

# **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: 2021 – 2030**

**FEBRERO 2021**

**PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN (2021 - 2030)****TABLA DE CONTENIDO**

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>3</b>
1.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN.....	4
1.2 OBRAS DE AMPLIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES .....	6
1.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN .....	9
1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA Y EXTENSIÓN DE LÍNEAS PREVISTAS.....	10
1.5 INVERSIONES REQUERIDAS .....	10
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>3. CRITERIOS TÉCNICOS .....</b>	<b>13</b>
3.1 PERFIL DE TENSIONES .....	13
3.2 CARGA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	13
3.3 CARGA EN TRANSFORMADORES.....	14
3.4 MARGEN DE CARGA Y ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	14
<b>4. PREMISAS BÁSICAS .....</b>	<b>15</b>
4.1 GENERACIÓN .....	15
4.2 DEMANDA NACIONAL .....	15
4.3 PROYECCIÓN DE CARGAS Y FACTOR DE POTENCIA POR SUBESTACIONES .....	16
4.4 EXPORTACIÓN .....	16
<b>5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS.....</b>	<b>17</b>
5.1 CONFIGURACIÓN DE CORTO PLAZO.....	17
5.2 CONFIGURACIÓN DE MEDIO PLAZO .....	17
<b>6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>18</b>
<b>7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO .....</b>	<b>19</b>
7.1 ANÁLISIS DEL SIN EN CONDICIONES NORMALES .....	19
7.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL SIN .....	30
7.3 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN .....	35
7.4 INTERCONEXIÓN CON LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES.....	37
<b>8. ANÁLISIS POR SISTEMAS.....</b>	<b>39</b>
8.1 SISTEMA CENTRAL .....	43
8.2 SISTEMA SUR.....	45
8.3 SISTEMA ESTE .....	47
8.4 SISTEMA METROPOLITANO.....	49
8.5 SISTEMA NORTE .....	49
8.6 SISTEMA OESTE.....	51
<b>ANEXOS</b>	
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 2021 – 2030	
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 2021 –2030, 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 2021 – 2030 es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica, correspondiente a un moderado crecimiento industrial nacional, con una tasa anual de crecimiento promedio de 6,6% para la demanda máxima simultánea, y del 6,8% para la energía requerida del SIN en el periodo, escenario adoptado en base a la recomendación del “ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2019 – 2030”, elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por la Resolución P/N 42571, del 27 de agosto de 2019.

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).

Se evalúan también condiciones de Red Incompleta, considerándose el *Criterio N – 1*, 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 dichas condiciones, y dependiendo de éste, 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 2021 – 2030 se requerirían un total de 221 obras de transmisión y transformación, discriminadas en los cuadros a continuación:

<b>Obras en Líneas de Transmisión</b>	
Recapacitación de líneas existentes	18
Nuevas líneas de transmisión:	
500 kV	6
220 kV	35
66 kV	36

<b>Obras en Subestaciones</b>	
Ampliaciones de capacidad de transformación existentes	66
Nuevas subestaciones: Total	57
500 kV	4
220 kV	30
66 kV	23

<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 Villa Hayes, montaje del cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV– 600 MVA, y montaje de dos reactores de 500 kV de 80 MVAR cada uno (año 2023).
- 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 2023).
- Subestación Yguazú 500 kV, construcción de una subestación de 500 kV con una capacidad de transformación inicial 500/220 kV de 2 x 600 MVA, totalizando 1200 MVA. Por compromisos asumidos, se estima culminar el proyecto para el año 2022, no obstante, entraría en operación en el año 2023.
- LT 500 kV Margen Derecha – Yguazú (54 km), doble terna, con una capacidad de 2000 MVA cada una (año 2023).
- LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km), doble terna, con una capacidad de 2000 MVA, primera etapa, cableado de un circuito (año 2024).
- 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 Valenzuela, montaje del tercer y cuarto banco de autotransformadores de 500/220 kV - 600 MVA, totalizando 2400 MVA (año 2027).
- LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (230 km), segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2027).
- Subestación Ayolas, montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (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).
- LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km), segunda etapa con el tendido del segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2029).

### 1.1.2 Red de 220 kV

El Plan de Obras incluye de igual manera un conjunto de nuevas líneas de transmisión de 220 kV, que pueden ser consideradas 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 Paso Pé – Colonia Independencia (30 km), simple terna (año 2023).
- LT 220 kV Santa Rita – Tuparendá – Colonia Independencia (115 km), simple terna (año 2027).

**Sistema Sur**

- LT 220 kV Ayolas – Coronel Bogado (65 km), doble terna (año 2021).
- Reconstrucción en doble terna de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2023).
- LT 220 kV Santa Rita – María Auxiliadora (110 km), simple terna (año 2023).
- 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 2024).
- LT 220 kV Villalbín – Pilar II (60 km), simple terna (año 2026).
- LT 220 kV Pilar II – Alberdi (90 km), simple terna (año 2027).

**Sistema Este**

- LT 220 kV Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km), simple terna (año 2022).
- LT 220 kV Pte. Franco – Alto Paraná (5 km), subterránea (año 2023).
- LT 220 kV Kilómetro 30 – Yguazú (20 km), doble terna (año 2023).
- LT 220 kV de interconexión de la Subestación Yguazú con la LT 220 kV Acaray – Coronel Oviedo (10 km), doble terna (año 2023).
- LT 220 kV Santa Rita – Paranambú (45 km), simple terna (año 2027).
- LT 220 kV Catueté – Yvyrarobaná (35 km), simple terna (año 2030).

**Sistema Metropolitano**

- LT 220 kV Guarambaré – Buey Rodeo (58 km), doble terna, cableado de una terna (primera etapa) (año 2021).
- LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico (12 km), nuevo circuito doble terna (año 2022).
- LT 220 kV Villa Hayes – Parque Caballero y Puerto Botánico – Parque Caballero, tramo subterráneo de llegada de línea a Parque Caballero (1 km) (año 2022).
- LT 220 kV Limpio – Zárate Isla, simple terna (10 km) y tramo subterráneo (6 km) (año 2023).
- LT 220 kV San Lorenzo – Villa Aurelia (9 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Zárate Isla – Barrio Molino (13 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (65 km), doble terna (año 2025).
- LT 220 kV Barrio Molino – Villa Aurelia (8 km), subterránea (año 2027).
- LT 220 kV Valenzuela – Paraguairí (35 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Paraguairí – Guarambaré (25 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV de interconexión de la Subestación Paraguairí con la Subestación Buey Rodeo y la ex LT 220 kV San Patricio – Valle Apuá - Guarambaré (25 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Limpio – Zárate Isla, segundo circuito, simple terna (10 km) y tramo subterráneo (6 km) (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).

**Sistema Norte**

- LT 220 kV Villa Hayes – Villa Real (200 km), simple terna (año 2024).

- 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 2024).
- LT 220 kV Vallemí II – Carmelo Peralta (95 km), simple terna (año 2025).
- LT 220 kV Carmelo Peralta – Toro Pampa – Agua Dulce (275 km), simple terna (año 2030).
- LT 220 kV Cruce Douglas – Tte. Esteban Martínez (80 km), simple terna (año 2030).
- LT 220 kV Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km), simple terna (año 2030).

## **Recapitación**

### **Sistema Central**

- LT 220 kV Carayaó - San Estanislao (47 km), simple terna (año 2021).
- LT 220 kV Coronel Oviedo– Carayaó(48 km), simple terna (año 2023).

### **Sistema Metropolitano**

- LT 220 kV Puerto Botánico – Parque Caballero (6,5 km), doble terna (año 2022).
- LT 220 kV Guarambaré – San Antonio – Villa Elisa y Guarambaré – Lambaré (25 km), doble terna (año 2025).
- Tramo de la LT 220 kV San Patricio – Guarambaré (20 km), doble terna para interconexión de las Subestaciones Valenzuela y Guarambaré (año 2025).

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

El Plan de Obras incluye un importante número de nuevos centros de distribución, cincuenta y siete (57) nuevas subestaciones, los cuales se resumen a continuación:

### **Sistema Central**

1. *Colonia Independencia*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
2. *Coronel Oviedo II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
3. *San José de los Arroyos*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
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 2025).
6. *Capiibary*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
7. *Fasardi*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
8. *Tres Palmas*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).

### **Sistema Sur**

9. *María Auxiliadora*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 83,34 MVA (año 2023).
10. *San Juan del Paraná*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
11. *Bella Vista Sur*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
12. *Costanera*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
13. *Pilar II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).

14. *Alberdi*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).

### **Sistema Este**

15. *Santa Rita*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 83,34 MVA (año 2022).
16. *Kilómetro 8*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2023).
17. *Yguazú*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2023).
18. *Nueva Esperanza*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
19. *Mbaracayú*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
20. *Villa Ygatimí*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
21. *Tuparenda*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
22. *Puente de la Integración*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2029)
23. *Yvyrarobaná*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).

### **Sistema Metropolitano**

24. *Buey Rodeo*: Subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120/60/60 MVA (año 2021).
25. *Villa Elisa*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2022).
26. *Valenzuela*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2023).
27. *Autódromo*: Subestación 220/66/23kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2023).
28. *Barrio Jara*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2023).
29. *Zárate Isla*: Subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2023).
30. *Arroyos y Esteros*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
31. *Barcequillo*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
32. *Carapeguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
33. *Itá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2024).
34. *Recoleta*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
35. *Ypané*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
36. *Tobatí*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
37. *Emboscada*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
38. *Paraguarí II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
39. *San Bernardino*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
40. *Terminal*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2029).
41. *Caragatay*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).
42. *Santa Teresa*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2029).
43. *Capiatá II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
44. *Areguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
45. *Luque II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2030).
46. *Ñemby*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2030).

**Sistema Norte**

47. *Bella Vista Norte*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
48. *Manitoba*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
49. *Cruce Bella Vista*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
50. *Paso Horqueta*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).

**Sistema Oeste**

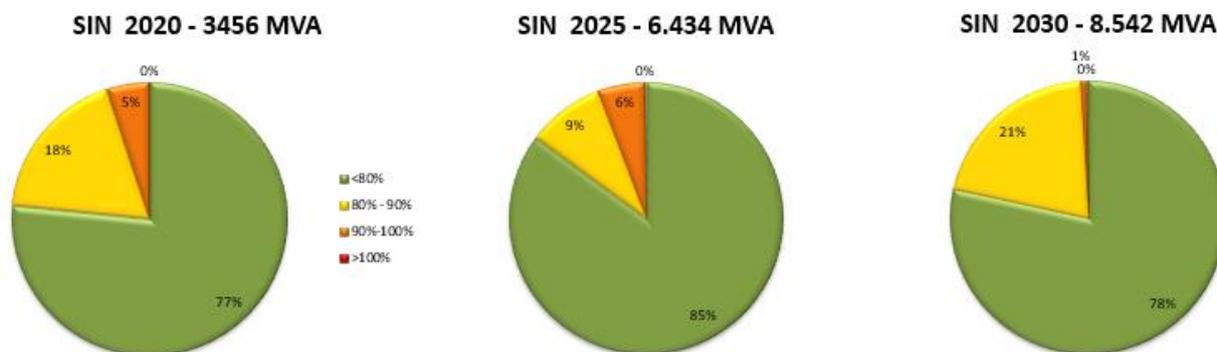
51. *Pozo Colorado*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
52. *Carmelo Peralta*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
53. *Agua Dulce*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
54. *Tte. Esteban Martínez*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
55. *Cruce Douglas*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
56. *Toro Pampa*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
57. *Cruce Don Silvio*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).

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 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 la Subestación 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 2021–2030.

**Estado de Carga de los Transformadores del SIN - Periodo 2021 – 2030**



Puede observarse que de 3456 MVA instalados en 23 kV en subestaciones en el año 2020 (año base de partida para la elaboración del Plan Maestro), se prevé contar con una capacidad instalada de 6434 MVA para el año 2025 y de 8542 MVA para el año 2030, lo cual implica un aumento del 147% en la capacidad instalada para todo el periodo. Puede apreciarse también, que para el 2020 se tenía cerca del 5% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización entre 90 y 100%, en cambio, para el año 2030 este porcentaje se reduce 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 2022. 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 2023.

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 Plan Piloto – Subestaciones Compactas**

Por directrices de la Alta Gerencia, se prevé la incorporación de un Plan Piloto para la implementación de Subestaciones del tipo Compactas. El mismo pretende desarrollar la filosofía de operación con centros de distribución de menor porte, en comparación a las subestaciones convencionales actuales, principalmente en zonas de alta densidad de carga y urbanización, considerando la posibilidad de realizar a través de las mismas

una mayor descompresión de cargas/demandas en las actuales subestaciones convencionales, principalmente en zonas de alta densidad de carga, buscándose así reducir sustancialmente los requerimientos de espacios físicos (menores terrenos) para la construcción de una subestación, de forma a tener un impacto socio-ambiental en el entorno, y reducir el área de afectación en caso de contingencias o fuera de servicio.

En este contexto, se tiene previsto el desarrollo de los siguientes cinco (5) proyectos para el año 2022;

1. *Subestación Compacta Ciudad de San Bernardino*: Subestación 66/23 kV, con capacidad de 20 MVA.
2. *Subestación Compacta Kilómetro 9 de C. del Este*: Subestación 66/23 kV, con capacidad de 20 MVA.
3. *Subestación Compacta INERAM de Asunción*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA.
4. *Subestación Compacta Ciudad de Ypané*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA.
5. *Subestación Compacta Recoleta de Asunción*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA.

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

La Tabla 1a continuación resume la evolución anual del SIN en el periodo 2021–2030, 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 2021 – 2030

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto											Previsto 2030
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	727			54	200		360	230	250	255		1.349	2.076
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	4.727												7.042
Construcción	km		123	72	259	515	262	60	389			635	2.315	
Recapacitación	km		47	8	48		25						128	
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	1.355												1.847
Construcción	km		50	21	61	40	82	132	5	26	33	42	492	
Recapacitación	km		15	59	30	18	5	36		12			175	
<b>Transformadores</b>	MVA													
500/220 kV	MVA	5.350			3.000					2.775	1.200		6.975	12.325
220/66 kV	MVA	3.545	60	180	935		120	218	120	60		300	1.993	5.538
220/23 kV	MVA	3.525	98	588	1.259	159	598	260	250	120	210	543	4.085	7.610
66/23 kV	MVA	2.772	20	455	285	230	200	208	120	290	230	390	2.428	5.200
<b>Compensación</b>	MVAr													
CER 220 kV	MVAr	-350/700		-100/100			-80/150						-180/250	-530/950
BC 66 kV	MVAr	-80/150		100										
Reac. 500 kV	MVAr	80			160								160	240
Reac. 220 kV	MVAr	220										80	80	300
B.C. 220 kV	MVAr	480								40			40	520
B.C. 23 kV	MVAr	939	63	150	298	66	114	75	72	48	144	141	1.171	2.110
<b>Subestaciones</b>	Un.	95	1	2	12	5	9	8	4	2	4	10	57	152

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

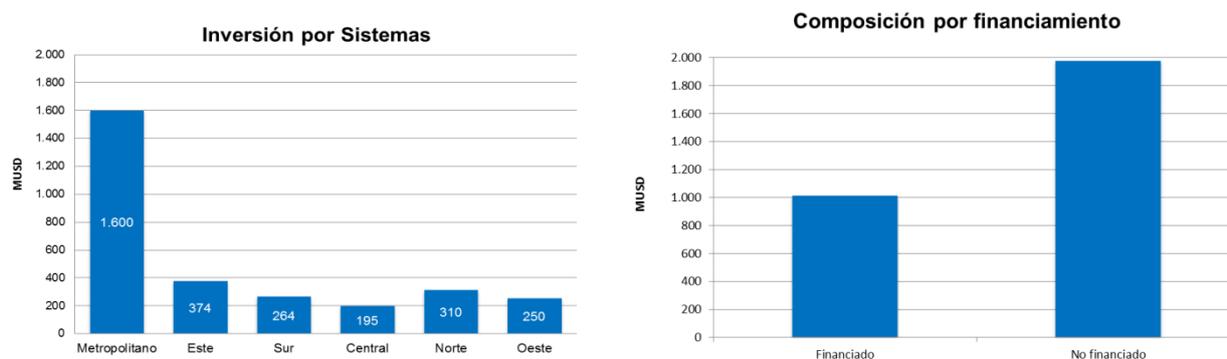
## 1.6 Inversiones requeridas

La ejecución de las obras de transmisión incluidas en el Plan Maestro del periodo 2021 – 2030 alcanzaría una inversión estimada de **2.993 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 por la División de Proyectos de Generación y Transmisión de la Gerencia Técnica de la ANDE, acordes a una etapa de planificación, e 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 2021 – 2030



**Tabla 2**–Plan Maestro de Transmisión 2021 – 2030  
 Resumen de Inversiones por año (En Millones de USD)

Año	Obras	Suministros	Impuestos	Total
2021	28	44	9	81
2022	48	132	22	202
2023	170	340	64	574
2024	132	164	34	330
2025	86	149	28	263
2026	152	178	38	369
2027	175	246	49	470
2028	100	141	28	269
2029	38	92	16	146
2030	90	168	31	289
<b>Totales</b>	<b>1018</b>	<b>1654</b>	<b>320</b>	<b>2993</b>

## 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 2021 y 2030.

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 o de 220 kV, o un transformador de 500/220 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 2021 – 2030;
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 – I*, 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-I)	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/potencia activa mínimo de 5%. El margen de carga/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 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 2021 – 2030, 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 285 MW de potencia despachable en punta, 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 tomado en consideración, la indisponibilidad de generadores prevista para el periodo 2023 – 2024, 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 2028, 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.

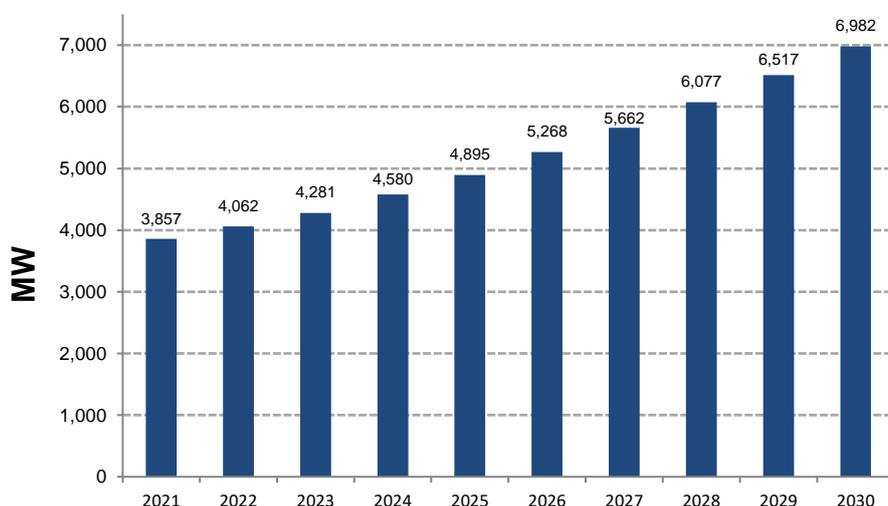
El despacho de potencia de las Centrales de Generación del SIN ha tomado en consideración despachos previstos en el Plan Maestro de Generación. El resumen de dichos despachos, para los diferentes periodos de la demanda de carga (punta, media y leve), se encuentran en el Anexo 5, el cual incluye también 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° 42571, de fecha 27/08/2019, del “**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2019-2030**”, elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda, no obstante, conforme indicado en la Resolución precedentemente citada, para la actualización del Plan Maestro de Transmisión – Periodo 2021

– 2030 se adopta el Escenario Medio de Crecimiento de la demanda, el cual corresponde a un escenario con moderado crecimiento industrial, el cual resulta en tasas promedio de crecimiento de 6,6% para la demanda máxima simultánea, y del 6,8% para la energía requerida del SIN respectivamente.

**Figura 2.** Demanda Máxima del SIN utilizada.



#### 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).

A partir del año 2021, ya 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, llegando 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 2021 – 2030, 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.

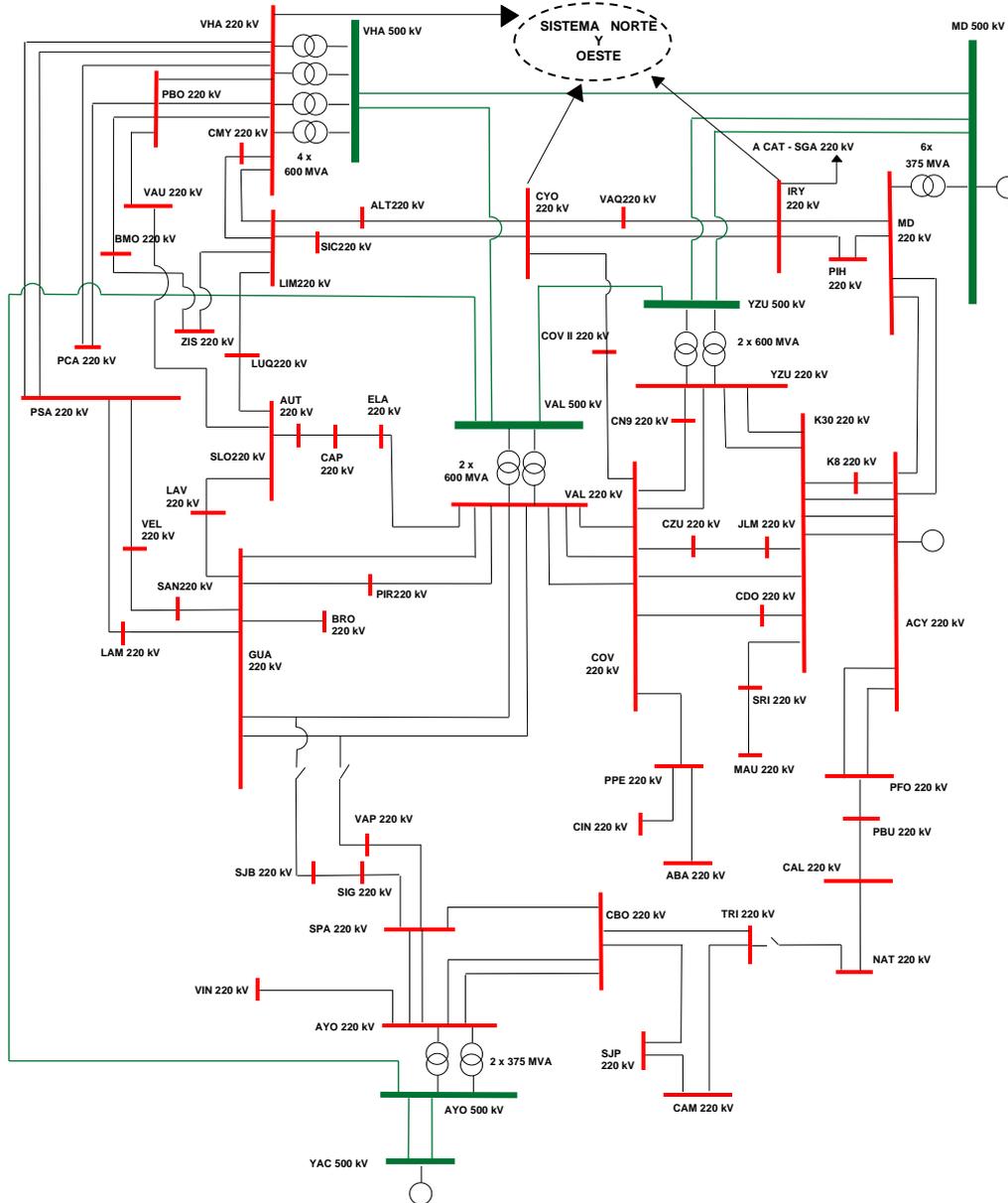
Asimismo, se incluye la fecha recomendada de puesta en servicio de las respectivas obras, cuya definición, a más de la conveniencia desde el punto de vista del desempeño técnico, toma en cuenta el grado de avance de las obras de refuerzo en ejecución y el estado de gestión y disponibilidad de financiamiento en el corto plazo. De esta forma, hasta el año 2023, 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 son proveídos por la División de Proyectos de Generación y Transmisión de la Gerencia Técnica de la ANDE, y los mismos 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 2021 – 2030, por Sistema y por tipo de obra.



- Reconstrucción en doble terna de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2023).
- LT 220 kV Villa Hayes – Villa Real (200 km), simple terna (año 2024).
- LT 220 kV Villa Real – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km), simple terna (año 2024).
- LT 220 kV Vallemí II – Carmelo Peralta (95 km), simple terna (año 2025).



**Figura 4.** Configuración del Tronco de Transmisión planificado, Año 2025.

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

- LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico – Parque Caballero (nuevo circuito), doble terna (año 2022).
- LT 220 kV Limpio – Zárate Isla (16 km), circuitos 1 y 2 (año 2023 y 2027 respectivamente).
- LT 220 kV San Lorenzo – Villa Aurelia (9 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Zárate Isla – Barrio Molino (13 km), subterránea (año 2025).
- LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (65 km), doble terna (año 2025).

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 2021 – 2025.**

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2021	2022	2023	2024	2025
<b>500 kV</b>	M. Derecha - V. Hayes	2215	1.084	1.124	1.219	851	866
	M. Derecha - Yguazú	2215	-	-	411	613	656
	Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	308	366	385	796	1.034
	Yguazú - Valenzuela	2215	-	-	-	727	693
	Transf. MD 500/220 kV	375	331	345	210	169	203
	Transf. AYO 500/220 kV	375	246	265	246	332	209
	Transf. VHA 500/220 kV	600	464	492	365	383	407
	Transf. YZU 500/220 kV	600	-	-	407	236	300
	Transf. VAL 500/220 kV	600	-	-	112	415	498

**Tabla 5 - Carga prevista en la red de 220 kV del SIN en condiciones normales – Periodo 2021 – 2025.**

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2021	2022	2023	2024	2025
<b>Este</b>	M. Derecha - Acaray	667	590	615	288	258	316
	M. Derecha - P. Industrial	550	297	312	298	222	260
	Acaray - KM 8 / KM 30	550	300	322	123	71	97
	Acaray - P. Franco	550	145	147	157	167	179
	P. Franco - Paranambú	180	115	109	98	105	112
	P. Franco - Alto Paraná	350	-	-	106	112	135
	Yguazú - KM 30	550	-	-	196	138	159
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	-	-	186	87	134
	KM 30 - J.L. Mallorquín	229	176	181	224	114	158
	KM 30 - S. Rita	350	-	20	33	40	36
Itakyry - Catueté	230	51	54	57	61	71	
<b>Central</b>	C. Oviedo - Carayaó	350	123	131	105	174	139
	Carayaó - S. Estanislao	350	263	282	305	241	247
	C. Oviedo - Paso Pé	240	106	111	127	135	138
	Valenzuela - C. Oviedo	305	-	-	216	6	83
<b>Sur</b>	Ayolas - S. Patricio	512	124	135	117	181	84
	Ayolas - C. Bogado	295	83	88	83	104	93
	C. Bogado - Cambyretá	350	127	140	68	68	76
<b>Norte</b>	S. Rosa - Horqueta	200	137	150	166	98	94
	Itakyry - Jepopyhy - C.Bado	300	158	167	188	146	159
	V. Hayes - V. Real	350	-	-	-	124	154
<b>Oeste</b>	V. Real - P. Colorado	350	-	-	-	80	86
	Vallemí - L. Plata	240	70	76	82	32	28
<b>Metro-politano</b>	Valenzuela - E. Ayala	305	189	190	263	281	263
	Valenzuela - Pirayú	305	160	161	259	265	234
	Valenzuela - Guarambaré	550	-	-	-	-	232
	Limpio - Luque	525	280	275	179	142	97
	Limpio - Z. Isla	350	-	-	51	51	33
	V. Hayes - P. Botánico	400	273	172	158	172	207
	P. Botánico - V. Aurelia	350	158	131	130	124	226
	P. Botánico - B. Molino	350	52	113	58	104	94
	V. Aurelia - S. Lorenzo	350	-	-	-	-	132
	Guarambaré - La Victoria	562	162	172	160	205	224
	Guarambaré - S. Antonio	250/550	28	28	88	134	182
	Guarambaré - Lambaré	250/550	37	32	100	143	197
	V. Hayes - P. Sajonia	450	211	199	199	170	154
P. Sajonia - Lambaré	250	231	220	218	183	156	

En la Tabla 4, puede observarse que la línea de 500 kV de mayor carga hasta el año 2023 es la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, alcanzando una carga prevista de 1219 MVA. Dicha carga se reduce a partir del año 2024 como efecto de la incorporación del nuevo eje de transmisión en 500 kV compuesto por las líneas de transmisión en 500 kV Margen Derecha – Yguazú e Yguazú – Valenzuela. Por su parte, los autotransformadores 500/220 kV – 375 MVA de la Subestación Margen Derecha se ven una elevada carga

hasta el año 2022, observándose importante reducción en su carga como efecto de la puesta en servicio de la Subestación Yguazú y Valenzuela en el año 2023. A su vez, tanto la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela – Villa Hayes, y la Subestación Valenzuela empiezan a presentar un mayor factor de utilización a partir del año 2024, como efecto del incremento del despacho previsto de Yacyretá en el horario de punta. En general, para la condición normal, el sistema de 500 kV se encontraría operando en condiciones de cargabilidad adecuadas.

Con respecto al sistema de 220 kV, indicado en la Tabla 5, en el Sistema Este, se observa que las líneas Margen Derecha – Acaray alcanzan importantes niveles de carga en los primeros años, situación que es resuelta con la puesta en servicio de la Subestación Yguazú 500 kV, la cual se constituye en un nuevo punto de inyección de potencia a la red de 220 kV. Por su parte, se observa que la línea Kilómetro 30 – Juan L. Mallorquín también alcanza una importante nivel de carga para el 2023, situación que es mitigada por el mayor despacho de Yacyretá a partir del 2024.

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 281 MVA en el 2024.

Con relación a las previsiones para el medio plazo (periodo 2026 – 2030), en la Figura 5 se observa la configuración del SIN planificada para el año 2027, destacándose que en este periodo se mantiene el plan de refuerzo de la red de 500 kV, con importantes obras como ser:

- 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).
- Ampliación de la Subestación Valenzuela con el montaje del tercer y cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA cada uno (año 2027).
- Ampliación de la Subestación Ayolas con el montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2027).
- LT 500 kV Ayolas – Valenzuela (230 km), segundo circuito, con una capacidad de 2000 MVA (año 2027).

En cuanto a refuerzos de 220 kV se pueden destacar:

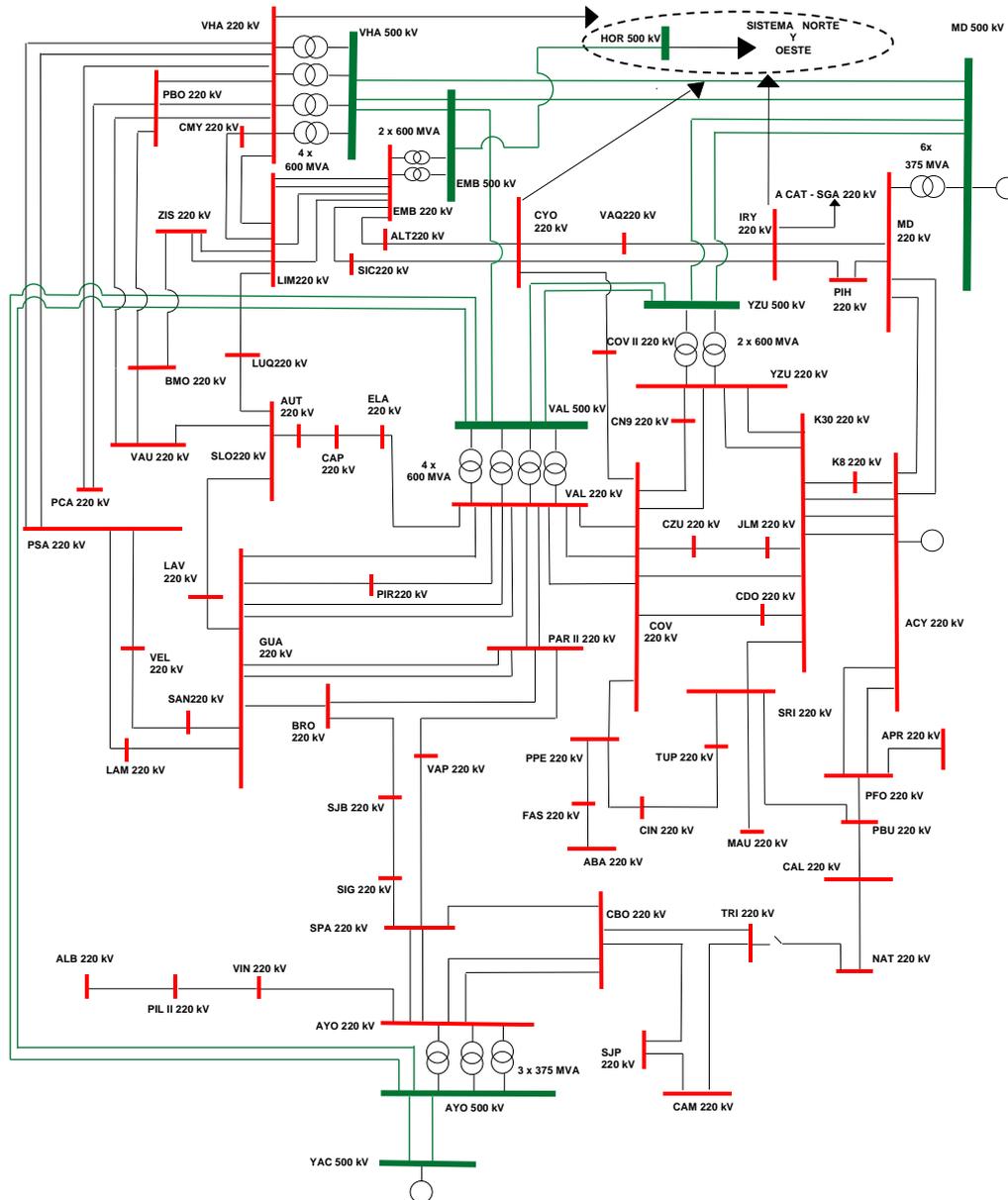
- LT 220 kV Santa Rita – Tuparendá – Colonia Independencia (115 km), simple terna (año 2027).
- LT 220 kV Valenzuela – Paraguarí II – Guarambaré y Paraguarí II – Buey Rodeo – Valle Apuá, (60 km), ambas en doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Emboscada – Limpio (10 km), doble terna (año 2027).
- LT 220 kV Barrio Molino – Villa Aurelia (8 km), subterránea (año 2027).
- LT 220 kV Santa Rita – Paranambú (45 km), simple terna (año 2027).

Asimismo, se tienen expansiones en 220 kV, con la construcción de la LT 220 kV Villalbín – Pilar II (60 km) (año 2026) y LT 220 kV Pilar II – Alberdi (90 km) (año 2027).



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 Toro Pampa, Agua Dulce, Cruce Douglas, Tte. Esteban Martínez y Cruce Don Silvio, todas para el año 2030.



**Figura 6.** Configuración del Tronco de Transmisión planificado, Año 2030.

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 – 1* 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 2026 – 2030.**

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2026	2027	2028	2029	2030
<b>Red de 500 kV</b>	M. Derecha - V. Hayes	2215	674	727	823	797	866
	M. Derecha - Emboscada	2215	-	761	874	843	919
	M. Derecha - Yguazú	2215	556	631	684	889	978
	Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	993	524	480	467	437
	Yguazú - Valenzuela	2215	550	658	757	612	681
	Valenzuela - Emboscada	2215	-	473	557	726	758
	Emboscada - V. Hayes	2215	-	277	208	240	252
	Emboscada - Horqueta	2215	-	-	385	412	450
	Transf. MD 500/220 kV	375	180	197	200	207	225
	Transf. AYO 500/220 kV	375	229	141	172	185	201
	Transf. VHA 500/220 kV	600	475	338	321	335	360
	Transf. YZU 500/220 kV	600	271	291	297	269	291
	Transf. VAL 500/220 kV	600	516	311	294	353	375
	Transf. EMB 500/220 kV	600	-	309	324	345	368
Transf. HOR 500/220 kV	600	-	-	164	183	201	

**Tabla 7 - Carga prevista en la red de 220 kV del SIN en condiciones normales – Periodo 2026 – 2030.**

	LT	Capacidad (por cto./transf)	Carga (MVA)				
			2026	2027	2028	2029	2030
<b>Este</b>	M. Derecha - Acaray	667	262	296	336	362	380
	M. Derecha - P. Industrial	550	266	278	246	256	287
	Acaray - KM 8 / KM 30	550	97	118	133	130	148
	Acaray - P. Franco	550	194	203	219	240	254
	P. Franco - Paranambú	180	121	137	146	144	155
	P. Franco - Alto Paraná	350	145	148	161	157	165
	Yguazú - KM 30	550	142	164	163	143	152
	Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	122	115	122	113	124
	KM 30 - J.L. Mallorquín	229	146	137	150	143	157
	KM 30 - S. Rita	350	42	130	135	136	145
	S. Rita - Paranambú	350	-	34	35	37	42
Itakyry - Catueté	230	79	88	96	107	125	
<b>Central</b>	C. Oviedo - Carayaó	350	178	217	130	159	165
	Carayaó - S. Estanislao	350	251	273	176	185	204
	C. Oviedo - Paso Pé	240	148	54	51	75	84
	S. Rita - Tuparendá - C. Indep.	350	-	119	121	123	137
Valenzuela - C. Oviedo	305	45	50	84	55	63	
<b>Sur</b>	Ayolas - S. Patricio	512	94	68	97	104	113
	Ayolas - C. Bogado	295	102	101	116	127	134
	C. Bogado - Cambyretá	350	81	94	102	125	112
<b>Norte</b>	S. Rosa - Horqueta	200	103	115	44	46	49
	Itakyry - Jepopyhy - C.Bado	300	162	172	132	137	148
	V. Hayes - V. Real	350	189	214	69	76	85
<b>Oeste</b>	V. Real - P. Colorado	350	96	111	104	117	130
	Vallemí - L. Plata	240	31	34	45	48	61
<b>Metro-politano</b>	Valenzuela - E. Ayala	305	253	233	247	263	277
	Valenzuela - Pirayú	305	214	171	178	194	210
	Valenzuela - Guarambaré	550	212	169	176	194	210
	Valenzuela - Paraguari	550	-	192	185	205	222
	Emboscada - Limpio	650	-	256	263	272	287
	Limpio - Luque	525	124	196	194	202	191
	Limpio - Z. Isla	350	-	100	106	110	125
	V. Hayes - P. Botánico	400	236	195	209	223	218
	P. Botánico - V. Aurelia	350	290	147	134	139	145
	P. Botánico - B. Molino	350	105	109	109	101	125
	B. Molino - V. Aurelia	350	-	167	129	159	129
	V. Aurelia - S. Lorenzo	350	193	129	118	127	122
	Guarambaré - La Victoria	562	190	236	247	292	269
	Guarambaré - S. Antonio	550	160	208	226	249	317
	Guarambaré - Lambaré	550	178	209	232	238	282
V. Hayes - P. Sajonia	450	195	155	168	150	203	
P. Sajonia - Lambaré	250	199	133	155	134	142	

En la Tabla 7 se observan los valores de carga en líneas de transmisión de la red de 220kV del SIN. En general, puede apreciarse que las líneas de 220kV tienen importantes márgenes de carga con respecto a sus respectivas capacidades nominales, con excepción de la LT 220 kV Valenzuela – Eusebio Ayala. Dicha situación se debe a la importante cantidad de carga concentrada sobre dicho tramo de línea, el cual abastece a las Subestaciones de Eusebio Ayala, Capiatá y Autódromo, las cuales en su conjunto alcanzan una demanda aproximada de 322 MW en el 2030. Por ello, debido a los importantes refuerzos introducidos entre la SE Valenzuela y la SE Guarambaré, con lo cual se asegura la adecuada inyección de potencia desde Valenzuela al Sistema Metropolitano, la situación planteada podrá ser resuelta mediante la operación en una configuración radial con recurso, con la apertura de la línea por ejemplo en su tramo Capiatá – Autódromo.

### 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).
- 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 2022 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 la obra de instalación de 2 reactores de 80 MVAR en 500 kV en la Subestación Villa Hayes para el año 2023, así como otros 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 Reactivo 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 2021 – 2025 y 2026 – 2030 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 2021 – 2030, 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 2021– 2025

	CER / Bancos	Nominal	Reactivo (MVar)				
			2021	2022	2023	2024	2025
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100	-	45	16	28	14
	Limpio	-150 / +250	112	89	39	46	84
	Guarambaré	-120 / +140	4	73	33	19	40
	Horqueta	- 80 / +150	86	110	117	4	13
	Loma Plata	- 80 / +150	-	-	-	-	9
Banco de Capacitores Maniobrables	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	50	0	0	0	0
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	0	0	0	0	0
	Guarambaré	+4 x 80	80	80	80	80	80

	CERs	Nominal	Factor de Utilización				
			2021	2022	2023	2024	2025
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	-	45%	16%	28%	14%
	Limpio	250	45%	36%	16%	18%	34%
	Guarambaré	140	3%	52%	24%	14%	29%
	Horqueta	150	57%	73%	78%	3%	9%
	Loma Plata	150	-	-	-	-	6%

**Tabla 9** - Potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo y Factor de Utilización  
Condiciones Normales – Caso Punta – Periodo 2026 – 2030

	CER / Bancos	Nominal	Reactivo (MVar)				
			2026	2027	2028	2029	2030
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100	60	77	95	95	87
	Limpio	-150 / +250	32	58	40	47	9
	Guarambaré	-120 / +140	7	98	105	134	59
	Horqueta	- 80 / +150	17	29	73	76	39
	Loma Plata	- 80 / +150	22	1	20	5	20
Banco de Capacitores Maniobrables	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	80	80	80	80	80
	Cerro Corá	+1 x 40	-	-	-	0	0

	CERs	Nominal	Factor de Utilización				
			2026	2027	2028	2029	2030
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	60%	77%	95%	95%	87%
	Limpio	250	13%	23%	16%	19%	3%
	Guarambaré	140	5%	70%	75%	95%	42%
	Horqueta	150	11%	20%	48%	51%	26%
	Loma Plata	150	15%	1%	13%	3%	13%

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 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 cuente 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 2021 –2025

Años	Carga Base [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2021	3772	4161	10,3
2022	3976	4343	9,2
2023	4194	4553	8,6
2024	4491	4804	7,0
2025	4805	5285	10,0

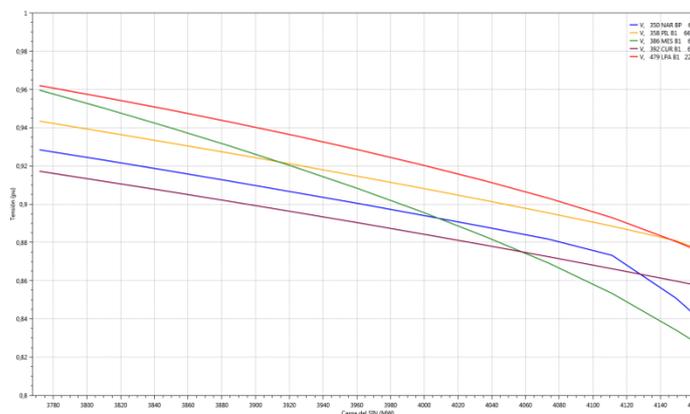
\* Corresponde a sumatoria de cargas de 23 y 66 kV

**Tabla 11**–Margen de Carga Activa (Curva PV) – Periodo 2026 – 2030

Años	Carga Base [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2026	5174	6189	19,6
2027	5566	6817	22,5
2028	5980	7394	23,6
2029	6418	7881	22,8
2030	6882	8142	18,3

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

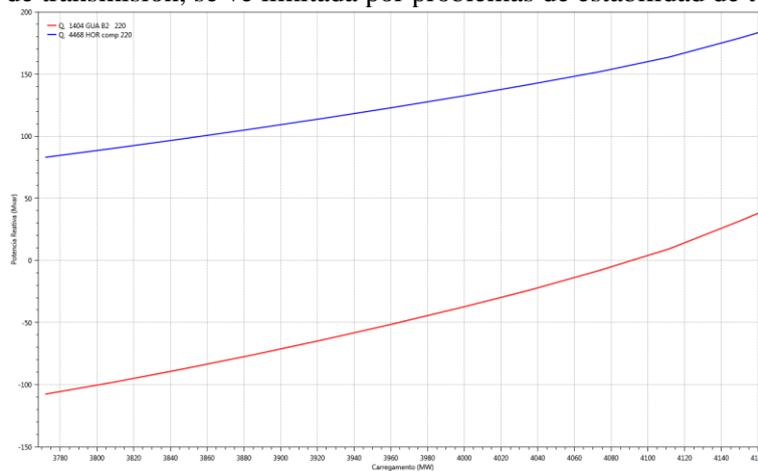
La Figura 7 muestra las curvas PV del sistema para el año 2021, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un aceptable margen de carga, lo cual indica la seguridad operativa con respecto a la posible inestabilidad de tensión del sistema. No obstante, puede observarse que las áreas más susceptibles a problemas de estabilidad de tensión son el Chaco Central, Pilar, Naranjal, y Curuguay. 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.



