



PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY
MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES

DECRETO N° 7741.-

POR EL CUAL SE APRUEBA EL PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y TELEMÁTICA DE CORTO Y MEDIO PLAZO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE), PREVISTO PARA EL PERIODO 2016 – 2025.

Asunción, 25 de Septiembre de 2017

VISTO: La presentación radicada por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, mediante la cual eleva la solicitud de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) para la aprobación del Plan Maestro de Generación, Transmisión, Distribución y Telemática de Corto y Medio Plazo previsto para el periodo 2016 — 2025; y

CONSIDERANDO: Que la Constitución, en el Artículo 238, Numeral 1), faculta a quien ejerce la Presidencia de la República a dirigir la administración general del país.

Que el Artículo 5°, Inciso a) de la Ley 966, del 12 de agosto de 1964, dispone la actualización periódica de los planes de electrificación.

Que el crecimiento continuo de la demanda nacional de energía eléctrica exige que continúe la ampliación, refuerzo y densificación de las redes eléctricas en las zonas ya servidas.

Que es necesario también su extensión a las zonas no servidas, de acuerdo con las previsiones de la demanda probable, la planificación general del país y los medios económicos disponibles para este objeto, de acuerdo con el Plan Nacional de Electrificación de la Administración Nacional de Electricidad.

Que esas obras deben preverse con anticipación necesaria para poder realizar su estudio final, proyecto, gestiones de financiamiento y su construcción, lo que requiere un lapso de varios años.

Que las obras en objeto servirán para dar cumplimiento al Artículo 5° de la Ley N° 966, del 12 de Agosto de 1964, la que confía a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) la misión de satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población.

N° 504.-



PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY
MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES

DECRETO N° 7741.-

POR EL CUAL SE APRUEBA EL PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y TELEMÁTICA DE CORTO Y MEDIO PLAZO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE), PREVISTO PARA EL PERIODO 2016 – 2025.

-2-

Que la Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones se ha expedido en los términos del Dictamen DAJ N° 1178/2017.

POR TANTO, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales,

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY

DECRETA:

Art. 1°.- Apruébase el Plan Maestro de Generación, Transmisión, Distribución y Telemática de Corto y Medio Plazo correspondiente al periodo 2016 — 2025, a ser desarrollado por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), conforme con el anexo que forma parte del presente Decreto.

Art. 2°.- Establécese que el Plan de Obras del Plan Maestro, objeto del presente Decreto, forma parte de los proyectos prioritarios del Gobierno Nacional.

Art. 3°.- Autorízase a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a realizar las gestiones necesarias para obtener el financiamiento de las obras mencionadas y con cargo a dichas gestiones a la aprobación del Poder Ejecutivo, en los casos en que fuere necesario.

Art. 4°.- El presente Decreto será refrendado por el Ministro de Obras Públicas y Comunicaciones.

Art. 5°.- Comuníquese, publíquese e insértese en el Registro Oficial.

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)
Sección Estudios de Generación (DP/DEG1)

ANEXO DEL DECRETO N° 7741



PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN

PERIODO: 2016 – 2025

AGOSTO 2016

A large, stylized handwritten signature in black ink, located in the bottom left corner of the page. The signature is highly cursive and overlaps the bottom edge of the main content box.

PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN

TABLA DE CONTENIDOS

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
1.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	5
1.2 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	5
1.3 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	7
1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA	8
1.5 INVERSIONES REQUERIDAS	8
2. CRITERIOS TÉCNICOS	10
2.1 MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN	10
2.2 ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN PLANIFICADO MÍNIMO PARA EL SIN	11
3. PREMISAS BÁSICAS	12
3.1 DEMANDA NACIONAL	12
3.2 PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE	13
3.3 FUENTES DE ENERGÍA DEL PARAGUAY	14
3.4 EXPORTACIÓN	17
4. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN	18
5. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO	19
5.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACARAY	19
5.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SOBRE EL RÍO PARAGUAY	20
5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	21
5.4 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	23
5.5 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN	24
6. CONCLUSIONES	25
6.1 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN	25
6.2 MARGEN DE RESERVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PARAGUAY	26
A.1.1 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	
A.1.2 LISTADO DE OBRAS DE GENERACIÓN POR SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	
A.1.3 UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN	

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Ley N° 966/1964 que crea a la Administración Nacional de Electricidad ANDE, tiene dentro de sus objetivos elaborar el Plan Nacional de Electrificación a ser propuesto al Poder Ejecutivo, para su aprobación, con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país.

Para elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de los planes de expansión de la Generación de la energía eléctrica para el corto y medio plazo se consideró la previsión de la demanda como el insumo básico para desarrollar el planeamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los acontecimientos futuros dependen de factores poco predecibles cuyo grado de incertidumbre aumenta con el horizonte considerado para la planificación. Teniendo en cuenta la expansión sostenida de la demanda de energía eléctrica del país es necesaria la formulación de posibles escenarios de crecimiento del mercado para definir y dimensionar adecuadamente las inversiones requeridas por el SIN.

El Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo para el periodo 2016-2025 presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de obras necesarias en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la generación de energía eléctrica visando la Soberanía Nacional, de forma a acompañar el crecimiento de la demanda, para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Obras de Generación para la próxima década, en el cual se plasman las necesidades del sistema. Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las obras de que permiten atender el crecimiento de la demanda con un margen de reserva de generación razonable, quedando en un segundo plano aquellas obras que apunten exclusivamente a un aumento en la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica.

Si bien la definición de un Plan de Obras se ve influenciada por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas del SIN, requerimientos de confiabilidad, calidad, y de disponibilidad de centrales de generación existentes, entre otros, los factores de mayor preponderancia son el escenario de crecimiento de la demanda y la disponibilidad de fuentes de energía (reservas de energía) del Paraguay. En este sentido, el Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica con una tasa de crecimiento promedio anual de 8,6 % en el periodo, conforme a la recomendación del “ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026”, elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por Resolución P/N° 36.408 de la ANDE, en fecha 24/07/2015 y en base al “INVENTARIO DE LOS RECURSOS HIDROENERGÉTICOS DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS DE LOS RÍOS AFLUENTES DEL PARAGUAY EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL PARAGUAY” – Convenio n° 4500020686/2011, realizado por la Itaipú Binacional, la Universidad Corporativa de Itaipú Binacional y la Fundación Parque Tecnológico de la Itaipú Binacional durante los años 2011 al 2013, con el objetivo de identificar sitios con potencial hidroenergético aprovechable de 1MW o más, orientados a pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas (PCH y MCH).

Cabe acotar la tasa o porcentaje de crecimiento de la demanda mencionado, se refiere al asociado únicamente al mercado nacional sin considerar la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI). Con la inclusión de las mismas, dicho porcentaje de crecimiento anual promedio corresponde al 8,9 %, el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento de las obras requeridas por el SIN.

Estos porcentajes de crecimiento adoptados, consideran que el País ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. Tras el anuncio del Gobierno Nacional del procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013, al año 2014 este porcentaje de industrialización alcanzó el 39%. Asimismo, al crecimiento sostenido de la inversión bruta de capital en los últimos años se debe sumar el impacto económico de la incorporación de pequeñas industrias electrointensivas (alrededor de 125 MW y 1.009 GWh para el año 2021) que se están instalando en el País.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings, hoteles, edificios corporativos y de residencias, asimismo, el continuo crecimiento del sector

financiero nacional (alrededor del 13% promedio anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

A los factores mencionados, debemos agregar los diversos proyectos de parques industriales que se planean instalar en el País en determinadas regiones, además de los ya existentes de Hernandarias y Capiatá, tales como: Villa Hayes, Villeta, Itapúa, Concepción, entre otros.

Es también importante resaltar nuevamente, que el Plan de Obras de Generación presentado constituye un conjunto de obras requeridas para atender al mercado eléctrico nacional así como también a algunas industrias electrointensivas (IEI), las cuales ya poseen contrato firmado con ANDE y con plazos de aumentos graduales en sus potencias contratadas, conforme al Decreto N° 7406/2011.

El estudio presentado se basa en un análisis de margen de reserva de generación, fuentes primarias de energía y reservas de energía en el Paraguay.

El inventario hidroeléctrico del Paraguay fue realizado exclusivamente en la región oriental, debido a que la occidental presenta serios inconvenientes para este tipo de emprendimientos. El Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA) de todos los proyectos identificados en el Inventario Hidroenergético es de 872,70 MW, con 560,3 MW medios de energía garantizada, el mismo tiene que ser desarrollado y explotado por la ANDE para cumplir con su objeto primordial de la misma, de acuerdo al Artículo 5° de la Ley N° 966/1964, que establece que *“La ANDE tiene como objeto primordial, satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación”*.

A la fecha no se cuenta con estudios actualizados de otros recursos energéticos del Paraguay, no obstante la ANDE, para promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, incluye en el Plan de Obras unos parques solares fotovoltaicos.

El primero de características Fotovoltaico-Diésel será instalado para abastecer de energía eléctrica a la localidad de Bahía Negra y zonas aledañas, promoviendo el uso de Energías Renovables y afirmando la Soberanía Territorial Nacional mediante el suministro confiable de energía eléctrica en la triple frontera Bolivia-Brasil-Paraguay.

El segundo parque solar fotovoltaico será instalado en la localidad de Loma Plata, promoviendo también el uso de Energías Renovables y fomentando el desarrollo industrial de la Región Occidental.

La posibilidad de aumentos considerables en los intercambios energéticos con otros países de la región deberá ser analizada en estudios específicos, para cada caso.

Para el periodo 2016-2025 se requerirían un total de 33 obras de generación y subtransmisión/transmisión, discriminadas en los cuadros a continuación:

Tabla I – Resumen de Obras de Generación

Obras en Centrales Hidroeléctricas de Generación	
Retrofit-Repotenciación	4
Nuevas Centrales Hidroeléctricas	5
Obras en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Generación	
Nuevas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	19
Obras de Interconexión al SIN	
Obras en Transmisión y Subtransmisión	29
Obras en Parques Solares Fotovoltaicos	
Parques Solares Fotovoltaicos-Diésel	4
Parques Solar Fotovoltaico	1

1.1 Centrales Hidroeléctricas

El plan de obras previsto en Centrales Hidroeléctricas (CH) es de suma importancia ya que las mismas permiten optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y los costos de generación de la ANDE, asegurando un razonable Margen de Reserva de Generación hasta el año 2025.

- *CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2017).*
- *CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2018).*
- *CH Acaray, modernización de los Grupos 1, 2, 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2019).*
- *CH Río Paraguay A, construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 41,04 MWmedios (2020).*
- *CH Acaray, construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación con dos turbogeneradores Francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios (2024)*
- *CH Acaray, construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, con cuatro turbogeneradores francis de 25 MW y energía media de 20,89 MWmedios. (2025)*
- *CH Río Paraguay B, construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, con 24 turbogeneradores bulbo de 4 MW y energía media de 54,72 MWmedios (2025).*
- *CH Acaray, construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, con dos turbogeneradores Francis de 6 MW y energía media de 7,58 MWmedios (2025)*

Todas las obras van acompañadas con sus respectivas obras de transmisión para realizar su interconexión al SIN.

1.2 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Según el informe del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), en el Paraguay a pesar de que a nivel país existe un gran potencial para la generación de electricidad a partir de Nuevas Fuentes de Energías Renovables (biomasa, biogás, energía solar, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas), debido a la amplia cobertura eléctrica de energía de origen de grandes hidroeléctricas (la mayor riqueza energética del país), estas fuentes solo pueden cumplir un rol complementario, siendo su viabilidad restringida a casos muy particulares.

No obstante, el plan de obras previsto en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), permitirá disponibilizar los 214 MW existentes de la CH Acaray como Margen de Reserva de Generación y posible Exportación de Energía No Garantizada.

Las denominadas PCH (potencia entre 1 MW y 50 MW por central) además de ayudar en el suministro de la demanda energética del país, promoviendo el desarrollo económico, fomentando el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación, presentan ventajas sobre generación central de energía, con economía en las inversiones en transmisión y reducción de las pérdidas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, mejorando la estabilidad del servicio de energía eléctrica de cada zona de implantación, aunque por economía de escala presentan un costo de inversión unitario (MW instalado por dólares de inversión) superior al de las Centrales de gran tamaño.

Del análisis de los casos de estudio del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, se desprendió que más allá de la rentabilidad económica, estos proyectos pueden colaborar como catalizadores para crear sinergias entre las comunidades beneficiarias e instituciones del Estado, aportando recursos y destrezas a los habitantes y abriendo así posibilidades de desarrollo humano sustentable donde anteriormente no era posible, siendo sus principales atributos:

- Reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones industriales y promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables.

- Incremento de la viabilidad de las empresas, particularmente en áreas rurales, al aumentar la disponibilidad de las energías renovables para usos productivos.

La puesta en servicio de las PCH en el presente Plan de Obras se corresponde con un orden creciente de área inundada inherente a cada proyecto.

Sistema Central

- PCH Jejui (3,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios (2021).
- PCH Jejui (3,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios (2022).
- PCH Jejui (3,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios (2024).

Sistema Sur

- PCH Tembey (13,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios (2021).
- PCH Tembey (13,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,52 MWmedios (2022).
- PCH Capiibary (16,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios (2022).
- PCH Tembey (13,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios (2023).
- PCH Pirajui (14,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios (2024).

Sistema Este

- PCH Ñacunday (12,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2020).
- PCH Carapá (6,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2022).
- PCH Ñacunday (12,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios (2023).
- PCH Carapá (6,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios (2024).
- PCH Itambey (8,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios (2024).
- PCH Ñacunday (12,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios (2024).

Sistema Norte

- PCH Ypané (2,5), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios (2019).
- PCH Ypané (2,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).
- PCH Ypané (2,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).
- PCH Ypané (2,4), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios (2021).

- PCH Ypané (2,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios (2022).

Todas las obras de PCHs van acompañadas con sus respectivas obras de subtransmisión/transmisión para realizar su interconexión al SIN.

1.3 Sistemas Solares Fotovoltaicos

Con el fin de promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, el Plan de Obras incluye parques solares fotovoltaicos

Sistema Oeste

- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, construcción de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2017).
- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2018).
- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2019).
- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2020).
- Parque Loma Plata, construcción de Parque Solar Fotovoltaico de 10 MWp - con paneles solares de 2 grados de movilidad (2025).

El siguiente gráfico presenta la evolución de la reserva de generación del SIN, de forma tendencial o con el Plan de Obras de Generación

Margen de Generación 2015-2027

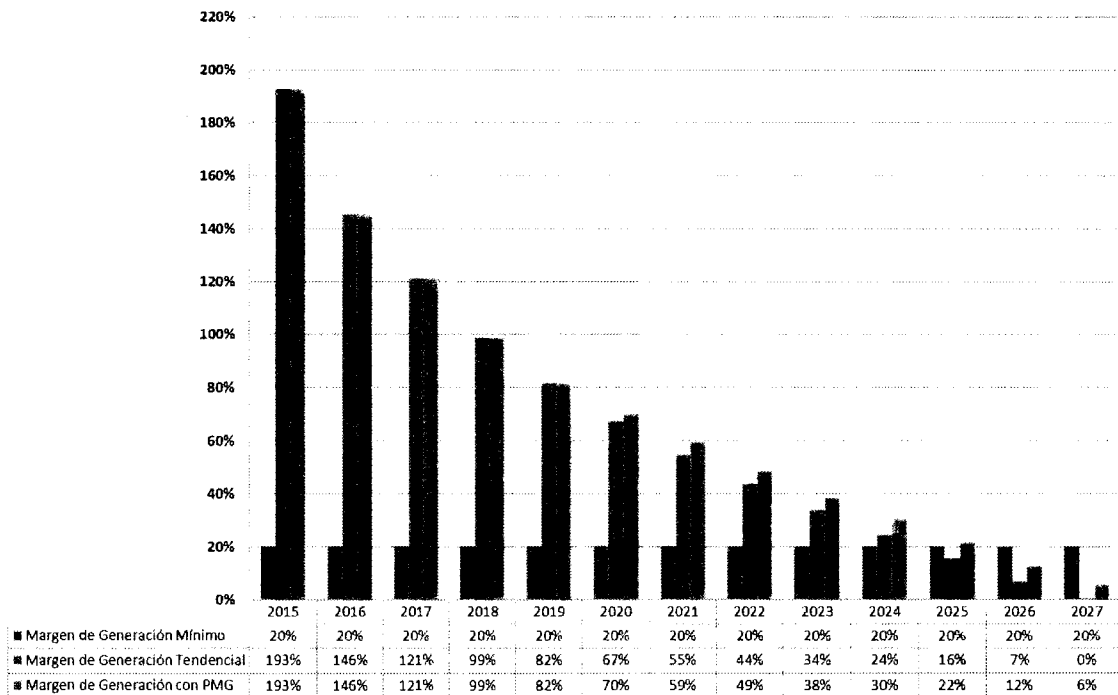


Figura 1. Evolución del Margen de Generación del SIN.

1.4 Resumen de capacidad instalada

La Tabla II a continuación resume la evolución del Sistema de Generación del SIN en el Corto Plazo (2016-2020), y Medio Plazo (2021-2025), respectivamente, indicándose la capacidad instalada en Generación y la Energía Media Garantizada.

Tabla II - Resumen de la evolución del Sistema de Generación del SIN, Periodo 2016 – 2025

	2015	PMG	2025
Potencia (MW)	7.775	396	8.171
Energía Garantizada (GWh)	48.268	2.468	50.735

El listado de obras que componen el Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo puede ser encontrado en el Anexo 1.

1.5 Inversiones requeridas

Las inversiones estimadas que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente Tabla III, discriminada por montos en moneda local (obras), moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, para las obras de generación.

Los costos indicados corresponden a costos directos, calculados a partir de valores típicos referenciales (costos modulares), propios de un nivel de planificación, incluyéndose todos los impuestos.

Tabla III - Inversiones de Plan Maestro 2016 – 2025 (En Millones de USD)

GENERACIÓN			
Año	ML	ME	Totales
2.016	0	0	0
2.017	5	29	33
2.018	9	58	67
2.019	6	39	45
2.020	60	372	433
2.021	16	99	115
2.022	23	142	165
2.023	13	80	93
2.024	75	465	540
2.025	99	613	712
Total	307	1.896	2.203

A continuación se presentan un gráfico ilustrativo de la composición de las inversiones requeridas en generación, discriminado por tipo de proyecto y año de puesta en servicio.

**Plan de Obras de Generación por Tipo de Proyectos
 (Millones de USD)**

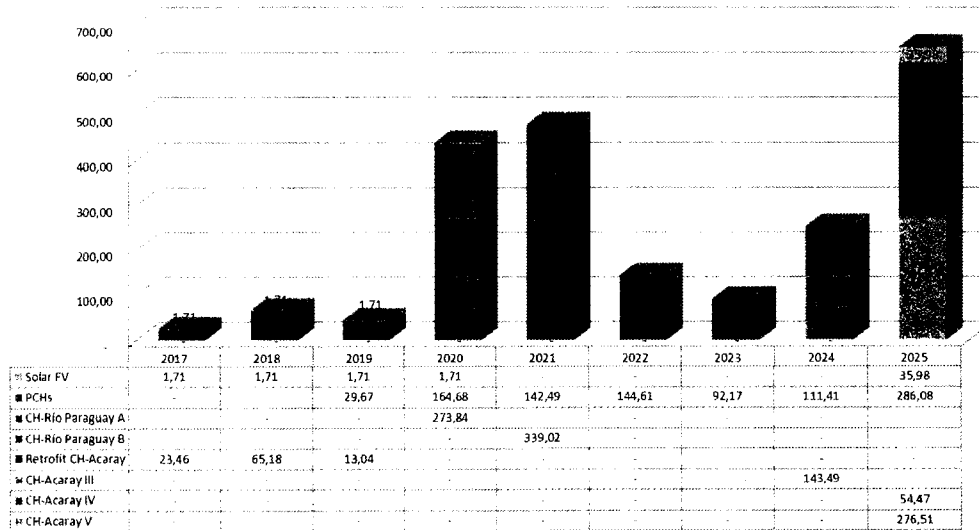


Figura 2. Plan de Obras de Generación por Tipo de Proyectos.

[Handwritten signature]

2. CRITERIOS TÉCNICOS

Diariamente, la generación de electricidad oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico, la que se destina a cubrir la demanda de las residencias, comercios, industrias, instituciones, etc.

La premisa de los responsables del suministro de energía eléctrica es que se atienda esta demanda con seguridad, calidad, confiabilidad y economía. El asegurar esas condiciones implica que se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda.

El criterio técnico utilizado para la planificación de la generación establece condiciones mínimas que se deben cumplir para que el parque de generación pueda atender la demanda y sus fluctuaciones de forma satisfactoria, para ello se recurre al Margen de Reserva de Generación.

2.1 Margen de Reserva de Generación

Según la *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, el Margen de Reserva de Generación Planificado está diseñado para medir la cantidad de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda esperada en el horizonte de planificación. Junto con el análisis probabilístico, los márgenes de reserva de planificación calculados han sido un estándar de la industria utilizado por los planificadores durante décadas como una indicación relativa de la adecuación de un sistema eléctrico de potencia para atender la demanda de energía eléctrica.

El Margen de Reserva de Generación Planificado es igual a la diferencia entre la Capacidad de Generación Instalada Disponible o la Prospectiva de Capacidad de Generación Disponible y la Demanda, dividido por la Demanda (normalizado). La Capacidad de Generación Disponible se calcula mediante la suma de los recursos existentes, ciertos y los planificados a futuro, además de posibles importaciones de energía por interconexiones existentes y/o futuras. La Demanda es la suma de la Demanda Interna Neta más las pérdidas de energía.

Con base en la experiencia del NERC, para sistemas de potencia que no están limitados en energía, el margen de reserva, expresado en porcentaje, es la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima, normalizado por la demanda máxima y es un índice que ayuda a mantener un funcionamiento fiable, frente a aumentos imprevistos en la demanda (por ejemplo, clima extremo) y los cortes inesperados de la capacidad de generación existente. Además, desde una perspectiva de planificación, el Margen de Reserva Planificado ayuda a identificar si las adiciones de capacidad de generación cubren adecuadamente el crecimiento de la demanda. Como se trata de una métrica basada en la capacidad de generación, no proporciona una evaluación precisa del rendimiento en los sistemas energéticos limitados, por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica cuando son limitados los recursos hídricos.

El siguiente cuadro es un resumen de la NERC, de la métrica normalizada Margen de Generación

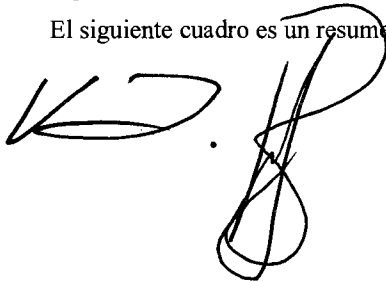


Tabla IV- Resumen de la Métrica Margen de Reserva según el NERC

ALR 1-3 Margen de Reserva	
Título corto	Margen de Reserva
Descripción de la métrica	Porcentaje de capacidad adicional para cubrir la demanda
Propósito	Para medir la cantidad adicional de capacidad de generación disponible requerida para satisfacer la demanda esperada
¿Cómo va a ser adecuado para indicar el rendimiento?	El porcentaje proporciona una indicación de la capacidad adicional disponible para satisfacer aumentos imprevistos en la demanda, las interrupciones imprevistas de la capacidad existente y las tendencias que se identifican y si las adiciones de capacidad se mantienen al día con el crecimiento de la carga. La precaución que debe tenerse en cuenta en todos los informes es que se trata de una capacidad basada en métricas y puede no proporcionar una evaluación precisa del rendimiento en los sistemas energéticos limitados, por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica cuando son limitados los recursos hídricos.
Fórmula	Margen de Reserva (%) = (Generación – Demanda)/Demanda X 100
Horizonte de Tiempo	Horizonte de planificación
Intervalo recolección y procesamiento de datos	La recolección de datos debe ser sobre una base anual y estacional con la presentación de informes para cada trimestre
Facilidad de recolección de datos	Los datos son fácilmente recogidos y pueden ser comunicados a una base regional (CIER, Olade, etc.).
Agregación	Podría ser en una interconexión, en una Entidad Regional Nacional, o Entidad Regional Internacional, etc.

2.2 Estimación del Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN.

Según el NERC, una forma de estimar el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo, consiste en la aplicación de la siguiente fórmula:

$$ND = LOLP * NP$$

Donde:

ND es el número de días estimado durante los cuales puede ocurrir un déficit de generación (por sus siglas en inglés);

LOLP es la probabilidad de corte de carga debido a la falla de un generador durante la demanda máxima anual (por sus siglas en inglés);

NP es el promedio de días en el año durante los cuales se podría alcanzar la demanda máxima (por sus siglas en inglés).

El valor de *NP* para el SIN, por ser un sistema con una demanda altamente dependiente de las condiciones climatológicas, según cálculos normalizados de los últimos 10 años es de 27 días por año.

El valor de *LOLP* para el SIN corresponde a la tasa de indisponibilidad forzada de uno de los grupos generadores de mayor porte, que son los de la Itaipu Binacional, y está estimado en un valor de 0,7%.

Luego el valor de *ND* para el SIN es de 0,2 que se corresponde a 2 días por década en los cuales habrá un corte de carga debido a indisponibilidad forzada en la generación de energía eléctrica. Este valor en porcentaje es el equivalente al **Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN (20%)**.

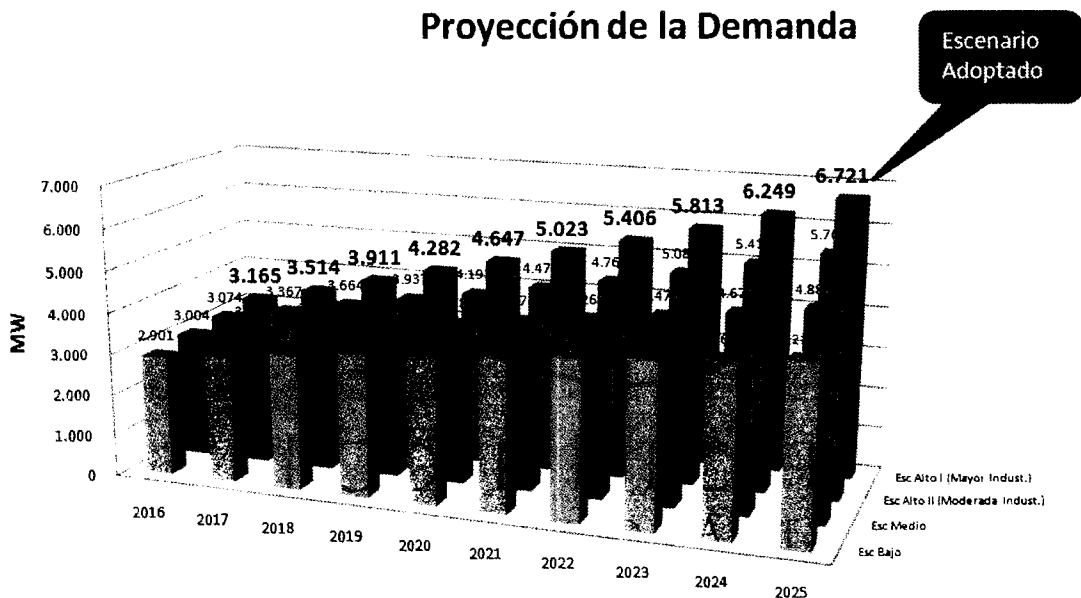
3. PREMISAS BÁSICAS

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 preestablecidos.

3.1 Demanda Nacional

Para la actualización del Plan Maestro de Corto y Medio Plazo se utiliza como base la previsión de la demanda, aprobada por Resolución P/N° 36.408, en fecha 24/07/2015, del "ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026", elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los 4 escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda, los cuales incluyendo a las industrias electrointensivas, corresponden a:

- Escenario de crecimiento económico alto I, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 8,9%.
- Escenario de crecimiento económico alto II, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 7,4%.
- Escenario de crecimiento económico medio, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,8%.
- Escenario de crecimiento económico bajo, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,4%.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Esc Bajo	2.901	3.085	3.253	3.414	3.555	3.679	3.800	3.930	4.066	4.211
Esc Medio	3.004	3.240	3.467	3.676	3.878	4.071	4.268	4.470	4.673	4.889
Esc Alto II (Moderada Indust.)	3.074	3.367	3.664	3.937	4.193	4.473	4.760	5.080	5.415	5.764
Esc Alto I (Mayor Indust.)	3.165	3.514	3.911	4.282	4.647	5.023	5.406	5.813	6.249	6.721

Figura 4. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

En la elaboración del Plan Maestro, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado, definido como el Escenario de Crecimiento Económico Alto I 2015-2026, que presenta un crecimiento promedio de 8,9% en la demanda máxima del Sistema, conforme a la figura 1.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado al mercado nacional considerando la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI), el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento tendencial de 8,7% de los últimos 5 años en energía facturada y 7,4 % en los últimos 10 años, la influencia de las altas temperaturas de los últimos años en los hábitos de consumo de los clientes, la demanda insatisfecha por restricciones de transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la necesidad de planificar con ciertos márgenes de seguridad.

El elevado crecimiento de los últimos años puede atribuirse a la reactivación de las actividades industriales, el auge comercial con la construcción de supermercados, shoppings y el fuerte crecimiento de las ventas de equipamientos de hogar. Cabe destacar que el crecimiento actual del mercado eléctrico ya no se basa en la incorporación de nuevos clientes (cobertura del 99%) sino principalmente al aumento del consumo medio de energía por vivienda.

En el escenario seleccionado PIB Alto I (con alto crecimiento industrial) se considera que el país ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. El Gobierno nacional ha anunciado el procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 12% anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

Por último, se indica en la Tabla VII a seguir, la demanda de todas las IEI ya instaladas y/o con las cuales la ANDE ya ha firmado contrato para el respectivo suministro de energía eléctrica, conforme al Decreto 7406.

Tabla V - Resumen de Industria Electrointensivas instaladas en el SIN y otras en consulta previa

Demandas Electrointensivas										
Años	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda MW	64	119	161	191	201	206	206	206	206	206
Demanda MWh	481	894	1209	1434	1509	1547	1547	1547	1547	1547

Observaciones:

El cronograma de potencia demandada por las industrias fue realizado en base a informaciones suministradas por las mismas, y los valores máximos indicados corresponden a las demandas anuales finales de las Industrias. Así mismo las cinco IEI modularán su potencia contratada en todas las fases al 25%, es decir desconectarán su potencia contratada en un 75% en el horario de punta del SIN. Se ha incluido en la demanda de IEI las pérdidas de transmisión ocasionadas, que promedian un 5%.

3.2 Parque de Generación Existente

Las fuentes de generación existentes en el SIN son 100% de origen hidroeléctrico, siendo las características de las mismas, las siguientes:

- **Central Hidroeléctrica de Acaray.** Las cuatro unidades de la CH de Acaray operan inicialmente con potencias nominales de 56 MVA (Grupos 1 y 2) y 60 MVA (Grupos 3 y 4).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú.** La CH de Itaipú despacha hasta 10 unidades generadoras de 50 Hz de 823,6 MVA cada una para atender la demanda.
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá.** Dada la elevación de cota en la zona de influencia, alcanzándose el valor nominal de 83 msnm, se considera el despacho de las 20 unidades de la CH Yacyretá con una capacidad de 172,5 MVA, y operando interconectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El resumen del despacho de potencia de las Centrales Hidroeléctricas Existentes del SIN requerido por el Plan Maestro de Transmisión 2016-2025 para cubrir la demanda de carga punta del periodo analizado se presenta en la siguiente figura.

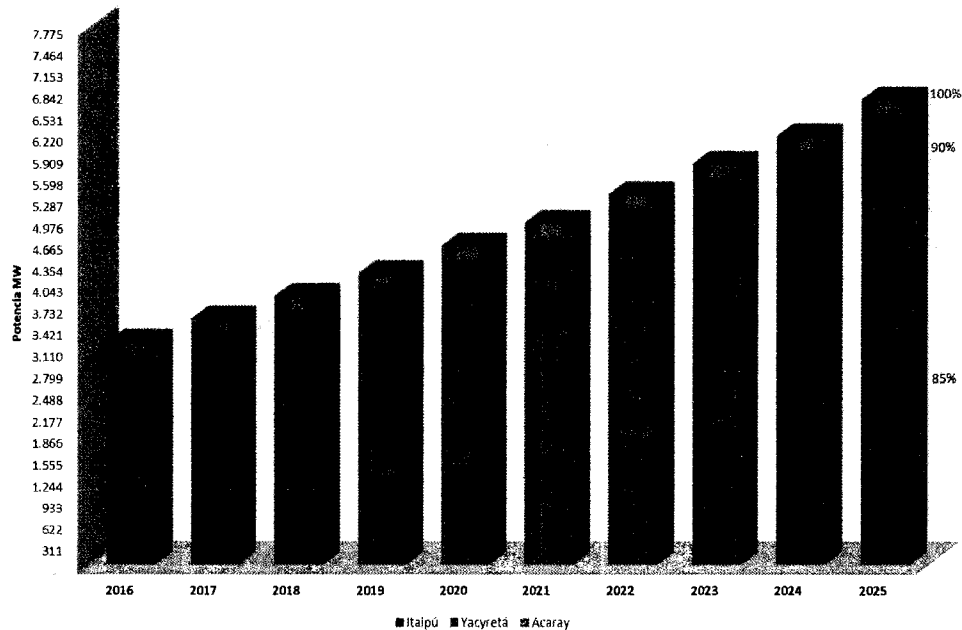


Figura 5. Despacho Proyectado por el PMT 2016-2025.

El despacho durante la demanda máxima del año 2025 de las centrales sería el siguiente:

- **Central Hidroeléctrica de Acaray.** Despacho de 214 MW (100%).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú.** Despacho de 5.172 MW (85%).
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá.** Despacho de 1.336 MW (90%).

En la figura 5 se verifica que del total de la Generación Disponible del Parque de Generación Existente del SIN de 7.775 MW, el 86% sería requerido por la demanda punta proyectada de 6.721 MW, quedando como **Margen de Generación solo el 15,68% inferior al Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN de 20%.**

3.3 Fuentes de Energía del Paraguay

3.3.1 Petróleo y Gas Natural

Aunque a la fecha no hay Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural en el Paraguay, según *The Geological Evolution of the Paraguayan Chaco*, tesis doctoral de la *Texas Tech University* escrita por Carlos Alfredo Clebsch Kuhn, análisis geoquímicos realizados en las secuencias de esquistos paleozoicos indican que se podrían haber producido depósitos de petróleo y gas. Seis áreas con potencial de exploración se identifican en el Chaco Paraguayo. Dos están en la subcuenca Pirizal y cuatro en las subcuencas Carandaity y Curupaity. Sin embargo el desarrollo de las exploraciones hasta alcanzar la determinación de Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural podría llevar varias décadas más.

3.3.2 Carbón Mineral

Según la *U.S. Energy Information Administration (EIA)* del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay no cuenta con potencial de reservas de carbón mineral. Esto fue estimado a partir de su base de datos *International Energy Statistic (IES)*. Igual conclusiones presenta sobre

el Chaco Paraguayo el trabajo *The Geological Evolution of the Paraguayan Chaco* de Carlos Alfredo Clebsch Kuhn.

3.3.3 Energía Nuclear

Según la *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, en su publicación *Uranium 2014: Resources, Production and Demand* el Paraguay tiene 430.000 toneladas de Uranio identificadas en el yacimiento de la localidad de Yuty. La empresa *Transandes Paraguay S.A.*, subsidiaria de *Uranio Energy Corp (UEC)* del Canadá, ya tiene certificada la existencia de un yacimiento de 10 millones de libras de uranio de baja radiación en la localidad de Yuty, que representan un potencial de 772.920,77 GWh de energía eléctrica, equivalentes a la producción de 9 años de electricidad de la Itaipu Binacional o a 57 años de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del Paraguay del año 2015.

Sin embargo el país no cuenta ni con la tecnología, ni los recursos humanos, para soportar el *Ciclo de la Producción de Uranio* (producción de combustible nuclear, generación de energía y deposición de residuos nucleares) y tampoco cuenta con políticas energéticas que fomenten su desarrollo. Al respecto la Argentina, con su Plan Nuclear Argentino puede resultar ser un asociado estratégico para el Paraguay, ya que domina con desarrollo tecnológico propietario todo el *Ciclo de la Producción de Uranio*.

3.3.4 Energía Solar

Según el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay cuenta con un potencial de energía solar de 1.112.221.024 MWh/año. El mismo fue estimado a partir de la base de datos *Surface Meteorology and Solar Energy (SSE)* de la *National Aeronautics and Space Administration (NASA)* del gobierno de los Estados Unidos de América. La máxima densidad de irradiación directa normal y horizontal es de 1800 kWh/m² en las regiones centrales y noreste en el Chaco Paraguayo, potencial que serviría para suplir de energía eléctrica a localidades aisladas de la zona (como referencia en el desierto de Atacama de Chile se duplica dicho potencial).

3.3.5 Energía Eólica

Según el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay no tiene potencial de energía eólica, medido a una altura de 50 m. El mismo fue estimado a partir de las bases de datos de la *National Centers for Environmental Prediction (NCEP)* y de la *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*, ambas del gobierno de los Estados Unidos de América.

3.3.6 Bioenergía

Según el informe *Situación de Energías Renovables en el Paraguay* publicado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)* del gobierno Alemán, la extensión limitada de las zonas cultivables y el tipo de materia prima energética en que la civilización actual basa su funcionamiento, imponen graves condicionantes, tanto en la producción aprovechable como en el estado en que ésta puede utilizarse.

Para el año 2015, menos de 2.200.000 ha de bosques nativos existen en la Región Oriental según el informe *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2015-Compendio de Datos* de la *FAO*, también según el informe *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2015-¿Cómo están cambiando los bosques en el mundo?* de la *FAO* el Paraguay es el 6° país a nivel mundial con mayor tasa de deforestación en los últimos 5 años, con un promedio de deforestación de 325.000 ha/año. Esto plantea que en el corto y mediano plazo el recurso leña no sería sustentable para abastecer un crecimiento de la demanda, lo que va a forzar a que se realicen sustituciones en los medios y tecnologías de usos de las energía, con alta probabilidad de migración hacia el uso de derivados del petróleo, debido a los bajos costos de las tecnologías de uso.

El Paraguay no posee incentivos para la reforestación, y la financiación para proyectos de esta actividad es aún incipiente, engorrosa y de limitada disponibilidad para los interesados, por lo que es necesario poner en práctica la Ley N° 3001/2006 "De Valoración y Retribución de los

Servicios Ambientales” y su complemento la Ley N° 422/1973 “*De Manejo Racional de Bosques y Tierras Forestales*”, así como el fondo para la forestación y la reforestación.

Los biocombustibles representan para el país una fuente de energía renovable estratégica con respecto a sus intereses. El hecho de no producir petróleo hace que la dependencia del Paraguay del mencionado producto sea muy grande, comprometiendo su soberanía. Con un estimado aumento de la población en dos millones más para el 2050, es vital que el incremento en el cultivo de biocombustibles no utilice tierra y agua que sean necesarias para producir alimentos destinados al consumo humano o para mantener la biodiversidad, por lo que debe analizarse la posibilidad con mucho cuidado. Las consecuencias de la producción de insumos de especies bioenergéticas sobre la tierra y el agua necesitarán más investigación, especialmente a nivel de campo, para evitar ocasionar la deforestación, escasez de alimentos y agua, entre otros impactos sociales y ambientales.

Para abastecer la demanda del sector transporte del año 2013 de 67.129 TJ de energía, se requeriría disponer de 409.368 hectáreas de cultivos de caña de azúcar destinadas a la producción de etanol, aproximadamente 8% de los suelos cultivados en total y 4 veces la cantidad de suelos cultivados de caña de azúcar en el territorio nacional, por lo que se puede deducir que no se podrá alcanzar una cobertura integral de la demanda de energía del sector transporte debido a la necesidad de grandes superficies de tierra necesarias para la producción de biocombustibles.

En la actualidad, el Paraguay es un país con bajo desarrollo en biogás como fuente de energía, pero quizá se vuelva una necesidad debido a que existen zonas del país donde no aún existe provisión de energía y la base de la economía paraguaya es eminentemente agropecuaria, por lo que el país genera gran cantidad de residuos proveniente de este sector, aunque no se tienen evaluado el potencial nacional al respecto.

3.3.7 Energía Hidráulica

Según el informe *Situación de Energías Renovables en el Paraguay* publicado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)* del gobierno Alemán, el Paraguay tiene desarrollado el 71 % de su potencial hidroeléctrico estimado.

La problemática del agua en Paraguay no es la cantidad sino principalmente el correcto manejo de la misma. Para ello es necesario disponer de un Plan Nacional de los Recursos Hídricos en Paraguay, siendo de fundamental importancia conocer su disponibilidad. La Ley N° 3239/2007 “*De los Recursos Hídricos del Paraguay*” establece la obligatoriedad de realizar un inventario de los recursos hídricos. Los estudios cuantitativos sobre el potencial hidráulico de los pequeños ríos no fueron realizados con precisión y es fundamental establecer una sistematización de la medición y de la información, a fin de contar con datos fidedignos.

En el estudio *Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*, realizado por la *Itaipu Binacional*, la *Fundación Parque Tecnológico de la Itaipu (FPTI)* y la *Universidad Corporativa Itaipu (UCI)*, se logró identificar las cuencas hidrográficas con potenciales de hidrogenación, de los ríos afluentes del Paraguay y del Paraná, ubicadas en Paraguay, e inventarió el potencial hidroenergético de las mismas con la determinación de la capacidad instalada y de la capacidad de producción de cada emplazamiento identificado, en función de los datos disponibles, considerando las diversas alternativas de emplazamiento de los aprovechamientos mencionados.

A mediano plazo, la construcción de las centrales de pequeño y mediano porte se presenta como una opción importante por varios motivos, a saber:

- aportar energía eléctrica a comunidades con bajo nivel económico y alejadas de los grandes núcleos de población y de las líneas de transmisión, disminuyendo los incentivos que generan las migraciones hacia zonas urbanas;
- menor efecto ambiental que las obras de gran porte;
- beneficios adicionales como agua potable, riego, recreación y turismo;
- variada oferta de financiamiento internacional en condiciones preferenciales;

- viabilizar el desarrollo industrial local en comunidades marginadas del país (zona de pobreza), dando la oportunidad de incorporarse a la cadena productiva nacional;
- contribuir a través de la generación distribuida a la disminución de las pérdidas técnicas de las redes eléctricas;
- otorgar mayor estabilidad en el abastecimiento de energía eléctrica para algunos sectores (varias fuentes)
- la ejecución de los proyectos queda bajo el ámbito nacional y está amparada por lo establecido por la Ley N° 3009/2006 "De la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica (PTIEE)".

El *Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA)* de todos los grupos identificados en el mencionado estudio es de 872,70 MW, con las proporciones identificadas en la tabla:

Tabla VI - Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA) del Paraguay

Grupo	PHA MW	Proporción del total %
A. Cuencas de la región oriental del Paraguay	325,94	37%
B. Interconexión de cuencas con Itaipú	378,76	44%
C. Río Paraguay	168,00	19%
Totales	872,70	100%

3.4 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 considera el suministro a la Compañía Eléctrica Paranaense (COPEL) desde la Subestación Acaray, ya que el mismo fue desactivado en setiembre del año 2009 debido a los problemas técnicos que presentó el convertidor de frecuencia.

Tampoco se considera el suministro al Sistema Nordeste Argentino desde el punto de interconexión en la Subestación Guarambaré, ya que el mismo está desactivado desde el mes de Noviembre del año 2010. Sin embargo se aclara que conforme el SADI eventualmente requiera de algún soporte en el suministro de energía eléctrica, ANDE podría realizar algunos intercambios de exportación con dicho sistema argentino.

4. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras de Generación para el periodo 2016 – 2025, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras de Generación se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de nominal de los generadores instalados, tipo de generadores, tipo de turbinas, capacidad de producción energía media, líneas de subtransmisión/transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores estimados fueron actualizados partir de los datos del informe, los cuales son apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras de Generación.

En el Anexo 2, se presenta el Cronograma del Plan de Obras de Generación para el periodo 2016 - 2025, por Sistema y por tipo de obra.

5. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO

5.1 Central Hidroeléctrica de Acaray

En los últimos días del año 1962 se firmó en Washington un Contrato con la firma de ingeniería ELC Electroconsult, de Milán, Italia, para la realización de los proyectos definitivos, las especificaciones y los pliegos de bases y condiciones para la licitación de las obras de la futura Central Hidroeléctrica de Acaray (CH-Acaray) y sus obras accesorias, que incluyeron la línea de transmisión a Asunción y el sistema principal de distribución a 6 kV en la ciudad.

Estos trabajos de ingeniería fueron financiados mediante un crédito de 310.000 dólares otorgados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Luego de haberse preparado un detallado pliego de bases y condiciones, se realizó una licitación internacional en la que participaron un importante número de firmas argentinas y brasileñas, resultando ganadora la firma Geotécnica del Brasil, con quien se suscribió Contrato en fecha 11 de junio de 1963. Desde dicha fecha fueron llevadas a cabo numerosas obras accesorias para el aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray que continuaron hasta su inauguración en fecha 16 de diciembre de 1968, en su primera etapa, con una capacidad de 45.000 kW, con obras civiles preparadas para 90.000 kW.

Los estudios de factibilidad para la ampliación del aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray encargado a la firma ELC Electroconsult han permitido contemplar posibilidades de expansión.

El programa de construcción de obras de la ANDE del año 1971 incorporó la construcción de la primera etapa de una presa sobre el río Yguazú, principal afluente del río Acaray, con 24 metros de altura.

En el año 1973, se inician las obras de construcción de la Presa Yguazú, para regular el caudal requerido por la CH-Acaray, ubicada a 35 km. aguas abajo. Esta presa fue destinada al almacenamiento de las aguas de aquel río, compensando las épocas lluviosas con las épocas secas, de manera a asegurar, dentro de los límites económicos más favorables, la continuidad de la generación hidroeléctrica y permitir el aumento de la potencia instalada en la Central de Puerto Embalse (hoy CH-Acaray). Para el año 1976 se concluye la construcción de la Presa Yguazú hasta la cota de 223 m.s.n.m.

Para llevar a cabo el programa de construcción, la ANDE debió contratar la colaboración de ingenieros consultores externos, entre los que se mencionan los estudios de la firma Chas T. Main, relativos al proyecto ejecutivo y la supervisión técnica y administrativa de las obras correspondientes a la primera etapa de la Presa Yguazú y segunda etapa de la CH Acaray.

La CH-Acaray de propiedad de la ANDE, tiene una capacidad instalada de 214 MW, y se encuentra ubicada sobre el Río Acaray, próximo a la localidad de Hernandarias, Paraguay. El proyecto final para la construcción de la CH-Acaray fue completado en 1964 con el apoyo de un préstamo otorgado por el BID. En el año 1965, la ANDE llamó a licitación pública internacional para las obras civiles y electromecánicas de la Central, proyecto que contó nuevamente con financiamiento del BID.

La CH-Acaray ha sido construida en dos etapas conocidas como Acaray I y Acaray II. La casa de máquinas Acaray I se encuentra en servicio desde el 16 de diciembre de 1968 y cuenta con dos grupos generadores (Grupo 1 - 1968 y Grupo 2 - 1969) de 45 MW cada una, con turbinas del tipo Francis. La casa de máquinas Acaray II, ubicada a aproximadamente 180 m de Acaray I, se encuentra en servicio desde el diciembre de 1977. La misma cuenta con dos grupos generadores (Grupos 3 y 4) de 55 MW cada una, con turbinas del tipo Francis.

Junto con la construcción de Acaray II, y como parte del aprovechamiento integral del Río Acaray, la ANDE ha construido la Presa de Regulación Yguazú, ubicada sobre el Río Yguazú, importante afluente del Río Acaray, y a una distancia en línea recta aproximada de 36 km de la CH-Acaray. Dicha presa tiene fines de regulación de caudal, lo cual permite alcanzar una generación firme de 830 GWh/año en la CH Acaray.

Para el año 2015 la CH Acaray estaría cumpliendo 47 años de operación con los primeros grupos instalados en los años 1968 y 1969, por lo que los mismos aunque se encuentran operativos, ya han superado ampliamente su vida útil.

El plan de obras previsto para la Central Hidroeléctrica de Acaray es de suma importancia ya que la misma permite optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y los costos de generación de la ANDE, apuntalando un razonable Margen de Reserva de Generación hasta el año 2025.

- CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2017).
- CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2018).
- CH Acaray, modernización de los Grupos 1, 2, 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2019).
- CH Acaray, construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación con dos turbogeneradores Francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios (2024) – CH Acaray III
- CH Acaray, construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, con dos turbogeneradores Francis de 6 MW y energía media de 7,58 MWmedios (2025) – CH Acaray IV
- CH Acaray, construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, con cuatro turbogeneradores francis de 25 MW y energía media de 20,89 MWmedios. (2025) – CH Acaray V

La siguiente figura resume el plan de obras previsto para la Central Hidroeléctrica de Acaray

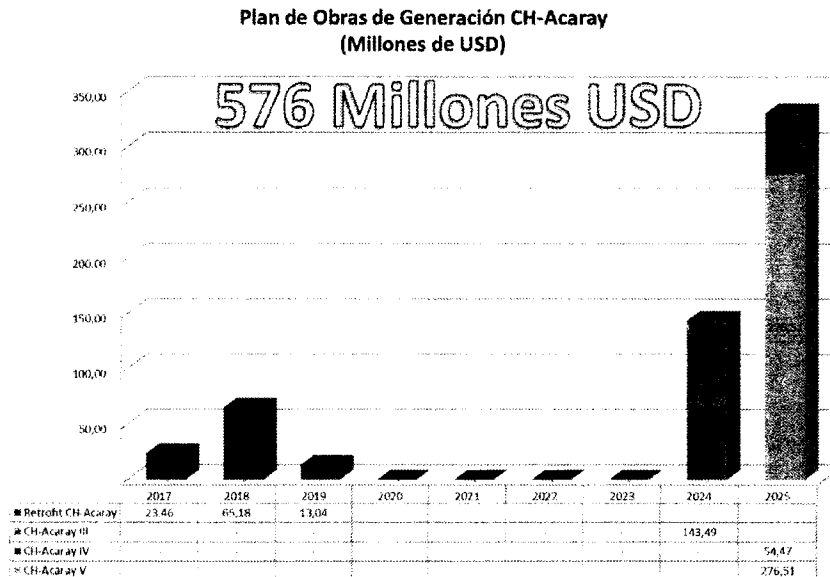


Figura 6. Plan de obras previsto para la Central Hidroeléctrica de Acaray

5.2 Centrales Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay

El plan de obras de generación tiene prevista, en base al estudio *Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*, realizado por la *Itaipu Binacional*, la *Fundación Parque Tecnológico de la Itaipu (FPTI)* y la *Universidad Corporativa Itaipu (UCI)*, la implantación de dos centrales de generación del tipo turbobulbo sobre el río Paraguay.

- CH Río Paraguay A (2020), El proyecto se situaría aguas debajo de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El nivel máximo normal del embalse sería de 65.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 85 m³/s sería de 5 m. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 72 MW y la energía firme 41,04 MWmedios. Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo Busco y tiempo medio de llenado de 6 minutos.

- *CH Río Paraguay B (2025). El proyecto se situaría aguas arriba de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El nivel máximo normal del embalse sería de 70.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 95 m³/s sería de 5 m. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 96 MW y la Energía Firme de 54,72 MWmedios. Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo busco y tiempo medio de llenado de 6 minutos.*

Los proyectos de ambas centrales incorporan esclusas de navegación acordes a los requerimientos de la Hidrovía del Río Paraguay. La siguiente figura muestra los sitios de implantación de las centrales mencionadas

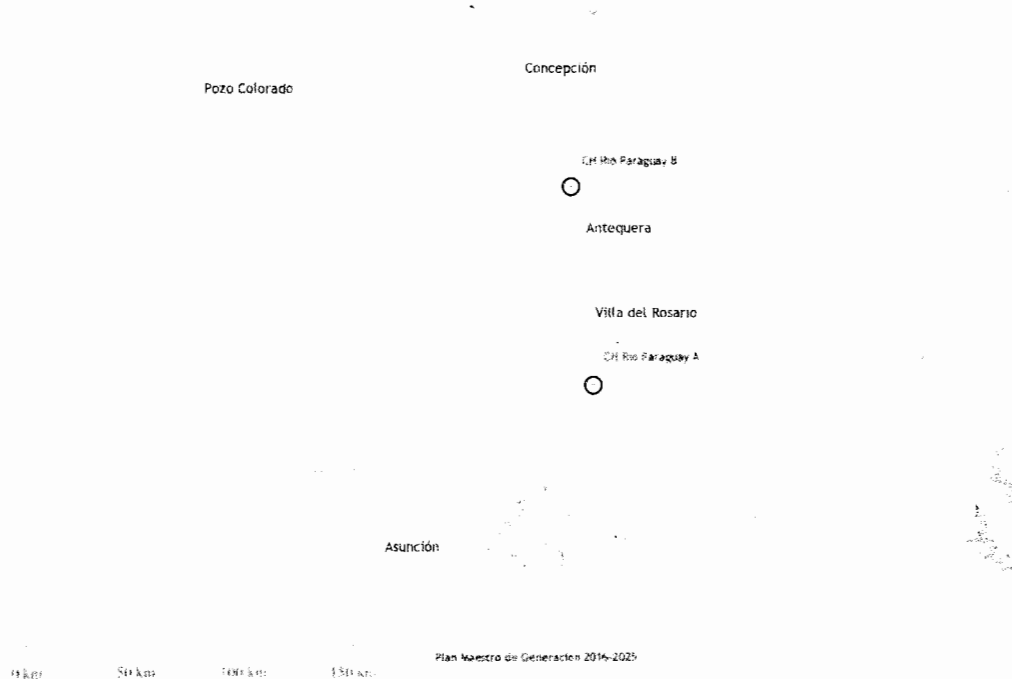


Figura 6. Centrales Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay

5.3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Según el informe del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), en el Paraguay a pesar de que a nivel país existe un gran potencial para la generación de electricidad a partir de Nuevas Fuentes de Energías Renovables (biomasa, biogás, energía solar, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas), debido a la amplia cobertura eléctrica de energía de origen de grandes hidroeléctricas (la mayor riqueza energética del país), estas fuentes solo pueden cumplir un rol complementario, siendo su viabilidad restringida a casos muy particulares.

No obstante, el plan de obras previsto en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), permitirá disponibilizar los 214 MW existentes de la CH Acaray como Margen de Reserva de Generación y posible Exportación de Energía No Garantizada.

Las denominadas PCH (potencia entre 1 MW y 50 MW por central) además de ayudar en el suministro de la demanda energética del país, promoviendo el desarrollo económico, fomentando el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación, presentan ventajas sobre generación central de energía, con economía en las inversiones en transmisión y reducción

de las pérdidas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, mejorando la estabilidad del servicio de energía eléctrica de cada zona de implantación, aunque por economía de escala presentan un costo de inversión unitario (MW instalado por dólares de inversión) superior al de las Centrales de gran tamaño.

Del análisis de los casos de estudio del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, se desprende que más allá de la rentabilidad económica, estos proyectos pueden colaborar como catalizadores para crear sinergias entre las comunidades beneficiarias e instituciones del Estado, aportando recursos y destrezas a los habitantes y abriendo así posibilidades de desarrollo humano sustentable donde anteriormente no era posible, siendo sus principales atributos:

- Reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones industriales y promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables.
- Incremento de la viabilidad de las empresas, particularmente en áreas rurales, al aumentar la disponibilidad de las energías renovables para usos productivos.

La puesta en servicio de las PCH en el presente Plan de Obras se corresponde con un orden creciente de área inundada inherente a cada proyecto.

Sistema Central

- PCH Jejui (3,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios (2021).
- PCH Jejui (3,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios (2022).
- PCH Jejui (3,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios (2024).

Sistema Sur

- PCH Tembey (13,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios (2021).
- PCH Tembey (13,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,52 MWmedios (2022).
- PCH Capiibary (16,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios (2022).
- PCH Tembey (13,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios (2023).
- PCH Pirajui (14,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios (2024).

Sistema Este

- PCH Ñacunday (12,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2020).
- PCH Carapá (6,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2022).
- PCH Ñacunday (12,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios (2023).
- PCH Carapá (6,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios (2024).
- PCH Itambey (8,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios (2024).
- PCH Ñacunday (12,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios (2024).

Sistema Norte

- PCH Ypané (2,5), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios (2019).
- PCH Ypané (2,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).
- PCH Ypané (2,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).
- PCH Ypané (2,4), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios (2021).
 - PCH Ypané (2,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios (2022).

Todas las obras de PCHs van acompañadas con sus respectivas obras de subtransmisión/transmisión para realizar su interconexión al SIN.

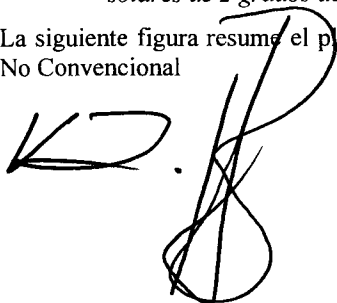
5.4 Sistemas Solares Fotovoltaicos

Con el fin de promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, donde se tienen poblaciones rurales muy dispersas, aisladas del SIN y de difícil acceso, el Plan de Obras incluye parques solares fotovoltaicos

Sistema Oeste

- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, construcción de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2017).
- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2018).
- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2019).
- Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2020).
- Parque Loma Plata, construcción de Parque Solar Fotovoltaico de 10 MWp - con paneles solares de 2 grados de movilidad (2025).

La siguiente figura resume el plan de obras previsto para las Nuevas Fuentes de Generación Renovable No Convencional



**Plan de Obras de Nuevas Fuentes de Generación
 (Millones de USD)**

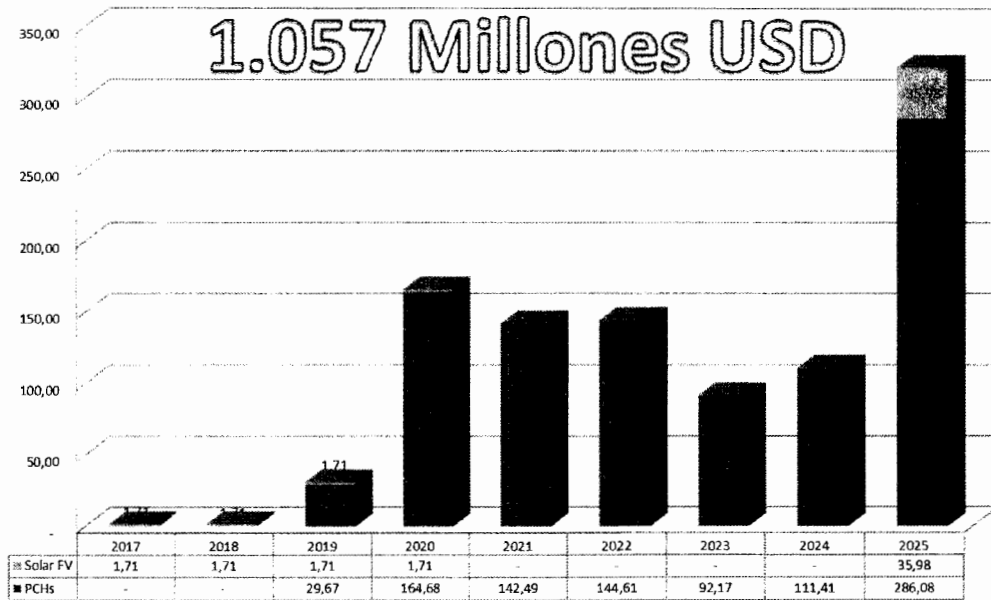


Figura 7. Plan de obras previsto para las Nuevas Fuentes de Generación Renovable No Convencional

5.5 Evolución del Margen de Reserva de Generación

El siguiente gráfico presenta la evolución de la reserva de generación del SIN, con el Plan de Obras de Generación. Con la capacidad incorporada de generación disponible prevista en el Plan de Obras a fin del periodo se verifica que Margen de Generación del SIN disminuye hasta 22% y cumple ajustadamente con el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN de 20%.

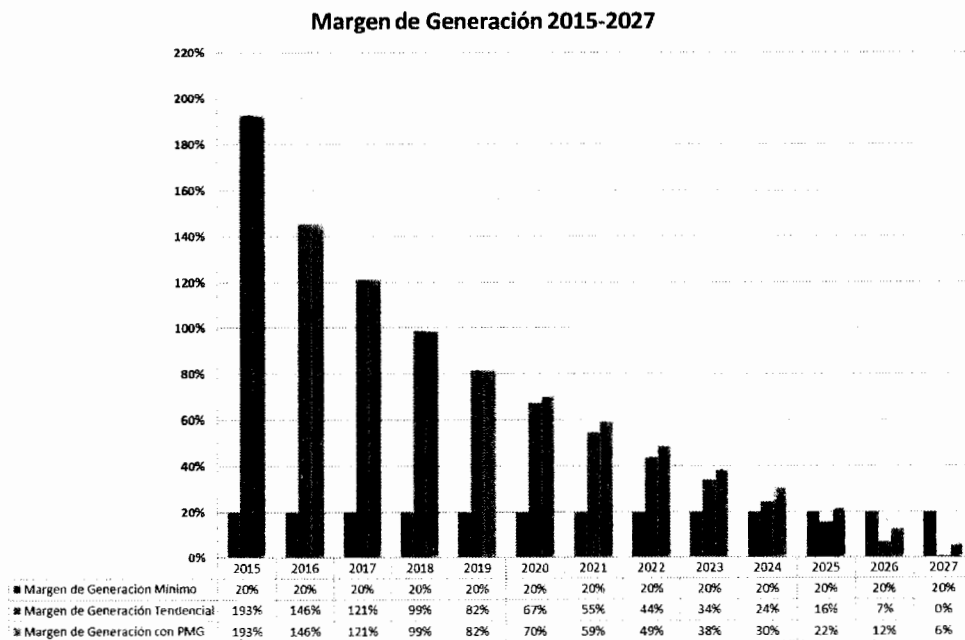


Figura 8. Evolución del Margen de Generación del SIN.

6. CONCLUSIONES

6.1 Evolución del Margen de Reserva de Generación

La evolución tendencial del Margen de Reserva de Generación entre los años 2012 al 2027, conforme a la figura 9 indica que para el año 2025 se tendría un déficit con relación al Margen de Reserva de Generación Planificado, e inclusive con la implementación del Plan Maestro de Generación 2016-2025, para el año 2026 nuevamente se estaría con un déficit con relación al Margen de Reserva de Generación Planificado.

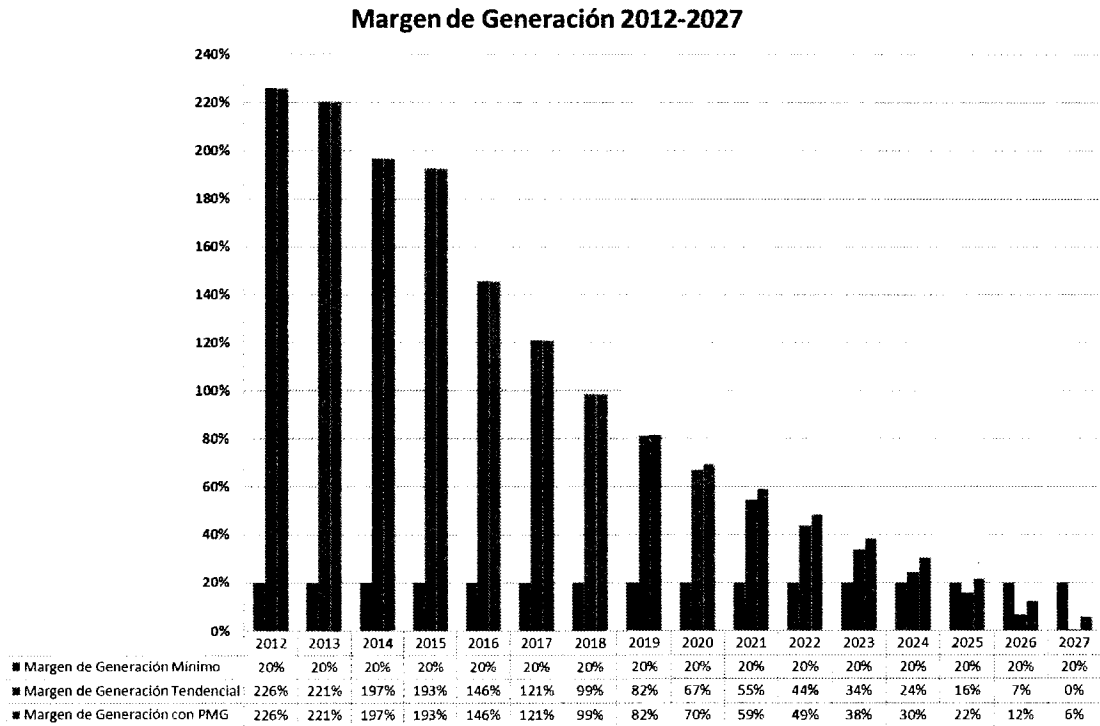


Figura 9. Evolución del Margen de Generación del SIN.

En el Paraguay las obras de generación de gran porte tienen una ventana de implementación superior a los diez años, sobre todo en los emprendimientos binacionales cuya ventana de implementación es superior a una década, luego es imperiosa la necesidad de iniciar a través de cancillería y con la asistencia de la COMIP, los estudios y acuerdos binacionales con la Argentina para la implantación de los proyectos de las centrales de Itacorá-Itatí y Corpus Christi. Cabe mencionar que resulta estratégico implementar primero el proyecto de Itacorá-Itatí antes del de Corpus Christi, debido a que permitirá seguir aprovechando los excedentes de generación de la Itaipu Binacional, ya que no afectará el nivel de aguas debajo de dicha represa, conforme se puede apreciar en la figura 10.

Paralelamente, la implementación de Generación Solar Fotovoltaica en áreas urbanas, sería una forma alternativa de reducción de la punta de demanda del mediodía, que viene ganando preponderancia con relación a la punta de la demanda de la noche.

PERFIL LONGITUDINAL DEL RIO PARANA Aprovechamientos Hidroeléctricos

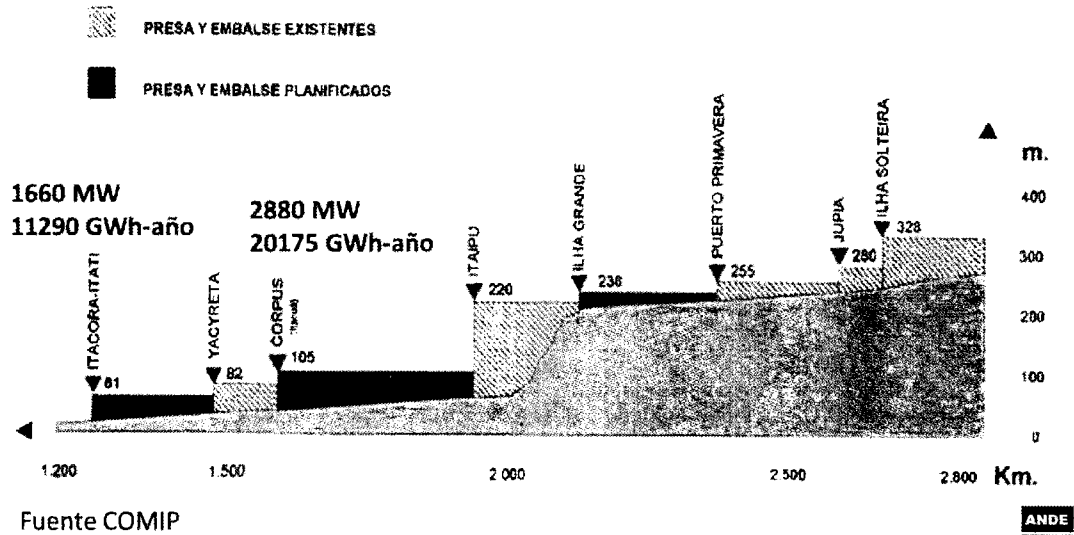


Figura 10. Perfil longitudinal del Río Paraná

6.2 Margen de Reserva de Energía Eléctrica del Paraguay

La reserva de energía eléctrica garantizada del Paraguay, con el parque de generación existente, entrará en déficit para el año 2029, si continúa la tendencia de la proyección del “*Estudio de Mercado Eléctrico Nacional, Proyección 2015-2026*”, conforme se ilustra en la figura 11.

Otras medidas que se deberán tomar corresponden a la implementación de políticas de eficiencia energética, para racionalizar y optimizar el uso de la energía, que aparte de disminuir el crecimiento de la demanda de energía, presenta los siguientes beneficios en diferentes ámbitos:

- Reducción de los gastos de energía en los hogares y empresas.
- Reducción por tanto los costos de producción, mejorando la competitividad de las empresas.
- Reduce el daño ambiental y la contaminación que afecta a la salud de todos
- Aumenta la seguridad del abastecimiento de energía
- Disminuye la dependencia energética de exterior
- Disminuye el consumo de recursos naturales
- Reduce el deterioro al medio ambiente asociado a la explotación de recursos
- Reduce el impacto de los Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Otro aspecto que debe ser considerado es la Generación Nuclear de Energía Eléctrica, donde el Paraguay debe tener implementado para un horizonte de 20 años un Plan Nacional de Energía Nuclear que contemple todo el *Ciclo de la Producción de Uranio* para poder explotar el potencial de 73.272.000 GWh en uranio que posee, equivalentes a más de 1500 años de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica proyectada para el año 2029 de 49.004 GWh.

Energía Garantizada vs Demanda de Energía

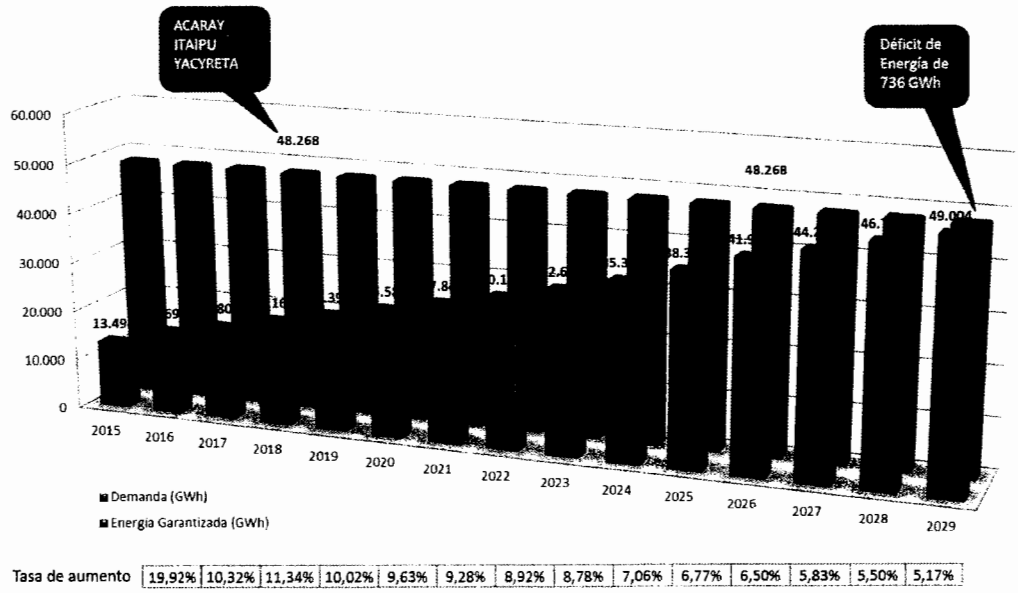
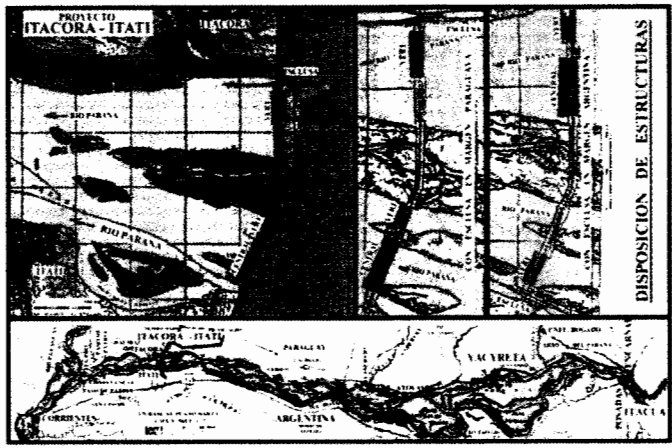


Figura 11. Evolución del Margen de Generación del SIN.

A seguir una breve descripción de los proyectos de hidroeléctricos de gran porte.

Central Hidroeléctrica de Itacorá-Itatí



El Gobierno Nacional ha indicado su voluntad de avanzar con el Proyecto de Construcción de la Central Hidroeléctrica de Itacorá-Itatí. Dicho Proyecto es discutido y llevado adelante en el seno de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP). Originalmente figuraba en el Tratado de Yacyretá como un embalse de regulación aguas debajo de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá.

El nivel máximo normal del embalse Itacorá-Itatí sería de 61.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 11.600 m³/s sería de 13.04 m. El proyecto de la central tiene 32 turbinas Bulbo de 7.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 1.600 MW y la Firme 1425 MW. Podría generar al año un promedio de 11.290 GWh.

El proyecto de la central contiene un vertedero de 76 vanos dividido en dos partes y una esclusa de navegación. Se presentan dos soluciones para la disposición de estructuras sobre la misma traza, según que la esclusa se encuentre en margen paraguaya o argentina. En un futuro podría presentarse una única solución con dos esclusas, una en cada margen.

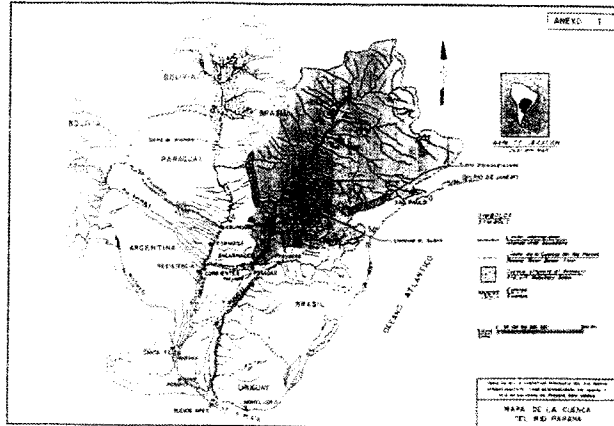
Central Hidroeléctrica de Corpus Christi

El Gobierno Nacional ha indicado su voluntad de avanzar con el Proyecto de Construcción de la Central Hidroeléctrica de Corpus Christi. Dicho Proyecto es llevado discutido y llevado adelante en el seno de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP).

El nivel máximo normal del embalse Corpus Christi sería de 105.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 11.600 m³/s sería de 21 m. El proyecto de la central tiene 20 turbinas Kaplan de 9.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 2.875 MW y la Firme 2.688 MW. Podría generar al año un promedio de 18.600 GWh.

El proyecto de la central contiene un vertedero de 28 vanos y una esclusa de navegación.

Dado el tiempo de construcción de un proyecto de esta envergadura, en el presente estudio que abarca el periodo 2014 – 2023, en el Plan de Obras no se incluye la generación proveniente de la CH Corpus Christi. Sin embargo debido a la proyección del Margen de Reserva de Generación es de suma importancia que el Proyecto Corpus Christi sea tenido en cuenta en la definición del sistema de transmisión, principalmente en lo que atañe a las redes de 500 kV, de manera a producir planes de generación y transmisión congruentes.



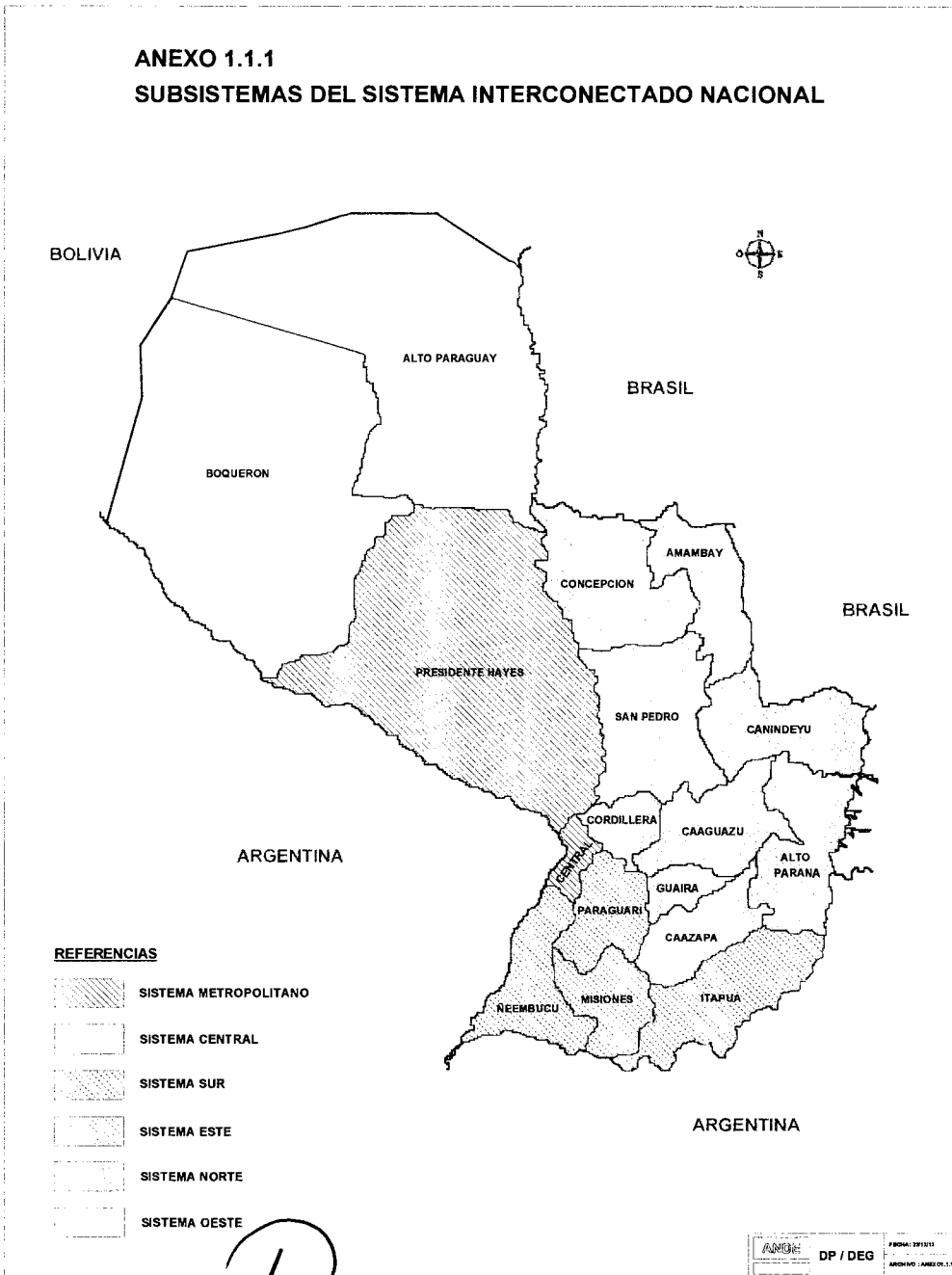
[Firma manuscrita]

Anexo 1.1

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



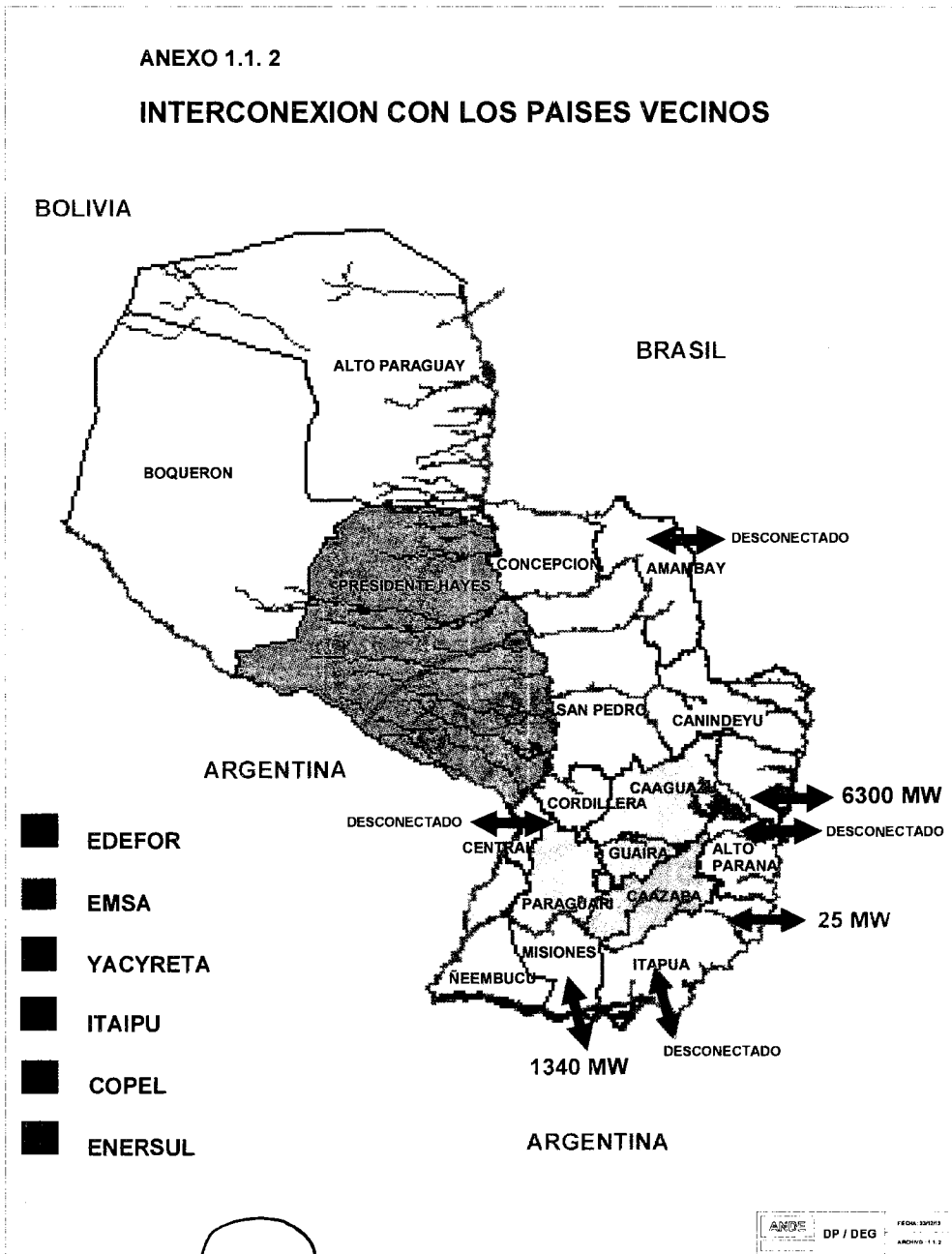
**ANEXO 1.1.1
 SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**



[Handwritten signature]

ANEXO 1.1. 2

INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS



[Handwritten signature]

**ANEXO 2.1.1
 SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**



Handwritten signature

ANEXO 2.1. 2

INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS

BOLIVIA



- EDEFOR
- EMSA
- YACYRETA
- ITAIPU
- COPEL
- ENERSUL

ANDE DP / DEG FROM 1997 ANEXO 2.1.2

(Handwritten signature)

Anexo 1.2

CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN



<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025 </div> </div>			
Etiquetas de fila	Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
ANDE	306.735.153	1.896.180.946	2.202.916.099
Sistema Central	103.118.882	637.462.180	740.581.062
CH	82.388.874	509.313.039	591.701.913
dic-20	36.617.277	226.361.351	262.978.628
Central Hidroeléctrica Río Paraguay A			
Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 85 m3/s, salto total 5 m, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 41,04 MWmedios.	36.617.277	226.361.351	262.978.628
dic-25	45.771.597	282.951.688	328.723.285
Central Hidroeléctrica Río Paraguay B			
Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 95 m3/s, salto total 5 m, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 54,72 MWmedios.	45.771.597	282.951.688	328.723.285
LT 220 kV	3.691.840	22.822.281	26.514.121
dic-21	1.845.920	11.411.141	13.257.060
Central Hidroeléctrica Río Paraguay A			
Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción.	1.845.920	11.411.141	13.257.060
dic-25	1.845.920	11.411.141	13.257.060
Central Hidroeléctrica Río Paraguay B			
Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción.	1.845.920	11.411.141	13.257.060
LT 66 kV	2.598.145	16.061.261	18.659.407
dic-20	709.821	4.387.983	5.097.804
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,3)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 22 km hasta la Subestación de San Pedro Norte.	709.821	4.387.983	5.097.804
dic-22	522.348	3.229.058	3.751.406
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,2)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 10 km hasta la Subestación de San Pedro Norte.	522.348	3.229.058	3.751.406
dic-24	1.365.977	8.444.220	9.810.197
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 66 km hasta la Subestación de Santa Rosa.	1.365.977	8.444.220	9.810.197
PCH	14.440.023	89.265.599	103.705.622
dic-20	3.663.559	22.647.453	26.311.012
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,3)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 149,54 m3/s, salto total 3 m, área inundada de 0,9 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios.	3.663.559	22.647.453	26.311.012
dic-22	6.279.863	38.820.972	45.100.835
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,2)			

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD			
PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025			
Etiquetas de fila	Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 163,93 m3/s, salto total 5 m, área inundada de 8,1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios.	6.279.863	38.820.972	45.100.835
dic-24	4.496.602	27.797.174	32.293.776
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 35,98 m3/s, salto total 16 m, área inundada de 65,2 km2, con dos turbogeneradores francis de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios.	4.496.602	27.797.174	32.293.776
Sistema Este	153.136.268	946.660.569	1.099.796.837
CH	76.870.650	475.200.384	552.071.034
dic-17	4.394.073	27.163.362	31.557.435
Central Hidroeléctrica Acaray Reparación de Turbinas y Valvula Principales de los Grupos 3 y 4 Restauración y modernización de la Central Acaray II - Grupos 3 y 4 (2da etapa: Estator, Rotor, Nucleo, sist. de Prot. y Monitor,	1.098.518	6.790.841	7.889.359
	3.295.555	20.372.522	23.668.077
dic-18	9.154.319	56.590.338	65.744.657
Central Hidroeléctrica Acaray Rehabilitación/Modernización/Repotenciación de los Grupos 1 y 2: • Turbina (Rodete y componentes auxiliares), Generador (Estator, Rotor), Sist. de Refrigeración, Equipos de 13,8 kV, Sist. de Prot. y Monitoreo, Sistema del RV, Sist. del RT. • Sist. de Control Scada de los Grupos 1 y 2 integrado a los Grupos 3 y 4. • Transformadores Elevadores monofásicos de 220/13,8 kV. • Valvulas Principales	9.154.319	56.590.338	65.744.657
dic-19	1.830.864	11.318.068	13.148.931
Central Hidroeléctrica Acaray Restauración y modernización de Equipos Auxiliares de la Central Acaray: • Servicios Auxiliares de la Central 23000/13800/380/220 V. • Servicios Auxiliares de Corriente Continua. • Restauración y rehabilitación de la Represa Acaray y Tuberías (Compuertas, Obra de Toma, Tubería de aducción, Tubería Forzada, Tubería de Salida, Instrumentación de Presa, equipos de control) • Puentes Gruas. • Obras Civiles de mantenimiento (caminos, edificios, sala de máquinas, otros)	1.830.864	11.318.068	13.148.931
dic-24	18.308.639	113.180.675	131.489.314
Central Hidroeléctrica Acaray Construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación, caudal turbinado 90 m3/s, salto total 83 m, con dos turbogeneradores francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios.	18.308.639	113.180.675	131.489.314
dic-25	43.182.755	266.947.941	310.130.696

ANDE		ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD		
		PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025		
Etiquetas de fila		Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
Central Hidroeléctrica Acaray				
	Construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, caudal turbinado 125 m3/s, salto total 36 m, con cuatro	36.617.277	226.361.351	262.978.628
Central Hidroeléctrica Acaray (10,1)				
	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 49,26 m3/s, salto total 18 m, área inundada de 131,4	6.565.478	40.586.590	47.152.068
LD 23 kV		507.232	3.135.618	3.642.850
dic-22		247.758	1.531.593	1.779.350
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,2)				
	Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 42 km hasta la Subestación de Salto del Guairá.	247.758	1.531.593	1.779.350
dic-24		259.475	1.604.025	1.863.500
Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey (8,1)				
	Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 44 km hasta la Subestación de Salto de Minga Porá.	259.475	1.604.025	1.863.500
LT 220 kV		3.305.835	20.436.073	23.741.908
dic-24		1.084.767	6.705.833	7.790.600
Central Hidroeléctrica Acaray				
	Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV.	1.084.767	6.705.833	7.790.600
dic-25		2.221.068	13.730.240	15.951.308
Central Hidroeléctrica Acaray				
	Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV.	2.221.068	13.730.240	15.951.308
LT 66 kV		3.970.919	24.547.496	28.518.415
dic-20		569.216	3.518.789	4.088.005
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,2)				
	Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú.	569.216	3.518.789	4.088.005
dic-23		850.426	5.257.177	6.107.602
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,1)				
	Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 32 km hasta la Subestación de Paranambú.	850.426	5.257.177	6.107.602
dic-24		1.466.510	9.065.697	10.532.207
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,1)				
	Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 35 km hasta la Subestación de Salto del Guairá.	897.294	5.546.908	6.444.202
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,3)				
	Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú.	569.216	3.518.789	4.088.005
dic-25		1.084.767	6.705.833	7.790.600
Central Hidroeléctrica Acaray (10,1)				
	Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 48 km hasta la Subestación de Minga Porá.	1.084.767	6.705.833	7.790.600

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; font-weight: bold;">ANDE</div> <div style="text-align: center;"> ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025 </div> </div>			
Etiquetas de fila	Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
PCH	68.481.632	423.340.998	491.822.630
dic-20	18.427.645	113.916.350	132.343.995
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,2)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 58,98 m3/s, salto total 48 m, área inundada de 0,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 17 MW y energía media de 23,36 MWmedios.			
	18.427.645	113.916.350	132.343.995
dic-22	3.013.602	18.629.539	21.643.141
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,2)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 26,78 m3/s, salto total 14 m, área inundada de 6,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios.			
	3.013.602	18.629.539	21.643.141
dic-23	4.961.641	30.671.963	35.633.604
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 31,7 m3/s, salto total 20 m, área inundada de 32,5 km2, con dos turbogeneradores francis de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios.			
	4.961.641	30.671.963	35.633.604
dic-24	42.078.744	260.123.146	302.201.890
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 31,24 m3/s, salto total 50 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios.			
	10.849.699	67.070.868	77.920.568
Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey (8,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 17,05 m3/s, salto total 24 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios.			
	3.363.297	20.791.290	24.154.587
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,3)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 66,45 m3/s, salto total 32 m, área inundada de 70,6 km2, con dos turbogeneradores francis de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios.			
	27.865.748	172.260.988	200.126.736
Sistema Norte	18.708.041	115.649.710	134.357.751
LD 23 kV	1.546.830	9.562.223	11.109.054
dic-19	616.084	3.808.521	4.424.605
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,5)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 16 km hasta la Subestación de Horqueta.			
	616.084	3.808.521	4.424.605
dic-21	624.403	3.859.946	4.484.349
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,2)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 70 km hasta la Subestación de Yby Yau.			
	353.211	2.183.488	2.536.699
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,4)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 48 km hasta la Subestación de Horqueta.			
	271.192	1.676.458	1.947.650
dic-22	306.343	1.893.757	2.200.100

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025 </div> </div>			
Etiquetas de fila	Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,1) Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV simple terna de 56 km hasta la	306.343	1.893.757	2.200.100
LT 66 kV	1.225.372	7.575.026	8.800.398
dic-21	1.225.372	7.575.026	8.800.398
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,3) Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 56 km hasta la Subestación de Yby Yau.	1.225.372	7.575.026	8.800.398
PCH	15.935.839	98.512.460	114.448.299
dic-19	3.551.876	21.957.051	25.508.927
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,5) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 70,04 m3/s, salto total 6 m, área inundada de 1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios.	3.551.876	21.957.051	25.508.927
dic-21	10.038.627	62.056.964	72.095.591
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,2) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 15,62 m3/s, salto total 23 m, área inundada de 18,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios.	2.962.338	18.312.633	21.274.971
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,3) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 35,21 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 17,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios.	4.121.275	25.476.970	29.598.245
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,4) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 40,86 m3/s, salto total 9 m, área inundada de 11,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios.	2.955.014	18.267.361	21.222.375
dic-22	2.345.337	14.498.445	16.843.781
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 13,06 m3/s, salto total 21 m, área inundada de 31,4 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios.	2.345.337	14.498.445	16.843.781
Sistema Oeste	6.012.169	37.166.138	43.178.308
FV-DIESEL	732.346	4.527.227	5.259.573
dic-17	183.086	1.131.807	1.314.893
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
dic-18	183.086	1.131.807	1.314.893
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Adición Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
dic-19	183.086	1.131.807	1.314.893
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Adición Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
dic-20	183.086	1.131.807	1.314.893
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			

Anexo 1.2. Plan de Obras de Generación 2016-2025

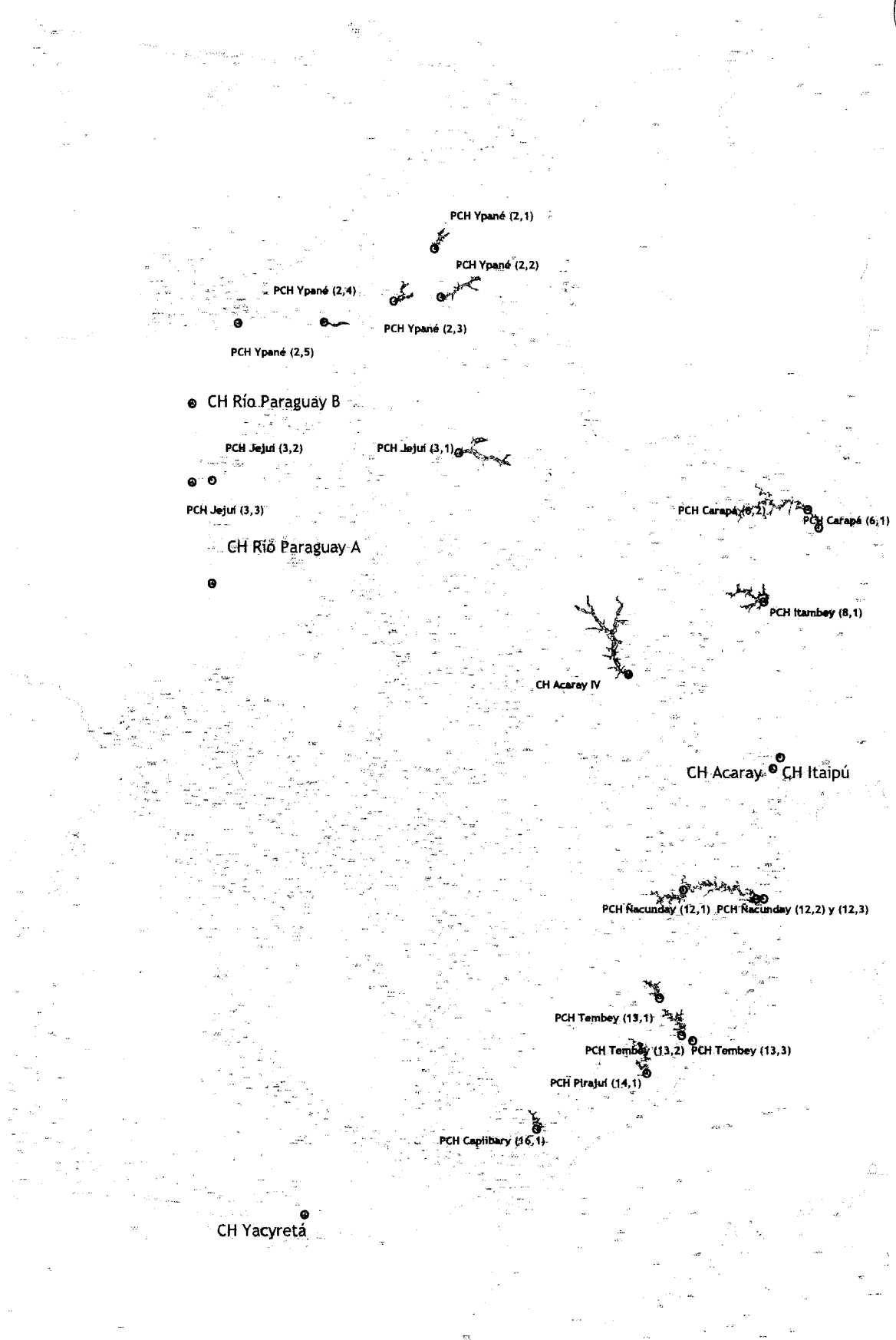
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD </div>			
PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025			
Etiquetas de fila	Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
Adición Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
LD 23 kV	225.591	1.394.562	1.620.153
dic-17	56.398	348.641	405.038
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
dic-18	56.398	348.641	405.038
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
dic-19	56.398	348.641	405.038
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
dic-20	56.398	348.641	405.038
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
LT 220 kV	477.073	2.949.180	3.426.253
dic-25	477.073	2.949.180	3.426.253
Parque Solar Loma Plata Interconexión al SIN en 220 kV	477.073	2.949.180	3.426.253
FV	4.577.160	28.295.169	32.872.329
dic-25	4.577.160	28.295.169	32.872.329
Parque Solar Loma Plata Parque Solar Fotovoltaico de 10 MWp con paneles con 2 grados de movilidad	4.577.160	28.295.169	32.872.329
Sistema Sur	25.759.792	159.242.349	185.002.141
LD 23 kV	354.910	2.193.992	2.548.902
dic-21	177.455	1.096.996	1.274.451
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1) Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de transmisión 23 kV de 35 km hasta la Subestación de Natalio.	177.455	1.096.996	1.274.451
dic-22	177.455	1.096.996	1.274.451
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,3) Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 22 km hasta la Subestación de Natalio.	177.455	1.096.996	1.274.451
LT 66 kV	1.801.384	11.135.831	12.937.215
dic-22	522.348	3.229.058	3.751.406
Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1) Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 10 km hasta la Subestación de Trinidad.	522.348	3.229.058	3.751.406
dic-23	709.821	4.387.983	5.097.804
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2) Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 22 km hasta la Subestación de Natalio.	709.821	4.387.983	5.097.804
dic-24	569.216	3.518.789	4.088.005
Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1) Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Natalio.	569.216	3.518.789	4.088.005
PCH	23.603.497	145.912.527	169.516.024

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025 </div> </div>			
Etiquetas de fila	Suma de ML (US\$)	Suma de ME (US\$)	Suma de TOTAL (US\$)
dic-21 Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,45 m3/s, salto total 29 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios.	2.037.751	12.597.009	14.634.761
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,45 m3/s, salto total 29 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios.	2.037.751	12.597.009	14.634.761
dic-22 Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,54 m3/s, salto total 45 m, área inundada de 16,7 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios.	9.547.955	59.023.722	68.571.677
Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,54 m3/s, salto total 45 m, área inundada de 16,7 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios.	7.510.204	46.426.713	53.936.917
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,3) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 15,66 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,5 MW y energía media de 2,52 MWmedios.	2.037.751	12.597.009	14.634.761
dic-23 Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,79 m3/s, salto total 51 m, área inundada de 34,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios.	6.424.501	39.715.099	46.139.600
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,79 m3/s, salto total 51 m, área inundada de 34,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios.	6.424.501	39.715.099	46.139.600
dic-24 Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,02 m3/s, salto total 46 m, área inundada de 31,8 km2, con dos turbogeneradores francis de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios.	5.593.289	34.576.696	40.169.985
Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1) Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,02 m3/s, salto total 46 m, área inundada de 31,8 km2, con dos turbogeneradores francis de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios.	5.593.289	34.576.696	40.169.985
Total general	306.735.153	1.896.180.946	2.202.916.099

Anexo 1.3

UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN





044
(Cuentas
Juntas)

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

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



PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN

PERIODO: 2016 – 2025

AGOSTO 2016

A large, stylized handwritten signature in black ink, located in the bottom left corner of the page.

PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN (2016 - 2025)

TABLA DE CONTENIDOS

1. RESUMEN EJECUTIVO 3

1.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN..... 5

1.2 OBRAS DE AMPLIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES 7

1.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN 10

1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA Y EXTENSIÓN DE LÍNEAS PREVISTAS..... 10

1.5 INVERSIONES REQUERIDAS 11

2. INTRODUCCIÓN 12

3. CRITERIOS TÉCNICOS 13

3.1 PERFIL DE TENSIONES 13

3.2 CARGA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 14

3.3 CARGA EN TRANSFORMADORES..... 15

3.4 MARGEN DE CARGA Y ESTABILIDAD DE TENSIÓN..... 15

4. PREMISAS BÁSICAS 17

4.1 GENERACIÓN 17

4.2 DEMANDA NACIONAL 17

4.3 PROYECCIÓN DE CARGAS Y FACTOR DE POTENCIA POR SUBESTACIONES 19

4.4 EXPORTACIÓN 19

5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS..... 20

5.1 CONFIGURACIÓN DE CORTO PLAZO..... 20

5.2 CONFIGURACIÓN DE MEDIO PLAZO..... 20

6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN..... 21

7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO 22

7.1 ANÁLISIS DEL SIN EN CONDICIONES NORMALES 22

7.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL SIN 32

7.3 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN 36

7.4 INTERCONEXIÓN CON LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES..... 37

8. ANÁLISIS POR SISTEMAS 39

8.1 SISTEMA CENTRAL 39

8.2 SISTEMA SUR..... 41

8.3 SISTEMA ESTE 43

8.4 SISTEMA METROPOLITANO..... 45

8.5 SISTEMA NORTE 48

8.6 SISTEMA OESTE..... 50

A.2.1 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

A.2.2 LISTADO DE OBRAS SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

A.2.3 MAPAS ELÉCTRICOS

A.2.4 PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2016 – 2025

A.2.5 BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA

A.2.6 LONGITUD DE LÍNEA Y CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES

A.2.7 DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Ley 966/1964 que crea a la Administración Nacional de Electricidad ANDE, tiene dentro de sus objetivos elaborar el Plan Nacional de Electrificación a ser propuesto al Poder Ejecutivo, para su aprobación, con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país.

Para elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de los planes de expansión de la Transmisión de la energía eléctrica para el corto y medio plazo se consideró la previsión de la demanda como el insumo básico para desarrollar el planeamiento del Sistema Eléctrico Paraguayo SEP. Los acontecimientos futuros dependen de factores poco predecibles cuyo grado de incertidumbre aumenta con el horizonte considerado para la planificación. Teniendo en cuenta la expansión sostenida de la demanda de energía eléctrica del país es necesaria la formulación de posibles escenarios de crecimiento del mercado para definir y dimensionar adecuadamente las inversiones requeridas por el SEP.

El Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo para el periodo 2016-2025 presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de obras necesarias en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de forma a acompañar el crecimiento de la demanda, para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Obras de Transmisión para la próxima década, en el cual se plasman las necesidades del sistema. Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las obras de refuerzo que permiten atender el crecimiento de la demanda, quedando en un segundo plano aquellas obras que apunten exclusivamente a un aumento en la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica.

Si bien la definición de un Plan de Obras se ve influenciado por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas, requerimientos de confiabilidad, calidad y 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 Corto y Medio Plazo es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica con una tasa de crecimiento promedio de 8,6 % en el periodo, conforme a la recomendación del "ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026", elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por Resolución P/N° 36.408 de la ANDE, en fecha 24/07/2015.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado únicamente al mercado nacional sin considerar la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI). Con la inclusión de las mismas, dicho porcentaje de crecimiento corresponde al 8,9 %, el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Estos porcentajes de crecimiento adoptados, consideran que el País ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. Tras el anuncio del Gobierno nacional del procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013, al año 2014 este porcentaje de industrialización alcanzó el 39%. Asimismo, al crecimiento sostenido de la inversión bruta de capital en los últimos años se debe sumar el impacto económico de la incorporación de pequeñas electrointensivas (alrededor de 125 MW y 1.009 GWh para el año 2021) que se están instalando en el País.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 13% promedio anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

A los factores mencionados, debemos agregar los diversos proyectos de parques industriales que se planean instalar en el País en determinadas regiones, además de las ya existentes (Hernandarias y Capiatá), como: Villa Hayes, Villeta, Itapúa, Concepción, entre otros.

Es también importante resaltar nuevamente, que el Plan de Obras presentado constituye un conjunto de obras requeridas para atender al mercado eléctrico nacional así como también a algunas industrias

047
 (evento)
 rick

electrointensivas (IEI), las cuales ya poseen contrato firmado con ANDE y con plazos de aumentos graduales en sus potencias contratadas, conforme al Decreto 7406. En la Tabla I a seguir se presenta el cronograma de implementación de la demanda total de las industrias Electrointensivas, conforme al Decreto 7406.

Tabla I - Demandas de IEI llevadas en consideración en el presente Plan

Demandas Electrointensivas										
Años	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda MW	64	119	161	191	201	206	206	206	206	206
Demanda MWh	481	894	1209	1434	1509	1547	1547	1547	1547	1547

Observaciones:

El cronograma de potencia demandada por las industrias fue realizado en base a informaciones suministradas por las mismas, y los valores máximos indicados corresponden a las demandas anuales finales de las Industrias. Así mismo las cinco IEI modularán su potencia contratada en todas las fases al 25%, es decir desconectarán su potencia contratada en un 75% en el horario de punta del SIN. Se ha incluido en la demanda de IEI las pérdidas de transmisión ocasionadas, que promedian un 5%.

La posibilidad de aumentos considerables en los intercambios energéticos con otros países de la región deberá ser analizada en estudios específicos, para cada caso.

El estudio presentado se basa en un análisis de régimen permanente, 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 y de cargas en líneas de transmisión y equipos de transformación ante condiciones normales de operación del Sistema (Red Completa).

Se evalúan también condiciones de emergencia, considerándose el *Criterio N - 1 o contingencia simple*, en el que se supone la pérdida de un solo elemento del sistema por vez (Red Incompleta o Alterada). Las contingencias son analizadas principalmente en los corredores de transmisión en 220 y 500 kV, de forma a estimar el desempeño del Sistema ante las mismas, y dependiendo de la severidad de estas, evaluar la necesidad de introducción de obras de refuerzo. Dicho análisis es limitado al tronco principal de transmisión del SIN, donde se tiene algún tipo de redundancia, y la magnitud de carga potencialmente afectada es mayor.

Para el periodo 2016-2025 se requerirían un total de 227 obras de transmisión y transformación, discriminadas en los cuadros a continuación:

Obras en Líneas de Transmisión	
Recapitación de líneas existentes	26
Nuevas líneas de transmisión:	
500 kV	5
220 kV	25
66 kV	22

Obras en Subestaciones	
Ampliaciones de capacidad de transformación existentes	105
Nuevas subestaciones:	
500 kV	3
220 kV	25
66 kV	14

Obras de Compensación Reactiva	
Compensación en 220 kV	2
Compensación en 23 kV	156

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:

- LT 500 kV Yacretá – Ayolas, segunda línea (16 km), con una capacidad de 2000 MVA (año 2018).
- LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes (347 km) con una capacidad de 2000 MVA, y ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del tercer banco de transformadores de 500/220 kV - 600 MVA (año 2018).
- Subestación Villa Hayes, montaje del cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA adicional (año 2019).
- Subestación Ayolas, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 375 MVA adicional (año 2019).
- Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes y construcción de la Subestación Valenzuela 500 kV con una capacidad de transformación 500/220 kV inicial de 1200 MVA (año 2019). Seccionamiento de la LT 220 kV doble terna Coronel Oviedo – Guarambaré, y de la LT simple terna Coronel Oviedo – Eusebio Ayala (año 2019).
- LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú (54 km) con una capacidad de 2000 MVA, y Subestación Minga Guazú 500 kV con una capacidad inicial de transformación de 500/220 kV - 2 x 600 MVA, totalizando 1200 MVA (año 2020).
- LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, segunda línea (348 km) con una capacidad de 2000 MVA (año 2021).
- Subestación Minga Guazú, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA (año 2022).
- Subestación Carayao, construcción de patio en 500 kV y montaje de tres bancos de autotransformadores con una capacidad de transformación 500/220 kV de (3 x 600) MVA, totalizando 1800 MVA. Seccionamiento de las dos (2) Líneas de Transmisión Margen Derecha – Villa Hayes en la Subestación Carayao (año 2024).
- Línea 500 kV Minga Guazú – Valenzuela (255 km), con una capacidad de 2000 MVA, y posiciones correspondientes (año 2024).
- Subestación Valenzuela, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA (año 2025).
- LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú, segunda línea (54 km) con una capacidad de 2000 MVA (año 2025).

1.1.2 Red de 220 kV

El Plan de Obras incluye de igual manera un conjunto de nuevas líneas de 220 kV, que pueden ser consideradas estructurales, ya que modifican sustancialmente la operación del sistema de transmisión, proveyendo un aumento importante en la confiabilidad y flexibilidad del sistema. En este sentido se pueden mencionar como necesarias las siguientes obras de construcción y repotenciación:

Construcción**Sistema Central**

- *LT 220 kV (doble terna) desde la Subestación Valenzuela hasta punto de intersección con la LT 220 kV (simple terna) Coronel Oviedo - Eusebio Ayala - Capiatá - San Lorenzo, (25 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV doble terna Carayaó – San Estanislao (47 km) (año 2022).*

Sistema Sur

- *LT 220 kV doble terna Ayolas – Coronel Bogado (65 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV simple terna Santa Rita – María Auxiliadora (110 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV reconstrucción en doble terna Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2020).*
- *LT 220 kV simple terna Villalbín – Buey Rodeo (200 km) (año 2021).*

Sistema Este

- *LT 220 kV doble terna Acaray – Pte. Franco (10 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV subterránea Pte. Franco – Alto Paraná II (5 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV simple terna Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV doble terna Kilómetro 30 – Minga Guazú (3 km) (año 2020).*

Sistema Metropolitano

- *LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Sajonia (25 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV Puerto Botánico – Villa Aurelia y Puerto Botánico – Barrio Molino (4,15 km tramo aéreo doble terna y tramo subterráneo de 3,25 km, hasta intersección Subestación Mufa en Av. Santa Teresa esquina Madame Lynch. Desde Transición Mufa tramo subterráneo a Villa Aurelia 3,4 km, y tramo subterráneo simple terna hasta Barrio Molino de 1,85 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV simple terna Guarambaré – Buey Rodeo (40 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Botánico (9 km) – y sustitución de los actuales conductores de una de las ternas e instalación de conductores de la otra terna desde subestación Puerto Botánico hasta la subestación Parque Caballero (5,5km). Construcción de tramo subterráneo de (1 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV simple terna Limpio – Zárate Isla (16 km) (año 2021).*
- *LT 220 kV doble terna Guarambaré – La Victoria – San Lorenzo (18 km) (año 2024).*

Sistema Norte

- *LT 220 kV simple terna Itakyry – Curuguaty – Capitán Bado – Cerro Corá (330 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV simple terna Horqueta – Concepción II (45 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV simple terna Derivación cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV simple terna Villa Hayes – Concepción II (200 km) (año 2019).*

Sistema Oeste

- *LT 220 kV simple terna Vallemí II – Toro Pampa (130 km) (año 2022).*

- *LT 220 kV simple terna Concepción II – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km) (año 2022).*
- *LT 220 kV simple terna Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km) (año 2023).*

Repotenciación

Sistema Central

- *LT 220 kV Cnel. Oviedo – Cnel. Oviedo II – Carayaó repotenciación de 48 km de 210 para 350 MVA (año 2021).*

Sistema Sur

- *LT 220 kV Ayolas - San Patricio repotenciación de 43 km de doble terna de 250 para 375 MVA (año 2016).*
- *LT 220 kV Ayolas - Villalbín repotenciación de 121 km de 210 para 350 MVA (año 2021).*

Sistema Este

- *LT 220 kV Margen Derecha - Itakyry repotenciación de 71 km de doble terna de 250 para 350 MVA (año 2017).*
- *LT 220 kV Presidente Franco - Paranambú repotenciación de 39 km de 180 para 350 MVA (año 2021).*

Sistema Metropolitano

- *LT 220 kV Villa Hayes – Limpio repotenciación de 19 km de 210 para 350 MVA (año 2018).*
- *LT 220 kV Lambaré – Puerto Sajonia repotenciación de 8,05 km de tramo aéreo y 1 km de tramo subterráneo, para 350 MVA (año 2023).*
- *LT 220 kV doble terna Valenzuela – Pirayú – Guarambaré y Valenzuela – Metalúrgica Iguazú – Guarambaré repotenciación de 58 km de 272 para 550 MVA (año 2024).*

1.2 Obras de ampliación y construcción de subestaciones

El Plan de Obras incluye un importante número de nuevos centros de distribución, los cuales se resumen a continuación:

Sistema Central

- *Barrio San Pedro:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Vaquería:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Colonia Independencia:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).
- *Coronel Oviedo II:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).
- *Fasardi:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2023).

Sistema Sur

- *Fram:* subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2017).
- *María Auxiliadora:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).
- *Costanera:* subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2019).

- *Aguaray*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2020).
- *Yuty*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2020).
- *Pilar II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).

Sistema Este

- *Curuguay II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2016).
- *Microcentro*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2017).
- *Minga Porá*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2017).
- *Mallorquín*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Alto Paraná II*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de transformación 220/66 kV de 120 MVA y 220/23 kV de 80 MVA (año 2018).
- *Kilómetro 8*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2018).
- *Santa Rita*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2018).
- *San Alberto*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2020).

