

EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Ley N° 11.723 – Ley Integral del Medio Ambiente y los Recursos
Naturales. Provincia de Buenos Aires

Resolución Secretaría de Energía N° 77/98



AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN N°365 PANTANOSA

2x300MVA 220/132kV

PARTIDO DEL MERLO – PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Abril 2023

A stylized signature in black ink, consisting of a large 'S' and 'F' intertwined.

Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

Contenido

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN.....	3
1. Nombre y ubicación del proyecto.....	3
2. Objetivos y alcance del proyecto.....	3
3. Organismos – Profesionales intervinientes.....	4
CAPÍTULO 2 – DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	5
1. Análisis de las alternativas.....	5
2. Memoria descriptiva del proyecto.....	5
▪ Obras Civiles.....	5
▪ Obras electromecánicas.....	8
▪ Esquema unifilar.....	11
▪ Cronograma de obra preliminar.....	11
▪ Perfiles de campo magnético.....	12
CAPÍTULO 3 – CARACTERIZACIÓN DEL AMBIENTE.....	14
1. Descripción del sitio.....	14
2. Área de influencia.....	15
2.1. Fisiografía.....	17
2.2. Geomorfología.....	17
2.3. Hidrogeología.....	18
2.4. Hidrología.....	19
2.5. Edafología.....	23
2.6. Condiciones climáticas.....	23
3. Medio biológico.....	25
3.1. Vegetación y Flora.....	25
3.2. Fauna.....	26
4. Medio antrópico.....	27
4.1. Aspectos demográficos.....	27
4.2. Historia y contexto socio-urbanístico.....	27
4.3. Nivel socioeconómico y cultural de la población.....	29
4.4. Economía y empleo.....	31
4.5. Infraestructura existente.....	31
CAPÍTULO 4 – IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.....	34

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
Ampliación S.E. Pantanosa – 2x300MVA 220/132kV
Partido de Merlo – Provincia de Buenos Aires

1. Metodología.....	34
2. Impactos ambientales.....	35
1.1. Matriz de impactos.....	36
3. Conclusiones a partir de la identificación de impactos.....	40
3.1. Ampliación de la subestación.....	40
3.2. Conclusiones.....	40
CAPÍTULO 5 – MEDIDAS PARA GESTIONAR IMPACTOS AMBIENTALES.....	42
CAPÍTULO 6 – PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL.....	46
1. Programas de seguimiento y control ambiental.....	46
1.1. Capacitaciones Ambientales.....	46
1.2. Cartelería Ambiental.....	46
1.3. Manejo de materiales y residuos.....	46
1.4. Transporte de equipamiento eléctrico.....	47
1.5. Protección de flora y fauna.....	47
1.6. Movimientos de suelo.....	47
1.7. Cambios no contemplados.....	48
1.8. Restos arqueológicos, paleontológicos, históricos.....	48
2. Programa de monitoreo.....	48
2.1. Campos electromagnéticos.....	48
2.2. Contaminación acústica.....	49
2.3. Previsiones ante derrames de líquido refrigerante.....	49
3. Programa de contingencias ambientales.....	49
4. Programa de comunicación.....	56
5. Programa de auditorías.....	57
MARCO LEGAL.....	58
PLANOS Y CROQUIS DEL PROYECTO.....	61



Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN.

1. Nombre y ubicación del proyecto.

Se trata de la ampliación de la subestación N° 365 - Pantanosa, que se encuentra ubicada en la intersección de la calle Cnel. Conde y la Ruta Provincial 1001 (San Matias), localidad de Pontevedra, partido de Merlo, Provincia de Buenos Aires.

2. Objetivos y alcance del proyecto.

La ampliación tiene por objeto incrementar la capacidad de abastecimiento a la demanda asociada a la red de subtransmisión, hoy vinculada al nodo Ezeiza. En el mediano plazo permitirá la conexión en 220kV con el futuro nodo de importación de área denominado Plomer. Asimismo, esta ampliación permitirá la vinculación con la futura subestación Oeste 220/132kV, la cual incrementará la capacidad y otorgará mayor flexibilidad para el abastecimiento de la demanda.

Se trata de la instalación y puesta en servicio de una ampliación a la subestación N° 365 Pantanosa en 220/132 kV.

Actualmente, la subestación cuenta con 1 (un) transformador de 300MVA - 220/132kV alimentado desde las líneas de 220kV N° 38/39 entre Casanova y Ezeiza. Dicho transformador alimenta en 132kV a la subestación Pantanosa 2x40MVA y a las Líneas de AT N°695/696 a subestación Zappalorto.

Una vez ampliada, la subestación contará con 2 (dos) transformadores de 300MVA - 220/132kV alimentados con 2 (dos) ternas de cable seco de 220kV desde la subestación Plomer.

El lado de 132kV de los transformadores se conectará a un equipamiento blindado en SF₆ (GIS) de 132kV. El equipo GIS tendrá 11 (once) vanos de 132kV, 1 (un) acoplador transversal y un vano de medición de tensión.

