo del 5%, con lo cual se busca que el sistema se encuentre en puntos operativos suficientemente seguros con respecto al punto de crítico de colapso de tensión.

Las siguientes tablas, muestran los correspondientes márgenes de carga activa para los casos de punta, con configuración normal del Sistema, obtenidos para un aumento de carga uniforme en todo el sistema.

**Tabla 10**–Margen de Carga Activa (Curva PV) – Periodo 2023 –2027

Años	Carga Base del Año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2023*	4386,55	4636,69	5,70
2024	4742,35	5196,75	9,58
2025	5256,62	6408,21	21,91
2026	5581,96	6888,13	23,40
2027	5844,65	7284,69	24,64

\* Corresponde a sumatoria de cargas de 23 y 66 kV

\*Año base

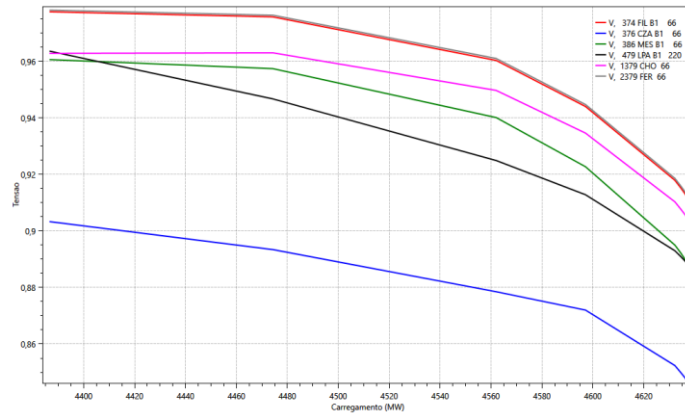
**Tabla 11**–Margen de Carga Activa (Curva PV) – Periodo 2028 – 2033

Años	Carga Base del Año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2028	5424,96	6678,08	23,10
2029	5703,19	6944,66	21,77
2030	5995,48	7341,82	22,46
2031	6302,18	7486,99	18,80
2032	6634,36	7828,54	18,00
2033	6975,3	7855,8	12,62

\* Corresponde a sumatoria de cargas de 23 y 66 kV

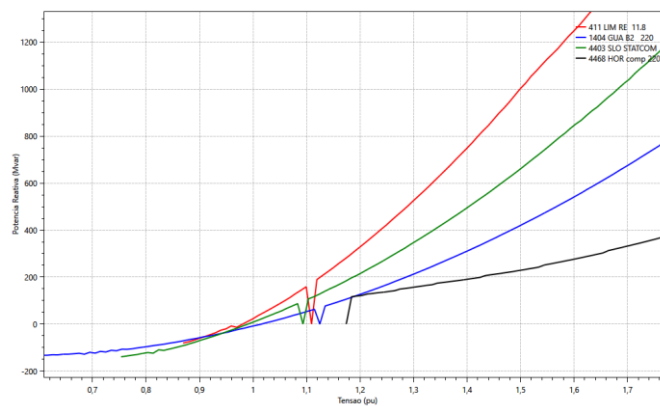
La Figura 7 muestra las curvas PV del sistema en el año 2023 (año tomado como referencia), considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. A excepción del inicio del periodo, puede apreciarse un aceptable Margen de Carga (MC), lo cual indica la seguridad operativa con respecto a la posible inestabilidad de tensión del sistema. No obstante, puede observarse que las áreas más susceptibles a problemas de estabilidad de tensión son el Chaco Central y Caazapá. En el caso del Chaco Central, la situación es originada por la larga distancia de transmisión, y siendo la zona más crítica desde el punto de vista de estabilidad de tensión, hasta la entrada del compensador estático en Loma Plata 220 kV, se deberá prever la instalación de bancos de capacitores maniobrables en 23 kV para paliar la situación de control de tensión.

En cuanto al caso de Caazapá, se tiene que el mismo se alimenta de forma radial desde Paso Pé en donde se prevé la repotenciación de dicha Subestación para una mayor capacidad de inyección de potencia a las Subestaciones que se alimentan desde ella.



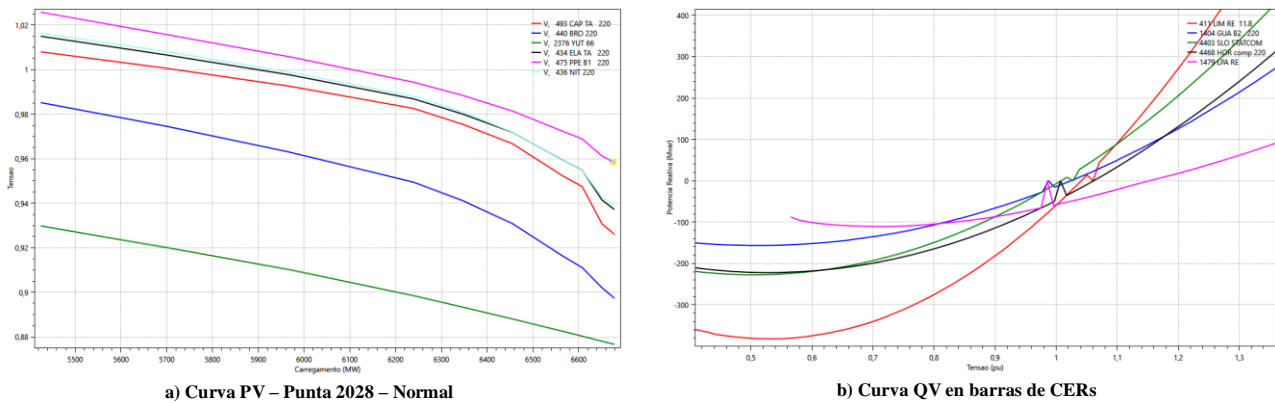
**Figura 7.** Curvas PV – Punta (corto plazo) – Condiciones normales

La Figura 8 muestra las curvas QV del año base de las barras de conexión de los compensadores de reactivos. Puede apreciarse, que las barras de Guarambaré, Limpio y San Lorenzo cuentan con un limitado margen reactivo, lo que denota la necesidad de ejecución de obras de manera a contar con una adecuada disponibilidad de dispositivos de compensación reactiva y de capacidad de transmisión hacia el Sistema Metropolitano. Por su parte, en la barra de Horqueta 220 kV, muestra que la transmisión a los Sistemas Norte y Oeste requiere de soporte reactivo para atender la demanda. Esto refuerza la necesidad de una compensación adicional en Loma Plata, de forma distribuir los recursos de compensación y permitir un incremento en la capacidad máxima de transferencia de potencia a la zona, la cual, debido a la significativa distancia de transmisión, se ve limitada por problemas de estabilidad de tensión.



**Figura 8.** Curvas QV – Punta (corto plazo) – Condiciones normales

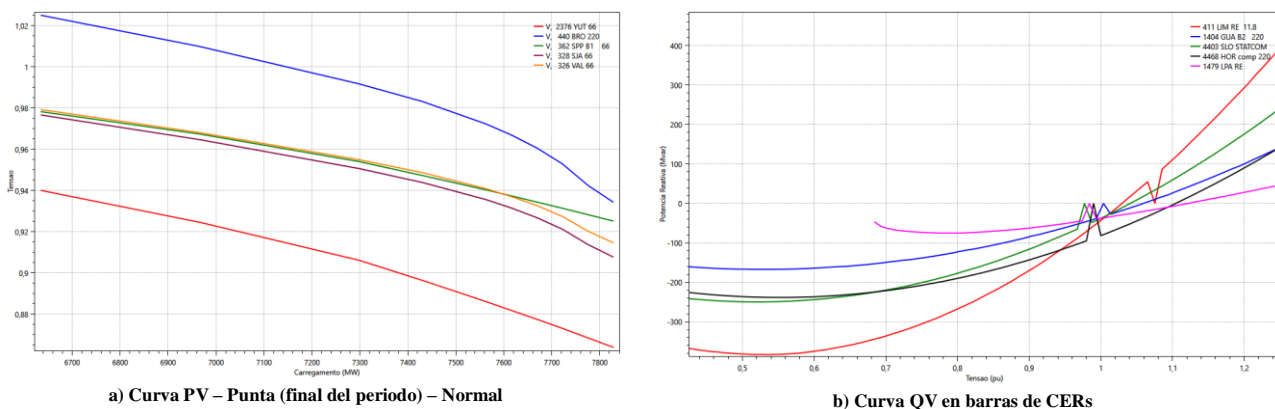
La Figura 9 muestra las curvas PV para el caso de punta 2028, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales, así como las curvas QV de las barras de inyección de los compensadores estáticos de reactivos.



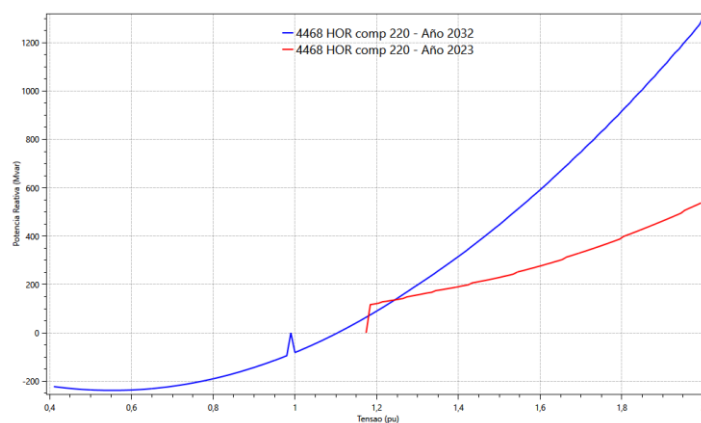
**Figura 9.** Curvas PV y QV – Punta 2028 – Condiciones normales

En las mismas, puede apreciarse el considerable Margen de Carga (MC) con que operaría el sistema. Además, del análisis de las curvas QV, puede observarse un mayor Margen de Carga Reactivo (MCR) para el Sistema Metropolitano. Por otro lado, se destaca el aumento del MCR que se tendría en la barra de Horqueta posterior al ingreso de la Línea de Transmisión 500 kV Emboscada – Horqueta, mediante el cual se consigue mayor soporte reactivo en la zona. A su vez, de la curva PV, puede apreciarse que la zona de Yuty 66 kV podría presentar problemas en cuanto a bajos niveles de tensión, debido a que el mismo se alimenta de forma radial desde San Pedro del Paraná.

En la Figura 10 siguiente, se presentan las curvas correspondientes al final del periodo. En las mismas se puede apreciar que la capacidad de carga del sistema de transmisión ha ido acompañando el crecimiento de la demanda como consecuencia de las obras que han sido incorporadas dentro del sistema como parte del Plan Maestro. Desde el punto de vista de estabilidad de tensión, se observa un comportamiento similar al del año 2028, en donde el Margen de Carga Reactiva (MCR) del Sistema aumenta conforme ingresan las obras, también se observa un comparativo en la barra de Horqueta al inicio vs al final del periodo, en el cual se refleja de manera puntual lo mencionado, donde al inicio del Plan de Obras, de estar en una situación crítica, se pasa a disponer de un MCR aceptable como consecuencia de las obras incorporadas. De igual forma, vuelve a observarse que el compensador de reactivos de Loma Plata se encontraría operando dentro de su límite, lo cual es un indicador que los refuerzos al Sistema Norte, en particular, el refuerzo en 500 kV a la zona de Horqueta, así como la LT 220 kV Villa Real – Pozo Colorado – Loma Plata, permiten ganar apreciables márgenes de carga en el sistema de transmisión. Por su parte, puede apreciarse que en la zona de Yuty podría seguir presentando problemas de bajos niveles de tensión, con la alimentación del mismo de forma radial desde San Pedro del Paraná. Por lo tanto, podría plantearse como solución la inserción de compensación reactiva en la Subestación Yuty.







c) Curva QV en barra de HOR 2023 vs 2032

**Figura 10.** Curvas PV y QV – Punta – Corto plazo vs mediano plazo

## 7.2 Análisis del SIN con red incompleta

Otro análisis usualmente desarrollado en estudios de planificación de sistemas eléctricos es la evaluación del desempeño ante la pérdida o indisponibilidad de uno de sus elementos, ya sea, línea de transmisión, transformador, generador o dispositivo especial, como compensadores estáticos de reactivo.

Dada la naturaleza de los sistemas eléctricos, y su exposición a agentes externos, como por ejemplo, condiciones atmosféricas desfavorables, es previsible la ocurrencia de eventos que producen la desconexión o indisponibilidad temporal de distintos equipamientos de la red. Por ello, en esta sección se evalúan las condiciones de operación del sistema de transmisión ante la ocurrencia de distintas contingencias del tipo *Criterio N – 1*.

Como fuera mencionado en los Criterios Técnicos adoptados, atendiendo a que el presente estudio es desarrollado con objetivos de planificación de largo plazo, en esta sección se busca determinar la capacidad de suministro de largo plazo, consecuentemente, se evalúa la capacidad del sistema de atender a la demanda analizada ante la indisponibilidad por tiempo prolongado de elementos de la red. En este marco, el análisis de contingencia desarrollado contempla la posibilidad de reconfiguración del sistema, admitiéndose la posibilidad de transferencia de carga de los puntos del sistema afectados por la contingencia hacia otras zonas aledañas con el objetivo de minimizar el impacto en la red.

Considerando que las contingencias que involucran a la red de 500 kV son las que mayor impacto producen en el sistema, afectando potencialmente a mayor número de usuarios, en esta sección se muestran en detalle los niveles de carga en el sistema ante indisponibilidad de las principales líneas de transmisión en 500 kV previstas en el Plan de Obras.

En el corto plazo, la indisponibilidad más severa constituye la pérdida de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. Asimismo, se evalúa la indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. En ambos casos, dicha indisponibilidad representaría la pérdida del vínculo en 500 kV entre las centrales de Itaipú y Yacyretá, condición ante la cual se hace necesario abrir la interconexión entre dichas centrales debido a restricciones de estabilidad dinámica del sistema. Ante esta situación, se vuelve a evaluar la capacidad de transmisión del sistema en una configuración operativa de dos subsistemas separados:

- **El Subsistema 1 (SS1)**, alimentado por las CHs de Itaipú y Acaray, operando en paralelo con el sistema Brasileño, y
- **El Subsistema 2 (SS2)**, alimentado por la CH de Yacyretá, operando en paralelo con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Para cada año se busca aquella configuración que permita atender la mayor demanda posible en caso de requerirse la separación del sistema, no obstante, se puede mencionar que en general el SS1 atiende a los Sistemas Este, Central, Norte, Oeste y parte del Metropolitano, en tanto que el SS2 atiende al Sistema Sur y parte del Metropolitano.

En el estudio no se evalúan ni consideran acciones de control de corto plazo requeridas por el sistema para evitar potenciales sobrecargas surgidas en forma inmediata y posteriores a la ocurrencia de la contingencia o

indisponibilidad, como ser la actuación del ECCANDE, es importante destacar que este esquema se encuentra actualmente en proceso de actualización a la versión 2. Dicho tipo de análisis son efectuados en el marco de estudios de operación del sistema.

No obstante, se aclara que, conforme a las premisas consideradas para el periodo 2024 – 2033, y atendiendo al importante nivel de demanda proyectado para el Sistema Interconectado Nacional, se ha establecido como premisa que el sistema esté en condiciones de soportar el Criterio N – 1 en el tronco de transmisión en 500 kV. Esto se busca con el propósito de mejorar los índices de confiabilidad del sistema, evitando así la necesidad de realizar acciones de control sistémicas que impliquen cortes de carga y garantizando un suministro estable a lo largo del periodo analizado.

## 7.2.1 Principales contingencias en la red de 500 kV

### 7.2.1.1 Indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes

Hasta el año 2024, la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes implicaría abrir la interconexión en 500 kV entre la CH Itaipú y la CH Yacyretá, lo cual impone la necesidad de volver a operar el SIN en dos subsistemas eléctricos ante tal condición. Ante esta condición, se hace necesario aumentar el suministro desde la CH Yacyretá, previéndose en los casos analizados alcanzar una inyección próxima a 1550 MW, valor considerado como referencia dado que correspondería al 50% de la capacidad de dicha Central. A partir del año 2024, considerando que dicho valor ya era alcanzado en el caso base, no se han considerado modificaciones en el intercambio EBY → ANDE. En configuración separada, de forma a que el SS2 alcance una demanda próxima a los 1550 MW, se requiere una importante reconfiguración operativa, principalmente dentro del Sistema Metropolitano, donde subestaciones tales como Villa Hayes, Puerto Botánico, Villa Aurelia, Lambaré, Pto. Sajonia, y otras, pasarían a ser abastecidas desde Yacyretá.

Ante la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, hasta el año 2024 se tendría la necesidad de efectuar algunos cortes de carga en punta con el fin de evitar sobrecargas en algunas líneas del sistema. Valores de cortes de carga estimativos se muestran en la Tabla 12 a continuación.

**Tabla 12** – Cortes de carga requeridos y Márgenes de Estabilidad de Tensión.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Años	Carga Base del Año [MW]* (A)	Carga atendida [MW]* (B)	Carga No Atendida [MW]* (C) = (A - B)	Límite de Carga del SIN [MW]* (D)	Margen de Carga [%] (E) = (D-B)/B
2024	4.742	3.960	783	4.237	7,0
2025	5.257	5.257	0	5.729	9,0
2026	5.582	5.582	0	6.419	15,0
2027	5.845	5.845	0	6.784	16,1
2028	5.425	5.425	0	6.310	16,3
2029	5.703	5.703	0	6.651	16,6
2030	5.996	5.996	0	6.998	16,7
2031	6.302	6.302	0	7.062	12,1
2032	6.634	6.634	0	7.379	11,2
2033	6.975	6.975	0	7.608	9,1

\* Corresponde a sumatoria de cargas en barras

Puede observarse que a partir del año 2025 se estaría soportando la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, sin requerimientos de cortes de carga en el sistema. Se resalta, además, que en los casos hasta el 2024, la expectativa de corte de carga dentro del SIN se encontraría limitado al 16% de la demanda total del SIN, valor considerado razonable. Asimismo, en dicha Tabla se muestra el cálculo del Margen de Carga (MC) de potencia activa del sistema, es relevante notar al inicio del Plan de Obras, este margen es inferior al 5%, sin embargo, en los años posteriores se observa un Margen de Carga (MC) superior al 5%, lo cual muestra que el sistema estaría operando en condiciones suficientemente seguras desde el punto la estabilidad de tensión como resultado de las acciones correctivas tomadas en el corto plazo, así

como por la incorporación de las obras propuestas en el Plan de Obras, las cuales se constituyen en soluciones adecuadas de largo plazo.

En la Tabla 13 se muestran los valores de carga de las principales líneas de 220 kV que superarían un nivel de carga del 90% con respecto a su capacidad nominal, de forma a visualizar los principales puntos de congestión que se tendrían en el sistema ante la condición operativa analizada.

**Tabla 13**–Estado de carga en líneas de la red de 220 kV con mayor factor de utilización. Indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)										Factor de Utilización (%)									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
P. Franco - Paranambú	180	91	93	96	97	88	88	149	157	164	173	51%	52%	53%	54%	49%	49%	83%	87%	91%	96%
Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	252	139	125	141	132	131	134	143	154	165	110%	61%	55%	61%	57%	57%	58%	63%	67%	72%
KM 30 - J.L. Mallorquín	229	281	157	132	143	132	131	137	145	158	169	123%	68%	57%	63%	58%	57%	60%	63%	69%	74%
C. Oviedo - Carayaó	200	224	119	159	160	97	118	107	113	193	207	112%	59%	79%	80%	49%	59%	53%	57%	97%	103%
Carayaó - S. Estanislao	250	234	233	225	235	157	174	184	194	187	201	94%	93%	90%	94%	63%	69%	73%	78%	75%	80%
Valenzuela - C. Oviedo	305	287	104	67	73	121	106	121	137	128	142	94%	34%	22%	24%	40%	35%	40%	45%	42%	46%
C. Bogado - Cambyretá	180	166	77	83	89	96	102	101	107	114	124	92%	43%	46%	49%	53%	57%	56%	60%	63%	69%
Valenzuela - E. Ayala	350	319	311	260	220	245	283	292	309	301	320	91%	89%	74%	63%	70%	81%	84%	88%	86%	91%
Guarambaré - La Victoria	350	328	266	190	172	221	249	269	274	261	266	94%	76%	54%	49%	63%	71%	77%	78%	74%	76%

Del análisis de los valores mostrados, se observa que en el año 2024 la principal restricción estaría asociada a la capacidad de inyección de potencia desde la Central Hidroeléctrica Itaipú. En consecuencia, sin cortes de carga, se podrían experimentar sobrecargas en los transformadores 500/220 kV de Margen Derecha. En el análisis se consideran (4) autotransformadores en operación, mientras que los otros dos se consideran desconectados por cuestiones operativas. Asimismo, se detectan niveles significativos de carga en la Línea de Transmisión (LT) 220 kV Yguazú – Coronel Oviedo.

Por otra parte, con la puesta en servicio de la Subestación Valenzuela, se empieza a observar un importante aumento en el factor de utilización de las líneas en 220 kV Valenzuela – Coronel Oviedo y Valenzuela – Eusebio Ayala.

Con relación a las líneas del Sistema Metropolitano con alto factor de utilización, la sobrecarga es originada por la importante inyección que va desde la SE Valenzuela hacia SE Guarambaré, y la superposición de ésta con el flujo requerido para atender a la demanda de la SE Pirayú. En virtud a esto, la situación es solucionada mediante la incorporación de las líneas de transmisión en 220 kV Valenzuela – Guarambaré y Valenzuela – Nueva Italia –Guarambaré, las cuales aseguran una adecuada capacidad de evacuación de potencia desde Valenzuela al resto del Sistema Metropolitano.

Las líneas de 220 kV Coronel Oviedo – Carayaó y Carayaó – San Estanislao presentan significativas sobrecargas. Estas sobrecargas se solucionarán mediante las obras de repotenciación respectivas de estas líneas.

Por su parte, un análisis de la congestión en la LT 220 kV Valenzuela – Eusebio Ayala, muestra que la misma es originada por el importante nivel de carga que tienen las subestaciones directamente alimentadas por la línea, es decir, las subestaciones existentes Eusebio Ayala y Capiatá y la futura SE Autódromo, en donde la suma de las respectivas cargas de éstas ya excede la capacidad nominal de la línea. Por ello, atendiendo a las dificultades socio-ambientales de intervenir sobre el trazado de dicha línea, una posible solución sería la operación en una configuración radial con recurso en dicha línea, con la apertura de la línea por ejemplo en su tramo Capiatá – Autódromo.

Con respecto a la situación de la línea Kilómetro 30 – Juan L. Mallorquín, los altos niveles de carga que se observan se deben a la superposición de un considerable flujo de potencia que atiende a las Subestaciones Mallorquín y Caaguazú (ambas sobre la misma línea) y la inyección de potencia transportada hacia el Sistema Metropolitano por la red de 220 kV ante la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. Esta situación es subsanada a medida que se introducen los refuerzos en 500 kV, en particular la LT Yguazú – Valenzuela y la LT Margen Derecha – Villa Hayes (2° circuito).

En la Tabla 14, a continuación, se muestran los niveles de carga esperados en líneas y transformadores de la red de 500 kV. En la misma, hasta el año 2026, la condición analizada implica la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (1° circuito), el cual, a partir del año 2027, con el seccionamiento y puesta en servicio de la SE Emboscada, pasa a constituirse en la LT 500 kV Margen Derecha – Emboscada.

**Tabla 14 – Estado de carga en líneas y transformadores de la red de 500 kV.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema**

LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)										Factor de Utilización (%)									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
M. Derecha - V. Hayes	2215	F/S	F/S	F/S	F/S	943	1015	1040	1108	1145	1229	F/S	F/S	F/S	F/S	43%	46%	47%	50%	52%	55%
M. Derecha - Emboscada	2215	-	-	-	-	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	-	-	-	-	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
M. Derecha - Yguazú	2215	523	1261	1006	1130	1033	1149	1155	1246	1288	1396	24%	57%	45%	51%	47%	52%	52%	56%	58%	63%
Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	835	688	685	712	761	450	431	411	386	331	38%	31%	31%	32%	34%	20%	19%	19%	17%	15%
Yguazú - Valenzuela	2215	-	-	634	660	701	816	825	889	906	987	-	-	29%	30%	32%	37%	37%	40%	41%	45%
Valenzuela - Emboscada	2215	-	-	-	-	1065	1032	1043	1107	1061	1110	-	-	-	-	48%	47%	47%	50%	48%	50%
Emboscada - V. Hayes	2215	-	-	-	-	433	445	417	436	254	260	-	-	-	-	20%	20%	19%	20%	11%	12%
Emboscada - Horqueta	2215	-	-	-	-	347	347	367	385	418	-	-	-	-	-	16%	16%	17%	17%	19%	
Transf. (1) - MD 500/220 kV	375	270	341	297	287	241	249	256	261	280	302	72%	91%	79%	77%	64%	66%	68%	70%	75%	81%
Transf. (1) - AYO 500/220 kV	375	336	251	251	244	232	207	215	230	242	269	90%	67%	67%	65%	62%	55%	57%	61%	65%	72%
Transf. (1) - VHA 500/220 kV	600	420	336	440	334	367	367	372	392	346	362	70%	56%	73%	56%	61%	61%	62%	65%	58%	60%
Transf. (1) - YZJ 500/220 kV	600	532	401	382	249	181	180	174	185	192	206	89%	67%	64%	42%	30%	30%	29%	31%	32%	34%
Transf. (1) - VAL 500/220 kV	600	0	529	571	530	452	302	305	317	349	360	0%	88%	95%	88%	75%	50%	51%	53%	58%	60%
Transf. (1) - EMB 500/220 kV	600	-	-	-	-	-	350	358	366	315	329	-	-	-	-	-	58%	60%	61%	52%	55%
Transf. (1) - HOR 500/220 kV	600	-	-	-	-	-	134	138	150	168	182	-	-	-	-	-	22%	23%	25%	28%	30%

En general, puede observarse que las líneas de 500 kV operarían todas dentro de sus capacidades nominales. Similar situación se daría con los transformadores 500/220 kV, salvo en el año 2024, donde las capacidades en Margen Derecha, Yguazú y Ayolas, alcanzarían sus límites si no se efectuaran cortes de carga.

Finalmente, en la Tabla 15 se muestra el monitoreo de los dispositivos de compensación reactiva del SIN. Se aprecia para el año 2024, los compensadores de San Lorenzo y Guarambaré podrían alcanzar niveles elevados de utilización, lo cual no resulta preocupante, atendiendo a que se observa también que el CER de Limpio tendría todavía capacidad remanente que podría ser utilizada. Del análisis, se desprende que, con las obras propuestas, el sistema contaría con recursos de compensación reactiva suficiente para atender la indisponibilidad analizada.

**Tabla 15 –Monitoreo de Dispositivos de Compensación Reactiva del SIN.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema**

	CER / Bancos	Nominal	Reactivo (MVar)									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100	41	56	10	21	47	54	39	77	2	10
	Limpio	-150 / +250	175	119	61	40	75	70	54	102	129	150
	Guarambaré	-160 / +140	30	75	13	8	29	75	38	91	54	47
	Horqueta	- 80 / +150	46	31	53	55	11	86	86	86	48	38
Banco de Capacitores Maniobrables	Loma Plata	- 80 / +150	-	-	78	58	58	39	33	23	34	35
	Horqueta 66 kV	+2 x 25	50	50	50	50	50	0	0	0	50	50
	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	160	160	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guarambaré	+4 x 80	320	320	320	320	160	160	320	320	320	320
Cerro Corá	+1 x 40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

	CERs	Nominal	Factor de Utilización									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	41%	56%	10%	21%	47%	54%	39%	77%	2%	10%
	Limpio	250	70%	47%	25%	16%	30%	28%	22%	41%	52%	60%
	Guarambaré	140	21%	53%	9%	6%	21%	53%	27%	65%	39%	34%
	Horqueta	150	31%	21%	35%	37%	7%	57%	57%	57%	32%	25%
	Loma Plata	150	-	-	52%	39%	39%	26%	22%	16%	23%	24%

### 7.2.1.2 Indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes

En este caso, se analiza el efecto de la indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas– Villa Hayes, la cual, a partir de su seccionamiento con la puesta en servicio de la Subestación Valenzuela, pasa a denominarse LT 500 kV Ayolas – Valenzuela.