Sistema Metropolitano

- *Fernando de la Mora*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2016).
- *Barrio Mburucuyá*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2017).
- *La Colmena*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2017).
- *Barrio Molino*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2017).
- *Mariano Roque Alonso*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2017).
- *Villa Aurelia*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2017).
- *Altos*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120/60/60 MVA (año 2018).
- *Buey Rodeo*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120/60/60 MVA (año 2018).
- *Villa Elisa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2018).
- *Arroyos y Esteros*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2020).
- *Barcequillo*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2020).
- *Zárate Isla*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).
- *Autódromo*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2021).
- *Barrio Jara*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2021).

Sistema Norte

- *Capitán Bado*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2016).
- *Concepción II*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de transformación 220/66 kV de 60 MVA y 220/23 kV de 41,67 MVA (año 2018).
- *Bella Vista Norte*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2019).

(encuentro J de)

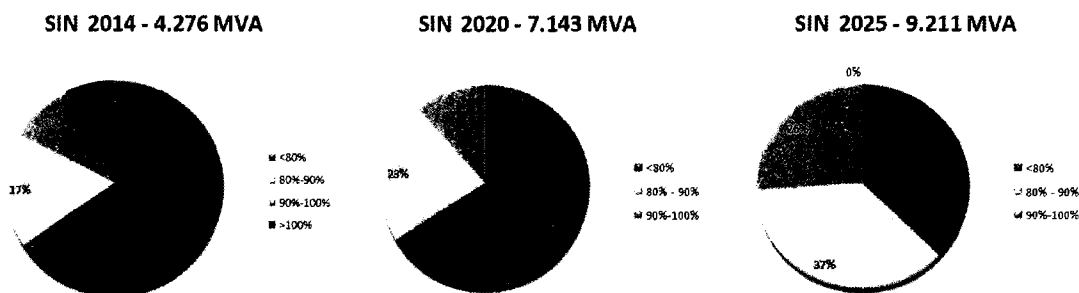
Sistema Oeste

- *Acueducto EB1*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2017).
- *Acueducto EB2*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2017).
- *Toro Pampa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2022).
- *Cruce Don Silvio*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2023).
- *Pozo Colorado*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2023).

De igual forma, se puede destacar la necesidad de ampliación de capacidad de transformación en prácticamente todas las subestaciones existentes en el SIN. En este sentido, se resalta la paulatina introducción del nuevo módulo de transformación 220/23 kV de 80 MVA en sustitución al módulo actual de 41,67 MVA. Así mismo, se puede resaltar la necesidad de continuar con las duplicaciones de la capacidad de transformación en subestaciones de gran porte del Sistema Metropolitano, como son las subestaciones Parque Caballero y Puerto Sajonia, al igual que las actualmente en proceso como lo son las subestaciones de Puerto Botánico y Lambaré.

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 23 kV, en subestaciones del Sistema, agrupándose la capacidad instalada conforme sus factores de utilización previstos en los siguientes grupos: hasta 80%, hasta 90%, hasta 100%, y 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 2016-2025.

Estado de Carga de los Transformadores del SIN - Periodo 2016 – 2025



Puede observarse que de 4.276 MVA instalados en 23 kV en subestaciones en el 2014, se requerirá contar con una capacidad instalada de 7.143 MVA para el 2020 y de 9.211 MVA para el 2025, lo cual implica un 115% de aumento en la capacidad instalada para todo el periodo. Puede apreciarse también, que para el 2014 se tenía cerca del 8% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización superior al 100%.

La capacidad instalada para el 2020 permite mejorar el estado de carga de los transformadores, teniéndose estimativamente un 66% del parque de transformadores operando con un factor de utilización de 80% o menor, sin ningún equipo operando por encima del 100%. Sin embargo, considerando que la incertidumbre con relación al crecimiento de la demanda es mayor en el Medio Plazo, y con el objetivo de optimizar económicamente el Plan de Inversiones, en dicho periodo se tiene una reducción en el ritmo de aumento de capacidad instalada, lo cual produce una reducción del margen de carga, obteniéndose así que para el 2025, el 37% del parque de transformadores estaría operando con una carga de 80% o menor, en relación a su capacidad nominal.

1.3 Obras de compensación

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

En este sentido, el Plan de Obras prevé la instalación de un nuevo Sistema de Compensación Reactiva (SVS) en el nivel de tensión de 220 kV en la Subestación San Lorenzo. Dicho equipamiento de compensación estaría sustituyendo al actual CER también ubicado en la Subestación San Lorenzo en 66 kV (-80/+150 MVar), elemento que ha llegado al término de su vida útil, y por ende su actual funcionamiento es irregular. Estudios realizados han mostrado la ventaja en la instalación del citado compensador en el nivel de tensión de 220 kV y en la subestación San Lorenzo, con un rango de compensación o capacidad de (-100/+260 MVar), con rango dinámico de (-100/+100 MVar) y un rango estático de (2 x 80 MVar), el cual requiere estar operativo para el año 2018.

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 reactivo para aumento de la capacidad de transmisión y de la estabilidad del sistema.

Finalmente, el Plan prevé la instalación de 633 MVar en bancos de capacitores en 23 kV, con el fin de acompañar el crecimiento de la demanda reactiva del sistema, y optimizar la utilización de la capacidad de transformación en las subestaciones del SIN.

1.4 Resumen de capacidad instalada y extensión de líneas previstas

La Tabla II a continuación resume la evolución del SIN en el Corto Plazo (2016-2020), y Medio Plazo (2021-2025), respectivamente, 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 los mencionados periodos.

Tabla II - Resumen de la evolución de los equipos del SIN, Periodo 2016 – 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto										Previsto 2025		
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		Total	
Líneas en 500 kV	km	364			363		54	348				255	54	1.074	1.438
Líneas en 220 kV	km	4.235													6.711
Construcción	km		380	40	265	448	112	266	224	545	196			2.476	
Recapacitación	km		86	142	19	15		208		9	116			595	
Líneas en 66 kV	km	1.318													1.659
Construcción	km		20	66	78	20	149	4					5	341	
Recapacitación	km		67	30	68				5		127	15		170	
Transformadores	MVA	4.750			600	975	1.200	1.200	600		1.800	600		6.975	11.725
500/220 kV	MVA	2.357	446	503	540	160	80	45	238	23				2.033	4.390
220/66 kV	MVA	2.142	298	645	685	225	202	463	10	207	323	160		3.218	5.360
220/23 kV	MVA	2.357	246	686	10	150	170	145		200	200	200		2.007	4.364
Compensación	MVar	-230/400	-120/300		-100/260									-120/560	-450/960
CER 220 kV	MVar	-80/150													125
CER 66 kV	MVar														220
Reac. 500 kV	MVar														400
Reac. 220 kV	MVar	180	40												220
B.C. 220 kV	MVar	320				80								80	400
B.C. 23 kV	MVar	829	288	73	67	28	114	99	28	183	181	132	1.193	2.022	2.022
Subestaciones	Un.	82	3	13	7	4	6	6	1	3	1		44	126	

El listado de obras que componen el Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo puede ser encontrado en el Anexo 1.

1.5 Inversiones requeridas

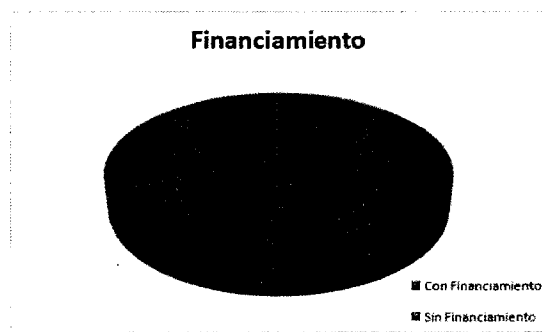
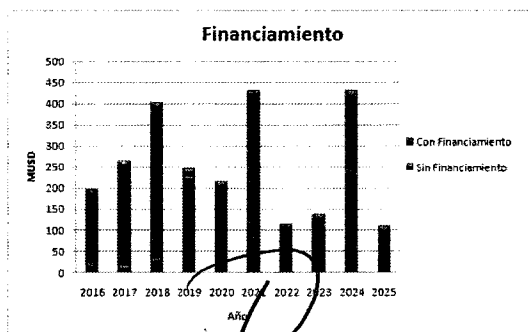
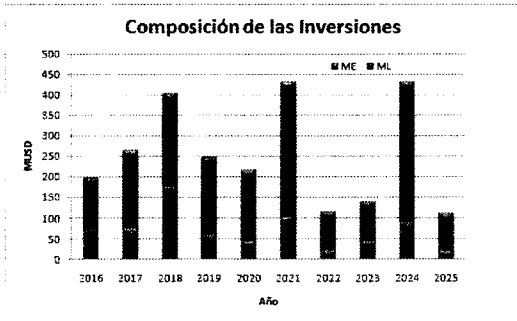
Las inversiones que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente Tabla III, discriminada por montos en moneda local (obras), moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, para las obras de transmisión.

Los costos indicados corresponden a costos directos, calculados a partir de valores típicos referenciales (costos modulares), propios de un nivel de planificación, incluyéndose los impuestos.

Tabla III - Inversiones de Plan Maestro 2016 – 2025 (En Millones de USD)

Año	Transmisión		
	ML	ME	Total
2016	73	123	196
2017	74	190	264
2018	178	230	407
2019	62	190	252
2020	44	172	216
2021	106	338	444
2022	22	92	114
2023	46	97	143
2024	92	350	442
2025	23	97	120
Totales	720	1.879	2.598

A continuación se presentan unos gráficos ilustrativos de la composición de las inversiones requeridas en transmisión, así como la composición de las mismas en moneda local y extranjera y la cobertura del financiamiento obtenido para las mismas.



[Handwritten signature]
 Plan Maestro de Transmisión (2016 – 2025)

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 2016 y 2025.

Primeramente, se exponen los criterios técnicos utilizados, y las premisas básicas adoptadas en la elaboración del trabajo. Posteriormente, se presenta el plan de obras requeridas a partir de una evaluación del desempeño del sistema.

Los principales componentes del Plan Maestro de Transmisión son:

▪ **Análisis general del sistema**

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

Análisis en régimen 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 cargas presentes en los transformadores y 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 en régimen de emergencia (contingencia simple). Análisis similar al anterior pero con la presencia de una contingencia simple severa, como la pérdida de un circuito de transmisión en 500 kV, resultando así la operación con una red alterada o incompleta.

▪ **Análisis por sistemas**

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

Cabe resaltar, que el análisis realizado está basado fundamentalmente en estudios de flujo de potencia (régimen permanente). Los estudios en régimen transitorio y dinámico del Sistema se omiten del presente informe, debido a las características particulares del Sistema ANDE.

Queda fuera del alcance de este estudio el análisis de estabilidad dinámica del sistema ante una operación interconectada de la Centrales de Itaipú y Yacyretá en un único sistema eléctrico, lo cual requerirá de un estudio complementario dado la especificidad técnica involucrada.

▪ **Anexos**

En los anexos se presentan:

- Interconexiones internacionales y sistemas regionales del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
- Listado de Obras;
- Mapas eléctricos;
- Proyección de cargas por barra para el periodo 2016 – 2025;
- Balance de generación y demanda del sistema;
- Datos de longitudes de líneas de transmisión y capacidad instalada en subestaciones;
- Diagramas de flujos de potencia y tensiones de barras por año;
- Diagramas unifilares del SIN.

3. CRITERIOS TÉCNICOS

Diariamente, la generación de electricidad oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico, la que se destina a cubrir la demanda de las residencias, comercios, industrias, instituciones, etc.

La premisa de los responsables del suministro de energía eléctrica es que se atienda esta demanda con seguridad, calidad, confiabilidad y economía. El asegurar esas condiciones implica que se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda.

Los criterios técnicos utilizados para la planificación establecen condiciones mínimas que se deben cumplir durante la simulación del desempeño estático del SIN (*Régimen Permanente*). Básicamente, estos criterios establecen valores de tensión y carga admisible en líneas de transmisión, equipos de transformación, compensación estática de reactivos y generadores en condiciones de operación normal y de emergencia.

A fin de determinar las necesidades del sistema, tales como nuevas obras, ampliación de la capacidad de generación, repotenciación de equipos, 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 y las tensiones dentro de los rangos aceptados.

De igual forma, se analizan los periodos de demanda de carga media y leve, a fin de especificar y verificar los equipos utilizados en el control de la tensión del 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 los refuerzos de transformación requeridos en los distintos centros de distribución.

Se evalúan también las condiciones de emergencia, considerándose el *Criterio N - 1*, en el que se supone la pérdida de un solo elemento del sistema por vez. Dicho criterio es normalmente aceptado en planificación de sistemas eléctricos. Las contingencias son analizadas principalmente en el tronco de transmisión en 220 y 500 kV, de forma a estimar el desempeño del sistema ante las mismas, y dependiendo de la severidad de las contingencias, 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 IV.

Tabla IV- Rango de Tensión Admisible en los Criterios de Planificación

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

357
 Cincuenta y siete

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, se tolera una sobrecarga de hasta 20% de su capacidad nominal.

En lo que se refiere a la capacidad para las líneas de transmisión de 66 kV la Tabla V siguiente muestra los valores de las capacidades adoptadas conformes las especificaciones de Proyecto.

Tabla V- Capacidad de Líneas de Transmisión en 66 kV

Tipos de Líneas	Capacidad de Líneas (MVA)	
	Condiciones del Sistema	
	Normales	Contingencia (N-1)
Subterránea (Nuevas)	100	120
Subterráneas (Viejas)	60	72
Aérea Metropolitana	50	60
Aérea Interior	40	50
Aérea Nueva	72	80

En lo que se refiere a la capacidad para las líneas de transmisión de 220 kV, y de 500 kV la Tabla VI siguiente muestra los valores de las capacidades adoptadas conforme a Instrucciones Operativas vigentes en la ANDE.

Tabla VI - Capacidad de Líneas de Transmisión 500 y 220 kV

Tipos de Líneas	Capacidad de LTs (MVA)	
	Condiciones Normales	Condiciones Normales considerando futuras obras
	Año 2016	
Subterránea 220 kV	250	350
General 220 kV (Típico)	210	350
GUA – LAM 220 kV	195	350
ACY – COV 220 kV (Ctos. II y III)	191	191
ACY – PFO	200	550
ACY – K30 (Ctos. I y II)	550	550
K30 – COV (Cto. I)	191	191
K30 – COV (Ctos. VIII y IX)	300	300
MD – CYO 220 kV (Ctos. IV y V)	259	350
COV – SLO 220 kV (Cto. I)	272	550
COV – GUA 220 kV (Ctos. II y III)	230	230
CYO – LIM 220 kV (Ctos. IV y V)	230	230
AYO – SPA- 220 kV	294	375
SPA – GUA- 220 kV (Ctos. VI y VII)	240	240
MD – ACY (Ctos. I y II)	667	667
MD – MGA 500 kV	2000	2000

AYO – VAL 500 kV	2000	2000
YAC – AYO 500 kV	2000	2000
AYO – VHA 500 kV	2000	2000
MD – VHA 500 kV	2000	2000

- Especificadas a 1 p.u. de tensión

3.3 Carga en transformadores

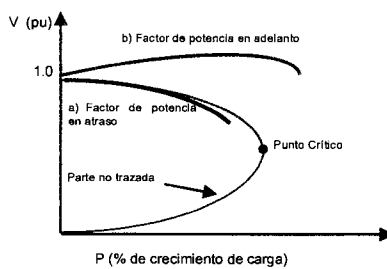
Para los transformadores que componen el sistema de transmisión y subtransmisión (220 kV y 66 kV), en condiciones normales de operación, todos deben operar dentro de los límites de su capacidad nominal. Ante condiciones de emergencia, se tolera una sobrecarga de hasta 20% de su capacidad nominal.

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, generalmente, no coincidente con la punta del sistema.

3.4 Margen de carga y estabilidad de tensión

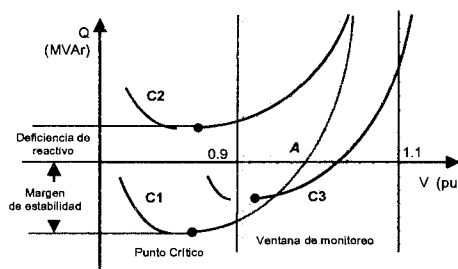
En lo que se refiere a márgenes de carga y estabilidad de tensión, aún no se han adoptado márgenes mínimos requeridos, tanto en potencia activa como reactiva (MW y MVar). Dichos márgenes son calculados de manera a tener una noción cualitativa del desempeño del sistema en lo que se refiere a estabilidad de tensión.

Los márgenes de potencia activa son calculados mediante el trazado de curvas PV del sistema, las cuales se obtienen mediante aumentos sucesivos y simultáneos 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. La curva PV muestra la evolución de la tensión de una o varias barras conforme aumenta la carga. El punto crítico de estabilidad sería el punto de máxima carga posible (punta de la nariz de la curva). A medida que el punto operativo se acerca a dicho punto crítico, las posibilidades de inestabilidad aumentan. En el gráfico se muestra también el efecto de la compensación reactiva, por medio de la cual se puede aumentar la capacidad de carga pero obteniéndose puntos críticos con tensiones cada vez más elevadas.



El margen de carga de potencia reactiva se evalúa mediante el trazado de curvas QV. Dichas curvas grafican la tensión de una barra y la generación de potencia reactiva (positiva o negativa) requerida por el sistema para mantener dicho valor deseado de tensión.

En la siguiente figura se esquematizan varias curvas QV donde se resaltan los mínimos que representan los puntos críticos de las mismas (para tensiones inferiores se tendría una operación inestable). Por cuestiones prácticas, dichas curvas son trazadas exclusivamente para la ventana de interés de 0,90 a 1,10 p.u. de tensión que se encuadra dentro de los rangos de tensión especificados en la sección 3.1. A modo ilustrativo se esquematizan 3 curvas QV. La curva C1 muestra la existencia de un punto operativo sin requerimientos de compensación (punto A) y con margen adecuado de estabilidad. La curva C2 representaría un sistema con mayor carga que la del C1 y la falta de intersección con el eje V denotaría la deficiencia de reactivo en el sistema y la necesidad de compensación reactiva de forma a obtener un



[Firma manuscrita]

punto operativo seguro. La curva C3 denotaría un sistema donde se tendría un punto operativo sin requerimiento de compensación adicional en la barra, pero con reducido margen de estabilidad, además de tenerse un punto crítico dentro del rango de tensiones en emergencia. Este hecho, indicaría que el sistema ya se encuentra con alta compensación reactiva (ver efecto de compensación en gráfico Curva PV), lo cual implicaría la necesidad de aumento de capacidad de transmisión.

Ambas metodologías son complementarias y sirven para identificar los problemas del Sistema y determinar la eficacia de las soluciones propuestas.

En general, se buscará que las obras sugeridas en el Plan Maestro produzcan un aumento en el margen de carga, tanto activa como reactiva, y en consecuencia mejorar el margen de estabilidad de tensión del Sistema.



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 preestablecidos.

4.1 Generación

Las fuentes de generación del SIN consideradas para el periodo de análisis son 100% de origen hidroeléctrico, siendo las características de las mismas, las siguientes:

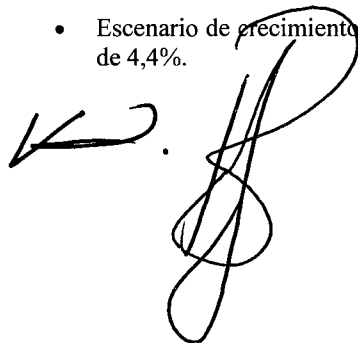
- **Central Hidroeléctrica de Acaray.** Las cuatro unidades de la CH de Acaray operan inicialmente con potencias nominales de 56 MVA (Grupos 1 y 2) y 60 MVA (Grupos 3 y 4).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú.** La CH de Itaipú despacha hasta 10 unidades generadoras de 50 Hz de 823,6 MVA cada una para atender la demanda.
- **Central Hidroeléctrica de Yacretá.** Dada la elevación de cota en la zona de influencia, alcanzándose el valor nominal de 83 msnm, se considera el despacho de las 20 unidades de la CH Yacretá con una capacidad de 172,5 MVA, y operando interconectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El resumen del despacho de potencia de las Centrales Hidroeléctricas del SIN para los diferentes periodos de la demanda de carga (punta, media y leve), del periodo analizado se encuentran en el Anexo 4, el cual incluye también un resumen de la carga de ANDE en barras de 23 kV, las ventas y las pérdidas de transmisión por cada año.

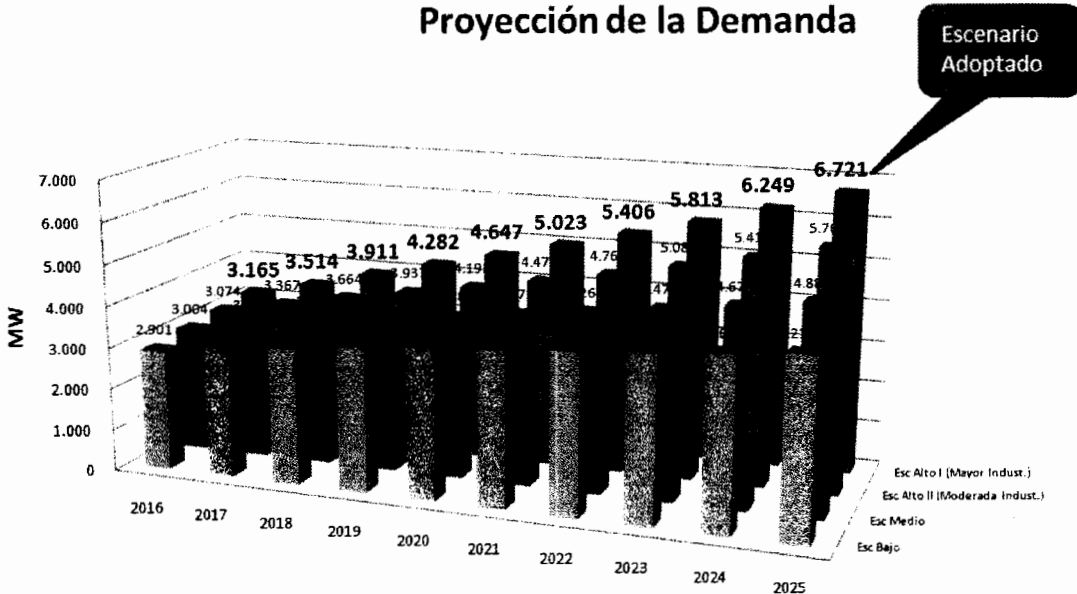
4.2 Demanda nacional

Para la actualización del Plan Maestro de Corto y Medio Plazo se utiliza como base la previsión de la demanda, aprobada por Resolución P/Nº 36.408, en fecha 24/07/2015, del “**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026**”, elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los 4 escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda, los cuales incluyendo a las industrias electrointensivas, corresponden a:

- Escenario de crecimiento económico alto I, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 8,9%.
- Escenario de crecimiento económico alto II, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 7,4%.
- Escenario de crecimiento económico medio, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,8%.
- Escenario de crecimiento económico bajo, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,4%.



Proyección de la Demanda



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
■ Esc Bajo	2.901	3.085	3.253	3.414	3.555	3.679	3.800	3.930	4.066	4.211
■ Esc Medio	3.004	3.240	3.467	3.676	3.878	4.071	4.268	4.470	4.673	4.889
■ Esc Alto II (Moderada Indust.)	3.074	3.367	3.664	3.937	4.193	4.473	4.760	5.080	5.415	5.764
■ Esc Alto I (Mayor Indust.)	3.165	3.514	3.911	4.282	4.647	5.023	5.406	5.813	6.249	6.721

Figura 1. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

En la elaboración del Plan Maestro, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado, definido como el Escenario de Crecimiento Económico Alto I 2015-2026, que presenta un crecimiento promedio de 8,9% en la demanda máxima del Sistema, conforme a la figura 1.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado al mercado nacional considerando la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI), el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento tendencial de 8,7% de los últimos 5 años en energía facturada y 7,4 % en los últimos 10 años, la influencia de las altas temperaturas de los últimos años en los hábitos de consumo de los clientes, la demanda insatisfecha por restricciones de transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la necesidad de planificar con ciertos márgenes de seguridad.

El elevado crecimiento de los últimos años puede atribuirse a la reactivación de las actividades industriales, el auge comercial con la construcción de supermercados, shoppings y el fuerte crecimiento de las ventas de equipamientos de hogar. Cabe destacar que el crecimiento actual del mercado eléctrico ya no se basa en la incorporación de nuevos clientes (cobertura del 99%) sino principalmente al aumento del consumo medio de energía por vivienda.

En el escenario seleccionado PIB Alto I (con alto crecimiento industrial) se considera que el país ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. El Gobierno nacional ha anunciado el procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 12% anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

Por último, se indica en la Tabla VII a seguir, la demanda de todas las IEI ya instaladas y/o con las cuales la ANDE ya ha firmado contrato para el respectivo suministro de energía eléctrica, conforme al Decreto 7406.

Tabla VII - Resumen de Industria Electrointensivas instaladas en el SIN y otras en consulta previa

Demandas Electrointensivas										
Años	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda MW	64	119	161	191	201	206	206	206	206	206
Demanda MWh	481	894	1209	1434	1509	1547	1547	1547	1547	1547

Observaciones:

El cronograma de potencia demandada por las industrias fue realizado en base a informaciones suministradas por las mismas, y los valores máximos indicados corresponden a las demandas anuales finales de las Industrias. Así mismo las cinco IEI modularán su potencia contratada en todas las fases al 25%, es decir desconectarán su potencia contratada en un 75% en el horario de punta del SIN. Se ha incluido en la demanda de IEI las pérdidas de transmisión ocasionadas, que promedian un 5%.

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 del sistema. Dicha desagregación es realizada a partir del análisis de curvas de cargas típicas por subestaciones para distintos periodos de carga. Los valores de demanda por barra 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 condiciones de carga media y leve del sistema.

Por otro lado, también se requiere la determinación del factor de potencia por subestación, ya que el mismo es utilizado para determinar la demanda de potencia reactiva a partir de la proyección de demanda de potencia activa. Los factores de potencia de las cargas del SIN son considerados constantes para todos los años del periodo analizado.

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 considera el suministro a la Compañía Eléctrica Paranaense (COPEL) desde la Subestación Acaray, ya que el mismo fue desactivado en setiembre del año 2009 debido a los problemas técnicos que presentó el convertidor de frecuencia.

Tampoco se considera el suministro al Sistema Nordeste Argentino desde el punto de interconexión en la Subestación Guarambaré, ya que el mismo está desactivado desde el mes de Noviembre del año 2010. Sin embargo se aclara que conforme el SADI eventualmente requiera de algún soporte en el suministro de energía eléctrica, ANDE podría realizar algunos intercambios de exportación con dicho sistema argentino.

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 de Corto Plazo

Ante la inviabilidad técnica de operar las Centrales de Itaipú y Yacyretá debido a la debilidad del Sistema de Transmisión, por problemas de estabilidad y la diferencia de estatismo del Sistema Argentino y la CH Itaipú, del año 2016 hasta el año 2017 (periodo del corto plazo), se mantiene la operación del SIN en dos subsistemas separados.

- **Subsistema 1 (SS1):** Alimentado por las CHs de Itaipú y Acaray, operando en paralelo con el sistema Brasileño. Este subsistema abastece normalmente a los Sistemas Este, Central, Norte, parte del Sur y mayor parte del subsistema Metropolitano.
- **Subsistema 2 (SS2):** Alimentados por la CH de Yacyretá y operando en paralelo con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este subsistema abastece a parte del Sistema Sur y parte del Sistema Metropolitano, el cual es alimentado a través de la LT 220 kV doble tema Ayolas – San Patricio - Guarambaré.

Es importante destacar, que con la entrada en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes es posible alimentar todo el Subsistema 1. Sin embargo, ante contingencias en dicha línea, se requiere la mayor transferencia posible de carga del Sistema Metropolitano sobre el Subsistema 2 de manera a distribuir apropiadamente la carga entre las líneas de transmisión de 220 kV remanentes. Por ello, en el análisis de la contingencia arriba mencionada se admite la reconfiguración del sistema con traspaso de carga del Subsistema 1 al Subsistema 2 buscando evitar así sobrecargas o reducir requerimientos de corte de carga.

La parte del Sistema Metropolitano normalmente transferida al Subsistema 2 comprende las siguientes cargas: EDEFOR (Clorinda) si lo hubiere, Guarambaré, Villeta, Gran Hospital Nacional, Itauguá, San Antonio, Puerto Sajonia, Republicano, Valle Apuá y General Díaz, así como Quiindy y Caapucú.

5.2 Configuración de Medio Plazo

Se destaca que la configuración y operación del SIN en forma totalmente interconectada con los sistemas de Brasil y Argentina se prevén desde el año 2018, aun dentro del periodo del corto plazo. Atendiendo a la incorporación de importantes obras de transmisión en el nivel de 500 kV dentro del Plan de Obras de Transmisión para el periodo 2016 – 2025, se adopta la mencionada operación totalmente interconectada del SIN en un único sistema eléctrico. En esta configuración todas las centrales de generación, Acaray, Yguazú, Itaipú y Yacyretá se encuentran operando en forma sincronizada en un solo sistema eléctrico.

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

Atendiendo a los estudios disponibles que indican la posibilidad de una operación interconectada entre las centrales de Itaipú y Yacyretá a partir de la existencia de un vínculo en 500 kV entre ambas junto con la implementación de adecuados dispositivos de control, esta configuración es adoptada a partir de finales del año 2018, año para el cual se recomienda la puesta en servicio de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Dicha línea de transmisión operando interconectada a la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes se constituiría en el principal vínculo entre las centrales de Itaipú y Yacyretá.

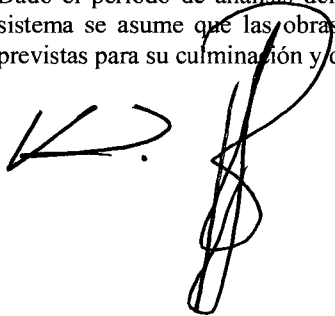
6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras para el periodo 2016 – 2025, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de los transformadores, líneas de transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores son actualizados en función a los costos promedio de licitaciones recientemente realizadas, los cuales son 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 Cronograma del Plan de Obras para el periodo 2016 - 2025, por Sistema y por tipo de obra.

Dado el periodo de análisis del presente estudio, para la determinación de las obras requeridas por el sistema se asume que las obras actualmente en curso y con financiamiento asegurado, se encuentran previstas para su culminación y disponibles para su operación, principalmente para los años 2016 y 2017.

Handwritten signature and initials in black ink, consisting of a large stylized 'P' and a smaller 'K' to its left.

7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO

7.1 Análisis del SIN en condiciones normales

7.1.1 Evaluación del tronco principal de transmisión en 220 y 500 kV

En la siguiente Figura se observa la configuración eléctrica del SIN adoptada en general en el corto plazo para el periodo 2016 – 2017, considerando la operación de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y una separación del SIN en dos subsistemas eléctricamente asincrónicos y separados en las Subestaciones de Guarambaré y Trinidad.

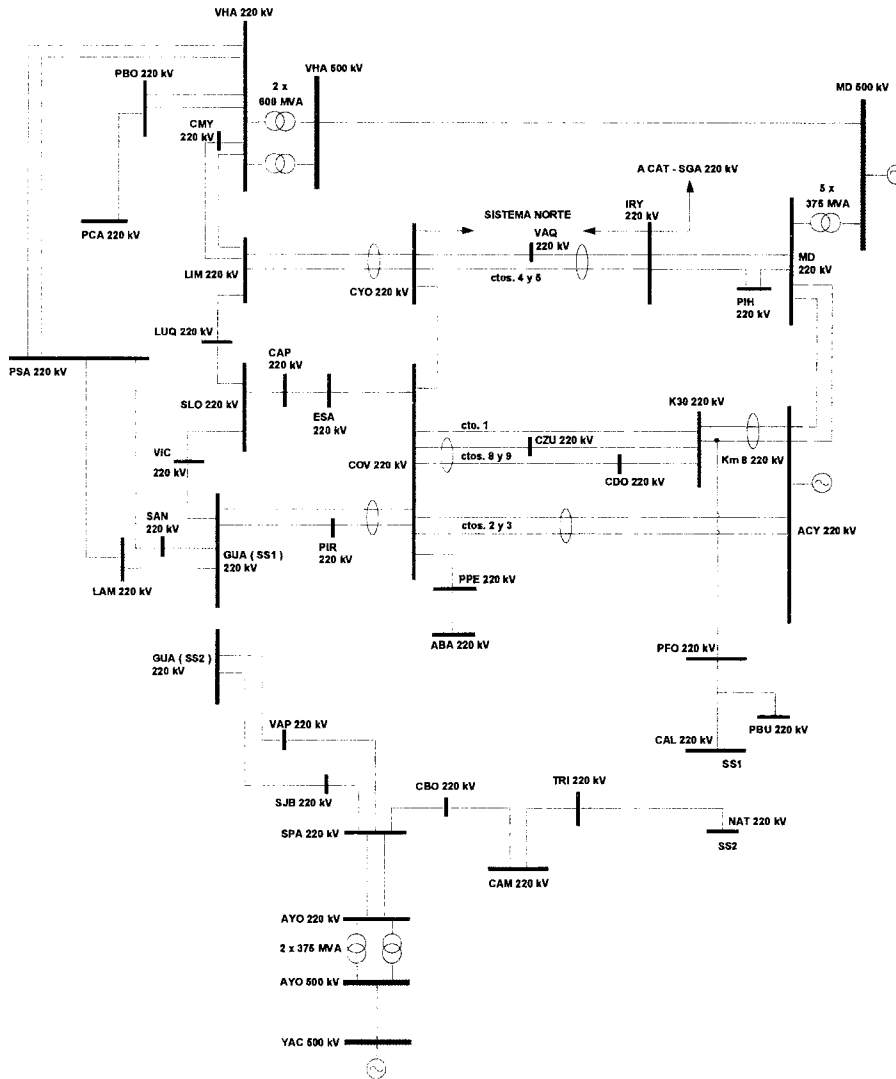


Figura 2. Configuración Separada del Sistema de Transmisión del SIN, Año 2016.

Según se observa en la Figura 2, el Subsistema 1, en los años 2016 y 2017, estaría compuesto por el principal tronco de transmisión del SIN, conformado por la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y toda la red de transmisión en 220 kV proveniente del Este del país incluyendo las siguientes líneas: doble terna LT 220 kV Margen Derecha – Itakyry – Carayaó – Limpio (circuitos 4 y 5), la doble terna LT 220 kV Acaray – Coronel Oviedo – Guarambaré (circuitos 2 y 3), la doble terna LT 220 kV Acaray – Kilómetro 30 (Circuitos 1 y 2) que continua como una doble terna LT 220 kV Kilómetro 30 – Coronel Oviedo – San Lorenzo (Circuitos 8 y 9) y una LT 220 kV simple terna Kilómetro 30 – Coronel Oviedo

[Firma manuscrita]

(Circuito 1). Hasta el Sistema Metropolitano de Asunción se tendrían 5 circuitos en 220 kV provenientes del Sistema Central. En lo que respecta a la LT 220 kV Acaray – Presidente Franco, Presidente Franco – Carlos Antonio López, la misma queda incluida dentro del Subsistema 1, generalmente hasta la Subestación Natalio. Cabe resaltar que en el año 2016, la LT 220 kV Acaray – Presidente Franco será temporalmente desconectada, para su reconstrucción en doble terna, siendo la Subestación Presidente Franco abastecida a través de una derivación, aproximadamente a la altura del kilómetro 8, de la LT 220 kV Acaray – Kilómetro 30.

El Subsistema SS2 está constituido básicamente por la interconexión de la CH de Yacretá al Sistema a través de la LT 500 kV Yacretá – Ayolas, los 2 autotransformadores 500/220 kV de 375 MVA en la Subestación Ayolas, las LTs 220 kV Ayolas – San Patricio y San Patricio – Guarambaré (doble terna), además de la LT 220 kV Ayolas – Villalbín, y de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad.

En las siguientes Tablas, se presentan los niveles de cargas en líneas de transmisión de 220 kV de los corredores de transmisión del SIN en régimen normal de operación. Las tablas incluyen los valores iniciales de capacidad, así como los valores finales posteriores a la incorporación de obras de refuerzo.

Tabla VIII - Carga en líneas del Sistema de Transmisión en condiciones normales – Periodo Corto Plazo.

		Carga (MVA)					
LT		LT (por circuito) y TR (por transformador)	2016	2017	2018	2019	2020
Este	MD-ACY	667	422	492	459	537	326
	ACY-K30	550	404	266	273	312	158
	MD-IRY (4° y 5°)	267 / 350	239	266	254	231	263
	ACY-COV (2° y 3°)	229	132	144	123	144	163
	K30-COV (8° y 9°)	300	151	166	144	166	224
	K30-COV (1°)	229	121	138	120	145	200
	ACY-PFO (1° y 2°)	210/550	-	116	128	143	111
Central	IRY-CAT-SGA	350	31	41	44	46	49
	COV-SLO (1°)	306	155	159	121	148	188
	COV-GUA (2° y 3°)	306	116	124	84	110	153
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	99	54	12	31	57
Sur	COV-VIL	240	79	90	105	114	125
	AYO-SPA	375	291	286	193	200	202
	SPA-GUA (6° y 7°)	238	208	213	186	195	191
Norte	SPA-CBO	180	174	154	23	26	22
	CYO-SES	250	193	219	247	190	216
500 kV	IRY-CUR-CCO	350	133	149	155	131	147
	MD-VHA 500 kV	2200	896	967	731	932	995
	AYO-VHA 500 kV	2200	-	-	680	673	661
	MD-MGA 500 kV	2200	-	-	-	-	802
	Transf. MD 500/220 kV	356	297	345	323	346	282
	Transf. AYO 500/220 kV	375	327	327	306	212	218
	Transf. VHA 500/220 kV	600	448	505	502	422	440
Transf. MGA 500/220 kV	600	-	-	-	-	395	

Aunque la entrada en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes ha reducido en gran medida la carga de los autotransformadores de 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha, así como la carga en líneas de transmisión del Sistema Este, el incremento en la demanda asociada a este sistema regional, así como de todo el SIN, hacen necesaria la repotenciación en el año 2017, de la doble terna LT 220 kV Margen Derecha – Itaquyry, de manera a evitar la sobrecarga en dichas líneas (circuitos 4° y 5°). En el mismo contexto, la entrada en servicio en el año 2020, de la Subestación Minga Guazú, de 500 kV, permite operar los autotransformadores de 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha con márgenes adecuados, para afrontar eventuales incrementos no previstos en la demanda o contingencias severas.

En el Sistema Sur, la operación de los autotransformadores de 500/220 kV de la Subestación Ayolas implica la necesidad de repotenciar ya en el año 2016, la doble terna LT 220 kV Ayolas – San Patricio, de manera a disponer los medios para transferir al resto del SIN, la potencia disponibilizada en 220 kV mediante tales autotransformadores. Se aprecia también de manera indirecta, a través de la reducción del flujo por la LT 220 kV San Patricio – Coronel Bogado, el impacto de la puesta en servicio de la doble terna LT 220 kV Ayolas – San Patricio en el Sistema Sur (Año 2018)

En el Sistema Norte, la incorporación de la LT 220 kV Villa Hayes – Concepción II en el año 2019, produce una importante reducción en la carga de la LT 220 kV Carayaó – San Estanislao, evitando la sobrecarga de la misma y proveyendo una tercera alimentación al Norte del país.

A partir del año 2018, la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, con la consecuente interconexión y operación del SIN en forma conjunta con los sistemas de Brasil y Argentina, requiere valores crecientes de despacho de la CH Yacretá, de forma a optimizar la operación del sistema de transmisión. Puede observarse la reducción en los flujos de potencia de casi todos los circuitos y transformadores monitoreados en el año 2018, en relación al año 2017, con la incorporación del citado circuito de 500 kV

La incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes requiere la instalación del 3° autotransformador 500/220 kV de 600 MVA en la Subestación Villa Hayes, de manera a evitar la sobrecarga en los autotransformadores de dicha subestación. En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión previsto para el año 2018.

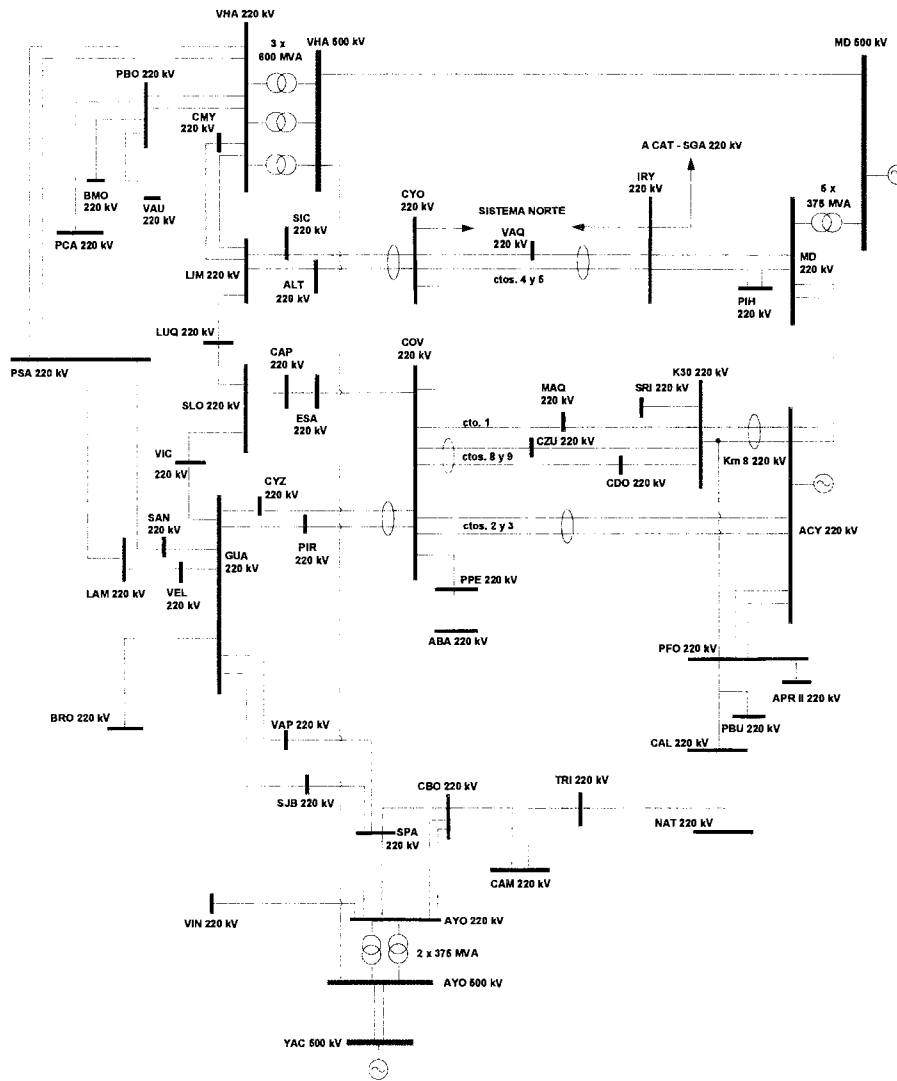


Figura 3. Configuración Interconectada del Sistema de Transmisión del SIN– Año 2018.

En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión previsto para el año 2025. En el mismo se incorpora la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes con seccionamiento previsto en Carayaó, el seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en Valenzuela, así como la construcción de dos líneas de transmisión de 500 kV entre Margen Derecha y Minga Guazú, y la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, además de las subestaciones en 500 kV Minga Guazú, Valenzuela y Carayaó.

[Firma manuscrita]

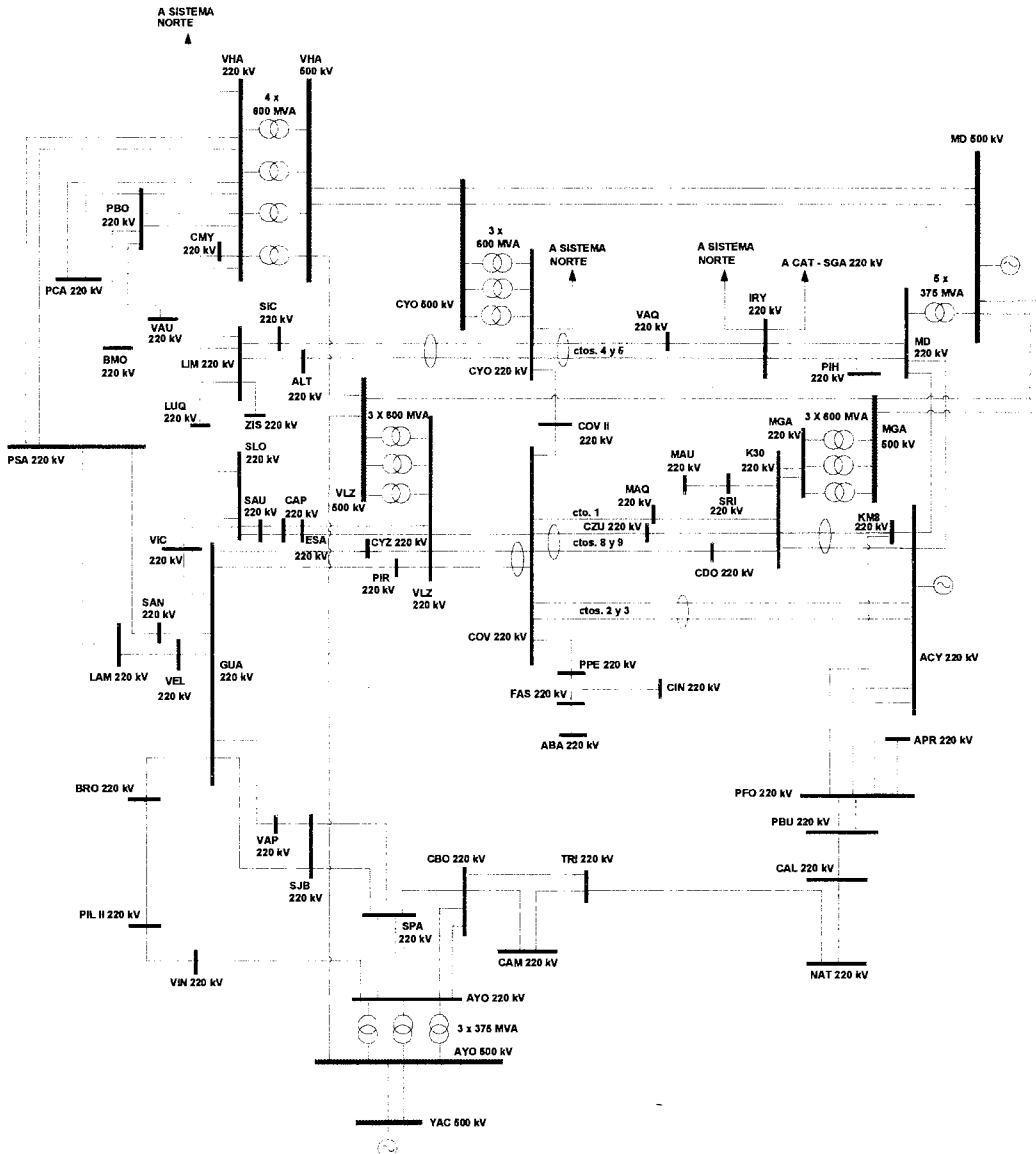


Figura 4. Configuración Interconectada del Sistema de Transmisión del SIN – Año 2025.

En la Tabla IX, pueden apreciarse los valores de carga estimados de las principales líneas y transformadores del sistema de transmisión principal para el periodo 2021-2025.

En el Sistema Este, se tiene un progresivo aumento en la carga de las líneas principales hasta la puesta en servicio de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes prevista para finales del año 2021. Además de reducir el flujo a través del sistema de 220 kV, esta línea permite soportar la eventual pérdida de una de las líneas de 500 kV que llegan a la Subestación Villa Hayes sin realizar cortes de carga, como será mostrado más adelante. También se prevé para el año 2025, la construcción de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú, dada la gran importancia que la confiabilidad del suministro a la Subestación Minga Guazú supone para el desempeño adecuado de todo el SIN, lo que puede desprenderse del elevado flujo de potencia desde la Subestación Margen Derecha al citado local.

El seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en la Subestación Valenzuela, año 2019, permitirá incrementar el suministro al Sistema Metropolitano sin comprometer la confiabilidad del mismo, dada la ya elevada capacidad de transformación instalada en la Subestación Villa Hayes. La nueva Subestación de Valenzuela contará con autotransformadores de 500/220 kV que proporcionarán

[Firma manuscrita]

energía al Sistema Metropolitano, mediante el seccionamiento de la LT 220 kV Coronel Oviedo – San Lorenzo (circuito 1°) y la LT 220 kV Coronel Oviedo – Guarambaré I y II (circuitos 2° y 3°), repotenciadas al efecto. Por otro lado, el suministro a la Subestación Valenzuela será reforzado en el año 2024 mediante la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, lo que además supone un nuevo vínculo en 500 kV entre la CH Itaipú y la CH Yacyretá, acortando las distancias eléctricas entre estas centrales de generación y mejorando la estabilidad del sistema.

Así, el abastecimiento al Sistema Metropolitano requiere la construcción de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, tal como explicado anteriormente. La construcción de la Subestación Valenzuela 500 kV es requerida de forma a evitar la sobrecarga de los autotransformadores en la Subestación Villa Hayes 500 kV, y de forma a aumentar la seguridad del suministro a toda la región metropolitana de Asunción. Esta segunda subestación en la zona, produce un aumento de la confiabilidad, ya que evita la excesiva concentración de capacidad de transformación en una única subestación. Además, será fundamental ante eventuales problemas o inconvenientes de interconexión del SIN con los sistemas brasilero y argentino, que impidan la operación del SIN en forma completamente interconectada, principalmente, para una adecuada y necesaria redistribución de los flujos de potencia hacia el sistema metropolitano.

En el mismo sentido, la construcción en el año 2024 de la Subestación Carayaó en 500 kV y el seccionamiento de las dos LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en dicho local, permitirá abastecer de manera adecuada, segura y confiable, cargas correspondientes a los Sistemas Metropolitano, Central, Norte y Oeste, al tiempo de desconcentrar la capacidad de transformación de 500/220 kV instalada en las Subestaciones de Villa Hayes y Valenzuela.

En el Sistema Sur, se mantienen niveles adecuados de carga en las líneas de 220 kV que alimentan a subestaciones de dicho sistema, así como a subestaciones del Sistema Metropolitano.

En el Sistema Central, se requiere en el año 2022, la reconstrucción en doble terna de la LT 220 kV Carayaó – San Estanislao, debido al importante nivel de carga que alcanza la región Norte del país para dicho periodo, a efectos de evitar la sobrecarga en dicho circuito.

Para el Sistema Oeste se tiene prevista la construcción de la LT 220 kV Concepción - Pozo Colorado y Pozo Colorado – Loma Plata, de manera a que con la misma se tenga una segunda alimentación al Chaco. De igual manera para el periodo correspondiente al mediano plazo se considera también la inclusión de la LT 220 kV Vallemí – Toro Pampa, con la construcción de la Subestación Toro Pampa, con la cual los centros de carga principalmente relacionados a las localidades de Toro Pampa, Fuerte Olimpo, Bahía Negra, entre otros, tendrán mejores niveles de calidad de suministro, pues la inyección de potencia desde este nuevo centro de distribución, permitirá a la zona aumentar la confiabilidad del servicio, ya que se tendrán mejoras sustanciales en los niveles de tensión.

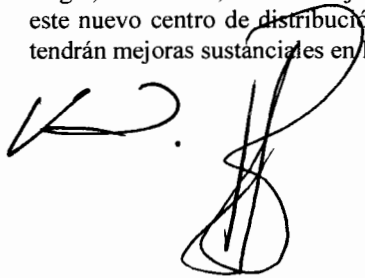


Tabla IX - Carga en líneas del Sistema de Transmisión en condiciones normales – Periodo Medio Plazo.

		Carga (MVA)					
LT		LT (por circuito) y TR (por transformador)	2021	2022	2023	2024	2025
Este	MD - ACY	667	269	294	340	346	329
	ACY-K30	550	146	157	178	213	197
	MD-IRY (4° y 5°)	350	268	298	327	251	279
	ACY-COV (2° y 3°)	229	119	135	152	105	113
	K30-COV (8° y 9°)	300	173	200	220	163	184
	K30-COV (1°)	229	155	179	203	135	153
	ACY-PFO (1° y 2°)	550	117	130	143	150	154
Central	IRY-CAT-SGA	350	51	56	61	66	73
	COV-VLZ (1°)	305/550	58	72	88	82	64
	COV-VLZ (2° y 3°)	305/550	72	95	114	81	83
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	39	45	54	171	187
Sur	COV-VIL	240	136	151	159	168	166
	AYO-SPA	375	164	170	177	194	202
	SPA-GUA (6° y 7°)	238	140	142	148	157	164
Norte	SPA-CBO	180	38	38	40	56	57
	CYO-SES	250/550	227	129	138	164	180
500 kV	IRY-CUR-CCO	350	143	150	162	159	175
	MD-VHA 500 kV	2200	777	868	972	1.004	1.077
	AYO-VLZ 500 kV	2200	665	651	632	544	510
	MD-MGA 500 kV	2200	683	844	937	1.317	863
	MGA-VLZ 500 kV	2200	-	-	-	733	931
	Transf. MD 500/220 kV	356	238	265	302	263	269
	Transf. AYO 500/220 kV	375	217	225	237	260	276
	Transf. VHA 500/220 kV	600	456	502	549	503	544
	Transf. VLZ 500/220 kV	600	261	269	272	364	283
	Transf. MGA 500/220 kV	600	339	277	309	207	278
	Transf. CYO 500/220 kV	600	-	-	-	254	265

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 San Lorenzo: compensador estático de reactivo con una capacidad de -80 / +150 MVAR. Se prevé para el mismo un Retrofit en sus instalaciones, de forma a sustituir el actual sistema dinámico (Tiristores, filtros, etc.) de electrónica de potencia, por otro nuevo, año 2018 (futuro).
- Subestación Limpio: compensador estático de reactivo con una capacidad de -150 / +250 MVAR (existente).
- 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. Dicha configuración provee capacidad de compensación tanto para el SS1 como para el SS2 para la operación separada del SIN.

En las Tablas X y XI se muestran las inyecciones de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo del Sistema. Puede apreciarse que las obras definidas en el Plan de Obras permitirían que todos estos equipos operen con márgenes de compensación reactiva apreciables, de forma a permitir la reacción de los mismos ante contingencias en el sistema, principalmente en el corto plazo.

Dada la configuración adoptada para el Sistema de Compensación Reactiva de la Subestación Guarambaré, con dos bancos fijos de 80 MVAR, con la rama dinámica operando en el SS2, dicho equipo resulta el más exigido durante los años 2016 y 2017, hasta la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en el año 2018 (las tablas muestran la capacidad e inyecciones de reactivos de la rama dinámica). Posterior a ello, puede observarse un creciente requerimiento de reactivos del sistema, llegándose a reducir apreciablemente el margen de compensación reactiva de los compensadores de las Subestaciones de Guarambaré y Horqueta para el año 2020. Dichos márgenes son restablecidos una vez incorporadas la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, en el año 2021; y la LT 500 kV Mínga Guazú – Valenzuela, en el año 2024.

**Tabla X - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo –Condiciones Normales
 Caso Punta – Periodo 2016 - 2020**

CER / Bancos	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2016	2017	2018	2019	2020
San Lorenzo 66 kV	150	36	40	32	53	53
Limpio	250	50	36	24	77	133
Guarambaré	160 / 140	119	118	-2	54	104
Horqueta	150	39	81	79	77	112

* Valores máximos capacitivos

**Tabla XI - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo –Condiciones Normales
 Caso Punta – Periodo 2021 - 2025**

CER / Bancos	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2021	2022	2023	2024	2025
San Lorenzo 66 kV	150	54	53	53	53	53
Limpio	250	-8	75	114	48	107
Guarambaré	140	-80	9	48	-15	32
Horqueta	150	91	113	67	61	110

* Valores máximos capacitivos

Es importante resaltar, que adicionalmente se 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 en 23 kV se presenta en el Anexo 2.

Complementariamente, se realiza el análisis de curvas QV, de manera a evaluar el margen de estabilidad del Sistema. En la Figura 5, se muestran la curva QV de la barra 220 kV de la Subestación Guarambaré (SS2) correspondiente al año 2016 en condiciones normales. Puede observarse la existencia de cierto margen de carga reactiva (en torno a 85 MVar), y que el mínimo de la curva se encuentra ligeramente fuera del rango de tensiones de operación de régimen normal. Se atribuyen estos resultados a las rigurosas condiciones impuestas por el carácter radial del abastecimiento a las Subestaciones del Sistema Metropolitano conectadas al SS2.

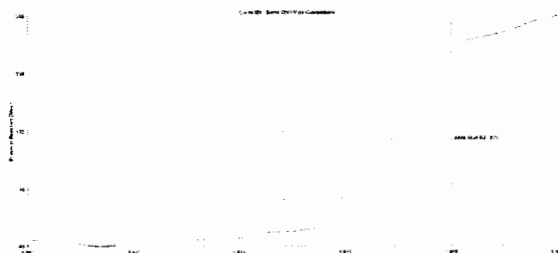


Figura 5. Curva QV – Subestación Guarambaré (SS2) – Caso Punta 2016 – Condiciones Normales.

Las Figuras 6 y 7 muestran las curvas QV de la barras de 220 kV de las Subestaciones Guarambaré y Horqueta, para los años 2020 y 2025 respectivamente. En la Subestación Guarambaré, el margen de carga reactiva se incrementa con la operación completamente interconectada del SIN, año 2018, y luego disminuye progresivamente, como consecuencia del aumento en la demanda del SIN, hasta que en el año 2021 se tiene nuevamente un notorio aumento en tal indicador como consecuencia de la incorporación de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. Dicho margen de carga reactiva se ve disminuido nuevamente a consecuencia del importante aumento de carga en años posteriores y se incrementa otra vez con la puesta en servicio de la LT 500 kV Minga Guazu – Valenzuela.

[Handwritten signature]

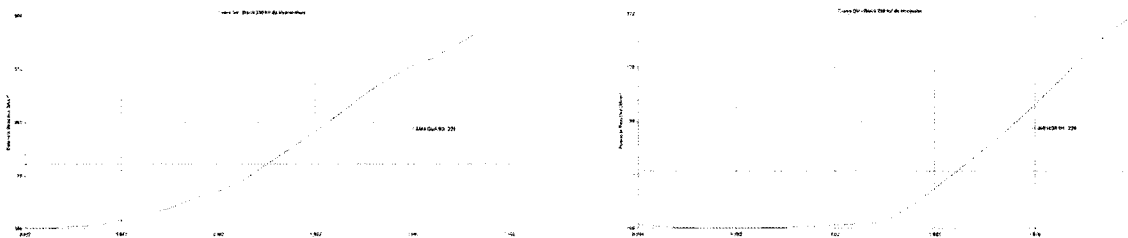


Figura 6. Curvas QV – Caso Punta 2020 – Subestaciones Guarambaré y Horqueta – Condiciones Normales

En la Subestación Horqueta, puede apreciarse cierto margen de potencia reactiva (en torno a los 100 MVar). Además, el mínimo de la curva QV ocurre a tensiones próximas a 1 p.u.; lo cual subraya la dificultad de operación sin el Compensador Estático de Horqueta. Dicho margen se mantiene aproximadamente constante hasta el año 2025, debido al incremento de la demanda y a diversas obras de refuerzo en el sistema Norte y Oeste, como la LT 220 kV Villa Hayes – Concepción y la LT 220 kV Concepción – Loma Plata. Estas obras permiten apartar ligeramente el mínimo de la curva QV de la Subestación Horqueta, de los valores de tensión considerados aceptables en condiciones normales de operación.

Cabe destacar del monitoreo de las curvas QV, que en las mismas se observan varios casos donde el mínimo de la curva, que indica el límite entre la región de operación estable (pendiente positiva) y la región de operación inestable (pendiente negativa), se ubica dentro de la faja de tensiones de operación considerada Normal, lo que indica el alto grado de compensación reactiva existente en el Sistema.

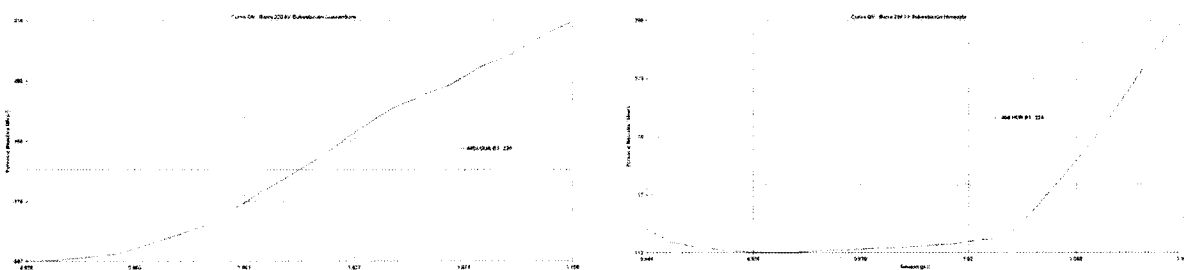


Figura 7. Curvas QV – Caso Punta 2025 – Subestaciones Guarambaré y Horqueta – Condiciones Normales

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 percibir la evolución del margen de estabilidad y el impacto de las obras de refuerzo introducidas.

Las Tablas XII y XIII, muestran respectivamente los márgenes de carga, en el corto y medio plazo, obtenidos para un aumento de carga uniforme en todo el Sistema.

Tabla XII - Incremento de carga (Curva PV) – Corto Plazo

Años	Carga Base del Año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2016	2870	3296	14,84
2017	3163	3388	7,11
2018	3501	3992	14,02
2019	3811	4297	12,75
2020	4150	4451	7,25

[Handwritten signature]

Tabla XIII - Incremento de carga (Curva PV) – Medio Plazo

Años	Carga Base del Año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2021	4501	4895	8,75
2022	4863	5148	5,86
2023	5250	5698	8,53
2024	5663	6248	10,33
2025	6137	6537	6,52

La Figura 8 muestra las curvas PV del sistema para el año 2016, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un aceptable margen de carga, principalmente en el SS1, debido entre otras obras, a la entrada en operación de la línea LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, las líneas LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Sajonia I y II y el Compensador Estático de Reactivos de la Subestación Guarambaré.

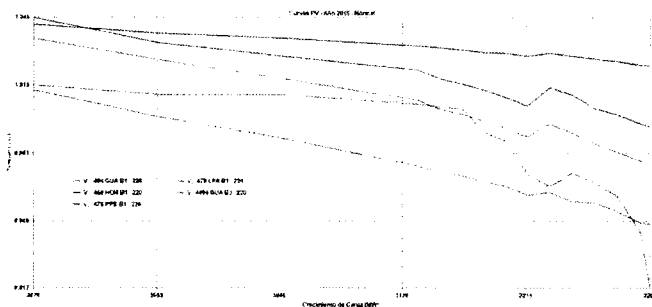


Figura 8. Curvas PV – Punta 2016 - Normal

La Figura 9 muestra las curvas PV del sistema para el año 2017, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse la reducción del margen de carga del sistema, en relación al año 2016, con una marcada disminución de los valores de tensión en la Subestación Loma Plata. No obstante, el margen de carga se mantiene por encima de valores mínimos adoptados en otros países de la región (5%).

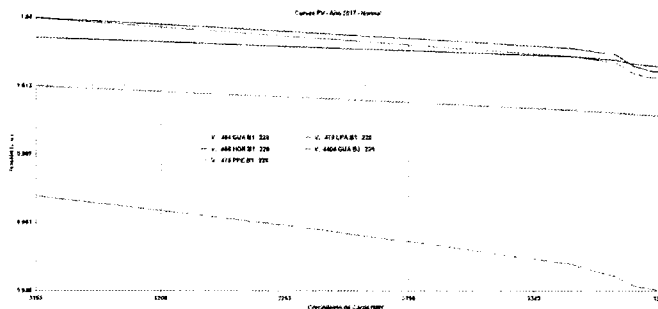


Figura 9. Curvas PV – Punta 2017 – Normal

La Figura 10 muestra las curvas PV del sistema para el año 2018, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un incremento del margen de carga del sistema, en relación al año 2017, atribuible a la operación completamente interconectada del SIN. Asimismo, si bien la tensión permanece en niveles aceptables en la Subestación Horqueta, conforme con el crecimiento de la carga, se aprecia una marcada reducción del nivel de tensión en barras de 220 kV de la Subestación Loma Plata y consecuentemente, de todo el Sistema Oeste, región donde se iniciaría eventualmente la inestabilidad de tensión.

[Firma manuscrita]

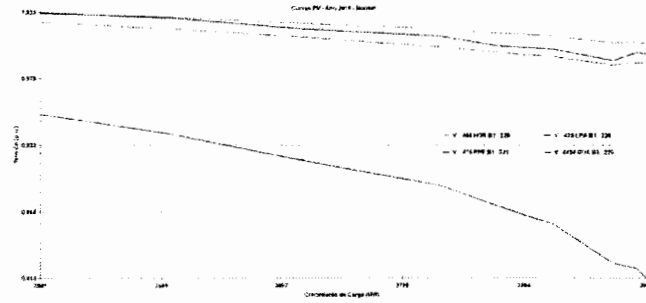


Figura 10. Curvas PV – Punta 2018 – Normal

La Figura 11 muestra las curvas PV del sistema para el año 2021, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse que pese al considerable incremento de la demanda entre los años 2018 y 2021, el margen de carga aun es razonable, debido a importantes obras como la Subestación Valenzuela 500 kV (Año 2019) y la segunda línea LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (2021). No obstante, aunque el valor de la tensión en barras de 220 kV de la Subestación Horqueta se mantiene en torno a 1,050 p.u., empiezan a observarse bajos perfiles de tensión en barras de 220 kV de la Subestación Loma Plata, en virtud a la ya considerable demanda del Sistema Oeste, en el año 2021.

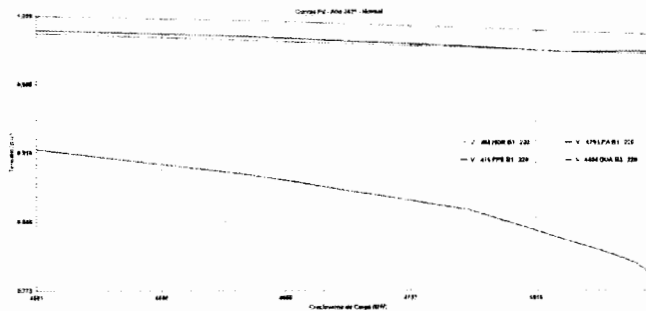


Figura 11. Curvas PV – Punta 2021 – Normal

La Figura 12, muestra las curvas PV del sistema para el año 2025, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse una reducción en el margen de carga del Sistema como consecuencia del aumento en la demanda, no obstante, cabe destacar que el perfil de tensiones en el Sistema Oeste mejora considerablemente. Dicha mejoría se debe principalmente a las nuevas obras de refuerzos en líneas de transmisión de 220 kV para dicho Sistema, previstas para finales del mediano plazo. Además, la puesta en servicio de la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela mejora ostensiblemente el perfil de tensiones en todo el SIN.

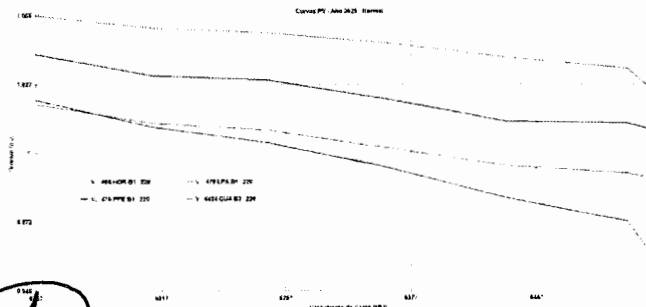


Figura 12. Curvas PV – Punta 2023 – Normal

[Handwritten signature]

7.2 Análisis de contingencias del SIN

Otro análisis normalmente desarrollado en estudios de planificación de sistemas eléctricos es la evaluación del desempeño ante la pérdida 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 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.

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 la siguiente sección se muestran en detalle los niveles de carga en el sistema ante el fuera de servicio de distintas líneas de transmisión en 500 kV previstas en el Plan de Obras.

En base a la operativa normal de ANDE, principalmente en el periodo 2016-2017, en el que se tiene al SIN operando en 2 sub-sistemas eléctricamente separados, se adopta como criterio válido la posibilidad de reconfiguración topológica del SIN a fin de reducir eventuales sobrecargas.

7.2.1 Principales contingencias en la red de 500 kV

7.2.1.1 Desconexión de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes

En las Tablas XIV y XV se resumen respectivamente, los valores de carga de las principales líneas y transformadores del SIN, así como la inyección de potencia reactiva requerida de los dispositivos de compensación reactiva ante la ocurrencia de una desconexión de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en el periodo 2016 –2020, considerando la carga punta del sistema.

Puede mencionarse, desde el punto de vista de cargabilidad de elementos del SIN, que debido al elevado monto de potencia transmitida por la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en condiciones normales de operación, el fuera de servicio de esta línea ocasiona demandas de potencias a ser transmitidas incompatibles con las capacidades de transmisión de las líneas del tronco principal de 220 kV, que vinculan la generación del Sistema Este con importantes Subestaciones del Sistema Central, principalmente los circuitos 4° y 5°, es decir, la línea LT 220 kV doble terna Margen Derecha – Itakyry – Carayaó, que hasta el año 2017, en que esta doble terna será repotenciada, se constituyen en los elementos que limitan la capacidad de suministro del SIN. En dicho año 2017, los autotransformadores de la Subestación Margen Derecha se convierten en el cuello de botella del sistema, ante la contingencia en análisis. En otro aspecto, desde el punto de vista de soporte de potencia reactiva, la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes produce importantes requerimientos de reactivos, imponiendo a partir del año 2019, la necesidad de una compensación reactiva adicional de envergadura en el Sistema Central, para paliar esta situación y poder minimizar los cortes de carga en dicho año y los subsiguientes (de manera a poder obtener los valores indicados en la tabla 13). Esta compensación es realizada a través de la instalación de un Banco de Capacitores de 80 MVAR, 220 kV, en la Subestación Coronel Oviedo.

Se resalta además que el Compensador Estático de Reactivos de la Subestación Guarambaré, brindará un soporte de potencia reactiva muy importante al sistema metropolitano y por ende al SIN, principalmente ante una eventual indisponibilidad del CER de la Subestación San Lorenzo, el cual se encuentra cercano a la culminación de su vida útil (35 años de operación), en ese sentido, se plantea también para el año 2018 la correspondiente sustitución de dicho equipo de compensación reactiva. La tabla 14 muestra valores referenciales de cortes de carga que serían requeridos para mantener la operación de los principales elementos del sistema dentro de los criterios técnicos establecidos.

Tabla XIV - Carga en líneas y transformadores del sistema de transmisión – Periodo 2016-2020. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Carga punta del sistema

LT	Emergencia	Carga (MVA)					
		2016	2017	2018	2019	2020	
Este	MD - ACY	667	531	601	551	618	364
	ACY-K30	660	334	338	313	344	166
	MD-IRY (4° y 5°)	267 / 400	266	318	302	269	304
	ACY-COV (2° y 3°)	229	193	209	161	182	200
	K30-COV (8° y 9°)	360	208	226	183	204	266
	K30-COV (1°)	229	182	204	158	183	229
	ACY-PFO (1° y 2°)	210/660	-	115	136	146	109
	IRY-CAT-SGA	400	29	37	44	45	47
Central	COV-SLO (1°)	324	241	257	177	197	262
	COV-GUA (2° y 3°)	324	223	242	137	168	226
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	171	190	66	66	126
	COV-VIL	260	63	69	108	109	91
Sur	AYO-SPA	375	291	286	250	259	249
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	208	213	254	267	252
	SPA-CBO	180	174	194	17	15	15
Norte	CYO-SES	270	135	143	245	194	222
	IRY-CUR-CCO	400	126	134	167	143	162
500 kV	AYO-VHA 500 kV	2200	-	-	1.080	1.120	1.078
	MD-MGA 500 kV	2200	-	-	-	-	932
	Transf. MD 500/220 kV	428	344	423	402	425	328
	Transf. AYO 500/220 kV	450	327	327	387	265	258
	Transf. VHA 500/220 kV	720	-	-	377	288	280
	Transf. MGA 500/220 kV	720	-	-	-	-	459

Tabla XV - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2016-2020. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

CER	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2016	2017	2018	2019	2020
San Lorenzo	150	27	42	53	40	53
Limpio	250	169	183	189	105	154
Guarambaré	160 / 140	119	118	49	97	63
Horqueta	150	-9	4	96	75	108

* Valores máximos capacitivos

La entrada en operación en el año 2018 de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes permitiría reducir los montos de carga que serían eventualmente desconectados ante la contingencia aquí analizada (Corte de Carga I, indicada en la tabla XVI), considerando la posibilidad de una mayor importación de potencia del Sistema Argentino de Interconexión SADI, a través de la CH – Yacuyretá, y teniendo en cuenta que la mutua asistencia entre sistemas eléctricos ante condiciones de emergencia es uno de los beneficios de la interconexión eléctrica. Con esta consideración, no existirían cortes de carga en el año 2018. Eventualmente, de no ser posible el incremento de intercambio con el SADI, deberán considerarse los cortes indicados en la línea “Corte de Carga II” de la tabla XVI.

Tabla XVI - Cortes de carga requeridos – Periodo 2016-2020. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2016	2017	2018	2019	2020
Corte de Carga I (MW)	609	678	0	157	276
Corte de Carga II (MW)*	609	678	333	674	735

* No considera incremento de intercambio con el SADI

Las Tablas XVII y XVIII muestran los valores de carga de las principales líneas de transmisión y equipos del SIN encontrados en el periodo 2021-2025, considerando la carga de punta del sistema, ante la contingencia analizada, y la inyección de potencia reactiva por parte de los Compensadores Estáticos.

En el año 2021 se prevé la puesta en servicio de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, obra que mitigará en gran medida el impacto de la contingencia considerada en esta sección. Así, el sistema estaría en condiciones de soportar el fuera de servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes I, sin ninguna consecuencia o con cortes de carga marginales, hasta el año 2025 inclusive, teniendo en cuenta la posibilidad de un incremento en el intercambio con el SADI en el periodo 2021 – 2025.

Tabla XVII - Carga en líneas y transformadores del Sistema de transmisión – Periodo 2021-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

	LT	Carga (MVA)					
		Emergencia	2021	2022	2023	2024	2025
Este	MD-ACY	667	364	381	396	418	391
	ACY-K30	660	179	185	189	239	223
	MD-IRY (4° y 5°)	400	324	356	372	309	341
	ACY-COV (2° y 3°)	229	171	190	189	139	145
	K30-COV (8° y 9°)	360	235	265	265	203	223
	K30-COV (1°)	229	215	224	224	173	190
Central	ACY-PFO (1° y 2°)	660	133	144	146	160	161
	IRY-CAT-SGA	400	52	57	62	67	75
	COV-VLZ (1°)	324/660	125	143	132	79	77
	COV-VLZ (2° y 3°)	324/660	163	185	171	102	100
Sur	CYO-LIM (4° y 5°)	230	88	98	97	161	175
	COV-VIL	260	141	154	162	171	173
Norte	AYO-SPA	375	167	178	211	201	224
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	154	162	191	170	193
	SPA-CBO	180	16	17	26	44	46
500 kV	CYO-SES	270/660	244	138	147	166	185
	IRY-CUR-CCO	400	164	171	179	174	193
	MD-VHA 500 kV	2200	1.196	1.306	1.309	1.538	1.813
	AYO-VLZ 500 kV	2200	694	728	895	530	604
	MD-MGA 500 kV	2200	888	1.057	1.071	1.666	1.045
	MGA-VLZ 500 kV	2200	-	-	-	992	1.181
	Transf. MD 500/220 kV	428	318	344	355	330	338
	Transf. AYO 500/220 kV	450	217	232	278	268	303
	Transf. VHA 500/220 kV	720	408	443	483	490	535
	Transf. VLZ 500/220 kV	720	188	189	230	370	304
	Transf. MGA 500/220 kV	720	437	348	354	245	327

Tabla XVIII - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2019-2023. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

CER	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2021	2022	2023	2024	2025
San Lorenzo	150	53	53	53	53	53
Limpio	250	139	183	209	124	245
Guarambaré	160 / 140	51	67	105	35	139
Horqueta	150	132	148	101	98	150

* Valores máximos capacitivos

No obstante, en el año 2025, se observa el agotamiento de la capacidad dinámica de suministro de reactivos de casi la totalidad de los Compensadores Estáticos de Reactivos del SIN. De hecho, las tablas presentadas consideran la instalación de 30 MVar en bancos de capacitores de 23 kV, distribuidos en las Subestaciones de Horqueta; San Estanislao y Carayaó. Posteriores estudios y actualizaciones de este documento deberán contemplar el carácter deficitario del soporte de potencia reactiva observado en este análisis, de mantenerse la tendencia de incremento en la demanda en el mediano y largo plazo.

Tabla XIX - Cortes de cargas requeridos – Periodo 2021-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2021	2022	2023	2024	2025
Corte de Carga I (MW)	0	27	34	0	0
Corte de Carga II (MW)*	0	82	453	0	73

* No considera incremento de intercambio con el SADI

En general, puede concluirse que la contingencia constituida por el fuera de servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes representa la contingencia más severa a nivel sistémico, debido a la pérdida súbita de suministro tanto de potencia activa como reactiva en el Sistema Metropolitano, principal centro de carga del SIN.

7.2.1.2 Desconexión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes

En esta sección se analiza el desempeño del sistema ante la eventual desconexión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Las Tablas XX y XXI muestran los valores de carga de las principales líneas de transmisión y equipos del SIN encontrados en el periodo 2018-2025, considerando la carga de punta del sistema, ante la contingencia analizada, así como la inyección de potencia reactiva por parte de los Compensadores Estáticos.

Tabla XX - Carga en líneas y transformadores del Sistema de transmisión – Periodo 2017-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

LT	Carga (MVA)									
	Emergencia	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Este	MD-ACY	687	627	618	335	321	337	372	389	370
	ACY-K30	660	301	345	148	138	169	186	231	221
	MD-IRY (4° y 5°)	267/400	291	268	294	297	324	354	263	294
	ACY-COV (2° y 3°)	229	154	178	191	155	167	181	122	129
	K30-COV (8° y 9°)	360	175	201	256	215	236	255	182	201
	K30-COV (1°)	229	150	179	218	196	215	214	153	169
Central	ACY-PFO (1° y 2°)	210/660	132	148	98	120	126	134	152	148
	IRY-CAT-SGA	400	44	46	49	52	57	62	66	74
	COV-SLO/VLZ (1°)	324/660	165	192	229	107	117	131	89	91
	COV-GUA/VLZ (2° y 3°)	324/660	124	150	188	140	152	171	118	118
Sur	CYO-LIM (4° y 5°)	230	57	75	97	52	56	64	182	195
	COV-VIL	260	106	114	122	139	153	163	168	171
	AYO-SPA	375	258	260	228	193	232	260	216	273
Norte	SPA-GUA (8° y 7°)	270	260	266	268	175	211	237	132	238
	SPA-CBO	180	14	14	26	28	31	35	51	56
500 kV	CYO-SES	270/660	243	201	224	233	132	143	167	186
	IRY-CUR-CCO	400	163	145	159	153	159	171	164	183
	MD-VHA 500 kV	2200	1.096	1.298	1.300	961	1.023	1.113	1.109	1.159
	MD-MGA 500 kV	2200	-	-	657	602	650	1.045	1.522	657
	MGA-VLZ 500 kV	2200	-	-	-	-	-	-	937	1.111
	Transf. MD 500/220 kV	428	376	424	302	279	303	336	291	303
	Transf. AYO 500/220 kV	450	390	265	292	248	301	336	289	365
	Transf. VHA 500/220 kV	720	380	333	337	460	494	540	498	537
	Transf. MGA 500/220 kV	720	-	-	423	394	312	335	218	298
	Transf. VLZ 500/220 kV	720	-	-	-	85	83	86	266	212

Tabla XXI - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2018-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

CER	Nominal*	Reactivo (MVar)								
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
San Lorenzo	150	19	42	53	54	53	53	53	53	
Limpio	250	85	148	178	55	134	204	74	211	
Guaranbaré	160 / 140	0	50	85	-12	47	121	3	130	
Horqueta	150	86	97	123	109	130	96	72	145	

* Valores máximos capacitivos

En la tabla XXII se indican los cortes de carga referenciales requeridos para mantener las líneas y equipos del SIN operando dentro de sus límites nominales, ante la eventual contingencia analizada.

Tabla XXII - Cortes de cargas requeridos – Periodo 2018-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Corte de Carga (MW)	0	0	76	0	0	33,9	0	0

Los montos de corte presentados en la tabla 19, indican claramente que esta contingencia es menos severa que la analizada en la sección anterior.

7.3 Evaluación de pérdidas de transmisión

La Tabla XXIII 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 XXIII - Pérdidas de Transmisión del SIN.

Año	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2016	197	137	68	6,2	5,4	4,4
2017	230	166	73	6,5	5,8	4,2
2018	203	148	71	5,3	4,7	3,7
2019	225	162	77	5,3	4,7	3,7
2020	274	196	96	6,0	5,2	4,2
2021	246	176	102	5,0	4,4	4,1
2022	293	194	113	5,5	4,5	4,2
2023	339	237	126	5,9	5,1	4,4
2024	313	221	110	5,1	4,4	3,6
2025	368	254	123	5,5	4,7	3,7

* % Pérdidas = Pérdidas / Generación total

En la Figura 13 se grafican los valores de pérdidas totales del Sistema de la Tabla XXIII. Puede apreciarse el efecto de la entrada en servicio de las principales líneas de 500 kV propuestas en este plan. A modo de referencia, se puede indicar que en el año 2017 (antes de la entrada en operación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes) se estiman valores de pérdidas de transmisión en punta en torno a 6,5% y unas pérdidas medias en torno a 5,8%. Para el año 2018, con la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en operación, se tendría una pérdida de transmisión en punta próxima a 5,3% y unas pérdidas medias en torno a 4,7%.

Posteriormente al año 2018, las pérdidas porcentuales de transmisión se incrementan gradualmente conforme con el aumento de la demanda en el sistema, hasta que en el año 2021, se aprecia una nueva reducción en los valores porcentuales de pérdidas, originada por la inclusión de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. El proceso se repite, teniendo en el año 2024, con la entrada en servicio de la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, una nueva reducción en los valores porcentuales de las pérdidas. Obsérvese, que los valores de pérdidas resultantes del Plan de Obras son inferiores a los valores actuales, y consistente con el plan de paulatina reducción de pérdidas de la empresa.

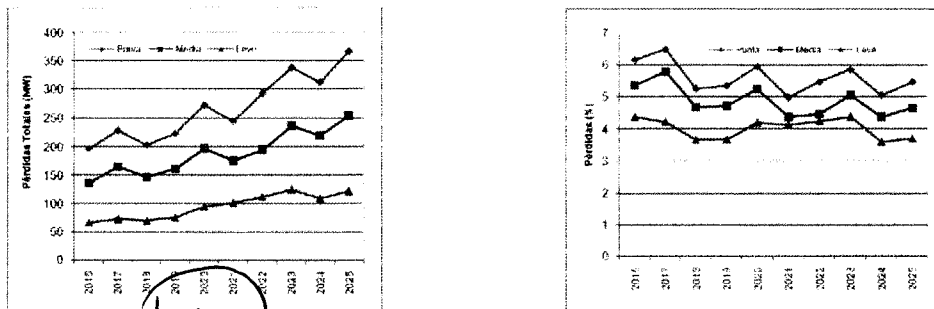


Figura 13. Pérdidas del sistema de transmisión en MW y en porcentaje.

(Handwritten signature)

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 repotenciados a 450 MVA cada uno, lo cual da una capacidad disponible de 2.250 MVA. Adicionalmente, se dispone de un sexto conjunto (Tx/Rx), con igual capacidad que los anteriores para dar seguridad al suministro. No obstante, por cuestiones operativas, actualmente la capacidad efectiva de transformación 500/220 kV en la Subestación Margen Derecha está limitada a 1.780 MVA, en condiciones normales de operación.

Por otro lado, a través de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y la Subestación Villa Hayes, se dispone de una capacidad nominal adicional de 1.200 MVA, limitada por la capacidad de transformación instalada en la Subestación 500 kV Villa Hayes.

Finalmente, también es importante destacar que han sido concluidas las obras de seccionamiento de las LT's 500 kV L3 y L4, en la Subestación Margen Derecha, que conectaban directamente la casa de máquinas de la CH Itaipú con la Subestación Foz de Iguazú, lo cual redundará en un aumento en la confiabilidad y seguridad del suministro al SIN.

En la siguiente tabla, se incluyen valores referenciales de la inyección de potencia requerida por el SIN desde la CH Itaipú en los casos de flujo de potencia para la punta del sistema en condiciones normales. Los mismos pueden ser considerados como valores referenciales, ya que ante variaciones de carga, así como la ocurrencia de contingencias, tales valores pueden sufrir importantes variaciones. La inclusión en el año 2018 de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes produce un aumento importante de la participación de la CH Yacyretá en el SIN, lo cual se refleja en la reducción de inyección de potencia desde la CH Itaipú en el año 2018.

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

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2320	2659	2313	2654	3051	3378	3799	4239	4635	5172

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 una línea de transmisión de 500 kV y otra línea de 220 kV simple terna; esta última, normalmente desconectada y reservada para condiciones de emergencia. La línea de 500 kV Yacyretá – Ayolas suministra energía a dos autotransformadores de 500/220 kV, 375 MVA, instalados en la Subestación Ayolas, con lo cual se tiene una capacidad de 750 MVA.

En este sentido, de manera a compatibilizar la capacidad de transmisión del sistema ANDE, resulta fundamental la repotenciación de la LT 220 kV Ayolas – San Patricio, doble terna, de manera a poder evacuar eventualmente los 750 MVA de capacidad disponibles en la Subestación Ayolas.

Estas obras resultan importantes con vistas a garantizar el suministro al SIN en casos de restricciones en el sistema de transmisión proveniente de la CH Itaipú en el corto plazo, y con vistas a la operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá en el medio y largo plazo.

En la siguiente tabla, se incluyen valores referenciales de la inyección de potencia requerida por el SIN desde la CH Yacyretá en los casos de flujo de potencia para la punta del sistema en condiciones normales. Se observa en el año 2018, el ya mencionado incremento en la participación de la CH Yacyretá en el abastecimiento de la demanda del SIN, coincidente con la puesta en servicio de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes.

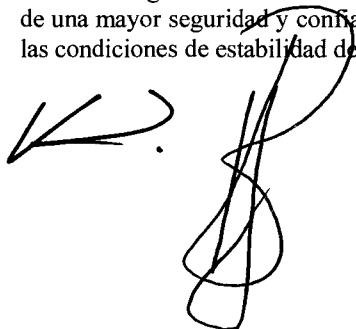
Tabla XXV - Inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN (MW).
Caso de punta – Condiciones Normales.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
665	659	1336	1335	1335	1339	1335	1337	1336	1336

Posteriormente, con la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, en el año 2018, se requieren inyecciones superiores de potencia, de manera a optimizar la utilización de ejes de transmisión Este-Central-Metropolitano y Sur-Metropolitano respectivamente.

En condiciones de emergencia, ante la pérdida de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, la participación de la CH de Yacyretá es fundamental para minimizar los efectos del incremento de flujos de potencia a través de líneas de transmisión provenientes del Sistema Este al Sistema Metropolitano.

Es importante destacar que, dado el paulatino incremento previsto en la participación de la CH Yacyretá en el suministro del SIN, y a fin de proporcionar mayor seguridad a la interconexión EBY-ANDE, el Plan de Obras prevé, junto con el proyecto de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, la construcción de la segunda LT 500 kV Yacyretá – Ayolas para el año 2018 y la construcción de una Subestación 500 kV en Valenzuela para el año 2019, que seccionaría la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Esta Subestación Valenzuela vincularía además la CH Yacyretá con la CH Itaipú, a través de otra línea de 500 kV, la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, con fecha de puesta en servicio prevista en el año 2024. Esto dotará de una mayor seguridad y confiabilidad a todo el suministro del SIN, además de mejorar ostensiblemente las condiciones de estabilidad del sistema.



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 Central

Es importante destacar que para el estudio se consideran en operación en forma provisoria, desde el año 2016, las nuevas Subestaciones de Vaquería y Barrio San Pedro, importantes obras de refuerzo para la red del Sistema Central.

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

- *LT 220 kV Paso Pe – Colonia Independencia (22 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA y posiciones correspondientes (año 2019), necesaria para alimentar a la nueva Subestación Colonia Independencia, requerida para satisfacer la demanda de la zona y mejorar las condiciones del sistema de distribución.
- *LT 220 kV Coronel Oviedo – Coronel Oviedo II – Carayaó (48 km)*: Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (año 2021), debido a la entrada en servicio de la nueva Subestación Coronel Oviedo II, requerida para satisfacer la demanda de la zona.
- *Línea 220 kV (doble terna) desde la Subestacion Valenzuela hasta punto de conexión con la LT 220 kV Coronel Oviedo – Eusebio Ayala – Capiata – San Lorenzo (25 km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna con capacidad de 2 x 550 MVA, posiciones correspondientes (Año 2019), requerida para inyectar a los Sistemas Central y Metropolitano la potencia disponible en la nueva Subestación Valenzuela.
- *Línea 220 kV (doble terna) Coronel Oviedo - Pirayu y Coronel Oviedo – Guarambare*: Seccionamiento de ambas líneas en la nueva Subestación Valenzuela (año 2019), requerida para incrementar la confiabilidad del suministro al Sistema Metropolitano y abastecer la demanda de la zona.
- *LT 220 kV Carayaó – San Estanislao*: Re-construcción en doble terna del circuito existente, aproximadamente 47 km, (año 2022), requerida ante el incremento del intercambio con el Sistema Norte y necesaria ante la proyectada construcción del patio de 500 kV en la Subestación Carayaó.

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

- *Barrio San Pedro*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Vaquería*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Colonia Independencia*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).
- *Coronel Oviedo II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).
- *Fasardi*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2023).
- *Carayaó 500 kV*: Construcción. Montaje de tres (3) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno. Seccionamiento de las dos (2) LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes (año 2024). Esta obra es requerida para satisfacer la demanda de los Sistemas Central, Norte y Metropolitano, con reducción del flujo de potencia a través del corredor de transmisión de 220 kV entre el Sistema Este y el Sistema Central (Tronco principal de transmisión en 220 kV), permitiendo además una mejor utilización de las líneas de transmisión de 220 kV que parten del sistema Central para el Sistema Metropolitano (Tronco secundario de transmisión en 220 kV).
- *Valenzuela 500 kV*: Construcción. Montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno. Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas - Villa Hayes (año 2019); y Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores (año 2025). Esta obra es requerida para satisfacer la demanda de los Sistemas

083
 (obierta)
 JTS

Central y Metropolitano, con incremento de inyección de potencia y confiabilidad del suministro al Sistema Metropolitano a través del corredor de transmisión de 220 kV entre el Sistema Central para el Sistema Metropolitano (Tronco secundario de transmisión en 220 kV). Esta subestación permite además la descentralización de la capacidad de transformación de 500/220 kV del SIN, aumentando su confiabilidad

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 actuales de carga. Estas nuevas subestaciones, en general se encuentran en los extremos de los alimentadores existentes, y la inyección de potencia desde los nuevos centros de distribución permitirá aumentar la confiabilidad del servicio, así como la calidad del mismo, ya que se tendrán mejoras sustanciales en los niveles de tensión.

Puede observarse que los nuevos centros de distribución estarán alimentados todos en 220 kV, ya que por el nivel de carga y el escenario adoptado de crecimiento de la demanda, soluciones basadas en el nivel de tensión de 66 kV presentan un agotamiento rápido de la capacidad de transmisión y condiciones técnicas inferiores.

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

En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV. La primera columna indica el total de subestaciones 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 XXVI - 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%
2015	13	11	1	0	1
2016	13	13	0	0	0
2017	13	13	0	0	0
2018	13	11	2	0	0
2019	14	11	3	0	0
2020	16	13	3	0	0
2021	16	15	1	0	0
2022	16	11	4	1	0
2023	17	16	1	0	0
2024	17	14	2	1	0
2025	17	10	7	0	0

Análogamente, la siguiente tabla y figura 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 XXVII - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Central

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	452	391	20	0	42
2016	575	575	0	0	0
2017	619	619	0	0	0
2018	619	520	98	0	0
2019	687	613	74	0	0
2020	717	602	115	0	0
2021	769	739	30	0	0
2022	769	560	179	30	0
2023	810	727	83	0	0
2024	810	644	83	83	0
2025	887	535	351	0	0

084
 (coche)
 Centro

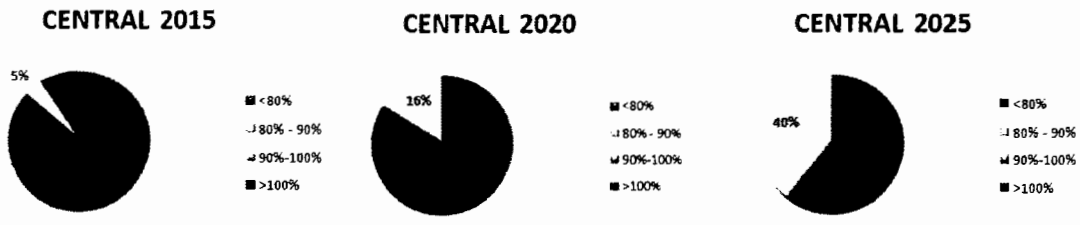


Figura 14. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Central.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Central, pasándose de 452 MVA en el 2015 a 887 MVA en el 2025, con eliminación de las sobrecargas y con un 60% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%.

8.2 Sistema Sur

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2016, de obras de refuerzo que se encuentran en ejecución en el Sistema Sur, respectivamente: repotenciación por cambio de conductor de la línea de transmisión de 220 kV Ayolas – San Patricio; construcción de la línea de transmisión de 66 kV Encarnación – Cambyreta; y ampliación de las capacidades de transformación de 23 kV en las subestaciones de Coronel Bogado; Ayolas; San Patricio y Pilar.

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

- *LT 220 kV Ayolas – Coronel Bogado (65 km):* Construcción de LT 220 kV doble terna, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA c/u y posiciones correspondientes (año 2018), requerida para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.
- *LT 220 kV Santa Rita – María Auxiliadora (110 km):* Construcción de línea de transmisión simple terna para alimentación a Subestación María Auxiliadora, posición correspondiente (año 2019), requerida para satisfacer la demanda de la zona y constituirse además en una segunda línea de alimentación desde las Centrales de Acaray e Itaipú.
- *LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km):* Reconstrucción de Línea de Transmisión de simple terna en doble terna, capacidad de 350 MVA por circuito (año 2020), requerida para atender la demanda en la zona y fortalecer el corredor de transmisión de 220 kV entre los Sistemas Sur y Este.
- *LT 220 kV Villalbín – Buey Rodeo (200 km):* Construcción de una simple terna (año 2021). Con esta línea se dispondrá de una nueva interconexión entre el Sistema Sur y el Sistema Metropolitano, lo cual acarreará un aumento de la capacidad de transmisión y confiabilidad del servicio. Por otro lado, el trazado de esta línea pasará por las proximidades de la ciudad de Pilar, donde se pretende construir una nueva Subestación de 220 kV (año 2021), y a la vez discurrirá de manera aproximadamente paralela al cauce del río Paraguay, propiciando condiciones para la asentamiento de instalaciones que utilicen dicha vía fluvial como medio de transporte.
- *LT 220 kV Ayolas – Villalbín (121 km):* Repotenciación por cambio de conductor a 350 MVA (año 2021). Asociado a la obra anterior, este refuerzo es necesario para robustecer el vínculo eléctrico entre los Sistemas Sur y Metropolitano.
- *Subestación Ayolas:* Montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2019), refuerzo requerido para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.

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

- *Fram:* subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 50 MVA (año 2017).
- *María Auxiliadora:* subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2019).
- *Costanera:* subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA (año 2019).
- *Aguaray:* subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2020).

- *Yuty*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2020).
- *Pilar II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).

Tanto la Subestación Fram como la Subestación María Auxiliadora, atenderán los requerimientos de las redes de distribución de sus respectivas áreas de influencia, que como consecuencia de la creciente actividad agroindustrial de la zona, ya no podrán ser atendidas adecuadamente desde los centros de distribución existentes.

La Subestación Costanera es requerida principalmente por el importante crecimiento actual y futuro de la zona de Encarnación, con una proyección tendiente al desarrollo turístico y comercial.

La Subestación Aguaray permitirá un suministro con niveles de tensión adecuados en su área de influencia, abastecida actualmente por alimentadores de gran longitud provenientes de la Subestación de Coronel Bogado, mejorando la calidad y confiabilidad del servicio.

La construcción de la Subestación de Yuty atiende fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, atendiendo a que las distancias de distribución ya se vuelven incompatibles con los niveles actuales de carga.

De similar manera, la Subestación Pilar II, alimentada en 220 kV, acompañará el crecimiento de la demanda de la zona de influencia de la Subestación Pilar, ya que por el nivel de carga, soluciones basadas en el nivel de tensión de 66 kV presentan un agotamiento rápido de la capacidad de transmisión y en condiciones técnicas inferiores.

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 XXVIII - 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%
2015	12	9	2	1	0
2016	13	12	1	0	0
2017	14	12	1	1	0
2018	14	10	4	0	0
2019	15	13	0	2	0
2020	16	14	2	0	0
2021	16	12	3	1	0
2022	16	11	3	2	0
2023	17	12	5	0	0
2024	17	12	4	1	0
2025	17	13	3	1	0

Análogamente, se presentan en la siguiente tabla y la próxima figura, 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 XXIX - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Sur

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	452	387	50	15	0
2016	505	464	42	0	0
2017	535	474	20	42	0
2018	545	378	167	0	0
2019	647	563	0	84	0
2020	708	627	82	0	0
2021	728	583	103	42	0
2022	728	463	203	62	0
2023	822	553	268	0	0
2024	829	553	245	30	0
2025	942	678	143	120	0

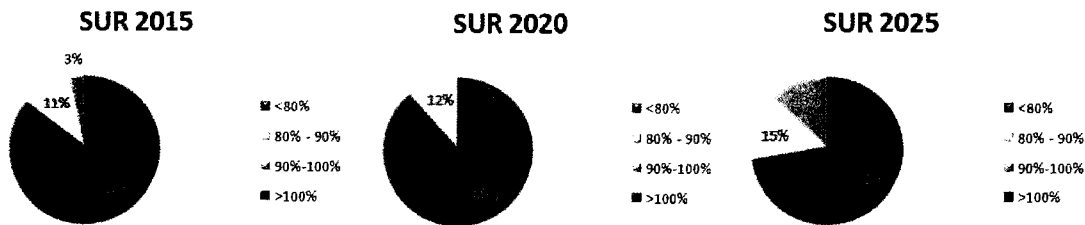


Figura 15. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Sur.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Sur, pasándose de 452 MVA en el 2015 a 942 MVA en el 2025. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con un 72% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%.

8.3 Sistema Este

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2016, de obras de refuerzo que se encuentran en ejecución en el Sistema Este, respectivamente: las nuevas subestaciones de Curuguaty II, además de ampliaciones en las subestaciones de Paranambú; Carlos Antonio López; Acaray; Kilometro 30 y Hernandarias.

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

- *LT 220 kV Acaray – Presidente. Franco (10 km):* Re-construcción en doble terna del circuito existente (año 2017), obra requerida ante la superación de la capacidad de transmisión existente, debido a la mayor participación de la Subestación Pte. Franco en el suministro a la red de distribución del Área Metropolitana de Ciudad del Este.
- *LT 220 kV Margen Derecha – Itaquyry (71 km):* Cambio de los conductores actuales por otros de mayor capacidad, tipo HTLS para las dos (2) ternas, pasando de los actuales 250 MVA para 350/400 MVA por circuito (año 2017), obra requerida para incrementar la capacidad de abastecimiento al Subsistema I del SIN, desde la CH de Itaipú.
- *LT 220 kV Presidente Franco – Alto Paraná II (5 km):* Construcción de LT 220 kV subterránea, simple terna, 350 MVA y posiciones correspondientes (año 2018), obra que permitirá abastecer la futuro Subestación Alto Paraná II, para acompañar el crecimiento de la demanda en la zona.
- *LT 220 kV Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km):* Construcción de una línea de 220 kV simple terna y posiciones correspondientes (año 2018), obra necesaria para acompañar el crecimiento de la demanda, producto de la expansión agroindustrial de la zona.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú (54 km) y Subestación Minga Guazú 500 kV:* Construcción de una línea de transmisión en 500 kV, simple terna y la subestación Minga Guazú, con dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 600 MVA y posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha (año 2020). Estas obras son requeridas para atender la demanda en 220 kV de los Sistemas Este, Central y parte del Sur, ante la saturación de la capacidad de transformación de la Subestación Margen Derecha 220 kV.
- *LT 220 kV Minga Guazú – Kilometro 30 (3 km):* Construcción de línea de transmisión en doble terna, con capacidad de 550 MVA por terna, posiciones correspondientes (año 2020), requeridas para evacuar la inyección de potencia proveniente desde la Subestación Minga Guazú.
- *LT 220 kV Presidente Franco – Paranambú (39 km):* Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (año 2021), obra requerida para robustecer la interconexión entre los Sistemas Este y Sur.
- *Subestación Minga Guazú:* Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores (año 2022), ampliación requerida para soportar el fuera de servicio de un banco de autotransformadores en la subestación.

- *LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela (255 km)*: Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA y posición de salida de línea en la Subestación Minga Guazú (año 2024). Esta obra proporciona un incremento considerable en la confiabilidad del suministro al Sistema Metropolitano, además de una importante inyección de potencia reactiva al sistema y la reducción de las distancias eléctricas entre las centrales de generación binacionales.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú II (54 km)*: Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA y posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha (año 2025). Esta obra es necesaria para incrementar la confiabilidad de todo el SIN.

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

- *Curuguay II*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2016).
- *Microcentro*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 100 MVA (año 2017).
- *Juan León Mallorquín*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2017).
- *Alto Paraná II*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación 220/23 kV de 80 MVA y capacidad de transformación 220/66 kV de 120 MVA (año 2018).
- *Santa Rita*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2018).
- *Kilómetro 8*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA (año 2018).
- *San Alberto*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2020).

La Subestación Microcentro permitirá abastecer exclusivamente todo el microcentro de Ciudad del Este, conllevando una reducción considerable de distancias de nuevos alimentadores de distribución. De esta forma, la nueva Subestación también ofrecerá una mayor confiabilidad para el área, así como una respuesta adecuada a las actuales restricciones municipales, en lo que a construcción de nuevas líneas de distribución subterráneas se refiere.

La Subestación Uruguay II permitirá mejorar el suministro de energía eléctrica a su área de influencia, incompatible con el nivel de tensión de 66 kV, en virtud a la demanda proyectada y a la longitud de las líneas de transmisión involucradas.

La Subestación Alto Paraná II, responde a la necesidad de dotar de adecuada infraestructura de transmisión al departamento de Alto Paraná, que le permita proyectarse como un importante polo industrial, fundamental para el desarrollo y establecimiento de proyectos de inversión.

La Subestación Santa Rita atenderá los requerimientos de la red de distribución de su área de influencia, que como consecuencia de la creciente actividad agroindustrial de la zona, ya no podrá ser atendida adecuadamente desde los centros de distribución existentes.

Las demás Subestaciones 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.

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.

Puede observarse, que de las 17 subestaciones del Sistema Este para el año 2015, 1 subestación se encontrarían con sus transformadores operando con un factor de utilización entre 90 y 100%. Para el año 2025, se tendrían 23 subestaciones en servicio, de las cuales 2 subestaciones presentarían un factor de utilización entre 90 y 100%.

Tabla XXX - 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%
2015	17	14	2	1	0
2016	22	19	1	2	0
2017	22	18	2	2	0
2018	22	21	1	0	0
2019	22	20	2	0	0
2020	23	21	2	0	0
2021	23	19	4	0	0
2022	23	17	3	3	0
2023	23	11	9	3	0
2024	23	13	8	2	0
2025	23	13	8	2	0

Análogamente, se presenta en la Tabla XXXI, la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Este, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Puede apreciarse, que para el 2015 se tendrían 963 MVA instalados, requiriéndose para acompañar el crecimiento de la demanda, de 1.752 MVA para el año 2025.

Tabla XXXI - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Este

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	963	849	93	20	0
2016	1.206	1.051	52	103	0
2017	1.246	990	112	143	0
2018	1.407	1.377	30	0	0
2019	1.407	1.325	82	0	0
2020	1.445	1.305	140	0	0
2021	1.445	1.062	383	0	0
2022	1.445	972	250	223	0
2023	1.517	739	555	223	0
2024	1.712	1.089	522	102	0
2025	1.752	1.129	433	190	0

La Figura 16 muestra el estado de carga de los transformadores para los años 2015, 2020 y 2025, apreciándose que la gran capacidad instalada en el corto plazo (hasta el 2020) permite tener un margen de carga apreciable en las subestaciones, teniéndose 90% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización inferior al 80%. Por otro lado, en el medio plazo (entre 2021 y 2025) se tiene un menor ritmo en el aumento de la capacidad instalada, por lo que en el 2025 solamente el 64% de la capacidad instalada estaría operando con un factor de utilización inferior a 80%, mientras que el 11% de la capacidad instalada tendría un factor de utilización entre 90 y 100%.

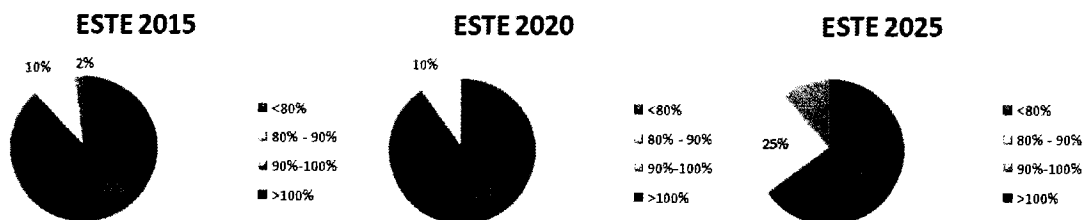


Figura 16. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Este.

8.4 Sistema Metropolitano

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2016 de importantes obras de transmisión, como la puesta en servicio de la doble terna en 220 kV Villa Hayes – Puerto Sajonia.

En cuanto a refuerzos de transmisión, los principales refuerzos requeridos en la zona son:

- *LT 220 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia y Puerto Botánico - Barrio Molino:* Construcción de LT 220 kV, doble terna, hasta intersección con Avda. Santa Teresa; Subestación Mufa; tramo subterráneo a Subestación Villa Aurelia (220 kV) y tramo aéreo de simple terna hasta la nueva Subestación Barrio

- Molino; posiciones de salida en Subestación Puerto Botánico y LT 66 kV complementaria para conexión a Blue Tower (año 2017); obra requerida para abastecimiento de las futuras Subestaciones Villa Aurelia 220 kV y Barrio Molino, también en 220 kV. Estas subestaciones permitirán acompañar el incremento en la demanda del área urbana de Asunción, conducido principalmente por emprendimientos inmobiliarios, así como el crecimiento vegetativo de la demanda de la zona.
- *LT 500 kV Yacyretá – Ayolas (16 km); LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes (347 km), y ampliación de la Subestación Villa Hayes:* Construcción de la línea de transmisión de 500 kV entre Ayolas y Villa Hayes; construcción de la segunda línea de 500 kV entre la CH de Yacyretá y Ayolas; y ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del tercer autotransformador 500/220 kV de 600 MVA (año 2018). Estas obras son requeridas para atender el incremento de la demanda del Sistema Metropolitano de Asunción y proporcionarle mayor confiabilidad al suministro de energía.
 - *LT 220 kV Guarambaré – Buey Rodeo (40 km):* Construcción de la LT 220 kV simple terna, capacidad de 350 MVA y Ampliación de la Subestación Guarambaré 220 kV: Construcción posición LT 220 kV bajo esquema de doble barra y obras complementarias (año 2018). Estas obras permitirán acompañar el crecimiento de la demanda del área de influencia de localidades como Villeta; Villa Oliva y Alberdi, a través del abastecimiento de energía a la nueva Subestación Buey Rodeo.
 - *LT 220 kV Villa Hayes – Limpio (19 km):* Repotenciación de 210 MVA a 350 MVA con cambio de conductores (año 2018), obra requerida para incrementar la utilización de la potencia disponible en la Subestación Villa Hayes.
 - *Subestación Villa Hayes 500 kV:* ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del cuarto autotransformador 500/220 kV de 600 MVA (año 2019). Esta obra es requerida para evitar sobrecargas en dicha subestación ante la contingencia de uno de los autotransformadores y evacuar adecuadamente el flujo de potencia transportado por las líneas de 500 kV que llegan a la Subestación Villa Hayes.
 - *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico – Parque Caballero (9 km):* Construcción de una doble terna (año 2019), requerida para incrementar la utilización de la potencia inyectada por las líneas de transmisión de 500 kV a la Subestación Villa Hayes.
 - *LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes II (341 km):* Construcción de la línea de transmisión en 500 kV y ampliación de la Subestación Villa Hayes y Margen Derecha respectivamente (año 2021). Esta obra es requerida para satisfacer la demanda del Sistema con una mayor confiabilidad, ya que sin este refuerzo, el fuera de servicio de una de las dos líneas de transmisión en 500 kV que transportan energía hasta la Subestación Villa Hayes produciría, a efectos de preservar la mayor parte del sistema, bajo condiciones aceptables de operación, importantes cortes de carga.
 - *LT 220 kV Limpio – Zárate Isla (16 km):* Construcción de Línea de transmisión, simple terna, autoportante y posiciones de salida y llegada (año 2021), requerida para abastecimiento a la futura Subestación Zárate Isla.
 - *LT 220 kV Lambaré – Puerto Sajonia:* Repotenciación de la Línea de Transmisión en 220 kV, 8,05 km aéreo y un (1) km subterráneo, para 350 MVA (año 2023), obra requerida para adecuar la capacidad del vínculo entre las subestaciones de Lambaré y Puerto Sajonia a los flujos de potencia a través de la línea, observados en las simulaciones.
 - *LT 220 kV Guarambaré – La Victoria – San Lorenzo (16 km):* Reconstrucción de la línea en doble terna, 350 MVA por terna (año 2024), obra requerida para adecuar las capacidades de transmisión del Sistema Metropolitano a las inyecciones de potencia desde las Subestaciones de Carayaó y Valenzuela (ambas en 500 kV).
 - *LT 220 kV doble terna Valenzuela - Pirayú - Guarambaré y Valenzuela - Metalúrgica Iguazú – Guarambaré (58 km):* Repotenciación de la Línea de Transmisión en doble terna aérea, para 550 MVA por terna (año 2024), obra requerida para adecuar las capacidades de transmisión del Sistema Metropolitano a las inyecciones de potencia desde las Subestaciones de Carayaó y Valenzuela (ambas en 500 kV).

Estas obras de transmisión, en general buscan adecuar la capacidad del tronco de transmisión a los requerimientos de la demanda, con lo que se obtendría un sistema operando con mayor margen de carga y con menores niveles de pérdidas, lo cual repercute positivamente en todo el sistema. Adicionalmente, las obras permiten soportar una contingencia simple en el tronco de transmisión con un grado de afectación razonable en el resto del sistema, lo cual se traduce en una mayor flexibilidad y aumento de la confiabilidad del sistema.

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

- *Fernando de la Mora*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 90 MVA (año 2016).
- *Barrio Mburucuyá*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 90 MVA (año 2017).
- *Mariano Roque Alonso*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA (año 2017).
- *La Colmena*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2017).
- *Barrio Molino*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 120 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 120 MVA en 220/23 kV (año 2017).
- *Villa Aurelia 220 kV*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 120 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 120 MVA en 220/23 kV (año 2017).
- *Altos*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 60 MVA en 220/23 kV (año 2018).
- *Buey Rodeo*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 60 MVA en 220/23 kV (año 2018).
- *Villa Elisa*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA (año 2018).
- *Arroyos y Esteros*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2020).
- *Barcequillo*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 50 MVA (año 2020).
- *Autódromo*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA (año 2021).
- *Zárate Isla*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2021).
- *Barrio Jara*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 100 MVA (año 2021).

De igual forma, pueden destacarse importantes obras de ampliación de capacidad de transformación en subestaciones existentes, resaltándose la paulatina introducción del nuevo módulo de 80 MVA de capacidad de transformación 220/23 kV, en sustitución al módulo actual de 41,67 MVA, y del nuevo módulo de 50 MVA de capacidad de transformación 66/23 kV, en sustitución al módulo actual de 30 MVA.

En general, se requieren ampliaciones en prácticamente todas las subestaciones del Sistema Metropolitano. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga previsto de los

transformadores que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Metropolitano. En la tabla se agrupan las subestaciones según el factor de utilización de su capacidad de transformación.

Tabla XXXII - 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%
2015	30	19	9	2	0
2016	31	19	7	5	0
2017	36	26	9	1	0
2018	38	23	13	2	0
2019	38	21	10	7	0
2020	40	23	10	7	0
2021	43	25	17	1	0
2022	43	17	15	11	0
2023	43	15	24	4	0
2024	43	19	21	3	0
2025	43	11	18	14	0

Análogamente, se presenta en la próxima tabla y la siguiente figura, 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 XXXIII - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	2.356	1.134	971	252	0
2016	2.631	1.479	567	585	0
2017	3.304	2.302	882	120	0
2018	3.602	2.124	1.305	173	0
2019	3.724	2.074	798	852	0
2020	3.994	2.090	1.079	825	0
2021	4.455	2.274	2.132	50	0
2022	4.455	1.672	1.402	1.382	0
2023	4.704	1.472	2.892	340	0
2024	5.035	1.775	2.810	450	0
2025	5.115	805	2.270	2.040	0

METROPOLITANO 2015



- <80%
- ▨ 80% - 90%
- ▩ 90%-100%
- >100%

METROPOLITANO 2020



- <80%
- ▨ 80% - 90%
- ▩ 90%-100%
- >100%

METROPOLITANO 2025



- <80%
- ▨ 80% - 90%
- ▩ 90%-100%
- >100%

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

Puede apreciarse que de las 30 subestaciones existentes en el Sistema Metropolitano en el 2015, con 2.356 MVA, para finales del 2025 se requerirán 43 subestaciones, con una capacidad instalada de 5.115 MVA. Por el estado de carga de los transformadores, puede apreciarse que la capacidad a ser instalada en el corto plazo produce márgenes de carga apreciables, obteniéndose aproximadamente el 52% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%.