**Figura 7.** Curvas PV – Punta 2021–Normal

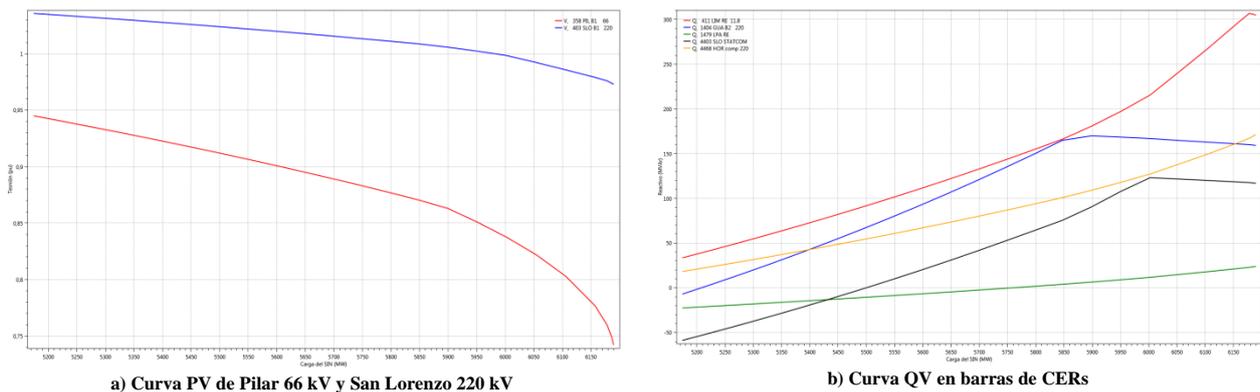
Por su parte, en los casos de Pilar, Naranjal y Curuguaty, su desempeño es originado por los importantes niveles de carga atendidos en 66 kV, nivel que empieza a mostrarse inadecuado. Esta situación es solucionada con la incorporación de las Subestaciones Pilar II, Santa Rita (que descarga significativamente a la Subestación Naranjal) y con la interconexión de Curuguaty 66 kV con la Subestación Jcopyhyi.

La Figura 8 muestra las curvas QV del año 2021 de las barras de conexión de los compensadores de Guarambaré y Horqueta 220 kV. Puede apreciarse, que la barra de Guarambaré cuenta con suficiente margen reactivo, lo que denota la adecuada disponibilidad de dispositivos de compensación reactiva y de capacidad de transmisión hacia el Sistema Metropolitano. Por su parte, la curva QV 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 2021 – Normal

La Figura 9 muestra las curvas PV para el caso de punta 2026, configuración normal, de la barra de Pilar 66 kV y San Lorenzo 220 kV, así como las curvas QV de las barras de inyección de los compensadores estáticos de reactivo.

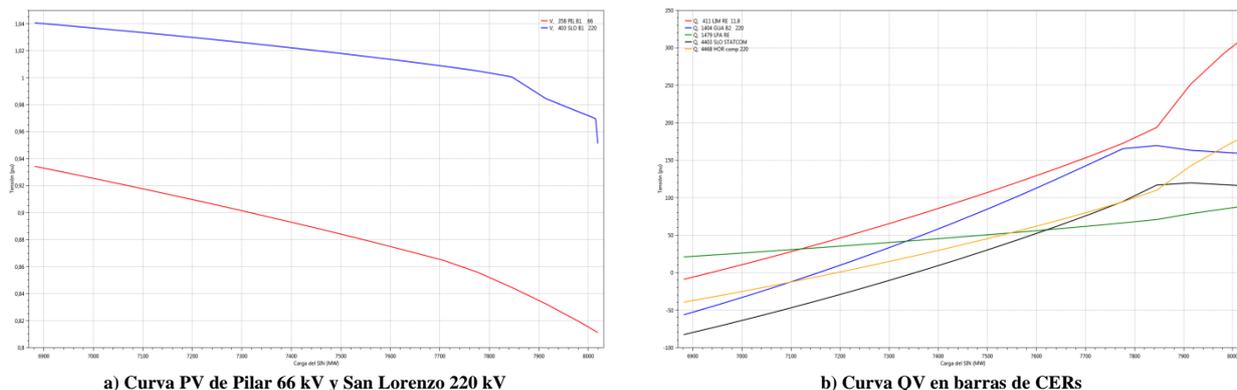


**Figura 9.** Curvas PV y QV – Punta 2026 – Normal

En las mismas, puede apreciarse el considerable margen de estabilidad de tensión con que operaría el sistema. Asimismo, del análisis de las curvas QV puede observarse que el punto crítico del sistema, se daría recién cuando todos los compensadores del Sistema Metropolitano alcanzan sus límites de reactivo, destacándose que en dicho punto el compensador de reactivos de Loma Plata se encontraría aun operando dentro de su límite. Esto es un indicador que para el caso del año 2026 el límite de transmisión por estabilidad de tensión estaría asociado a la transmisión al Sistema Metropolitano. Por otra parte, de la curva PV, puede apreciarse que la zona de Pilar 66 kV podría presentar problemas de bajos niveles de tensión, no obstante, atendiendo al apreciable margen de carga que muestra el caso, para solucionar dicha situación, sería conveniente analizar una mayor participación de la Subestación Pilar II en la cobertura de la demanda de la zona, o definir políticas

de operación en la Subestación Villalbín que prioricen el control de tensión de la barra de 66 kV de dicha subestación, ya que la misma se constituye en tensión de salida de la línea Villalbín – Pilar 66 kV, de forma a reducir la posibilidad de aparición de condiciones de baja tensión en Pilar.

En la Figura 10 siguiente, se presentan las curvas correspondientes al año 2030. 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 2026, en donde el punto crítico del sistema se alcanzaría una vez que los compensadores de reactivo del Sistema Metropolitano alcancen sus correspondientes límites, lo cual, nuevamente, sería un indicador que el límite de transmisión por estabilidad de tensión estaría asociado a la transmisión al Sistema Metropolitano de reactivo. 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, la barra de Pilar 66 kV sigue presentando niveles más bajos que las demás del sistema, pero dentro de rangos aceptables. Si bien no es requerido para el periodo analizado, y dependiendo de la evolución del sistema, desde el punto de vista de estabilidad de tensión podría plantearse como solución la interconexión en 66 kV entre las Subestaciones Pilar y Pilar II.



**Figura 10.** Curvas PV y QV – Punta 2030 – Normal

## 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. 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, y atendiendo al importante nivel de demanda que alcanza el SIN en el periodo, se ha adoptado 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, con lo cual se busca mejorar los índices de confiabilidad del sistema, evitándose la necesidad de acciones de control sistémicas que impliquen cortes de carga.

## 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 2023, 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 2025 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
2021	3.772	3.536	236	3.743	5,9
2022	3.976	3.574	402	3.778	5,7
2023	4.194	3.883	311	4.193	8,0
2024	4.491	4.316	176	4.592	6,4
2025	4.805	4.714	90	4.980	5,6
2026	5.174	5.174	0	5.812	12,3
2027	5.566	5.566	0	6.542	17,5
2028	5.980	5.980	0	6.891	15,2
2029	6.418	6.418	0	7.333	14,3
2030	6.882	6.882	0	7.496	8,9

\* Corresponde a sumatoria de cargas en barras

Puede observarse que a partir del año 2026 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 2025, la expectativa de corte de carga dentro del SIN se encontraría limitado al 10% de la demanda total del SIN, valor considerado razonable. Asimismo, en dicha Tabla se muestra el cálculo del margen de carga de potencia activa del sistema, observándose que en todos los casos se tendría un margen de carga superior al 5% tomado como valor referencia, 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 (%)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M. Derecha - Acaray	667	648	672	333	290	389	314	348	401	412	440	97%	101%	50%	43%	58%	47%	52%	60%	62%	66%
P. Franco - Paranambú	180	53	45	98	105	112	125	152	163	157	171	30%	25%	54%	58%	62%	69%	84%	90%	87%	95%
Yguazú - C. Nueve / C. Oviedo	229	234	91	183	150	142	155	137	151	102%	40%	80%	66%	62%	68%	60%	66%				
KM 30 - J.L. Mallorquín	229	211	216	254	122	215	179	168	188	171	189	92%	94%	111%	53%	94%	78%	73%	82%	75%	83%
Valenzuela - C. Oviedo	305			281	6	213	103	115	160	105	121			92%	2%	70%	34%	38%	52%	34%	40%
Valenzuela - E. Ayala	305	238	236	306	295	313	290	264	285	301	321	78%	78%	100%	97%	103%	95%	86%	93%	99%	105%
Valenzuela - Pirayú	305	201	201	274	296	293	246	194	204	222	240	66%	66%	90%	97%	96%	81%	64%	67%	73%	79%
V. Hayes - P. Botánico	400	370	127	211	159	166	223	179	194	204	203	92%	32%	53%	40%	41%	56%	45%	48%	51%	51%

Del análisis de los valores mostrados, se observa que en los años 2021 y 2022 la principal restricción estaría asociada a la capacidad de inyección de potencia desde la CH Itaipú. De esta forma, sin los cortes de carga se tendrían sobrecargas en los transformadores 500/220 kV de Margen Derecha, así como en las LTs 220 kV Margen Derecha – Acaray. Asimismo, se observan niveles importantes de carga en la línea Kilómetro 30 – Juan L. Mallorquín. Posteriormente, para el año 2023, con la puesta en servicio de la Subestación Yguazú 500 kV, se levantan las restricciones asociadas a la Subestación Margen Derecha.

Por otra parte, con la puesta en servicio de la Subestación Valenzuela, también en el 2023, se empieza a observar un importante aumento en el factor de utilización de las líneas en 220 kV Valenzuela – Pirayú–Guarambaré y Valenzuela – Eusebio Ayala – Capiatá – San Lorenzo.

Con relación a la línea Valenzuela – Pirayú – Guarambaré, 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 – Paraguari II – Guarambaré, las cuales aseguran una adecuada capacidad de evacuación de potencia desde Valenzuela al resto del Sistema Metropolitano.

Por su parte, un análisis de la congestión en la LT 220 kV Valenzuela – Eusebio Ayala – Capiatá – San Lorenzo, 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 (%)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M. Derecha - V. Hayes	2215	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	962	1.006	1.150	1.064	1.164						43%	45%	52%	48%	53%
M. Derecha - Emboscada	2215							F/S	F/S	F/S	F/S										
M. Derecha - Yguazú	2215			488	900	967	710	791	891	1.125	1.242			22%	41%	44%	32%	36%	40%	51%	56%
Ayolas - Valenzuela - V. Hayes	2215	808	750	830	716	968	993	520	472	454	426	36%	34%	37%	32%	44%	45%	23%	21%	20%	19%
Yguazú - Valenzuela	2215				1.412	1.207	807	920	1.071	821	915				64%	54%	36%	42%	48%	37%	41%
Valenzuela - Emboscada	2215						771	897	1.109	1.183							35%	40%	50%	53%	
Emboscada - V. Hayes	2215						223	165	203	215							10%	7%	9%	10%	
Emboscada - Horqueta	2215							371	403	443							17%	18%	20%		
Transf. MD 500/220 kV	375	376	394	256	180	262	202	225	243	240	263	100%	105%	68%	48%	70%	54%	60%	65%	64%	70%
Transf. AYO 500/220 kV	375	326	355	323	337	209	230	141	173	187	203	87%	95%	86%	90%	56%	61%	38%	46%	50%	54%
Transf. VHA 500/220 kV	600	366	361	265	299	316	442	310	296	312	336	61%	60%	44%	50%	53%	74%	52%	49%	52%	56%
Transf. YZU 500/220 kV	600			486	198	366	306	327	353	299	325			81%	33%	61%	51%	55%	59%	50%	54%
Transf. VAL 500/220 kV	600				460	461	526	307	287	368	390				77%	77%	88%	51%	48%	61%	65%
Transf. EMB 500/220 kV	600							278	284	306	325							46%	47%	51%	54%
Transf. HOR 500/220 kV	600							142	165	181								24%	27%	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 los años 2021 y 2022, donde las capacidades en Margen Derecha 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)										
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100		53	11	96	50	7	61	59	27	5	
	Limpio	-150 / +250	143	127	151	22	86	99	29	31	41	86	
	Guarambaré	-120 / +140	43	26	88	128	18	54	30	18	23	55	
	Horqueta	- 80 / +150	100	128	46	30	30	51	3	26	22	1	
Banco de Capacitores Maniobrables	Loma Plata	- 80 / +150					4	15	20	12	14	27	
	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	50	0	0	100	100	0	0	0	0	0	
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	160	160	80	160	160	80	80	80	0	0	
	Guarambaré	+4 x 80	320	80	80	320	320	160	80	80	80	80	
Rama Dinámica	Cerro Corá	+1 x 40									0	40	
	Factor de Utilización												
	CER / Bancos	Nominal	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	San Lorenzo	100		53%	11%	96%	50%	7%	61%	59%	27%	5%	
	Limpio	250	57%	51%	60%	9%	35%	40%	11%	12%	16%	34%	
Guarambaré	140	31%	18%	63%	91%	13%	38%	21%	13%	16%	39%		
Horqueta	150	67%	85%	31%	20%	20%	34%	2%	17%	15%	1%		
Loma Plata	150					2%	10%	13%	8%	9%	18%		

**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 hasta el año 2026, 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 2027.

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 16 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 16 – 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 (MVA)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M. Derecha - Acaray	667	601	638	281	272	298	245	298	338	361	383	90%	96%	42%	41%	45%	37%	45%	51%	54%	57%
KM 30 - J.L. Mallorquín	229	192	202	227	119	126	131	138	151	144	159	84%	88%	99%	52%	55%	57%	60%	66%	63%	69%
Valenzuela - E. Ayala	305	216	223	273	267	226	219	232	248	263	277	71%	73%	89%	87%	74%	72%	76%	81%	86%	91%
Valenzuela - Pirayú	305	182	193	263	278	202	188	173	177	194	209	60%	63%	86%	91%	66%	62%	57%	58%	64%	69%
P. Botánico - V. Aurelia	350	124	143	135	135	333	387	135	136	117	149	35%	41%	39%	39%	95%	110%	39%	39%	34%	42%
P. Sajonia - Lambaré	250	252	239	211	239	183	233	151	158	148	146	101%	96%	84%	96%	73%	93%	60%	63%	59%	58%

Del análisis de los valores mostrados, se observa que en los años 2021 y 2022 la principal restricción estaría asociada a la capacidad de inyección de potencia desde la CH Itaipú. De esta forma, sin los cortes de carga se tendrían sobrecargas en los transformadores 500/220 kV de Margen Derecha, así como en las LTs 220 kV Margen Derecha – Acaray. Asimismo, se observan niveles importantes de carga en la línea Puerto Sajonia – Lambaré. Para el año 2023, con la puesta en servicio de la Subestación Yguazú 500 kV, se levantan las citadas restricciones asociadas a la Subestación Margen Derecha.

Con respecto a la situación de la línea Kilómetro 30 – Juan L. Mallorquín, en el año 2023 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).

Por otra parte, en los años 2025 y 2026 se observa una importante carga en la LT Puerto Botánico – Villa Aurelia, la cual es subsanada con la puesta en servicio de la Subestación Emboscada y refuerzos asociados.

En la Tabla 17, 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 los años 2021 y 2022, donde la capacidad en Margen Derecha se encontraría próxima a sus valores nominales.

**Tabla 17 – 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 (MVA)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
M. Derecha - V. Hayes	2215	1208	1303	1377	1200	1380	956	731	827	801	872	55%	59%	62%	54%	62%	43%	33%	37%	36%	39%
M. Derecha - Emboscada	2215							764	879	847	925							34%	40%	38%	42%
M. Derecha - Yguazú	2215			423	840	951	770	630	682	888	978			19%	38%	43%	35%	28%	31%	40%	44%
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										
Ayolas - Valenzuela (2° Cto)	2215							1036	930	892	840							47%	42%	40%	38%
Yguazú - Valenzuela	2215			1277	1499	1095	653	756	609	680					58%	68%	49%	29%	34%	27%	31%
Valenzuela - Emboscada	2215							487	572	734	765							22%	26%	33%	35%
Emboscada - V. Hayes	2215							278	205	239	251							13%	9%	11%	11%
Emboscada - Horqueta	2215							394	419	458								0%	18%	19%	21%
Transf. MD 500/220 kV	375	352	368	215	183	198	179	200	201	209	227	94%	98%	57%	49%	53%	48%	53%	54%	56%	60%
Transf. AYO 500/220 kV	375	347	343	340	336	236	266	142	177	190	207	93%	92%	91%	90%	63%	71%	38%	47%	51%	55%
Transf. VHA 500/220 kV	600	413	439	337	414	458	528	340	323	337	362	69%	73%	56%	69%	76%	88%	57%	54%	56%	60%
Transf. YZU 500/220 kV	600			420	236	230	230	295	298	272	293			70%	39%	38%	38%	49%	50%	45%	49%
Transf. VAL 500/220 kV	600			0	420	524	478	308	289	350	371			0%	70%	87%	80%	51%	48%	58%	62%
Transf. EMB 500/220 kV	600							311	326	346	370							52%	54%	58%	62%
Transf. HOR 500/220 kV	600							164	183	202								27%	31%	34%	

Finalmente, en la Tabla 18 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 18 – Monitoreo de Dispositivos de Compensación Reactiva del SIN.  
Indisponibilidad de la LT 500 kV Ayolas – Valenzuela/Villa Hayes – Punta del Sistema**

		Reactivo (MVar)										
	CER / Bancos	Nominal	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rama Dinámica	San Lorenzo	-100 / +100		18	95	63	5	16	53	77	81	56
	Limpio	-150 / +250	247	158	42	81	105	102	27	6	20	20
	Guarambaré	-120 / +140	81	109	70	91	142	134	28	44	91	8
	Horqueta	- 80 / +150	101	122	131	27	16	38	36	54	59	22
	Loma Plata	- 80 / +150					5	18	3	17	8	23
Banco de Capacitores Maniobrables	San Lorenzo 66 kV	+2 x 50	100	100	100	0	100	0	0	0	0	0
	San Lorenzo 220 kV	+2 x 80	160	160	160	100	80	0	0	0	0	0
	Guarambaré	+4 x 80	0	160	240	160	160	0	80	80	80	80
	Cerro Corá	+1 x 40							80	80	80	0
		Factor de Utilización										
	CER / Bancos	Nominal	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
Rama Dinámica	San Lorenzo	100	0%	18%	95%	63%	5%	16%	53%	77%	81%	56%
	Limpio	250	99%	63%	17%	32%	42%	41%	11%	2%	8%	8%
	Guarambaré	140	58%	78%	50%	65%	102%	96%	20%	32%	65%	6%
	Horqueta	150	68%	81%	87%	18%	10%	25%	24%	36%	39%	14%
	Loma Plata	150					3%	12%	2%	11%	5%	15%

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**

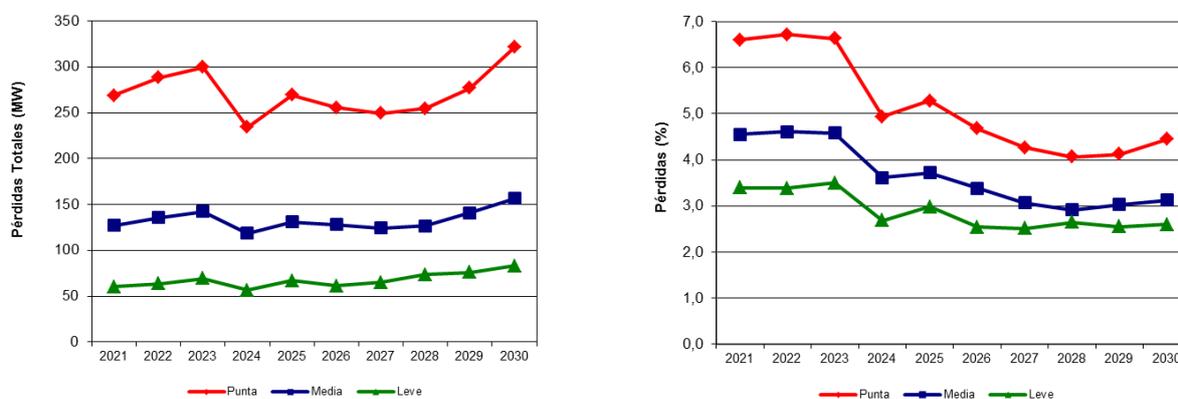
La Tabla 19 muestra los valores de pérdidas totales del sistema de transmisión, obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia para condiciones de carga máxima, media y leve.

**Tabla 19**– Pérdidas de Transmisión del SIN.

Año	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2021	269	127	61	6,6	4,5	3,4
2022	288	136	64	6,7	4,6	3,4
2023	300	142	69	6,6	4,6	3,5
2024	234	119	57	4,9	3,6	2,7
2025	269	131	67	5,3	3,7	3,0
2026	255	128	61	4,7	3,4	2,5
2027	249	124	65	4,3	3,1	2,5
2028	255	127	74	4,1	2,9	2,6
2029	277	141	76	4,1	3,0	2,5
2030	321	156	83	4,4	3,1	2,6

\* % Pérdidas = Pérdidas / Generación total

En la Figura 11 se grafican los valores de pérdidas totales del Sistema de la Tabla 19. 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. Por otra parte, en el año 2024 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, para dicho año, conforme a los delineamientos del despacho obtenidos del Plan Maestro de Generación, se estaría teniendo un mayor despacho desde la CH Yacretá, lo cual trae también un mejoramiento en el perfil de pérdidas. Para el año 2030, con todas las obras planteadas en el Plan Maestro, se tendría una pérdida de transmisión del orden del 4,4% en carga de punta, 3,1% en carga media y 2,6% 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.

## 7.4 Interconexión con las Centrales Hidroeléctricas Binacionales

### 7.4.1 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.

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, a partir del año 2023, se tiene prevista la puesta en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Yguazú, doble terna, con lo cual se tendría 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 ya la disponibilidad de equipos, lo que se traduce en posibles alteraciones en la configuración del sistema con respecto a los casos evaluados. Conforme indicado anteriormente, a partir de los valores de despacho presentados en el Plan Maestro de Generación, la previsión de una mayor inyección de potencia desde la CH Yacyretá a partir del 2024 para cubrir los requerimientos de punta producen una ligera reducción de inyección de potencia desde la CH Itaipú en el año 2024. No obstante, atendiendo a la capacidad disponible en la CH Itaipú, se prevé que la inyección de potencia desde dicha central siga creciendo en el tiempo, acompañando el crecimiento de la demanda del SIN.

**Tabla 20**– Inyección de potencia desde la CH Itaipú al SIN (MW).  
Caso de punta – Condiciones Normales.

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
3048	3172	3401	3115	3463	3699	4084	4469	4929	5392

### 7.4.2 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.

No obstante, actualmente, la salida de la LP1 se encuentra limitada a 750 MVA por restricciones en el transformador de corriente de la posición de salida de la subestación blindada en SF6. En este sentido, atendiendo a que la Entidad Binacional Yacyretá (EBY) se encuentra impulsando la adecuación de la citada posición de salida de línea, se estima que la LP1 estaría en condiciones de alcanzar su capacidad nominal para el segundo semestre del año 2021.

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: 2024.

- b) 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: 2027.

Con dichas ampliaciones, el Complejo Hidroeléctrico Yacyretá estaría alcanzando una capacidad total 3835 MW para el año 2027. 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 – 1* 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 20**– Inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN (MW).  
Caso de punta – Condiciones Normales.

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
804	904	904	1516	1516	1516	1516	1516	1516	1516

## 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 54% 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 Villa Hayes 500 kV*: Montaje del cuarto banco de autotransformadores de 500/220 kV– 600 MVA (año 2023). 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.
- *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 2023). 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 2027). 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.
- *LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km)*: Construcción de línea de transmisión en 500 kV, doble terna, cableado de un circuito (primera etapa), autoportante, con una capacidad de 2000 MVA (año 2024). 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– 50 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 2027). 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 acontece en la actualidad, lo cual se traduce en un aumento en la confiabilidad y seguridad del servicio.

- *LT 500 kV Yguazú – Valenzuela (200 km)*: Cableado de la segunda terna de la línea Yguazú – Valenzuela 500 kV, con una capacidad de 2000 MVA (año 2029). Esta obra se hace necesaria para atender al *Criterio N – I* en el tronco de transmisión en 500 kV, incrementándose así la confiabilidad y seguridad del suministro al Sistema Metropolitano. Asimismo, contribuye a la reducción de pérdidas de transmisión y a la optimización de la operación del sistema eléctrico.

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

- *LT 220 kV Guarambaré – Buey Rodeo (58 km)*: Cableado de una terna (primera etapa) de la LT 220 kV en doble terna, capacidad de 350 MVA (año 2021). Obra requerida para abastecer a la Subestación Buey Rodeo en el corto plazo, y permitir la inyección de potencia desde la Subestación Valenzuela 500/220 kV en el medio plazo.
- *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 2022). 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 MVA por terna.
  - *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico y Puerto Botánico – Parque Caballero (7,5 km)*: recapacitación 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 SE 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 2023). 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 Zárate Isla – Barrio Molino (13 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 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.
- *LT 220 kV Guarambaré – San Antonio – Villa Elisa y Guarambaré – Lambaré (25 km)*: Recapacitación 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 2022). Los proyectos incluidos son:
  - *LT 220 kV Valenzuela – Guarambaré (85 km):* Construcción primer tramo compuesto por línea de transmisión, doble terna, con una capacidad 550 MVA por terna, empalme con la actual LT San Patricio – Guarambaré para utilización de llegada de líneas en Guarambaré, y recapitación de la existente LT San Patricio – Guarambaré (20 km), con cambio de conductor del tipo HTLS (año 2025).
  - *LT 220 kV Valenzuela – Paraguari II (35 km):* Construcción de línea de transmisión, doble terna, con una capacidad 550 por terna (año 2027). Obra requerida para suministro a la nueva subestación Paraguari II y refuerzo de la transmisión a la Subestación Guarambaré.
  - *LT 220 kV Paraguari II – Guarambaré (25 km):* Construcción primer tramo compuesto por línea de transmisión, doble terna, con una capacidad 550 MVA por terna, empalme con la LT Guarambaré – Buey Rodeo para utilización de llegada de línea en Guarambaré (año 2027). Obra requerida para garantizar el suministro a la Subestación Guarambaré y subestaciones dependientes.
  - *LT 220 kV de interconexión de la SE Paraguari II a Buey Rodeo y ex LT 220 kV San Patricio – Guarambaré (25 km):* Construcción de línea de transmisión, doble terna, con una capacidad de 350 MVA por terna, empalme con la ex LT Guarambaré – Buey Rodeo y la ex LT San Patricio – Valle Apuá - Guarambaré; cableado de segunda terna de la ex LT Guarambaré – Buey Rodeo para interconexión entre la SE Buey Rodeo y la ex LT San Patricio – San Juan Bautista, para utilización de llegada de línea en Guarambaré (año 2027). Obra requerida para garantizar el suministro a la Subestación Buey Rodeo y dotar de mayor confiabilidad a las Subestaciones de Valle Apuá y San Juan Bautista.
- *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 Barrio Molino – Villa Aurelia (8 km):* Construcción de línea de transmisión subterránea, con una capacidad de 350 MVA.

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

- *Buey Rodeo:* Subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120/60/60 MVA (año 2021).
- *Villa Elisa:* Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2022).
- *Barrio Jara:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2023).
- *Zárate Isla:* Subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2023).
- *Autódromo:* Subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2023).
- *Arroyos y Esteros:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
- *Barcequillo:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
- *Carapeguá:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
- *Itá:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2024).
- *Recoleta:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Ypané:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).

- *Tobatí*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Paraguari II*: Subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120 MVA en 220/66 kV y de 50 MVA en 220/23 kV (año 2027).
- *San Bernardino*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2028).
- *Terminal*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2029).
- *Caraguay*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2029).
- *Santa Teresa*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2029).
- *Capiatá II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Areguá*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Luque II*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2030).
- *Ñemby*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 150 MVA (año 2030).

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 del módulo de 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 21, 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.

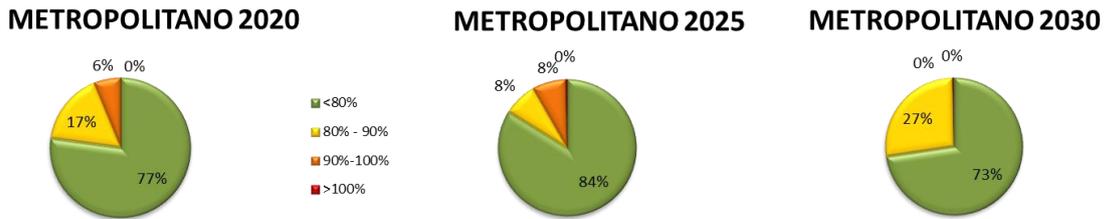
**Tabla 21** - Estado de carga de transformadores (23 kV) – Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	37	30	5	2	0
2021	39	29	7	3	0
2022	40	29	10	1	0
2023	46	33	11	2	0
2024	48	33	11	4	0
2025	50	36	6	7	1
2026	51	36	10	4	1
2027	51	35	13	2	1
2028	53	36	14	2	1
2029	56	41	14	0	1
2030	60	47	12	0	1

Análogamente, la Tabla 22 y la Figura 12 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 22** - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	3.417	2.637	570	210	0
2021	3.546	2.505	758	282	0
2022	3.994	3.052	852	90	0
2023	4.852	3.922	810	120	0
2024	5.012	3.972	820	220	0
2025	5.342	4.482	420	420	20
2026	5.452	3.952	1.320	160	20
2027	5.562	3.812	1.590	140	20
2028	5.742	3.632	1.690	400	20
2029	6.152	4.072	2.060	0	20
2030	6.622	4.812	1.790	0	20



**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 2020, con 3417 MVA de capacidad instalada en 23 kV, para atender el escenario de demanda analizado, para finales del periodo se requerirían contar con 60 subestaciones y una capacidad instalada de 6622 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 84% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%. A su vez, en el medio plazo, se observa una reducción al 73% del parque de transformadores con un factor de utilización menor a 80%, situación debida al aumento de la demanda y que requeriría de análisis complementarios.

**8.2 Sistema Central**

A lo largo del periodo, la carga del Sistema Central representa aproximadamente el 6% 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):* Recapitación de la simple terna existente a 350/420 MVA con cambio de conductor del tipo HTLS (año 2021). Obra requerida para garantizar la capacidad de transmisión a la Subestación San Estanislao, y a partir de ésta al Sistema Norte.
- *LT 220 kV Paso Pé – Colonia Independencia (30 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (año 2023). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Colonia Independencia.
- *LT 220 kV Coronel Oviedo – Coronel Oviedo II – Carayaó (48 km):* Recapitación de la simple terna existente a 350 MVA con cambio de conductor del tipo HTLS (año 2023), 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 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 2023). 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 2023). 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 2023). 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 Santa Rita – Tuparendá – Colonia Independencia (115 km).* Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (año 2027). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Tuparendá, 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:

- *Colonia Independencia*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
- *Coronel Oviedo II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
- *San José de los Arroyos*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2023).
- *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 2025).
- *Capiibary*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Fasardi*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Tres Palmas*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).

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 Tabla23, 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.

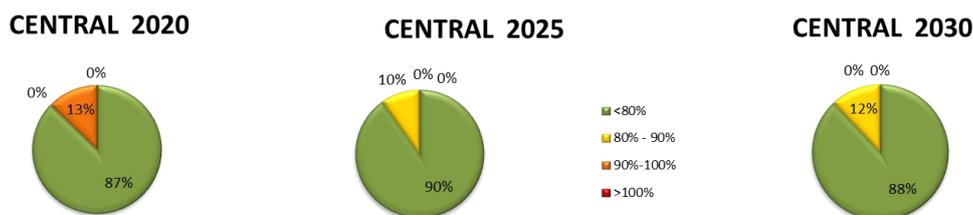
**Tabla 23 - Estado de carga de transformadores (23 kV) – Sistema Central**

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	14	12	0	2	0
2021	14	13	0	1	0
2022	14	13	1	0	0
2023	17	17	0	0	0
2024	17	14	3	0	0
2025	19	17	2	0	0
2026	22	21	0	1	0
2027	22	21	1	0	0
2028	22	19	2	1	0
2029	22	19	2	1	0
2030	22	19	3	0	0

Análogamente, la Tabla24 y la Figura13 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 24 - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Central**

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	652	568	0	83	0
2021	682	640	0	42	0
2022	720	700	20	0	0
2023	947	947	0	0	0
2024	947	815	132	0	0
2025	1.047	945	102	0	0
2026	1.197	1.167	0	30	0
2027	1.217	1.175	42	0	0
2028	1.217	1.062	114	42	0
2029	1.300	1.187	72	42	0
2030	1.342	1.187	155	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 652 MVA en el 2020 a 1342 MVA en el 2030, con un 88% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%, lo que dejaría un margen de carga 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 Ayolas – Coronel Bogado (65 km):* Construcción de línea de transmisión, doble terna, con capacidad de 350 MVA por terna (año 2021). Obra requerida para asegurar la adecuada capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al Sistema Sur y evitar la congestión de la LT 2 x 220 kV Ayolas – San Patricio y la LT 220 kV San Patricio – Coronel Bogado.
- *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 2023). 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 Santa Rita – María Auxiliadora (110 km):* Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 350 MVA (año 2023). 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.
- *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 2024). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación San Juan del Paraná.
- *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 y Alberdi, 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 Pilar II – Alberdi (90 km):* Construcción de la línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300 MVA (año 2027). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Alberdi.
- *Subestación Ayolas 500 kV:* Montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2027). Obra requerida para garantizar la adecuada capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá a la red de 220 kV del SIN.

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 2023).
- *San Juan del Paraná:* Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).
- *Bella Vista Sur:* Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2024).

- *Costanera*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2025).
- *Pilar II*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Alberdi*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).

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 25, 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 25 - 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%
2020	14	9	4	1	0
2021	14	9	4	1	0
2022	14	8	3	3	0
2023	15	10	4	0	1
2024	17	14	0	3	0
2025	18	16	1	1	0
2026	19	17	1	1	0
2027	20	16	4	0	0
2028	20	20	0	0	0
2029	20	20	0	0	0
2030	20	14	6	0	0

Análogamente, la Tabla 26 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 14 - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Sur.**

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	570	418	132	20	0
2021	570	418	132	20	0
2022	590	385	103	102	0
2023	715	473	202	0	40
2024	893	812	0	82	0
2025	993	932	42	20	0
2026	1.043	982	20	42	0
2027	1.093	870	223	0	0
2028	1.133	1.133	0	0	0
2029	1.133	1.133	0	0	0
2030	1.133	897	237	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 2020 a 1133 MVA en el 2030, con un 79% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%, lo que dejaría un margen de carga 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 18 % 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*: Construcción de una subestación 500/220/23 kV, con dos bancos de autotransformadores de 500/220 kV– 600 MVA y un transformador 220/23 kV de 80 MVA (año 2023). 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.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Yguazú (54 km)*: Construcción de línea de transmisión en 500 kV, doble terna, con una capacidad de 2000 MVA por terna (año 2023). Esta obra es requerida para abastecer a la nueva Subestación Yguazú y se constituye en una primera etapa en la construcción de un nuevo eje de transmisión (Margen Derecha – Yguazú – Valenzuela) desde la CH Itaipú hacia el Sistema Metropolitano, con el objetivo de garantizar la disponibilidad de una adecuada capacidad de transmisión en el SIN.

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

- *Interconexión de la Subestación Yguazú a la red de 220 kV*: Conjunto de obras destinado a dotar de adecuada capacidad de transmisión de la interconexión de la Subestación Yguazú a la red de 220 kV y poder atender a la demanda de los Sistema Este y Central (año 2023). Los proyectos incluidos son:
  - *LT 220 kV Kilometro 30 – Yguazú (20 km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna, con capacidad de 550 MVA por terna (año 2023). Obra requerida para evacuar la inyección de potencia proveniente desde la Subestación Yguazú hacia el Sistema Este.
  - *LT 220 kV desde la Subestación Yguazú hasta el punto de intersección con la LT 220 kV Acaray – Coronel Oviedo (10 km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna, con una capacidad de 350 MVA por terna (año 2023). Obra requerida para el seccionamiento de la actual LT 220 kV Acaray – Cnel. Oviedo (ex circuitos 2 y 3) y permitir la inyección de potencia proveniente desde la nueva Subestación Yguazú hacia el Sistema Central.
- *LT 220 kV Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 350 MVA (año 2022). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Santa Rita.
- *LT 220 kV Presidente Franco – Alto Paraná (5 km)*: Construcción de línea de transmisión subterránea con una capacidad de 350 MVA (año 2023). Obra requerida para abastecer a nueva Subestación Alto Paraná 220 kV, y subestaciones dependientes de ésta.
- *LT 220 kV Santa Rita – Paranambú (45 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 350 MVA (año 2027). Obra requerida para aumentar la confiabilidad del Sistema Este y evitar sobrecarga en el tramo de línea Pte. Franco – Paranambú.
- *LT 220 kV Catueté – Yvyrobaná (35 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 300 MVA (año 2030). Obra requerida para abastecer a la nueva subestación Yvyrobaná.

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

- *Santa Rita*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 83,34 MVA (año 2022).
- *Kilómetro 8*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 160 MVA (año 2023).

- *Nueva Esperanza*: 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).
- *Villa Ygatimí*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2026).
- *Tuparenda*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2027).
- *Puente de la Integración*: Subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2029)
- *Yvyrarobaná*: 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.

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

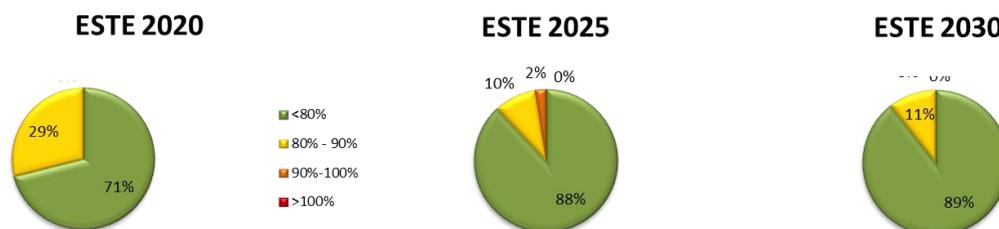
AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	20	15	5	0	0
2021	20	14	3	3	0
2022	21	18	2	1	0
2023	23	20	1	2	0
2024	23	18	2	3	0
2025	24	20	3	1	0
2026	26	16	10	0	0
2027	27	21	5	1	0
2028	27	25	2	0	0
2029	29	21	8	0	0
2030	29	26	3	0	0

Análogamente, la Tabla27 y la Figura15 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 27 -** Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Este

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	1.229	873	356	0	0
2021	1.229	760	207	262	0
2022	1.312	1.077	193	42	0
2023	1.592	1.357	113	122	0
2024	1.592	1.265	92	235	0
2025	1.722	1.517	163	42	0
2026	1.822	1.112	710	0	0
2027	1.912	1.487	365	60	0
2028	1.992	1.790	202	0	0
2029	2.139	1.720	419	0	0
2030	2.312	2.069	244	0	0

Puede apreciarse que de las 20 subestaciones existentes en el Sistema Este en el 2020, con 1229 MVA de capacidad instalada en 23 kV, para atender el escenario de demanda analizado, para finales del periodo se requerirían contar con 9 subestaciones nuevas y una capacidad total instalada de 2312 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 88% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%. A su vez, en el medio plazo, se tendría al 89% 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.



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

## 8.5 Sistema Norte

A lo largo del periodo, la carga del Sistema Norte representa aproximadamente el 11% 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 7.1.2, 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 2024). 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 2026).
- *Paso Horqueta*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 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.

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 2028).

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 28 - 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%
2020	9	6	3	0	0
2021	9	5	3	1	0
2022	9	5	2	2	0
2023	9	6	1	2	0
2024	9	4	3	2	0
2025	10	5	4	1	0
2026	11	6	3	2	0
2027	11	7	2	2	0
2028	12	12	0	0	0
2029	12	11	1	0	0
2030	12	8	3	1	0

Análogamente, la Tabla29 y la Figura16 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 29 - Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Norte**

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	314	227	87	0	0
2021	314	185	114	15	0
2022	322	193	72	57	0
2023	364	277	12	75	0
2024	364	205	132	27	0
2025	452	245	165	42	0
2026	502	295	150	57	0
2027	502	325	75	102	0
2028	592	592	0	0	0
2029	592	508	83	0	0
2030	592	357	152	83	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 314 MVA en el 2020 a 592 MVA en el 2030. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con sólo un 60% de transformadores que operarían en el año 2030, con un factor de utilización menor al 80%.

Puede apreciarse que de las 9 subestaciones existentes en el Sistema Norte en el 2020, con 314 MVA de capacidad instalada en 23 kV, para atender el escenario de demanda analizado, para finales del periodo se requerirían contar con 4 subestaciones nuevas y una capacidad total instalada de 592 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 54% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%. A su vez, en el medio plazo, se tendría al 60% de la capacidad instalada con un factor de utilización menor a 80%. Atendiendo a esta situación, en el medio plazo se requeriría un monitoreo de la situación para prever eventuales refuerzos adicionales a los contemplado dentro del Plan de Obras.

### 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 3% 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 un 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 2024). Obra requerida abastecer a la nueva Subestación Pozo Colorado, así como dar una segunda alimentación ala 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 kVVallemí II – Carmelo Peralta (95 km):*Construcción de línea de transmisión en simple terna con una capacidad de 300(año 2025).
- *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 2030). Obra requerida para abastecer a las nuevas Subestaciones Toro Pampa y Agua Dulce.
- *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 2030). 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 2030). Obra requerida para abastecer a la nueva Subestación Cruce Don Silvio.

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 2024).
- *Carmelo Peralta*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2025).
- *Agua Dulce*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Tte. Esteban Martínez*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Cruce Douglas*: Subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Toro Pampa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).
- *Cruce Don Silvio*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2030).