Dicha condición implicaría en la apertura de la interconexión en 500 kV entre la CH Itaipú y la CH Yacyretá en el corto plazo, lo cual impone la necesidad de volver a operar el SIN en dos subsistemas eléctricos ante tal situación. De esta forma, en configuración separada, la CH Yacyretá pasaría a abastecer a una porción del SIN, compuesta por el Sistema Sur y parte del Metropolitano, quedando la inyección de potencia de Yacyretá al SIN limitada por la capacidad de la transformación 500/220 kV de la SE Ayolas, la cual sería de 2 x 375 MVA hasta dicho año. Asimismo, el SS1 debe ser configurado con vista a maximizar la inyección desde Itaipú, atendiendo a la limitación analizada desde Yacyretá. Por otro lado, con la puesta en servicio de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (2° circuito), sería factible mantener la configuración interconectada del SIN, atendiendo a la redundancia disponible desde el año 2029.

En este sentido, los resultados obtenidos muestran que, ante la indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, o Ayolas –Valenzuela según corresponda, resultaría posible atender la totalidad de la demanda, sin necesidad de recurrir a cortes de carga.

En la Tabla 17 se muestran los valores de carga de las principales líneas de 220 kV que superarían un nivel de carga del 90% con respecto a su capacidad nominal, de forma a visualizar los principales puntos de congestión que se tendrían en el sistema ante la condición operativa analizada.

Ante la indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, en principio no se tendría la necesidad de efectuar cortes de carga en punta. A seguir, se observa los valores del Margen de Carga para esta situación.

**Tabla 16** –Márgenes de Estabilidad de Tensión.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

Años	Carga Base del Año [MW]* (A)	Carga atendida [MW]* (B)	Carga No Atendida [MW]* (C) = (A - B)	Límite de Carga del SIN [MW]* (D)	Margen de Carga [%] (E) = (D-B)/B
2024	4.742	4.742	0	4.986	5,1
2025	5.257	5.257	0	6.160	17,2
2026	5.582	5.582	0	6.674	19,6
2027	5.845	5.845	0	7.011	20,0
2028	5.425	5.425	0	6.518	20,1
2029	5.703	5.703	0	6.809	19,4
2030	5.996	5.996	0	7.208	20,2
2031	6.302	6.302	0	7.360	16,8
2032	6.634	6.634	0	7.691	15,9
2033	6.999	6.999	0	7.754	10,8

\* Corresponde a sumatoria de cargas en barras

**Tabla 17** – Estado de carga en líneas de la red de 220 kV con mayor factor de utilización.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas– Valenzuela/Villa Hayes – Punta del Sistema

LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)											Factor de Utilización (%)										
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		
M. Derecha - P. Industrial	550	554	451	454	464	234	236	231	241	255	274	101%	82%	83%	84%	42%	43%	42%	44%	46%	50%		
Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	215	116	117	130	121	110	112	120	128	137	94%	51%	51%	57%	53%	48%	49%	52%	56%	60%		
KM 30 - J.L. Mallorquín	229	239	131	124	131	121	108	113	119	128	138	104%	57%	54%	57%	53%	47%	49%	52%	56%	60%		
C. Oviedo - Carayaó	200	162	129	158	162	93	124	113	120	173	185	81%	64%	79%	81%	47%	62%	57%	60%	87%	92%		
Carayaó - S. Estanislao	250	210	210	213	224	139	149	158	166	164	177	84%	84%	85%	89%	55%	60%	63%	66%	66%	71%		
C. Bogado - Cambyretá	180	166	77	83	89	96	102	101	107	114	124	92%	43%	46%	50%	53%	57%	56%	60%	63%	69%		
P. Sajonia - Lambaré	250	122	76	110	114	206	151	165	143	95	141	49%	31%	44%	46%	82%	61%	66%	57%	38%	56%		

Del análisis de los valores mostrados, se observa que en el año 2024 la principal restricción estaría asociada a la capacidad de inyección de potencia desde la CH Itaipú. De esta forma, se tendrían sobrecargas en las LTs 220 kV Margen Derecha – Parque industrial. Asimismo, en el año 2024 se observan niveles importantes de carga en la línea Coronel Bogado – Cambyretá.

Con respecto a la situación de la línea Kilómetro 30 – Juan L. Mallorquín, en el año 2024 se observa un alto factor de utilización como consecuencia de la superposición de un considerable flujo de potencia que atiende a las Subestaciones Mallorquín y Caaguazú (ambas sobre la misma línea) y la inyección de potencia transportada hacia el Sistema Metropolitano por la red de 220 kV. Esta situación es subsanada una vez que entra en servicio la LT 500 Yguazú – Valenzuela, y posteriormente, la LT Margen Derecha – Villa Hayes (2° circuito).

En la Tabla 18, a continuación, se muestran los niveles de carga esperados en líneas y transformadores de la red de 500 kV. En general, puede observarse que las líneas de 500 kV operarían todas dentro de sus capacidades nominales. Similar situación se daría con los transformadores 500/220 kV, salvo en el año 2024, donde la capacidad en Ayolas se encontraría por encima de sus valores nominales.

**Tabla 18 – Estado de carga en líneas y transformadores de la red de 500 kV.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela/Villa Hayes – Punta del Sistema**

LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)										Factor de Utilización (%)									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
M. Derecha - V. Hayes	2215	1351	903	736	761	794	776	788	834	862	922	61%	41%	33%	34%	36%	35%	36%	38%	39%	42%
M. Derecha - Emboscada	2215	-	-	-	-	848	827	839	888	914	980	-	-	-	-	38%	37%	38%	40%	41%	44%
M. Derecha - Yguazú	2215	519	1101	987	1086	991	926	924	993	1027	1115	23%	50%	45%	49%	45%	42%	42%	45%	46%	50%
Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Yguazú - Valenzuela	2215	0	739	633	642	694	644	638	687	689	750	0%	33%	29%	29%	31%	29%	29%	31%	31%	34%
Valenzuela - Emboscada	2215	-	-	-	-	536	670	664	698	668	688	-	-	-	-	24%	30%	30%	32%	30%	31%
Emboscada - V. Hayes	2215	-	-	-	-	482	491	479	502	358	370	-	-	-	-	22%	22%	22%	23%	16%	17%
Emboscada - Horqueta	2215	-	-	-	-	-	373	373	395	400	440	-	-	-	-	-	17%	17%	18%	18%	20%
Transf. (1) - MD 500/220 kV	375	278	301	288	277	236	228	233	237	240	260	74%	80%	77%	74%	63%	61%	62%	63%	64%	69%
Transf. (1) - AYO 500/220 kV	375	458	294	293	294	294	230	236	249	261	294	122%	78%	78%	78%	78%	61%	63%	66%	69%	78%
Transf. (1) - VHA 500/220 kV	600	456	403	478	360	385	385	394	416	373	395	76%	67%	80%	60%	64%	64%	66%	69%	62%	66%
Transf. (1) - YZU 500/220 kV	600	526	364	367	238	171	166	159	169	171	184	88%	61%	61%	40%	29%	28%	26%	28%	28%	31%
Transf. (1) - VAL 500/220 kV	600	11	394	455	414	348	287	289	301	325	338	2%	66%	76%	69%	58%	48%	48%	50%	54%	56%
Transf. (1) - EMB 500/220 kV	600	-	-	-	-	-	361	367	376	337	355	-	-	-	-	-	60%	61%	63%	56%	59%
Transf. (1) - HOR 500/220 kV	600	-	-	-	-	-	149	153	167	183	198	-	-	-	-	-	25%	25%	28%	30%	33%

Finalmente, en la Tabla 19 se muestra el monitoreo de los dispositivos de compensación reactiva del SIN. Si bien, en algunos años se aprecia que algunos compensadores del Sistema Metropolitano podrían alcanzar niveles elevados de utilización, dicha situación no resulta preocupante dado que se observan suficiente capacidad remanente en los demás compensadores, así como la disponibilidad de bancos maniobrables, con lo cual, se puede concluir que el sistema contaría con recursos de compensación reactiva suficiente para atender la indisponibilidad analizada.

**Tabla 19 – Monitoreo de Dispositivos de Compensación Reactiva del SIN.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela/Villa Hayes – Punta del Sistema**

	CER / Bancos	Nominal	Reactivo (MVar)									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100	44	43	75	77	19	36	12	44	43	13
	Limpio	-150 / +250	184	24	2	22	28	37	10	49	80	130
	Guarambaré	-160 / +140	81	22	71	44	11	48	9	40	7	72
	Horqueta	- 80 / +150	23	58	67	71	43	87	87	87	85	63
	Loma Plata	- 80 / +150	-	-	81	62	63	45	42	35	40	39
Banco de Capacitores Maniobrables	Horqueta 66 kV	+2 x 25	50	50	50	50	50	0	0	0	50	50
	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	160	160	0	0	0	0	0	0	0	0
	Guarambaré	+4 x 80	320	320	320	320	160	160	320	320	320	320
	Cerro Corá	+1 x 40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	CERs	Nominal	Factor de Utilización									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	44%	43%	75%	77%	19%	36%	12%	44%	43%	13%
	Limpio	250	73%	9%	1%	9%	11%	15%	4%	20%	32%	52%
	Guarambaré	140	58%	15%	51%	31%	8%	34%	6%	28%	5%	52%
	Horqueta	150	15%	39%	45%	47%	28%	58%	58%	58%	57%	42%
	Loma Plata	150	-	-	54%	41%	42%	30%	28%	23%	27%	26%

Del análisis general de los resultados, se desprende que, con las obras propuestas, la indisponibilidad analizada no sería restrictiva, encontrándose el sistema en condiciones técnicas adecuadas para atender la demanda total proyectada.

### 7.3 Evaluación de pérdidas de transmisión

La Tabla 20 muestra los valores de pérdidas totales del sistema de transmisión, obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia para condiciones de carga máxima, media y leve.

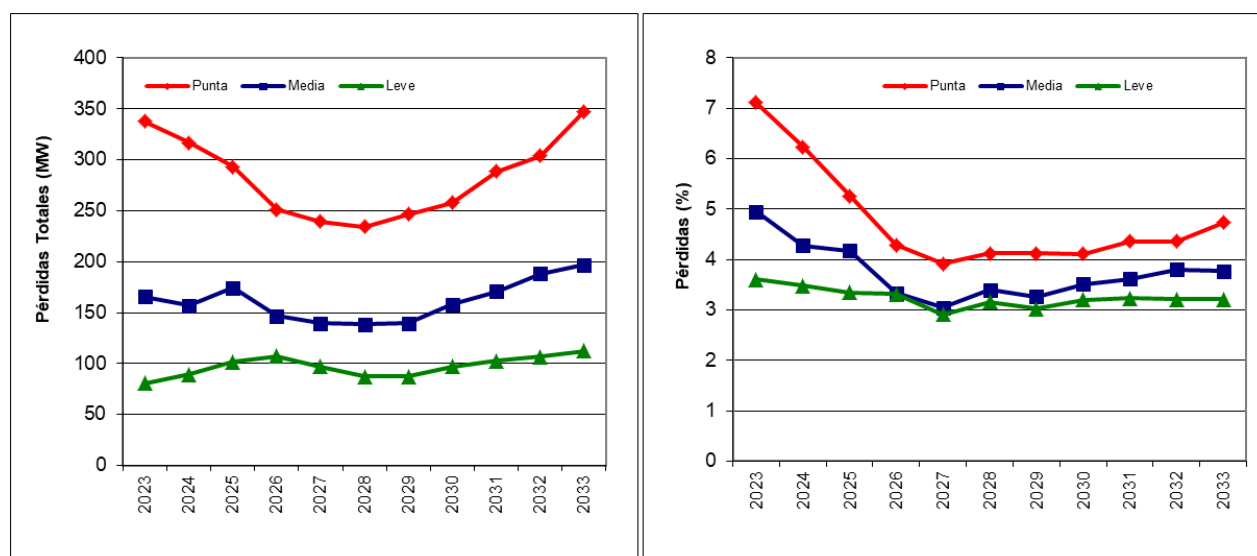
**Tabla 20** – Pérdidas de Transmisión del SIN.

Año	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2023	337,8	165,7	81	7,1	4,9	3,6
2024	316,9	157,1	89	6,2	4,3	3,5
2025	293,1	174,4	102	5,3	4,2	3,4
2026	251,4	146,9	107	4,3	3,3	3,3
2027	239,4	139,7	97	3,9	3,0	2,9
2028	234,2	138,6	88	4,1	3,4	3,2
2029	246,4	139,6	88	4,1	3,3	3,0
2030	258,1	157,8	97	4,1	3,5	3,2
2031	288,5	171,0	103	4,4	3,6	3,2
2032	304,0	188,0	107	4,4	3,8	3,2
2033	347,5	196,7	112	4,7	3,8	3,2

\* % Pérdidas = Pérdidas / Generación total

En la Figura 11 se grafican los valores de pérdidas totales del Sistema de la Tabla 20. Puede apreciarse el efecto de la entrada en servicio de las principales líneas de 500 kV propuestas en este plan, las cuales producen que los valores porcentuales de pérdidas de transmisión en general vayan reduciéndose a lo largo del periodo analizado. En 2024, con la subestación Valenzuela operativa y el redespacho de 1500 MW desde Yacyretá, se logra una transmisión más eficiente de energía hacia el Sistema Central y Metropolitano, reduciendo significativamente las pérdidas. Por otra parte, en el año 2025 se observa una importante reducción debido a la puesta en servicio de la LT 500 kV Yguazú – Valenzuela, con lo cual se pone en servicio un segundo eje de transmisión en 500 kV proveniente del Sistema Este hacia el Sistema Metropolitano, lo que produce una mejor distribución del flujo de potencia asociado a la CH Itaipú.

Asimismo, se estaría teniendo un mayor despacho desde la CH Yacyretá, lo cual trae también un mejoramiento en el perfil de pérdidas. Para el año 2033, con todas las obras planteadas en el Plan Maestro, se tendría una pérdida de transmisión del orden del 4,9% en carga de punta, 3,8% en carga media y 3,2% en carga leve, todos éstos, valores inferiores a los niveles actuales, y consistente con el plan de paulatina reducción de pérdidas de la empresa.



**Figura 11.** Pérdidas del sistema de transmisión en MW y en porcentaje.

### 7.3 Interconexión con las Centrales Hidroeléctricas Binacionales

#### 7.3.1 Capacidad de interconexión con la CH Itaipú

Actualmente, la interconexión del SIN con la CH Itaipú está constituida por 5 conjuntos de autotransformadores/reguladores 500/220 kV con capacidad normal de 375 MVA cada uno, pudiendo alcanzar en condiciones de emergencia una carga de 450 MVA por conjunto. Adicionalmente, se dispone de un sexto conjunto (Tx/Rx), con igual capacidad que los anteriores para dar seguridad al suministro. De esta forma, la capacidad de transformación 500/220 kV disponible en condiciones normales es de 2250 MVA. Sin embargo, debido a las cargas de origen intensivo, instalados en la SE Parque Industrial Hernandarias, se adopta la configuración de 4 autotransformadores dispuestos en paralelo.

Con respecto a la red de 500 kV se tiene la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, con una capacidad nominal de 2215 MVA, correspondiente al límite térmico de dicha línea, la cual se interconecta a la Subestación Villa Hayes.

Por otra parte, se incorpora la LT 500 kV Margen Derecha – Yguazú, doble terna, con lo cual se dispone de una capacidad adicional de 4430 MVA (2 x 2215 MVA por cada terna). Finalmente, para el año 2026 se contempla la construcción de la segunda línea Margen Derecha – Villa Hayes, también con una capacidad de 2215 MVA, con lo cual se estaría completando la configuración final prevista para la Subestación Margen Derecha, la cual prevé 4 líneas de 500 kV para el SIN.

En la siguiente tabla, se incluyen valores referenciales de la inyección de potencia desde la CH Itaipú para el SIN, resultante de los casos de flujo de potencia para la punta del sistema en condiciones normales. Los mismos pueden ser considerados como orientativos, ya que tales valores pueden sufrir importantes variaciones en la operación de tiempo real, debido a las variaciones de carga y a la disponibilidad de equipos, lo que se traduce en posibles alteraciones en la configuración del sistema con respecto a los casos evaluados. De acuerdo con los valores de despacho, se prevé un aumento en la inyección de potencia desde la Central Hidroeléctrica Yacyretá a partir del año 2024 para cubrir las demandas máximas. Esto conlleva a una ligera reducción en la inyección de potencia desde la Central Hidroeléctrica Itaipú en el mismo año. Es relevante señalar que en el año 2027 se anticipa una disminución en la potencia suministrada al SIN debido a la finalización de contratos asociados a cargas intensivas.

**Tabla 21** – Inyección de potencia desde la CH Itaipú al SIN (MW).  
Caso de punta – Condiciones Normales.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
3629	3428	3915	4240	4490	3945	4236	4380	4717	5064	5449

#### 7.3.2 Capacidad de interconexión con la CH Yacyretá

Actualmente, la CH Yacyretá se interconecta al SIN a través de la Subestación Ayolas por medio de dos líneas de transmisión de 500 kV (LP1 y LP2), ambas con una capacidad 1732 MVA cada una.

Por otra parte, considerando que la CH Yacyretá tiene una capacidad instalada de 20 unidades generadoras de 155 MW cada una, lo cual totaliza 3100 MW, con la disponibilidad de la LP1 y la LP2 se estaría en condiciones de transportar 1550 MW, equivalente al 50% correspondiente al Paraguay, satisfaciendo el *Criterio N – 1* en la interconexión CH Yacyretá – SIN. Esto es de mucha importancia, ya que dicha interconexión representa el vínculo del SIN con una fuente de generación de alta relevancia para el suministro de la demanda, razón por la cual, resulta crítico mantener altos niveles de confiabilidad en la interconexión.

De igual forma, resulta necesario considerar que, en el ámbito de EBY, se encuentran en desarrollo proyectos de ampliación de la capacidad de generación disponible. Así se tienen:

- Proyecto Aña Cuá: construcción de la Central del Brazo Aña Cuá, con 3 unidades generadoras de 90 MW, totalizando 270 MW. Puesta en servicio prevista: 2027.
- Proyecto de ampliación de la Casa de Máquinas de la Presa Principal: instalación de 3 unidades generadoras adicionales de 465 MW. Puesta en servicio prevista: 2030.



Con dichas ampliaciones, el Complejo Hidroeléctrico Yacyretá estaría alcanzando una capacidad total 3835 MW para el año 2030. Ante esta situación, y considerando que el 50% correspondiente al derecho paraguayo estaría alcanzando el valor de 1917,5 MW, valor superior a la capacidad de una de las líneas de interconexión entre la CH Yacyretá y el SIN, se debería prever el aumento de la capacidad de dicha interconexión, de forma a permitir que el vínculo del CH Yacyretá–SIN siempre satisfaga el *Criterio N – I* de confiabilidad.

Finalmente, en la siguiente tabla, se incluyen valores referenciales de la inyección de potencia desde la CH Yacyretá para el SIN, resultante de los casos de flujo de potencia para la punta del sistema en condiciones normales. En la misma se observa la tendencia de una importante participación de Yacyretá para la cobertura de los requerimientos de potencia de punta del SIN, lo cual justifica las correspondientes ampliaciones previstas en la capacidad de transmisión desde Yacyretá dentro del SIN, incluyendo entre otras, la construcción de la SE Valenzuela 500 kV, así como la segunda LT 500 kV Ayolas– Valenzuela.

**Tabla 22** – Inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN (MW).  
Caso de punta – Condiciones Normales.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
907	1499	1499	1499	1499	1499	1499	1499	1499	1499	1499

## 8. ANÁLISIS POR SISTEMAS

A continuación, se hace una descripción general del desempeño, así como los problemas encontrados en los diferentes sistemas que componen el SIN: Central, Sur, Este, Metropolitano, Norte y Oeste. Se describen las obras incluidas dentro del Plan, así como un análisis de la utilización de la capacidad de transmisión y transformación.

### 8.1 Sistema Metropolitano

El Sistema Metropolitano sigue constituyéndose en la principal carga del SIN. Si bien, a lo largo del periodo analizado se observa una ligera reducción en la participación del Sistema Metropolitano, el mismo en promedio sigue constituyendo aproximadamente el 55% de la demanda total del SIN.

Entre las principales obras de transmisión recomendadas para atender la demanda del Sistema Metropolitano se destacan primeramente los proyectos en 500 kV, los cuales, por el nivel de potencia transportado, tienen un impacto significativo en el desempeño técnico del sistema. Así se tienen:

- *Subestación Valenzuela 500 kV*: Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes y construcción de una subestación 500/220/66/23 kV, con dos bancos de autotransformadores de 500/220 kV– 600 MVA, un banco de transformadores 220/66 kV de 120 MVA y un transformador 220/23 kV de 80 MVA (año 2024). Posteriormente, se prevé el montaje del tercer y cuarto banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA, alcanzándose una capacidad instalada total de 2400 MVA (año 2029). Esta obra provee una segunda inyección de potencia al Sistema Metropolitano desde la red de 500 kV. Con esta subestación, se busca una mejor distribución de la capacidad de inyección 500/220 kV del Sistema Metropolitano, la cual, actualmente se encuentra exclusivamente concentrada en la Subestación Villa Hayes. De esta forma, la construcción de la Subestación Valenzuela es necesaria para acompañar el crecimiento de la demanda y dotar al sistema de una mayor confiabilidad y seguridad en el suministro.
- *Subestación Villa Hayes 500 kV*: Montaje del cuarto banco de autotransformadores de 500/220 kV– 600 MVA (año 2025). Esta obra es requerida para acompañar el crecimiento de la demanda y evacuar adecuadamente el flujo de potencia transportado por las líneas de 500 kV que llegan a la Subestación Villa Hayes.
- *LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km)*: Construcción de línea de transmisión en 500 kV, doble terna, autoportante, con una capacidad de 2000 MVA (año 2025) – Primera etapa, cableado de una sola terna. Esta obra resulta necesaria de forma a poder dotar al Sistema Metropolitano de una segunda alimentación proveniente de Itaipú, constituida por el eje de transmisión Margen Derecha – Yguazú – Valenzuela. Esto tiene un impacto positivo en la optimización del sistema, ya que descarga la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. Asimismo, representa un aumento en la confiabilidad del sistema, ya que permitiría atender la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en el corto plazo.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (360 km)*: Construcción de la segunda línea de transmisión en 500 kV entre las Subestaciones Margen Derecha y Villa Hayes, simple terna, con una capacidad de 2000 MVA (año 2026). Esta obra es requerida para poder acompañar el crecimiento de la demanda y permitir contar con una adecuada infraestructura de transmisión de la potencia de la CH Itaipú.
- *Subestación Emboscada 500 kV*: Seccionamiento de la LT 500 kV Valenzuela – Villa Hayes y la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (primer circuito) y construcción de una subestación 500/220/23 kV, con dos bancos de autotransformadores de 500/220– 600 MVA cada uno y un transformador de 220/23 kV– 80 MVA (año 2027). Esta obra está destinada a acompañar el crecimiento de la demanda evitando la concentración de capacidad de transformación en la Subestación Villa Hayes. De esta forma, la obra busca permitir la disponibilidad de varios centros de inyección de potencia a la red de 220 kV del Sistema Metropolitano, con lo cual se optimiza la distribución geográfica de los flujos de potencia, y se dota al sistema de una mayor robustez.
- *LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (230 km)*: Construcción de línea de transmisión en 500 kV, segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2029). Si bien esta obra permite garantizar una alta capacidad de transmisión desde la CH Yacyretá al Sistema Metropolitano, el principal objetivo de la misma es permitir contar con redundancia en este eje de transmisión y aumentar la confiabilidad del sistema. Al respecto, es importante destacar que, los estudios eléctricos muestran la inestabilidad del

sistema en configuración de operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá en caso de no contarse con un vínculo en 500 kV. Por ello, la LT 500 kV Ayolas– Valenzuela (segundo circuito) permitirá atender la contingencia o indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (primer circuito) sin la activación de esquemas de control de contingencias y separación del sistema en dos subsistemas eléctricos tal como acontecía en periodos anteriores, lo cual se traduce en un aumento en la confiabilidad y seguridad del servicio.

Por otra parte, con relación a los refuerzos de transmisión internos del Sistema Metropolitano, se puede destacar a las siguientes obras:

- *Refuerzo de la capacidad de inyección de potencia de la Subestación Villa Hayes a la red de 220 kV:* Conjunto de obras destinado a dotar de adecuada capacidad de transmisión de la interconexión de la Subestación Villa Hayes a la red de 220 kV, y desde ahí atender a importantes centros de distribución del Sistema Metropolitano (año 2024). Los proyectos incluidos son:
  - *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico y Villa Hayes – Parque Caballero (12 km):* construcción de nueva línea de transmisión doble terna desde la Subestación Villa Hayes hasta el cruce de río en las inmediaciones de la Subestación Puerto Botánico, con una terna llegando a la SE Puerto Botánico y otra terna a conectarse a la SE Parque Caballero, con una capacidad de 350/420 MVA por terna.
  - *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico y Puerto Botánico – Parque Caballero (7,5 km):* recapitación de la actual línea de transmisión Puerto Botánico – Parque Caballero, tramo aéreo de 6,5 km, con cambio de conductores del tipo HTLS, capacidad 350 MVA por terna y construcción de tramo subterráneo de 1 km para llegada de las líneas a la Subestación Parque Caballero.
- *LT 220 kV Limpio – Zárate Isla (16 km):* Construcción de línea de transmisión con tramo aéreo de 10 km, tipo urbana, y tramo subterráneo de 6 km, con una capacidad de 350 MVA (año 2025). Obra requerida para abastecimiento a la futura Subestación Zárate Isla.
- *LT 220 kV San Lorenzo – Villa Aurelia (9 km):* Construcción de línea de transmisión subterránea, con una capacidad 350 MVA (año 2025). Obra requerida para acompañar el crecimiento de la demanda, aumentar la confiabilidad y seguridad del suministro de las subestaciones terminales, y centros dependientes. En este sentido, se puede destacar la relevancia que adquiere la Subestación Villa Aurelia como punto de inyección de potencia al anillo de 66 kV del Sistema Metropolitano.
- *LT 220 kV Barrio Molino – Villa Aurelia (8 km):* Construcción de línea de transmisión subterránea, con una capacidad de 350 MVA (año 2025).
- *LT 220 kV Guarambaré – San Antonio – Villa Elisa y Guarambaré – Lambaré (25 km):* Recapitación de la doble terna existente a 450 MVA por terna (año 2025). Obra requerida para asegurar la capacidad de suministro a las Subestaciones San Antonio, Villa Elisa y Lambaré.
- *Interconexión de la Subestación Valenzuela a la red de 220 kV:* Conjunto de obras destinado a dotar de adecuada capacidad de transmisión de la interconexión de la Subestación Valenzuela a la red de 220 kV del Sistema Metropolitano (año 2025). Los proyectos incluidos son:
  - *LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (85 km):* Construcción del tramo compuesto por línea de transmisión, doble terna, con una capacidad 550 MVA por terna, empalme con la actual LT San Patricio – Guarambaré (85 km), para utilización de llegada de líneas en Guarambaré (año 2025).
  - *LT 220 kV Valenzuela – Nueva Italia (65 km):* Construcción de línea de transmisión, doble terna, autoportante, 550/660 MVA, (65 km), Valenzuela - Nueva Italia y construcción de la línea de transmisión, doble terna, autoportante, 350/400 MVA, (20 km), Nueva Italia – Guarambaré (año 2027).
  - *LT 220 kV Zárate Isla – Barrio Molino (13 km):* Construcción de línea de transmisión subterránea, con una capacidad 350 MVA (año 2027). Obra requerida para acompañar el crecimiento de la demanda, aumentar la confiabilidad y seguridad del suministro de la Subestación Barrio Molino, y centros dependientes. En este sentido, se puede destacar la relevancia que adquiere la Subestación Barrio Molino como punto de inyección de potencia al anillo de 66 kV del Sistema Metropolitano.