En el medio plazo, se tiene una menor tasa de ampliaciones por lo que se tendría el 40% del parque de transformadores con un factor de utilización entre 90 y 100%, lo cual apunta a un estrecho acompañamiento de la demanda y una utilización de la capacidad instalada en el corto plazo, de forma a reducir los requerimientos de recursos económicos.

8.5 Sistema Norte

En relación al Sistema Norte, las principales obras de transmisión requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Itakyry – Curuguay – Capitán Bado – Cerro Corá (330 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2016). Esta obra de expansión de la red eléctrica se constituye en la segunda alimentación al Sistema Norte, incrementando la capacidad de transmisión y la confiabilidad del suministro de energía en la zona.
- *LT 220 kV Horqueta – Concepción II (45 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2018). Esta obra de refuerzo permite acompañar adecuadamente el crecimiento de la demanda del área de influencia de la Subestación Concepción, cuya topología radial y carga elevada desaconsejan alternativas en 66 kV.
- *Derivación 220 kV Cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2019). Esta obra de refuerzo permite la alimentación de la futura Subestación Bella Vista Norte, obra requerida para abastecer el crecimiento de la demanda y mejorar las condiciones del sistema de distribución de la zona.
- *LT 220 kV Villa Hayes – Concepción II (200 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2019), refuerzo que constituye la primera etapa de una alimentación desde la Subestación Villa Hayes al Sistema Oeste, y a su vez constituye la tercera alimentación al sistema Norte, incrementando la capacidad de transmisión y la confiabilidad del servicio, suministrando además soporte reactivo que permite una operación más holgada del Compensador Estático de Reactivo de la Subestación Horqueta.

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

- *Capitán Bado*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2016).
- *Concepción II*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 41,67 MVA en 220/23 kV (año 2018).
- *Bella Vista Norte*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2019).

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 de carga.

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 XXXIV - 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%
2015	8	5	2	1	0
2016	10	8	2	0	0
2017	11	10	1	0	0
2018	11	11	0	0	0
2019	11	11	0	0	0
2020	11	10	1	0	0
2021	11	9	2	0	0
2022	11	11	0	0	0
2023	11	11	0	0	0
2024	11	8	3	0	0
2025	11	5	5	1	0

Análogamente, se presentan en la siguiente tabla y la próxima figura, 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 XXXV - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Norte

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	209	129	50	30	0
2016	281	211	70	0	0
2017	299	239	60	0	0
2018	370	370	0	0	0
2019	390	390	0	0	0
2020	390	370	20	0	0
2021	412	337	75	0	0
2022	412	412	0	0	0
2023	412	412	0	0	0
2024	412	297	115	0	0
2025	412	197	155	60	0

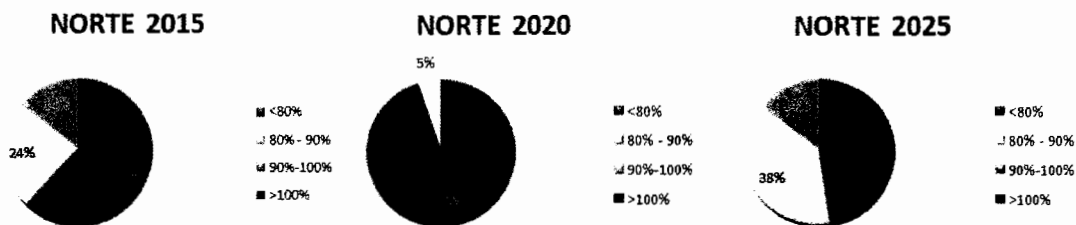


Figura 18. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Norte.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Norte, pasándose de 209 MVA en el 2015 a 412 MVA en el 2025. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con sólo un 14% de transformadores que operarían en el año 2025, con un factor de utilización entre 90 y 100%.

8.6 Sistema Oeste

En relación al Sistema Oeste, las principales obras de transmisión requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Vallemi II – Toro Pampa (130 km):* Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2022), obra de expansión que mejorará las condiciones de suministro de energía en la zona de Toro Pampa, principalmente, considerando la gran longitud de los alimentadores de distribución en la región.
- *LT 220 kV Concepción II – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km):* Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2023). Esta obra de expansión de la red eléctrica se constituye en la segunda alimentación al Sistema Oeste, incrementando la capacidad de transmisión y la confiabilidad del servicio en la zona y permitiendo mejores condiciones de suministro a nivel de distribución.
- *LT 220 kV Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km):* Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2023), obra de expansión que mejorará las condiciones de suministro de energía en la zona, considerando la gran longitud de los alimentadores de distribución en la región.

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

- *Acueducto EB1:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2017).
- *Acueducto EB4:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2017).
- *Toro Pampa:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2022).
- *Pozo Colorado:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2023).
- *Cruce Don Silvio:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 41,67 MVA (año 2023).

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, además, las Subestaciones Acueducto EB1 y EB4 son proyectadas para atender un emprendimiento específico (Proyecto Acueducto para el Chaco Central).

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 XXXVI - 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%
2015	3	3	0	0	0
2016	3	3	0	0	0
2017	5	5	0	0	0
2018	5	5	0	0	0
2019	5	4	1	0	0
2020	5	4	1	0	0
2021	6	6	0	0	0
2022	6	6	0	0	0
2023	7	7	0	0	0
2024	7	7	0	0	0
2025	7	6	1	0	0

Análogamente, se presentan en la siguiente tabla y la próxima figura, 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 XXXVII - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Oeste.

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	48	48	0	0	0
2016	48	48	0	0	0
2017	68	68	0	0	0
2018	68	68	0	0	0
2019	68	63	5	0	0
2020	68	63	5	0	0
2021	83	83	0	0	0
2022	93	93	0	0	0
2023	103	103	0	0	0
2024	103	103	0	0	0
2025	103	90	13	0	0

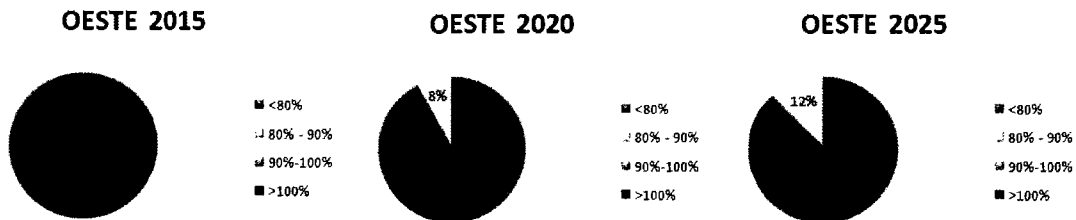


Figura 19. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Central.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Oeste, pasándose de 48 MVA en el 2015 a 103 MVA en el 2025, con prácticamente todos sus transformadores operando de manera holgada (utilización menor al 80%).

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

095
(noventa y cinco)

Anexo 2.1

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo – Periodo 2016 - 2025

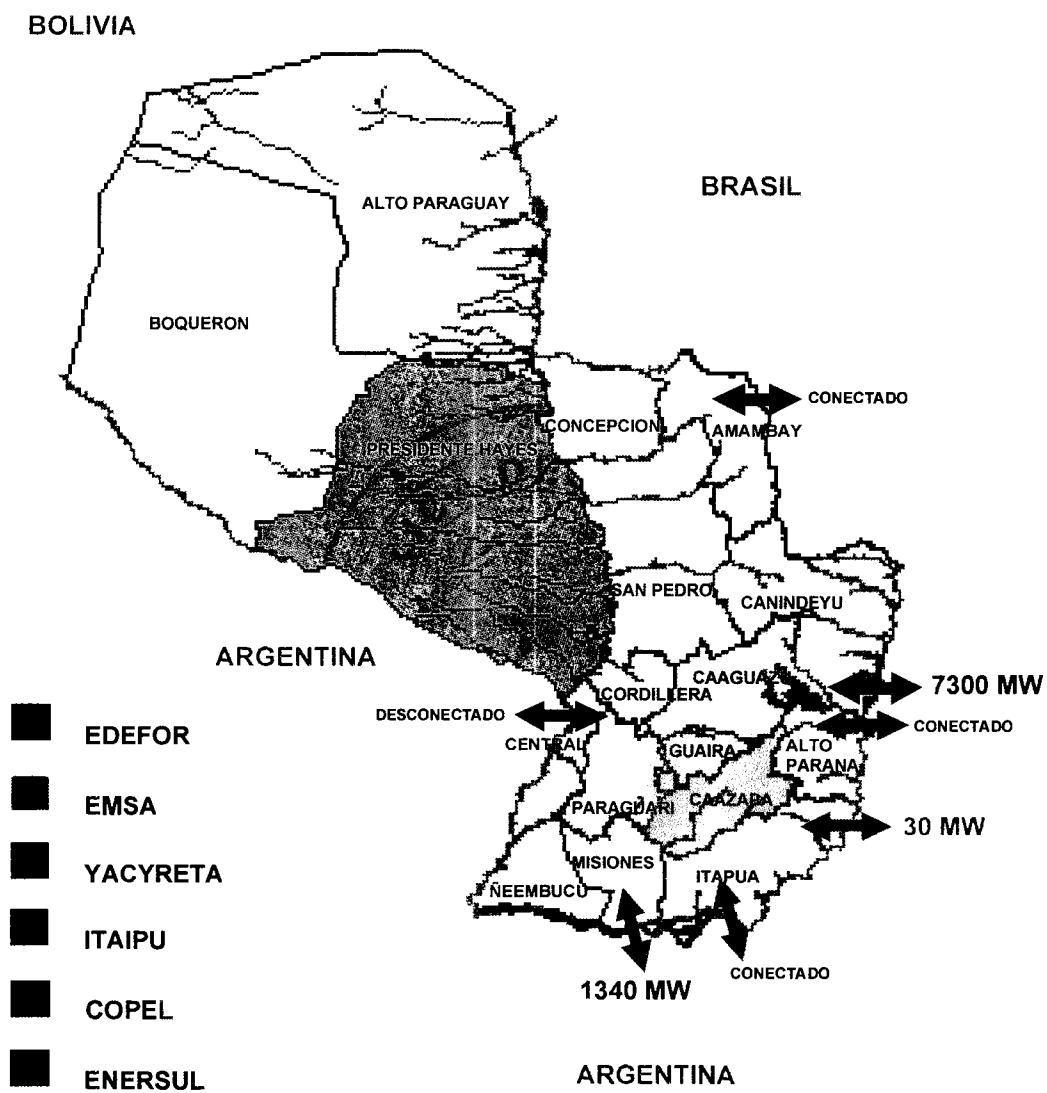
095
(no enter 1)
ris

ANEXO 2.1.1 SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



ANEXO 2.1. 2

INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS



ANDE

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

098
(noventa y ocho)

Anexo 2.2

LISTADO DE OBRAS POR SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



099
 (noventa y nueve)

ANDE

Item PNT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos	Costos Modulares	Con Impuestos	Puesta en Servicio
				M(US\$)	M(US\$)	TOTAL(US\$)	
SISTEMA CENTRAL							
Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV				83.960.453	298.853.379	382.813.833	
				37.290.381	162.505.188	199.795.567	
1	Subestación Valenzuela	Construcción Montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno, un (1) transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA. Seccionamiento de la LT 500 kV Ayuda - Villa Hayes.	ANDE	19.152.584	47.654.180	66.806.764	dic-19
2	Subestación Carayao	Construcción Montaje de tres (3) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada uno. Seccionamiento de las dos (2) LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes.	ANDE	15.430.325	86.156.787	101.587.112	dic-24
3	Subestación Valenzuela	Montaje del tercer banco de subtransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores.	ANDE	2.737.492	18.894.199	21.631.691	dic-25
Líneas de Transmisión en 220 kV				28.520.762	82.804.006	111.324.767	
4	Línea 220 kV Paso Pá - Colonia Independencia	Construcción de línea de transmisión en simple línea con capacidad de 350 MVA (22 km) Posición correspondiente.	ANDE	1.524.186	4.255.844	5.779.830	dic-19
5	Línea 220 kV (doble tema) desde la intersección con la Línea 220 kV (doble tema) Coronel Oviedo - Pteyá y Coronel Oviedo - Guarambará hasta Valenzuela. Además Línea 220 kV (doble tema) desde la Subestación Valenzuela hasta punto de intersección con la LT 220 kV (simple tema) Coronel Oviedo - Esesbio Ayala - Capiatá - San Lorenzo.	Seccionamiento de las tres (3) líneas provenientes desde la Subestación Coronel Oviedo en la nueva Subestación Valenzuela. Variante y cinco (5) km de construcción de líneas de transmisión de 220 kV (doble tema).	ANDE	4.785.909	3.335.853	8.121.540	dic-19
6	Línea 220 kV Coronel Oviedo - Coronel Oviedo II - Carayao	Reposición de línea de transmisión a 350 MVA de capacidad de transmisión (48 km).	ANDE	370.362	3.415.324	3.785.616	dic-21
7	Línea 220 kV Carayao - San Esteban	Construcción de línea de transmisión en doble tema con capacidad de 2 x 550 MVA en sustitución de la simple línea existente (47 km) Posición correspondiente.	ANDE	8.134.896	28.734.338	34.869.238	dic-22
8	Línea 220 kV (doble tema) Valenzuela - Esesbio Ayala - Capiatá - San Lorenzo.	Construcción de línea de transmisión en doble tema con capacidad de 2 x 550 (80 km) en sustitución de la actual existente. Posiciones correspondientes.	ANDE	13.736.377	44.883.168	58.589.545	dic-19
Líneas de Transmisión en 66 kV				2.570	14.653	17.224	
9	Línea 66 kV Paso Pá - Villarica	Reposición de línea de transmisión con cambio de conductores, para 7280 MVA (0,8 km).	ANDE	2.570	14.653	17.224	dic-25
Subestaciones 220 kV y 66 kV				18.146.741	63.429.654	81.576.295	
10	Subestación Coronel Oviedo	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	BIRF	1.020.220	3.969.445	4.989.674	dic-18
11	Subestación San Esteban	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	Bonos Soberanos	1.216.560	2.847.249	3.765.839	dic-18
12	Subestación Casapá	Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	BIRF	123.484	1.531.800	1.955.284	dic-17
13	Subestación Caaguazú	Montaje del segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y seccionamiento de la línea de transmisión en la subestación.	CAF IV	2.951.700	7.308.000	9.969.700	dic-17
14	Subestación Vaquería	Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 220/23 kV de 41,67 MVA y celdas de 23 kV. Derivación de la LT 220 kV Itakry - Carayao.	CAF/FOJ	2.104.482	2.492.570	4.597.052	dic-17
15	Subestación Barrio San Pedro	Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y celdas de 23 kV. Derivación de la LT 220 kV San Esteban - Santa Rosa.	BIRF	1.768.596	4.501.800	6.270.476	dic-17
16	Subestación Colonia Independencia	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y celdas de 23 kV.	ANDE	1.942.090	3.850.785	5.792.874	dic-19
17	Subestación Santa Rosa	Montaje de un segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	579.528	3.823.185	4.402.693	dic-19
18	Subestación Coronel Oviedo	Montaje de Banco de capacitores en 220 kV (+80 MVAR). Ex Guarambará.	ANDE	1.060.715	781.760	1.842.475	dic-19
19	Subestación Paso Pá	Cambio de un transformador de 220/66 kV - 60 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	505.000	6.906.000	7.408.000	dic-19
20	Subestación San Pedro Norte	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	134.598	1.540.713	1.675.309	dic-21
21	Subestación Coronel Oviedo II	Construcción y Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	1.137.196	5.181.085	6.318.250	dic-21
22	Subestación Santa Rosa	Montaje de un banco de transformadores 220/66 kV - 60 MVA por otro de 220/66/23 kV - 251/5/16 MVA.	ANDE	575.879	6.331.440	6.907.319	dic-22
23	Subestación Casapá	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y celdas de 23 kV (a 40 km de Paso Pá).	ANDE	1.137.196	5.181.085	6.318.250	dic-23
24	Subestación Caaguazú	Reemplazo de las dos (2) transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	2.128.592	7.548.800	9.675.192	dic-25
SISTEMA SUR				16.758.501	30.924.247	47.382.748	
Subestaciones y Líneas de Transmisión 500 kV							
25	Subestación Ayolas	Ampliación de la Subestación en 500 kV. Provisión y Montaje de dos (2) posiciones de Línea de Transmisión de 500 kV.	CAF/BOSE	12.532.402	13.077.547	25.609.949	dic-18
26	Subestación Ayolas	Montaje del tercer transformador de 500/220 kV de 375 MVA.	ANDE	4.226.099	17.548.700	21.774.790	dic-19
Líneas de Transmisión 220 kV				30.138.956	89.214.382	119.353.348	
27	Línea 220 kV Ayolas - San Patricio (doble tema)	Reposición de 250 MVA para 375 MVA por tema con cambio de conductores (43 km).	BO	2.068.999	6.842.020	8.910.999	sep-18
28	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.	EBV	4.674.425	15.990.960	20.675.385	dic-18
29	Línea 220 kV Santa Rita - María Auxiliadora	Construcción de LT simple tema, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA (10 km) Posición correspondiente.	ANDE	5.578.455	10.333.680	22.912.135	dic-19
30	Línea 220 kV Coronel Bogado - Trinidad	Reconstrucción de línea de transmisión de simple tema en doble tema, capacidad de 350 MVA por cable (83 km) Posiciones correspondientes.	ANDE	3.614.718	12.500.169	16.314.905	dic-20
31	Línea 220 kV Ayolas - Villalón	Reposición de la LT 220 kV de 210 MVA para 350 MVA con cambio de conductores (121 km).	ANDE	833.697	8.608.211	9.542.907	dic-21
32	Línea 220 kV Villalón - Buzy Rodeo	Construcción de la Línea de Transmisión en simple tema con capacidad de 350 MVA (200 km) Posición correspondiente.	ANDE	12.084.627	28.632.333	40.997.030	dic-21
Líneas de Transmisión 66 kV				6.894.713	34.209.763	43.104.497	
33	Línea 66 kV Encarnación - Cambyretá	Línea subterránea con 100 MVA de capacidad (5 km) Posición correspondiente.	EBV	1.970.402	7.770.780	9.741.182	dic-18
34	Seccionamiento de la línea 66 kV Coronel Bogado - Trinidad e FRAM	Construcción de línea de transmisión en simple tema, con capacidad de 7280 MVA (15 km). Posiciones correspondientes.	Bonos Soberanos II Remanentes	723.651	2.478.460	3.202.161	dic-17
35	Línea 66 kV Coitana - Cambyretá	Construcción de dos (2) Líneas subterráneas de 100 MVA de capacidad cada una, (10 km por cada línea) Posición correspondiente.	ANDE	3.040.604	15.541.560	19.482.364	dic-19
36	Línea 66 kV Villalón - Aguayá	Construcción de línea de transmisión en simple tema, con capacidad de 7280 MVA (50 km) Posición correspondiente.	ANDE	1.217.094	4.182.780	5.399.874	dic-20
37	Línea 66 kV San Pedro del Paraná - Yuty	Construcción de línea de transmisión en simple tema, con capacidad de 7280 MVA (26 km) Posición correspondiente.	ANDE	920.313	3.538.320	4.458.633	dic-20
38	Línea 66 kV Coronel Bogado - San Pedro del Paraná	Reposición con cambio de conductores para 7280 MVA (38,1 km).	ANDE	122.419	697.883	820.283	dic-24
Subestaciones 220 kV y 66 kV				21.318.111	61.933.263	83.251.374	
39	Subestación Coronel Bogado	Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	Bonos Soberanos	883.109	3.459.980	4.342.799	dic-18
40	Subestación Ayolas	Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	515.748	528.470	1.042.268	dic-18
41	Subestación San Patricio	Cambio de los dos transformadores de 220/23 kV de 10 MVA por otro de 220/23 kV de 41,67 MVA.	BIRF	1.092.960	3.726.010	4.818.940	dic-18
42	Subestación Pilar	Cambio de los dos transformadores 66/23 kV actuales de 12 MVA por otros de 20 MVA.	ANDE - Recursos Propios	489.049	303.800	792.849	dic-18
43	Subestación FRAM	Construcción y montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Bonos Soberanos II Remanentes	2.254.920	3.988.985	6.221.904	dic-17
44	Subestación San Pedro del Paraná	Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	436.805	1.531.800	1.968.605	dic-18
45	Subestación María Auxiliadora	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	1.942.090	3.850.785	5.792.874	dic-19
46	Subestación Cambyretá	Montaje de un (1) banco de transformadores de 220/66 kV de 120 MVA. Retiro del actual banco de 220/66 kV de 60 MVA.	ANDE	508.000	6.906.000	7.408.000	dic-19
47	Subestación Coitana	Construcción - Montaje de dos transformadores trifásicos 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	2.824.334	5.988.879	8.811.213	dic-19

ANDE

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Costos Modulares		Fuente en Servicio
				Con Impuestos (10%) ML(US\$)	Con Impuestos (15%) ME(US\$)	
45	Subestación Trinidad	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA	ANDE	883.106	3.459.860	dic-20
49	Subestación Aguazay	Construcción - Montaje de un transformador 66/23 kV 20 MVA	ANDE	1.804.276	1.381.245	dic-20
50	Subestación Yuty	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 30 MVA	ANDE	1.968.556	2.741.245	dic-20
51	Subestación Pilar II	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA. Derivación de la futura LT 220 kV Villalón - Bury Rodeo (8.60 km de Villalón)	ANDE	1.027.768	4.662.205	dic-21
52	Subestación San Juan Bautista	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA	ANDE	883.106	3.459.860	dic-23
53	Subestación Pirapó	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro transformador de 66/23 kV - 30 MVA	ANDE	123.484	1.531.800	dic-23
54	Subestación Ayolas	Montaje del transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA en reemplazo de los transformadores 220/66/23 kV y 66/23 kV existentes	ANDE	1.054.188	4.271.100	dic-24
55	Subestación Natabo	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA	ANDE	883.106	3.459.860	dic-25
56	Subestación San Patricio	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA	ANDE	883.106	3.459.860	dic-25
57	Subestación San Pedro del Paraná	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA	ANDE	834.388	3.275.171	dic-25
SISTEMA ESTE						
Subestaciones y Líneas de transmisión 600 kV				64.909.986	247.680.893	312.590.878
58	Subestación Minga Guazú	Construcción - Montaje de 2 bancos de autotransformadores de 500/20/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores y línea	ANDE	9.131.447	51.004.875	dic-20
59	Línea 500 kV Margen Derecha - Minga Guazú	Construcción de la LT simple tema, autoportante, 2000 MVA (54 km). Posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha	ANDE	6.664.276	31.226.400	dic-20
60	Subestación Minga Guazú	Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/20/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores	ANDE	2.707.402	18.694.199	dic-22
61	Línea 500 kV Minga Guazú - Valenzuela	Construcción de la LT simple tema, autoportante, 2000 MVA (255 km). Posición de salida de línea en la Subestación Minga Guazú	ANDE	35.702.475	115.523.020	dic-24
62	Línea 500 kV Margen Derecha - Minga Guazú II	Construcción de la LT simple tema, autoportante, 2000 MVA (54 km). Posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha	ANDE	6.664.276	31.226.400	dic-25
Líneas de transmisión 220 kV				12.432.387	33.003.326	43.435.713
63	Línea 220 kV Acaray - Pto. Pto. Franco	Construcción de LT 220 kV doble tema en sustitución de la simple tema existente, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 650 MVA por tema, (10 km). Posiciones correspondientes	Bonos Soberanos II	2.180.881	943.018	dic-17
64	Línea 220 kV Margen Derecha - Rakyy	Cambio de los conductores actuales por otros de mayor capacidad, tipo HTLS para las dos (2) temas, pasante de los actuales 250 MVA para 350/400 MVA por circuito (71 km)	ANDE	943.058	10.542.848	dic-17
65	Línea 220 kV Presidente Franco - Alto Paraná II	Construcción de LT 220 kV subterránea, simple tema 5 km y 350 MVA. Posición de línea en SE Presidente Franco	CAF IV	9.840.000	9.819.430	dic-18
66	Línea 220 kV Kilómetro 30 - Santa Rita	Construcción de LT 220 kV, simple tema, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posición correspondiente		2.970.000	4.280.400	dic-18
67	Línea 220 kV Minga Guazú - Kilómetro 30	Construcción de LT 220 kV doble tema, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 650 MVA por tema (3 km). Posiciones de líneas de transmisión correspondientes	ANDE	1.197.525	4.542.060	dic-20
68	Línea 220 kV Presidente Franco - Paranambu	Repotenciación con cambio de conductor HTLS (39 km). Capacidad de transmisión de 350 MVA	ANDE	300.944	2.774.970	dic-21
Líneas de transmisión 98 kV				6.093.564	15.645.180	21.738.744
69	Línea 98 kV Acaray - Kilómetro 15	Repotenciación de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (15 km) tipo HTLS. Utilización de conductores que eran para la LT 66 kV Guaraní - Vitale	ANDE	327.858	819.720	dic-18
70	Línea 98 kV Alto Paraná - Microcentro CDE	Construcción de la línea subterránea (doble tema), conductores XLPE, capacidad 100 MVA por tema (5 km cada una). Posición correspondiente	ITAPU	2.032.958	5.087.480	dic-17
71	Línea 98 kV Acaray - Alto Paraná	Repotenciación con cambio de conductor HTLS (7 km)	ITAPU	400.000	600.000	dic-18
72	Línea 98 kV Paranambó - Naranjal	Repotenciación de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (53 km)	CAF IV	2.779.600	4.169.400	dic-18
73	Línea 98 kV Rakyy - San Alberto	Construcción de líneas de transmisión 98 kV en simple tema, con capacidad de 200 MVA (20 km). Posiciones correspondientes	ANDE	553.349	1.888.580	dic-20
Subestaciones 220 kV y 66 kV				44.323.226	124.891.670	189.184.896
74	Subestación Paranambó	Cambio del transformador de 220/66 kV - 60 MVA, por otro de 220/66 kV - 120 MVA	Bonos Soberanos	875.004	9.204.800	dic-18
75	Subestación Carlos Antonio López	Cambio de un (1) transformador de 220/23 kV - 12 MVA, por otro de 220/23 kV - 41.87 MVA	Bonos Soberanos	136.620	1.883.000	dic-18
76	Subestación Acaray	Cambio del transformador de 220/23 kV - 41.87 MVA, por otro de 220/23 kV - 80 MVA	Bonos Soberanos	2.910.725	1.339.567	dic-16
77	Subestación Kilómetro 30	Cambio del transformador de 220/66 kV - 60 MVA, por otro transformador de 220/66 kV - 120 MVA	ANDE	2.351.920	3.850.785	dic-18
78	Subestación Hermandades	Cambio de los dos (2) transformadores 66/23 kV - 20 MVA actuales por otros dos (2) de 66/23 kV - 30 MVA	Bonos Soberanos	2.543.765	2.570.687	dic-18
79	Subestación Curuguaty II	Construcción - Montaje de un (1) transformador 220/23 kV - 41.87 MVA y posiciones correspondientes	Bonos Soberanos	2.300.797	3.339.263	dic-18
80	Subestación Microcentro	Construcción - Montaje de dos (2) transformadores 66/23 kV - 50 MVA	ITAPU	2.250.474	5.677.569	dic-17
81	Subestación Minga Porá	Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 66/23 kV de 30 MVA	BIRF	1.279.208	3.258.159	dic-17
82	Subestación Rakyy	Construcción - Cambio de la configuración de BS + DB y modificación de las posiciones de 5 líneas, 2 transformadores y accesorios de barra - Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41.87 MVA	CAF/OFID	5.840.000	8.760.000	dic-17
83	Subestación Malloquín	Construcción - Montaje de transformador de 220/23 kV de 41.87 MVA y celdas de 23 kV	CAF/OFID	1.733.174	2.359.577	dic-17
84	Subestación Alto Paraná II	Construcción - Montaje de un (1) transformador 220/23 kV - 80 MVA y un (1) banco de transformadores 220/66 kV - 120 MVA	CAF IV	4.785.000	20.215.000	dic-18
85	Subestación Kilómetro 8	Construcción y montaje de un transformador de 220/23 kV de 80 MVA	ANDE	2.820.726	5.534.395	dic-18
86	Subestación Santa Rita	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41.87 MVA	CAF IV	4.697.000	9.288.000	dic-18
87	Subestación Naranjal	Cambio de los dos (2) transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV de 30 MVA	ANDE	508.443	4.202.100	dic-20
88	Subestación San Alberto	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA	ANDE	1.801.657	1.348.825	dic-20

ANDE

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Costos Modulares		Puesta en Servicio
				Con Impuestos (10%) M(US\$)	Con Impuestos (10%) TOTAL(US\$)	
89	Subestación Itakyry	Cambio de los dos (2) bancos de transformadores 220/66 kV -80 MVA por otros dos (2) bancos de 220/66 -120 MVA	ANDE	1.181.004	15.433.575	dic-22
90	Subestación Del Este	Montaje del tercer transformador 8623 kV - 30 MVA y posición correspondiente	ANDE	656.574	2.239.864	dic-23
91	Subestación Catusá	Montaje del segundo transformador 220/23 kV - 41,87 MVA y posición correspondiente	ANDE	863.109	3.315.508	dic-23
92	Subestación Presidente Franco	Montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV - 80 MVA en reemplazo de los dos (2) transformadores de 220/23 kV de 41,87 MVA existentes.	ANDE	2.126.592	7.234.075	dic-24
93	Subestación Santa Rita	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV - 80 MVA en reemplazo del transformador de 220/23 kV de 41,87 MVA existente	ANDE	1.127.305	3.907.068	dic-24
94	Subestación Campo Das	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA	ANDE	1.335.916	4.859.220	dic-24
95	Subestación Kilómetro 30	Reemplazo de los dos (2) transformadores de 66/23 kV -30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV -50 MVA	ANDE	450.214	5.065.175	dic-25
SISTEMA METROPOLITANO						
Subestaciones y Líneas de Transmisión 600 kV				135.961.287	226.796.700	362.770.987
96	Línea 500 kV Yacuyriti - Ayolas - Villa Hayes	Construcción del segundo circuito LT simple tema, autoportante, 2200 MVA (15 km) Posición de llegada en Subestación Ayolas. Construcción de la LT simple tema, autoportante, 2200 MVA (347 km) Posición de salida y llegada	CAFIBOBEI	76.480.378	23.896.072	dic-18
97	Subestación Villa Hayes	Ampliación de la Subestación en 500 kV. Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA.	CAFIBOBEI	5.497.767	17.145.705	dic-18
98	Subestación Villa Hayes	Montaje de cuarto transformador de 500/220/23 kV - 600 MVA	ANDE	4.374.054	25.721.774	dic-19
99	Línea 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes	Construcción del segundo circuito LT simple tema, autoportante, 2000 MVA (348km) Posición de salida y llegada	ANDE	40.620.687	162.056.150	dic-21
Líneas de Transmisión 220 kV				33.296.517	72.086.414	105.394.931
100	Línea 220 kV (Doble Tema) Villa Hayes - Puerto Sajonia	Construcción de la doble tema, estructura autoportante con capacidad de 350/600 MVA por tema (25 km) Posiciones correspondientes	CAFIFOID	5.273.890	6.078.009	dic-16
101	Línea 220 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia y Puerto Botánico - Barrio Molino.	Construcción de LT 220 kV, doble tema parte aérea (4,15 km) y parte subterránea (3,25 km), hasta intersección Subestación Mufa en Av. Santa Teresa esquina Marlene Lynch. Desde Transición Mufa tramo subterráneo a Villa Aurelia (2,4 km) y tramo subterráneo simple tema hasta Barrio Molino (1,55 km), posiciones de salida en Puerto Botánico Además LT 66 kV complementaria para conexión a Blue Tower desde Barrio Molino	Banco Soberano II	2.464.477	9.125.235	dic-17
102	Línea 220 kV Guarambaré - Buay Rodero	Línea de Transmisión 220 kV Guarambaré - Buay Rodero. Construcción de la LT 220 kV simple tema, capacidad de 350 MVA (40 km) y Ampliación de la Subestación Guarambaré 220 kV. Construcción posición LT 220 kV bajo esquema de doble barra y obras complementarias	CAFIFOID II	3.212.000	4.868.000	dic-18
103	Línea 220 kV Villa Hayes - Limpio	Reemplazación de 210 MVA a 350 MVA (19 km) Con cambio de conductores	CAFIFOID II	2.255.000	3.420.000	dic-18
104	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 MVA - 9 km). Reapropiación del Tramo Aéreo Existente LT 220 kV - Doble Tema "Puerto Botánico - Parque Caballero" y Villa Hayes - Parque Caballero" (350 MVA - 7,5 km). Construcción de la Estación de Mufa 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 MVA - 9 km)	CAF IV	7.799.000	9.870.000	dic-19
105	Línea 220 kV Limpio - Zárate Isla	Construcción de Línea de Transmisión, simple tema, autoportante, 350 MVA (10 km) Posición de salida y llegada	ANDE	1.117.412	3.006.572	dic-21
106	Línea 220 kV Lambaré - Puerto Sajonia	Reemplazación de la Línea de Transmisión en 220 kV (8,05 km aéreo y un (1) km subterráneo, para 350 MVA)	ANDE	290.843	1.333.807	dic-23
107	Línea 220 kV Guarambaré - La Victoria - San Lorenzo	Reconstrucción de la LT 220 kV Guarambaré - La Victoria - San Lorenzo en doble tema, 350 MVA por tema (18 km)	ANDE	1.747.499	6.290.597	dic-24
108	Línea 220 kV (Doble Tema) Valenzuela - Pirayú - Guarambaré y Valenzuela - Metalúrgica Iguazú - Guarambaré.	Reemplazación de la Línea de Transmisión en 220 kV en doble tema aéreo (68 km), para 550 MVA por tema	ANDE	9.176.368	29.071.195	dic-24
Línea de Transmisión 66 kV				23.468.656	49.621.355	73.089.911
109	Línea 66 kV San Lorenzo - F. de la Mora	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (5 km) Posición correspondiente	Banco Soberano	1.329.169	1.959.931	dic-16
110	Línea 66 kV Villa Hayes - Ciudad Nueva	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HAT, capacidad 7280 MVA (10 km) Posiciones correspondientes.	CAFIFOID	1.011.265	325.268	dic-16
111	Línea 66 kV Pto. Botánico - San Miguel (tramo subterráneo 100 MVA), 1,3 km. También reemplazación del tramo aéreo, 4,2 km.	Reemplazación con cambio de los conductores subterráneos, tramo subterráneo, capacidad 100 MVA (1,9 km). También reemplazación del tramo aéreo (4,2 km), utilizando los conductores que eran para la LT 66 kV Itauguá - Guarambaré.	ANDE - Recursos Propios	300.000	700.000	dic-17
112	Línea 66 kV Central - Puerto Sajonia	Reemplazación con cambio de conductores HTLS (3 km)	BD	65.531	163.944	dic-17
113	Línea 66 kV San Lorenzo - Tres Bocas	Reemplazación con cambio de conductores HTLS (6,8 km)	BD	229.362	573.804	dic-17
114	Línea 66 kV Pto. Botánico - Mariano Roque Alonso	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (7 km) Posición correspondiente	CAFIFOID	1.879.579	4.295.302	dic-17
115	Línea 66 kV Pto. Botánico - Barrio Mburucuyá	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (3,5 km) Posición correspondiente	ANDE - Leasing	625.274	2.881.853	dic-17
116	Línea 66 kV Lambaré - Tres Bocas	Reemplazación con cambio de conductores HTLS (6 km)	BD	139.256	348.381	jul-18
117	Línea 66 kV Paso Pié - La Colmena	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HAT, capacidad 7280 MVA (30 km) Posición correspondiente	CAFIFOID	2.545.132	618.263	dic-17
118	Línea 66 kV Barrio Parque - San Miguel	Reemplazación con cambio de conductores HTLS (5 km)	BD	114.881	286.902	dic-17
119	Línea 66 kV Buay Rodero - Villeta 66 kV	Línea de Transmisión 66 kV Buay Rodero - Villeta. Construcción de la LT 66 kV simple tema, capacidad de 100 MVA (22 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.	CAFIFOID II	1.169.000	1.728.000	dic-18
120	Línea 66 kV Itauguá - Guarambaré	Reconstrucción del circuito actual de simple tema en doble tema, tramo aéreo con conductores de capacidad de 100 MVA - 16 km, y tramo subterráneo de capacidad 100 MVA, 2 km (cada circuito)	CAFIFOID II	2.647.010	3.817.800	dic-18
121	Línea 66 kV Pirayú - Itauguá	Reemplazación con cambio de conductores, capacidad 7280 MVA (10 km). Esta obra deberá estar antes de la reconstrucción del circuito Itauguá - Guarambaré	CAFIFOID II	728.000	1.280.000	dic-18
122	Línea 66 kV Lambaré - Tres Bocas	Construcción de línea subterránea conductor XLPE, capacidad 100 MVA (5 km) Ampliación de barras en las Subestaciones de Tres Bocas y Lambaré	CAFIFOID II	2.864.400	4.212.000	dic-18
123	Línea 66 kV General Díaz - Central	Reemplazación con cambio de conductores Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (2 km)	CAF IV	566.500	1.321.833	dic-19
124	Línea 66 kV General Díaz - Republicano	Reemplazación con cambio de conductores Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (6 km)	CAF IV	1.133.000	2.643.667	dic-19
125	Línea 66 kV Añes - Arroyos y Esteros	Construcción de línea aérea, simple tema, estructura de HAT, capacidad 7280 MVA (40 km) Posiciones correspondientes.	ANDE	854.994	2.803.700	dic-20
126	Línea 66 kV Pto. Botánico - Mariano Roque Alonso	Construcción de la segunda Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (7 km) Posición correspondiente	ANDE	1.523.389	6.687.633	dic-20
127	Línea 66 kV Nudo Seccionamiento Villa Aurelia a Tres Bocas - Fernando de la Mora	Construcción de Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (2 km) Posición correspondiente	ANDE	545.316	2.178.836	dic-20



Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Costos Modulares		Fuente en Servicio
				Con Impuestos (10%) MIL(US\$)	Con Impuestos (10%) ME(US\$)	
128	Línea 66 kV Pto. Botánico - Barrio Mburucuyá	Construcción de la segunda Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (3,5 km). Posición correspondiente.	ANDE	995.624	3.784.965	dici-20
129	Línea 66 kV Parque Caballero - Barrio Jara	Construcción de dos (2) Líneas Subterráneas, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (2 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	545.316	2.178.835	dici-21
130	Línea 66 kV Valle Apud - Quindiy - Paraguari	Reponencación con cambio de conductor, capacidad 7260 MVA (86 km).	ANDE	212.085	1.208.807	dici-24
131	Línea 66 kV San Lorenzo - Fernando de la Mora	Construcción de la segunda línea subterránea, con conductores XLPE, capacidad de 100 MVA (5 km). Posición correspondiente.	ANDE	1.103.181	4.259.773	dici-25
132	Línea 66 kV Pirayó - Paraguari	Reponencación de línea de transmisión con cambio de conductores, para 7260 MVA (14,5 km).	ANDE	48.590	295.591	dici-26
Subestaciones 220 kV y 66 kV				110.060.066	365.207.969	606.248.074
133	Subestación Limpio	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 66 MVA.	Bonos Soberanos	404.800	5.290.000	dici-10
134	Subestación Fernando de la Mora	Construcción - Montaje de (3) tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA cada uno.	Bonos Soberanos	4.985.643	5.335.368	dici-16
135	Subestación General Díaz	Montaje de un tercer transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	Bonos Soberanos	359.859	1.549.277	dici-16
136	Subestación Guazambare	Cambio de (2) dos transformadores de 220/66 kV - 80 MVA por otros (2) dos de 220/66 kV - 120 MVA.	BIRF	8.970.569	16.294.708	dici-16
137	Subestación Paraguari	Cambio de uno de los dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	123.454	1.487.975	dici-18
138	Subestación Tres Bocas	Adecuación de la Subestación (Casa de Control, Pano y Transformadores de 66/23 kV - 30 MVA existentes).	BIRF	1.489.848	3.801.406	dici-16
139	Subestación Escuela Ayala	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 80 MVA por otro de 220/66/23 kV de 120/60/80 MVA Ex LAM.	ANDE	526.240	0	jun-16
140	Subestación Puerto Botánico	Cambio de dos bancos de transformadores 220/66/23 kV - 120/60/80 MVA por otros dos de 300/180/120 MVA.	Bonos Soberanos	9.166.278	17.244.095	dici-17
141	Subestación Lambaré	Cambio de dos bancos de transformadores 220/66/23 kV - 120/60/80 MVA por otros dos de 300/180/120 MVA.	Bonos Soberanos	7.707.497	16.332.937	dici-17
142	Subestación Valle Apud	Cambio de actual banco de transformadores 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 220/66 kV - 80 MVA (Ex - Escuela Ayala).	ANDE	526.240	0	dici-17
143	Subestación Barrio Mburucuyá	Construcción - Montaje de tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA cada uno.	ANDE - Leasing	1.929.121	6.276.420	dici-17
144	Subestación La Colmena	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	CAFOPID	2.525.190	1.520.687	dici-17
145	Subestación Barrio Molino	Construcción - Montaje de un Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	Bonos Soberanos II	5.821.662	11.622.052	dici-17
146	Subestación San Lorenzo	Cambio de los cuatro (4) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV - 80 MVA.	BIRF	827.690	7.815.975	dici-17
147	Subestación Itauguá	Cambio de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV de 50 MVA.	BIRF	690.248	6.156.708	dici-17
148	Subestación Ciudad Nueva	Cambio del transformador de 66/23 kV de 30 MVA por otro de 50 MVA.	BIRF	353.125	3.114.688	dici-17
149	Subestación San Antonio	Cambio de los tres (3) transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otros dos (2) transformadores 220/23 kV - de 80 MVA.	BIRF	827.690	7.815.975	dici-17
150	Subestación Luque	Cambio de los tres (3) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV de 80 MVA.	BIRF	827.690	7.815.975	dici-17
151	Subestación Pirayó	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	134.599	1.540.713	dici-17
152	Subestación Mariano Roque Alonso	Construcción - Montaje de (2) dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA.	CAFOPID	2.663.359	2.663.633	dici-17
153	Subestación Altos	Construcción - Montaje de un banco de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/80 MVA (Ex - PSC) - Posiciones y Celdas MetaCeld.	Bonos Soberanos II Romanentes	2.741.800	3.550.000	dici-18
154	Subestación Villa Aurelia	Construcción - Montaje de un Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	Bonos Soberanos II	3.043.420	12.085.512	dici-17
155	Subestación La Victoria	Adecuación - Montaje de dos (2) transformadores trifásicos de 220/23 kV - 41,67 MVA, y sacccionamiento de la línea de transmisión en la subestación.	CAFOPID II	2.491.700	7.308.000	dici-18
156	Subestación Parque Caballero	Ampliación - Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/80 MVA por otros de 240/120/120 MVA.	CAF IV	2.368.245	25.026.088	dici-19
157	Subestación Buay Rodero	Subestación Buay Rodero: Construcción Pano 220 kV, Montaje de un banco de transformadores monofásicos de 220/66/23 kV - 120/60/80 MVA, posición de salida LT 66 kV, sala de control y celdas metalclad 23 kv y obras complementarias.	CAFOPID II	5.268.000	11.740.000	dici-16
158	Subestación Capatá	Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	413.845	3.907.968	dici-18
159	Subestación San Lorenzo	Sistema de Compensación Reactiva en 220 kV con tecnología STATCOM (parte de línea - 100kV/100 MVar con 2 bancos convencionales MSC (mechanically Switched Capacitor) de 80 MVar cada uno (2 x 80 MVA-1). Rango total de equipo -100+260MVar, en subestación del actual CER de 66kV de esta local.	CAF IV	5.400.000	12.800.000	dici-18
160	Subestación Villa Elisa	Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	CAFOPID II	3.014.000	4.988.000	dici-18
161	Subestación Mariano Roque Alonso	Cambio de dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros dos de 80 MVA.	ANDE	434.211	4.902.438	dici-19
162	Subestación Caapucú	Cambio de los dos transformador de 66/23 kV de 10 MVA por otro transformador de 30 MVA.	ANDE	277.226	2.122.613	dici-19
163	Subestación Central	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	420.691	2.640.912	dici-19
164	Subestación La Victoria	Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	413.845	3.907.968	dici-19
165	Subestación Caapucú	Cambio de los dos (2) transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros dos (2) de 30 MVA.	ANDE	235.798	2.963.213	dici-20
166	Subestación Arroyos y Esteros	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	1.801.657	1.262.823	dici-20
167	Subestación Barcequillo	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	1.993.937	2.615.123	dici-20
168	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.	ANDE	2.368.245	25.026.088	dici-20
169	Subestación Paraguari	Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	ANDE	123.484	1.467.875	dici-20
170	Subestación Capatá	Adecuación - Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA, y sacccionamiento de la línea de transmisión en la subestación.	ANDE	2.040.842	7.688.670	dici-21
171	Subestación La Victoria	Cambio del segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	413.845	3.907.968	dici-21
172	Subestación Villa Elisa	Montaje de segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	1.335.616	4.856.220	dici-21
173	Subestación Zárate Isla	Construcción - Montaje del (1) transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA y Celdas de 220 kV.	ANDE	1.242.088	4.208.735	dici-21

103
 (ciento tres)

ANDE

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos	Costos Modulares	Con Impuestos	Puesta en Servicio
				(10%) MIL(US\$)	(15%) MIL(US\$)	TOTAL(US\$)	
174	Subestación Guaranará	Cambio de un transformador de 220/23 kV de 41.67 MVA por otro de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	2.128.592	7.234.075	9.362.667	dic-21
175	Subestación Autodromo	Construcción Montaje de un transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	1.620.435	8.008.859	7.388.424	dic-21
176	Subestación Limpio	Cambio de los dos (2) transformadores de 220/23 kV de 41.67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	2.128.592	7.234.075	9.362.667	dic-21
177	Subestación Quilindy	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	134.566	1.540.713	1.675.279	dic-21
178	Subestación Barrio Jara	Construcción Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	1.203.281	7.194.280	8.397.561	dic-21
179	Subestación Valle Apus	Montaje de un banco de transformadores 220/66/23 kV - 120 MVA, en reemplazo del existente.	ANDE	461.626	5.549.210	6.010.836	dic-22
180	Subestación Villa Hayes	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 80 MVA, en reemplazo del actual 220/23 kV - 50 MVA.	ANDE	1.047.294	3.544.300	4.591.594	dic-23
181	Subestación Barcoquillo	Cambio de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	890.248	6.158.236	6.848.484	dic-23
182	Subestación Mburucuyé	Reemplazo de los tres (3) transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros tres (3) de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	627.314	7.379.550	8.006.864	dic-23
183	Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	410.878	3.377.004	3.787.882	dic-23
184	Subestación Caacupí	Montaje de un tercer transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	606.574	2.239.854	2.846.428	dic-23
185	Subestación Pirayú	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 37.5 MVA por otro de 220/66 kV de 80 MVA.	ANDE	576.876	6.087.830	6.664.706	dic-23
186	Subestación Arroyos y Esteros	Cambio del transformador de 66/23 kV - 30 MVA por otro transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	209.105	2.459.950	2.669.055	dic-24
187	Subestación Tres Bocas	Cambio de los tres (3) transformadores de 66/23 kV - 30 MVA por otros tres (3) transformadores de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	1.011.366	9.125.250	10.136.616	dic-24
188	Subestación Fernando de la Mora	Cambio de los tres (3) transformadores de 66/23 kV - 30 MVA por otros tres (3) transformadores de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	627.314	7.379.550	8.006.864	dic-24
189	Subestación Bury Rodas	Montaje de un transformador de 22/23 kV - 41.67 MVA.	ANDE	883.108	3.315.508	4.198.617	dic-24
190	Subestación Autódromo	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	1.335.910	4.656.220	6.192.130	dic-24
191	Subestación Caacupí	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	634.386	3.275.171	4.109.557	dic-24
192	Subestación Barrio Molino	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	ANDE	2.656.977	8.329.920	10.986.897	dic-24
193	Subestación Quilindy	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	634.386	3.275.171	4.109.557	dic-24
194	Subestación Barrio Jara	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	410.878	3.377.004	3.787.882	dic-25
195	Subestación Villa Aarela	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	ANDE	2.656.977	8.329.920	10.986.897	dic-25
196	Subestación Guaranará	Montaje de un (1) transformador de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	606.574	2.238.854	2.845.428	dic-25
197	Subestación Itauguá	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	410.878	3.377.004	3.787.882	dic-25
SISTEMA NORTE							
Línea de transmisión 220 kV				49.196.525	50.685.891	99.882.416	
198	Línea 220 kV Itaipu - Curuguaty - Cap. Bado - Cerro Corá	Construcción de LT 220 kV, simple línea, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (330 km).	Boncos Soberanos	22.256.352	6.496.542	28.752.894	dic-16
199	Línea 220 kV Horqueta - Concepción II	Construcción de línea en simple línea, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posiciones correspondientes en Horqueta y Concepción II.	ANDE - Leasing	9.971.400	3.323.769	13.295.169	dic-18
200	LT 220 kV Derivación Cruce Bella Vista - Bella Vista Norte	Construcción de simple línea, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (90 km).	ANDE	4.663.296	10.833.920	15.497.216	dic-19
201	Línea 220 kV Villa Hayes - Concepción II	Construcción de línea en simple línea, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (200 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	12.306.477	30.031.330	42.337.807	dic-19
Línea de transmisión 66 kV				811.260	1.132.707	1.943.967	
202	Línea 66 kV Horqueta - Concepción	Reposición o recapacitación de la línea actual hasta entrada en servicio de la LT 220 kV Horqueta - Concepción II.	ANDE - Leasing	144.580	824.249	968.828	dic-16
203	Línea 66 kV Concepción II - Concepción	Simple línea, estructura autoportante, capacidad 100 MVA (5 km). Posición correspondiente.	ANDE - Leasing	650.625	218.875	869.500	dic-16
204	Línea 66 kV Cerro Corá - Pedro Juan Caballero	Reposición de 4050 MVA para 7280 MVA con cambio de conductor (5 km).	ANDE	19.066	91.583	107.649	dic-22
Subestaciones 220 kV y 66 kV				19.351.658	47.530.748	66.882.404	
205	Subestación Horqueta	Cambio del transformador de 220/66 kV de 60 MVA por otro de 220/66 kV de 120 MVA.	Boncos Soberanos	506.000	6.612.500	7.118.500	dic-16
206	Subestación Pedro Juan Caballero	Montaje de un segundo transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	Boncos Soberanos	1.678.397	2.322.918	4.001.315	dic-16
207	Subestación Capitán Bado	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41.67 MVA y posiciones correspondientes.	Boncos Soberanos	2.595.157	3.201.582	5.796.739	dic-16
208	Subestación Concepción	Montaje del segundo transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	1.157.952	4.473.777	5.631.729	dic-17
209	Subestación Concepción	Ampliación de la Subestación. Construcción de un patio de 66 kV en un esquema de barra principal con (2) dos posiciones de línea, y (2) dos posiciones de transformador y (1) una posición de acoplamiento.	ANDE - Leasing	1.603.040	2.400.060	4.003.100	dic-18
210	Subestación Yby Yá	Cambio del transformador de 66/23 kV de 12 MVA por otro de 20 MVA.	ANDE	165.148	596.163	761.311	dic-17
211	Subestación Cerro Corá	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 41.67 MVA.	ANDE	578.485	1.930.860	2.509.345	dic-18
212	Subestación Concepción II	Construcción de la nueva Subestación Concepción II en 220 kV instalación de un banco de transformadores de 220/66 kV - 90 MVA y un transformador de 220/23 kV - 41.67 MVA. Posición de salida de Línea de 66 kV para la actual Subestación Concepción.	ANDE - Leasing	8.800.080	10.200.120	19.000.200	dic-18
213	Subestación Bella Vista Norte	Construcción e instalación de un transformador de 220/23 kV - 20 MVA.	ANDE	3.017.722	5.127.873	8.145.595	dic-19
214	Subestación Horqueta	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 41.67 MVA en reemplazo del transformador existente de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	578.485	1.930.860	2.509.345	dic-21
215	Subestación Cerro Corá	Cambio de banco de transformadores de 220/66 kV - 75 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	675.004	8.821.075	9.496.079	dic-21
SISTEMA OESTE							
Línea de transmisión 220 kV				40.827.788	62.054.782	102.882.570	
216	Línea 220 kV Vallemité - Toro Pampa	Construcción de LT 220 kV, simple línea, estructura autoportante, 250 MVA de capacidad (130 km). Posición correspondiente.	ANDE	7.762.806	18.444.998	26.207.804	dic-22
217	Línea 220 kV Concepción II - Pozo Colorado - Loma Plata	Construcción de LT 220 kV, simple línea, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (300 km). Posiciones de líneas correspondientes.	ANDE	16.136.597	43.573.730	61.709.327	dic-23
218	Línea 220 kV Loma Plata - Cruce Don Silvio	Construcción de LT 220 kV, simple línea, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (245 km). Posiciones de líneas correspondientes.	ANDE	14.929.581	36.125	14.965.706	dic-23
Línea de transmisión 66 kV				74.223	423.114	497.337	
219	Línea 66 kV Loma Plata - Piedraza	Reposición con cambio de conductores para 7280 MVA (23.1 km).	ANDE	74.223	423.114	497.337	dic-24

ANDE

Item	PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos	Costos Modulares	Con Impuestos	Puesta en Servicio	
					(15%)	(15%)	(15%)		
					ML(US\$)	ML(US\$)	TOTAL(US\$)		
Subestaciones 220 kV y 68 kV					5.218.716	14.771.310	19.990.026		
220		Subestación Loma Plata	Cambio de un transformador de 220/68/23 kV - 3020/15 MVA por otro de 220/68 kV - 60 MVA.	ANDE	303.900	3.987.500	4.291.400	dic-16	
221		Subestación Acueducto I	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA. Celdas de 23 kV posición de Línea correspondiente. Derivación de la LT 220 kV Vallemi - Loma Plata. Para atender las Estaciones de Bombeo EB1 y EB2 y la demanda de los alimentadores de Puerto Casado.	ANDE	470.441	548.193	1.018.633	dic-17	
222		Subestación Acueducto II	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA. Celdas de 23 kV posición de Línea correspondiente. Derivación de LT 220 kV Vallemi - Loma Plata. Para atender las Estaciones de Bombeo EB3, EB4 y EB5.	ANDE	470.441	599.840	1.070.281	dic-17	
223		Subestación Loma Plata	Montaje de un transformador de 220/68 kV - 60 MVA.	ANDE	303.900	3.987.500	4.291.400	dic-19	
224		Subestación Mariscal Estigarribia	Cambio del transformador de 68/23 kV existente por otro de 68/23 kV - 30 MVA.	ANDE	134.595	1.473.725	1.608.321	dic-21	
225		Subestación Toro Pampa	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA (Ex San Patricio) y posiciones correspondientes.	ANDE	470.441	522.445	992.886	dic-22	
226		Subestación Cruce Don Silvio	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,87 MVA y posiciones correspondientes.	ANDE	2.595.157	3.201.562	5.796.719	dic-23	
227		Subestación Pozo Colorado	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA. Celdas de 23 kV posición de Línea correspondiente. Derivación de la futura LT 220 kV Concepción II - Loma Plata.	ANDE	470.441	522.445	992.886	dic-23	
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL					708.006.707	1.856.137.824	2.564.144.530		

PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2016 - 2025

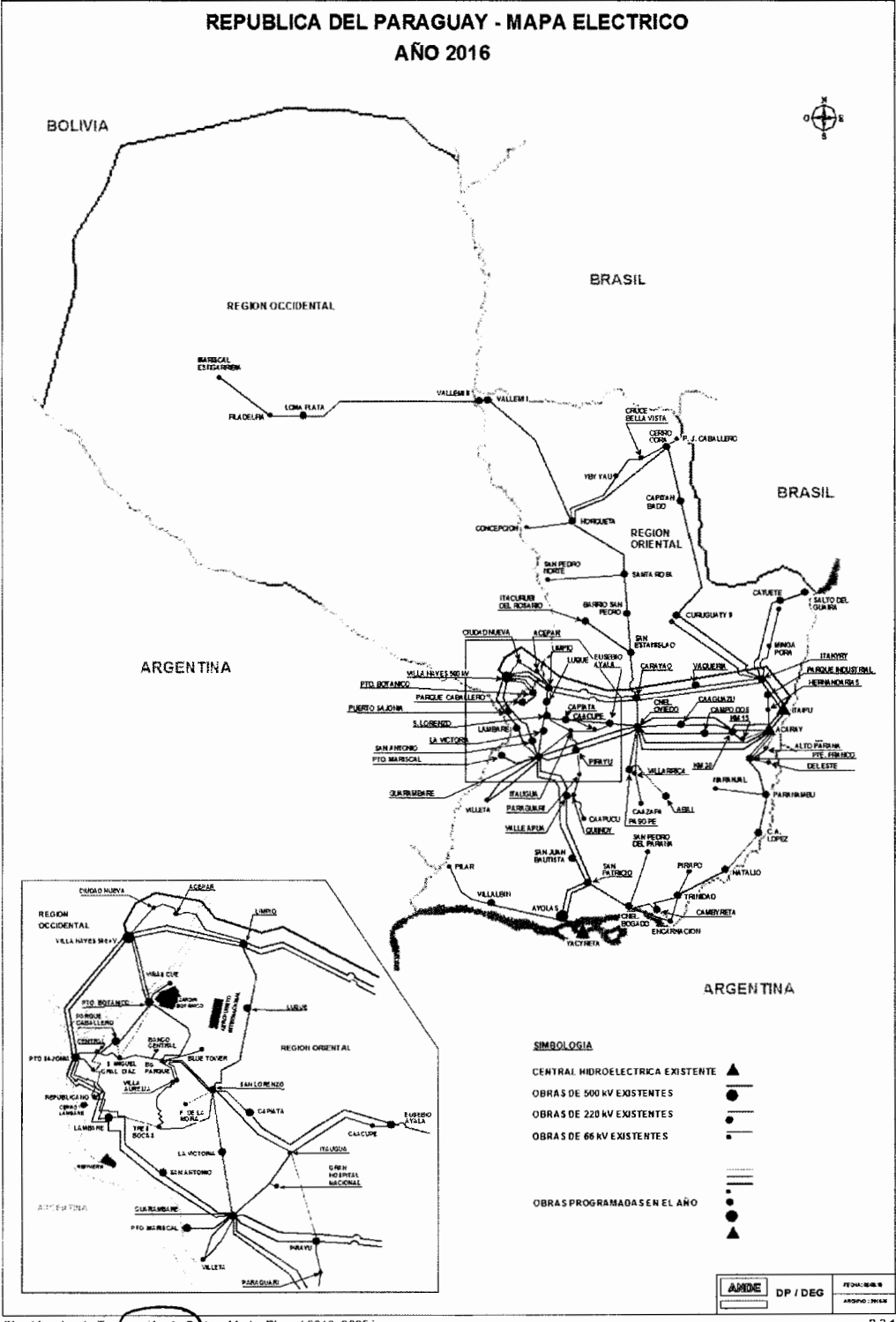
Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Costos Modulares			Puesta en Servicio
			Con Impuestos (10%)	Con Impuestos (15%)	Con Impuestos (19%)	
			ML(US\$)	ME(US\$)	TOTAL(US\$)	
SISTEMA CENTRAL			1.442.937	2.822.215	4.265.152	
Compensación de Potencia Reactiva			1.442.937	2.822.215	4.265.152	
Subestación Coronel Oviedo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Casapá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Casaguá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	179.288	346.140	526.428	dic-16
Subestación Santa Rosa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Paso Pá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Abel	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Racurubí del Rosario	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Barrio San Pedro	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Viqueña	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Barrio San Pedro	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-21
Subestación Villarica	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Colonia Independencia	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Santa Rosa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación San Estanislao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-21
Subestación San Estanislao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-23
Subestación San Estanislao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-25
Subestación Casaguá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Casaguá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-25
SISTEMA SUR			751.360	1.469.298	2.220.647	
Compensación de Potencia Reactiva			751.360	1.469.298	2.220.647	
Subestación Aydes	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Netales	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación San Juan Bautista	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación San Pedro del Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Trinidad	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación San Patricio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Pilar	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Coronel Bogado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-24
Subestación San Patricio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Trinidad	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-25
Subestación Codomo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-25
SISTEMA ESTE			1.921.032	3.753.255	5.674.287	
Compensación de Potencia Reactiva			1.921.032	3.753.255	5.674.287	
Subestación Casapá II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	CAF/OPID	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Carlos Antonio López	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Campo Dos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Makrú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Curuguaty II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Parque Industrial Hermanas	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Villalba 15	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Villalba 30	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Microcentro Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Presidente Franco	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Netales	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	CAF/OPID	59.782	116.380	176.142	dic-17
Subestación Alto Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-17
Subestación Microcentro Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Paramirimí	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-22
Subestación Netales	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-22
Subestación Casapá II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-23
Subestación Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-23
Subestación Campo Dos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-24
Subestación Campo Dos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-24
Subestación Microcentro Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-24
Subestación Presidente Franco	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-24
Subestación Santa Rita	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-24
Subestación Villalba 8	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-24
Subestación Curuguaty II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-25
Subestación Acaray	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-25
Subestación Alto Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-25
Subestación Alto Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	49.984	94.559	141.543	dic-25
SISTEMA METROPOLITANO			6.275.000	12.219.900	18.494.900	
Compensación de Potencia Reactiva			6.275.000	12.219.900	18.494.900	
Subestación Esteban Ayala	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Lambaré	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+36 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Paraguari	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-15
Subestación Guaraní	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Puerto Botánico	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Villa Hayes	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Limpio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación San Miguel	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Tres Bocas	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación La Victoria	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Villita	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-16
Subestación Fernando de la Mora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Puerto Botánico	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-17
Subestación Luque	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-17
Subestación Capatá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-18
Subestación Barrio Molino	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-18
Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-18
Subestación General Díaz	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-18
Subestación General Díaz	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-19
Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-19
Subestación Villa Elisa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Paraguari	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación General Díaz	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-20
Subestación Fernando de la Mora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Parque Caballero	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Buay Rodao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación La Victoria	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Guaraní	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-21
Subestación Villa Elisa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Parque Caballero	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Limpio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-21
Subestación Guaraní	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-22
Subestación Capatá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Villa Hayes	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Villa Elisa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Pirayú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-23
Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Alto	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-23
Subestación Caacupé	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-23
Subestación Barcequillo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Barrio Jara	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Autódromo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Maracá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-23
Subestación Casapú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-24
Subestación Buay Rodao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-24
Subestación Alto	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-24
Subestación Arroyos y Esteros	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+8 MVAR)	ANDE	59.782	116.380	176.142	dic-24
Subestación Tres Bocas	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Barrio Molino	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Fernando de la Mora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Autódromo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Guaraní	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Barrio Jara	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAR)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Villa Aurora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24 MVAR)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-25

SISTEMA NORTE			1.229.445	2.400.338	3.629.782
Compensación de Potencia Reactiva			1.229.445	2.400.338	3.629.782
Subestación Capitán Bado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVA)	ANDE	48.984	94.556	141.543
Subestación Horqueta	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Yby Yau	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Capitán Bado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Cerro Cors	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Concepción	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Pedro Juan Caballero	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Horqueta	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	119.524	232.760	352.284
Subestación Concepción II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	119.524	232.760	352.284
Subestación Cerro Cors	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	119.524	232.760	352.284
Subestación Bella Vista Norte	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVA)	ANDE	48.984	94.556	141.543
Subestación Villani I	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	119.524	232.760	352.284
Subestación Yby Yau	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Concepción II	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
Subestación Horqueta	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	119.524	232.760	352.284
Subestación Capitán Bado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+5 MVA)	ANDE	59.782	116.380	176.142
SISTEMA OESTE					
Compensación de Potencia Reactiva					
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL			11.819.763	22.865.005	34.284.768

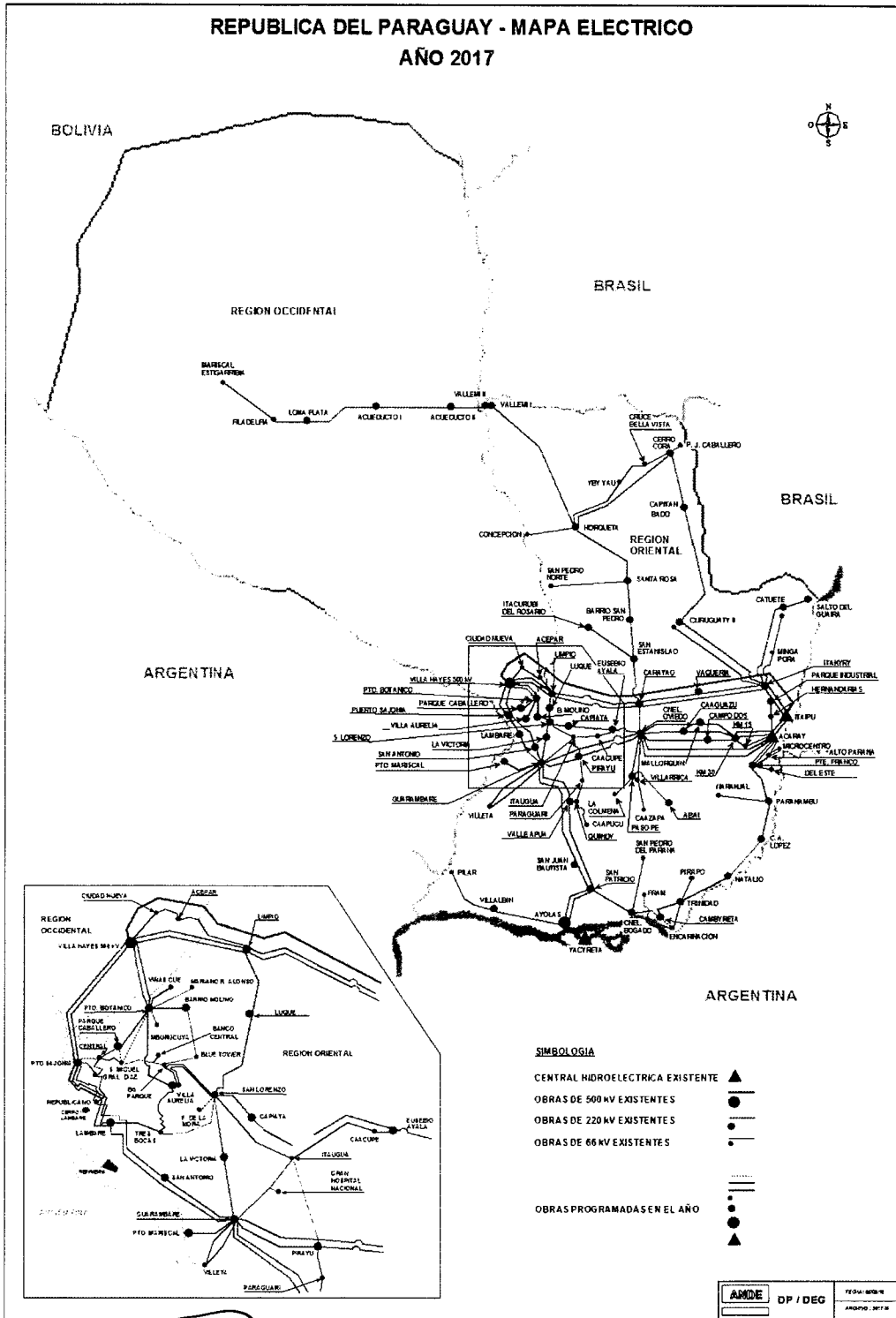
Anexo 2.3

MAPAS ELÉCTRICOS





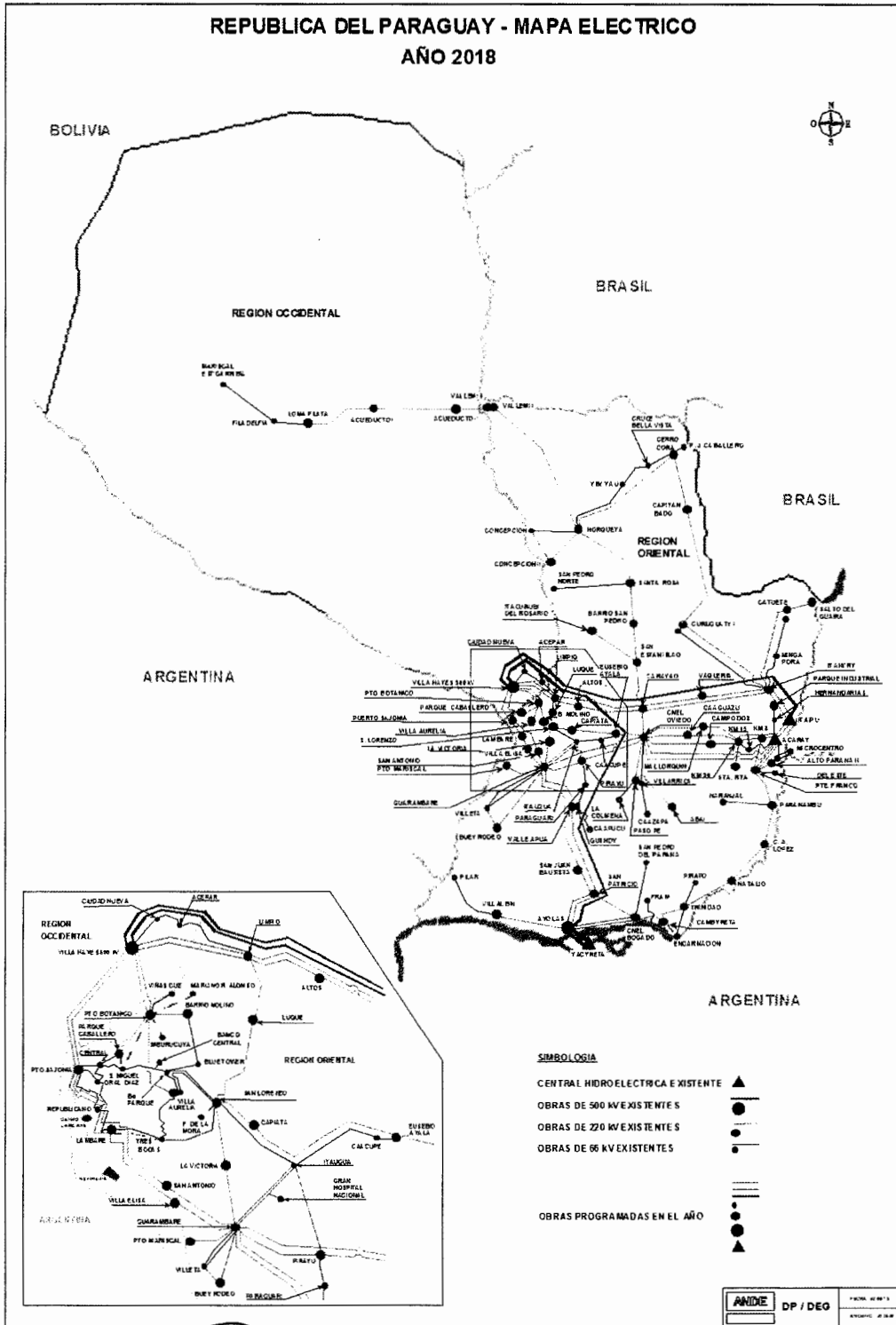
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)



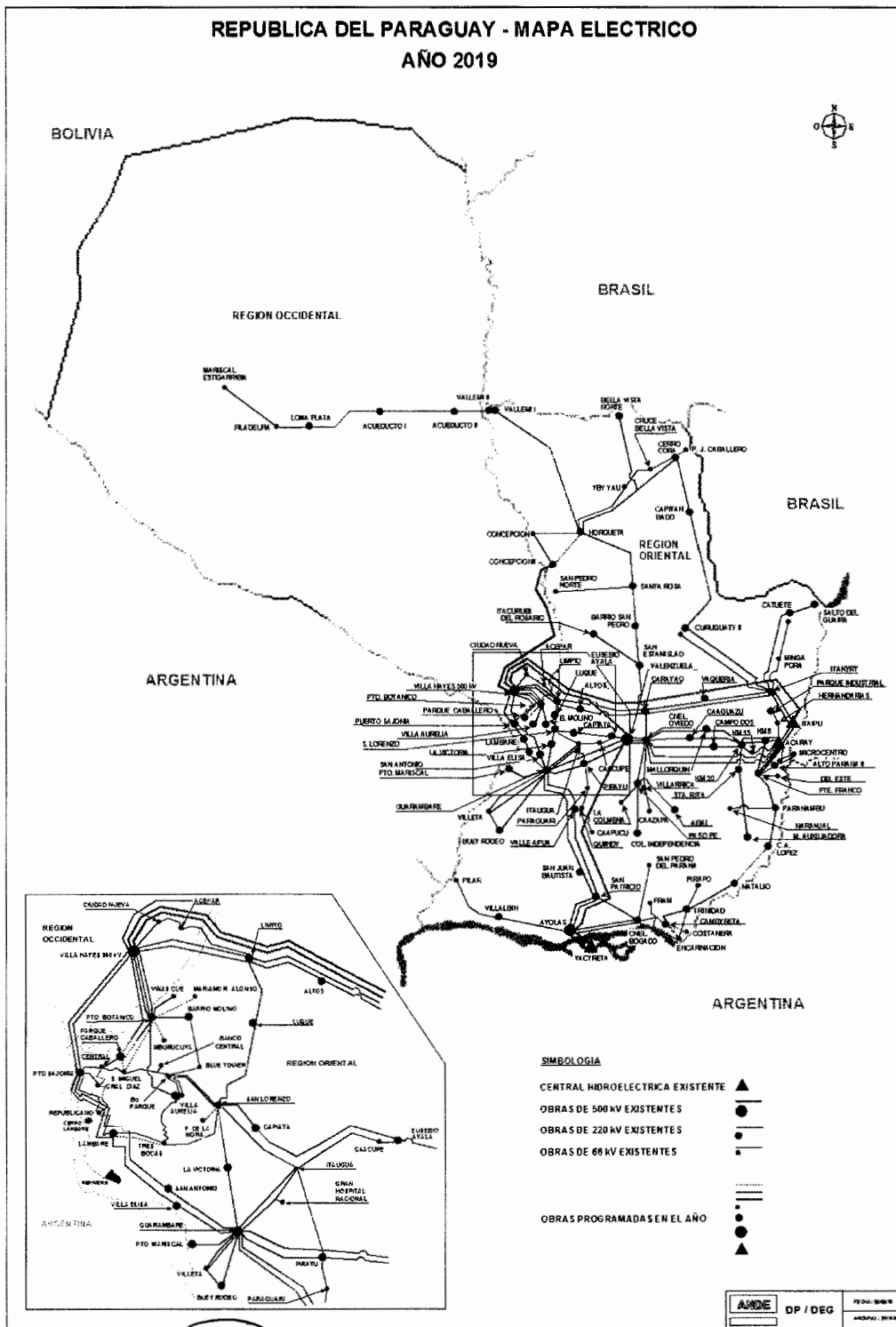
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)

2.32

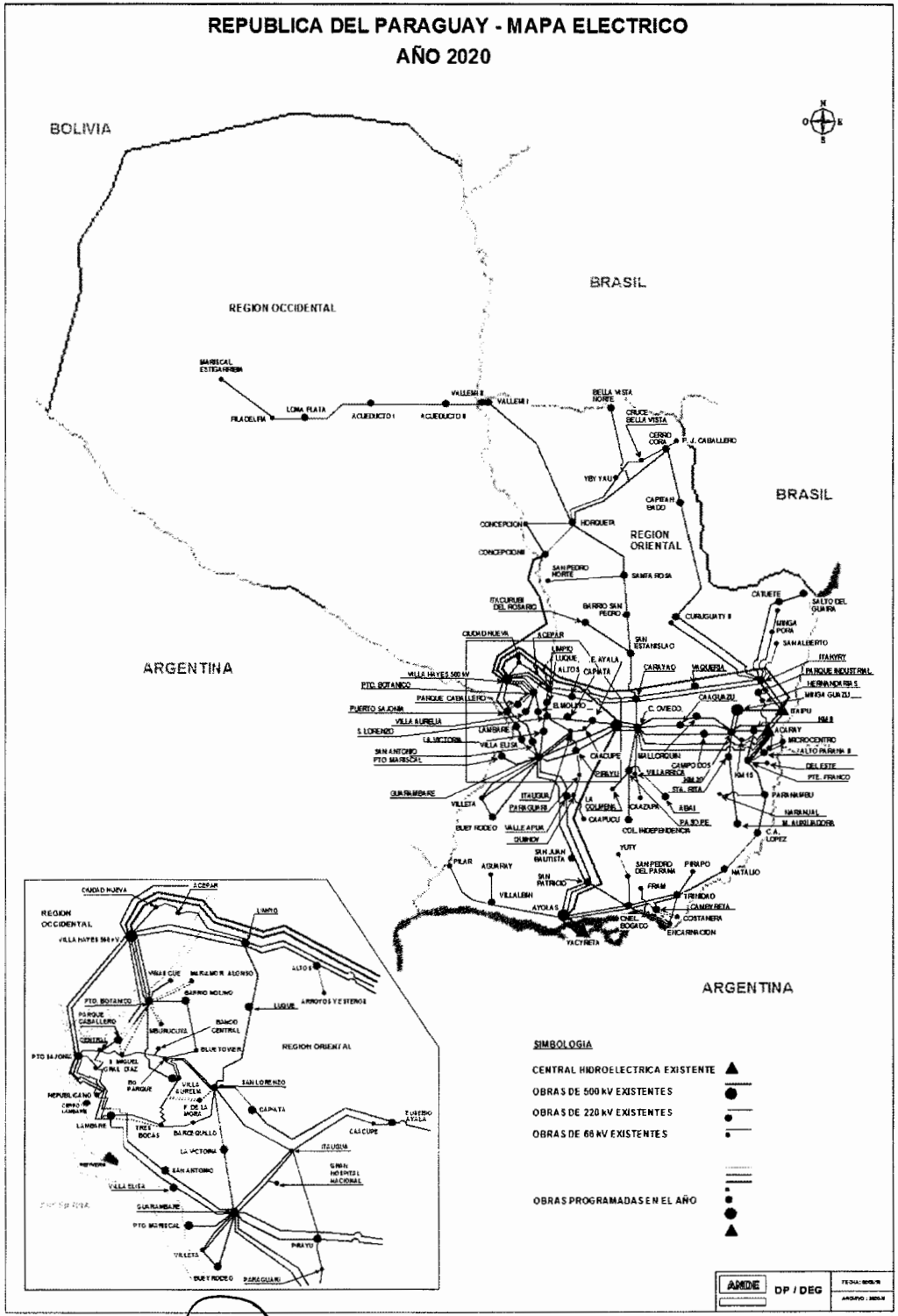
REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2018



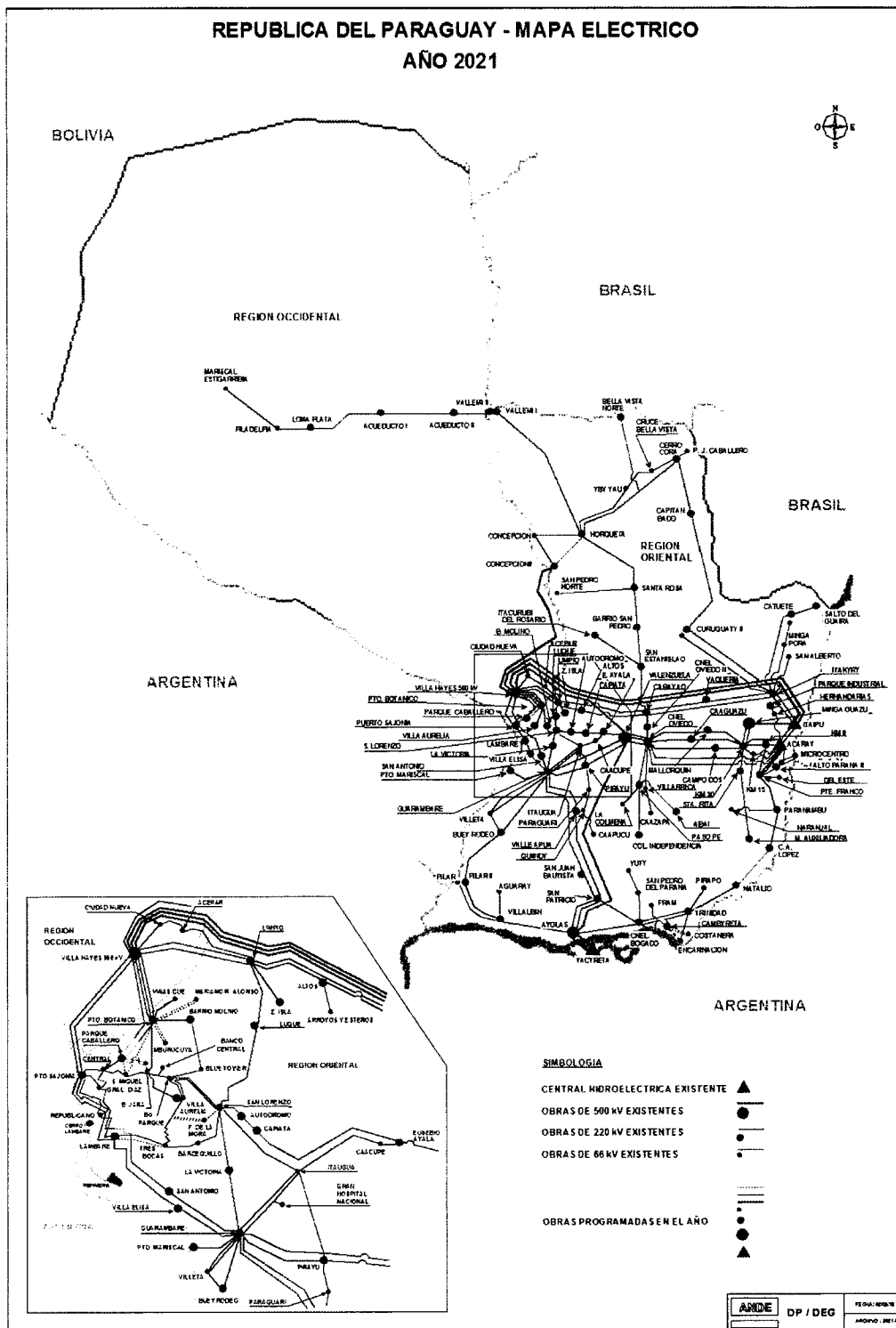
Plan Maestro de Transmisi3n de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)



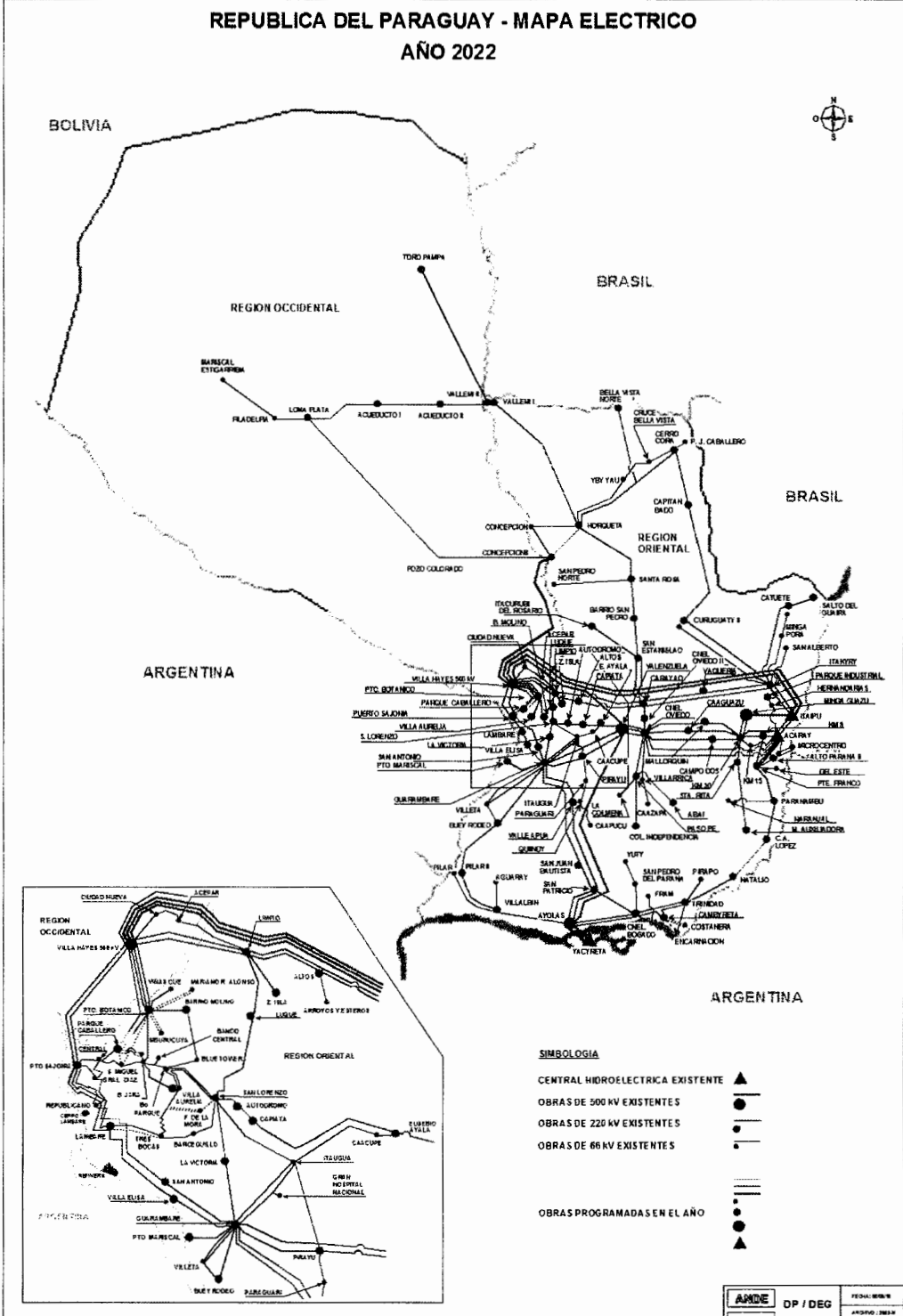
Plan Maestro de Transmisión de Codo y Medio Plazo (2016 -2025)



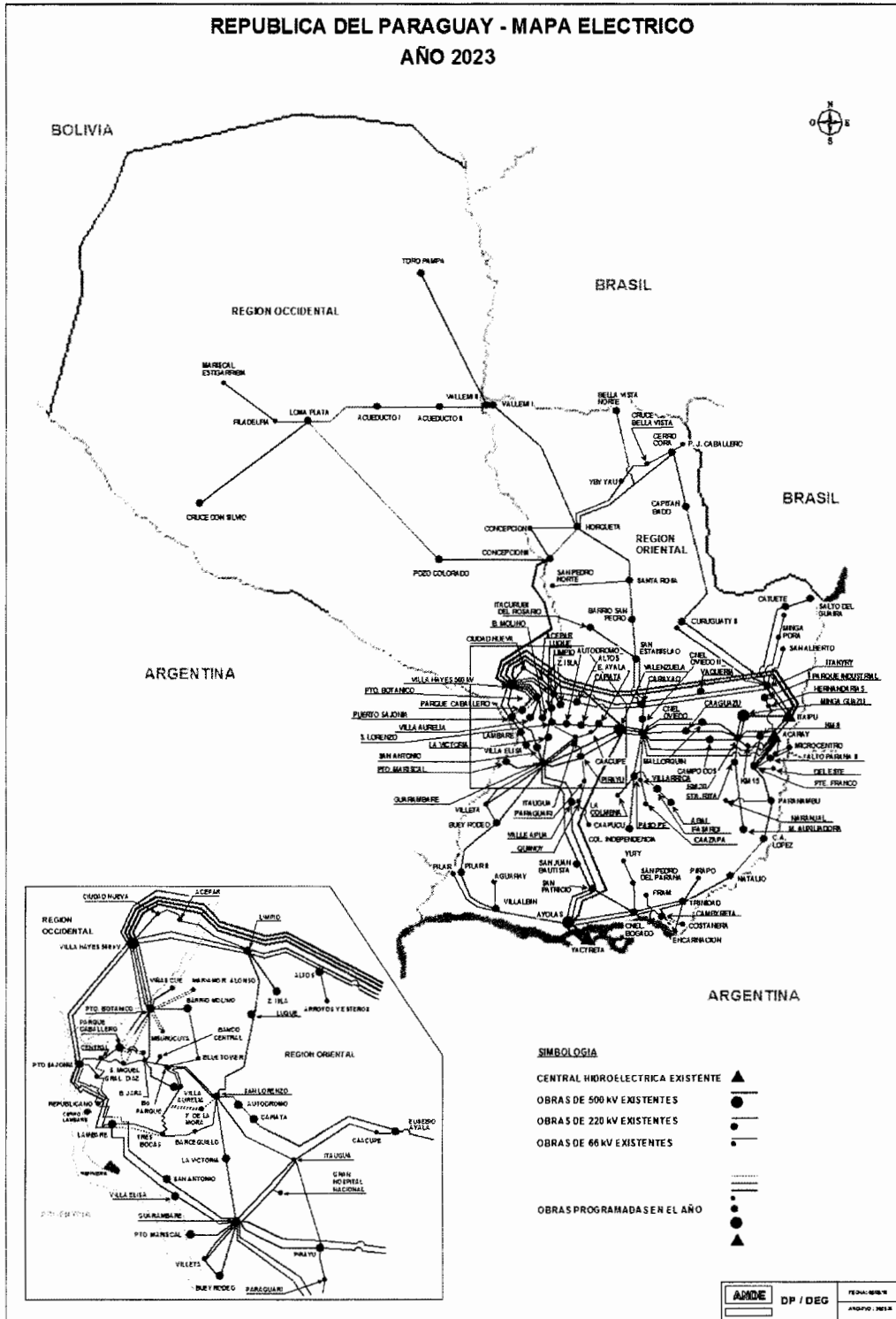
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Tensión (2016 -2025)



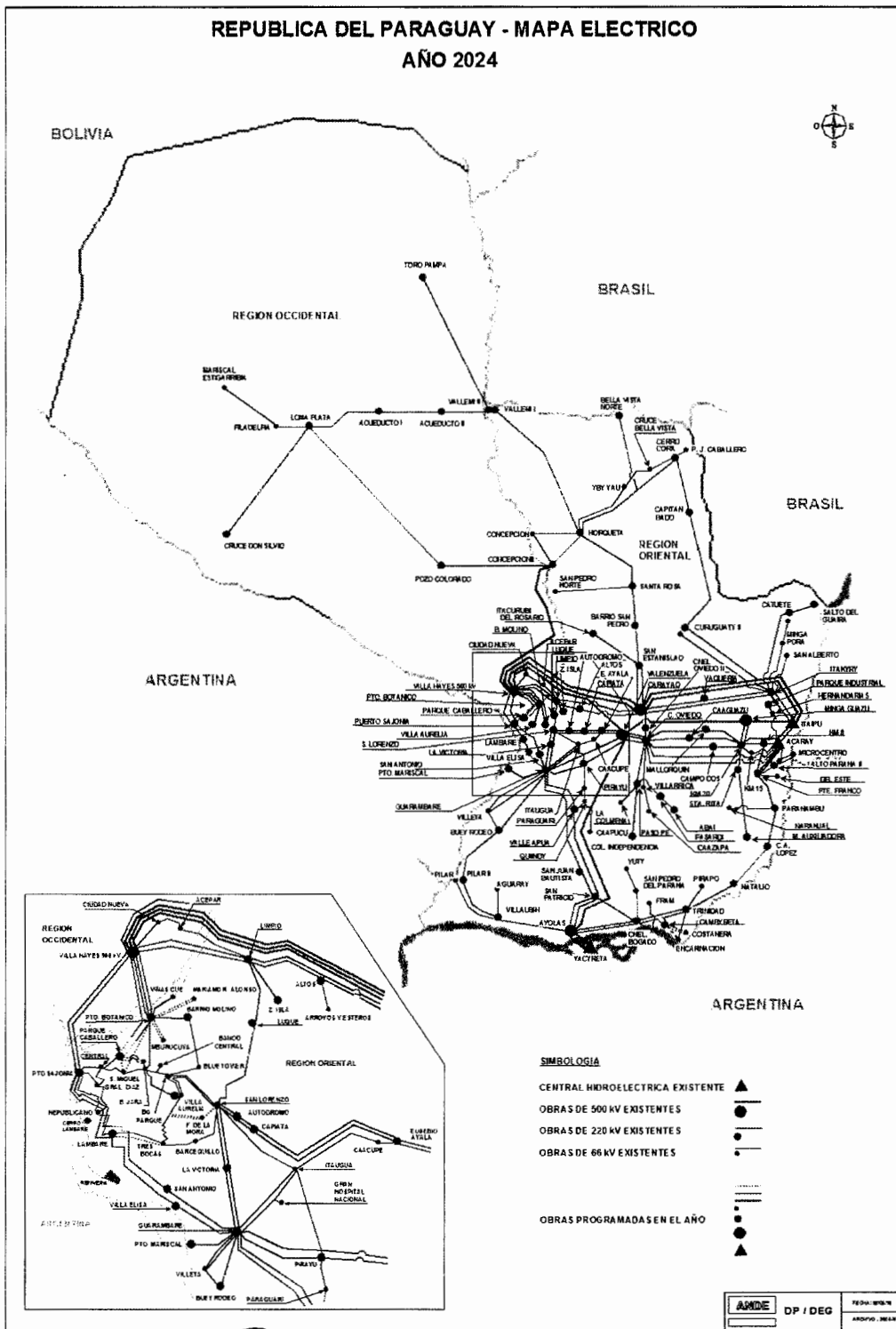
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)



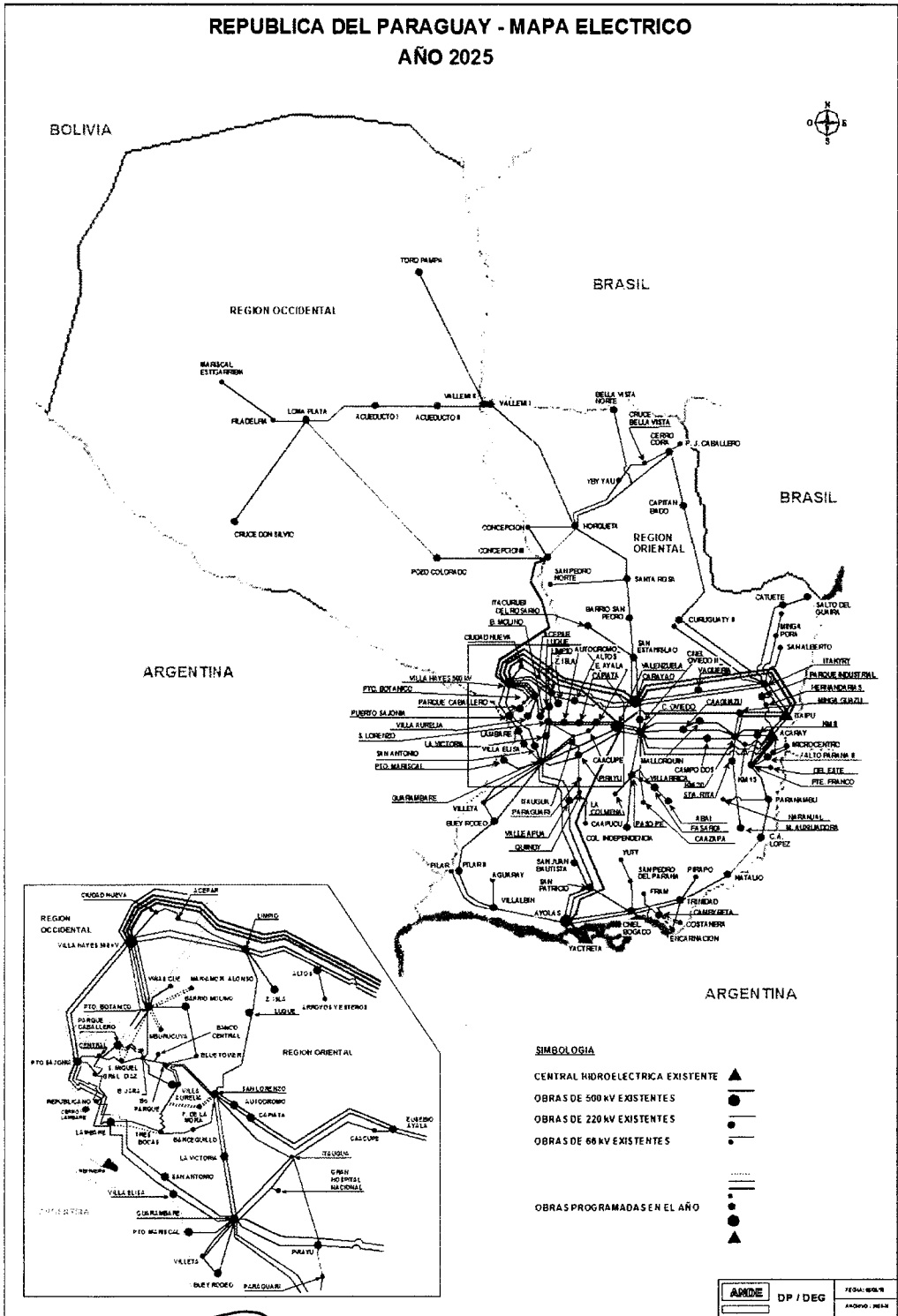
Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016-2025)



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Tensión (2016 -2025)



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Tensión (2016-2025)

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

(Cuento
dececho)

Anexo 2.4

PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2016 – 2025




ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
 2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	MAXIMAS						CARGAS 2019			SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capas.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr		
METROPOLITANO	ALT_23	23,9	11,3	28,5	6,0	24,5	80,0	41%	21,2	10,0	21,6	13,9	6,6	9,5	4,8		
	BMO_23	81,8	29,6	88,6	24,0	82,1	120,0	52%	51,8	24,9	51,8	49,8	23,7	22,9	11,0		
	BPA_23	74,0	34,3	81,8	24,0	74,7	90,0	83%	52,5	24,3	52,5	68,6	30,9	21,9	10,2		

CARGA MENOR A 80% | CARGA ENTRE 80% Y 100% | CARGA MAYOR A 100%

Anexo 2.5

BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA

A large, stylized handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke extending to the left.