El lado 220kV de los transformadores se conectará a un equipamiento blindado en SF₆ (GIS) de 220kV. El equipo GIS tendrá 11 (diez) vanos de 220kV, 1 (un) acoplador transversal y un vano de medición de tensión.


Se construirán dos edificios donde serán instalados y puestos en servicio ambos equipos GIS y todo el equipamiento necesario para el comando, control y protección asociado.

El conjunto será complementado con el sistema de comunicaciones, que permitirá telecomandar la subestación desde el centro de control de **edonor**.

En el plano N°365A6503 se indica la planta general de la subestación con la respectiva ampliación.

3. Organismos – Profesionales intervinientes.

- **Ejecutor del proyecto:** Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.)
Sede Social: Av. del Libertador 6363 - C1428ARG - Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Inscripta en IGJ el 3/08/92, N° 7041, L° 111 T° A.
Teléfono: +54 11 4346 5400
- **Representante legal:** Ing. Daniel A. Moreno
Subgerente Prospectiva Técnica y Desarrollo Sustentable.
dmoreno@edenor.com | +54 11 4346 5019 | +54 911 5328 5991
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina / edenor.com
- **Representante técnico:** Inga. Silvana F. Feliciani
Ingeniera Química - Registro RUPAYAR RUP-001649
sfeliciani@edenor.com | +54 11 4346 5438 | +54 911 5314 8008
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina.
- **Profesional interviniente:** Téc. Juan G. Saldivar
jsaldivar@edenor.com | +54 11 4346 5830 | +54 911 4038 2274
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina.


Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

CAPÍTULO 2 – DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1. Análisis de las alternativas.

Por tratarse de una ampliación para una subestación existente, sólo se considera una alternativa para la realización de la obra.

2. Memoria descriptiva del proyecto.

Superficie afectada por la ampliación: 3.400 m².

■ Obras Civiles

El detalle de las obras a realizar se menciona a continuación y se puede observar en los planos N° 365A6503.

a) 1 (un) nuevo campo de transformación 220/132 kV, formado por:

I. Lado 220 kV:

3 (tres) bases para seccionadores de línea tipo polos paralelos.

3 (tres) bases para aisladores soporte.

3 (tres) bases para interruptor unitripolar.

3 (tres) bases para transformador de tensión.

3 (tres) bases para descargador.

3 (tres) bases para terminales de cable 220kV.

II. Transformador 220/132 kV:

1 (una) base para transformador de 300 MVA - 220/132 kV.

1 (un) sistema separador de agua-aceite y cisterna recolectora.

III. Lado 132 kV:

3 (tres) bases para descargador.

3 (tres) bases para transformador de tensión.

3 (tres) bases para aislador soporte.

b) Ampliación del sistema de desagües pluvial. (El desagüe cloacal es existente y no será modificado).

c) Edificio de GIS 220kV y sistemas auxiliares

d) Edificio de GIS 132kV y sistemas auxiliares

e) Sistema de canalización de conductores para comunicaciones y protección; Extensión de caminos internos.



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

Fundaciones

Para la ejecución se emplearán ladrillos comunes o hormigón de cascotes mezcla 1/4:1:5:10 (un cuarto a uno a cinco a diez) de cemento portland, cal hidráulica, arena y cascotes de ladrillos triturados, apoyados sobre terreno firme y tendrán por lo menos 15 cm (quince centímetros) más que el espesor de los muros que soporten; entendiéndose por cimientos el comprendido entre el nivel del terreno natural o de apoyos de solados y la cota de terreno apto para fundación.

La submuración de cimientos existentes se hará con ladrillos comunes, después de apuntalar debida y sólidamente los mismos, dejando taludes de tierra a 60° (sesenta grados), en tramos no mayores de 1,00 m (un metro).

En la mampostería de ladrillos portantes y en correspondencia con los pilotines, si los hubiera, se formarán columnas de hormigón armado con 4 \varnothing 12 (cuatro diámetro doce) y espirales de \varnothing 6 (diámetro seis) cada 14 cm (catorce centímetros), las que llegarán hasta el encadenado superior.

Canales

Se harán con mampostería de ladrillos comunes de 15 cm (quince centímetros) de espesor, asentados sobre un contrapiso de hormigón de cascotes con mezcla 1/4:1:5:10 (un cuarto a uno a cinco a diez) de cemento portland, cal hidráulica, arena y cascotes de ladrillos triturados y de 15 cm (quince centímetros) de espesor.

Las tapas de estos serán de hormigón armado o chapa estampada, según corresponda. En los planos correspondientes se indican las características constructivas de dichos canales.