- *Interconexión de la Subestación Emboscada a la red de 220 kV*: Conjunto de obras destinado a dotar de adecuada capacidad de transmisión de la interconexión de la Subestación Emboscada a la red de 220 kV del Sistema Metropolitano (año 2027). Los proyectos incluidos son:
  - *LT 220 kV Emboscada – Limpio (10 km)*: Desmontaje de tramo de la actual LT 220 kV Carayaó – Limpio y construcción de nueva línea de transmisión doble terna con capacidad de 650 MVA por terna.
  - *LT 220 kV Emboscada hasta el punto de intersección con la LT 220 kV en doble terna Carayaó – Limpio (5 km)*: construcción de línea de transmisión doble terna con capacidad de 350 MVA por terna para interconexión de la SE Emboscada con las líneas actuales Altos –Carayaó y SICBRAS – Carayaó.
- *LT 220 kV Radio Nacional – Guarambaré (30 km)*: Construcción de Línea de transmisión, simple terna, autoportante, 350/400 MVA, (30 km), Radio Nacional – Guarambaré (año 2031).

Con relación a nuevos centros de distribución, el Plan de Obras prevé la construcción de las siguientes nuevas subestaciones:

- *San Bernardino*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
- *INERAM*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
- *Ypané*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
- *Recoleta*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
- *Zárate Isla*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2025).
- *Autódromo*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2025).
- *Barrio Jara*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
- *Arroyos y Esteros*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Barcequillo*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
- *Carapeguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Itá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
- *Ñemby*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2025).
- *Nueva Colombia*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Mburicao*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Nueva Italia*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2027).
- *Ypacaraí*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
- *Tobatí*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
- *Ytororó*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2028).
- *Santa Teresa*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2028).
- *Capiatá II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).
- *Areguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).
- *Luque II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2029).
- *Terminal*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2030).
- *Radio Nacional*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2031).
- *Caraguay*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2032).

De igual forma, puede destacarse la necesidad de ampliación en prácticamente todas las subestaciones existentes del Sistema Metropolitano para atender al escenario de crecimiento de la demanda analizado. En este sentido, puede destacarse la consolidación de los módulos de 50 y 80 MVA para la transformación

220/23 kV, en sustitución al módulo actual de 41,67 MVA, y del nuevo módulo de 50 MVA para la transformación 66/23 kV, en sustitución al módulo actual de 30 MVA.

En la Tabla 23, se presenta un resumen con el estado de carga planificado de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV. La primera columna indica el total de subestaciones del Sistema Metropolitano que atienden carga en 23 kV, discriminándose, el número de subestaciones cuyos transformadores presentan un factor de utilización igual o inferior a 80%, entre 80 y 90%, entre 90 y 100%, y superior a 100%, lo cual indica una sobrecarga en los equipos. El factor de utilización es calculado comparando la carga máxima prevista para la subestación y la capacidad nominal del equipo de transformación instalado en la misma en 23 kV.

**Tabla 23** - Estado de carga de transformadores (23 kV) – Sistema Metropolitano

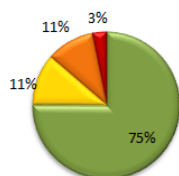
AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	37	21	12	4	0
2024	38	25	6	5	2
2025	50	46	3	1	0
2026	52	48	4	0	0
2027	56	52	3	1	0
2028	58	58	0	0	0
2029	61	60	1	0	0
2030	62	61	1	0	0
2031	63	62	0	1	0
2032	64	64	0	0	0
2033	64	63	1	0	0

Análogamente, la Tabla 24 y la Figura12 presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Metropolitano, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

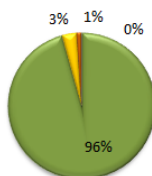
**Tabla 24** - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	3.749	2.214	1.275	260	0
2024	3.984	2.992	450	422	120
2025	5.382	5.112	210	60	0
2026	5.602	5.272	330	0	0
2027	6.002	5.742	200	60	0
2028	6.592	6.592	0	0	0
2029	6.852	6.832	20	0	0
2030	6.952	6.932	20	0	0
2031	7.002	6.982	0	20	0
2032	7.052	7.052	0	0	0
2033	7.052	7.032	20	0	0

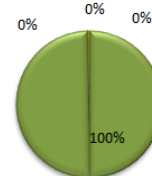
**METROPOLITANO 2024**



**METROPOLITANO 2027**



**METROPOLITANO 2033**



**Figura 12.** Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Metropolitano.

Puede apreciarse que, de las 37 subestaciones existentes en el Sistema Metropolitano en el 2023 (año de referencia), con 3749 MVA de capacidad instalada en 23 kV, para atender el escenario de demanda analizado, para finales del periodo se requerirían contar con 64 subestaciones y una capacidad instalada de

7052 MVA. Con respecto al factor de utilización de la capacidad de transformación, puede apreciarse que en el corto plazo la capacidad adicionada produce márgenes de carga apreciables, obteniéndose aproximadamente el 96% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%. Por otro lado, en el medio plazo todo el parque de transformadores presenta un factor de utilización por debajo del 80 %.

## 8.2 Sistema Central

A lo largo del periodo, la carga del Sistema Central representa aproximadamente el 10% de la carga total del SIN. Entre las principales obras recomendadas para el Sistema Central se tienen:

- *LT 220 kV Carayaó – San Estanislao (47 km)*: Recapacitación de la simple terna existente a 350/420 MVA con cambio de conductor del tipo HTLS (año 2024). Obra requerida para garantizar la capacidad de transmisión a la Subestación San Estanislao, y a partir de ésta al Sistema Norte.
- *LT 220 kV desde la Subestación Valenzuela hasta el punto de intersección con la LT 220 kV Coronel Oviedo – Eusebio Ayala (5km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna (año 2024). Obra requerida para el seccionamiento de la actual LT 220 kV Cnel. Oviedo – Eusebio Ayala y permitir la inyección de potencia desde la nueva Subestación Valenzuela a los Sistemas Central y Metropolitano.
- *LT 220 kV desde la Subestación Valenzuela hasta el punto de intersección con la LT 220 kV Coronel Oviedo – Pirayú, doble terna (5km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna (año 2024). Obra requerida para el seccionamiento de la actual LT 220 kV Cnel. Oviedo – Pirayú y permitir la inyección de potencia desde la nueva Subestación Valenzuela a los Sistemas Central y Metropolitano.
- *LT 220 kV desde la Subestación Valenzuela hasta el punto de intersección con la LT 220 kV Coronel Oviedo – Guarambaré, doble terna (5km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna (año 2024). Obra requerida para el seccionamiento de la actual LT 220 kV Cnel. Oviedo – Guarambaré y permitir la inyección de potencia desde la nueva Subestación Valenzuela a los Sistemas Central y Metropolitano.
- *LT 220 kV Paso Pé – Colonia Independencia (30 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (año 2025). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Colonia Independencia.
- *LT 220 kV Coronel Oviedo – Coronel Oviedo II – Carayaó (48 km)*: Recapacitación de la simple terna existente a 350 MVA con cambio de conductor del tipo HTLS (año 2025), y derivación de interconexión a la nueva Subestación Coronel Oviedo II. Obra requerida para abastecer a la citada nueva subestación, así como asegurar la suficiente capacidad de transmisión entre Cnel. Oviedo y Carayaó, tramo que ve un incremento en la carga ante la instalación de la Subestación Yguazú.
- *LT 220 kV Santa Rita – Tuparenda – Colonia Independencia (115 km)*. Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (año 2028). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Tuparenda, aumentar la capacidad y confiabilidad de la transmisión al Sistema Central.

Por otro lado, en el Plan de Obras se incluye la construcción de las siguientes nuevas subestaciones:

- *San José de los Arroyos*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
- *Colonia Independencia*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Coronel Oviedo II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Yuty*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Campo 9*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Capiibary*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Tres Palmas*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Fasardi*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).

Los nuevos centros de distribución atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, considerando que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles de carga previstos. Estas nuevas subestaciones, en general se encuentran en los extremos de fin de línea de los alimentadores existentes, y la inyección de potencia desde los nuevos centros de distribución permitirá aumentar la confiabilidad y calidad del servicio, ya que, al reducirse las distancias eléctricas de transporte de energía, se tendrán mejoras sustanciales en los niveles de tensión, y se reducen las áreas de afectación en caso de fuera de servicio de alimentadores.

Puede observarse que la mayoría de los nuevos centros de distribución estarán alimentados en 220 kV, ya que se aprovecha la disponibilidad de infraestructura de transmisión en 220 kV existente en la cercanía de los nuevos centros de distribución. De igual forma, se tienen soluciones en 66 kV cuando este nivel de tensión se constituye en una solución más económica y con un desempeño técnicamente aceptable.

Por otro lado, el Plan contempla también el aumento de la capacidad de transformación en subestaciones existentes, de manera a acompañar el crecimiento de la demanda.

En la siguiente Tabla 25, se presenta un resumen con el estado de carga previsto de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Central. En la tabla se agrupan las subestaciones según el factor de utilización de su capacidad de transformación.

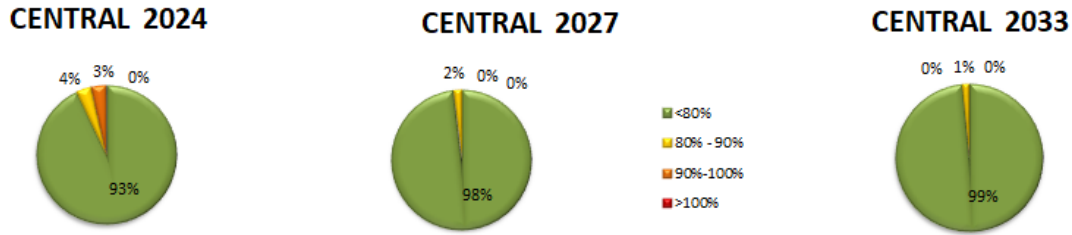
**Tabla 25 - Estado de carga de transformadores (23 kV) – Sistema Central**

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	14	13	1	0	0
2024	15	13	1	1	0
2025	18	16	2	0	0
2026	19	18	1	0	0
2027	19	18	1	0	0
2028	21	21	0	0	0
2029	22	22	0	0	0
2030	22	21	1	0	0
2031	22	21	1	0	0
2032	22	21	1	0	0
2033	22	21	1	0	0

Análogamente, la Tabla 26 y la Figura 13 presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Central, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

**Tabla 26 - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Central**

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	812	782	30	0	0
2024	862	802	30	30	0
2025	1.012	962	50	0	0
2026	1.082	1.062	20	0	0
2027	1.082	1.062	20	0	0
2028	1.182	1.182	0	0	0
2029	1.273	1.273	0	0	0
2030	1.273	1.253	20	0	0
2031	1.356	1.336	20	0	0
2032	1.356	1.336	20	0	0
2033	1.356	1.336	20	0	0



**Figura 13.** Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Central.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Central, pasándose de 812 MVA en el 2023 (año de referencia) a 1356 MVA en el 2033, con un 100% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%, lo que dejaría un Margen de Carga (MC) considerable para atender crecimientos imprevistos de la demanda, así como permitir la transferencia de carga entre centros de distribución cercanos, para atender eventuales contingencias en otros centros de distribución.

### 8.3 Sistema Sur

A lo largo del periodo, la carga del Sistema Sur representa aproximadamente el 9% de la carga total del SIN.

En cuanto a refuerzos de transmisión, las principales obras requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Santa Rita – María Auxiliadora (110 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 350 MVA (año 2025). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación María Auxiliadora y constituir un segundo eje en la interconexión entre los Sistemas Este y Sur, capaz de atender a la demanda de distintas localidades a lo largo de la Ruta PY06.
- *Subestación Ayolas 500 kV:* Montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2025). Obra requerida para garantizar la adecuada capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá a la red de 220 kV del SIN.
- *LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km):* Reconstrucción de línea de transmisión existente en doble terna, con una capacidad de 350 MVA por terna (año 2025). Obra requerida para asegurar la adecuada capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al Sistema Sur y acompañar el crecimiento de la demanda.
- *LT 220 kV Villalbín – Pilar II (60 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2026). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Pilar II, además de ampliar la capacidad de transmisión hacia la zona, atendiendo a las limitaciones en la capacidad de transmisión de la actual línea en 66 kV Villalbín – Pilar.
- *LT 220 kV de interconexión de la Subestación San Juan del Paraná (15 km):* Construcción de línea de transmisión en doble terna, con una capacidad de 350 MVA por terna, desde la línea Cnel. Bogado – Cambyretá – Trinidad hasta la Subestación San Juan del Paraná (año 2030). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación San Juan del Paraná.
- *LT 220 kV Pilar II – Villa Franca (90 km):* Construcción de la línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2030). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Villa Franca.
- *LT 220 kV Buey Rodeo – Villa Franca (110 km):* Construcción de la línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2033). Obra requerida para la interconexión entre los sistemas Metropolitano y Sur.

Por otro lado, el Plan de Obras prevé la construcción de los siguientes nuevos centros de distribución:

- *María Auxiliadora:* Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 83,34 MVA (año 2025).
- *Costanera:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2025).



- *Pillar II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *San Juan del Paraná*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Hohenau*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Villa Franca*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).

Los nuevos centros de distribución atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, teniendo en cuenta que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales de carga, así como con los niveles de confiabilidad deseados. Con esto se busca atender adecuadamente a la demanda y dar un soporte al desarrollo de la zona de influencia de las nuevas subestaciones.

Por otro lado, el Plan de Obras incluye también la intervención de la Subestación San Ignacio, previéndose la adecuación de la casa de control, patio de maniobras y sector de 23 kV.

De igual forma, el Plan de Obras contempla también un aumento en la capacidad de transformación para alimentación a la red de 23 kV en prácticamente todos los centros de distribución existentes. En la siguiente Tabla 27, se presenta un resumen con el estado de carga previsto de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Sur. En la misma, se agrupan las subestaciones según el factor de utilización de su capacidad de transformación.

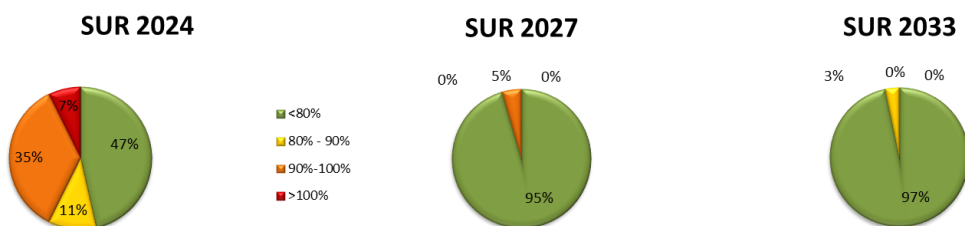
**Tabla 27 - Estado de carga de transformadores (23 kV) – Sistema Sur**

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	14	9	2	2	1
2024	14	8	2	3	1
2025	16	14	1	1	0
2026	17	16	1	0	0
2027	17	16	0	1	0
2028	17	17	0	0	0
2029	17	17	0	0	0
2030	20	20	0	0	0
2031	20	20	0	0	0
2032	20	19	1	0	0
2033	20	19	1	0	0

Análogamente, la Tabla 28 y la Figura 14 presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Sur, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

**Tabla 28 - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Sur.**

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	570	285	162	82	42
2024	570	265	62	202	42
2025	923	842	42	40	0
2026	923	882	42	0	0
2027	923	882	0	42	0
2028	923	923	0	0	0
2029	923	923	0	0	0
2030	1.153	1.153	0	0	0
2031	1.277	1.277	0	0	0
2032	1.277	1.235	42	0	0
2033	1.277	1.235	42	0	0



**Figura 14.** Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Sur.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Sur, previéndose la ampliación de 570 MVA en el corto plazo a 1277 MVA en el 2033, con un 97 % de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%, lo que dejaría un Margen de Carga (MC) considerable para atender crecimientos imprevistos de la demanda, así como permitir la transferencia de carga entre centros de distribución cercanos, para atender eventuales contingencias en otros centros de distribución.

#### 8.4 Sistema Este

A lo largo del periodo, la carga del Sistema Este representa aproximadamente el 15 % de la carga total del SIN.

Entre las principales obras de transmisión a ser ejecutadas en el Sistema Este, se encuentran los proyectos en 500 kV, los cuales, a más de atender la demanda de la zona, están destinados a constituir una robusta red de transmisión que abastece al SIN, por el nivel de potencia transportado, tienen un impacto significativo en el desempeño técnico del sistema. Así se tienen:

- *Subestación Yguazú 500 kV*: Ampliación de la subestación, montaje del tercer y cuarto banco de autotransformadores de 500/220 kV– 600 MVA (año 2027). Obra requerida para acompañar el crecimiento de la demanda de los Sistemas Este y Central, evitando la congestión de la capacidad de transformación 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha.

En cuanto a refuerzos de transmisión, las principales obras requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Presidente Franco – Alto Paraná (5 km)*: Construcción de línea de transmisión subterránea con una capacidad de 350 MVA (año 2024). Obra requerida para abastecer a nueva Subestación Alto Paraná 220 kV, y subestaciones dependientes de ésta.
- *LT 220 kV Catueté – Yvyrobaná (35 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 300 MVA (año 2025). Obra requerida para abastecer a la nueva subestación Yvyrobaná.
- *LT 220 kV Santa Rita – Paranambú (45 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 350 MVA (año 2030). Obra requerida para aumentar la confiabilidad del Sistema Este y evitar sobrecarga en el tramo de línea Pte. Franco – Paranambú.

Con relación a nuevos centros de distribución, el Plan de Obras prevé la construcción de las siguientes nuevas subestaciones:

- *Kilómetro 9*: Subestación Compacta 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2025).
- *Kilómetro 8*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2025).
- *Nueva Esperanza*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Yvyrobaná*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Ypejhú*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Mbaracayú*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Tuparendá*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Puente de la Integración*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2028).

Los nuevos centros de distribución atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, teniendo en cuenta que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales de carga, así como con los niveles de confiabilidad deseados. Con esto se busca atender adecuadamente a la demanda y dar un soporte al desarrollo de la zona de influencia de las nuevas subestaciones.

De igual forma, se prevé el aumento de potencia en prácticamente todas las subestaciones existentes. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores, calculado a partir de los respectivos factores de utilización, que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Este.

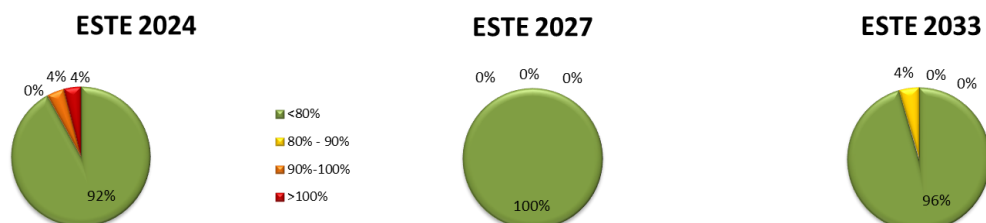
**Tabla 29** - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Este

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	22	20	0	1	1
2024	22	20	0	1	1
2025	27	25	2	0	0
2026	28	28	0	0	0
2027	28	28	0	0	0
2028	30	30	0	0	0
2029	30	30	0	0	0
2030	30	30	0	0	0
2031	30	30	0	0	0
2032	30	30	0	0	0
2033	30	28	2	0	0

Análogamente, la Tabla 30 y la Figura 15 presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Metropolitano, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

**Tabla 30** - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Este

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	1.456	1.336	0	60	60
2024	1.496	1.376	0	60	60
2025	1.924	1.760	163	0	0
2026	2.014	2.014	0	0	0
2027	2.102	2.102	0	0	0
2028	2.302	2.302	0	0	0
2029	2.382	2.382	0	0	0
2030	2.423	2.423	0	0	0
2031	2.470	2.470	0	0	0
2032	2.470	2.470	0	0	0
2033	2.470	2.360	110	0	0



**Figura 15.** Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Este.

Puede apreciarse que, de las 22 subestaciones existentes en el Sistema Este en el 2023 (año de referencia), con 1456 MVA de capacidad instalada en 23 kV, para atender el escenario de demanda analizado, para

finales del periodo se requerirían contar con 8 subestaciones nuevas y una capacidad total instalada de 2470 MVA. Con respecto al factor de utilización de la capacidad de transformación, puede apreciarse que en el corto plazo la capacidad adicionada produce márgenes de carga apreciables, obteniéndose aproximadamente el 92% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%. A su vez, en el medio plazo, se tendría al 100% del parque de transformadores con un factor de utilización menor a 80%, dejando al sistema con márgenes adecuados para atender eventuales crecimientos imprevistos de la demanda.

## 8.5 Sistema Norte

A lo largo del periodo, la carga del Sistema Norte representa aproximadamente el 5 % de la carga total del SIN, observándose, no obstante, un crecimiento ligeramente superior en comparación con otras áreas del país.

El principal refuerzo de transmisión previsto para el Sistema Norte en el Plan de Obras es el proyecto de extensión de la red de 500 kV hasta la Subestación Horqueta. Así, para el año 2028 se tienen previstas las siguientes obras:

- *Subestación Horqueta 500 kV*: Construcción de una subestación 500/220 kV, con dos bancos de autotransformadores de 500/220 kV– 600 MVA.
- *LT 500 kV Emboscada – Horqueta (250 km)*: Construcción de línea de transmisión en 500 kV, simple terna, con una capacidad de 2000 MVA.

Este refuerzo busca dar una solución de largo plazo a los problemas de capacidad de transmisión al Sistema Norte y Oeste, lo cual se manifiesta a través dificultades en la regulación de tensión y ajustados márgenes de estabilidad de tensión cuando se tiene un sistema enteramente en 220 kV. De las curvas QV mostradas en la Sección 7.1.3 puede apreciarse que, sin la red de 500 kV inyectando al Sistema Norte, el compensador de Horqueta tiene márgenes de potencia reactiva negativos, es decir, se requiere en forma permanente de soporte reactivo para permitir la transmisión a dicha zona del país. Esto es un indicador de las limitaciones en la capacidad de transmisión de potencia a dicha zona con una red exclusivamente en 220 kV, dadas las grandes longitudes de transmisión existentes, y las cuales resultan ya incompatibles con el nivel de carga del Sistema Norte, y del Sistema Oeste el cual es alimentado a partir de aquel.

De esta forma, la incorporación de un refuerzo en 500 kV soluciona el problema de limitada capacidad de transmisión por problemas de estabilidad de tensión al Norte del país. Asimismo, dicha obra produce una importante reducción en las pérdidas eléctricas de transmisión a dicha región. Por otra parte, otro beneficio esperado de este proyecto es el aumento en la confiabilidad del suministro, dado que los índices de disponibilidad de la infraestructura en 500 kV son normalmente notablemente superiores a los de una red en 220 kV, solucionándose de esta forma, el bajo nivel de redundancia que se tiene en la transmisión al Sistema Norte, actualmente alimentado por las líneas en 220 kV Carayaó – San Estanislao e Itakyry – Cerro Corá. En este sentido, con el progresivo aumento de la demanda, la indisponibilidad de una de estas líneas ocasionaría importantes restricciones en la transmisión a los Sistemas Norte y Oeste, razón por la cual se hace conveniente contar con el refuerzo en 500 kV.

Por otra parte, cabe recordar que del Plan Maestro de Generación se desprenden previsiones de importantes niveles de generación solar, y considerando que el Chaco Paraguayo es la zona de mayor potencial solar, resulta conveniente contar con una infraestructura eléctrica suficiente para el aprovechamiento de dichas fuentes de energía en todo SIN.

De igual forma, para el Sistema Norte se prevén otras importantes obras de transmisión listada a continuación:

- *LT 220 kV Villa Hayes – Villa Real (200 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2026). Obra requerida en el corto plazo para refuerzo de la transmisión al Sistema Norte y Oeste, y permitir soportar la contingencia de la red de 500 kV en el medio plazo.
- *LT 220 kV Cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2025). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Bella Vista Norte.

Asimismo, el Plan de Obras prevé la construcción de tres nuevos centros de distribución:

- *Bella Vista Norte*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Manitoba*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
- *Paso Horqueta*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).

Los nuevos centros de distribución atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, teniendo en cuenta que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales de carga, así como con los niveles de confiabilidad deseados. Con esto se busca atender adecuadamente a la demanda y dar un soporte al desarrollo de la zona de influencia de las nuevas subestaciones.

Por otro lado, el Plan de Obras incluye también la intervención de la Subestación Cruce Bella Vista, previéndose la adecuación total de sus instalaciones, incluyendo la construcción de un patio de 220 kV e instalación de un transformador 220/23 kV con una capacidad de 50 MVA (año 2025).

De igual forma, se prevé el aumento de potencia en prácticamente todas las subestaciones existentes. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores, calculado a partir de los respectivos factores de utilización, que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Norte.

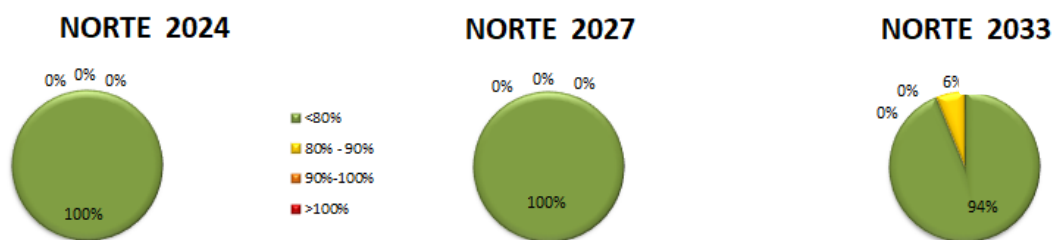
**Tabla 31** - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Norte

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	9	9	0	0	0
2024	9	9	0	0	0
2025	10	10	0	0	0
2026	10	10	0	0	0
2027	11	11	0	0	0
2028	11	11	0	0	0
2029	12	12	0	0	0
2030	12	12	0	0	0
2031	12	12	0	0	0
2032	12	12	0	0	0
2033	12	11	1	0	0

Análogamente, la Tabla 32 y la Figura 16 presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Norte, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

**Tabla 32** - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Norte

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	382	382	0	0	0
2024	382	382	0	0	0
2025	470	470	0	0	0
2026	512	512	0	0	0
2027	562	562	0	0	0
2028	622	622	0	0	0
2029	672	672	0	0	0
2030	672	672	0	0	0
2031	672	672	0	0	0
2032	672	672	0	0	0
2033	672	630	42	0	0



**Figura 16.** Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Norte.

En general, puede observarse un considerable aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Norte, pasándose de 382 MVA en el 2023 a 672 MVA en el 2033. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con el 100% de transformadores que operarían en el año 2033, con un factor de utilización menor al 80%.

Puede apreciarse que de las 9 subestaciones existentes en el Sistema Norte en el 2023, con 382 MVA de capacidad instalada en 23 kV, para atender el escenario de demanda analizado, para finales del periodo se requerirían contar con 3 subestaciones nuevas y una capacidad total instalada de 672 MVA. Con respecto al factor de utilización de la capacidad de transformación, puede apreciarse que en el corto plazo la capacidad adicionada produce márgenes de carga apreciables, obteniéndose el 100% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%. A su vez, en el medio plazo, se tendría al 100% de la capacidad instalada con un factor de utilización menor a 80%.