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)



ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN
DE CORTO Y MEDIO PLAZO
2016 – 2025
BALANCE DE GENERACIÓN, CARGAS Y PÉRDIDAS

Carga Punta del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2016	2.320	665	214	-	3.199	2.976	25	197	6,17
2017	2.659	659	214	-	3.532	3.278	25	230	6,50
2018	2.313	1.336	214	-	3.863	3.635	25	203	5,26
2019	2.654	1.335	214	-	4.203	3.953	25	225	5,35
2020	3.051	1.335	214	-	4.600	4.301	25	274	5,96
2021	3.378	1.339	214	-	4.931	4.660	25	246	4,98
2022	3.799	1.335	214	-	5.348	5.030	25	293	5,48
2023	4.239	1.337	214	-	5.790	5.426	25	339	5,86
2024	4.635	1.336	214	-	6.186	5.848	25	313	5,06
2025	5.172	1.336	214	-	6.721	6.328	25	368	5,48

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Carga Media del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2016	1.865	476	214	-	2.555	2.394	25	137	5,35
2017	2.152	492	214	-	2.858	2.668	25	166	5,79
2018	1.852	1.078	214	-	3.144	2.972	25	148	4,69
2019	2.137	1.067	214	-	3.418	3.231	25	162	4,73
2020	2.465	1.059	214	-	3.738	3.517	25	196	5,25
2021	2.733	1.064	214	-	4.011	3.810	25	176	4,39
2022	3.070	1.044	214	-	4.328	4.109	25	194	4,48
2023	3.442	1.037	214	-	4.694	4.431	25	237	5,06
2024	3.747	1.058	214	-	5.019	4.773	25	221	4,40
2025	4.179	1.042	214	-	5.435	5.157	25	254	4,66

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Carga Leve del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2016	1.011	321	214	-	1.546	1.453	25	68	4,39
2017	1.191	327	214	-	1.732	1.634	25	73	4,23
2018	1.093	618	214	-	1.924	1.829	25	71	3,66
2019	1.274	599	214	-	2.087	1.986	25	77	3,68
2020	1.414	653	214	-	2.281	2.160	25	96	4,21
2021	1.635	619	214	-	2.468	2.341	25	102	4,14
2022	1.835	610	214	-	2.659	2.521	25	113	4,25
2023	2.056	599	214	-	2.869	2.718	25	126	4,39
2024	2.296	550	214	-	3.060	2.925	25	110	3,60
2025	2.569	530	214	-	3.313	3.165	25	123	3,71

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo 2.6

LONGITUD DE LÍNEA Y CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES





ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total		
Líneas en 500 kV	km	364			363		54	348				255	54	1.074	1.438
Líneas en 220 kV	km	4.235													6.711
Construcción	km		380	40	265	448	112	266	224	545	196			2.476	
Recapacitación	km		86	142	19	15		208		9	116			595	
Líneas en 66 kV	km	1.318													1.659
Construcción	km		20	66	78	20	149	4				5	341		
Recapacitación	km		67	30	68				5		127	15	170		
Transformadores															
500/220 kV	MVA	4.750			600	975	1.200	1.200	600		1.800	600	6.975	11.725	
220/66 kV	MVA	2.357	446	503	540	160	80	45	238	23			2.033	4.390	
220/23 kV	MVA	2.142	298	645	685	225	202	463	10	207	323	160	3.218	5.360	
66/23 kV	MVA	2.357	246	686	10	150	170	145		200	200	200	2.007	4.364	
Compensación															
CER 220 kV	MVar	-230/400	-120/300		-100/260									-120/560	-450/960
CER 66 kV	MVar	-80/150													125
Reac. 500 kV	MVar														
Reac. 220 kV	MVar	180	40											220	
B.C. 220 kV	MVar	320				80							80	400	
B.C. 23 kV	MVar	829	288	73	67	28	114	99	28	183	181	132	1.193	2.022	
Subestaciones	Un.	82	3	13	7	4	6	6	1	3	1		44	126	

(Carlos Tenorio)

132



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Central

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total		
Líneas en 500 kV	km														
Líneas en 220 kV	km	951				22			50	94		160		326	1.277
Construcción	km								48					48	
Recapacitación	km														
Líneas en 66 kV	km	89													89
Construcción	km												1	1	
Recapacitación	km														
Transformadores															
500/220 kV	MVA							1.200				1.800	600	3.600	3.600
220/66 kV	MVA	173				60				35				95	268
220/23 kV	MVA	390	83	125		83					42		77	493	883
66/23 kV	MVA	95		10					10					20	115
Compensación															
CER 220 kV	MVar														
CER 66 kV	MVar														
Reac. 500 kV	MVar														
Reac. 220 kV	MVar	20													20
B.C. 220 kV	MVar					80								80	80
B.C. 23 kV	MVar	90,6	51	2		1	18	29		10	1	21	133	224	
Subestaciones	Un.	12		2		1		2			1	1		7	19

133
 (Cuentas Iniciales)
 An



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Sur

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total		
Líneas en 500 kV	km	16													16
Líneas en 220 kV	km	674													1.220
Construcción	km				130	110		106	200						546
Recapacitación	km		86						121						207
Líneas en 66 kV	km	212													328
Construcción	km		5	15		20		76							116
Recapacitación	km										38				38
Transformadores															
500/220 kV	MVA	750				375									375
220/66 kV	MVA	270				60									60
220/23 kV	MVA	202	63			42		42	42		42	7	83		320
66/23 kV	MVA	234	36	50	10	60	50			10			30		246
Compensación															
CER 220 kV	MVar														
CER 66 kV	MVar														
Reac. 500 kV	MVar														
Reac. 220 kV	MVar	40													40
B.C. 220 kV	MVar														
B.C. 23 kV	MVar	54	27	1	6	2	8	1		6	3	24		78	132
Subestaciones	Un	12		1		2	2	2	1					6	18

131
 (Secretaría de Estado)
 Carlos Vives



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Este

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025		
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total			
Líneas en 500 kV	km						54					255	54	363	363	
Líneas en 220 kV	km	1.274														1.350
Construcción	km			20	50			6							76	
Recapacitación	km			142					39						181	
Líneas en 66 kV	km	298														328
Construcción	km			10				20							30	
Recapacitación	km		22		53										75	
Transformadores																
500/220 kV	MVA	2.800						1.200		600					1.800	4.600
220/66 kV	MVA	627	120		120					120					360	987
220/23 kV	MVA	258	110	42	202						42	195			590	848
66/23 kV	MVA	726	20	130				20			30		40		240	966
Compensación																
CER 220 kV	MVAr															
CER 66 kV	MVAr															
Reac. 500 kV	MVAr															
Reac. 220 kV	MVAr															
B.C. 220 kV	MVAr															
B.C. 23 kV	MVAr	135	70	9	15			8		9	12	51	21	195	330	
Subestaciones	Un.	17	1	3	3			2						9	26	



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Metropolitano

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	
Líneas en 500 kV	km	348			363			348					711	1.059
Líneas en 220 kV	km	709												907
Construcción	km		50	20	40	36		16					198	
Recapacitación	km				19	15				9	36	116	159	
Líneas en 66 kV	km	378												568
Construcción	km		15	41	73		53	4					190	
Recapacitación	km			30	15						66	5	125	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	1.200			600	600							1.200	2.400
220/66 kV	MVA	1.113	143	503	360		80		83	23			1.190	2.303
220/23 kV	MVA	1.140		458	400	80	160	317		30	122		1.567	2.707
66/23 kV	MVA	1.148	160	240		90	100	110		160	200	130	1.190	2.338
Compensación														
CER 220 kV	MVAr	-150/250	-120/300										-120/300	-270/550
CER 66 kV	MVAr	-80/150			-80/150								-80/150	-80/150
Reac. 500 kV	MVAr													40
Reac. 220 kV	MVAr	40												320
B.C. 220 kV	MVAr	320												1.188
B.C. 23 kV	MVAr	505	130	53	33	24	68	57	12	132	126	48	683	
Subestaciones	Un	30	1	5	3			2	3				14	44

135
 (Confidencial)
 no



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Norte

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	
Líneas en 500 kV	km													
Líneas en 220 kV	km	418												1.073
Construcción	km		330		45	280							655	
Recapacitación	km													
Líneas en 66 kV	km	265												270
Construcción	km				5								5	
Recapacitación	km		45						5				50	
Transformadores														
500/220 kV	MVA													
220/66 kV	MVA	135	60		60			45					165	300
220/23 kV	MVA	45	42		83	20		22					167	212
66/23 kV	MVA	154	30	38									68	222
Compensación														
CER 220 kV	MVar	-80/150												-80/120
CER 66 kV	MVar													
Reac. 500 kV	MVar													
Reac. 220 kV	MVar	60												60
B.C. 220 kV	MVar													
B.C. 23 kV	MVar	36	10	6	13	1	12	12	6	21		18	99	135
Subestaciones	Un.	8	1		1	1							3	11



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
 2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Oeste

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto											Previsto 2025	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total		
Líneas en 500 kV	km														
Líneas en 220 kV	km	210													
Construcción	km									130	545			675	885
Recapacitación	km														
Líneas en 66 kV	km	76													
Construcción	km											23		23	76
Recapacitación	km														
Transformadores															
500/220 kV	MVA														
220/66 kV	MVA	40	40			40								80	120
220/23 kV	MVA	107		20						10	52			82	189
66/23 kV	MVA							25						25	25
Compensación															
CER 220 kV	MVar														
CER 66 kV	MVar														
Reac. 500 kV	MVar														
Reac. 220 kV	MVar	20													20
B.C. 220 kV	MVar														
B.C. 23 kV	MVar	9		2						1	2			5	14
Subestaciones	Un.	3		2						1	2			5	8

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

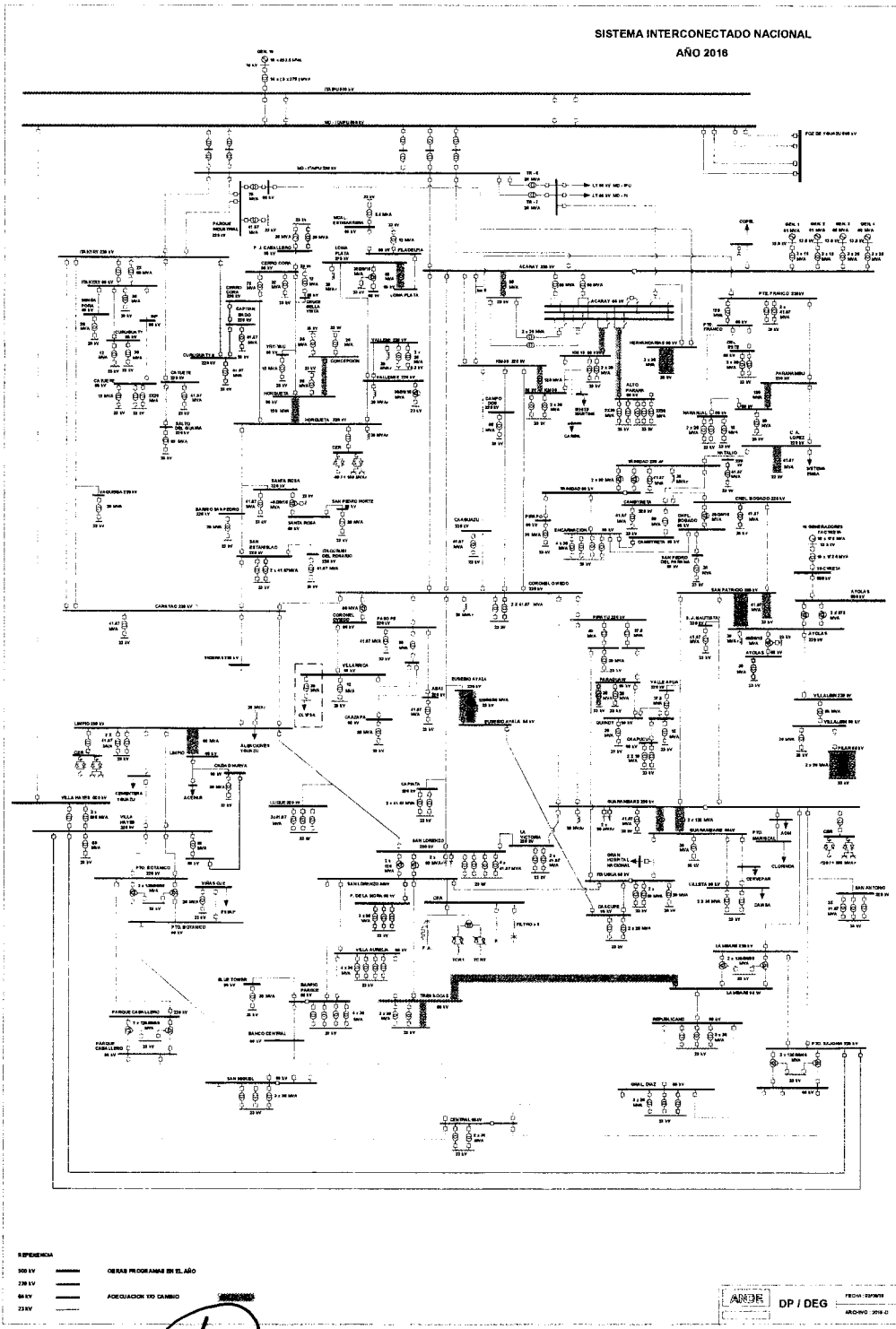
139
(evento
viene juan)

Anexo 2.7

DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN

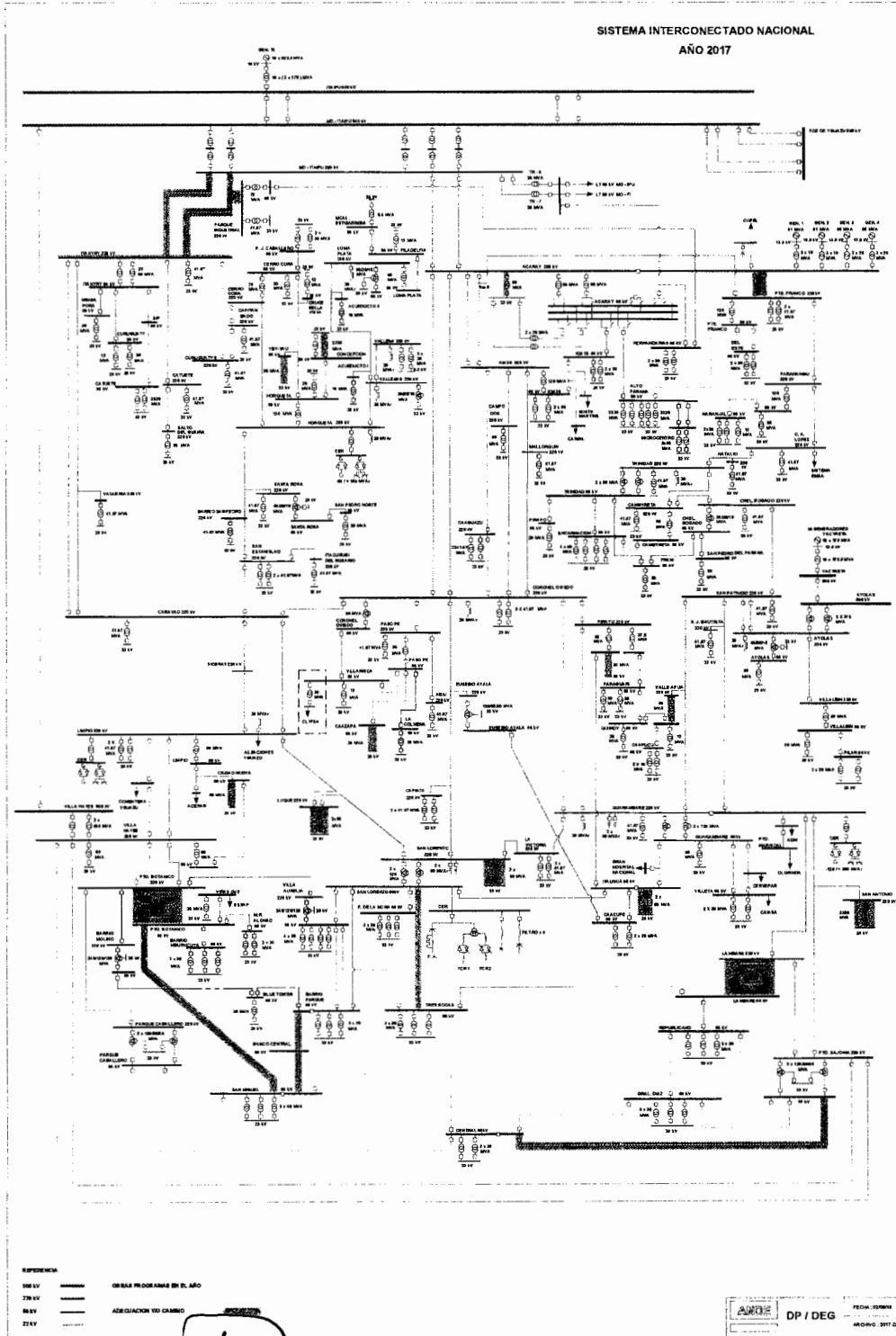


Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo – Periodo 2016 - 2025



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016-2025)

141
(cento cuarenta y uno)

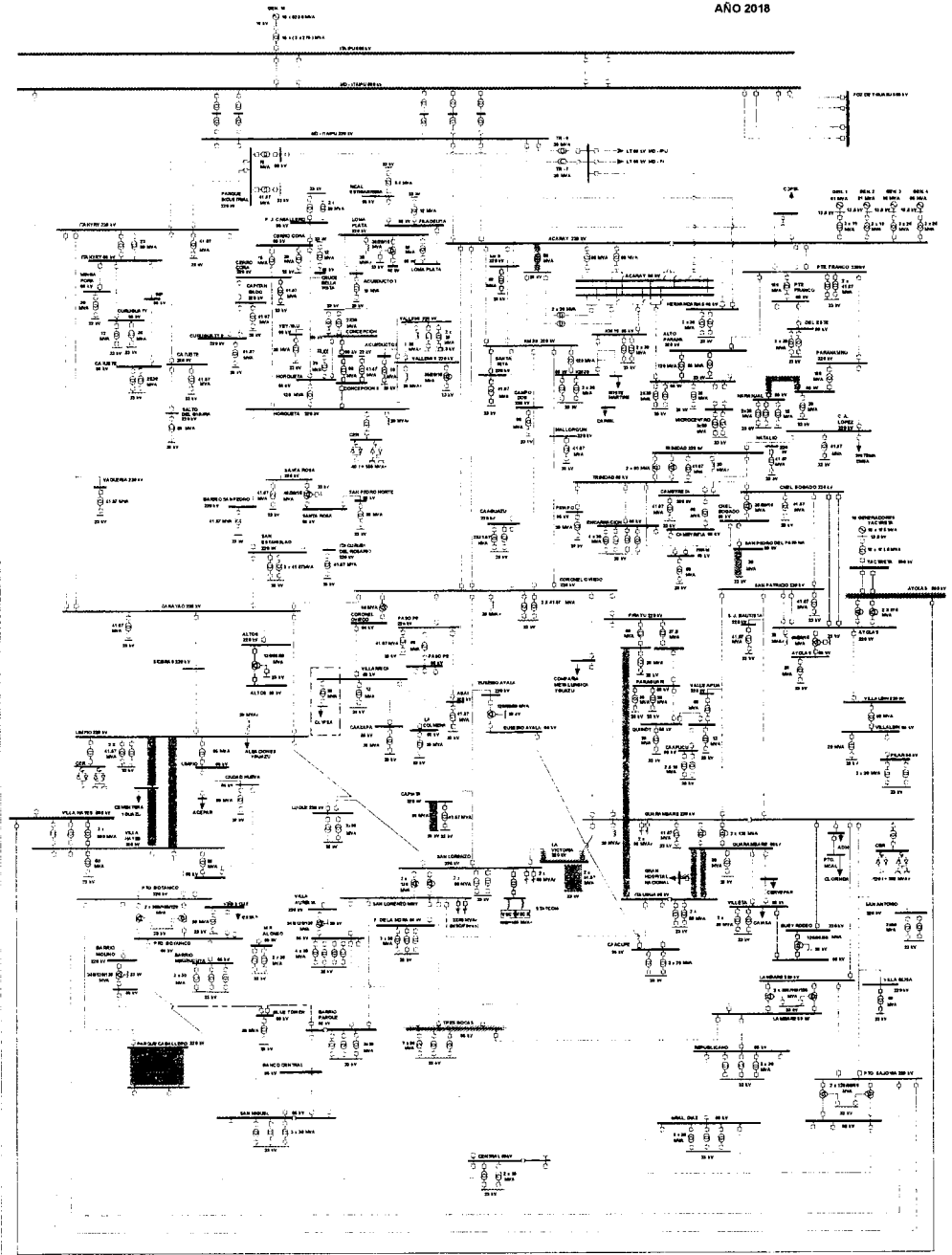


Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016-2025)

[Handwritten signature]

142
(cento cuarenta y dos)

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2018



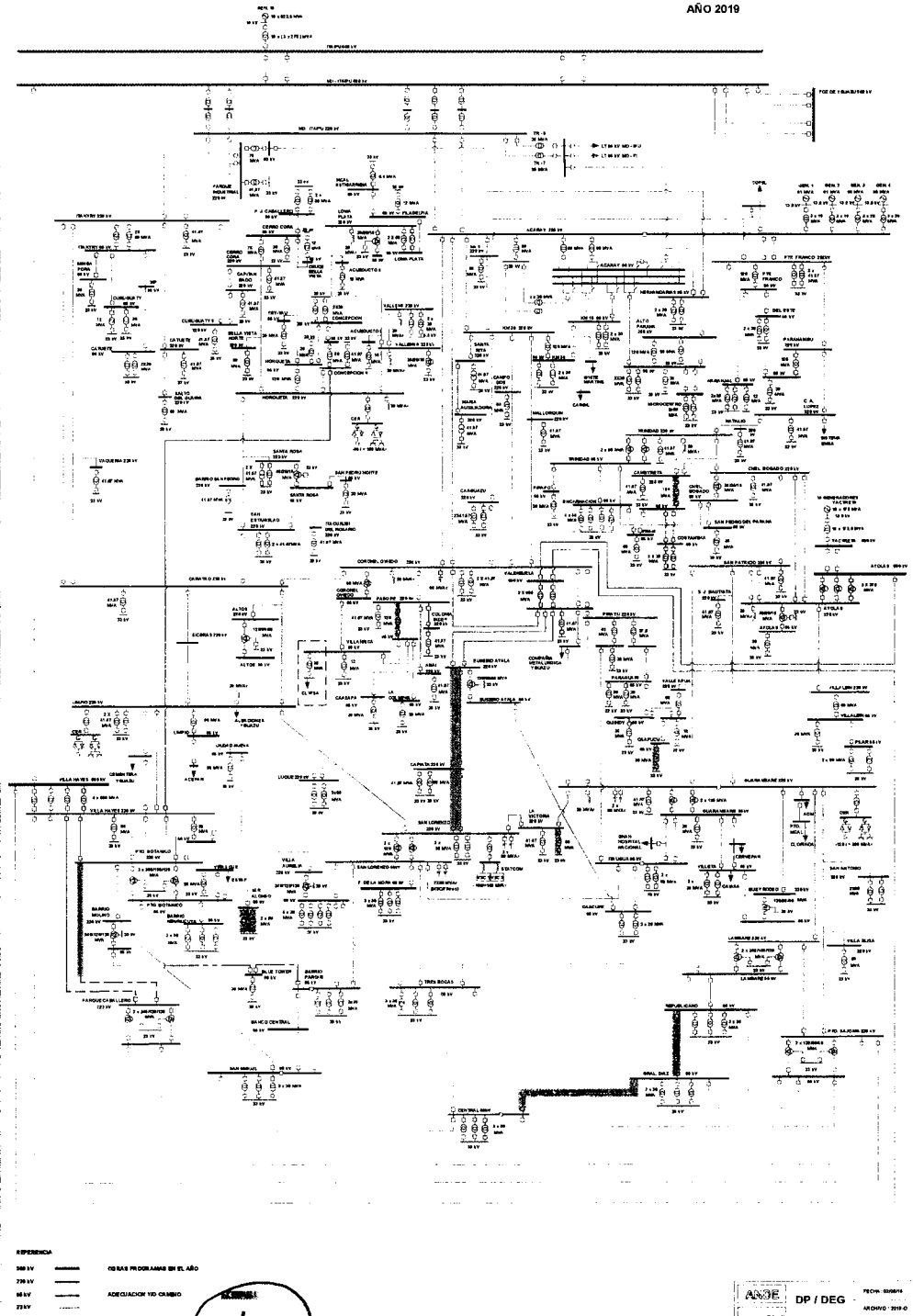
- EXPERIENCIA
- 360 kV ——— OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
 - 230 kV ——— OBRAS EN EJECUCIÓN
 - 110 kV ——— ADICIONALES Y/O CAMBIO

ANEXOS DP / DEG FECHA: 08/04/18
AUTOR: 0000-0000

Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016-2025)

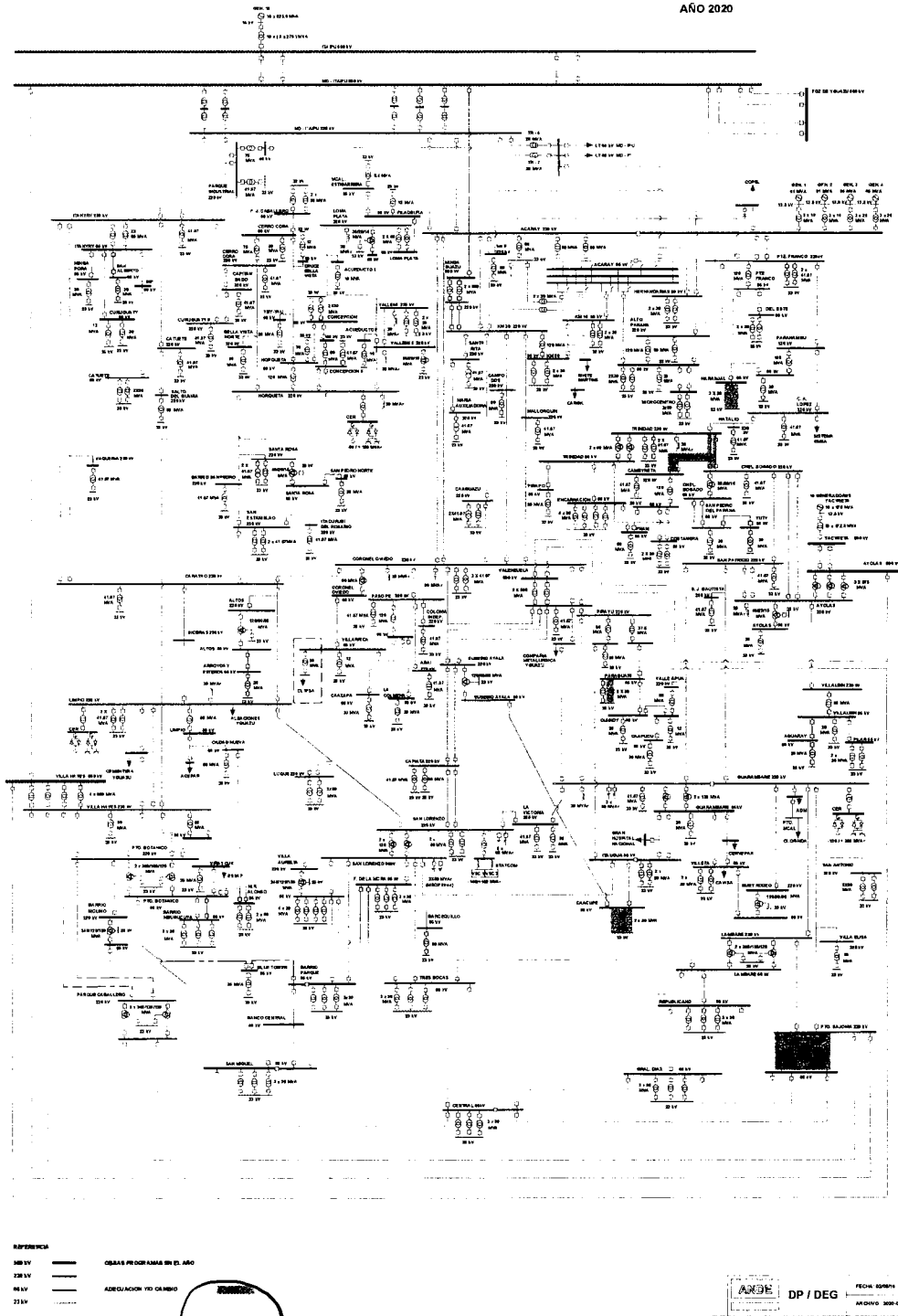
2.7.3

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2019



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2020



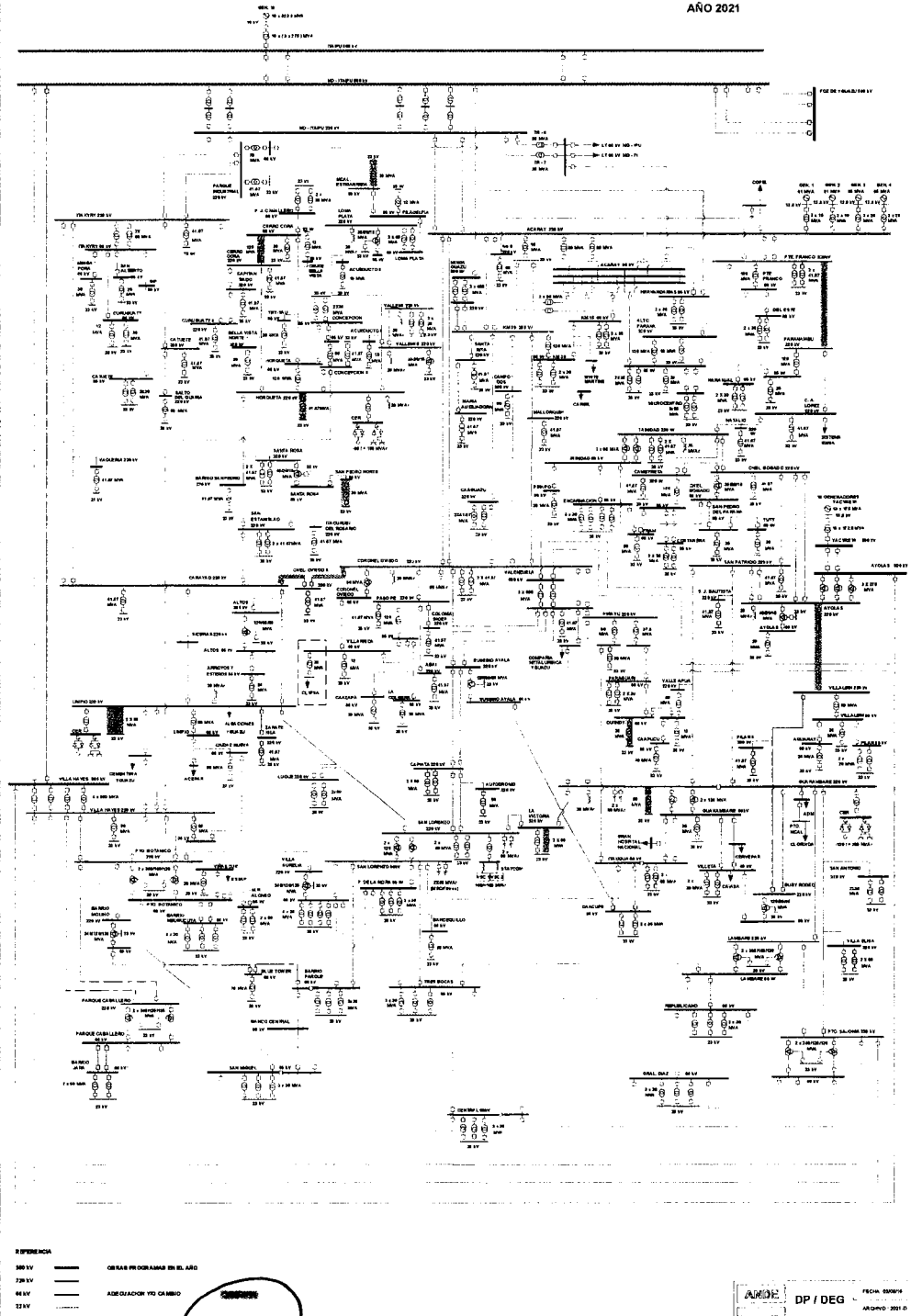
REFERENCIA
330 kV ——— OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
220 kV ———
90 kV ——— ADERECIONADO O CAMBIO
230 kV ———

ANSE DP / DEG FECH: 09/09/14
ARCHIVO: 3000-0

Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016-2025)

[Handwritten signature]

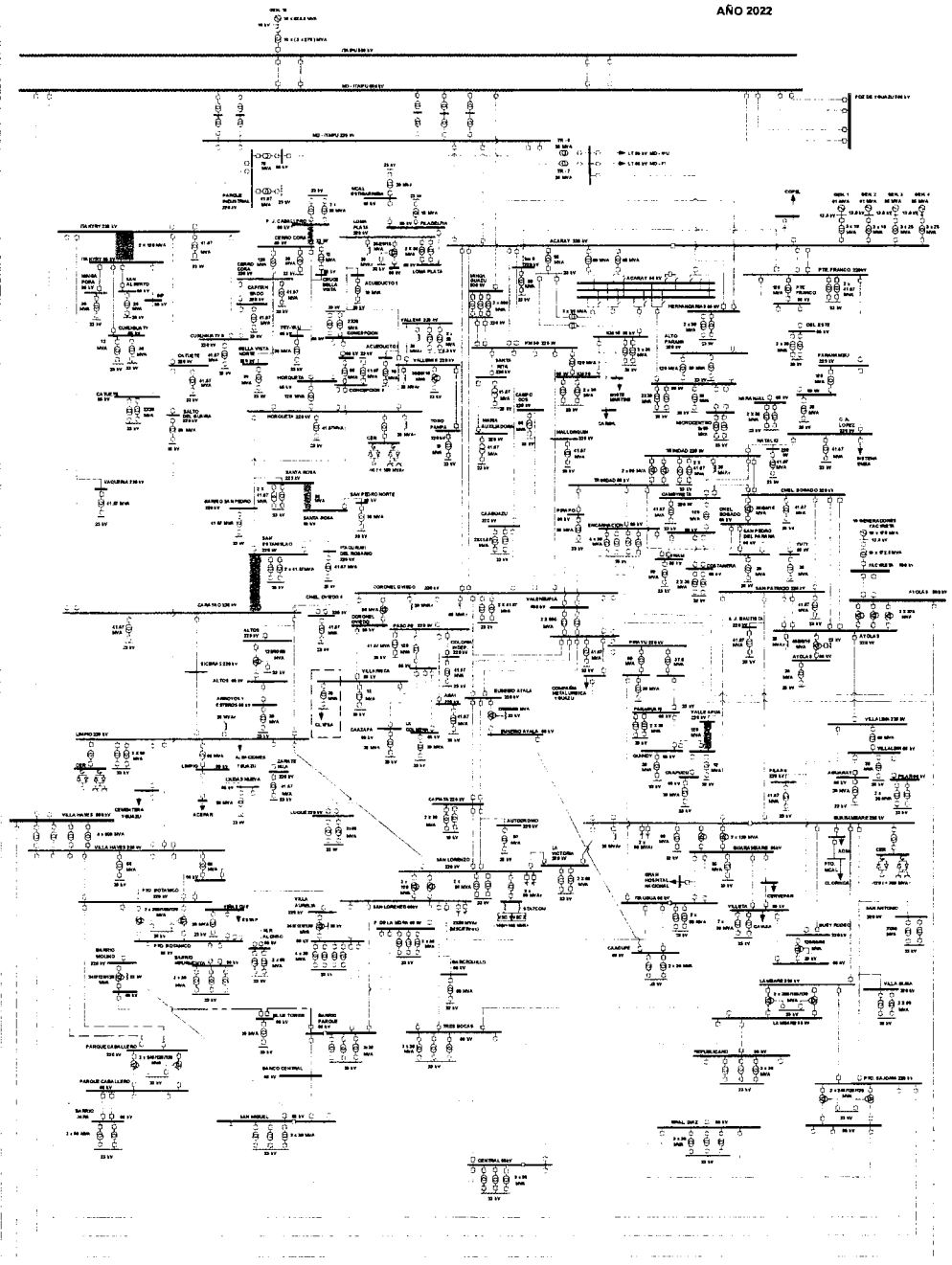
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2021



Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo (2016 -2025)

146
(cuentos cables
y res)

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2022



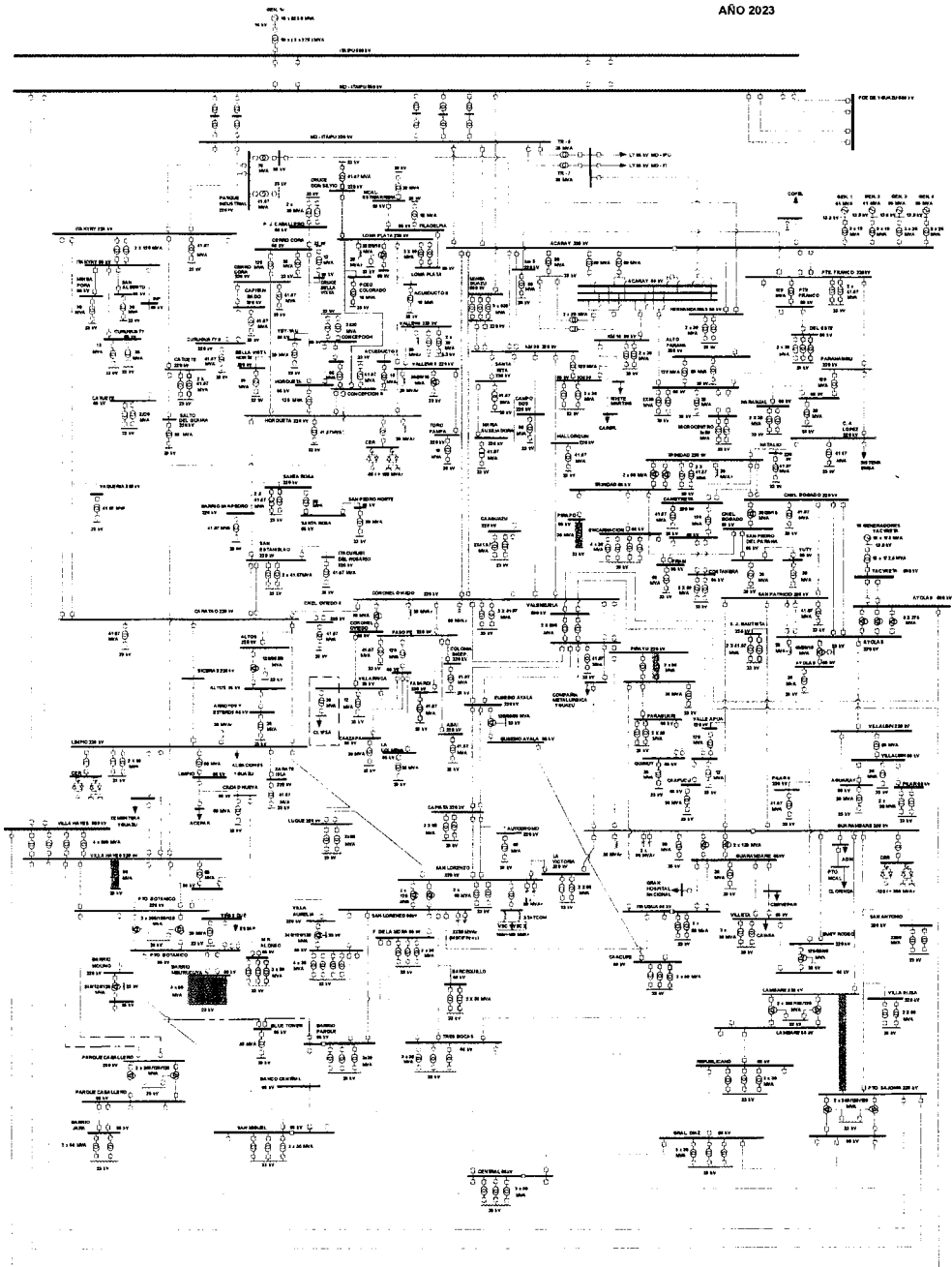
REFERENCIA
138 kV ——— OTRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
230 kV ——— ASOCIACION Y/O CAMBIO
330 kV ———

DP / DEG
AÑO 2022

Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medid Plazo (2016 -2025)

147
(ciento cuarenta y siete)

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2023



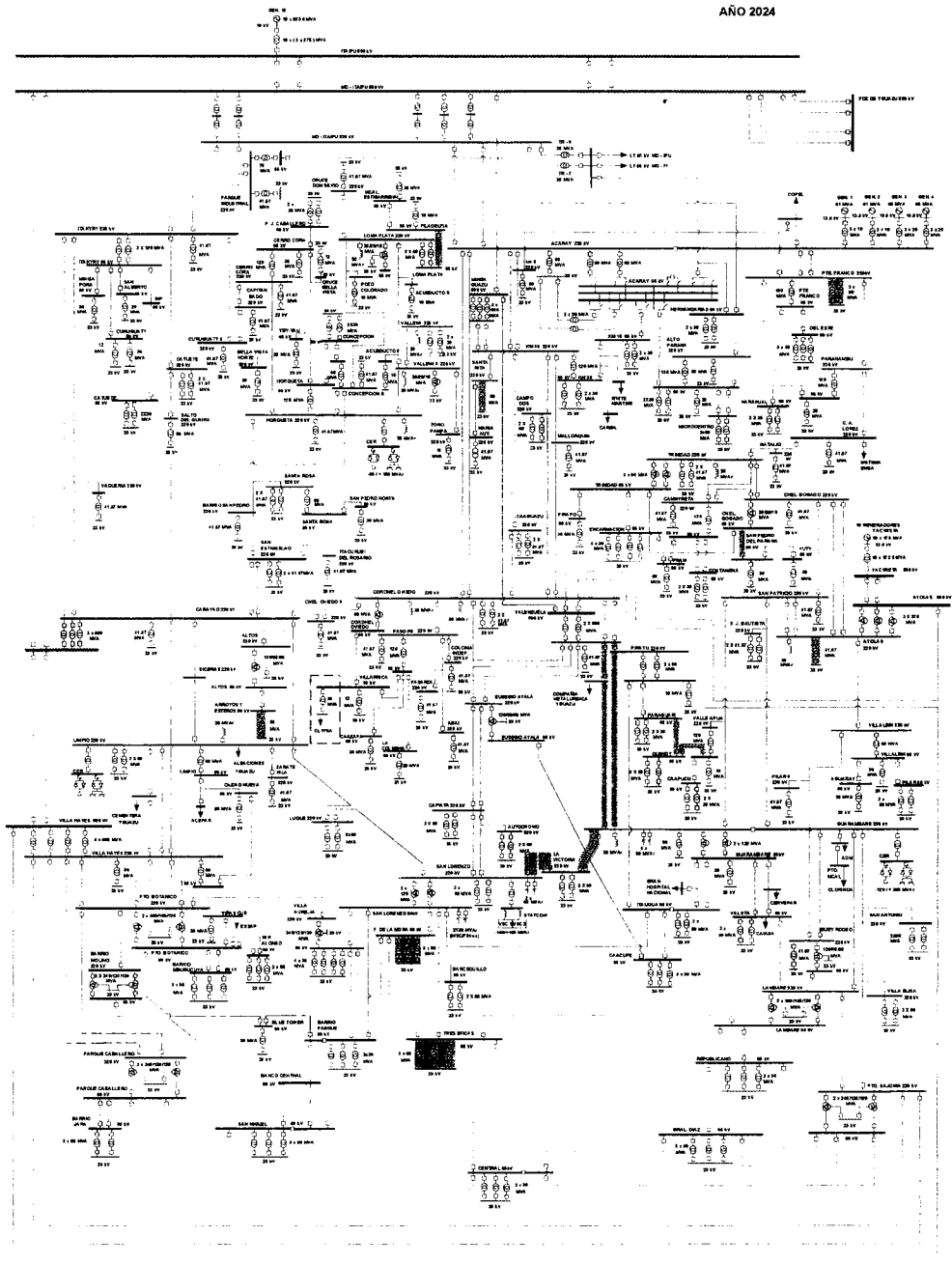
REFERENCIA
500 kV ----- OBRAS PROGRAMAS DEL AÑO
220 kV -----
110 kV ----- ADICIONALES Y/O CAMBIO
66 kV -----

ANGE DP / DEG FROM 19976
MODIFICADO 2023.0

Plan Maestro de Transmisión de Corto / Medio Plazo (2016-2025)

(Planta
cuerpo
)

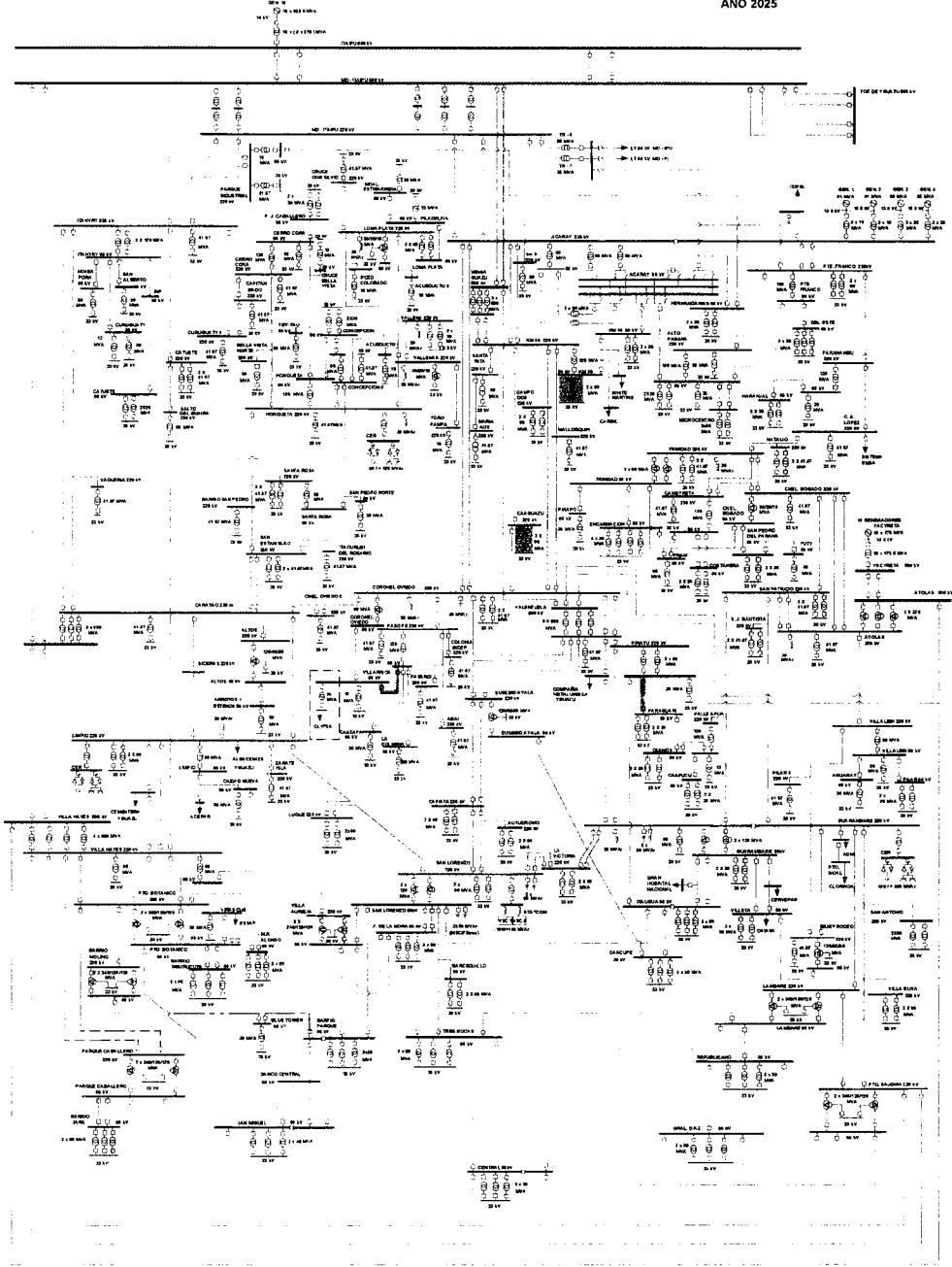
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2024



REFERENCIA
 500 kV ----- OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
 230 kV ----- ADECUACION Y/O CAMBIO
 110 kV -----

ANGE DP / DEG FROM: 10/04/2024 ARCHIVO: 306.0

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 AÑO 2025



REFERENCIA
 500 kV ——— OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
 230 kV ———
 110 kV ——— ASIGNACIÓN Y/O CAMBIO
 22 kV ———

ARIP DP / DEG FROM 000000 MONTO 000 0

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANDE

PLAN MAESTRO DE DISTRIBUCIÓN DE CORTO Y MEDIO PLAZO

PERÍODO: 2016 – 2025

Agosto 2016



Contenido

3.1. OBJETIVO	3
3.2. RESUMEN EJECUTIVO	6
3.3. DEFINICIÓN DE LAS OBRAS	14
3.3.1. Proyección de Mercado	14
3.3.2. Programa de Transmisión	16
3.3.3. Programa de Distribución	16
3.3.3.1. SISTEMA METROPOLITANO	19
3.3.3.1.1. CORTO PLAZO	22
3.3.3.1.2. MEDIO PLAZO	27
3.3.3.2. SISTEMA ESTE	33
3.3.3.2.1. CORTO PLAZO	35
3.3.3.2.2. MEDIO PLAZO	37
3.3.3.3. SISTEMA CENTRAL	42
3.3.3.3.1. CORTO PLAZO	44
3.3.3.3.2. MEDIO PLAZO	47
3.3.3.4. SISTEMA SUR	51
3.3.3.4.1. CORTO PLAZO	53
3.3.3.4.2. MEDIO PLAZO	56
3.3.3.5. SISTEMA NORTE	60
3.3.3.5.1. CORTO PLAZO	61
3.3.3.5.2. MEDIO PLAZO	64
3.4. CONCLUSIONES	67
ANEXOS 3	68

ANEXO 3.1	RESUMEN DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	69
ANEXO 3.2	RESUMEN FÍSICO Y FINANCIERO DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	73
ANEXO 3.3	RESUMEN FÍSICO Y FINANCIERO DEL PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	124
ANEXO 3.4	OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	132
ANEXO 3.5	RED AISLADA – ZONAS DE INFLUENCIAS (CORTO PLAZO)	141
ANEXO 3.6	CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	150

Handwritten signature and initials, including a large stylized 'P' and 'KJ'.

3.1. OBJETIVO

Presentar los resultados de los estudios de planificación de distribución de corto y medio plazos, periodo 2016/2020 y 2021/2025, formando un Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico de Distribución de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), visando la optimización de la red primaria y secundaria de distribución ya existente; así como, su desarrollo futuro para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en zonas ya incorporadas al mismo y expansión a zonas aún no servidas. El Sistema de Distribución de la ANDE comprende los siguientes sistemas:

- Sistema Metropolitano (Dptos. Central y Pte. Hayes)
- Sistema Central (Dptos. Caaguazú, Caazapá, Guairá, Cordillera y San Pedro)
- Sistema Este (Dptos. Canindeyú y Alto Paraná)
- Sistema Norte (Dptos. Alto Paraguay, Amambay, Boquerón y Concepción)
- Sistema Sur (Dptos. Itapúa, Misiones, Ñeembucú y Paraguari)

Los estudios de planificación fueron realizados considerando el desarrollo de las siguientes etapas:

- Colecta de datos para la base de datos;
- Diagnóstico del sistema eléctrico de distribución;
- Análisis y previsión de mercado eléctrico;
- Análisis integrado transmisión/distribución del plan de ampliación y construcción de subestaciones de distribución;
- Formulación y análisis técnico económico de alternativas para la expansión del sistema eléctrico de distribución;
- Elaboración del Plan de Obras de Distribución;
- Elaboración del informe final de los estudios de corto plazo.

El informe de Estudio de Mercado de Energía Eléctrica elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, fue utilizado como base para la desagregación de la demanda de los alimentadores de 23 kV del sistema eléctrico de distribución.

La ejecución del Plan Maestro de Distribución de Corto Plazo, periodo 2016/2020, propuesto permitirá a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE):

Año		2016	2017	2018	2019	2020	Total
Incremento de Consumo de Energía	GWh	2.193	2.314	3.488	1.917	3.235	13.147
Nuevos Clientes	Unidad en miles	22	22	22	22	23	111
Inversión	Millones de US\$	180,49	234,14	279,23	225,78	177,08	1.096,72

Estudios de Mercado 2015-2025
Con alto crecimiento industrial

(Ciento cincuenta y tres)

- Expansión del sistema eléctrico
 - o Red de Media Tensión: 17.451 km
 - o Red de Baja Tensión: 18.815 km
 - o Transformadores de Distribución: 1.702 MVA

Las inversiones necesarias para la ejecución del Plan Maestro de Distribución en el período 2016/2020 suman US\$ 1.096,72 millones.

La ejecución del Plan Maestro de Distribución de Medio Plazo, período 2021/2025, propuesto permitirá a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE):

Año		2021	2022	2023	2024	2025	Total
Incremento de Consumo de Energía	GWh	2.304	2.836	2.597	2.682	2.666	13.085
Nuevos Clientes	Unidad en miles	22	21	22	22	21	108
Inversión	Millones de US\$	169,82	212,25	236,77	231,64	189,09	1.039,56

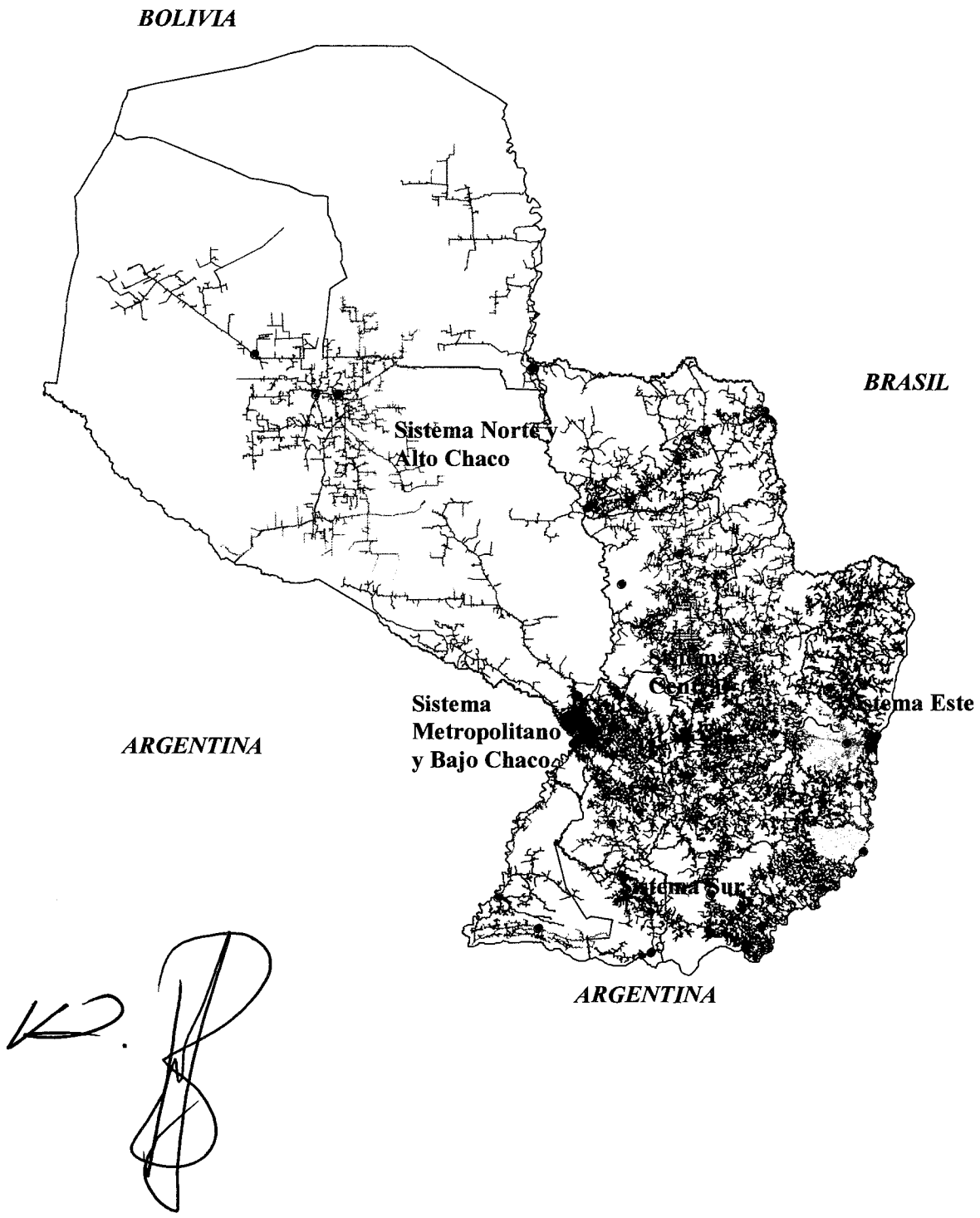
Estudios de Mercado 2015-2025
Con alto crecimiento industrial

- Expansión del sistema eléctrico
 - o Red de Media Tensión: 15.910 km
 - o Red de Baja Tensión: 20.170 km
 - o Transformadores de Distribución: 2.290 MVA

Las inversiones necesarias para la ejecución del Plan Maestro de Distribución en el período 2021/2025 suman US\$1.039,56 millones.

Los resúmenes físicos para el Sistema ANDE se muestran en las páginas 12 y 13.

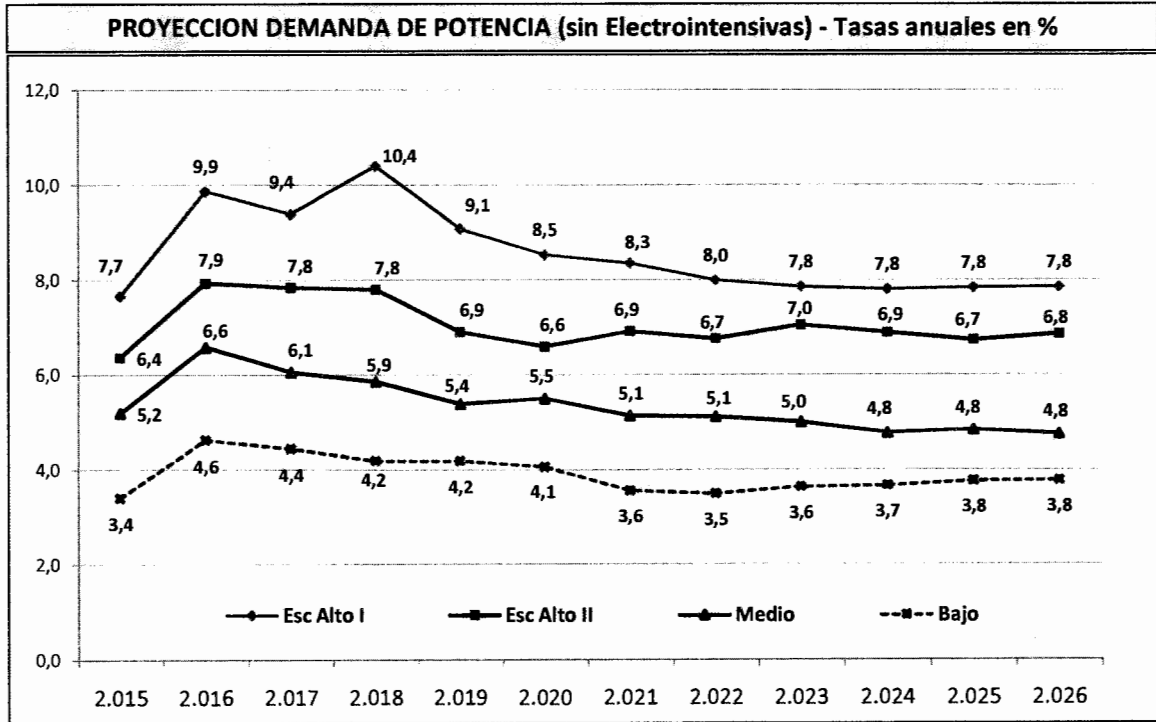
MAPA ELECTRICO DE LOS SISTEMAS COMPONENTES



3.2. RESUMEN EJECUTIVO

El Plan Maestro de Distribución (Período 2016-2025), presenta los resultados de los estudios y análisis realizados, con miras a la optimización de la red primaria y secundaria de distribución de la ANDE ya existente; así como, su desarrollo futuro para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en zonas ya incorporadas a la misma y expansión a zonas aún no servidas.

En la siguiente gráfica se puede apreciar los escenarios de Demanda Máxima de Potencia del Sistema Interconectado Nacional incluyendo la entrada de Pequeñas y Medianas Industrias Electrointensivas.



Para los estudios y análisis del Plan de obras de Distribución fue utilizado el escenario PIB Alto I.

En la tabla siguiente se presentan los datos técnicos del Sistema de Distribución de la ANDE.

DATOS TÉCNICOS DE DISTRIBUCIÓN	
Descripción	Total
SUBESTACIONES (Nº)	82
ALIMENTADORES (Nº)	441
USUARIOS (Nº)	1.472.911
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN (MVA)	3.069

[Handwritten signature]

CORTO PLAZO (2016 – 2020)

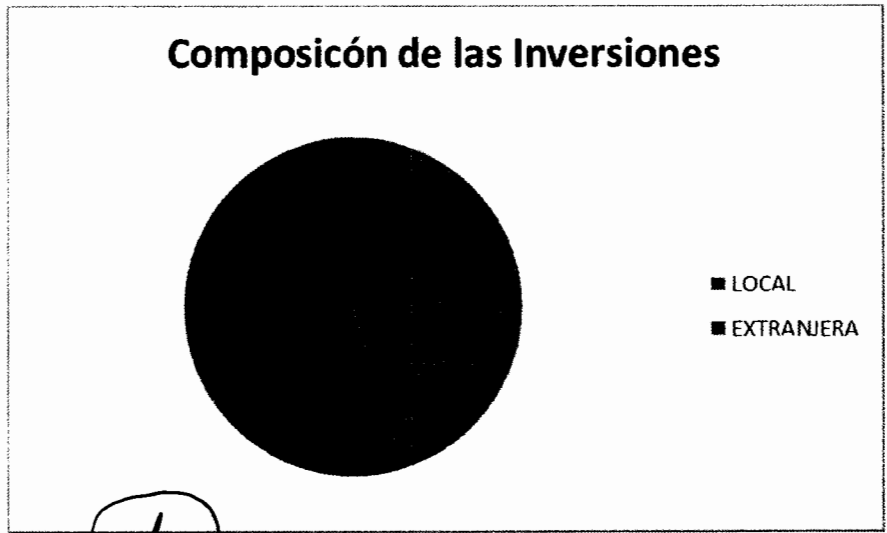
El Plan de Obras de Distribución contempla en el corto plazo la construcción de 335 nuevos alimentadores, los cuales afectarán a 82 Subestaciones existentes y a 28 nuevas Subestaciones proyectadas en el Plan de Transmisión. Para el final del período se prevé la totalidad de 648 alimentadores en servicio.

También se incluyen obras para mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas para dar más confiabilidad al servicio.

Otro componente de obras es el Programa de Recuperación de Obras de Distribución que tiene por objetivo normalizar las líneas de distribución del Sistema de Autoayuda.

En el corto plazo (2016 – 2020) se contempla la inversión de 1.096,72(miles de US\$). En la tabla siguiente se detallan las inversiones incluidas las del Programa de Recuperación de Obras de Distribución (P.R.O.D.).

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US\$							
AÑOS	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		Suma
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	
2016	78.273	96.055	3.183	2.978	81.456	99.033	180.489
2017	100.884	123.801	4.893	4.563	105.776	128.364	234.140
2018	120.963	148.442	5.082	4.740	126.045	153.182	279.227
2019	96.800	118.791	5.272	4.917	102.072	123.708	225.780
2020	74.934	91.956	5.271	4.918	80.206	96.873	177.079
TOTAL	471.854	579.045	23.700	22.116	495.555	601.160	1.096.715



Handwritten signature and initials.

En las Tablas siguientes se detallan los resúmenes físicos de las obras de distribución por Sistema Eléctrico y por año:

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	SISTEMA METROPOLITANO	SISTEMA ESTE	SISTEMA CENTRAL	SISTEMA SUR	SISTEMA NORTE	S.I.N.
Construcción de Red de MT.	Convencional	km	111	1.311	1.663	1.236	3.085	7.406
	Subterránea	km	140,0	26,6	5,5	7,6	8,6	188,2
	Aislada	km	7.995	915	307	428	212	9.857
Construcción de Red de BT.	Convencional	km	224	1.485	1.261	779	637	4.387
	Subterránea	km	20	6	0	0	0	26
	Aislada	km	13.201	541	297	231	132	14.403
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.070.191	276.782	171.164	99.277	84.849	1.702.263
Instalación de Acometidas:		(unid.)	926.770	803.670	730.045	445.940	566.911	3.473.336
Colocación de Medidores:		(unid.)	42.488	16.038	26.578	15.769	14.037	114.910
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	11.187	4.740	9.655	6.953	4.108	36.645
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	315	126	165	108	483	1.197
Cambio de Postes de MT		(unid.)	2.750	9.095	8.712	7.200	2.505	30.262
Cambio de Postes de BT		(unid.)	6.250	2.275	7.500	6.000	0	22.025

Obra	TIPO	UNIDAD	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km	1.875	1.659	1.344	1.024	1.504	7.406
	Subterránea	km	29,92	84,42	40,90	14,60	18,40	188,2
	Aislada	km	1.581,10	1.885,60	2.645,41	2.283,44	1.461,77	9.857
Construcción de Red de BT.	Convencional	km	816	854	878	886	953	4.387
	Subterránea	km	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	26
	Aislada	km	1.906,33	2.680,36	3.962,51	3.414,56	2.438,93	14.403
Instalación de Transformadores:		(KVA)	301.172	319.887	352.838	348.247	380.119	1.702.263
Instalación de Acometidas:		(unid.)	693.958	699.424	707.167	683.340	689.447	3.473.336
Colocación de Medidores:		(unid.)	23.211	23.217	23.132	22.560	22.790	114.910
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	7.374	7.359	7.349	7.299	7.264	36.645
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	262	235	228	227	247	1.197
Cambio de Postes de MT		(unid.)	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	30.262
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	22.025

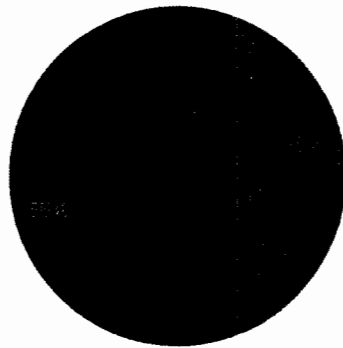
MEDIO PLAZO (2021 – 2025)

El Plan Maestro de Distribución contempla en el Medio Plazo la construcción de 170 nuevos alimentadores. Para el final del período se prevé la totalidad de 944 alimentadores en servicio.

Este Plan incluye las obras necesarias para atender la expansión y el crecimiento vegetativo del Sistema de Distribución; además, las del Programa de Recuperación de Obras de Distribución se incluyen las obras

En el Medio Plazo (2021 - 2025) se contempla la inversión de 1.039.562,78 (miles de US\$). En la tabla siguiente se detallan las inversiones incluidas las del Programa de Recuperación de Obras de Distribución (P.R.O.D.).

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US\$							
AÑOS	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		Suma
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	
2021	73.481	90.174	3.182	2.978	76.663	93.152	169.815
2022	93.915	115.250	1.594	1.487	95.509	116.737	212.245
2023	104.926	128.762	1.594	1.487	106.520	130.249	236.769
2024	103.314	126.785	797	743	104.111	127.528	231.639
2025	84.212	103.342	797	743	85.009	104.085	189.094
TOTAL	459.848	564.312	7.964	7.438	467.812	571.750	1.039.562

Composición de las Inversiones

■ LOCAL
■ EXTRANJERA

[Handwritten signature and initials]

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
 División de Estudios Energéticos (DP/EE)
 Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

159
 (Cento ementa
 y mve)

En las tablas siguientes se detallan los resúmenes físicos de las obras de distribución por Sistema Eléctrico y por año:

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	SISTEMA METROPOLITANO	SISTEMA ESTE	SISTEMA CENTRAL	SISTEMA SUR	SISTEMA OESTE	S.I.N.
Construcción de Red de MT.	Convencional	km	147	1.433	1.362	906	1.538	5.387
	Subterránea	km	49,8	6,7	2,0	6,9	15,0	80,4
	Aislada	km	9.208	756	245	233	233	10.675
Construcción de Red de BT.	Convencional	km	246	1.895	1.508	905	748	5.302
	Subterránea	km	20	6	0	0	0	26
	Aislada	km	13.527	644	349	215	145	14.880
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.460.947	366.246	227.227	128.293	113.284	2.295.997
Instalación de Acometidas:		(unid.)	1.019.340	1.270.776	625.093	435.448	428.821	3.779.478
Colocación de Medidores:		(unid.)	41.707	15.576	22.379	15.298	9.063	104.023
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	9.508	4.659	9.462	6.817	3.025	33.471
Instalación de Equipos en Red de M.T.:		(unid.)	150	126	165	108	427	976
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	9.095	8.712	7.200	3.000	28.007
Cambio de Postes de BT		(unid.)	8.370	2.275	7.500	6.000	0	24.145

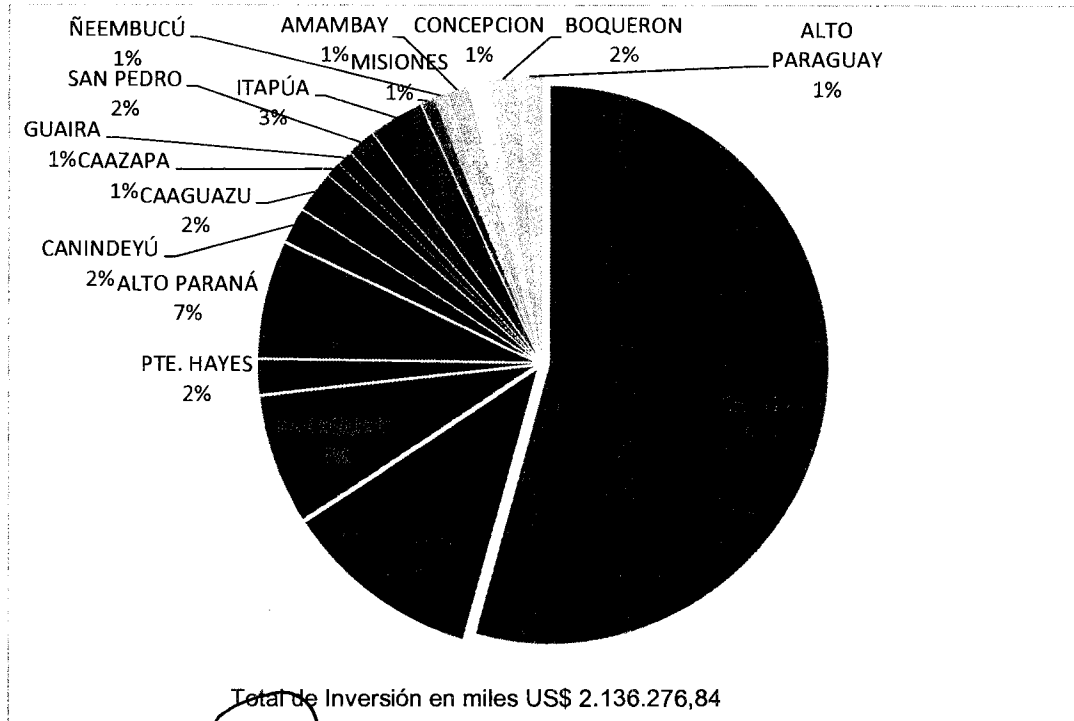
OBRAS / AÑO	TIPO	UNIDAD	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km	1.060	1.072	1.029	1.126	1.099	5.387
	Subterránea	km	25,40	23,80	14,60	12,90	3,70	80,4
	Aislada	km	1.573,29	2.253,77	2.556,68	2.473,39	1.818,11	10.675
Construcción de Red de BT.	Convencional	km	916	994	1.089	1.108	1.195	5.302
	Subterránea	km	5,30	5,30	5,00	5,00	5,00	26
	Aislada	km	2.575,20	2.738,45	3.148,40	3.095,89	3.322,01	14.880
Instalación de Transformadores:		(KVA)	393.266	422.919	480.465	480.730	518.617	2.295.997
Instalación de Acometidas:		(unid.)	750.315	750.845	763.007	753.921	761.391	3.779.478
Colocación de Medidores:		(unid.)	20.821	20.835	20.927	20.569	20.871	104.023
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	6.732	6.697	6.688	6.641	6.713	33.471
Instalación de Equipos en Red de M.T.:		(unid.)	219	190	188	188	193	976
Cambio de Postes de MT		(unid.)	5.659	5.659	5.371	5.659	5.659	28.007
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	24.145

TOTAL DE INVERSIONES

El Plan Maestro de Distribución contempla la inversión total de miles de US\$ 2.136.276,84 en el período 2016-2025.

En el siguiente gráfico se presenta la distribución porcentual de las inversiones por Departamento Geopolítico para el período 2016-2025.

Inversión Porcentual por Departamento Geopolítico



**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	55	494	1.120	873	66	2.609
BT (aérea preensablada) (Km)	103	761	1.760	1.259	111	3.994
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	14
ACOMETIDAS*	19.757	25.169	34.949	25.209	25.209	130.294
SUBTOTAL 1 FIN	5.037	55.096	102.522	70.210	5.766	238.621
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	264	267	266	265	262	1.325
BT (Km)	197	199	198	197	195	985
MT (aérea protegida) (km)	128	134	141	138	147	688
BT (km) - Aéreo Preensablado	221	234	247	242	259	1.203
TRANSFORMADORES (KVA)	25.259	26.585	27.805	27.275	28.980	135.904
ACOMETIDAS	106.210	106.837	104.675	104.074	103.161	524.957
MEDIDORES	4.602	4.627	4.522	4.496	4.457	22.705
ALUMBRADO PUBLICO	3.254	3.259	3.244	3.225	3.196	16.178
SUBTOTAL 2 FIN	13.880	14.484	15.067	14.809	16.563	73.773
EXPANSION **						
MT (Km)	302	322	333	337	372	1.667
BT (Km)	619	655	680	689	758	3.401
MT (aérea protegida) (km)	790	842	977	956	1.033	4.598
BT (km) - Aéreo Preensablado	1.582	1.685	1.956	1.914	2.069	9.206
TRANSFORMADORES (KVA)	275.913	293.302	325.033	320.971	351.140	1.566.359
ACOMETIDAS	427.759	427.184	427.310	413.823	420.845	2.116.921
MEDIDORES	18.609	18.590	18.610	18.064	18.333	92.206
ALUMBRADO PUBLICO	1.856	1.856	1.851	1.820	1.824	9.207
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	11
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	12
SUBTOTAL 3 FIN	85.750	89.199	102.166	100.172	106.239	483.526
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	1.084	790	488	176	644	3.180
RED SUBTERRANEA (Km)	28	82	39	13	16	178
RED AISLADA (Km)	596	403	396	304	204	1.903
BANCO DE CAPACITORES	7	9	4	3	24	47
SUBTOTAL 4 FIN	85.133	69.121	41.956	20.789	20.817	221.810
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	63	63	63	63	63	315
SUBTOTAL 5 FIN	1.440	1.439	1.439	1.439	1.439	7.197
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	151	196	176	172	152	845
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	7	7	7	7	7	35
CAMBIO POSTES BT	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	22.025
CAMBIO POSTES MT	6.114	6.114	5.828	6.104	6.104	30.262
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZAR RED MT A PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	25
DESPLAZ. RED DE MT. (Km)	61	71	71	61	61	325
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	2.129	2.109	2.119	2.119	2.109	10.585
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	135	135	135	135	135	675
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	140.233	140.233	140.233	140.233	140.233	701.165
INST. RECONECTADORES	29	29	29	29	29	143
INST. SECCIONALIZADOR	120	92	90	90	90	484
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	32	31	31	31	30	153
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	11	11	11	11	11	55
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL 6 FIN	11.289	14.501	15.064	15.909	16.269	71.784
TOTAL FINANCIERO	180.498	234.140	279.227	225.750	377.079	1.096.719
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a la electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

152
 (ciento sesenta y dos)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
OBRAS						FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	47	779	779	779	47	2.431
BT (aérea preensablada) (Km)	73	80	80	75	68	376
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	16
ACOMETIDAS*	35.900	36.117	45.897	45.507	45.507	208.929
SUBTOTAL1 FIN	4.061	51.577	51.877	51.828	4.013	163.055
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	256	255	252	250	257	1.270
BT (Km)	193	192	190	188	194	958
MT (aérea protegida) (Km)	154	162	171	167	179	834
BT (aérea preensablada) (Km)	275	291	308	302	324	1.499
TRANSFORMADORES (KVA)	30.775	32.386	33.907	33.238	35.484	165.790
ACOMETIDAS	160.734	160.220	157.997	157.131	159.141	795.224
MEDIDORES	4.382	4.360	4.252	4.213	4.309	21.516
ALUMBRADO PUBLICO	3.012	2.997	2.976	2.950	3.017	14.953
SUBTOTAL2 FIN	16.349	17.109	17.849	17.519	18.546	87.460
EXPANSION**						
MT (Km)	354	394	442	453	493	2.136
BT (Km)	723	802	899	919	1.001	4.344
MT (aérea protegida) (Km)	1.112	1.182	1.379	1.358	1.464	6.495
BT (aérea preensablada) (Km)	2.227	2.367	2.760	2.719	2.931	13.005
TRANSFORMADORES (KVA)	362.491	390.532	446.559	447.491	483.134	2.130.207
ACOMETIDAS	373.800	374.828	379.232	371.402	376.862	1.875.924
MEDIDORES	16.439	16.476	16.675	16.355	16.582	82.507
ALUMBRADO PUBLICO	1.760	1.761	1.763	1.742	1.758	8.784
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	9
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	10
SUBTOTAL4 FIN	114.664	122.270	141.891	139.917	150.601	669.043
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	239	144	79	183	134	778
RED SUBTERRANEA (Km)	24	22	13	11	2	72
RED AISLADA (Km)	257	128	226	166	126	903
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	6	6
REGULADORES DE TENSION	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL5 FIN	20.614	10.278	16.133	14.859	7.546	77.880
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	39	39	39	39	39	195
SUBTOTAL 6 FIN	891	891	891	891	891	4.455
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	142	197	172	172	147	828
SUSTIT. RED MT C/PROTEGIDA (KM)	2	2	2	2	2	10
CAMBIO POSTES BT	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	24.145
CAMBIO POSTES MT	5.659	5.659	5.371	5.659	5.659	28.007
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZAR RED MT (KM)	56	71	71	56	56	310
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	1	1	1	1	3
INSTALACION ALUMBR. PUBL. (Unid)	1.879	1.859	1.869	1.869	1.859	9.335
SUSTITUCION DE AP (Na por Hg) (unid)	80	80	80	80	80	400
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	179.880	179.880	179.880	179.880	179.880	899.400
INSTAL. RECONECTADOR	26	26	26	26	26	128
INST. SECCIONALIZADOR	74	56	54	54	54	294
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	72	61	61	61	60	313
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	8	8	8	8	8	40
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL6 FIN	10.513	7.789	7.665	6.014	5.999	37.881
TOTAL FINANCIERO	169.815	212.245	236.768	231.639	189.094	1.039.592

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

3.3. DEFINICIÓN DE LAS OBRAS

3.3.1. Proyección de Mercado

Para la actualización del Plan Maestro de Corto y Medio Plazo de Distribución se utiliza como base la previsión de la demanda, del "ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2025", elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda.

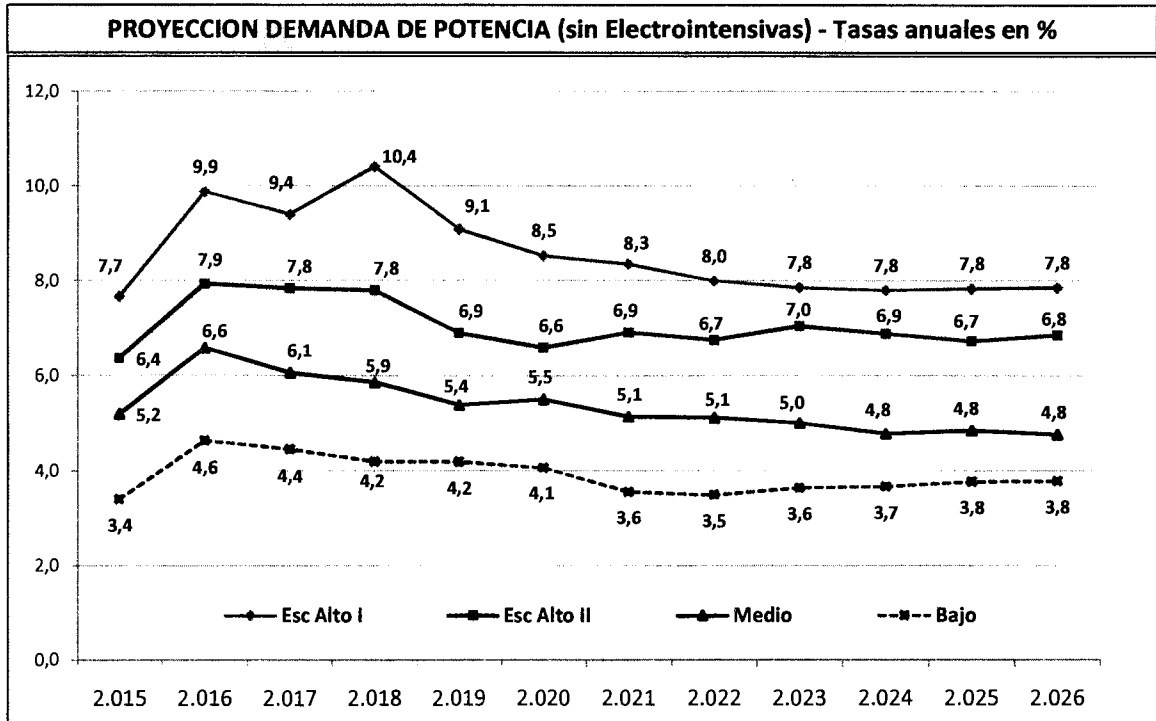


Figura 1. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

En la elaboración del Plan Maestro, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado, definido como el Escenario de Crecimiento Económico con PIB Alto I. Cabe resaltar, que se considera la incorporación de industrias electrointensivas de pequeño y mediano porte, las cuales requerirán de estudios específicos.

[Handwritten signature]

En la siguiente tabla, se indican los valores de demanda máximas anuales del SIN para el periodo de estudio.

Tabla 1. Proyección de demanda máxima del SIN utilizada (MW)

DEMANDA MÁXIMA (MW)							
Escenarios Económicos	2014 (Hist.)	2015	2016	2020	2025	2026	Δ (%) 2026/14
Sistema Interconectado Nacional (SIN)							
PIB Alto I (Mayor Industrialización)	2.619	2.819	3.097	4.433	6.502	7.012	8,6%
PIB Alto II (Moderada Industrialización)	2.619	2.785	3.006	3.980	5.545	5.924	7,0%
Medio	2.619	2.755	2.936	3.664	4.670	4.892	5,3%
Bajo	2.619	2.708	2.833	3.341	3.992	4.143	3,9%
SIN más INDUSTRIAS ELECTROINTENSIVAS (IEI)							
PIB Alto I (Mayor Industrialización)	2.619	2.819	3.161	4.634	6.708	7.218	8,8%
PIB Alto II (Moderada Industrialización)	2.619	2.785	3.070	4.181	5.751	6.130	7,3%
PIB Medio	2.619	2.755	3.000	3.865	4.876	5.098	5,7%
PIB Bajo	2.619	2.708	2.897	3.542	4.198	4.349	4,3%

3.3.2. Programa de Transmisión

Este programa integra los resultados de los estudios del sistema de transmisión, como ser nuevas líneas de transmisión, nuevas subestaciones, ampliaciones de las existentes, sistemas de compensación de reactivos, banco de capacitores en barra de 23 kV, etc. Los resultados pueden ser encontrados en el estudio "PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN DE CORTO Y MEDIO PLAZO PERIODO 2016 – 2025, de Mayo 2016, elaborado por el Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG) de la División de Estudios Energéticos (DP/EE) de la Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP).

3.3.3. Programa de Distribución

Las obras que contemplan este programa abarcan a todos los Departamentos Geopolíticos del País.

La expansión y adecuación del sistema eléctrico de distribución en esos Departamentos permitirá a la ANDE incrementar el número de usuarios, brindando un servicio adecuado a los criterios técnicos de planificación utilizados en la elaboración de este plan de la expansión del sistema de distribución, como se muestran en el Anexo 3.6.

Como premisa se ha considerado que las obras de distribución en los alimentadores de 23 kV, debido a la expansión y adecuación del Sistema Eléctrico a ser ejecutadas en el año 2016 estarán en servicio en el año 2017. Para el análisis de los alimentadores de 23 kV se consideró la configuración del año base 2015 más los alimentadores que entraron en servicio y proyectados en el año 2016. Para la carga en los alimentadores se consideró la estimada con la proyección de mercado para el año 2016.

Situación Actual del Desarrollo en el Sector de Distribución

En la tabla a seguir se resumen las cantidades de subestaciones y alimentadores de distribución; así como, la demanda en MW, cantidad de usuarios y Departamentos atendidos por los diversos Sistemas de la ANDE.

Descripción	METROPO- LITANO	ESTE	CENTRO	SUR	NORTE	TOTAL
SUBESTACIONES (Nº)	30	15	13	13	11	82
ALIMENTADORES (Nº)	210	84	53	50	44	441
DEMANDA *(MW)	427	427	266	225	169	2442
USUARIOS *(Nº)	701.297	204.085	216.877	155.861	92.850	1.370.970
DEPARTAMENTOS	Central, Pte. Hayes Paraguari Cordillera	Alto Paraná, Canindeyú	Caaguazu, Caazapá, San Pedro, Guairá	Misiones, Ñeembucú, Itapúa	Alto Paraguay, Amambay, Boquerón, Concepción	PARAGUAY

* Datos de DP/DTM



A seguir la clasificación de tipos de obras y su justificación.

Red Aislada

La implementación de red aislada de baja tensión y líneas de media tensión está orientada para áreas con elevada densidad de cargas e interferencias con edificaciones y aspectos ambientales, en ese sentido se consideraron como beneficios de la implementación de las mismas, los siguientes:

- Reducción de costos operacionales
- Aumento de confiabilidad del Sistema
- Reducción del impacto ambiental (visual y poda de árboles)

Se encuentra en fase de proyecto la sustitución de 1.068 km de Líneas de media Tensión 23 kV e igual cantidad de km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzo 370.400 kVA en puestos de distribución, mediante la financiación de la CAF Banco de Desarrollo de América Latina.

Adicionalmente se está gestionando una 2da. Fase que consiste en la sustitución de 1.454 km de Líneas de media Tensión 23 kV y 4.361 km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzo en puestos de distribución e iluminación pública.

Electrificación Convencional

Comprende las obras para la conexión de localidades sin energía eléctrica mediante obras del tipo convencional; tales como, líneas de media y baja tensión monofásicas y trifásicas, instalación de puestos de distribución, alumbrados públicos, acometidas y medidores.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), para las Ciudades de Ciudad del Este, Saltos del Guairá en el Sistema Este, para la Ciudad de Encarnación en el Sistema Sur; estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

Crecimiento Vegetativo

Comprende las extensiones de las redes de media tensión para conexión de nuevos transformadores y aumento de potencia en otros, en función de las extensiones de las redes de baja tensión y la carga asociada. Las obras están ubicadas en áreas con redes existentes o en áreas de periferia urbana. Las mismas, son establecidas estadísticamente, teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda y el número de nuevos clientes previstos por el estudio del Mercado.

También, son las extensiones y modificaciones de las redes de baja tensión en las áreas con redes existentes para permitir la atención al crecimiento vegetativo y nuevas conexiones. Además se incluyen las periferias donde no existen redes para la conexión de nuevos clientes.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), para las Ciudades de Ciudad del Este, Saltos del Guairá en el Sistema Este, para la Ciudad de Encarnación en el Sistema Sur; estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

Alimentadores (Refuerzos, ampliaciones, etc.)

Comprende el grupo de obras de: ampliación, adecuación y refuerzos en las redes de media tensión, para atender el crecimiento de la demanda.

Se consideró la utilización de cables protegidos de Media Tensión para los nuevos alimentadores aéreos como nuevo criterio, a excepción de los alimentadores que son exclusivamente rurales.

También se considera la construcción de bancos de ductos PEAD para cables de 240 mm² para la salida de los nuevos alimentadores en las Subestaciones del Sistema Metropolitano debido a la potencia instalada (Fuente: DD/NSD).

Automatización del Sistema de Distribución

En el presente plan se prevé la implantación de un sistema que permita el control y supervisión de las redes de distribución mediante la utilización de: Llaves Automáticas, SCADA y un Sistema de Telecomunicaciones, en Asunción y alrededores.

Otras Obras

Comprenden obras específicas, tales como trifasicación, interconexión de alimentadores, modificación de trazados de las líneas, cambios relacionados a la vida útil de equipos e instalaciones, etc.

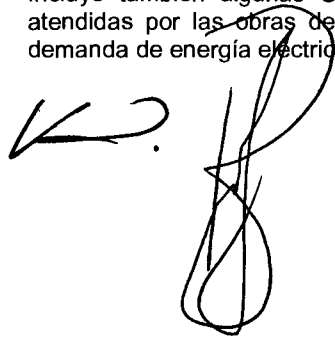
Este plan facilitará enormemente la operación y la planificación de las redes de distribución lo que mejorará ostensiblemente el desempeño y la confiabilidad del sistema de distribución.

Estas obras son definidas a partir del estudio de las configuraciones del área de influencia de los alimentadores, analizándose las caídas de tensión y carga en los tramos de la red.

Programa de Recuperación de Obras de Distribución

Contempla adecuación técnica, refuerzo, aumento de capacidad y eventualmente el cambio total de las líneas de distribución construidas por el sistema de Autoayuda.

Incluye también algunas Obras del Programa Ordinario, que además de reforzar las zonas atendidas por las obras del ítem anterior, sirvan para atender el crecimiento vegetativo de la demanda de energía eléctrica.

Handwritten signature and initials in black ink, consisting of a stylized 'K' and a large, complex scribble.

3.3.3.1. SISTEMA METROPOLITANO

Este Sistema comprende la Ciudad de Asunción y los Departamentos: Central, Cordillera, Paraguari y Pte. Hayes.

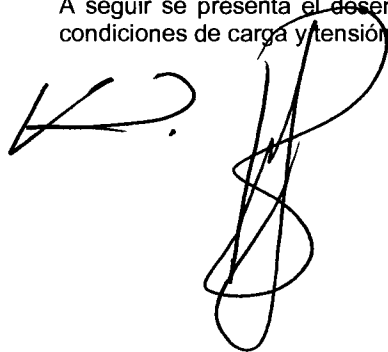
MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento						
Departamento	Central *		Cordillera		Paraguari	
Concepto	2.016	2.020	2.016	2.020	2.016	2.020
Población (hab.)	2.672.794	2.850.620	295.256	311.273	253.557	258.957
Nº de Clientes (Cant.)	589.754	619.163	67.835	72.031	57.849	61.776
Consumo (MWh)	6.858.752	10.510.246	347.962	538.985	236.986	368.331

* Incluye la SE-Villa Hayes y SE-Ciudad Nueva

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Metropolitano de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.



Área del Gran Asunción

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT.	CARGA < 60%		CARGA > 60% y < 80 %		CARGA > 80%	
		CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
Barrio Parque (BPA)	10	1	10	9	90	0	0
Capiatá (CAP)	8	4	50	4	50	0	0
Central (CEN)	6	4	67	2	33	0	0
Guarambaré (GUA)	6	0	0	1	17	4	67
Itauguá (ITG)	7	0	0	6	86	1	14
Lambaré (LAM)	13	1	8	3	23	8	62
Limpio (LIM)	7		0	3	43	3	43
Luque (LUQ)	11	6	55	5	45	0	0
Puerto Botánico (PBO)	12	0	0	6	50	6	50
Parque Caballero (PCA)	9	4	44	3	33	2	22
Puerto Sajonia (PSA)	9	3	33	3	33	2	22
San Antonio (SAN)	8		0	3	38	4	50
San Lorenzo (SLO)	14	2	14	6	43	6	43
San Miguel (SMI)	10	4	40	4	40	2	20
Tres Bocas (TBO)	8	1	13	5	63	2	25
Villa Hayes (VHA)	4	0	0	2	50	2	50
General Díaz (GDI)	4	2	50	1	25	1	25
Villa Aurelia (VAU)	11	7	64	3	27	1	9
Republicano (REP)	7	6	86		0		0
La Victoria (VIC)	8	2	25	4	50	1	13
Villeta (VTA)	8	4	50	4	50	0	0
Viñas Cué (VCE)	2	1	50	1	50	0	0
Pirayu (PIR)	2		0		0		0
Valle Apuá (VAP)	2		0		0		0
Eusebio Ayala (ELA)	5	3	60	2	40	0	0
Caacupé (CAE)	5	3	60	2	40	0	0
Quiindy (QUI)	3	1	33	1	33	1	33
Paraguari (PAR)	4	2	50	0	0	2	50
Caapucu (CAU)	3	2	67		0		0
Ciudad Nueva (CNU)	4	4	100	0	0	0	0
TOTALES	210	67	32	83	40	48	23

Referencia: Cargas en las troncales de los alimentadores - Año Base 2.015.

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 KV.

SUBESTACIONES	CANT.	CAIDA DE TENS. < 4 %		CAIDA DE TENS. > 4 y <10 %		CAIDA DE TENS. > 10 %	
		CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
Barrio Parque (BPA)	10	10	100	0	0	0	0
Capiatá (CAP)	8	8	100	0	0	0	0
Central (CEN)	6	6	100	0	0	0	0
Guarambaré (GUA)	6	3	50	2	33		0
Itauguá (ITG)	7	4	57	3	43	0	0
Lambaré (LAM)	13	12	92		0		0
Limpio (LIM)	7	2	29	3	43	1	14
Luque (LUQ)	11	10	91	1	9	0	0
Puerto Botánico (PBO)	12	10	83	2	17	0	0
Parque Caballero (PCA)	9	9	100	0	0	0	0
Puerto Sajonia (PSA)	9	8	89		0		0
San Antonio (SAN)	8	6	75	1	13		0
San Lorenzo (SLO)	14	12	86	1	7	1	7
San Miguel (SMI)	10	10	100	0	0	0	0
Tres Bocas (TBO)	8	8	100	0	0	0	0
Villa Hayes (VHA)	4	2	50	0	0	2	50
General Díaz (GDI)	4	4	100	0	0	0	0
Villa Aurelia (VAU)	11	11	100	0	0	0	0
Republicano (REP)	7	6	86		0		0
La Victoria (VIC)	8	7	88		0		0
Villeta (VTA)	8	5	63	3	38	0	0
Viñas Cué (VCE)	2	2	100	0	0	0	0
Pirayu (PIR)	2		0		0		0
Valle Apuá (VAP)	2		0		0		0
Eusebio Ayala (ELA)	5	5	100	0	0	0	0
Caacupé (CAE)	5	4	80	1	20	0	0
Quiindy (QUI)	3	0	0	2	67	1	33
Paraguarí (PAR)	4	3	75	0	0	1	25
Caapucu (CAU)	3	1	33	1	33		0
Ciudad Nueva (CNU)	4	3	75	1	25	0	0
TOTALES	210	171	81	21	10	6	3

Referencia: Caídas de Tensión en el final de las troncales de los alimentadores - Año Base 2.015

3.3.3.1.1. CORTO PLAZO**REDES AISLADAS**

Todos los Distritos de Asunción, del Departamento Central, del Departamento Cordillera y del Departamento Paraguari son afectados.

Se encuentra en fase de proyecto (Parte I) la sustitución de 1.068 km de Líneas de media Tensión 23 kV e igual cantidad de km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzo 370.400 kVA en puestos de distribución, mediante la financiación de la CAF Banco de Desarrollo de América Latina.

Además se está gestionando la obtención de financiamiento para la Parte II que corresponde a la sustitución de 1.454 km de Líneas de media Tensión 23 kV y 4.361 km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzos en puestos de distribución y alumbrado público.

Ver detalles de los proyectos en el Anexo 3.5.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Central y Pdte. Hayes: Guarambaré, Itá, Ypané, Limpio y Villa Hayes respectivamente.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Este tipo de obra se distribuye, en forma proporcional a su densidad poblacional y de su demanda, esto se da en las zonas ya servidas, siendo esto en las principales ciudades del Departamento Central y en Asunción.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

ALIMENTADORES

Se consideró la utilización de cables protegidos de Media Tensión para los nuevos alimentadores aéreos, con excepción de los alimentadores que son exclusivamente rurales.

También se considera la construcción de bancos de ductos PEAD para cables de 240 mm² para la salida de los nuevos alimentadores en algunas Subestaciones debido a la potencia instalada.

El número de alimentadores del sistema Metropolitano aumentará de los 210 en 2015 a 413 en el año 2020.

Se contempla:

Año 2.016

Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Fernando de la Mora, que descargarán las subestaciones de Villa Aurelia, San Lorenzo, Tres Bocas y Barrio Parque.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación General Díaz, que descargarán las

172
(ciento setenta y dos)

subestaciones de Puerto Sajonia y Republicano.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Puerto Botánico, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además de las subestaciones de Limpio, San Miguel y Viñas Cué.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Tres Bocas, que descargará los alimentadores de la propia subestación.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Eusebio Ayala, que descargará los alimentadores de la propia subestación y de la Subestación Caacupé.

Año 2.017

Construcción de 5 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Mariano Roque Alonso, que descargarán las subestaciones de Limpio y Puerto Botánico.

Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Barrio Molino, que descargarán las subestaciones de Barrio Parque, San Lorenzo, Luque y Puerto Botánico.

Construcción de 11 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Barrio Mburucuyá - AMPANDE, que descargarán las subestaciones de Barrio Parque, San Miguel y Puerto Botánico.

Construcción de 18 alimentadores en la Subestación Lambaré, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además atendiendo a las zonas de Villa Elisa y Terminal de Ómnibus.

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Luque, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además de las subestaciones de San Lorenzo y Puerto Botánico.

Construcción de 16 alimentadores en la Subestación Puerto Botánico, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además de las subestaciones de Limpio, San Miguel y Viñas Cué.

Construcción de 18 alimentadores en la Subestación San Antonio, que descargarán las subestaciones San Lorenzo, La Victoria, Lambare y Tres Bocas.

Construcción de 12 alimentadores en la Subestación Villa Aurelia, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de las subestaciones San Miguel, San Lorenzo y Tres Bocas.

Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Ciudad Nueva, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de la Subestación Pto. Botánico.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Itauguá, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de las Subestaciones Pirayu y Caacupé.

Construcción de 2 nuevos alimentadores en la nueva Subestación La Colmena, que descargará los alimentadores de las Subestaciones Paraguari, Villarrica y Quiindy.

Año 2.018

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Capiatá, que descargarán las subestaciones San Lorenzo e Itaugua.

Construcción de 7 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Buey Rodeo, que descargará los alimentadores de las Subestaciones Villeta y Guarambaré.

Construcción de 12 alimentadores en la Subestación Parque Caballero, a fin de atender el crecimiento de la demanda por las obras de la costanera, descargar los alimentadores de las Subestaciones Central, Pto. Botánico y San Miguel.

Construcción de 12 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Villa Elisa, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Lambaré, Tres Bocas y San Antonio.

Construcción de 4 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Altos, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Limpio, Itaugua y Caacupé.

Año 2.019

Construcción de 5 alimentadores en la Subestación La Victoria, que descargarán las subestaciones San Lorenzo, Capiatá y Guarambaré.

Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Central, a fin de atender el crecimiento de la demanda.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Mariano Roque Alonso, que descargarán alimentadores de la propia subestación y los de las subestaciones de Limpio y Puerto Botánico.

Construcción de 1 alimentador en la Subestación Caapucu, que descargará alimentadores de la propia subestación

Año 2.020

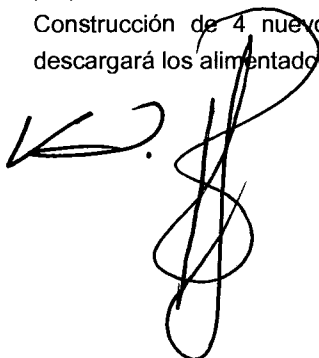
Construcción de 7 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Barcequillo, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Tres Bocas, Fdo. de la Mora, Villa Aurelia y San Lorenzo.

Construcción de 18 alimentadores en la Subestación Pto. Sajonia, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de las Subestaciones Central, Republicano y Gral Díaz.

Construcción de 1 alimentador en la Subestación Paraguari, que descargará alimentadores de la propia subestación.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Caacupé, que descargará alimentadores de la propia subestación.

Construcción de 4 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Arroyos y Esteros, que descargará los alimentadores de las Subestaciones Limpio, Altos y Caacupé.

A large, stylized handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long vertical stroke. To the left of the signature, there are handwritten initials that appear to be 'K.J.' with a dot above the 'J'.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SS/EE Sistema Metropolitano	Base	Corto Plazo					TOTAL PERIODO
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
La Victoria (LAV)	8				5		13
Barcequillo (BAR)						7	7
Barrio Parque (BPA)	10						10
Capiatá (CAP)	8			6			14
Central (CEN)	6				3		9
Mariano R. A. (MRA)			5		4		9
Barrio Molino (BMO)			6				6
Buey Rodeo (BRO)				7			7
Fdo. de la Mora (FDM)		6					6
Barrio Mburucuyá (BMA)			11				11
Graí. Díaz (GDI)	4	4					8
Guarambaré (GUA)	6						6
Lambaré (LAM)	13		18				31
Limpio (LIM)	7						7
Luque (LUQ)	11		6				17
Parque Caballero (PCA)	9			12			21
Puerto Botánico (PBO)	12	2	16				30
Puerto Sajonia (PSA)	9					18	27
Viñas Cué (VCE)	2						2
Republicano (REP)	7						7
San Antonio (SAN)	8		18				26
San Lorenzo (SLO)	14						14
San Miguel (SMI)	10						10
Tres Bocas (TBO)	8	2					10
Villa Aurelia (VAU)	11		12				23
Villa Elisa (VEL)				12			12
Villa Hayes (VHA)	4						4
Ciudad Nueva (CNU)	4		3				7
Villeta (VTA)	8						8
Itauguá (ITG)	7		4				11
Paraguari (PAR)	4					1	5
Pirayú (PIR)	2						2
La Colmena (LAC)			2				2
Quiindy (QUI)	3						3
Valle (VAP)	2						2
Caapucú (CAU)	3				1		4
Caacupé (CAE)	5					2	7
Altos (ALT)				4			4
Eusebio Ayala (ELA)	5	2					7
Arroyos y Esteros (AYE)						4	4
TOTAL/AÑO	210	16	101	41	13	32	413

Están sujetos a modificaciones en revisiones sucesivas.
 Datos Año Base 2.015.

NUEVOS	203
---------------	------------

175
 (evento relevante
 y único)

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN GENERAL DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA METROPOLITANO

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CENTRAL	CORDILLERA	PARAGUARI	PTE. HAYES	SISTEMA METROPOLITANO
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.				111	111
	Subterránea	km.	120,30	13,5	1,9	4,30	140,0
	Aislada	km.	5.582	1.288	859	265,49	7.995
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.				224	224
	Subterránea	km.	14,54	3	3	0,14	20
	Aislada	km.	9.612,02	2.164	1.389	36,40	13.201
Instalación de Transformadores:		(KVA)	917.608	91.567	33.225	27.790	1.070.191
Instalación de Acometidas:		(unid.)	764.866	100.051	40.423	21.431	926.770
Cobcación de Medidores:		(unid.)	35.356	4.425	1.636	1.072	42.488
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	7.528	2.166	1.331	163	11.187
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	193	78	45		315
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	2.750	0		2.750
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.500	0	1.750		6.250

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

Los resúmenes físicos para el Sistema Metropolitano por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.1.2. MEDIO PLAZO**REDES AISLADAS**

Los Distritos afectados son:
Todos los del Departamento Central, Asunción, Cordillera y Paraguari.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Central: Areguá, Guarambaré, Itá, Itauguá, Yaguarón, Villeta, Ypané, Limpio.

Departamento de Cordillera: Altos, Atyrá, San Bernardino, Eusebio Ayala, Itacurubi de la Cordillera, Caraguatay, Piribebuy, 1° de Marzo.

Departamento de Paraguari: Paraguari, La Colmena, Yaguarón, Ybycuí, Carapeguá, Caapucú.

Departamento de Pte. Hayes: Villa Hayes, Falcón.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Este tipo de obra se distribuye, en forma proporcional a su densidad poblacional y de su demanda, esto se da en las zonas ya servidas, siendo esto en las principales ciudades de los Departamentos Central, Cordillera y Paraguari; la Ciudad de Asunción.

ALIMENTADORES

El número de alimentadores del sistema Metropolitano aumentará de los 413 en 2020 a 526 en el año 2023, con la construcción de 113 nuevos alimentadores de distribución. Se contempla:

Año 2.021

Construcción de 10 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Autódromo, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de La Victoria, Luque, Capiatá y San Lorenzo.

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Guarambaré, que descargarán los alimentadores de las subestaciones San Lorenzo, San Antonio, La Victoria, Capiata y Villeta.

Construcción de 10 alimentadores en la Subestación Limpio, que descargarán, aparte de los alimentadores de la propia subestación, los de las subestaciones de Mariano Roque Alonso y Luque.

Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Zarate Isla, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de Mariano Roque Alonso, Luque, y San Lorenzo.

Construcción de 7 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Bo. Jara, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de Pto. Botánico, Parque Caballero y San Miguel.

Construcción de 12 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Villa Elisa, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Lambaré, Tres Bocas y San Antonio.

Construcción de 2 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Valenzuela, que descargará los alimentadores de las Subestación Eusebio Ayala.

Año 2.023

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Barcequillo, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Tres Bocas, Fdo. de la Mora y San Lorenzo.

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Mariano Roque Alonso, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Viñas Cue, Limpio y Pto. Botánico.

Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Mburucuya, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Barrio Parque, San Miguel y Pto. Botánico.

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Guarambaré, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las subestaciones San Lorenzo, La Victoria y Villeta.

Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Villa Hayes, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones Ciudad Nueva y Mariano Roque Alonso.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Pirayu, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Itauguá y Paraguari.

Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Caacupé, que descargarán los alimentadores de las subestaciones Itauguá y Altos.

Año 2.024

Construcción de 10 alimentadores en la Subestación Autódromo, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de La Victoria, Luque, Capiatá y San Lorenzo.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Buey Rodeo, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Villeta y Guarambaré.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Fdo. de la Mora, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Tres Bocas y Villa Aurelia.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Tres Bocas, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Villa Elisa y Lambaré.

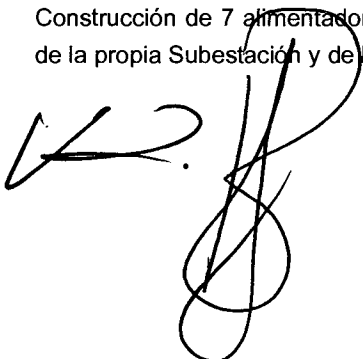
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Quiindy, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Caacupú, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación.

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Arroyos y Esteros, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación.

Año 2.025

Construcción de 7 alimentadores en la Subestación Bo. Jara, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Pto. Botánico, Parque Caballero y San Miguel.



Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SS/EE	Base	Medio Plazo					TOTAL PERIODO
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Sistema Metropolitano							
La Victoria (LAV)	13						13
Autódromo (ATO)		10			10		20
Barcequillo (BAR)	7			2			9
Barrio Parque (BPA)	10						10
Capiatá (CAP)	14						14
Central (CEN)	9						9
Mariano R. A. (MRA)	9			6			15
Barrio Molino (BMO)	6						6
Buey Rodeo (BRO)	7				4		11
Fdo. de la Mora (FDM)	6				4		10
Barrio Mburucuyá (BMA)	11			6			17
Gral. Díaz (GDI)	8						8
Guarambaré (GUA)	6	6		6			18
Lambaré (LAM)	31						31
Limpio (LIM)	7	10					17
Luque (LUQ)	17						17
Zárate Isla (ZIS)		6					6
Parque Caballero (PCA)	21						21
Puerto Botánico (PBO)	30						30
Puerto Sajonia (PSA)	27						27
Viñas Cué (VCE)	2						2
Republicano (REP)	7						7
San Antonio (SAN)	26						26
San Lorenzo (SLO)	14						14
San Miguel (SMI)	10						10
Barrio Jara (BJA)		7				4	11
Tres Bocas (TBO)	10				4		14
Villa Aurelia (VAU)	23						23
Villa Elisa (VEL)	12	12					24
Villa Hayes (VHA)	4			3			7
Ciudad Nueva (CNU)	7						7
Villeta (VTA)	8						8
Itauguá (ITG)	11						11
Paraguarí (PAR)	5						5
Pirayú (PIR)	2			2			4
La Colmena (LAC)	2						2
Quiindy (QUI)	3				2		5
Valle (VAP)	2						2
Caapucú (CAU)	4				2		6
Caacupé (CAE)	7			3			10
Altos (ALT)	4						4
Eusebio Ayala (ELA)	7						7
Valenzuela (VAL)		2					2
Arroyos y Esteros (AYE)	4				2		6
TOTAL/AÑO	413	53		28	28	4	526

Están sujetos a modificaciones en revisiones sucesivas.

NUEVOS 113

179
(Creo retiro y más)

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CENTRAL	CORDILLERA	PARAGUARI	PTE. HA YES	SISTEMA METROPOLITANO
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.			24	123	147
	Subterránea	km.	42,50	1,80	3,50	2,00	49,8
	Aislada	km.	6.678,75	1.491,26	990,74	47,00	9.208
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.				246	246
	Subterránea	km.	13,36	3,12	3,12		20
	Aislada	km.	10.450,00	2.014,65	1.062,63		13.527
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.260.315	120.202	54.133	26.297	1.460.947
Instalación de Acometidas:		(unid.)	817.686	118.333	68.306	15.015	1.019.340
Colocación de Medidores:		(unid.)	34.914	4.214	1.828	751	41.707
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	6.337	1.915	1.111	144	9.508
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	90	35	25	0	150
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	0	0		0
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.185	2.558	1.628		8.370

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

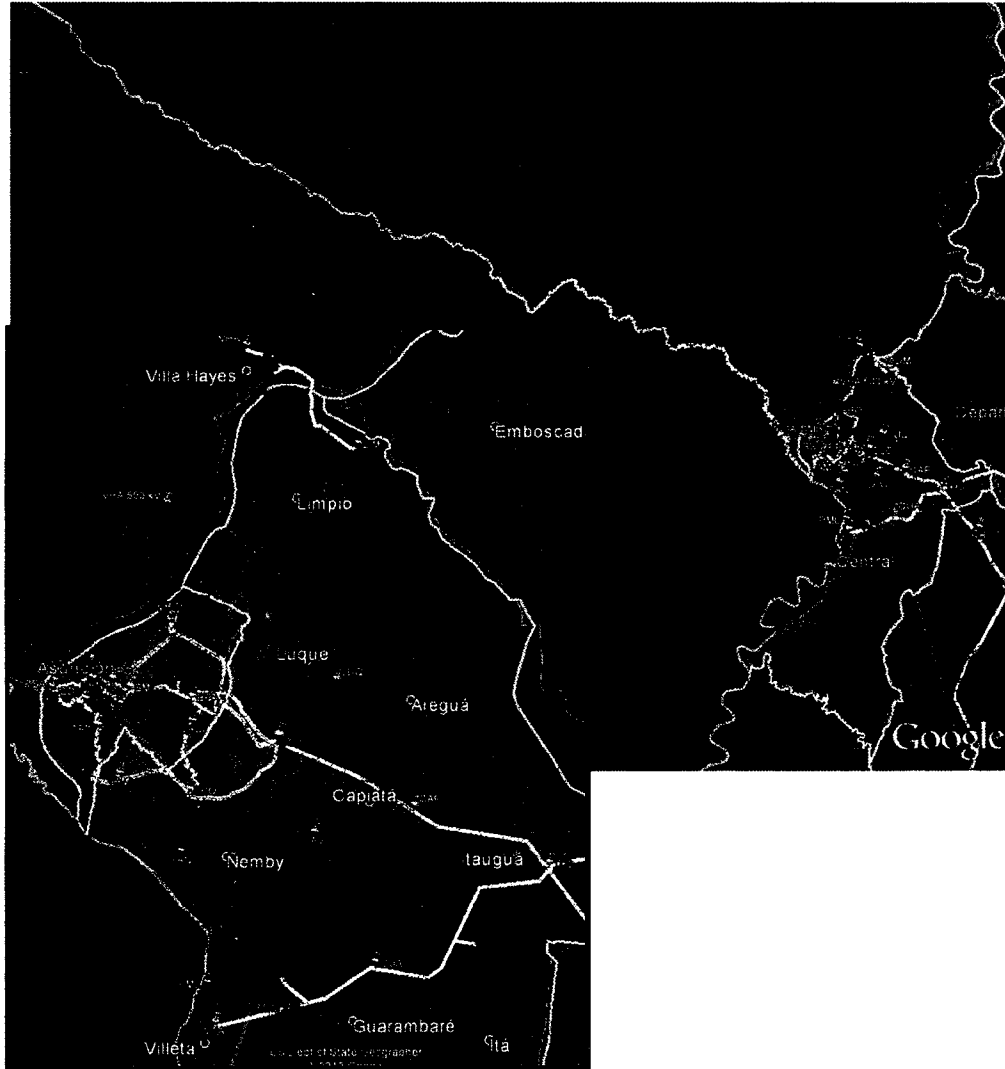
Los resúmenes físicos para el Sistema Metropolitano por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

130
(centro sistema)

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



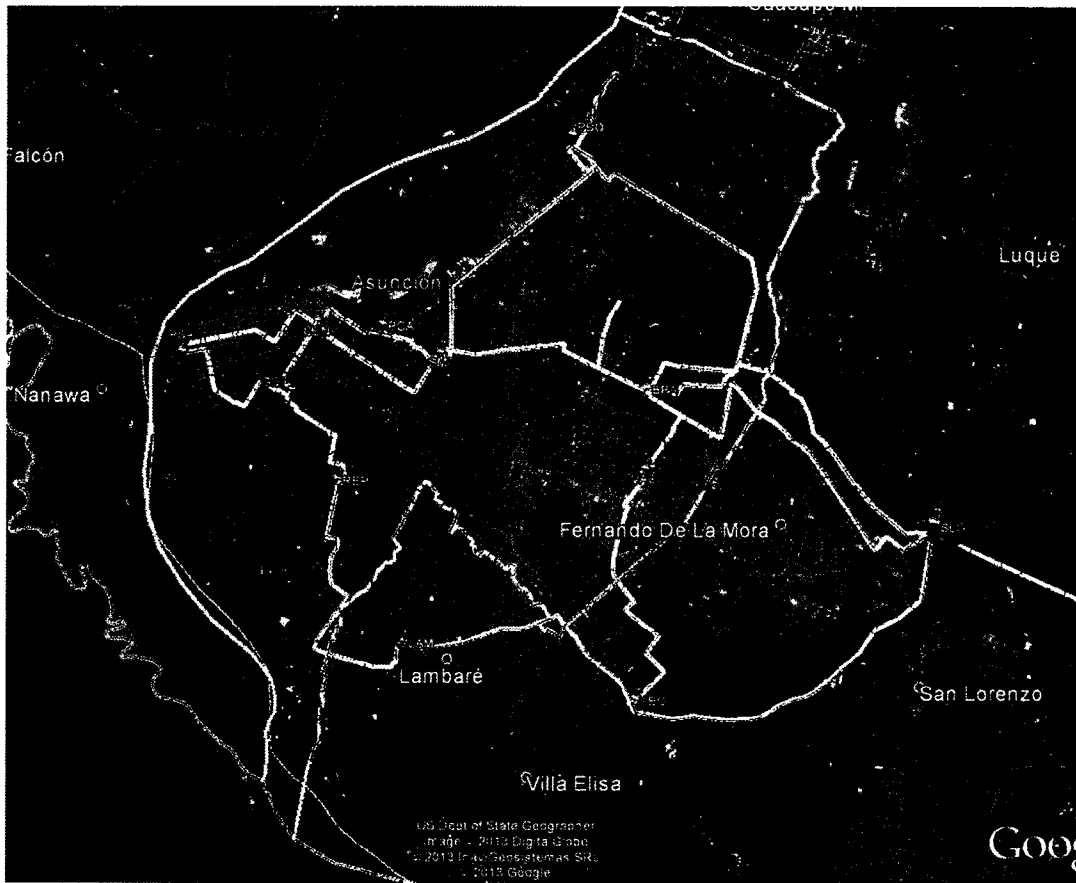
[Handwritten signature]

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

181

(Ciento ochenta y uno)



Handwritten signature or initials, possibly 'K.P.', with a large, stylized flourish below it.

3.3.3.2. SISTEMA ESTE

El Sistema Este comprende los Departamentos de Alto Paraná, Canindeyú.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento				
Departamento	Alto Paraná		Canindeyú	
Concepto	2.016	2.020	2.016	2.020
Población(hab.)	885.066	830.943	217.154	234.978
Nº de Clientes (Cant.)	140.097	147.434	41.507	46.973
Consumo (MWh)	1.407.230	2.199.341	298.989	483.416

Estudio de Mercado 2.015-2.026 Escenario
 PIH Alto I (con alto crec. Industrial)

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Este de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 KV.

RESUMEN DE DIAGNOSTICO DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ESTE-Año 2015					
SUBESTACIONES	Nº	CARGA > 60%		CARGA > 80%	
		CANT.	%	CANT.	%
Acaray (ACY)	9	0	0	2	22
Alto Paraná (APR)	14	7	50	1	7
Catuete (CAT)	6	2	33	0	0
Curuguay (CUR)	4	1	25	1	25
Presidente Franco (PFO)	9	2	22	6	67
Paranambú (PBU)	3	0	0	1	33
Naranja (NAR)	4	1	25	3	75
Km - 30 (K30) (*)	8	4	50	0	0
Itakyry (IRY)	4	1	25	0	0
Hernandarias (HER)	6	2	33	0	0
Minga Porá (MPO)	3	2	67	0	0
Km - 15 (K15)	5	2	40	0	0
Saltos del Guairá (SGA)	4	1	25	1	25
Del Este (DES)	3	2	67	0	0
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	2	0	0	0	0
TOTALES	84	27	32	13	15

Referencias:

Cargas

En las troncales de los alimentadores

(Ciento ochenta y tres)

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

RESUMEN DE DIAGNOSTICO DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ESTE-Año 2.015							
SUBESTACIONES	N°	CAIDA TENS. < 4 %		CAIDA TENS. > 4 <10 %		CAIDA DE TENS. > 10 %	
		CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
Acaray (ACY)	9	7	78	2	22	0	0
Alto Paraná (APR)	14	14	100	0	0	0	0
Catuete (CAT)	6	1	17	1	17	4	67
Curuguaty (CUR)	4	1	25	1	25	2	50
Presidente Franco (PFO)	9	9	100	0	0	0	0
Paranambú (PBU)	3	1	33	0	0	2	67
Naranjal (NAR)	4	0	0	2	50	2	50
Km - 30 (K30) (*)	8	5	63	0	0	3	38
Itakyry (IRY)	4	0	0	2	50	2	50
Hernandarias (HER)	6	4	67	1	17	1	17
Minga Porá (MPO)	3	3	100	0	0	0	0
Km - 15 (K15)	5	5	100	0	0	0	0
Saltos del Guairá (SGA)	4	4	100	0	0	0	0
Del Este (DES)	3	3	100	0	0	0	0
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	2	2	100	0	0	0	0
TOTALES	84	59	70	9	11	16	19

Referencias:

Caidas de Tensión
 (*)

En final de líneas
 Un alimentador Exclusivo

3.3.3.2.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira.
En el anexo 3.5 se muestran las áreas de implantación de este tipo de red.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este, Hernandarias, Minga Guazú, Yguazú, Presidente Franco, Santa Rita, Naranjal, San Alberto, Minga Porá, Santa Rosa del Monday, Juan León Mallorquín, Juan E. O'leary y Cedrales entre los principales.

Departamento de Canindeyú: Salto del Guairá, La Paloma, Catueté, Curuguay, y Gral. Francisco C. Álvarez.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos y más acentuado en el Dpto. de Alto Paraná.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, al año 2.015 se cuenta con 84 alimentadores y en el período 2.016/2.020 se prevé la construcción de 45 nuevos alimentadores de distribución, además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este y Hernandarias, Minga Guazú, Pte. Franco
Departamento de Canindeyú: Catueté, La Paloma, Salto del Guairá.

Cabe señalar que para las Ciudades de Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira se consideró el uso de líneas aéreas protegidas en Media Tensión 23 kV.

De las obras de distribución se resaltan las siguientes:

Año 2.016

Construcción de la SE Micro Centro con 6 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en los distritos de Ciudad del Este y Pte. Franco.

Construcción de la SE Curuguay II con 3 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda de Curuguay y apoyar a la SE Catuete.

135
 (cento ochenta y cinco)

Ampliación de la SE Catuete con 2 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de las ciudades de Catuete y Nueva Esperanza.

Ampliación de la SE Curuaty con 1 nuevo alimentador para atender el crecimiento del distrito de Villa Ygatimi.

Ampliación de la SE Hernandarias con 2 nuevos alimentadores para atender el crecimiento del centro comercial de Hernandarias.

Año 2.017

Ampliación de la SE Ciudad del Este con 3 alimentadores para atender el crecimiento de la demanda principalmente de Ciudad del Este y Pte. Franco.

Construcción de la SE Juan León Mallorquín con cuatro nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en el distrito de J. L. Mallorquín e Yguazú

Construcción de la SE Alto Paraná II con 4 nuevos alimentadores para la atención de la carga de Ciudad del Este.

Año 2.018

Ampliación de la SE Alto Paraná II con 5 nuevos alimentadores para la atención de la carga de Ciudad del Este.

Construcción de la SE Santa Rita con 4 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en el distrito de Santa Rita mejorando en la calidad y confiabilidad del servicio.

Construcción de la SE K08 con 6 nuevos alimentadores para atender el gran crecimiento de la demanda industrial, comercial y residencial en el distrito de Ciudad del Este principalmente en el sector de la ruta internacional nro. 7

Año 2.019

Ampliación de la SE Santa Rita con 2 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en el distrito de Santa Rita mejorando en la calidad y confiabilidad del servicio.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio pueden verse en la siguiente tabla:

SE EXISTENTES	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	TOTALES
Acaray (ACY)	9						9
Alto Paraná (APR) (*)	14						14
Presidente Franco (PFO) (**)	9						9
Paranambú (PBU)	3						3
Naranjal (NAR)	4						4
Km - 30 (K30) (*)	8						8
Itakyry (IRY)	4						4
Hernandarias (HER) (**)	6	2					8
Minga Porá (MPO)	3						3
Km - 15 (K15)	5						5
Del Este (DES)	3		3				6
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	2						2
Catuete (CAT)	7	2					9
Curuguay (CUR)	4	1					5
Salto del Guairá (SGU)	3		2	1			6
NUEVAS SE							
Micro Centro (SMC)		6					6
Alto Paraná II (APR II)			4	5			9
Juan León Mallorquín (MQI)			4				4
Santa Rita (SRI)				4	2		6
Km-08 (K08)				6			6
Curuguay II (CUR II)		3					3
TOTALES	84	14	13	16	2	0	129

186
 (este es el total de los)

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 2016/2020 para el Sistema Este y por Departamento Geopolítico.

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ALTO PARANÁ	CANINDEYÚ	SISTEMA ESTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	939	371	1.311
	Subterránea	km.	22,1	4,6	26,6
	Aislada	km.	735	180	915
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	1.136	349	1.485
	Subterránea	km.	3	3	6
	Aislada	km.	458	83	541
Instalación de Transformadores:		(KVA)	219.966	56.816	276.782
Instalación de Acometidas:		(unid.)	615.436	188.234	803.670
Colocación de Medidores:		(unid.)	9.180	6.858	16.038
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	2.765	1.975	4.740
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	106	20	126
Cambio de Postes de MT		(unid.)	5.457	3.638	9.095
Cambio de Postes de BT		(unid.)	1.365	910	2.275

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.2 MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este, Hernandarias.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Minga Guazú, Santa Rita, Naranjal, San Alberto, Santa Rosa del Monday, Juan León Mallorquin, Juan E. O'leary y Cedrales entre los principales.
 Departamento de Canindeyú: Saltos del Guairá, La Paloma, Catuete, Curuguay, y Gral. Francisco C. Álvarez

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos y más acentuado en el Dpto. de Alto Paraná.

187
 (Ciento ochenta y siete)

ALIMENTADORES

Para el período 2.021/2.025 se prevé la construcción de 13 nuevos alimentadores de distribución, para las Subestaciones Saltos del Guaira, Ciudad del Este, Pte. Franco y K30.

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Yguazú, Minga Guazú, Ciudad del Este, Pte. Franco, Cedrales, Juan León Mallorquín, Juan E. O'leary.

Departamento Canindeyú: Ygatimí, Itanará, Corpus Christi, Gral. Francisco C. Álvarez, Ype Jhu, Saltos del Guaira.

Año 2.022

Construcción de 1 alimentador en la Subestación Saltos del Guairá para la atención de la carga de la ciudad de Saltos del Guaira.

Año 2.023

Ampliación de la Subestación Ciudad del Este con 3 nuevos alimentadores para la atención de Ciudad del Este y Pte. Franco.

Año 2.024

Ampliación de la Subestación Pte. Franco con 5 nuevos alimentadores para la atención de Ciudad del Este y alrededores.

Año 2.025

Ampliación de la Subestación K30 con 4 nuevos alimentadores para la atención de Minga Guazú y Ciudad del Este.