Preparación de Terreno

Limpieza: Previo al inicio de las obras proyectadas en el terreno, se procederá a la limpieza total del mismo, levantando plantas, pastos, malezas, etc. existentes en toda la superficie, no permitiéndose la quema de materiales combustibles, debiendo dejar el predio en condiciones favorables para la buena marcha de los trabajos, retirando todo del recinto de la obra.

Desmante: En toda la superficie del terreno se desmontará la capa superior de tierra vegetal en un espesor promedio de 10 cm (diez centímetros), desde el nivel resultante después de realizado el desbroce, retirando todo del recinto de la obra.

Relleno y Compactación: En general para el relleno y compactación se deberá tener en cuenta, a los efectos de determinar los niveles definitivos, el relleno de 10 cm (diez centímetros) de piedra partida, polvo de ladrillo o tierra negra para la siembra de césped, según corresponda en cada Subestación.

En los planos se marcan los niveles existentes en el terreno y se indican los niveles definitivos del proyecto, en los distintos lugares de la obra; de la comparación de ambas cotas de niveles, teniendo en cuenta lo especificado anteriormente, surgirá el movimiento de suelos a ejecutar y el volumen de tierra a aportar y/o retirar del recinto de la obra.

El suelo subsistente, después del movimiento de suelos, será compactado pasando no menos de 12 (doce) veces, un rodillo “pata de cabra” que ejerza una presión mínima de 40 Kg/cm² (cuarenta kilogramos por centímetro cuadrado) en cada pata.

Para el relleno se aportará **suelo seleccionado de cantera, libre de impurezas y materias orgánicas, Tipo A4**, de límite líquido no mayor de 35 (treinta y cinco) e índice de plasticidad no mayor de 12 (doce), convenientemente compactada, con una pendiente tal, que asegure el drenaje natural del terreno y los canales de la playa hacia los desagües pluviales.

El relleno se ejecutará en capas no mayores de 15 cm (quince centímetros) de espesor de tierra suelta, utilizando métodos y equipos necesarios y adecuados para lograr en cada capa una compactación no menor del 90% (noventa por ciento) que la alcanzada en el **Ensayo Proctor Típico**. La tolerancia de nivelación será de ± 1 cm (más menos un centímetro).

Antes de comenzar el relleno se hará un análisis del suelo propuesto para el mismo, donde consten las características físicas mínimas exigidas, así como también granulometría, clasificación H.B.R., valor soporte para la compactación pedida, identificación de la cantera proveedora, su ubicación y todo otro dato que ayude a una correcta definición del tipo de suelo a utilizar.

Se harán ensayos para conocer el grado de compactación alcanzado en cada capa. Para ello se tomarán 3 (tres) muestras por capa, las que serán ensayadas en un laboratorio.

Terminación de Terreno

En todas las superficies interiores del terreno de la Subestación no cubiertas por pavimentos, caminos, etc., se procederá a rellenar el mismo con una capa de tierra vegetal de 10 cm (diez centímetros) de espesor, convenientemente desmenuzada y libre de raíces y terrones, sembrando posteriormente con semilla de Bermuda común nacional a razón de 8 gr/m² (ocho gramos por metro cuadrado), efectuando un rastrillado que asegure la uniformidad del cubrimiento.

Este césped será mantenido hasta después del primer corte, debiéndose eliminar de raíz los yuyos que puedan aparecer antes de realizar ese corte. El césped estará en buenas condiciones de desarrollo.

En el perímetro exterior de la Subestación se plantarán Casuarinas, con un estado de crecimiento mínimo de 2,50 m (dos metros con cincuenta centímetros) de altura con su correspondiente cerco de protección y poste de guía (tutor), manteniendo una separación de 2 m (dos metros) entre ejemplares.

Donde se indique en los Planos correspondientes se proveerá un manto de Piedra partida de granulometría 20/40 milímetros y de 15 cm (quince centímetros) de espesor asentada sobre suelo seleccionado y compactado

▪ **Obras electromecánicas.**

El equipamiento se detalla a continuación:

a) 2 (dos) nuevos campos de transformación de 220kV formados cada uno por:

1 (un) seccionador de línea de polos paralelos.

3 (tres) aisladores soporte.

1 (un) interruptor unitripolar.

3 (tres) descargadores.

3 (tres) transformadores de tensión.

3 (tres) terminales de cable de 220kV.

b) 1 (un) nuevo Transformador 220/132kV – 300MVA

c) 2 (dos) nuevos campos de transformación de 132kV formados cada uno por:

3 (tres) descargadores.

3 (tres) transformadores de tensión.

3 (tres) aisladores soporte.

d) 1 (un) equipo GIS en 132 kV, formado por:

9 (nueve) bahías de 132kV para salida de cable.

1 (una) bahía de acople y medición.

2 (dos) bahías de entrada transformador.

e) 1 (un) Edificio GIS 132kV/Comando formado por:

1 (uno) conjunto de tableros intermediarios de control, protecciones, telecontrol y tableros de comunicaciones.