## 8.6 Sistema Oeste

Con respecto al Sistema Oeste (Centro y Alto Chaco), se prevé un crecimiento relativo superior en esta zona en comparación con otras áreas del país, llegando la carga del Sistema Oeste a representar aproximadamente el 4 % de la carga total del SIN.

Asimismo, en consonancia con los importantes proyectos del Gobierno Nacional en la Región Occidental, con ser: duplicación de la Ruta PY 09 Carlos Antonio López y la construcción de la Bioceánica, así la aparición de planes de desarrollo impulsados por el sector privado, el Plan de Obras prevé una importante expansión de la red de transmisión en el Sistema Oeste, de forma a poder extender la red de distribución en dicho territorio, y mejorar también el servicio en áreas hoy frágilmente abastecidas, debido principalmente a las grandes distancias involucradas.

Las principales obras de transmisión previstas para el Sistema Oeste son:

- *LT 220 kV Villa Real – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2026). Obra requerida abastecer a la nueva Subestación Pozo Colorado, así como dar una segunda alimentación a la Subestación Loma Plata, y áreas dependientes, de forma a incrementar la capacidad de transmisión, la seguridad y confiabilidad del suministro a la zona.
- *Subestación Loma Plata 220 kV:* instalación de un compensador estático de reactivo con una capacidad de  $-80 / +150$  MVar (año 2025). Obra requerida para ampliar los márgenes de estabilidad de tensión, contar con suficiente soporte de reactivo y control de tensión en la transmisión al Chaco Central.
- *LT 220 kV Vallemí II – Carmelo Peralta (95 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2026).
- *LT 220 kV Loma Plata – La Patria (231 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2026).
- *LT 220 kV Cruce Douglas – Tte. Esteban Martínez (80 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2028). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Tte. Esteban Martínez.

- *LT 220 kV Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2028). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Cruce Don Silvio.
- *LT 220 kV Carmelo Peralta – Toro Pampa – Agua Dulce (275 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2032). Obra requerida para abastecer a las nuevas Subestaciones Toro Pampa y Agua Dulce.

Asimismo, el Plan de Obras prevé la construcción de siete nuevos centros de distribución:

- *Pozo Colorado*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *La Patria*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Carmelo Peralta*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Arrocera*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Tte. Esteban Martínez*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Cruce Douglas*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Cruce Don Silvio*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Agua Dulce*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2032).
- *Toro Pampa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2032).
- *Fortín Gral. Díaz* 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2033).

Estos locales atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, atendiendo a que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales y esperados de carga. Con esto se busca atender adecuadamente a la demanda y dar un soporte al desarrollo de la zona de influencia de las nuevas subestaciones.

Adicionalmente, se prevé un aumento en la capacidad de transformación para alimentación a la red de 23 kV en prácticamente todos los centros de distribución. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV, discriminándose el número de subestaciones conforme al factor de utilización de los transformadores de las mismas. Como fuera mencionado, el factor de utilización es calculado comparando la carga máxima prevista para la subestación y la capacidad nominal del equipo de transformación instalado en la misma en 23 kV.

**Tabla 33 - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Oeste**

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	3	3	0	0	0
2024	4	4	0	0	0
2025	3	2	0	0	1
2026	6	6	0	0	0
2027	6	6	0	0	0
2028	10	10	0	0	0
2029	10	10	0	0	0
2030	10	10	0	0	0
2031	10	10	0	0	0
2032	12	12	0	0	0
2033	13	13	0	0	0

Análogamente, la Tabla 34 y la Figura 17 presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Oeste, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

**Tabla 34- Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Oeste**

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2023	62	62	0	0	0
2024	62	62	0	0	0
2025	62	50	0	0	12
2026	220	220	0	0	0
2027	220	220	0	0	0
2028	420	420	0	0	0
2029	420	420	0	0	0
2030	420	420	0	0	0
2031	420	420	0	0	0
2032	520	520	0	0	0
2033	570	570	0	0	0



**Figura 17.** Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Oeste.

En general, puede observarse un sustancial aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Oeste, pasándose de 62 MVA en el 2023 a 570 MVA en el 2033. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que todo el parque de transformadores del Sistema Oeste operaría con un factor de utilización inferior al 80% para el año 2032. Esta situación en parte originada por la adopción de un módulo de transformación 220/23 kV de 50 MVA, el cual es utilizado atendiendo a políticas de estandarización de las instalaciones, con lo cual se obtienen considerables economías tanto en la adquisición de los equipos, como en los costos de mantenimiento.

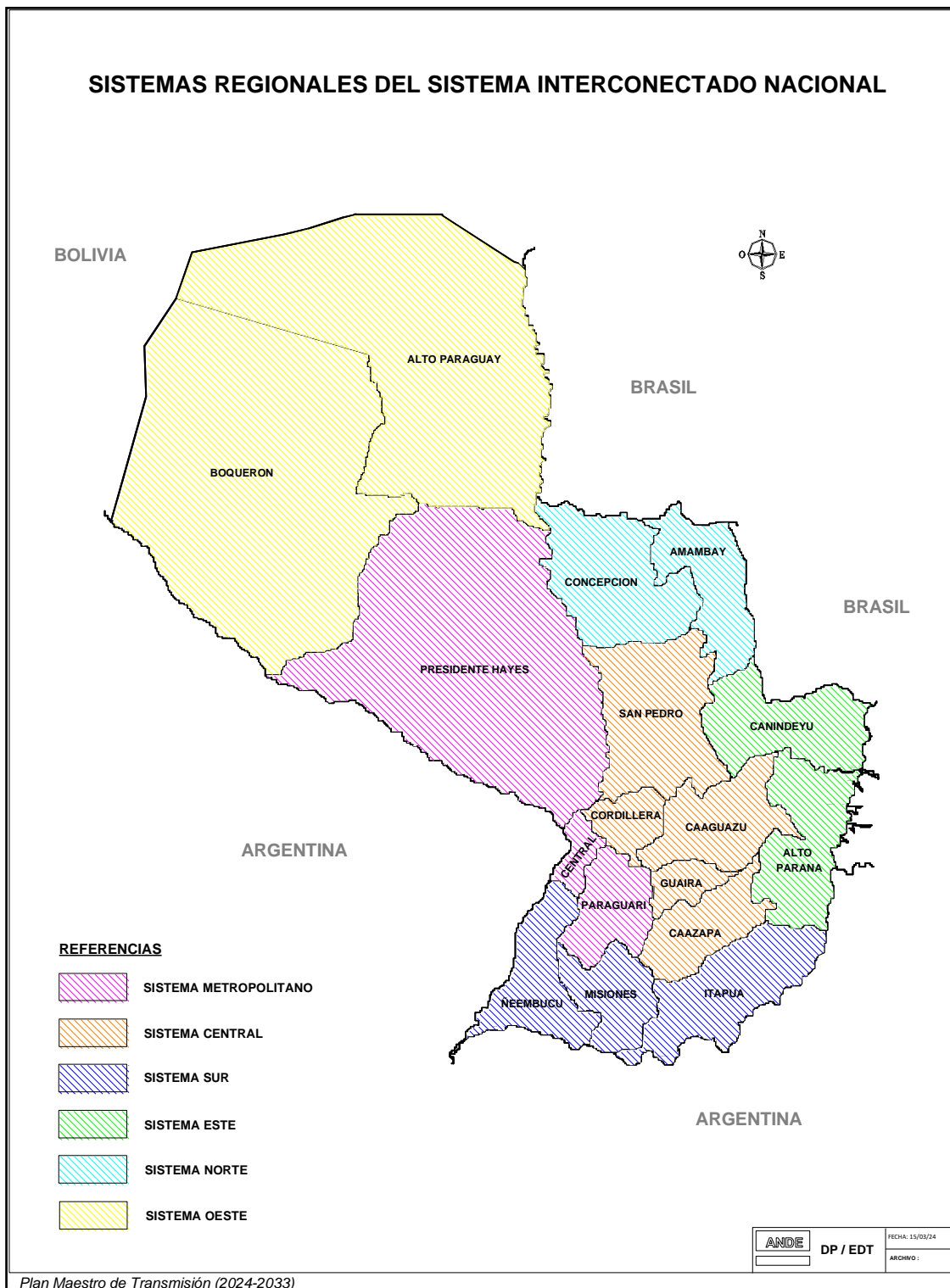


# Anexos

# **Anexo 1**

## **SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)**

## SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



# Anexo 2

## LISTADO DEL PLAN DE OBRAS



Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	MI (US\$)	(US\$)	(US\$)
<b>SISTEMA METROPOLITANO</b>							<b>885.141.497</b>	<b>533.984.179</b>	<b>168.593.563</b>	<b>1.590.719.239</b>
<b>Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV</b>							<b>312.639.040</b>	<b>255.851.204</b>	<b>66.228.196</b>	<b>634.718.440</b>
1	Subestación Valenzuela	Construcción, Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas - Villa Hayes, montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno, montaje de un (1) banco de transformadores 220/66 kV de 120 MVA, un (1) transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-24	ANDE/FONPLATA	48.724.500	37.144.739	10.048.659	95.917.898
2	Subestación Villa Hayes	Montaje del cuarto banco de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-25	Leasing Operativo	18.708.080	4.253.000	2.857.350	25.818.430
3	Línea 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes (2° circuito)	Construcción del segundo circuito LT simple terna, estructura autoportante, 2000 MVA, (360 km). Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 500 kV	dic-26	BID/TAIWAN	96.961.460	96.164.850	22.221.475	215.347.785
4	Subestación Emboscada	Construcción, Seccionamiento de la LT 500 kV Valenzuela - Villa Hayes y LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes, montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno, un (1) transformador de 220/23 kV - 80 MVA, Adecuación.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-27	ANDE	55.443.000	51.351.000	12.342.690	119.136.690
5	Subestación Valenzuela	Montaje del tercer y cuarto banco de transformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores. (Segunda etapa - Cableado segunda terna LT Yguazú - Valenzuela).	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-29	ANDE	33.792.000	8.658.100	5.258.770	47.708.870
6	Línea 500 kV Ayolas - Valenzuela	Construcción del segundo circuito LT simple terna, autoportante, 2000 MVA, (230 km). Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 500 kV	dic-29	ANDE	59.010.000	58.279.515	13.499.252	130.788.767
<b>Líneas de transmisión 220 kV</b>							<b>82.561.571</b>	<b>59.819.836</b>	<b>16.714.988</b>	<b>159.096.396</b>
7	Línea 220 kV Villa Hayes - Puerto Botánico - Parque Caballero	Construcción del Tramo Aéreo LT 220 kV - Doble Terna + Villa Hayes - Puerto Botánico y Villa Hayes - Parque Caballero (350/420 MVA - 15 km). Recapitación del Tramo aéreo existente LT 220 kV - Doble Terna "Puerto Botánico - Parque Caballero y Villa Hayes - Parque Caballero" (350/420 MVA - 7,5 km). Construcción de la Estación de Mufas 220 kV - Zona Barrio Ricardo Brugada. Construcción del Tramo Subterráneo LT 220 kV - Doble Circuito + Puerto Botánico-Parque Caballero y Villa Hayes - Parque Caballero + (350/420 MVA - 2 km).	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-24	ANDE/CAF IV	4.460.871	4.468.430	1.026.756	9.956.057
8	Línea 220 kV Limpio - Zárate Isla	Construcción de 2 (dos) Líneas de transmisión mltas, tramo aéreo (10 km) - doble terna tipo urbana, y tramo subterráneo (6 km), cable XLPE, capacidad 350/420 MVA. Adecuación posición de salida en Limpio.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-25	Leasing Operativo	8.693.200	5.049.000	1.635.016	15.377.216
9	Línea 220 kV San Lorenzo - Villa Aurelia	Construcción de Línea de transmisión subterránea, (9 km), cable XLPE, capacidad 350/420 MVA. Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-25	BID/TAIWAN	8.260.000	5.587.850	1.632.585	15.480.435
10	Línea 220 kV Barrio Molino - Villa Aurelia	Construcción de Línea de transmisión subterránea, (8 km), cable XLPE, capacidad 350/420 MVA. Adecuación posición de salida.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-25	BID/TAIWAN	6.740.000	4.889.094	1.365.109	12.994.203
11	Línea 220 kV Guarambaré - San Antonio - Villa Elisa y Línea 220 kV Guarambaré - Lambaré.	Recapitación de la Línea de Transmisión con cambio de conductor HTLS con una capacidad de 450 / 540 MVA (25 km).	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-25	ANDE	4.665.000	2.224.342	828.884	7.718.226
12	Línea 220 kV Valenzuela - Guarambaré	Construcción de Línea de transmisión, doble terna, autoportante, 550/660 MVA de capacidad, (85 km). Empalme con la actual estructura San Patricio - Guarambaré. Cableado de la estructura Buoy Rodeo - Guarambaré.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-25	BID/TAIWAN	18.930.000	13.280.931	3.788.993	35.999.924
13	Línea 220 kV Zárate Isla - Barrio Molino	Construcción de Línea de transmisión subterránea, (13 km), cable XLPE, capacidad 350/420 MVA. Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	7.000.000	4.760.595	1.386.060	13.146.655
14	Línea 220 kV Emboscada - Limpio	Construcción de Línea de transmisión, doble terna, autoportante, 650/780 MVA, por terna (10 km), en sustitución de tramo de la línea Carayá - Limpio.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	1.880.000	2.068.000	451.200	4.399.200
15	Línea 220 kV de interconexión de la SE Emboscada a la LT 220 kV Carayá - Limpio	Construcción de Línea de transmisión, doble terna, autoportante, 350/420 MVA por terna (5 km), empalme con la ex LT Carayá - Limpio para suministro a las Subestaciones Altos y Carayá.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	940.000	863.000	208.500	2.011.500
16	Línea 220 kV de interconexión de la SE Nueva Italia a la LT 220 kV San Patricio - Guarambaré - Buoy Rodeo	Construcción, Seccionamiento de la LT 220 kV Guarambaré - San Patricio - Buoy Rodeo y de la LT 220 kV Valenzuela - Guarambaré.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	3.108.000	1.577.310	561.771	5.247.081
17	Línea 220 kV Valenzuela - Nueva Italia - Guarambaré	Construcción de Línea de transmisión, doble terna, autoportante, 550/660 MVA, (65 km), Valenzuela - Nueva Italia y construcción de Línea de transmisión, doble terna, autoportante, 350/400 MVA, (20 km), Nueva Italia - Guarambaré.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	15.064.500	12.462.285	3.204.614	30.731.399
18	Línea 220 kV Radio Nacional del Paraguay - Guarambaré	Construcción de Línea de transmisión, simple terna, autoportante, 350/400 MVA, (30 km), Radio Nacional - Guarambaré.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-31	ANDE	2.820.000	2.589.000	625.500	6.034.500
<b>Línea de transmisión 66 kV</b>							<b>50.121.782</b>	<b>49.884.505</b>	<b>12.530.523</b>	<b>112.536.810</b>
19	Línea 66 kV General Diaz - Central	Recapitación con cambio de conductores. Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-24	ANDE/BEI	694.890	595.452	149.881	1.440.223
20	Línea 66 kV General Diaz - Republicano	Recapitación con cambio de conductores. Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (4 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-24	ANDE/BEI	1.389.779	1.190.905	299.762	2.880.446
21	Línea 66 kV Altos - Arroyos y Esteros	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (40 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	2.200.000	800.000	366.000	3.366.000
22	Línea 66 kV Parque Caballero - Barrio Jara	Construcción de Línea Subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	855.930	809.000	192.171	1.857.101
23	Línea 66 kV Parque Caballero - San Miguel (segundo circuito)	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	855.930	809.000	192.171	1.857.101
24	Línea 66 kV Pirayú - Paraguari - Paraguari - Quindy	Recapitación con cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA (17 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	867.500	1.654.290	364.954	2.886.744
25	Línea 66 kV Guarambaré - Ita	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (15 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	1.143.600	2.707.360	419.404	4.270.364
26	Línea 66 kV Pirayú - Ita	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (18 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	1.887.800	3.351.300	580.544	5.819.644
27	Línea 66 kV Limpio - Ciudad Nueva	Recapitación con cambio de conductor (13 km). Capacidad de transmisión de 72/80 MVA.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	465.000	354.200	95.870	915.070
28	Línea 66 kV San Antonio - Nemby	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (5 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	2.136.750	1.675.580	445.335	4.257.665
29	Línea 66 kV Barcequillo - Nemby	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (5 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	2.136.750	1.675.580	445.335	4.257.665
30	Línea 66 kV Barrio Parque - San Miguel (Tramo Aéreo)	Recapitación con cambio de conductores HTLS capacidad 100 MVA (5 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-26	ANDE	334.867	319.289	1.014.952	1.669.108
31	Línea 66 kV Barrio Parque - San Miguel (Tramo Subterráneo)	Cambio de tramo subterráneo - Instalación de nuevos conductores XLPE, capacidad 100 MVA (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-26	ANDE	866.250	730.422	185.655	1.782.327
32	Línea 66 kV Seccionamiento de la Línea Bo. Parque - San Miguel a Mburicaco	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (5 km) (Seccionamiento de la LT Barrio Parque - San Miguel).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-26	ANDE	1.296.075	1.060.290	274.519	2.630.884
33	Línea 66 kV Altos - Nueva Colombia	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (18 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-26	ANDE	1.906.800	3.815.963	629.480	6.352.243
34	Línea 66 kV Zárate Isla - Mariano Roque Alonso	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (12 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-27	ANDE	4.961.250	4.183.326	1.063.295	10.207.871
35	Línea 66 kV Eusebio Ayala - Tobatí	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (20 km). Posición correspondiente en E. Ayala.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-27	ANDE	5.209.313	4.392.492	1.116.460	10.718.265



Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
36	Línea 66 kV Itauguá - Ypacarai	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (5 km). Posición correspondiente en Itauguá.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-27	ANDE	187.163	816.572	105.988	1.109.723
37	Línea 66 kV Villa Aurelia - F. de la Mora	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 120 MVA. (5 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	2.067.188	1.743.053	443.040	4.253.280
38	Línea 66 kV Guaramaré - Ytororó	Recapitolación de tramo de la LT 66 kV Guaramaré - Villita, más construcción para la derivación del tramo línea de transmisión aérea urbana (4 km) y tramo subterráneo con conductores XLPE (2 km). Capacidad de 100 MVA.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	2.324.700	3.492.678	651.479	6.468.857
39	Línea 66 kV Valle Apuá - Quilindy	Recapitolación con cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA. (12 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	448.927	390.808	97.441	937.176
40	Línea 66 kV Barrio Molino - Blue Tower - Barrio Parque	Seccionamiento de la LT Barrio Molino - Blue Tower - Barrio Parque en la SE Santa Teresa. Construcción de dos líneas subterráneas, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, desde la SE Santa Teresa hasta el empalme con la LT (1,5 km) cada terna.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	1.240.313	1.045.832	265.824	2.551.968
41	Línea 66 kV Mburucuyá - Santa Teresa	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (4 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	1.737.750	1.259.496	351.857	3.349.103
42	Línea 66 kV Zarate Isla - Luque II	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (10 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-29	ANDE	4.134.375	3.636.045	901.073	8.671.493
43	Línea 66 kV Autódromo - Areguá	Reconstrucción de tramo de la LT 66 kV San Lorenzo - Itauguá en doble terna (5km), estructura de HFA, más construcción de tramo línea de transmisión aérea urbana (5 km) y tramo subterráneo con conductores XLPE (2 km). Capacidad de 100 MVA.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-29	ANDE	1.963.500	1.606.500	415.905	3.985.905
44	Línea 66 kV Autódromo - Capiatá II	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (10 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-29	ANDE	4.273.500	3.351.159	890.671	8.515.330
45	Línea 66 kV Villa Aurelia - Terminal y Línea Terminal - Lambaré	Construcción de LT 66 kV Villa Aurelia - Terminal, subterráneo, conductores XLPE con capacidad 120/144 MVA (3 km) Construcción de LT 66 kV Lambaré - Terminal, subterráneo, conductores XLPE con capacidad 120/144 MVA (3 km)	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-30	ANDE	2.535.884	2.417.916	571.456	5.525.256
<b>Subestaciones 220 kV</b>							<b>254.639.414</b>	<b>100.081.606</b>	<b>41.666.095</b>	<b>396.387.115</b>
46	Subestación San Lorenzo	Sistema de Compensación Reactiva en 220 kV con tecnología STATCOM (parte dinámica - 100+100 MVA/ con 2 (dos) ramas convencionales MSC (mechanically Switched Capacitor), de 80 MVA/ cada uno (2 x 80 MVA/). Rango total del equipo - 100+200Mvar, en sustitución del actual CER de 66kV de este local.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-24	ANDE/CAF IV	11.295.000	3.799.185	1.848.268	16.942.453
47	Subestación Parque Caballero	Adecuación de la subestación. Montaje de dos bancos de transformadores de 220/66/23 kV de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-24	ANDE/CAF IV	5.531.720	26.314.014	3.350.525	35.196.259
48	Subestación San Lorenzo	Restauración y modernización, incluyendo la instalación de tres (3) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA en sustitución de los transformadores actuales.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-24	ANDE/CAF II	8.941.337	3.394.229	1.501.797	13.837.362
49	Subestación Capiatá	Adecuación de la subestación e instalación del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA, en sustitución del transformador de 41,67 MVA. Cambio de celdas de 23 kV.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-24	CAF/OFID III	3.200.000	950.000	511.000	4.661.000
50	Subestación Luque	Adecuación de la subestación e instalación de tres (3) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA, en sustitución de los transformadores actuales.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-24	CAF/OFID III	10.450.000	1.660.000	1.524.500	13.634.500
51	Subestación Móvil 220 kV	Adquisición de 2 subestaciones móviles 220/23 kV - 41,67 MVA cada una.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE/CAF VI	10.928.173	0	1.420.662	12.348.835
52	Subestación Limpio	Adecuación- Cambio de un transformador 220/23 kV de 41,67 MVA por otro transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	8.764.740	2.109.000	1.350.316	12.224.056
53	Subestación Limpio	Modernización del compensador estático de Limpio. Sustitución del sistema de control, adecuación de sistemas auxiliares, reposición de componentes de potencia.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	BID/TAIWAN	4.462.780	2.100.000	882.000	7.444.780
54	Subestación Limpio	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 75 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	8.425.856	1.036.000	1.198.961	10.660.817
55	Subestación Zárate Isla	Construcción. Montaje de 2 (dos) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	Leasing Operativo	11.662.580	9.460.000	2.462.135	23.584.715
56	Subestación Puerto Sajonia	Ampliación. Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/ 66/23 kV - 120/80/40 MVA por otros dos de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	22.493.220	4.352.000	3.359.319	30.204.539
57	Subestación San Antonio	Adecuación y ampliación. Montaje de un banco de transformadores 220/66 kV de 120 MVA, incluyendo barra de 66 kV tipo GIS.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	18.827.550	3.478.650	2.795.447	25.101.647
58	Subestación Autódromo	Construcción. Montaje de 2 (dos) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	Leasing Operativo	11.540.020	5.486.000	2.048.803	19.074.823
59	Subestación Altos	Cambio del banco de transformadores 220/66/23 kV de 120/80/60 MVA por otro de 240/120/120 MVA	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	11.246.610	2.176.000	1.679.659	15.102.269
60	Subestación Villa Hayes	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	4.291.350	1.690.500	726.926	6.708.776
61	Subestación Guaramaré	Ampliación de la SE y Montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV - 80 MVA. Retiro de los (2) transformadores 66/23 kV de 50 MVA cu.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-26	ANDE	11.969.000	3.783.000	1.934.270	17.686.270
62	Subestación Buey Rodeo	Ampliación Montaje del segundo banco de transformadores 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-26	ANDE	5.746.907	4.735.379	1.220.636	11.702.921
63	Subestación Eusebio Ayala	Cambio del banco de transformadores de 220/66/23 kV de 120/80/60 MVA (ex LAM) por otro nuevo de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-27	ANDE	11.246.610	2.176.000	1.679.659	15.102.269
64	Subestación Zárate Isla	Construcción del patio de 66 kV y montaje de un banco de transformadores 220/66 kV de 120 MVA	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-27	ANDE	17.877.321	5.760.300	2.076.233	25.713.854
65	Subestación Nueva Italia	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores 220/23 kV de 80 MVA	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-27	ANDE	17.026.020	5.486.000	2.048.803	24.560.823
66	Subestación Villa Aurelia	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA. Adecuación sector 66 kV.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-28	ANDE	9.142.000	1.405.000	1.328.960	11.875.960
67	Subestación Valle Apua	Cambio de un transformador de 220/66 kV - 60 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-28	ANDE	5.566.000	1.054.000	828.980	7.448.980
68	Subestación Barrio Molino	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-28	ANDE	7.992.000	1.274.000	1.166.360	10.432.360
69	Subestación Autódromo	Construcción del patio de 66 kV y montaje de un banco de transformadores 220/66 kV de 120 MVA	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-29	ANDE	5.566.000	1.054.000	828.980	7.448.980
70	Subestación Radio Nacional del Paraguay	Construcción. Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-31	ANDE	5.645.120	3.131.850	1.047.051	9.824.021
71	Subestación Caraguatay	Construcción. Derivación de la LT 220 kV Caraya-Altos Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-32	ANDE	4.801.500	2.216.500	845.845	7.863.845
<b>Subestaciones 66 kV</b>							<b>188.179.690</b>	<b>68.347.027</b>	<b>31.453.762</b>	<b>287.980.479</b>
72	Subestación Gran Hospital Nacional	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-24	ANDE	0	105.300	115.830	221.130
73	Subestación San Bernardino	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV. Capiatá - Itauguá (7 km aéreo - 3 km subterráneo).	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-25	Itaipú	3.850.000	1.954.000	695.900	6.499.900
74	Subestación Ineram	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV Puerto Botánico - San Miguel (1,8 km subterráneo).	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-25	Itaipú	3.208.000	795.500	496.590	4.500.090
75	Subestación Ypané	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV Cerrosol (4 km aéreo - 1 km subterráneo).	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-25	Itaipú	3.198.000	1.260.000	541.740	4.999.740
















Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML (US\$)	(US\$)	(US\$)
204	Linea 66 kV Loma Plata - Filadelfia	Recapacitación con cambio de conductores para 72/80 MVA (23 km)	Sistema Oeste	LT 66 kV	dic-26	ANDE	333.300	846.148	127.944	1.307.391
	Subestaciones 220 kV y 66 kV						81.426.394	35.868.414	14.241.273	131.536.081
205	Subestación Loma Plata	Cambio de un banco de transformadores 220/66 kV - 75 MVA por otro de 120 MVA	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-26	KIWFONPLATA	3.450.000	276.000	545.100	4.271.100
206	Subestación Pozo Colorado	Construcción - Derivación de la futura LT 220 kV Villa Real - Loma Plata. Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-26	KIWFONPLATA	5.127.000	4.353.000	1.101.810	10.581.810
207	Subestación Loma Plata	Montaje de un Compensador Estático de Reactivos en 220 kV de -80 + 150 MVar	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-25	ANDE	20.970.000	3.615.000	3.087.600	27.672.600
208	Subestación Filadelfia	Cambio del transformador de 66/23 kV de 12 MVA existente por otro de 66/23 kV - 20 MVA.	Sistema Oeste	SE 66 kV	dic-26	ANDE	4.879.000	2.252.000	859.470	7.990.470
209	Subestación La Patria	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-26	ANDE	4.365.000	2.455.000	812.950	7.632.950
210	Subestación Carmelo Peralta	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-26	Leasing Operativo	4.365.000	2.455.000	812.950	7.632.950
211	Subestación Arrocera	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA - Derivación de la LT 220 kV Villa Hayes- Villareal	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-28	ANDE	6.413.810	3.515.390	1.185.334	11.114.534
212	Subestación Tte. Esteban Martínez	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA y reactor 220 kV - 20 MVar	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-28	ANDE	4.370.700	2.133.432	781.534	7.285.666
213	Subestación Cruce Douglas	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA. Derivación de la LT 220 kV Pozo Colorado - Loma Plata	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-28	ANDE	6.413.810	3.515.390	1.185.334	11.114.534
214	Subestación Cruce Don Silvio	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA y reactor 220 kV - 20 MVar	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-28	ANDE	4.415.250	2.052.750	779.258	7.247.258
215	Subestación Agua Dulce	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA y reactor 220 kV - 20 MVar	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-32	ANDE	4.499.250	2.091.600	794.063	7.384.913
216	Subestación Toro Pampa	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA y reactor 220 kV - 20 MVar	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-32	ANDE	5.551.350	3.533.000	1.074.976	10.159.326
217	Subestación Fortín Gral. Díaz	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA y reactor 220 kV - 20 MVar	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-33	ANDE	6.606.224	3.620.852	1.220.894	11.447.970
	Nuevas Tecnologías						14.972.000	6.075.000	2.553.860	23.600.860
218	FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System)	Montaje - Equipos de compensación FACTS para control de Flujo de Potencia	SIN	SE 220 kV	dic-26	ANDE	14.972.000	6.075.000	2.553.860	23.600.860
	<b>SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>						<b>1.824.490.209</b>	<b>1.135.734.445</b>	<b>350.690.395</b>	<b>3.313.415.049</b>
	<b>TOTALES</b>						<b>1.824.490.209</b>	<b>1.135.734.445</b>	<b>350.690.395</b>	<b>3.313.415.049</b>