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 30** - 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%
2020	3	3	0	0	0
2021	3	3	0	0	0
2022	3	3	0	0	0
2023	3	2	1	0	0
2024	4	3	1	0	0
2025	5	4	0	1	0
2026	5	5	0	0	0
2027	5	5	0	0	0
2028	5	5	0	0	0
2029	5	5	0	0	0
2030	10	10	0	0	0

Análogamente, la Tabla 31 presenta 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 31**- Capacidad instalada según factor de utilización – Sistema Oeste

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2020	47	47	0	0	0
2021	47	47	0	0	0
2022	47	47	0	0	0
2023	62	50	12	0	0
2024	112	100	12	0	0
2025	162	150	0	12	0
2026	170	170	0	0	0
2027	170	170	0	0	0
2028	170	170	0	0	0
2029	170	170	0	0	0
2030	420	420	0	0	0



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

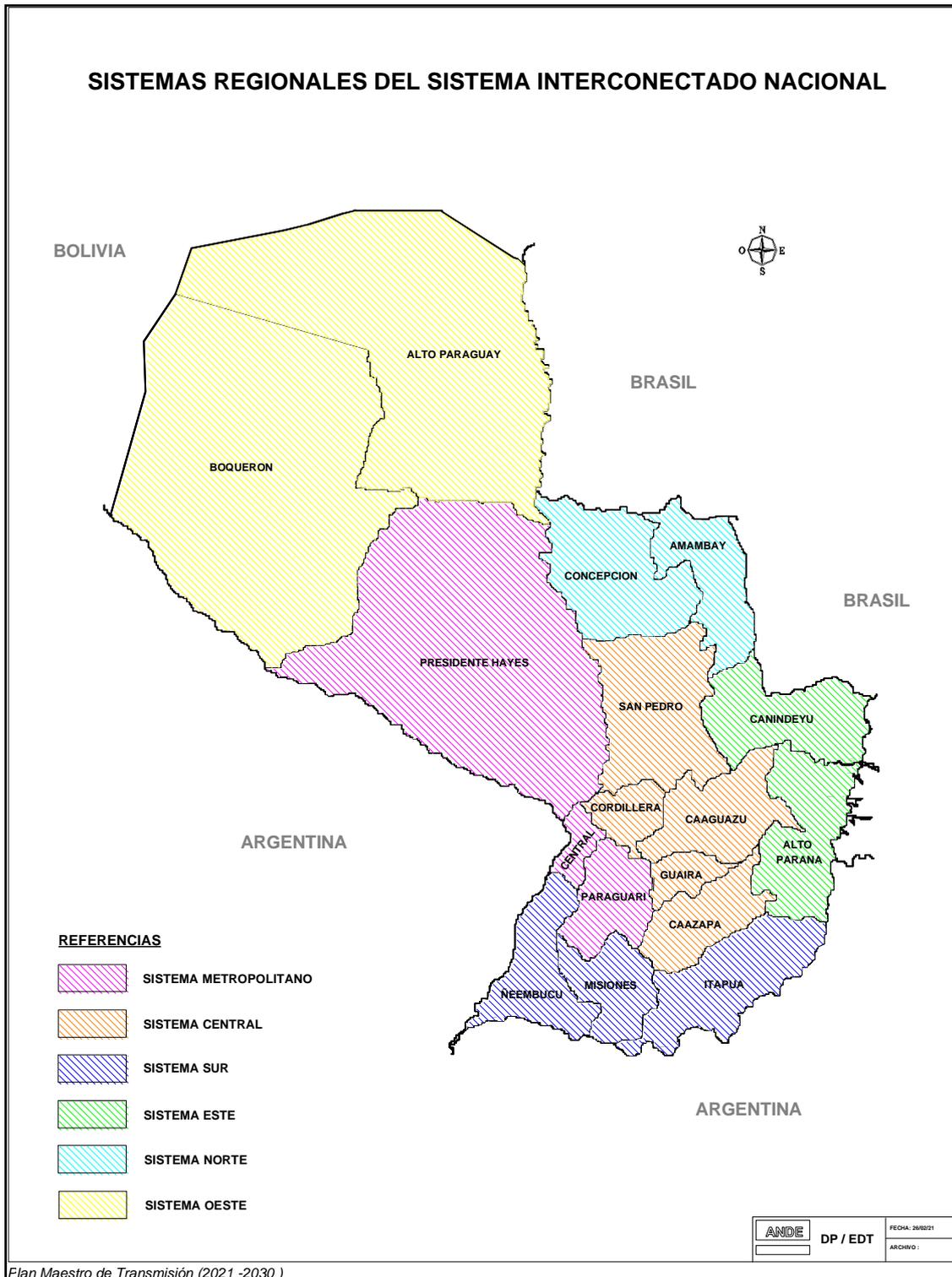
En general, puede observarse un sustancial aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Oeste, pasándose de 47 MVA en el 2020 a 420 MVA en el 2030. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que todo el parque de transformadores del Sistema Oeste operaría con un factor de utilización inferior al 80% para el año 2030. 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\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
<b>SISTEMA METROPOLITANO</b>							<b>874.747.537</b>	<b>536.036.232</b>	<b>169.469.441</b>	<b>1.580.253.209</b>
Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV							390.603.342	312.352.854	82.393.720	785.349.916
1	Subestación Villa Hayes	Montaje del cuarto transformador de 500/220/23 kV - 600 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	19.000.000	3.800.000	3.230.000	26.030.000
2	Subestación Villa Hayes	Montaje de 2 reactores de 500 kV de 80 MVA para control de tensión.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-23	ANDE/BEI	7.985.842	2.731.568	1.311.316	12.028.726
3	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 220/08 kV de 120 MVA, un (1) transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-23	ANDE/FONPLATA	48.724.500	37.144.739	10.048.659	95.917.898
4	Línea 500 kV Yguazú - Valenzuela	Construcción LT doble tema, cableado un circuito (primera etapa), autoportante, 2000 MVA, (200 km). Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 500 kV	dic-24	ANDE/BIDJICA	61.740.000	57.311.200	13.757.320	132.808.520
5	Línea 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes (2° circuito)	Construcción del segundo circuito LT simple tema, autoportante, 2000 MVA, (360 km). Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 500 kV	dic-26	ANDE	93.495.000	94.164.850	21.570.835	209.230.685
6	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.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-27	ANDE	53.938.000	40.388.000	11.050.740	105.376.740
7	Subestación Valenzuela	Montaje del tercer y cuarto banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores.	Sistema Metropolitano	SE 500 kV	dic-27	ANDE	30.720.000	7.871.000	4.780.700	43.371.700
8	Línea 500 kV Ayolas - Valenzuela	Construcción del segundo circuito LT simple tema, autoportante, 2000 MVA, (230 km). Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 500 kV	dic-27	ANDE	56.200.000	55.504.300	12.856.430	124.560.730
9	Línea 500 kV Yguazú - Valenzuela	Cableado segunda tema. Capacidad 2000 MVA. (255 km). Posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 500 kV	dic-29	ANDE	18.800.000	13.437.198	3.787.720	36.024.917
<b>Líneas de transmisión 220 kV</b>							<b>78.709.454</b>	<b>59.286.451</b>	<b>16.294.946</b>	<b>154.290.852</b>
10	Línea 220 kV Guarambaré - Buey Rodeo	Línea de Transmisión 220 kV Guarambaré - Buey Rodeo. Construcción de la LT 220 kV doble tema, cableado una tema (primera etapa), capacidad de 350 MVA (58 km) y Ampliación de la Subestación Guarambaré 220 kV. Construcción posición LT 220 kV bajo esquema de doble barra y obras complementarias.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-21	ANDE/CAF/OFID III	4.921.644	3.444.211	984.235	9.350.090
11	Línea 220 kV Villa Hayes - Puerto Botánico - Parque Caballero	Construcción del Tramo Aéreo LT 220 kV - Doble Tema - Villa Hayes - Puerto Botánico y Villa Hayes - Parque Caballero (350/420 MVA - 15 km). Recapitación del Tramo Aéreo Existente LT 220 kV - Doble Tema - Puerto Botánico - Parque Caballero y Villa Hayes - Parque Caballero (350/420 MVA - 7,5 km). Construcción de la Estación de Mulas 220 kV - Zona Barrio Ricardo Brugada. Construcción del Tramo Subterráneo LT 220 kV - Doble Tema - Puerto Botánico-Parque Caballero y Villa Hayes - Parque Caballero (350/420 MVA - 2 km).	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-22	ANDE/CAF IV	4.460.870	4.468.430	1.026.756	9.956.056
12	Línea 220 kV Limpio - Zárate Isla	Construcción de Línea de transmisión mixta, tramo aéreo (10 km) - simple tema 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-23	Financiamiento del Proveedor	6.703.606	6.467.225	1.652.263	14.823.095
13	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	ANDE	5.260.000	3.587.850	1.042.585	9.890.435
14	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-25	ANDE	7.630.000	5.333.580	1.525.258	14.488.838
15	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	2.960.000	1.502.200	535.020	4.997.220
16	Línea 220 kV Valenzuela - Guarambaré	Construcción de Línea de transmisión, doble tema, autoportante, 550/660 MVA, (65 km), empalme y recapitación del tramo de la LT San Patricio - Guarambaré.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-25	ANDE	11.930.000	9.649.700	2.515.870	24.095.570
17	Línea 220 kV de interconexión de la SE Paraguari a SE Buey Rodeo y ex LT 220 kV San Patricio - Guarambaré	Construcción de Línea de transmisión, doble tema, autoportante, 350/420 MVA, (25 km), empalme con la ex LT Guarambaré - Buey Rodeo y la ex LT San Patricio - Valle Apuá Guarambaré; cableado de segunda tema de la ex LT Guarambaré - Buey Rodeo para interconexión entre la SE Buey Rodeo y la ex LT San Patricio - San Juan Bautista.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	7.610.000	5.076.300	1.496.930	14.183.230
18	Línea 220 kV Limpio - Zárate Isla (2° circuito)	Construcción de 2° circuito de la Línea de transmisión mixta, tramo aéreo (10 km) - simple tema tipo urbana, y tramo subterráneo (6 km), cable XLPE, capacidad 350/420 MVA. Adecuación posición de salida y llegada.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	5.260.000	3.587.850	1.042.585	9.890.435
19	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-27	ANDE	4.740.000	3.213.000	937.500	8.890.500
20	Línea 220 kV (doble tema) Valenzuela - Paraguari	Construcción de línea de transmisión en doble tema, estructura autoportante, con capacidad 550/660 MVA por tema (35 km).	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	8.225.000	6.183.596	1.687.610	16.096.205
21	Línea 220 kV (doble tema) Paraguari - Guarambaré	Construcción de Línea de transmisión, doble tema, autoportante, 550/660 MVA, (25 km), empalme con la ex LT Guarambaré - Buey Rodeo y cableado de segunda tema (15 km).	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	5.875.000	4.416.854	1.205.435	11.497.290
22	Línea 220 kV Emboscada - Limpio	Construcción de Línea de transmisión, doble tema, autoportante, 650/780 MVA, por tema (10 km), en sustitución de tramo de la línea Carayá - Limpio.	Sistema Metropolitano	LT 220 kV	dic-27	ANDE	2.350.000	1.766.742	482.174	4.598.916
23	Línea 220 kV de interconexión de la SE Emboscada a la LT 220 kV Carayá - Limpio	Construcción de Línea de transmisión, doble tema, autoportante, 350/420 MVA por tema (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	783.333	588.914	160.725	1.532.972
<b>Línea de transmisión 66 kV</b>							<b>48.540.195</b>	<b>53.852.711</b>	<b>11.795.462</b>	<b>114.188.369</b>
24	Línea 66 kV Buey Rodeo - Villeta 66 kV	Línea de Transmisión 66 kV Buey Rodeo - Villeta. Construcción de la LT 66 kV simple tema, capacidad de 100 MVA (35 km) y Ampliación de la Subestación Villeta 66 kV. Construcción de una posición LT 66 kV bajo esquema barra principal y de transferencias y obras complementarias.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-21	CAF/OFID III	2.081.214	2.613.502	531.908	5.226.623
25	Línea 66 kV Pirayú - Itauguá	Recapitación con cambio de conductores, capacidad 100 MVA, (15 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-21	CAF/OFID III	975.341	929.968	219.791	2.125.101
26	Línea 66 kV Lambaré - Tres Bocas	Construcción de línea subterránea, conductor XLPE, capacidad 100 MVA, (7 km). Ampliación de barras en las Subestaciones de Tres Bocas y Lambaré.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-21	CAF/OFID III	2.589.729	4.068.628	743.528	7.401.885
27	Línea 66 kV Itauguá - Guarambaré	Reconstrucción del circuito actual de simple tema en doble tema, tramo aéreo con conductores de capacidad de 100 MVA cada circuito, 17 km. Adecuaciones en posiciones de líneas en subestaciones terminales.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-22	CAF/OFID III	2.324.198	2.706.382	572.784	5.603.364
28	Línea 66 kV Barrio Molino - Barrio Parque	Construcción de línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (4 km) y conexión a la ex LT PBO - BPA.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-22	ANDE RECURSOS PROPIOS	918.637	1.377.955	257.218	2.553.810
29	Línea 66 kV General Díaz - Central	Recapitación con cambio de conductores. Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-22	ANDE/BEI	694.890	595.452	149.881	1.440.223
30	Línea 66 kV General Díaz - Republicano	Recapitación con cambio de conductores. Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (4 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-22	ANDE/BEI	1.389.779	1.190.905	299.762	2.880.446
31	Línea 66 kV Altos - Arroyos y Esteros	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (40 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	2.000.000	800.000	380.000	3.180.000
32	Línea 66 kV Parque Caballero - Barrio Jara	Construcción de Línea Subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	946.450	247.871	166.755	1.361.076

Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
33	Línea 66 kV Parque Caballero - San Miguel (segunda terna)	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	948.450	247.871	166.755	1.361.076
34	Línea 66 kV Pirayú - Paraguari	Recapitación con cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA, (17 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-24	ANDE	1.105.386	1.053.964	271.204	2.430.555
35	Línea 66 kV Guarambaré - Itá	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (15 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-24	ANDE	936.000	2.643.260	386.006	3.965.266
36	Línea 66 kV Pirayú - Itá	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (15 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-24	ANDE	387.000	2.685.270	318.837	3.391.107
37	Línea 66 kV Barrio Parque - San Miguel	Cambio de tramo subterráneo - Instalación de nuevos conductores XLPE, capacidad 100 MVA (2 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	787.500	664.020	168.777	1.620.297
38	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-25	ANDE	1.968.750	1.660.050	421.943	4.050.743
39	Línea 66 kV Barrio Parque - San Miguel	Recapitación con cambio de conductores HTLS capacidad 100 MVA (5 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	325.114	309.989	73.264	708.367
40	Línea 66 kV Derivación Bo.Parque - San Miguel a Recoleta	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (1,5 km) (Seccionamiento de la LT Barrio Parque - San Miguel).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-25	ANDE	785.500	642.600	166.375	1.594.475
41	Línea 66 kV Guarambaré - Ypané	Reconstrucción de tramo de la LT 66 kV Guarambaré - Ypané en doble tema, estructura de HFA, más construcción de 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-25	ANDE	2.214.000	3.326.360	620.456	6.160.816
42	Línea 66 kV Eusebio Ayala - Tobati	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (20 km). Posición correspondiente en E. Ayala	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-26	ANDE	713.000	3.110.750	403.765	4.227.515
43	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-26	ANDE	235.000	343.360	64.886	643.246
44	Línea 66 kV Zárate Isla - Mariano Roque Alonso	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (12 km)	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-26	ANDE	4.725.000	3.984.120	1.012.662	9.721.782
45	Línea 66 kV Paraguari - Paraguari II	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (5 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-27	ANDE	111.000	732.753	87.705	931.459
46	Línea 66 kV Valle Apuá - Quindiy	Recapitación con cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA, (12 km).	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	390.371	339.833	84.731	814.935
47	Línea 66 kV Altos - San Bernardino	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HFA, capacidad 72/80 MVA (18 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-28	ANDE	1.816.000	3.634.250	599.505	6.049.755
48	Línea 66 kV Villa Aurelia - Terminal y Línea Terminal - Lamberé	Construcción de LT 66 kV Villa Aurelia - Terminal, subterráneo, conductores XLPE con capacidad 120/144 MVA (3 km) Construcción de LT 66 kV Lamberé - Terminal, subterráneo, conductores XLPE con capacidad 120/144 MVA (3 km)	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-29	ANDE	390.136	371.987	87.916	850.040
49	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 una.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-29	ANDE	1.181.250	996.030	253.166	2.430.446
50	Línea 66 kV Mburucuyá - Santa Teresa	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (4 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-29	ANDE	1.655.000	1.199.520	335.102	3.189.622
51	Línea 66 kV Zárate Isla - Luque II	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (10 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-30	ANDE	3.937.500	3.462.900	858.165	8.258.565
52	Línea 66 kV San Antonio - Nembý	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (5 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-30	ANDE	2.035.000	1.595.790	424.129	4.054.919
53	Línea 66 kV Barcequillo - Nembý	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (5 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-30	ANDE	2.035.000	1.595.790	424.129	4.054.919
54	Línea 66 kV Autódromo - Araguá	Reconstrucción de tramo de la LT 66 kV San Lorenzo - Itauguá en doble tema (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-30	ANDE	1.870.000	1.530.000	396.100	3.796.100
55	Línea 66 kV Autódromo - Capatá II	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA, (10 km). Posición correspondiente.	Sistema Metropolitano	LT 66 kV	dic-30	ANDE	4.070.000	3.191.580	848.258	8.109.838
<b>Subestaciones 220 kV</b>							<b>208.824.372</b>	<b>55.576.215</b>	<b>33.611.390</b>	<b>298.011.977</b>
56	Subestación Buoy Rodeo	Subestación Buoy Rodeo. Construcción Patio 220 kV. Montaje de un banco de transformadores monofásicos de 220/66/23 kV - 120/60/60 MVA, posición de salida LT 66 kV, sala de control y celdas metacel 23 kV y otros complementarios.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-21	CAF/OFID III	5.746.907	4.735.379	1.220.636	11.702.921
57	Subestación La Victoria	Adecuación e instalación del segundo transformador trifásico de 220/23 kV - 80 MVA, y seccionamiento de la línea de transmisión.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-21	CAF/OFID III	3.932.626	2.470.950	758.336	7.161.913
58	Subestación San Lorenzo	Sistema de Compensación Reactiva en 220 kV con tecnología STATCOM (parte dinámica - 100+100 MVar con 2 (dos) ramos convencionales MSC (mechanically Switched Capacitor), de 80 MVar cada uno (2 x 80 MVar)). Rango total del equipo - 100+260Mvar, en sustitución del actual CER de 66kV de este local.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-22	ANDE/CAF IV	11.295.000	3.799.185	1.848.268	16.942.453
59	Subestación Capatá	Adecuación e instalación del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA. Cambio de celdas de 23 kV.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-22	CAF/OFID III	3.200.000	950.000	511.000	4.661.000
60	Subestación Luque	Adecuación de la subestación e instalación de tres (3) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-22	CAF/OFID III	10.450.000	1.660.000	1.524.500	13.634.500
61	Subestación Parque Caballero	Ampliación. Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA por otros dos de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-22	ANDE/CAF IV	23.091.438	6.146.355	3.616.522	32.854.316
62	Subestación San Lorenzo	Restauración y modernización, incluyendo instalación de tres (3) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-22	ANDE/CAF II	8.941.337	3.394.229	1.501.797	13.837.362
63	Subestación Villa Elisa	Construcción - Montaje de dos (2) transformadores trifásicos de 220/23 kV de 80 MVA c/u.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-22	CAF/OFID III	8.340.892	4.045.116	1.488.828	13.874.836
64	Subestación Limpio	Adecuación e instalación del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	7.600.000	1.400.000	1.280.000	10.280.000
65	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-23	ANDE	4.480.000	2.100.000	882.000	7.462.000
66	Subestación Zárate Isla	Construcción. Montaje de un (1) un banco de transformador de 220/66/23 kV de 240/120/120 MVA y celdas de 23 kV.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	7.600.000	2.400.000	1.380.000	11.380.000
67	Subestación Puerto Sajonia	Ampliación. Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/66/23 kV - 120/60/40 MVA por otros dos de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	17.500.000	1.900.000	2.815.000	22.215.000
68	Subestación Móvil 220 kV	Adquisición de 2 subestaciones móviles 220/23 kV - 41,67 MVA cada una.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-23	ANDE/CAF VI	10.928.173	0	1.420.662	12.348.835
69	Subestación Autódromo	Construcción. Montaje de un banco de transformadores 220/66/23 kV de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	8.150.000	2.400.000	1.462.500	12.012.500
70	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-25	ANDE	9.142.000	1.405.000	1.328.960	11.875.960
71	Subestación Guarambaré	Montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV - 80 MVA. Retiro de los (2) transformadores 66/23 kV de 50 MVA c/u.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-25	ANDE	9.589.000	2.930.000	1.539.570	14.058.570
72	Subestación Eusebio Ayala	Cambio del banco de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA (ex LAM) por otro nuevo de 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-26	ANDE	7.933.000	1.167.000	1.147.990	10.247.990
73	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-26	ANDE	8.400.000	996.000	1.191.600	10.587.600
74	Subestación Terminal	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-29	ANDE	6.650.000	4.021.000	1.266.600	11.937.600

Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
75	Subestación Caraguay	Construcción, Derivación de la LT 220 kV Carayá-Alto. Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-29	ANDE	4.365.000	2.015.000	768.950	7.148.950
76	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-30	ANDE	5.566.000	1.054.000	828.980	7.448.980
77	Subestación Barrio Molino	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-30	ANDE	7.992.000	1.274.000	1.166.360	10.432.360
78	Subestación San Antonio	Adecuación y ampliación. Montaje de transformador trifásico 220/66 kV de 120 MVA, incluyendo barra de 66 kV tipo GIS.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-30	ANDE	17.931.000	3.313.000	2.662.330	23.906.330
<b>Subestaciones 66 kV</b>							<b>148.070.173</b>	<b>54.968.000</b>	<b>25.373.922</b>	<b>228.412.095</b>
79	Subestación San Miguel	Adecuación y modernización de la subestación, incluyendo la instalación de tres (3) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	7.100.000	1.900.000	1.255.000	10.255.000
80	Subestación Barrio Parque	Adecuación y modernización de la subestación, incluyendo la instalación de cuatro (4) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	6.400.000	1.800.000	1.140.000	9.340.000
81	Subestación Arroyos y Esteros	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	2.100.000	1.100.000	425.000	3.625.000
82	Subestación Móvil 66 kV	Adquisición de 2 subestaciones móviles 66/23 kV - 30 MVA cada una.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-23	ANDE/CAF VI	7.928.173	0	1.030.662	8.958.835
83	Subestación Barcequillo	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	6.000.000	1.900.000	1.090.000	8.990.000
84	Subestación Barrio Jara	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	9.800.000	2.200.000	1.690.000	13.690.000
85	Subestación Carapeguá	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-24	ANDE	5.517.000	2.533.000	970.510	9.020.510
86	Subestación Itá	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-24	ANDE	6.650.000	4.021.000	1.266.600	11.937.600
87	Subestación Paraguari	Adecuación y modernización de la subestación, seccionamiento de la línea de 66 kV Pirayú - Paraguari - Quindiy, sustitución de un (1) transformador 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-24	ANDE	6.518.000	2.094.000	1.056.740	9.668.740
88	Subestación Recoleta	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-25	ANDE	7.332.000	1.772.000	1.130.360	10.234.360
89	Subestación Ypané	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-25	ANDE	6.650.000	4.021.000	1.266.600	11.937.600
90	Subestación Tobati	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-26	ANDE	4.116.000	2.012.000	736.280	6.864.280
91	Subestación Paraguari II	Construcción. Seccionamiento de una línea de 220 kV Valenzuela - Guarambare. Montaje de un transformador trifásico 220/66 kV de 120 MVA, un transformador trifásico 220/23 kV de 50 MVA, y correspondientes posiciones de líneas y transformadores de 220 y 66 kV.	Sistema Metropolitano	SE 220 kV	dic-27	ANDE	1.098.000	5.381.000	680.840	7.159.840
92	Subestación Quindiy	Adecuación y modernización de la subestación. Cambio del transformador de 66/23 kV de 30 MVA por otro de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-27	ANDE	4.972.000	1.647.000	611.060	7.430.060
93	Subestación Caaguazú	Adecuación y modernización de la subestación. Montaje de dos (2) transformadores 66/23 kV de 30 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-27	ANDE	4.769.000	1.809.000	800.870	7.378.870
94	Subestación Villa Hayes	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-27	ANDE	4.087.000	1.610.000	692.310	6.389.310
95	Subestación San Bernardino	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-28	ANDE	4.333.000	3.074.000	870.690	8.277.690
96	Subestación Barcequillo	Ampliación. Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-28	ANDE	3.933.000	541.000	565.390	5.039.390
97	Subestación Barrio Jara	Ampliación. Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-29	ANDE	3.933.000	541.000	565.390	5.039.390
98	Subestación Santa Teresa	Construcción. Montaje de tres (3) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-29	ANDE	9.485.000	2.117.000	1.444.750	13.046.750
99	Subestación Republicano	Adecuación y cambio de (3) tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-29	ANDE	8.939.000	1.040.000	1.266.070	11.245.070
100	Subestación Areguá	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-30	ANDE	4.373.000	2.768.000	845.290	7.986.290
101	Subestación Capiatí II	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-30	ANDE	4.373.000	2.768.000	845.290	7.986.290
102	Subestación Luque II	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-30	ANDE	8.831.000	2.181.000	1.366.130	12.378.130
103	Subestación Nembý	Construcción. Montaje de tres (3) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Metropolitano	SE 66 kV	dic-30	ANDE	8.833.000	4.138.000	1.562.090	14.533.090
<b>SISTEMA SUR</b>							<b>155.002.783</b>	<b>80.031.382</b>	<b>28.905.509</b>	<b>263.939.675</b>
<b>Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV</b>							<b>10.822.000</b>	<b>4.896.000</b>	<b>1.896.460</b>	<b>17.614.460</b>
104	Subestación Ayolas	Montaje del tercer transformador de 500/220 kV de 375 MVA.	Sistema Sur	SE 500 kV	dic-27	ANDE	10.822.000	4.896.000	1.896.460	17.614.460
<b>Líneas de transmisión 220 kV</b>							<b>50.425.400</b>	<b>34.250.591</b>	<b>10.436.569</b>	<b>95.112.560</b>
105	Línea 220 kV Ayolas - Coronel Bogado	Construcción de LT 220 kV doble tema, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA c/u. (65 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Sur	LT 220 kV	dic-21	EBY	13.910.400	4.253.114	2.511.871	20.675.385
106	Línea 220 kV Coronel Bogado - Trinidad	Reconstrucción de línea de transmisión de simple tema en doble tema, capacidad de 350/420 MVA por circuito (53 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Sur	LT 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	8.900.000	3.820.000	1.717.000	14.437.000
107	Línea 220 kV Santa Rita - María Auxiliadora	Construcción de LT simple tema, estructura autoportante, con capacidad de 350/420 MVA. (110 km). Posición correspondiente.	Sistema Sur	LT 220 kV	dic-23	ANDE/CAF V	8.200.000	6.364.000	1.702.400	16.266.400
108	Línea 220 kV derivación LT Coronel Bogado - Cambyretá a San Juan del Paraná	Construcción de línea de transmisión de doble tema, capacidad de 350/420 MVA por circuito (15 km).	Sistema Sur	LT 220 kV	dic-24	ANDE	4.115.000	3.493.290	884.279	8.492.569
109	Línea 220 kV Villabill - Pilar II	Construcción de la Línea de Transmisión en simple tema con capacidad de 300/360 MVA (80 km). Posición correspondiente.	Sistema Sur	LT 220 kV	dic-26	ANDE	6.120.000	6.528.075	1.448.408	14.096.483
110	Línea 220 kV Pilar II - Alberdi	Construcción de la Línea de Transmisión en simple tema con capacidad de 300/360 MVA (90 km). Posición correspondiente.	Sistema Sur	LT 220 kV	dic-27	ANDE	9.180.000	9.792.113	2.172.611	21.144.724
<b>Líneas de transmisión 66 kV</b>							<b>15.270.333</b>	<b>9.121.965</b>	<b>3.032.480</b>	<b>27.424.778</b>
111	Línea 66 kV Encarnación - Cambyretá	Línea de 66 kV mixta. Tramo aéreo (6 km) y tramo subterráneo (2 km). Capacidad de 72/80 MVA y 100 MVA para tramo aéreo y subterráneo respectivamente. Posiciones correspondientes.	Sistema Sur	LT 66 kV	dic-21	EBY	6.757.000	1.791.275	1.192.677	9.740.952
112	Línea 66 kV Derivación LT Trinidad - Pirapó a Bella Vista Sur	Construcción de línea de transmisión en doble tema, con capacidad de 72/80 MVA (7 km) desde Bella Vista Sur hasta la derivación de la LT Trinidad - Pirapó.	Sistema Sur	LT 66 kV	dic-24	ANDE	270.000	1.261.690	161.269	1.692.959
113	Línea 66 kV Costanera - Cambyretá	Construcción de dos (2) Líneas subterráneas de 100 MVA de capacidad cada una. (15 km por cada línea). Posiciones correspondientes en Cambyretá	Sistema Sur	LT 66 kV	dic-25	ANDE	8.243.333	6.069.000	1.678.533	15.990.867
<b>Subestaciones 220 kV y 66 kV</b>							<b>78.485.050</b>	<b>31.762.827</b>	<b>13.540.000</b>	<b>123.787.877</b>
114	Subestación Coronel Bogado	Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-22	ANDE	3.153.000	621.000	471.990	4.245.990
115	Subestación Coronel Bogado	Cambio del banco de transformadores 220/66 kV de 60 MVA por de 120 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-22	ANDE	5.320.000	695.000	761.100	6.776.100
116	Subestación María Auxiliadora	Construcción - Montaje de dos transformadores de 220/23 kV de 41.67 MVA. Adecuaciones de posición de salida en Santa Rita para la LT 220 kV Santa Rita - M. Auxiliadora.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-23	ANDE/CAF V	7.900.000	5.364.000	1.563.400	14.827.400
117	Subestación Trinidad	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV de 41.67 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	2.883.050	802.827	512.740	4.198.617
118	Subestación Cambyretá	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA. por otro de 120 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	5.150.000	460.000	818.500	6.428.500
119	Subestación San Ignacio	Adecuación. Construcción de casa de control y sala de 23 kV. Configuración barra simple. Montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-24	ANDE	6.572.000	2.289.000	1.083.260	9.944.260

Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
120	Subestación San Juan del Paraná	Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 50 MVA y seccionamiento de la línea Cnel. Bogado - Carbyretá.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-24	ANDE	6.227.000	4.563.000	1.265.810	12.055.810
121	Subestación Pilar	Adecuación.Cambio de los dos transformadores 66/23 kV de 20 MVA por dos de 30 MVA.Configuración barra simple.	Sistema Sur	SE 66 kV	dic-24	ANDE	6.389.000	2.340.000	1.064.570	9.793.570
122	Subestación Bella Vista Sur	Construcción - Montaje de un transformador trifásico 66/23 kV de 50 MVA. Seccionamiento de la LT 66 kV Trinidad - Pirapó. Configuración barra simple.	Sistema Sur	SE 66 kV	dic-24	ANDE	5.517.000	2.523.000	969.510	9.009.510
123	Subestación Costanera	Construcción - Montaje de dos transformadores trifásicos 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Sur	SE 66 kV	dic-25	ANDE	10.099.000	2.170.000	1.529.870	13.798.870
124	Subestación Pilar II	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-26	ANDE	5.747.000	4.415.000	1.188.610	11.350.610
125	Subestación Alberdi	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-27	ANDE	6.227.000	4.473.000	1.256.810	11.956.810
126	Subestación San Patricio	Cambio de un transformador de 220/23 kV de 10 MVA por otro de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Sur	SE 220 kV	dic-28	ANDE	7.301.000	1.047.000	1.053.830	9.401.830
<b>SISTEMA ESTE</b>							<b>207.099.437</b>	<b>122.286.894</b>	<b>39.295.616</b>	<b>368.681.947</b>
<b>Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV</b>							<b>43.288.782</b>	<b>50.034.538</b>	<b>10.630.995</b>	<b>103.954.315</b>
127	Subestación Yгуазú	Construcción - Montaje de 2 bancos de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores y línea. Montaje de un transformador 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Este	SE 500 kV	dic-23	ANDE/CAF V	30.138.419	33.717.204	7.289.715	71.145.338
128	Línea 500 kV Margen Derecha - Yгуазú	Construcción de la LT doble tema, autoportante, 2000 MVA (84 km). Correspondientes adecuaciones en la salida de Margen Derecha.	Sistema Este	LT 500 kV	dic-23	ANDE/CAF V	13.150.363	16.317.334	3.341.281	32.808.977
<b>Líneas de transmisión 220 kV</b>							<b>16.368.774</b>	<b>12.039.065</b>	<b>3.331.847</b>	<b>31.739.687</b>
129	Línea 220 kV Kilómetro 30 - Santa Rita	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posición correspondiente.	Sistema Este	LT 220 kV	dic-22	ANDE/CAF IV	4.800.025	2.451.028	869.106	8.120.159
130	Línea 220 kV Presidente Franco - Alto Paraná	Construcción de LT 220 kV subterránea, simple tema (5 km) y 350/420 MVA. Posición de Línea en SE Presidente Franco.	Sistema Este	LT 220 kV	dic-23	ANDE/BEI	2.958.290	1.583.652	542.943	5.084.885
131	Líneas 220 kV de Interconexión de la SE Yгуазú a SE Kilómetro 30 y a SE Cnel. Oviedo	Construcción de LT 220 kV doble tema, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 550/660 MVA por tema (20 km) para interconexión de la SE Yгуазú a la SE Kilómetro 30. Construcción de LT 220 kV doble tema, estructura autoportante, capacidad de 350/420 MVA por tema (10 km) para interconexión de la SE Yгуазú a la SE Cnel. Oviedo.	Sistema Este	LT 220 kV	dic-23	ANDE/CAF V	2.479.210	1.821.122	504.409	4.804.741
132	Línea 220 kV Santa Rita - Paranambú	Construcción de LT simple tema, estructura autoportante, con capacidad de 350/420 MVA. (45 km). Posición correspondiente.	Sistema Este	LT 220 kV	dic-27	ANDE	3.760.000	4.046.520	893.452	8.699.972
133	Línea 220 kV Catueté - Ybyrarobaná	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (35 km.).	Sistema Este	LT 220 kV	dic-30	ANDE	2.371.250	2.136.744	521.937	5.029.931
<b>Líneas de transmisión 66 kV</b>							<b>21.010.011</b>	<b>13.776.078</b>	<b>4.108.909</b>	<b>38.894.998</b>
134	Línea 66 kV Paranambú - Naranjal	Recapacitación de la LT de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (53 km).	Sistema Este	LT 66 kV	dic-22	ANDE/CAF IV	1.591.511	1.385.473	345.444	3.322.428
135	Línea 66 kV Acaray - Kilómetro 15	Recapacitación de la LT de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (15 km), tipo HTLS.	Sistema Este	LT 66 kV	dic-23	ANDE	655.000	321.900	117.340	1.094.240
136	Línea 66 kV Itakyry - Curuguaty	Seccionamiento de la LT Itakyry-Curuguaty en la SE Jopopyty. (construcción de tramo de doble tema hasta el punto de intersección 2 km).	Sistema Este	LT 66 kV	dic-23	ANDE	4.766.500	2.994.000	919.045	8.679.545
137	Línea 66 kV Kilómetro 15 - Kilómetro 30	Recapacitación de la LT de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (15 km), tipo HTLS.	Sistema Este	LT 66 kV	dic-23	ANDE	785.000	461.390	148.189	1.394.579
138	Línea 66 kV Itakyry - Mbarakayú	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HTA, capacidad 72/80 MVA (20 km).	Sistema Este	LT 66 kV	dic-26	ANDE	5.116.000	2.439.000	908.980	8.463.980
139	Línea 66 kV Pte. Franco - Puente de la Integración	Construcción de la línea subterránea - conductores XLPE, capacidad 100 MVA (12 km). Posición correspondiente.	Sistema Este	LT 66 kV	dic-29	ANDE	4.946.000	3.641.400	1.007.120	9.594.520
140	Línea 66 kV Del Este - Puente de la Integración	Construcción de la línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (8 km). Posición correspondiente.	Sistema Este	LT 66 kV	dic-29	ANDE	3.150.000	2.532.915	662.792	6.345.707
<b>Subestaciones 220 kV y 66 kV</b>							<b>126.431.870</b>	<b>46.437.212</b>	<b>21.223.864</b>	<b>194.092.946</b>
141	Subestación Kilómetro 30	Cambio del transformador de 220/66 kV - 60 MVA, por otro transformador de 220/66 kV - 120 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-22	ANDE	5.320.000	696.000	761.100	6.776.100
142	Subestación Santa Rita	Construcción - Montaje de dos transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA cada uno.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-22	ANDE/CAF IV	3.056.870	4.668.378	863.231	8.578.478
143	Subestación Alto Paraná	Adecuación. Construcción de palio de 220 kV. Montaje de dos (2) transformadores 220/23 kV - 80 MVA y dos (2) bancos de transformadores 220/66 kV - 120 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-23	ANDE/BEI	16.790.000	4.223.834	2.605.063	23.618.918
144	Subestación Kilómetro 8	Construcción y montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV de 80 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	7.200.000	2.400.000	1.320.000	10.920.000
145	Subestación Jopopyty	Ampliación. Montaje de un transformador trifásico 220/66 kV-60 MVA. Construcción de palio de 66 kV	Sistema Este	SE 220 kV	dic-23	ANDE	6.851.000	4.668.000	1.357.430	12.876.430
146	Subestación Nueva Esperanza	Construcción. Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV-50 MVA. Derivación de la LT 220 kV Itakyry-Catueté-Salto del Guará.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-25	ANDE	4.365.000	2.986.000	866.050	8.217.050
147	Subestación Campo Dos	Adecuación y modernización de la subestación. Montaje del segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA. Seccionamiento del ex circuito I. ( 2 posiciones de líneas).	Sistema Este	SE 220 kV	dic-25	ANDE	9.509.000	3.492.000	1.585.370	14.586.370
148	Subestación Mbarakayú	Construcción - Montaje de un transformador trifásico 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Este	SE 66 kV	dic-26	ANDE	4.508.000	2.588.000	844.840	7.940.840
149	Subestación Villa Ygatimí	Construcción. Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV - 80 MVA. Derivación de la LT 220 kV Jopopyty - Cap. Bado - Cerro Corá.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-26	ANDE	4.365.000	1.995.000	766.950	7.126.950
150	Subestación Del Este	Cambio de los dos transformadores 66/23 kV - 30 MVA por otros dos 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Este	SE 66 kV	dic-27	ANDE	6.962.000	853.000	990.360	8.805.360
151	Subestación Tuparendá	Construcción. Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-27	ANDE	5.899.000	3.583.000	1.125.170	10.607.170
152	Subestación Carlos Antonio López	Cambio de un (1) transformador de 220/23 kV - 20 MVA, por otro de 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-28	ANDE	6.863.000	3.049.000	1.197.090	11.109.090
153	Subestación Microcentro	Montaje del tercer transformador 66/23 kV - 50 MVA.	Sistema Este	SE 66 kV	dic-28	ANDE	3.687.000	564.000	535.710	4.786.710
154	Subestación Puente de la Integración	Construcción. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV - 50 MVA cada uno.	Sistema Este	SE 66 kV	dic-29	ANDE	10.409.000	2.215.000	1.574.670	14.198.670
155	Subestación Presidente Franco	Adecuación. Montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV - 80 MVA en reemplazo de los dos (2) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA existentes y retiro del transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-29	ANDE	10.171.000	2.125.000	1.534.730	13.830.730
156	Subestación Yyrarobaná	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-30	ANDE	4.285.000	1.992.000	756.250	7.033.250
157	Subestación Catueté	Ampliación.Montaje del segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA. Seccionamiento de la LT 220 kV Itakyry - Nueva Esperanza-Catueté - Salto del Guará. Configuración barra simple.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-30	ANDE	6.437.000	2.763.000	1.113.110	10.313.110