1 (un) conjunto de tableros de servicios auxiliares de 220/380 VCA, 200 VCC, con sus correspondientes rectificadores y baterías de 200 VCC.

f) 1 (un) Equipo GIS en 220 kV, formado por:

9 (nueve) bahías de 220kV para salida de cable.

1 (una) bahía de acople.

1 (una) bahía de medición.

2 (dos) bahías de entrada transformador.

g) 1 (un) Edificio GIS 220kV/Comando formado por:

1 (uno) conjunto de tableros intermediarios de control, protecciones, telecontrol y tableros de comunicaciones.

Puesta a tierra

La Red de puesta a tierra (RPT) será diseñada y verificada según IEEE-80 y se completa con jabalinas de cobre en los neutros de los transformadores de potencia y la puesta a tierra de los descargadores de sobretensión.

La RPT cumplirá simultáneamente las funciones de:

- a) Toma de tierra de servicio (o funcional): Son las destinadas para la conexión a tierra del neutro de un sistema eléctrico y de los transformadores de tensión (para medición de la tensión entre fases y tierra).
- b) Toma de tierra de protección: Son las destinadas a las partes metálicas de una instalación que normalmente no conducen corriente (armaduras metálicas, armazones, carcazas, cubas de transformadores, vainas metálicas de cables, cuchillas de puesta a tierra de seccionadores, etc.)
- c) Toma de tierra contra descargas atmosféricas: Son las destinadas para los pararrayos, hilos de guardia y descargadores de sobretensión.

La RPT estará constituida por los siguientes elementos:

- Malla y Jabalinas perimetrales.
- Electrodo Dispensores Profundos.
- Tomas de Tierra de Tableros de Media y Baja Tensión.
- Tomas de Tierra de pararrayos.
- Conductores de puesta a tierra de las instalaciones de iluminación y tomacorrientes en edificios y de bandejas porta cables.

La malla de puesta a tierra estará conformada por un **cable** colector principal en forma de bucle rectangular, enterrado a una profundidad mínima de 0,60 m, que abarcará todo el perímetro de la subestación de 132 kV o 220 kV.

Este cable colector principal será cruzado por **cable** transversales y longitudinales, de idénticas características y sección transversal, enterrados a idéntica profundidad, que conformarán la cuadrícula de la malla de puesta a tierra, dispuestos en correspondencia con las filas de las bases de fundación de los aparatos de maniobra, terminales de cables, transformadores de potencia, estructuras metálicas, etc., de tal manera que las conexiones a tierra para cada aparato o estructura sean efectuadas en paralelo (no en serie) con las de los demás y tengan un recorrido directo hacia la RPT.

Los cables serán tendidos horizontalmente de manera que sigan en lo posible líneas rectas sin grandes ondulaciones. La zanja será rellena con tierra fina (exenta de piedras y arena), apisonada con agua, de tal manera que exista un contacto directo entre los cables y la tierra, de modo de no perjudicar la resistencia de contacto entre los conductores y el terreno, ni la resistencia de dispersión de la zona próxima a los mismos, que es la más influyente en el resultado total.

Tipos de aisladores a utilizar

Los aisladores de suspensión serán de caperuza y perno con rótula, para uso a la intemperie y se proveerán con el correspondiente dispositivo de fijación (chavetas).

En el caso de aisladores de vidrio, este será templado y de color verde claro. Cuando se requieran aisladores de porcelana, la superficie sobre la que se consideran las distancias de fuga estará vitrificado. La capa vítrea no tendrá fisuras ni oquedades y será lisa, dura y brillante.

Los aisladores soporte tipo multicono cementados con compuestos sulfurosos deberán poseer una capa superficial protectora de resina epoxi sobre dicho compuesto, evitando así su contacto con el medio ambiente.

Tipos de pórticos

Los pórticos de SE consisten en estructuras autoportantes conformadas por columnas y vigas (travesaños) que sirven de sostén a los conductores eléctricos aéreos de alta tensión (barras) y a los cables de protección contra descargas atmosféricas.

Por su altura constituyen el elemento más visible de la SE. En el caso de SE Pantanosa los mismos tendrán una altura máxima, medida a la punta de los mástiles, de 16 metros a 20 metros aproximadamente y las luces de los travesaños variarán desde los 10 a los 16 metros.

Las columnas y los travesaños estarán materializados en chapa metálica laminada en caliente galvanizada, conformada en elementos tubulares. Las bases serán de hormigón armado ejecutado in situ.