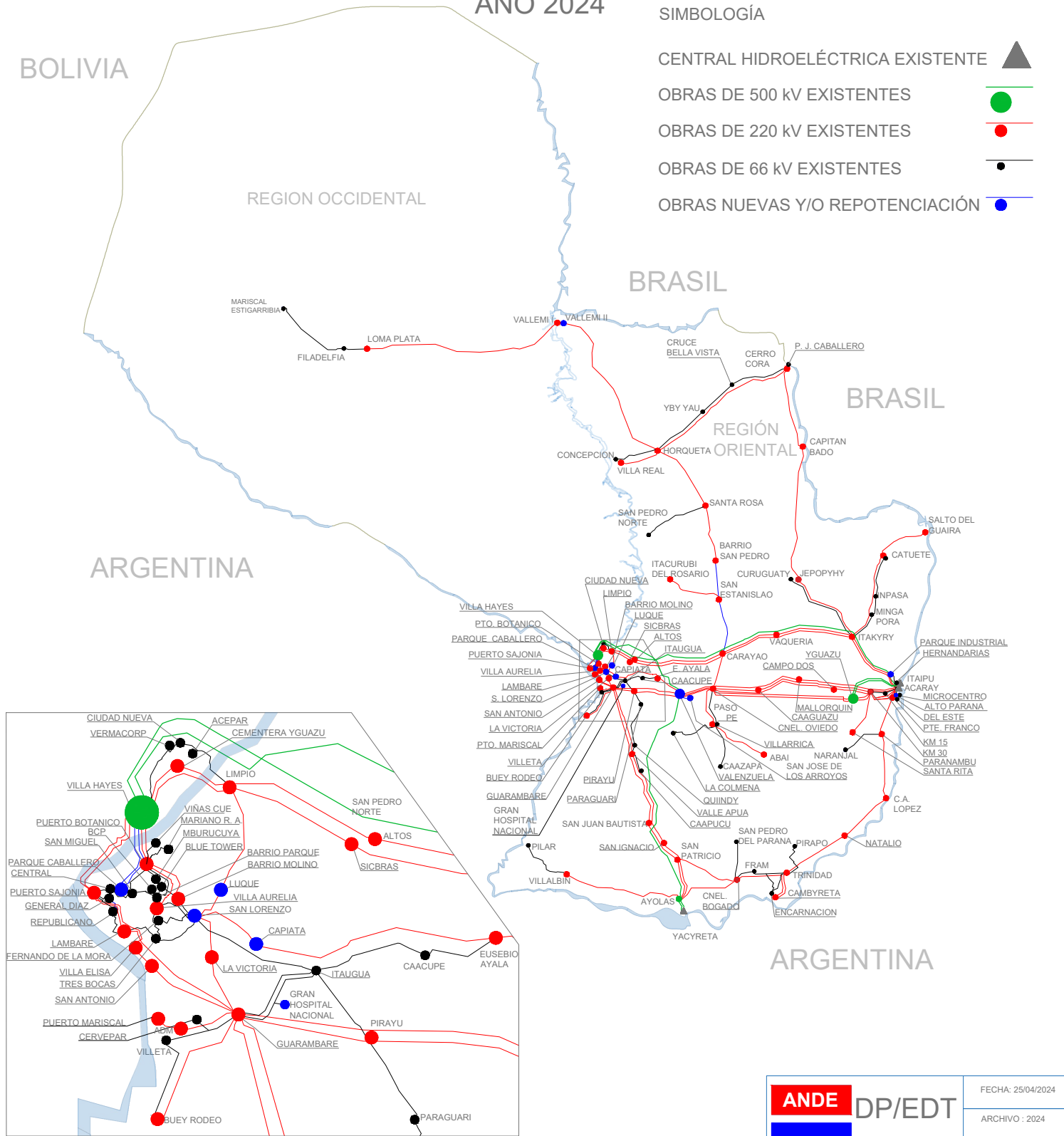
# **Anexo 3**

## **MAPAS ELÉCTRICOS**

## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2024

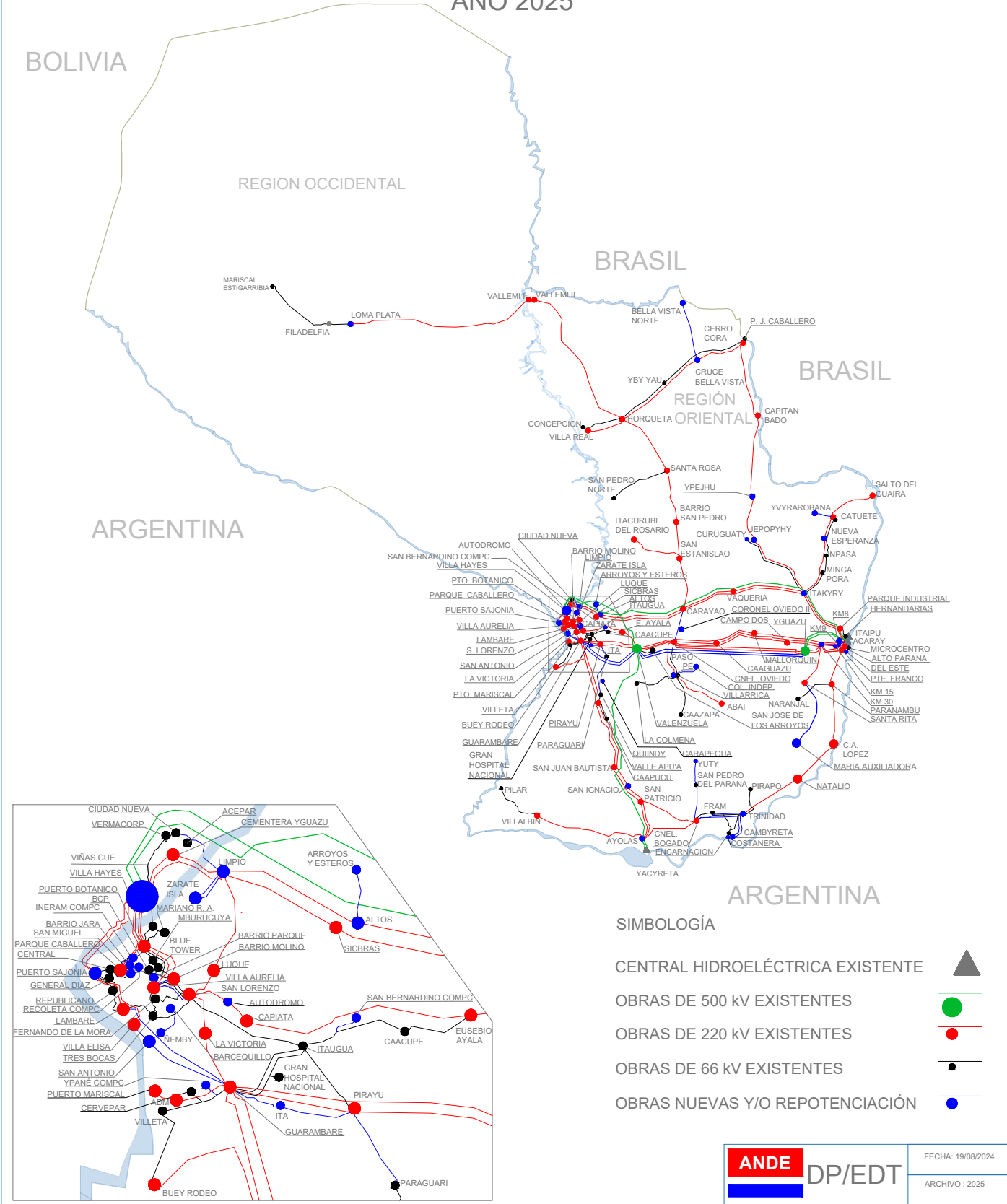
### SIMBOLOGÍA

- CENTRAL HIDROELÉCTRICA EXISTENTE 
- OBRAS DE 500 kV EXISTENTES 
- OBRAS DE 220 kV EXISTENTES 
- OBRAS DE 66 kV EXISTENTES 
- OBRAS NUEVAS Y/O REPOTENCIACIÓN 



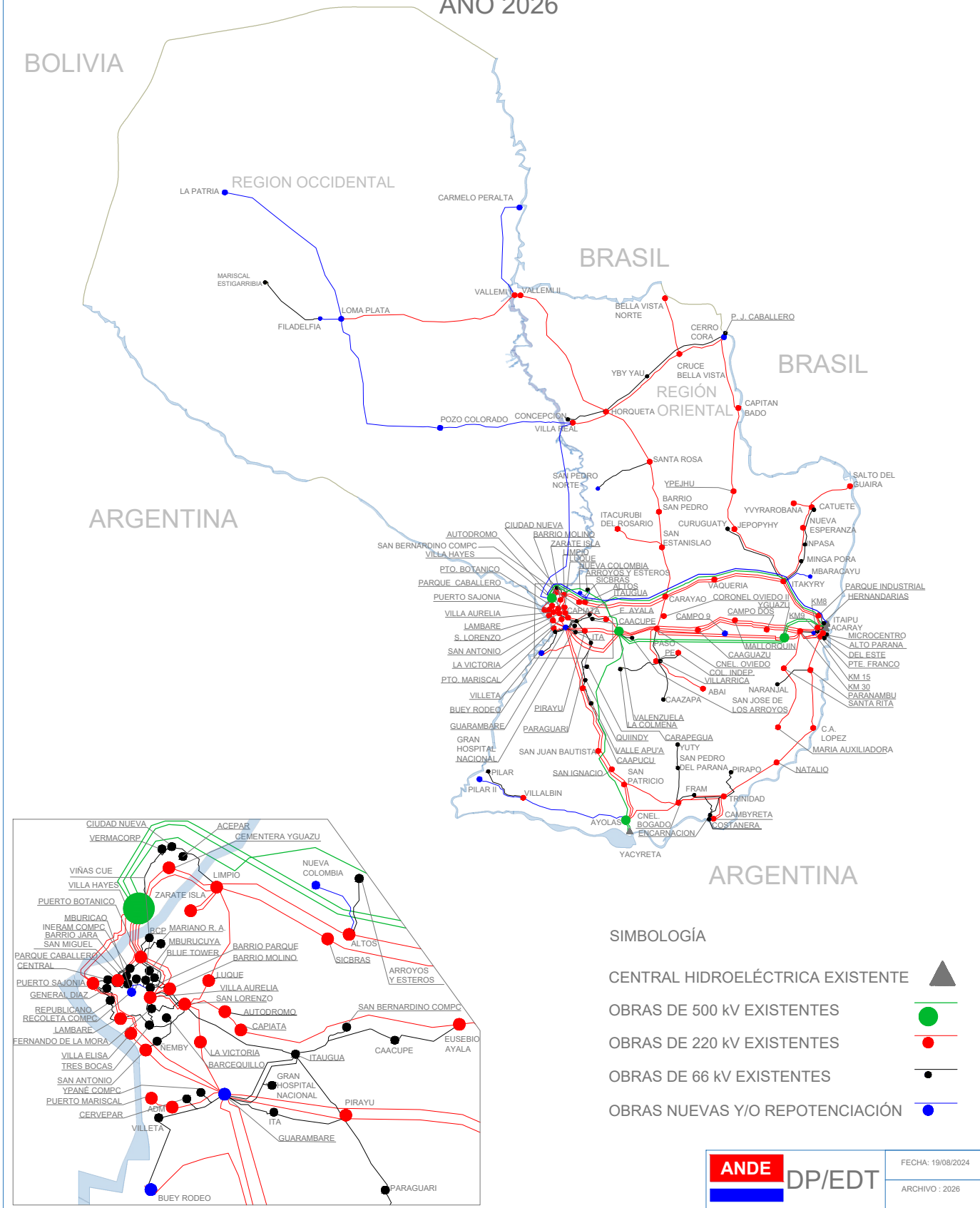
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2024 -2033)






## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2025



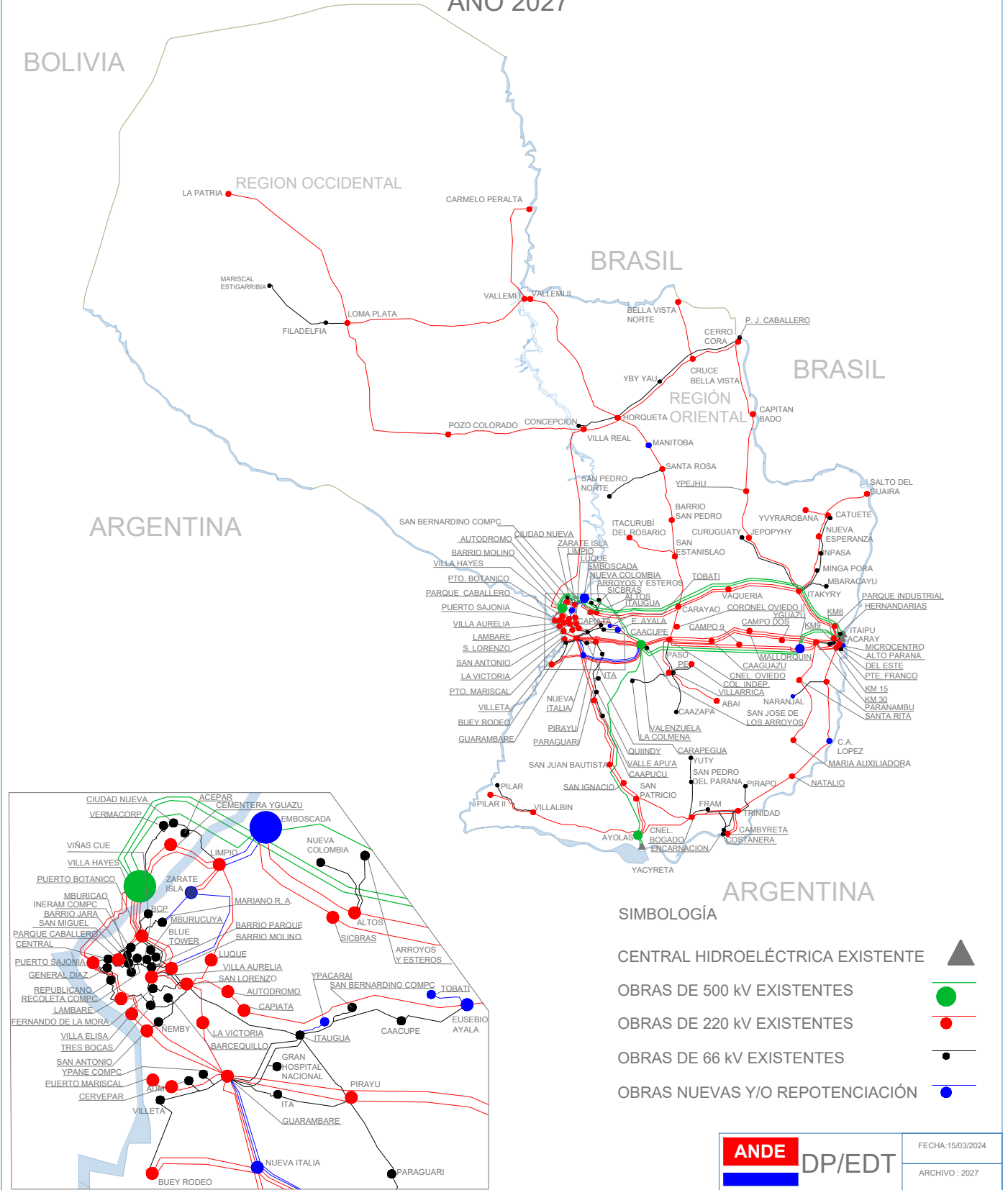
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2024 -2033)

## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2026



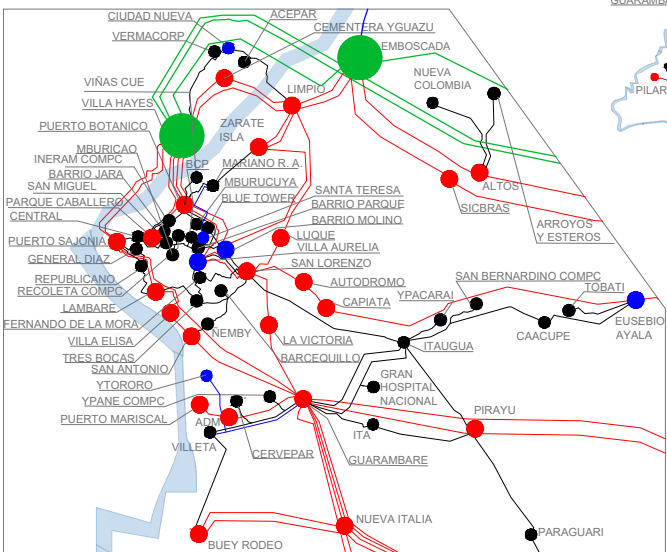
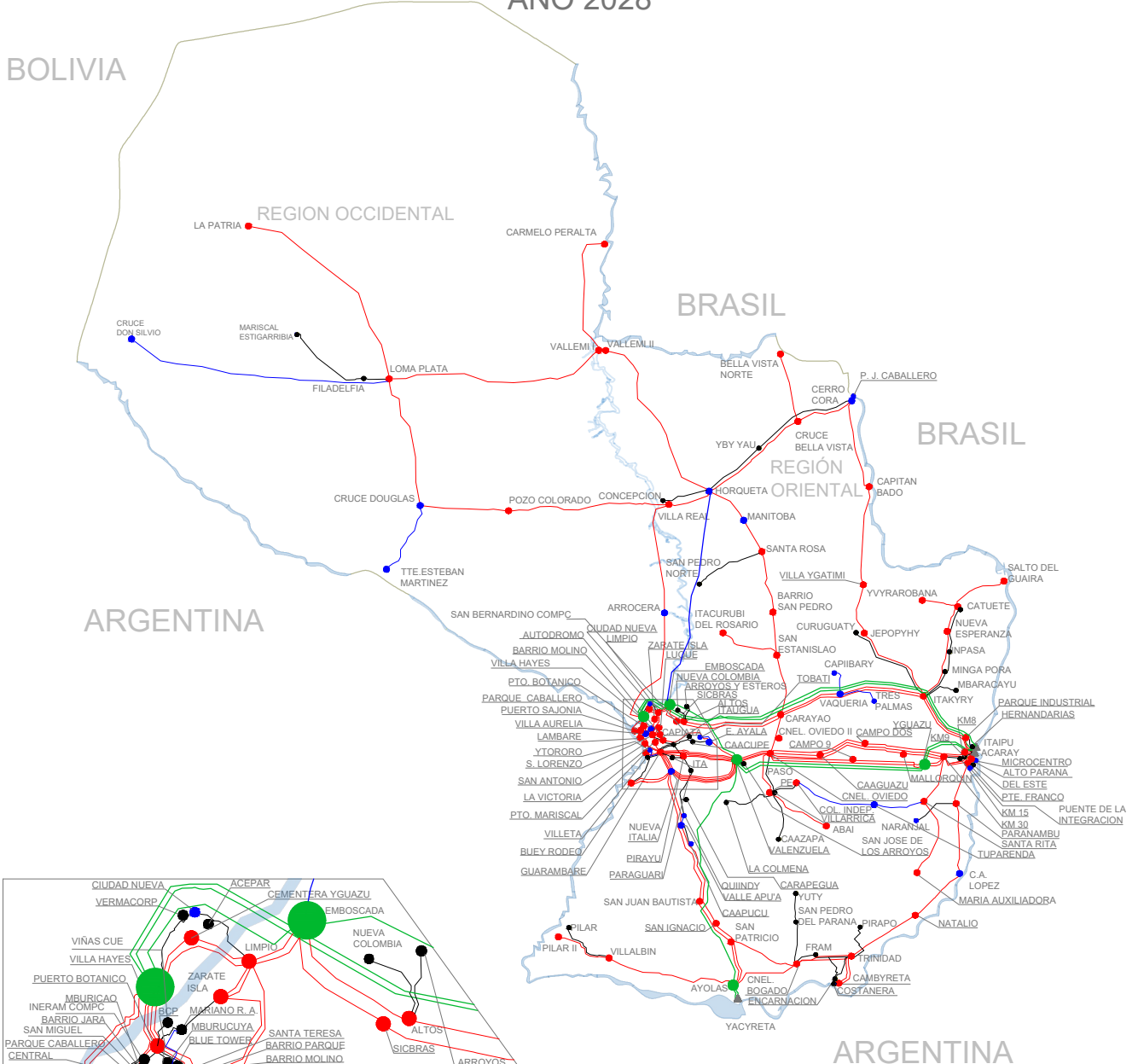
- SIMBOLOGÍA**
- CENTRAL HIDROELÉCTRICA EXISTENTE 
  - OBRAS DE 500 kV EXISTENTES 
  - OBRAS DE 220 kV EXISTENTES 
  - OBRAS DE 66 kV EXISTENTES 
  - OBRAS NUEVAS Y/O REPOTENCIACIÓN 

## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2027



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2024 -2033)

## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2028



**SIMBOLOGÍA**

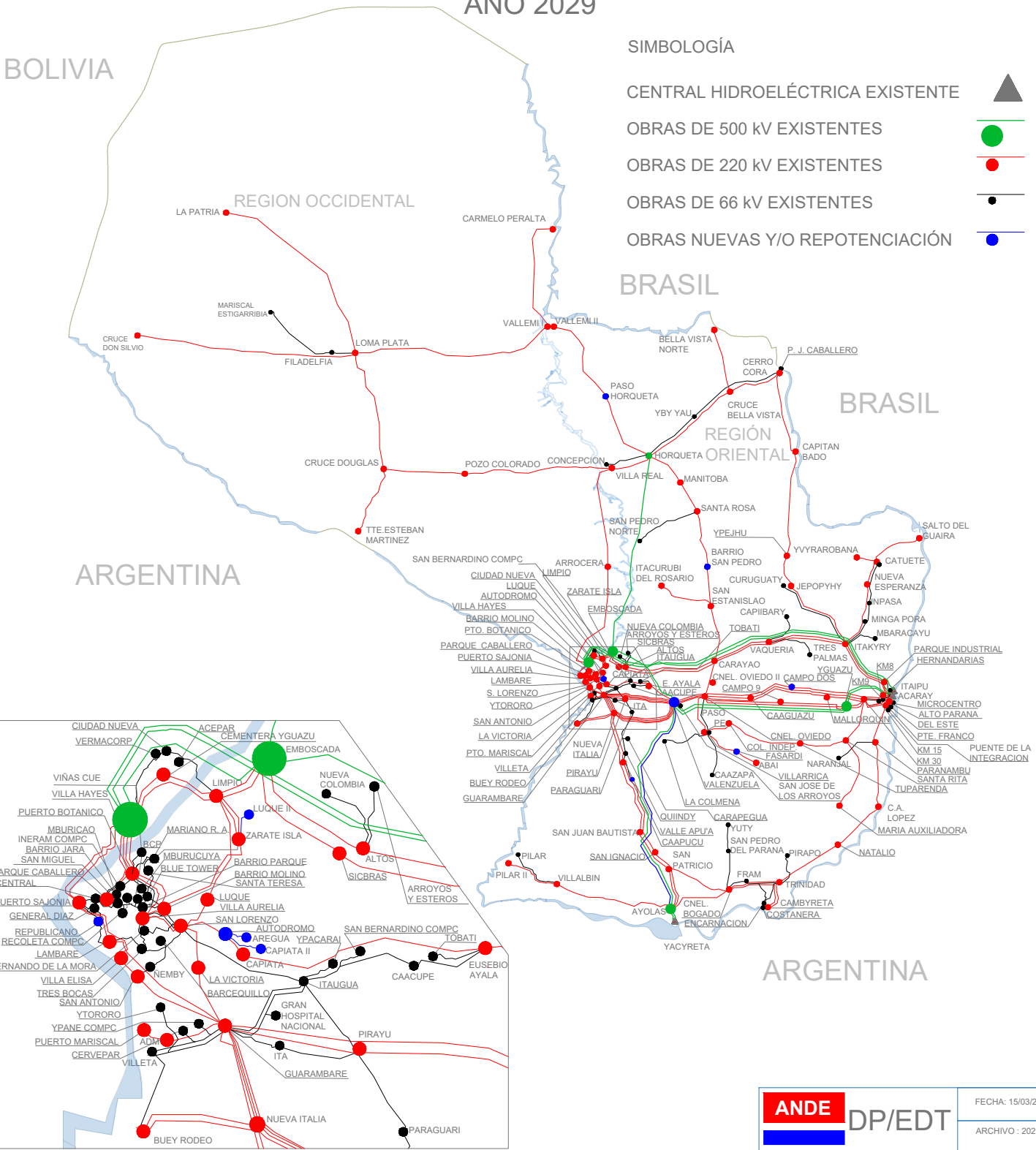
- CENTRAL HIDROELÉCTRICA EXISTENTE ▲
- OBRAS DE 500 kV EXISTENTES ●
- OBRAS DE 220 kV EXISTENTES ●
- OBRAS DE 66 kV EXISTENTES ●
- OBRAS NUEVAS Y/O REPOTENCIACIÓN ●

<b>ANDE</b> DP/EDT	FECHA: 15/03/2024
	ARCHIVO : 2028



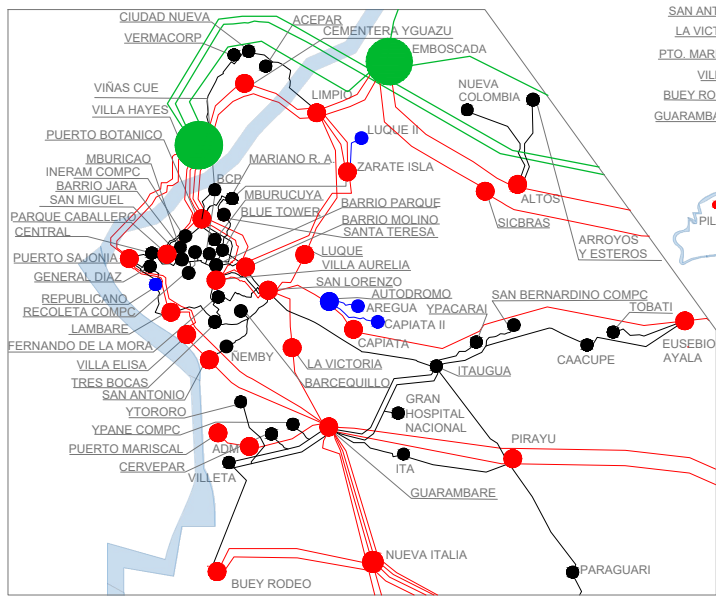
## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2029