Construcción de dos nuevos alimentadores en la Subestación Itakyry

Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SUBESTACIONES / AÑO	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	TOTALES
Acaray (ACY)	9						9
Alto Paraná (APR) (*)	14						14
Presidente Franco (PFO) (**)	9				5		14
Paranambú (PBU)	3						3
Naranja (NAR)	4						4
Km - 30 (K30) (*)	8					4	12
Itakyry (IRY)	4						4
Hernandarias (HER) (**)	8						8
Minga Porá (MPO)	3						3
Km - 15 (K15)	5						5
Del Este (DES)	6			3			9
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	2						2
Catete (CAT)	9						9
Curuguay (CUR)	5						5
Saltos del Guairá (SGU)	6		1				7
Micro Centro (SMC)	6						6
Alto Paraná II (APR II)	9						9
Juan León Mallorquín (MQI)	4						4
Santa Rita (SRI)	6						6
Km-08 (K08)	6						6
Curuguay II (CUR II)	3						3
TOTALES	129	0	1	3	5	4	142

(**) Dos alimentadores exclusivos

138
 (Ciento ochenta y ocho)

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ALTO PARANÁ	CANINDEYÚ	SISTEMA ESTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	982	451	1.433
	Subterránea	km.	3,3	3,5	6,7
	Aislada	km.	578	178	756
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	1.453	442	1.895
	Subterránea	km.	3	3	6
	Aislada	km.	538	106	644
Instalación de Transformadores:		(KVA)	288.824	77.422	366.246
Instalación de Acometidas:		(unid.)	83.879	15.563	99.442
Colocación de Medidores:		(unid.)	8.979	6.597	15.576
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	2.731	1.929	4.659
Instalación de Equipos en Red de M.T.:		(unid.)	106	20	126
Cambio de Postes de MT		(unid.)	5.457	3.638	9.095
Cambio de Postes de BT		(unid.)	1.365	910	2.275

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

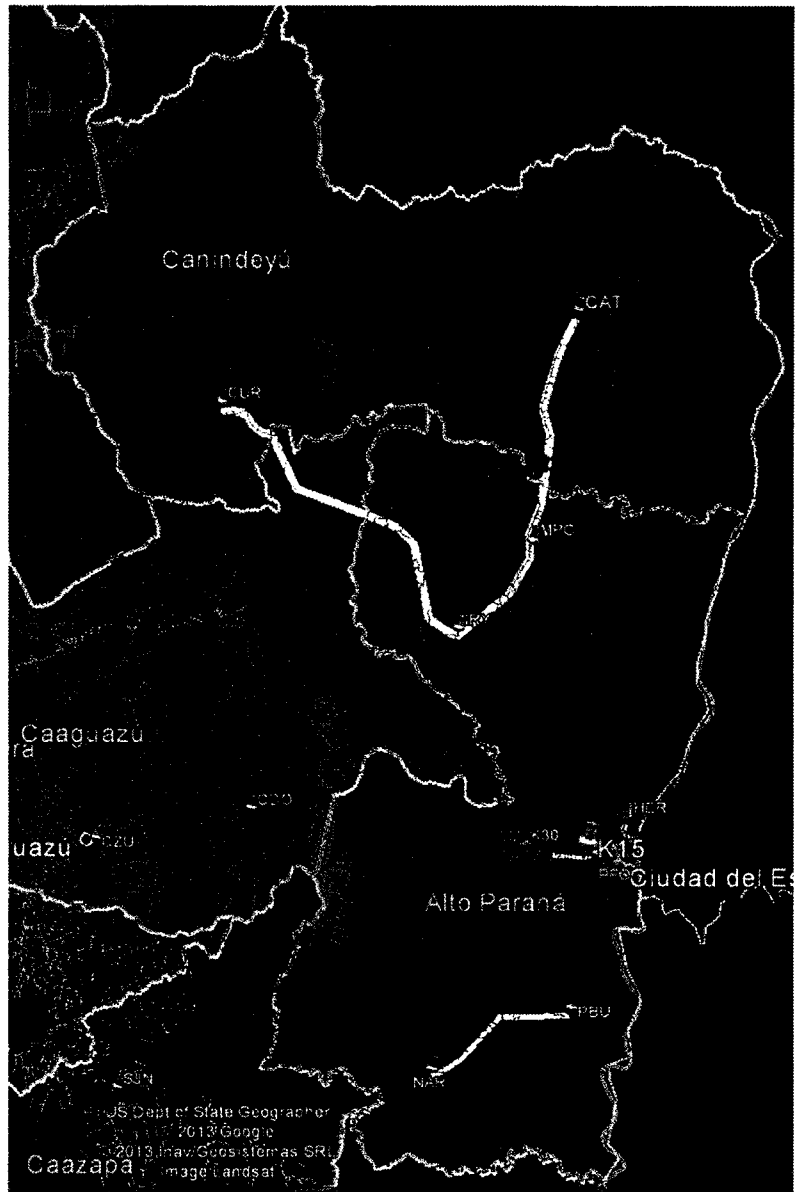
Los resúmenes físicos para el Sistema Este por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

139
(Ciento ochenta y nueve)

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



[Firma manuscrita]



[Handwritten signature]

3.3.3.3. SISTEMA CENTRAL

El Sistema Central cuenta con los Centros de Distribución Campo Dos, Caaguazú, Coronel Oviedo, Carayaó, San Estanislao, Santa Rosa, Eusebio Ayala, Itacurubí del Rosario y Paso Pe, alimentados en 220 kV y los Centros de Distribución Villarrica, Caacupé, Caazapá y San Pedro, alimentadas en 66 kV, que atienden los Departamentos de San Pedro, Cordillera, Guairá, Caaguazú y Caazapá.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento								
Departamento	San Pedro		Guairá		Caaguazú		Caazapá	
Concepto	2016	2020	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Población (Hab.)	414.503	435.126	218.560	227.747	540.176	563.803	182.039	192.031
N° de Clientes (Cant.)	77.965	85.279	48.222	51.153	101.311	107.401	31.363	33.426
Consumo (MWh)	284.821	448.162	203.120	319.269	526.980	820.014	94.745	146.883

Estudios de Mercado 2015-2026
Con alto crecimiento industrial

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Central de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 KV.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CARGA < 60%		CARGA > 60 % y < 80 %		CARGA > 80%	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
ABAI (ABA)	2	2	100	0	0	0	0
CAMPO DOS (CDO)	6	1	17	3	50	2	33
CORONEL OVIEDO (COV)	7	3	43	4	57	0	0
CARAYAO (CYO)	3	2	67	1	33	0	0
CAAZAPÁ (CZA)	4	3	75	1	25	0	0
CAAGUAZÚ (CZU)	6	3	50	3	50	0	0
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	2	2	100	0	0	0	0
PASO PÉ (PPE)	5	4	80	1	20	0	0
SAN ESTANSLAO (SES)	6	4	67	1	17	1	17
SAN PEDRO NORTE (SPN)	4	3	75	1	25	0	0
SANTA ROSA (SRO)	5	2	40	2	40	1	20
VAQUERÍA (VAQ) (*)	2	2	100	0	0	0	0
VILLARRICA (VIL)	1	0	0	0	0	1	100
TOTALES	53	31	58	17	32	5	9

Referencias: Cargas en las troncales de los alimentadores

192
 Ciento noventa
 y dos

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 Kv.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CAÍDA DE TENSIÓN < 4 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 4 y <10 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 10 %	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
ABAI (ABA)	2	2	100	0	0	0	0
CAMPO DOS (CDO)	6	0	0	3	50	3	50
CORONEL OVIEDO (COV)	7	2	29	3	43	2	29
CARAYAO (CYO)	3	1	33	2	67	0	0
CAAZAPÁ (CZA)	4	1	25	2	50	1	25
CAAGUAZÚ (CZU)	6	2	33	2	33	2	33
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	2	2	100	0	0	0	0
PASO PÉ (PPE)	5	3	60	1	20	1	20
SAN ESTANISLAO (SES)	6	4	67	1	17	1	17
SAN PEDRO NORTE (SPN)	4	3	75	1	25	0	0
SANTA ROSA (SRO)	5	3	60	0	0	2	40
VAQUERÍA (VAQ) (*)	2	2	100	0	0	0	0
VILLARRICA (VIL)	1	0	0	1	100	0	0
TOTALES	53	25	47	16	30	12	23

(*) Subestación provisoria

Alimentadores Exclusivos: CDO 06 LACTOLANDA
 COV 04 AGUSA
 VIL 03 AZPA

Referencias: Caídas de Tensión en final de línea troncal

3.3.3.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Caaguazú: Cnel. Oviedo, Caaguazú

En el anexo 3.5 se muestran las áreas de implantación de la red de baja tensión pre ensamblada.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento San Pedro: San Pedro del Ycuamandyyú, Antequera, Choré, Gral. Aquino, Itacurubi del Rosario, Lima, Nueva Germania, San Estanislao, San Pablo, Tacuatí, Gral. Isidoro, Unión, 25 de Diciembre, Villa del Rosario y Yataity del Norte.

Departamento de Guairá: Villarrica, Borja, Capitán M. J. Troche, Cnel. Martínez, Félix Pérez Cardozo, Gral. Eugenio A. Garay, Col. Independencia, Itapé, Iturbe, José Fassardi, Mbocayaty, Natalicio Talavera, Numí, San Salvador, Yataity y Dr. Botrell.

Departamento de Caaguazú: Cnel. Oviedo, Caaguazú, Carayaó, Dr. Cecilio Báez, Sta. Rosa del Mbutuy, Dr. Juan Manuel Frutos, Repatriación, Nueva Londres, San Joaquín, San José de los Arroyos, Yhú, Dr. J. E. Estigarribia, RI 3 Corrales, Raúl A. Oviedo, José D. Ocampos, Mcal. F. Solano López, La Pastora, 3 de Febrero, Simón Bolívar, Curuguaty, Ypejhú y Ygatimí.

Departamento de Caazapá: Caazapá, Abaí, Buena Vista, Dr. Moisés Bertoni, Gral. Higinio Morínigo, Maciel, San Juan Nepomuceno, Tavai, Fulgencio Yegros.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los Departamentos.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, en el año 2.015 se contaba con 53 alimentadores y en el período 2.016/2.020 se prevé la construcción de 24 nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en Media Tensión en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

Año 2.016

En este primer año del periodo se prevé la construcción de 1 (un) alimentador en los siguientes centros de distribución: Coronel Oviedo, Carayao, Caazapá, Caaguazú y 2 (dos) alimentadores en Campo Dos, a fin de mejorar las condiciones de carga de otros alimentadores.

Además de la construcción de 2 nuevos alimentadores en el nuevo Centro de Distribución Barrio San Pedro.

(Ciento noventa y cuatro)

Año 2.017

Construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores para el nuevo centro de distribución de Barrio San Pedro, 1 (un) nuevo alimentador para el centro de San Pedro Norte y 3 (tres) alimentadores para el centro de distribución de Vaquería.

Año 2.018

Construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Abai y 1 (un) alimentador para el centro de distribución de Barrio San Pedro.

Año 2.019

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores para el nuevo centro de distribución de Colonia Independencia y de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de San Estanislao.

Año 2.020

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores para el nuevo centro de distribución de Yuty, de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de Itacurubí del Rosario.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio pueden verse en la siguiente tabla:

SUBESTACION	Base	Corto Plazo					TOTAL
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ABAI (ABA)	2			2			4
BARRIO SAN PEDRO (BSP)		2	2	1			5
CAMPO DOS (CDO)	6	2					8
COLONIA INDEPENDENCIA (CIN)					3		3
CORONEL OVIEDO (COV)	7	1					8
CORONEL OVIEDO 2 (COV 2)							0
CARAYAÓ (CYO)	3	1					4
CAAZAPÁ (CZA)	4	1					5
CAAGUAZÚ (CZU)	6	1					7
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	2					2	4
JOSÉ FASSARDI (JFA)							0
PASO PÉ (PPE)	5						5
SAN ESTANISLAO (SES)	6				1		7
SAN PEDRO NORTE (SPN)	4		1				5
SANTA ROSA (SRO)	5						5
VAQUERÍA (VAQ) (*)	2		3				3
VILLARRICA (VIL)	1						1
YUTY (YUT)						3	3
TOTAL	53	8	6	3	4	5	77
VAQ (*)	SUBESTACIÓN PROVISORIA (2015) - SE - DEFINITIVA EN 2017						

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 2016/2020 para el Sistema Central y por Departamento Geopolítico.

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CAAGUAZU	CAAZAPA	GUAIRA	SAN PEDRO	SISTEMA CENTRAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	588	246	266	562	1.663
	Subterránea	km.	1,7	1,2	0,8	1,8	5,5
	Aislada	km.	112	46	44	105	307
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	492	131	231	406	1.261
	Subterránea	km.					0
	Aislada	km.	140	27	49	81	297
Instalación de Transformadores:		(KVA)	72.721	17.054	33.763	47.626	171.164
Instalación de Acometidas:		(unid.)	218.432	165.420	104.348	241.845	730.045
Colocación de Medidores:		(unid.)	7.625	6.113	3.670	9.170	26.578
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.402	1.346	1.660	3.248	9.655
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	66	33	33	33	165
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.312	1.800	1.800	1.800	8.712
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	1.500	7.500

(*) Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.2 MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Caaguazú: Coronel Oviedo, Caaguazú.

Departamento Cordillera: San Bernardino

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento San Pedro: Chore, Gral. Aquino, Itacurubi del Rosario, Lima, Nueva Germania, Resquín, San Pedro, Sta. Rosa, Unión y 25 de Diciembre.

Departamento de Guairá: Iturbe, Gral. Morinigo, Troche, Borja, José Fasardi.

Departamento de Caaguazú: Carayao, Cecilio Baéz, Raúl A. Oviedo, Repatriación, RI 3 Corrales, San José, Sta. Rosa del Mbutuy, Simón Bolívar.

Departamento de Caazapá: Tavai, San Juan Nepomuceno, Yegros y Moisés Bertoni.

Departamento de Cordillera: Santa Elena, Itacurubí, Altos, Atyrá, Emboscada, Nueva Colombia.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los Departamentos.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, en el año 2.020 se contará con 77 alimentadores y en el período 2.020/2.025 se prevé la construcción de 10 nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en Media Tensión en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

Año 2.021

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Coronel Oviedo II.

Año 2.022

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de Distribución de Santa Rosa.

Año 2.023

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de Coronel Oviedo II y de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Fassardi.

Año 2.024

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de San Estanislao.

Año 2.025

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de Caaguazú.

Además de estas obras de construcción de nuevos alimentadores se previeron obras de cambio de conductores en las troncales de los alimentadores, instalación de equipos en la red y otras obras de menor porte tendientes a mejorar las condiciones físicas y de funcionamiento de los mismos tratando de garantizar un nivel de servicio adecuado en las regiones atendidas por los mismos.

Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SUBESTACION	Base	Medio Plazo					TOTAL
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
ABAI (ABA)	4						4
BARRIO SAN PEDRO (BSP)	5						5
CAMPO DOIS (CDO)	8						8
COLONIA INDEPENDENCIA (CIN)	3						3
CORONEL OVIEDO (COV)	8						8
CORONEL OVIEDO 2 (COV 2)	0	3		1			4
CARAYAÓ (CYO)	4						4
CAAZAPÁ (CZA)	5						5
CAAGUAZÚ (CZU)	7					1	8
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	4						4
JOSÉ FASSARDI (JFA)	0			3			3
PASO PÉ (PPE)	5						5
SAN ESTANISLAO (SES)	7				1		8
SAN PEDRO NORTE (SPN)	5						5
SANTA ROSA (SRO)	5		1				6
VAQUERÍA (VAQ)	3						3
VILLARRICA (VIL)	1						1
YUTY (YUT)	3						3
TOTAL	77	3	1	4	1	1	87

Handwritten signature and initials, possibly 'K.P.' and a large stylized signature.

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CAAGUAZU	CAAZAPA	GUAIRA	SAN PEDRO	SISTEMA CENTRAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	523	172	256	411	1.362
	Subterránea	km.	1,0	0,0	0,6	0,4	2,0
	Aislada	km.	101	19	52	73	245
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	598	150	292	467	1.508
	Subterránea	km.					0
	Aislada	km.	133	32	65	120	349
Instalación de Transformadores:		(KVA)	96.340	21.431	47.342	62.115	227.227
Instalación de Acometidas:		(unid.)	210.968	75.430	101.986	236.709	625.093
Colocación de Medidores:		(unid.)	7.431	2.513	3.575	8.860	22.379
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.346	1.326	1.632	3.158	9.462
Instalación de Equipos en Red de M.T.:		(unid.)	66	33	33	33	165
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.312	1.800	1.800	1.800	8.712
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	1.500	7.500

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

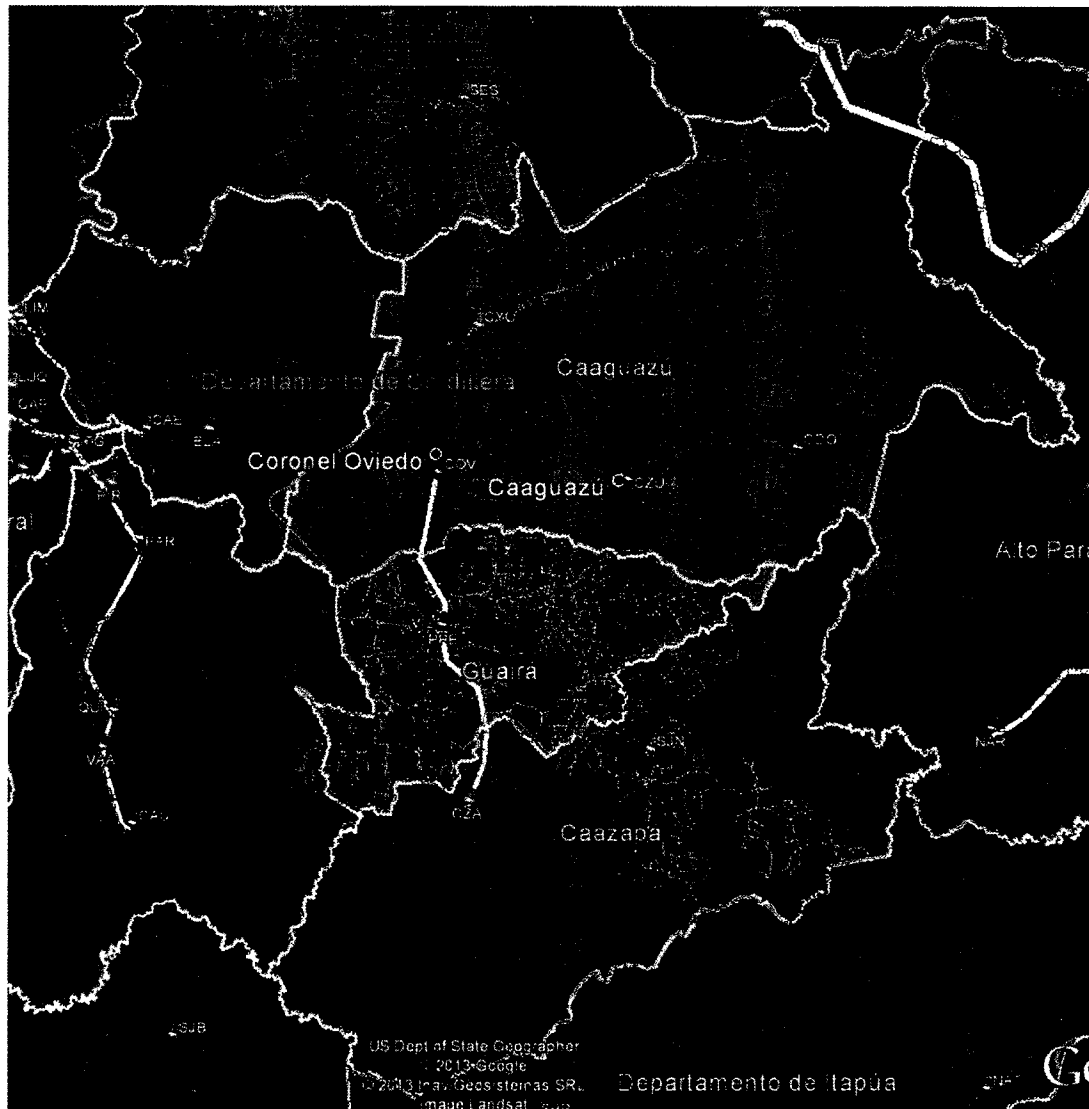
Los resúmenes físicos para el Sistema Central por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

Handwritten signature and initials in black ink, consisting of a large stylized 'P' and some smaller scribbles to the left.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



[Firma manuscrita]

3.3.3.4. SISTEMA SUR

El Sistema Sur cuenta con los Centros de Distribución Carlos Antonio López, Natalio, Trinidad, Coronel Bogado, San Patricio, San Juan Bautista, Villalbín, Cambyreta, Valle Apuá y Ayolas, alimentados en 220 kV y los Centros de Distribución San Pedro de Paraná, Pilar y Encarnación, Pirapó, alimentados en 66 kV, que atienden los Departamentos de Itapúa, Misiones y Ñeembucú.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento						
Departamento	Itapúa		Misiones		Ñeembucú	
Concepto	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Población (Hab.)	584.201	616.565	121.985	128.130	88.270	90.287
N° de Clientes (Cant.)	108.463	115.958	33.907	36.401	26.807	29.403
Consumo (MWh)	719.820	1.117.276	183.541	286.361	119.016	181.421

Estudios de Mercado 2015-2026
 Con año crecimiento industrial

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Sur de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 KV.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CARGA < 60%		CARGA > 60 % y < 80 %		CARGA > 80%	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
Ayolas (AYO)	3	2	67	1	33	0	0
Cambyretá (CAM)	4	4	100	0	0	0	0
Carlos A. López (CAL)	2	2	100	0	0	0	0
Coronel Bogado (CBO)	3	1	33	2	67	0	0
Encarnación (ENC)	10	10	100	0	0	0	0
Natalio (NAT)	4	0	0	3	75	1	25
Pilar (PIL)	5	4	80	1	20	0	0
Pirapó (PPO)	4	4	100	0	0	0	0
San Juan Bautista (SJB)	4	3	75	1	25	0	0
San Patricio (SPA)	3	1	33	1	33	1	33
San Pedro del Paraná (SPP)	3	2	67	0	0	1	33
Trinidad (TRI)	3	0	0	3	100	0	0
Villalbín (VIN)	2	2	100	0	0	0	0
TOTALES	50	35	70	12	24	3	6

Referencias: Cargas en las troncales de los alimentadores

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CAÍDA DE TENSIÓN < 4 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 4 y <10 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 10 %	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
Ayolas (AYO)	3	1	33	1	33	1	33
Cambyretá (CAM)	4	4	100	0	0	0	0
Carlos A. López (CAL)	2	1	50	1	50	0	0
Coronel Bogado (CBO)	3	1	33	1	33	1	33
Encarnación (ENC)	10	10	100	0	0	0	0
Natalio (NAT)	4	1	25	2	50	1	25
Pilar (PIL)	5	3	60	1	20	1	20
Pirapó (PPO)	4	3	75	1	25	0	0
San Juan Bautista (SJB)	4	2	50	2	50	0	0
San Patricio (SPA)	3	1	33	1	33	1	33
San Pedro del Paraná (SPP)	3	1	33	1	33	1	33
Trinidad (TRI)	3	1	33	2	67	0	0
Villalbín (VIN)	2	1	50	0	0	1	50
TOTALES	50	30	60	13	26	7	14

Exclusivos: PIL 03 MANUFACTURA PILAR S.A.

Referencias: Caídas de Tensión en final de línea troncal

3.3.3.4.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

El Distrito afectados es:

Departamento Itapúa: Encarnación

En el anexo 3.5 se muestra el área de implantación de la red de baja tensión pre ensamblada para la ciudad de Encarnación.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Itapúa: Encarnación, Bella Vista, Cambyretá, Capitán. Meza, Capitán. Miranda, Nueva Alborada, Carmen del Paraná, Cnel. Bogado, Carlos A. López, Natalio, Fram, Gral. Artigas, Gral. Delgado, Hohenau, Jesús, Leandro Oviedo, Obligado, Mayor Otaño, San Cosme y Damián, San Pedro del Paraná, San Rafael del Paraná, Trinidad, Edelira, Tomás Romero Pereira, Alto Vera, La Paz, Yatyty, San Juan del Paraná y Pirapó.

Departamento de Misiones: San Juan Bautista, Ayolas, San Ignacio, San Miguel, San Patricio, Sta. María, Sta. Rosa, Santiago, Villa Florida y Yabebyry.

Departamento de Ñeembucú: Pilar, Alberdi, Cerrito, Desmochados, Gral. Díaz, Guazú Cuá, Humaitá, Isla Umbú, Laureles, Mayor José J. Martínez, Paso de Patria, San Juan Bautista del Ñeembucú, Tacuaras, , Villa Franca, Villa Oliva, y Villalbín.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Encarnación y Obligado.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de todos los Departamentos.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Encarnación y Obligado.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, en el año 2.015 se contaba con 50 alimentadores y en el período 2.016/2.020 se prevé la construcción de 29 nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Cabe señalar que se consideró el uso de líneas aéreas protegidas en los alimentadores de Media Tensión 23 kV, con excepción de los alimentadores exclusivamente rurales.

Año 2.016

En este año se prevé la construcción de 1 (un) nuevo alimentador en los siguientes centros de distribución: Carlos A. López, Coronel Bogado, Encarnación, Natalio, San Patricio, San Pedro del Paraná y Trinidad; así como, la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Pilar.

Año 2.017

Para este año se prevé la puesta en servicio del nuevo centro de distribución en la zona de la ciudad de Fram para lo cual se construirán 3 (tres) nuevos alimentadores, y también 3 (tres) alimentadores para el centro de distribución de Encarnación.

Año 2.018

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en los centros de distribución de Encarnación, Natalio y San Juan Bautista.

Año 2.019

Construcción de 4 (cuatro) alimentadores en cada uno de los nuevos centros de distribución de María Auxiliadora y Costanera.

Año 2.020

Construcción de 2 (dos) alimentadores en el nuevo centro de distribución de Aguaray y la de 1 (un) alimentador para el centro de distribución de Cnel. Bogado.

Además de estas obras de construcción de nuevos alimentadores se previeron obras de cambio de conductores en las troncales de los alimentadores, instalación de equipos en la red y otras obras de menor porte tendientes a mejorar las condiciones físicas y de funcionamiento de los mismos tratando de garantizar un nivel de servicio adecuado en las regiones atendidas por los mismos.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio pueden verse en la siguiente tabla:

SUBESTACION	Base	Corto Plazo					TOTAL
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
AGUARAY (AGU)	0					2	2
AYOLAS (AYO)	3						3
CARLOS ANTONIO LÓPEZ (CAL)	2	1					3
CAMBYRETÁ (CAM)	4						4
CORONEL BOGADO (CBO)	3	1				1	5
COSTANERA (COS)	0				4		4
ENCARNACIÓN (ENC)	10	1	3	1			15
FRAM (FRA)	0		3				3
MARÍA AUXILIADORA (MAU)	0				4		4
NATALIO (NAT)	4	1		1			6
PILAR (PIL)	5	2					7
PILAR 2 (PIL 2)	0						0
PIRAPÓ (PPO)	4						4
SAN JUAN BAUTISTA (SJB)	4			1			5
SAN PATRICIO (SPA)	3	1					4
SAN PEDRO DEL PARANÁ (SPP)	3	1					4
TRINIDAD (TRI)	3	1					4
VILLALBÍN (VIN)	2						2
TOTAL	50	9	6	3	8	3	79

(*) Uno de los alimentadores es exclusivo de Manufactura Pilar

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 20016/2020 para el Sistema Sur y por Departamento Geopolítico.

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ITAPÚA	MISIONES	ÑEEMBUCÚ	SISTEMA SUR
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	775	290	172	1.236
	Subterránea	km.	6,1	0,8	0,7	7,6
	Aislada	km.	353	30	45	428
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	512	149	118	779
	Subterránea	km.				0
	Aislada	km.	179	30	22	231
Instalación de Transformadores:		(KVA)	69.467	18.483	11.328	99.277
Instalación de Acometidas:		(unid.)	261.234	90.733	93.972	445.940
Colocación de Medidores:		(unid.)	9.389	3.125	3.255	15.769
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.911	1.502	1.540	6.953
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	54	27	27	108
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.600	1.800	1.800	7.200
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	6.000

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.4.2 MEDIO PLAZO**REDES AISLADAS**

Los Distritos afectados son:
Departamento Itapúa: Hohenau, Obligado

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:
Departamento Itapúa: San Juan, San Rafael, Nueva Alborada, Capitán. Miranda, Capitán. Meza, Alto Vera, Jesús, Trinidad, Hohenau, Pirapó, Bella Vista, Obligado, Cnel. Bogado, Artigas, San Cosme, Fram, La Paz, San Pedro, Gral. Delgado, Edelira, Cambyretá.
Departamento de Misiones: San Ignacio, Sta. Rosa, Sta. Maria, San Ramón, San Miguel, San Juan Bautista, San Patricio, Villa Florida.
Departamento de Ñeembucú: Pilar, Itá Cora, Gral. Diaz, Guazu Cua, Valle Apua, Villalbin.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los Departamentos.

ALIMENTADORES

Para el período 2.021/2.025 se prevé la construcción de 18 nuevos alimentadores de distribución.

Año 2.021

Para el inicio del periodo se proyecta la construcción del nuevo centro de distribución en la Ciudad de Pilar (Pilar II) con 4 (cuatro) nuevos alimentadores, a fin de mejorar las condiciones de servicio en la región y brindar una mayor estabilidad al sistema. Además se prevé la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Costanera.

Año 2.022

Para este año se prevé la construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de Maria Auxiliadora.

Año 2.023

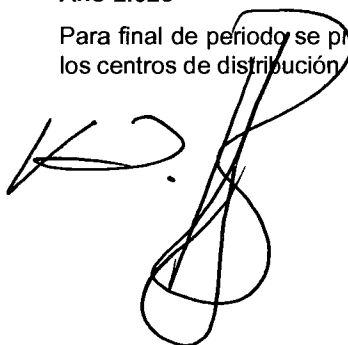
Para este año se prevé la construcción de 1 (un) nuevo alimentador para los centros de distribución de Pirapo y de San Juan Bautista.

Año 2.024

Para este año se tiene previsto la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en los centros de distribución de Cambyreta y Costanera; y de 1 (un) nuevo alimentador en los centros de distribución de Ayolas y Pirapo.

Año 2.025

Para final de periodo se prevé la construcción de la construcción de un nuevo alimentador en los centros de distribución Natalio, San Pedro del Paraná y San Patricio..



Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SUBESTACION	Base	Medio Plazo					TOTAL
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
AGUARAY (AGU)	2						2
AYOLAS (AYO)	3					1	4
CARLOS ANTONIO LÓPEZ (CAL)	3						3
CAMBYRETÁ (CAM)	4					2	6
CORONEL BOGADO (CBO)	5						5
COSTANERA (COS)	4	2				2	8
ENCARNACIÓN (ENC)	15						15
FRAM (FRA)	3						3
MARÍA AUXILIADORA (MAU)	4		1				5
NATALIO (NAT)	6					1	7
PILAR (PIL)	7						7
PILAR 2 (PIL 2)	0	4					4
PIRAPÓ (PPO)	4			1	1		6
SAN JUAN BAUTISTA (SJB)	5			1			6
SAN PATRICIO (SPA)	4					1	5
SAN PEDRO DEL PARANÁ (SPP)	4					1	5
TRINIDAD (TRI)	4						4
VILLALBÍN (VIN)	2						2
TOTAL	79	6	1	2	6	3	97

A nivel de transmisión dentro del sistema se cierne una gran incertidumbre principalmente en lo relacionado con las obras de infraestructura a ser ejecutadas en la zona recuperada de la costanera de la ciudad de Encarnación como parte del Proyecto de Terminación de Yacyretá. A fin de prever la alimentación a esta zona se ha solicitado la construcción de una subestación en la zona de la Costanera cuya puesta en servicio fue solicitada para el año 2019. Mediante esta obra se podrá atender el crecimiento vegetativo de esta zona de la ciudad

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ITAPÚA	MISIONES	ÑEEMBUCÚ	SISTEMA SUR
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	547	190	169	906
	Subterránea	km.	5,3	0,8	0,8	6,9
	Aislada	km.	148	49	37	233
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	604	173	128	905
	Subterránea	km.				0
	Aislada	km.	142	48	25	215
Instalación de Transformadores:		(KVA)	90.243	24.071	13.980	128.293
Instalación de Acometidas:		(unid.)	254.547	89.715	91.187	435.448
Colocación de Medidores:		(unid.)	9.122	3.032	3.143	15.298
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.834	1.476	1.508	6.817
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	54	27	27	108
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.600	1.800	1.800	7.200
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	6.000

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

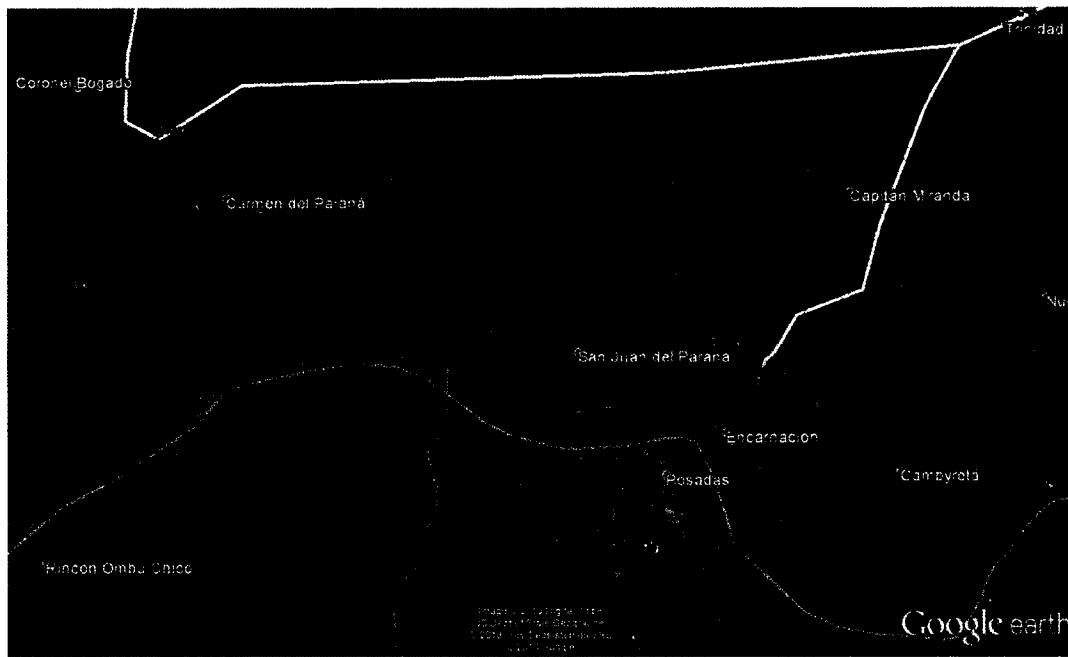
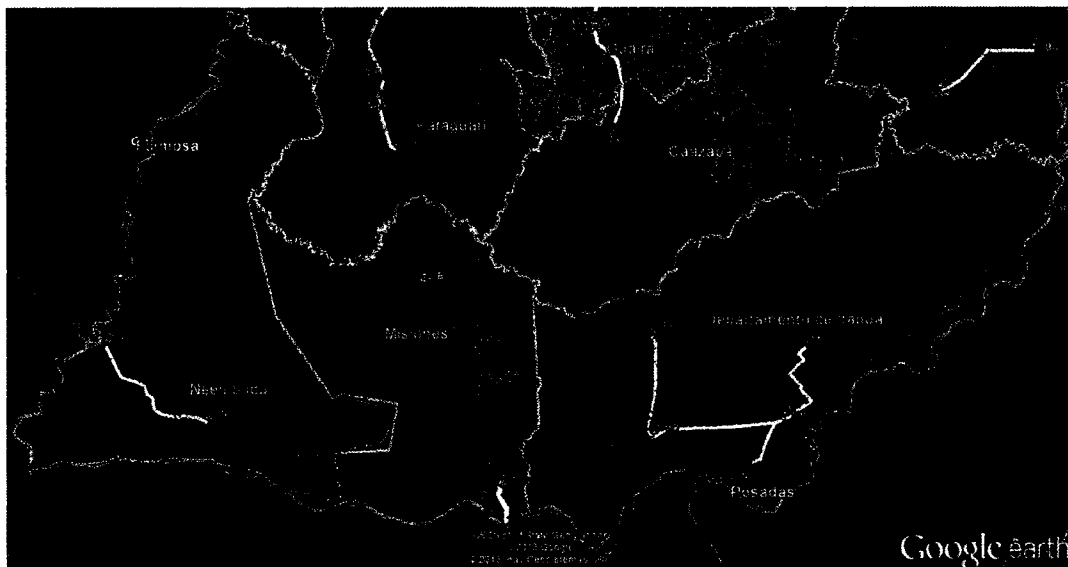
Los resúmenes físicos para el Sistema Sur por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

Handwritten signature and initials, possibly 'K. J.', with a large flourish.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



[Handwritten signature]

209
 (descentra)
 norte

3.3.3.5. SISTEMA NORTE

Este Sistema comprende los Departamentos de Alto Paraguay, Amambay, Boquerón y Concepción.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Estudios de Mercado 2015-2026
 Con alto crecimiento industrial

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Norte de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 KV.

SUBESTACIONES	Nº	CARGA > 60%		CARGA > 80%	
		CANT.	%	CANT.	%
CONCEPCION (CON) (2 Excl.)	8	2	25	0	0
CRUCE BELLA VSITA (CBV)	3	0	0	0	0
CERRO CORA (CCO)	5	0	0	0	0
HORQUETA (HOR)	4	0	0	0	0
PEDRO J. CABALLERO (PJC)	6	1	17	0	0
YBY YAU (YBY)	3	0	0	0	0
VALLEMI (VM-I)	1	0	0	0	0
VALLEMI (VM-II)	3	0	0	0	0
LOMA PLATA (LPA)	3	0	0	0	0
FILADELFIA (FIL)	1	0	0	0	0
MARISCAL ESTIGARRIBIA (MES)	2	0	0	0	0
TOTALES	39	3	8	0	0

Referencias: Cargas en las troncales de los alimentadores
 (*) 2 alimentadores Exclusivos

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 KV.

SUBESTACIONES	Nº	CAIDA TENS. < 4 %		CAIDA TENS. > 4 <10 %		CAIDA DE TENS. > 10 %	
		CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
CONCEPCION (CON) (2 Excl.)	8	5	63	2	25	1	13
CRUCE BELLA VSITA (CBV)	3	1	33	1	33	1	33
CERRO CORA (CCO)	5	2	40	2	40	1	20
HORQUETA (HOR)	4	0	0	3	75	1	25
PEDRO J. CABALLERO (PJC)	6	6	100	0	0	0	0
YBY YAU (YBY)	3	0	0	2	67	1	33
VALLEMI (VM-I)	1	0	0	0	0	1	100
VALLEMI (VM-II)	3	0	0	3	100	0	0
LOMA PLATA (LPA)	3	2	67	1	33	0	0
FILADELFIA (FIL)	1	0	0	1	100	0	0
MARISCAL ESTIGARRIBIA (MES)	2	0	0	1	50	1	50
TOTALES	39	16	41	16	41	7	18

Referencias: Caídas de Tensión en final de líneas
 (*) 2 alimentadores Exclusivos

3.3.3.5.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Amambay: Ciudad de Pedro Juan Caballero.

Departamento Concepción: Ciudad de Concepción

En el anexo 3.5 se muestra el área de implantación de la red de baja tensión pre ensamblada para las ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento de Concepción: Concepción, Horqueta, Loreto, Vallemí, Yby Yaú.

Departamento de Amambay: Pedro Juan Caballero, Capitán Bado y Bella Vista Norte, y Zanja Pyta.

Departamento de Pte. Hayes: Pozo Colorado, Pto. Pinasco

Departamento de Boquerón: Mcal. Estigarribia, Gral. E. A. Garay.

Departamento de Alto Paraguay: Fuerte Olimpo, La Victoria, Isla Margarita

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción.

PLAN DE ALIMENTADORES

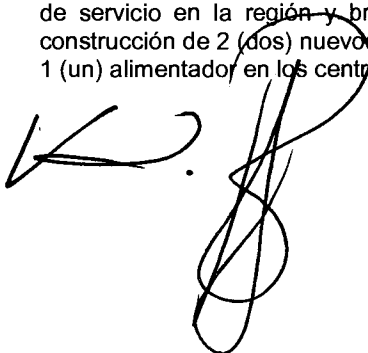
En cuanto al plan de alimentadores, al año **2.015** se cuenta con **39** alimentadores y en el período **2.016/2.020** se prevé la construcción de **32** nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Cabe señalar que para las Ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción se consideró el uso de líneas aéreas protegidas en los alimentadores de Media Tensión 23 kV.

De las obras de distribución, mencionadas se detallan las obras del Plan de Alimentadores por año:

Año 2016

Para el inicio del periodo se proyecta la construcción del nuevo centro de distribución en la Ciudad de Capitán Bado con 3 (tres) nuevos alimentadores, a fin de mejorar las condiciones de servicio en la región y brindar una mayor estabilidad al sistema. Además se prevé la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Concepción, y de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Loma Plata y Mariscal Estigarribia.



(Dorantes One)

Año 2017

En este periodo se proyecta la construcción de los nuevos centros de distribución Acueducto EB1 y Acueducto EB4 con 4 (cuatro) nuevos alimentadores, a fin de atender la carga de las bombas de agua del Proyecto Acueducto; así como, mejorar las condiciones de servicio en la región y brindar una mayor estabilidad al sistema. Además se prevé la construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Pedro Juan Caballero, y de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de Filadelfia.

Año 2018

Construcción de 4 (cuatro) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Concepción (CON II). Además se prevé la construcción de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Yby Yau y de Filadelfia.

Año 2019

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Bella Vista Norte. Además se prevé la construcción de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Mcal. Estigarribia y Acueducto EB1.

Año 2020

Construcción de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Mcal. Estigarribia y Vallemi I.

Estas Obras de cambios de sección de los conductores en las troncales de los alimentadores, son necesarias para refuerzos y posibilitar interconexión entre alimentadores de las subestaciones, y los reguladores de tensión para mejorar el nivel de tensión en las localidades alejadas y los bancos de Capacitores para reducir las cargas reactivas en las líneas.

El sistema cuenta con 36 alimentadores a inicios del periodo, de los cuales 2 son exclusivas, y para finales del estudio 2016/2020 fueron previstas la construcción de 26 nuevos alimentadores, con los cuales se tendrá a fines del periodo 62 alimentadores en total según se detalla a continuación.

SUBESTACION	Base	Corto Plazo					TOTAL
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Cruce Bella Vista	3						3
Concepción(*)	8	2					10
Horqueta	4						4
Pedro J. Caballero	6		3				9
Cerro Corá	5						5
Yby Yau	3			1			4
Vallemi-I	1					1	2
Vallemi-II	3						3
Concepción II (CON II)				4			4
Capitán Bado	0	3					3
Bella Vista Norte					3		3
Filadelfia	1		1	1			3
Loma Plata	3	1					4
Mcal. Estigarribia	2	1			1	1	5
Acueducto EB 1			4		1		5
Acueducto EB 2			4				4
TOTAL	39	7	12	6	5	2	71

(*) 2 Alimentadores Exclusivos

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 2016/2020 para el Sistema Norte y los Departamentos Geopolíticos.

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CONCEPCION	AMAMBAY	BOQUERON	ALTO PARAGUAY	SISTEMA NORTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	572	415	1.037	1.060	3.085
	Subterránea	km.	1,5	3,7	0,4	3,0	8,6
	Aislada	km.	60	121	24	7	212
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	118	266	62	191	637
	Subterránea	km.	0	0	0	0	0
	Aislada	km.	49	84	0	0	132
Instalación de Transformadores:		(KVA)	9.244	39.178	6.183	30.244	84.849
Instalación de Acometidas:		(unid.)	245.753	257.447	28.060	35.650	566.911
Colocación de Medidores:		(unid.)	5.439	6.425	997	1.176	14.037
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	1.541	1.838	410	319	4.108
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	102	98	171	112	483
Cambio de Postes de MT		(unid.)	750	750	380	625	2.505
Cambio de Postes de BT		(unid.)					0

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.5.2 MEDIO PLAZO**REDES AISLADAS**

El Distrito afectado es:

Departamento Amambay: Pedro Juan Caballero

Departamento de Concepción: Concepción

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento de Concepción: Concepción, Horqueta, Loreto, Vallemí y Yby Yau.

Departamento de Amambay: Pedro Juan Caballero, Capitán Bado y Bella Vista Norte.

Departamento de Pte. Hayes: Pozo Colorado, Pto. Pinasco

Departamento de Boquerón: Filadelfia, Loma Plata y Mcal. Estigarribia.

Departamento de Alto Paraguay: Fuerte Olimpo, La Victoria, Isla Margarita

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos.

ALIMENTADORES

Para el período 2.021/2.025 se prevé la construcción de 16 nuevos alimentadores de distribución, por aumentos de potencias en las diferentes Subestaciones.

Año 2021

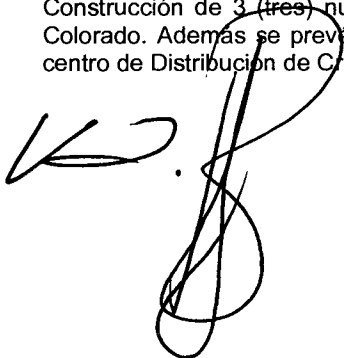
Construcción de 2 (dos) alimentadores en los centros de distribución de Mcal. Estigarribia y Horqueta.

Año 2022

Construcción de 4 (cuatro) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Toro Pampa. Además de la construcción de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de Capitán Bado.

Año 2023

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Pozo Colorado. Además se prevé la construcción de 4 (cuatro) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Cruce Don Silvio.



En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	AMAMBAY	CONCEPCION	BOQUERON	ALTO PARAGUAY	SISTEMA OESTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	399	231	393	326	1.349
	Subterránea	km.	15,0	9,5	0,0	15,0	39,5
	Aislada	km.	62	58	45	0	165
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	309	97	105	212	722
	Subterránea	km.					0
	Aislada	km.	77	55			132
Instalación de Transformadores:		(KVA)	40.499	17.764	15.620	33.554	107.437
Instalación de Acometidas:		(unid.)	5.391	3.720	1.617	1.744	12.472
Colocación de Medidores:		(unid.)	3.328	1.457	992	1.119	6.897
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	1.126	549	347	325	2.346
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	62	91	140	100	393
Cambio de Postes de MT		(unid.)	2.340	2.340	750	750	6.180
Cambio de Postes de BT		(unid.)					0

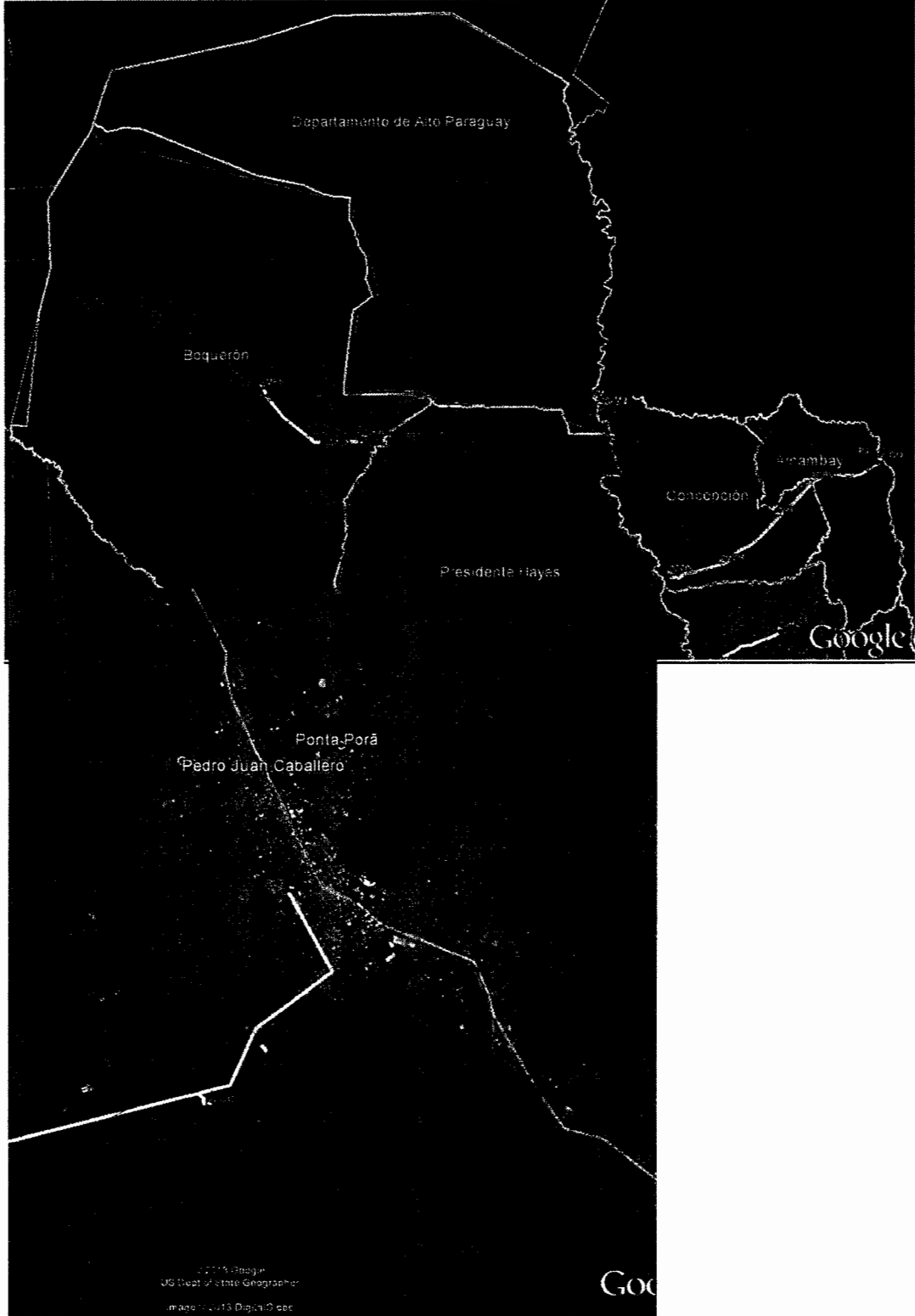
* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

Los resúmenes físicos para el Sistema Norte por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



[Handwritten signature]

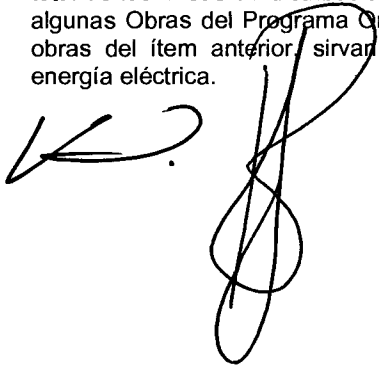
3.4. CONCLUSIONES

El Plan de Obras de Distribución para el período 2016-2025 comprende básicamente las obras necesarias para atender la expansión del sistema y mejorar las condiciones de servicio (US\$ 2.075,06 millones), y el Programa de Recuperación de Obras de Distribución (US\$ 61,22 millones), que representan el 97% y 3% de las inversiones totales a ser realizadas en el período en el Sistema de Distribución, dando un total de US\$ 2.136,28 millones.

Cabe señalar que el presente Plan contempla la sustitución de la red área con conductores desnudos de media (MT) y baja (BT) tensión por conductores protegidos y aislados respectivamente en el Sistema Metropolitano y Bajo Chaco y en las ciudades de Ciudad del Este y Encarnación, con una inversión de aproximadamente US\$ 293,00 millones. Además, las obras futuras de expansión y mejora de la red deberán realizarse con conductores protegidos y aislados, posibilitando de esa forma mejorar considerablemente las condiciones de servicio.

El 60 % de las inversiones corresponde a las de crecimiento vegetativo, como ser, las extensiones de las redes de media tensión para conexión de nuevos transformadores y aumento de potencia en otros, en función de las extensiones de las redes de baja tensión y la carga asociada, especialmente debido a que en Sistema Metropolitano y Bajo Chaco se empleara los conductores protegidos y aislados. El 6 % para obras específicas, tales como trifasicación, interconexión de alimentadores, modificación de trazados de las líneas, cambios relacionados a la vida útil de equipos e instalaciones, etc. El 13 % en el Plan de Alimentadores, para la ampliación, adecuación y refuerzos en las redes de media tensión. Los planes de Electrificación Convencional y a través de Líneas de Distribución Económicas representan el 7 % de las inversiones y comprende las obras para la conexión de localidades sin energía eléctrica mediante obras del tipo convencional; tales como, líneas de media y baja tensión monofásicas y trifásicas, instalación de puestos de distribución, alumbrados públicos, acometidas y medidores. Y en el caso Líneas de Distribución Económicas, para estas obras ANDE suministra los conductores, transformadores, medidores, protecciones y postes de hormigón armado, quedando a cargo de los clientes la provisión de materiales menores y mano de obra, pudiendo eventualmente suministrar postes de hormigón armado construidos según normas vigentes. Son obras de carácter social. El 16% de las inversiones es para ampliar las Redes Aisladas, que ya fue mencionado anteriormente.

El Programa de Recuperación de Obras de Distribución representa el 3% de las inversiones y contempla adecuación técnica, refuerzo, aumento de capacidad y eventualmente el cambio total de las líneas de distribución construidas por el Sistema de Autoayuda e incluye también algunas Obras del Programa Ordinario, que además de reforzar las zonas atendidas por las obras del ítem anterior, sirvan para atender el crecimiento vegetativo de la demanda de energía eléctrica.



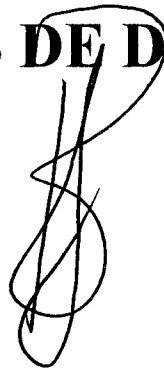
ANEXOS 3



[Handwritten mark]

ANEXO 3.1

RESUMEN DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION



Handwritten mark or signature.

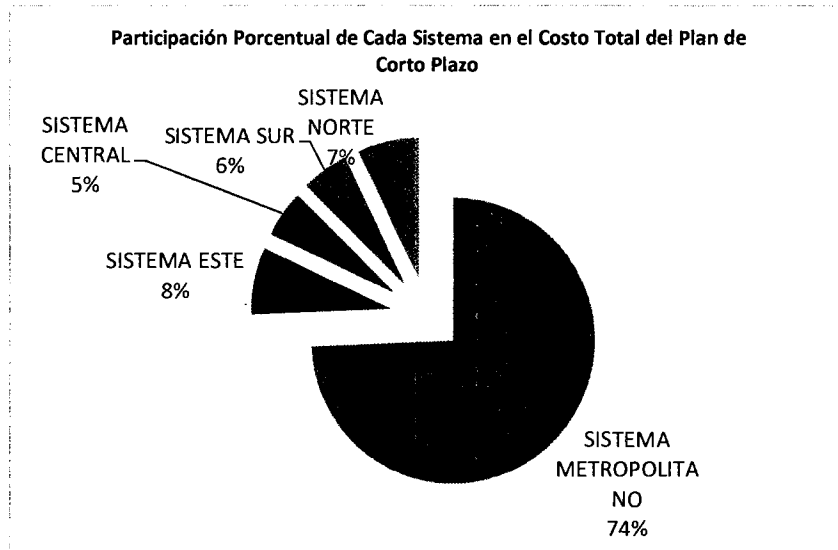
(Documento de información)

Obra	TIPO	UNIDAD	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	1.875	1.659	1.344	1.024	1.504	7.406
	Subterránea	km.	29,92	84,42	40,90	14,60	18,40	188,2
	Aislada	km.	1.581,10	1.885,60	2.645,41	2.283,44	1.461,77	9.857
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	816	854	878	886	953	4.387
	Subterránea	km.	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	26
	Aislada	km.	1.906,33	2.680,36	3.962,51	3.414,56	2.438,93	14.403
Instalación de Transformadores:		(KVA)	301.172	319.887	352.838	348.247	380.119	1.702.263
Instalación de Acometidas:		(unid.)	693.958	699.424	707.167	683.340	689.447	3.473.336
Colocación de Medidores:		(unid.)	23.211	23.217	23.132	22.560	22.790	114.910
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	7.374	7.359	7.349	7.299	7.264	36.645
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	262	235	228	227	247	1.197
Cambio de Postes de MT		(unid.)	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	30.262
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	22.025

DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	SISTEMA METROPOLITANO	SISTEMA ESTE	SISTEMA CENTRAL	SISTEMA SUR	SISTEMA OESTE	S.I.N.
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	147	1.433	1.362	906	1.538	5.387
	Subterránea	km.	49,8	6,7	2,0	6,9	15,0	80,4
	Aislada	km.	9.208	756	245	233	233	10.675
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	246	1.895	1.508	905	748	5.302
	Subterránea	km.	20	6	0	0	0	26
	Aislada	km.	13.527	644	349	215	145	14.880
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.460.947	366.246	227.227	128.293	113.284	2.295.997
Instalación de Acometidas:		(unid.)	1.019.340	1.270.776	625.093	435.448	428.821	3.779.478
Colocación de Medidores:		(unid.)	41.707	15.576	22.379	15.298	9.063	104.023
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	9.508	4.659	9.462	6.817	3.025	33.471
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	150	126	165	108	427	976
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	9.095	8.712	7.200	3.000	28.007
Cambio de Postes de BT		(unid.)	8.370	2.275	7.500	6.000	0	24.145

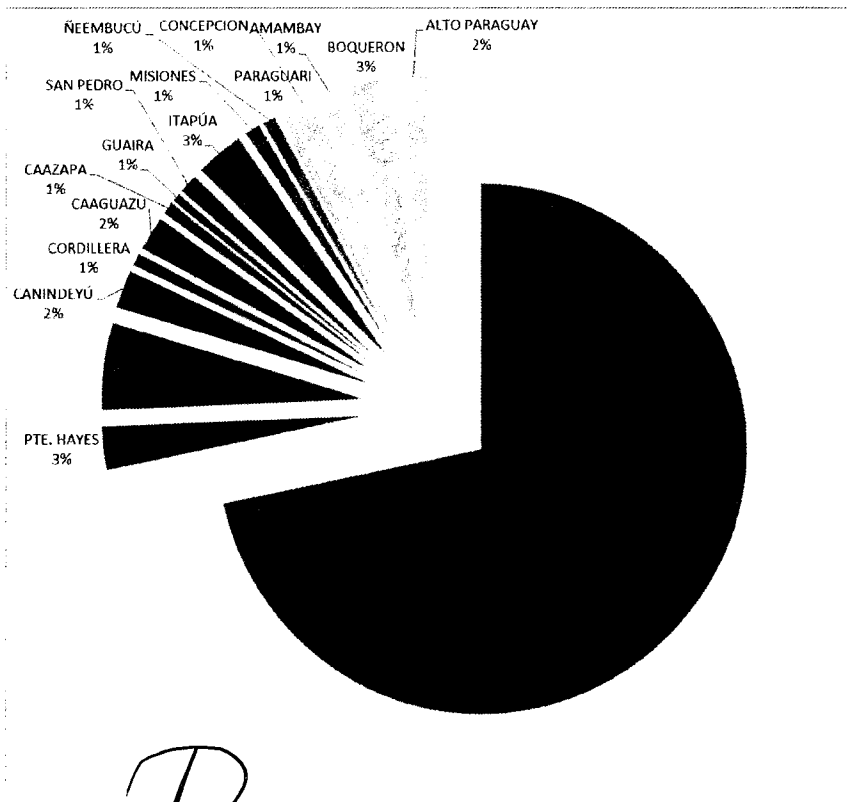
Corto Plazo (en Miles de US\$) = 1.096.715
Medio Plazo (en Miles de US\$) = 1.039.562
TOTAL DEL PERIODO (EN MILES DE US\$) = 2.136.277

(doce meses)



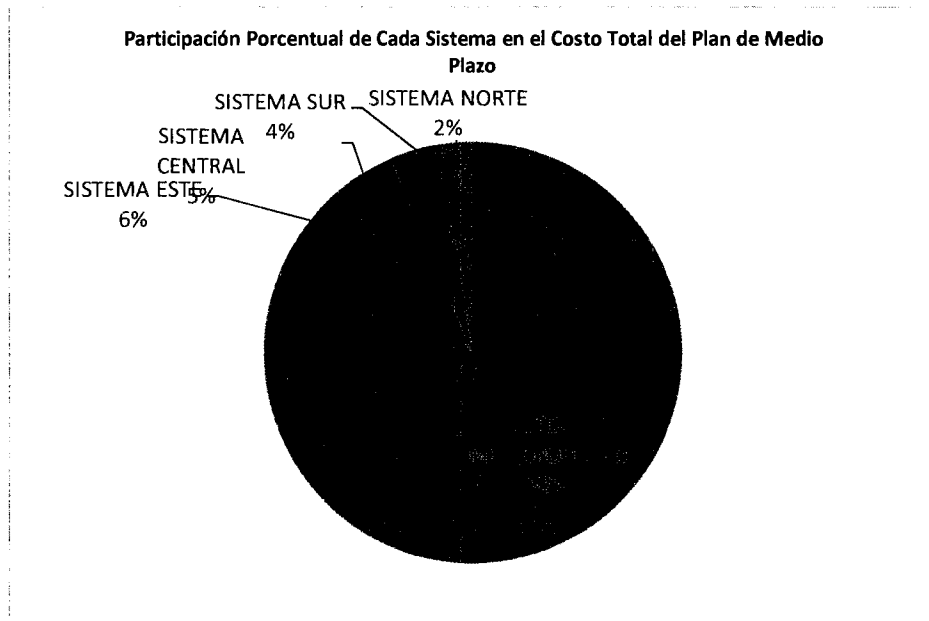
TOTAL DEL PERIODO (EN MILES DE US\$) = 1.096.715

Participación Porcentual de Cada Departamento Geopolítico en el Costo Total del Plan de Corto Plazo



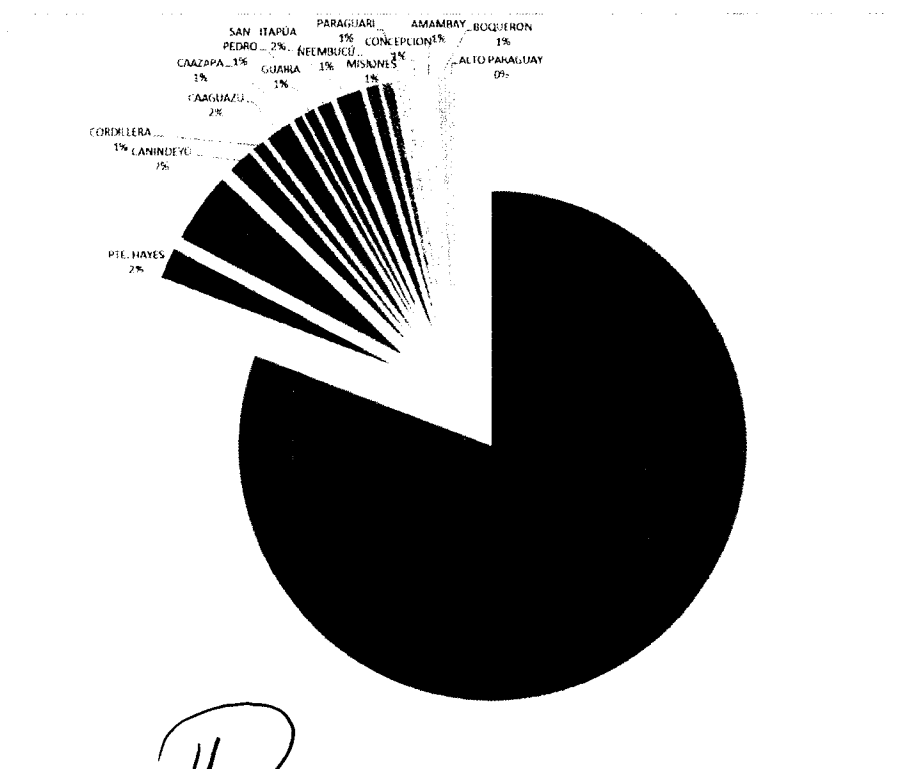
[Handwritten signature]

221
 (Lorenzo Venturi)



TOTAL DEL PERIODO (EN MILES DE US\$) = 1.039.562

Participación Porcentual de Cada Departamento Geopolítico en el Costo Total del Plan de Corto Plazo



[Handwritten signature]

ANEXO 3.2

RESUMEN FISICO Y FINANCIERO DE OBRAS DE DISTRIBUCION



K.

**CORTO PLAZO
(2016-2020)**



KJ.

224
(Decreto Ventres)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
OBRAS						FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	55	494	1.120	873	66	2.609
BT (aérea preensamblada) (Km)	103	761	1.760	1.259	111	3.994
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	14
ACOMETIDAS*	19.757	25.169	34.949	25.209	25.209	130.294
SUBTOTAL 1 FIN	5.037	66.096	102.822	78.210	5.788	238.821
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	264	267	266	265	262	1.325
BT (Km)	197	199	198	197	195	985
MT (aérea protegida) (km)	128	134	141	138	147	688
BT (km) - Aéreo Preensamblado	221	234	247	242	259	1.203
TRANSFORMADORES (KVA)	25.259	26.585	27.805	27.275	28.980	135.904
ACOMETIDAS	106.210	106.837	104.675	104.074	103.161	524.957
MEDIDORES	4.602	4.627	4.522	4.496	4.457	22.705
ALUMBRADO PUBLICO	3.254	3.259	3.244	3.225	3.196	16.178
SUBTOTAL 2 FIN	13.890	14.484	15.097	14.809	16.668	73.779
EXPANSION **						
MT (Km)	302	322	333	337	372	1.667
BT (Km)	619	655	680	689	758	3.401
MT (aérea protegida) (km)	790	842	977	956	1.033	4.598
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1.582	1.685	1.956	1.914	2.069	9.206
TRANSFORMADORES (KVA)	275.913	293.302	325.033	320.971	351.140	1.566.359
ACOMETIDAS	427.759	427.184	427.310	413.823	420.845	2.116.921
MEDIDORES	18.609	18.590	18.610	18.064	18.333	92.206
ALUMBRADO PUBLICO	1.856	1.856	1.851	1.820	1.824	9.207
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	11
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	12
SUBTOTAL 3 FIN	63.780	69.199	102.196	100.172	108.238	483.526
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	1.084	790	486	176	644	3.180
RED SUBTERRANEA (Km)	28	82	39	13	16	178
RED AISLADA (Km)	596	403	396	304	204	1.903
BANCO DE CAPACITORES	7	9	4	3	24	47
SUBTOTAL 4 FIN	65.131	59.121	42.950	23.789	30.817	221.810
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	63	63	63	63	63	315
SUBTOTAL 5 FIN	1.440	1,439	1,439	1,439	1,439	7,197
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	151	198	176	172	152	845
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	7	7	7	7	7	35
CAMBIO POSTES BT	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	22.025
CAMBIO POSTES MT	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	30.262
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZAR RED MT A PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	25
DESPLAZ. RED DE MT. (Km)	61	71	71	61	61	325
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	2.129	2.109	2.119	2.119	2.109	10.585
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB (Hg por Na)	135	135	135	135	135	675
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	140.233	140.233	140.233	140.233	140.233	701.165
INST. RECONECTADORES	29	29	29	29	29	143
INST. SECCIONALIZADOR	120	92	90	90	90	484
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	32	31	31	31	30	153
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	11	11	11	11	11	55
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942						
SUBTOTAL 6 FIN	11.269	14,801	15,064	15,360	16,269	71,764
TOTAL FINANCIERO	180,489	234,140	279,227	225,790	177,079	1,098,715
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA METROPOLITANO
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	12	440	1.060	814	12	2.339
BT (aérea preensamblada) (Km)	40	689	1.683	1.188	40	3.640
B T (subterránea) (Km)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	14
SUBTOTAL1 FIN	1.806	51.097	98.139	65.876	1.806	218.721
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	1	1	1	1	1	6
BT (Km)	2	2	3	2	3	12
MT (aérea protegida) (km)	100	106	113	111	119	550
BT (km) - Aéreo Preensamblado	200	213	226	221	238	1.099
TRANSFORMADORES (KVA)	22.387	23.691	24.926	24.414	26.144	121.561
ACOMETIDAS	20.438	20.489	18.758	18.674	18.526	96.885
MEDIDORES	1.022	1.024	938	934	926	4.844
ALUMBRADO PUBLICO	627	629	628	625	621	3.131
SUBTOTAL2 FIN	9.645	10.262	10.868	10.836	11.423	52.833
EXPANSION **						
MT (Km)	18	19	22	22	23	105
BT (Km)	37	39	45	44	47	211
MT (aérea protegida) (km)	724	770	904	884	952	4.234
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1.447	1.539	1.806	1.767	1.903	8.462
TRANSFORMADORES (KVA)	164.168	173.734	201.672	197.529	211.528	948.630
ACOMETIDAS	149.880	150.249	151.768	151.091	149.896	752.885
MEDIDORES	7.494	7.512	7.588	7.555	7.495	37.644
ALUMBRADO PUBLICO	1.008	1.011	1.010	1.005	997	5.032
RED SUBTERRANEA MT (Km)	1	1	1	1	1	4
RED SUBTERRANEA BT (Km)	1	1	1	1	1	6
SUBTOTAL4 FIN	70.812	75.339	87.987	86.112	92.484	412.733
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)						
RED SUBTERRANEA (Km)	15	73	27	8	14	136
RED AISLADA (Km)	206	206	239	76	84	812
SUBTOTAL5 FIN	17.126	26.693	21.916	8.096	7.829	79.658
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	48	48	48	48	48	240
SUBTOTAL 6 FIN	1.097	1.097	1.097	1.097	1.097	5.483
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	7	7	7	7	7	35
CAMBIO POSTES BT	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	6.250
CAMBIO POSTES MT	550	550	550	550	550	2.750
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	25
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	550	550	550	550	550	2.750
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	55	55	55	55	55	275
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	15.400	15.400	15.400	15.400	15.400	77.000
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	2	2	2	2	2	10
INST. RECONECTADORES	4	4	4	4	4	20
INST. SECCIONALIZADOR	9	9	9	9	9	45
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	1.293	1.357	1.384	1.371	1.371	6.755
TOTAL FINANCIERO	101.777	165.843	221.370	171.185	116.007	776.183

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CENTRAL
 RESUMEN FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (Km) - Aéreo Protegido	8	268	647	496	8	1.427
B T (Km) - Aéreo Preensablado	24	420	1.027	724	24	2.220
B T (subterránea) (Km)	2	2	2	2	2	9
SUBTOTAL 1.FIN	1.101	31.169	59.885	40.184	1.101	133.420
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
MT (aérea protegida) (km)	37	40	42	41	45	205
BT (km) - Aéreo Preensablado	75	79	85	83	89	411
TRANSFORMADORES (kVA)	8.272	8.754	9.210	9.021	9.660	44.916
ACOMETIDAS (m)	7.552	7.570	6.931	6.900	6.845	35.798
MEDIDORES	378	379	347	345	342	1.790
ALUMBRADO PUBLICO	232	232	232	231	229	1.157
SUBTOTAL 2.FIN	3.564	3.792	4.015	3.930	4.221	19.521
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (aérea protegida) (km)	591	628	737	721	776	3.453
BT (km) - Aéreo Preensablado	1.194	1.270	1.490	1.458	1.569	6.981
TRANSFORMADORES (kVA)	151.026	159.827	185.528	181.717	194.595	872.692
ACOMETIDAS (m)	133.642	133.971	135.326	134.722	133.656	671.317
MEDIDORES	6.682	6.699	6.766	6.736	6.683	33.566
ALUMBRADO PUBLICO	844	846	845	841	834	4.210
RED SUBTERRANEA MT (Km)	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	4
RED SUBTERRANEA BT (Km)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	6
SUBTOTAL 4.FIN	57.572	61.268	71.640	70.018	75.192	335.591
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	13,35	69	19	7	8	116
RED AISLADA (Km)	137,37	100	177	22	27	464
SUBTOTAL 5.FIN	12.834	19.729	16.923	2.910	3.673	56.068
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	34	34	34	34	34	170
SUBTOTAL 6.FIN	777	777	777	777	777	3.884
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	23
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	900	900	900	900	900	4.500
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	3	2	2	2	2	10
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	393	393	393	393	393	1.964
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	39	39	39	39	39	196
CAMBIO DE ACOMETIDAS (m)	11.550	11.550	11.550	11.550	11.550	57.750
INST. SECCIONALIZADOR	4,50	5	5	5	5	23
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL 7.FIN	656	481	481	481	481	2.581
TOTAL FIN	76.503	117.216	163.602	118.299	85.444	551.065

OBS:FIN= en miles de dólares

* Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas

** Los valores físicos se encuentran en anexo

227
 (doscientos veintisiete)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CORDILLERA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

A Ñ O	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
O B R A S						FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	2	86	207	159	2	456
BT (aérea preensamblada) (Km)	8	134	328	232	8	710
B T (subterránea) (Km)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
SUBTOTAL1 FIN	352	9.964	19.137	12.846	352	42.851
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (km)	40	42	45	44	47	217
BT (km) - Aéreo Preensamblado	79	84	90	88	94	435
TRANSFORMADORES (KVA)	8.757	9.267	9.750	9.550	10.226	47.549
ACOMETIDAS	7.995	8.014	7.337	7.305	7.247	37.897
MEDIDORES	400	401	367	365	362	1.895
ALUMBRADO PUBLICO	245	246	246	245	243	1.225
SUBTOTAL2 FIN	3.773	4.014	4.251	4.160	4.468	20.666
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (km)	91	96	113	111	119	530
BT (km) - Aéreo Preensamblado	174	185	218	213	229	1.019
TRANSFORMADORES (KVA)	7.618	8.062	9.358	9.166	9.815	44.018
ACOMETIDAS	10.074	10.099	10.201	10.155	10.075	50.603
MEDIDORES	504	505	510	508	504	2.530
ALUMBRADO PUBLICO	102	102	102	102	101	509
SUBTOTAL4 FIN	7.965	8.463	9.892	9.681	10.401	46.402
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1		8		5	14
RED AISLADA (Km)	12	10	22	12	14	71
SUBTOTALS 5 FIN	1.115	761	2.938	914	1.795	7.524
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	8	8	8	8	8	40
SUBTOTAL 6 FIN	183	183	183	183	183	914
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	1	2	2	2	2	9
CAMBIO POSTES MT	550	550	550	550	550	2.750
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	1	1	1	1	5
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	79	79	79	79	79	393
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	8	8	8	8	8	39
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.310	2.310	2.310	2.310	2.310	11.550
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	1	1	1	1	1	5
INST. RECONECTADORES	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	23
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	327	250	253	256	256	1.341
TOTAL FINANCIERO	13.714	23.635	36.654	28.039	17.455	119.497

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PARAGUARI
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	2	81	196	151	2	433
BT (aérea preensablada) (Km)	7	128	311	220	7	673
B T (subterránea) (Km)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
SUBTOTAL1 FIN	334	9.453	18.156	12.187	334	40.463
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (km)	23	25	26	26	28	127
BT (km) - Aéreo Preensablado	46	49	52	51	55	254
TRANSFORMADORES (KVA)	5.105	5.403	5.686	5.571	5.969	27.735
ACOMETIDAS	4.661	4.673	4.279	4.262	4.230	22.104
MEDIDORES	233	234	214	213	211	1.105
ALUMBRADO PUBLICO	143	143	143	143	142	714
SUBTOTAL2 FIN	2.199	2.340	2.479	2.427	2.608	12.054
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (km)	43	46	54	53	57	251
BT (km) - Aéreo Preensablado	79	84	98	97	104	462
TRANSFORMADORES (KVA)	899	969	1.154	1.169	1.300	5.490
ACOMETIDAS	2.071	2.091	2.134	2.153	2.169	10.619
MEDIDORES	104	105	107	108	108	531
ALUMBRADO PUBLICO	37	37	37	37	37	184
SUBTOTAL4 FIN	3.520	3.744	4.389	4.310	4.650	20.613
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	0,2	0,4		0,3	1	2
RED AISLADA (Km)	7	24		2	3	35
SUBTOTAL5 FIN	544	1.922	0	216	306	2.989
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	6	6	6	6	6	30
SUBTOTAL 6 FIN	137	137	137	137	137	686
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	1,4	0,3	0,3	0,3	0,3	3
CAMBIO POSTES BT	350	350	350	350	350	1.750
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	2	2	2	2	10
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	79	79	79	79	79	393
SUSTITUCION DE AP (Na por Hg) (unid)	8	8	8	8	8	39
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	1.540	1.540	1.540	1.540	1.540	7.700
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	1	1	1	1	1	5
INST. RECONECTADORES	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	311	626	630	633	633	2.833
TOTAL FINANCIERO	7.045	18.223	26.791	19.910	8.868	79.638

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

229
*(Decreto
 número 1000)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PTE. HAYES
 RESUMEN FISICO Y FINANCIERO**

A Ñ O	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
O B R A S						
RED AISLADA						
M T (Km) - Aéreo Protegido	0,12	4	11	8,1	0,1	23
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	0,4	7	17	11,9	0,4	36
B T (subterránea) (Km)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,14
SUBTOTAL 1 FIN	18	511	981	659	18	2.187
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	1	1	1	1	1	6
B T (Km)	2	2	3	2	3	12
TRANSFORMADORES (kVA)	253	267	280	272	289	1.361
ACOMETIDAS (m)	231	231	210	208	205	1.085
MEDIDORES	12	12	11	10	10	54
ALUMBRADO PUBLICO	7	7	7	7	7	35
SUBTOTAL 2 FIN	108	116	122	118	125	591
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (KM)	18	19	22	22	23	105
B T (Km)	37	39	45	44	47	211
TRANSFORMADORES (kVA)	4.625	4.877	5.631	5.478	5.818	26.429
ACOMETIDAS (m)	4.093	4.088	4.108	4.061	3.996	20.346
MEDIDORES	205	204	205	203	200	1.017
ALUMBRADO PUBLICO	26	26	26	25	25	128
SUBTOTAL 4 FIN	1.756	1.863	2.164	2.104	2.241	10.128
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	0,3	4				4
RED AISLADA (Km)	50	72	40	40	40	242
SUBTOTAL 5 FIN	2.633	4.280	2.055	2.055	2.055	13.078
TOTAL FIN	4.516	6.769	5.323	4.936	4.440	25.984

OBS:FIN= en miles de dólares

* Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas
 ** Los valores físicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA ESTE
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

ANO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
M T (Km)	42,76	43	43	42,76	42,76	214
B T (Km)	38,70	38,70	38,70	38,70	39	193
ACOMETIDAS*	8.150	8.150	17.930	17.930	17.930	70.090
SUBTOTAL 1 FIN	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968	14.942
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	47	47	46	46	46	231
B T (Km)	35	35	35	34	34	173
MT (aérea protegida) (km)	5	5	5	5	5	26
BT (km) - Aéreo Preensablado	4	4	4	4	4	19
TRANSFORMADORES (kVA)	518	517	513	511	506	2.665
ALUMBRADO PÚBLICO	453	452	449	447	443	2.244
ACOMETIDAS (m)	16.184	16.148	16.025	15.968	15.823	80.148
MEDIDORES	647	646	641	639	633	3.206
SUBTOTAL 2 FIN	782	781	776	772	766	3.874
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	118	129	132	128	148	665
B T (Km)	237	258	265	256	296	1.312
MT (aérea protegida) (km)	30	32	33	32	37	164
BT (km) - Aéreo Preensablado	59	64	66	64	74	328
TRANSFORMADORES (kVA)	49.282	53.862	55.435	53.455	62.184	274.217
ACOMETIDAS(m)	64.736	64.592	64.304	63.871	63.290	320.793
MEDIDORES	2.589	2.584	2.572	2.555	2.532	12.832
ALUMBRADO PUBLICO	121	121	121	120	119	601
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	7
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	6
SUBTOTAL 4 FIN	6.669	6.033	6.184	5.987	6.889	30.662
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	113,0	59,0	14,4	54	7	247
RED SUBTERRANEA (Km)	6,6	3,5	9,0	1,0	0	20
RED AISLADA (Km)	148,4	67,0	78,7	137	80,8	612
SUBTOTAL 5 FIN	12.097	6.503	6.785	9.263	5.031	37.669
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	14	14	14	14	14	68
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	455	455	455	455	455	2.275
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	9.095
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	66
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	9	9	9	9	9	45
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	379	379	379	379	379	1.895
CAMBIO DE ACOMET. (m)	66.528	66.528	66.528	66.528	66.528	332.640
INST. DE RECONECTADORES	3	3	3	3	3	15
INST. DE SECCIONALIZADORES	2	2	2	2	2	10
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	5	5	5	5	26
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	2.130	2.886	2.973	3.058	3.058	14.108
TOTAL FIN	23.880	18.515	19.038	22.381	19.064	102.868

OBS:FIN= miles de dólares

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

231
 (doscientos treinta y uno)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO ALTO PARANA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
M T (Km)	42	42	42	42	42	211
B T (Km)	38	38	38	38	38	188
ACOMETIDAS*	6.520	6.520	16.300	16.300	16.300	61.940
SUBTOTAL 1 FIN	2.933	2.933	2.933	2.933	2.933	14.664
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	27	27	26	26	26	132
B T (Km)	20	20	20	20	20	99
MT (aérea protegida) (km)	3	3	3	3	3	15
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	2	2	2	2	11
TRANSFORMADORES (kVA)	295	295	293	293	291	1.467
ALUMBRADO PÚBLICO	258	259	256	256	254	1.284
ACOMETIDAS (m)	9.224	9.232	9.161	9.161	9.081	46.859
MEDIDORES	369	369	366	366	363	1.834
SUBTOTAL 2 FIN	446	446	443	443	439	2.217
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	94	102	105	101	117	618
B T (Km)	188	204	210	202	234	1.037
MT (aérea protegida) (km)	23	25	26	25	29	129
BT (km) - Aéreo Preensamblado	47	51	52	50	58	259
TRANSFORMADORES (kVA)	39.433	43.015	44.243	42.434	49.374	218.499
ACOMETIDAS(m)	36.897	36.930	36.845	36.642	36.324	183.638
MEDIDORES	1.476	1.477	1.474	1.466	1.453	7.346
ALUMBRADO PUBLICO	69	69	69	69	68	344
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	3
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	3
SUBTOTAL 4 FIN	4.331	4.702	4.829	4.641	5.368	23.880
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	89,0	42,0	0,0	48	3	182
RED SUBTERRANEA (Km)	6,3	3,1	8,4	1,0		19
RED AISLADA (Km)	114,5	34,5	60,7	107	62,8	380
SUBTOTAL 5 FIN	9.613	3.356	4.326	7.354	3.842	28.383
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	8	8	8	8	8	41
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	273	273	273	273	273	1.366
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.091	1.091	1.091	1.091	1.091	5.457
TRIFASICAR	8	8	8	8	8	40
DESPLAZ RED DE MT.(Km)	5	5	5	5	5	27
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	227	227	227	227	227	1.137
CAMBIO DE ACOMET. (m)	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	324.000
INST. DE RECONECTADORES	2	2	2	2	2	9
INST. DE SECCIONALIZADORES	1	1	1	1	1	6
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	3	3	3	3	16
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	1.278	1.733	1.764	1.835	1.835	8.466
TOTAL FIN	18.844	13.613	14.659	17.548	14.750	79.314
OBS:FIN= miles de dólares						

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO CANINDEYÚ
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
M T (Km)	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
B T (Km)	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	5,7
ACOMETIDAS*	1.630	1.630	1.630	1.630	1.630	8.150,0
SUBTOTAL 1 FIN	36	36	36	36	36	178
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	20	20	20	20	19	99
B T (Km)	15	15	15	15	15	74
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	11
BT (km) - Aéreo Preensablado	2	2	2	2	2	8
TRANSFORMADORES (kVA)	223	221	220	218	216	1.097
ALUMBRADO PÚBLICO	195	194	192	191	189	960
ACOMETIDAS (m)	6.960	6.916	6.865	6.807	6.742	34.289
MEDIDORES	278	277	275	272	270	1.372
SUBTOTAL 2 FIN	336	334	332	329	326	1.657
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	24	27	28	27	31	137
B T (Km)	49	54	55	54	63	275
MT (aérea protegida) (km)	6	7	7	7	8	34
BT (km) - Aéreo Preensablado	12	13	14	14	16	69
TRANSFORMADORES (kVA)	9.848	10.847	11.192	11.021	12.810	55.718
ACOMETIDAS(m)	27.839	27.662	27.460	27.228	26.966	137.155
MEDIDORES	1.114	1.106	1.098	1.089	1.079	5.486
ALUMBRADO PUBLICO	52	52	51	51	51	257
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	3
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	3
SUBTOTAL 4 FIN	1.228	1.331	1.366	1.347	1.631	6.802
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	24,0	17,0	14,4	6	4	65,4
RED SUBTERRANEA (Km)	0,3	0,4	0,6			1,3
RED AISLADA (Km)	34	33	18	30	18	132,4
SUBTOTAL 5 FIN	2.584	2.147	1.457	1.899	1.199	9.276
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	5	5	5	5	5	27
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	182	182	182	182	182	910
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	728	728	728	728	728	3.638
TRIFASICAR	5	5	5	5	5	25
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	18
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	152	152	152	152	152	758
CAMBIO DE ACOMET. (m)	1728	1728	1728	1728	1728	8.640
INST. DE RECONECTADORES	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	6
INST. DE SECCIONALIZADORES	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	4
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2,40	2,00	2,00	2,00	2,00	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	852	1.155	1.189	1.223	1.223	5.642
TOTAL FIN	5.036	5.003	4.379	4.833	4.304	23.554

OBS:FIN= miles de dólares

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CENTRAL
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
OBRAS						FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensablada) (Km)	7	7	7	7	7	34
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	2.606
SUBTOTAL1 FIN	72	72	72	72	72	360
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	100	100	100	99	98	498
BT (Km)	75	75	75	74	74	373
MT (aérea protegida) (km)	11	11	11	11	11	55
BT (km) - Aéreo Preensablado	8	8	8	8	8	41
TRANSFORMADORES (KVA)	1.116	1.114	1.109	1.101	1.091	5.532
ACOMETIDAS	34.888	34.808	34.651	34.417	34.104	172.867
MEDIDORES	1.396	1.392	1.386	1.377	1.364	6.915
ALUMBRADO PUBLICO	977	975	970	964	955	4.840
SUBTOTAL2 FIN	1.653	1.650	1.642	1.631	1.616	8.192
EXPANSION**						
MT (Km)	77	84	85	83	95	424
BT (Km)	162	175	178	174	198	887
MT (aérea protegida) (km)	19	21	21	21	24	106
BT (km) - Aéreo Preensablado	40	44	45	43	50	222
TRANSFORMADORES (KVA)	29.738	32.615	33.270	32.390	37.620	165.632
ACOMETIDAS	99.157	98.967	98.546	97.894	97.008	491.572
MEDIDORES	3.966	3.959	3.942	3.916	3.880	19.663
ALUMBRADO PUBLICO	366	365	364	361	358	1.815
SUBTOTAL4 FIN	3.690	3.977	4.043	3.947	4.484	20.132
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	172	108	70	12	54	416
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1	1	1	1	6
RED AISLADA (Km)	39	41	16	23	28	146
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	0	0
REGULADORES DE TENSION	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL5 FIN	6.314	4.706	2.587	1.750	2.957	18.313
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	50	50	50	50	50	250
CAMBIO POSTES BT	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	7.500
CAMBIO POSTES MT	1.800	1.800	1.512	1.800	1.800	8.712
DESPLAZAR RED MT (KM)	15	15	15	15	15	75
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	600	600	600	600	600	3.000
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	12.600	12.600	12.600	12.600	12.600	63.000
INSTAL. RECONECTOR	10	10	10	10	10	50
INST. SECCIONALIZADOR	13	13	13	13	13	65
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	10	10	10	10	10	50
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	3.833	5.136	5.261	5.425	5.425	25.100
TOTAL FINANCIERO	16.553	15.541	13.624	12.825	14.554	72.098
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAGUAZU
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

A Ñ O						
O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)						
BT (aérea preensamblada) (Km)	7	7	7	7	7	34
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	2.606
SUBTOTAL1 FIN	72	72	72	72	72	360
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	33	33	33	33	33	165
BT (Km)	25	25	25	25	24	124
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	4	18
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	14
TRANSFORMADORES (KVA)	368	368	367	365	362	1.830
ACOMETIDAS	11.515	11.508	11.469	11.399	11.297	57.188
MEDIDORES	461	460	459	456	452	2.288
ALUMBRADO PUBLICO	322	322	321	319	316	1.601
SUBTOTAL2 FIN	546	545	544	540	535	2.710
EXPANSION **						
MT (Km)	32	35	36	35	40	178
BT (Km)	67	73	74	72	82	368
MT (aérea protegida) (km)	8	9	9	9	10	44
BT (km) - Aéreo Preensamblado	17	18	19	18	21	92
TRANSFORMADORES (KVA)	12.754	13.959	14.262	13.829	16.087	70.891
ACOMETIDAS	26.869	26.851	26.761	26.597	26.361	133.439
MEDIDORES	1.075	1.074	1.070	1.064	1.054	5.338
ALUMBRADO PUBLICO	121	121	120	120	119	600
SUBTOTAL4 FIN	1.507	1.632	1.663	1.617	1.860	8.269
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	73	43				115
RED SUBTERRANEA (Km)	1	1				2
RED AISLADA (Km)	31	14	5			49
SUBTOTAL5 FIN	3.587	1.896	284			5.767
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	3.000
CAMBIO POSTES MT	720	720	432	720	720	3.312
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	30
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	1.200
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	25.200
INSTAL. RECONECTOR	4	4	4	4	4	20
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	26
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	4	4	4	4	20
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	1.959	2.708	2.791	2.875	2.875	13.208
TOTAL FINANCIERO	7.672	6.854	5.354	5.104	6.331	30.314

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

235
 (documentación
 de campo)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAZAPA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	11	11	11	11	11	56
BT (Km)	8	8	8	8	8	42
MT (aérea protegida) (km)	1	1	1	1	1	6
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	5
TRANSFORMADORES (KVA)	125	125	124	124	122	620
ACOMETIDAS	3.908	3.901	3.886	3.861	3.826	19.382
MEDIDORES	156	156	155	154	153	775
ALUMBRADO PUBLICO	109	109	109	108	107	543
SUBTOTAL2 FIN	185	185	184	183	181	918
EXPANSION **						
MT (Km)	8	9	9	8	9	43
BT (Km)	17	18	18	17	19	90
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	11
BT (km) - Aéreo Preensamblado	4	4	5	4	5	22
TRANSFORMADORES (KVA)	3.029	3.298	3.372	3.128	3.607	16.434
ACOMETIDAS	26.869	26.851	26.761	26.597	26.361	133.439
MEDIDORES	1.075	1.074	1.070	1.064	1.054	5.338
ALUMBRADO PUBLICO	41	41	41	41	40	204
SUBTOTAL4 FIN	413	441	448	423	471	2.197
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	10		53		20	83
RED SUBTERRANEA (Km)	0,2		0,4		0,6	1,2
RED AISLADA (Km)	6		11		12	29
SUBTOTAL5 FIN	607		1.940		1.189	3.736
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	783	1.054	1.084	1.114	1.114	5.151
TOTAL FINANCIERO	1.969	1.680	3.657	1.720	2.956	12.003
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

236
 (documentos técnicos)
 de fees

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO GUAIRA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

A Ñ O	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
O B R A S						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	16	16	16	16	16	79
BT (Km)	12	12	12	12	12	59
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	9
BT (km) - Aéreo Preensablado	1	1	1	1	1	7
TRANSFORMADORES (KVA)	177	177	177	176	174	881
ACOMETIDAS	5.543	5.539	5.520	5.486	5.437	27.524
MEDIDORES	222	222	221	219	217	1.101
ALUMBRADO PUBLICO	155	155	155	154	152	771
SUBTOTAL2 FIN	263	262	262	260	258	1.304
EXPANSION **						
MT (Km)	15	16	16	17	19	83
BT (Km)	31	33	34	34	40	172
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	5	21
BT (km) - Aéreo Preensablado	8	8	8	9	10	43
TRANSFORMADORES (KVA)	5.753	6.379	6.430	6.611	7.709	32.882
ACOMETIDAS	12.934	12.924	12.879	12.800	12.686	64.224
MEDIDORES	517	517	515	512	507	2.569
ALUMBRADO PUBLICO	58	58	58	58	57	289
SUBTOTAL4 FIN	686	750	755	774	887	3.852
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	17			12	10	39
RED SUBTERRANEA (Km)				0,6	0,2	0,8
RED AISLADA (Km)				15		15
SUBTOTAL5 FIN	266			1.228	213	1.706
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTOR	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	468	569	580	591	591	2.799
TOTAL FINANCIERO	1.683	1.682	1.597	2.852	1.948	9.662

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo

237
 (doscientos treinta y siete)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO SAN PEDRO
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

A Ñ O	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
O B R A S						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	40	40	40	39	39	198
BT (Km)	30	30	30	30	29	149
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	4	22
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	17
TRANSFORMADORES (KVA)	445	444	441	437	433	2.201
ACOMETIDAS	13.922	13.860	13.777	13.672	13.543	68.773
MEDIDORES	557	554	551	547	542	2.751
ALUMBRADO PUBLICO	390	388	386	383	379	1.926
SUBTOTAL2 FIN	660	657	653	648	642	3.259
EXPANSION **						
MT (Km)	22	24	25	24	27	121
BT (Km)	48	51	52	50	57	258
MT (aérea protegida) (km)	6	6	6	6	7	30
BT (km) - Aéreo Preensamblado	12	13	13	13	14	64
TRANSFORMADORES (KVA)	8.202	8.980	9.206	8.822	10.216	45.425
ACOMETIDAS	32.484	32.340	32.146	31.901	31.601	160.471
MEDIDORES	1.299	1.294	1.286	1.276	1.264	6.419
ALUMBRADO PUBLICO	146	146	145	144	142	722
SUBTOTAL4 FIN	1.074	1.154	1.176	1.134	1.277	5.814
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	72	65	17	0	24	178
RED SUBTERRANEA (Km)	0,4	0,6	0,2	0,2	0,4	2
RED AISLADA (Km)	2	27	0	8	16	53
SUBTOTAL5 FIN	1.854	2.810	363	622	1.556	7.104
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	622	805	825	845	845	3.942
TOTAL FINANCIERO	4.209	5.425	3.016	3.149	4.319	20.119

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en el anexo.

238
 (doscientos treinta y ocho)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA SUR
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)		11	17	17	11	56
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	14	18	18	18	72
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	1.303
SUBTOTAL1 FIN	72	839	1.222	1.222	839	4.184
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	69	69	68	68	67	341
BT (Km)	52	51	51	51	50	255
MT (aérea protegida) (km)	8	8	8	8	7	38
BT (km) - Aéreo Preensamblado	6	6	6	6	6	28
TRANSFORMADORES (KVA)	764	762	759	753	746	3.785
ACOMETIDAS	23.883	23.818	23.705	23.540	23.325	118.271
MEDIDORES	955	953	948	942	933	4.731
ALUMBRADO PUBLICO	669	667	664	659	653	3.312
SUBTOTAL2 FIN	1.132	1.129	1.123	1.116	1.105	5.605
EXPANSION **						
MT (Km)	46	51	50	48	55	251
BT (Km)	97	104	106	102	115	524
MT (aérea protegida) (km)	11	13	13	12	14	63
BT (km) - Aéreo Preensamblado	24	26	27	25	29	131
TRANSFORMADORES (KVA)	17.336	18.905	19.373	18.464	21.415	95.492
ACOMETIDAS	55.726	55.576	55.311	54.928	54.425	275.966
MEDIDORES	2.229	2.223	2.212	2.197	2.177	11.039
ALUMBRADO PUBLICO	251	250	249	247	245	1.242
SUBTOTAL4 FIN	2.181	2.368	2.389	2.292	2.595	11.826
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	231	3	75		75	385
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1	1	2	1	8
RED AISLADA (Km)	140	70	11	40	11	272
SUBTOTAL5 FIN	13.461	4.417	2.303	2.688	2.303	25.172
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	40	40	40	40	40	200
CAMBIO POSTES BT	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	6.000
CAMBIO POSTES MT	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440	7.200
DESPLAZAR RED MT (KM)	12	12	12	12	12	60
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	480	480	480	480	480	2.400
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	10.080	10.080	10.080	10.080	10.080	50.400
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	28
INST. SECCIONALIZADOR	10	10	10	10	10	52
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	6	6	6	6	28
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	2.580	3.385	3.474	3.564	3.564	16.567
TOTAL FINANCIERO	19.425	12.138	10.512	10.882	10.406	63.364

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

239
(docecientos treinta y nueve)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020 SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ITAPUA RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	0	11	17	17	11	56
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	14	18	18	18	72
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	1.303
SUBTOTAL1 FIN	72	839	1.222	1.222	639	4.194
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	41	41	41	40	40	203
BT (Km)	31	31	30	30	30	152
MT (aérea protegida) (km)	5	5	5	4	4	23
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	17
TRANSFORMADORES (KVA)	455	454	452	449	445	2.253
ACOMETIDAS	14.207	14.178	14.117	14.022	13.895	70.419
MEDIDORES	568	567	565	561	556	2.817
ALUMBRADO PUBLICO	398	397	395	393	389	1.972
SUBTOTAL2 FIN	673	672	669	665	658	3.337
EXPANSION **						
MT (Km)	32	34	35	33	38	172
BT (Km)	66	71	73	70	80	360
MT (aérea protegida) (km)	8	9	9	8	10	43
BT (km) - Aéreo Preensamblado	17	18	18	18	20	90
TRANSFORMADORES (KVA)	12.176	13.280	13.620	13.024	15.114	67.213
ACOMETIDAS	33.150	33.082	32.939	32.719	32.423	164.312
MEDIDORES	1.326	1.323	1.318	1.309	1.297	6.572
ALUMBRADO PUBLICO	149	149	148	147	146	739
SUBTOTAL4 FIN	1.491	1.605	1.659	1.576	1.790	8.100
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	191	3	38		38	270
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1	1	2	1	6
RED AISLADA (Km)	111	59	11	40	11	232
SUBTOTAL5 FIN	10.774	3.765	1.502	2.698	1.502	20.233
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	3.000
CAMBIO POSTES MT	720	720	720	720	720	3.600
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	30
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	1.200
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	25.200
INSTAL. RECONECTADOR	3	3	3	3	3	14
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	26
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	3	3	3	3	3	14
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	1.370	1.816	1.865	1.915	1.915	8.880
TOTAL FINANCIERO	14.380	8.697	8.998	8.065	6.705	44.744

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

*(Dorcento
Crescento)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA SUR- DEPARTAMENTO MISIONES
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	14	14	14	13	13	68
BT (Km)	10	10	10	10	10	51
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	1	1	8
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	6
TRANSFORMADORES (KVA)	151	151	150	149	148	750
ACOMETIDAS	4.733	4.720	4.698	4.666	4.623	23.440
MEDIDORES	189	189	188	187	185	938
ALUMBRADO PUBLICO	133	132	132	131	129	656
SUBTOTAL2 FIN	224	224	223	221	219	1.111
EXPANSION **						
MT (Km)	9	11	9	9	10	48
BT (Km)	18	20	20	19	22	98
MT (aérea protegida) (km)	2	3	2	2	3	12
BT (km) - Aéreo Preensamblado	5	5	5	5	5	25
TRANSFORMADORES (KVA)	3.211	3.509	3.604	3.431	3.977	17.733
ACOMETIDAS	11.043	11.014	10.962	10.887	10.787	54.693
MEDIDORES	442	441	438	435	431	2.188
ALUMBRADO PUBLICO	50	50	49	49	49	246
SUBTOTAL4 FIN	409	465	449	431	487	2.240
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	33		38		38	109
RED SUBTERRANEA (Km)			0,4		0,4	0,8
RED AISLADA (Km)	10					10
SUBTOTAL5 FIN	435		801		801	2.936
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	7
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	7
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	597	773	792	812	812	3.786
TOTAL FINANCIERO	2.565	1.462	2.265	1.464	2.319	10.073

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

*(Documento
 adjunto
 al expediente)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ÑEEMBUKU
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

A Ñ O	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
O B R A S						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	14	14	14	14	14	70
BT (Km)	11	11	11	10	10	53
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	8
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	6
TRANSFORMADORES (KVA)	158	157	156	155	154	781
ACOMETIDAS	4.943	4.920	4.890	4.852	4.806	24.412
MEDIDORES	198	197	196	194	192	976
ALUMBRADO PUBLICO	138	138	137	136	135	684
SUBTOTAL2 FIN	234	233	232	230	228	1.157
EXPANSION**						
MT (Km)	6	6	6	6	6	30
BT (Km)	12	13	13	13	14	65
MT (aérea protegida) (km)	1	2	2	1	2	8
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	4	16
TRANSFORMADORES (KVA)	1.949	2.116	2.149	2.009	2.324	10.546
ACOMETIDAS	11.534	11.480	11.410	11.322	11.215	56.961
MEDIDORES	461	459	456	453	449	2.278
ALUMBRADO PUBLICO	52	52	51	51	50	256
SUBTOTAL4 FIN	281	298	301	286	318	1.485
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	7					7
RED SUBTERRANEA (Km)	1					1
RED AISLADA (Km)	19	11				30
SUBTOTAL5 FIN	1352	661				2.003
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	7
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	7
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	613	797	817	838	838	3.902
TOTAL FINANCIERO	2.480	1.979	1.350	11.054	11.393	8.547

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

242
 (documentos)
 escritos
 J. A. O.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA NORTE
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (km) - Aéreo Preensamblado	13,0	13,0	13,0	7,8	7,8	54,6
ACOMETIDAS*	10.825	16.238	16.238	6.498	6.498	56.295
SUBTOTAL1 FIN	120	120	120	72	72	804
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	47	51	51	51	50	249
B T (Km)	33	35	35	34	34	171
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	4	20
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	15
TRANSFORMADORES (kVA)	474	501	499	496	492	2.462
ACOMETIDAS	10817	11.574	11.536	11.476	11.383	56.786
MEDIDORES	582	612	609	606	600	3.009
ALUMBRADO PUBLICO	528	536	533	530	524	2.651
SUBTOTAL2 FIN	649	663	660	655	649	3.275
EXPANSION**						
MT (KM)	43	39	42	57	51	232
B T (Km)	87	79	85	114	102	467
MT (aérea protegida) (km)	6	6	6	7	7	31
BT (km) - Aéreo Preensamblado	11	12	12	14	14	63
TRANSFORMADORES (kVA)	15391	14186	15284	19133	18393	82.387
ACOMETIDAS	58260	57800	57380	46040	56225	275.705
MEDIDORES	2330	2312	2295	1842	2249	11.028
ALUMBRADO PUBLICO	109	108	108	86	105	517
SUBTOTAL4 FIN	1.617	1.483	1.553	1.833	1.787	8.173
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	568	620	326	110	508	2.132
RED SUBTERRANEA (Km)	2	4	2	0,9	0	8,6
RED AISLADA (Km)	63	19,0	51,0	28	0	161
REGULADORES	7	9	4	3	24	47
SUBTOTAL5 FIN	16.135	17.802	10.369	4.004	12.696	60.997
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	47	92	72	68	48	327
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	505	505	505	495	495	2.505
DESPLAZ. RED MT (Km)	25	35	35	25	25	145
INSTALAC. DE A.P. (U)	120	100	110	110	100	540
SUSTITUCION DE AP.- Hg x Na (UNID)	80	80	80	80	80	400
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	35625	35625	35625	35625	35625	178.125
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	30
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	86	58	56	56	56	312
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	8	8	8	8	7	39
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	11	11	11	11	11	55
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	1.433	2036	1992	1942	1851	9.253
TOTAL FIN	19.864	22.103	14.683	8.506	17.057	82.203

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

(doscientos cuarenta y tres)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO AMAMBAY
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (km) - Aéreo Preensamblado	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27
ACOMETIDAS*	5.413	5.413	5.413	3.248	3.248	22.733
SUBTOTAL1 FIN	60	60	60	36	36	252
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	20	20	20	20	19	99
B T (Km)	15	15	15	15	15	74
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	11
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	2	2	2	2	8
TRANSFORMADORES (kVA)	223	221	220	218	216	1.097
ACOMETIDAS	4872	4.841	4.806	4.764	4.718	24.000
MEDIDORES	278	277	275	272	270	1.371
ALUMBRADO PUBLICO	278	277	275	272	270	1.371
SUBTOTAL2 FIN	336	334	332	329	326	1.657
EXPANSION**						
MT (KM)	17	19	19	18	22	96
B T (Km)	35	38	39	37	44	192
MT (aérea protegida) (km)	4	5	5	5	5	24
BT (km) - Aéreo Preensamblado	9	10	10	9	11	48
TRANSFORMADORES (kVA)	6809	7474	7622	7488	8688	38.081
ACOMETIDAS	27860	27660	27460	16400	26960	126.340
MEDIDORES	1114	1106	1098	656	1078	5.054
ALUMBRADO PUBLICO	52	52	51	31	51	237
SUBTOTAL4 FIN	828	896	910	848	1.018	4.500
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	70	15	5	1	6	96
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1		0,9		3,7
RED AISLADA (Km)	39	9,0	16,0	22		86
REGULADORES					8	8
SUBTOTAL5 FIN	4.080	966	625	1.439	509	7.519
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	30	30	20	130
SUSTITUCION DE AP. - Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16875	16875	16875	16875	16875	84.375
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	1	9
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	396	654	617	597	549	2.813
TOTAL FIN	5.700	2.909	2.444	3.249	2.438	16.741

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO CONCEPCION
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (km) - Aéreo Preensamblado	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27
ACOMETIDAS*	5.413	10.825	10.825	3.250	3.250	33.563
SUBTOTAL1 FIN	60	60	60	36	36	252
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	16	16	16	16	15	78
B T (Km)	12	12	12	12	12	59
MT (aérea protegida) (km)	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	9
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	7
TRANSFORMADORES (kVA)	176	175	174	173	171	870
ACOMETIDAS	3.850	3.833	3.815	3.787	3.745	19.031
MEDIDORES	220	219	218	216	214	1.087
ALUMBRADO PUBLICO	220	219	218	216	214	1.087
SUBTOTAL2 FIN	266	265	263	261	259	1.314
EXPANSION**						
MT (KM)	5	5	5	9	6	29
B T (Km)	10	10	10	17	11	59
MT (aérea protegida) (km)	1,2	1,3	1,3	2,1	1,4	7
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	3	3	4	3	15
TRANSFORMADORES (kVA)	1505	1648	1681	1639	1901	8.374
ACOMETIDAS	22020	21920	21800	21640	21405	108.785
MEDIDORES	881	877	872	866	856	4.351
ALUMBRADO PUBLICO	41	41	41	41	40	204
SUBTOTAL4 FIN	252	266	269	379	290	1.457
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	265,0	55,0	10,0	10,0		340
RED SUBTERRANEA (Km)			1,5			1,5
RED AISLADA (Km)	13,0		25,0	6,0		44
REGULADORES					11	11
SUBTOTAL5 FIN	5.605	1.080	2.142	520	564	9.911
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	150
SUSTITUCION DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16.875	16.875	16.875	16.875	16.875	84.375
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	520	845	815	802	759	3.741
TOTAL FIN	6.703	2.516	3.560	1.998	1.909	16.675

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

*(donde se usó
 8 en 10)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CHACO - DEPARTAMENTO BOQUERON
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	7	11	11	10	10	49
B T (Km)	3,5	5,7	5,6	5,5	5,4	26
TRANSFORMADORES (kVA)	46	74	73	72	71	336
ACOMETIDAS	1.285	2.055	2.030	2.000	1.965	9.335
MEDIDORES	51	82	81	80	79	373
ALUMBRADO PUBLICO	18	29	28	28	28	131
SUBTOTAL2 FIN	28	45	45	44	43	206
EXPANSION**						
MT (KM)	4,1	0,9	3,38	5,48	4,28	18
B T (Km)	8,2	1,8	6,80	11,00	8,60	36
TRANSFORMADORES (kVA)	1322,0	231	1.088	1.809	1.397	5.847
ACOMETIDAS	3.100	3.100	3.120	3.140	3.140	15.600
MEDIDORES	124,0	124	125	126	126	624
ALUMBRADO PUBLICO	6	6	6	6	6	29
SUBTOTAL4 FIN	87	24	73	115	91	390
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	200	130	291	90	177	888
RED SUBTERRANEA (Km)	0,2	0,2				0,4
RED AISLADA (Km)	4	10	10			24
REGULADORES	6	1	4	3	2	16
SUBTOTAL5 FIN	4.949	3.890	7.258	1.844	3.878	21.798
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	7	12	12	13	13	57
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	80	80	80	70	70	380
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	5	5	5	5	25
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	150
SUSTITUCION DE AP. - Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	625	625	625	625	625	3.125
INSTAL. RECONECTOR	2	2	2	2	2	10
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	22	22	22	22	22	110
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	5	5	5	5	5	25
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	239	287	310	316	318	1.467
TOTAL FIN	6.303	4.245	7.666	2.319	4.329	23.862

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

246
 (documentos
 sueltos y
 res)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA CHACO - DEPARTAMENTO ALTO PARAGUAY
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	4	4	5	5	5	23
BT (Km)	2	2	2	3	3	12
TRANSFORMADORES (kVA)	29	30	32	33	34	159
ACOMETIDAS	810	845	885	925	955	4.420
MEDIDORES	32	34	35	37	38	177
ALUMBRADO PUBLICO	11	12	12	13	13	62
SUBTOTAL2 FIN	18	19	20	20	21	98
EXPANSION**						
MT (KM)	17	14	15	24	19	89
BT (Km)	34	29	29	48	38	179
TRANSFORMADORES (kVA)	5755	4833	4893	8197	6407	30.085
ACOMETIDAS	5280	5120	5000	4860	4720	24.980
MEDIDORES	211	205	200	194	189	999
ALUMBRADO PUBLICO	10	10	9	9	9	47
SUBTOTAL4 FIN	351	297	300	491	387	1.826
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	33	420	20	10	325	808
RED SUBTERRANEA (Km)	0,3	2,4			0,3	3
RED AISLADA (Km)	7					7
REGULADORES	1	8			3	12
SUBTOTAL5 FIN	1.501	11.867	453	201	7.747	21.768
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	20	20	20	15	15	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	125	125	125	125	125	625
DESPLAZ. RED MT (Km)	10	10	10	10	10	50
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	20	20	20	110
SUSTITUCION DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	1250	1250	1250	1250	1250	6.250
INSTAL. RECONECTOR	2	2	2	2	2	10
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	22	12	12	12	12	70
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	279	250	250	227	227	1.233
TOTAL FIN	2.148	12.433	1.023	939	8.381	24.925

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

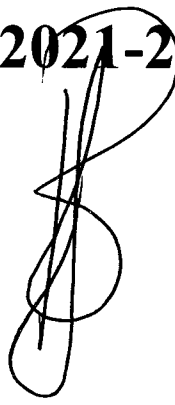
* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

MEDIO PLAZO (2021-2025)



[Handwritten mark]

*(Derechos
 reservados
 y otros)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
OBRAS						FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	47	779	779	779	47	2.431
BT (aérea preensamblada) (Km)	73	80	80	75	68	376
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	16
ACOMETIDAS*	35.900	36.117	45.897	45.507	45.507	208.929
SUBTOTAL 1 FIN	4.061	81.677	81.677	81.629	4.013	165.088
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	256	255	252	250	257	1.270
BT (Km)	193	192	190	188	194	958
MT (aérea protegida) (Km)	154	162	171	167	179	834
BT (aérea preensamblada) (Km)	275	291	308	302	324	1.499
TRANSFORMADORES (KVA)	30.775	32.386	33.907	33.238	35.484	165.790
ACOMETIDAS	160.734	160.220	157.997	157.131	159.141	795.224
MEDIDORES	4.382	4.360	4.252	4.213	4.309	21.516
ALUMBRADO PUBLICO	3.012	2.997	2.976	2.950	3.017	14.953
SUBTOTAL 2 FIN	16.349	17.109	17.849	17.513	18.840	87.460
EXPANSION**						
MT (Km)	354	394	442	453	493	2.136
BT (Km)	723	802	899	919	1.001	4.344
MT (aérea protegida) (Km)	1.112	1.182	1.379	1.358	1.464	6.495
BT (aérea preensamblada) (Km)	2.227	2.387	2.760	2.719	2.931	13.005
TRANSFORMADORES (KVA)	362.491	360.532	446.559	447.491	483.134	2.130.207
ACOMETIDAS	373.800	374.628	379.232	371.402	376.862	1.875.824
MEDIDORES	16.439	16.476	16.675	16.355	16.562	82.507
ALUMBRADO PUBLICO	1.760	1.761	1.763	1.742	1.758	8.784
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	9
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	10
SUBTOTAL 4 FIN	114.664	122.270	141.991	139.817	150.601	669.043
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	239	144	79	183	134	778
RED SUBTERRANEA (Km)	24	22	13	11	2	72
RED AISLADA (Km)	257	128	226	166	126	903
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	6	6
REGULADORES DE TENSION	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL 5 FIN	20.814	10.276	16.139	14.859	7.546	77.688
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	39	39	39	39	39	195
SUBTOTAL 6 FIN	39	39	39	39	39	195
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	142	197	172	172	147	928
SUSTIT. RED MT C/PROTEGIDA (KM)	2	2	2	2	2	10
CAMBIO POSTES BT	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	24.145
CAMBIO POSTES MT	5.659	5.659	5.371	5.659	5.659	28.007
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZAR RED MT (KM)	56	71	71	56	56	310
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	1	1	1	1	3
INSTALACION ALUMBR. PUBL. (Unid)	1.879	1.859	1.869	1.869	1.859	9.335
SUSTITUCION DE AP (Na por Hg) (Unid)	80	80	80	80	80	400
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	179.880	179.880	179.880	179.880	179.880	899.400
INSTAL. RECONECTADOR	26	26	26	26	26	128
INST. SECCIONALIZADOR	74	56	54	54	54	294
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	72	61	61	61	60	313
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	8	6	8	8	8	40
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL 8 FIN	10.813	7.769	7.665	6.014	6.899	37.661
TOTAL FINANCIERO	139.815	212.245	236.768	236.819	199.084	1.039.582

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(docecientos cuarenta y nueve mil)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA METROPOLITANO
 RESUMEN FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA - PROTEGIDA						
M T (Km) - Aéreo Protegido	4	736	736	736	4	2.217
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	12	19	19	19	12	82
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	16
Acometidas * (m)	27.840	27.840	27.840	27.840	27.840	139.200
SUBTOTAL 1 FIN	628	48.444	48.444	48.444	628	146.990
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	2	2	3	3	3	13
B T (Km)	5	5	5	5	6	26
MT (aérea protegida) (Km)	127	135	144	141	152	700
BT (aérea preensamblada) (Km)	255	271	288	282	303	1.399
TRANSFORMADORES (kVA)	27.997	29.628	31.172	30.532	32.696	152.025
ACOMETIDAS (m)	18.380	18.425	16.869	16.794	16.661	87.129
MEDIDORES	919	921	843	840	833	4.356
ALUMBRADO PUBLICO	616	617	616	614	609	3.071
SUBTOTAL 2 FIN	12.269	13.058	13.832	13.536	14.541	67.235
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
M T (Km)	19	20	24	23	25	110
B T (Km)	38	40	47	46	50	221
MT (aérea protegida) (Km)	1.031	1.096	1.286	1.258	1.354	6.025
BT (aérea preensamblada) (Km)	2.061	2.191	2.571	2.515	2.708	12.046
TRANSFORMADORES (kVA)	226.519	239.719	278.268	272.550	291.866	1.308.922
ACOMETIDAS (m)	148.711	149.077	150.584	149.912	148.727	747.012
MEDIDORES	7.436	7.454	7.529	7.496	7.436	37.351
ALUMBRADO PUBLICO	989	992	991	986	978	4.936
RED SUBTERRANEA MT (Km)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2
RED SUBTERRANEA BT (Km)	0,9	0,9	0,6	0,6	0,6	4
SUBTOTAL 4 FIN	99.245	105.022	123.418	120.781	129.748	578.814
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	2	8	12	2	1	24
RED SUBTERRANEA (Km)	21	7	10	9	1	48
RED AISLADA (Km)	89	22	43	82	17	253
SUBTOTAL 5 FIN	10.826	2.588	5.141	7.320	1.507	27.381
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	24	24	24	24	24	120
SUBTOTAL 6 FIN	548	548	548	548	548	2.741
OTRAS OBRAS						
SUSTITUCION DE RED MT (km)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	10
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	1.674	1.674	1.674	1.674	1.674	8.370
DESPLAZAMIENTO RED MT (km)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO DE ACOMETIDAS (m)	9.200	9.200	9.200	9.200	9.200	46.000
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	2	2	2	2	2	10
INST. RECONECTADORES	1	1	1	1	1	5
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	15
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL 7 FIN	609	550	550	521	521	2.751
TOTAL FIN	124.325	170.810	191.933	191.150	147.693	825.913

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas

** Los valores físicos se encuentran en anexo.

250
(doscientos cincuenta)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CENTRAL
 RESUMEN FISICO Y FINANCIERO**

AÑO						
OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA - PROTEGIDA						
MT (Km) - Aéreo Protegido	3	449	449	449	3	1.352
BT (Km) - Aéreo Preensablado	7	12	12	12	7	50
BT (subterránea) (Km)	2	2	2	2	2	10
Acometidas * (m)	16.982	16.982	16.982	16.982	16.982	84.912
SUBTOTAL 1 FIN	505	29.651	29.651	29.651	505	89.664
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
MT (aérea protegida) (Km)	48	51	54	53	57	263
BT (aérea preensablada) (Km)	96	102	108	106	114	526
TRANSFORMADORES (kVA)	10.345	10.947	11.518	11.281	12.081	56.172
ACOMETIDAS (m)	6.791	6.808	6.233	6.205	6.156	32.193
MEDIDORES	340	340	312	310	308	1.610
ALUMBRADO PUBLICO	227	228	228	227	225	1.135
SUBTOTAL 2 FIN	4.533	4.825	5.111	5.002	5.373	24.843
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (aérea protegida) (Km)	835	888	1.042	1.019	1.097	4.883
BT (aérea preensablada) (Km)	1.689	1.796	2.108	2.062	2.219	9.874
TRANSFORMADORES (kVA)	208.386	220.529	255.992	250.733	268.503	1.204.143
ACOMETIDAS (m)	132.599	132.926	134.270	133.671	132.614	666.080
MEDIDORES	6.630	6.646	6.714	6.684	6.631	33.304
ALUMBRADO PUBLICO	828	830	829	825	819	4.131
RED SUBTERRANEA MT (Km)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2
RED SUBTERRANEA BT (Km)	1	1	1	1	1	4
SUBTOTAL 4 FIN	80.227	85.410	99.787	97.656	104.901	467.981
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	21	3	6,8	9	1	41
RED AISLADA (Km)	70	8	20	68	6	172
SUBTOTAL 5 FIN	9.371	1.167	2.811	6.085	668	20.092
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	17	17	17	17	17	85
SUBTOTAL 6 FIN	388	388	388	388	388	1.942
OTRAS OBRAS						
SUSTITUCION DE RED MT (km)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	7
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	837	837	837	837	837	4.185
DESPLAZAMIENTO RED MT (km)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	214	214	214	214	214	1.071
CAMBIO DE ACOMETIDAS (m)	6.900	6.900	6.900	6.900	6.900	34.500
INST. SECCIONALIZADOR	1	1	1	1	1	5
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL 7 FIN	293	273	273	264	264	1.367
TOTAL FIN	95.318	121.604	137.922	138.946	112.099	605.889

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas

** Los valores físicos se encuentran en anexo.

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CORDILLERA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	1	144	144	144	1	432
BT (aérea preensablada) (Km)	2,3	3,8	3,8	3,8	2,3	16
B T (subterránea) (Km)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3
ACOMETIDAS*	5.429	5.429	5.429	5.429	5.429	27.144
SUBTOTAL1 FIN	162	9.447	9.447	9.447	162	26.663
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (Km)	51	54	57	56	60	279
BT (aérea preensablada) (Km)	101	108	115	112	121	557
TRANSFORMADORES (KVA)	10.951	11.589	12.193	11.943	12.789	59.466
ACOMETIDAS	7.189	7.207	6.598	6.569	6.517	34.081
MEDIDORES	359	360	330	328	326	1.704
ALUMBRADO PUBLICO	241	241	241	240	238	1.201
SUBTOTAL2 FIN	4.799	5.108	5.410	5.295	5.688	26.300
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (Km)	128	136	160	156	168	749
BT (aérea preensablada) (Km)	247	262	308	301	324	1.442
TRANSFORMADORES (KVA)	10.511	11.123	12.912	12.647	13.543	60.736
ACOMETIDAS	9.995	10.020	10.121	10.076	9.996	50.208
MEDIDORES	500	501	506	504	500	2.510
ALUMBRADO PUBLICO	100	100	100	100	99	500
SUBTOTAL4 FIN	11.401	12.117	14.166	13.862	14.895	66.442
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			1	1		2
RED AISLADA (Km)	4	4	8	10	3	29
SUBTOTAL5 FIN	305	305	815	918	228	2.570
PLAN DE LLAVES AUTOM.	4	4	4	4	4	20
SUBTOTAL6 FIN	91	91	91	91	91	457
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1
CAMBIO POSTES BT	512	512	512	512	512	2.558
DESPLAZAR RED MT (KM)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	43	43	43	43	43	214
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	6.900
INSTAL. RECONECTOR	1	1	1	1	1	5
INST. SECCIONALIZADOR	1	1	1	1	1	5
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	5
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL8 FIN	187	181	181	188	188	805
TOTAL FINANCIERO	16.945	27.228	30.090	29.781	21.212	125.236

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

252
*documentos
 en cuenta
 de los*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PARAGUARI
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	1	144	144	144	1	432
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	4	4	4	2	16
B T (subterránea) (Km)	1	1	1	1	1	3
ACOMETIDAS*	5.429	5.429	5.429	5.429	5.429	27.144
SUBTOTAL1 FIN	162	9.447	9.447	9.447	162	28.663
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (Km)	29	31	32	32	34	158
BT (aérea preensamblada) (Km)	57	61	65	64	68	315
TRANSFORMADORES (KVA)	6.197	6.558	6.900	6.758	7.237	33.651
ACOMETIDAS	4.068	4.078	3.734	3.717	3.688	19.286
MEDIDORES	203	204	187	186	184	964
ALUMBRADO PUBLICO	136	137	136	136	135	680
SUBTOTAL2 FIN	2.716	2.890	3.062	2.996	3.219	14.883
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (Km)	67	71	84	82	88	393
BT (aérea preensamblada) (Km)	125	133	156	153	164	731
TRANSFORMADORES (KVA)	3.545	3.751	4.354	4.265	4.567	20.482
ACOMETIDAS	3.439	3.448	3.483	3.467	3.440	17.277
MEDIDORES	172	172	174	173	172	864
ALUMBRADO PUBLICO	43	44	44	43	43	217
SUBTOTAL4 FIN	5.833	6.197	7.246	7.091	7.819	33.986
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	2	8	12	2	1	24
RED SUBTERRANEA (Km)		4				4
RED AISLADA (Km)		5				5
SUBTOTAL5 FIN	8	745	85	18	2	853
PLAN DE LLAVES AUTOM.	3	3	3	3	3	16
SUBTOTAL6 FIN	69	69	69	69	69	343
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2
CAMBIO POSTES MT						0
DESPLAZAR RED MT (KM)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	43	43	43	43	43	214
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	920	920	920	920	920	4.600
INSTAL. RECONECTOR	1	1	1	1	1	5
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	5
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	129	116	116	109	109	579
TOTAL FINANCIERO	8.916	19.464	20.024	19.724	11.179	79.306


OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

KD.