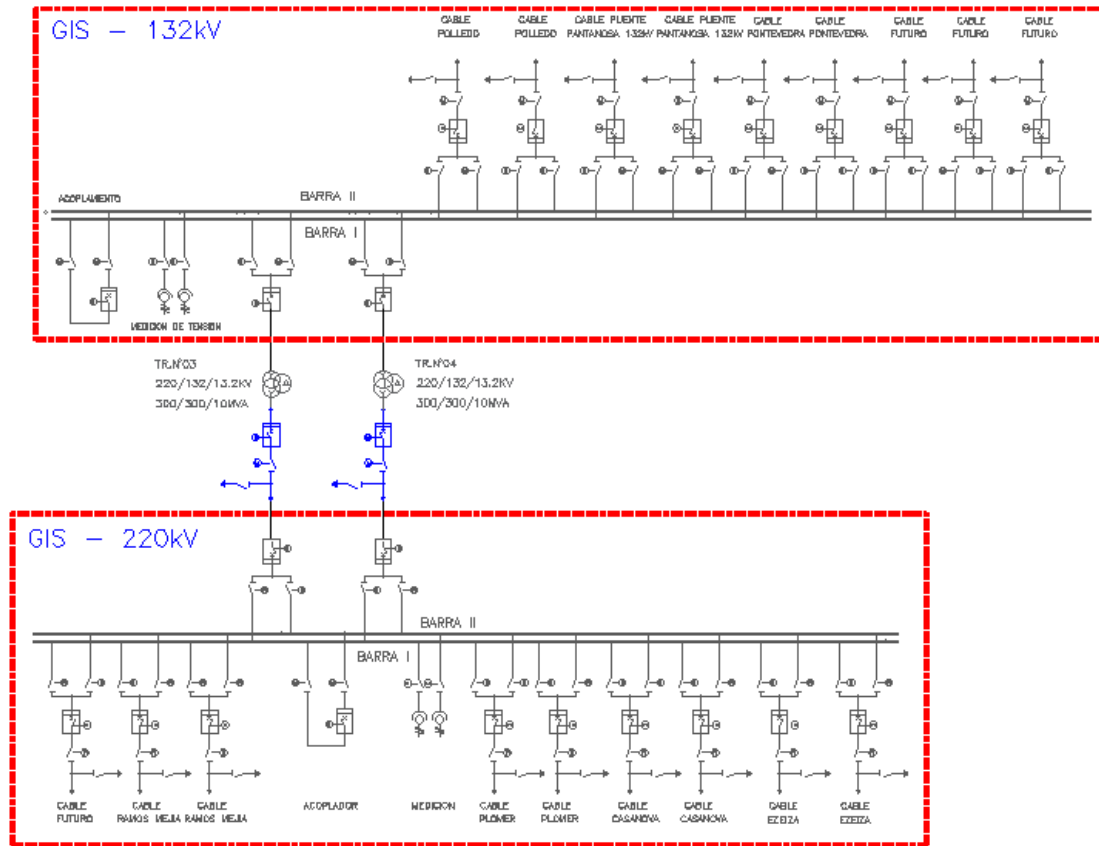
Sistemas auxiliares (C.A y C.C)

Su función es la de suministrar la energía necesaria para operar la Subestación.

Para las SSEE de Edenor, se utiliza como energía auxiliar a la energía eléctrica, 220/380 VCA (para accionamiento de motores, calefacción e iluminación y alimentación de Rectificadores CA/CC) y 200 VCC y 48 VCC (para alimentar circuitos de protección y control)

Para los sistemas auxiliares eléctricos se tienen dos Transformadores de Servicios Auxiliares de 13,2/0,4 kV, Baterías de 200 VCC y una red de cables de BT distribuida por toda la Subestación.

■ **Esquema unifilar.**



■ **Cronograma de obra preliminar.**

ETAPA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
INGENIERIA																									
PROVISIÓN EQUIPAMIENTO																									
OBRA CIVIL																									
MONTAJE ELECTROMECAÁNICO																									
PUESTA EN SERVICIO																									

▪ **Perfiles de campo magnético.**

- **Consideraciones**

Desde el punto de vista del campo magnético emitido por las instalaciones existentes y las ampliaciones a ejecutar, se debe tener en cuenta que la ampliación de la subestación Pantanosa 220/132kV involucra equipamiento compacto tipo GIS tanto en 220kV como en 132kV.

El resumen de las instalaciones es el siguiente:

SE Pantanosa	132 kV	220 kV	13,2 kV
Líneas Aéreas	-	-	-
Cables secos	9	9	16
Transformadores	2 x 300MVA + 2 x 40MVA		-
Superficie	100.000m ²		-

- **Campo magnético en la subestación**

El campo magnético perimetral previsto para este conjunto de instalaciones no superará los 25µT para ningún escenario.