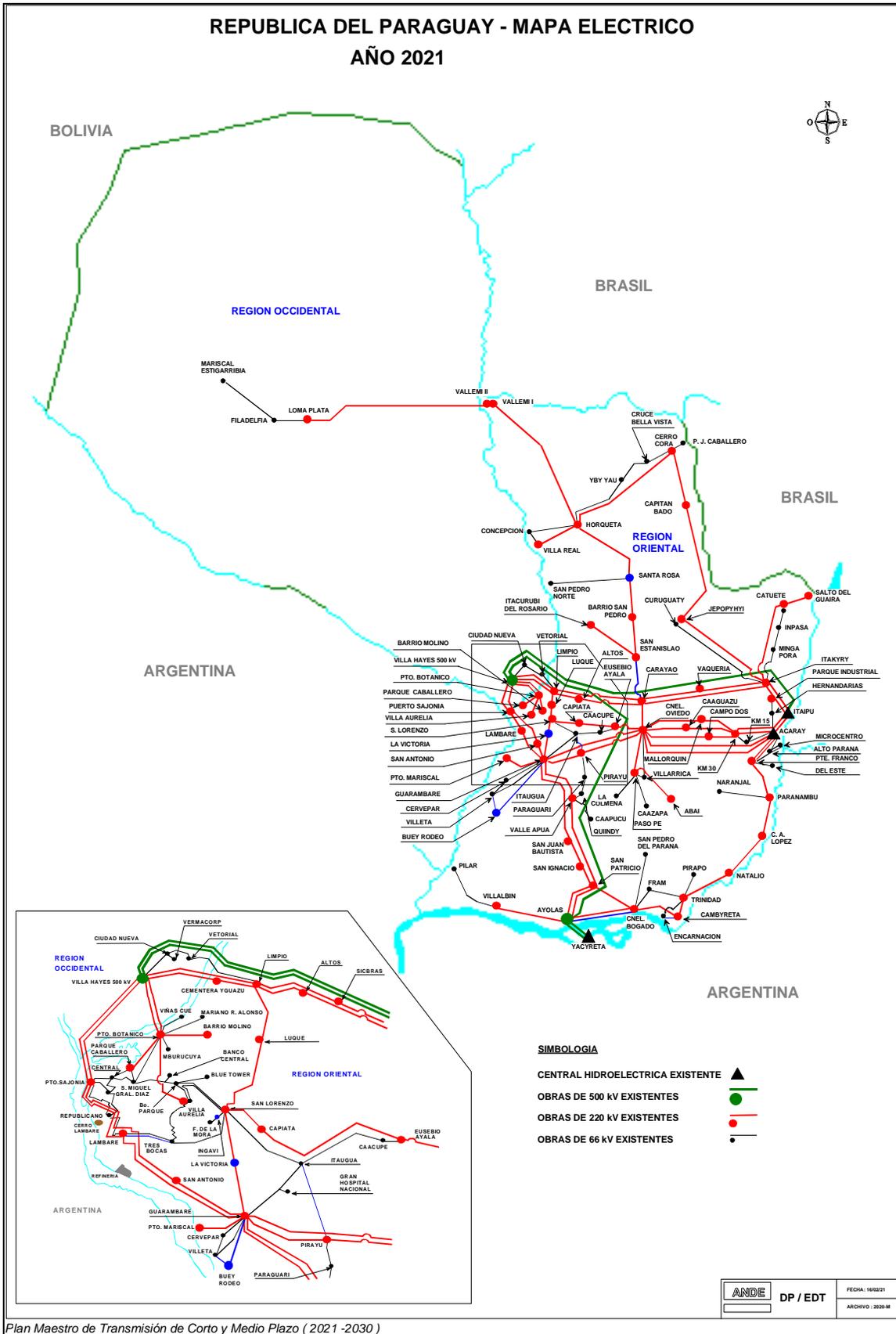


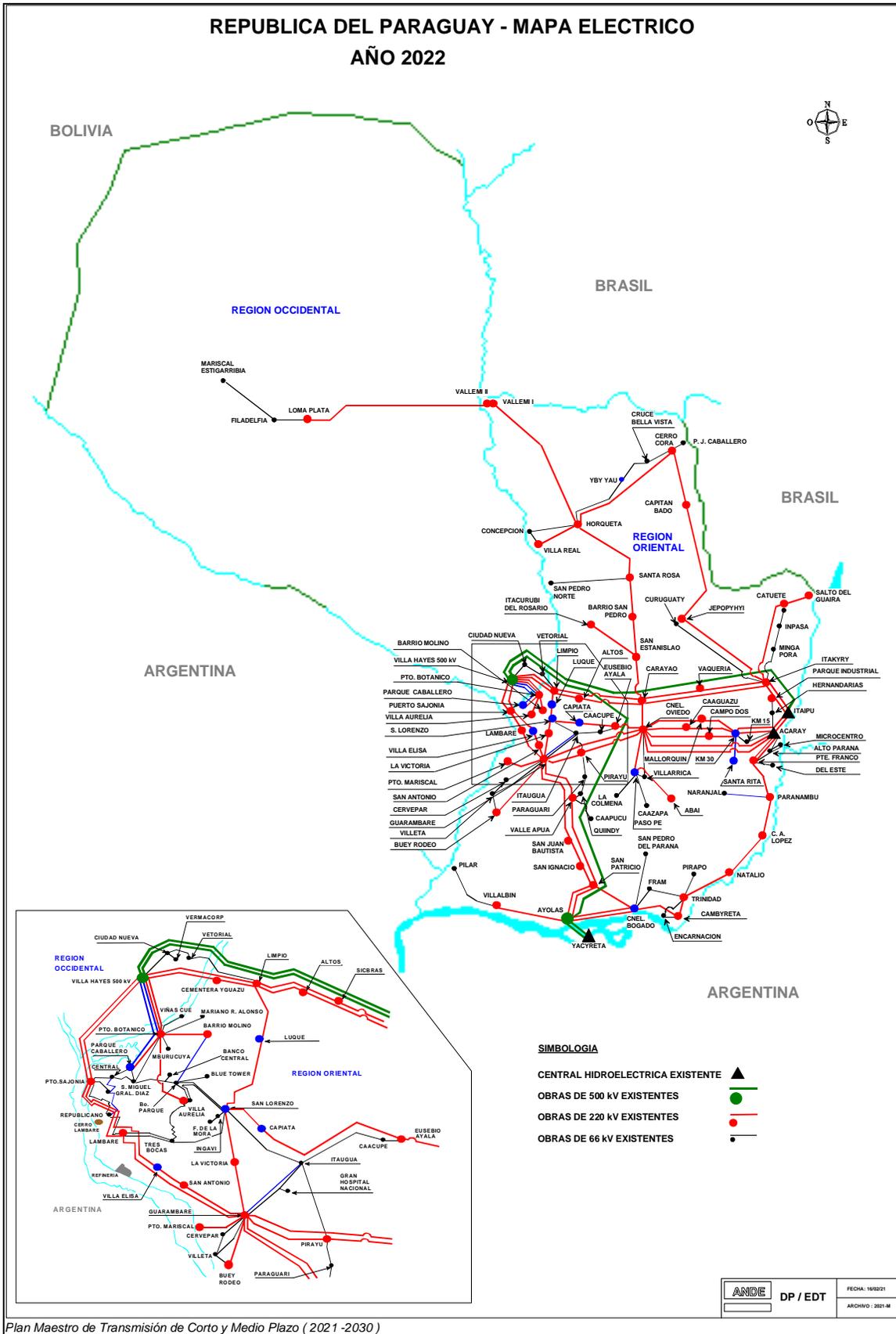
Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
158	Subestación Parque Industrial Herandarias	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	Sistema Este	SE 220 kV	dic-30	ANDE	3.336.000	773.000	510.980	4.619.980
159	Subestación Kilómetro 15	Adecuación, Seccionamiento de la LT 66 kV Acaray - K30. Cambio de los dos (2) transformadores 66/23 kV - 30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV - 50 MVA.	Sistema Este	SE 66 kV	dic-30	ANDE	6.418.000	814.000	915.740	8.147.740
<b>SISTEMA CENTRAL</b>							<b>112.215.293</b>	<b>61.159.713</b>	<b>21.084.885</b>	<b>194.459.891</b>
<b>Líneas de Transmisión en 220 kV</b>							<b>20.110.216</b>	<b>13.528.811</b>	<b>4.082.584</b>	<b>37.721.411</b>
160	Línea 220 kV Carayaó - San Estanislao	Recapitación de la Línea de Transmisión, con cambio de conductores HTLS simple tema con capacidad de 350/420 MVA (47 km).	Sistema Central	LT 220 kV	dic-21	Itaipú	3.135.000	3.583.550	766.905	7.485.455
161	Línea 220 kV Paso Pé - Colonia Independencia	Construcción de línea de transmisión en simple tema con capacidad de 350/420 MVA (30 km). Posición correspondiente.	Sistema Central	LT 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	2.800.000	1.200.000	540.000	4.540.000
162	Línea 220 kV Coronel Oviedo - Coronel Oviedo II - Carayaó	Recapitación de línea de transmisión a 350/420 MVA de capacidad de transmisión (48 km).	Sistema Central	LT 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	2.969.760	336.720	479.136	3.785.616
163	Líneas 220 kV de interconexión de la SE Valenzuela a Circuitos 1, 2 y 3 - LT 220 kV COV - SLO y LT 220 kV COV - PIR - GUA.	Seccionamiento de las tres (3) líneas provenientes desde la Subestación Coronel Oviedo en la nueva Subestación Valenzuela. Construcción de tres líneas doble tema (25 km) cada una. Capacidad 350/420 MVA por tema.	Sistema Central	LT 220 kV	dic-23	ANDE/FONPLATA	2.632.729	1.745.068	516.762	4.894.559
164	Línea 220 kV Santa Rita - Tuparendá - Col. Independencia	Construcción de línea de transmisión en simple tema con estructura autoportante, con capacidad de 350/420 MVA (115 km).	Sistema Central	LT 220 kV	dic-27	ANDE	8.572.727	6.653.273	1.779.782	17.005.782
<b>Líneas de Transmisión en 66 kV</b>							<b>4.459.947</b>	<b>19.455.710</b>	<b>2.525.364</b>	<b>26.441.021</b>
165	Línea 66 kV Valenzuela - San José de los Arroyos	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HTA, capacidad 72/80 MVA (15 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Central	LT 66 kV	dic-23	ANDE/FONPLATA	325.264	1.551.729	197.457	2.074.450
166	Línea 66 kV Paso Pé - Villarrica	Recapitación de línea de transmisión con cambio de conductores, para 100 MVA (0,8 km).	Sistema Central	LT 66 kV	dic-24	ANDE	34.933	17.168	6.258	58.359
167	Línea 66 kV San Pedro del Paraná - Yuty	Construcción de línea de transmisión en 66 kV, simple tema con capacidad de 72/80 MVA (35 km). Posición correspondiente en San Pedro del Paraná.	Sistema Central	LT 66 kV	dic-25	ANDE	1.247.750	5.443.813	706.589	7.398.151
168	LT 66 kV Vaquería- Tres Palmas	Construcción de LT 66 kV, simple tema, estructura autoportante, 72/80 MVA de capacidad (40 km.).	Sistema Central	LT 66 kV	dic-26	ANDE	1.426.000	6.221.500	807.530	8.455.030
169	LT 66 kV Vaquería- Capibary	Construcción de LT 66 kV, simple tema, estructura autoportante, 72/80 MVA de capacidad (40 km.).	Sistema Central	LT 66 kV	dic-26	ANDE	1.426.000	6.221.500	807.530	8.455.030
<b>Subestaciones 220 kV y 66 kV</b>							<b>87.645.129</b>	<b>28.175.393</b>	<b>14.476.937</b>	<b>130.297.459</b>
170	Subestación Santa Rosa	Montaje de un transformador 66/23 kV - 20 MVA (instalación del transformador ex SPN)	Sistema Central	SE 220 kV	dic-21	ANDE RECURSOS PROPIOS	250.000	300.000	62.500	612.500
171	Subestación Paso Pé	Cambio del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-22	ANDE	17.650.000	389.000	2.333.400	20.372.400
172	Subestación Caguazú	Adecuación, Montaje de dos transformadores 220/23 kV de 80 MVA c/u.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-23	ANDE/BEI	6.934.180	2.659.731	1.167.417	10.761.328
173	Subestación Paso Pé	Cambio de un transformador de 220/66 kV - 80 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	5.750.000	460.000	908.500	7.118.500
174	Subestación Colonia Independencia	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	3.208.970	1.765.509	657.896	5.632.376
175	Subestación Coronel Oviedo II	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	4.317.570	1.033.787	751.014	6.102.372
176	Subestación San José de los Arroyos	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Central	SE 66 kV	dic-23	ANDE	2.727.408	2.084.366	563.000	5.374.774
177	Subestación Yuty	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Central	SE 66 kV	dic-25	ANDE	3.993.000	2.233.000	742.390	6.968.390
178	Subestación Campo 9	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV de 50 MVA. Derivación de la futura LT 220 kV Yguazú-Chel. Oviedo.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-25	ANDE	4.660.000	3.015.000	907.300	8.582.300
179	Subestación Capibary	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	Sistema Central	SE 66 kV	dic-26	ANDE	3.993.000	2.233.000	742.390	6.968.390
180	Subestación Fasarí	Construcción. Derivación de la LT 220 kV Paso Pé-Abal. Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-26	ANDE	4.529.000	3.473.000	936.070	8.938.070
181	Subestación Tres Palmas	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Sistema Central	SE 66 kV	dic-26	ANDE	3.993.000	2.233.000	742.390	6.968.390
182	Subestación Vaquería	Ampliación. Montaje de un transformador trifásico 220/66 kV - 120 MVA (incluido reserva). Construcción patio de 66 kV.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-26	ANDE	7.911.000	2.843.000	1.312.730	12.066.730
183	Subestación San Pedro Norte	Cambio del transformador de 66/23 kV de 30 MVA por otro de 66/23 kV - 50 MVA.	Sistema Central	SE 66 kV	dic-27	ANDE	3.618.000	539.000	524.240	4.681.240
184	Subestación Itacubid del Rosario	Montaje del segundo transformador 220/23 kV de 41,67 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-29	ANDE	4.736.000	1.311.000	746.780	6.793.780
185	Subestación Santa Rosa	Montaje de segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-29	ANDE	3.347.000	532.000	488.310	4.367.310
186	Subestación Carayaó	Adecuación. Montaje del segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	Sistema Central	SE 220 kV	dic-30	ANDE	6.027.000	1.071.000	890.610	7.988.610
<b>SISTEMA NORTE</b>							<b>159.115.614</b>	<b>118.310.565</b>	<b>32.516.086</b>	<b>309.942.265</b>
<b>Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV</b>							<b>94.888.000</b>	<b>81.667.500</b>	<b>20.502.190</b>	<b>197.057.690</b>
187	Subestación Horqueta	Adecuación. Montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno.	Sistema Norte	SE 500 kV	dic-28	ANDE	39.118.000	24.661.000	7.551.440	71.330.440
188	LT 500kV Emboscada-Horqueta	Construcción LT 500 kV simple tema, autoportante, 2000 MVA (250 km). Posiciones correspondientes	Sistema Norte	LT 500 kV	dic-28	ANDE	55.770.000	57.006.500	12.950.750	125.727.250
<b>Línea de transmisión 220 kV</b>							<b>27.325.000</b>	<b>21.530.136</b>	<b>5.705.264</b>	<b>54.560.400</b>
189	Línea 220 kV Villa Hayes - Villa Real	Construcción de línea en simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (200 km). Posiciones correspondientes.	Sistema Norte	LT 220 kV	dic-24	KW/FONPLATA	21.905.000	16.646.150	4.512.265	43.063.415
190	LT 220 kV Cruce Bella Vista - Bella Vista Norte	Construcción de simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (80 km).	Sistema Norte	LT 220 kV	dic-25	ANDE	5.420.000	4.883.986	1.192.999	11.496.985
<b>Línea de transmisión 66 kV</b>							<b>757.614</b>	<b>1.364.929</b>	<b>234.983</b>	<b>2.357.526</b>
191	Línea 66 kV Cerro Cora - Pedro Juan Caballero	Recapitación de 40/50 MVA para 72/80 MVA con cambio de conductor (8 km).	Sistema Norte	LT 66 kV	dic-25	ANDE	325.114	309.989	73.264	708.367
192	Línea 66 kV Cerro Cora - Pedro Juan Caballero (2º circuito)	Construcción de nueva línea de transmisión, simple tema, estructuras de HTA, 72/80 MVA, (8 km)	Sistema Norte	LT 66 kV	dic-28	ANDE	432.500	1.054.940	161.719	1.649.159
<b>Subestaciones 220 kV y 66 kV</b>							<b>36.145.000</b>	<b>13.748.000</b>	<b>6.073.650</b>	<b>55.966.650</b>
193	Subestación Yby Yajú	Cambio del transformador de 66/23 kV de 12 MVA por otro de 20 MVA (reutilizado).	Sistema Norte	SE 66 kV	dic-22	ANDE RECURSOS PROPIOS	250.000	300.000	62.500	612.500
194	Subestación Cerro Corá	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	Sistema Norte	SE 220 kV	dic-23	ANDE	3.738.000	997.000	585.640	5.320.640
195	Subestación Cruce Bella Vista	Adecuación Seccionamiento de la LT 220 kV Cerro Corá - Horqueta. Construcción de patio de 220 kV (configuración barra simple). Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Norte	SE 220 kV	dic-25	ANDE	6.382.000	3.377.000	1.167.360	10.926.360
196	Subestación Bella Vista Norte	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Norte	SE 220 kV	dic-25	ANDE	4.285.000	1.992.000	756.250	7.033.250
197	Subestación Manitoaba	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Norte	SE 220 kV	dic-26	ANDE	4.365.000	1.995.000	766.950	7.126.950
198	Subestación Pedro Juan Caballero	Cambio de los dos transformadores 66/23 kV de 30 MVA por otros de 50 MVA.	Sistema Norte	SE 66 kV	dic-28	ANDE	7.001.000	1.801.000	1.100.230	10.002.230
199	Subestación Paso Horqueta	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Norte	SE 220 kV	dic-28	ANDE	4.365.000	1.995.000	766.950	7.126.950

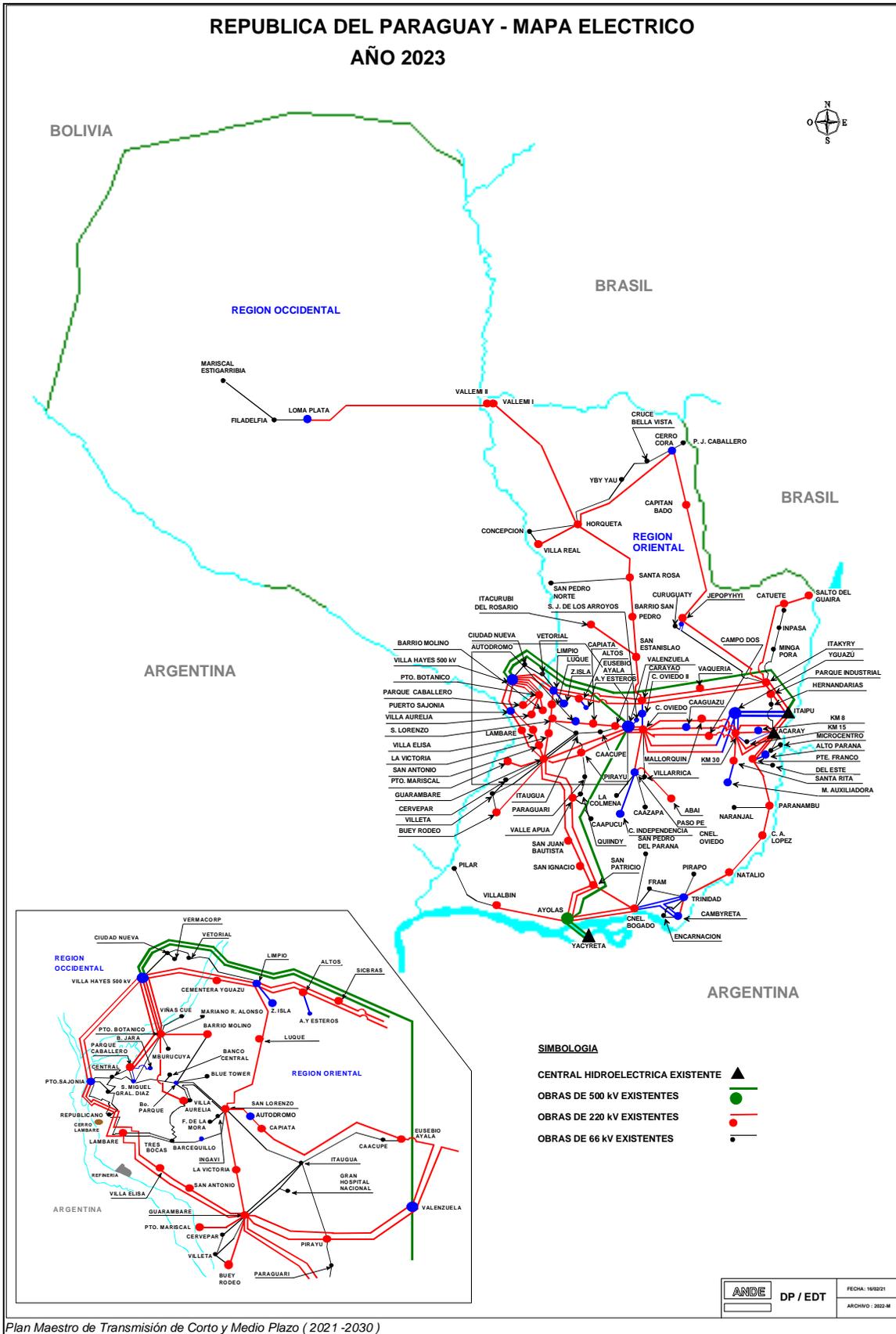
Item	Nombre	Descripción del Proyecto	Sistema	Tipo	Puesta en Servicio	Financiamiento	Costos			
							SUMINISTROS	OBRAS	TOTAL IMPUESTOS	TOTAL
							ME (US\$)	ML(US\$)	(US\$)	(US\$)
200	Subestación Cerro Corá	Cambio de un transformador de 220/66 kV - 75 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA. Instalación de un banco de capacitores en 220 kV - 40 MVAR.	Sistema Norte	SE 220 kV	dic-28	ANDE	5.759.000	1.191.000	867.770	7.817.770
<b>SISTEMA OESTE</b>							<b>130.094.130</b>	<b>93.926.356</b>	<b>26.373.873</b>	<b>250.394.359</b>
Líneas de transmisión 220 kV							76.454.130	66.117.586	16.550.796	159.122.512
201	Línea 220 kV Villa Real - Pozo Colorado - Loma Plata	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (300 km). Posiciones de líneas correspondientes.	Sistema Oeste	LT 220 kV	dic-24	KIW/FONPLATA	24.530.000	21.838.520	5.372.752	51.741.272
202	Línea 220 kV Vallemi - Carmelo Peralta	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (95 km). Posición correspondiente.	Sistema Oeste	LT 220 kV	dic-25	ANDE	8.721.000	5.879.800	1.721.710	16.322.510
203	Línea 220 kV Carmelo Peralta - Toro Pampa - Agua Dulce	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (275 km). Posición correspondiente en Carmelo Peralta	Sistema Oeste	LT 220 kV	dic-30	ANDE	20.558.130	16.938.050	4.366.362	41.862.542
204	Línea 220 kV Cruce Douglas- Tte. Esteban Martínez	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (80 km).	Sistema Oeste	LT 220 kV	dic-30	ANDE	5.420.000	4.883.986	1.192.999	11.496.985
205	Línea 220 kV Loma Plata - Cruce Don Silvio	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 300/360 MVA de capacidad (245 km). Posición correspondiente en Loma Plata.	Sistema Oeste	LT 220 kV	dic-30	ANDE	17.225.000	16.577.230	3.896.973	37.699.203
Líneas de transmisión 66 kV							330.000	837.770	126.677	1.294.447
206	Línea 66 kV Loma Plata - Filadelfia	Recapacitación con cambio de conductores para 72/80 MVA (23 km).	Sistema Oeste	LT 66 kV	dic-26	ANDE	330.000	837.770	126.677	1.294.447
Subestaciones 220 kV y 66 kV							53.310.000	26.971.000	9.696.400	89.977.400
207	Subestación Loma Plata	Adecuación - Montaje del segundo banco de transformadores 220/66 kV - 75 MVA y de un transformador 66/23 kV - 30 MVA	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-23	Financiamiento del Proveedor	3.450.000	276.000	545.100	4.271.100
208	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-24	KIW/FONPLATA	5.127.000	4.353.000	1.101.810	10.581.810
209	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	11.200.000	5.250.000	1.981.000	18.431.000
210	Subestación Carmelo Peralta	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-25	ANDE	4.365.000	1.955.000	762.950	7.082.950
211	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
212	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-30	ANDE	4.285.000	1.992.000	756.250	7.033.250
213	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-30	ANDE	4.285.000	1.992.000	756.250	7.033.250
214	Subestación Cruce Douglas	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 50 MVA.	Sistema Oeste	SE 220 kV	dic-30	ANDE	6.227.000	3.413.000	1.150.810	10.790.810
215	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-30	ANDE	5.287.000	3.533.000	1.040.610	9.860.610
216	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-30	ANDE	4.205.000	1.955.000	742.150	6.902.150
<b>SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>							<b>1.638.274.794</b>	<b>1.011.751.142</b>	<b>317.645.410</b>	<b>2.967.671.345</b>
<b>Plan Piloto - Subestaciones Compactas</b>										
1	Subestación San Bernardino	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV Cascupé - Itauguá (7 km aéreo - 3 km subterráneo)	Sistema Metropolitano	SE 66kV	dic-22	Itaipú	3.850.000	1.954.000	695.900	6.500.000
2	Subestación Km 9	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV Acaray - km 15 (1 km aéreo - 4 km subterráneo)	Sistema Este	SE 66kV	dic-22	Itaipú	3.004.000	1.460.000	536.520	5.000.000
3	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 66kV	dic-22	Itaipú	3.208.000	795.500	496.590	4.500.000
4	Subestación Ypané	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV Cervapar (4 km aéreo - 1 km subterráneo)	Sistema Metropolitano	SE 66kV	dic-22	Itaipú	3.198.000	1.260.000	541.740	5.000.000
5	Subestación Recoleta	Subestación tipo Compacta. Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 66 kV Barrio Parque - San Miguel (1,1 km subterráneo)	Sistema Metropolitano	SE 66kV	dic-22	Itaipú	2.900.000	657.000	442.700	4.000.000
<b>SUBTOTAL</b>							<b>16.160.000</b>	<b>6.126.500</b>	<b>2.713.450</b>	<b>25.000.000</b>
<b>TOTALES</b>							<b>1.654.434.794</b>	<b>1.017.877.642</b>	<b>320.358.860</b>	<b>2.992.671.345</b>