253
 (descuentos
 aumentos
 tras)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PTE HAYES
 RESUMEN FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
MT (Km)	2,3	2,5	2,6	2,6	2,8	13
BT (Km)	4,7	5,0	5,3	5,2	5,6	26
TRANSFORMADORES (kVA)	504	533	561	550	589	2.736
ACOMETIDAS (m)	331	332	304	302	300	1.568
MEDIDORES	17	17	15	15	15	78
ALUMBRADO PUBLICO	11	11	11	11	11	55
SUBTOTAL 2 FIN	221	235	249	244	262	1.210
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (KM)	18,9	20,1	23,6	23,1	24,8	110
BT (Km)	37,8	40,2	47,1	46,1	49,6	221
TRANSFORMADORES (kVA)	4.077	4.315	5.009	4.906	5.254	23.561
ACOMETIDAS (m)	2.677	2.683	2.711	2.698	2.677	13.446
MEDIDORES	134	134	136	135	134	672
ALUMBRADO PUBLICO	18	18	18	18	18	89
SUBTOTAL 4 FIN	1.784	1.899	2.219	2.171	2.333	10.406
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			2			2
RED AISLADA (Km)	15	5	15	4	8	47
SUBTOTAL 5 FIN	1.142	381	1.430	305	609	3.266
TOTAL FIN	3.147	2.514	3.898	2.720	3.204	15.482

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas

*(Decreto
 Encuentro
 de Cuentas)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA ESTE
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	214
BT (aérea preensablada) (Km)	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	193
ACOMETIDAS*	6.585	6.585	16.365	16.365	16.365	62.266
SUBTOTAL 1 FIN	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968	14.842
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	45	45	45	44	46	224
B T (Km)	34	34	33	33	34	168
MT (aérea protegida) (Km)	5	5	5	5	5	25
BT (aérea preensablada) (Km)	4	4	4	4	4	19
TRANSFORMADORES (kVA)	502	499	495	490	506	2.492
ALUMBRADO PÚBLICO	439	437	433	429	443	2.181
ACOMETIDAS (m)	71.481	71.426	71.367	71.302	71.409	366.986
MEDIDORES	628	624	618	612	633	3.115
SUBTOTAL 2 FIN	789	754	747	740	785	3.764
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (Km)	149	157	169	183	201	869
B T (Km)	299	316	340	368	403	1.727
MT (aérea protegida) (Km)	37	39	42	46	50	215
BT (aérea preensablada) (Km)	75	79	85	92	101	432
TRANSFORMADORES (kVA)	62.687	66.443	71.677	77.733	85.213	363.754
ACOMETIDAS(m)	62.775	62.359	61.846	61.235	63.309	311.526
MEDIDORES	2.511	2.494	2.474	2.449	2.532	12.461
ALUMBRADO PUBLICO	118	117	116	115	119	684
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	1	1,30	1,30	1,30	1,30	7
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	1	1,20	1,20	1,20	1,20	6
SUBTOTAL 4 FIN						39.840
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	64,0	40,0		41	27	172
RED SUBTERRANEA (Km)		0,2				0,2
RED AISLADA (Km)	99	59	65	29	51	303
SUBTOTAL 5 FIN	4.234	4.248	3.885	2.410	2.134	16.878
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	14	14	14	14	14	68
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	455	455	455	455	455	2.275
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	9.095
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	9	9	9	9	9	45
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	379	379	379	379	379	1.895
CAMBIO DE ACOMET. (m)	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000	540.000
INST. DE RECONECTADORES	3	3	3	3	3	15
INST. DE SECCIONALIZADORES	2	2	2	2	2	10
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	5	5	5	5	26
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	2.129	1.412	1.412	1.056	1.056	7.066
TOTAL FIN	17.362	17.039	17.180	16.996	16.529	84.104

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

255
 (documentos
 Encuentro
 y Cero)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO ALTO PARANA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO - ESCENARIO RECOMENDADO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	42	42	42	42	42	211
BT (aérea preensamblada) (Km)	38	38	38	38	38	188
ACOMETIDAS*	6.520	6.520	16.300	16.300	16.300	61.940
SUBTOTAL 1 FIN	2.933	2.933	2.933	2.933	2.933	14.684
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	26	26	26	25	27	129
B T (Km)	19	19	19	19	20	97
MT (aérea protegida) (Km)	3	3	3	3	3	14
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	11
TRANSFORMADORES (kVA)	288	287	285	282	295	1.437
ALUMBRADO PÚBLICO	252	251	249	247	258	1.257
ACOMETIDAS (m)	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	324.000
MEDIDORES	361	359	356	352	369	1.796
SUBTOTAL 2 FIN	436	433	430	426	446	2.170
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	117	123	133	144	158	675
B T (Km)	235	248	267	289	317	1.357
MT (aérea protegida) (Km)	29	31	33	36	39	169
BT (aérea preensamblada) (Km)	59	62	67	72	79	339
TRANSFORMADORES (kVA)	49.686	52.527	56.642	61.340	67.193	287.387
ACOMETIDAS(m)	36.053	35.854	35.578	35.226	36.873	179.584
MEDIDORES	1.442	1.434	1.423	1.409	1.475	7.183
ALUMBRADO PUBLICO	68	67	67	66	69	337
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	3
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	3
SUBTOTAL 4 FIN	5.378	5.672	6.097	6.582	7.194	30.923
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	9,0	0,0	0,0	37	25	71
RED AISLADA (Km)	44,0	50,5	45,0	11	33,0	184
SUBTOTAL 5 FIN	2.742	2.991	2.872	1.262	1.027	10.695
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	8	8	8	8	8	41
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	273	273	273	273	273	1.365
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.091	1.091	1.091	1.091	1.091	5.457
TRIFASICAR	8	8	8	8	8	40
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	5	5	5	5	5	27
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	227	227	227	227	227	1.137
CAMBIO DE ACOMET. (m)	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	324.000
INST. DE RECONECTADORES	2	2	2	2	2	9
INST. DE SECCIONALIZADORES	1	1	1	1	1	6
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	3	3	3	3	16
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	1.518	968	968	694	694	4.843
TOTAL FIN	13.351	13.340	13.442	12.239	12.637	65.009

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

(Cien y cincuenta y seis)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO CANINDEYÚ
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO - ESCENARIO RECOMENDADO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	2,6
BT (aérea preensamblada) (Km)	1,14	1,14	1,14	1	1	5,7
ACOMETIDAS*	65	65	65	65	65	326,0
SUBTOTAL 1.FIN	36	36	36	36	36	178
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	19	19	19	19	19	95
B T (Km)	14	14	14	14	14	71
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	11
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	8
TRANSFORMADORES (kVA)	214	212	210	208	211	1.056
ALUMBRADO PÚBLICO	187	186	184	182	185	924
ACOMETIDAS (m)	6.681	6.626	6.567	6.502	6.609	32.985
MEDIDORES	267	265	263	260	264	1.319
SUBTOTAL 2.FIN	323	320	317	314	319	1.594
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	32	34	36	40	43	185
B T (Km)	64	68	73	79	87	371
MT (aérea protegida) (Km)	8	8	9	10	11	46
BT (aérea preensamblada) (Km)	16	17	18	20	22	93
TRANSFORMADORES (kVA)	13.001	13.916	15.036	16.393	18.020	76.366
ACOMETIDAS(m)	26.722	26.506	26.269	26.009	26.436	131.941
MEDIDORES	1.069	1.060	1.051	1.040	1.057	5.278
ALUMBRADO PUBLICO	50	50	49	49	50	247
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	3
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	3
SUBTOTAL 4.FIN	1.550	1.643	1.758	1.898	2.088	8.917
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	55	40		4	2	101
RED SUBTERRANEA (Km)		0,2				0,2
RED AISLADA (Km)	55	8	20	18	18	119
SUBTOTAL 5.FIN	1.482	1.254	1.183	1.147	1.106	6.184
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	5	5	5	5	5	27
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	182	182	182	182	182	910
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	728	728	728	728	728	3.638
TRIFASICAR	5	5	5	5	5	25
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	4	4	4	4	4	18
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	152	152	152	152	152	768
CAMBIO DE ACOMET. (m)	43200	43200	43200	43200	43200	216.000
INST. DE RECONECTADORES	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	6
INST. DE SECCIONALIZADORES	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	4
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2,40	2,00	2,00	2,00	2,00	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7.FIN	611	444	444	362	362	2.223
TOTAL FIN	4.014	3.636	3.739	3.767	3.891	19.096

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

257
*(Anexo
 Cuenta de
 rete)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA CENTRAL
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

ANO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
OBRAS						FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	5	5	23
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	2.606
SUBTOTAL1 FIN	72	72	72	72	72	360
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	97	97	96	95	98	483
BT (Km)	73	73	72	71	74	363
MT (aérea protegida) (Km)	11	11	11	11	11	54
BT (aérea preensamblada) (Km)	8	8	8	8	8	40
TRANSFORMADORES (KVA)	1.082	1.075	1.066	1.056	1.091	5.371
ACOMETIDAS	33.825	33.600	33.324	32.994	34.102	167.846
MEDIDORES	1.353	1.344	1.333	1.320	1.364	6.714
ALUMBRADO PUBLICO	947	941	933	924	955	4.700
SUBTOTAL2 FIN	1.603	1.592	1.579	1.564	1.616	7.954
EXPANSION **						
MT (Km)	96	102	109	118	129	554
BT (Km)	199	211	225	244	266	1.145
MT (aérea protegida) (Km)	24	25	27	30	32	138
BT (aérea preensamblada) (Km)	50	53	56	61	67	286
TRANSFORMADORES (KVA)	37.938	40.429	43.608	47.604	52.277	221.856
ACOMETIDAS	78.926	78.401	77.755	76.987	79.571	391.641
MEDIDORES	3.157	3.136	3.110	3.079	3.183	15.666
ALUMBRADO PUBLICO	355	353	350	346	358	1.762
SUBTOTAL4 FIN	4.477	4.732	5.057	5.466	5.959	25.700
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	0,6	0,2	0,8	0,2	0,2	2
RED AISLADA (Km)	14	5	23	8	3	53
SUBTOTAL5 FIN	943	335	1.527	522	210	3.538
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	50	50	50	50	50	250
CAMBIO POSTES BT	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	7.500
CAMBIO POSTES MT	1.800	1.800	1.512	1.800	1.800	8.712
DESPLAZAR RED MT (KM)	15	15	15	15	15	75
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	600	600	600	600	600	3.000
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	12.600	12.600	12.600	12.600	12.600	63.000
INSTAL. RECONECTOR	10	10	10	10	10	50
INST. SECCIONALIZADOR	13	13	13	13	13	65
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	10	10	10	10	10	50
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	3.831	2.615	2.615	2.007	2.007	13.074
TOTAL FINANCIERO	10.326	9.346	10.850	9.630	9.873	50.625

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

258
 (documentos
 circuitos
 y otros)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAGUAZU
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	32	32	32	32	33	161
BT (Km)	24	24	24	24	25	120
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	18
BT (aérea preensamblada) (Km)	3	3	3	3	3	13
TRANSFORMADORES (KVA)	359	357	354	350	364	1.783
ACOMETIDAS	11.209	11.141	11.052	10.943	11.384	55.730
MEDIDORES	448	446	442	438	455	2.229
ALUMBRADO PUBLICO	314	312	309	306	319	1.560
SUBTOTAL2 FIN	531	528	524	519	540	2.641
EXPANSION **						
MT (Km)	40	43	46	50	54	233
BT (Km)	83	88	94	102	111	478
MT (aérea protegida) (Km)	10	11	11	12	14	58
BT (aérea preensamblada) (Km)	21	22	23	25	28	119
TRANSFORMADORES (KVA)	16.199	17.239	18.598	20.267	22.253	94.556
ACOMETIDAS	26.155	25.996	25.789	25.534	26.564	130.038
MEDIDORES	1.046	1.040	1.032	1.021	1.063	5.202
ALUMBRADO PUBLICO	118	117	116	115	120	585
SUBTOTAL4 FIN	1.860	1.968	2.105	2.277	2.490	10.700
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1					1
RED AISLADA (Km)	14		8		3	25
SUBTOTAL5 FIN	943		8		210	1.675
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	3.000
CAMBIO POSTES MT	720	720	432	720	720	3.312
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	30
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	1.200
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	25.200
INSTAL. RECONECTADOR	4	4	4	4	4	20
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	26
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	4	4	4	4	20
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	1.959	1.269	1.259	909	909	6.295
TOTAL FINANCIERO	6.292	3.753	4.411	3.706	4.149	21.311

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

259
 (doscientos cincuenta y nueve)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAZAPA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	11	11	11	11	11	54
BT (Km)	8	8	8	8	8	41
MT (aérea protegida) (Km)	1	1	1	1	1	6
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	5
TRANSFORMADORES (KVA)	121	121	120	119	123	603
ACOMETIDAS	3.795	3.771	3.740	3.703	3.839	18.849
MEDIDORES	152	151	150	148	154	754
ALUMBRADO PUBLICO	106	106	105	104	107	528
SUBTOTAL2 FIN	180	179	177	176	182	893
EXPANSION **						
MT (Km)	9	10	10	11	12	53
BT (Km)	20	20	22	23	25	110
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	3	3	3	13
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	6	6	27
TRANSFORMADORES (KVA)	3.653	3.788	4.094	4.442	4.851	20.828
ACOMETIDAS	8.856	8.799	8.728	8.641	8.957	43.981
MEDIDORES	354	352	349	346	358	1.759
ALUMBRADO PUBLICO	40	40	39	39	40	198
SUBTOTAL4 FIN	440	453	486	520	566	2.462
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTOR	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	784	832	832	806	806	2.669
TOTAL FINANCIERO	1.408	1.464	1.495	1.501	1.554	5.014

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

260
(Derechos reservados)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO GUAIRA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	16	15	15	15	16	77
BT (Km)	12	12	11	11	12	58
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	9
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	6
TRANSFORMADORES (KVA)	173	172	170	169	175	858
ACOMETIDAS	5.394	5.361	5.319	5.266	5.476	26.816
MEDIDORES	216	214	213	211	219	1.073
ALUMBRADO PUBLICO	151	150	149	147	153	751
SUBTOTAL2 FIN	256	254	252	250	259	1.271
EXPANSION **						
MT (Km)	19	21	22	25	27	114
BT (Km)	40	43	46	50	55	234
MT (aérea protegida) (Km)	5	5	6	6	7	29
BT (aérea preensamblada) (Km)	10	11	12	13	14	59
TRANSFORMADORES (KVA)	7.744	8.486	9.122	10.047	11.086	46.484
ACOMETIDAS	12.587	12.510	12.410	12.287	12.777	62.570
MEDIDORES	503	500	496	491	511	2.503
ALUMBRADO PUBLICO	57	56	56	55	57	282
SUBTOTAL4 FIN	890	966	1.031	1.126	1.237	5.251
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			1			1
RED AISLADA (Km)			15			15
SUBTOTAL5 FIN			1.005			1.005
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	467	374	374	327	327	1.868
TOTAL FINANCIERO	1.613	1.594	2.662	1.703	1.824	9.395

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*(Cientos
veintey uno)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO SAN PEDRO
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

ANO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	5	5	23
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	2.606
SUBTOTAL1 FIN	72	72	72	72	72	360
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	39	38	38	38	39	191
BT (Km)	29	29	29	28	29	144
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	21
BT (aérea preensamblada) (Km)	3	3	3	3	3	16
TRANSFORMADORES (KVA)	430	426	423	419	429	2.126
ACOMETIDAS	13.427	13.327	13.212	13.082	13.403	66.451
MEDIDORES	537	533	528	523	536	2.658
ALUMBRADO PUBLICO	376	373	370	366	375	1.861
SUBTOTAL2 FIN	638	632	628	620	635	3.149
EXPANSION **						
MT (Km)	27	28	30	33	36	154
BT (Km)	57	60	64	69	75	324
MT (aérea protegida) (Km)	7	7	8	8	9	39
BT (aérea preensamblada) (Km)	14	15	16	17	19	81
TRANSFORMADORES (KVA)	10.342	10.916	11.795	12.848	14.087	59.988
ACOMETIDAS	31.329	31.097	30.829	30.524	31.274	155.052
MEDIDORES	1.253	1.244	1.233	1.221	1.251	6.202
ALUMBRADO PUBLICO	141	140	139	137	141	698
SUBTOTAL4 FIN	1.288	1.346	1.435	1.542	1.676	7.287
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AISLADA (Km)		5		8		13
SUBTOTAL5 FIN		335		522		857
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	10
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	621	450	450	365	365	2.252
TOTAL FINANCIERO	2.617	2.835	2.584	3.121	2.748	13.905

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

262
 Dirección
 General
 J. do

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA SUR
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
OBRAS						FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	5	5	23
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	2.606
SUBTOTAL 1 FIN	72	72	72	72	72	360
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	67	66	66	65	67	330
BT (Km)	50	50	49	49	50	248
MT (aérea protegida) (Km)	7	7	7	7	7	37
BT (aérea preensamblada) (Km)	6	6	5	5	6	28
TRANSFORMADORES (KVA)	740	735	729	722	745	3.671
ACOMETIDAS	23.133	22.976	22.785	22.560	23.280	114.733
MEDIDORES	925	919	911	902	931	4.589
ALUMBRADO PUBLICO	648	643	638	632	652	3.213
SUBTOTAL 2 FIN	1.096	1.089	1.080	1.069	1.103	5.437
EXPANSION **						
MT (Km)	55	58	62	67	73	316
BT (Km)	116	121	129	139	152	657
MT (aérea protegida) (Km)	14	14	16	17	18	79
BT (aérea preensamblada) (Km)	29	30	32	35	38	164
TRANSFORMADORES (KVA)	21.564	22.704	24.513	26.645	29.195	124.622
ACOMETIDAS	53.976	53.610	53.165	52.639	54.319	267.710
MEDIDORES	2.159	2.144	2.127	2.106	2.173	10.708
ALUMBRADO PUBLICO	243	241	239	237	244	1.205
SUBTOTAL 4 FIN	2.607	2.723	2.908	3.125	3.401	14.764
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	2,0	0,2	2,3	1,6	0,8	7
RED AISLADA (Km)	20	10	29	32	27	118
SUBTOTAL 5 FIN	1.481	647	1.688	2.201	1.776	7.794
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	40	40	40	40	40	200
CAMBIO POSTES BT	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	6.000
CAMBIO POSTES MT	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440	7.200
DESPLAZAR RED MT (KM)	12	12	12	12	12	60
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	480	480	480	480	480	2.400
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	10.080	10.080	10.080	10.080	10.080	50.400
INSTAL. RECONECTOR	6	6	6	6	6	28
INST. SECCIONALIZADOR	10	10	10	10	10	52
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	6	6	6	6	28
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 6 FIN	2.577	1.826	1.826	1.450	1.450	9.129
TOTAL FINANCIERO	7.834	6.356	7.574	7.917	7.803	37.484

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

263
*documentos
 revisados*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ITAPUA
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (aérea preensablada) (Km)	2	2	2	2	2	11
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	1.303
SUBTOTAL1 FIN	36	36	36	36	36	180
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	40	39	39	39	40	197
BT (Km)	30	30	29	29	30	148
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	22
BT (aérea preensablada) (Km)	3	3	3	3	3	16
TRANSFORMADORES (KVA)	441	438	435	430	445	2.189
ACOMETIDAS	13.783	13.692	13.580	13.446	13.912	68.413
MEDIDORES	551	548	543	538	556	2.737
ALUMBRADO PUBLICO	386	383	380	376	390	1.916
SUBTOTAL2 FIN	653	649	644	637	659	3.242
EXPANSION **						
MT (Km)	38	40	43	47	51	220
BT (Km)	80	84	90	97	105	456
MT (aérea protegida) (Km)	10	10	11	12	13	55
BT (aérea preensablada) (Km)	20	21	22	24	26	114
TRANSFORMADORES (KVA)	15.212	16.042	17.322	18.833	20.645	88.053
ACOMETIDAS	32.160	31.949	31.687	31.374	32.460	159.631
MEDIDORES	1.286	1.278	1.267	1.255	1.298	6.385
ALUMBRADO PUBLICO	145	144	143	141	146	718
SUBTOTAL4 FIN	1.799	1.883	2.014	2.169	2.364	10.229
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1,2	0,2	2,0	1,4	0,5	5
RED AISLADA (Km)		10	17	29	15	71
SUBTOTAL5 FIN	141	647	1.263	1.990	993	5.035
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	3.000
CAMBIO POSTES MT	720	720	720	720	720	3.600
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	30
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	1.200
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	25.200
INSTAL. RECONECTOR	3	3	3	3	3	14
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	26
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	3	3	3	3	3	14
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	1.369	959	953	745	745	4.766
TOTAL FINANCIERO	3.998	4.168	4.910	6.577	4.798	23.452

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensabladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

264
*(Decreto
 reventas
 y crédito)*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO MISIONES
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	11
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	1.303
SUBTOTAL1 FIN	36	36	36	36	36	180
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	13	13	13	13	13	66
BT (Km)	10	10	10	10	10	49
MT (aérea protegida) (Km)	1	1	1	1	1	7
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	5
TRANSFORMADORES (KVA)	147	146	145	143	148	728
ACOMETIDAS	4.585	4.554	4.516	4.472	4.616	22.744
MEDIDORES	183	182	181	179	185	910
ALUMBRADO PUBLICO	128	128	126	125	129	637
SUBTOTAL2 FIN	217	216	214	212	219	1.078
EXPANSION **						
MT (Km)	10	11	12	13	14	59
BT (Km)	22	23	24	26	29	124
MT (aérea protegida) (Km)	3	3	3	3	3	15
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	6	6	7	7	31
TRANSFORMADORES (KVA)	4.025	4.239	4.589	5.002	5.489	23.343
ACOMETIDAS	10.699	10.626	10.538	10.434	10.771	53.068
MEDIDORES	428	425	422	417	431	2.123
ALUMBRADO PUBLICO	48	48	47	47	48	239
SUBTOTAL4 FIN	491	513	548	590	643	2.786
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			0,3	0,2	0,3	1
RED AISLADA (Km)			12	3	12	27
SUBTOTAL5 FIN			125	210	783	1.418
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	7
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	7
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	596	432	432	351	351	2.162
TOTAL FINANCIERO	1.340	1.197	1.656	1.399	2.031	7.624

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores físicos se encuentran en anexo.

(documentos resueltos)
cinco

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
 PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ÑEEMBUKU
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	14	14	14	13	14	68
BT (Km)	10	10	10	10	10	51
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	1	2	8
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	6
TRANSFORMADORES (KVA)	152	151	150	149	152	754
ACOMETIDAS	4.765	4.729	4.688	4.642	4.752	23.576
MEDIDORES	191	189	188	186	190	943
ALUMBRADO PUBLICO	133	132	131	130	133	660
SUBTOTAL2 FIN	226	224	222	220	226	1.117
EXPANSION **						
MT (Km)	6	7	7	8	8	36
BT (Km)	14	14	15	16	17	77
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	9
BT (aérea preensamblada) (Km)	4	4	4	4	4	19
TRANSFORMADORES (KVA)	2.327	2.423	2.603	2.810	3.062	13.225
ACOMETIDAS	11.118	11.035	10.939	10.831	11.088	55.011
MEDIDORES	445	441	438	433	444	2.200
ALUMBRADO PUBLICO	50	50	49	49	50	248
SUBTOTAL4 FIN	318	327	346	366	394	1.750
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1					1
RED AISLADA (Km)	20					20
SUBTOTAL5 FIN	1.340					1.340
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	50
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	1.500
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	1.800
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	15
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	600
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	12.600
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	7
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	13
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	7
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL8 FIN	612	440	440	364	354	2.201
TOTAL FINANCIERO	2.496	991	1.008	940	973	6.408

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo

266
(documentos revisados)

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA NORTE
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (aérea preensablada) (Km)	13,0	13,0	13,0	7,8	7,8	55
ACOMETIDAS*	433	650	650	260	260	2.252
SUBTOTAL1 FIN	120	120	120	72	72	504
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	45	44	44	43	44	219
B T (Km)	31	31	31	30	31	154
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	19
BT (aérea preensablada) (Km)	3	3	3	3	3	14
TRANSFORMADORES (kVA)	453	449	444	439	445	2.230
ACOMETIDAS	13916	13.792	13.653	13.481	13.690	68.532
MEDIDORES	557	552	546	539	548	2.741
ALUMBRADO PUBLICO	363	360	356	352	358	1.789
SUBTOTAL2 FIN	622	617	611	604	615	3.069
EXPANSION**						
MT (KM)	36	57	78	61	65	296
B T (Km)	72	114	156	122	130	594
MT (aérea protegida) (Km)	7	7	7	8	9	38
BT (aérea preensablada) (Km)	13	14	15	16	18	76
TRANSFORMADORES (kVA)	13783	21238	28492	22959	24582	111.054
ACOMETIDAS	29413	31180	35882	30628	30935	158.037
MEDIDORES	1177	1247	1435	1225	1237	6.321
ALUMBRADO PUBLICO	55	58	67	57	58	296
SUBTOTAL4 FIN	1.407	1.876	2.353	2.056	2.221	9.925
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	173	96	67	140	106	582
RED SUBTERRANEA (Km)		15				15
RED AISLADA (Km)	35	32	66	15	28	176
SUBTOTAL5 FIN	5.852	4.714	4.866	3.224	3.423	22.097
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	38	93	68	68	43	310
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	600	600	600	600	600	3.000
DESPLAZ. RED MT (Km)	20	35	35	20	20	130
INSTALAC. DE A.P. (U)	120	100	110	110	100	540
SUSTITUCION DE AP.- Hg x Na (UNID)	80	80	80	80	80	400
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	40000	40000	40000	40000	40000	200.000
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	30
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	46	28	26	26	26	152
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	48	38	38	38	37	199
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	8	8	8	8	8	40
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	1.357	1.366	1.262	960	866	5.841
TOTAL FIN	9.358	8.595	9.231	6.946	7.196	41.436

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

267
*documentos
recientes
nicks*

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO AMAMBAY
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27,3
ACOMETIDAS*	217	217	217	130	130	909,3
SUBTOTAL1 FIN	60	60	60	36	36	252
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	19	19	19	19	19	95
B T (Km)	14	14	14	14	14	71
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	11
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	8
TRANSFORMADORES (kVA)	214	212	210	208	211	1.056
ACOMETIDAS	6681	6.626	6.567	6.502	6.609	32.985
MEDIDORES	267	265	263	260	264	1.319
ALUMBRADO PUBLICO	187	186	184	182	185	924
SUBTOTAL2 FIN	323	320	317	314	319	1.584
EXPANSION**						
MT (KM)	21	23	24	26	29	123
B T (Km)	43	45	49	53	58	248
MT (aérea protegida) (Km)	5	6	6	7	7	31
BT (aérea preensamblada) (Km)	11	11	12	13	14	62
TRANSFORMADORES (kVA)	8736	9332	10050	10969	12040	51.127
ACOMETIDAS	16085	15966	15829	15764	16057	79.701
MEDIDORES	643	639	633	631	642	3.188
ALUMBRADO PUBLICO	30	30	30	30	30	149
SUBTOTAL4 FIN	978	1.037	1.111	1.206	1.318	6.849
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	29	12	9	23	36	109
RED AISLADA (Km)	9	14	23	3		49
REGULADORES					6	6
SUBTOTAL5 FIN	1.022	1.029	958	541	765	4.312
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	30	30	20	130
SUSTITUCION DE AP. - Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16875	16875	16875	16875	16875	84.375
INSTAL. RECONECTOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	1	9
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	335	367	316	234	186	1.438
TOTAL FIN	2.716	2.811	2.762	2.331	2.825	13.245

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

268
Documentos revisados y otros

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO CONCEPCION
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27,3
ACOMETIDAS*	217	433	433	130	130	1.343
SUBTOTAL1 FIN	60	60	60	36	36	252
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	15	15	15	15	15	76
B T (Km)	11	11	11	11	11	57
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	8
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	6
TRANSFORMADORES (kVA)	170	169	167	165	169	840
ACOMETIDAS	5.305	5.266	5.220	5.169	5.296	26.256
MEDIDORES	212	211	209	207	212	1.050
ALUMBRADO PUBLICO	149	147	146	145	148	735
SUBTOTAL2 FIN	256	255	252	250	256	1.269
EXPANSION**						
MT (KM)	5	5	5	6	6	28
B T (Km)	10	10	11	12	13	56
MT (aérea protegida) (Km)	1	1	1	1	2	7
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	3	3	3	3	14
TRANSFORMADORES (kVA)	1907	2028	2181	2373	2599	11.088
ACOMETIDAS	7047	6994	6933	6864	7018	34.856
MEDIDORES	282	280	277	275	281	1.394
ALUMBRADO PUBLICO	13	13	13	13	13	65
SUBTOTAL4 FIN	228	241	256	276	300	1.302
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	69	29	18	22		138
RED AISLADA (Km)	16	18	8	12	28	82
SUBTOTAL5 FIN	2.370	1.542	920	1.072	1.856	7.562
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	150
SUSTITUCION DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16.875	16.875	16.875	16.875	16.875	84.375
INSTAL. RECONECTOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	680	491	438	295	263	2.067
TOTAL FIN	5.495	2.589	1.927	1.920	2.501	12.442

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

239
 (porcentaje restante)
 y más

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO BOQUERON
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	5	5	4	4	4	22
BT (Km)	3	2	2	2	2	11
TRANSFORMADORES (kVA)	34	32	30	28	26	150
ACOMETIDAS	950	890	830	775	715	4.160
MEDIDORES	38	36	33	31	29	166
ALUMBRADO PUBLICO	13	12	12	11	10	58
SUBTOTAL2 FIN	21	20	18	17	16	92
EXPANSION**						
MT (KM)	5	5	26	5	5	46
BT (Km)	10	10	53	10	10	93
TRANSFORMADORES (kVA)	1570	1704	8902	1640	1654	15.470
ACOMETIDAS	3140	3100	8120	3140	3140	20.640
MEDIDORES	126	124	325	126	126	826
ALUMBRADO PUBLICO	6	6	15	6	6	39
SUBTOTAL4 FIN	101	109	543	105	106	965
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	50	45	30	60	35	220
RED AISLADA (Km)	10		35			46
SUBTOTAL5 FIN	1.394	1.019	2.780	1.233	704	7.629
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	15	15	15	15	70
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	150
SUSTITUCION DE AP. - Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	3125	3125	3125	3125	3125	15.625
INSTAL. RECONECTOR	2	2	2	2	2	10
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	22	22	22	22	22	110
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	302	315	338	280	280	1.515
TOTAL FIN	2.318	1.462	3.679	1.635	1.106	10.201

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

**PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
 PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
 SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO ALTO PARAGUAY
 RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO**

AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
OBRAS						
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	5	5	5	5	6	27
B T (Km)	3	3	3	3	3	14
TRANSFORMADORES (kVA)	35	36	37	38	39	185
ACOMETIDAS	980	1.010	1.035	1.035	1.070	5.130
MEDIDORES	39	40	41	41	43	205
ALUMBRADO PUBLICO	14	14	14	14	15	72
SUBTOTAL2 FIN	22	22	23	23	24	113
EXPANSION**						
MT (KM)	5	24	22	24	24	99
B T (Km)	10	48	44	47	49	198
TRANSFORMADORES (kVA)	1570	8174	7359	7977	8289	33.369
ACOMETIDAS	3140	5120	5000	4860	4720	22.840
MEDIDORES	126	205	200	194	189	914
ALUMBRADO PUBLICO	6	10	9	9	9	43
SUBTOTAL4 FIN	101	491	443	478	495	2.010
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	25	10	10	35	35	115
RED SUBTERRANEA (Km)		15				15
SUBTOTAL5 FIN	566	1.126	226	378	297	2.594
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	8	18	13	13	8	60
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	5	5	5	5	25
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	20	20	20	110
SUSTITUCION DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	3125	3125	3125	3125	3125	15.625
INSTAL. RECONECTOR	2	2	2	2	2	10
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	22	12	12	12	12	70
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	160	194	170	170	147	831
TOTAL FIN	839	1.833	869	1.050	963	5.548

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada

** Expansión de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

*** Los valores fisicos se encuentran en anexo.

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DPEE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020 SISTEMA ANDE RESUMEN FINANCIERO *

AÑO MONEDA OBRAS	2016 MONEDA			2017 MONEDA			2018 MONEDA			2019 MONEDA			2020 MONEDA			TOTAL DEL PERIODO MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
	RED AISLADA	2.262	2.775	5.037	24.738	30.358	55.096	46.032	56.490	102.522	31.524	38.686	70.210	2.584	3.171	5.756	107.141	131.480
SUBTOTAL 1 FIN	2.262	2.775	5.037	24.738	30.358	55.096	46.032	56.490	102.522	31.524	38.686	70.210	2.584	3.171	5.756	107.141	131.480	238.621
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL																		
M T	528	646	1.177	532	653	1.185	531	651	1.182	527	647	1.173	524	643	1.167	2.642	3.242	5.884
B T	381	488	869	384	471	855	383	470	854	380	467	847	379	465	843	1.907	2.341	4.248
M T (Km) - Aéreo Protegido	2.709	3.325	6.034	2.839	3.484	6.323	2.972	3.647	6.620	2.917	3.580	6.497	3.087	3.788	6.875	14.525	17.824	32.349
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	2.058	2.525	4.583	2.172	2.885	5.057	2.289	3.069	5.358	2.243	2.753	4.996	2.394	2.938	5.332	11.156	13.690	24.847
TRANSFORMADORES	338	415	753	367	450	817	383	470	854	378	462	838	398	489	887	1.862	2.285	4.146
ACOMETIDAS	42	51	93	42	51	93	41	50	91	41	50	91	40	50	90	206	253	459
MEDIDORES	60	74	134	60	74	134	59	72	131	58	72	130	58	71	129	295	362	657
ALUMBRADO PUBLICO	107	131	238	107	132	239	107	131	238	106	130	237	105	129	235	533	654	1.187
SUBTOTAL 2 FIN	6.223	7.637	13.860	6.693	7.386	14.084	6.765	8.302	18.067	6.949	8.160	14.809	6.988	8.673	16.556	33.127	40.652	73.779
CRECIMIENTO VEGETATIVO **																		
MT	986	1.210	2.196	1.044	1.281	2.325	1.130	1.387	2.517	1.128	1.384	2.512	1.228	1.508	2.736	5.516	6.770	12.286
B T	1.078	1.321	2.397	1.136	1.394	2.531	1.217	1.494	2.711	1.217	1.493	2.710	1.323	1.624	2.947	5.970	7.326	13.296
M T (Km) - Aéreo Protegido	16.713	20.510	37.223	17.796	21.839	39.635	20.592	25.270	45.862	20.151	24.729	44.881	21.782	26.706	48.467	97.015	119.054	216.069
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	14.726	18.072	32.798	15.864	19.222	34.887	18.115	22.231	40.346	17.730	21.757	39.487	19.137	23.484	42.621	85.372	104.766	190.139
TRANSFORMADORES	3.395	4.186	7.581	3.703	4.544	8.248	4.111	5.045	9.156	4.059	4.981	9.040	4.450	5.481	9.911	19.718	24.197	43.915
ACOMETIDAS	137	168	305	137	168	305	137	168	305	133	163	296	135	166	301	679	833	1.512
MEDIDORES	292	358	649	291	357	649	292	358	649	283	347	630	287	352	640	1.445	1.773	3.217
ALUMBRADO PUBLICO	96	118	213	96	118	213	96	117	213	94	115	209	94	116	210	476	583	1.059
RED SUBTERRANEA MT	99	122	222	99	122	222	99	122	222	99	122	222	99	122	222	497	610	1.108
RED SUBTERRANEA BT	83	102	185	83	102	185	83	102	185	83	102	185	83	102	185	416	510	926
SUBTOTAL 4 FIN	37.804	45.144	83.750	40.950	49.149	95.199	45.372	55.253	102.166	44.877	55.195	100.472	45.699	56.440	108.239	217.103	286.423	483.625
PLAN DE ALIMENTADORES																		
RED AEREA	10.019	12.295	22.313	8.496	10.426	18.922	4.735	5.810	10.545	1.484	1.822	3.306	6.442	7.908	14.348	31.176	38.258	69.435
RED SUBTERRANEA	1.849	2.023	3.672	5.236	6.425	11.662	2.223	2.728	4.952	749	919	1.668	986	1.210	2.196	10.843	13.306	24.149
RED AISLADA	17.378	21.324	38.700	12.717	15.806	28.324	12.284	15.074	27.358	8.418	10.328	18.743	5.918	7.263	13.181	66.712	89.595	126.306
REGULADORES	201	247	448	96	117	213	43	52	95	32	39	71	491	593	1.083	1.658	2.316	3.974
SUBTOTAL 5 FIN	29.245	35.895	65.138	26.546	32.678	59.121	19.284	23.665	42.960	10.681	13.108	23.789	15.837	19.980	30.817	89.288	122.217	221.840
PLAN AUTOMAT. DISTR.	646	793	1.440	646	793	1.439	646	793	1.439	646	793	1.439	646	793	1.439	3.231	3.965	7.197
SUBTOTAL 6 FIN	646	793	1.440	646	793	1.439	646	793	1.439	646	793	1.439	646	793	1.439	3.231	3.965	7.197
OTRAS OBRAS																		
SUSTITUCION DE RED MT	428	525	953	515	631	1.146	478	585	1.061	469	578	1.045	431	529	960	2.318	2.845	5.164
CONSTRUC. RED AISLADA MT	181	198	380	161	198	360	181	198	380	181	198	380	181	198	380	807	991	1.798
CAMBIO POSTE PALMA/H/A°	305	374	678	305	374	678	305	374	678	305	374	678	305	374	678	1.523	1.869	3.392
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstrucción)	480	589	1.068	477	585	1.062	486	596	1.082	484	594	1.078	484	594	1.078	2.411	2.968	5.369
TRIFASICAR	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	44	54	98
DESPLAZAMIENTO RED MT	115	142	257	115	142	257	115	142	257	115	142	257	115	142	257	577	708	1.284
DESPLAZAMIENTO RED MT	200	246	447	232	285	517	232	285	517	200	246	447	200	246	447	1.065	1.307	2.373
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	155	190	344	153	188	342	154	189	343	154	189	343	153	188	342	769	944	1.714
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29	64	78	143
CAMBIO DE ACOMETIDAS	12	14	26	12	14	26	12	14	26	12	14	26	12	14	26	59	72	131
INST. RECONECTADORES	182	198	380	162	198	360	182	198	380	182	198	380	182	198	380	808	991	1.799
INST. SECCIONALIZADOR	182	224	406	178	216	392	167	205	372	167	205	372	167	205	372	860	1.055	1.914
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	72	89	161	70	86	157	70	86	157	70	86	157	68	84	152	352	432	784
INSTAL. DESCARGADORES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	4	7
SUBTOTAL 7 FIN	2.284	2.819	5.109	2.480	2.345	5.348	2.362	2.899	5.282	2.322	2.849	5.171	2.281	2.789	5.081	11.660	14.508	26.988
TOTAL FIN	78.273	96.055	174.328	100.893	123.801	224.685	120.963	148.442	269.405	96.801	118.791	215.591	74.934	91.956	166.890	471.854	579.046	1.050.900

OBS:FIN= en miles de dólares

El costo de las acometidas, del ítem de Red Aislada Interior, está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** CRECIMIENTO VEGETATIVO: Corresponde a la urbanización de áreas eléctricamente ya servidas

PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION	19.339	26.476	45.815
TOTAL GENERAL	491.193	605.522	1.096.715

Handwritten signature and the number 271 in the bottom right corner.

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DPEE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025 SISTEMA ANDE RESUMEN FINANCIERO *

AÑO	2021			2022			2023			2024			2025			TOTAL DEL PERIODO		
	MONEDA	MONEDA		MONEDA		MONEDA		MONEDA		MONEDA		MONEDA		MONEDA		MONEDA		
OBRAS	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
RED AISLADA	1.823	2.237	4.061	23.203	28.474	51.677	23.203	28.474	51.677	23.181	28.447	51.629	1.802	2.211	4.013	73.212	89.843	163.055
SUBTOTAL 1 FIN	1.823	2.237	4.061	23.203	28.474	51.677	23.203	28.474	51.677	23.181	28.447	51.629	1.802	2.211	4.013	73.212	89.843	163.055
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL																		
M T	537	659	1.195	536	658	1.194	535	657	1.192	529	649	1.179	548	672	1.220	2.685	3.295	5.981
B T	391	480	871	391	480	872	391	480	871	397	474	861	401	492	892	1.961	2.406	4.367
MT (área protegida)	3.251	3.990	7.241	3.414	4.189	7.603	3.581	4.395	7.976	3.511	4.308	7.819	3.749	4.601	8.350	17.506	21.482	38.988
BT (área preensamblada)	2.540	3.117	5.657	2.664	3.293	5.977	2.831	3.474	6.305	2.773	3.402	6.175	2.971	3.646	6.617	13.799	16.933	30.732
TRANSFORMADORES	421	518	937	457	561	1.019	479	588	1.067	470	576	1.046	501	615	1.117	2.328	2.857	5.186
ACOMETIDAS	25	31	56	25	31	56	24	30	54	24	30	54	25	30	55	124	152	276
MEDIDORES	81	75	135	61	74	135	59	72	131	58	72	130	60	73	133	298	366	664
ALUMBRADO PUBLICO	115	141	255	114	140	254	113	139	252	112	137	250	115	141	256	568	698	1.266
SUBTOTAL 2 FIN	7.341	9.008	16.349	7.682	9.427	17.109	8.014	9.835	17.849	7.982	9.650	17.613	8.389	10.221	18.640	39.268	48.190	87.460
CRECIMIENTO VEGETATIVO **																		
MT	1.108	1.360	2.468	1.214	1.490	2.704	1.380	1.694	3.074	1.393	1.709	3.102	1.511	1.854	3.365	6.606	8.106	14.712
B T	1.200	1.472	2.672	1.313	1.611	2.923	1.481	1.818	3.299	1.497	1.837	3.335	1.623	1.991	3.614	7.113	8.729	15.843
MT (área protegida)	23.368	28.707	52.101	24.836	30.479	55.315	26.887	35.450	64.337	28.470	34.938	63.408	30.645	37.606	68.251	136.231	167.179	303.411
BT (área preensamblada)	20.573	25.246	45.819	21.832	26.792	48.624	25.366	31.129	56.495	25.003	30.983	55.986	26.901	33.012	59.913	119.675	146.862	266.537
TRANSFORMADORES	4.598	5.642	10.240	5.090	6.247	11.337	5.841	7.188	13.008	5.850	7.179	13.028	6.326	7.763	14.088	27.704	33.998	61.701
ACOMETIDAS	121	148	269	121	149	270	123	151	273	120	146	268	122	150	272	607	745	1.353
MEDIDORES	257	316	573	258	317	575	261	317	582	256	314	570	259	318	578	1.292	1.586	2.878
ALUMBRADO PUBLICO	91	112	202	91	112	203	91	112	203	90	110	200	91	111	202	454	557	1.010
RED SUBTERRANEA MT	74	90	164	74	90	164	74	90	164	74	90	164	74	90	164	368	452	820
RED SUBTERRANEA BT	70	86	156	70	86	156	70	86	156	70	86	156	70	86	156	349	428	778
SUBTOTAL 4 FIN	51.484	63.180	114.664	54.389	67.371	122.270	63.574	78.017	141.591	62.823	77.094	139.917	67.820	82.981	150.601	300.400	366.642	669.043
PLAN DE ALIMENTADORES																		
RED AEREA	2.094	2.570	4.664	1.275	1.565	2.840	830	1.019	1.849	1.379	1.692	3.071	882	1.083	1.965	6.461	7.928	14.389
RED SUBTERRANEA	1.499	1.839	3.338	758	930	1.689	917	1.003	1.820	577	708	1.285	117	144	261	3.768	4.625	8.393
RED AISLADA	6.885	8.449	15.335	3.582	4.408	8.000	6.029	7.398	13.427	5.983	6.237	11.320	2.926	3.591	6.516	24.514	30.083	54.598
REGULADORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	170	308	138	170	308
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL 5 FIN	10.478	12.889	23.337	5.625	6.903	12.529	7.877	9.420	17.096	7.938	8.637	16.676	4.064	4.997	9.050	34.682	42.806	77.688
PLAN AUTOMAT. DISTR.	400	491	891	400	491	891	400	491	891	400	491	891	400	491	891	2.000	2.455	4.455
SUBTOTAL 6 FIN	400	491	891	400	491	891	400	491	891	400	491	891	400	491	891	2.000	2.455	4.455
OTRAS OBRAS																		
SUSTITUCION DE RED MT	410	503	913	518	635	1.153	469	576	1.045	469	576	1.045	420	516	936	2.286	2.805	5.091
SUSTITUCION CON RED AISLADA MT (km)	46	57	103	46	57	103	46	57	103	46	57	103	46	57	103	231	283	514
CAMBIO POSTE PALMAH²A*	334	410	744	334	410	744	334	410	744	334	410	744	334	410	744	1.670	2.049	3.718
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstrucción)	457	561	1.018	448	550	998	458	563	1.021	458	563	1.021	458	563	1.021	2.281	2.799	5.079
TRIFASICAR	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	44	54	98
DESPLAZAMIENTO RED MT	182	223	405	232	285	517	232	285	517	182	223	405	182	223	405	1.009	1.239	2.248
DESPLAZAMIENTO RED MT CON PROTEGIDA	14	17	31	14	17	31	14	17	31	14	17	31	14	17	31	69	85	154
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	105	129	234	105	128	233	105	129	234	105	129	234	105	128	233	524	643	1.168
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	5	6	12	5	6	12	5	6	12	5	6	12	5	6	12	26	32	58
CAMBIO DE ACOMETIDAS	10	12	23	10	12	23	10	12	23	10	12	23	10	12	23	51	62	113
INST. RECONECTADORES	148	182	330	148	182	330	148	182	330	148	182	330	148	182	330	740	908	1.649
INST. SECCIONALIZADOR	156	192	348	162	199	362	153	188	342	153	188	342	153	188	342	778	955	1.734
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	78	96	174	74	91	166	74	91	166	74	91	166	72	89	161	374	459	832
INSTAL. DESCARGADORES	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	2,16	2,64	5
SUBTOTAL 7 FIN	1.984	2.398	4.383	2.108	2.584	4.689	2.089	2.526	4.586	2.098	2.465	4.474	1.957	2.402	4.359	10.084	12.375	22.480
TOTAL FIN	73.481	90.174	163.655	93.915	115.250	209.164	104.926	128.762	233.688	103.314	126.785	230.099	84.212	103.342	187.554	459.848	564.312	1.024.160
OBS.FIN= en miles de dólares																		

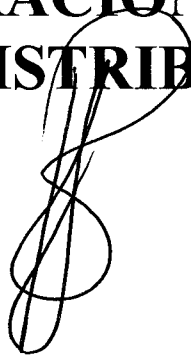
El costo de las acometidas, del ítem de Red aislada superior, está incluido en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION	6.501	8.900	15.401
TOTAL GENERAL	466.349	573.213	1.039.562

** CRECIMIENTO VEGETATIVO : Corresponde a la electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas

ANEXO 3.3

RESUMEN FISICO Y FINANCIERO DE PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION



VJ.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN PARA MEJORAR OBRAS REALIZADAS POR AUTOAYUDA

Corto Plazo

SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
 RESUMEN FISICO

INVERSIÓN AUTOAYUDA MT Y BT	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO
OBRAS MT						
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (km)	628	964	1.001	1.038	1.038	4.669
Trifasicación MT cond. 35 mm2 (km)	25	39	40	42	42	187
Sust. de Postes MT de Madera por H° A°-12/200	7.619	11.694	12.147	12.600	12.600	56.661
Sust. de Postes MT de Madera por H° A°-12/300	969	1.487	1.545	1.603	1.603	7.207
Sustitución de Estructuras Monofásico	4.190	6.431	6.680	6.929	6.929	31.160
Sustitución de Estructuras Trifásico	138	212	220	229	229	1.028
Cambio de Seccionador Fusible M T. Monof.	87	133	138	144	144	646
Cambio de Seccionador Línea M T. Monof.	1	1	1	1	1	5
Instalación de descargador una fase	4	7	7	7	7	32
OBRAS BT						
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (km)	180	276	286	297	297	1.336
Sust. de Postes BT de Madera por Palma	8.059	12.370	12.850	13.329	13.329	59.937
Sust. de Postes BT de Madera por H° A°-9/150	6.908	10.603	11.014	11.425	11.425	51.375
Sust. de Estruct. Monof. de madera por Palma	8.059	12.370	12.850	13.329	13.329	59.937
Sust. de Estruct. Monof. de madera por H° A°-9/150	6.908	10.603	11.014	11.425	11.425	51.375
Seccionador Fusible Monof. de BT	200	306	318	330	330	1.484
Puesta a Tierra BT	1.796	2.757	2.864	2.970	2.970	13.357
Prensa para Acometida	46.054	70.687	73.426	76.166	76.166	342.500
Prensa 70/35	1.197	1.838	1.909	1.980	1.980	8.905
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)	599	919	955	990	990	4.452

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS

SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
 RESUMEN FISICO

AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO	
O B R A S							
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	46	73	76	79	79	353
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	91	142	148	153	153	688
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORES	KVA	12010	18805	19534	20263	20263	90874
NUEVAS ACOMETIDAS	m	7879	11598	12047	12497	12497	56518
NUEVOS MEDIDORES	N°	7879	11598	12047	12497	12497	56518
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	452	672	698	724	724	3271
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4

KD.

PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION

Medio Plazo

SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
 RESUMEN FISICO

INVERSIÓN AUTOAYUDA MT Y BT	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL PERIODO
OBRAS MT						
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (km)	628	314	314	157	157	1.570
Trifasicación MT cond. 35 mm2 (km)	25	13	13	6	6	63
Sust. de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/200	7.619	3.809	3.809	1.905	1.905	19.047
Sust. de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/300	969	485	485	242	242	2.423
Sustitución de Estructuras Monofásico	4.190	2.095	2.095	1.047	1.047	10.475
Sustitución de Estructuras Trifásico	138	69	69	35	35	346
Cambio de Seccionador Fusible M T. Monof.	87	43	43	22	22	217
Cambio de Seccionador Línea M T. Monof.	1	0,36	0,36	0,18	0,18	2
Instalación de descargador una fase	4	2	2	1	1	11
OBRAS BT						
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (km)	180	90	90	45	45	449
Sust. de Postes BT de Madera por Palma	8.059	4.030	4.030	2.015	2.015	20.149
Sust. de Postes BT de Madera por Hº Aº-9/150	6.908	3.454	3.454	1.727	1.727	17.270
Sust. de Estruct. Monof. de madera por Palma	8.059	4.030	4.030	2.015	2.015	20.149
Sust. de Estruct. Monof. de madera por Hº Aº-9/150	6.908	3.454	3.454	1.727	1.727	17.270
Seccionador Fusible Monof. de BT	200	100	100	50	50	499
Puesta a Tierra BT	1.796	898	898	449	449	4.490
Prensa para Acometida	46.054	23.027	23.027	11.514	11.514	115.136
Prensa 70/35	1.197	599	599	299	299	2.994
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)	599	299	299	150	150	1.497

PLAN MAESTRO DE DISTRIBUCION, INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS
 SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
 RESUMEN FISICO

AÑOS		2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL PERIODO
O B R A S							
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	46	24	24	12	12	118
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	91	46	46	23	23	230
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORES	kVA	12.010	6.126	6.126	3.063	3.063	30.388
NUEVAS ACOMETIDAS	m	7.879	3.778	3.778	1.889	1.889	19.214
NUEVOS MEDIDORES	Nº	7.879	3.778	3.778	1.889	1.889	19.214
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	Nº	452	219	219	109	109	1.109
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	0,05	0,03	0,03	0,01	0,01	0,13
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	0,05	0,03	0,03	0,01	0,01	0,13

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
 División de Estudios Energéticos (DP/EE)
 Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN PARA MEJORAR OBRAS REALIZADAS POR AUTOAYUDA

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA

PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020

SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *
TOTAL PERIODO

AÑO	2016			2017			2018			2019			2020			TOTAL DEL PERIODO		
	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	MONEDA	
OBRAS MT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor M.T. 35 mm ² (Km)	712	874	1.587	1.093	1.342	2.435	1.136	1.394	2.529	1.178	1.446	2.624	1.178	1.446	2.624	5.298	6.501	11.799
Trifasicación M ² cind. 35 mm ² (Km)	31	38	69	48	59	107	50	61	111	52	63	115	52	63	115	232	285	517
Sust. de Postes MT de Madera por H ^o A ^o -12/200	489	575	1.064	719	883	1.602	747	917	1.664	775	951	1.726	775	951	1.726	3.485	4.277	7.762
Sust. de Postes MT de Madera por H ^o A ^o -12/300	68	84	152	105	129	234	109	134	243	113	139	252	113	139	252	508	623	1.132
Sustitución de Estructuras Monofásico	35	42	77	53	65	118	55	68	123	57	70	127	57	70	127	257	315	572
Sustitución de Estructuras Trifásico	3	4	7	5	6	11	5	6	11	5	6	12	5	6	12	24	29	53
Cambio de Seccionador Fusible M.T. Monof.	2	3	5	4	4	8	4	4	8	4	5	8	4	5	8	17	21	38
Cambio de Seccionador Línea M.T. Monof.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Instalación de descargador una fase	16	19	35	24	30	54	25	31	56	26	32	58	26	32	58	118	145	262
Costo Material * MO	1.336	1.640	2.976	2.087	2.517	4.604	2.431	2.816	4.745	2.210	2.712	4.922	2.210	2.712	4.922	9.836	12.196	22.135
Costo Mano de Obra	660	1.640	2.289	987	2.517	3.514	1.036	2.815	3.650	1.074	2.712	3.786	1.074	2.712	3.786	4.630	12.196	17.027
Costo Administrativo	87	687	774	1.054	1.054	2.108	1.054	1.054	2.108	1.136	1.136	2.272	1.136	1.136	2.272	5.108	5.108	10.216
Costo Administrativo	458	458	916	703	703	1.406	703	703	1.406	757	757	1.514	757	757	1.514	3.405	3.405	6.810
TOTAL PARCIAL - MT	1.794	1.640	3.434	2.784	2.617	5.271	2.961	2.616	5.476	2.987	2.712	5.699	2.987	2.712	5.699	13.344	12.196	25.540
OBRAS BT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm ² (Km)		126	126		193	193		200	200		208	208		208	208		935	935
Sust. de Postes BT de Madera por Palma	61		61	94		94	98		98	102		102	102		102	457		457
Sust. de Postes BT de Madera por H ^o A ^o -9/150	485		485	745		745	774		774	803		803	803		803	3.610		3.610
Sust. de Estruct. Monof. de madera por Palma		34	34		52	52		54	54		56	56		56	56		250	250
Sust. de Estruct. Monof. de madera por H ^o A ^o -9/150		29	29		44	44		46	46		48	48		48	48		214	214
Seccionador Fusible Monof. de BT		17	17		26	26		27	27		28	28		28	28		127	127
Puesta a Tierra BT		24	24		37	37		39	39		40	40		40	40		180	180
Prensa para Acometida		9	9		14	14		15	15		15	15		15	15		68	68
Prensa 70/35		1	1		2	2		2	2		2	2		2	2		9	9
Cable Aisl. Cu - 70 mm ² (m)		2	2		4	4		4	4		4	4		4	4		18	17.7
Costo Material	547	242	789	932	312	1.211	974	336	1.258	905	401	1.305	905	401	1.305	4.068	1.801	5.869
Costo Mano de Obra	237	237	474	363	363	726	377	377	754	392	392	784	392	392	784	1.761	1.761	3.522
Costo Administrativo	358	358	716	542	542	1.084	542	542	1.084	561	561	1.122	561	561	1.122	3.405	3.405	6.810
TOTAL PARCIAL - BT	942	242	1.184	1.445	312	1.817	1.901	336	2.437	1.857	401	2.658	1.857	401	2.658	7.002	1.801	8.803
Costo Total Material * MO	2.120	1.882	4.002	3.266	2.829	6.143	3.360	3.001	6.361	3.808	2.113	5.619	3.808	2.113	5.619	16.787	13.997	28.784
Costo Total Mano de Obra	1.188	1.882	3.070	1.345	2.880	4.225	1.413	3.001	4.408	1.478	3.104	4.582	1.478	3.104	4.582	5.898	12.997	22.895
Costo Total Material de Obra	924	924	1.848	1.418	1.418	2.836	1.473	1.473	2.946	1.627	1.627	3.254	1.627	1.627	3.254	6.558	6.558	13.116
Costo Total Administrativo	619	619	1.238	845	845	1.690	845	845	1.690	877	877	1.754	877	877	1.754	4.679	4.679	9.358
TOTAL FIN ANDE - MT Y BT	2.736	1.882	4.618	4.231	2.889	7.088	4.362	3.001	7.363	4.826	3.113	7.637	4.826	3.113	7.637	20.346	13.997	34.343

OBS:FIN= en miles de dólares

2776
 (Handwritten signature)

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
 División de Estudios Energéticos (DP/EE)
 Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS
 PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
 SISTEMA ANDE
 RESUMEN FINANCIERO *

AÑOS		2016			2017			2018			2019			2020			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA		MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
O B R A S		LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	100	123	222	158	194	351	164	201	365	170	209	379	170	209	379	761	934	1.696
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	132	162	294	206	252	458	213	262	475	221	272	493	221	272	493	994	1.219	2.213
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORES	KVA	3,57	353	357	5,59	553	559	5,80	574	580	6,02	596	602	6,02	596	602	27	2.672	2.699
NUEVAS ACOMETIDAS	m		130	130		191	191		198	198		206	206		206	206		931	931
NUEVOS MEDIDORES	N°		276	276		406	406		421	421		437	437		437	437		1.977	1.977
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	3	49	52	4	73	77	4	76	80	4	79	83	4	79	83	19	356	375
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	2	2	4	3	3	6	3	4	7	3	4	7	3	4	7	14	17	30
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	1	2	3	2	4	6	2	4	6	2	3	5	2	3	5	9	11	21
Costo de Materiales + Mano de Obra		241	1.096	1.337	377	1.675	2.052	392	1.739	2.131	407	1.804	2.211	407	1.804	2.211	1.824	8.119	9.942
Costos de materiales		117	1.096	1.213	183	1.675	1.858	181	1.739	1.930	186	1.804	2.002	186	1.804	2.002	886	8.119	9.006
Costo de Mano de Obra		124		124	194		194	202		202	209		209	209		209		937	937
Costos de Ingeniería y Administrativos		206		206	316		316	328		328	340		340	340		340	1.630		1.530
COSTO TOTAL		447	1.096	1.543	693	1.675	2.368	720	1.739	2.459	747	1.804	2.551	747	1.804	2.551	3.353	8.119	11.472

OBS: FIN= en miles de dólares

277
 (Reservados ítem)
 (Reservados ítem)

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
 División de Estudios Energéticos (DP/EE)
 Departamento de Estudios de Distribución (DP/DEB)

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSION EN AUTOAYUDA
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2020/2025
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *
TOTAL PERIODO

AÑO	2021			2022			2023			2024			2025			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA	MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
OBRAS MT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (Km)	712	874	1.587	356	437	793	356	437	793	178	219	397	178	219	397	1.781	2.185	3.966
Trifasicación MT clnd. 35 mm ² (Km)	31	38	69	16	19	35	16	19	35	8	10	17	8	10	17	78	96	174
Sust. de Postes MT de Madera por Hº Aº/-12/200	469	575	1.044	234	288	522	234	288	522	117	144	261	117	144	261	1.172	1.438	2.609
Sust. de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/300	68	84	152	34	42	76	34	42	76	17	21	38	17	21	38	171	210	380
Sustitución de Estructuras Monofásico	35	42	77	17	21	38	17	21	38	9	11	19	9	11	19	86	106	192
Sustitución de Estructuras Trifásico	3	4	7	2	2	4	2	2	4	1	1	2	1	1	2	8	10	18
Cambio de Seccionador Fusible MT. Monof.	2	3	5	1	1	3	1	1	3	1	1	1	1	1	1	6	7	13
Cambio de Seccionador Linea MT. Monof.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Instalación de descargador una fase	16	19	35	8	10	18	8	10	18	4	5	9	4	5	9	40	49	88
Costo Material + MO	1.356	1.640	2.976	688	820	1.488	688	820	1.488	334	410	744	334	410	744	3.341	4.100	7.441
Costo Material	660	1.640	2.280	325	820	1.145	325	820	1.145	162	410	672	162	410	672	1.624	4.100	5.724
Costo Mano de Obra	687		687	343		343	343		343	172		172	172		172	1.717		1.717
Costo Administrativo	458		458	229		229	229		229	114		114	114		114	1.145		1.145
TOTAL PARCIAL - MT	1.794	1.640	3.434	897	820	1.717	897	820	1.717	449	410	859	449	410	859	4.486	4.100	8.586
OBRAS BT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (Km)		126	126		63	63		63	63		31	31		31	31		314	314
Sust. de Postes BT de Madera por Palma	61		61	31		31	31		31	15		15	15		15	154		154
Sust. de Postes BT de Madera por Hº Aº-9/150	485		485	243		243	243		243	121		121	121		121	1.214		1.214
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Palma		34	34		17	17		17	17		8	8		8	8		84	84
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Hº Aº-9/150		29	29		14	14		14	14		7	7		7	7		72	72
Seccionador Fusible Monof. de BT		17	17		9	9		9	9		4	4		4	4		43	43
Puesta a Tierra BT		24	24		12	12		12	12		6	6		6	6		61	61
Prensa para Acometida		9	9		5	5		5	5		2	2		2	2		23	23
Prensa 70/35		1	1		1	1		1	1		0	0		0	0		3	3.0
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)		2	2		1	1		1	1		1	1		1	1		6	6.0
Costo Material	642	242	788	273	121	395	273	121	395	137	61	197	137	61	197	1.367	606	1.973
Costo Mano de Obra	237		237	118		118	118		118	59		59	59		59	592		592
Costo Administrativo	158		158	79		79	79		79	39		39	39		39	395		395
TOTAL PARCIAL - BT	942	242	1.184	471	121	592	471	121	592	235	61	296	235	61	296	2.364	606	2.969
Costo Total Material + MO	2.120	1.882	4.002	1.980	941	2.921	1.980	941	2.921	580	471	1.051	580	471	1.051	5.300	4.706	10.006
Costo Total Material	1.196	1.882	3.078	603	941	1.544	603	941	1.544	299	471	770	299	471	770	2.891	4.706	7.597
Costo Total Mano de Obra	924		924	462		462	462		462	231		231	231		231	2.309		2.309
Costo Total Administrativo	916		916	308		308	308		308	154		154	154		154	1.539		1.539
TOTAL FIN ANDE - MT - BT	2.736	1.882	4.618	1.998	941	2.309	1.998	941	2.309	684	471	1.154	684	471	1.154	6.839	4.706	11.545

OBS:FIN= en miles de dólares

278
 (donación
 número y
 edico)

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
 División de Estudios Energéticos (DPEE)
 Departamento de Estudios de Distribución (DDED)

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *

AÑOS		2021			2022			2023			2024			2025			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA		MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
O B R A S		LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	100	123	222	51	63	114	51	63	114	26	32	57	26	32	57	254	312	566
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	132	162	294	67	82	149	67	82	149	33	41	75	33	41	75	333	408	741
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORES	KVA	3,57	353	357	1,82	180	182	1,82	180	182	0,91	90	91	0,91	90	91	9	894	903
NUEVAS ACOMETIDAS	m		130	130		62	62		62	62		31	31		31	31	0	316	316
NUEVOS MEDIDORES	N°		276	276		132	132		132	132		66	66		66	66	0	672	672
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	3	49	52	1	24	25	1	24	25	1	12	13	1	12	13	6	121	127
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	2	2	4	1	1	2	1	1	2	0	1	1	0	1	1	5	6	10
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	1	2	3	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	1	3	4	7
Costo de Materiales + Mano de Obra		241	1096	1337	123	545	668	123	545	668	61	273	334	61	273	334	610	2732	3342
Costos de materiales		117	1.096	1.213	60	545	605	60	545	605	30	273	303	30	273	303	296	2732	3029
Costo de Mano de Obra		124	0	124	63	0	63	63	0	63	32	0	32	32	0	32	313	0	313
Costos de Ingeniería y Administrativos		206	0	206	103	0	103	103	0	103	51	0	51	51	0	51	514	0	514
COSTO TOTAL		447	1.096	1.543	228	545	771	228	545	771	113	273	386	113	273	386	1.124	2.732	3.856

OBS.FIN= en miles de dólares

279
 (porcentaje y
 relatorio y
 mano)

RESUMEN DE INVERSIONES DE CORTO PLAZO

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US\$							
AÑOS	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		Suma
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	
2016	78.273	96.055	3.183	2.978	81.456	99.033	180.489
2017	100.884	123.801	4.893	4.563	105.776	128.364	234.140
2018	120.963	148.442	5.082	4.740	126.045	153.182	279.227
2019	96.800	118.791	5.272	4.917	102.072	123.708	225.780
2020	74.934	91.956	5.271	4.918	80.206	96.873	177.079
TOTAL	471.854	579.045	23.700	22.116	495.555	601.160	1.096.715

RESUMEN DE INVERSIONES DE MEDIO PLAZO

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US\$							
AÑOS	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		Suma
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	
2021	73.481	90.174	3.182	2.978	76.663	93.152	169.815
2022	93.915	115.250	1.594	1.487	95.509	116.737	212.245
2023	104.926	128.762	1.594	1.487	106.520	130.249	236.769
2024	103.314	126.785	797	743	104.111	127.528	231.639
2025	84.212	103.342	797	743	85.009	104.085	189.094
TOTAL	459.848	564.312	7.964	7.438	467.812	571.750	1.039.562

Handwritten signature and initials, possibly 'K.P.' and a large stylized signature.

ANEXO 3.4

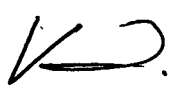
OBRAS DE DISTRIBUCION



KJ.

*Joscenty
Orlando
J. Alvarado*

CORTO PLAZO



ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

233
(Decreto
Ordinary)

OBRAS POR SISTEMAS							
PERIODO 2016 - 2020							
SISTEMA METROPOLITANO (SME)							
Dptos. Central, Cordillera, Paraguari y Sur de Pte. Hayes							
DISTRIBUCION							
OBRAS A EJECUTAR							
PROYECTOS INDISPENSABLES							
Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SME.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	101	108	114	112	121
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	202	215	229	224	241
	Instalación de Transformadores:	kVA	22.387	23.691	24.926	24.414	26.144
	Instalación de Acometidas:	m	20.438	20.489	18.758	18.674	18.526
	Colocación de Medidores:	unidades	1.022	1.024	938	934	926
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	627	629	628	625	621
SME.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	964	1.070	1.193	991	1.074
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	1.487	1.582	1.856	1.816	1.954
	Instalación de Transformadores:	kVA	164.693	174.541	202.510	198.398	212.397
	Instalación de Acometidas:	m	150.044	150.501	152.030	151.363	150.168
	Colocación de Medidores:	unidades	7.658	7.765	7.850	7.826	7.766
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	1.016	1.023	1.022	1.018	1.010
SME.MC (Mejora de confiabilidad)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	926	2.288	1.384	40	40
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	737	1.828	1.105	60	60
	Cambio de postes:	unidades	2.160	2.352	2.373	2.395	2.395
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	605	605	605	605	605
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	15.400	15.400	15.400	15.400	15.400
	Sustitución de Estructuras MT y BT:	unidades	335	515	535	555	555
	Prensa para BT para Acometidas y de Línea: Puesta a tierra BT	unidades	643	988	1.026	1.064	1.064
	unidades	24	38	39	40	40	
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	70	74	74	75	75

OBRAS POR SISTEMAS							
PERIODO 2016 - 2020							
SISTEMA ESTE (SES)							
Dptos. de Alto Paraná y Canindeyú							
DISTRIBUCION							
OBRAS A EJECUTAR							
PROYECTOS INDISPENSABLES							
Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SES.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	52	52	51	51	51
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	39	39	38	38	38
	Instalación de Transformadores:	kVA	518	517	513	511	506
	Instalación de Acometidas:	m	16.184	16.148	16.025	15.968	15.823
	Colocación de Medidores:	unidades	647	646	641	639	633
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	453	452	449	447	443
SES.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	510	385	362	446	490
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	335	361	370	359	409
	Instalación de Transformadores:	kVA	49.282	53.862	55.435	53.455	62.184
	Instalación de Acometidas:	m	229.366	229.222	473.434	473.001	472.420
	Colocación de Medidores:	unidades	2.589	2.584	2.572	2.555	2.532
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	121	121	121	120	119
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	15	15	15	15	15
SES.MC (Mejora de)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	36	36	36	36	36
	Cambio de postes:	unidades	2.274	2.274	2.274	2.274	2.274
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	379	379	379	379	379
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000
		Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	11	10	10	10

234
 (donde)
 (cheque)
 (cuatro)

OBRAS POR SISTEMAS
 PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA CENTRAL (SCE)
 Dptos. de San Pedro, Guairá, Casguazú y Caazapa

DISTRIBUCION
OBRAS A EJECUTAR
PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SCE.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	112	111	111	110	109
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	84	84	83	83	82
	Instalación de Transformadores:	kVA	1.116	1.114	1.109	1.101	1.091
	Instalación de Acometidas:	m	34.888	34.808	34.651	34.417	34.104
	Colocación de Medidores:	unidades	1.396	1.392	1.386	1.377	1.364
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	977	975	970	964	955
SCE.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	268	212	123	116	149
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	202	219	223	217	248
	Instalación de Transformadores:	kVA	29.738	32.615	33.270	32.390	37.620
	Instalación de Acometidas:	m	99.157	98.967	98.546	97.894	97.008
	Colocación de Medidores:	unidades	3.966	3.959	3.942	3.916	3.880
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	366	365	364	361	358
	Instal. de Equip. en Red de M.T. de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SCE.MC (Mejora de)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	65	65	65	65	65
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	7	7	7	7	7
	Cambio de postes:	unidades	3.300	3.300	3.012	3.300	3.300
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	600	600	600	600	600
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	13.121	13.121	13.121	13.121	13.121
	Instal. de Equip. en Red de M.T. de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	33	20	20	20	20

OBRAS POR SISTEMAS
 PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA SUR (SSU)
 Dptos. de Itapúa, Misiones y Neembucú

DISTRIBUCION
OBRAS A EJECUTAR
PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SSU.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	76	76	76	75	75
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	57	57	57	56	56
	Instalación de Transformadores:	kVA	764	762	759	753	746
	Instalación de Acometidas:	m	23.883	23.818	23.705	23.540	23.325
	Colocación de Medidores:	unidades	955	953	948	942	933
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	669	667	664	659	653
SSU.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	248	67	101	60	106
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	121	130	133	127	144
	Instalación de Transformadores:	kVA	17.336	18.905	19.373	18.464	21.415
	Instalación de Acometidas:	m	55.726	55.576	55.311	54.928	54.425
	Colocación de Medidores:	unidades	2.229	2.223	2.212	2.197	2.177
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	251	250	249	247	245
	Instal. de Equip. en Red de M.T. de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SSU.MC (Mejora de)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	52	52	52	52	52
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	7	7	7	7	7
	Cambio de postes:	unidades	2.640	2.640	2.640	2.640	2.640
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	480	480	480	480	480
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	10.471	10.471	10.471	10.471	10.471
	Instal. de Equip. en Red de M.T. de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	22	11	11	11	11

235
 (Acordeón
 Ochoa
 J. Luis)

OBRAS POR SISTEMAS
 PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA NORTE (SNO)
 Dptos. de Amambay, Concepción, Boqueron y Alto Paraguay


DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SNO.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	684	697	433	193	562
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	49	51	51	45	45
	Instalación de Transformadores:	kVA	474	501	499	496	492
	Instalación de Acometidas:	m	2.721	2.717	2.698	2.242	2.646
	Colocación de Medidores:	unidades	582	612	609	606	600
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	528	536	533	530	524
SNO.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	49	45	48	63	57
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	98	91	98	127	115
	Instalación de Transformadores:	kVA	15.391	14.186	15.284	19.133	18.393
	Instalación de Acometidas:	m	2.330	2.312	2.295	1.842	2.249
	Colocación de Medidores:	unidades	2.330	2.312	2.295	1.842	2.249
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	109	108	108	86	105
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	7	9	4	3	22
SNO.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	72	127	107	93	73
	Cambio de postes:	unidades	505	505	505	495	495
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	200	180	190	190	180
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	1.425	1.425	1.425	1.425	1.425
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	111	83	81	81	80

MEDIO PLAZO



KJ.

doscientos ochenta y siete

OBRAS POR SISTEMAS							
PERIODO 2021 - 2025							
SISTEMA METROPOLITANO (SME)							
Dptos. Central, Cordillera, Paraguari y Sur de Pte. Hayes							
DISTRIBUCION							
OBRAS A EJECUTAR							
PROYECTOS INDISPENSABLES							
Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SME.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	130	138	147	144	154
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	259	276	293	287	309
	Instalación de Transformadores:	kVA	27.997	29.628	31.172	30.532	32.696
	Instalación de Acometidas:	m	18.380	18.425	16.869	16.794	16.661
	Colocación de Medidores:	unidades	919	921	843	840	833
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	616	617	616	614	609
SME.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	1.163	1.139	1.376	1.384	1.399
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	2.102	2.233	2.620	2.563	2.758
	Instalación de Transformadores:	kVA	227.045	239.981	278.531	272.682	291.998
	Instalación de Acometidas:	m	148.875	149.159	150.667	149.953	148.768
	Colocación de Medidores:	unidades	7.600	7.536	7.611	7.537	7.477
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	997	996	994	988	980
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SME.MC (Mejora de confiabilidad)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	16	744	744	741	9
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	26	28	28	25	18
	Cambio de postes:	unidades	2.034	1.854	1.854	1.764	1.764
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	300	300	300	300	300
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	37.040	37.040	37.040	37.040	37.040
	Sustitución de Estructuras MT y BT:	unidades	335	168	168	84	84
	Prensa para BT para Acometidas y de Línea:	unidades	643	322	322	161	161
	Puesta a tierra BT	unidades	24	12	12	6	6
	Instalación de medidores Especiales	unidades	0	0	0	0	0
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	37	34	34	32	32

OBRAS POR SISTEMAS							
PERIODO 2021 - 2025							
SISTEMA ESTE (SES)							
Dptos. de Alto.Paranaí y Camanduyú							
DISTRIBUCION							
OBRAS A EJECUTAR							
PROYECTOS INDISPENSABLES							
Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SES.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	50	50	49	49	51
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	38	37	37	37	38
	Instalación de Transformadores:	kVA	502	499	495	490	506
	Instalación de Acometidas:	m	15.694	15.590	15.462	15.309	15.827
	Colocación de Medidores:	unidades	628	624	618	612	633
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	439	437	433	429	443
SES.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	391	338	319	342	372
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	412	434	464	499	543
	Instalación de Transformadores:	kVA	62.687	66.443	71.677	77.733	85.213
	Instalación de Acometidas:	m	227.405	226.989	470.976	470.365	472.439
	Colocación de Medidores:	unidades	2.511	2.494	2.474	2.449	2.532
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	118	117	116	115	119
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	15	15	15	15	15
SES.MC (Mejora de confiabilidad)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	36	36	36	36	36
	Cambio de postes:	unidades	2.274	2.274	2.274	2.274	2.274
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	379	379	379	379	379
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	11	10	10	10	10

*(Diciembre
ochenta
y ocho)*

OBRAS POR SISTEMAS
PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA CENTRAL (SCE)							
Dptos. de San Pedro, Guairá, Caaguazú y Caazapa							
DISTRIBUCION							
OBRAS A EJECUTAR							
PROYECTOS INDISPENSABLES							
Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SCE.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	108	108	107	106	109
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	81	81	80	79	82
	Instalación de Transformadores:	kVA	1.082	1.075	1.066	1.056	1.091
	Instalación de Acometidas:	m	33.825	33.600	33.324	32.994	34.102
	Colocación de Medidores:	unidades	1.353	1.344	1.333	1.320	1.364
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	947	941	933	924	955
SCE.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	120	127	136	148	162
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	249	263	282	305	333
	Instalación de Transformadores:	kVA	37.938	40.429	43.608	47.604	52.277
	Instalación de Acometidas:	m	78.926	78.401	77.755	76.987	79.571
	Colocación de Medidores:	unidades	3.157	3.136	3.110	3.079	3.183
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	355	353	350	346	358
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SCE.MC (Mejora de)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	65	65	65	65	65
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	5	5	5	5	5
	Cambio de postes:	unidades	3.300	3.300	3.012	3.300	3.300
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	600	600	600	600	600
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	13.121	13.121	13.121	13.121	13.121
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	33	20	20	20	20

OBRAS POR SISTEMAS
PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA SUR (SSU)							
Dptos. de Itapúa, Misiones y Neembucú							
DISTRIBUCION							
OBRAS A EJECUTAR							
PROYECTOS INDISPENSABLES							
Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SSU.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	74	74	73	72	74
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	56	55	55	54	56
	Instalación de Transformadores:	kVA	740	735	729	722	745
	Instalación de Acometidas:	m	23.133	22.976	22.785	22.560	23.280
	Colocación de Medidores:	unidades	925	919	911	902	931
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	648	643	638	632	652
SSU.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	69	72	78	84	91
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	145	151	162	174	189
	Instalación de Transformadores:	kVA	21.564	22.704	24.513	26.645	29.195
	Instalación de Acometidas:	m	53.976	53.610	53.165	52.639	54.319
	Colocación de Medidores:	unidades	2.159	2.144	2.127	2.106	2.173
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	243	241	239	237	244
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SSU.MC (Mejora de)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	52	52	52	52	52
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	5	5	5	5	5
	Cambio de postes:	unidades	2.640	2.640	2.640	2.640	2.640
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	480	480	480	480	480
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	10.601	10.601	10.601	10.601	10.601
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	22	11	11	11	11

239
 docu
 Ochen
 nme

OBRAS POR SISTEMAS
 PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA NORTE (SNO)
 Dptos. de Amambay, Concepción, Boqueron y Alto Paraguay

DISTRIBUCION

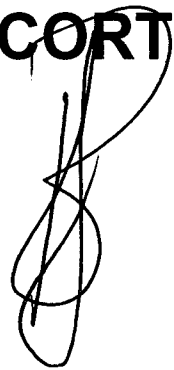
OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SNO.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	247	196	186	208	187
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	48	50	49	44	44
	Instalación de Transformadores:	kVA	459	485	482	479	486
	Instalación de Acometidas:	m	40.950	40.954	40.590	40.260	40.729
	Colocación de Medidores:	unidades	563	592	588	584	593
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	509	516	512	508	517
SNO.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	54	50	55	70	67
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	108	100	111	140	135
	Instalación de Transformadores:	kVA	17.720	16.424	18.212	23.348	22.443
	Instalación de Acometidas:	m	31.513	31.180	30.882	30.628	30.935
	Colocación de Medidores:	unidades	1.261	1.247	1.235	1.225	1.237
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	59	58	58	57	58
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	6
SNO.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	72	127	107	93	73
	Cambio de postes:	unidades	505	505	505	495	495
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	200	180	190	190	180
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	35.625	35.625	35.625	35.625	35.625
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	111	83	81	81	80

ANEXO 3.5

RED AISLADA ZONA DE INFLUENCIAS (CORTO PLAZO)



KD.

291
 (docentes momentos uno)

SISTEMA METROPOLITANO

Parte I

PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN (*)						
Ítem	Nombre del Proyecto	Ampliación y cambio de conductor a protegido MT (km)	Ampliación y cambio de conductor a preensamblado BT (km)	Refuerzos en PD (kVA)	Puesta en servicio	Costo Total Estimado en USD
1	Centro de Distribución Puerto Sajonia (PSA)	49	49	36.083	dic-17	6.721.450
2	Centro de Distribución San Lorenzo (SLO)	216	216	84.915	dic-18	25.128.208
3	Centro de Distribución Puerto Botánico (PBO)	209	209	82.968	dic-18	24.394.840
4	Centro de Distribución Tres Bocas (TBO)	123	123	48.292	dic-18	14.359.641
5	Centro de Distribución Luque (LUQ)	270	270	50.624	dic-19	28.113.450
6	Centro de Distribución Lambaré (LAM)	201	201	67.512	dic-19	22.666.260
TOTAL DISTRIBUCIÓN						121.383.849

* Todos los proyectos incluyen refuerzos en los Puestos de Distribución y la mejora de iluminación pública

Áreas a ser afectadas por el Proyecto con financiamiento CAF III



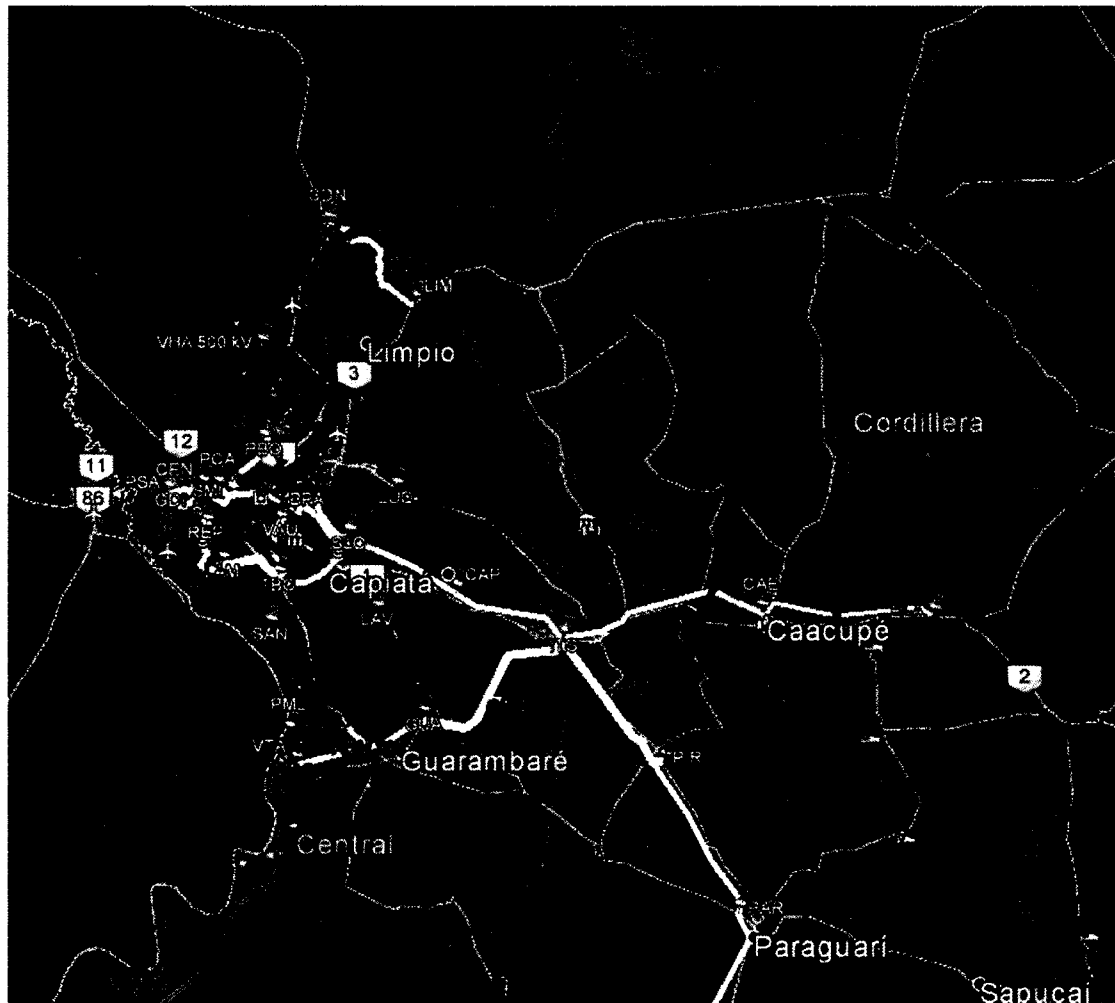
[Handwritten signature]

*decento
monetary
do*

Parte II

PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN					
Ítem	Nombre del Proyecto	Ampliación y cambio de conductor a protegido MT (km)	Ampliación y cambio de conductor a preensamblado BT (km)	Puesta en servicio	Costo Total Estimado en USD
1	Centro de Distribución General Díaz (GDI)	25	75	dic-18	3.098.974
2	Centro de Distribución Parque Caballero (PCA)	23	68	dic-18	2.879.501
3	Centro de Distribución Republicano (REP)	47	141	dic-18	5.875.566
4	Centro de Distribución San Miguel (SMI)	9	27	dic-18	1.132.138
5	Centro de Distribución Villa Aurelia (VAU)	69	206	dic-18	5.966.516
6	Centro de Distribución Vinas Cue (VCE)	55	165	dic-18	4.428.438
7	Centro de Distribución Capiatá (CAP)	195	586	dic-19	15.374.632
8	Centro de Distribución Guarambaré (GUA)	322	966	dic-19	25.840.650
9	Centro de Distribución Limpio (LIM)	200	600	dic-19	15.517.212
10	Centro de Distribución San Antonio (SAN)	148	444	dic-19	11.761.608
11	Centro de Distribución La Victoria (LAV)	99	296	dic-19	7.969.701
12	Centro de Distribución Itauguá (ITG)	71	213	dic-20	5.443.355
13	Centro de Distribución Caacupé (CAE)	70	211	dic-20	5.521.355
14	Centro de Distribución Villeta (VTA)	51	153	dic-20	3.834.154
15	Centro de Distribución Ciudad Nueva (CNU)	70	210	dic-20	5.565.631
TOTAL DISTRIBUCIÓN					120.209.430

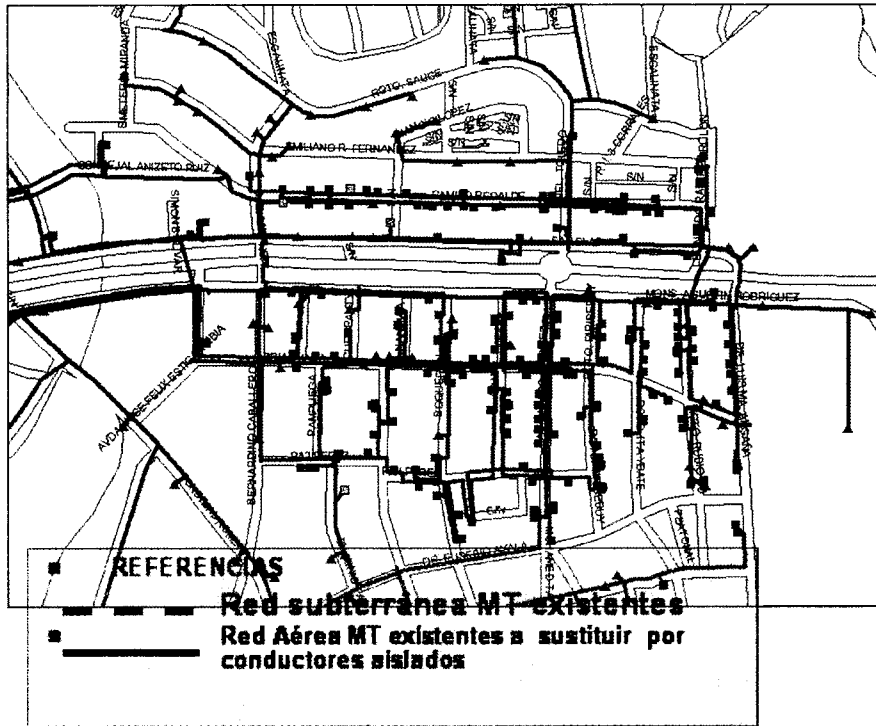
* Todos los proyectos incluyen refuerzos en los Puestos de Distribución y la mejora de iluminación pública



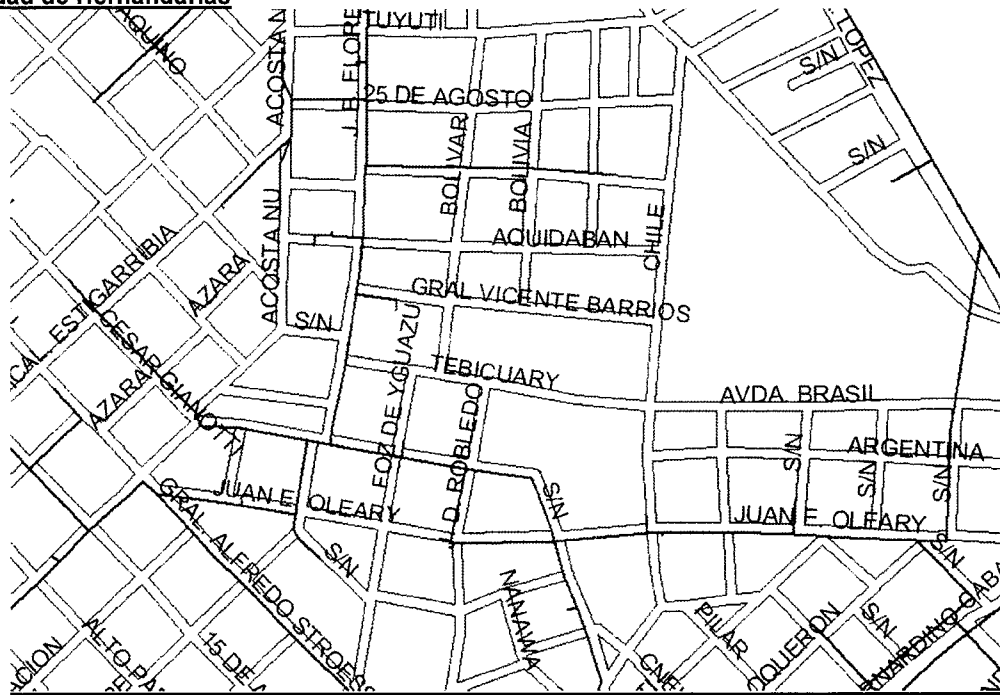
Handwritten signature

293
(doscientos noventa y tres)

SISTEMA ESTE – Ciudad del Este



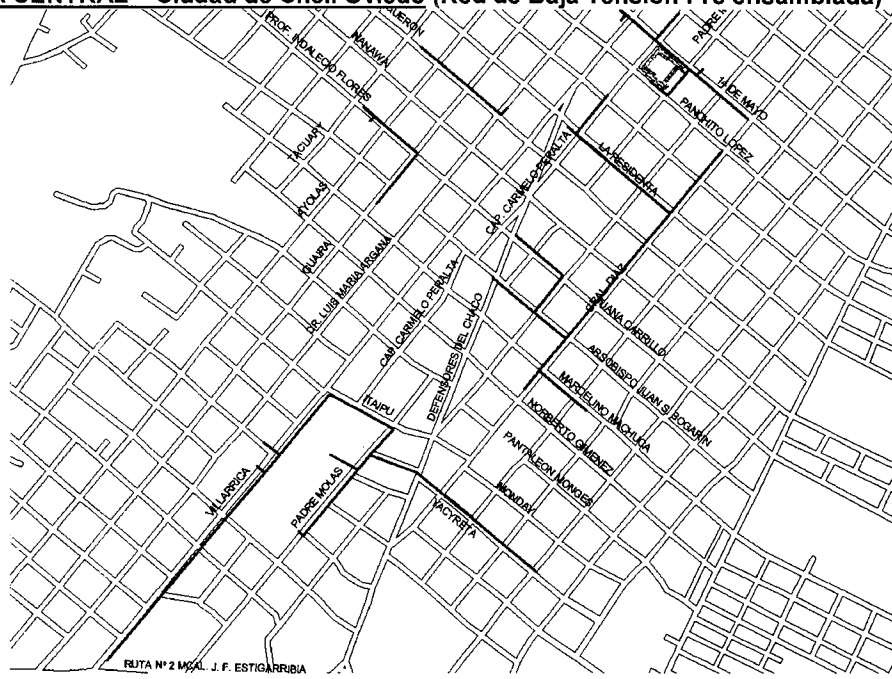
Ciudad de Hernandarias



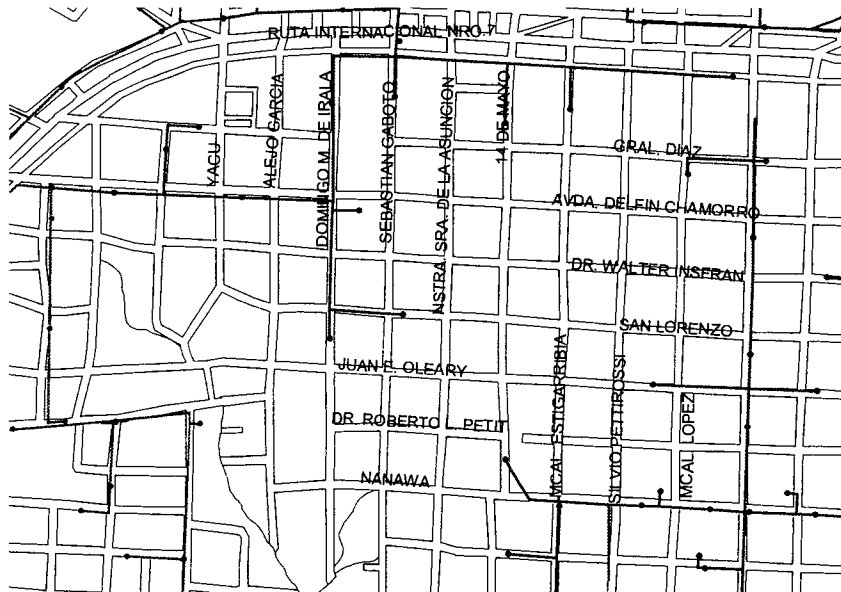
[Handwritten signature]

*diez y nueve
cientos y
noveenta y
uno*

SISTEMA CENTRAL – Ciudad de Cnel. Oviedo (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)



Ciudad de Caaguazú (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)

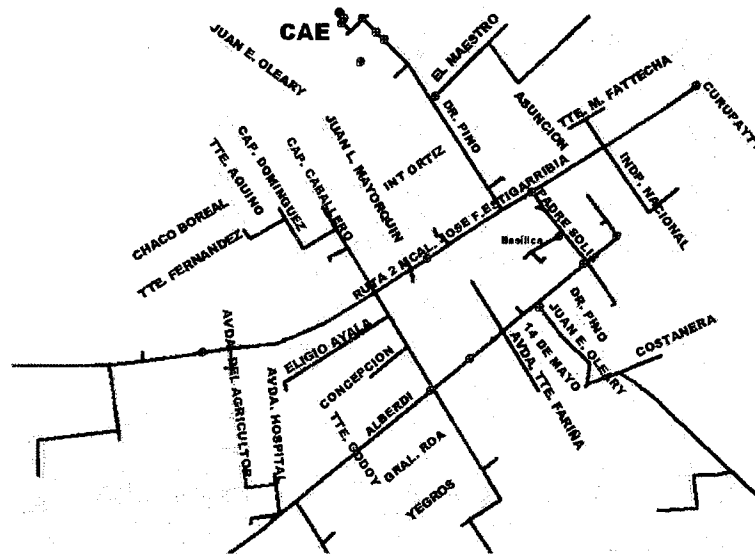


Referencias:
 ——— Redes Aéreas MT existentes

[Handwritten signature]

*document
noventa
y uno*

Ciudad de Caacupé

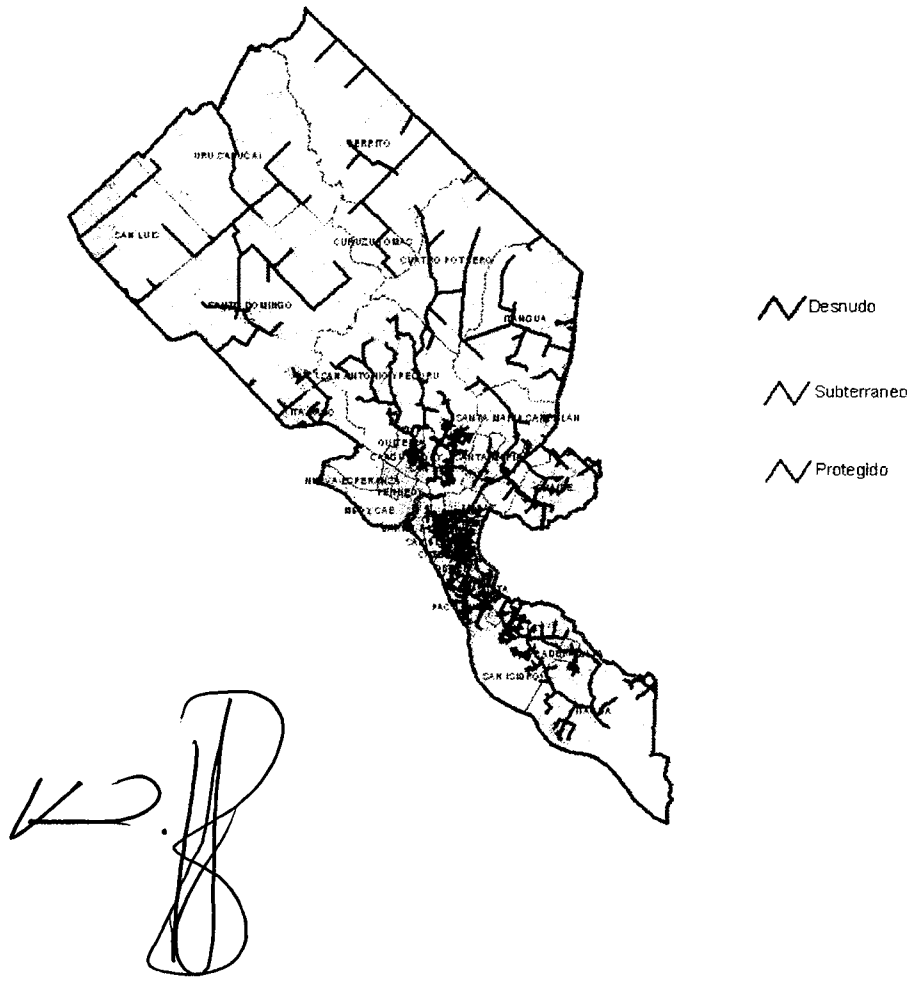


Referencias:

— Red Aérea MT existente (CAE2) a sustituir por conductores aislados

[Handwritten signature]

SISTEMA SUR – Ciudad de Encarnación (Red de Media Tensión)



Ciudad de Encarnación (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)



Referencias:

— Red Aérea MT existente a sustituir por conductores aislados

Ciudad de Paraguari

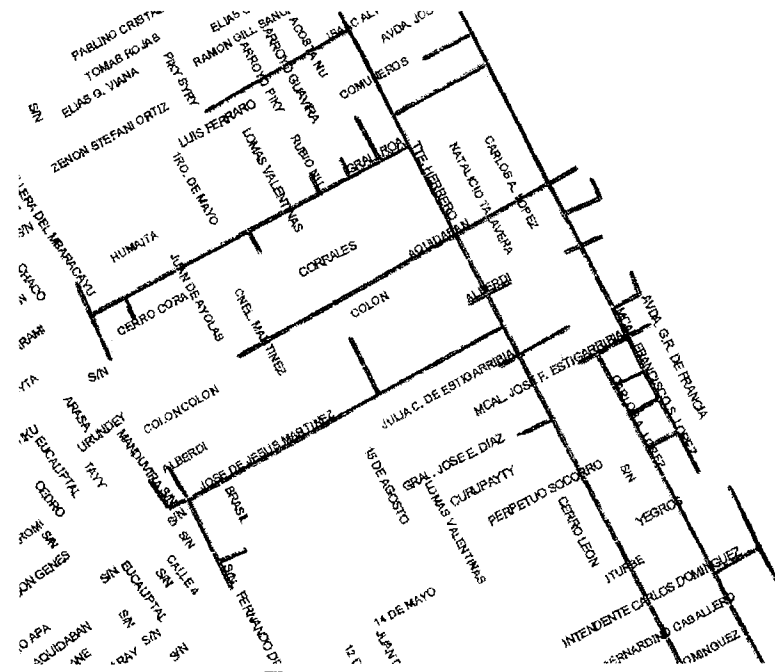


Referencias:

— Red Aérea MT existente (PAR2) a sustituir por conductores aislados

[Handwritten signature]

SISTEMA NORTE – Ciudad de Pedro Juan Caballero (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)




(Handwritten signature or initials)

(doscientos noventa y nueve)

ANEXO 3.6

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN



CRITERIOS DE PLANIFICACION

Los estudios de planificación requieren el establecimiento de criterios técnicos y económicos para servir de comparación (o restricción) a los resultados operativos del sistema eléctrico, o de simulaciones, de manera a garantizar la integridad de las instalaciones, y la calidad del suministro de la energía eléctrica.

Los criterios son el resultado de la experiencia operativa o de estudios técnico-económico y refleja un límite o una condición ideal.

Deben abarcar una amplia faja de indicadores técnico-económico mismo que su utilización no puede ser inmediata por falta de otras informaciones que en la empresa todavía no se tiene el control.

Los criterios de planificación son establecidos en función del compromiso de la empresa entre la calidad de suministro deseable y las inversiones necesarias para alcanzar esta calidad.

Los criterios tienen por objetivo alcanzar 3 puntos principales:

- niveles de tensión de suministro adecuados
- confiabilidad compatible con la importancia de las cargas atendidas
- utilización económica del sistema eléctrico existente y planeado

Además los criterios uniformizan las referencias técnicas y económicas a ser utilizadas en la empresa en los estudios desarrollados por los diversos órganos.

En el Anexo 3.6.1.2 se presenta la propuesta de clasificación del mercado de distribución de energía eléctrica con el objeto de fijar los niveles mínimos de calidad de servicio y los criterios de planificación.

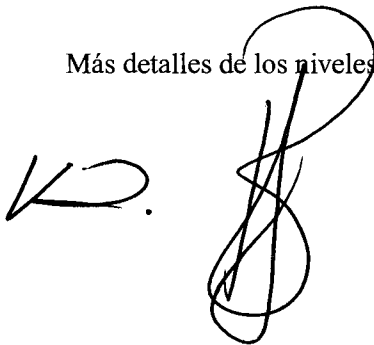
De esta forma, en la elaboración de los estudios de planificación fueron adoptados los siguientes criterios:

1. Niveles de tensión de suministro adecuado

Las tensiones nominales padronizadas de distribución son:

- red de media tensión: 23000/13200 V
- red de baja tensión : 380/220 V transf. Trifásico
y 440/220V transf. Monofásico

Más detalles de los niveles de tensión están presentados en el Anexo 3.6.1.3.



2. Confiabilidad

Los alimentadores de distribución deberán disponer de puntos de interconexión con otros alimentadores en las siguientes situaciones:

- áreas urbanas con subestaciones: en por lo menos 3 puntos
- áreas urbanas o rurales sin subestación: cuando la proximidad de 2 alimentadores justifique técnico-económicamente
- cuando el alimentador atiende usuarios que por la naturaleza del uso de la energía no puede sufrir interrupciones prolongadas

Los alimentadores con interconexiones deberán tener una carga máxima en la troncal de 60%, con referencia a su limitación térmica en condiciones normales.

Además, los alimentadores deberán disponer:

- de llaves de maniobra para reducir la longitud de los tramos con interrupciones sustentadas;
- de llaves fusibles para que los defectos en los ramales no afecten la troncal;
- en los ramales importantes, deberán ser utilizados reconectores y/o seccionalizadores, para que las faltas transitorias no provoquen interrupciones prolongadas.

El Anexo 3.6.1.1 presenta un diagrama con los criterios para análisis de la situación de protección y de los recursos de maniobras de los alimentadores.

3. Utilización económica del sistema eléctrico existente y planeado

- Para la mejoría de las condiciones operativas de los alimentadores deberán ser consideradas en la secuencia indicada, las siguientes alternativas de obras:
 - (i) transferencias de carga entre alimentadores;
 - (ii) instalación de bancos de capacitores;
 - (iii) instalación de reguladores de tensión;
 - (iv) cambio de conductores;
 - (v) construcción de nuevos alimentadores;
- La capacidad de las subestaciones de distribución deberán ser aprovechadas al máximo.
- Deberán ser realizados estudios integrados con la transmisión, cuando en los estudios de distribución se verifica la conveniencia de obras de ampliaciones o construcción de nuevas subestaciones de distribución.
- Deberán ser adoptadas siempre las soluciones de menor costo en los estudios económicos de alternativas comparables técnicamente.
- Es conveniente utilizar nuevas tecnologías cuando es recomendable técnica y económicamente (Ej.: sustitución de red convencional por red aislada o subterránea.).
- En la formulación de las alternativas de obras deberán ser respetadas las restricciones ambientales, bien como minimizar los impactos ambientales.

302
 (treientos
 dos)

4. Alimentadores de media tensión

a) Alimentadores urbanos en áreas con subestaciones

- Demanda máxima en alimentadores urbanos intelgibles con conductores de 150 mm²: 8,5 MVA (60% de carga)
- Caída de tensión máxima : 4%
- Barra de 23 kV en la Subestación: 105% de tensión
- Tamaños de subestaciones, número de salidas en 23 kV y números de alimentadores

Tamaño (MVA) (*)	Celdas (**)	Alimentadores
20	4	3
40	8	6
60	12	9
80	15	12
120	24	18

(*) tamaño máximo de subestaciones:

en 66 kV: 60 MVA, en 220 kV: 120 MVA

(**) mayor número de celdas para posibilitar tener alimentadores exclusivos

- Considerar la distribución triangular para las cargas de los alimentadores, adoptando, para la demanda máxima, una longitud de 7 km para la troncal de los alimentadores de 150 mm²
- Para otros valores de demanda, conductores y distribución de carga, considerar las siguientes restricciones para la capacidad de transporte de la troncal.

conductor (Aa)	Capacidad de Transporte Máxima (MVA.km)			Demanda máxima para 60% de carga (MVA)
	tipo de distribución de carga			
	concentrada	Triangular	rectangular	
35mm ²	19	21	28	3,7
70mm ²	32	36	48	5,8
95mm ²	40	45	60	7,0
150mm ²	53	60	80	8,5

- caída de tensión en la troncal: 75% del valor máximo de 4%
- distribución de carga triangular es equivalente a considerar 2/3 de la carga en el final del alimentador
- distribución de carga rectangular es equivalente a considerar 1/2 de la carga en el final del alimentador.

b) Alimentadores en áreas sin subestaciones

Para los distritos que no cuentan con subestaciones deberán ser considerados los siguientes criterios:

- Máxima capacidad de transporte en MVA.km, para las cargas en el final de los alimentadores con 1 tramo:

303
 (Troncales)
 tres

conductor (Aa)	Capacidad de Transporte (MVA.km)		
	sin regulación	1 regul. de tensión	2 regul. de tensión
	(1)	(2)	(3)
35mm ²	50	97	146
70mm ²	80	160	240
95mm ²	100	200	300
150mm ²	130	260	390

- (1) 10% de caída de tensión
- (2) 20% de caída de tensión
- (3) 30% de caída de tensión

- Los transformadores de distribución deberán operar en el tap de 23 kV - 5%.
- Las barras de 23 kV en las subestaciones deberán operar con tensión de 105%.
- Para alimentadores que atienden dos o más distritos, la caída de tensión máxima entre la subestación y el distrito más distante es de 30%.
- Un mismo distrito podrá tener alimentación como máximo de dos alimentadores de una misma subestación ubicada en otro distrito, exceptuándose las situaciones de distritos contiguos, donde el número de alimentadores podrá ser mayor.
- Las obras deberán ser dimensionadas para atender la demanda por un período mínimo de 5 años, admitiéndose en este intervalo la instalación o remanejo de equipos de regulación (reguladores de tensión y/o banco de capacitores).
- En los cálculos de caída de tensión utilizar la ecuación y los coeficientes que siguen:
 $\Delta V\% = k.MVA.Km$

Conductor (Aa)	K
35mm ²	0,207
70mm ²	0,124
95mm ²	0,100
150mm ²	0,076

Las consideraciones técnicas básicas para el diseño, la configuración, trayectos y aspectos constructivos de los alimentadores de media tensión en el Anexo 3.6.1.4.