Para avalar esta previsión se adjuntan, como antecedentes de cálculo de instalaciones similares, los siguientes Informes Técnicos realizados por el IITREE de la UNLP para la SE Edison y la SE Malaver:

- IT-1599-17 (2017): “Niveles de Campo Magnético originados por S.E. Edison, incorporación de 4 ternas de CS en 132kV, 4 en 220kV y un módulo de GIS en 220kV”
- IT-1125 (2007): “Niveles de Campo Magnético originados por la E.T N°168 Malaver”

Las características principales en cuanto a la emisión del campo magnético de ambas subestaciones tenidos en cuenta en los IT del IITREE son las siguientes:

SE Malaver	132 kV	220 kV	13,2 kV
Líneas aéreas	-	1	-
Cables secos	8	3	27
Transformadores	3 x 300MVA + 3 x 40MVA		
Superficie	200m x 120m = 24.000m ²		

SE Edison	132 kV	220 kV	13,2 kV + 21 kV
Líneas aéreas	-	-	-
Cables secos	15	5	32 + 4
Transformadores	2 x 300MVA + 3 x 60MVA		
Superficie	200m x 70m = 14.000m ²		
GIS	220kV y 132kV		

- Conclusión

De la comparación entre las 3 subestaciones y el análisis de los IT adjuntos se puede concluir que:

- Ni en la SE Malaver ni en la SE Edison se superan los límites reglamentarios de 25µT.
- La SE Pantanosa contará sólo con equipamiento blindado, siendo el CEM esperado sensiblemente menor que las otras dos subestaciones. La utilización de equipamiento compacto tipo “GIS” provee blindaje natural al campo magnético de baja frecuencia por lo que las emisiones de estas bahías serán aun menores que en aire.
- La SE Pantanosa tendrá, en conjunto, menor cantidad de líneas y cables de 132kV y 220kV que la SE Edison; que además tiene más cables de 13,2kV.
- La SE Pantanosa tendrá una menor cantidad de transformadores que la SE Edison y la SE Malaver.
- La SE Pantanosa es más compacta que la SE Edison y la SE Malaver, es esperable que el campo magnético perimetral sea aún menor a los casos mencionados.

De las observaciones anteriores se concluye que, en ninguna circunstancia la situación futura de la SE Pantanosa 220/132/13,2kV implicará un campo magnético perimetral superior al emitido por la SE Malaver y la SE Edison, según consta en los IT IITREE antes mencionados.

Podemos concluir que, en la situación futura de la SE Pantanosa, el campo perimetral no superará los 25 µT.

CAPÍTULO 3 – CARACTERIZACIÓN DEL AMBIENTE.

1. Descripción del sitio.

La S.E. Pantanosa se encuentra en la localidad de Pontevedra, Partido de Merlo.

El partido de Merlo es uno de los 135 partidos de la provincia de Buenos Aires. Forma parte del aglomerado urbano conocido como Gran Buenos Aires y está ubicado en la zona oeste y tiene una superficie de 173 km². Su cabecera es la ciudad de Merlo y está integrado también por las ciudades de San Antonio de Padua, Parque San Martín, Libertad, Mariano Acosta y Pontevedra.

El partido limita al este con los partidos de Morón e Ituzaingó, al sur con La Matanza, al oeste con Marcos Paz y al norte con Moreno, General Rodríguez y el Río Reconquista.



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Partido_de_Merlo#/media/File:Partido_de_Merlo_02.JPG

El partido limita al este con los partidos de Morón e Ituzaingó, al sur con La Matanza, al oeste con Marcos Paz y al norte con Moreno, General Rodríguez y el Río Reconquista.

– Pontevedra

La localidad de Pontevedra ocupa una superficie de 40 km² y está ubicada a 40km al oeste de la ciudad de Buenos Aires.

Limita con los partidos de La Matanza y Marcos Paz; y las localidades de Mariano Acosta, Parque San Martín y Libertad.

■ **Patrimonio cultural.**

Patrimonio cultural es todo aquello con lo que una comunidad se identifica, más allá de su valor utilitario, y considera digno de ser conservado. Está directamente relacionado con la identidad de un pueblo, situaciones que lo definen como una identidad, como grupo en donde interviene como condición indispensable la memoria colectiva.

En la provincia de Buenos Aires, el Instituto Cultural es el encargado de asistir al ejecutivo provincial en el diseño, ejecución y supervisión de las políticas provinciales en materia conservación, promoción, enriquecimiento, difusión y extensión del patrimonio histórico y artístico-cultural.

El proyecto que nos ocupa no produce afectación del patrimonio histórico/cultural de la zona ya que la obra no involucra monumentos, bienes inmuebles y muebles que se identifiquen con valor estético, arquitectónico y/o arqueológico, como así tampoco modifica panoramas apreciados por la comunidad o declarados de interés público por autoridades competentes.

- **Áreas destinadas a reserva, parque y otras áreas protegidas.**

La provincia de Buenos Aires posee una Dirección de Áreas Naturales Protegidas, cuyo propósito principal es la preservación y conservación de los ecosistemas bonaerenses.

Mediante la Ley N° 10907 se declara de interés público la conservación de las áreas naturales, declaradas como reservas naturales aquellas áreas de superficie y/o cuerpos de agua existentes en la provincia que, por razones de interés general, deban sustraerse de la libre intervención humana a fin de asegurar la existencia a perpetuidad de unos o más elementos naturales o la naturaleza en su conjunto, por lo cual se declara de interés público su protección y conservación.