BOLIVIA



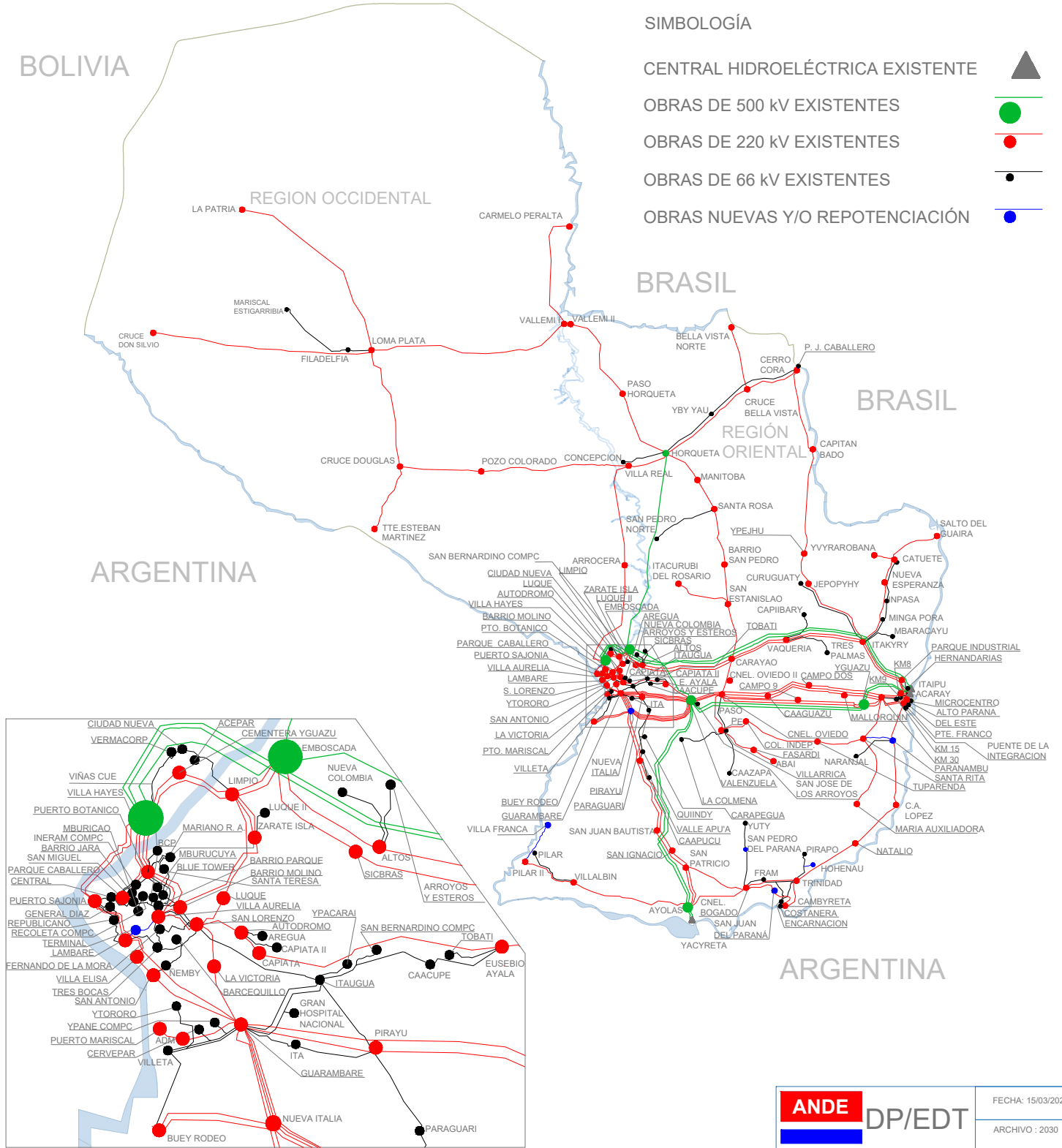
SIMBOLOGÍA

- CENTRAL HIDROELÉCTRICA EXISTENTE
- OBRAS DE 500 kV EXISTENTES
- OBRAS DE 220 kV EXISTENTES
- OBRAS DE 66 kV EXISTENTES
- OBRAS NUEVAS Y/O REPOTENCIACIÓN

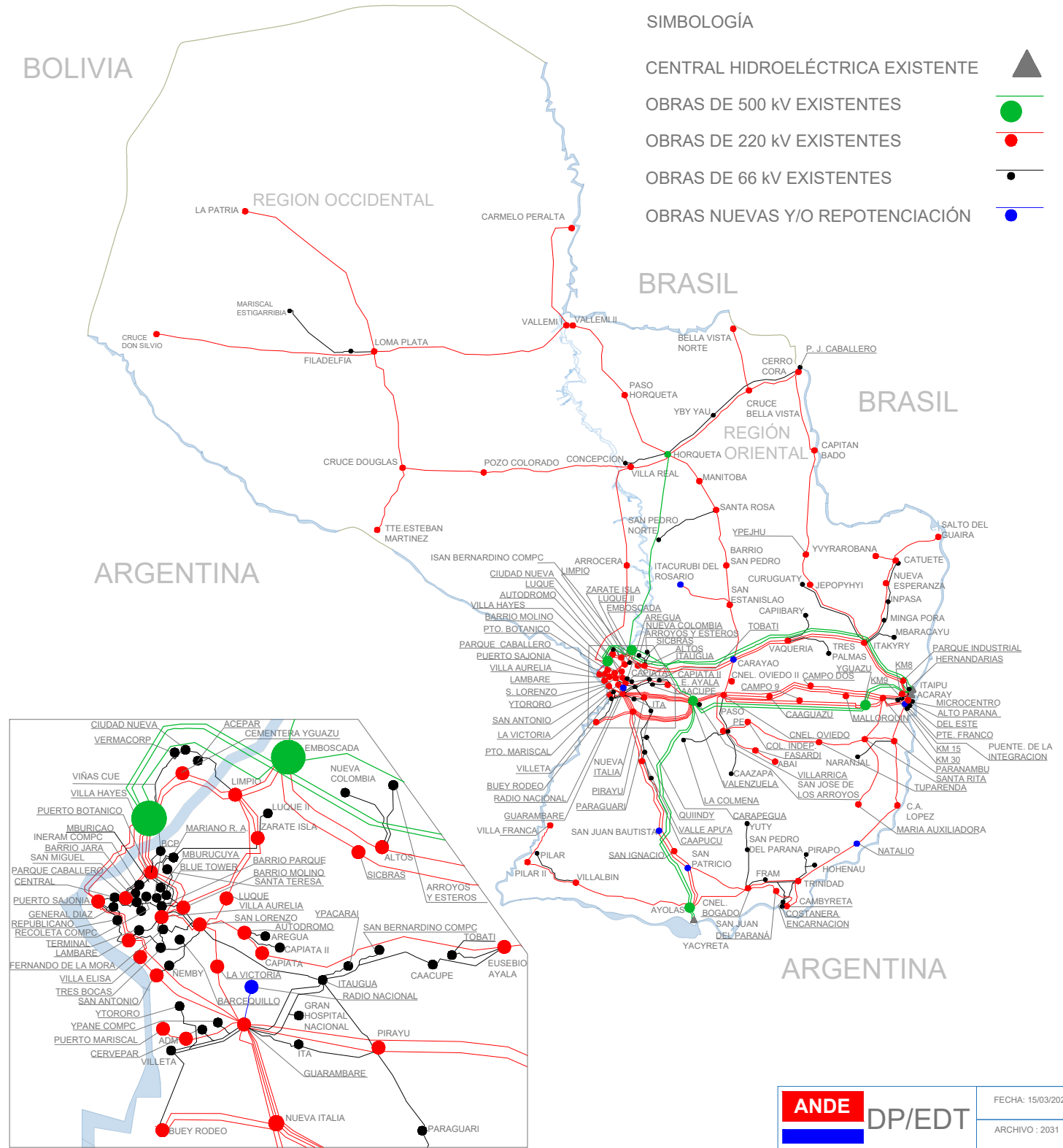


Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2024 -2033)

## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2030

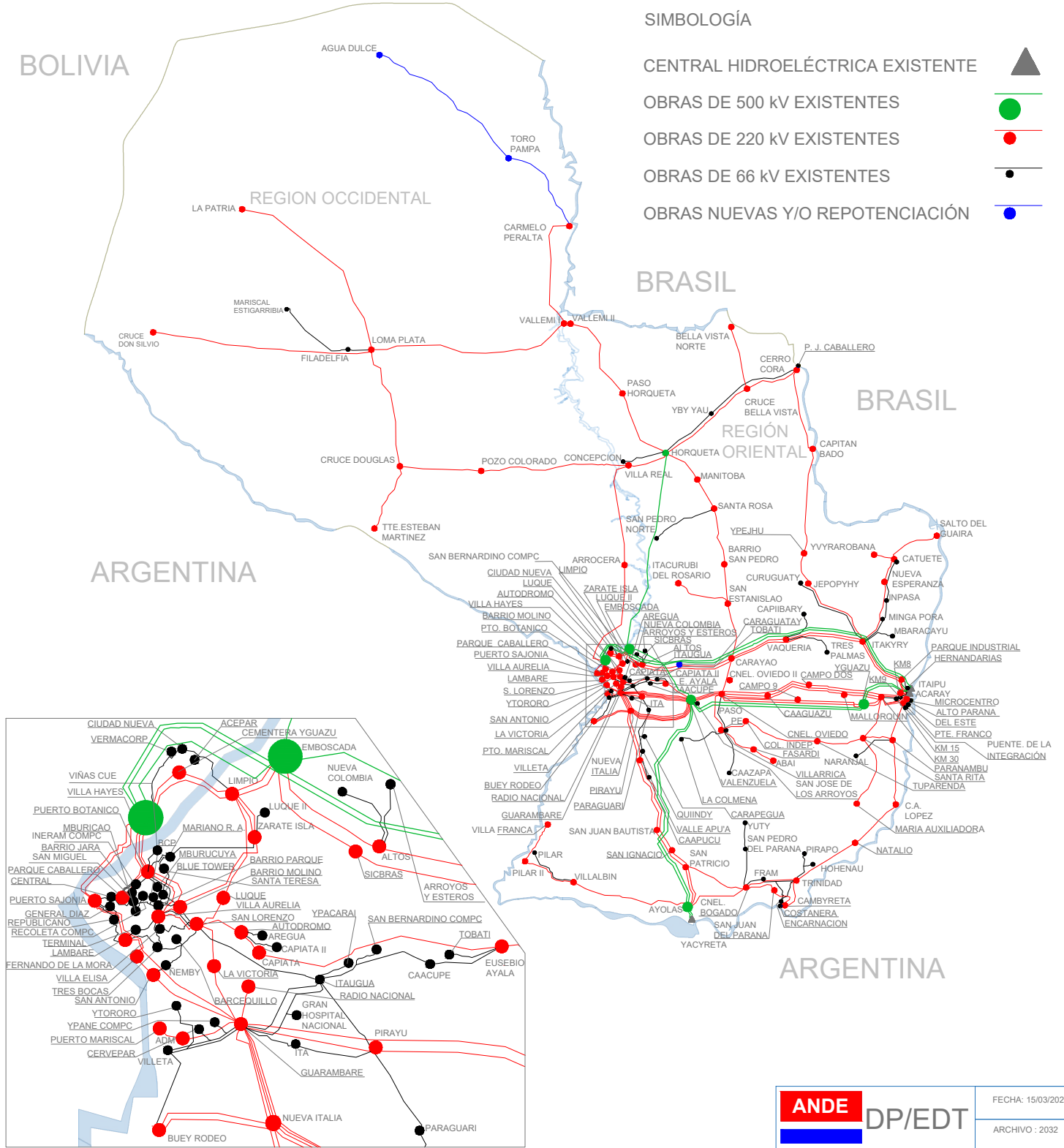


## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2031

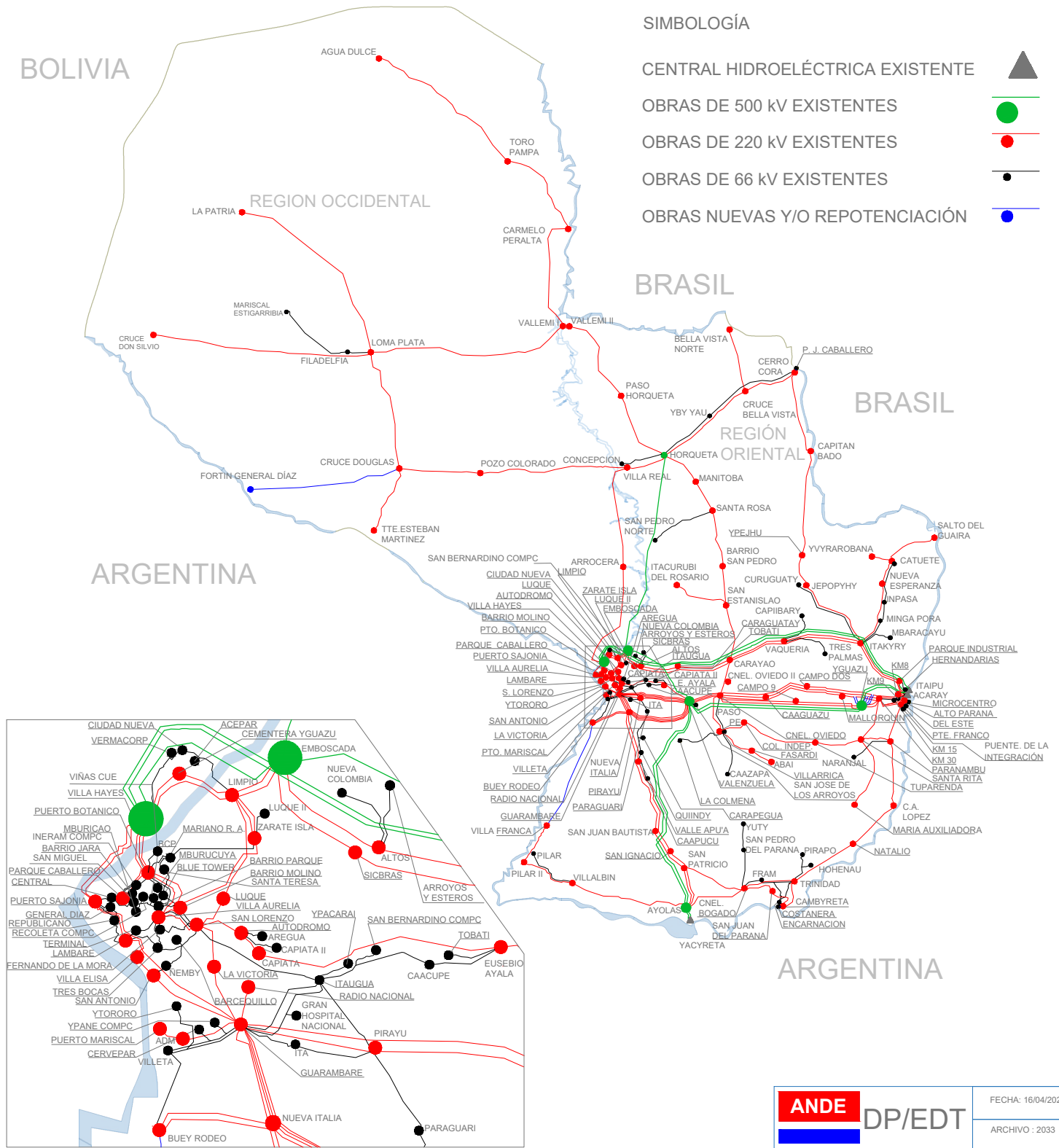


Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2024 -2033)

# REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2032



## REPÚBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2033



# **Anexo 4**

## **PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2024 – 2033**









ANDE

Dirección de Planificación y Estudios (DP)  
División de Estudios Energéticos (DP/EE)  
Departamento de Estudios de Transmisión (DP/EDT)



Table with columns: SISTEMA, NOMBRE, MW, MVAR, MVA, Pot. Inst., Utilización, SIMULTANEA (MW, MVAR, MVA), MEDIA (MW, MVAR), LEVE (MW, MVAR). Includes sub-headers MAXIMAS and LEVE. Rows are grouped by region: METROPOLITANO, SUR, ESTE, NOROESTE, CENTRAL, CLAVE. Includes various station names like VHA, SLO, LAM, etc.





Table with columns: SISTEMA, NOMBRE, MW, MVAR, MVA, MVAR Capac., MVA Comp., Pot. Inst. MVA, Utilización %, MW, MVAR, MVA, MW, MVAR, MW, MVAR. Includes sub-sections: METROPOLITANO, SUR, ESTE, NOROCCIDENTE, CENTRAL, CLAVE. Summary rows: CARGA MENOR A 80%, CARGA ENTRE 80% Y 100%, CARGA MAYOR A 100%.







Table with columns: SISTEMA, NOMBRE, MW, MVAR, MVA, MVAR Capac, MVA Comp, Pot. Inst. MVA, Utilización, MW, MVAR, MVA, MW, MVAR, MW, MVAR, LEVE. Rows include METROPOLITANO, SUR, ESTE, NORESTE, CENTRAL, and CLAVE categories.



Table with columns: SISTEMA, NOMBRE, MW, MVAR, MVA, MVAR Capax, MVA Comp, Pot. Inst. MVA, Utilización %, MW, MVAR, MVA, MW, MVAR, MW, MVAR. Rows are categorized by region: METROPOLITANO, SUR, ESTE, NOROESTE, CENTRAL, CLAVE. Includes load names like VHA, SLO, LAM, etc.





# **Anexo 5**

## **BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA**

## PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA

### CONFIGURACIÓN: Interconectado

#### Carga Punta del Sistema

Año	Generación (MW)				Total	Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú		ANDE	Ventas	Pérdidas	
2023	3.629	907	214		4.749	4.387	25	338	7,11
2024	3.465	1.499	120		5.083	4.742	25	317	6,23
2025	3.956	1.499	120		5.575	5.257	25	293	5,26
2026	4.240	1.499	120		5.859	5.582	25	251	4,29
2027	4.490	1.499	120		6.109	5.845	25	239	3,92
2028	3.945	1.499	240		5.684	5.425	25	234	4,12
2029	4.236	1.499	240		5.975	5.703	25	246	4,12
2030	4.380	1.499	330	70	6.278	5.996	25	258	4,11
2031	4.717	1.499	330	70	6.616	6.302	25	289	4,36
2032	5.064	1.499	330	70	6.963	6.634	25	304	4,37
2033	5.449	1.499	330	70	7.348	6.975	25	348	4,73

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

#### Carga Media del Sistema

Año	Generación (MW)				Total	Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú		ANDE	Ventas	Pérdidas	
2023	2.595	634	120		3.349	3.158	25	166	4,95
2024	2.488	1.065	120		3.672	3.490	25	157	4,28
2025	2.993	1.065	120		4.177	3.978	25	174	4,18
2026	3.219	1.065	120		4.404	4.232	25	147	3,34
2027	3.396	1.065	120		4.580	4.416	25	140	3,05
2028	2.896	1.064	120		4.081	3.918	25	139	3,40
2029	3.089	1.065	120		4.274	4.109	25	140	3,27
2030	3.277	1.064	120	35	4.497	4.314	25	158	3,51
2031	3.505	1.064	120	35	4.724	4.528	25	171	3,62
2032	3.755	1.064	120	35	4.974	4.761	25	188	3,78
2033	4.002	1.064	120	35	5.221	4.999	25	197	3,77

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

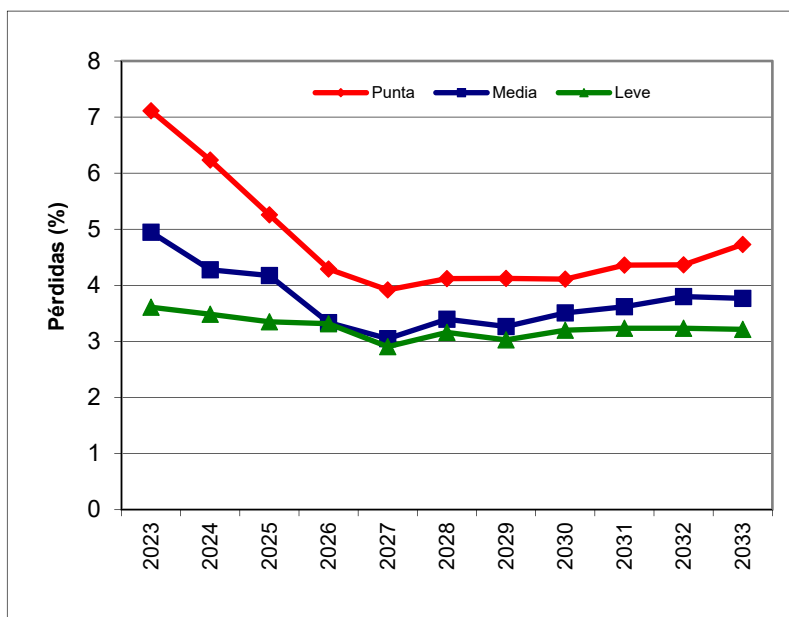
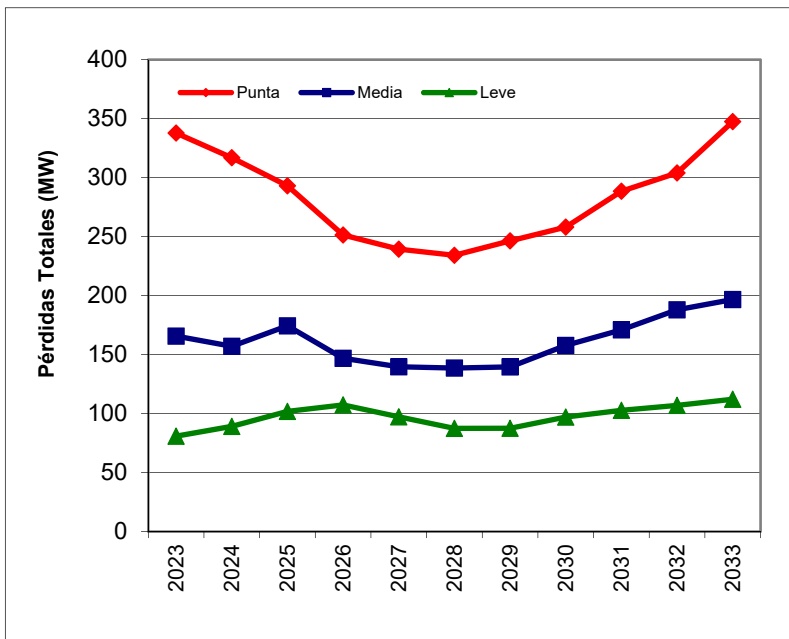
#### Carga Leve del Sistema

Año	Generación (MW)				Total	Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú		ANDE	Ventas	Pérdidas	
2023	1.831	363	47		2.241	2.135	25	81	3,61
2024	1.893	607	60		2.560	2.446	25	89	3,48
2025	2.374	607	60		3.041	2.914	25	102	3,35
2026	2.572	607	60		3.239	3.107	25	107	3,32
2027	2.681	607	60		3.347	3.225	25	97	2,91
2028	2.101	607	60		2.768	2.655	25	88	3,16
2029	2.226	607	60		2.893	2.780	25	88	3,03
2030	2.333	607	60	35	3.034	2.912	25	97	3,20
2031	2.477	607	60	35	3.178	3.050	25	103	3,23
2032	2.630	607	60	35	3.331	3.200	25	107	3,21
2033	2.789	606	60	35	3.490	3.353	25	112	3,21

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Año	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2023	337,8	165,7	81	7,1	4,9	3,6
2024	316,9	157,1	89	6,2	4,3	3,5
2025	293,1	174,4	102	5,3	4,2	3,4
2026	251,4	146,9	107	4,3	3,3	3,3
2027	239,4	139,7	97	3,9	3,0	2,9
2028	234,2	138,6	88	4,1	3,4	3,2
2029	246,4	139,6	88	4,1	3,3	3,0
2030	258,1	157,8	97	4,1	3,5	3,2
2031	288,5	171,0	103	4,4	3,6	3,2
2032	304,0	188,0	107	4,4	3,8	3,2
2033	347,5	196,7	112	4,7	3,8	3,2

\* % Pérdidas = Pérdidas / Generación total



# **Anexo 6**

## **EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN**

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024 - 2033

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto											Previsto 2033	
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total		
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	835		200	360		250	230						1.040	1.875
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	4.861													7.473
Construcción	km		650	316	386	113	440	32	150	30	275	220	2.612		
Recapacitación	km		55	73	120								248		
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	1.431												1.841	
Construcción	km		35	154	20	37	125	27	13				410		
Recapacitación	km		59	76	7		17						159		
<b>Transformadores</b>															
500/220 kV	MVA	6.550	1.200	975		2.400	1.200	1.200					6.975	13.525	
220/66 kV	MVA	3.747	780	378	60	180	405	120					1.923	5.670	
220/23 kV	MVA	4.320	680	1.116	492	480	540	222	142	365	150	50	4.236	8.557	
66/23 kV	MVA	2.730	20	796	78	100	680	260	130				2.064	4.794	
<b>Compensación</b>															
CER 220 kV	MVar	-390/540											-100/100	-490/640	
BC 66 kV	MVar	-80/150												-80/150	
Reac. 500 kV	MVar	240												240	
Reac. 220 kV	MVar	220			40		40						80	300	
B.C. 220 kV	MVar	640					40	50					90	730	
B.C. 23 kV	MVar	1.097	108	501	174	132	232	126	93	36	36	12	1.450	2.547	
<b>Subestaciones</b>	Un.	99	9	16	7	5	11	5	4	1	3	1	62	161	

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024 - 2033

**Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones**

**Sistema Central**

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto										Previsto 2033		
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km														
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	870													1.030
Construcción	km		15	30				115						160	
Recapacitación	km		47	48										95	
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	196													326
Construcción	km		15	35				80						130	
Recapacitación	km			1										1	
<b>Transformadores</b>															
500/220 kV	MVA														
220/66 kV	MVA	180		60				60						120	300
220/23 kV	MVA	739		100	50				92					325	1.064
66/23 kV	MVA	110	50	50	20			50						170	280
<b>Compensación</b>															
CER 220 kV	MVar														
BC 66 kV	MVar														
Reac. 500 kV	MVar														
Reac. 220 kV	MVar	20													20
B.C. 220 kV	MVar														
B.C. 23 kV	MVar	109	12	36	21			12	30					111	220
<b>Subestaciones</b>	Un.	14	1	3	1			2	1					8	22

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024- 2033

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Sur

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto											Previsto 2033
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	16												16
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	806												1.244
Construcción	km		110	53	60				105			110	438	
Recapacitación	km				120								120	
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	224												251
Construcción	km			20					7				27	
Recapacitación	km			45									45	
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA	750		375									375	1.125
220/66 kV	MVA	360	60	60									120	480
220/23 kV	MVA	423	133	100	50			100	155				538	961
66/23 kV	MVA	250	-30	150				30					150	400
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVAr													
BC 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr	80												80
Reac. 220 kV	MVAr	40												40
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	114	36	75	12			45	18				186	300
<b>Subestaciones</b>	Un.	14	1	1	1				3				6	20



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024 - 2033

**Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones**

**Sistema Este**

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto											Previsto 2033
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	460												460
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	1.816												1.901
Construcción	km		5	35						45				85
Recapitación	km													
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	303												325
Construcción	km		2				20							22
Recapitación	km		30											30
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA	4.000				1.200							1.200	5.200
220/66 kV	MVA	657	375										375	1.032
220/23 kV	MVA	809	202	260	30	130	100	80	42	77			920	1.729
66/23 kV	MVA	714	-100	48	58		150						156	870
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVAr													
BC 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr													
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	231		96	30	27	48	12	24	18			255	486
<b>Subestaciones</b>	Un.	22	1	4	1		2						8	30