5. Redes Aisladas

Las redes aisladas son recomendadas para áreas:

- densidad de carga arriba de 1,6 MVA/km² (red de baja tensión), o superior a 4 MVA/km² (troncal de alimentadores);
- áreas densamente arborizadas con problemas constantes de interrupciones;
- áreas con problemas de esparcimiento entre los conductores y los edificios que comprometen la seguridad de terceros;
- salidas de subestaciones.

(trescientos cuarenta)

Las redes aisladas cuando es posible se pueden fijar en las bajadas de los edificios, desde que son mantenidas las condiciones de seguridad.

6. Redes subterráneas

La implantación de redes subterráneas se podrá considerar en:

- áreas comerciales con elevadas densidades de carga, tránsito intenso de vehículos y de peatones, etc; donde la atención a través de red aérea convencional o red aérea aislada sea inviable;
- mejoría del aspecto visual en áreas centro comerciales;
- ciudades museo, con el objetivo de preservar su caracterización original;
- áreas residenciales del tipo “condominio cerrado” o áreas nobles, por opción de los usuarios.

La definición del uso de red subterránea debe ser precedida de análisis técnico económico, incluyéndose el costo de la energía suministrada y costo social de las interrupciones.

Las consideraciones técnicas básicas para el diseño, protección, trayectos y aspectos constructivos de las redes subterráneas en el Anexo 3.6.1.4.

7. Redes de baja tensión

En las redes de baja tensión son analizadas la situación de carga de los transformadores de distribución o puestos de distribución (PD’s), la calidad de la tensión suministrada a los usuarios y la caída de tensión.

Las consideraciones técnicas básicas para el diseño, protección, trayectos y aspectos constructivos de las redes de baja tensión en el Anexo 3.6.1.4.

8. Alumbrado público

Los criterios mínimos recomendados para dimensionar el alumbrado público están definidos a continuación:

LOCALIDAD TIPO	VIAS ESPECIALES		VIAS DE ACCESO PRINCIPALES		AREAS CENTRALES		VIAS DE ACCESO SECUNDARIAS		VIAS SECUNDARIAS				
	Emed	FD	Emed	FD	Emed	FD	Emed	FD	BARRIO A		BARRIO B		
									Emed	FD	Emed	FD	
A	35	< 5	30	< 5	20	< 7	15	< 7	5	< 20	3	< 20	
B			20	< 7	15	< 7	10	< 7	5	< 20			
C			15	< 7	10	< 9	5	< 20	5	< 20			
D			A	10	< 9	5	< 20	-	-	3			< 20
E			40	5	< 20	5	< 20	-	-	3			< 20
F			3	< 20	3	< 20	-	-	3	< 20			

Obs: Emed = LUMINANCIA MEDIA EN LUZ
 Emin = LUMINANCIA MINIMA EN LUZ
 Emax = LUMINANCIA MAXIMA EN LUZ
 FD = FACTOR DE DESUNIFORMIDAD; FD = Emax/Emin

Los proyectos para iluminación especial (viaductos, túneles, pasos bajo nivel, plazas, monumentos, etc), deben ser flexibles, admitiendo alternativas con lámparas y equipos no estandarizados, mas apropiados al ambiente.

En los casos de pequeñas localidades en que las rutas atraviesan la ciudad se recomienda por razones de seguridad el uso de lámparas vapor de sodio, para efecto de señalizaciones, con índice mínimo de iluminación de 20 lux. (Fig. 8.1).

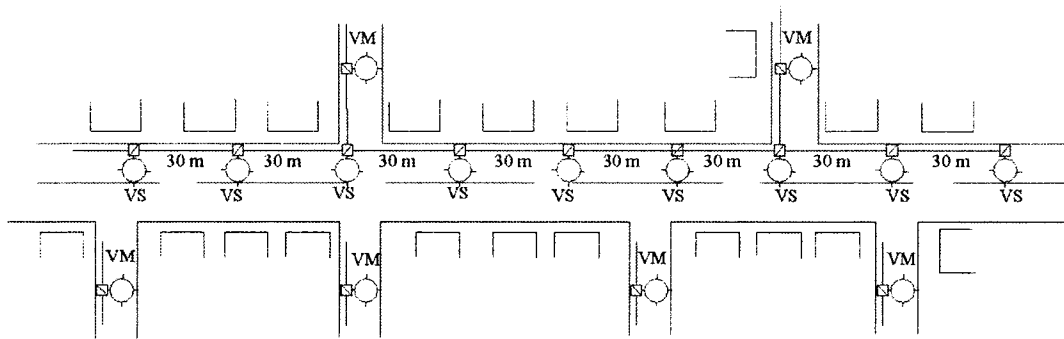


Fig. 8.1

9. Sistemas de supervisión y control (Futuro)

La implantación de sistemas de supervisión y control debe considerar:

- áreas con elevada demanda de carga (comercial e industrial) buscando la reducción de los índices de interrupción.

En estos casos, se recomienda la adopción de sistemas tipo "Broadcasting" (radiofusión) con estación central en el Centro de Operaciones de Distribución (COD) con unidades de control remoto.

- "alarma" con unidades de control remoto comandadas directamente por el COD o a través del sistema de teléfonos.

La implantación de sistemas de supervisión y control deberá basarse en estudios de factibilidad económica, llevándose en consideración:

- densidad de carga;
- costos de la interrupción;
- tipo de sistema y costos;
- costo de mantenimiento de la red y del sistema;
- tasa interna de retorno;
- seguridad de operación, etc.

ANEXOS 3.6.1

A handwritten signature or set of initials, possibly 'K.P.' or similar, written in black ink. The signature is stylized and somewhat abstract, with a large loop and a horizontal stroke extending to the left.

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

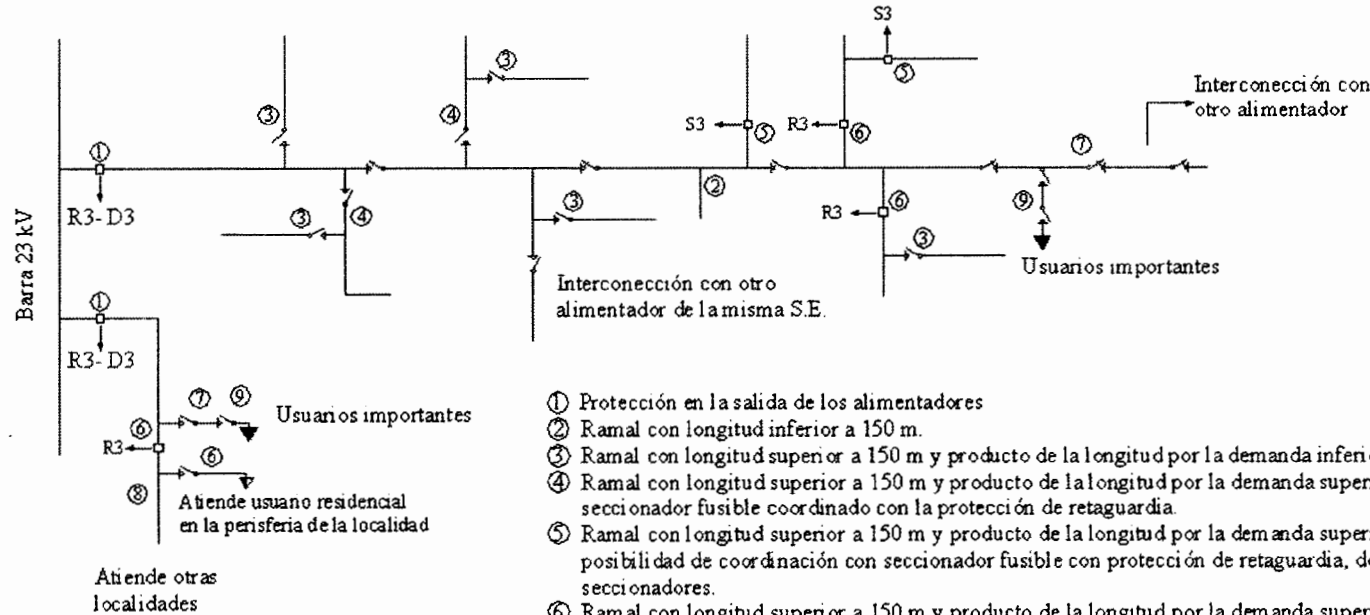
307

(truncado ríete)

ANEXO 3.6.1.1

A handwritten signature or set of initials in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, located in the bottom left corner of the page.

**CRITERIOS DE PLANIFICACION
 ESQUEMAS BASICOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION**



- ① Protección en la salida de los alimentadores
- ② Ramal con longitud inferior a 150 m.
- ③ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda inferior a 1600 kVA x km
- ④ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda superior a 1600 kVA x km, con seccionador fusible coordinado con la protección de retaguardia.
- ⑤ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda superior a 1600 kVA x km, sin la posibilidad de coordinación con seccionador fusible con protección de retaguardia, donde se justifica el empleo de seccionadores.
- ⑥ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda superior a 1600 kVA x km, sin la posibilidad de coordinación con seccionador fusible con protección de retaguardia, donde se justifica el empleo de reguladores
- ⑦ Ramal que atiende usuario con carga importante y que exige elevada confiabilidad.
- ⑧ Alimentador que atiende localidad sin subestación.
- ⑨ Protección de transformador o de usuarios de media tensión.

[Firma manuscrita]

A2.6.1.1

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

309
(Cien años)
muere

ANEXO 3.6.1.2



VJ.

ANEXO 3.6.1.2**CLASIFICACION DEL MERCADO**

Aquí se presentan una propuesta de clasificación del mercado de distribución, con el objeto de fijar los niveles mínimos de calidad de servicio y los criterios para planificación y proyecto.

Las formas de clasificación que aquí se presentan permiten optimizar la asignación de recursos de acuerdo con el porte y con las necesidades de los diferentes tipos de distritos, localidades y usuarios.

A2.1. Clasificación de distritos y localidades

Para la clasificación de distritos y localidades se deben considerar los parámetros:

- número de usuarios;
- consumo industrial;
- consumo/usuario residencial.

A continuación se presenta las clases a considerar:

NUMERO DE USUARIOS		CONSUMO INDUSTRIAL (MWh)		CONSUMO/USUARIOS RESIDENCIAL (kWh)		P E S O
hasta	1000	hasta	1000	hasta	600	1
1 001 -	5000	1 001 -	5000	601 -	900	2
5 001 -	15000	5 000 -	25000	901 -	1200	3
15 001 -	50000	25 000 -	75000	1 201 -	1600	4
50 001 -	175000	75 000 -	225000	1 601 -	2000	5
más de	175000	más de	225000	más de	2000	6

Sumando los pesos relativos a cada uno de los parámetros considerados, se obtiene la clasificación del distrito o de la localidad, de conformidad con la tabla abajo:

TIPO	A	B	C	D	E	F
PESO	16 a 18	13 a 15	10 a 12	7 a 9	4 a 6	3

KD.

[Handwritten signature]

A2.2. Clasificación de Usuarios

a) De acuerdo a la finalidad del uso de la energía eléctrica

Los consumidores podrán clasificarse en:

- **Residenciales**

- de bajo consumo:
consumo mensual comprendido entre 0 a 150 kWh;
- típicos:
consumo mensual superior a los 150 kWh;
- especiales: suministro en media tensión a través de transformadores exclusivos.

- **Comerciales, industriales, poderes y servicios públicos, otros**

- típicos:
 - . suministro en baja tensión secundaria;
 - . suministro en media tensión, con potencia inferior a los valores establecidos para usuarios especiales;
- especiales:
 - . suministro en media tensión
 - . potencia instalada en función del porte del área considerada


- **Rurales**

- de bajo consumo:
 - . suministro en baja tensión;
 - . consumo mensual de hasta 150 kWh;
- típicos:
 - . suministro en baja tensión,
 - . consumo mensual superior a los 150 kWh;
 - . actividades relativas a la agropecuaria con fines económicos
- especiales:
 - . suministro en media tensión;
 - . actividades relativas a la agropecuaria, industrias de transformación y beneficiación de productos, servicios públicos de irrigación, etc.;

b) De acuerdo a la continuidad de suministro

En lo que se refiere a la continuidad de suministro, los usuarios se clasifican como:

- típicos: usuarios de una manera general, excluyéndose los especiales
- especiales: aquellos usuarios que no deben sufrir ningún tipo de interrupción en el suministro de energía eléctrica; en esta categoría se pueden citar: hospitales con UTI (Unidad de Terapia Intensiva), estaciones controladoras de transportes aéreos, centros de procesamiento de datos, industrias especializadas, etc.;


KJ.

A2.6.2.2

c) De acuerdo a las características de carga

En lo que se refiere a las características de funcionamiento de carga, los consumidores se clasifican en:

- típicos: usuarios de una manera general, excluyéndose los especiales
- especiales: aquellos usuarios que pueden provocar grandes oscilaciones en el sistema de distribución, principalmente caídas bruscas de tensión ("flicker") o la introducción de armónicos en niveles indeseables. Pueden citarse: instalaciones con laminadores, hornos de arco, grandes rectificadores a estado sólido, etc.

VJ.



ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

313
(treceientos trece)

ANEXO 3.6.1.3



KJ.

CALIDAD DE SERVICIO

La energía eléctrica suministrada por la empresa debe cumplir con los requisitos mínimos de:

- continuidad de suministro;
- tensión;
- frecuencia;
- forma de onda.

Los niveles mínimos de continuidad y de tensión a ser observados en los estudios de planificación y en proyectos eléctricos, consideran las disposiciones de la empresa, o de la legislación vigente.

La definición de los niveles mínimos de frecuencia y de forma de onda no hace parte del alcance de este manual.

A3.1. Niveles de continuidad de suministro

Para analizarse de forma integral la continuidad de suministro serán considerados los siguientes índices:

- **Índice de Duración Equivalente de Interrupción por Usuario**

$$D = \frac{\sum \{Ca(i) \times t(i)\}}{Cs}, \text{ donde:}$$

- D = duración equivalente por usuarios (horas)
- Ca(i) = número de usuarios afectados en las interrupciones (horas)
- t(i) = tiempo transcurrido en la interrupción (horas)
- Cs = número total de usuarios del sistema y número de interrupciones variando de 1 a n.

- **Duración Media por Usuario**

$$d = \frac{\sum \{Ca(i) \times t(i)\}}{\sum Ca(i)}, \text{ donde:}$$

- D = duración media por usuario (horas)

- **Duración Equivalente por Potencia**

$$Dk = \frac{\sum \{P(i) \times t(i)\}}{Pt}, \text{ donde:}$$

- Dk = duración equivalente de potencia interrumpida (hora)
- P(i) = potencia interrumpida (MVA)
- Pt = potencia total del sistema

A2.6.3.1

- **Duración Media de Potencia Interrumpida**

$$D_k = \frac{\sum \{P(i) \times t(i)\}}{\sum P(i)}, \text{ donde:}$$

D = duración media de potencia Interrumpida (horas)

- **Frecuencia Equivalente por Usuario**

$$f = \frac{Ca(i)}{\sum Cs}, \text{ donde:}$$

f = frecuencia equivalente por usuario

- **Frecuencia Equivalente de Potencia Interrumpida**

$$fk = \frac{\sum P(i)}{Pt}, \text{ donde:}$$

fk = frecuencia equivalente de potencia interrumpida

- **Confiabilidad por Usuario**

$$C = 1 - \left[\frac{\sum \{Ca(i) \times t(i)\}}{Cs \times T} \right], \text{ donde:}$$

C = índice de confiabilidad por usuario
 T = periodo de tiempo considerado (= t(i))

- **Confiabilidad por Potencia**

$$C = 1 - \left[\frac{\sum \{P(i) \times t(i)\}}{Pt \times T} \right]$$

- **Indisponibilidad del Sistema**

IS = 1 - C

Handwritten signature and scribbles, including a large circular mark and a checkmark-like symbol.

- **Tasa de Defecto**

$$\lambda = \frac{n}{l}, \text{ donde:}$$

n = número de interrupciones por alimentador
l = extensión del alimentador

- **Tiempo Medio de Restablecimiento**

$$r = \frac{\sum t(i)}{n}, \text{ donde:}$$

r = duración media de restablecimiento
t(i) = tiempo de interrupción de cada interrupción sustentada
n = número de interrupciones sustentadas

A3.2. Grados de Confiabilidad

Los niveles de continuidad de suministro corresponden, básicamente, a índices globales máximos establecidos para el mercado, considerándose las formas de clasificación presentadas en el Anexo 3.6.1.1.

Observándose una mayor eficiencia del análisis de la continuidad en la atención a las necesidades de los diversos tipos de localidades se puede adoptar en la ANDE el proceso de graduación a seguir:

- Grado 1- Condición que dispensa obras para mejorar la continuidad de suministro, exigiendo a veces la coordinación de la protección.
- Grado 2 - Condición satisfactoria, exigiendo obras de pequeño porte (cambio de conductores en determinados trechos de los alimentadores, cambio de tipo de transformadores, etc.), instalación de llaves seccionadoras y fusibles además de la coordinación de la protección.
- Grado 3 - Condición inaceptable, exigiendo obras de mayor porte para el mejoramiento de los niveles de continuidad; así como, la coordinación de la protección.

A3.3. Niveles de Tensión

a) Tensiones nominales

Las tensiones nominales padronizadas de distribución son:

- red de media tensión: 23000/13200 V
- red de baja tensión : 380/220 V transf. trifásico y 440/220V transf. monofásico

b) Tensiones en régimen permanente

A2.6.3.3

(Crecientes decays)

Las tensiones en las barras de las subestaciones de distribución que alimentan a la red de media tensión deben ser, preferentemente (tomando la tensión nominal como referencia):

- condición de carga máxima : 105,0 +/- 0,9 %;
- condición de carga mínima : 100,0 +/- 0,9 %.

Los niveles de tensión adecuados al sistema de distribución de la ANDE están presentados a continuación:

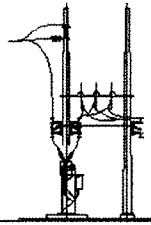
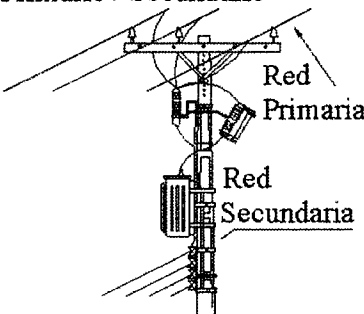
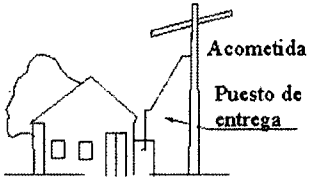
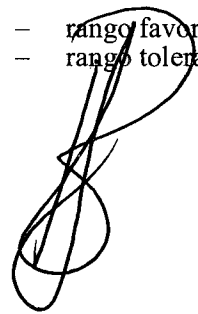
SISTEMA ELECTRICO	SUMINISTRO CONJUNTO A USUARIOS DE MEDIA Y BAJA TENSION	
Subestación 	104 % a 105 %	
Primario / Secundario 	100 %	95 %
	97 %	
Secundario / Usuario 	92 %	
	91 %	

Fig. A2.6.3.1

En la conexión de transformadores en "tap", con tensión inferior a la nominal, la tensión de suministro en los terminales de alta tensión se debe situar dentro de los siguientes límites (tomándose la tensión del nuevo "tap" como referencia):

- rango favorable: 105,0 % y 95,1 %;
- rango tolerable: 105,0 % y 89,6 %.

K.


A2.6.3.4

Para este tipo de conexión, los niveles de tensión en el sistema de distribución deben ser los mismos representados en la figura A3.1.

Considerando la coexistencia en una misma área, de redes aéreas y subterráneas, trifásicas y monofásicas, y de usuarios de media y baja tensión, se hace necesario establecer niveles máximos y mínimos de tensión, contemplándose todos los tipos de sistemas y suministros.

c) Caídas de tensión admisibles en los componentes

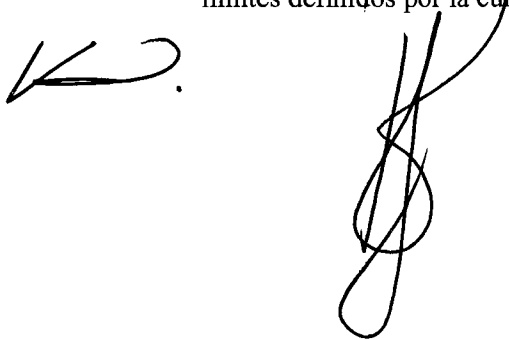
Las caídas de tensión máximas admisibles en la red de distribución se presentan a continuación:

- máxima caída de tensión en la red de media tensión:
 - considerando los tap de los transformadores en la tensión de 23 kV: 4%;
 - considerando los tap de los transformadores en la tensión de (23 - 5%) kV: 9%.

- máxima caída de tensión en la red de baja tensión:
 - transformador: 3%
 - red de baja tensión: 5%
 - acometida: 1%
 - instalaciones de los usuarios: 1%

d) Fluctuación de tensión ("Flicker")

Los límites para fluctuaciones transitorias de tensión en la red de distribución son determinados por las curvas A y B, de la Fig. A3.2. Las fluctuaciones transitorias deben ser inferiores a los límites definidos por la curva A (rango favorable), admitiéndose, eventualmente, valores hasta los límites definidos por la curva B (rango tolerable)



*Freixento
Decimales*

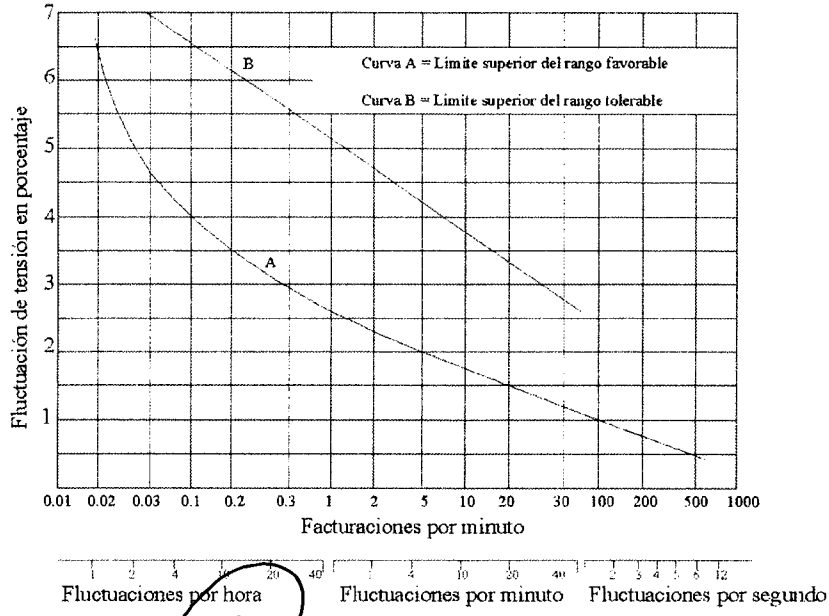


Fig. A2.6.3.2

V.O.

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

320
(trescientos veinte)

ANEXO 3.6.1.4



KJ.

ANEXO 3.6.1.4

CONSIDERACIONES TÉCNICAS BÁSICAS

A4.1. Alimentadores de media tensión

a) Diseño

Los troncales de los alimentadores deben ser trifásicos y los ramales trifásicos o monofásicos (preferentemente en redes rurales), admitiéndose, eventualmente, ramales bifásicos.

La carga máxima admisible de los conductores se debe considerar, tomándose como base una temperatura ambiente de 40 °C: elevación de temperatura de 35 °C en condiciones normales y 60 °C en condiciones de emergencia.

El porcentual máximo de carga de alimentadores urbanos interconectables es de un 60% en relación al límite térmico, de modo a permitir transferencia de carga entre alimentadores o entre subestaciones. Este se refiere al cargamento en condiciones normales de operación.

El desequilibrio máximo admisible entre fases en las troncales de los alimentadores es de 15% en condiciones normales, admitiéndose hasta 20% en condiciones de emergencia. La expresión para el cálculo del desequilibrio es la siguiente:

$$d = \frac{3}{2} \cdot \frac{(2.IA - IB - IC)^2 + 3.(IC - IB)^2}{IA + IB + IC} \cdot 100\%$$

IA, IB y IC = módulos de las corrientes en fases A, B y C en el instante considerado.

Las caídas máximas de tensión admisibles en la red en condiciones normales y de emergencia están presentadas en el ítem A3.3 del Anexo 3.6.1.3.

b) Configuración

La configuración de los alimentadores debe ser "radial" o "radial con recurso". En áreas urbanas la configuración preferencial es la "radial con recurso".

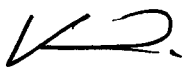
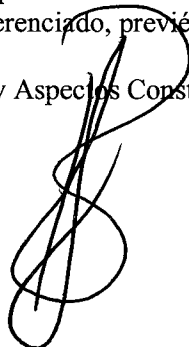
Las interconexiones entre alimentadores deben ser planificadas de modo a permitir la transferencia de la carga de un alimentador hacia otros adyacentes, con un número mínimo de maniobras.

Debe preverse tratamiento diferenciado a usuarios especiales en lo referente a la continuidad del suministro, considerando, como mínimo, dos alternativas de alimentación.

Usuarios que introduzcan perturbaciones en el sistema eléctrico deben recibir tratamiento diferenciado, previéndose, caso necesario, alimentación exclusiva.

c) Trayectos y Aspectos Constructivos

A2.6.4.1

Las troncales de los alimentadores deben pasar cerca de los centros de carga, evitándose siempre que sea posible, vías de tráfico intenso, densamente arborizados, con calzadas angostas o de difícil acceso.

Para los alimentadores en área rural deben utilizarse los mapas cartográficos, con el objeto de determinar el mejor trayecto; los troncos de los alimentadores deben pasar cerca a los centros de carga, evitándose, siempre que sea posible, troncales de difícil acceso, terrenos húmedos, áreas de cultivos, etc.

Pueden preverse circuitos aéreos dobles, red aérea aislada o red subterránea en pequeños tramos y en las salidas de Subestaciones;

Los ramales deben ser previstos de forma a obtener el desequilibrio mínimo entre fases del troncal, además de evitar extensiones y vueltas innecesarias.

En la atención a los usuarios de bajos ingresos se deben observar procedimientos específicos con el objetivo de reducir los costos del proyecto en relación al proceso convencional.

En estos casos debe preverse soluciones más económicas que de las redes aéreas convencionales, considerándose por ejemplo:

- postes de palma o eucalipto tratado con vida útil mínima de 10 a 15 años, altura de 7,8 o 9 m.
- conductores de acero o "alumoweld" de modo a aumentar los vanos en áreas rurales;

Las extensiones de las redes rurales observan, en lo posible, las siguientes proporciones en relación a la extensión total:

- troncales: hasta 30%
- ramales monofásicos/trifásicos:
 - conductores de aluminio o aleación hasta 70%
 - conductores de acero hasta 20%
 - conductores alumoweld hasta 30%

Al utilizarse cable de acero o "alumoweld" en áreas rurales se deben observar:

- corriente mínima de cortocircuito fase- tierra (30 A)
- caída máxima de tensión en el arranque de motores (20%)
- la utilización de conductores de acero debe ser prevista en áreas con baja densidad de carga y baja tasa de crecimiento (< 5%)

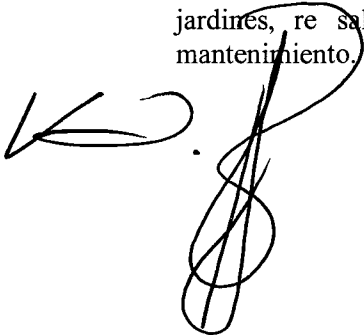
A4.2. Redes subterráneas

a) Diseño y protección

- La carga máxima admisible de los conductores en condiciones normales y de emergencia debe obtenerse a través de tablas de los fabricantes de conductores.
- El porcentual máximo de carga de los alimentadores primarios y de los transformadores depende de la configuración empleada.
- En lo que respecta la continuidad de suministro, en atención a consumidores especiales puede efectuarse en la configuración "radial con primario selectivo" o reticulado exclusivo" ("spot network");
- En las ciudades museo, preferentemente las configuraciones empleadas deben ser radiales, pudiendo considerarse alternativas mixtas con redes secundarias subterráneas en el centro de la localidad.
- Los niveles mínimos de continuidad de suministro están presentados en el ítem A3.1 del Anexo 3.6.1.3.
- Las caídas máximas admisibles de tensión en condiciones normales y de emergencia se encuentran en el ítem A3.3 del Anexo 3.6.1.3.
- La red media tensión debe ser protegida por el interruptor o reconectador en la salida de la subestación, pudiendo también ser previstas llaves fusibles AT en la protección de cada transformador.
- La red de baja tensión debe ser protegida por fusibles o disyuntores BT instalados en las salidas de los transformadores en cajas de conexión.
- En redes de baja tensión en la configuración "reticulado", se deben usar protecciones de reticulado, de modo a evitarse la circulación de corriente de la red primaria a través de la red secundaria.

b) Trayecto y Aspectos Constructivos

- Los bancos de ductos deben pasar cerca de los centros de carga, evitándose las redes utilitarias de otras empresas, árboles con grandes raíces, desagüe de aguas pluviales, etc.
- Las cámaras transformadoras deben ser construidas con preferencia en las edificaciones, o en locales con poco movimiento, pudiendo estar cercadas con jardines, re salvadas las facilidades de acceso para la operación y el mantenimiento.



A3.6.4.3

(trecientos veinticuatro)

A4.3. Redes de baja tensión

a) Diseño

La red de baja tensión es dimensionada considerándose los siguientes criterios:

- la carga máxima admisible de los conductores se debe considerar, tratándose como base una temperatura ambiente de 40°C y elevación temperatura de 30C⁰;
- el porcentual máximo de carga admisible es de 100% en relación al límite térmico;
- el desequilibrio máximo es de 15%;
- las caídas máximas de tensión admisibles en la red están presentadas en el ítem A3.3 del Anexo 3.6.1.3.

b) Protección

La red de baja tensión tiene protección a través de la llave fusible del transformador, disyuntor o seccionador de BT instalado cerca de la salida del transformador.

c) Configuración

Las configuraciones de la red de baja tensión depende básicamente de las condiciones de proyecto en virtud del trazado de las calles y densidad de carga.

Las configuraciones típicas de la red deben en la medida de la posibilidad seguir las configuraciones definidas en la Fig. A4.1.

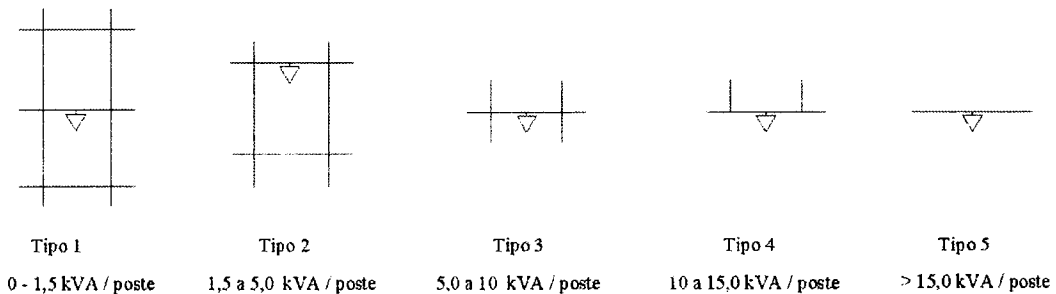


Fig. A3.6.4.1

[Handwritten signature]

A3.6.4.4

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Telemática (DTE)

ANDE**PLAN MAESTRO DE SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA
INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN**

PERIODO: 2018 – 2024

AGOSTO 2016



PLAN MAESTRO DE SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (2018 - 2024)

TABLA DE CONTENIDOS

1.1	ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE DATACENTER DE CONTINGENCIA	4
1.2	ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS EMPRESARIALES (ERP) 5	5
1.3	ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE FACTURACIÓN Y LECTURA AUTOMÁTICA DE MEDIDORES (AMI).....	5
1.4	AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICA	5
1.5	SISTEMA DE COMUNICACIÓN LTE PARA MEJORAMIENTO DE LA O&M DEL SISTEMA ELÉCTRICO.5	5
1.6	MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS SITIOS DE COMUNICACIONES.....	5
1.7	AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE FIBRA ÓPTICA Y EQUIPOS ACTIVOS INSTALADOS.....	6
1.8	ADQUISICIÓN DE RTUs PARA LA SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS EN OBSOLESCENCIA	6
1.9	ADQUISICIÓN DE RTU PARA LOS LOCALES QUE NO CUENTAN CON SUPERVISIÓN.....	6
1.10	ADQUISICIÓN DE RTU DE POSTES E INTERRUPTOR TELECOMANDABLE PARA DISTRIBUCIÓN.....	6
1.11	ADQUISICIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL.....	6
1.12	CRONOGRAMA DE OBRAS	7
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO		7
1.13	INVERSIONES REQUERIDAS.....	8
2.	INTRODUCCIÓN.....	9
3.	CRITERIOS TÉCNICOS.....	11
3.1	OBJETIVOS GENERALES DE LOS SISTEMAS.....	11
3.1.1	<u>COBERTURA</u> : TODOS LOS PROCESOS DE OPERACIÓN, SUPERVISIÓN Y MEDICIÓN SE ENCUENTRAN ATENDIDOS EN LA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN TIEMPO REAL. DEL MISMO MODO, TODOS LOS PROCESOS CORPORATIVOS SE ENCUENTRAN ATENDIDOS CON UNA SOLUCIÓN INTEGRADA. LA PENETRACIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LOS SISTEMAS DE COMUNICACIÓN SON SUFICIENTES PARA ATENDER LAS NECESIDADES DE ANDE.....	11
3.1.2	<u>DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD</u> : EN TODOS LOS SISTEMAS CRÍTICOS SE DISPONE DE UNA ALTA CONFIABILIDAD, DISPONIBILIDAD Y REDUNDANCIA.....	11
3.1.3	<u>ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA</u> : NINGUNO DE LOS SISTEMAS SE ENCUENTRA EN OBSOLESCENCIA Y LA ACTUALIZACIÓN DE LOS SISTEMAS SE HA REALIZADO EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS. LA TECNOLOGÍA UTILIZADA ES ADECUADA PARA ATENDER LOS REQUISITOS DE LA ANDE EN FORMA EFICIENTE Y CONFIABLE, ES CONSISTENTE CON LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DISPONIBLES Y CON LA EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA A NIVEL MUNDIAL.....	11
3.2	CARACTERIZACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS POR SISTEMA.....	11
3.2.1	<u>REQUISITOS DE LOS SISTEMAS DE TIEMPO REAL</u>	11
3.2.2	<u>REQUISITOS PARA LOS SISTEMAS DE GESTIÓN CORPORATIVA</u>	11
3.2.3	<u>REQUISITOS PARA LOS SISTEMAS DE COMUNICACIÓN</u>	11
4.	PREMISAS BÁSICAS.....	12
4.1	SISTEMAS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL:	12
4.2	SISTEMAS CORPORATIVOS.....	12
4.3	SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES.....	12
4.4	PROYECCIÓN DE REQUERIMIENTOS DE TIC EN LOS SISTEMAS OPERACIONALES Y CORPORATIVOS	13
5.	ANÁLISIS POR SISTEMAS.....	14
5.1	SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN.....	14
5.1.1	CENTRO DE CÓMPUTOS (DATACENTER).....	14
5.1.1.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	14
5.1.2	SISTEMAS DE GESTIÓN DE RECURSOS EMPRESARIALES (ERP).....	15
5.1.2.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	15

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

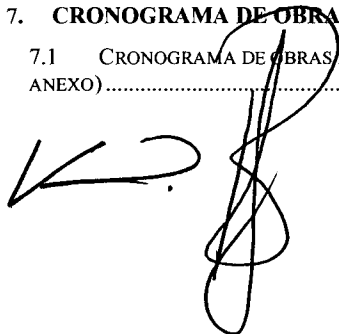
5.1.3	SISTEMAS DE GESTIÓN COMERCIAL	16
5.1.3.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	16
5.2	SISTEMAS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL.....	18
5.2.1	SISTEMA SCADA/EMS DE TRANSMISIÓN:.....	18
5.2.1.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	18
5.2.1.2	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	19
5.2.2	DISPOSITIVOS Y EQUIPOS DE TELESPERVISIÓN, TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL EN SUBESTACIONES.....	21
5.2.2.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	21
5.2.2.2	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	24
5.2.3	SISTEMA SCADA/DMS DE DISTRIBUCIÓN:.....	28
5.2.3.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	28
5.2.4	DISPOSITIVOS Y EQUIPOS DE TELESPERVISIÓN, TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	29
5.2.5	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN	30
5.2.5.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN	30
5.2.6	OTROS SISTEMAS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL	32
5.2.6.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS	32
5.2.6.1.1	SISTEMA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN SUBESTACIONES.....	32
5.2.6.1.2	SISTEMA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	33
5.2.6.1.3	SISTEMA DE MEDICIÓN DE ALIMENTADORES (FEEDERS) EN SUBESTACIONES.....	34
5.3	SISTEMAS DE TELECOMUNICACIÓN	34
5.3.1	SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE FIBRA ÓPTICA	34
5.3.1.1	RED TRONCAL.....	35
5.3.1.1.1	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	35
5.3.1.2	RED URBANA	36
5.3.2	SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE MICROONDAS	36
5.3.2.1	RED TRONCAL.....	36
5.3.2.1.1	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	36
5.3.2.1.2	RED TRONCAL QUE REQUIERE ACTUALIZACIÓN.....	37
5.3.2.2	RED METROPOLITANA DE MICROONDAS.....	38
5.3.2.2.1	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	38
5.3.3	RED DE TRANSPORTE CORPORATIVA.....	39
5.3.3.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS.....	39
5.3.3.2	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	40
5.3.4	SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE RADIO-MÓVIL.....	42
5.3.4.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS.....	42
5.3.4.1.1	RED METROPOLITANA DE COMUNICACIÓN MÓVIL.....	42
5.3.4.1.2	RED DE COMUNICACIÓN MÓVIL PARA EL INTERIOR.....	42
5.3.4.2	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	43
5.3.5	SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE TELEFONÍA.....	44
5.3.5.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS.....	45
5.3.5.1.1	RED TRONCAL DE TELEFONÍA	45
5.3.5.1.2	RED DE ACCESO O TERMINAL DE TELEFONÍA	45
5.3.5.2	SITUACIÓN A CORTO PLAZO (2016-2017).....	46
5.3.6	INFRAESTRUCTURA AUXILIAR DE LOS SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.....	46
5.3.6.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS.....	46
5.3.6.1.1	GENERADORES	46
5.3.6.1.2	REFRIGERACIÓN.....	47
5.3.6.1.3	PUESTA A TIERRA.....	47
6.	PLANES DE ACTUALIZACIÓN Y EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS.....	48
6.1	PLANES DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN.....	48
6.1.1	ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE DATACENTER DE CONTINGENCIA.....	48
6.1.2	ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS EMPRESARIALES (ERP)	49
6.1.3	ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE FACTURACIÓN Y LECTURA AUTOMÁTICA DE MEDIDORES (AMI)	50
6.2	PLANES PARA LOS SISTEMAS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL.....	50

328
(treinta y dos)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

6.2.1	DISPOSITIVOS Y EQUIPOS DE TELESUPERVISIÓN, TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL EN SUBESTACIONES	50
6.2.1.1	ADQUISICIÓN DE RTUS PARA LA SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS EN OBSOLESCENCIA (PANELES CONVENCIONALES)	50
6.2.1.2	ADQUISICIÓN DE RTU/GATEWAY PARA LOS LOCALES QUE NO CUENTAN CON SUPERVISIÓN...53	
6.2.2	SISTEMA SCADA/DMS/OMS DE DISTRIBUCIÓN Y SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (SGIDE):.....	54
6.2.2.1	OBJETIVO GENERAL.....	54
6.2.2.2	BENEFICIOS DEL PROYECTO.....	54
6.2.2.3	COMPONENTES DEL PROYECTO SGIDE.....	55
6.2.2.4	SCADA/DMS/OMS.....	55
6.2.2.5	CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS GEORREFERENCIADA DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN	55
6.2.2.6	SUMINISTRO DE SOFTWARE PARA GESTIÓN TÉCNICA	56
6.2.2.7	SERVICIOS DE CONSULTORÍA DE SOPORTE A LA IMPLEMENTACIÓN DEL SGIDE.....	57
6.2.3	DISPOSITIVOS Y EQUIPOS DE TELESUPERVISIÓN, TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	58
6.2.4	ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL	58
6.3	PLANES DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.....	60
6.3.1	SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE MICROONDAS	60
6.3.1.1	AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICA	60
6.3.2	SISTEMA DE COMUNICACIÓN LTE PARA MEJORAMIENTO DE LA O&M DEL SISTEMA ELÉCTRICO	62
6.3.3	MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS SITIOS DE COMUNICACIONES.....	65
6.3.4	AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE FIBRA ÓPTICA Y EQUIPOS ACTIVOS INSTALADOS.	67
7.	CRONOGRAMA DE OBRAS DE TELEMÁTICA.....	69
7.1	CRONOGRAMA DE OBRAS DE TELEMÁTICA. (OBRAS PRINCIPALES – DETALLADAS EN UN ANEXO).....	70



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Resumen Ejecutivo

El Plan Maestro de Telemática de Corto y Medio Plazo para el periodo 2018-2024 presenta una síntesis de las adquisiciones y tareas a ser realizadas para lograr el mejoramiento en el funcionamiento de los Sistemas de Tecnología de la Información y Comunicaciones de ANDE los cuales sirven como soporte todos los servicios y sistemas para la gestión empresarial y operacional de la ANDE.

Fueron contempladas todas las necesidades detectadas y con este plan se pretende mejorar la gestión, confiabilidad y eficiencia de la ANDE.

El Plan Maestro de Telemática de Corto y Medio Plazo para el periodo 2018-2024 presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de adquisiciones necesarias en los Sistemas de Tecnología de la Información y Comunicaciones de ANDE, de manera a acompañar el crecimiento de infraestructura del Sistema Eléctrico, el área Corporativa y el avance tecnológico para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Inversiones de Telemática para el periodo mencionado, en el cual se plasman las necesidades de los Sistemas.

Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las inversiones para la ampliación de la infraestructura y actualización tecnológica y que permiten atender el crecimiento de la demanda en esta materia y mejora en la confiabilidad.

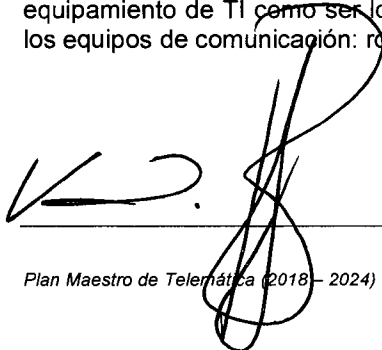
Si bien la definición de un Plan de Inversiones se ve influenciado por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas, requerimientos de confiabilidad, calidad y disponibilidad de los sistemas, entre otros, el factor de mayor preponderancia es la necesidad de actualización tecnológica y la integración de los Sistemas.

Cabe acotar que la necesidad de contar con herramientas tecnológicas de punta para lograr el mejoramiento de la operación y eficiencia de la ANDE se ve fuertemente influenciado por la utilización masiva del uso de la tecnología en clientes internos y externos a la ANDE.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento del sistema eléctrico en la ANDE y la demanda insatisfecha en materia tecnológica de los usuarios internos y clientes de la ANDE por restricciones presupuestarias en los pasados años.

1.1 Adquisición e Instalación de DATACENTER de Contingencia

Se prevé la adquisición e instalación de un nuevo DATACENTER para Contingencia en caso de que ocurran Desastres. Con esto se garantizará la alta disponibilidad de los servicios de TI, la continuidad del negocio y la rápida recuperación de los recursos de Tecnología de la Información (TI) en casos extremos. Este proyecto incluye el equipamiento de TI como ser los equipos de uso centralizados: Servidores, Storage y los equipos de comunicación: router, switches core, etc.



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

1.2 Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)

Se prevé la adquisición de un sistema informático para integrar los procesos empresariales de la Empresa que actualmente están siendo gestionado en forma aislada a través de aplicativos específicos para algunos procesos de negocio y por consiguiente eso hace que no exista confiabilidad en la información que debe ser relevante para la toma de decisiones y además para prestar un servicio con calidad para el cliente. La integración de los aplicativos para gestionar los procesos de negocio posibilitará que la empresa preste un servicio con calidad y confiable.

1.3 Adquisición e Implementación de un Sistema de Facturación y Lectura Automática de Medidores (AMI)

El sistema de Facturación con que cuenta la ANDE se encuentra en obsolescencia y para su mejoramiento requiere de desarrolladores especialistas que no cuenta la Institución. Por tanto, es necesaria la actualización de dicho sistema a su versión más actual a fin de incorporar todos los módulos que automatizaran procesos comerciales que la ANDE requiere implementar para satisfacer a sus clientes. Debido a la cantidad y complejidad de las mejoras planteadas, tanto a nivel funcional como tecnológico, no se dispone de los recursos necesarios para atender en un tiempo razonable esta cantidad de mejoras y cambios en Sistema Open-SGC

1.4 Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica

Los Sistemas de Comunicaciones Inalámbricas punto a punto a través de enlaces con equipos de Radios Microondas de Gran Capacidad y Alta Disponibilidad contemplados en este proyecto redundaran principalmente en el mejoramiento de la disponibilidad del Sistema de Comunicaciones ya que estos estarán funcionando en forma paralela, como un respaldo, de los sistemas de Fibra Óptica ya implementados. Además se logrará la renovación total del Sistema de Comunicaciones por Microondas de todas las derivaciones del Sistema Tronco SUR y del Sistema Tronco NORTE y sus derivaciones.

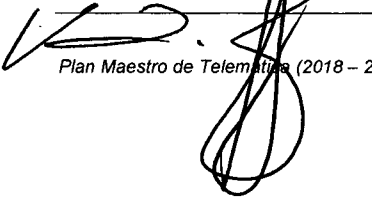
1.5 Sistema de Comunicación LTE para mejoramiento de la O&M del Sistema Eléctrico

Los Sistemas de Comunicaciones a través de la Tecnología LTE optimizarán los trabajos de Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema de Distribución, del Sistema de Transmisión, la lectura automática de los medidores de consumo de energía eléctrica, las comunicaciones de los datos del SCADA, los datos corporativos y de gestión de las oficinas y agencias regionales de toda la región oriental.

Se prevé además contar con sistemas repetidores LTE móviles y de rápida instalación para casos críticos y de emergencia nacional, como ser ante embates de la naturaleza, incendios o emergencias nacionales y con esta solución se tendría reestablecido el Sistema de Comunicación Local para los primeros trabajos de recomposición prácticamente de manera instantánea y podrían ser utilizados de manera continua hasta que sean restituidos todos los sistemas averiados.

1.6 Mejoramiento de la Infraestructura de los sitios de Comunicaciones.

Serán adquiridos ~~habitáculos~~ los tipo Shelter's para el servicio en intemperie, por su tamaño y estructura, será fácil de transportar, rápido de montar y eficiente ante los requerimientos estructurales, energéticos y ambientales. Será tipo contenedor, que podrá alojar y proteger en un ambiente controlado para el funcionamiento contra


Plan Maestro de Telemática (2018 – 2024)

diversos agentes del medio ambiente corrosivos tales como: polvo, agua, condensaciones externas, vientos, aire húmedo, lluvia, etc. distintos equipos electrónicos o de telecomunicaciones altamente sensibles. Dotados con sistemas de climatización con aires acondicionados, sistema de seguridad y acceso, video vigilancia entre otros adicionales según el caso.

1.7 Ampliación del Sistema de Fibra Óptica y Equipos Activos Instalados.

Con la adquisición de estos equipos y enlaces de Fibra Óptica, como complemento a los existentes para garantizar la alta disponibilidad y la confiabilidad de los sistemas de comunicaciones corporativos de todas las Agencias Regionales de Distribución, oficinas comerciales, y sistemas de telesupervisión y telecontrol de todas las Subestaciones de ANDE en todo el país, atendiendo el crecimiento de locales de ANDE. Se contará con una capacidad aumentada para el ancho de banda de transmisión de los datos de todos los sistemas corporativos y operacionales incluyendo video vigilancia.

1.8 Adquisición de RTUs para la sustitución de equipos en obsolescencia

Para lograr una integración efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, es necesaria la sustitución de 37 (treinta y siete) Unidades Terminales Remotas (RTU) en obsolescencia de las marcas Eliop Elitel 4000, Telvent Saitel 2000, Harris D20, INDACTIC y ABB modelo RTU200, con más de 10 años de utilización. Las nuevas RTUs soportarán los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitirán comunicar a la vez los paneles de protección y control existentes con cableado convencionales (I/O convencional). De esta manera, podrán supervisarse y controlarse todos los dispositivos y equipos instalados en las Subestaciones, favoreciendo a la mejora en la eficiencia en la operación y el mantenimiento.

1.9 Adquisición de RTU para los locales que no cuentan con supervisión.

Del mismo modo, para lograr una incorporación efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, será necesario adquirir 14 (catorce) RTU nuevas que soporten los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitan comunicar a la vez con los paneles de protección y control con cableado convencionales, para los locales que no cuentan con sistemas de telecontrol y telesupervisión y son parte esencial del esquema de operación del Sistema Interconectado Nacional.

1.10 Adquisición de RTU de postes e Interruptor Telecomandable para Distribución.

A los efectos de reducir la duración de las interrupciones, lograr la detección temprana de fallas y otros posibles inconvenientes en el sistema de distribución de energía eléctrica, es necesario el remplazo del conjunto de Unidades Terminales Remotas (RTU), interruptores telecomandables y accesorios en 400 (cuatrocientos) postes de distribución en las zonas metropolitana, centro, este y sur del país. Esto es, debido a la obsolescencia de los mismos con más de 10 años de funcionamiento, la falta de stock de repuestos y gran cantidad de equipos averiados que no pueden ser repuestos.

1.11 Adquisición de Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real.

ANDE cuenta con sistemas de recursos operacionales de tiempo real, como el sistema SCADA, sistema de monitoreo de transformadores, sistema de monitoreo de alimentadores, sistema de mantenimiento de equipos de transmisión entre otros, los cuales funcionan de manera separada. Para lograr una total integración de todos esos recursos en una sola plataforma que permita consolidar y procesar la información, será

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

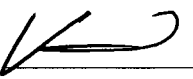
adquirido e implementado un Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real para la adquisición, análisis y visualización de Datos de los procesos del Sistema Eléctrico.

Este sistema realizará la integración de las Base de Datos de las Aplicaciones que recolectan la información de las distintas actividades o eventos dentro del Sistema Eléctrico, tanto los de tiempo real (SCADA, Monitoreo de Transformadores), como los de intervención humana (Sistema de Mantenimiento MANTEC), de esta manera brindar una interfaz única para la visualización de los datos o servir de fuente de información para otros sistemas de la Empresa (ERPs).

1.12 Cronograma de obras

Se resume más abajo los plazos de finalización de las obras previstas atendiendo las prioridades y duración de cada una de ellas. Se ha tenido en consideración que los llamados a Licitación serán publicados en la segunda mitad del año 2017, a efectos de iniciar las obras a principios del año 2018.

Ítem	Descripción del Proyecto	Puesta en Servicio
SISTEMAS DE TECNOLOGIA DE LA INFORMACION:		
1	Adquisición e instalación de un DataCenter de Contingencia	dic-18
2	Adquisición e implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)	jun-20
3	Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión Comercial y Lectura Automática de Medición (AMI)	jun-20
SISTEMAS DE COMUNICACIÓN:		
4	Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica.	jul-19
5	Ampliación e implementación del Sistema de Comunicación LTE.	nov-19
6	Ampliación de la Red de Fibra Óptica y Equipos Activos asociados.	oct-19
7	Mejoramiento de la Infraestructura en Sitios de Comunicaciones.	ago-19
SISTEMAS DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN:		
8	Adquisición e Instalación de Sistema de Información SGIDE	nov-21
9	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) para Subestaciones.	ene-20
10	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) e Interruptores Telecomandables para la operación de la Red Distribución Eléctrica.	jul-19
11	Adquisición e Implementación del Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real.	dic-18



ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**1.13 Inversiones requeridas**

Las inversiones que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente tabla, en moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, tanto para las obras de Tecnologías de la Información, Sistemas de Comunicaciones y Sistemas de Telesupervisión y Control. Los costos indicados corresponden a costos directos, calculados a partir de valores típicos referenciales (costos modulares), propios de un nivel de planificación, incluyéndose los impuestos.

INVERSIONES DE MEDIANO PLAZO 2018-2024 (EN DOLARES AMERICANOS)									
Ítem	Descripción del Proyecto	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTALES
SISTEMAS DE TECNOLOGIA DE LA INFORMACION:									
1	Adquisición e instalación de un DataCenter de Contingencia	6.000.000	-	-	-	-	-	-	6.000.000
2	Adquisición e implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)	8.125.000	5.250.000	2.625.000	-	-	-	-	16.000.000
3	Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión Comercial y Lectura Automática de Medición (AMI)	7.750.000	5.500.000	1.750.000	-	-	-	-	15.000.000
SISTEMAS DE COMUNICACIÓN:									
4	Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica.	1.800.000	1.000.000	-	-	-	-	-	2.800.000
5	Ampliación e implementación del Sistema de Comunicación LTE.	15.000.000	10.000.000	-	-	-	-	-	25.000.000
6	Ampliación de la Red de Fibra Óptica y Equipos Activos asociados.	3.000.000	2.000.000	-	-	-	-	-	5.000.000
7	Mejoramiento de la Infraestructura en Sitios de Comunicaciones.	1.000.000	500.000	-	-	-	-	-	1.500.000
SISTEMAS DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN:									
8	Adquisición e Instalación de Sistema de Información SGIDE	13.103.735	14.804.453	4.694.383	2.370.212	797.301	2.578.326	652.470	39.000.880
9	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) para Subestaciones.	5.000.000	3.000.000	-	-	-	-	-	8.000.000
10	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) e Interruptores Telecomandables para la operación de la Red Distribución Eléctrica.	7.000.000	2.000.000	-	-	-	-	-	9.000.000
11	Adquisición e Implementación del Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real.	3.000.000	-	-	-	-	-	-	3.000.000
TOTALES POR AÑO (USD)		70.778.735	44.054.453	9.069.383	2.370.212	797.301	2.578.326	652.470	
TOTAL GENERAL									130.300.880

2. INTRODUCCIÓN

El uso de las TIC en las empresas del sector de la generación, transmisión y de distribución de la energía es exhaustivo e imprescindible, su utilización cubre todos los procesos de producción, transmisión y distribución de estas empresas, un fallo en cualquiera de los sistemas TIC que dan soporte a estos procesos pueden provocar que se interrumpa la cadena de producción y suministro con consecuencias críticas para el resto del tejido productivo del país.

Debido a que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Por ello, en todo momento, su producción debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea lo que requiere un equilibrio constante. Los operadores del sistema eléctrico deben garantizar ese equilibrio y, para ello, se debe prever el consumo y operar y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación, transporte y distribución, logrando que la producción programada en las centrales coincida en todo momento con la demanda real de los consumidores. Para poder lograr este ajuste entre la producción y la demanda, en tiempo real, es necesario el uso exhaustivo de las TIC, para permitir la conexión de todos los sistemas de información que operan en el sistema eléctrico nacional.

Por lo tanto, la ANDE establece como uno de sus principales objetivos utilizar las tecnologías de la información y comunicación para apoyar y mejorar la eficiencia de las actividades de supervisión y operación del SIN en tiempo real, esto conlleva a desarrollar una serie de proyectos tecnológicos para permitir incrementar la eficiencia de su misión de supervisión y de operación en tiempo real.

En cuanto a la comercialización, se tiene como objetivo, con un gran impacto económico, el uso de las TIC, para la lectura automática (AMI) de los medidores de consumo de energía eléctrica. Existen hoy en día soluciones para automatizar este proceso y permitir su lectura automática (AMI), pasando desde equipos de medida con capacidades propias de comunicación o por sistemas hardware-software de lectura automática de medidores. **En tal sentido, las TIC deben desempeñar un papel importante no sólo en la reducción de las pérdidas y el aumento de la eficiencia, sino también en la gestión y el control de una red eléctrica cada vez más distribuida, a fin de garantizar la estabilidad y reforzar la seguridad.**

Por otro lado, en cuanto a la en la actualidad las empresas se ven influenciadas por el ambiente global en el que se desempeñan, el cual es altamente cambiante y exige una constante toma de decisiones estratégicas para llevar correctamente el rumbo de la organización hacia la consecución de sus objetivos. Esta situación lleva a las organizaciones a enfrentar los desafíos con cautela al optimizar sus recursos.

Al hablar de una eficiente gestión de los procesos corporativos en la organización es imprescindible tomar en cuenta un factor clave que es la toma de decisiones. Éste proceso puede considerarse como la base del éxito del buen desempeño de las empresas.

La importancia de la información para las organizaciones radica en que es un recurso esencial, éstas la utilizan al desempeñar sus operaciones diarias y de manera estratégica para la búsqueda de un alto nivel de desempeño y crecimiento. En este sentido una opción muy válida para hacer crecer el valor de este recurso tan importante es integrarla y tenerla disponible en el momento adecuado para que pueda ser analizada por los tomadores de decisiones. Es en este momento

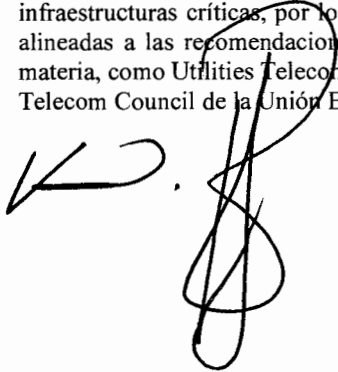
ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

que las herramientas tecnológicas juegan un papel muy importante al integrar los datos y aumentar el valor que aportan los mismos para la empresa.

El conocimiento es un factor esencial para una empresa tanto para alcanzar los objetivos y metas estratégicas como para elevar en nivel de productividad y rentabilidad. La información confiable es crucial para el proceso de toma de decisiones tanto operativas como estratégicas, siendo éstas más certeras cuando están basadas en fuentes de información que ayudan a la empresa a reducir la incertidumbre y el riesgo. **Para este efecto, se establece como objetivo de la ANDE, incorporar las TIC a través de una herramienta que permita recolectar, procesar, transmitir y almacenar datos que son generados de la misma operación corporativa de la empresa en una sola plataforma integral.**

En este proceso ANDE como una empresa que brinda un servicio básico imprescindible pretende contar con un sistema de comunicaciones redundante, por una lado un sistema alámbrico (compuesto por una imponente red de Fibra Óptica) y además como un sistema de soporte a este sistema alámbrico, contar con una red inalámbrica (Sistemas de Enlaces de Microondas Digital de Alta Capacidad) los cuales garantizan la alta disponibilidad y confiabilidad de todos los sistemas de comunicación. Además se prevé una alta penetración en el alcance de estos sistemas ya que se apunta al 100% de los sitios de ANDE principalmente de la región oriental donde se cuenta con la mayor demanda de consumo de energía eléctrica del país.

Finalmente, se resalta que las TIC en empresas de energía deben considerarse como infraestructuras críticas, por lo que se requiere contar con infraestructura propia y actualizada, alineadas a las recomendaciones de las organizaciones más importantes en el mundo en esta materia, como Utilities Telecom Council de los Estados Unidos de América y European Utilities Telecom Council de la Unión Europea.

Handwritten signature and initials in black ink, consisting of a stylized 'V' or 'W' shape followed by a large, complex scribble.

3. CRITERIOS TÉCNICOS

Los principales componentes del Plan Maestro de Telemática son:

3.1 Objetivos generales de los Sistemas.

El análisis y los planes a desarrollar están basados en los siguientes objetivos generales de los Sistemas a ser considerados:

- 3.1.1 Cobertura: todos los procesos de operación, supervisión y medición se encuentran atendidos en la generación, transmisión, distribución y comercialización en tiempo real. Del mismo modo, todos los procesos corporativos se encuentran atendidos con una solución integrada. La penetración y capacidad de transporte de los sistemas de comunicación son suficientes para atender las necesidades de ANDE.
- 3.1.2 Disponibilidad y Confiabilidad: en todos los sistemas críticos se dispone de una alta confiabilidad, disponibilidad y redundancia.
- 3.1.3 Actualización Tecnológica: ninguno de los Sistemas se encuentra en obsolescencia y la actualización de los sistemas se ha realizado en los últimos 10 años. La tecnología utilizada es adecuada para atender los requisitos de la ANDE en forma eficiente y confiable, es consistente con las nuevas tecnologías disponibles y con la evolución tecnológica a nivel mundial.

3.2 Caracterización de los requerimientos por Sistema

Cada uno de los Sistemas, por su naturaleza y utilización presentan diferentes características y demandas que deben ser atendidos teniendo en cuenta los siguientes:

3.2.1 Requisitos de los sistemas de tiempo real:

- Alta disponibilidad.
- Necesidad de redundancia entre los sistemas alámbricos e inalámbricos.
- Funcionamiento y utilización 24x7.
- Cantidad de usuarios limitado y restringido.
- Orientado a la continuidad el servicio.

3.2.2 Requisitos para los sistemas de gestión corporativa.

- Requerimientos de gran ancho de banda.
- Grandes volúmenes de datos a ser procesados.
- Gran cantidad de usuarios.
- Orientado a la optimización de los recursos y procesos, control, gestión, etc.

3.2.3 Requisitos para los sistemas de comunicación.

- Redundancia en las redes de comunicaciones para los Sistemas críticos.
- Capacidad de transporte ampliable según el crecimiento de la demanda.
- Infraestructura con suficiente penetración para atender los requerimientos de la empresa.
- Integración de los diferentes sistemas para ofrecer robustez y optimización de los recursos.
- Escalabilidad y flexibilidad con la intención de poder hacer frente a futuros cambios o ampliaciones con facilidad

1337
(trececientos treinta y siete)

4. PREMISAS BÁSICAS

En esta sección se definen los escenarios básicos bajo los cuales se realiza el análisis del desempeño de los sistemas actuales en vista a los criterios técnicos preestablecidos.

4.1 Sistemas operacionales de tiempo real:

Estos sistemas son los responsables del monitoreo, supervisión, medición y control de los elementos de la red eléctrica con componen el SIN. Consisten en un conjunto de sistemas informáticos que acopian y procesan la información proveniente de los equipos, dispositivos, conductores que componen la red eléctrica.

Los elementos de la red eléctrica requieren ser supervisados, medidos y controlados desde los sistemas informáticos mencionados, a los efectos de optimizar la operación y mantenimiento de los mismos.

Estos sistemas deben incluir un porcentaje suficiente de elementos de la red eléctrica para hacer eficiente y confiable la operación del sistema eléctrico. Así también, es necesario que los diferentes sistemas se encuentren integrados a los efectos de optimizar la información y hacer útil y provechoso. Realizar análisis en tiempo real lo suficientemente rápidos para la toma de decisiones.

4.2 Sistemas corporativos

Los procesos corporativos y recursos empresariales cuentan con procesos estandarizados, informatizados e integrados en una sola plataforma integrada. Se dispone de un inventario actualizado de todos los recursos y permite evaluar y predecir el comportamiento y eficiencia.

4.3 Sistemas de Telecomunicaciones

Están conformados por equipos multiservicios con distintos métodos de conexión; con capacidad suficiente de transporte, redundancia, alta disponibilidad y confiabilidad con cobertura completa a nivel nacional. Conforman en su conjunto interconexiones físicas ópticas y aéreas (radioeléctricas) con el fin de sostener la demanda de disponibilidad y seguridad necesarios para la operación y supervisión de infraestructuras de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.

Las conexiones que no requieran de alta disponibilidad contarán con uno u otro método de acceso (óptico o radioeléctrico).

Para la Operación y Mantenimiento de los Procesos de Generación, Transmisión y Distribución, el medio de comunicación adecuado son los Sistemas de Comunicación de dos vías digitales troncalizados de cuarta generación (LTE).

Para lograr la alta eficiencia en los esquemas de comercialización y facturación del servicio de energía eléctrica, se deben disponer de infraestructura de telecomunicaciones adecuados para la lectura automática de medidores de energía eléctrica (AMI). Ante esta demanda, estarán previstos tecnologías de Telecomunicación Ópticas y Radioeléctricas combinadas.

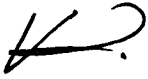
ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

4.4 Proyección de requerimientos de TIC en los sistemas operacionales y corporativos

Los requerimientos de los sistemas operacionales demuestran una tendencia a incorporar una cantidad cada vez mayor de dispositivos telecontrolables, telesupervisados y telemedidos en la red eléctrica. En tal sentido, los sistemas de telecomunicaciones deben ser lo suficientemente ampliables y adaptables para incorporar una gran cantidad de dispositivos con requerimientos de transmisión pequeños.

Para los sitios o locales de ANDE se encuentra una tendencia de disponibilizar un requerimiento de ancho de banda cada vez más exigente, por lo que los sistemas deben tener la suficiente flexibilidad para ampliar la capacidad de transmisión.



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5. ANÁLISIS POR SISTEMAS

A continuación se realiza un análisis de cada uno de los Sistemas con objetivo determinar la situación, fortalezas y debilidades de cada uno de ellos a la luz de los criterios técnicos y las premisas indicadas anteriormente.

Se tuvieron en cuenta el estado actual de todos los sistemas actuales de ANDE, los cuales presentan una notoria obsolescencia de los equipos, una baja o casi nula tasa de mantenimiento predictivo y preventivo y una baja inversión en las TIC en la última década ocasionando un desfase y obsolescencia en los Sistemas.

Fueron además tenidos en cuenta los problemas ocasionales de índole de emergencia como los desastres naturales, ante los cuales se vio la necesidad de contar con sistemas móviles para el rápido restablecimiento de los sistemas como así también la necesidad de contar con sistemas de detección y diagnóstico temprano para evitar inconvenientes y además con estos poder lograr el desarrollo de las tareas coordinadas de los sectores de transmisión y distribución de ANDE.

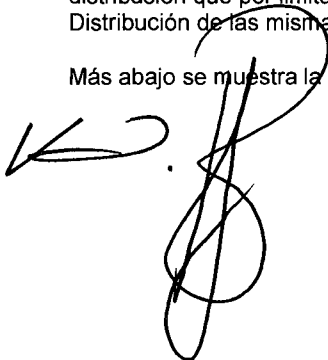
Se detecta una limitada infraestructura existente para alojar y mantener los sistemas TIC en cuento a energía, refrigeración, protección, monitoreo y la facilidad de su traslado ante eventuales circunstancias.

5.1 Sistemas de Tecnología de la Información**5.1.1 Centro de Cómputos (DataCenter)****5.1.1.1 Situación Actual de los Sistemas**

Actualmente se cuenta con un DATA CENTER cuyas características técnicas cumplen con las categorías Tier III y Tier IV del estándar ANSI/TIA-942. Nuestro centro de datos se encuentra albergado dentro de un Ambiente de Máxima Seguridad para equipamiento informático crítico (AMS).

Con relación a nuestra red de datos nos basamos en la arquitectura Cisco Borderless Network, estructurada en un diseño jerárquico de tres capas: núcleo, distribución y acceso. En la actualidad todas las capas se encuentran en redundancia a excepción la capa de distribución que por limitaciones presupuestarias aun no se pudo adquirir un equipo Switch de Distribución de las mismas características técnicas con el que ya contamos.

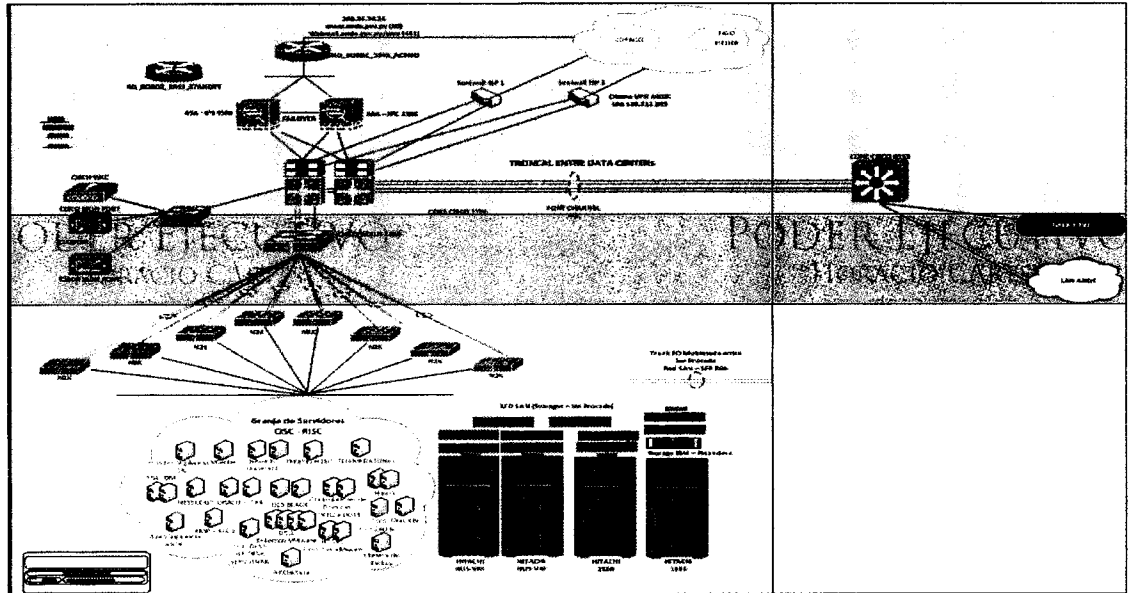
Más abajo se muestra la topología actual de la red corporativa desde el DATACENTER:



(treinta y cuatro)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)



5.1.2 Sistemas de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)

5.1.2.1 Situación Actual de los Sistemas

Algunos problemas con los Sistemas del Área Financiera.

- Excesiva cantidad de Sistemas (27) lo cual dificulta un mantenimiento adecuado por la poca cantidad de recurso humano.
- Uso de Lenguajes obsoletos (Clipper, FoxPro para DOS y Windows), los cuales ya no poseen soporte técnico.
- Poca integración de los sistemas lo cual crea duplicidad e inconsistencia en la Base de Datos.
- Áreas de la empresa (GT, Proyectos, planificaciones, gestión de contratos) sin cobertura con Sistemas Informáticos adecuados e integrados.
- Imposibilidad de generar Informes Gerenciales en tiempo real, de procesos tales como: estado financiera, estado de ejecución de obras, estado de ejecución de contratos, disponibilidad de materiales en almacén, etc.).
- Inconveniente para la actualización de versiones en los sistemas de escritorios, lo que ocasiona que el usuario no siempre cuente con la última versión.

Problemas con el Consist GEM y HR

- No está implementada la última versión del **Consist GEM**.
- Alta dependencia de la empresa **CONSIST**.
- Falta de capacitación técnica en el lenguaje utilizado y el diccionario de Base de Datos.
- Alto costo por consultoría del **CONSIST**, debido a que pequeñas modificaciones que podrían ser efectuados por personal de **ANDE** son enviados al exterior.
- No se cuenta con los programas fuentes, lo que impide generar los programas específicos.
- Poca atención y solución de problemas menores, debido a que no se cuenta con técnico local capacitado.
- Excesiva lentitud de los tiempos de respuestas a los pedidos de mantenimientos y/o mejoras solicitados a la **CONSIST**.

[Handwritten signature]

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Los Sistemas del Área Financiera, Sistemas del Área Técnica y Sistemas de uso Corporativo son:

Sección	Sistemas	Cantidad
Financiera	STR (Sistema de Tributación), SPA (Sistema de Patrimonio), REV (Sistema de Cálculo de Revaluó y Depreciación impositiva), ING (Sistema de Ingreso de Presupuesto), SPR (Sistema de Presupuesto), CNV (Sistema Convertidor de Archivos de datos para Consist (Caja y Banco), SAC (Sistema de Asientos Contables - interfase con el SICO y GEM), CARCYB (Sistema de carga de Legajos de Ingresos y Egresos), SCJ (Sistema de Caja y Banco), SCB (Sistema de Conciliación Bancaria), SCI (Sistema de Control de Ingresos), SFE (Sistema de Control de Egresos - Consulta), APR (Anteproyecto del Presupuesto), FPR (Sistema de Facturas de Proveedores de Caja Chica), CCH (Sistema de Caja Chica - Fondo Fijo, Fondo Especial), VIA (Sistema de Viatico al Interior), FAC (Sistema de Facturas Copaco - Servicios Generales), SSD (Sistema de Seguimiento de Documentos), SGE (Sistema de Gestión de Encomiendas), CUA (Sistema de mantenimientos de Unidades Administrativas).	27
Técnica	SMOD (Sistema de Mantenimiento y Obras de Distribución), SARA (Sistema de Atención de Reclamos), SARA-Seguridad (Sistema de Gestión de Seguridad del SARA), GCP (Sistema de Gestión de Contrataciones Públicas).	3
Corporativo	Consist HR , Intranet, HRCAP (RRHH), GFV (Gestión de Flota de Vehiculos), POA-BSC (Plan Operativo Anual), SMPA (Sistema de Gestión de Pasivos Ambientales), PCC (Actualización de Encuadramiento), POS (Sistema de Postulantes), ATF (Sist. de Levantamiento de Procesos)	16
	TOTAL	47

5.1.3 Sistemas de Gestión Comercial.**5.1.3.1 Situación Actual de los Sistemas**

En la actualidad tenemos varios puntos críticos y vulnerables en el mantenimiento y operación del Sistema Comercial **Open-SGC**. Se presentan a continuación los algunos de los problemas detectados:

- Vulnerabilidad en la integración con otros sistemas y en el intercambio de información.
- Tiempos de respuesta del sistema que genera saturación en las oficinas de atención al cliente.
- Escasez de recursos humanos para el mantenimiento del sistema en **COBOL** y **C**.
- Reducida flexibilidad del sistema para los cambios masivos.
- Poca flexibilidad en la parametrización del sistema.
- Elevado tiempo invertido en la conciliación datos.
- Baja integración con otros sistemas.
- Escasa funcionalidades en internet para clientes.
- Necesidad de tener los pagos realizados en bocas externas de forma on-line
- Procesos manuales en la gestión de **OS** y control de medidores.

*trascrito
correcto
y claro*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

- Identificar pérdidas eléctricas (no técnicas).
- Cobros a través de tarjetas de crédito.

Es por todo ello que el sistema comercial **Open SGC** necesita una serie de mejoras, tanto funcionales como tecnológicas, que hacen imperiosa la necesidad de encarar una renovación del mismo para poder acompañar los avances tecnológicos y las nuevas necesidades del mercado que los tiempos actuales exigen.

Se identifican tres alternativas de solución al problema:

1. Que el equipo del Departamento de Sistemas Informáticos de la **ANDE** realice las mejoras en el sistema.
2. Que se actualice el sistema open **SGC** a su versión más reciente.
3. Que se adquiriera un nuevo sistema comercial.

Dichas alternativas de solución tienen sus ventajas y desventajas, entre las cuales podemos citar:

1. Esta alternativa tiene la ventaja de tener menor costo para la empresa, deberá contratarse RRHH humanos sumado a los **RRHH** propios para llevar adelante el proyecto, mayor tiempo de finalización, poca innovación tecnológica.
2. Esta alternativa tiene la ventaja de la facilidad de la implementación, poco impacto en el usuario final por tratarse de un aplicativo ya conocido.
3. Esta alternativa podría ofrecer la ventaja de implementar una nueva plataforma como software comercial que podría ofrecer otras funcionalidades. La desventaja una mayor inversión económica, mayor tiempo de implementación, alto impacto en el usuario final por el desconocimiento del software.

En este cuadro se muestra los diferentes módulos con que actualmente cuenta el Open-SGC, así como otros módulos que le fueron agregados.

Siglas	Sistemas	Usuario/s	Descripción
Open-SGC	Sistema de Gestión Comercial - OPEN	Dpto. Atención al Cliente / Ag. Regionales	Sistema que abarca la operativa Comercial de la ANDE- Gerencia Comercial
	Atención al Cliente (On Line)		
	Lectura (On Line / Batch)		
	Cobros-Actualización (On Line / Batch)		
	Facturación (On Line / Batch)		
	Puesta al Cobro (On Line / Batch)		
	Gestión de Impagados (Batch)		
	Ordenes de Trabajo (On Line / Batch)		
	Interfase Contable (Batch)		
	Medidores (On Line / Batch)		
	Hechauka (Batch)		
	SalDOS para Inventario- Extracción (Batch)		
	Depuradores (Batch)		
	O3 - Base de datos de Gestión Comercial		
Apex - informes On-Line			
Medición de Lecturas			

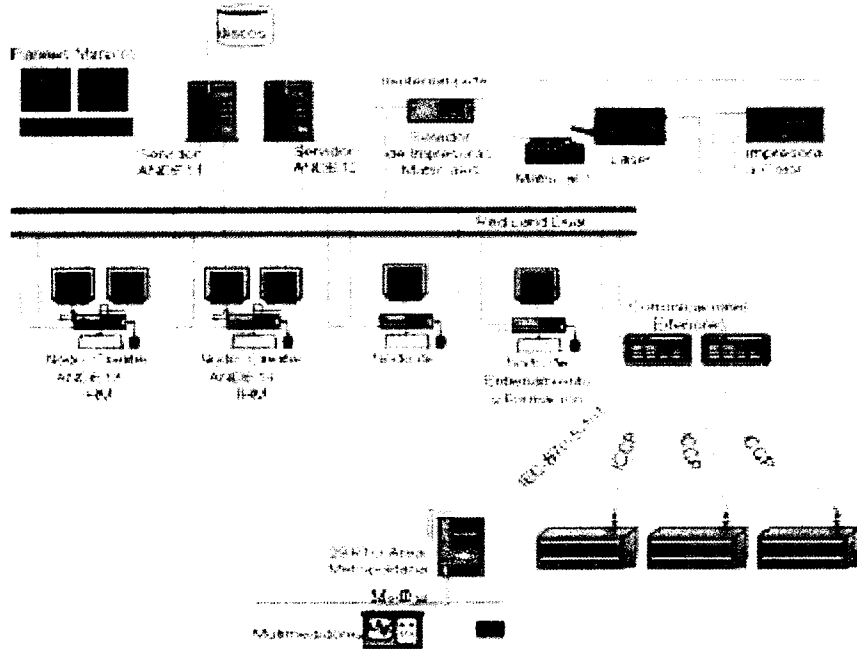
ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

OPEN-GED	Gestión de Equipos de Distribución	Div. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa de Distribución de la ANDE- Gerencia Técnica
MPCC	Modulo Proceso y Consultas de Consumo	Div. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa Comercial de la ANDE- Gerencia Comercial
ALC	Aplicación Local de Cobros	Dpto. Cobranzas / Ag. Regs / Dpto. Ingresos	
ALL	Aplicación Local de Lecturas	Dpto. Lecturas / Ag. Regionales	
APLEM	Aplicación de Lec. para Equipos Móviles	Dpto. Lecturas / Ag. Regionales	
ANP	Aplicación Generación de Nro. de Postes	Dpto. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa de Distribución de la ANDE- Gerencia Técnica
REMOT	Resolución de Ordenes de Trabajo	Dpto. Gestión Comercial	Resolución de Ordenes de trabajo (OT), por medio de equipos móviles.
GEO	Geo referenciamiento de suministros		Las funcionalidades desarrolladas se encuentran a prueba en la zona sur. Trabajo conjunto FPUNA-ANDE
SEGURIDAD	Seguridad del Open (Acceso-Perfil)	Dpto. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa Comercial de la ANDE- Gerencia Comercial
PIPELINE	Aplicación Pipeline s/Fact./Consumo	Dpto. Gestión Comercial	
Servicios WEB	Servicios Web para el OPEN, consulta de deuda de clientes para realizar cobros de los entes centralizados (Cobros)	Dpto. Gestión Comercial	
	Servicios Web desde la pagina de ANDE, consulta de estado de cuenta de clientes suscriptos		
Auto Consulta	Aplicación que permite la consulta de saldos e impresión de facturas	Dpto. Gestión Comercial	Aplicación que permite la consulta de saldos e impresión de facturas de parte del cliente de ANDE.

5.2 Sistemas operacionales de tiempo real**5.2.1 Sistema SCADA/EMS de transmisión:****5.2.1.1 Situación Actual de los Sistemas**

Actualmente se cuenta con un Sistema SCADA en obsolescencia que se encuentra en funcionamiento desde el año 2002, con limitaciones en cuanto a sus funcionalidades, capacidad de incorporar nuevas subestaciones, puntos de telesupervision y control y posibilidad de integrar a otros sistemas.

Más abajo se muestra un gráfico de la arquitectura del mismo.



El Sistema SCADA actual, funciona con protocolos de comunicaciones desactualizados que no permiten aprovechar las nuevas redes de telecomunicaciones y los nuevos estándares de la industria con todos sus beneficios.

5.2.1.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Debido a todos estos inconvenientes y limitaciones ANDE se encuentra en proceso de implementación de un nuevo Sistema SCADA/EMS con flexibilidad, nuevas prestaciones, protocolos de comunicación abiertos y actuales, cuyo fabricante GE-ALSTOM es uno de los líderes mundiales en esta materia.

El nuevo SCADA con EMS se podrá instalar para todo el sistema interconectado Nacional de transmisión, con alta disponibilidad, robusto y resistente al ambiente industrial, completamente redundante, con arquitectura abierta, flexible y con capacidad de expansión de acuerdo a las necesidades operativas y a los cambios en los estándares tecnológicos vigentes a la fecha de la puesta en servicio total del sistema.

Las principales nuevas funcionalidades que incorpora son:

- Modernizar la operación del sistema de Transmisión, con un sistema de control y Adquisición de Datos moderno, apoyado con aplicaciones informáticas adecuadas para una administración segura y eficiente del Sistema de Transmisión como ser:
 - Modelado de la Red
 - Pronosticador de Carga
 - Procesador de Carga
 - Procesador del estado y topología de la Red
 - Estimador de Estados
 - Flujo de Potencia
 - Análisis de Contingencia
 - Flujo de Potencia Óptimo
 - Análisis de Corto Circuito

- Programación de Interrupciones
 - Base de Datos EMS
 - Reducción de las pérdidas económicas por mejoras de la gestión operativa del sistema.
 - Incorporación de herramientas tecnológicas que brinde mayor disponibilidad de informaciones en tiempo real, operación en tiempo real, estudio análisis y simulación del comportamiento del sistema eléctrico tanto en contingencia como en operación normal.
 - Mejorar la resolución y administración de las incidencias que derivan en interrupciones del servicio eléctrico, apoyado en herramientas modernas para la localización y despacho de las mismas.
 - Podrá tener procesamiento distribuido en varios servidores de datos y aplicaciones.
 - Tendrá una arquitectura completamente redundante, sin punto de falla simple para las funciones críticas.
 - Mejorar la cultura de gestión, contando con indicadores que permitirán auditar, en tiempo y forma, las actividades desarrolladas en la Operación del Sistema de Transmisión.
 - Mejorar la productividad del personal, mediante el uso de herramientas informáticas que permitirán el procesamiento automático de datos.
 - Podrá intercambiar la información con los Centros de Control de las Centrales de Generación ACARAY, ITAIPU y YACYRETA.
- **Ventajas Servidores Virtuales**
- Permite consolidar servidores y operar con mayor eficiencia
 - Es más sencillo controlar varios servidores virtuales que varios físicos
 - Posibilidad de reducir el tiempo de recuperación ante un fallo, y el tiempo para la copia de seguridad
 - Probar las configuraciones de un software es más sencillo
 - Se pueden utilizar aplicaciones antiguas que no son compatibles con los nuevos sistemas operativos mediante la creación de un servidor virtual sólo para ellos
 - Se pueden ejecutar aplicaciones multiplataforma de una manera más sencilla y eficiente
 - Flexibilidad
 - Combinan las características de alojamiento compartido y dedicado
 - Se adapta tanto a medias como a grandes empresas
- **Ventajas Servidores Centralizados**
- Alta disponibilidad.
 - Manejo Centralizado de la Base de Datos
 - Minimiza inconsistencia de Base de Datos
- **Requerimientos**
- Alta disponibilidad de los Sistemas de Comunicación

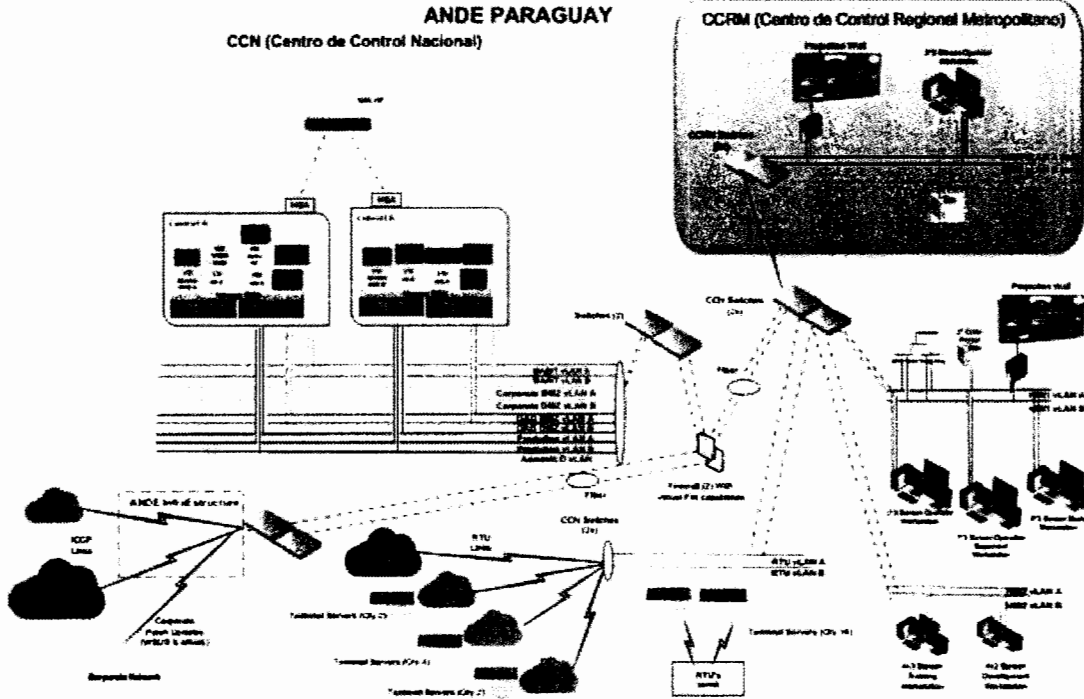
Se indica, más abajo un gráfico de la arquitectura del mismo.



*Creciente
esfuerzo
por ella*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)



5.2.2 Dispositivos y equipos de telespección, telemedición y telecontrol en Subestaciones

Para realizar tan importantes funciones son utilizados Unidades Terminales Remotas (RTU) y Concentradores (Gateways) que se conectan los paneles de protección y medición en las subestaciones antiguos (convencionales de manija de giro y empuje), mediante cableado de cobre se realiza la instalación de bornes concentradores de señales dentro de cada Bahía, que a su vez se conectan a las tarjetas de adquisición de datos de las RTUs de Subestación, esta filosofía antigua de supervisión de control hacia que las RTUs sean diseñadas y fabricadas de acuerdo a la situación o configuración actual de la Subestación, esto representa en la actualidad la imposibilidad de que estas RTUs puedan interconectarse con las ampliaciones que sufren la mayoría de las Subestaciones.

Como parte del proceso de mejoramiento del sistema eléctrico nacional las distintas áreas involucradas en el mantenimiento de las Subestaciones incorporan o actualizan los equipamientos encargados de la protección de los activos (Transformadores, Interruptores, Bancos de Capacitores) e instrumentos de medición cada vez más precisos y con mayores funciones que no pueden ser integradas a las RTUs por que estas no cuentan con los protocolos de comunicación actuales.

5.2.2.1 Situación Actual de los Sistemas

Del análisis se detecta que existe una cantidad (56) de subestaciones que no tienen suficientemente los requerimientos, según se indica más abajo:

Actualmente en las subestaciones convergen 3 situaciones que no permiten la una correcta integración con el sistema SCADA Nacional.

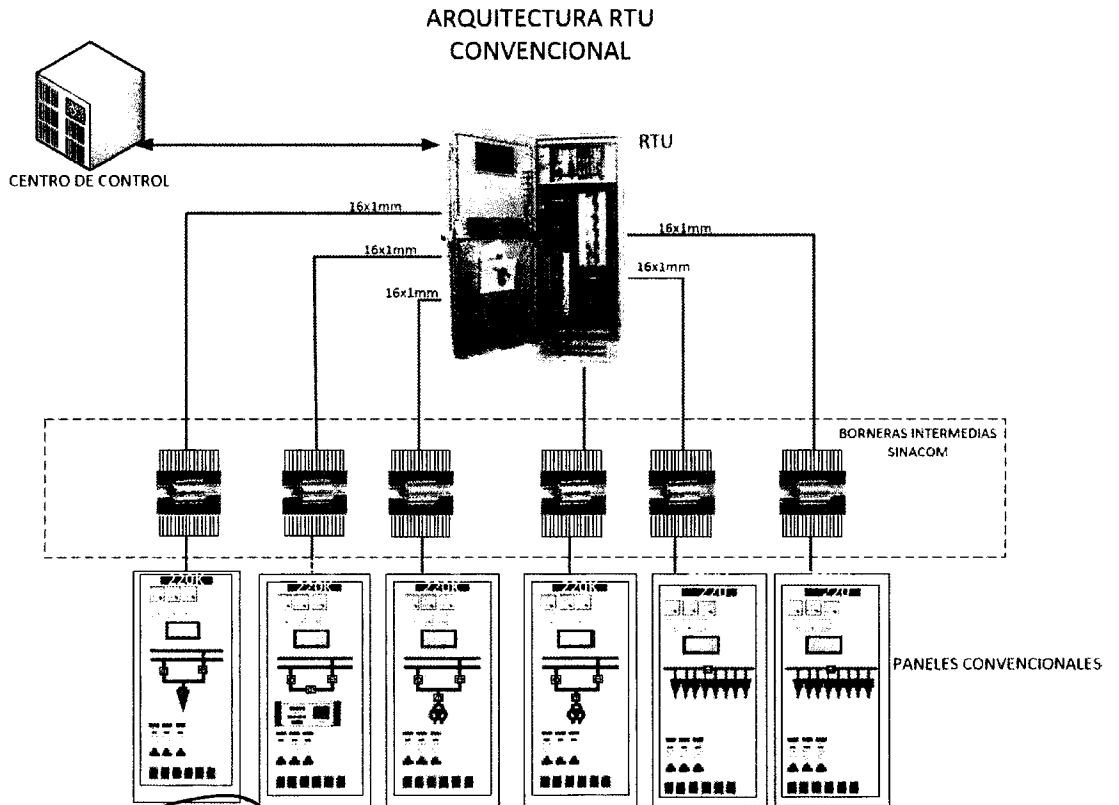
[Handwritten signature]

347
(treinta y cuatro y siete)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

- 1- Subestaciones donde se cuenta solamente con RTUs y paneles convencionales.
 - 2- Subestaciones que no cuentan con ningún sistema integrado de protección y control, pero con paneles de última generación.
 - 3- Subestaciones que cuentan con ambos tipos de paneles, convencionales y de última generación.
- **Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional (cables de cobre).**
- Esta solución tiene la Limitación en cuanto a la cantidad de señales que se pueden telseguir y controlar (*aprox. 30% de las señales requeridas por Operación*) debido a las limitaciones físicas.
 - Protocolos e interfaces de comunicación antiguos que no permiten la integración con los nuevos dispositivos de última generación, como tampoco con equipamientos de otros fabricantes que no se hayan definido en el proyecto original.
 - Todas las RTUs se encuentran en Obsolescencia (2002 y 2004). Sin repuestos disponibles debido a que los fabricantes descontinuaron los modelos.



[Handwritten signature]

trescientos cuarenta y ocho

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

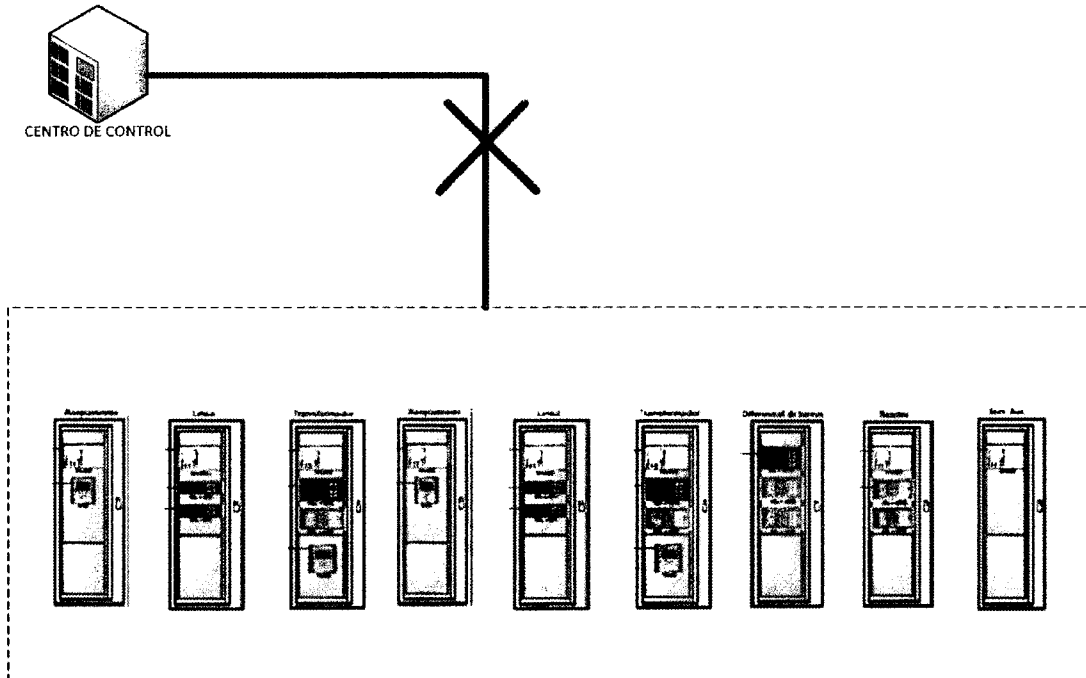
- **Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación pero sin sistema supervisor o Gateway.**

Un problema que presenta el área de supervisión y control es la adquisición de Paneles que cuentan con Equipos de Control, Protección y Medición de última generación que no pueden ser integrados a las RTUs convencionales.

No cuentan con infraestructura de red que permita la interconexión (Fibra Óptica) de todos los equipos con un sistema supervisor.

En la mayoría de los equipamientos no fueron configurados para comunicar con un sistema supervisor.

PANELES NUEVOS SIN SISTEMA SUPRVISOR



- **Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación.**

Otra situación que se presenta es la actualización parcial de las subestaciones (ampliaciones o Bahías nuevas), en donde conviven paneles convencionales (cableado de Cobre), con paneles que cuentan con equipos de última generación, en consecuencia solo se puede supervisar los paneles convencionales, quedando aislado los paneles nuevos.

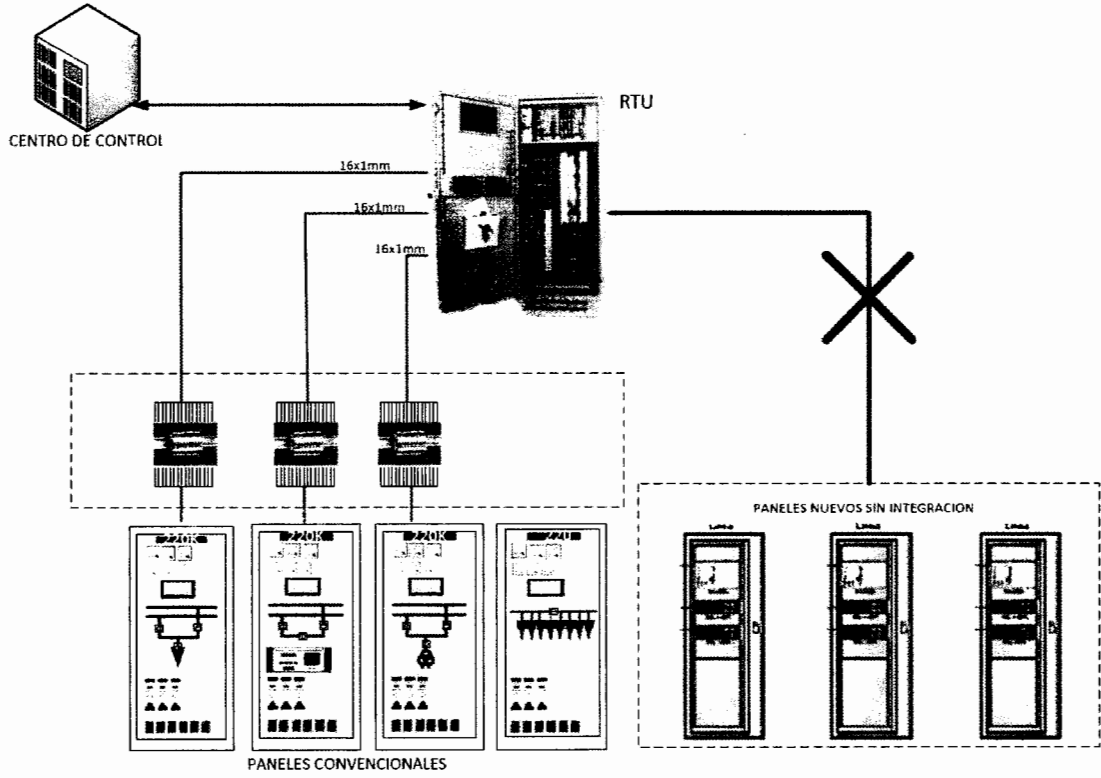
No cuentan con infraestructura de red que permita la interconexión (Fibra Óptica) de todos los equipos con un sistema supervisor.

En la mayoría de los equipamientos no fueron configurados para comunicar con un sistema supervisor.

[Handwritten signature]

*(Cien años
cuarenta
y nueve)*

ARQUITECTURA MIXTA PANELES CONVENCIONALES Y NUEVOS



5.2.2.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Actualmente existe una parte importante, 73%, de las subestaciones que requieren una actualización (retrofit) de equipamientos. Se resume más abajo la situación actual:

Descripción	Año 2016	Año 2017	Año 2018
Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional	41	31	25
Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway	11	10	6
Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación	4	1	0
Totales	56	42	31

[Handwritten signature]

(trecentos cincuenta)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Año 2016 - 41 Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional		Año 2017 - 31 Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional		Año 2018 - 25 Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional	
Sistema Metropolitano	Sistema Norte	Sistema Metropolitano	Sistema Norte	Sistema Metropolitano	Sistema Norte
1 Subestacion San Miguel	21 Subestacion Yby Yau	1 Subestacion San Miguel	16 Subestacion Yby Yau	1 Subestacion San Miguel	1 Subestacion Yby Yau
2 Subestacion Villeta	22 Cruce Bella Vista	2 Subestacion Villeta	17 Cruce Bella Vista	2 Estacion Barrio Parque	1 Cruce Bella Vista
3 Subestacion Caacupe	23 Subestacion Concepcion	3 Subestacion Caacupe	18 Subestacion Concepcion	3 Estacion La Victoria	1 Subestacion Concepcion
4 Subestacion Central	24 Subestacion Cerro Cora	4 Subestacion General Diaz		4 Subestacion Parque Caballero	
5 Subestacion General Diaz	Sistema Centro	5 Estacion Barrio Parque	Sistema Centro	5 Subestacion Villa Aurelia	Sistema Centro
6 Subestacion Republicano	25 Subestacion Caazapa	6 Estacion La Victoria	19 Subestacion Caazapa	6 Subestacion Ciudad Nueva	1 Subestacion Caazapa
7 Estacion Puerto Botanico	26 Subestacion Caaguazu	7 Subestacion Parque Caballero	20 Subestacion Caaguazu	7 Subestacion Pirayú	1 Subestacion Caaguazu
8 Estacion Barrio Parque	27 Subestacion Villarrica	8 Subestacion Villa Aurelia	21 Subestacion Villarrica	8 Subestacion Viñas Cue	1 Subestacion San Pedro Norte
9 Estacion La Victoria	28 Subestacion San Pedro Norte	9 Subestacion Ciudad Nueva	22 Subestacion San Pedro Norte	9 Subestacion Paraguari	
10 Subestacion Banco Central del Paraguay	29 Estacion Santa Rosa	1 Subestacion Pirayú	23 Estacion Santa Rosa	10 Subestacion Caapucu	
11 Estacion Guarambare		1 Subestacion Viñas Cue			Sistema Este
12 Subestacion Tres Bocas	Sistema Este	1 Subestacion Paraguari	Sistema Este		1 Estacion Campo Dos
13 Subestacion Parque Caballero	30 Subestacion Alto Parana	1 Subestacion Caapucu	20 Subestacion Alto Parana		1 Subestacion Curuguty
14 Subestacion Villa Aurelia	31 Estacion Carlos Antonio López		21 Estacion Carlos Antonio López		1 Subestacion Naranjal
15 Subestacion Ciudad Nueva	32 Estacion Campo Dos		22 Estacion Campo Dos		2 Subestacion Minga Porã
16 Subestacion Pirayú	33 Subestacion Curuguty		23 Subestacion Curuguty		2 Estacion Itaquyry

*Trucos
cerca
de...*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

17	Subestacion Viñas Cue	34	Subestacion Naranjal	24	Subestacion Naranjal	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Sur</th> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Estacion Natalio</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Estacion Trinidad</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Estacion Villalbin</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Subestacion Pilar</td> </tr> </table>	Sistema Sur		2	Estacion Natalio	2	Estacion Trinidad	2	Estacion Villalbin	2	Subestacion Pilar													
Sistema Sur																													
2	Estacion Natalio																												
2	Estacion Trinidad																												
2	Estacion Villalbin																												
2	Subestacion Pilar																												
18	Subestacion Paraguari	35	Subestacion Minga Porã	25	Subestacion Minga Porã																								
19	Subestacion Caapucu	36	Estacion Itaquyry	26	Estacion Itaquyry																								
20	Subestacion Quiindy	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Sur</th> </tr> <tr> <td>37</td> <td>Estacion Natalio</td> </tr> <tr> <td>38</td> <td>Estacion Trinidad</td> </tr> <tr> <td>39</td> <td>Subestacion San Pedro del Parana</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>Estacion Villalbin</td> </tr> <tr> <td>41</td> <td>Subestacion Pilar</td> </tr> </table>		Sistema Sur		37	Estacion Natalio	38	Estacion Trinidad	39	Subestacion San Pedro del Parana	40	Estacion Villalbin	41	Subestacion Pilar	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Sur</th> </tr> <tr> <td>27</td> <td>Estacion Natalio</td> </tr> <tr> <td>28</td> <td>Estacion Trinidad</td> </tr> <tr> <td>29</td> <td>Subestacion San Pedro del Parana</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>Estacion Villalbin</td> </tr> <tr> <td>31</td> <td>Subestacion Pilar</td> </tr> </table>		Sistema Sur		27	Estacion Natalio	28	Estacion Trinidad	29	Subestacion San Pedro del Parana	30	Estacion Villalbin	31	Subestacion Pilar
Sistema Sur																													
37	Estacion Natalio																												
38	Estacion Trinidad																												
39	Subestacion San Pedro del Parana																												
40	Estacion Villalbin																												
41	Subestacion Pilar																												
Sistema Sur																													
27	Estacion Natalio																												
28	Estacion Trinidad																												
29	Subestacion San Pedro del Parana																												
30	Estacion Villalbin																												
31	Subestacion Pilar																												

Año 2016 - 11 Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway									
Sistema Metropolitano		Sistema Norte							
1	Subestacion Capiatã	6	Estacion Curuguaty 1						
2	Estacion San Antonio	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Centro</th> </tr> <tr> <td>7</td> <td>Subestacion Itacurubi del Rosario</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Subestacion San Juan Neponuceno</td> </tr> </table>		Sistema Centro		7	Subestacion Itacurubi del Rosario	8	Subestacion San Juan Neponuceno
Sistema Centro									
7	Subestacion Itacurubi del Rosario								
8	Subestacion San Juan Neponuceno								
3	Estacion Valle Apuã								
4	Estacion Eusebio Ayala	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Este</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Sistema Este					
Sistema Este									
5	Subestacion ADM								

Año 2017 - 10 Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway									
Sistema Metropolitano		Sistema Norte							
1	Estacion San Antonio	5	Estacion Curuguaty 1						
2	Estacion Valle Apuã	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Centro</th> </tr> <tr> <td>6</td> <td>Subestacion Itacurubi del Rosario</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>Subestacion San Juan Neponuceno</td> </tr> </table>		Sistema Centro		6	Subestacion Itacurubi del Rosario	7	Subestacion San Juan Neponuceno
Sistema Centro									
6	Subestacion Itacurubi del Rosario								
7	Subestacion San Juan Neponuceno								
3	Estacion Eusebio Ayala								
4	Subestacion ADM	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Este</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Sistema Este					
Sistema Este									

Año 2018 - 6 Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway							
Sistema Metropolitano		Sistema Centro					
1	Estacion Valle Apuã	4	Subestacion Itacurubi del Rosario				
2	Estacion Eusebio Ayala	5	Subestacion San Juan Neponuceno				
3	Subestacion ADM	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Sistema Sur</th> </tr> <tr> <td>6</td> <td>Subestacion Pirapo</td> </tr> </table>		Sistema Sur		6	Subestacion Pirapo
Sistema Sur							
6	Subestacion Pirapo						

*Tercer
centro
f. de*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

9	Subestación Kilometro 15	8	Subestación Kilometro 15
Sistema Sur		Sistema Sur	
10	Estación Cnel. Bogado	9	Estación Cnel. Bogado
11	Subestación Pirapo	10	Subestación Pirapo

Año 2016 - 4 Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación		Año 2017 - 1 Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación		Año 2018 - Todas las Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación	
Sistema Metropolitano		Sistema Metropolitano		Sistema Metropolitano	
1	Estación Puerto Sajonia	1	Central Hidroelectric Acaray		
Sistema Norte		Sistema Este		Sistema Este	
2	Subestación Pedro Juan Cballero	Sistema Centro		Sistema Centro	
Sistema Centro		Sistema Centro		Sistema Centro	
3	Estación Cnel. Oviedo	Sistema Centro		Sistema Centro	
Sistema Este		Sistema Centro		Sistema Centro	
4	Central Hidroelectric Acaray	Sistema Centro		Sistema Centro	

5.2.3 Sistema SCADA/DMS de Distribución:

5.2.3.1 Situación Actual de los Sistemas

Actualmente se cuenta con un Sistema SCADA Metropolitano (Sistema SCADA OASyS – Telvent) que se encuentra con muchas limitaciones debido a:

- a- El sistema operativo sobre el cual se ejecutan los servicios de tiempo real y los de almacenamientos de históricos se encuentra discontinuado.
- b- Toda la infraestructura de equipos (servidores y puestos de operación), se encuentra en total decadencia en capacidad de almacenamiento, procesamiento y falta de repuestos.
- c- Protocolos de comunicación cerrados y desactualizados.
- d- Interfaces de comunicación obsoletas que no permiten aprovechar las nuevas bondades que ofrecen las redes de telecomunicaciones y los nuevos estándares de protocolos de la industria con todos sus beneficios.
- e- La arquitectura del sistema no permite su actualización, El fabricante ha discontinuado el Sistema SCADA, con lo cual no se tiene actualizaciones.

Los puntos mencionados más arriba hacen evidente, la incapacidad del sistema de adecuarse a los requerimientos actuales. Cabe aclarar que el Sistema se encuentra en funcionamiento desde el año 2005.

En el interior se cuenta con un Sistema SCADA (SCADA Sherpa – Eliop), los cuales tienen limitaciones en cuanto a sus funcionalidades (capacidad de procesamiento y almacenamiento), se debe mencionar que debido a lo antiguo del Sistema no es posible incorporar nuevas RTUs de Poste, tampoco otros equipos que permiten dinamizar el sistema eléctricos de distribución como ser Elevadores de Tensión y Reconectores, hoy en día los equipos mencionados que son instalados con la capacidad de integrarse a un sistema SCADA, por lo tanto brindar más información del comportamiento de red eléctrica y posibilidad de intervenir a distancia desde el Centro de Control, estas limitaciones ocasiona que el sistema no pueda evolucionar de acuerdo a los requerimientos de los Usuarios de Operación .

Una problemática que se acentúa cada vez más son las fallas de las RTUs que se encuentran en funcionamiento en localidades del interior del país en su mayoría con más de 10 años de funcionamiento continuo sometidos a las duras condiciones climáticas lo que contribuye al mal desempeño y a su deterioro, esta situación ocasiona que las RTUs de Poste no ofrezcan las garantías necesarias de disponibilidad y fiabilidad requeridas hoy en día por los Usuarios del Sistema SCADA.

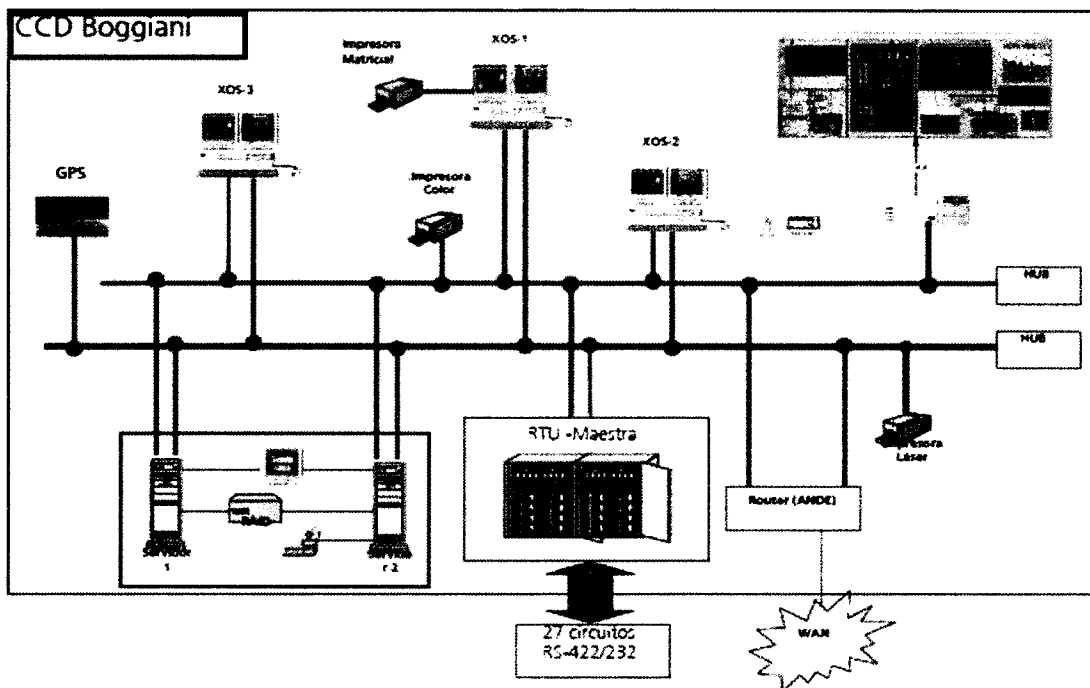
Más abajo se muestra un gráfico de la arquitectura de los mismos.



*Treinta y cinco
ciento
sesenta*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

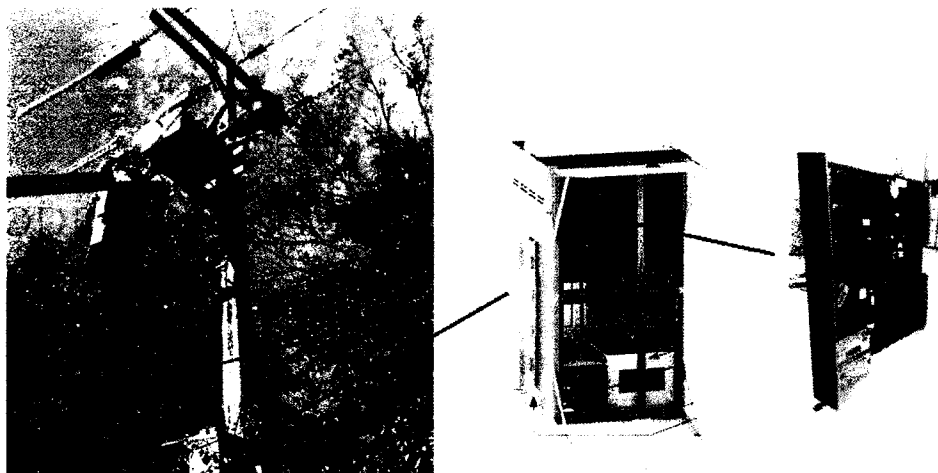


5.2.4 Dispositivos y equipos de telespervision, telemedicacion y telecontrol en la Red de Distribución.

En el área Metropolitana se tiene instaladas 300 RTUs de Poste (conjuntos Interruptor Telecomandable – RTU) de la marca Mesa-Schneider en donde Telvent ha instalado una tarjeta de comunicaciones llamada CPT-Talus 200-p con protocolo IEC 101 (que cuenta con 1 solo canal de comunicación serial) lo que imposibilita implementar una redundancia de comunicación de manera a aumentar la disponibilidad de la RTUs ante fallas de Comunicación.

Las RTUs de Poste utilizan una radio módem UHF para comunicarse con el Centro de Control, este sistema de comunicación deja de ser eficiente debido a que en el área metropolitana se experimenta un crecimiento vertiginoso de construcciones de altura y esto constituye obstáculos que disminuyen o en el peor de los casos imposibilitan la comunicación de las RTUs de poste con el Centro de Control de Distribución.

Los interruptores no cuentan con sistema de BY-PASS, lo que constituye un verdadero problema en el momento de realizar trabajos de mantenimiento debido a que se debe proceder a realizar corte en el segmento de la línea donde se encuentra instalado el Interruptor Telecomandable.