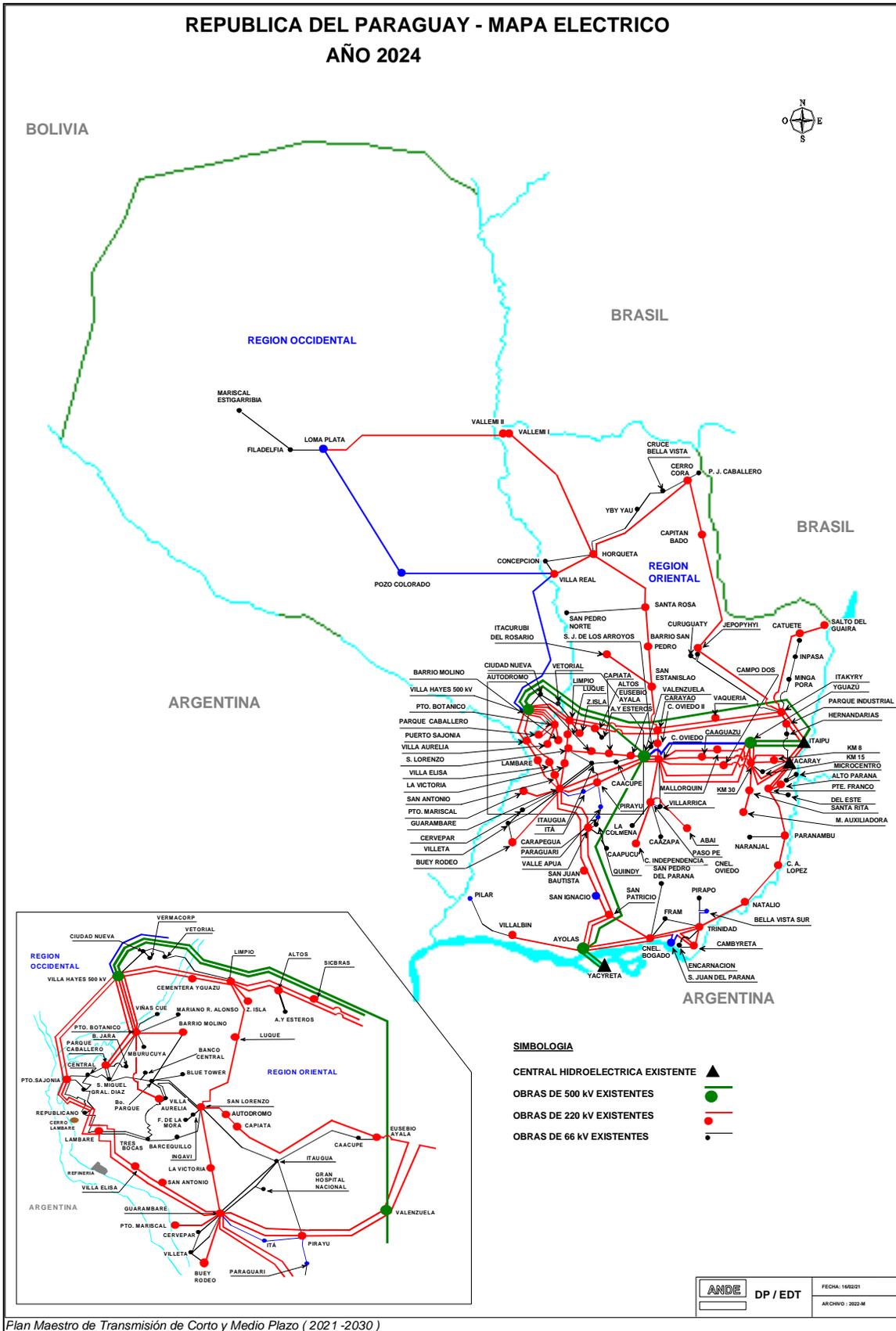
# **Anexo 3**

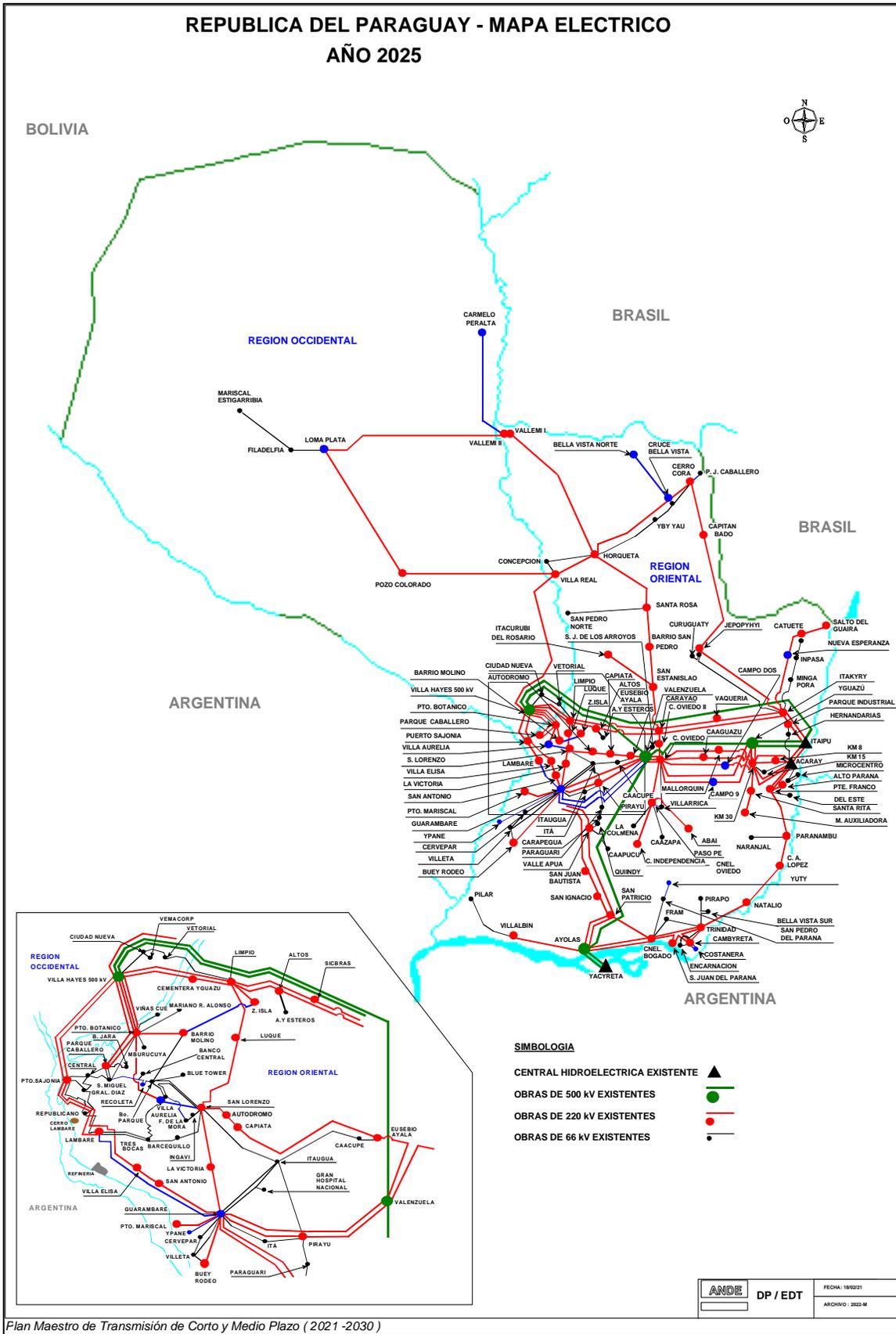
## **MAPAS ELÉCTRICOS**

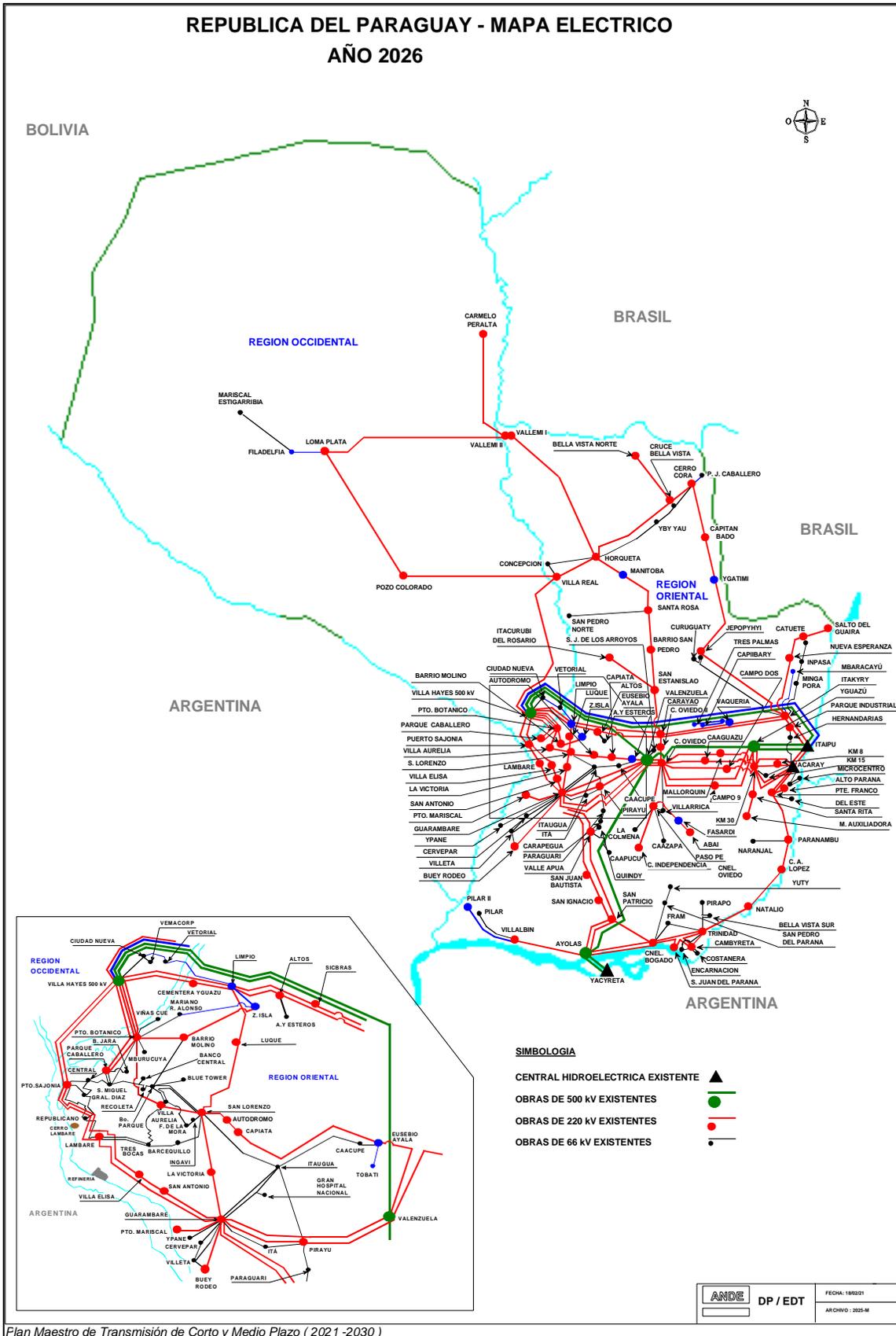


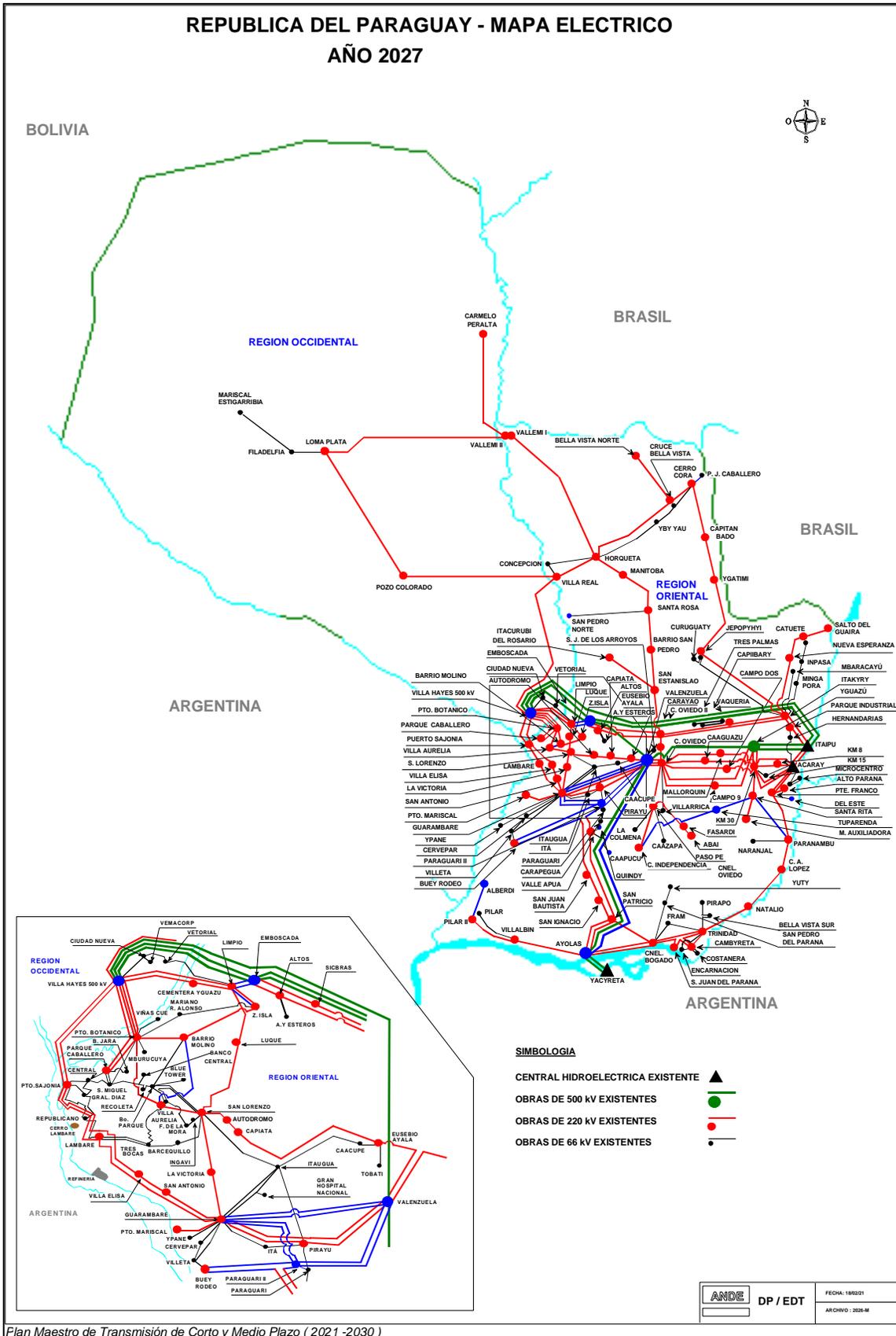


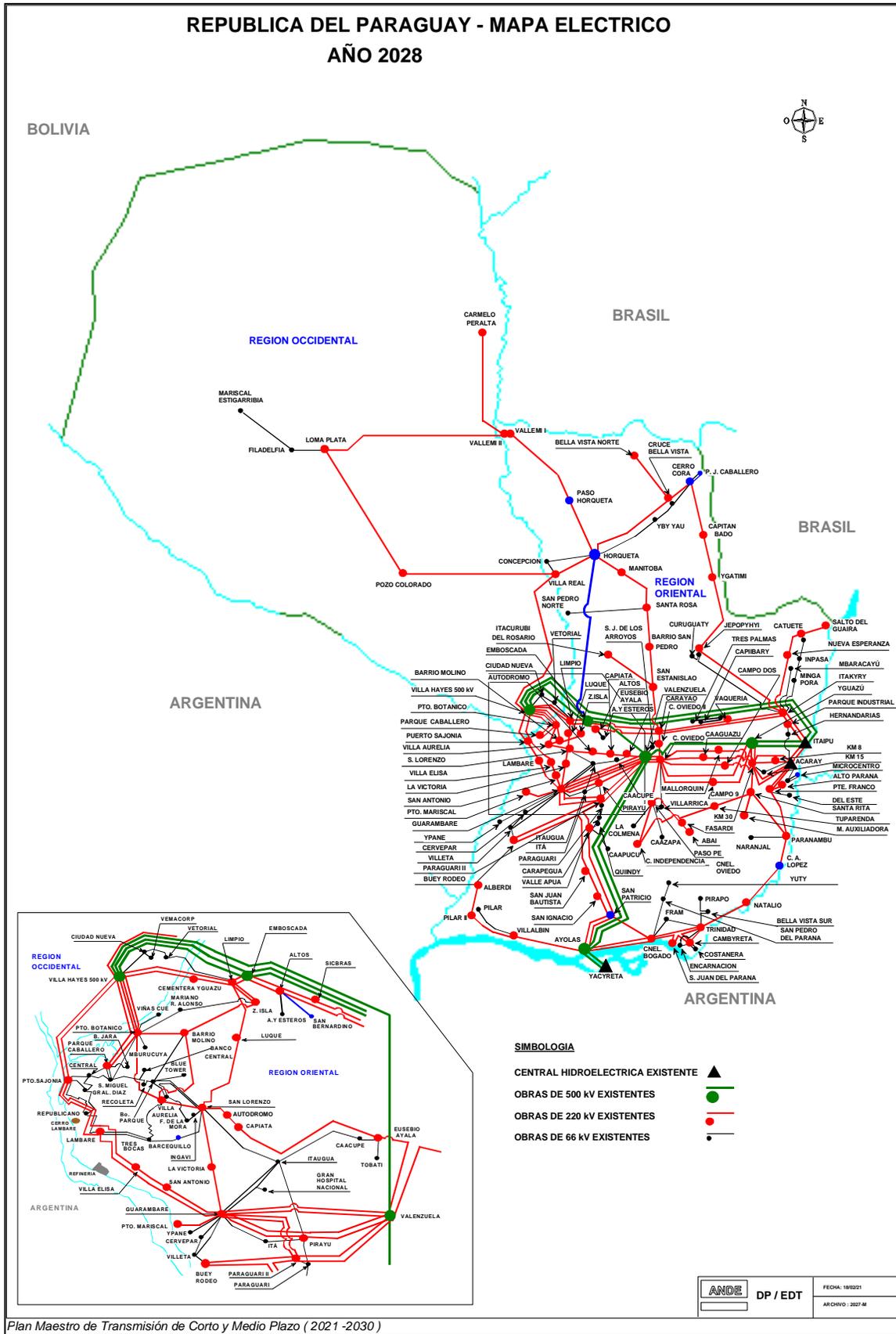


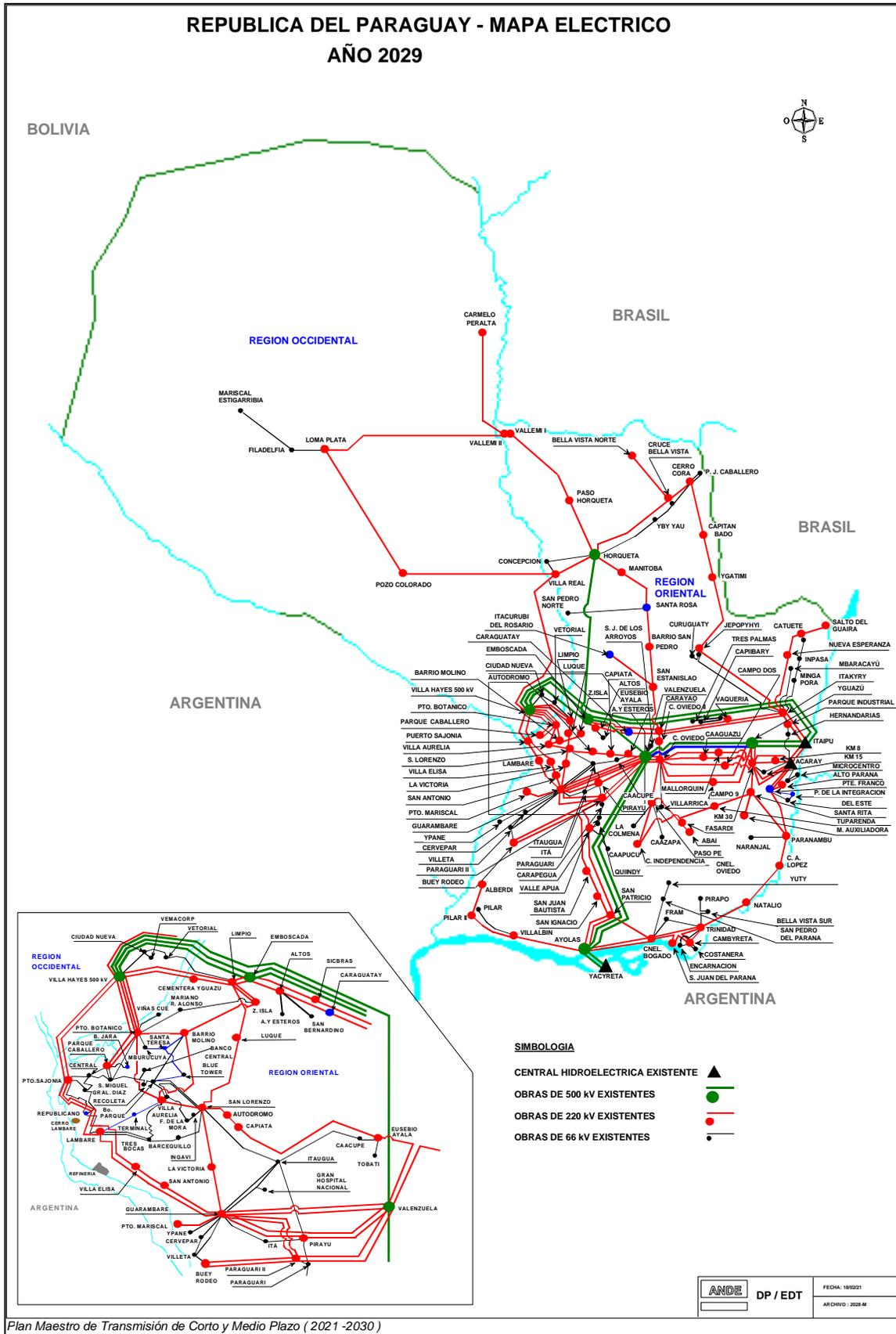


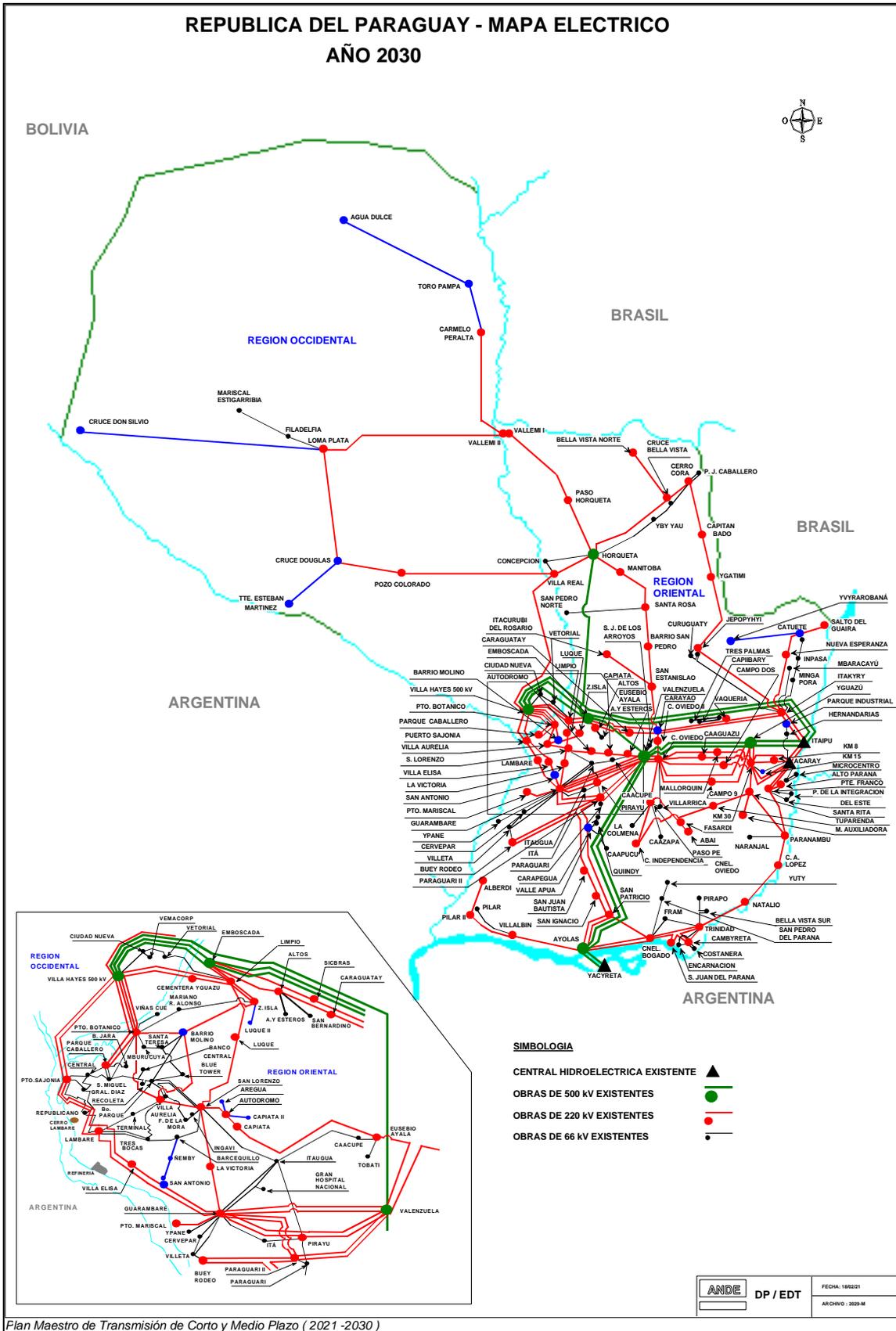












# **Anexo 4**

## **PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2021 – 2030**



SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2021													
		MAXIMAS						SIMULTANEA			MEDIA		LEVE		
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	VHA	38,7	15,7	41,8	6,0	39,9	50,0	80%	24,0	9,7	24,3	16,8	6,8	10,8	4,4
	SLO	134,0	52,4	143,9	48,0	134,1	166,7	80%	113,4	44,3	113,4	79,4	31,0	51,0	19,9
	LAM	139,1	52,2	148,6	24,0	141,9	240,0	59%	135,6	50,9	138,2	94,9	35,6	61,0	22,9
	PBO	113,4	42,5	121,1	24,0	114,9	240,0	48%	64,5	24,2	64,5	45,1	16,9	29,0	10,9
	LM	90,4	34,5	96,8	12,0	93,2	121,7	77%	85,6	32,7	88,1	59,9	22,9	38,5	14,7
	PSA	47,5	19,5	51,4	24,0	47,8	80,0	60%	43,3	17,7	43,8	30,3	12,4	19,5	8,0
	FCA	94,5	39,3	102,0	24,0	95,6	101,7	94%	55,4	22,4	55,4	39,8	15,7	24,9	10,1
	VAU	135,3	32,7	139,2	24,0	135,5	180,0	75%	104,1	25,2	104,1	72,9	17,6	46,8	11,3
	BMO	67,9	20,8	71,1	12,0	68,5	120,0	57%	50,8	15,9	51,0	35,6	11,2	22,9	7,2
	GUJ	83,1	33,7	89,7	18,0	84,6	100,0	85%	68,9	28,0	69,7	48,3	19,6	31,0	12,6
	PR	21,8	8,7	23,5	6,0	22,0	40,0	55%	14,4	5,7	14,4	10,1	4,0	6,5	2,6
	VAP	1,7	0,5	1,7	-	1,7	12,0	14%	1,4	0,4	1,5	1,0	0,3	0,6	0,2
	ELA	39,2	23,0	45,4	3,0	44,0	60,0	73%	37,9	22,2	42,5	26,5	15,6	17,0	10,0
	CAP	83,6	35,3	90,7	18,0	85,4	121,7	70%	77,1	32,5	78,5	54,0	22,8	34,7	14,6
	LAV	112,4	26,3	115,4	48,0	114,4	160,0	72%	105,3	24,7	107,8	73,7	17,3	47,4	11,1
	LUQ	160,6	57,0	170,4	24,0	163,9	201,7	81%	145,3	51,6	147,9	101,7	36,1	65,4	23,2
	SAN	122,4	38,3	128,2	24,0	123,2	160,0	77%	114,4	35,8	115,0	80,0	25,1	51,5	16,1
	ALT	26,7	6,5	27,5	12,0	27,2	60,0	45%	24,8	6,2	25,5	17,4	4,3	11,2	2,8
	SMI	83,3	33,2	89,7	18,0	84,7	90,0	94%	60,9	24,3	61,2	42,6	17,0	27,4	10,9
	CEN	46,7	17,6	49,9	12,0	47,0	60,0	78%	20,5	7,7	20,9	14,3	5,4	9,2	3,5
	BPA	92,9	27,5	96,8	24,0	92,9	120,0	77%	68,4	20,3	68,5	47,9	14,2	30,8	9,1
	TBO	79,7	31,4	85,7	18,0	80,9	90,0	90%	72,0	28,4	72,7	50,4	19,9	32,4	12,8
	GDI	43,3	14,1	45,6	12,0	43,4	60,0	72%	39,5	12,8	39,5	27,6	9,0	17,8	5,8
	REP	82,0	32,4	88,2	18,0	83,3	90,0	93%	73,4	28,9	74,2	51,4	20,3	33,0	13,0
	MRA	73,4	27,6	78,4	18,0	74,1	90,0	82%	69,4	26,1	69,9	48,6	18,3	31,2	11,7
	FDM	73,1	25,6	77,5	18,0	73,5	90,0	82%	67,9	23,8	68,2	47,5	16,7	30,6	10,7
	MBU	61,1	19,8	64,3	18,0	61,2	90,0	68%	48,9	15,9	49,0	34,2	11,1	22,0	7,1
	VTA	25,1	11,3	27,5	12,0	25,1	60,0	42%	22,0	9,9	22,1	15,4	6,9	9,9	4,5
	ITC	64,7	23,0	68,6	24,0	64,7	100,0	65%	59,3	21,1	59,4	41,5	14,7	26,7	9,5
	CAE	42,2	16,4	45,2	18,0	42,2	60,0	70%	41,2	16,0	41,2	28,8	11,2	18,5	7,2
	ONU	44,1	17,6	47,5	9,0	45,0	60,0	75%	40,6	16,2	41,2	28,4	11,3	18,3	7,3
	PAR	32,0	12,2	34,3	6,0	32,6	50,0	65%	31,4	12,0	32,0	22,0	8,4	14,1	5,4
	QUI	21,3	8,5	22,9	3,0	22,0	30,0	73%	20,7	8,3	21,4	14,5	5,8	9,3	3,7
	CAU	15,2	6,6	16,6	2,4	15,8	20,0	79%	14,6	6,4	15,1	10,2	4,5	6,6	2,9
	BTW	10,2	3,4	10,8	-	10,8	-	0%	6,7	2,2	7,0	4,7	1,5	3,0	1,0
	BRO	25,1	11,3	27,5	12,0	25,1	60,0	42%	22,0	9,9	22,1	15,4	6,9	9,9	4,5
	ADM	9,1	3,4	9,7	-	9,1	-	-	7,1	2,7	7,6	5,0	1,9	3,2	1,2
	CMY	11,0	4,8	12,0	-	11,0	-	-	10,8	4,7	11,8	7,6	3,3	4,9	2,1
	SIC	1,1	-	1,1	-	1,1	-	-	0,9	-	0,9	0,6	-	0,4	-
	ELK	16,6	-	16,6	-	16,6	-	-	0,7	-	0,7	0,5	-	0,3	-
BCP	24,1	9,5	25,9	-	24,1	-	-	10,0	3,9	10,2	7,0	2,8	4,5	1,8	
VCE_23	5,5	2,3	5,9	-	5,5	-	-	1,7	0,7	2,8	1,2	0,5	0,8	0,3	
VCE_66	10,9	2,8	11,3	-	10,9	-	-	10,1	2,6	10,4	7,1	1,8	4,5	1,2	
ACE	1,0	0,4	1,1	-	1,0	-	-	1,0	0,4	1,1	0,7	0,3	0,4	0,2	
GHN	15,7	5,5	16,6	-	15,7	-	-	14,3	5,0	15,1	10,0	3,5	6,4	2,2	
CVP	8,9	3,1	9,4	-	8,9	-	-	6,9	2,4	7,3	4,8	1,7	3,1	1,1	
CAI	8,5	2,6	8,9	-	8,5	-	-	6,8	2,1	7,2	4,8	1,5	3,1	1,0	
ING	11,5	4,1	12,3	-	11,5	-	-	9,6	3,4	12,9	6,7	2,4	4,3	1,5	
VMC	5,0	-	5,0	-	5,0	-	-	2,0	-	2,0	1,4	-	0,9	-	
SUR	AYO	16,1	7,3	17,7	-	17,7	41,7	43%	12,4	5,6	13,6	8,7	4,0	5,8	2,5
	TRI	29,9	13,4	32,8	3,0	31,7	41,7	76%	26,3	11,8	27,7	18,4	8,3	11,8	5,3
	VIN	5,9	1,2	6,1	-	6,1	20,0	30%	5,8	1,2	5,9	4,1	0,8	2,6	0,5
	CBO	24,4	9,1	26,0	3,0	25,1	30,0	84%	10,0	3,7	10,0	7,0	2,6	4,5	1,7
	SPA	16,9	6,6	18,1	6,0	16,9	20,0	85%	13,7	5,3	13,7	9,6	3,7	6,1	2,4
	SUB	26,5	11,0	28,7	6,0	27,0	41,7	65%	21,2	8,8	21,4	14,8	6,1	9,5	3,9
	NAT	34,5	17,9	38,8	6,0	36,5	41,7	87%	30,2	15,7	31,8	21,2	11,0	13,6	7,1
	CAM	31,8	8,7	33,0	6,0	31,9	41,7	77%	24,7	6,7	24,7	17,3	4,7	11,1	3,0
	ENC	84,9	33,8	91,4	24,0	85,5	120,0	71%	76,1	30,3	76,4	53,3	21,2	34,3	13,6
	PL	34,0	16,0	37,6	6,0	35,5	40,0	89%	30,9	14,5	32,0	21,6	10,1	13,9	6,5
	SPP	18,0	7,7	19,6	3,0	18,7	20,0	93%	15,5	6,7	15,9	10,9	4,7	7,0	3,0
	PPD	14,0	6,9	15,6	6,0	14,0	20,0	70%	11,9	5,8	11,9	8,3	4,1	5,4	2,6
	FRAM	19,2	7,3	20,5	6,0	19,2	50,0	38%	12,8	4,9	12,8	8,9	3,4	5,7	2,2
	SIG	22,0	8,9	23,7	12,0	22,2	41,7	53%	17,7	7,1	18,3	12,4	5,0	7,9	3,2
	ESTE	PFO	89,3	40,0	97,8	12,0	93,6	113,3	83%	86,5	38,8	90,6	60,6	27,2	38,9
IRY		21,7	6,1	22,5	-	22,5	41,7	54%	18,3	5,2	19,0	12,8	3,6	8,2	2,3
K30		54,2	18,1	57,2	6,0	55,6	60,0	93%	47,2	15,7	48,2	33,0	11,0	21,2	7,1
PBU		15,9	4,6	16,6	-	16,6	41,7	40%	12,2	3,5	12,7	8,5	2,4	5,5	1,6
PH		21,8	11,7	24,8	6,0	22,5	41,7	54%	19,8	10,7	20,4	13,9	7,5	8,9	4,8
CAT		37,0	18,6	41,4	6,0	39,1	61,7	63%	34,0	17,0	35,7	23,8	11,9	15,3	7,7
ODO		62,8	20,9	66,2	12,0	63,5	80,0	79%	57,8	19,2	58,3	40,5	13,4	26,0	8,6
JLM		14,9	6,2	15,1	3,0	15,2	41,7	37%	12,4	3,4	12,8	8,7	3,9	5,1	2,5
JEP		12,0	3,6	12,5	6,0	12,3	41,7	29%	10,2	3,0	10,6	7,1	2,1	4,6	1,4
CAL		11,9	3,1	12,3	-	12,3	20,0	62%	9,5	2,4	9,8	6,6	1,7	4,3	1,1
SCA		27,5	10,2	29,3	6,0	27,8	80,0	35%	18,3	6,8	18,3	12,8	4,7	8,2	3,0
AGY		73,8	23,4	77,5	6,0	75,9	81,7	93%	72,7	23,1	74,6	50,9	16,1	32,7	10,4
APR		107,4	46,8	117,2	18,0	111,2	120,0	93%	80,3	35,0	82,1	56,2	24,5	36,1	15,7
DES		32,7	11,9	34,8	12,0	32,7	60,0	55%	31,3	11,4	31,3	21,9	7,9	14,1	5,1
MCE		15,3	6,6	16,7	12,0	16,3	100,0	16%	8,3	3,6	11,9	5,8	2,5	3,7	1,6
CUR	37,3	12,5	39,3	18,0	37,7	42,0	90%	33,7	11,3	34,3	23,6	7,9	15,2	5,1	
NAR	45,5	18,7	49,2	12,0	46,0	52,0	88%	38,5	15,9	38,7	27,0	11,1	17,3	7,1	
HER	37,9	14,1	40,5	12,0	38,0	60,0	63%	29,7	11,0	29,7	20,8	7,7	13,4	5,0	
MPO	19,6	5,1	20,2	6,0	19,										



SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2022														
		MÁXIMAS					SIMULTÁNEA				MEDIA		LEVE			
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr	
METROPOLITANO	VHA	41,3	16,8	44,6	6,0	42,7	50,0	85%	24,9	10,1	25,3	17,5	7,1	11,2	4,6	
	SLO	148,0	57,8	158,9	72,0	148,6	240,0	62%	124,6	48,7	126,8	87,2	34,1	56,1	21,9	
	LAM	140,2	52,8	149,8	24,0	143,1	240,0	60%	135,3	51,0	138,0	94,7	35,7	60,9	22,9	
	PBO	126,3	47,4	134,9	24,0	128,4	240,0	54%	72,6	27,2	72,6	50,8	19,1	32,7	12,2	
	LIM	96,1	36,7	102,9	12,0	99,2	121,7	82%	90,3	34,5	93,1	63,2	24,1	40,7	15,5	
	FSA	50,6	20,7	54,7	24,0	50,7	80,0	63%	45,4	18,6	45,8	31,8	13,0	20,4	8,4	
	PCA	118,3	47,7	127,6	24,0	120,7	240,0	50%	70,0	28,2	70,1	49,0	19,8	31,5	12,7	
	VAU	144,6	35,0	148,8	24,0	145,0	180,0	81%	110,6	26,7	110,6	77,4	18,7	49,8	12,0	
	BMO	69,6	20,5	72,5	12,0	70,1	120,0	58%	50,3	15,1	50,4	35,2	10,6	22,6	6,8	
	GUA	88,1	35,8	95,1	18,0	89,9	100,0	90%	72,4	29,4	73,3	50,7	20,6	32,6	13,2	
	PR	23,2	9,2	24,9	6,0	23,4	40,0	58%	14,6	5,8	14,6	10,2	4,0	6,6	2,6	
	VAP	1,8	0,5	1,8	-	1,8	12,0	15%	1,5	0,5	1,6	1,1	0,3	0,7	0,2	
	CLP	41,9	24,6	48,6	3,0	47,1	60,0	79%	39,9	23,4	44,9	28,0	16,4	18,0	10,6	
	ECA	89,7	37,9	97,3	48,0	90,3	160,0	56%	82,1	34,6	83,2	57,5	24,2	36,9	15,6	
	LAV	116,1	27,2	119,2	48,0	117,9	160,0	74%	108,1	25,3	110,4	75,7	17,7	48,6	11,4	
	LUQ	171,6	60,9	182,1	72,0	172,0	240,0	72%	154,7	54,9	155,6	108,3	38,4	69,6	24,7	
	SAN	108,0	33,8	113,1	24,0	108,4	160,0	68%	100,4	31,4	100,6	70,3	22,0	45,2	14,1	
	ALT	28,3	6,9	29,2	2,0	28,8	60,0	48%	26,2	6,5	26,8	18,4	4,5	11,8	2,9	
	SMI	76,2	30,4	82,0	18,0	77,2	90,0	86%	55,2	22,0	55,3	38,6	15,4	24,8	9,9	
	CEN	47,3	17,9	50,6	12,0	47,7	60,0	79%	20,1	7,6	20,6	14,1	5,3	9,0	3,4	
	BPA	92,3	27,3	95,2	24,0	92,3	120,0	77%	67,4	20,0	67,6	47,2	14,0	30,4	9,0	
	TBO	84,8	33,4	91,1	18,0	86,1	90,0	96%	75,9	29,9	76,8	53,1	21,0	34,2	13,5	
	GDI	46,0	14,9	48,4	12,0	46,1	60,0	77%	41,2	13,4	41,2	28,9	9,4	18,5	6,0	
	REP	79,8	31,5	85,8	18,0	80,9	90,0	90%	70,8	27,9	71,5	49,5	19,5	31,8	12,6	
	MRA	74,4	28,0	79,5	18,0	75,1	90,0	83%	69,7	26,2	70,2	48,8	18,3	31,4	11,8	
	FDM	78,0	27,3	82,6	18,0	78,5	90,0	87%	71,7	25,1	72,1	50,2	17,6	32,3	11,3	
	MBU	65,2	21,1	68,6	18,0	65,3	90,0	73%	51,5	16,7	51,6	36,1	11,7	23,2	7,5	
	VTA	26,7	12,0	29,3	12,0	26,7	60,0	44%	23,1	10,4	23,1	16,2	7,3	10,4	4,7	
	ITG	68,0	24,1	72,1	24,0	68,0	100,0	68%	61,8	22,0	61,9	43,3	15,4	27,8	9,9	
	CAE	44,9	17,4	48,1	18,0	44,9	60,0	75%	43,2	16,8	43,2	30,2	11,7	19,4	7,5	
	CNU	46,8	18,7	50,4	9,0	47,8	60,0	80%	42,4	16,9	43,1	29,7	11,8	19,1	7,6	
	PAR	34,0	13,0	36,4	6,0	34,7	50,0	69%	32,7	12,5	33,4	22,9	8,8	14,7	5,6	
	QUI	23,0	9,2	24,7	3,0	23,8	30,0	79%	21,7	8,7	22,4	15,2	6,1	9,8	3,9	
	CAU	16,4	7,2	17,9	2,4	17,0	20,0	85%	15,0	6,6	15,6	10,5	4,6	6,8	3,0	
	BTW	10,9	3,6	11,5	-	11,5	-	0%	6,5	2,1	6,8	4,5	1,5	2,9	1,0	
	BRO	26,7	12,0	29,3	12,0	26,7	60,0	44%	23,1	10,4	23,1	16,2	7,3	10,4	4,7	
	VEL	44,6	14,1	43,9	24,0	42,8	160,0	27%	39,4	13,4	40,8	27,6	9,4	17,7	6,0	
	ADM	9,7	3,6	10,4	-	-	-	-	7,6	2,9	8,1	5,3	2,0	3,4	1,3	
	CMY	11,8	5,1	12,8	-	-	-	-	11,5	5,0	12,6	8,1	3,5	5,2	2,3	
	SIC	1,2	-	1,2	-	-	-	-	0,9	-	0,9	0,7	-	0,4	-	
	ELK	17,7	-	17,7	-	-	-	-	0,7	-	0,7	0,5	-	0,3	-	
	BCP	24,5	9,7	26,4	-	-	-	-	10,1	4,0	10,3	7,1	2,8	4,6	1,8	
	VCE_23	5,9	2,5	6,4	-	-	-	-	1,8	0,8	2,9	1,3	0,5	0,8	0,4	
	VCE_66	11,6	3,0	11,9	-	-	-	-	10,0	2,6	10,4	7,0	1,8	4,5	1,2	
	ACE	1,2	0,5	1,3	-	-	-	-	1,1	0,5	1,2	0,8	0,3	0,5	0,2	
	GHN	16,5	5,8	17,5	-	-	-	-	14,9	5,2	15,8	10,4	3,6	6,7	2,3	
	CVP	9,5	3,3	10,0	-	-	-	-	7,4	2,5	7,8	5,2	1,8	3,3	1,1	
CAI	8,9	2,7	9,3	-	-	-	-	7,2	2,2	7,5	5,0	1,5	3,2	1,0		
VMC	5,3	-	5,3	-	-	-	-	2,2	-	2,2	1,5	-	1,0	-		
ING	15,9	5,8	16,9	-	-	-	-	13,2	4,8	15,0	9,3	3,4	5,9	2,2		
SUR	AYO	17,3	7,9	19,1	-	19,1	41,7	46%	12,7	5,8	13,9	8,9	4,0	5,7	2,6	
	TRI	31,4	14,1	34,5	3,0	33,4	41,7	80%	27,0	12,2	28,6	18,8	8,5	12,2	5,6	
	VIN	6,3	1,3	6,5	6,0	6,5	20,0	32%	6,2	1,3	6,3	4,3	0,9	2,5	0,9	
	COB	24,6	9,2	26,3	6,0	24,8	50,0	50%	10,0	3,7	10,3	7,0	2,6	4,5	1,7	
	SPA	18,1	7,0	19,4	6,0	18,1	20,0	91%	14,2	5,5	14,2	9,9	3,9	6,4	2,5	
	SIB	28,1	11,6	30,4	6,0	28,6	41,7	69%	22,0	9,1	22,2	15,4	6,4	9,9	4,1	
	NAT	36,6	19,0	41,3	6,0	38,9	41,7	93%	31,5	16,3	33,1	22,0	11,4	14,2	7,3	
	CAM	33,9	9,3	35,2	6,0	34,1	41,7	82%	25,7	7,0	25,7	18,0	4,9	11,6	3,2	
	ENC	91,3	36,3	98,3	24,0	92,1	120,0	77%	81,2	32,3	81,6	56,8	22,6	36,5	14,5	
	RL	36,1	16,9	39,9	6,0	37,7	40,0	94%	32,0	15,0	33,3	22,4	10,5	14,4	6,8	
	SPP	17,2	7,4	18,8	3,0	17,8	20,0	89%	14,2	6,1	14,6	10,0	4,3	6,4	2,7	
	PPD	14,9	7,3	16,6	6,0	15,0	20,0	75%	12,7	6,2	12,7	8,9	4,4	5,7	2,8	
	FRAM	23,8	9,1	25,5	6,0	24,0	50,0	48%	15,1	5,8	15,1	10,6	4,1	6,8	2,6	
	SIG	23,4	9,4	25,2	12,0	23,5	41,7	56%	18,3	7,4	18,9	12,8	5,2	8,2	3,3	
	ESTE	PFO	96,7	43,4	105,9	12,0	101,6	113,3	90%	93,1	41,7	97,7	65,1	29,2	41,9	18,8
		IRY	22,9	6,4	23,8	-	23,8	41,7	57%	17,8	5,3	19,4	13,1	3,7	8,4	2,4
		KSD	46,1	15,4	48,6	6,0	47,1	60,0	78%	39,6	13,2	40,3	27,7	9,2	17,8	5,9
FSU		16,9	4,8	17,6	-	17,6	41,7	42%	12,9	3,7	13,5	9,1	2,6	5,8	1,7	
FH		23,4	12,6	26,5	6,0	24,3	41,7	58%	20,6	11,1	21,2	14,4	7,8	9,3	5,0	
CAT		40,5	20,3	45,4	6,0	43,0	61,7	70%	36,6	18,4	38,6	25,6	12,8	16,5	8,3	
CDO		66,9	22,2	70,5	12,0	67,7	80,0	85%	60,9	20,2	61,5	42,6	14,2	27,4	9,1	
JLM		15,9	6,6	17,3	3,0	16,3	41,7	39%	13,8	5,7	14,0	9,6	4,0	6,2	2,6	
JEP		12,9	3,8	13,4	6,0	13,0	41,7	31%	10,2	3,0	10,6	7,1	2,1	4,6	1,4	
CAL		12,6	3,2	13,0	-	13,0	20,0	65%	10,0	2,6	10,3	7,0	1,8	4,5	1,2	
SGA		29,4	10,9	31,4	6,0	29,8	80,0	37%	18,9	7,0	18,9	13,2	4,9	8,5	3,2	
ACY		62,9	20,0	66,0	6,0	64,4	81,7	79%	61,4	19,5	62,8	43,0	13,6	27,6	8,8	
APR		91,9	40,0	100,2	18,0	94,5	120,0	79%	68,1	29,7	69,1	47,7	20,8	30,7	13,4	
DES		35,0	12,7	37,3	12,0	35,0	60,0	58%	32,9	11,9	32,9	23,0	8,3	14,8	5,4	
MCE		55,1	22,0	59,3	12,0	56,0	100,0	56%	41,3	16,1	41,5	28,9	11,3	18,6	7,2	
CUR		39,8	13,4	42,0	24,0	41,2	42,0	98%	35,3	11,9	37,4	24,7	8,3	15,9	5,4	
NAR		38,9	16,0	42,1	12,0	39,1	52,0	75%	32,4	13,3	32,4	22,7	9,3	14,6	6,0	
HER		41,0	15,3	43,8	12,0	41,2	60,0									



SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2023													
		MAXIMAS					SIMULTANEA				MEDIA		LEVE		
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comb.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	VHA	44.1	17.9	47.6	12.0	44.5	50.0	89%	26.0	10.5	26.0	18.2	7.4	11.7	4.7
	SLO	121.4	47.4	130.3	72.0	123.9	240.0	52%	101.8	39.8	106.8	71.3	27.8	45.8	17.9
	LAM	150.5	56.7	160.8	24.0	154.0	240.0	64%	144.6	54.5	147.8	101.2	38.1	65.1	24.5
	PBO	129.6	48.6	138.4	24.0	131.9	240.0	55%	73.9	27.7	74.0	51.7	19.4	33.3	12.5
	LM	85.8	32.7	91.8	48.0	87.1	160.0	54%	80.1	30.6	82.0	56.1	21.4	36.1	13.8
	PSA	73.5	29.7	79.3	24.0	73.7	240.0	31%	62.6	25.4	62.6	43.8	17.7	28.1	11.4
	POA	103.6	41.8	111.7	24.0	105.1	240.0	44%	61.4	24.7	61.4	43.0	17.3	27.6	11.1
	VAU	151.9	37.5	156.5	24.0	152.5	180.0	85%	116.6	28.9	116.7	81.6	20.2	52.5	13.0
	BMO	74.0	21.8	77.2	12.0	74.7	120.0	62%	52.7	15.9	52.9	36.9	11.1	23.7	7.2
	GUA	93.4	37.9	100.8	18.0	95.5	100.0	96%	76.1	30.9	77.2	53.3	21.6	34.3	13.9
	PIR	24.6	9.7	26.4	6.0	24.9	40.0	62%	14.8	5.9	14.8	10.4	4.1	6.7	2.6
	VAP	1.9	0.6	2.0	-	2.0	12.0	16%	1.6	0.5	1.7	1.1	0.3	0.7	0.2
	ELA	25.9	15.2	30.0	3.0	28.6	60.0	48%	24.4	14.3	26.9	17.1	10.0	11.0	6.4
	CAP	88.5	37.4	96.1	48.0	89.2	100.0	58%	80.4	33.9	81.7	58.3	23.8	36.2	15.3
	LAV	119.9	28.1	123.2	48.0	121.5	160.0	76%	111.0	26.0	113.2	77.7	18.2	50.0	11.7
	LUQ	150.5	53.4	159.6	72.0	151.6	240.0	63%	135.1	47.9	137.2	94.6	33.6	60.8	21.6
	SAN	116.2	36.4	121.7	24.0	116.8	160.0	73%	107.5	33.7	107.9	75.2	23.6	48.4	15.1
	ALT	30.1	7.3	31.0	12.0	30.5	60.0	51%	27.1	6.8	27.6	18.9	4.7	12.2	3.0
	SMI	63.2	25.2	68.0	18.0	63.6	150.0	42%	45.4	18.1	45.4	31.8	12.7	20.4	8.1
	CEN	45.2	17.7	48.3	12.0	45.5	60.0	76%	18.7	7.1	19.3	13.1	4.9	8.4	3.2
	BPA	97.8	29.0	102.0	24.0	97.9	200.0	97%	71.0	24.7	71.1	48.7	14.7	27.6	9.5
	TBO	75.1	29.6	80.7	18.0	76.0	90.0	84%	66.8	26.3	67.3	46.7	18.4	30.0	11.8
	GDI	48.8	15.9	51.3	12.0	48.9	60.0	82%	43.1	14.0	43.1	30.2	9.8	19.4	6.3
	REP	71.9	28.4	77.3	18.0	72.6	90.0	81%	63.3	25.0	63.7	44.3	17.5	28.5	11.2
	MRA	79.4	29.8	84.8	18.0	80.3	90.0	89%	73.8	27.7	74.4	51.7	19.4	33.2	12.5
	FDM	75.0	26.3	79.5	18.0	75.5	90.0	84%	68.4	24.0	68.6	47.9	16.8	30.8	10.8
	MBU	69.6	22.6	73.2	18.0	69.8	90.0	78%	54.4	17.6	54.4	38.0	12.3	24.5	7.9
	AUIT	22.9	9.2	24.6	18.0	24.5	120.0	20%	19.7	7.9	22.1	13.8	5.5	8.9	3.6
	VTA	22.7	10.3	22.0	12.0	22.8	60.0	38%	13.4	6.1	13.6	9.0	3.7	7.9	2.9
	ITG	71.4	25.4	75.8	24.0	71.4	100.0	71%	64.5	22.9	64.5	45.2	16.0	29.0	10.3
	CAE	45.7	17.8	49.0	18.0	45.7	60.0	76%	43.4	16.9	43.4	30.4	11.8	19.5	7.6
	ONU	49.7	19.8	53.5	9.0	50.8	60.0	85%	44.4	17.7	45.2	31.1	12.4	20.0	8.0
	PAR	36.1	13.8	38.7	6.0	36.9	50.0	74%	34.1	13.0	34.8	23.9	9.1	15.3	5.9
	QUI	24.8	9.9	26.7	3.0	25.7	30.0	86%	22.7	9.1	23.5	15.9	6.4	10.2	4.1
	CAU	17.6	7.7	19.2	9.0	17.7	20.0	89%	15.6	6.8	15.7	10.9	4.8	7.0	3.1
	BTW	11.7	3.8	12.3	-	12.3	2.0	14%	8.3	2.1	8.6	4.4	1.4	2.8	0.9
	BRO	34.1	15.4	37.4	12.0	34.3	60.0	57%	29.1	13.1	29.1	20.4	9.2	13.1	5.9
	VEL	44.7	15.2	47.2	24.0	45.6	160.0	28%	42.2	14.4	43.2	29.5	10.1	19.0	6.5
	VLZ	14.4	8.5	16.7	24.0	21.2	80.0	27%	13.6	8.0	21.0	9.5	5.6	6.1	3.6
	BJA	49.7	19.8	53.5	12.0	50.3	100.0	50%	30.6	12.2	30.6	21.4	8.5	13.8	5.5
	ZIS	33.0	11.7	35.0	18.0	33.6	120.0	28%	29.7	10.5	30.6	20.8	7.4	13.3	4.7
	AUIT	22.9	9.2	24.6	18.0	24.5	120.0	20%	19.7	7.9	22.1	13.8	5.5	8.9	3.6
	BAR	41.2	15.0	43.9	6.0	42.2	50.0	84%	34.8	12.8	35.4	24.3	9.0	15.6	5.8
	AYE	22.8	9.6	24.8	6.0	23.1	50.0	46%	21.4	9.0	21.6	15.0	6.3	9.6	4.1
	ADM	10.4	3.9	11.1	-	10.4	3.1	8.7	8.1	3.1	8.7	5.7	2.1	3.7	1.4
OMY	12.6	5.5	13.7	-	12.6	5.1	12.7	11.7	5.1	12.7	8.2	3.5	5.2	2.3	
SIC	1.3	-	1.3	-	1.3	-	-	1.0	-	1.0	0.7	-	0.5	-	
ELK	18.9	-	18.9	-	18.9	-	-	0.7	-	0.7	0.5	-	0.3	-	
BOP	26.0	9.9	26.9	-	26.0	9.9	26.9	6.8	9.7	6.8	9.7	6.8	2.7	4.4	
VCE_23	6.3	2.7	6.9	-	6.3	2.7	6.9	2.0	0.8	2.9	1.4	0.6	0.9	0.4	
VCE_66	12.3	3.2	12.7	-	12.3	3.2	12.7	10.0	2.6	10.4	7.0	1.8	4.5	1.2	
ACE	1.3	0.6	1.4	-	1.3	0.5	1.4	1.3	0.5	1.4	0.9	0.4	0.6	0.2	
GHN	17.4	6.1	18.4	-	17.4	6.1	18.4	15.6	5.4	16.5	10.9	3.8	7.0	2.5	
CVP	10.1	3.5	10.7	-	10.1	3.5	10.7	7.9	2.7	8.3	5.5	1.9	3.5	1.2	
CAI	9.3	2.9	9.7	-	9.3	2.9	9.7	7.5	2.3	7.8	5.2	1.6	3.4	1.0	
VMS	5.7	-	5.7	-	5.7	-	5.7	-	-	-	-	-	1.0	-	
ING	22.4	7.8	23.8	-	22.4	7.8	23.8	18.5	6.5	19.3	12.9	4.5	8.3	2.9	
SUR	AYO	18.6	8.5	20.5	-	20.5	41.7	49%	13.0	5.9	14.3	9.1	4.1	5.8	2.7
	TRI	33.1	14.9	36.3	12.0	33.2	83.3	40%	27.9	12.6	28.0	19.6	8.8	12.6	5.7
	VN	6.8	1.4	6.9	-	6.9	20.0	35%	6.6	1.4	6.7	4.6	1.0	3.0	0.6
	OBO	24.8	9.2	26.4	6.0	25.0	50.0	50%	9.6	3.6	9.9	6.7	2.5	4.3	1.6
	SPA	17.4	6.8	18.6	6.0	17.4	20.0	87%	13.2	5.1	13.3	9.3	3.6	6.0	2.3
	SJG	11.2	3.0	11.2	6.0	11.2	3.0	11.2	8.6	2.9	8.6	6.0	2.3	3.0	1.1
	NAT	29.6	15.3	33.3	6.0	31.0	41.7	74%	25.0	12.9	25.9	17.5	9.1	11.2	5.8
	CAM	36.2	9.9	37.5	6.0	36.4	41.7	87%	26.8	7.3	26.8	18.7	5.1	12.0	3.3
	ENC	98.2	39.1	105.6	24.0	99.3	120.0	83%	86.6	34.5	87.3	60.6	24.1	39.0	15.5
	PL	38.3	18.0	42.3	6.0	40.1	40.0	100%	33.3	15.6	34.7	23.3	11.0	15.0	7.0
	SPP	17.3	7.4	18.8	3.0	17.9	20.0	89%	13.7	5.9	14.0	9.6	4.1	6.2	2.7
	PFO	15.9	7.8	17.7	6.0	16.0	20.0	80%	12.9	6.3	12.9	9.0	4.4	5.8	2.8
	FRAM	28.0	10.7	30.0	6.0	28.4	50.0	57%	16.7	6.5	16.8	11.7	4.5	7.5	2.9
	SIG	29.6	11.9	31.9	12.0	29.6	41.7	71%	22.6	9.1	22.6	15.8	6.4	10.2	4.1
	MAU	15.1	7.2	16.7	12.0	15.8	83.3	19%	12.6	6.0	13.9	8.8	4.2	5.7	2.7
PFO	94.2	42.3	103.3	12.0	99.0	113.3	87%	90.1	40.4	94.5	63.1	28.3	40.6	18.2	
IRY	24.2	6.8	25.1	-	25.1	41.7	60%	19.1	5.4	19.8	13.3	3.8	8.6	2.4	
K30	39.8	13.3	42.0	6.0	40.5	60.0	67%	33.8	11.3	34.2	23.7	7.9	15.2	5.1	
PBU	18.0	5.1	18.7	-	18.7	41.7	45%	13.1	3.8	13.7	9.2	2.6	5.9	1.7	
PH	27.4	14.3	30.9	6.0	28.6	41.7	69%	23.7	12.2	23.9	16.2	8.5	10.4	5.5	
CAT	44.4	22.3	49.7	6.0	47.3	61.7	77%	39.5	19.8	41.8	27.6	13.9	17.8	8.9	
ODO	71.3	23.7	75.1	12.0	72.2	80.0	90%	64.2	21.3	64.9	45.0	14.9	28.9	9.6	
JLM	15.3	6.4	16.6	3.0	15.7	41.7	38%	12.7	5.3	12.9	8.9	3.7	5.7	2.4	
JEP	18.0	5.5	18.8	6.0	18.0	41.7	43%	14.0	4.3	14.1	9.8	3.0	6.3		



SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2024															
		MAXIMAS				POT. INST. MVA.				SIMULTANEA				MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Canac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA.	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr		
METROPOLITANO	VHA	47,0	19,1	50,7	12,0	47,6	50,0	95%	27,8	11,3	27,8	19,5	7,9	12,5	5,1		
	SLO	139,3	54,4	149,5	12,0	140,4	240,0	58%	116,9	45,7	119,8	81,8	32,0	52,6	20,5		
	LAM	161,6	60,9	172,7	24,0	165,7	240,0	69%	155,4	58,5	159,1	108,7	41,0	69,9	26,3		
	FBO	144,2	54,1	154,1	24,0	147,4	240,0	61%	83,9	31,5	84,3	58,8	22,0	37,8	14,2		
	LIM	91,2	34,8	97,6	48,0	92,2	160,0	58%	85,3	32,5	86,7	59,7	22,8	38,4	14,6		
	PSA	72,8	29,6	78,6	24,0	73,0	240,0	30%	64,5	26,2	64,6	45,2	18,4	29,0	11,8		
	PCA	115,0	46,3	124,0	24,0	117,2	240,0	49%	67,7	27,3	67,8	47,4	19,1	30,5	12,3		
	VAU	148,5	36,0	152,8	24,0	149,0	180,0	83%	114,7	27,9	114,8	80,3	19,6	51,6	12,6		
	BMO	78,8	23,2	82,2	12,0	79,6	120,0	66%	56,2	16,9	56,4	39,3	11,9	25,3	7,6		
	GUA	74,3	30,1	80,2	18,0	75,3	100,0	75%	60,6	24,6	61,0	42,4	17,2	27,3	11,1		
	PR	20,3	8,1	21,9	6,0	20,4	40,0	51%	12,4	4,9	12,4	8,6	3,4	5,6	2,2		
	VAP	2,0	0,6	2,1	-	2,1	12,0	17%	1,8	0,5	1,9	1,3	0,4	0,8	0,2		
	ELA	27,7	16,3	32,1	3,0	30,7	60,0	51%	26,1	15,3	28,9	18,3	10,7	11,8	6,9		
	CAP	91,9	38,8	99,8	48,0	92,4	160,0	58%	83,6	35,3	84,5	58,5	24,7	37,6	15,9		
	LAV	123,9	29,0	127,2	48,0	125,3	160,0	78%	114,8	26,9	116,7	80,3	18,8	51,6	12,1		
	LUQ	160,8	57,1	170,7	72,0	161,5	240,0	67%	144,5	51,3	146,0	101,1	35,9	65,0	23,1		
	SAN	125,0	39,1	131,0	24,0	125,9	160,0	79%	115,7	36,2	116,4	81,0	25,4	52,1	16,3		
	ALT	32,0	7,8	32,9	12,0	32,3	60,0	54%	28,9	7,2	29,2	20,2	5,0	13,0	3,2		
	SMI	67,8	27,0	73,0	18,0	68,4	150,0	46%	48,8	19,5	48,8	34,1	13,6	21,9	8,8		
	CEN	51,0	19,3	54,6	12,0	51,6	60,0	86%	21,2	8,0	21,5	14,8	5,6	9,5	3,6		
	BPA	117,5	34,8	122,5	118,0	118,0	200,0	59%	85,5	25,3	85,4	59,8	17,7	38,1	11,4		
	TBO	79,8	31,5	85,8	16,0	80,9	90,0	90%	71,0	28,0	71,7	49,7	19,6	32,0	12,6		
	GDI	51,8	16,8	54,4	12,0	52,0	60,0	87%	45,8	14,9	45,9	32,1	10,4	20,6	6,7		
	REP	77,7	30,7	83,6	18,0	78,7	90,0	87%	68,5	27,0	69,1	47,9	18,9	30,8	12,2		
	MRA	80,3	30,2	85,8	18,0	81,2	90,0	90%	74,7	28,1	75,4	52,3	19,6	33,6	12,6		
	FDM	80,0	28,1	84,8	18,0	80,6	90,0	90%	73,0	25,6	73,4	51,1	17,9	32,9	11,5		
	MBU	74,3	24,1	78,1	18,0	74,9	90,0	83%	68,1	18,8	68,4	40,7	13,2	28,1	8,5		
	VTA	30,3	13,7	33,2	12,0	30,3	60,0	51%	25,9	11,7	25,9	18,1	8,2	11,7	5,3		
	ITG	75,1	26,7	79,7	24,0	75,1	100,0	75%	67,9	24,1	67,9	47,5	16,9	30,5	10,8		
	CAE	48,6	18,9	52,2	18,0	48,7	60,0	81%	46,3	18,0	46,3	32,4	12,6	20,8	8,1		
	ONU	52,7	21,0	56,7	9,0	54,1	60,0	90%	47,2	18,8	48,2	33,0	13,2	21,2	8,5		
	PRR	24,2	9,2	25,9	12,0	24,3	30,0	81%	22,9	8,8	23,1	16,0	6,1	10,3	3,9		
	QUI	160,8	57,1	170,7	3,0	24,1	30,0	80%	21,4	8,6	21,4	15,0	6,0	8,6	3,8		
	CAU	17,1	7,5	18,6	9,0	17,2	20,0	86%	15,2	6,6	15,4	10,6	4,6	6,8	3,0		
	BTW	12,4	4,1	13,1	-	13,1	-	0%	6,8	2,2	7,1	4,7	1,6	3,1	1,0		
	BRO	30,3	13,7	33,2	12,0	30,3	60,0	51%	25,9	11,7	25,9	18,1	8,2	11,7	5,3		
	VEL	48,1	16,3	50,8	24,0	48,7	160,0	30%	45,3	15,4	46,1	31,7	10,8	20,4	6,9		
	VLZ	9,1	17,9	9,1	24,0	21,5	80,0	27%	14,5	8,5	14,5	10,2	6,0	6,5	3,8		
	BJA	53,7	21,4	57,8	12,0	54,5	100,0	55%	33,1	13,2	33,1	23,1	9,2	14,9	5,9		
	ZIS	35,3	12,5	37,5	18,0	35,7	120,0	30%	31,7	11,3	32,4	22,2	7,9	14,3	5,1		
	AUT	24,4	9,8	26,3	18,0	25,7	120,0	21%	21,1	8,5	23,1	14,7	5,9	9,5	3,8		
	BAR	43,9	16,0	46,4	6,0	45,0	50,0	90%	37,0	13,6	37,8	25,9	9,5	16,7	6,1		
	AYE	24,3	10,3	26,4	6,0	24,7	50,0	49%	22,8	9,6	23,1	16,0	6,7	10,3	4,3		
	ITA	13,6	5,6	14,6	12,0	13,6	100,0	34%	11,0	4,6	11,0	8,6	3,5	5,6	2,5		
	CRP	19,5	7,6	20,9	6,0	19,6	50,0	39%	18,4	7,1	18,4	12,9	5,0	8,3	3,2		
	ADM	11,1	4,1	11,8	-	-	-	-	8,8	3,3	9,4	6,1	2,3	4,0	1,5		
	OMY	13,4	5,8	14,6	-	-	-	-	12,5	5,4	13,7	8,8	3,8	5,6	2,5		
SIC	1,4	-	1,4	-	-	-	-	1,2	-	1,2	0,8	-	0,5	-			
ELK	20,2	9,9	20,2	-	-	-	-	0,9	-	0,9	0,6	-	0,4	-			
BOP	25,5	10,1	27,4	-	-	-	-	10,0	3,9	10,2	7,0	2,8	4,5	1,8			
VCE_23	6,8	2,9	7,4	-	-	-	-	2,2	1,0	3,0	1,6	0,7	1,0	0,4			
VCE_66	13,0	3,4	13,5	-	-	-	-	10,7	2,8	11,1	7,5	2,0	4,8	1,3			
ACE	1,6	0,7	1,7	-	-	-	-	1,5	0,6	1,6	1,1	0,5	0,7	0,3			
GNH	18,3	6,4	19,3	-	-	-	-	16,5	5,8	17,5	11,6	4,0	7,4	2,6			
QVP	10,8	3,7	11,4	-	-	-	-	8,5	2,9	8,9	6,0	2,1	3,8	1,3			
CAI	9,7	3,0	10,1	-	-	-	-	7,9	2,4	8,3	5,5	1,7	3,6	1,1			
VMC	6,1	-	6,1	-	-	-	-	2,6	-	2,6	1,8	-	1,1	-			
ING	13,8	4,4	14,5	-	-	-	-	11,2	3,6	14,0	7,9	2,5	5,1	1,6			
SUR	AYO	20,0	9,1	22,0	-	22,0	41,7	53%	14,0	6,4	15,4	9,8	4,5	6,3	2,9		
	TRI	24,4	11,0	26,7	-	24,4	63,3	29%	20,6	9,3	20,8	14,5	6,5	9,3	4,2		
	YBN	2,2	1,5	2,4	-	2,0	20,0	37%	1,2	1,5	1,5	5,0	1,0	3,2	1,7		
	CBO	23,2	8,6	24,7	6,0	23,3	50,0	47%	9,0	3,4	9,4	6,3	2,4	4,1	1,5		
	SPA	18,6	7,2	20,0	6,0	18,6	20,0	93%	14,2	5,5	14,2	10,0	3,9	6,4	2,5		
	SJB	28,5	11,8	30,8	6,0	29,1	41,7	70%	22,0	9,1	22,2	15,4	6,4	9,9	4,1		
	NAT	31,5	16,3	35,4	6,0	33,1	41,7	79%	26,6	13,8	27,7	18,6	9,7	12,0	6,2		
	SRM	38,5	18,5	40,0	6,0	38,9	41,7	83%	30,8	17,8	33,7	20,0	10,4	12,5	8,5		
	ENC	92,9	36,9	99,9	24,0	93,8	120,0	78%	82,0	32,6	82,5	57,4	22,8	36,9	14,7		
	FL	40,5	19,0	44,8	6,0	42,6	60,0	71%	35,4	16,6	37,0	24,8	11,6	15,9	7,5		
	SPP	18,4	7,9	20,0	3,0	19,0	20,0	95%	14,7	6,3	15,0	10,3	4,4	6,6	2,8		
	PPO	11,9	5,8	13,2	6,0	11,9	20,0	59%	9,7	4,8	9,8	6,8	3,3	4,4	2,1		
	FRAM	29,8	11,5	31,9	6,0	30,3	50,0	61%	18,0	6,9	18,0	12,6	4,9	8,1	3,1		
	SIS	12,7	4,7	13,9	12,0	12,7	100,0	37%	11,0	4,7	11,0	8,0	3,0	6,9	4,8		
	MAU	16,0	7,7	17,8	12,0	16,6	83,3	20%	13,4	6,4	14,5	9,4	4,5	6,0	2,9		
SUP	16,0	6,3	17,2	12,0	17,0	50,0	34%	12,5	4,9	14,3	8,7	3,5	5,6	2,2			
BVS	15,5	7,2	17,1	6,0	15,6	50,0	31%	13,0	6,0	13,0	9,1	4,2	5,9	2,7			
ESTE	PFO	102,0	45,8	111,8	12,0	107,5	113,3	95%	97,7	43,8	102,8	68,4	30,7	44,0	19,7		
	PRY	25,5	7,2	26,5	-	26,5	41,7	64%	20,2	5,7	21,0	14,1	4,0	9,1	2,6		
	K30	42,3	14,1	44,6	6,0	43,1	60,0	72%	36,0	12,0	36,5	25,2	8,4	16,2	5,4		
	PBU	19,1	5,5	19,9	-	19,9	41,7	48%	14,1	4,0	14,6	9,8	2,8	6,3	1,8		
	PH	29,3	15,4	33,1	6,0	30,8	41,7	74%	24,9	13,1	25,9	17,4	9,2	11,2	5,9		
	CAT	48,7	24,4	54,5	6,0	52,1	61,7	84%	43,3	21,7	46,1	30,3	15,2	19,5	9,8		
	ODD	75,9	25,2	80,0	12,0	7											



SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2025										MEDIA		LEVE	
		MAXIMAS				SIMULTANEA			MW	MVA	MW	MVA			
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Por. Inst. MVA	Utilización %					MVAr		
METROPOLITANO	VHA	45,2	18,3	48,7	12,0	45,6	50,0	91%	26,7	10,8	26,8	18,7	7,6	12,0	4,9
	SLO	161,0	60,9	172,1	20,0	161,3	240,0	67%	136,2	51,4	137,8	95,4	36,0	61,3	23,1
	LAM	173,0	65,4	185,3	24,0	176,3	240,0	71%	166,8	62,9	171,3	116,8	44,0	75,1	28,3
	FBO	160,3	60,1	171,2	24,0	164,3	240,0	68%	95,0	35,6	95,7	66,5	24,9	42,7	16,0
	LIM	97,0	37,0	103,8	48,0	97,6	160,0	61%	90,7	34,6	91,7	63,5	24,2	40,8	15,6
	PSA	88,8	35,6	95,7	24,0	89,6	240,0	37%	78,8	31,5	79,1	55,1	22,1	35,4	14,4
	PCA	124,5	50,1	134,2	24,0	127,2	240,0	53%	73,3	29,5	73,5	51,3	20,7	33,0	13,3
	VAU	144,9	35,7	149,3	48,0	145,4	300,0	48%	112,7	27,9	114,5	73,9	19,6	50,7	12,6
	BMO	83,9	24,7	87,4	12,0	84,8	120,0	71%	59,9	18,0	60,2	41,9	12,6	26,9	8,1
	GUA	69,3	28,1	74,8	48,0	72,1	160,0	45%	56,6	23,0	61,9	39,6	16,1	25,4	10,3
	PR	21,6	8,6	23,2	6,0	21,7	40,0	54%	13,1	5,2	13,2	9,2	3,6	5,9	2,3
	VAP	2,1	0,6	2,2	2,2	2,2	12,0	18%	2,0	0,6	2,1	1,4	0,4	0,5	0,3
	ELA	29,7	17,4	34,4	3,0	33,0	60,0	55%	28,0	16,4	31,0	19,6	11,5	12,6	7,4
	CAP	98,6	41,6	107,0	48,0	98,8	160,0	62%	89,7	37,9	90,3	62,8	26,5	40,4	17,0
	LAV	115,2	27,0	118,3	48,0	117,1	160,0	73%	106,7	25,0	109,2	74,7	17,5	48,0	11,3
	LUQ	171,9	61,0	182,4	72,0	172,3	240,0	72%	154,5	54,8	155,4	108,1	38,4	69,5	24,7
	SAN	118,1	37,0	123,8	24,0	118,8	160,0	74%	109,4	34,2	109,8	76,5	24,0	49,2	15,4
	ALT	34,0	8,2	34,9	12,0	34,2	60,0	57%	30,7	7,6	31,0	21,5	5,3	13,8	3,4
	SMI	59,0	23,5	63,5	18,0	59,2	150,0	39%	42,4	16,9	42,4	29,7	11,8	19,1	7,6
	CEN	54,5	20,6	58,2	12,0	55,1	60,0	92%	22,6	8,6	22,9	15,8	6,0	10,2	3,8
	BPA	122,0	35,2	127,0	24,0	122,6	200,0	61%	89,4	25,7	89,4	62,5	18,0	40,2	11,6
	TBO	73,5	29,0	79,0	18,0	74,9	90,0	83%	48,5	25,8	65,9	45,8	18,1	29,5	11,4
	GDI	49,4	16,1	52,0	12,0	49,6	60,0	83%	43,8	14,2	43,9	30,7	10,0	19,7	6,4
	REP	78,4	30,9	84,3	18,0	79,5	90,0	88%	69,1	27,3	69,7	48,4	19,1	31,1	12,3
	MRA	80,9	30,4	86,4	18,0	81,8	90,0	91%	75,3	28,3	76,0	52,7	19,8	33,9	12,7
	FDM	81,1	28,5	86,0	18,0	81,9	90,0	74,0	74,0	28,0	74,5	51,9	18,2	33,3	11,7
	MBU	79,2	25,7	83,3	18,0	79,6	90,0	88%	62,0	20,1	62,1	43,4	14,1	27,9	9,0
	VTA	22,6	10,2	24,8	12,0	22,6	60,0	38%	19,3	8,7	19,6	13,5	6,1	8,7	3,9
	ITG	78,9	28,0	83,7	24,0	79,0	100,0	79%	71,4	25,3	71,4	50,0	17,7	32,1	11,4
	CAE	51,8	20,1	55,5	18,0	51,8	60,0	88%	49,3	19,1	49,3	34,5	13,4	22,2	8,6
	QNU	85,0	22,3	89,2	24,0	87,5	90,0	87%	50,1	20,0	50,1	38,5	14,0	29,9	9,0
	PAR	25,7	9,8	27,5	12,0	25,7	60,0	43%	24,3	9,3	24,5	17,0	6,5	10,9	4,2
	QUI	25,1	10,1	27,1	3,0	26,1	30,0	87%	23,1	9,3	24,0	16,2	6,5	10,4	4,2
	CAU	18,4	8,0	20,1	9,0	18,4	20,0	92%	16,4	7,2	16,5	11,5	5,0	7,4	3,2
	BTW	13,3	4,4	14,0	14,0	14,0	0,0	0%	7,3	2,4	7,7	5,1	1,7	3,5	1,1
	BRO	32,2	14,6	35,4	12,0	32,3	60,0	54%	27,6	12,5	27,6	19,3	8,7	12,4	5,6
	VEL	63,0	22,0	66,7	24,0	63,0	160,0	39%	58,8	20,6	58,9	41,2	14,4	26,5	9,3
	VLZ	16,5	9,7	19,2	24,0	21,9	80,0	27%	15,6	9,2	21,5	10,9	6,4	7,0	4,1
	BJA	58,0	23,2	62,5	12,0	59,1	100,0	59%	35,7	14,3	35,8	25,0	10,0	16,1	6,4
	ZIS	37,7	13,4	40,0	18,0	38,0	120,0	34%	33,9	12,0	34,4	23,7	8,4	15,3	5,8
	AUT	26,0	10,5	28,1	18,0	27,1	120,0	23%	22,5	9,0	24,2	15,7	6,3	10,1	4,1
	BAR	46,7	17,0	49,7	6,0	48,0	50,0	96%	39,5	14,5	40,4	27,6	10,1	17,8	6,5
	AYE	25,9	10,9	28,1	6,0	26,3	50,0	53%	24,3	10,3	24,7	17,0	7,2	10,9	4,6
	IFA	35,7	14,5	38,5	12,0	35,7	100,0	36%	28,2	11,4	28,2	19,7	8,0	12,7	5,1
	CRP	20,8	8,1	22,3	6,0	20,9	50,0	20%	19,6	7,6	19,7	13,7	5,3	8,8	3,4
YPA	35,5	13,3	37,9	12,0	35,6	100,0	36%	31,2	11,6	31,2	21,8	8,1	14,0	5,2	
REC	32,8	11,1	34,7	6,0	33,2	50,0	66%	23,8	8,1	23,9	16,6	5,6	10,7	3,6	
ADM	11,8	4,4	12,6	6,0	11,8	60,0	36%	9,4	3,5	10,1	6,6	2,5	4,2	1,6	
CMY	14,3	6,2	15,6	6,0	14,3	5,8	14,6	13,4	5,8	14,6	9,4	4,1	6,0	2,6	
SIC	1,5	-	1,5	-	1,5	-	-	1,3	-	1,3	0,9	-	0,6	-	
ELK	21,5	-	21,5	-	21,5	-	-	1,0	-	1,0	0,7	-	0,5	-	
BCP	26,0	10,2	27,9	-	26,0	-	-	10,2	4,0	10,4	7,2	2,8	4,6	1,8	
VCE 23	7,3	3,1	8,0	-	7,3	-	-	2,5	1,0	3,1	1,7	0,7	1,1	0,5	
VCE 66	13,8	3,6	14,3	-	13,8	-	-	11,4	3,0	11,8	8,0	2,1	5,1	1,3	
ACE	1,8	0,8	1,9	-	1,8	-	-	1,8	0,7	1,9	1,2	0,5	0,8	0,3	
GHN	19,2	6,7	20,4	-	19,2	-	-	17,5	6,1	18,5	12,2	4,3	7,9	2,7	
CVP	11,5	4,0	12,2	-	11,5	-	-	9,1	3,1	9,6	6,4	2,2	4,1	1,4	
CAI	10,1	3,1	10,6	-	10,1	-	-	2,8	2,6	8,7	5,8	1,8	3,7	1,1	
VMC	6,5	-	6,5	-	6,5	-	-	2,8	-	2,8	1,9	-	1,2	-	
ING	16,4	5,1	17,2	-	16,4	-	-	13,3	4,1	15,4	9,3	2,9	6,0	1,9	
SURSURO	AYO	21,5	9,8	23,6	-	23,6	41,7	57%	15,1	6,9	16,6	10,6	4,8	6,8	3,1
	TRI	25,6	11,5	28,1	12,0	25,6	83,3	31%	21,8	9,8	21,9	15,2	6,9	9,8	4,4
	YBI	7,7	1,6	7,9	6,0	7,9	20,0	39%	7,7	1,6	7,8	5,4	1,1	3,5	0,7
	CSO	23,0	8,6	24,5	6,0	23,1	50,0	46%	9,0	3,4	9,4	6,3	2,3	4,1	1,5
	SPA	18,3	7,1	19,6	6,0	18,3	20,0	91%	14,0	5,4	14,0	9,8	3,8	6,3	2,4
	SUB	30,1	12,5	32,6	6,0	30,8	41,7	74%	23,3	9,6	23,5	16,3	6,7	10,5	4,3
	NAT	33,4	17,3	37,7	6,0	35,3	41,7	85%	28,3	14,7	29,6	19,8	10,3	12,7	6,6
	CAM	30,8	8,4	31,9	6,0	30,8	41,7	83%	30,8	8,4	31,9	16,0	4,4	12,3	8,3
	ENC	82,8	32,9	89,1	24,0	83,3	120,0	69%	73,2	29,1	73,4	51,2	20,4	32,9	13,1
	FL	43,0	20,2	47,5	6,0	45,3	60,0	75%	37,6	17,6	39,4	26,3	12,4	16,9	7,9
	SPP	11,0	4,7	12,0	3,0	11,2	20,0	58%	8,8	3,8	8,9	6,2	2,6	4,0	1,7
	FRD	12,6	6,2	14,1	6,0	12,6	20,0	62%	10,4	4,6	10,6	7,3	3,6	4,7	2,1
	FRAM	33,6	12,9	35,9	6,0	34,3	50,0	69%	19,9	7,7	20,0	13,9	5,4	9,0	3,5
	SIG	35,0	14,1	37,8	24,0	36,4	100,0	36%	26,9	10,9	30,0	18,9	7,6	12,1	4,9
	MAU	17,1	8,2	18,9	12,0	17,5	83,3	21%	14,3	6,8	15,2	10,0	4,8	6,4	3,1
	SUP	17,1	6,7	18,4	12,0	17,9	50,0	36%	13,4	5,3	15,0	9,4	3,7	6,0	2,4
	BVS	16,4	7,6	18,1	6,0	16,4	60,0	61%	13,8	6,4	13,8	9,6	4,8	6,2	2,8
	COS	27,3	9,6	28,9	12,0	27,4	100,0	27%	22,7	8,1	23,0	15,9	5,6	10,2	3,6
	HFO	86,0	38,6	94,2	12,0	90,0	113,3	79%	82,3	36,9	86,0	57,6	25,9	37,0	16,6
	IRY	26,9	7,6	27,9	-	27,9	41,7	67%	21,4	6,0	22,2	14,9	4,2	9,6	2,7
	KSO	45,0	15,0	47,4	6,0	45,8	60,0	77%	38,3	12,8	38,9	26,8	8,9	17,2	



SISTEMA	NOMBRE	M A X I M A S				C A R G A S 2 0 2 6				S I M U L T A N E A			M E D I A		L E V E	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Canac.	MVA MVA	Pot. Inst. MVA	Utili- zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr	
M E T R O P O L I T A N O	VHA	45.5	18.5	49.1	12.0	46.0	50.0	92%	27.2	11.1	27.3	19.1	7.7	12.3	5.0	
	SLO	173.2	65.6	185.2	72.0	173.3	240.0	80%	150.4	55.4	147.7	102.7	38.8	65.1	24.6	
	LAM	196.1	73.9	209.5	24.0	203.2	240.0	84%	189.0	71.2	194.8	132.3	49.8	85.1	32.0	
	PBO	191.4	71.4	204.3	24.0	197.2	240.0	82%	118.8	44.2	120.5	83.2	31.0	53.5	19.9	
	LM	103.1	39.3	110.3	48.0	103.4	160.0	65%	96.7	36.9	97.3	67.7	25.8	43.5	16.6	
	PSA	100.9	40.4	108.7	24.0	102.3	240.0	43%	90.0	38.0	90.7	63.0	25.2	40.5	16.2	
	POA	141.2	56.7	152.2	24.0	145.0	240.0	60%	82.5	33.1	83.0	57.7	23.2	37.1	14.9	
	VAU	129.4	32.6	133.5	48.0	130.3	300.0	43%	102.0	25.9	104.3	71.4	28.2	45.9	11.7	
	BMD	81.5	24.0	85.0	12.0	82.4	120.0	69%	58.5	17.6	58.8	41.0	12.3	26.3	7.9	
	GUJ	73.4	29.8	79.3	48.0	75.7	160.0	47%	60.2	24.4	64.6	42.1	17.1	27.1	11.0	
	FR	22.9	9.1	24.6	6.0	23.1	40.0	58%	14.2	5.6	14.2	10.0	3.9	6.4	2.5	
	VAP	2.6	0.8	2.7	-	2.7	12.0	23%	2.5	0.7	2.6	1.7	0.5	1.1	0.3	
	ELA	31.7	18.6	36.8	6.0	34.2	120.0	28%	30.1	17.7	32.3	21.1	12.4	13.6	8.0	
	OSAP	105.8	44.7	114.8	48.0	105.9	160.0	68%	96.6	40.8	96.9	67.6	28.5	43.5	16.3	
	LAV	119.0	27.9	122.2	48.0	120.6	160.0	75%	110.6	25.9	112.8	77.4	18.2	49.8	11.7	
	LIQ	183.8	65.2	195.0	72.0	183.9	240.0	77%	165.4	58.7	166.0	115.8	41.1	74.4	26.4	
	SAN	127.1	39.8	133.2	24.0	128.1	160.0	80%	117.9	36.9	118.6	82.5	25.8	53.1	16.6	
	ALT	36.1	8.7	37.1	12.0	36.2	60.0	62%	33.1	8.1	33.3	23.1	5.7	14.9	3.7	
	SMI	63.3	25.2	68.1	18.0	63.7	150.0	40%	45.7	18.2	45.7	32.0	12.8	20.6	8.2	
	CBN	51.6	19.5	55.2	12.0	52.2	60.0	87%	21.7	8.2	22.1	15.2	5.8	9.8	3.7	
	BRP	172.7	46.0	179.2	24.0	174.3	200.0	87%	127.9	35.5	128.4	89.5	24.8	57.6	16.0	
	TBO	78.2	30.8	84.0	18.0	79.0	90.0	85%	69.8	27.5	70.5	48.9	19.3	31.5	12.4	
	GDI	52.4	17.0	55.1	12.0	52.7	60.0	88%	46.8	15.2	46.9	32.8	10.6	21.1	6.8	
	REP	78.7	31.1	84.6	18.0	79.8	90.0	89%	69.6	27.5	70.3	48.7	19.2	31.3	12.4	
	MRA	76.2	28.6	81.4	18.0	76.9	90.0	85%	71.2	26.7	71.7	49.8	18.7	32.0	8.7	
	FDM	68.6	24.0	72.9	18.0	69.0	90.0	77%	63.2	22.0	63.3	44.2	15.4	29.4	9.9	
	MBU	76.1	24.7	80.0	18.0	76.4	90.0	85%	59.9	19.4	59.9	41.9	13.6	26.9	8.7	
	ITA	24.0	10.8	26.4	12.0	24.1	60.0	40%	20.7	9.3	20.9	14.5	6.5	9.3	4.2	
	VTA	27.8	8.2	28.2	18.0	27.8	78.0	71%	21.2	25.3	21.2	49.9	17.7	32.0	11.4	
	CAE	38.7	15.0	41.5	18.0	38.8	60.0	65%	37.1	14.4	37.3	26.0	10.1	16.7	6.5	
	CNU	56.4	22.5	60.7	9.0	58.0	60.0	97%	50.8	20.3	52.1	35.6	14.2	22.9	9.1	
	PAR	27.2	10.4	29.2	12.0	27.3	60.0	45%	26.1	10.0	26.1	18.2	7.0	11.7	4.5	
	OLJ	27.1	10.9	29.2	3.0	28.2	28.0	100%	25.3	10.2	26.3	17.7	7.1	11.1	4.6	
	CAU	19.8	8.7	21.6	9.0	19.8	20.0	99%	18.0	7.9	18.0	12.6	5.5	8.1	3.5	
	BAU	14.2	4.6	14.9	-	14.9	-	0%	8.1	2.7	8.6	5.7	1.9	3.7	1.2	
	BRQ	34.3	15.5	37.7	12.0	34.5	60.0	58%	29.6	13.3	29.6	20.7	9.3	13.3	6.0	
	VEL	63.7	22.3	67.4	24.0	63.8	160.0	40%	59.0	20.6	59.1	41.3	14.4	25.6	9.8	
	VLZ	17.7	10.4	20.5	24.0	22.3	80.0	28%	16.8	9.9	22.0	11.8	6.9	7.6	4.4	
	BUA	62.7	25.0	67.5	12.0	64.1	100.0	64%	38.8	15.5	38.9	27.1	10.8	17.4	7.0	
	ZIS	40.3	14.3	42.8	18.0	40.5	120.0	34%	36.3	12.9	36.7	25.4	9.0	16.3	5.8	
	ALUT	39.2	15.6	42.2	18.0	39.3	120.0	33%	33.7	13.4	34.0	23.8	9.4	15.1	6.0	
	BAR	38.3	13.7	40.7	6.0	39.1	50.0	78%	32.5	11.7	33.0	22.8	8.2	14.6	5.3	
	AYE	27.5	11.7	29.9	6.0	28.1	50.0	56%	25.9	11.0	26.4	18.2	7.7	11.7	4.9	
	ITA	37.8	15.4	40.8	12.0	38.0	100.0	38%	30.1	12.2	30.1	21.0	8.6	13.5	5.5	
	CRP	38.2	8.6	39.8	6.0	38.2	60.0	22%	35.3	8.2	35.2	14.8	5.7	9.5	3.7	
YPA	38.0	14.2	40.6	12.0	38.0	100.0	38%	33.5	12.5	33.5	23.4	8.7	15.1	5.6		
REC	35.0	11.9	37.0	6.0	35.5	50.0	71%	25.4	8.6	25.6	17.8	6.0	11.4	3.9		
TOB	16.3	6.3	17.5	6.0	16.3	50.0	33%	15.7	6.1	15.7	11.0	4.3	7.0	2.7		
ADM	12.6	4.7	13.6	-	13.6	-	0%	10.4	3.9	10.4	7.3	2.7	4.7	1.8		
CMY	15.3	6.6	16.7	-	16.7	-	0%	14.7	6.4	16.0	10.3	4.5	6.6	2.9		
SIC	1.9	-	1.9	-	1.9	-	0%	1.7	-	1.7	1.2	-	0.8	-		
ELK	23.0	-	23.0	-	23.0	-	0%	1.4	-	1.4	1.0	-	0.6	-		
BCP	26.5	10.4	28.6	-	28.6	-	0%	10.8	4.3	10.8	7.5	3.0	4.8	1.9		
VCE_23	7.9	3.4	8.6	-	8.6	-	0%	3.0	1.3	3.3	2.1	0.9	1.3	0.6		
VCE_66	2.4	3.8	15.1	-	15.1	-	0%	12.5	3.3	12.9	8.7	2.3	5.6	1.5		
AGE	1.0	2.6	11.0	-	11.0	-	0%	2.3	1.0	2.6	1.6	0.7	1.1	0.5		
GNH	25.1	8.8	26.6	-	26.6	-	0%	22.9	8.0	24.2	16.0	5.6	10.3	3.6		
CVP	12.3	4.2	13.0	-	13.0	-	0%	10.1	3.5	10.7	7.1	2.4	4.5	1.6		
CAI	6.9	3.3	11.0	-	11.0	-	0%	9.0	2.8	9.4	6.3	1.9	4.1	1.2		
VMC	6.9	-	6.9	-	6.9	-	0%	3.3	-	3.3	2.3	-	1.5	-		
ING	17.1	5.7	18.0	-	18.0	-	0%	14.8	5.0	16.4	10.4	3.5	6.7	2.2		
S U R	AYO	23.1	10.5	25.3	-	25.3	41.7	61%	16.6	7.5	18.2	11.6	5.3	7.5	3.4	
	TRI	27.0	12.1	29.6	12.0	27.0	83.3	32%	23.1	10.4	23.2	16.2	7.3	10.4	4.7	
	WIN	8.6	3.6	8.6	-	8.6	-	0%	8.6	1.8	8.7	6.0	1.2	3.9	0.8	
	CBO	22.7	8.4	24.2	6.0	22.8	50.0	86%	9.1	3.4	9.5	6.4	2.4	4.1	1.5	
	SPA	16.0	6.2	17.2	6.0	16.0	20.0	80%	12.4	4.8	12.5	8.7	3.4	5.6	2.2	
	SUB	26.5	11.0	28.7	6.0	27.0	41.7	65%	20.7	8.6	20.8	14.5	6.0	9.3	3.8	
	NAT	35.2	16.4	40.0	12.0	37.0	117.0	37%	30.4	15.7	31.9	21.5	11.0	13.7	7.1	
	CAM	32.8	9.0	34.0	6.0	33.0	41.7	79%	24.7	6.7	24.7	17.3	4.7	11.1	3.0	
	ENC	89.0	35.4	95.8	24.0	89.7	120.0	75%	78.9	31.4	79.3	55.3	22.0	35.5	14.1	
	FLP	31.9	15.0	35.2	6.0	33.1	60.0	55%	28.2	13.2	29.1	19.7	9.2	12.7	5.9	
	SFP	35.7	15.0	37.7	6.0	35.7	111.0	41%	31.0	11.1	31.0	21.8	9.6	16.7	2.9	
	PFO	13.5	6.6	15.0	6.0	13.5	20.0	67%	11.3	5.5	11.3	7.9	3.9	5.1	2.5	
	FRAM	37.7	14.4	40.3	6.0	38.6	50.0	77%	22.5	8.7	22.6	15.7	6.1	10.1	3.9	
	SG	46.1	18.6	49.7	24.0	46.4	100.0	46%	35.8	14.5	37.1	25.1	10.1	16.1	6.5	
	MAU	18.2	8.7	20.2	12.0	18.5	83.3	22%	15.4	7.3	16.0	10.7	5.1	6.8	3.3	
	SJP	18.4	7.2	19.8	12.0	19.0	50.0	38%	14.5	5.7	15.8	10.1	4.0	6.5	2.6	
	BVS	17.3	8.0	19.1	6.0	17.4	50.0	35%	14.8	6.8	14.8	10.3	4.8	6.6	3.1	
	OOS	29.2	10.3	31.0	12.0	29.3	100.0	29%	24.5	8.7	24.7	17.1	6.1	11.0	3.9	
	BL	13.7	6.4	15.1	12.0	14.8	50.0	33%	12.1	5.7	13.6	8.4	4.0	5.4	2.7	
	PFO	93.1	41.8	102.0	12.0	97.7	113.3	86%	89.4	40.						



SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2027										MEDIA				LEVE	
		MAXIMAS					SIMULTANEA					MW		MVA		MW	MVA
		MW	MVA	MVA	MVA	Capac.	MVA	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVA	MVA	MW	MVA	MW	MVA	
METROPOLITANO	VNA	61.1	24.7	65.9	24.0	24.0	61.1	100.0	61%	40.8	16.5	41.5	28.5	11.5	18.3	7.4	
	SLO	170.2	66.5	182.7	72.0	170.3	240.0	70%	143.3	56.0	144.2	130.3	48.4	64.3	25.2		
	LAM	193.5	72.9	206.8	24.0	199.6	240.0	83%	186.7	70.4	192.4	130.7	49.2	84.0	31.7		
	PBO	182.9	67.7	195.1	24.0	188.1	240.0	78%	117.3	43.3	118.8	82.1	30.3	52.8	19.5		
	LM	343.0	134.3	363.3	48.0	310.0	160.0	57%	84.6	32.3	85.1	59.3	22.6	38.1	14.8		
	PSA	140.9	55.5	151.5	24.0	144.4	240.0	60%	119.6	47.2	121.8	83.7	33.1	53.8	21.3		
	PCA	166.5	66.9	179.5	24.0	172.0	240.0	72%	97.2	39.1	98.4	68.1	27.4	43.8	17.6		
	VALU	138.4	54.9	142.8	48.0	139.1	300.0	46%	109.3	37.8	111.2	76.5	19.5	49.2	12.5		
	BMY	95.0	28.0	99.1	12.0	96.4	120.0	89%	68.7	20.7	69.2	48.1	14.5	30.9	9.3		
	GUA	66.0	26.8	71.3	48.0	69.4	160.0	43%	54.3	22.0	60.2	38.0	15.4	24.4	9.9		
	FR	24.3	9.6	26.1	6.0	24.6	40.0	61%	15.3	6.1	15.3	10.7	4.3	6.9	2.7		
	VAP	3.1	0.9	3.2	-	3.2	12.0	27%	2.9	0.9	3.0	2.0	0.6	1.3	0.4		
	ELA	34.0	13.9	38.4	6.0	36.7	120.0	31%	32.4	19.0	34.9	22.7	13.3	14.8	8.6		
	CAP	111.0	46.8	120.5	48.0	111.0	160.0	69%	101.6	42.9	101.7	71.1	30.0	45.7	19.3		
	LAV	136.5	32.0	140.2	48.0	137.5	160.0	86%	127.2	29.8	128.5	89.1	20.9	57.3	13.4		
	LIQ	196.5	69.7	208.5	72.0	196.5	240.0	82%	177.1	62.9	177.3	134.0	44.0	79.7	28.3		
	SAN	132.9	41.6	139.3	24.0	134.1	160.0	84%	123.6	38.7	124.5	86.5	27.1	55.6	17.4		
	ALT	50.1	13.4	51.9	12.0	50.1	60.0	84%	46.2	12.5	46.2	32.4	8.7	20.8	5.6		
	SM	93.9	37.4	101.1	18.0	95.9	150.0	64%	68.0	27.1	68.6	47.6	19.0	30.6	12.2		
	CEN	47.9	18.2	51.2	12.0	48.3	60.0	89%	43.4	8.9	23.6	16.4	6.3	10.5	4.0		
	BPA	163.8	45.2	169.9	24.0	165.2	200.0	83%	121.9	33.5	122.3	83.3	23.5	54.9	15.1		
	TBO	83.1	32.8	89.3	18.0	84.4	90.0	94%	74.4	29.4	75.3	52.1	20.5	33.5	13.2		
	CEJ	48.8	16.6	52.5	12.0	50.0	60.0	83%	44.6	14.9	44.7	31.2	10.4	16.7	6.7		
	REP	69.5	27.2	74.7	18.0	70.1	90.0	78%	62.5	24.5	62.9	43.8	17.1	28.1	11.0		
	MRA	70.4	26.5	75.2	18.0	70.9	90.0	79%	66.0	24.8	66.4	46.2	17.4	29.7	11.2		
	FDM	73.4	25.6	77.8	18.0	73.8	90.0	82%	67.6	23.6	67.9	47.3	16.5	30.4	10.6		
	MEJ	72.2	23.2	75.9	12.0	72.9	120.0	89%	57.1	18.5	57.1	40.8	12.9	25.9	8.9		
	VTA	26.4	11.4	28.8	12.0	26.4	60.0	44%	22.4	9.6	22.5	15.7	6.8	10.1	4.3		
	ITG	76.5	27.2	81.2	24.0	76.6	100.0	77%	69.7	24.8	69.7	48.8	17.3	31.4	11.1		
	CNE	41.2	16.0	44.2	18.0	41.3	60.0	69%	39.7	15.4	39.8	27.8	10.8	17.9	6.9		
	ONU	47.2	18.4	49.8	6.0	48.2	60.0	80%	42.8	17.4	43.8	30.7	11.9	19.3	7.7		
	PAR	26.6	10.2	28.5	12.0	26.7	60.0	44%	20.7	9.8	25.8	18.0	6.9	11.5	4.4		
	QUI	31.6	12.8	34.1	6.0	32.3	50.0	65%	29.7	12.1	30.3	20.8	8.4	13.4	5.4		
	CAU	19.0	8.3	20.7	-	19.3	60.0	32%	17.5	7.6	18.0	12.2	5.2	7.9	3.4		
	BTW	15.1	5.0	15.9	-	15.9	-	0%	9.0	2.9	9.5	6.3	2.1	4.0	1.3		
	BRO	36.6	16.5	40.1	12.0	36.9	60.0	61%	31.6	14.3	31.7	22.2	10.0	14.2	6.4		
	VEL	72.0	24.9	76.2	24.0	72.0	180.0	45%	67.4	23.3	67.4	47.2	16.3	30.3	10.5		
	VZ	19.9	11.1	22.0	24.0	22.0	60.0	29%	18.1	10.6	22.5	12.6	6.4	8.1	4.0		
	BJA	75.1	28.7	80.4	12.0	77.0	100.0	77%	45.5	17.2	45.8	31.8	12.1	20.5	7.8		
	ZIS	54.0	19.4	57.3	18.0	54.0	120.0	45%	49.0	17.6	49.0	34.3	12.3	22.1	7.9		
	AUT	44.4	17.7	47.8	18.0	44.8	120.0	37%	38.3	15.3	38.3	26.3	10.7	17.2	6.8		
	BAR	47.2	17.1	50.2	6.0	48.5	50.0	97%	40.4	14.8	41.4	28.3	10.3	18.2	6.6		
	AYE	29.3	12.4	31.8	6.0	30.0	50.0	60%	27.7	11.7	28.3	19.4	8.2	12.5	5.3		
	ITA	40.2	16.3	43.3	12.0	40.4	100.0	40%	32.1	13.0	32.1	22.5	9.1	14.4	5.9		
	CRP	23.7	9.2	25.4	6.0	23.9	50.0	48%	22.7	8.9	22.9	15.9	6.2	10.5	4.0		
YPA	40.6	15.2	43.3	12.0	40.7	100.0	41%	35.9	13.4	35.9	25.1	9.3	16.1	6.0			
REC	40.2	12.6	42.1	6.0	40.7	50.0	81%	29.3	9.2	29.5	20.5	6.5	13.2	4.1			
TOB	17.4	6.8	18.7	6.0	17.4	50.0	35%	16.7	6.5	16.7	11.7	4.6	7.5	2.9			
ENB	19.6	7.5	24.0	6.0	19.6	50.0	39%	18.4	7.0	18.4	13.9	5.6	8.3	3.2			
PAR I	2.3	0.9	2.5	6.0	5.0	11%	5.0	1.1	5.0	1.1	5.0	1.1	5.0	1.1			
ADM	13.4	5.0	14.4	-	-	-	-	11.4	4.3	12.2	8.0	3.0	5.1	1.9			
CNY	16.3	7.1	17.8	-	-	-	-	16.0	6.9	17.4	11.2	4.9	7.2	3.1			
SIC	2.4	-	2.4	-	-	-	-	2.2	-	2.2	1.5	-	1.0	-			
ELK	24.5	-	24.5	-	-	-	-	1.8	-	1.8	1.3	-	0.8	-			
BCP	27.0	10.6	29.0	-	-	-	-	11.3	4.5	11.4	7.9	3.1	5.1	2.0			
VCE 23	6.5	3.6	9.2	-	-	-	-	3.8	1.5	3.8	2.5	1.1	1.8	0.7			
VCE 66	15.5	4.1	16.1	-	-	-	-	13.6	3.5	14.0	9.5	2.5	6.1	1.6			
ACE	3.0	1.3	3.3	-	-	-	-	3.0	1.3	3.2	2.1	0.9	1.3	0.6			
GHN	20.8	7.2	22.0	-	-	-	-	19.1	6.6	20.2	13.4	4.6	8.6	3.0			
CVP	13.1	4.5	13.9	-	-	-	-	11.1	4.5	11.7	7.8	2.7	5.0	1.7			
CAI	11.0	3.4	11.5	-	-	-	-	9.7	3.0	10.2	6.8	2.1	4.4	1.3			
VMC	7.4	2.4	7.4	-	-	-	-	3.9	3.9	3.9	2.7	1.7	1.7	0.7			
AYO	24.8	11.3	27.2	-	27.2	41.7	65%	18.2	8.3	19.9	12.7	5.8	8.2	2.4			
TRI	28.4	12.8	31.1	12.0	28.4	83.3	34%	24.6	11.1	24.6	17.2	7.7	11.1	5.0			
VIN	9.5	2.0	9.7	-	9.7	20.0	49%	9.5	2.0	9.7	6.6	1.4	4.3	0.9			
OSO	26.3	9.8	28.0	6.0	26.3	50.0	53%	18.3	4.0	19.8	13.5	5.8	8.0	1.8			
SPA	17.1	6.7	18.4	6.0	17.2	20.0	86%	13.4	5.2	13.5	9.4	3.7	6.0	2.4			
SUB	28.0	11.6	30.4	6.0	28.6	41.7	69%	22.0	9.1	22.2	15.4	6.4	9.9	4.1			
NAT	34.8	18.0	39.2	6.0	36.1	50.0	85%	30.5	15.5	31.4	21.0	10.9	15.5	7.0			
CAM	35.0	9.6	36.3	6.0	35.2	41.7	84%	28.6	7.2	28.6	18.6	5.1	12.0	3.3			
ENC	95.7	38.1	103.0	24.0	96.7	120.0	81%	85.1	33.9	85.7	59.6	23.7	38.3	15.2			
RL	26.6	12.5	29.3	6.0	27.3	60.0	46%	23.6	11.1	24.2	16.5	7.8	10.6	5.0			
SFP	5.2	2.4	5.3	6.0	5.2	13.5	63%	4.4	1.4	4.4	3.2	1.1	1.4	0.5			
PFO	14.4	7.0	16.0	6.0	14.4	20.0	72%	12.3	6.0	12.3	8.6	4.2	5.5	2.7			
FRAM	36.1	13.9	38.7	6.0	37.0	50.0	74%	32.0	8.8	32.0	25.9	6.2	10.3	4.0			
SG	49.0	19.8	52.8	24.0	49.2	100.0	49%	38.4	15.5	39.4	26.9	10.8	17.3	7.0			
MAU	22.3	10.8	24.8	12.0	22.4	83.3	27%	19.0	9.2	19.7	13.3	6.4	8.9	4.1			
SJP	21.8	8.5	23.4	12.0	22.1	50.0	44%	16.5	6.5	17.4	11.0	4.5	7.4	2.9			
BVS	18.3	8.5	20.2	6.0	18.5	50.0	37%	15.8	7.3	15.8	11.5	5.1	7.1	3.3			
COOS	31.3	11.0	33.2	12.0	31.4	100.0	31%	28.3	9.4	28.5	18.4	6.6	11.9	4.6			
PI	14.5	6.8	16.0	12.0	15.4	50.0	31%	12.9	6.0	14.2	9.0	4.2					