Dentro del área a realizarse el proyecto no se encuentran áreas destinadas a reserva, parque y/o áreas protegidas.

2. Área de influencia.

La determinación del área de influencia de un proyecto consiste en identificar los componentes ambientales que pueden ser afectados por las actividades que se desarrollarán tanto en la fase constructiva como en la de operación, distinguiéndose dos zonas:

Área de influencia directa:

Comprende el territorio en el que se manifiestan los impactos ambientales de forma directa, es decir, aquellos que ocurren en el mismo sitio en que se produjo la acción generadora del mismo, y al instante o en el tiempo cercano del momento de la acción que provocó el impacto.

Se hace referencia al aspecto físico que será ocupado permanentemente o temporal durante la construcción y operación de toda la infraestructura requerida para la ampliación de la subestación.

El paisaje no se verá afectado ya que se trata de un área ya impactada por la S.E. existente.

Área de influencia indirecta:

Es el espacio físico que no se encuentra estrechamente relacionado con las actividades del proyecto, pero se ve afectado por otros componentes ambientales perturbados directamente.

Como influencia indirecta se considera la totalidad de la provincia de Buenos Aires.

En este sentido las afectaciones serán en su mayoría positivas debido principalmente a la provisión de energía una vez operando la subestación repotenciada.

Geología.

La secuencia estratigráfica de la región es relativamente sencilla. Podría resumirse en una pila de sedimentos, en su mayoría continentales, que se apoyan sobre un basamento cristalino fracturado. Dentro de la secuencia estratigráfica sólo afloran las secciones sedimentarias más modernas. Esto se debe a que el paisaje de la Región Pampeana no ha estado sujeto a fenómenos tectónicos de plegamiento o alzamiento, lo cual tiene su relación con el relieve de tipo llanura levemente ondulada.

Dentro de la región pampeana las capas que forman parte de la secuencia estratigráfica son aquellas pertenecientes a las siguientes formaciones (nombradas de la más joven a la más antigua): Pospampeana (Platense, Querandinense y Lujanense), Pampeana (Bonaerense y Ensenadense) y Puelchense.

En aquella zona de la región pampera cercana a la costa del Río de la Plata, la cual tiene relación con el área del proyecto, se puede establecer una clara vinculación entre las características geomorfológicas y las estratigráficas.

Formación Pospampeana: se dispone aflorante en los principales cauces tributarios del Río de la Plata. Aquellos paleosuelos que se presentan en superficie son los que corresponden a los pisos Lujanense, Platense y Querandinense de la formación Pospampeana; los cuales se encuentran ubicados sobre los paleosuelos de la formación Pampera (Intermedio e Inferior); los cuales a su vez están sobre los paleosuelos de la formación Puelchense.

Dichos paleosuelos están sometidos a frecuentes procesos de inundación, sepultamientos y decapitaciones. La zona de depositación pospampeana responde en líneas generales a un conjunto estratigráfico de paleosuelos finos superpuestos, originados principalmente en ciclos climáticos interglaciares y glaciales (Lujanense, Querandinense y Platense) representativos de cambios en la posición de la línea de costa (nivel de base).

El Lujanense se corresponde a un período frío vinculado a un período glacial, con la costa muy alejada de la posición actual, mientras que el Querandinense es representativo de una ingresión marina interglaciar originada en el derretimiento de los casquetes glaciares, llegando a penetrar profundamente en los ríos y arroyos tributarios al Río de la Plata. Los depósitos Platenses por su parte son limos loésicos depositados en ambientes comparables con el actual.

Actualmente los depósitos arcillosos orgánicos progradantes del Delta del Paraná avanzan sobre la costa del Río de La Plata llegando a la altura de San Isidro mientras que aguas abajo del Riachuelo, sobre la costa del Río de La Plata se depositan limos y limos arenosos finos propios de barras costeras generadas por las corrientes de deriva costeras (Sudestadas).

Formación Pampeana: en esta formación los horizontes más antiguos, pertenecientes a la formación Ensenadense, están situados en las cotas más bajas; mientras que los horizontes más jóvenes de la formación Bonaerense se encuentran en las cotas más altas del terreno.