En los sistemas Regionales Este, Sur y Centro se tienen instalados en total 100 RTUs de Postes (conjuntos interruptor – rtu - Bypass) de la marca Elipos-5 de Eliop comunicado vía radio-módem M250 Teltronic a los Centro de Control Regionales con sistema SCADA Sherpa de Eliop, Estas RTUs de Poste tampoco cuentan con una interfaz secundaria de comunicación que permita la implementación de redundancia de vías de comunicación.

Todos estos Equipos si bien continúan operativos en un número importante, debido en gran manera al ambiente donde se encuentran instalados y el tiempo de funcionamiento continuo, están llegando al fin de su vida útil y no ofrecen las garantías exigidas por los usuarios, sin contar que ya no se cuentan con repuestos ya que los fabricantes actualmente han descontinuado la fabricación de estos modelos. Por los que urge la Cambio de dichos equipos.

5.2.5 Sistema de Gestión de Distribución

5.2.5.1 Situación Actual de los Sistemas de Gestión de Distribución

Las actividades del macroproceso correspondiente a la Distribución de energía eléctrica de la ANDE, con escaso grado de informatización corporativa, adolecen de un sin número de inconvenientes que se traducen en una deficiente calidad de la gestión del servicio de suministro de energía eléctrica. Esta situación tiene un directo impacto en la prestación de dicho servicio por parte de la ANDE, lo cual se traduce en la insatisfacción percibida por sus usuarios del servicio.

A continuación se describe la situación problemática en la que se encuentran los procesos y actividades del macroproceso correspondiente a la Distribución de energía eléctrica de la ANDE:

- **Datos de las Instalaciones del Sistema de Distribución**

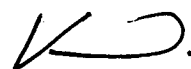
- La base de datos no es corporativa.
- El sistema no es multiusuario.
- Las consultas no son ágiles.
- El tiempo de respuesta es lento.
- Las capas de: planificación, diseño, proyectos, obras, explotación no están desarrolladas.
- El módulo de elaboración de proyectos no está implementado.

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

- Carece de una organización para la actualización de los datos, por lo que la información está siempre desactualizado.
- Hasta la fecha no ha sido posible exportar los datos almacenados al software de ingeniería disponibles.
- **Expansión de la Red de Distribución.** Esta función actualmente está distribuida tanto en Asunción como en las Agencias Regionales, aplicándose en la mayoría de los casos, criterios diferentes. Esto ha provocado diferentes tipos de red, materiales, criterios de operación, etc. En resumen, el crecimiento de la red ha estado sujeto a criterios dispares, normalmente centrados en el muy corto plazo, y sin considerar el crecimiento futuro de la demanda.
- **Construcción de la Red de Distribución.** Como consecuencia del punto anterior, no se aplican criterios y normas constructivas únicas para la ANDE, sino que en cada zona se aplican criterios diferentes. Igualmente, en los últimos años, se ha avanzado poco en la estandarización de unidades constructivas (materiales y mano de obra). Las unidades constructivas constituyen también un elemento de mejora técnica de la red. Los procesos actuales de planificación anual de estos trabajos, muchos de ellos subcontratados a empresas contratistas, no facilitan el seguimiento y control real de los mismos, tanto en materiales como en mano de obra.
- **Mantenimiento de la Red de Distribución.** El mantenimiento está sujeto a la misma problemática que la construcción, en cuanto a control y seguimiento de los trabajos ejecutados por empresas contratistas, agregándose que los trabajos realizados por personal de la ANDE tampoco pueden ser gestionados debidamente. Adicionalmente, algunos de los materiales empleados en la construcción son pensados para soluciones a corto plazo, lo que obliga a incurrir en mayores costos de mantenimiento. No existe una vinculación efectiva y ágil con el área de Operación de la red Distribución, lo cual dificulta optimizar la atención de los reclamos de usuarios por falta de energía eléctrica o en caso de averías de las instalaciones.
- **Operación de la Red de Distribución.** La operación de la red se realiza por medios manuales, y está descentralizada en Asunción y las Agencias Regionales.
 - El operador no dispone de información actualizada de la red. Esta falta de información se suple con la experiencia y el conocimiento de los operadores de la red de la zona.
 - Los diferentes criterios de construcción implican diferentes criterios de operación de la red, dificultando la centralización y estandarización de la operación.
 - Existen obsolescencias de las herramientas para el telemando de la red y para la informatización de las operaciones. Esto incide en un tiempo de respuesta elevado en la reposición del servicio, y por consiguiente en la calidad de atención al cliente.
 - La atención de reclamos se realiza de forma descentralizada, lo que impide tener información completa sobre las incidencias, y hace difícil cuantificar la calidad de servicio y el impacto de las incidencias de la red.
 - No existe vinculación efectiva y ágil con el Call Center.

En resumen, se percibe la necesidad de que los procesos de Distribución de energía eléctrica de la ANDE deberá orientarse a la preservación del equilibrio de la empresa, a la calidad del servicio prestado, y a la adecuada atención a los clientes y a la sociedad en general.



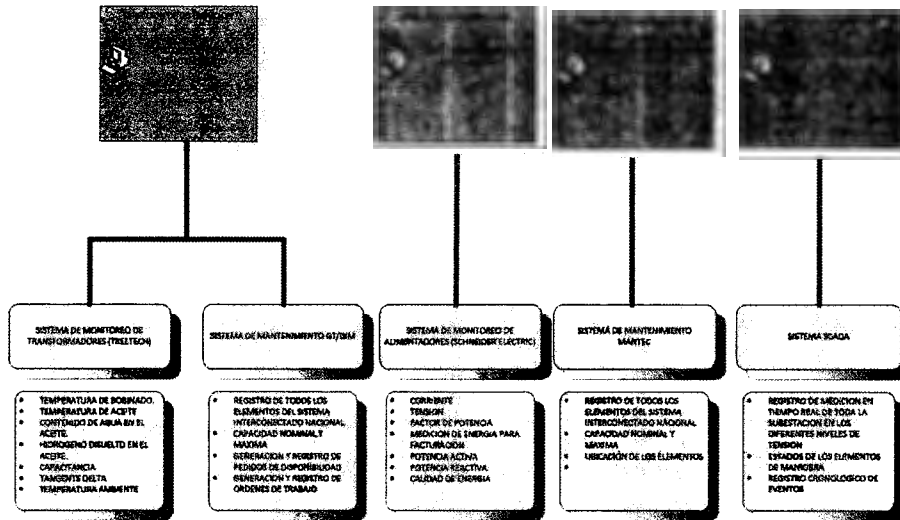
ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5.2.6 Otros Sistemas operacionales de tiempo real

5.2.6.1 Situación Actual de los Sistemas

SITUACION ACTUAL DE LOS SISTEMAS OPERACIONALES EN TIEMPO REAL



5.2.6.1.1 Sistema de monitoreo de transformadores de potencia en subestaciones.

Principales Funciones:

- Visión General de la condición de los Transformadores.
- Informes referentes a necesidades de mantenimiento de los componentes de un transformador (Aceite, bobinados, Bushings, Conmutador, etc.).
- Acceso simultaneo sin límites de usuario.

Facilidades que ofrece el sistema.

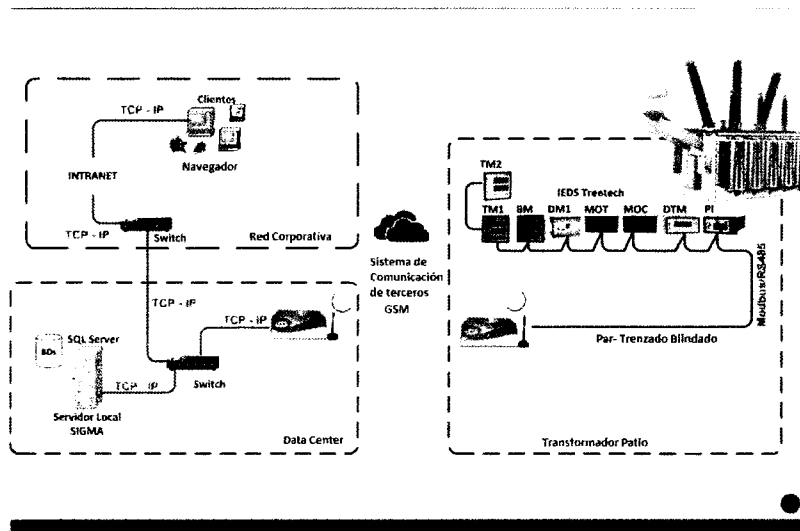
- La plataforma sobre la cual funciona las aplicaciones permiten la integración a un sistema del mismo nivel o superior.
- Modularidad que permitirá el cambio del sistema de comunicación a uno propio.

Descripción grafica del sistema.

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
 División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Sistema de Monitoreo de Transformadores de Potencia en Subestaciones



Dificultades que se presentan para el crecimiento del sistema

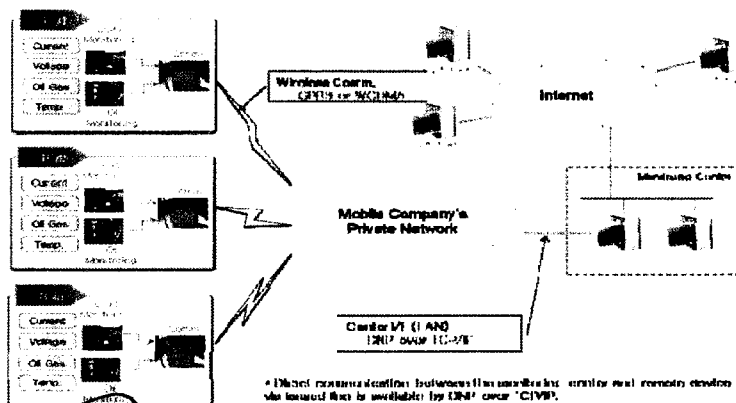
- La inclusión de Transformadores nuevos implica ampliación de licencias.
- Los inconvenientes que se con el sistema de monitoreo de transformadores, se presentan en el sistema de comunicación (Modem GSM) que es muy susceptible a interferencias electromagnéticas, además el servicio de transporte es arrendado.

5.2.6.1.2 Sistema de monitoreo de transformadores de distribución.

Mediante este proyecto, actualmente se reciben en tiempo real datos de corriente, tensión, temperatura y de gases presentes en el aceite refrigerante, de más de 90 transformadores de distribución instalados en el área metropolitana. Los datos obtenidos a través de la medición son enviados vía telefonía celular, a un servidor WEB, desde donde pueden ser visualizados mediante un Navegador Web.

La disponibilidad en tiempo real de los datos sobre las condiciones eléctricas de los transformadores facilitan las tareas de prevención de averías ya que con la identificación temprana de potenciales problemas y se pueden adelantar la elaboración de Ordenes de Trabajo.

Mediante este sistema se busca la reducción de las averías en los transformadores de distribución.

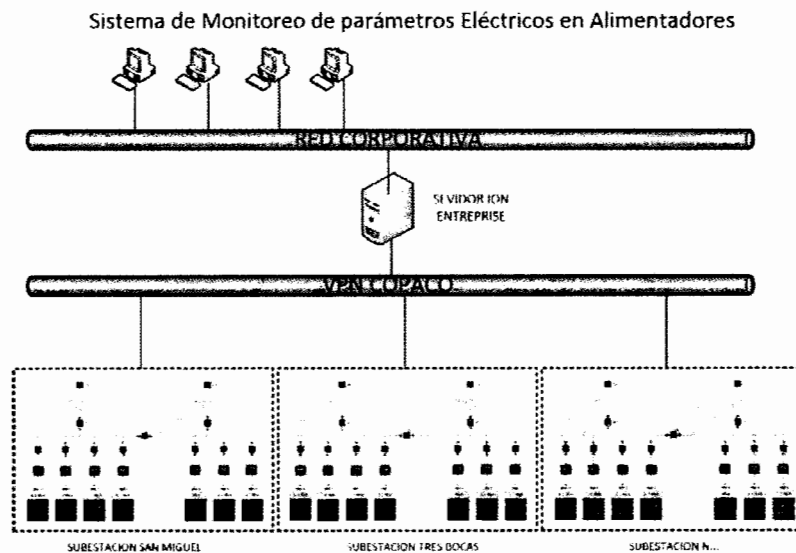


[Handwritten signature]

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**5.2.6.1.3 Sistema de medición de Alimentadores (feeders) en subestaciones.**

El sistema de monitoreo de Alimentadores se encarga de recolectar todas las magnitudes ofrecidas por los Multimeditores de la Marca ION, son almacenados en un servidor virtual alojado en el DATACENTER de ANDE y se encuentra integrado a la red corporativa (INTRANET) lo que posibilita el acceso a la información de medición desde cualquier PC conectada a la red corporativa.

El sistema se encuentra limitado en su evolución debido a que inclusión de nuevos medidores implican la adquisición de nuevas licencias actualmente se encuentran conectados al sistema 51 (cincuenta y un) medidores de diferentes subestaciones, a esto también se suma que el protocolo de comunicaciones del sistema es propietario (ION), lo que imposibilita la inclusión de otros medidores que no cuenten con este protocolo.

**5.3 Sistemas de Telecomunicación**

Este Sistema actualmente esta compuesto por sistemas digitales con conexiones físicas (fibra óptica) y aéreas (radio eléctricas), compuestas por redes de Microondas Digital de Alta capacidad; una pequeña red de Microondas de Baja capacidad (ya en obsolescencia), conexiones Troncales de Fibra Óptica del tipo OPGW, enlaces en derivación de Microondas de Baja capacidad y enlaces cortos de Fibra Óptica del Tipo ADSS

5.3.1 Sistema de comunicación de Fibra Óptica

Actualmente se cuenta con un importante tramo en fibra óptica tipo OPGW (hilo de guarda para líneas de transmisión eléctrica), el cual es utilizada para conexiones punto a punto y en algunos casos multipunto según el servicio suministrado, el cual está diferenciado en: Canales de Teleprotección a Distancia y Diferencial, Acceso a la Red SCADA vía IP y canales seriales, servicios de telefonía para operaciones convencionales. Esta red de fibra óptica cuenta con reservas adecuadas para formar redes paralelas al Sistema de Comunicación para servicios eléctricos el cual brinda una alta confiabilidad, seguridad y disponibilidad.

(trescientos sesenta)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

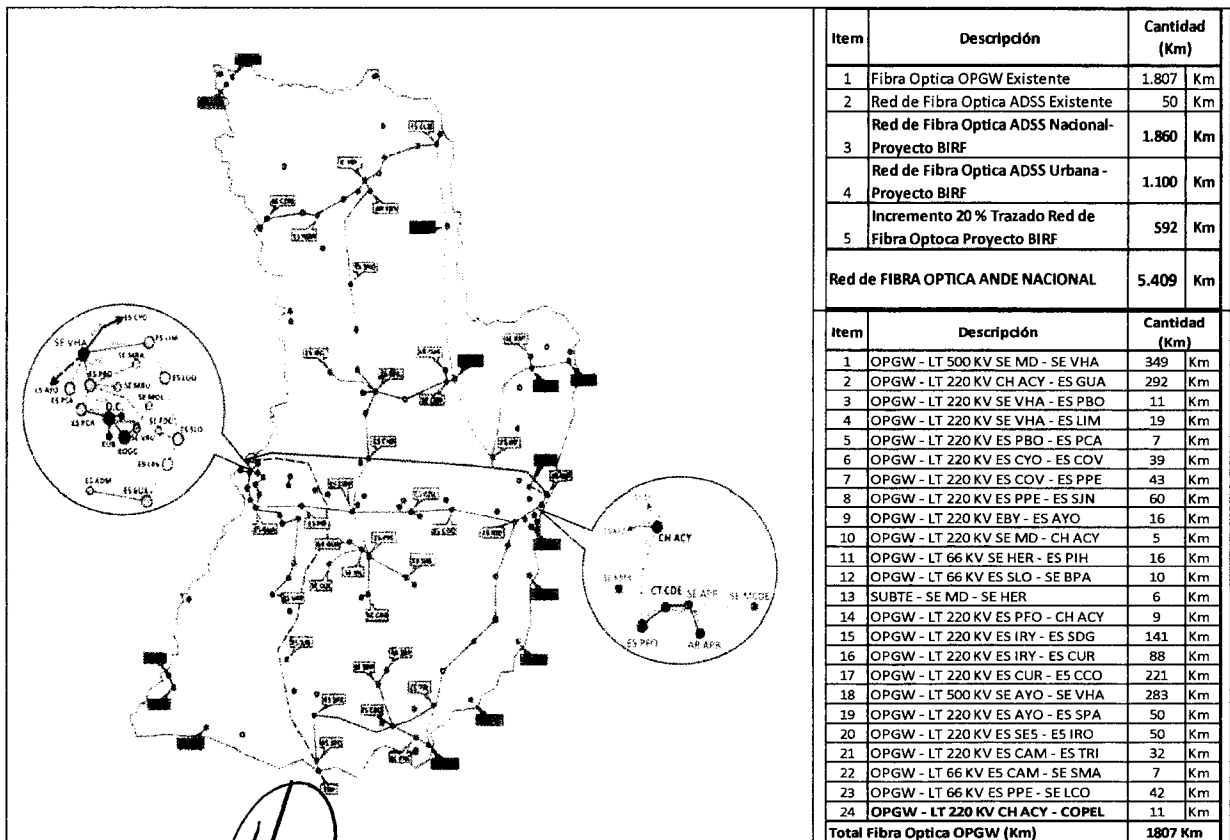
5.3.1.1 Red Troncal

La Red Troncal une los principales Centros de Control en el Sistema ESTE, donde los tramos utilizados son Líneas de Transmisión 220 KV y 500 KV para unir las Sedes Técnicas de Ciudad del Este, Coronel Oviedo y Sede Central, con los servicios conexos. Actualmente la red de transmisión troncal está basada en tecnologías SDH bajo jerarquías STM1 a SMT4 y en un tramo parcial la transmisión es full Ethernet a 1 Gpbs.

5.3.1.1.1 Situación a corto plazo (2016-2017)

La Red Troncal abarcará a nivel geográfico, toda la región Oriental reemplazando la tecnología de transmisión SDH por técnicas de transmisión ópticas DWDM (multiplexado compacto por división en longitudes de onda) el cual reemplaza el uso extensivo de pelos de fibra óptica para enlaces de baja capacidad simplificando a un par de fibras con servicios multiplexados con capacidad de transmisión previstos entre 40 y 80 Gbps como mínimo, y ampliable en el marco de proyectos actualmente en ejecución.

Por otro lado a corto plazo se tiene previsto poner en servicio los sistemas de F.O. tipo OPGW que ya están "lanzados" los cuales van desde la ES-IRY hasta la nueva Estación en Saltos del Guairá y también desde la ES-IRY hasta la ES-CCO. Se tiene previsto además una nueva red de F.O. del tipo ADSS que está siendo implementado. El mismo proveerá de enlaces a través de F.O. para todos los locales de ANDE tanto Estaciones y Sub Estaciones como así también los centros de atención de reclamos y agencias regionales. También con este proceso se pretende interconectar a través de F.O. a todas las RTU de postes del área metropolitana y de las ciudades de Coronel Oviedo, Ciudad del Este y Encarnación. En la gráfica siguiente se representa un resumen del alcance del proyecto.



[Handwritten Signature]

*(trascrito
verificado
revisado)*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5.3.1.2 Red Urbana

En la actualidad se cuenta con algunos enlaces de F.O. que unen los siguientes sitios: Estación Parque Caballero con Estación Central, Estación Central, con el Centro de Atención de Clientes de Hernandarias, El Centro de Atención Hernandarias con la Estación General Díaz, La Estación General Díaz con el centro de cobranza de ANDE sito sobre la calle Carlos Antonio López y este último con la Estación Sajonia. Además de estos se cuenta con un enlace a través de F.O. tipo ADSS entre el Centro Técnico de Coronel Oviedo y la Agencia Regional de Coronel Oviedo.

	<p>Se tiene prevista la implementación de la <u>Red URBANA</u> de Fibra Óptica en las Ciudades de Gran Asunción, Cnel. Oviedo, Ciudad del Este y Encarnación (aprox. 1.050 Km + 20%)</p>
	<p>Conectará TODAS las Subestaciones, Agencias Regionales, Oficinas, CARZ y RTUs de Poste de la Zona mencionada.</p>

5.3.2 Sistema de comunicación de Microondas

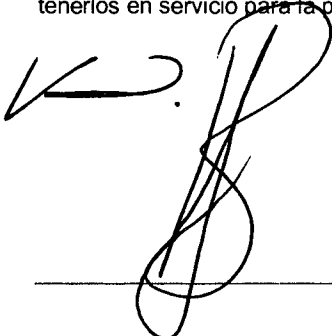
Actualmente la ANDE cuenta con un importante sistema de comunicación el cual se compone de redes de Microondas Digital de Alta capacidad en las Zonas ESTE, CENTRO NORTE y NORESTE del país con una capacidad de transmisión instalada de unos 100Mbps. En la Zona SUR se cuenta con una red ya obsoleta de enlaces de baja capacidad de 8Mbps (4xE1 sin canales Ethernet puros disponibles). Además existen derivaciones en las Zonas SUR y ESTE de la región oriental pero estos también de muy baja capacidad (4xE1). Estos sistemas mencionados son utilizados para el transporte de los datos de las redes CORPORATIVA y SCADA.

5.3.2.1 Red Troncal

Básicamente ANDE cuenta con 3 sistemas TRONCALES de ALTA CAPACIDAD, los mismos son: El Tronco ESTE compuesto por equipos de radio de la MARCA ALCATEL con una capacidad de 100Mbps+8E1s; El Tronco CENTRO-NORTE compuesto por equipos de la marca NEC con una capacidad de 100Mbps+8E1s y El Tronco NOR-ESTE con una capacidad de 100Mbps+8E1s. Estos equipos fueron adquiridos en los últimos 5 años. Además se cuenta con el TRONCO SUR pero el mismo está constituido por enlaces de BAJA CAPACIDAD y ya en obsolescencia, estos fueron adquiridos aproximadamente hace 15 años.

5.3.2.1.1 Situación a corto plazo (2016-2017)

En el corto plazo se tiene previsto reemplazar el TRONCO SUR por enlaces de ALTA CAPACIDAD de 100Mbps+8E1s, los mismos deberían de empezar a instalarse en el transcurso de este año 2016 y tenerlos en servicio para la primera mitad del 2017.



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)



En la gráfica de arriba se observa el estado actual de los enlaces de Microondas de Alta Capacidad con que cuenta ANDE en toda la región oriental. Básicamente en la misma se observan los enlaces pertenecientes al Tronco Este (Sede Central, Sede Boggiani, Repetidora de Chololó, Centro Técnico de Coronel Oviedo, Repetidora de Caaguazú, Estación Campo 2, Repetidora de Colonia Yguazú y el Centro Técnico de Ciudad del Este. Se observa también el enlace del Centro Norte (Centro Técnico de Coronel Oviedo, Repetidora de Carayao, Repetidora de Unión, Agencia San Estanislado, Repetidora de Guayaibí, Repetidora Choré, Estación Santa Rosa, Repetidora Tacuatí y Estación Horqueta. Por último en la actualidad tenemos el Tronco NorEste (Centro Técnico de CDE, Central Acaray, Repetidora de Verbo Divino, Estación Itakyry, Estación Minga Pora, Repetidora de Nueva Esperanza, Estación Katueté, Repetidora de La Paloma y Agencia Regional Saltos del Guairá).

5.3.2.1.2 Red Troncal que requiere actualización

Existen enlaces dentro de la Red Troncal que requieren de una actualización urgente debido a que los mismos se encuentran en obsolescencia, con más de 10 años de funcionamiento (adquiridos en el año 2012), una capacidad de transmisión muy limitada (4 x 2 Mbps), falta de repuestos, etc. En la siguiente gráfica se observa la situación a corto plazo de los enlaces que serán implementados en el transcurso del año 2016 y con estimación de culminación para mediados del 2017. Los mismos pertenecen al Sistema Troncal SUR y son equipos de alta capacidad y disponibilidad los cuales cubrirán los sitios que se observan en el mapa a continuación:

Vale la pena acotar que con estos enlaces se estaría cerrando el anillo de microondas de alta capacidad que unirían el "triángulo" Asunción-Ciudad del Este- Encarnación.

ANDE

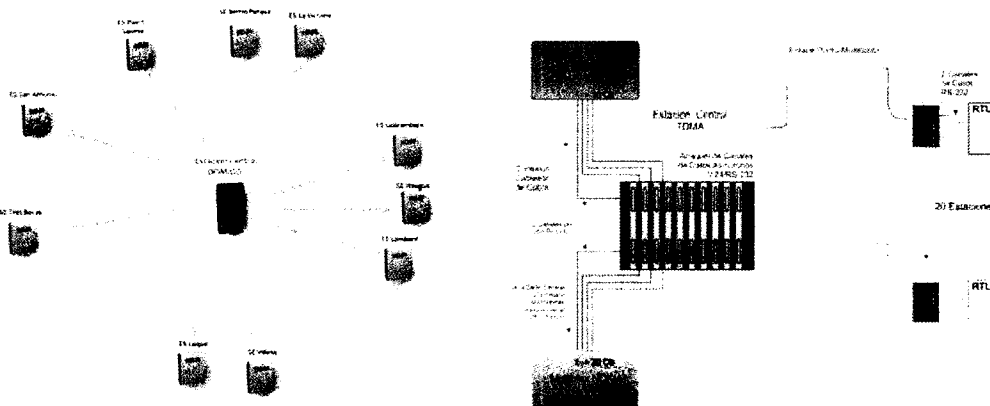
Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5.3.2.2 Red Metropolitana de Microondas

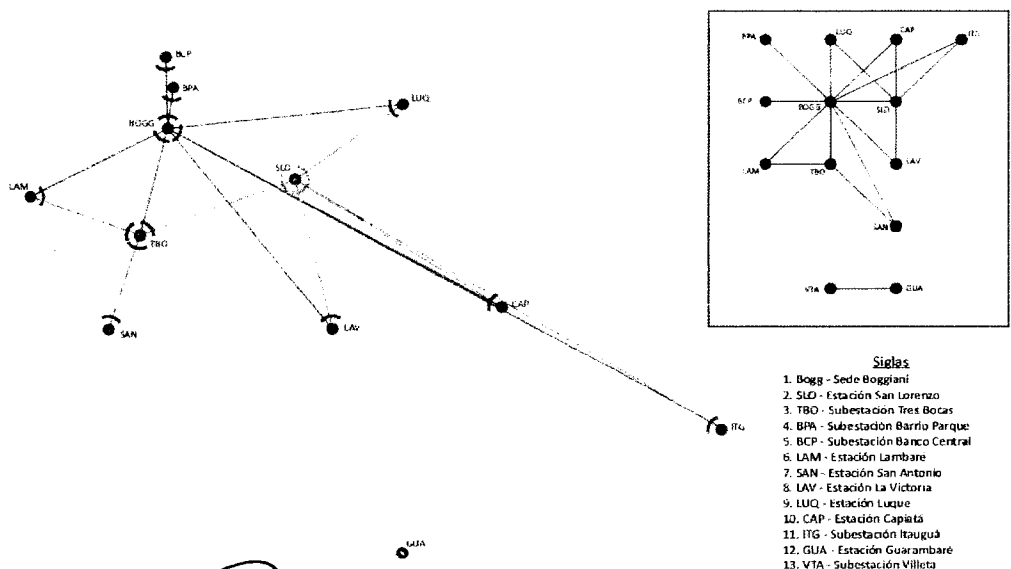
5.3.2.2.1 Situación a corto plazo (2016-2017)

En proceso de implementación de un Sistema Punto-Multipunto (PMP) para la conexión de respaldo de las Subestaciones del Sistema Metropolitano. Este sistema será implementado para reemplazar el Sistema Inalámbrico Metropolitano (TDMA) que fue adquirido en el año 2005. Este último, cuenta con una muy limitada capacidad de transporte (512 kbps), se encuentra en obsolescencia y no se dispone de repuestos, etc.

El sistema TDMA en uso pero ya en obsolescencia mencionado en el párrafo anterior se observa en la siguiente figura:



Además, en la figura de abajo se observa la red en proceso de implementación y con fecha tope para puesta en funcionamiento para mediados del año 2017.

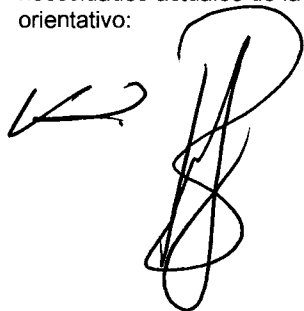


- Siglas**
- 1. Bogg - Sede Boggiani
 - 2. SLD - Estación San Lorenzo
 - 3. TBO - Subestación Tres Bocas
 - 4. BPA - Subestación Barrio Parque
 - 5. BCP - Subestación Banco Central
 - 6. LAM - Estación Lambare
 - 7. SAN - Estación San Antonio
 - 8. LAV - Estación La Victoria
 - 9. LUIG - Estación Luque
 - 10. CAP - Estación Capatá
 - 11. ITG - Subestación Itauguá
 - 12. GUA - Estación Guarambaré
 - 13. VTA - Subestación Villota

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**5.3.3 Red de Transporte Corporativa****5.3.3.1 Situación actual de los sistemas**

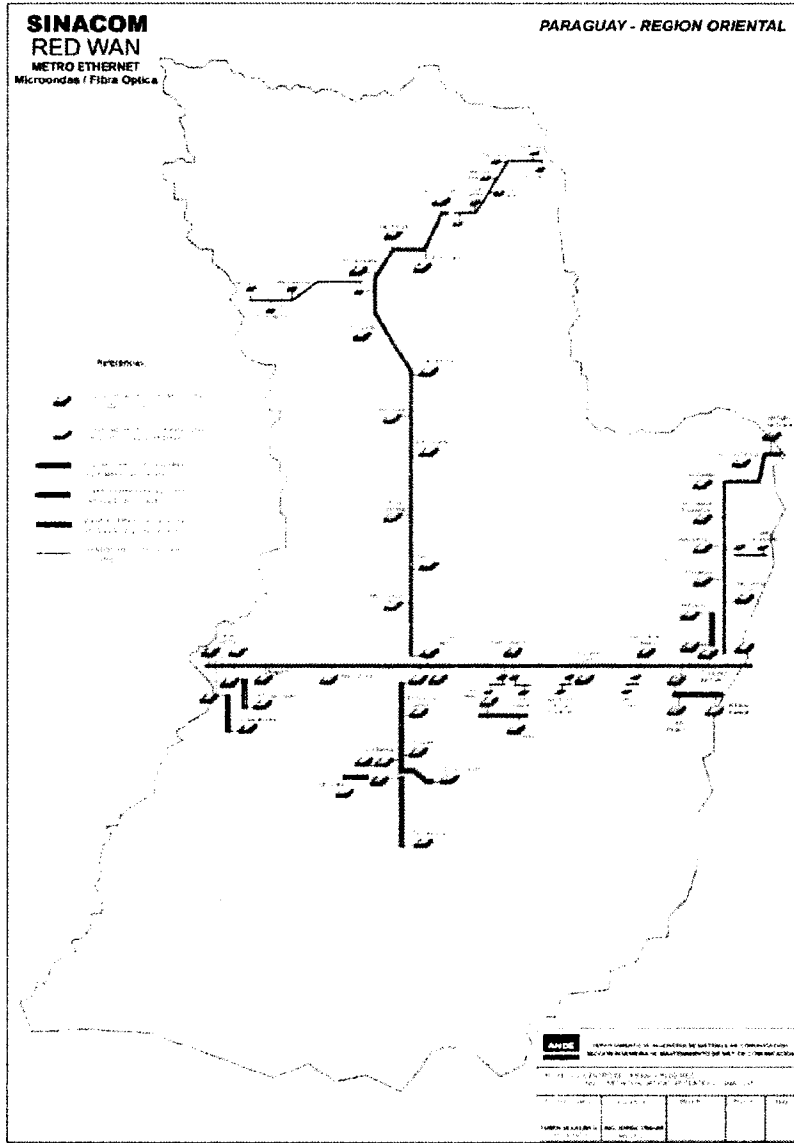
Actualmente se cuenta con una Red de Transporte Corporativa, con el objetivo de proveer del equipamiento necesario para el transporte de datos de los Sistemas Corporativos y Operacionales de Tiempo Real. Esta red está construida esencialmente por Routers marca CISCO que se encuentran en funcionamiento desde el año 2008, con capacidades muy limitadas en cuanto a prestaciones y ancho de banda.

Además, este sistema ofrece un área de cobertura limitado considerando la cantidad de locales y necesidades actuales de la ANDE, puede verse en la gráfica de más abajo un diagrama esquemático orientativo:



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)



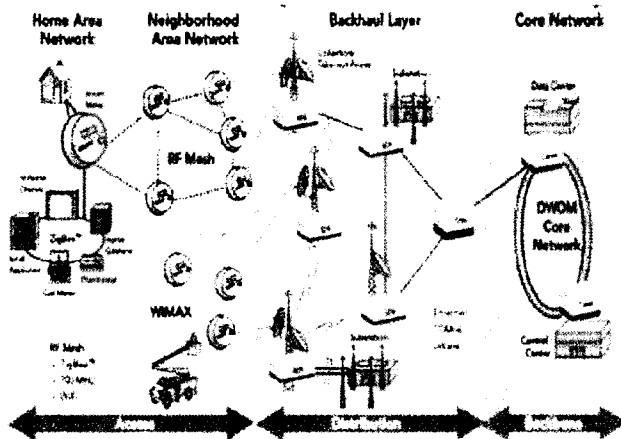
5.3.3.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Con el objetivo de poder atender las actuales necesidades de transporte, separar el tráfico de los diferentes sistemas y aplicaciones, proveer de una infraestructura con alta seguridad, disponibilidad nuevas funcionalidades y ancho de banda suficiente, se tiene prevista la implementación de una red de transporte DWDM/OTN y MPLS, cuyo diagrama esquemático se indica más abajo

[Handwritten signature]

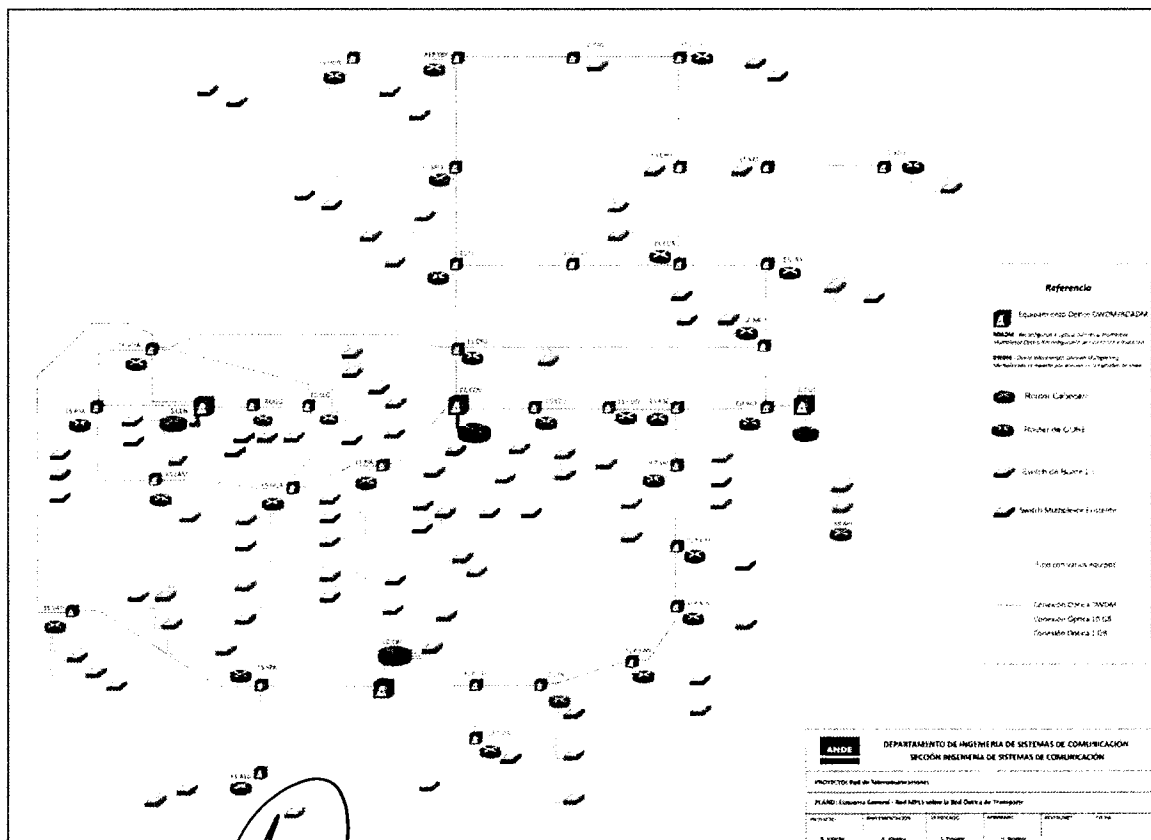
*Armenta
Armenta
res*

Se tiene prevista la implementación de una Red de Comunicación Óptica (DWDM) y de Acceso (MPLS) para conectar los Locales y Equipamientos de ANDE con una capacidad casi ilimitada (10040/10/1 Gbps)



-El Sistema tendrá una alta Disponibilidad, integrando TODOS los Sistemas de Comunicación de la ANDE (Fibra Óptica, Microondas, Ondas Portadoras, Redes Inalámbricas, Telefonía, etc)

-La ANDE tendrá la capacidad de arrendar canales de comunicación con las más altas capacidades, prestaciones y confiabilidad.



[Handwritten signature]

*Excepciones
verentas
y jules*

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5.3.4 Sistema de Comunicación de Radio-Móvil

5.3.4.1 Situación actual de los sistemas

5.3.4.1.1 Red Metropolitana de Comunicación Móvil

Para la operación de la red de distribución, con el objetivo de proveer de un medio de comunicación entre el centro de control de operación y las cuadrillas de campo se dispone para el área metropolitana de un Sistema de Radio que funciona en la Banda de VHF.

Este sistema ofrece un área de cobertura limitado como puede verse en la gráfica de más abajo:



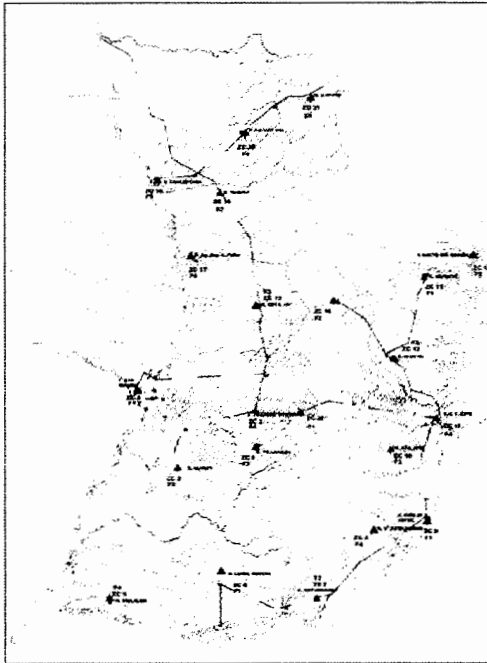
Este sistema no atiende las actuales necesidades de comunicación debido a que no cuenta con la zona de cobertura requerida y no dispone de todas las prestaciones como ser GPS, transmisión de datos, imágenes, video, etc.

5.3.4.1.2 Red de Comunicación Móvil para el Interior

Para la operación de la red de distribución, con el objetivo de proveer de un medio de comunicación entre el centro de control de operación y las cuadrillas de campo se dispone para el Interior de un Sistema de Radio que funciona en la Banda de VHF.

Este sistema ofrece un área de cobertura limitado como puede verse en la gráfica de más abajo:

[Handwritten signature]

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**Sistema Votling VHF**

Implementado en el 2002

El sistema opera sin
encriptación
Ni codificación, siendo
vulnerable y accesible por
terceros (especialmente en la
frontera)

Este sistema no atiende las actuales necesidades de comunicación debido a que no cuenta con la zona de cobertura requerida y no dispone de todas las prestaciones como ser GPS, transmisión de datos, imágenes, video, etc.

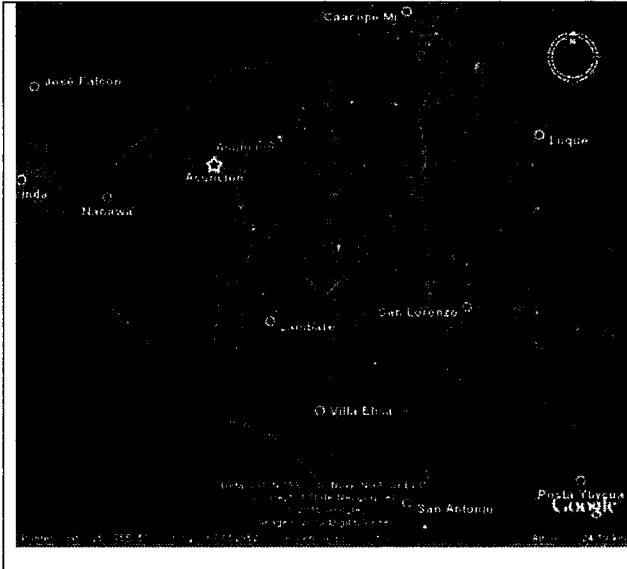
5.3.4.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Con el objetivo de poder atender las actuales necesidades de comunicación de todos las operaciones móviles, la lectura automática de medidores (AMI), se tiene prevista la implementación de una red de transporte LTE en un área limitada de la región metropolitana, cuyo diagrama esquemático se indica más abajo

369
(trecentos sesenta y nueve)

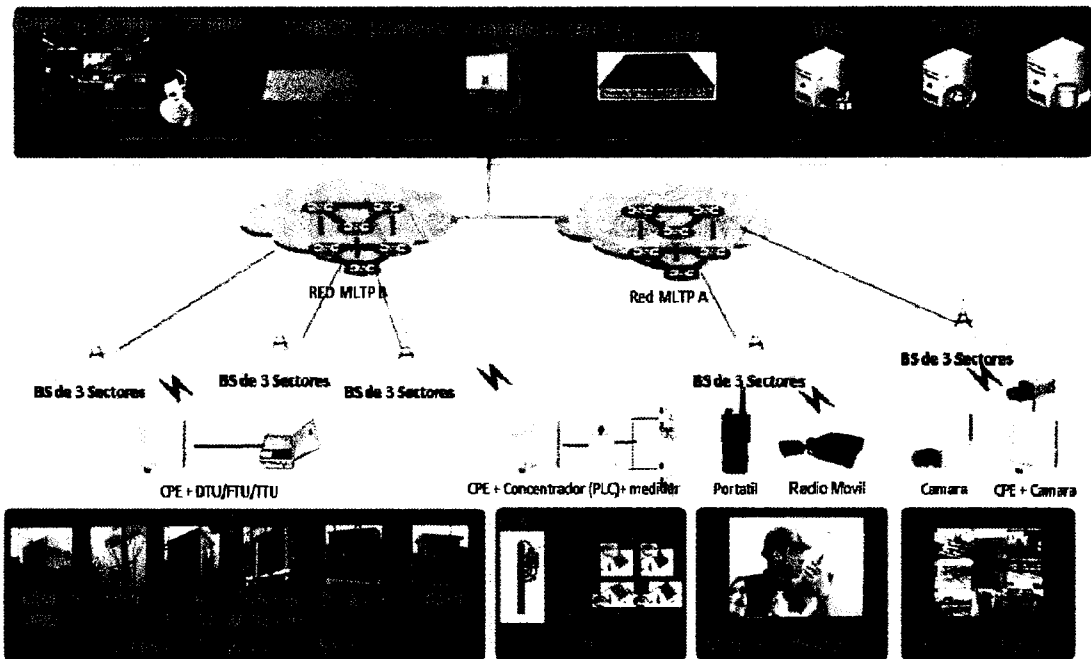
ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
 División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)



- La Zona de Cobertura abarca aproximadamente 200 Km².
- La Zona de Cobertura concentra aproximadamente el 40% de toda la Carga del SIN.
- Dentro de la Zona de Cobertura se encuentran aproximadamente 260 RTU de Poste, 74 medidores de Transformadores de Distribución, 2.900 medidores de MT.
- El Sistema dará cobertura para que cualquier *dispositivo (medidor, RTU, reconectador, portátil, etc)* pueda conectarse utilizando un módem inalámbrico (*similar a un módem USB utilizado para conectar una computadora a Internet*).

Más abajo se describe la Arquitectura Funcional del Sistema a ser implementado.



5.3.5 Sistema de Comunicación de Telefonía

[Handwritten signature]

ANDE

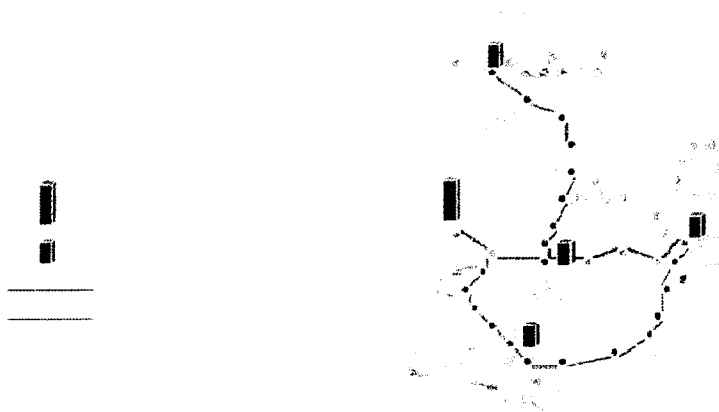
Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5.3.5.1 Situación actual de los sistemas

5.3.5.1.1 Red Troncal de Telefonía

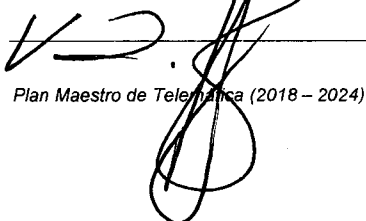
Actualmente la ANDE cuenta con Sistema de Telefonía Corporativo integrado con el objetivo de brindar comunicación por voz a todas las unidades operativas de la institución, como así también al área Administrativa; entre la sede central y las distintas Sub estaciones, Agencias Regionales y oficinas de Atención al usuario diseminadas por todas las localidades de la región oriental y algunas de la región occidental.

Este sistema de comunicación por voz ofrece una calidad en el servicio relativamente estable pero limitada debido a la degradación en su disponibilidad por la antigüedad de los mismos (más de 10 años de funcionamiento) originando estos, mantenimientos correctivos con mayor frecuencia, en la gráfica de más abajo se muestra la red actual:



5.3.5.1.2 Red de Acceso o Terminal de Telefonía

La red de acceso o terminal de telefonía está basada en los equipamientos de cabecera brindando el servicio a una gran cantidad de usuarios internos pero en algunos casos limitado por la capacidad de equipamientos de transporte como por ejemplo indisponibilidad de cantidad de abonados en equipos multiplexores

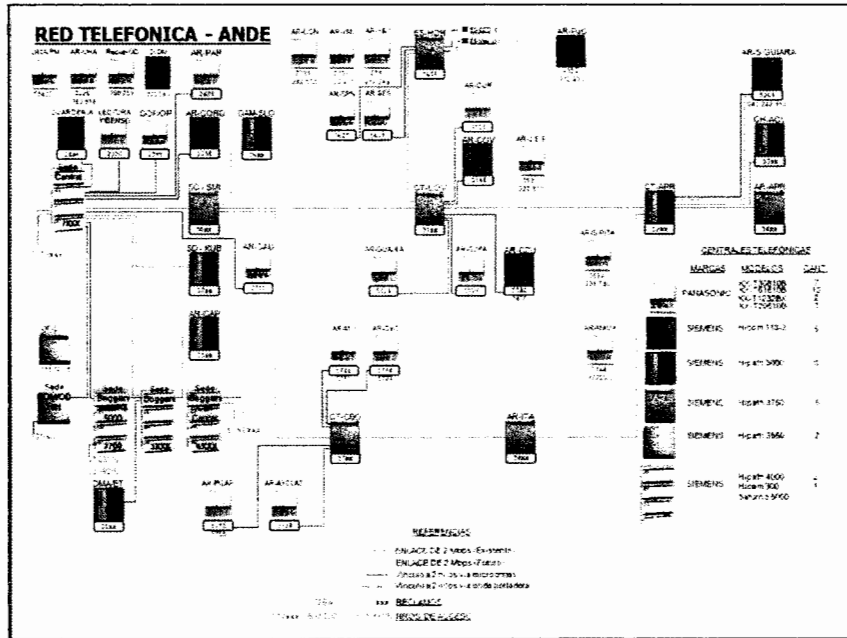

Plan Maestro de Telemática (2018 – 2024)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

5.3.5.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Con el objetivo de poder atender las actuales necesidades de comunicación, cuyo diagrama esquemático se indica más abajo



Se dispondrá esta configuración a la red de comunicación de transporte de última generación proyectada y cuya finalización se tiene prevista para el año 2017 con lo que se obtendrá una confiabilidad alta para estos servicios de comunicación por voz.

5.3.6 Infraestructura Auxiliar de los Sistemas de Comunicación

5.3.6.1 Situación actual de los sistemas

5.3.6.1.1 Generadores

De manera a dar confiabilidad al sistema de comunicación se cuenta con grupos generadores en algunos puntos estratégicos de la red inalámbrica, con el objetivo de dar soporte de energía a los equipamientos en caso de corte de energía prolongado.

Si bien se cuenta con estos equipos, los mismos no cubren la totalidad del sistema, obligando esto a que en la mayoría de los casos el servicio quede interrumpido por algún evento en el sistema eléctrico.

Locales del sistema de comunicación que cuentan con estos equipamientos

Nro.	Local	Sistema
1	Repetidora Chololo	Metropolitano
2	Repetidora Cerro Moroti	Sur
3	Repetidora Caaguazu	Centro
4	Repetidora Cayayao	Centro
5	Repetidora Union	Centro

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

6	Repetidora Guayaibi	Centro
7	A.R. Santani	Centro
8	Repetidora Chore	Centro
9	Repetidora Tacuati	Centro
10	Repetidora Naranjatý	Norte
11	Repetidora Yby yaú	Norte
12	Repetidora Bella Vista Norte	Norte
13	Repetidora Maria Auxiliadora	Sur

5.3.6.1.2 Refrigeración

Los sistemas de refrigeración están abocados para mantener una temperatura de operación óptima a los equipos de comunicación, ayudando esto a una mayor estabilidad y confiabilidad del sistema. Actualmente en todos los sitios con que se cuenta con equipos de comunicación se tienen disponibles Acondicionares de Aire para el efecto, pero, en la mayoría de los casos son electrodomésticos que no soportan el uso continuo de 24x7. Dada esta situación, obligan a un mantenimiento correctivo con mucha mayor frecuencia aumentando de esa manera los gastos en repuestos y horas hombre para la asistencia de estos equipos

De manera a dar una solución a este inconveniente, y de acuerdo a la disponibilidad presupuestaria se realizaran las gestiones para la adquisición de equipos acondicionadores de aire industriales de mayor robustez y que permita la operación a tiempo completo para la correcta climatización de los locales con equipos de comunicación y a si brindar una mayor estabilidad al sistema.

5.3.6.1.3 Puesta a tierra

Un punto muy importante en la operación de los sistemas de comunicación es el correcto estado del sistema de puesta a tierra para la protección ante sobrepicos de tensión y corriente de los equipos operativos. Todos los locales de comunicación cuentan con un sistema de puesta a tierra diseñado para brindar la protección necesaria en caso de eventos fortuitos ya sean estos climatológicos o por averías del sistema eléctrico. La malla interconecta todo el equipamiento de comunicación desde las torres de comunicación, incluyendo los equipos activos y de alimentación eléctrica a través de conductores y jabalinas unidos mediante soldaduras exotérmicas.

Dadas las condiciones y de manera a mantener el correcto funcionamiento de la malla de puesta a tierra se dispondrán de cuadrillas para el control periódico del estado de las mismas atendiendo a las normas internacionales actuales y de esa forma proteger los equipos electrónicos y evitas posibles averías.

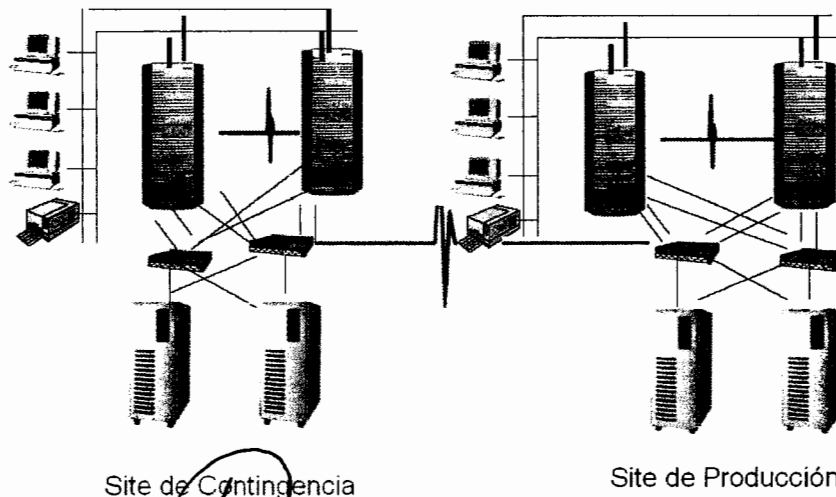
ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**6. PLANES DE ACTUALIZACIÓN Y EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS**

Con relación a la expansión futura de los Sistemas de Tecnologías de la Información, Comunicación, Telesupervisión, Telemedición y Telecontrol de la ANDE, dentro una visión estratégica en lo referente a la actualización e integración de los Sistemas buscando un mejor aprovechamiento de los recursos tecnológicos, podemos mencionar los principales planes de actualización y ampliación de otros existentes.

6.1 Planes de Tecnología de la Información.**6.1.1 Adquisición e Instalación de DATACENTER de Contingencia**

Se prevé la adquisición e instalación de un nuevo DATACENTER para Contingencia en caso de que ocurran Desastres. Con esto se garantizará la alta disponibilidad de los servicios de TI, la continuidad del negocio y la rápida recuperación de los recursos de Tecnología de la Información (TI) en casos extremos. Este proyecto incluye el equipamiento de TI como ser los equipos de uso centralizados: Servidores, Storage y los equipos de comunicación: router, switches core, etc.

De manera garantizar la continuidad del negocio de la ANDE a través de la alta disponibilidad y seguridad de nuestra infraestructura de TI, en el periodo de referencia tenemos previsto iniciar el proyecto de adquisición e instalación de un nuevo DATACENTER para Contingencia que consistirá replicar nuestra arquitectura Enterprise en otro sitio alternativo, de manera tener redundantes los dispositivos de red de uso centralizado dentro de un Ambiente de Máxima Seguridad para equipamiento informático crítico (AMS). El proyecto incluye el equipamiento de TI necesario para lograr la redundancia con los equipos del sitio primario.

Arquitectura Genérica de DATACENTER con sitio de contingencia

[Firma manuscrita]

ANDE

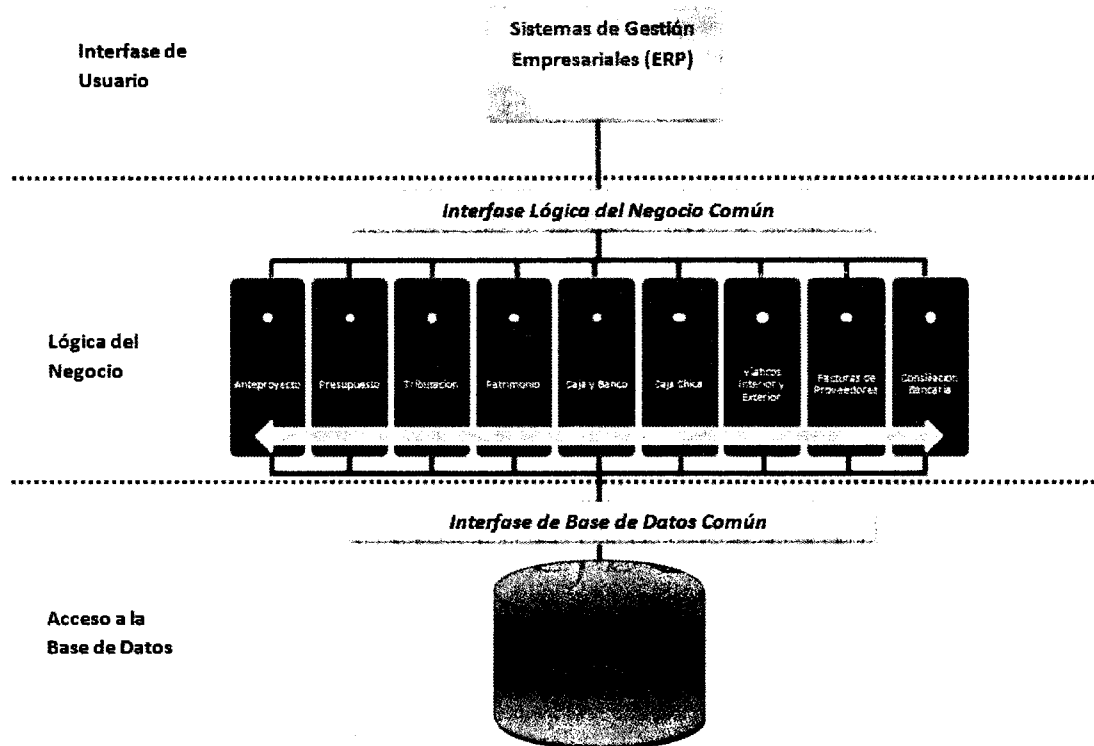
Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

6.1.2 Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)

Se prevé la adquisición de un sistema informático para integrar los procesos empresariales de la Empresa que actualmente están siendo gestionado en forma aislada a través de aplicativos específicos para algunos procesos de negocio y por consiguiente eso hace que no exista confiabilidad en la información que debe ser relevante para la toma de decisiones y además para prestar un servicio con calidad para el cliente. La integración de los aplicativos para gestionar los procesos de negocio posibilitará que la empresa preste un servicio con calidad y confiable.

Por la excesiva cantidad y variedad de sistemas que se utilizan en forma independiente, por el uso de herramientas de desarrollo obsoletos y la nula integración y flexibilidad es necesario contar con una herramienta moderna, flexible, integrable y que abarque todas las aéreas operativas de la empresa, tales como: GF, GT, DD entre otros.

Por lo cual la DTE sugiere la adquisición de un Sistema de Gestión Empresarial más conocido como ERP, que reemplace los sistemas independientes y que permita una integración completa con el Sistema de Gestión Comercial, Sistema SCADA, Sistema SGIDE.



También la de adquirir e implementar un nuevo software de recepción, monitoreo y atención de reclamos de la ANDE, que involucre a las áreas de Distribución, Comercial (Atención a Distancia y Perdidas).

[Firma manuscrita]

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**6.1.3 Adquisición e Implementación de un Sistema de Facturación y Lectura Automática de Medidores (AMI)**

El sistema de Facturación con que cuenta la ANDE se encuentra en obsolescencia y para su mejoramiento requiere de desarrolladores especialistas que no cuenta la Institución. Por tanto, es necesaria la actualización de dicho sistema a su versión más actual a fin de incorporar todos los módulos que automatizaran procesos comerciales que la ANDE requiere implementar para satisfacer a sus clientes. Debido a la cantidad y complejidad de las mejoras planteadas, tanto a nivel funcional como tecnológico, no se dispone de los recursos necesarios para atender en un tiempo razonable esta cantidad de mejoras y cambios en Sistema Open-SGC

Teniendo en cuenta la situación actual del Sistema del Área de Gestión Comercial, se deberá actualizar el sistema Open-SGC (incluido un servicio de mantenimiento), debido que implica menores riesgos e impacto para la organización, así como una menor inversión económica comparando con el cambio por otro Sistema de Gestión Comercial.

En esta actualización deberá contemplar mínimamente los siguientes módulos:

- Gestión de lecturas.
- Facturación.
- Cobros y Gestión de cobros.
- Interfaz financiera.
- Control de Fraude.
- Gestión de equipos.
- Gestión de Ordenes.
- Gestión de contratos y contratistas.
- Gestión de Atención al cliente.
- Oficina virtual.

Además de estas necesidades también es importante contar con los siguientes software:

- Herramientas de software que permitan realizar el análisis, diseño del software.
- Herramientas que permitan analizar la calidad en la construcción del software
- Herramienta para elaborar WBS (Work Breakdown Structure, es decir, estructura desglosada del trabajo) (Esta herramienta puede ser utilizada para la elaboración gráfica del nivel jerárquico de las tareas involucradas, debería poder relacionarse con Project, ya que tenemos la licencia de este último.)
- Herramientas para el análisis estático de software, este software es con el fin de realizar revisiones a los programas de antes de su paso a producción.
- Herramientas para el análisis dinámico del software.

6.2 Planes para los Sistemas operacionales de tiempo real**6.2.1 Dispositivos y equipos de telesupervisión, telemedición y telecontrol en Subestaciones****6.2.1.1 Adquisición de RTUs para la sustitución de equipos en obsolescencia (Paneles Convencionales)**

Para lograr una integración efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, es necesaria la sustitución de 41 (cuarenta y uno) Unidades Terminales Remotas (RTU) en obsolescencia de las marcas Eliop Elitel 4000, Telvent Saitel 2000, Harris D20, INDACTIC y ABB modelo RTU200, con más de 10 años de utilización. Las nuevas RTUs soportarán los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitirán comunicar a la vez los paneles de protección y control existentes con cableado convencionales (I/O convencional). De esta manera, podrán supervisarse y controlarse todos los dispositivos y equipos instalados en las Subestaciones, favoreciendo a la mejora en la eficiencia en la operación y el mantenimiento.

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Para lograr una incorporación efectiva de las SSEE al SCADA, será necesario la **sustitución de 41 (cuarenta y uno) RTUs** de la marca Eliop Elitel 4000, Telvent Saitel 2000, Harris D20 que soporten los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitan comunicar a la vez con los paneles con cableado convencionales (I/O convencional).

También, se encuentra otra alternativa que permite resolver las necesidades de interconexión en subestaciones en donde una parte de las instalaciones cuentan con Bahías convencionales (Perillas de Giro y empuje) y otra Bahías con dispositivos digitales.

Los Paneles antiguos se conectan directamente a la RTU con cableado convencional (cables de cobre). Los Paneles nuevos se conectan al Concentrador (Gateway) a través de Fibra Óptica y se comunican mediante el protocolo IEC-61850.

Esta solución tiene la ventaja de poder integrar todos los Paneles así también estar listo para cualquier futura ampliación en la Subestación. Además, se pueden Telecontrolar TODAS las señales en la Subestación, sin ninguna limitación.

Es necesario de la adquisición de RTU+Gateway para atender estos requerimientos.

A continuación, se presenta los datos de las RTU a actualizar correspondientes a las 39 SSEE mencionadas.

Sistema Metropolitano		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
1	Subestacion San Miguel	Telvent
2	Subestacion Villeta	Telvent
3	Subestacion Caacupe	Telvent
4	Subestacion Central	Eliop (E4000)
5	Subestacion General Diaz	Telvent
6	Subestacion Republicano	Telvent
7	Estacion Puerto Botanico	Telvent
8	Estacion Barrio Parque	Telvent
9	Estacion La Victoria	Telvent
10	Subestacion Banco Central del Paraguay	Telvent
11	Estacion Guarambare	Telvent
12	Subestacion Tres Bocas	Telvent
13	Subestacion Parque Caballero	Telvent
14	Subestacion Villa Aurelia	Telvent
15	Subestacion Ciudad Nueva	Eliop (E4000)

377
(tricientos setenta y siete)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
 División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

16	Subestacion Pirayú	Eliop (E4000)
17	Subestacion Viñas Cue	Eliop (E4000)
18	Subestacion Paraguari	Telvent
19	Subestacion Caapucu	Telvent
20	Subestacion Quindy	Harris GE
Sistema Norte		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
21	Subestacion Yby Yau	Harris GE
22	Cruce Bella Vista	Harris GE
23	Subestacion Concepcion	Eliop (E4000)
24	Subestacion Cerro Cora	Harris GE
Sistema Centro		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
25	Subestación Caazapa	Eliop (E4000)
26	Subestacion Caaguazu	Eliop (E4000)
27	Subestacion Villarrica	Eliop (E4000)
28	Subestacion San Pedro Norte	Eliop (E4000)
29	Estacion Santa Rosa	Eliop (E4000)
Sistema Este		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
30	Subestacion Alto Parana	Eliop (E4000)
31	Estacion Carlos Antonio López	Eliop (E4000)
32	Estacion Campo Dos	Eliop (E4000)
33	Subestacion Curuguty	Eliop (E4000)
34	Subestacion Naranjal	Eliop (E4000)
35	Subestacion Minga Porã	Eliop (E4000)
36	Estacion Itaquyry	Eliop (E4000)
Sistema Sur		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
37	Estacion Natalio	Eliop (E4000)
38	Estacion Trinidad	Eliop (E4000)

378
(treientos setenta y ocho)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

39	Subestacion San Pedro del Parana	Eliop (E4000)
40	Estacion Villaibin	Eliop (E4000)
41	Subestacion Pilar	Eliop (E4000)

6.2.1.2 Adquisición de RTU/Gateway para los locales que no cuentan con supervisión.

Del mismo modo, para lograr una incorporación efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, será necesario adquirir 41 (cuarenta y uno) RTU nuevas que soporten los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitan comunicar a la vez con los paneles de protección y control con cableado convencionales, para los locales que no cuentan con sistemas de telecontrol y telesupervisión y son parte esencial del esquema de operación del Sistema Interconectado Nacional.

Una medida de solución parcial a la problemática descrita más arriba consiste en la instalación de 11 (20%) concentradores (Gateway), de manera a mejorar las funciones de telesupervisión, telemedición y telecontrol, más abajo se realiza una descripción de la solución:

- Todos los Paneles se conectan al Concentrador (Gateway) a través de Fibra Óptica (61850)
- Esta solución tiene la ventaja de poder tener Telecontrol/supervisión de TODAS las señales en la Subestación, sin ninguna limitación.
- En algunas EESS y SSEE no se cuenta con el Gateway por lo que deberá ser adquirido para integrarlo al Centro de Control.
- Actualmente contamos con 11 SSEE y EESS que no poseen Gateway que posibilite la operación y Supervisión desde el Despacho de Carga ni desde los Centros de Control Regionales.

A continuación, se presenta los datos correspondientes a las 11 SSEE mencionadas.

Sistema Metropolitano		
ITEM	ES-SE	Gateway
1	Subestacion Capiatá.	Ninguno
2	Estación San Antonio	Ninguno
3	Estación Valle Apuá	Ninguno
4	Estación Eusebio Ayala	Ninguno
5	Subestacion ADM	Ninguno
Sistema Norte		
ITEM	ES-SE	Gateway
6	Estacion Curuguay 1	Ninguno
Sistema Centro		
ITEM	ES-SE	Gateway
7	Subestacion Itacurubi del Rosario	Ninguno



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
 División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

8	Subestacion San Juan Neponuceno	Ninguno
Sistema Este		
ITEM	ES-SE	Gateway
9	Subestacion Kilometro 15	Ninguno
Sistema Sur		
ITEM	ES-SE	Gateway
10	Estacion Cnel. Bogado	Ninguno
11	Subestacion Pirapo	Ninguno

6.2.2 Sistema SCADA/DMS/OMS de Distribución y Sistema de Gestión Integral de Distribución Eléctrica (SGIDE):

6.2.2.1 Objetivo General

El objetivo general del proyecto es modernizar la gestión del Sistema Eléctrico de Distribución de la ANDE, a través de la adquisición e instalación de Sistemas de Información para la automatización, optimización e integración de todos los procesos técnicos, operativos y administrativos que se desarrollan en la distribución de energía eléctrica, a fin de mejorar la calidad del servicio de una manera efectiva, y que apoye tanto al sistema de distribución, como al sector de transmisión.

6.2.2.2 Beneficios del Proyecto

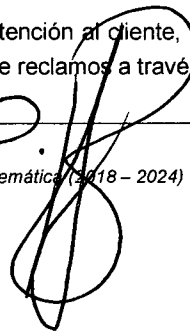
La utilización de modernas tecnologías disponibles en el mercado a nivel mundial, permitirá el fortalecimiento institucional de la ANDE contribuyendo a su desarrollo para ser una empresa moderna y eficiente.

En tal sentido, el Proyecto SGIDE busca la modernización en la gestión de la distribución de energía eléctrica de la ANDE, a través de la adquisición de Sistemas Informáticos que funcionen en forma armónica e integrada y que permitan optimizar los procesos técnicos y comerciales relacionados al sistema de distribución eléctrica.

Con el SGIDE, la ANDE contará con herramientas necesarias para la adecuada toma de decisiones que posibiliten el cumplimiento de sus metas, promoviendo la excelencia en la administración de los recursos y en la prestación de sus servicios.

El Proyecto de SGIDE conlleva los siguientes beneficios:

- Modernizar la operación del sistema de Distribución, con un sistema de Control y Adquisición de Datos moderno, apoyado con aplicaciones informáticas adecuadas para una administración segura y eficiente del Sistema de Distribución.
- Mejorar la resolución y administración de las incidencias que derivan en reclamos por falta de energía, apoyado en herramientas modernas para localización y despacho de las mismas.
- Mejorar la atención al cliente, disminuyendo los tiempos de atención y aumentando la eficacia de la resolución de reclamos a través de la disponibilidad de información completa y oportuna.



ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

- Contar con el inventario de los activos en explotación en una única base de datos, que servirá como insumo principal para la planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución.
- Contar con un único Sistema de Información Geográfica relacionados a la distribución de energía eléctrica, permitiendo la unificación de procedimientos y la actualización de la base de datos.
- Creación de un modelo propio de gestión de distribución de energía eléctrica, adaptándose a la realidad de la empresa y del país.
- Reducción de los costos de la planificación, operación, mantenimiento, proyectos y obras mediante la utilización eficiente de los recursos.
- Mejorar la operación y mantenimiento, reduciendo con ellos la duración y frecuencia de las interrupciones del suministro de energía.
- Mejorar la cultura de gestión, contando con indicadores que permitirán auditar, en tiempo y forma, las actividades desarrolladas en la distribución de energía eléctrica.
- Mejorar la productividad del personal, mediante el uso de herramientas informáticas que permitirán el procesamiento automático de datos.
- Incremento de la rentabilidad de los activos.
- Contribuir al desarrollo y bienestar del País, ofreciendo energía de calidad a un precio competitivo.

6.2.2.3 Componentes del Proyecto SGIDE

El Proyecto comprende la implementación de los siguientes componentes:

6.2.2.4 SCADA/DMS/OMS

El **SCADA**, proyecto que consiste en la adquisición de sistemas SCADA, Gerenciamiento de Distribución (DMS) y Gestión de reclamos por corte de energía (OMS), para (6) seis Centros de Operación Regionales.

Los Centros de Operación previstos en proyecto son:

- Centro de Operación Regional Metropolitano de Distribución-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Este-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Sur-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Centro-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Norte-(SCADA/DMS/OMS).

6.2.2.5 Creación de la base de datos georreferenciada de la red eléctrica de distribución

El contratista deberá crear la base de datos del SED que permita la representación gráfica y georreferenciada de todos los elementos de la red eléctrica, incluir en ella los datos referentes a la cartografía a ser suministrada por ANDE, y realizar la identificación y caracterización de la red eléctrica, incluidas la iluminación pública, equipos de MT y BT, datos de la vinculación eléctrica de los clientes y datos de uso compartido de postes. A continuación, se mencionan, de forma resumida, los principales componentes que se solicitan para la creación de la base de datos corporativa del SED:

381
(Feriendo)
ochenta
y uno

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

- **Base de Datos Corporativa del SED:** El contratista deberá proveer todo el hardware y software de la base de datos, y encargarse de su definición detallada, su desarrollo y su mantenimiento (hasta la finalización del periodo de garantía). Esta Base de Datos deberá contener toda la información relevante para el óptimo desarrollo de todos los procesos del sistema eléctrico de distribución.
- **Servicios de Captura y Carga de datos:** El contratista deberá capturar y cargar los datos requeridos para la base de datos del SGIDE, a través de campañas de levantamientos en campo, asegurando la consistencia de los datos capturados. También deberá efectuar la migración, conversión y carga de datos de los elementos de la red de distribución contenidos en otros sistemas vigentes en ANDE. La implementación de los mecanismos que garanticen la actualización de los datos capturados será responsabilidad del contratista. Toda la infraestructura y logística necesarias para el levantamiento de los datos, la migración y carga de datos en la BD será suministrada y de exclusiva responsabilidad del contratista.
- **Sistema de Información Geográfica:** El contratista deberá proveer e instalar un Sistema de Información Geográfica (GIS) con sus correspondientes licencias, y representar sobre este GIS todo el SED y sus procesos correspondientes, para la administración de cada una de los componentes del SED y de sus distintos conjuntos de datos, tanto en MT como en BT. El GIS deberá ser la base sobre la cual deberá ser implementado las aplicaciones técnicas especializadas del SGIDE. El GIS deberá tener como base la cartografía digital (manzanas, calles, avenidas, accidentes geográficos, etc.) tanto urbana como rural, sobre la cual se deberá representar y modelar todos y cada uno de los componentes del sistema eléctrico de distribución.

6.2.2.6 Suministro de Software para Gestión Técnica

El contratista deberá suministrar, instalar y parametrizar aplicativos organizados por módulos, que conformaran el Sistema de Gestión Integral de Distribución Eléctrica (SGIDE) de la ANDE y que deberá comprender, de forma resumida los siguientes módulos:

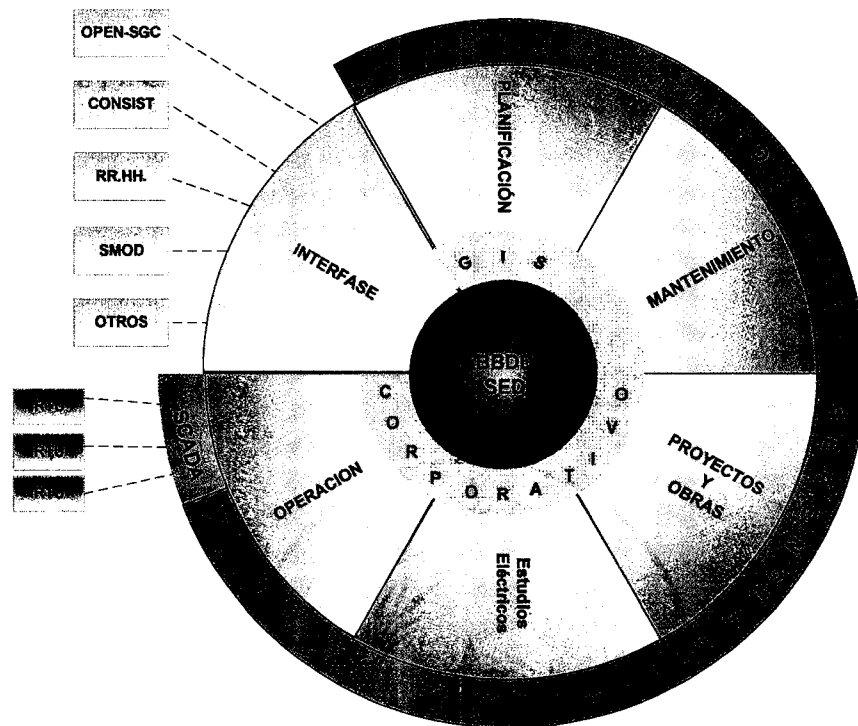
- **Módulo de Catastro:** Conjunto de funcionalidades para catastrar, actualizar y acceder a la base de datos del SGIDE, que contendrá las informaciones sobre los activos de la red de distribución de MT y BT.
- **Módulo de Planificación:** Conjunto de funcionalidades para ejecutar todos los procesos relacionados a la planificación de corto, mediano y largo plazo de la red eléctrica de MT y BT. En este módulo se deberá simular el comportamiento del sistema eléctrico, estimar la previsión de carga y realizar la evaluación técnica y económica de los distintos escenarios de planificación.
- **Módulo de Estudios Eléctricos:** Conjunto de funcionalidades para la realización de estudios eléctricos, con capacidad para simulaciones, cálculos de parámetros eléctricos con base a cargas y elementos de red real o simulados.
- **Módulo de Proyectos y Obras:** Conjunto de funcionalidades para efectuar todas las actividades relacionadas con los proyectos y la gestión de obras en instalaciones de distribución de la ANDE, desde la elaboración del proyecto hasta la finalización de la obra (incluyendo su catastro, diseño, estudios de alternativas, cálculos electromecánicos de esfuerzos resultantes, presupuesto, fiscalización, certificación, etc.) y la actualización correspondiente en la Base de Datos.
- **Módulo de Mantenimiento:** Conjunto de funcionalidades para realizar la gestión integral de todos los procesos y recursos relacionados al mantenimiento del sistema eléctrico de distribución. Deberá poseer funcionalidades para realizar la inspección y evaluación de los activos del SED, así como la programación, ejecución y control de los mantenimientos.
- **Módulo de Gestión de Incidencias:** Conjunto de funcionalidades para realizar las actividades de registro, despacho, atención y acompañamiento de los reclamos e incidencias ocurridas en el SED de la ANDE.



ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

- **Módulo de Información Gerencial:** Conjunto de funcionalidades que permitan obtener en un tablero de mando la información integral correspondiente a la gestión del SED de la ANDE, para cada uno de los niveles estratégico, táctico y operacional. Se requiere un sistema completo de análisis de indicadores, que faciliten la toma de decisiones y el control de las actividades realizadas por ANDE para la distribución de energía eléctrica.



6.2.2.7 Servicios de Consultoría de Soporte a la implementación del SGIDE

Durante la implementación y el periodo de garantía, el contratista deberá brindar servicios de consultoría y soporte, que deberá contener al menos las siguientes actividades:

- Mapeamiento y definición de flujos de datos y actividades de los procesos existentes y los necesarios, con la evaluación y propuesta de modificaciones e implementación de las modificaciones de los nuevos procedimientos para el eficiente funcionamiento del SGIDE.
- Consultoría de implementación de los procesos y modificaciones propuestas por el estudio y aprobados por ANDE, con la debida documentación basada en el sistema propuesto.
- Se deberá incluir los servicios de consultoría necesario para la definición, desarrollo e implementación de las integraciones con los sistemas SCADA, Contact Center, Gestión Comercial, Gestión de Equipos de Distribución y ERP, lo cual deberá incluir la definición de los datos a ser intercambiados y los mecanismos de conectividad entre los sistemas. Para el desarrollo de las interfases deberá ser implementada una capa de conectividad basada en el Modelo de Información Común (CIM) creado por la EPRI (Electric Power Research Institute), normalizado por la IEC (International Electrotechnical Commission), de manera que los sistemas corporativos puedan comunicarse de forma padronizada a través de tecnologías integradoras. La principal responsabilidad de ANDE con respecto a las interfases, será proporcionar la información de los Sistemas Corporativos existentes y suministrar acceso adecuado a estos sistemas al contratista para las pruebas de estas interfases.

[Firma manuscrita]
Plan Maestro de Telemática (2018 – 2024)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

6.2.3 Dispositivos y equipos de telepervision, telemedición y telecontrol en la Red de Distribución.

A los efectos de reducir la duración de las interrupciones, lograr la detección temprana de fallas y otros posibles inconvenientes en el sistema de distribución de energía eléctrica, es necesario el remplazo del conjunto de Unidades Terminales Remotas (RTU), interruptores telecomandables y accesorios en 400 (cuatrocientos) postes de distribución en las zonas metropolitana, centro, este y sur del país. Esto es, debido a la obsolescencia de los mismos con más de 10 años de funcionamiento, la falta de stock de repuestos y gran cantidad de equipos averiados que no pueden ser repuestos.

Adquirir e implementar un Sistema de Comunicación y Control para las líneas de Distribución de 23kV, altamente disponible, robusto y resistente al ambiente industrial, completamente redundante, con arquitectura abierta, flexible y con capacidad de expansión de acuerdo a las necesidades operativas y a los cambios en los estándares tecnológicos vigentes a la fecha de la puesta en servicio total del sistema.

Se solicita el cambio de los siguientes equipos:

1	Metropolitana	Mesa-Schneider	300
2	Centro	Elipos-5	30
3	Este	Elipos-5	50
4	Sur	Elipos-5	20
Total			400

6.2.4 Adquisición e Implementación del Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real

A efectos de poder integrar, optimizar, procesar los datos y generar información relevante, y a su vez, contar con herramientas para la seguridad y predicción de los Recursos Operacionales de Tiempo Real, se tiene prevista la adquisición e implementación de un Sistema Operacional de Tiempo Real y un Sistema de Minería de Datos basado en herramientas de Inteligencia Artificial.

Estos Sistemas consistirán principalmente en al menos los siguientes:

- **Gestión del Hardware de los Sistemas de Tiempo Real:** que ayude a comprobar la disponibilidad y el uso de los recursos, posibilita tener un registro de la actividad de la red y realizar el monitoreo del consumo de los distintos servicios brindados por la infraestructura de tecnología de la empresa.

Este sistema permitirá a través del registro de actividades y eventos dentro de la Infraestructura Tecnológica, medir y analizar el desempeño de los componentes (Servidores, puestos de operador, equipos de comunicación, etc.), de esta brindar la información necesaria para la planificación de las tareas de mantenimiento y elaboración de proyectos de expansión de la Infraestructura de Tecnología, además el Sistema permitirá establecer parámetros de control que generaran eventos o alertas que permitan identificar de manera rápida los focos de inconvenientes y realizar las acciones correctivas en menor tiempo y de manera eficaz.

- **Gestión de Información de la Red Eléctrica:** implementación de un sistema para Adquisición, análisis y visualización de Datos de los procesos del Sistema Eléctrico. Este

384
(trescientos ochenta y cuatro)

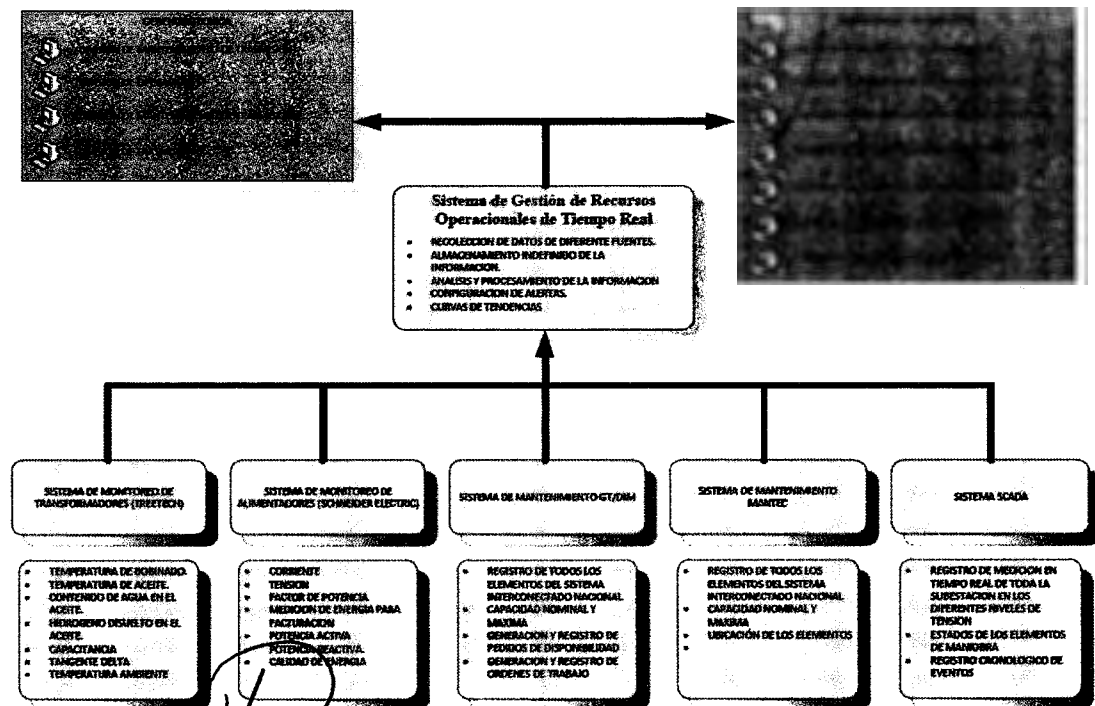
ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

sistema realizara la integración de las Base de Datos de las Aplicaciones que recolectan la información de las distintas actividades o eventos dentro del Sistema Eléctrico, tanto los de tiempo real (SCADA, Monitoreo de Transformadores), como los de intervención humana (Sistema de Mantenimiento MANTEC), de esta mera brindar una interfaz única para la visualización de los datos o servir de fuente de información para otros sistemas de la Empresa (ERPs). Esto permitirá:

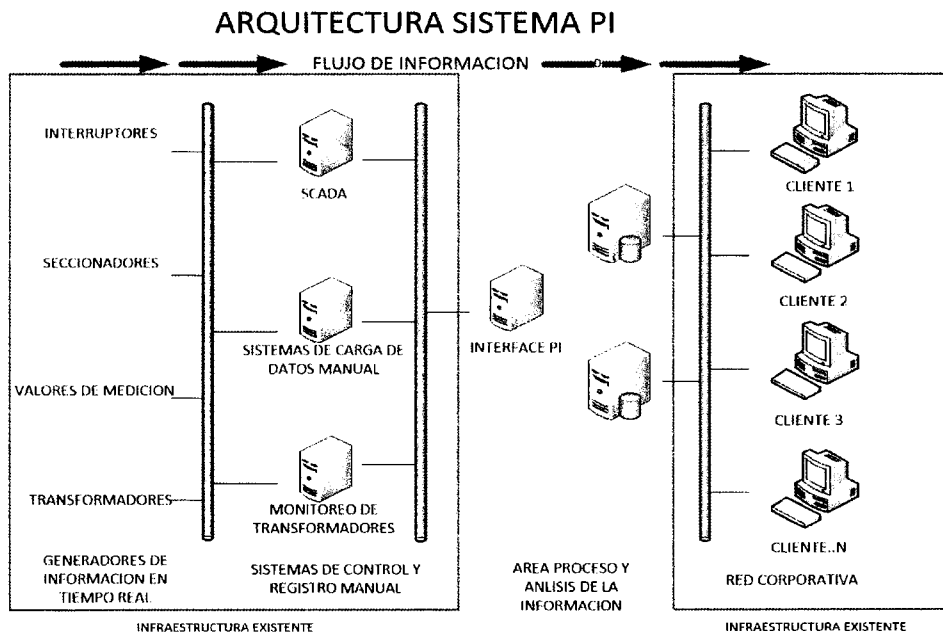
- Recolectar, organizar, distribuir y almacenar grandes volúmenes de información de diversas fuentes.
 - Convertir los datos valiosos de tiempo real en información para la acción, notificación de eventos significativos a usuarios o sistemas.
 - Desplegar la información, identificar problemas y ejecutar acciones correctivas con la ayuda de herramientas analíticas y gráficas.
- **Gestión de la Seguridad:** añadirá una capa cognitiva para las soluciones de seguridad tradicionales, el aumento de la eficiencia operativa y la retención del conocimiento de su respuesta a incidentes y equipos de analistas de seguridad. Esencialmente, la herramienta desarrollará las funciones de los analistas de seguridad, pero a la velocidad de la máquina y a una escala de grandes volúmenes de datos.
 - **Gestión predictiva:** a través de herramientas predictivas permitirá mejoras de eficiencia operativa a partir de la aprehensión de los datos de los puntos telemedidos, identificación de fallas inminentes mucho antes de que ocurran y alerta a los responsables del mantenimiento antes de que puedan causar algún daño significativo.

Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real



ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Figura1



6.3 Planes de Sistemas de Comunicación.

6.3.1 Sistema de comunicación de Microondas

Se prevé ampliar hasta cubrir el total del 100% de las Estaciones, Subestaciones, Agencias de ANDE y Centros de Control de toda la región Oriental.

6.3.1.1 Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica

Los Sistemas de Comunicaciones Inalámbricas punto a punto a través de enlaces con equipos de Radios Microondas de Gran Capacidad y Alta Disponibilidad contemplados en este proyecto redundarán principalmente en el mejoramiento de la disponibilidad del Sistema de Comunicaciones ya que estos estarán funcionando en forma paralela, como un respaldo, de los sistemas de Fibra Óptica ya implementados. Además se logrará la renovación total del Sistema de Comunicaciones por Microondas de todas las derivaciones del Sistema Tronco SUR y del Sistema Tronco NORTE y sus derivaciones.

En la siguiente tabla se resumen los enlaces faltantes para tener totalmente actualizado los sistemas de comunicación inalámbrica de la Zona Sur con todas sus derivaciones y la Zona Norte de la región oriental:

ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

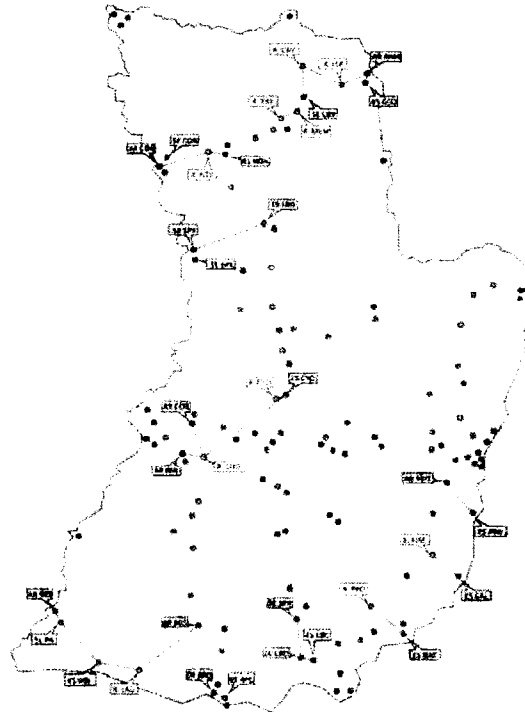
ITEM	Enlaces Existentes a Reemplazar			
	SITIO A	SIGLA	SITIO B	SIGLA
1	Presa Yguazú	PR YGZ	Central Acaray	CH ACY
2	Estación Paranambú	ES PBU	Repetidora Santa Rita	REP SRI
3	Subestación Cruce Bella Vista	SE CBV	Repetidora Cruce Bella Vista	REP CBV
4	Subestación Cruce Bella Vista	SE CBV	Repetidora Cerro Memby	REP CME
5	Repetidora Cerro Memby	REP CME	Repetidora YbyYaú	REP YBY
6	Estación Horqueta	ES HOR	Repetidora Naranjaty	REP NAR
7	Repetidora Naranjaty	REP NAR	AR Concepción	AR CON
8	AR Concepción	AR CON	Subestación Concepción	SE CON
9	Estación Santa Rosa	ES SRO	Subestación San Pedro del Ycuamandijú	SE SPY
10	Estación Carlos A. López	ES CAL	Repetidora Kimex	REP KIM
11	Estación Natalio	ES NAT	Repetidora María Auxiliadora	REP MAU
12	Estación Coronel Bogado	ES CBO	Subestación San Pedro del Paraná	SE SPP
13	Estación Carayaó	ES CYO	Repetidora Carayaó	REP CYO
14	Subestación Pilar	SE PIL	AR Ñeembucú	AR ÑEE
15	Agencia Regional Cordillera	AR COR	Repetidora Chololó	REP CHO
16	Agencia Regional Capiatá	AR CAP	Complejo Boggiani	BOGG
17	Agencia Regional Amambay	AR AMA	Repetidora Itapopó	REP ITA
18	Estación Villalbín	ES VIN	Subestación Pilar	SE PIL
19	Agencia Regional Misiones	AR MIS	Repetidora Laureles	REP LAU
20	Repetidora Laureles	REP LAU	Estación Villalbín	ES VIN

Los 20 (veinte) enlaces descritos en la tabla de arriba estarían actualizando los enlaces ya en obsolescencia mencionados anteriormente, y con los cuales el sistema de comunicaciones tanto para los datos del SCADA, como para todos los servicios corporativos tendrían una mayor velocidad en ancho de banda, mayor confiabilidad y podrían dar paso a nuevos servicios como ser los de vigilancia por citar una aplicabilidad.

Las ampliaciones mencionadas se detallan en la siguiente figura:

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)



En la misma se observa la total renovación de los sistemas repetidores de las derivaciones y troncales del sistema de microondas de la red de comunicaciones de ANDE. Con esto hacemos énfasis en la total penetración a hacia todos los sitios remotos y distantes a más de redundar en confiabilidad y disponibilidad de los servicios de información y comunicación de todos los sistemas de ANDE (sistemas corporativos, SCADA, telesupervisión, televigilancia, etc.)

6.3.2 Sistema de Comunicación LTE para mejoramiento de la O&M del Sistema Eléctrico

Los Sistemas de Comunicaciones a través de la Tecnología LTE optimizarán los trabajos de Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema de Distribución, del Sistema de Transmisión, la lectura automática de los medidores de consumo de energía eléctrica, las comunicaciones de los datos del SCADA, los datos corporativos y de gestión de las oficinas y agencias regionales de toda la región oriental.

Se prevé además contar con sistemas repetidores LTE móviles y de rápida instalación para casos críticos y de emergencia nacional, como ser ante embates de la naturaleza, incendios o emergencias nacionales y con esta solución se tendría restablecido el Sistema de Comunicación Local para los primeros trabajos de recomposición prácticamente de manera instantánea y podrían ser utilizados de manera continua hasta que sean restituidos todos los sistemas averiados.

El Sistema de Comunicación LTE reemplazará al Sistema de Comunicación Móvil actual de la ANDE; esta tecnología de última generación permitirá proveer servicios de voz, video y paquetes de datos a nivel nacional (Región Oriental).

La clave de este sistema es el control total de los usuarios, en forma centralizada, el cual podrá visualizar el estatus del equipo y del usuario bajo ciertas condiciones vinculantes a la seguridad.


Plan Maestro de Telemática (2018 – 2024)

388
 (treinta y ocho y ocho)

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
 División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Contará con un sistema de Gestión de Usuarios, centralizado y regional el cual podrá dividir flotas y agrupar equipos de trabajo; contará con sistema de ubicación GPS para todos los usuarios, pudiéndose establecer estrategias de trabajo con mayor rapidez en cualquier estado de crisis, reagrupando flotas, estableciendo prioridades y generando integraciones con otros sistemas de comunicación en forma transparente, ya que sus sistema es nativo en la tecnología IP.

Este Sistema tendrá todas las prestaciones de un sistema celular pero con las robustez de un sistema de Radio Convencional, dando la seguridad, confiabilidad y disponibilidad necesarias para cubrir las necesidades del personal técnico en campo.

Se ha estimado el dimensionamiento de usuarios conforme a la siguiente tabla:

Item	Dependencia	Zona de Trabajo	Repetidoras Móviles	Bases	Móviles	Portátiles	Tipo de Servicios		
							Audi o	Video	Datos
GERENCIA TECNICA									
1	Dpto. Central Acaray	Alto Paraná		3	5	30	x	x	x
2	Dpto. de Gestión de Cuencas Hídricas	Alto Paraná			2	10	x	x	x
3	Dpto. de Proyectos Electromecánicos	Nacional			2	5	x	x	x
4	Dpto. de Topografía	Nacional		1	10	20	x	x	x
5	Dpto. de Gestión de Tierras para Electroductos	Nacional		1	2	4	x	x	x
6	Dpto. de Operación del Sistema	Central		1		2	x	x	
7	Oficina de Despacho de Carga	Central		2		4	x	x	
8	Dpto. de Mantenimiento de Líneas de Transmisión	Nacional	2	6	20	50	x	x	
9	Dpto. de Mantenimiento de Equipos de Transmisión	Nacional		4	20	50	x		
10	Dpto. de Protecciones y Mediciones	Nacional		2	10	20	x		
11	Dpto. de Transmisión Metropolitana y Bajo Chaco	Central / Bajo Chaco / Cordillera/Paraguarí		24	10	48	x		
12	Dpto. de Transmisión Sur	Misiones / Itapúa / Neembucú	1	10	5	20	x		
13	Dpto. de Transmisión Centro	Caaguazú / Guairá / Caazapá	1	10	5	20	x		
14	Dpto. de Transmisión Este	Alto Paraná / Canindejú	1	20	10	40	x		
15	Dpto. de Transmisión Norte y Alto Chaco	San Pedro / Amambay / Concepción / Alto Paraguay / Boquerón	2	20	20	40	x		
16	Dpto. de Supervisión de Estaciones	Nacional		2	20	20	x	x	x
17	Dpto. de Supervisión de Líneas de Transmisión	Nacional		2	20	20	x	x	x
18	Dpto. de Control de Suministros de Ingeniería	Nacional		1	5	5	x	x	x
19	Dpto. de Obras Civiles de Transmisión e Infraestructura	Nacional		1	5	5	x	x	x

DIRECCION DE DISTRIBUCIÓN									
20	Dpto. de Distribución Regional Capital	Central			5	10	10	x	
21	Dpto. de Distribución Regional Central	Central			20	20	20	x	
22	Dpto. de Distribución Regional Paraguarí	Paraguarí			10	20	20	x	
23	Dpto. de Distribución Regional Cordillera	Cordillera			10	20	20	x	
24	Dpto. de Operación de Distribución Zona Metropolitana	Central / Cordillera / Paraguarí			2	10	20	x	
25	Dpto. de Distribución Regional Alto Paraná	Alto Paraná			10	20	20	x	

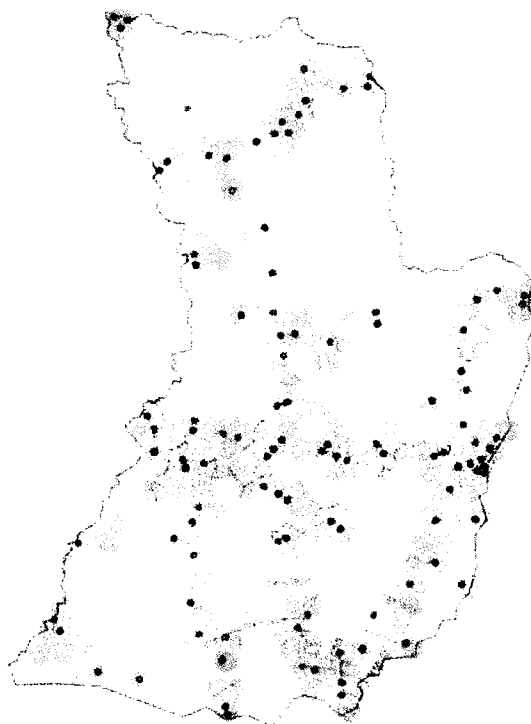
ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

26	Dpto. de Distribución Regional Canindejú	Canindejú	10	20	20	x			
27	Dpto. de Operación de Distribución Zona Este	Alto Paraná / Canindejú	2	10	20	x			
28	Dpto. de Distribución Regional Itapúa	Itapúa	10	20	20	x			
29	Dpto. de Distribución Regional Misiones	Misiones	10	20	20	x			
30	Dpto. de Distribución Regional Ñeembucú	Ñeembucú	10	20	20	x			
31	Dpto. de Operación de Distribución Zona Sur	Itapúa / Misiones / Ñeembucú	2	10	10	x			
32	Dpto. de Distribución Regional San Pedro	San Pedro	10	20	20	x			
33	Dpto. de Distribución Regional Guairá	Guairá	10	20	20	x			
34	Dpto. de Distribución Regional Caaguazú	Caaguazú	10	20	20	x			
35	Dpto. de Distribución Regional Caazapá	Caazapá	10	20	20	x			
36	Dpto. de Operación de Distribución Zona Centro	San Pedro / Guairá / Caaguazú / Caazapá	2	5	10	x			
37	Dpto. de Distribución Regional Concepción	Concepción	10	20	20	x			
38	Dpto. de Distribución Regional Amambay	Amambay	10	20	20	x			
39	Dpto. de Operación de Distribución Zona Norte	Concepción / Amambay	2	5	10	x			
40	Dpto. de Mantenimiento de Líneas de Distribución	Nacional	2	20	20	x			
41	Dpto. de Mantenimiento de Equipos de Distribución	Nacional	2	20	20	x			
42	Dpto. Forestal	Nacional	2	20	20	x			
43	Dpto. de Mantenimiento de Alumbrado Público	Nacional	20	60	60	x			
44	Oficinas y Agencias Regionales	Nacional	20	50	50	x		x	
45	Uso Técnico para Mantenimiento	Nacional	4	10	40	60	x	x	x
46	Unidades Gerenciales y Presidencia	Nacional	1	5	10	30	x	x	x

Total Usuarios por tipo de equipo	12	336	721	1033
Total de Usuarios	2090			

En la siguiente gráfica se observa el alcance a nivel de cobertura de todas estas nuevas implementaciones:





En la gráfica se observa una marcada cobertura sobre el total de los sitios de ANDE de la región oriental, incluidas aquí las Estaciones, Sub Estaciones y Agencias de ANDE. A través de esta red inalámbrica de alta capacidad y disponibilidad se espera mejorar la Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico, redundar los canales de comunicación entre las Estaciones y Subestaciones con sus respectivos Centros de Control y por sobre todo acompañar el crecimiento para los nuevos Centros de Atención a los usuarios, ya que a través de esta red cuando se habilite un nuevo centro de atención de reclamos u oficinas de ANDE con la simple instalación de un equipo terminal de comunicaciones ya se tendrá acceso a todos los sistemas corporativos lo cual además de todo lo que ya ha sido mencionado demuestra en cierta forma la escalabilidad del Sistema propuesto.

6.3.3 Mejoramiento de la Infraestructura de los sitios de Comunicaciones.

Serán adquiridos habitáculos tipo Shelter's para el servicio en intemperie, por su tamaño y estructura, será fácil de transportar, rápido de montar y eficiente ante los requerimientos estructurales, energéticos y ambientales. Será tipo contenedor, que podrá alojar y proteger en un ambiente controlado para el funcionamiento contra diversos agentes del medio ambiente corrosivos tales como: polvo, agua, condensaciones externas, vientos, aire húmedo, lluvia, etc. distintos equipos electrónicos o de telecomunicaciones altamente sensibles. Dotados con sistemas de climatización con aires acondicionados, sistema de seguridad y acceso, video vigilancia entre otros adicionales según el caso.

Por su posibilidad de transporte, podrá instalarse en sitios temporales o permanentes, en el interior del país que requieran de los servicios de telecomunicaciones tanto corporativo como a nivel de estaciones de energía con requerimientos de teleprotección.

Reemplazará a las construcciones existentes de mampostería de las repetidoras de comunicaciones distribuidas en todo el país, que ya cuentan con más de 10 años de uso llegando a su tope de vida útil. Los Shelter's tendrán una vida útil mayor a 20 años sin ningún tipo de mantenimiento estructural, lo cual a mediano plazo implicará la disminución del costo de mantenimiento preventivo.

ANDE

Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Contará con todos los sistemas de Alimentación posible y con respaldo ante fallos de alimentación alterna, pudiendo contar con generadores, paneles solares y bancos de baterías.

Serán dedicados exclusivamente para equipos de telecomunicación el cual traerá beneficios en la confiabilidad y disponibilidad del Sistema de Comunicación.

Los Habitáculos Shelters, reemplazaran a las Casetas de Comunicación en todas las Repetidoras de la Región Oriental (Microondas/Radio Móvil), el cual contarán con todos los elementos necesarios para su funcionamiento con alto nivel de autonomía y larga vida útil. Sin importar la ubicación de despliegue, los Shelter's tendrán todas las características de seguridad necesarios para el resguardo de los equipos de Comunicación allí instalados.

Dependiendo de las necesidades, los Shelter's serán dimensionados para cubrir sea en forma temporal o permanente los servicios de comunicación en el interior del país.

Se prevé la adquisición de Shelter's conforme a la siguiente tabla:

Ítem	Ubicación	Cantidad	Tipo
1	Sedes con Nodos de Comunicación	8	A
2	Repetidoras de Comunicación / Subestaciones	40	B
3	Agencias Regionales y/u Oficinas Corporativas / Dependencias de Distribución	20	C

N°	TIPO	Dimensiones
1	A	L: 7 m / A: 2,7 m
2	B	L: 5 m / A: 2,7 m
3	C	L: 3 m / A: 2,7 m

Los Shelter's serán adquiridos completamente equipados con los siguientes equipos y materiales:

- Estructura Metálica reforzada contra vandalismo o hurto, con aislación térmica, acústica, con soporte o anclaje que soporte vibraciones.
- Sistema de Acceso Electrónico Comandado a Distancia
- Monitoreo Climático
- Monitoreo del sistema eléctrico
- Aire Acondicionado Industrial duplicado con sistema de control.
- Video Vigilancia
- Generador Auxiliar (Grupo Electrónico)
- Panel Solar
- Banco de Baterías para 48 VDC / Inversor 220 VAC
- Rectificador 48 VDC
- Inversor 220 VAC

Por su posibilidad de transporte, podrá instalarse en sitios temporales o permanentes, en el interior del país que requieran de los servicios de telecomunicaciones tanto corporativo como a nivel de estaciones de energía con requerimientos de teleprotección.

ANDE

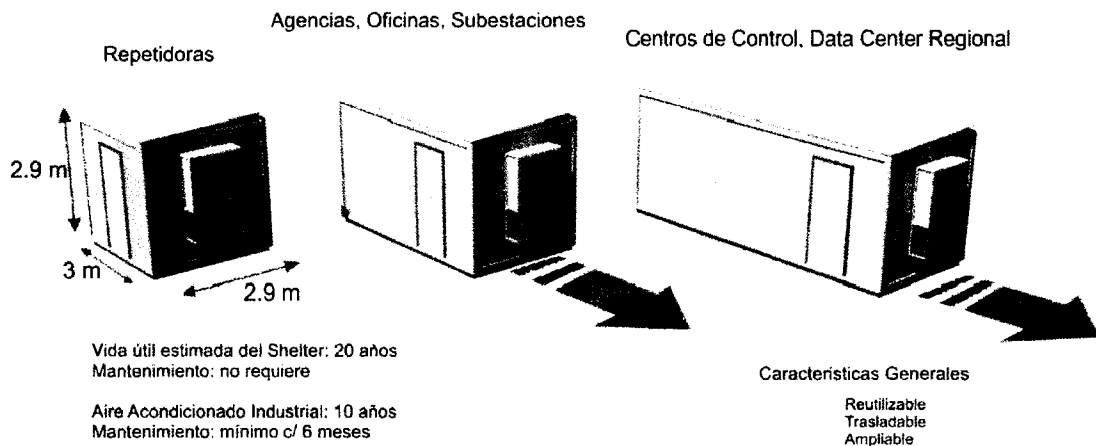
Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Reemplazará a las construcciones existentes de mampostería de las repetidoras de comunicaciones distribuidas en todo el país, que ya cuentan con más de 10 años de uso llegando a su tope de vida útil. Los Shelter's tendrán una vida útil mayor a 20 años sin ningún tipo de mantenimiento estructural, lo cual a mediano plazo implicará la disminución del costo de mantenimiento preventivo.

Contará con todos los sistemas de Alimentación posible y con respaldo ante fallos de alimentación alterna, pudiendo contar con generadores, paneles solares y bancos de baterías.

Serán dedicados exclusivamente para equipos de telecomunicación el cual traerá beneficios en la confiabilidad y disponibilidad del Sistema de Comunicación.

Modelo Propuesto para Habitaculos de Equipos de Comunicación



6.3.4 Ampliación del Sistema de Fibra Óptica y Equipos Activos Instalados.

Con la adquisición de estos equipos y enlaces de Fibra Óptica, como complemento a los existentes para garantizar la alta disponibilidad y la confiabilidad de los sistemas de comunicaciones corporativos de todas las Agencias Regionales de Distribución, oficinas comerciales, y sistemas de telesupervisión y telecontrol de todas las Subestaciones de ANDE en todo el país, atendiendo el crecimiento de locales de ANDE. Se contará con una capacidad aumentada para el ancho de banda de transmisión de los datos de todos los sistemas corporativos y operacionales incluyendo video vigilancia.

La estructura de la ANDE tiene un comportamiento constante en cuanto a crecimiento y movilidad sobre todo lo que respecta a las Agencias Comerciales. Este dinamismo representa una gran dificultad al momento de incluir estos sitios en el sistema de ANDE sobre todo cuando estos sitios son alquilados lo cual dificulta mucho la instalación de torres para enlaces de Radio Microondas que es la mejor opción en cuanto a tiempo de puesta en servicio. Primordialmente por este inconveniente es que se opta por la interconexión a través de Fibra Óptica Aérea (ADSS). Esta solución también presenta inconvenientes ya que es necesario que la Red de fibra óptica de la ANDE este relativamente cerca del punto al cual se pretende proveer del servicio, esto es válido tanto para las Agencias como para las Estaciones.

Para la ampliación del sistema de fibra óptica se presentan dos soluciones, la primera es la adjudicación de un servicio de provisión, instalación y puesta en servicio de enlaces de fibra óptica con una empresa contratista por un determinado periodo de tiempo que abarque al menos la región Oriental para atender los pedidos de conexión. Y la segunda opción es la inclusión de personas con experiencias y exclusivas para el tendido de fibra óptica y que presten el servicio mantenimiento y corrección de averías ya que la mayor parte del trabajo se realiza fuera de los predios de la ANDE, actualmente la División de Comunicaciones no cuenta con unidad destinada a trabajos indicados.

ANDE

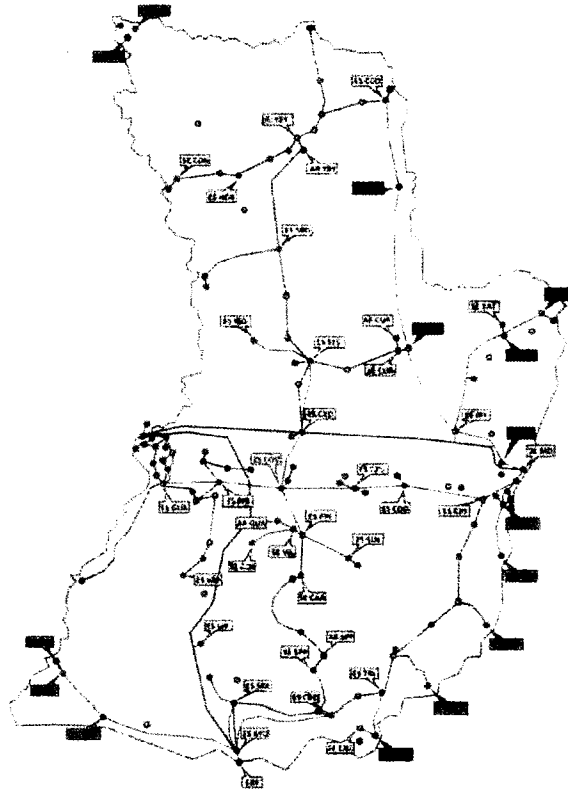
Dirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)

Los equipos utilizados en los extremos del sistema de comunicaciones de ANDE forman parte de este dinamismo del sistema ya que cada enlace de Radios, fibra u cualquier otro medio es indispensable contar con el equipo encargado de proveer al cliente final la información necesaria por lo tanto es necesaria la adquisición de los equipos activos con la misma exigencia que las fibras ópticas aéreas.

El crecimiento de la ANDE implica inherentemente el aumento de todas las partes que conforman el sistema de comunicaciones para poder brindar en primer término una conexión a todos los locales a través del sistema propio de la ANDE. Como segundo punto se obtendrá mayor disponibilidad de medios de comunicaciones y esto implica un alto grado de confiabilidad de todos sistemas de comunicaciones de la ANDE, sean corporativos para las Agencias Regionales de Distribución y Agencias Regionales Comercial, aumentara el medio de comunicación para líneas telefónicas y dotara al sistema SCADA con redundancia de caminos de tal manera a reducir las probabilidades de que una Estación quede aislada del Sistema de la ANDE.

Si la ANDE cuenta con un sistema de red de fibra óptica y equipos activos en la gran mayoría de sus locales tendrá una capacidad de tráfico ilimitada para la transmisión de datos requeridos en cada uno de las locales de la ANDE de todo el País.

En la siguiente figura se observa un mapa con el alcance a nivel nacional esperado:



Las líneas de color rojo representan los tendidos de F.O. tipo OPWG sobre las líneas 220KV y 500KV. Las líneas de color verde son los tendidos a ser implementados para lograr el alcance y penetración deseado del 100% de la región oriental.

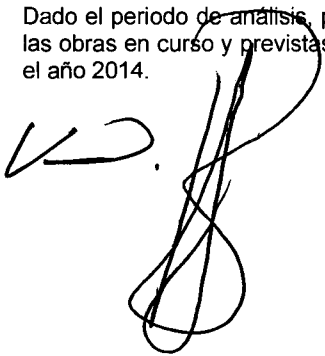
ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**7. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TELEMÁTICA**

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Telemática de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras para el periodo 2018 – 2024, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de los transformadores, líneas de transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores son actualizados en función a los costos promedios de licitaciones recientemente realizadas, y los cuales son apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras.

En el Anexo 1.2, se presenta el Cronograma del Plan de Obras para el periodo 2014–2023, por Sistema y por tipo de obra.

Dado el periodo de análisis para la determinación de las obras requeridas por el sistema se asume que las obras en curso y previstas para el año 2013 son todas finalizadas y disponibles para su operación en el año 2014.



ANDEDirección de Telemática (DTE)
División de Sistemas de Comunicación (DTE/SC)**7.1 Cronograma de obras DE TELEMÁTICA. (Obras principales – detalladas en un anexo)**

Ítem	Proyecto	Diseño estructura PBC / EETT (días)	Proceso Licitatorio hasta Adjudicación (días)	Importación de Bienes / Fabricación (días)	Entrenamiento para O&M (días)	Implementación: Montaje e Instalación (días)	Puesta en Servicio (días)	TOTAL (Días)
1	Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica	30	60	90	10	150	60	400
2	Sistema de Comunicación LTE	150	60	120	60	525	120	1035
3	Mejoramiento de la Infraestructura de Comunicación	90	60	120	10	120	30	430
5	Ampliación de la Red de Fibra Óptica y Equipos Activos	90	60	90	30	180	60	510
6	Actualización y sustitución de RTUs en obsolescencia	90	60	180	30	481	296	1137
7	Adquisición de RTU para los locales que no cuentan con supervisión	90	60	120	30	182	112	594
8	Actualización y sustitución de RTU de postes en obsolescencia con su Interruptor para Distribución	90	60	360	30	400	100	1040
9	Softwares especializados para Sistemas de Control	90	60	90	30	60	10	340