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024 - 2033

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Metropolitano

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto										Previsto 2033		
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	359		200	360				230					790	1.580
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	666													
Construcción	km		20	118			113		32		30			313	606
Recapitación	km		8	25										33	58
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	412													
Construcción	km		18	99	20	37	17	27	6					223	428
Recapitación	km		6	30	7		12							55	110
<b>Transformadores</b>															
500/220 kV	MVA	1.800	1.200	600		1.200			1.200					4.200	7.200
220/66 kV	MVA	2.085	300	258	60	180	300	120						1.218	2.135
220/23 kV	MVA	2.194	295	548	220	300	240			50	50			1.703	3.112
66/23 kV	MVA	1.442	100	690	0	100	370	260	100					1.620	3.140
<b>Compensación</b>															
CER 220 kV	MVAr	-410/490													
BC 66 kV	MVAr	50													
Reac. 500 kV	MVAr	160													
Reac. 220 kV	MVAr	40													
B.C. 220 kV	MVAr	640													
B.C. 23 kV	MVAr	580	48	270	78	93	112	72	24		12			709	1.370
<b>Subestaciones</b>	Un.	37	5	8	2	4	2	3	1	1	1			27	64

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024 - 2033

**Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones**

**Sistema Norte**

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto										Previsto 2033	
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		Total
<b>Líneas en 500 kV</b>	km						250						250	250
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	488												768
Construcción	km		200	80									280	
Recapitación	km													
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	220												228
Construcción	km						8						8	
Recapitación	km						5						5	
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA						1.200						1.200	1.200
220/66 kV	MVA	330					45						45	375
220/23 kV	MVA	125		100	42	50		50					242	367
66/23 kV	MVA	182					110						110	292
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVAr	-80/150												-80/150
BC 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	100												100
B.C. 220 kV	MVAr						40	50					90	90
B.C. 23 kV	MVAr	57		24	18	12	30	12					96	153
<b>Subestaciones</b>	Un.	9				1	1	1					3	12

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2024 - 2033

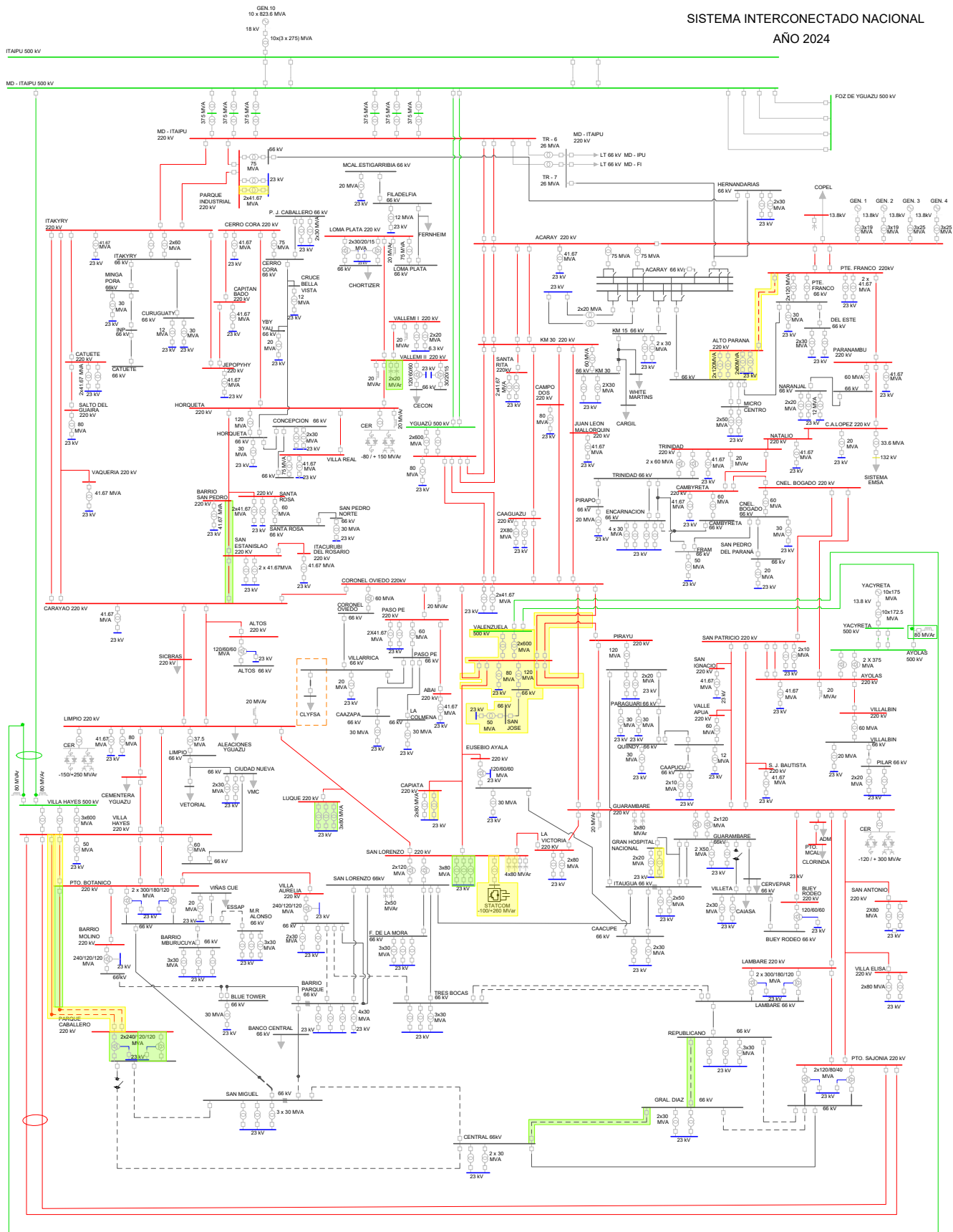
Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Oeste

Concepto	Unid.	Existente 2023	Aumento Previsto										Previsto 2033	
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		Total
<b>Líneas en 500 kV</b>	km													
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	215												1.551
Construcción	km		300		326			325			275	110	1.336	
Recapitación	km													
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	76												76
Construcción	km													
Recapitación	km		23										23	
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA													
220/66 kV	MVA	135	45					200			100	50	45	180
220/23 kV	MVA	30	50	8	100								508	538
66/23 kV	MVA	32											32	32
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVar			-80/150									-80/150	-80/150
BC 66 kV	MVar													
Reac. 500 kV	MVar													
Reac. 220 kV	MVar	20			40			40					80	100
B.C. 220 kV	MVar													
B.C. 23 kV	MVar	6	12		15			30			24	12	93	99
<b>Subestaciones</b>	Un.	3	1		2			4			2	1	10	13

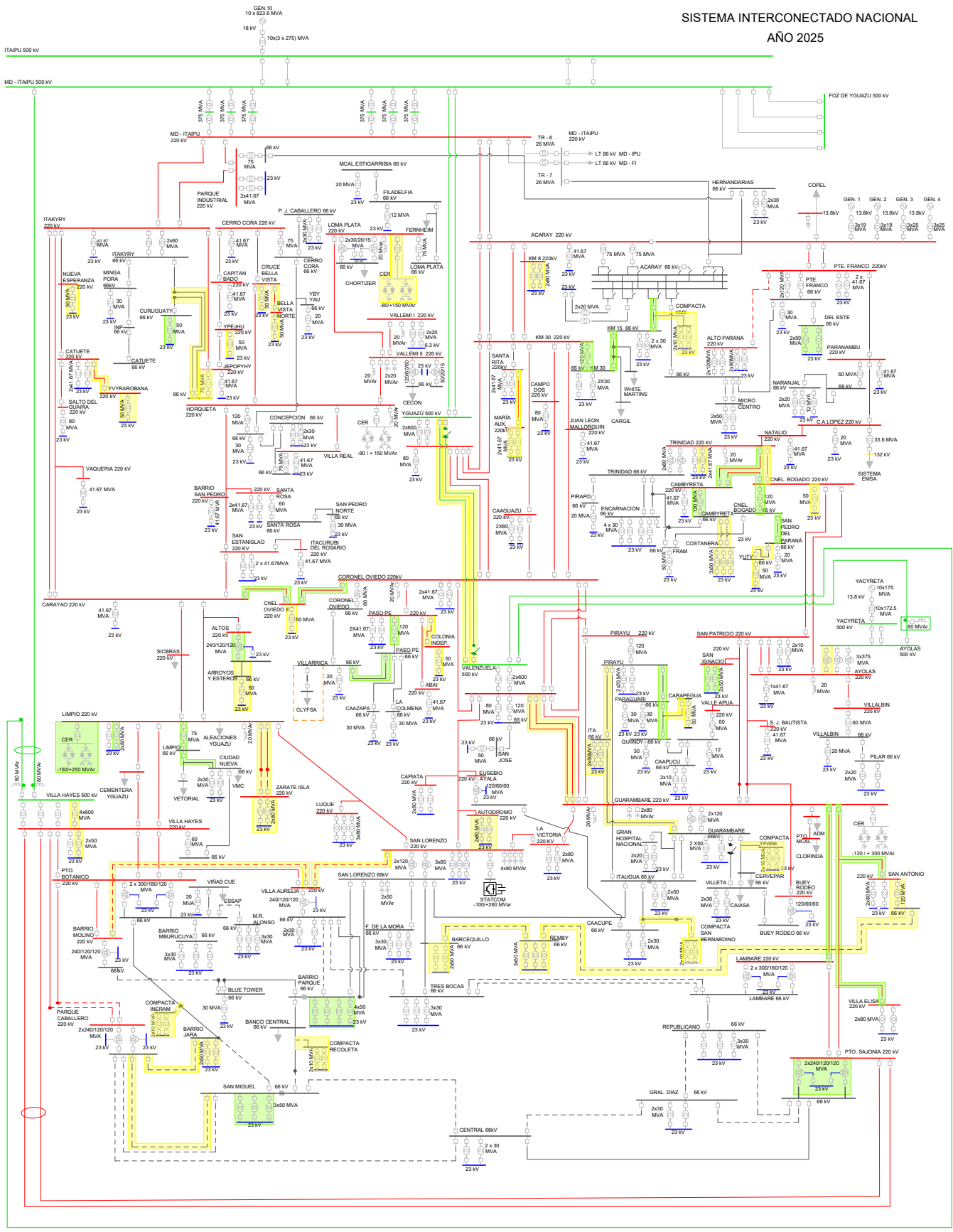
# **Anexo 7**

## **DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN**



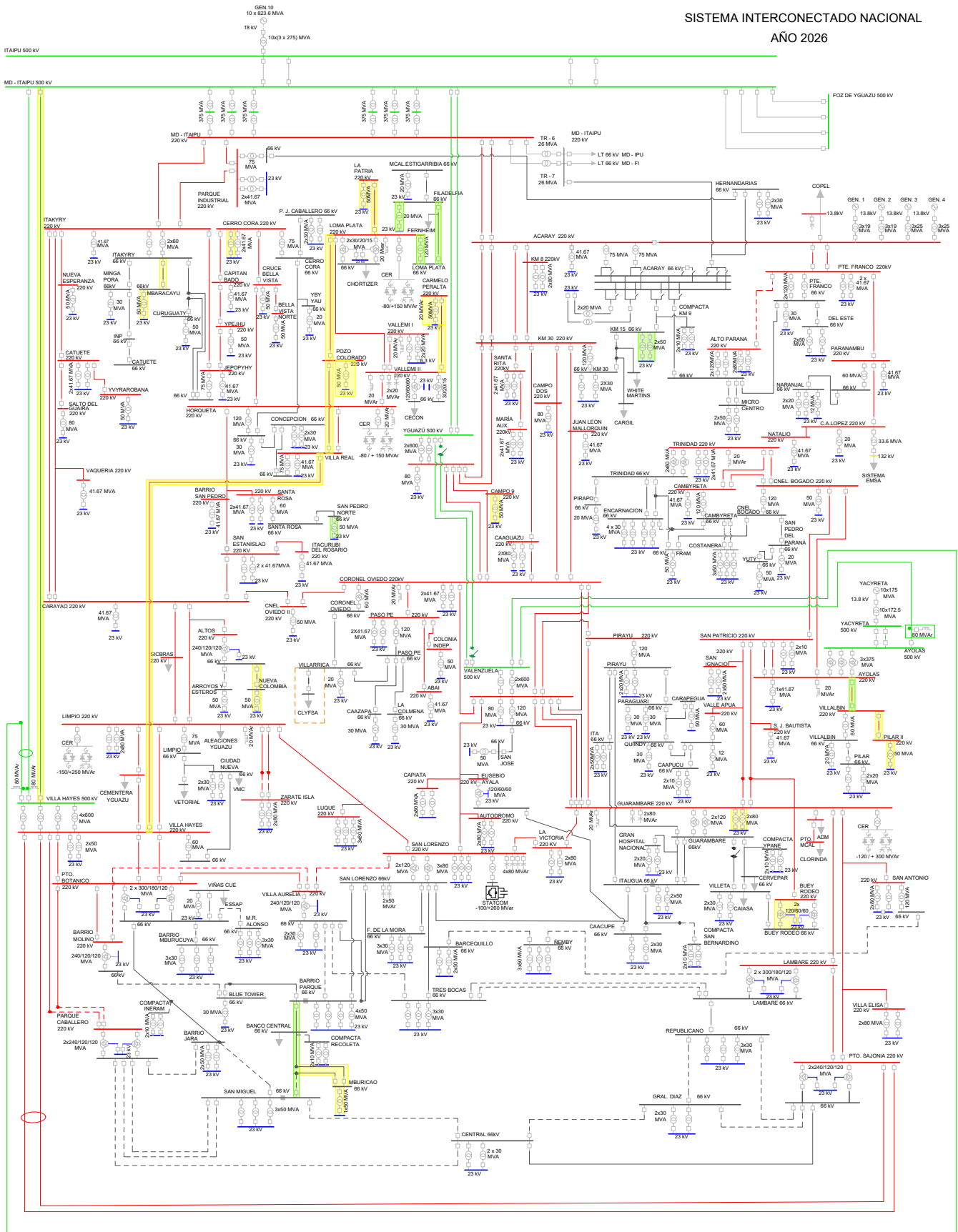
REFERENCIA

500 kV	—	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	—	—
66 kV	—	ADECUACION Y/O CAMBIO
23 kV	—	—



REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	

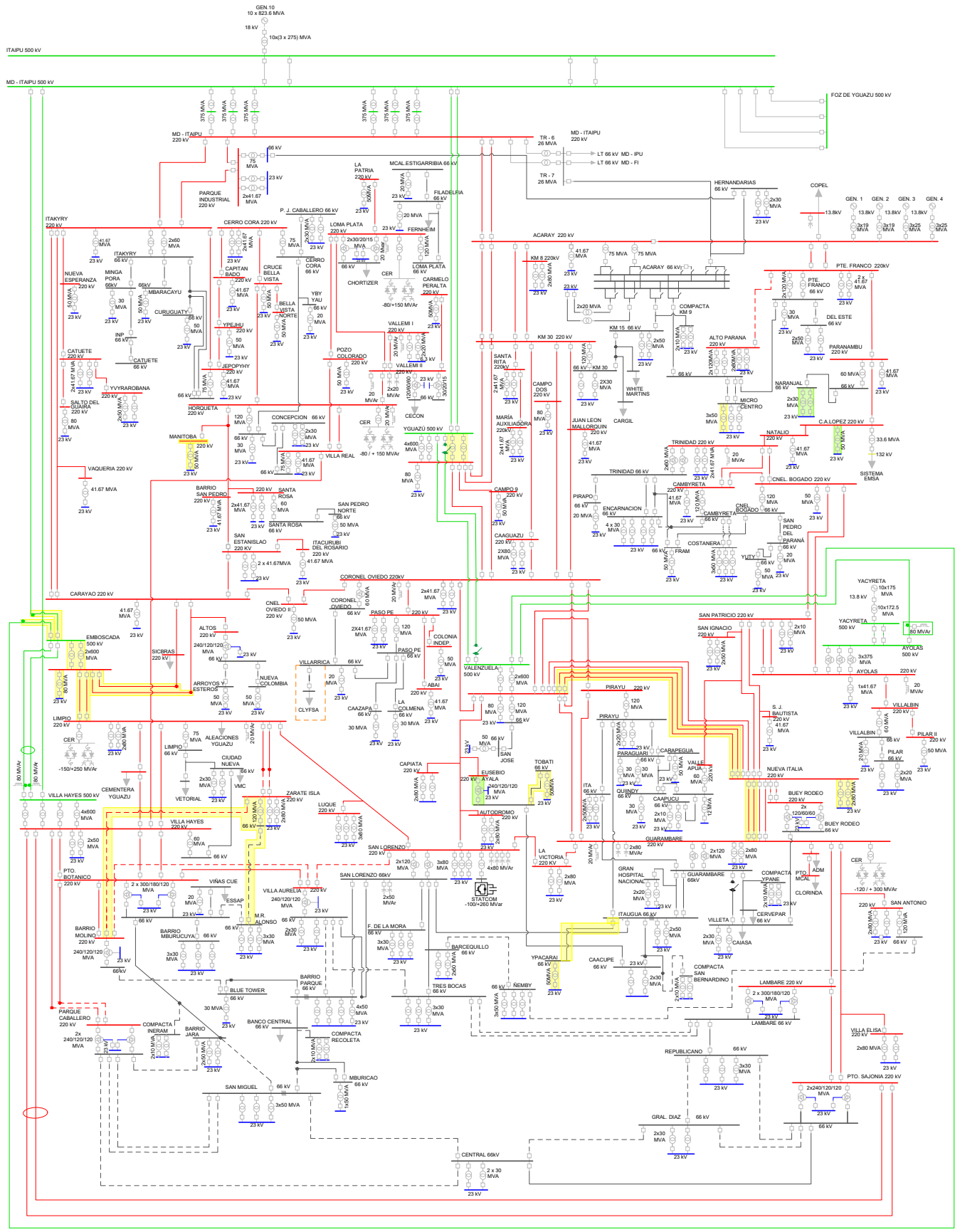


REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	

<b>ANDE</b> DP / EDT	FECHA: 19/06/24
	ARCHIVO: 2026



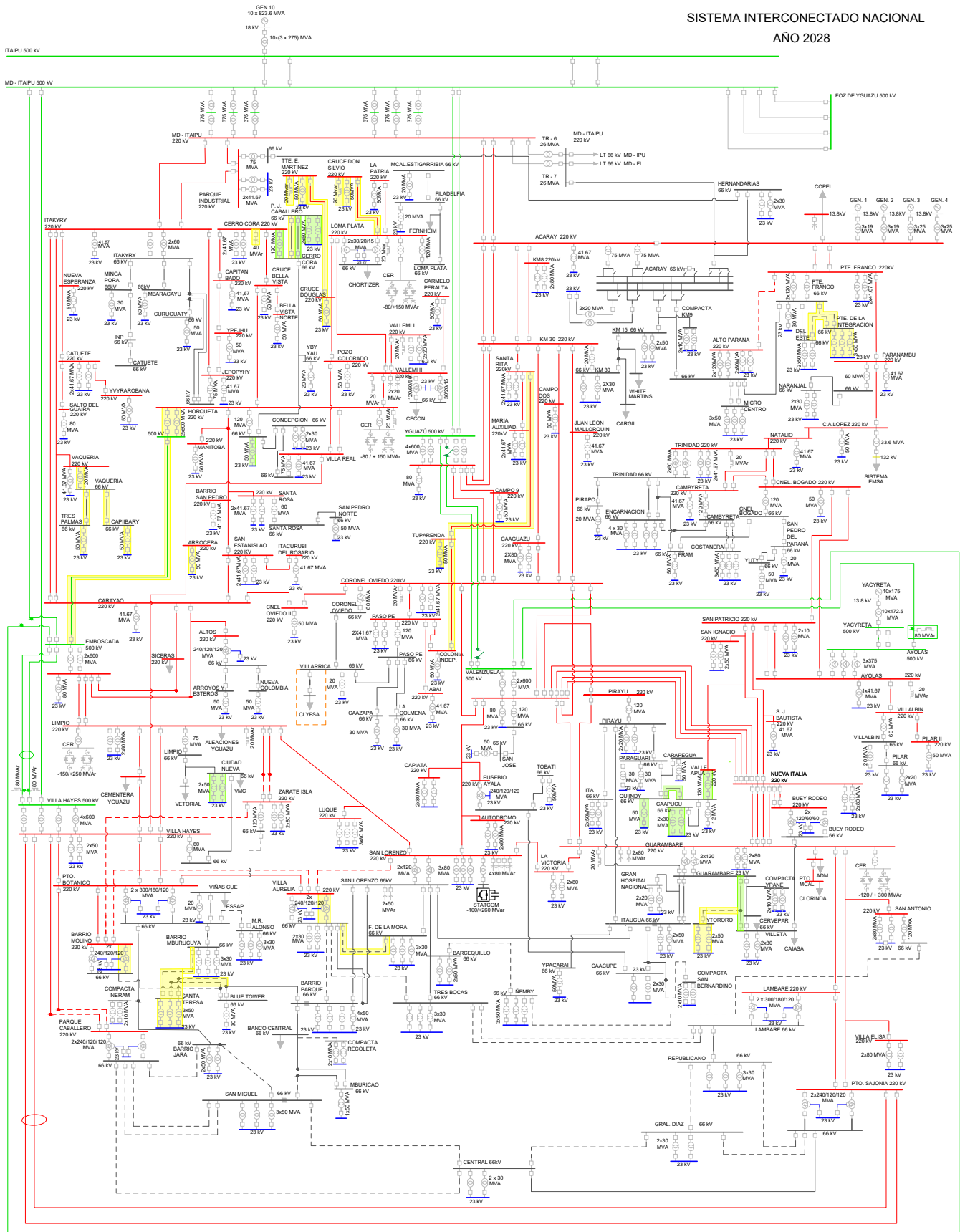


REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	

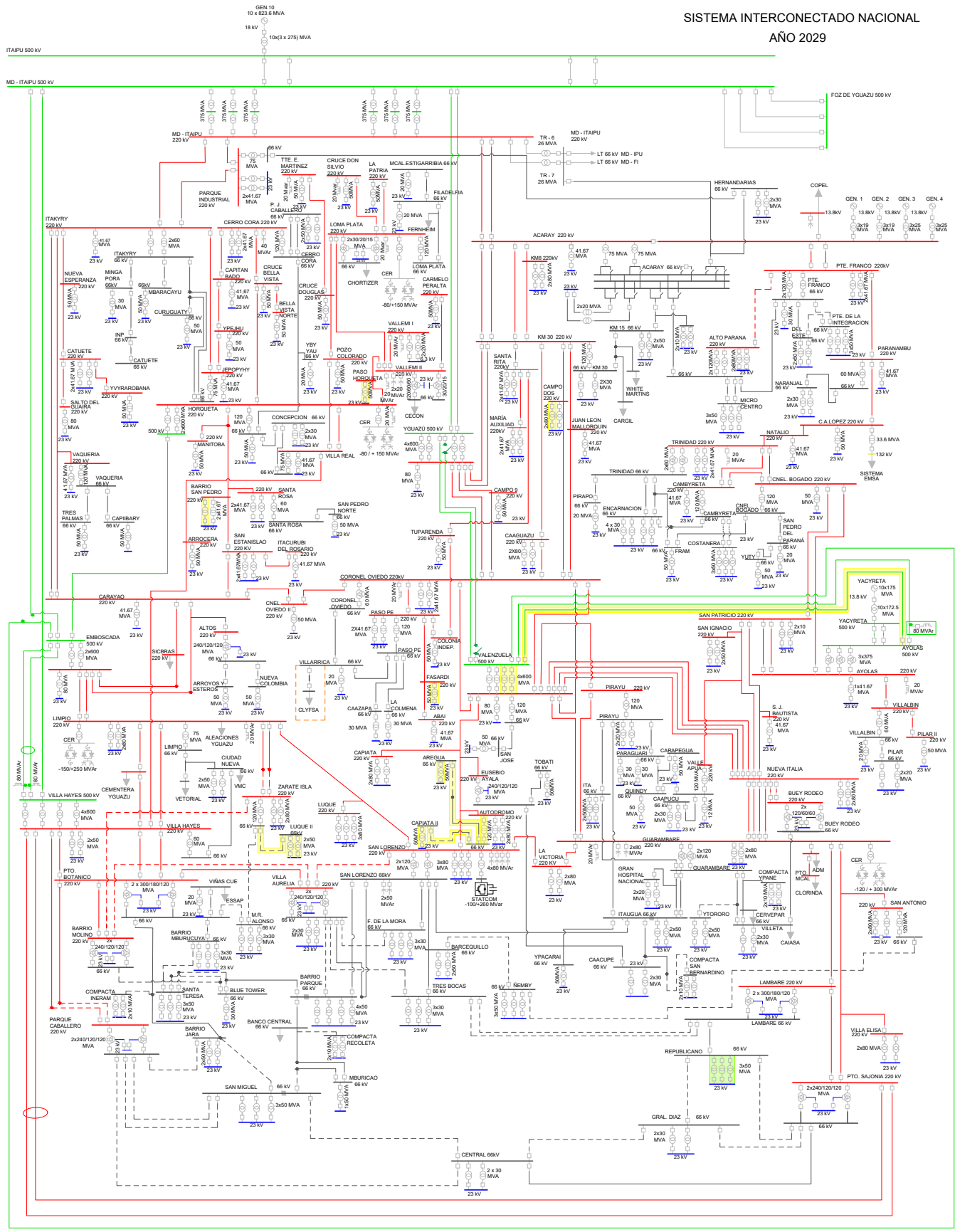
ANDE DP / EDT	FECHA: 19/06/24
	ARCHIVO: 2027

Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo ( 2024 - 2033 )



REFERENCIA

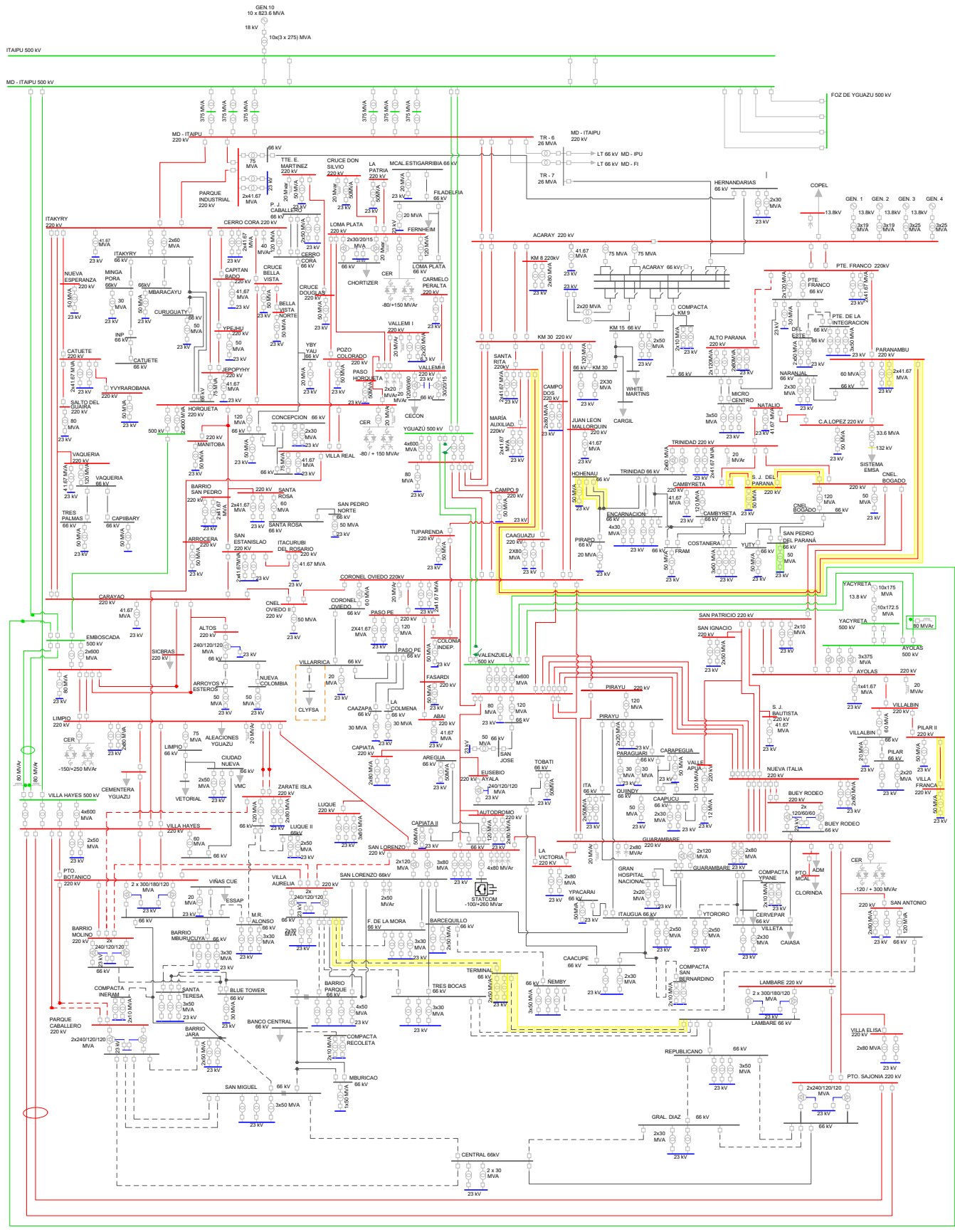
500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	