SISTEMA	NOMBRE	M A X I M A S					C A R G A S 2 0 2 8			S I M U L T A N E A			M E D I A		L E V E	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr	
M E T R O P O L I T A N O	VHA	65.2	26.3	70.3	24.0	65.2	100.0	65%	43.7	17.6	44.2	30.6	12.4	19.7	7.9	
	SLO	175.9	68.7	188.8	72.0	175.9	240.0	73%	148.3	58.0	149.0	103.8	40.6	66.7	24.3	
	LAM	210.5	79.6	225.1	24.0	217.7	240.0	91%	202.2	76.4	208.9	141.6	53.5	91.0	34.4	
	PEO	196.8	72.9	209.9	24.0	202.8	240.0	85%	126.4	46.6	128.4	88.5	32.6	56.9	21.0	
	UMI	36.7	36.5	102.4	48.0	36.4	160.0	60%	30.2	34.4	31.2	63.1	24.1	40.6	15.6	
	PSA	147.0	57.7	157.9	24.0	150.8	240.0	63%	125.1	49.2	127.6	87.5	34.4	56.3	22.1	
	PCA	180.2	72.4	194.2	24.0	186.6	240.0	78%	105.6	42.4	107.2	73.9	29.7	47.5	19.1	
	VAD	143.1	36.6	147.7	48.0	143.5	300.0	48%	114.1	29.6	115.6	79.9	20.7	51.3	13.3	
	BMO	92.4	27.2	96.3	12.0	93.7	120.0	78%	67.0	20.2	67.6	46.8	14.1	30.2	9.1	
	GUA	70.0	28.4	75.6	48.0	72.7	160.0	45%	57.7	23.4	62.7	40.4	16.4	26.0	10.5	
	FR	25.8	10.2	27.7	6.0	26.1	40.0	65%	16.5	6.5	16.5	11.5	4.6	7.4	2.9	
	VAR	3.5	1.1	3.7	0.0	3.7	12.0	31%	3.4	2.0	3.5	2.4	0.7	1.5	0.5	
	ELA	46.7	26.0	53.4	6.0	50.8	120.0	42%	44.8	25.0	48.6	31.3	17.5	20.1	11.2	
	CAP	119.1	50.3	129.3	48.0	119.1	160.0	74%	109.2	46.1	109.3	76.5	32.3	49.2	20.7	
	LAV	141.0	33.1	144.9	48.0	141.8	160.0	89%	131.7	30.9	132.8	92.2	21.6	59.3	13.9	
	LIQ	192.1	68.2	203.8	72.0	192.4	240.0	90%	173.4	61.5	173.7	121.4	43.1	73.0	27.7	
	SAN	143.0	44.8	149.9	24.0	144.6	160.0	90%	133.2	41.7	134.3	93.2	29.2	59.9	18.8	
	ALT	41.0	12.4	42.9	12.0	41.0	60.0	68%	38.2	11.6	38.2	26.8	8.1	17.2	5.2	
	SMI	118.2	45.5	126.6	18.0	121.3	150.0	81%	85.9	33.0	87.2	60.2	23.1	38.7	14.8	
	CEN	51.2	19.5	54.7	12.0	51.7	60.0	86%	25.2	9.6	25.3	17.7	6.7	11.3	4.3	
	BPA	165.5	45.4	171.6	24.0	166.9	200.0	83%	123.5	33.8	123.9	86.5	23.7	56.6	15.5	
	TBO	76.5	29.4	81.9	18.0	77.3	90.0	88%	69.1	26.5	69.6	48.4	18.6	31.1	11.9	
	GDI	49.7	16.6	52.4	12.0	49.9	60.0	83%	35.7	15.0	44.8	31.3	10.5	20.1	6.7	
	REP	79.4	30.9	85.2	18.0	80.4	90.0	89%	72.4	28.2	73.1	50.7	19.7	32.6	12.7	
	MRA	69.4	26.1	74.1	18.0	69.8	90.0	78%	65.2	24.5	65.5	45.6	17.1	29.3	11.0	
	FRM	20.3	6.1	21.3	12.0	20.3	30.0	57%	18.4	6.7	18.4	13.7	5.1	8.4	3.1	
	MBU	77.0	25.0	81.0	18.0	77.3	90.0	86%	61.1	19.8	61.1	42.8	13.9	27.5	8.9	
	VTA	24.2	10.3	26.3	12.0	24.2	60.0	40%	20.5	8.8	20.7	14.3	6.1	9.2	3.9	
	FRD	25.5	7.6	26.2	12.0	25.5	100.0	75%	23.3	8.5	23.3	16.5	6.5	10.3	5.6	
	CAE	32.9	12.3	35.3	18.0	33.3	60.0	52%	31.8	12.3	32.3	22.3	8.6	14.3	5.6	
	CNU	50.1	20.0	53.9	12.0	51.0	60.0	85%	45.6	18.2	46.5	31.9	12.7	20.5	8.2	
	PAR	28.3	10.8	30.3	12.0	28.3	60.0	47%	27.4	10.5	27.5	19.2	7.3	12.3	4.7	
	OLI	34.1	13.8	36.8	18.0	35.1	60.0	48%	32.8	13.1	33.1	23.6	9.2	15.4	5.3	
	CAU	20.4	8.0	22.3	12.0	20.7	60.0	34%	19.0	8.3	19.4	13.3	5.8	8.6	3.7	
	BTW	16.1	5.3	17.0	12.0	17.0	0%	0%	9.9	3.2	10.4	6.9	2.3	4.4	1.5	
	BRO	17.6	4.2	17.7	12.0	17.6	60.0	39%	16.3	5.3	16.3	11.7	4.3	15.2	6.3	
	VEL	77.2	26.7	81.7	24.0	77.3	160.0	48%	72.4	28.0	72.4	50.7	17.5	32.6	11.3	
	VLZ	20.3	11.9	23.5	24.0	23.6	80.0	30%	19.4	11.4	23.1	13.6	8.0	8.7	5.1	
	BJA	81.1	30.9	86.8	12.0	83.3	100.0	83%	49.2	18.7	49.6	34.4	13.1	22.1	8.4	
	ZIS	81.4	29.2	85.6	18.0	82.2	120.0	82%	74.1	28.6	74.6	51.9	18.6	33.3	12.2	
	AUT	52.5	20.9	56.5	18.0	52.6	120.0	44%	45.3	18.1	45.3	31.7	12.7	20.4	8.1	
	BAR	87.5	31.3	93.0	12.0	89.6	100.0	90%	75.3	27.2	76.8	52.7	19.0	33.9	12.2	
	AYE	31.2	13.2	33.9	6.0	32.2	60.0	52%	30.6	12.5	30.6	20.7	8.8	13.3	5.6	
	ITA	42.6	17.3	46.0	12.0	43.0	100.0	43%	34.2	13.9	34.2	23.9	9.7	15.4	6.2	
	CRP	25.3	9.8	27.1	6.0	25.6	50.0	51%	24.4	9.4	24.6	17.1	6.6	11.0	4.3	
YPA	43.4	16.2	46.3	12.0	43.6	100.0	44%	38.5	14.3	38.5	26.9	10.0	17.3	6.4		
RES	13.4	4.7	14.7	6.0	13.4	60.0	43%	12.4	4.8	12.4	9.4	3.1	9.4	2.4		
TOB	18.5	7.2	19.8	6.0	18.5	50.0	37%	17.9	6.9	17.9	12.5	4.9	8.0	3.1		
EMB	20.8	7.9	22.3	24.0	20.8	80.0	33%	19.6	7.5	25.6	13.7	5.2	8.8	3.4		
SBE	22.6	4.8	23.1	6.0	22.6	60.0	44%	20.8	4.4	20.9	14.6	3.1	9.4	2.4		
PAR II	2.4	0.9	2.6	6.0	2.4	56.0	11%	2.4	0.9	2.6	1.7	0.6	1.1	0.4		
ADM	14.3	5.4	15.3	12.0	14.3	0%	0%	12.4	4.7	13.3	8.7	3.3	5.6	2.1		
OMY	17.4	7.6	19.0	12.0	17.4	0%	0%	17.3	7.5	18.9	12.1	5.3	7.8	3.4		
SIC	2.9	1.1	2.8	0.0	2.9	0%	0%	2.6	1.1	2.6	1.8	0.8	1.2	0.5		
ELK	26.2	-	26.2	-	26.2	-	-	2.2	-	2.2	1.6	-	1.0	-		
BCP	27.5	10.8	29.5	-	27.5	-	-	11.8	4.6	11.9	8.2	3.3	5.3	2.1		
VCE_23	9.2	3.9	10.0	-	9.2	-	-	4.1	1.7	4.3	2.9	1.2	1.8	0.8		
VCE_66	16.5	4.3	17.0	-	16.5	-	-	14.7	3.8	15.1	10.3	2.7	6.6	1.7		
ACE	3.7	1.6	4.0	-	3.7	-	-	3.6	1.5	4.0	2.5	1.1	1.6	0.7		
GHN	21.0	7.2	22.2	-	21.0	-	-	19.3	6.7	20.4	13.5	4.7	8.7	3.0		
QVR	14.0	4.8	14.8	-	14.0	-	-	12.1	4.2	12.8	8.5	2.9	5.4	1.9		
CAI	11.5	3.5	12.0	-	11.5	-	-	10.4	3.2	10.9	7.3	2.2	4.7	1.4		
VMC	7.9	2.9	7.9	-	7.9	-	-	4.4	1.4	4.4	3.1	1.1	2.0	0.9		
ING	19.4	6.5	20.5	-	19.4	-	-	16.9	5.7	16.9	11.3	4.0	7.6	2.6		
S U R	AYO	26.6	12.1	29.2	-	29.2	41%	70%	19.8	9.0	21.7	13.8	6.3	8.9	4.0	
	TRI	29.8	13.4	32.7	12.0	29.9	83%	36%	26.0	11.7	26.0	18.2	8.2	11.7	5.3	
	VIN	10.4	2.2	10.6	20.0	10.6	20.0	53%	10.4	2.2	10.6	7.3	1.5	4.7	1.0	
	CSO	28.1	10.5	30.0	28.0	28.4	50.0	57%	11.7	4.3	11.8	8.2	3.0	5.3	2.0	
	SPA	20.4	7.9	21.9	12.0	20.8	60.0	35%	16.1	6.3	17.1	11.3	4.4	7.3	2.8	
	SUB	29.6	12.3	32.1	12.0	30.3	41%	73%	23.4	9.7	23.7	16.4	6.8	10.5	4.4	
	NAT	15.1	3.2	16.7	30.0	15.1	30.0	41%	11.7	3.2	12.0	26.1	17.6	9.1	11.4	5.1
	CAM	30.9	8.4	32.0	6.0	31.0	41%	74%	23.6	6.4	23.6	16.5	4.5	10.6	2.9	
	ENC	88.8	35.3	95.5	24.0	89.5	120.0	75%	79.1	31.5	79.5	55.4	22.0	35.6	14.2	
	FL	25.6	12.0	28.3	6.0	26.3	60.0	44%	22.9	10.7	23.4	16.0	7.6	10.3	4.8	
	SFP	13.2	5.7	14.4	13.0	13.2	13.0	47%	11.1	4.7	11.2	7.7	3.3	5.7	2.5	
	PFO	15.3	7.5	17.0	6.0	15.4	20.0	77%	13.3	6.5	13.3	9.3	4.6	6.0	2.9	
	FRAM	38.5	14.8	41.3	6.0	39.5	50.0	79%	24.6	9.5	24.9	17.2	6.7	11.1	4.3	
	SIS	50.0	20.2	54.0	50.0	50.0	100.0	59%	39.5	16.0	40.8	27.7	11.2	17.8	7.2	
	MAU	34.6	16.8	38.5	12.0	34.9	83%	42%	29.6	14.4	29.7	20.8	10.1	13.3	6.5	
	SJP	23.4	9.1	25.1	12.0	23.6	50.0	47%	17.8	7.0	18.5	12.4	4.9	8.0	3.1	
	BVS	19.3	9.0	21.3	12.0	19.6	50.0	39%	16.8	7.8	16.9	11.8	5.5	7.6	3.5	
	OSP	54.1	19.2	57.4	54.6	54.6	100.0	65%	46.8	16.4	46.8	32.1	11.6	20.8	7.8	
	PII	15.4	7.2	17.0	12.0	15.1	50.0	32%	13.7	6.4	14.8	9.6	4.5	6.2	2.9	
	ALB	25.8	11.8	28.4	12.0	25.8	50.0	52%	22.7	10.4	22.8	15.9	7.3	10.2	4.7	
	FRQ	38.5	94.0	89.2	12.0	89.8	113%	79%	82.7	37.1	86.5	57.9	26.0	47.2	16.7	
	IRY	30.0	8.4	31.2	-	31.2	41%	75%	25.0	7.0	25.9	17.5	4.9	11.2	3.1	
	K30	45.8	15.3	48.2	6.0	46.7	60.0	78%	39.5	13.2	40.1	27.6	9.2	17.8	5.9	
	FRU	24.4	7.0	25.4	-	25.4	41%	61%	19.0	5.4	19.8	13.3	3.8	8.6	2.4	
	PHI	30.8	12.9	33.4	6.0	31.6	41%	78%	24.9	10.5	25.2	17.4	7.4	11.2	4.7	
	CAT	44.3	22.2	49.5	6.0	47.2	61%	76%	40.1	20.1	42.5	28.1	14.1	18.0	9.1	
	COO	58.6	19.5	61.7	12.0	59.1	160.0	37%	53.5	17.8						



SISTEMA	NOMBRE	M A X I M A S				C A R G A S 2 0 2 9				S I M U L T A N E A			M E D I A		L E V E	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utiliz. %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr	
M E T R O P O L I T A N O	VHA	73.0	29.5	78.7	24.0	73.2	76%	50.0	20.2	50.2	35.0	14.1	22.5	9.1		
	SLO	195.0	75.0	208.9	72.0	195.0	240.0	81%	163.2	63.0	163.4	114.2	44.1	73.4	28.3	
	LAM	174.1	66.7	186.1	24.0	179.1	240.0	75%	168.1	63.4	172.7	117.7	44.4	75.7	28.5	
	RDO	21.5	7.5	21.1	24.0	24.0	30.0	87%	24.0	128.0	47.6	130.1	89.6	33.3	57.5	21.4
	LIM	101.7	38.8	108.8	48.0	102.1	160.0	64%	96.0	36.6	96.7	67.2	25.6	43.2	16.5	
	PSA	157.1	61.7	168.7	24.0	161.5	240.0	67%	134.1	52.7	137.1	93.9	36.9	60.3	23.7	
	PCA	190.2	76.4	205.0	24.0	197.3	240.0	82%	111.8	44.9	113.7	78.2	31.5	50.3	20.2	
	VAU	142.1	36.6	146.8	48.0	142.6	160.0	80%	113.8	23.7	115.3	73.7	20.8	51.2	13.4	
	BMO	99.8	29.8	104.2	12.0	101.4	120.0	84%	73.2	22.3	73.9	51.3	15.6	32.9	10.0	
	GUJ	81.5	31.8	87.5	48.0	83.1	160.0	52%	68.1	26.5	71.4	47.7	18.5	30.7	11.9	
	FR	27.4	10.8	29.4	6.0	27.8	40.0	69%	17.7	7.0	17.7	12.4	4.8	7.9	3.1	
	VAP	4.0	1.2	4.1	-	4.1	12.0	35%	3.8	1.1	4.0	2.7	0.8	1.7	0.5	
	ELA	31.2	16.9	36.5	6.0	33.0	120.0	28%	30.1	16.2	31.7	21.0	11.4	13.5	7.3	
	CAF	53.9	20.9	138.7	48.0	127.9	160.0	80%	117.4	49.5	117.4	82.2	34.7	56.7	22.3	
	LAV	138.4	32.5	142.2	48.0	139.3	160.0	87%	129.5	30.4	130.7	90.6	21.2	58.3	13.7	
	LIJ	205.4	72.9	217.9	72.0	205.4	240.0	86%	185.5	65.8	185.6	129.8	46.1	83.5	29.6	
	SIAN	43.4	16.4	145.2	24.0	139.9	160.0	87%	129.1	40.4	130.1	90.4	28.3	58.1	18.2	
	ALT	43.4	13.2	45.4	12.0	43.4	60.0	72%	40.7	12.3	40.7	28.5	8.6	18.3	5.5	
	SM	116.6	44.6	124.9	18.0	119.6	150.0	80%	85.0	32.5	86.2	59.5	22.7	38.2	14.6	
	CEN	51.6	19.6	55.2	12.0	52.2	60.0	87%	24.4	9.3	24.6	17.1	6.5	11.0	4.2	
	BPAA	162.3	44.5	168.2	24.0	163.5	200.0	82%	122.1	33.4	122.5	85.5	23.4	54.9	15.0	
	TBO	71.2	27.3	76.3	18.0	71.8	90.0	80%	64.5	24.7	64.9	45.2	17.3	29.0	11.1	
	GDI	52.9	17.7	55.8	12.0	53.2	60.0	89%	47.7	16.0	47.9	33.4	11.2	21.5	7.2	
	REP	104.0	40.6	111.6	18.0	105.4	120.0	79%	94.6	36.9	96.4	68.2	25.8	42.6	16.6	
	MRA	74.0	27.8	79.1	18.0	74.7	90.0	83%	69.7	26.2	70.2	48.8	18.3	31.4	11.8	
	FDM	50.8	17.9	53.9	18.0	50.8	90.0	56%	47.0	16.5	47.0	32.9	11.6	21.1	7.4	
	NEU	23.3	7.5	25.6	18.0	23.1	30.0	72%	18.5	57.2	18.5	40.0	13.0	25.7	8.0	
	VTA	25.7	11.0	28.0	12.0	25.7	60.0	43%	21.8	9.3	22.0	15.3	6.5	9.8	4.2	
	ITG	75.4	26.8	80.1	24.0	75.0	100.0	75%	69.0	24.5	69.0	48.3	17.2	31.1	11.0	
	CAE	35.0	13.6	37.5	18.0	35.3	60.0	80%	33.9	13.2	34.3	23.9	9.2	15.3	5.3	
	ONU	49.6	18.8	53.4	9.0	50.8	60.0	85%	45.3	18.1	46.2	31.7	12.7	20.0	8.1	
	PAR	27.4	10.5	29.4	12.0	27.5	60.0	46%	26.7	10.2	26.8	18.7	7.2	12.0	4.6	
	OLI	36.8	14.9	39.7	6.0	37.8	50.0	78%	35.1	14.2	36.1	24.6	10.0	15.8	6.4	
	CAU	22.0	9.6	24.0	22.0	22.1	60.0	90%	20.7	9.0	20.7	14.5	6.3	9.3	3.7	
	BTW	17.2	5.6	18.1	-	17.0	-	0%	10.7	3.5	11.3	7.5	2.5	4.8	1.6	
	BRO	41.5	18.7	45.5	12.0	42.0	60.0	70%	36.2	16.3	36.4	25.3	11.4	16.3	7.3	
	VEL	122.8	45.1	130.2	18.0	122.1	160.0	82%	114.2	40.1	114.4	79.9	28.0	51.9	18.5	
	VLZ	21.7	12.7	25.5	12.0	24.4	80.0	31%	20.8	12.2	22.9	14.6	8.6	9.4	5.5	
	BJA	109.0	42.0	116.8	18.0	111.6	150.0	74%	68.0	26.1	68.4	47.6	18.3	30.6	11.7	
	ZIS	31.3	12.4	32.4	18.0	31.3	60.0	73%	29.3	28.5	29.3	19.9	5.5	19.9	6.0	
	AUT	56.0	22.3	60.3	18.0	56.1	120.0	47%	48.3	19.3	48.4	33.8	13.5	21.8	8.7	
	BAR	78.8	27.6	83.5	12.0	80.3	100.0	80%	67.3	23.9	68.3	47.1	16.7	30.3	10.7	
	AYE	35.1	14.1	34.2	12.0	34.2	60.0	68%	31.6	13.4	32.4	22.1	9.4	14.2	6.0	
	ITA	45.3	18.4	48.8	12.0	45.7	100.0	66%	38.4	14.8	36.5	25.5	10.4	16.4	6.7	
	CRP	27.0	10.5	28.9	6.0	27.3	50.0	55%	26.1	10.1	26.5	18.3	7.1	11.8	4.6	
YPA	46.4	17.3	49.5	12.0	46.7	100.0	47%	41.2	15.3	41.3	28.8	10.7	18.5	6.9		
RES	38.7	11.6	42.0	18.0	39.1	50.0	78%	29.4	9.5	29.5	19.9	6.9	12.8	5.0		
TOB	19.7	7.6	21.1	6.0	19.8	50.0	40%	19.1	7.4	19.1	13.4	5.2	8.6	3.3		
EMB	22.1	8.4	23.7	24.0	22.0	80.0	34%	20.9	8.0	26.3	14.6	5.6	9.4	3.6		
SBE	23.9	5.1	24.4	6.0	23.9	60.0	43%	22.1	4.6	22.2	15.5	3.3	10.0	2.7		
CRY	18.7	11.0	21.7	6.0	19.3	50.0	39%	18.0	10.5	18.5	12.6	7.4	8.1	4.7		
TER	58.4	20.1	61.8	12.0	59.0	100.0	59%	54.1	18.9	54.6	37.9	13.2	24.4	8.5		
STA	27.1	7.7	26.2	18.0	27.1	150.0	27%	18.0	5.9	22.6	13.3	4.1	8.5	2.1		
PAR II	5.2	2.0	5.5	6.0	6.6	50.0	13%	5.0	1.9	6.5	3.5	1.4	2.3	0.9		
ADM	15.3	5.7	16.3	-	15.3	-	-	13.5	5.1	14.4	9.5	3.5	6.1	2.3		
OMY	18.8	8.2	20.5	-	18.8	-	-	18.7	8.1	20.4	13.1	5.7	8.4	3.7		
SK	3.0	-	3.0	-	3.0	-	-	3.0	-	3.0	2.1	-	1.3	-		
ELK	27.9	-	27.9	-	27.9	-	-	2.6	-	2.6	1.8	-	1.2	-		
BGP	28.0	11.1	30.1	-	28.0	-	-	12.2	4.8	12.3	8.6	3.4	5.5	2.2		
VCE23	9.9	4.2	10.7	-	9.9	-	-	4.6	2.0	4.7	3.2	1.4	2.1	0.9		
VCE66	17.5	4.6	18.1	-	17.5	-	-	15.8	4.1	16.3	11.0	2.9	7.1	1.9		
ACE	4.4	1.9	4.8	-	4.4	-	-	4.3	1.8	4.7	3.0	1.3	2.0	0.8		
CHN	7.7	3.7	23.6	-	7.7	-	-	20.6	7.1	21.8	14.4	5.0	9.3	3.7		
CVP	14.9	5.1	15.8	-	14.9	-	-	13.1	4.5	13.9	9.2	3.2	5.9	2.0		
CAI	12.0	3.7	12.6	-	12.0	-	-	11.1	3.4	11.6	7.8	2.4	5.0	1.5		
VMS	8.4	-	8.4	-	8.4	-	-	4.9	-	4.9	3.4	-	2.2	-		
ING	20.7	6.9	21.9	-	20.7	-	-	18.1	6.1	19.0	12.7	4.3	8.1	2.7		
N E U R O	AYO	28.6	13.0	31.4	-	31.4	41.7	75%	21.5	9.8	23.6	15.0	6.8	9.7	4.4	
	VIN	31.4	14.1	34.4	12.0	31.4	83.3	24.4	27.5	12.4	27.5	18.7	8.7	12.4	5.6	
	CBO	11.3	2.4	11.6	-	11.3	-	-	11.3	2.4	11.5	7.9	1.6	5.1	1.1	
	SPO	32.3	12.0	34.5	6.0	32.9	50.0	66%	13.6	5.1	13.6	9.5	3.5	6.1	2.3	
	SBA	21.8	8.5	23.4	12.0	22.1	60.0	37%	17.4	6.8	18.2	12.2	4.7	7.8	3.0	
	SUB	31.3	13.0	33.9	32.0	31.3	41.7	82%	24.8	9.3	25.2	17.4	7.2	11.2	4.8	
	NAT	30.9	16.0	34.8	6.0	32.5	41.7	78%	26.9	13.9	28.0	18.8	9.8	12.1	6.3	
	CAM	32.9	9.0	34.1	6.0	33.0	41.7	79%	25.3	6.9	25.3	17.7	4.8	11.4	3.1	
	ROJ	30.9	36.2	37.8	91.0	30.9	120.0	71%	17.9	28.5	17.9	55.8	22.6	38.9	14.5	
	FL	27.1	12.7	30.0	6.0	28.0	60.0	47%	24.4	11.4	25.0	17.1	8.0	11.0	5.1	
	SPP	14.0	6.0	15.2	3.0	14.3	20.0	72%	11.8	5.1	12.0	8.3	3.6	5.3	2.3	
	IFRO	74.1	27.4	76.9	18.0	74.1	150.0	63%	15.3	6.5	15.3	10.3	4.6	6.0	2.6	
	FRAM	38.8	14.9	41.6	6.0	39.8	50.0	80%	25.6	9.9	25.9	17.9	6.9	11.5	4.5	
	SIG	53.2	21.5	57.3	24.0	53.2	100.0									



SISTEMA	NOMBRE	MAXIMAS										CARGAS 2030			SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	Pot. Inst. MVA	Utilización	MW	MVA	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA			
		Capac.				Comp.															
M T R O P O L I T A N O	VHA	75.7	30.6	81.6	24.0	163.0	100.0	76%	52.2	21.1	52.3	36.5	14.7	23.5	9.5						
	SLO	163.6	62.7	175.2	72.0	203.9	240.0	68%	136.7	52.6	138.1	95.7	36.8	61.5	23.7						
	LAM	178.8	65.6	185.8	24.0	178.8	240.0	83%	117.5	63.3	172.4	117.5	46.5	75.5	28.5						
	FBO	197.5	74.1	210.9	24.0	203.7	240.0	85%	116.8	43.8	118.5	91.8	32.0	30.7	18.7						
	LM	108.1	41.2	115.7	48.0	108.3	160.0	68%	102.2	39.0	102.6	71.5	27.3	46.0	17.0						
	PSA	152.4	72.2	205.5	24.0	153.3	240.0	83%	150.0	56.5	154.2	105.5	39.6	67.9	25.4						
	PCA	197.0	79.1	212.3	24.0	204.6	240.0	85%	116.2	46.7	118.4	81.3	32.7	32.7	21.5						
	VAU	163.5	41.9	168.9	48.0	163.7	300.0	55%	130.8	33.9	131.6	91.6	23.7	58.9	15.3						
	SMO	105.2	31.7	110.8	24.0	106.5	240.0	68%	78.1	23.8	78.1	54.7	16.6	35.1	10.7						
	GLA	86.2	33.7	92.5	48.0	87.4	160.0	55%	72.1	28.1	74.8	50.5	19.6	32.5	12.6						
	PR	27.9	11.1	30.0	6.0	28.4	40.0	71%	18.2	7.2	18.2	12.7	5.0	8.2	3.2						
	VAP	4.2	1.3	4.4	4.4	4.4	12.0	37%	4.2	1.3	4.4	2.9	0.9	1.3	0.6						
	ELA	33.4	18.0	37.9	6.0	35.5	120.0	30%	32.2	17.4	34.1	22.5	12.2	14.5	7.8						
	CAP	110.3	46.6	119.7	48.0	110.3	160.0	69%	101.5	42.8	101.6	71.0	30.0	45.7	19.3						
	LAV	30.0	13.9	48.0	12.0	45.0	60.0	77%	43.2	13.0	43.2	30.2	9.1	13.4	5.9						
	LUJ	166.8	59.2	177.0	72.0	167.3	240.0	70%	150.8	53.5	151.9	105.6	37.5	67.9	24.1						
	SAN	130.1	40.7	136.4	24.0	131.2	160.0	82%	121.4	38.0	122.2	85.0	26.6	54.6	17.1						
	ALT	13.9	13.9	48.0	12.0	45.0	60.0	77%	43.2	13.0	43.2	30.2	9.1	13.4	5.9						
	SM	121.3	46.4	129.9	48.0	124.6	160.0	83%	88.5	33.8	89.9	62.0	23.7	39.8	15.2						
	CEN	41.5	16.1	44.6	12.0	41.7	60.0	70%	29.4	11.5	29.4	20.6	8.0	13.2	5.2						
	BPA	159.9	43.3	164.8	24.0	163.1	200.0	80%	120.1	32.6	120.4	84.0	22.8	54.0	14.7						
	TBO	71.2	27.2	76.2	18.0	71.8	90.0	80%	64.6	24.7	65.0	45.2	17.3	29.1	11.1						
	GDI	48.7	18.7	52.2	12.0	49.2	60.0	82%	43.5	16.7	43.8	30.5	11.7	19.6	7.5						
	REP	108.9	42.5	116.9	18.0	111.6	150.0	74%	99.2	38.7	101.3	69.5	27.1	44.6	17.4						
	MRA	72.4	27.2	77.3	18.0	73.0	90.0	81%	68.2	25.6	68.7	47.8	18.0	30.7	11.5						
	FDM	54.2	19.1	57.5	18.0	54.2	90.0	60%	50.2	17.6	50.2	35.1	12.3	22.6	7.9						
	MBU	60.3	19.5	63.4	18.0	60.3	90.0	60%	48.0	15.6	48.1	33.6	10.8	21.7	7.0						
	VTA	36.1	15.7	39.4	12.0	36.3	60.0	61%	30.9	13.4	30.9	21.6	9.4	13.9	6.0						
	ITG	79.3	28.2	84.1	24.0	79.4	100.0	79%	72.6	25.8	72.6	50.8	18.1	32.7	11.6						
	CAE	14.5	14.5	39.9	12.0	14.5	60.0	62%	13.6	4.8	13.6	9.3	3.3	4.8	1.8						
	CNU	45.1	18.0	48.6	48.0	46.0	60.0	77%	41.3	16.5	42.0	28.9	11.5	18.6	7.4						
	PAR	35.8	13.7	38.3	12.0	35.8	60.0	60%	34.9	13.4	34.9	24.4	9.3	15.7	6.0						
	QUI	16.9	16.9	45.1	12.0	16.9	50.0	81%	16.1	6.1	16.1	11.4	4.0	5.8	2.2						
	CAU	23.7	10.4	25.9	12.0	23.8	60.0	40%	22.4	9.8	22.5	15.7	6.9	10.1	4.4						
	BTW	18.4	6.0	19.3	18.0	17.3	120.0	0%	11.6	3.8	12.2	8.1	2.7	5.2	1.7						
	BRO	44.2	19.9	48.5	12.0	44.9	60.0	75%	39.6	17.7	39.0	27.3	10.0	17.0	7.2						
	VEL	105.5	38.0	112.2	48.0	106.0	160.0	66%	99.0	35.7	99.8	69.3	25.0	44.6	16.0						
	VLZ	23.2	13.6	26.9	24.0	25.4	80.0	32%	22.3	13.1	24.8	15.6	9.2	10.1	5.9						
	BZJA	46.1	127.4	47.4	18.0	46.1	100.0	81%	74.6	28.3	74.6	52.6	19.2	35.1	12.4						
	ZIS	90.0	32.9	95.8	18.0	91.2	120.0	76%	83.1	30.4	84.0	58.2	21.3	37.4	13.7						
	AUT	74.7	27.3	79.6	18.0	75.3	120.0	63%	65.7	23.9	66.0	48.0	16.7	29.6	10.8						
	BAR	69.3	23.3	68.0	18.0	69.3	150.0	62%	54.4	20.0	54.4	34.0	14.0	24.5	9.0						
	AYE	35.4	15.0	38.4	18.0	35.6	50.0	73%	33.6	14.3	34.6	23.5	10.0	15.1	6.4						
	ITA	44.4	17.9	47.9	12.0	44.4	60.0	65%	40.7	15.6	40.7	27.6	9.9	15.6	6.4						
	CRP	20.1	7.8	21.5	6.0	20.2	50.0	40%	19.5	7.6	19.6	13.7	8.6	3.4	3.4						
YPA	40.7	14.5	43.2	12.0	40.8	100.0	41%	36.4	12.9	36.4	25.5	9.0	16.4	5.8							
REC	41.0	15.3	42.8	12.0	41.0	50.0	83%	30.1	11.1	30.1	21.3	6.3	13.6	4.1							
TOB	20.9	8.1	22.5	6.0	21.0	50.0	42%	20.4	7.9	20.4	14.1	5.5	9.2	3.6							
EMB	23.5	9.0	25.2	24.0	27.9	80.0	35%	22.2	8.5	27.1	15.5	5.9	10.0	3.8							
SBE	5.3	25.8	25.8	6.0	5.3	50.0	51%	23.5	4.9	23.6	16.5	5.4	10.5	4.0							
CRY	20.0	11.7	23.2	6.0	20.8	50.0	42%	19.3	11.3	20.0	13.5	7.9	8.7	5.1							
TER	62.6	21.5	66.2	12.0	63.3	100.0	63%	58.0	20.2	58.6	40.6	14.2	26.1	9.1							
ITA	21.1	17.4	18.0	12.0	21.1	150.0	62%	16.3	6.2	16.3	11.4	4.0	5.8	2.2							
CAI-I	37.2	14.8	40.0	6.0	38.2	50.0	76%	32.0	12.7	32.7	22.4	8.9	14.4	5.7							
ARE	32.4	13.1	35.0	6.0	33.2	50.0	66%	29.7	12.0	30.3	20.8	8.4	13.4	5.4							
NEM	30.0	90.8	30.0	6.0	30.0	50.0	65%	27.6	10.0	27.6	19.2	7.4	10.2	4.4							
LUQ-II	73.2	26.0	77.6	24.0	73.2	100.0	73%	66.1	23.5	66.1	46.3	16.4	29.8	10.6							
PAR-II	5.5	2.1	5.9	6.0	6.7	50.0	13%	5.4	2.1	5.7	3.8	1.4	2.4	0.9							
ADM	6.1	17.4	17.4	6.0	6.1	50.0	58%	14.6	5.5	14.6	10.2	3.8	6.6	3.5							
CMY	20.2	8.8	22.0	6.0	20.1	8.7	21.9	14.1	6.1	9.1	6.1	9.1	3.9								
SIC	3.4	-	3.4	3.4	3.4	-	-	3.4	-	3.4	2.4	-	1.5	-							
ELK	29.8	-	29.8	29.8	29.8	-	-	29.8	-	29.8	2.1	-	1.3	-							
BCP	28.5	11.3	30.7	7.0	28.5	10.0	12.7	8.8	3.5	5.7	2.2										
VCE 23	10.6	4.5	11.6	11.6	10.6	2.2	5.2	3.6	1.5	2.3	1.0										
VCE 6B	14.6	4.8	19.2	19.2	14.6	4.4	5.2	3.6	1.5	2.3	1.0										
ACE	5.1	2.2	5.6	5.6	5.1	2.2	5.6	3.6	1.5	2.3	1.0										
GHN	23.5	8.1	24.9	24.9	23.5	7.9	23.1	15.3	5.3	9.8	3.4										
QVP	15.0	16.8																			

# **Anexo 5**

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

## PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA

### CONFIGURACIÓN: Interconectado

#### Carga Punta del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2021	3.048	804	214	-	4.066	3.772	25	269	6,61
2022	3.172	904	214	-	4.289	3.976	25	288	6,72
2023	3.401	904	214	-	4.518	4.194	25	300	6,63
2024	3.115	1.516	120	-	4.751	4.491	25	234	4,93
2025	3.463	1.516	120	-	5.099	4.805	25	269	5,28
2026	3.699	1.516	240	-	5.455	5.174	25	255	4,68
2027	4.084	1.516	240	-	5.840	5.566	25	249	4,27
2028	4.469	1.516	240	35	6.260	5.980	25	255	4,07
2029	4.929	1.516	240	35	6.720	6.418	25	277	4,12
2030	5.392	1.516	285	35	7.228	6.882	25	321	4,45

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

#### Carga Media del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2021	2.012	566	214	-	2.792	2.640	25	127	4,55
2022	2.096	634	214	-	2.944	2.783	25	136	4,61
2023	2.375	634	94	-	3.103	2.936	25	142	4,58
2024	2.103	1.065	120	-	3.288	3.144	25	119	3,61
2025	2.334	1.065	120	-	3.518	3.363	25	131	3,72
2026	2.592	1.065	120	-	3.776	3.623	25	128	3,39
2027	2.862	1.064	120	-	4.046	3.897	25	124	3,07
2028	3.119	1.064	120	35	4.338	4.186	25	127	2,92
2029	3.440	1.064	120	35	4.659	4.493	25	141	3,03
2030	3.779	1.064	120	35	4.998	4.817	25	156	3,13

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

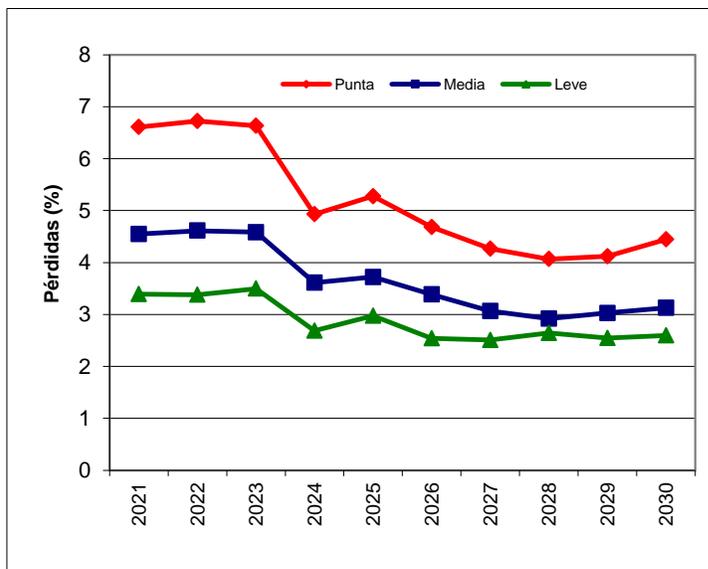
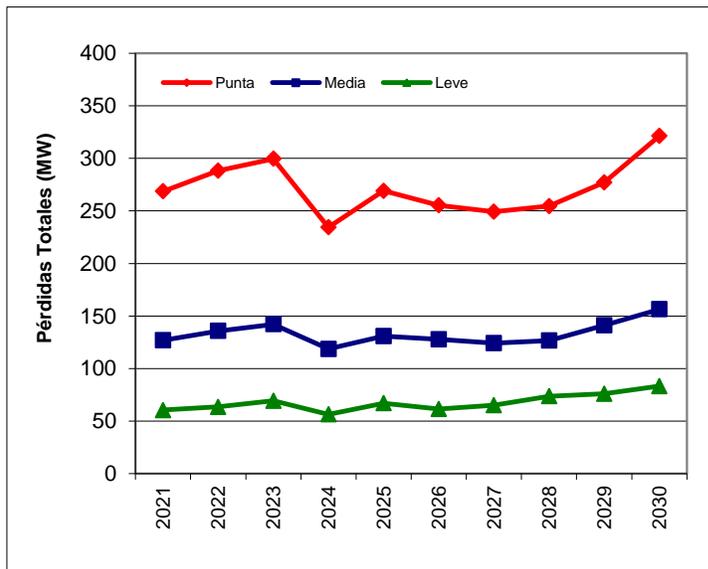
#### Carga Leve del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2021	1.217	352	214	-	1.783	1.697	25	61	3,39
2022	1.301	363	214	-	1.878	1.789	25	64	3,38
2023	1.572	363	47	-	1.981	1.887	25	69	3,50
2024	1.436	607	60	-	2.103	2.021	25	57	2,69
2025	1.587	607	60	-	2.254	2.162	25	67	2,98
2026	1.748	607	60	-	2.415	2.329	25	61	2,54
2027	1.929	607	60	-	2.595	2.505	25	65	2,51
2028	2.088	607	60	35	2.790	2.691	25	74	2,64
2029	2.288	607	60	35	2.989	2.888	25	76	2,55
2030	2.504	607	60	35	3.206	3.097	25	83	2,60

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Año	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2021	269	127	61	6,6	4,5	3,4
2022	288	136	64	6,7	4,6	3,4
2023	300	142	69	6,6	4,6	3,5
2024	234	119	57	4,9	3,6	2,7
2025	269	131	67	5,3	3,7	3,0
2026	255	128	61	4,7	3,4	2,5
2027	249	124	65	4,3	3,1	2,5
2028	255	127	74	4,1	2,9	2,6
2029	277	141	76	4,1	3,0	2,5
2030	321	156	83	4,4	3,1	2,6

\* % 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  
 2021 - 2030

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto										Previsto 2030	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		Total
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	727			54	200		360	230	250	255		1.349	2.076
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	4.727												7.042
Construcción	km		123	72	259	515	262	60	389			635	2.315	
Recapacitación	km		47	8	48		25						128	
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	1.355												1.847
Construcción	km		50	21	61	40	82	132	5	26	33	42	492	
Recapacitación	km		15	59	30	18	5	36		12			175	
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA	5.350			3.000				2.775	1.200			6.975	12.325
220/66 kV	MVA	3.545	60	180	935		120	218	120	60		300	1.993	5.538
220/23 kV	MVA	3.525	98	588	1.259	159	598	260	250	120	210	543	4.085	7.610
66/23 kV	MVA	2.772	20	455	285	230	200	208	120	290	230	390	2.428	5.200
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVar	-350/700		-100/100			-80/150						-180/250	-530/950
BC 66 kV	MVar	-80/150		100										
Reac. 500 kV	MVar	80			160								160	240
Reac. 220 kV	MVar	220										80	80	300
B.C. 220 kV	MVar	480								40			40	520
B.C. 23 kV	MVar	939	63	150	298	66	114	75	72	48	144	141	1.171	2.110
<b>Subestaciones</b>	Un.	95	1	2	12	5	9	8	4	2	4	10	57	152

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2021 - 2030

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Central

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto											Previsto 2030
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km													
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	849												1.034
Construcción	km				45					140				185
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				120					180
220/23 kV	MVA	542		38	177			50	50		82	41		438
66/23 kV	MVA	110	20		50			50	100	20				240
<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	79			60			12	24		18	18		132
<b>Subestaciones</b>	Un.	14			3			2	3					8

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2021- 2030

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Sur

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto										Previsto 2030	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		Total
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	16												16
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	696												1.089
Construcción	km		65		163	15		60	90					393
Recapitación	km													
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	235												270
Construcción	km		8			7	20							35
Recapitación	km													
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA	750							375					1.125
220/66 kV	MVA	240		60	60									360
220/23 kV	MVA	270		20	123	109		50	50	40				662
66/23 kV	MVA	300				70	100							470
<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	87		3	21	30	12	12	12	6				183
<b>Subestaciones</b>	Un.	14			1	2	1	1	1					20

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2021 - 2030

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Este

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto											Previsto 2030	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total		
Líneas en 500 kV	km	352			54								54	406	
Líneas en 220 kV	km	1.714												1.874	
Construcción	km			45	35					45			35	160	
Recapacitación	km														
Líneas en 66 kV	km	323												365	
Construcción	km					2		20			20		42		
Recapacitación	km			53	30								83		
Transformadores															
500/220 kV	MVA	2.800			1.200								1.200	4.000	
220/66 kV	MVA	705		60	300								360	1.065	
220/23 kV	MVA	554		83	400		130	50	50	30	78	132	953	1.507	
66/23 kV	MVA	644			-120			50	40	150	-30	40	130	774	
Compensación															
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	150	9	18	78		6	18	12	18	60	42	261	411	
Subestaciones	Un.	20		1	2			1	2	1		1	1	9	29

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2021 - 2030

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Metropolitano

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto											Previsto 2030
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
<b>Líneas en 500 kV</b>	km	359				200		360	230		255		1.045	1.404
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	765												1.067
Construcción	km		58	27	16			87	114				302	
Recapacitación	km			8				25					33	
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	304												576
Construcción	km		42	21	44	33	22	32	5	18	13	42	272	
Recapacitación	km		15	6		17	5	13		12			68	
<b>Transformadores</b>														
500/220 kV	MVA	1.800			1.800				2.400				4.200	6.000
220/66 kV	MVA	2.035	60	60	440		120	98	120			300	1.198	3.233
220/23 kV	MVA	2.004	98	447	518		280	60	150		50	120	1.723	3.727
66/23 kV	MVA	1.482			340	160	50	50	60	100	260	350	1.370	2.852
<b>Compensación</b>														
CER 220 kV	MVAr	-310/390											-100/100	-410/490
BC 66 kV	MVAr	50		-100/100									100	150
Reac. 500 kV	MVAr				160								160	160
Reac. 220 kV	MVAr	40											40	40
B.C. 220 kV	MVAr	480												480
B.C. 23 kV	MVAr	560	54	126	133	24	72	9	48	12	66	66	610	1.170
<b>Subestaciones</b>	Un.	34	1	1	6	2	2	1	2	1	3	4	23	57

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2021 - 2030

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Norte

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto											Previsto 2030		
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total			
Líneas en 500 kV	km										250			250	250	
Líneas en 220 kV	km	488														768
Construcción	km					200		80							280	
Recapacitación	km															
Líneas en 66 kV	km	220														233
Construcción	km							5			8				13	
Recapacitación	km															
<b>Transformadores</b>																
500/220 kV	MVA										1.200			1.200	1.200	
220/66 kV	MVA	290									60			60	350	
220/23 kV	MVA	140						88	50		50			229	369	
66/23 kV	MVA	204		8	41						40			48	252	
<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			40	40	
B.C. 23 kV	MVar	57			6			9	12		12			39	96	
<b>Subestaciones</b>	Un.	10						2	1		1			4	14	

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD  
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION  
 2021 - 2030

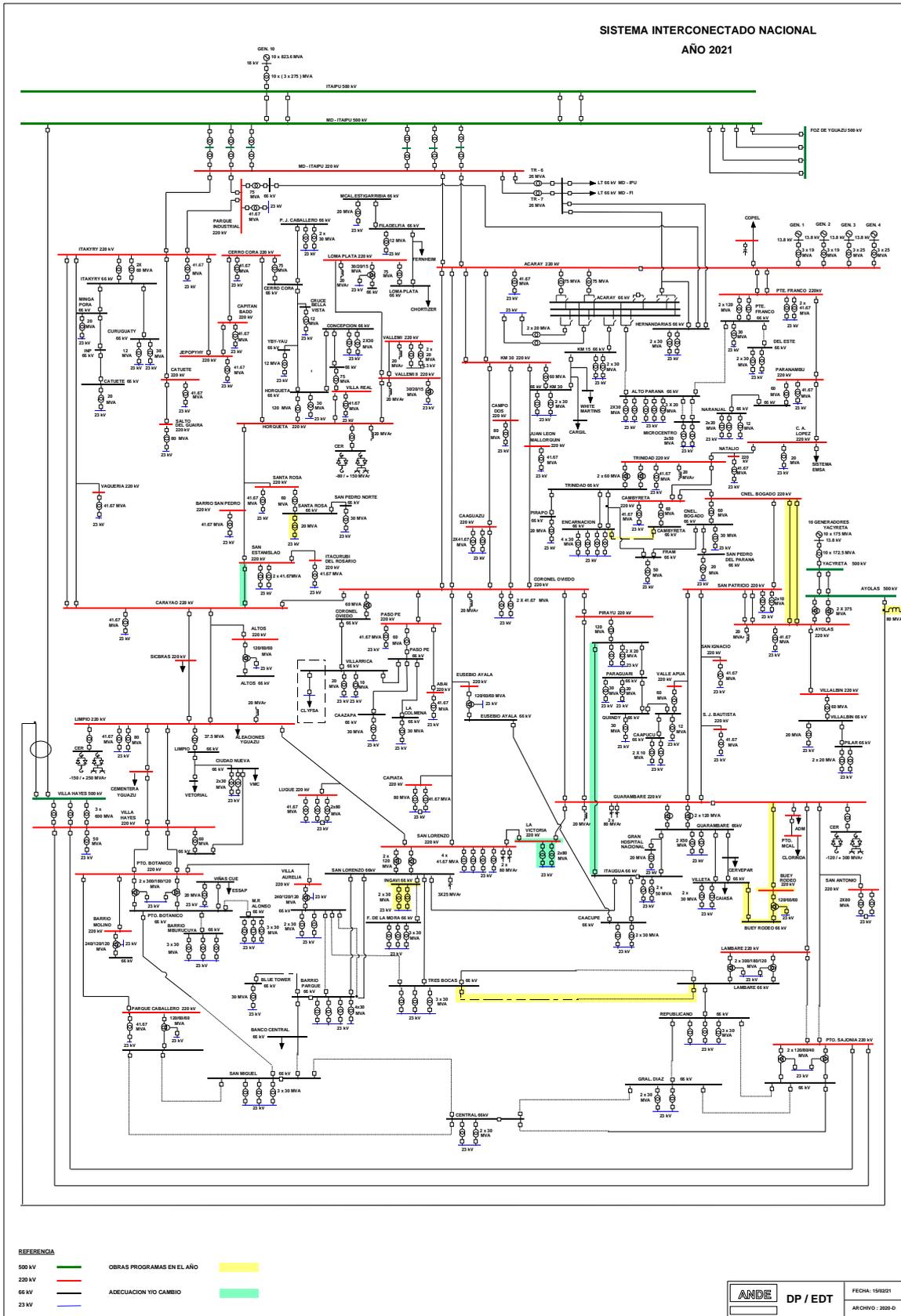
Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