REFERENCIA

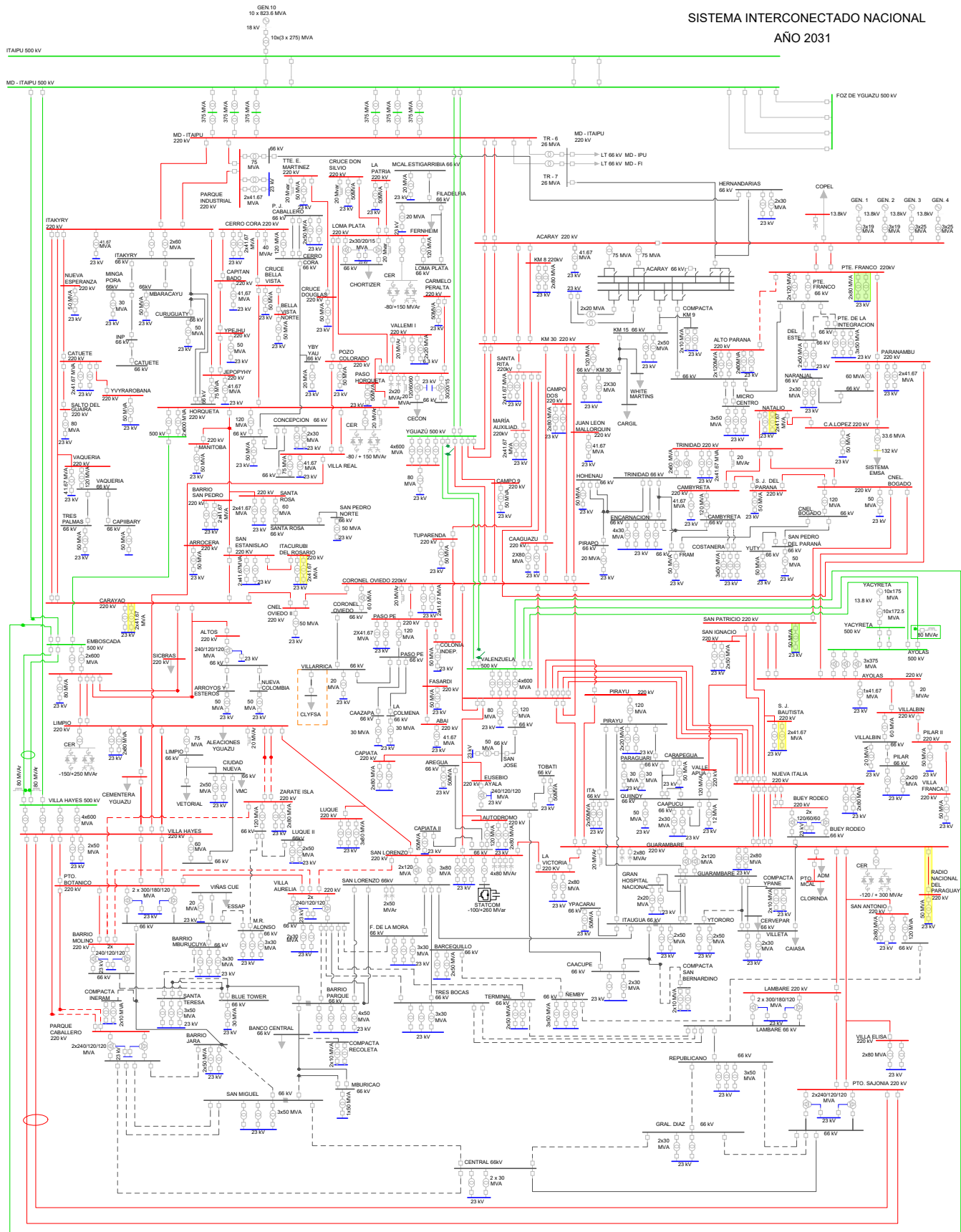
500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	

ANDE DP / EDT	FECHA: 19/06/24
	ARCHIVO: 2029



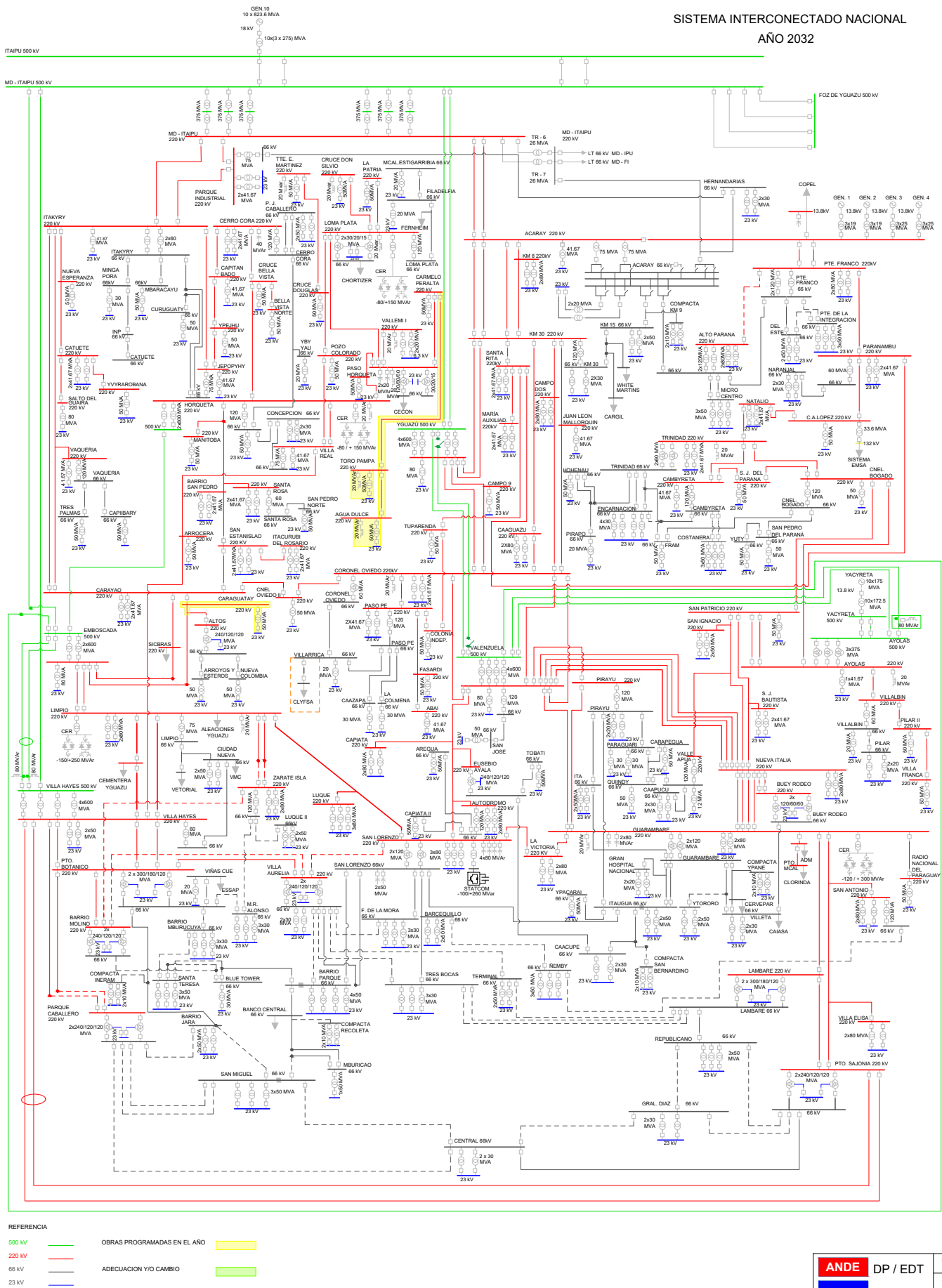
- REFERENCIA
- 500 kV
  - 220 kV
  - 66 kV
  - 23 kV
  - OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
  - ADECUACION Y/O CAMBIO

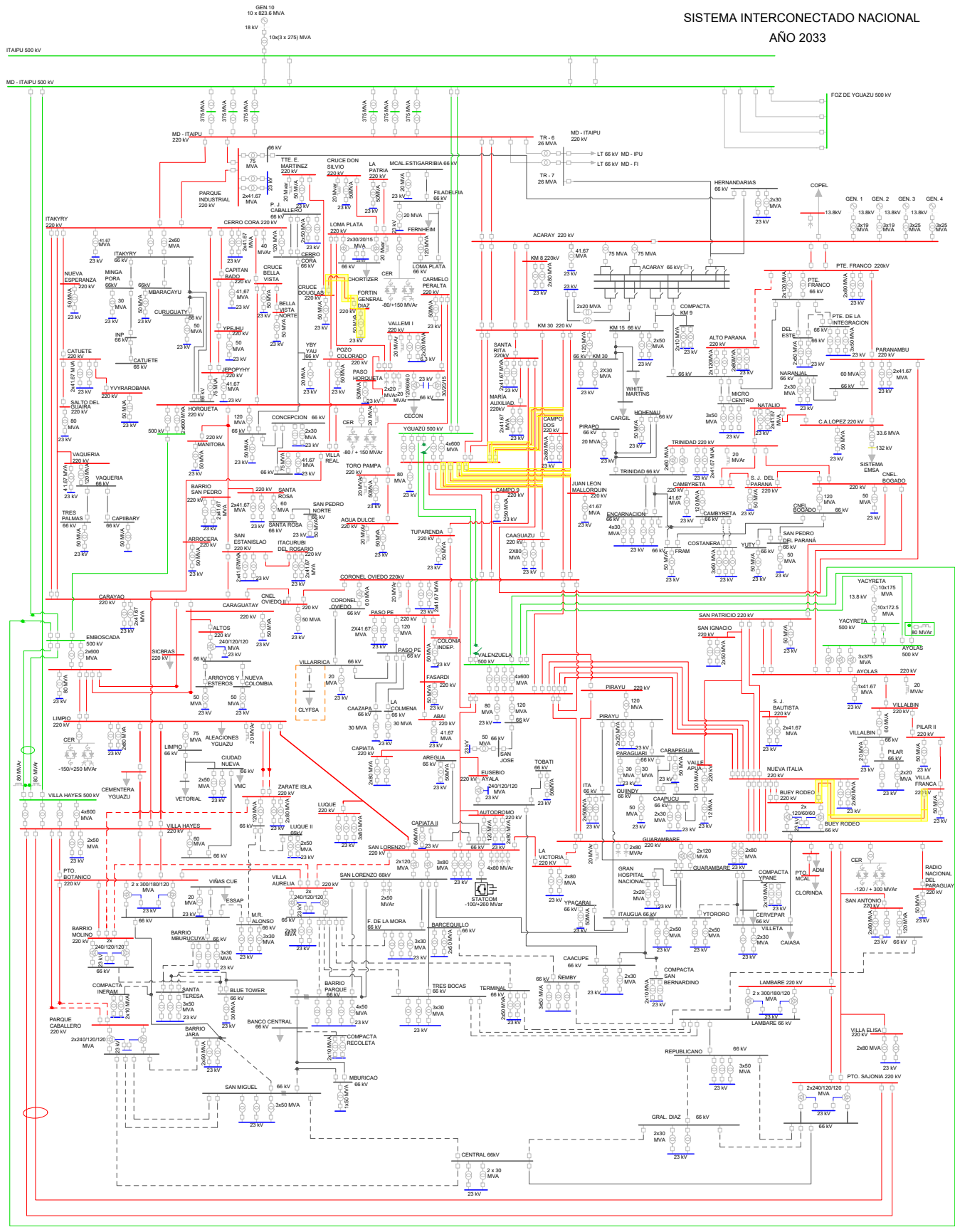
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo ( 2024 - 2033 )



REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	





REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO
66 kV	
23 kV	

Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo ( 2024 - 2033 )

# **Anexo 8**

## **CAPACIDAD NOMINAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**



<b>Líneas de transmisión existentes</b>		
<b>Sistema</b>	<b>Líneas de transmisión 220 kV.</b>	<b>Capacidad de LT (MVA)</b>
Este	Margen Derecha - Acaray	667/724
Este	Acaray - K30	550/660
Este	Acaray - K30	229/229
Este	K30 - Yguazú	550/660
Este	K30 - Coronel Oviedo	300/360
Este	Yguazú - Coronel Oviedo	550/660
Este	Yguazú - Coronel Oviedo	229/229
Este	Margen Derecha - Itakyry	400/400
Este	Itakyry - Carayaó	248/248
Este	Itakyry - Salto del Guairá	300/300
Este	Itakyry - Cerro Corá	300/300
Este	Acaray - Presidente Franco	550/660
Este	Presidente Franco - Carlos A. López	180/180
Central	Coronel Oviedo - Carayaó	200/200
Central	Coronel Oviedo - San Lorenzo	305/305
Central	Coronel Oviedo - Guarambaré	305/305
Central	Coronel Oviedo - Paso Pé	240/260
Central	Paso Pé - Aba'i	250/250
Central	Carayaó - San Estanislao	250/250
Central	San Estanislao - Itacurubí del Rosario	250/250
Central	San Estanislao - Horqueta	200/200
Metropolitano	Carayaó - Limpio	230/230
Metropolitano	Limpio - San Lorenzo	350/400
Metropolitano	Limpio - Villa Hayes	500/550
Metropolitano	Villa Hayes - Puerto Botánico	350/400
Metropolitano	Villa Hayes-Parque Caballero	400/400
Metropolitano	Puerto Botánico - Parque Caballero	400/400
Metropolitano	Villa Hayes - Puerto Sajonia	450/450
Metropolitano	Puerto Botánico - Villa Aurelia	350/400
Metropolitano	Puerto Botánico - Barrio Molino	350/400
Metropolitano	Guarambaré - Puerto Sajonia	250/300
Metropolitano	Guarambaré - La Victoria	350/350
Metropolitano	La Victoria - San Lorenzo	229/263
Metropolitano	San Patricio - Guarambaré	238/238
Norte	Horqueta - Cerro Corá	183/183
Norte	Horqueta - Vallemí II	180/210
Norte	Horqueta - Villa Real	180/180
Norte	Vallemí I - Vallemí II	180/210
Oeste	Vallemí II - Loma Plata	240/260
Sur	Ayolas - Coronel Bogado	350/350
Sur	Ayolas - Villabín	180/210
Sur	Ayolas - San Patricio	375/375
Sur	San Patricio - Coronel Bogado	180/180
Sur	Coronel Bogado - Cambyreta	180/180
Sur	Cambyreta - Trinidad	180/180
Sur	Trinidad - Natalio - Carlos A. López	183/210

**Líneas de transmisión futuras**

<b>Sistema</b>	<b>Líneas de transmisión 220 kV.</b>	<b>Capacidad de LT (MVA)</b>
Este	K30 - Santa Rita	350/350
Este	Presidente Franco - Alto Paraná	350/420
Este	Yguazú - K30	550/660
Este	Interconexión a Yguazú (LT Acaray - Cnel. Oviedo)	350/420
Este	Santa Rita - Paranambú	350/420
Este	Catueté - Ybyrarobaná	300/360
Central	Carayaó - San Estanislao	350/420
Central	Paso Pé - Colonia Independencia	350/420
Central	Coronel Oviedo - Coronel Oviedo II - Carayaó	350/420
Central	Interconexión a Valenzuela (LT Cnel. Oviedo - Eusebio Ayala)	350/420
Central	Interconexión a Valenzuela (LT Cnel. Oviedo - Guarambaré)	350/420
Central	Santa Rita - Tupa Renda - Colonia Independencia	350/420
Metropolitano	Nueva Italia - Buey Rodeo	350/350
Metropolitano	Villa Hayes - Puerto Botánico - Parque Caballero	350/420
Metropolitano	Limpio - Zárate Isla	350/420
Metropolitano	San Lorenzo - Villa Aurelia	350/420
Metropolitano	Zárate Isla - Barrio Molino	350/420
Metropolitano	Guarambaré - San Antonio - Villa Elisa	450/540
Metropolitano	Guarambaré - Lambaré	450/540
Metropolitano	Valenzuela - Guarambaré	550/660
Metropolitano	Limpio - Zárate Isla	350/420
Metropolitano	Barrio Molino - Villa Aurelia	350/450
Metropolitano	Valenzuela - Nueva Italia	550/660
Metropolitano	Nueva Italia- Guarambaré	550/660
Metropolitano	Emboscada - Limpio	650/780
Metropolitano	Interconexión a Emboscada (LT Carayaó - Limpio)	550/660
Norte	Villa Hayes - Villa Real	300/360
Norte	Cruce Bella Vista - Bella Vista Norte	300/360
Oeste	Villa Real - Pozo Colorado - Loma Plata	300/360
Oeste	Vallemí - Carmelo Peralta	300/360
Oeste	Carmelo Peralta - Toro Pampa - Agua Dulce	300/360
Oeste	Cruce Douglas - Tte. Esteban Martínez	300/360
Oeste	Loma Plata - Cruce Don Silvio	300/360
Oeste	Cruce Douglas - Fortín General Díaz	300/360
Sur	Ayolas - Coronel Bogado	350/350
Sur	Coronel Bogado - Trinidad	350/420
Sur	Santa Rita - María Auxiliadora	350/420
Sur	Interconexión a San Juan del Paraná (LT Coronel Bogado - Cambyreta)	350/420
Sur	Villalbín - Pilar II	300/360
Sur	Pilar II - Villa Franca	300/360
Sur	Buey Rodeo - Villa Franca	300/360

<b>Líneas de transmisión existentes</b>		
<b>Sistema</b>	<b>Líneas de transmisión 66 kV.</b>	<b>Capacidad de LT (MVA)</b>
Este	Acaray - Alto Paraná	93/103
Este	Alto Paraná - Microcentro	100/120
Este	Alto Paraná - Presidente Franco	77/77
Este	Presidente Franco - Del Este	100/120
Este	Acaray - Kilómetro 15	40/50
Este	Kilómetro 15 - Kilómetro 30	40/50
Este	Paranambú - Naranjal	95/95
Este	Margen Derecha - Hernandarias	40/50
Este	MD-HER - Acaray	40/50
Este	Hernandarias - Parque Industrial	100/120
Este	Itakyry - Minga Porã	40/50
Este	Itakyry - Curuguaty	40/50
Central	Coronel Oviedo - Villarrica	60/60
Central	Villarrica - Paso Pé	40/50
Central	Paso Pé - Caazapá	40/50
Central	Paso Pé - La Colmena	40/50
Central	Santa Rosa - San Pedro Norte	40/50
Metropolitano	Limpio - Aceptar - Ciudad Nueva	40/50
Metropolitano	Villa Hayes - Ciudad Nueva	72/80
Metropolitano	San Lorenzo - Itauguá	40/50
Metropolitano	Itauguá - Caacupé	40/50
Metropolitano	Eusebio Ayala - Caacupé	72/80
Metropolitano	Itauguá - Pirayú	95/95
Metropolitano	Itauguá - Guarambaré	95/95
Metropolitano	Guarambaré - Cervepar - Villeta	95/95
Metropolitano	Guarambaré - Villeta	40/50
Metropolitano	Pirayú - Paraguari	40/50
Metropolitano	Valle Apu'a - Quiindy	40/50
Metropolitano	Valle Apu'a - Caapucú	40/50
Metropolitano	Paraguari - Quiindy	40/50
Metropolitano	Derivación GUA-ITG - Gran Hospital Nacional	40/50
Metropolitano	Villeta - Buey Rodeo	100/120
Metropolitano	San Lorenzo - Barrio Parque	95/95
Metropolitano	San Lorenzo - Mufa Barrio Parque	72/75
Metropolitano	Mufa Barrio Parque - Villa Aurelia	100/120
Metropolitano	Villa Aurelia - Barrio Parque	100/120
Metropolitano	Villa Aurelia - Tres Bocas	100/120
Metropolitano	San Lorenzo - Tres Bocas	95/95
Metropolitano	Tres Bocas - Lambaré	100/120
Metropolitano	Lambaré - Republicano	60/72
Metropolitano	Republicano - Gral. Díaz	100/120
Metropolitano	Republicano - Puerto Sajonia	100/120
Metropolitano	Gral. Díaz - Puerto Sajonia	60/72
Metropolitano	Puerto Sajonia - Nodo Central	72/72
Metropolitano	Nodo Central - Central	100/120
Metropolitano	Central - Gral. Díaz	60/72
Metropolitano	Central - Parque Caballero	100/114
Metropolitano	Central - San Miguel	60/72
Metropolitano	Parque Caballero - San Miguel	100/114
Metropolitano	Barrio Parque - Nodo BCP	50/50
Metropolitano	Nodo BCP - Nodo San Miguel	40/50
Metropolitano	Puerto Botánico - San Miguel	100/120
Metropolitano	Puerto Botánico - Mburucuya	100/120
Metropolitano	Puerto Botánico - Mariano	100/120
Metropolitano	Barrio Parque - Blue Tower - Barrio Molino	100/120
Metropolitano	Puerto Botánico - Viñas Cue	50/55
Metropolitano	San Lorenzo - Fernando de la Mora	100/120
Norte	Horqueta - Concepción	40/50
Norte	Horqueta - Yby Ya'u	40/50
Norte	Yby Ya'u - Cruce Bella Vista	40/50
Norte	Cruce Bella Vista - Cerro Corá	40/50
Norte	Cerro Corá - Pedro Juan Caballero	40/50
Oeste	Loma Plata - Filadelfia	40/50
Oeste	Filadelfia - Mcal. Estigarribia	40/50
Sur	Trinidad - Encarnación	60/75
Sur	Trinidad - Encarnación	40/50
Sur	Seccionamiento Trinidad - Encarnación - Fram	40/50
Sur	Fram - Coronel Bogado	40/50
Sur	Villalbín - Pilar	40/50
Sur	Encarnación - Cambyreta (Tramo Subt)	100/120
Sur	Encarnación - Cambyreta (Tramo Aéreo)	72/80
Sur	Trinidad - Pirapó	40/50
Sur	Coronel Bogado - San Pedro del Paraná	40/50

**Líneas de transmisión futuras**

<b>Sistema</b>	<b>Líneas de transmisión 66 kV.</b>	<b>Capacidad de LT (MVA)</b>
Este	Acaray - K15	95/100
Este	Derivación ACY-K15 - Compacta Kilómetro 9	95/100
Este	K15 -K30	95/100
Este	Itakyry - Mbaracayú	72/80
Este	Itakyry - Jepopyhyi	95/100
Este	Presidente Franco - Puente de la Integración	100/120
Este	Del Este - Puente de la Integración	100/120
Central	Valenzuela - San José de los Arroyos	72/80
Central	Paso Pé - Villarrica	100/120
Central	San Pedro del Paraná - Yuty	72/80
Central	Vaquería - Tres Palmas	72/80
Central	Vaquería - Capiibary	72/80
Metropolitano	Limpio - Aceptar - Ciudad Nueva	72/80
Metropolitano	Buey Rodeo - Villeta	100/120
Metropolitano	Lambaré - Tres Bocas	100/120
Metropolitano	Barrio Molino - Barrio Parque	100/120
Metropolitano	Gral. Díaz - Central	100/120
Metropolitano	Gral. Díaz - Republicano	100/120
Metropolitano	Altos - Arroyos y Esteros	72/80
Metropolitano	Parque Caballero - Barrio Jara	100/120
Metropolitano	Parque Caballero - San Miguel	100/120
Metropolitano	Derivación CAE-ITG - Compacta San Bernardino	40/50
Metropolitano	Derivación GUA-VTA - Compacta Ypané	100/120
Metropolitano	Guarambaré - Ytoror ò	100/120
Metropolitano	Itauguá - Ypacaraí	72/80
Metropolitano	Pirayú - Paraguari - Quiindy	72/80
Metropolitano	Guarambaré - Itá	72/80
Metropolitano	Pirayú - Itá	72/80
Metropolitano	Villa Aurelia - Fernando de la Mora	120/144
Metropolitano	Puerto Botánico - Comp INERAM - Barrio Jara	100/120
Metropolitano	Barrio Jara - San Miguel	100/120
Metropolitano	Barrio Parque - San Miguel - Mburicaó	100/120
Metropolitano	Derivación Barrio Parque - San Miguel a Comp Recoleta	100/120
Metropolitano	Eusebio Ayala - Tobati	72/80
Metropolitano	Limpio - Ciudad Nueva	72/80
Metropolitano	Zárate Isla - Mariano Roque Alonso	100/120
Metropolitano	Valle Apu'a - Quiindy	72/80
Metropolitano	Altos - Nueva Colombia	72/80
Metropolitano	Villa Aurelia - Terminal - Lambaré	100/120
Metropolitano	Barrio Molino-Blue tower-Barrio Parque - Santa Teresa	100/120
Metropolitano	Mburucuyá - Santa Teresa	100/120
Metropolitano	Zárate Isla - Luque II	100/120
Metropolitano	San Antonio - Ñemby	100/120
Metropolitano	Barcequillo - Ñemby	100/120
Metropolitano	Autódromo - Areguá	100/120
Metropolitano	Autódromo - Capiatá II	100/120
Norte	Cerro Corá - Pedro Juan Caballero	72/80
Norte	Cerro Corá - Pedro Juan Caballero (2do circuito)	72/80
Oeste	Loma Plata - Filadelfia	72/80
Sur	Seccionamiento Trinidad-Pirapó - Hohenau	72/80
Sur	Coronel Bogado - San Pedro del Paraná	72/80
Sur	Costanera - Cambyreta	100/120

**Líneas de transmisión existentes**

<b>Líneas de transmisión 500 kV.</b>	<b>Capacidad de LT (MVA)</b>
<i>Ayolas - Villa Hayes</i>	<i>2215/2215</i>
<i>Margen Derecha - Villa Hayes</i>	<i>2215/2215</i>
<i>Yacyreta - Ayolas</i>	<i>2000/2000</i>

**Líneas de transmisión proyectadas**

<b>Líneas de transmisión 500 kV.</b>	<b>Capacidad de LT (MVA)</b>
<i>Margen Derecha - Yguazú</i>	<i>2000/2000</i>
<i>Yguazú - Valenzuela</i>	<i>2000/2000</i>
<i>Margen Derecha - Villa Hayes (2do Circuito)</i>	<i>2000/2000</i>
<i>Ayolas - Valenzuela</i>	<i>2000/2000</i>
<i>Emboscada - Horqueta</i>	<i>2000/2000</i>
<i>Yguazú - Valenzuela (2da Terna)</i>	<i>2000/2000</i>