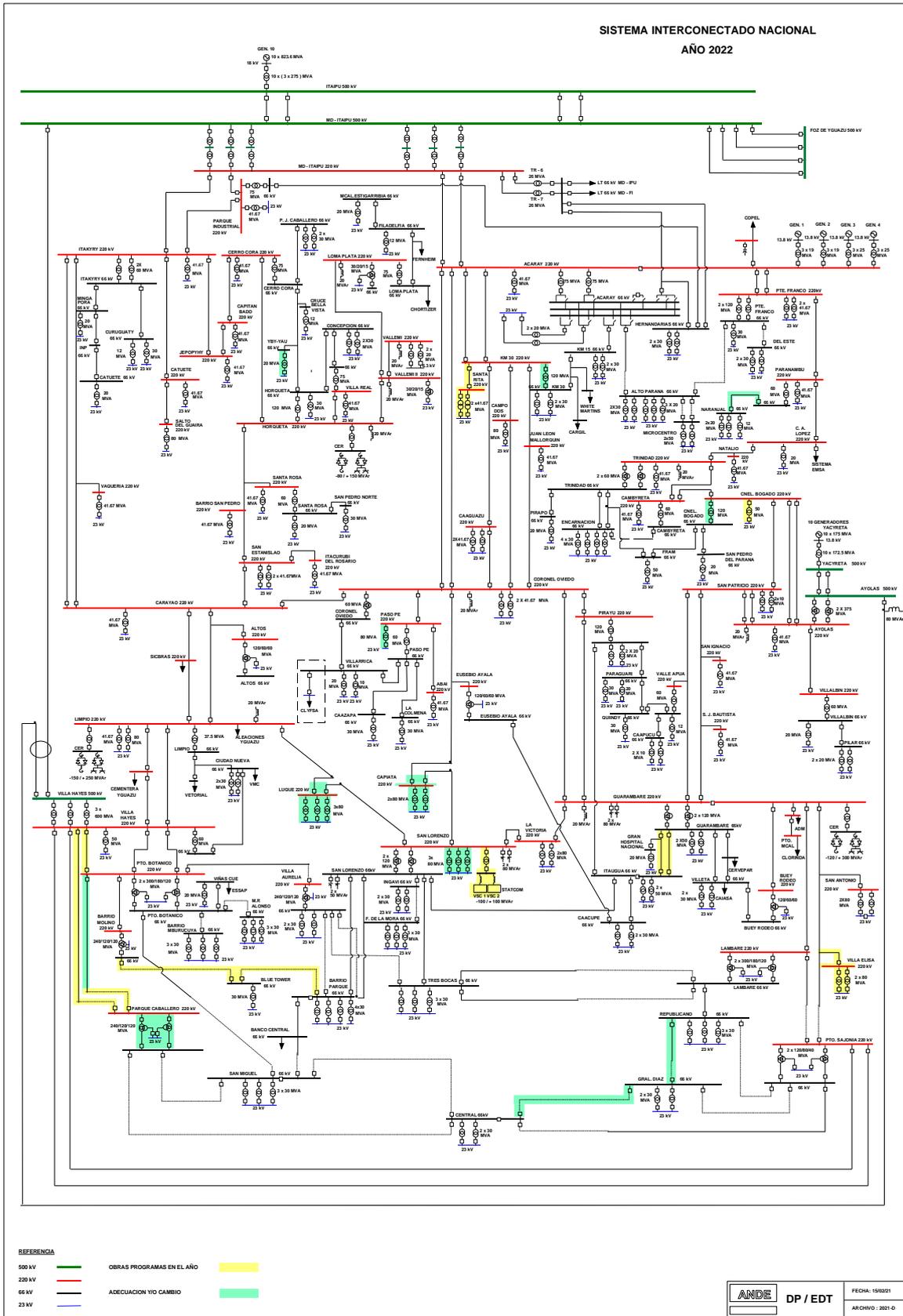
Sistema Oeste

Concepto	Unid.	Existente 2020	Aumento Previsto											Previsto 2030	
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total		
<b>Líneas en 500 kV</b>	km														
<b>Líneas en 220 kV</b>	km	215													1.210
Construcción	km					300	95						600	995	
Recapacitación	km														
<b>Líneas en 66 kV</b>	km	76													76
Construcción	km														
Recapacitación	km								23					23	
<b>Transformadores</b>															
500/220 kV	MVA														
220/66 kV	MVA	95			75									75	170
220/23 kV	MVA	15				50	50						250	350	365
66/23 kV	MVA	32			15			8						23	55
<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											80	80	100
B.C. 220 kV	MVAr														
B.C. 23 kV	MVAr	6		3		12	3						15	33	39
<b>Subestaciones</b>	Un.	3				1	1						5	7	10

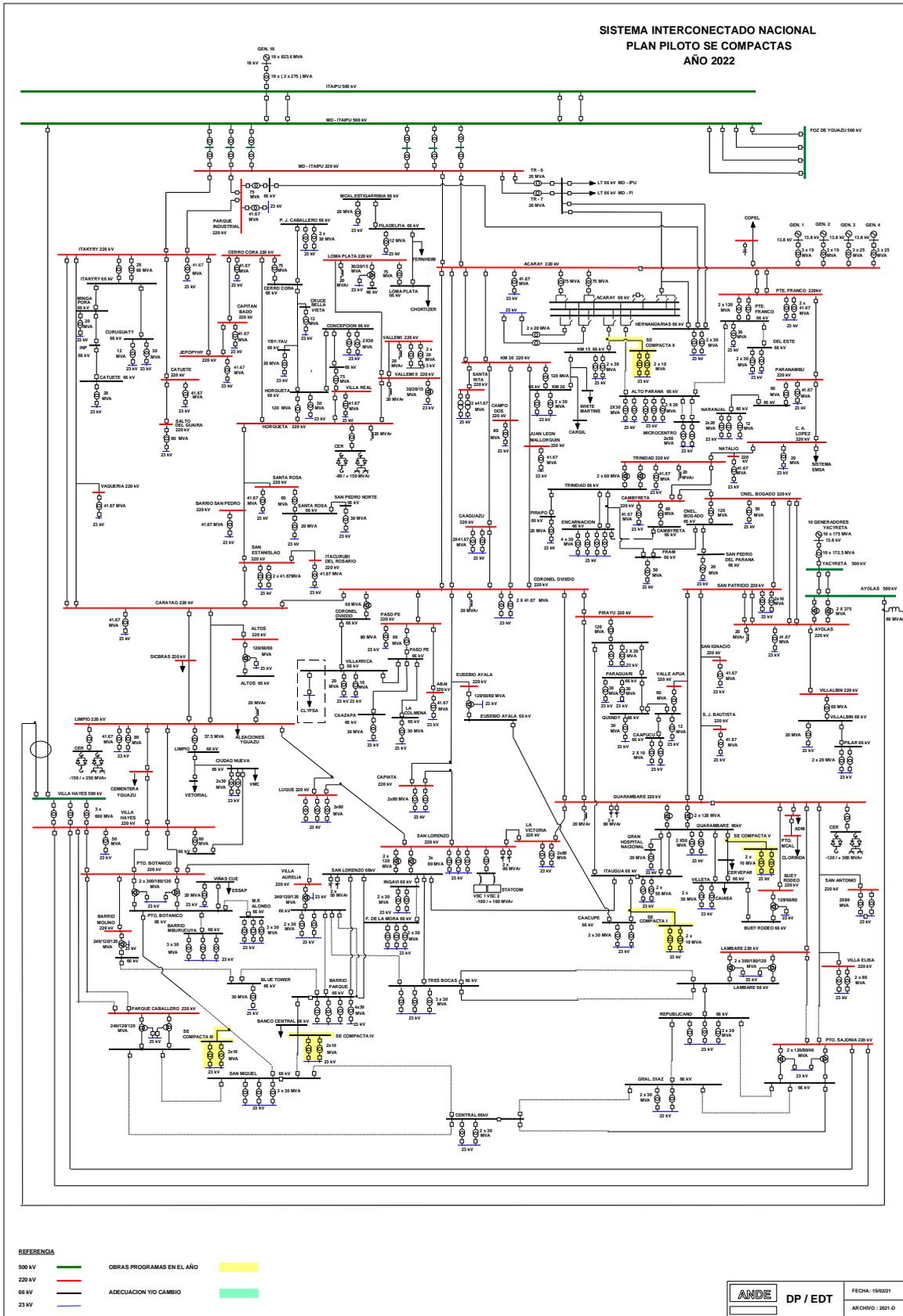
# **Anexo 7**

## **DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN**

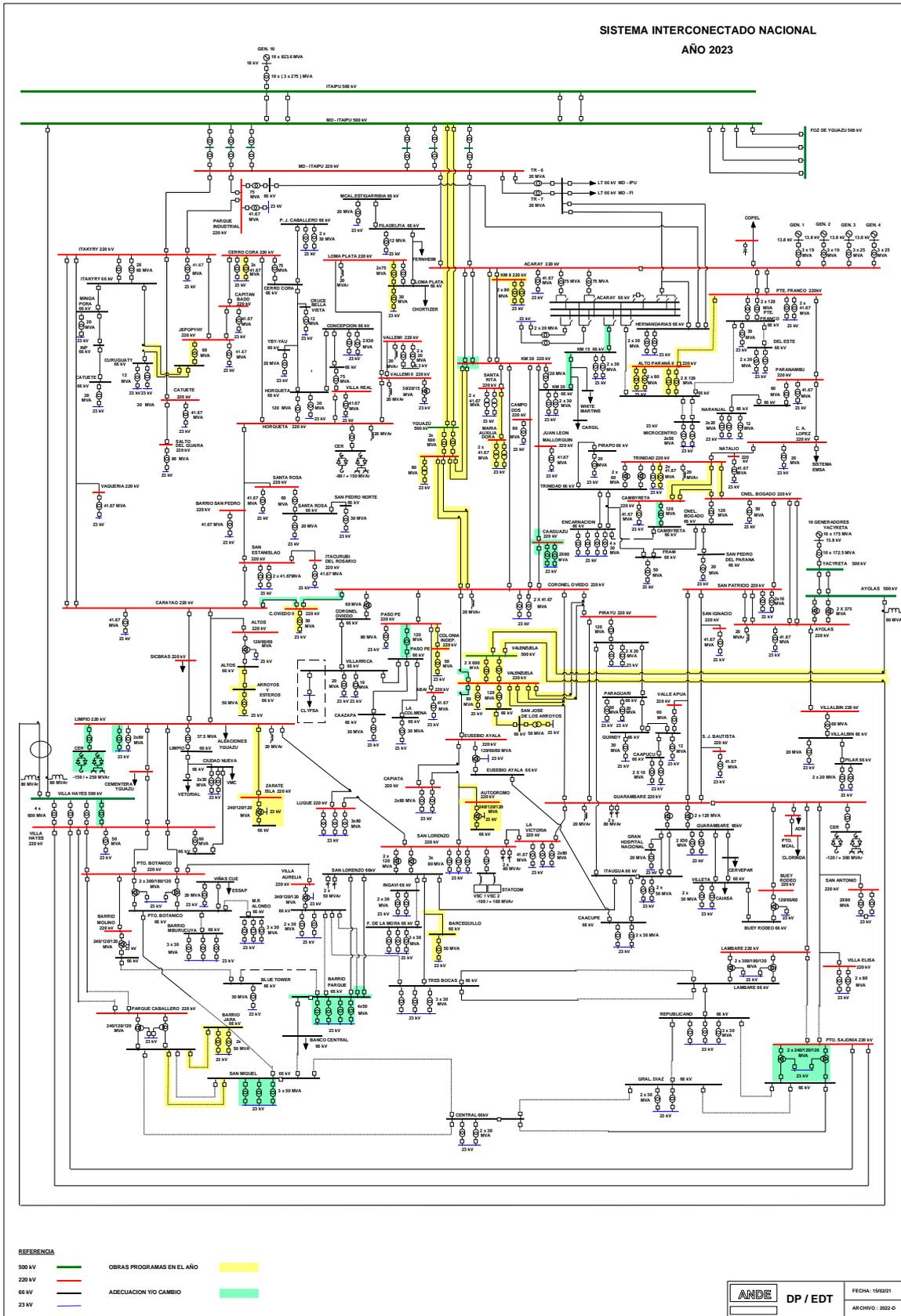




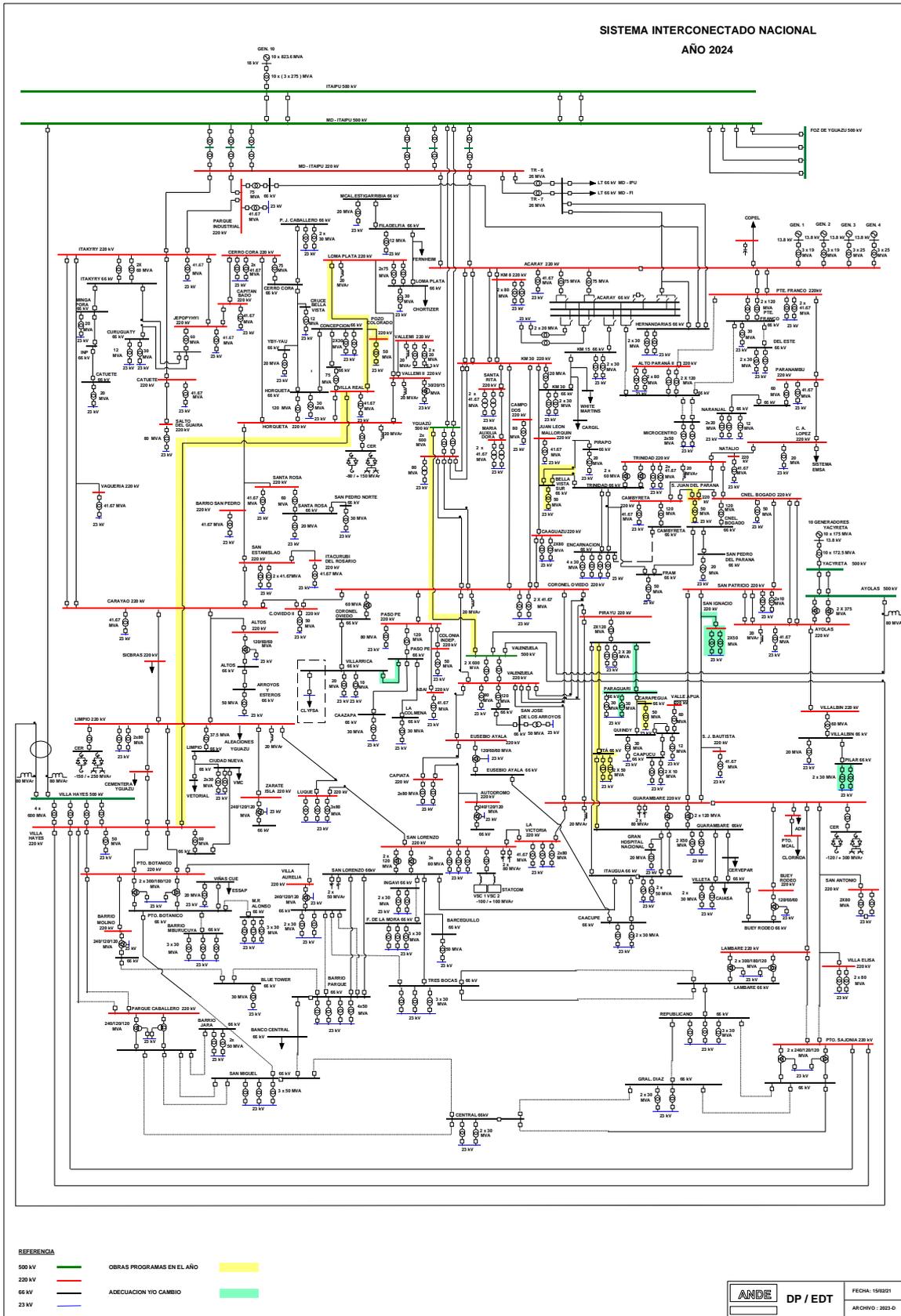
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021 -2030)



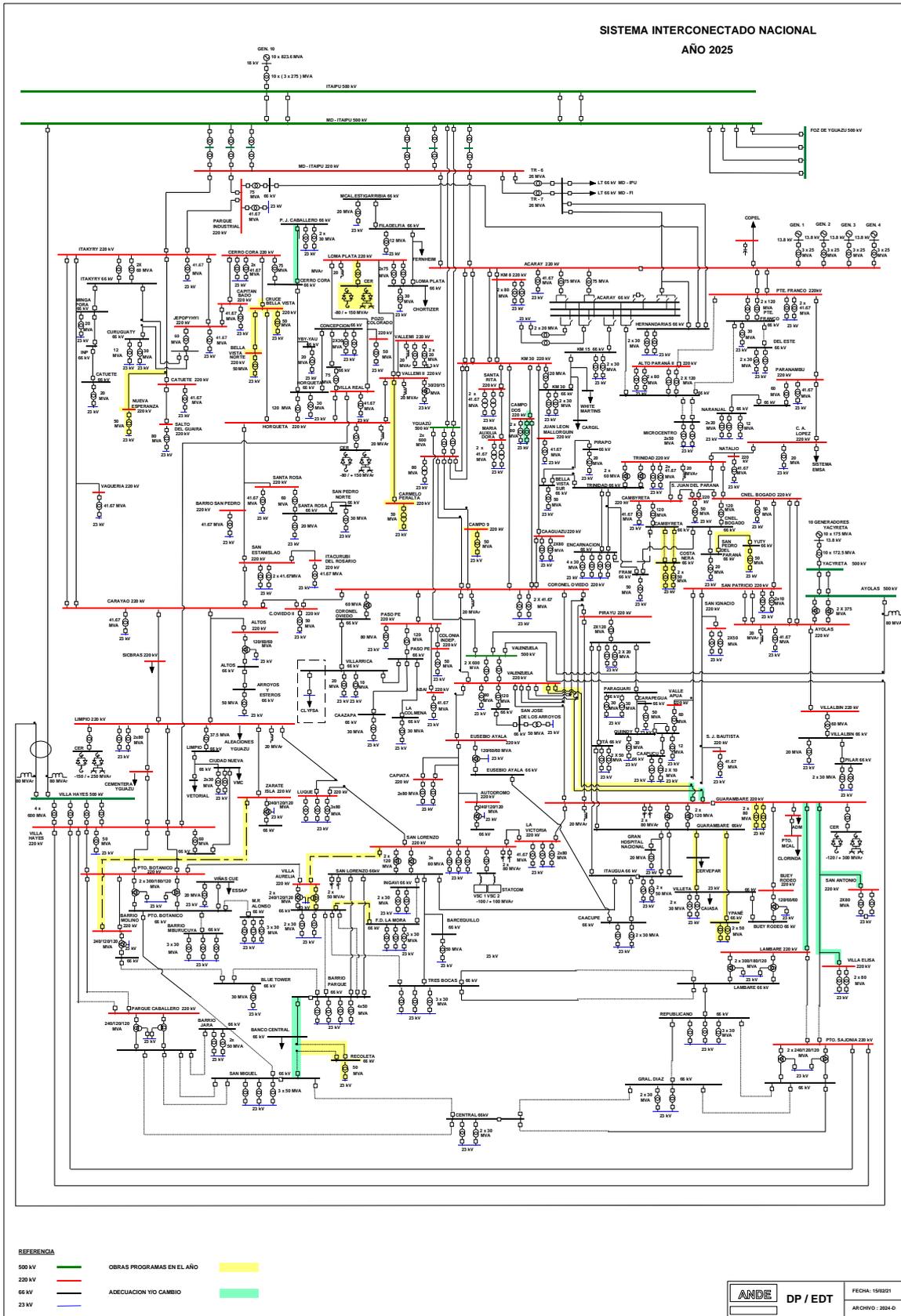
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021 -2030)



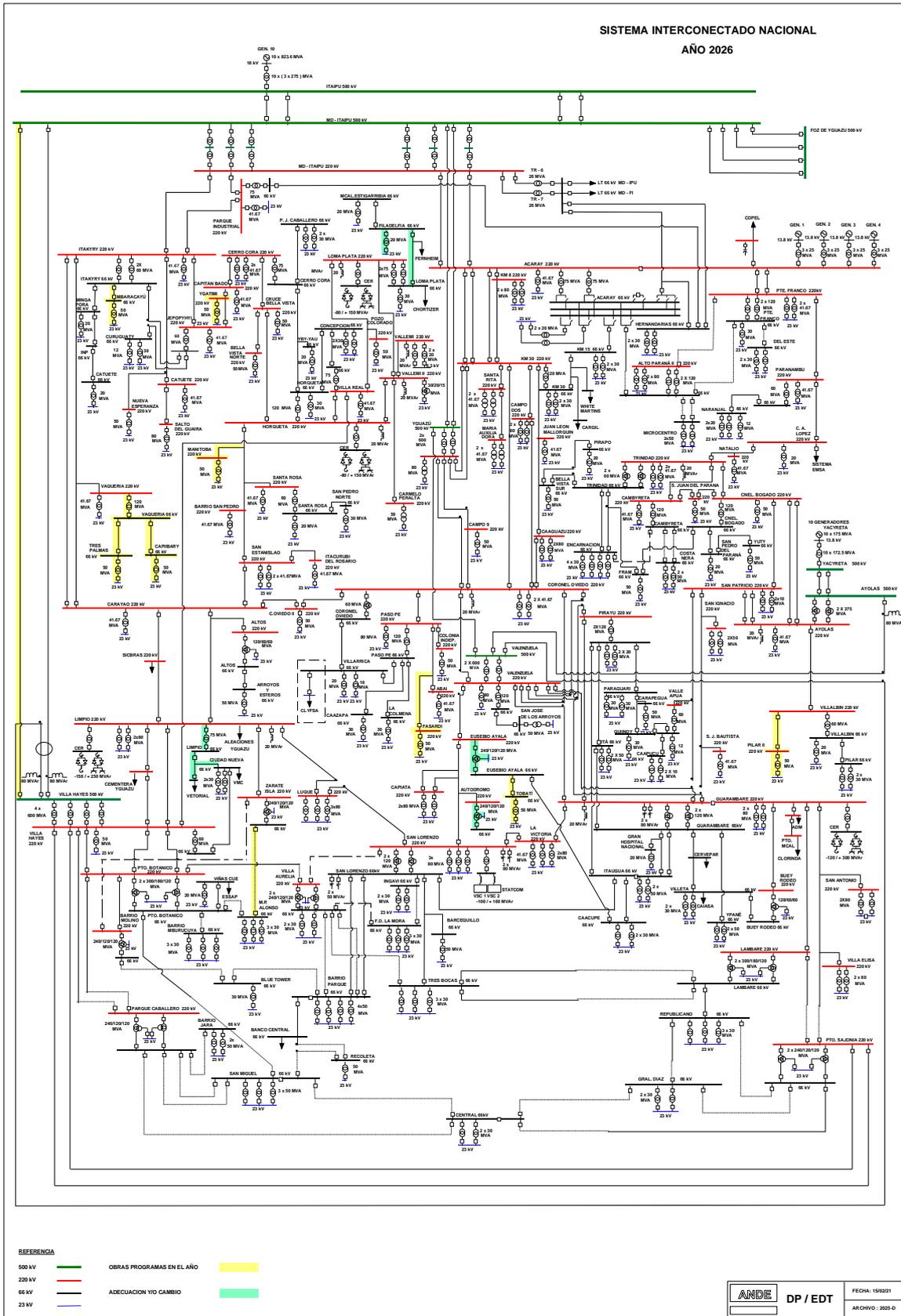
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021-2030)

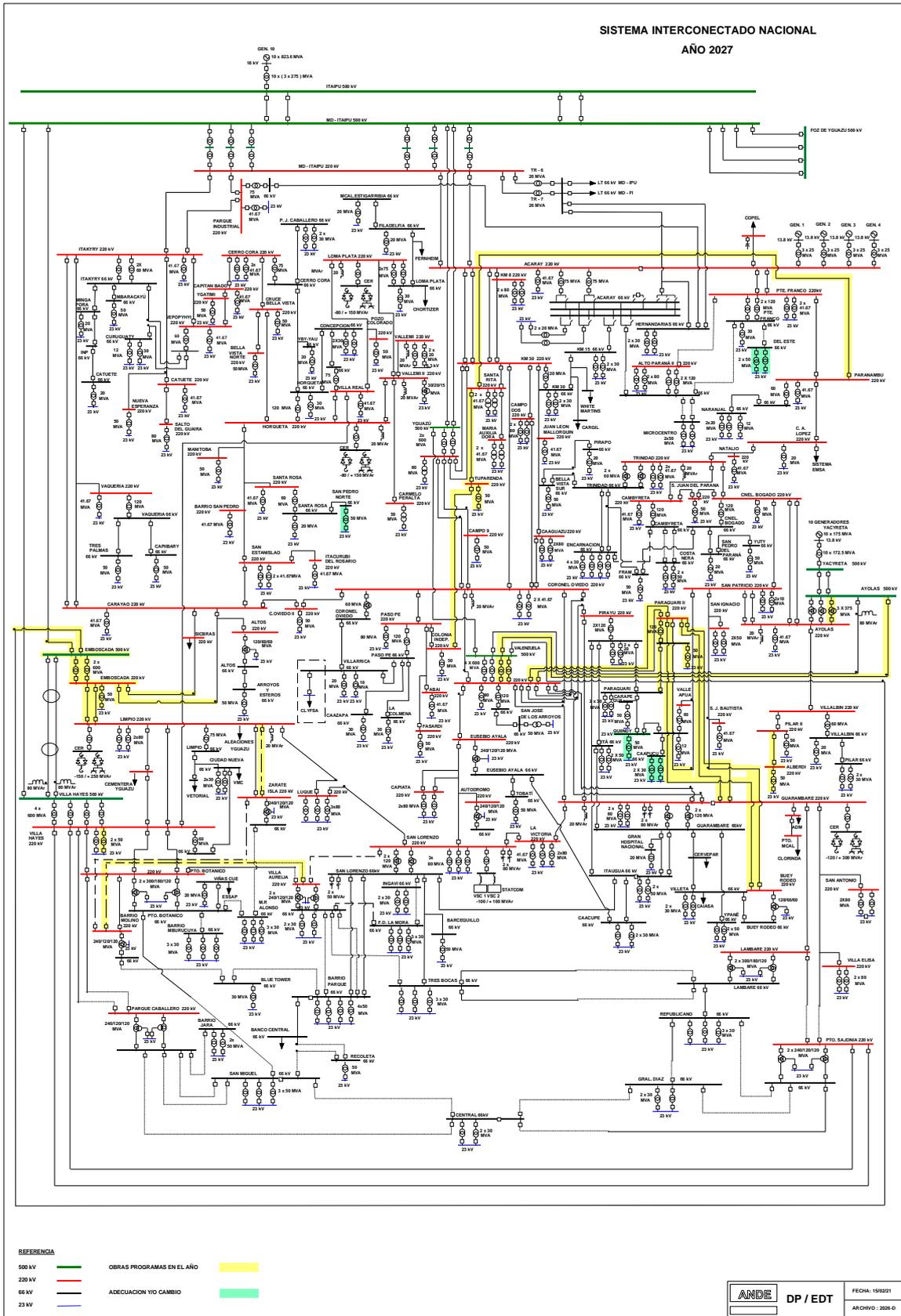


Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021 -2030)

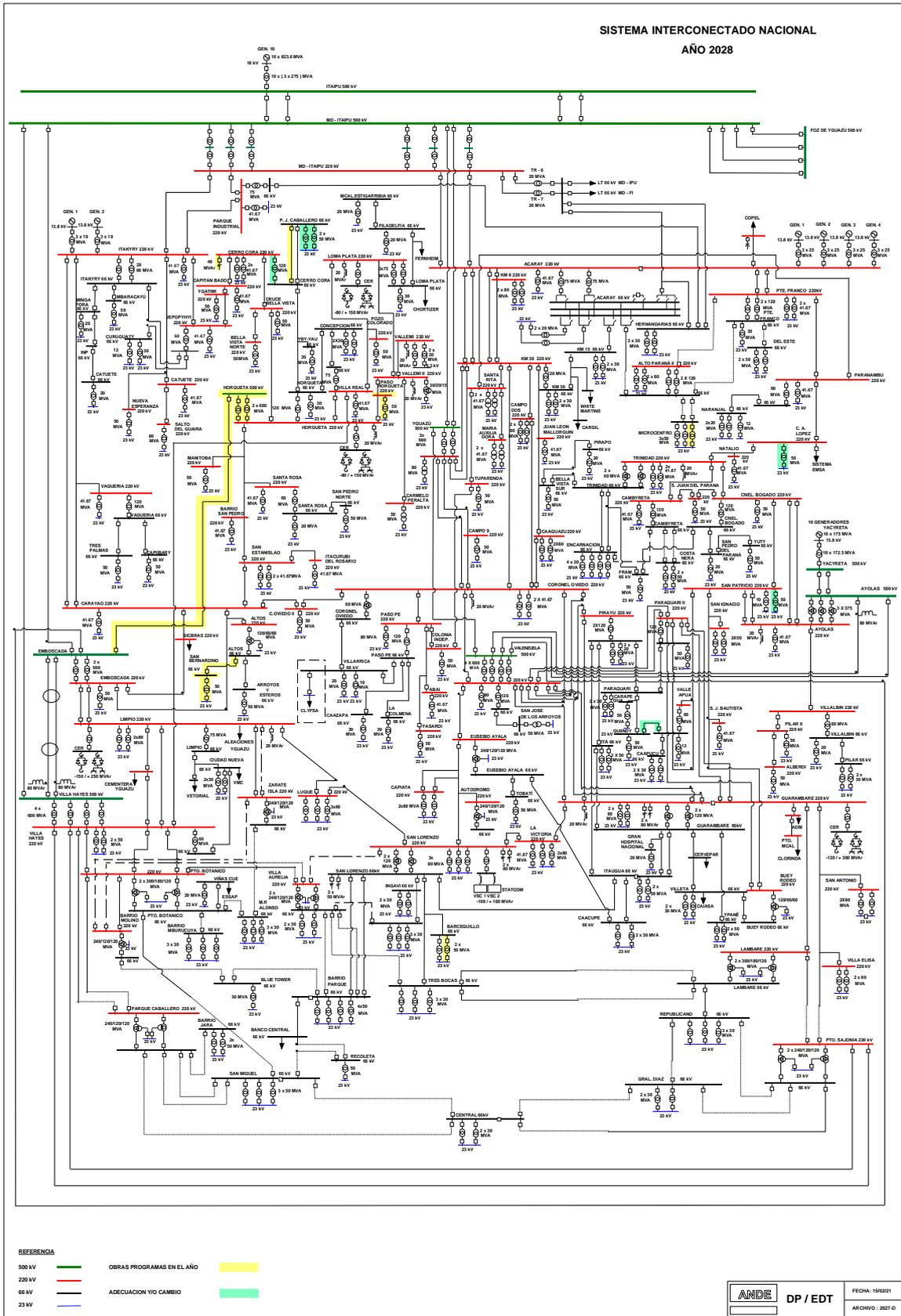


Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021 -2030)

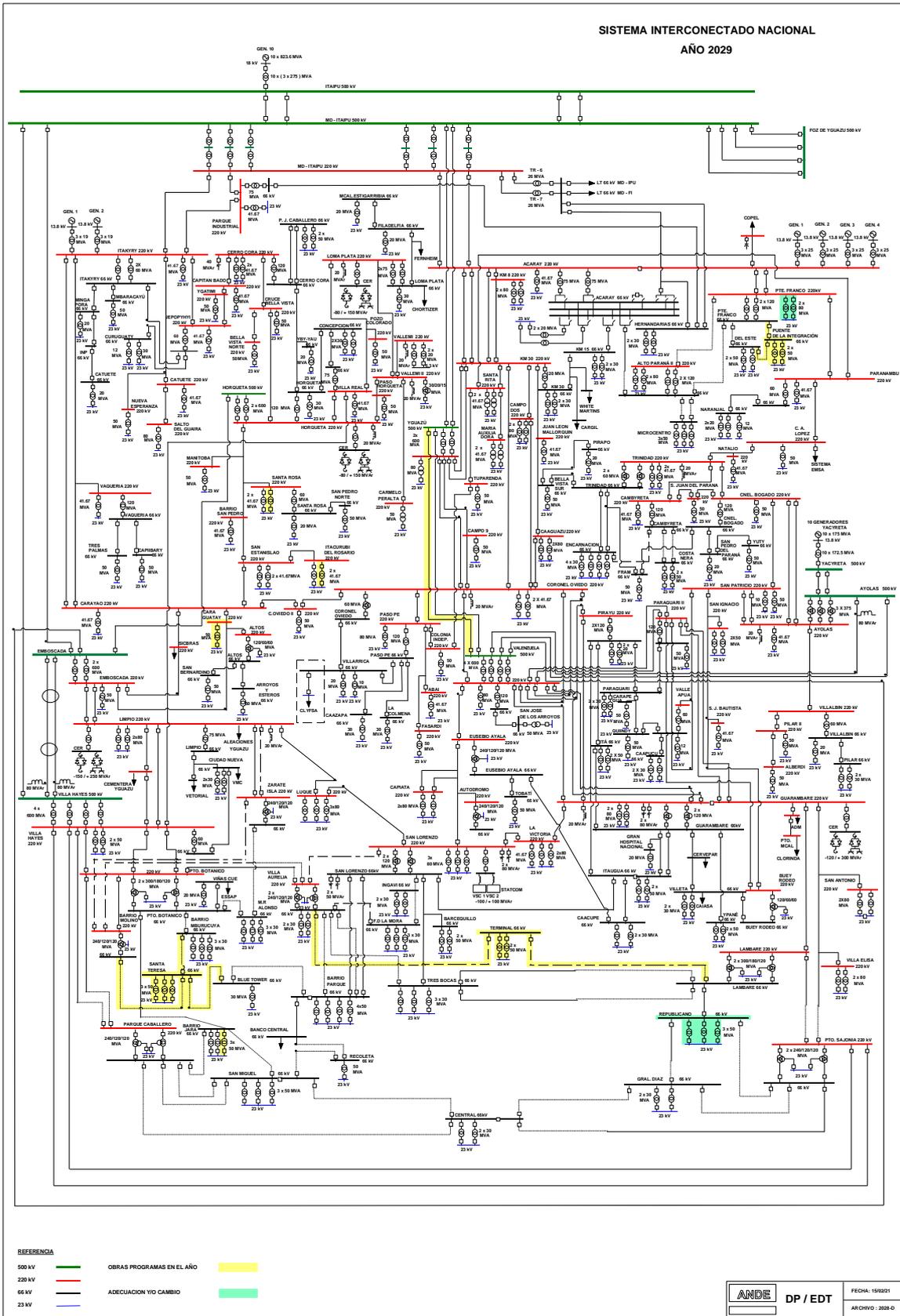




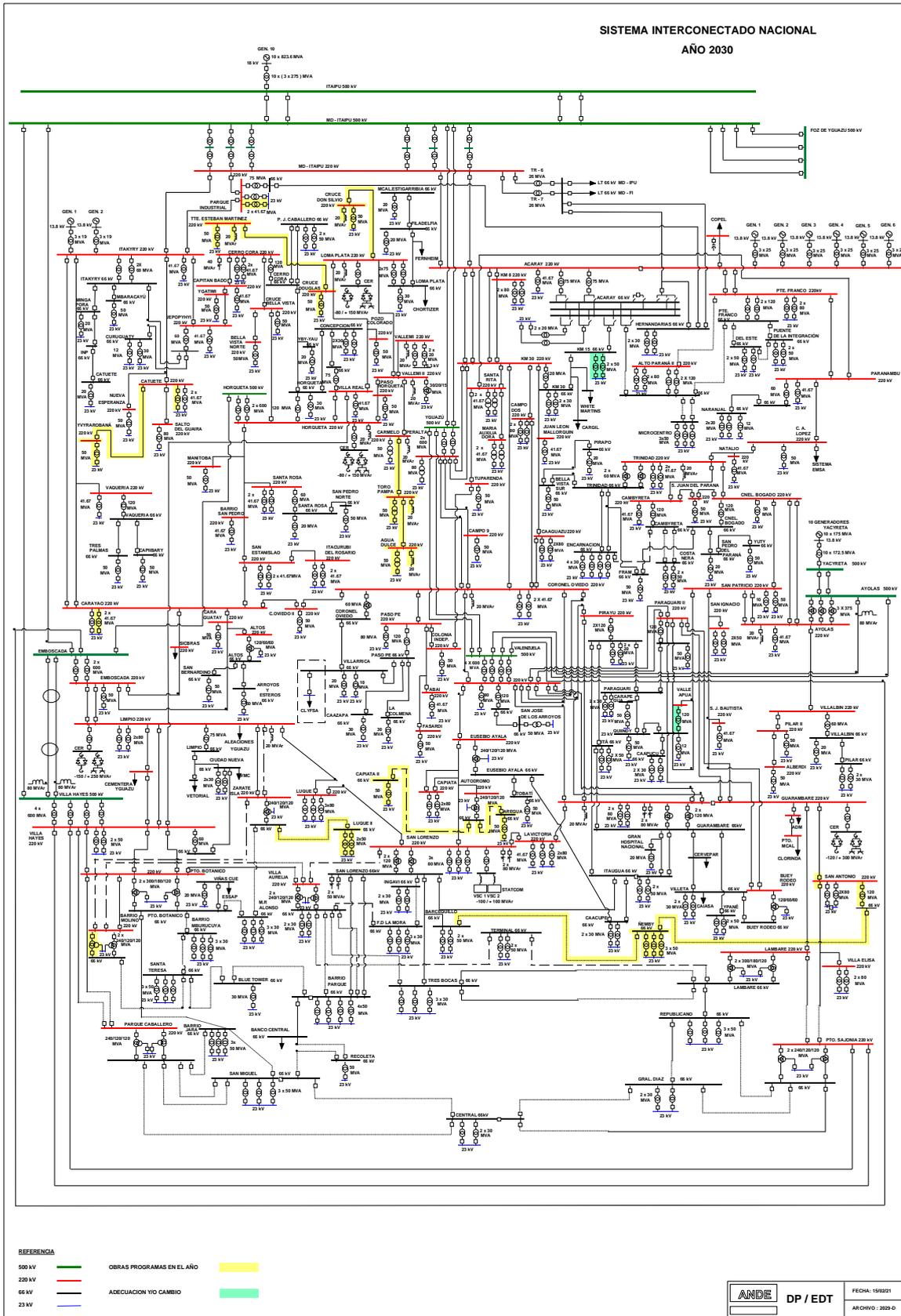
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021 -2030)



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo ( 2021 -2030 )



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021 -2030)



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2021-2030)

# **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 - Coronel Oviedo	229/229
Este	K30 - Coronel Oviedo	300/360
Este	K30 - Juan L. Mallorquín - 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	Puerto Botánico - Parque Caballero	183/230
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 - San Lorenzo	350/350
Metropolitano	San Patricio - Guarambaré	238/238
Norte	Horqueta - Cerro Corá	183/183
Norte	Horqueta - Vallemí II	180/210
Norte	Horqueta - Villa Real	300/360
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	Guarambaré - 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 - Paraguari	550/660
Metropolitano	Paraguari - Guarambaré	550/660
Metropolitano	Emboscada - Limpio	650/780
Metropolitano	Interconexión a Emboscada (LT Carayaó - Limpio)	350/420
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
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 - Alberdi	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	Paranambú - Naranjal	40/50
Este	Acaray - K30	40/50
Este	Margen Derecha - Hernandarias	40/50
Este	Hernandarias - Parque Industrial	100/120
Este	Itakyry - Catuete	40/50
Este	Itakyry - Curuguaty	40/50
Central	Coronel Oviedo - Villarrica	60/60
Central	Villarrica - Paso Pé	40/50
Central	Paso Pé - Caazapá	50/50
Central	Paso Pé - La Colmena	50/50
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	40/50
Metropolitano	Itauguá - Guarambaré	40/50
Metropolitano	Guarambaré - Cervepar - Villeta	40/50
Metropolitano	Guarambaré - Villeta	100/120
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	San Lorenzo - Barrio Parque	95/95
Metropolitano	San Lorenzo - Muña Barrio Parque	72/75
Metropolitano	Muña 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 - Nodo Gral. Díaz	100/120
Metropolitano	Nodo Gral. Díaz - Gral. Díaz	60/72
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 - Nodo Blue Tower	72/75
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
Norte	Concepción - Villa Real	100/120
Oeste	Filadelfia - Mcal. Estigarribia	40/50
Sur	Trinidad - Encarnación	60/75
Sur	Fram - Coronel Bogado	40/50
Sur	Villalbín - Pilar	40/50
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	Paranambú - Naranja	95/100
Este	Acaray - K15	95/120
Este	K15 -K30	95/100
Este	Itakyry -Mbaracayú	72/80
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	95/100
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	Buey Rodeo - Villeta	100/120
Metropolitano	Pirayú - Itauguá	100/120
Metropolitano	Lambaré - Tres Bocas	100/120
Metropolitano	Itauguá - Guarambaré	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	Pirayú - Paraguari	72/80
Metropolitano	Guarambaré - Itá	72/80
Metropolitano	Pirayú - Itá	72/80
Metropolitano	Barrio Parque - San Miguel	100/120
Metropolitano	Villa Aurelia - Fernando de la Mora	120/120
Metropolitano	Barrio Parque - San Miguel	100/120
Metropolitano	Derivación Barrio Parque - San Miguel a Recoleta	100/120
Metropolitano	Guarambaré -Ypané	100/120
Metropolitano	Eusebio Ayala - Tobati	72/80
Metropolitano	Limpio - Ciudad Nueva	72/80
Metropolitano	Zárate Isla - Mariano Roque Alonso	100/120
Metropolitano	Paraguari - Paraguari II	72/80
Metropolitano	Valle Apu'a - Quiindy	72/80
Metropolitano	Altos - San Bernardino	72/80
Metropolitano	Villa Aurelia - Terminal - Lambaré	120/144
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 - 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	Encarnación - Cambyreta (Tramo Subterráneo)	100/120
Sur	Encarnación - Cambyreta(Tramo aéreo)	72/80
Sur	Seccionamiento Trinidad-Pirapó - Bella Vista Sur	72/80
Sur	Costanera - Cambyreta	100/120

<i>Líneas de transmisión existentes</i>	
<i>Líneas de transmisión 500 kV.</i>	<i>Capacidad de LT (MVA)</i>
<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>

<i>Líneas de transmisión proyectadas</i>	
<i>Líneas de transmisión 500 kV.</i>	<i>Capacidad de LT (MVA)</i>
<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>