La formación Pampeana está conformada por paleosuelos que se caracterizan por su buena consistencia debida a los procesos previos de consolidación. Se puede dividir en tres horizontes superpuestos (de más jóvenes a más antiguos):

- Horizonte superior, corresponde al piso Bonaerense. Su color es castaño y es de tipo arcilloso. Se lo puede caracterizar como un suelo, firme, plástico y a veces expansivo. La napa profunda se encuentra situada hasta un máximo de 10 m. por debajo del terreno natural.
- Horizonte intermedio, pertenece al piso Ensenadense Superior. Posee el mismo color que el anterior horizonte y es del tipo limoso y limo-arenoso. Es poco plástico, muy cohesivo y duro debido a la presencia de impregnaciones calcáreas nodulares o mantiformes llamadas “toscas”.
- Horizonte inferior, se corresponde con el piso Ensenadense Inferior. Es una unidad de subsuelo no aflorante en ningún sitio (al igual que todas las unidades estratigráficas que se encuentran por debajo de ella). Presenta un color gris-verdoso y su granulometría es arcillosa. Son suelos muy consistentes debido a los procesos de preconsolidación a los que han estado sujeto. Es de destacar sus características que van de plástico a muy plástico y puede presentar laminación horizontal. Es de baja permeabilidad vertical, constituyéndose en confinante de las arenas acuíferas subyacentes (que conformarán el acuífero Puelchense) hacia las que pasa hacia abajo en transición. En algunos puntos posee muy escaso espesor o se encuentra ausente, permitiendo la comunicación de los acuíferos libre y confinado.

Formación Puelchense: se ubica por debajo de la formación Pampeana (superior, intermedio e inferior), y está conformada típicamente por arenas claras, limpias, acuíferas y confinadas.

2.1. Fisiografía.

El área de estudio se encuentra localizada en la Región Pampeana, posee una morfología de tipo ondulada, es decir, relieve llano con algunas lomadas alternantes. Presenta una planicie inundable de suave pendiente hacia el Río de la Plata.

Se trata de un relieve formado a partir de la erosión de los sedimentos pampeanos dentro del cual se entallan los valles de los cortos arroyos locales que descienden hacia el Río de la Plata o hacia sus tributarios principales, que en la Región Metropolitana de Buenos Aires son los ríos de la Reconquista y Matanza–Riachuelo.

La acción antrópica ha modificado la fisiografía natural del terreno, construyendo zanjas, dragados, rectificaciones y desvíos de los cursos de agua o suavizando los accidentes geográficos y su pendiente natural. Por tratarse de zonas urbanizadas, la mayoría de los arroyos se encuentran entubados.

2.2. Geomorfología.

La región pampeana se divide en dos terrazas y además en una Planicie Aluvial en los niveles topográficos más bajos:



Terraza Alta: es más extensa en superficie. En general se trata de una llanura sumamente plana que comprende la mayor parte de la cuenca del río Matanza-Riachuelo y hacia el sur hasta el río Salado.

La característica más destacada es su exigua pendiente y su relación directa con los problemas de escurrimiento de las aguas superficiales. El viento ha sido el principal modelador en este distrito, así se han formado numerosas cubetas de deflación que constituyen en la actualidad cuencas cerradas ocupadas por lagunas o pantanos permanentes o temporales. Los suelos originales fueron removidos por la acción hídrica, por lo que predominan limos y arcillas, aportando también iones de calcio en solución que contribuyeron a la formación de horizontes de tosca. Esta unidad se desarrolla topográficamente por arriba de la Terraza Baja. Comprende las alturas mayores a cotas entre 12 a 15 m. y en su parte más alta, ocupa los sectores centrales de la traza del ferrocarril.

Terraza Baja: bordea al Río de la Plata, extendiéndose como una larga faja desde el Sudeste hacia el Noroeste hasta confundirse hacia el Norte con el Delta del Río Paraná.

Frente a la Ciudad de Buenos Aires esta geoforma se ubica altimétricamente entre la cota del nivel del Río de La Plata y la cota de 12 m aproximadamente, ingresando en el tramo inferior de los ríos y arroyos que tributan al Río de la Plata, incluyendo al Riachuelo y el Río de la Reconquista.

Planicie Aluvial: se dispone en los sectores bajos de los cauces de los ríos cubriendo las áreas en donde se producen las inundaciones máximas.

Sobre el sector de la provincia de Buenos Aires, el área que ocupa es topográficamente baja, llegando a impactar hasta por lo menos la cota de 5 m. La planicie aluvial en gran parte se encuentra afectada antrópicamente debido a la localización urbana de barrios y asentamientos.

En algunos sectores del cauce de los principales ríos que desembocan al Río de La Plata, se anularon algunos meandros debido a su rectificación. A pesar de estas obras, la planicie aluvial conserva las características de una morfología plana y baja, donde a modo de fantasmas se observan las depresiones y lagunas semilunares propias del sistema hídrico, las que en épocas de excesos por inundaciones se colmatan con aguas estancadas.

2.3. Hidrogeología.

El área de estudio queda comprendida dentro de la región hidrogeológica NE de la provincia de Buenos Aires. Esta zona comprende el sector NE de la provincia de Buenos Aires y sus límites son: al NO la provincia de Santa Fe, al NE y SE los ríos Paraná y de la Plata y al SO la divisoria entre las cuencas hidrográficas del Plata y del Salado.

El drenaje superficial es favorecido y limita anegamientos en el Delta del Paraná y planicies de inundación de los ríos presentes en el área del proyecto. En esta área existe un predominio de escurrimiento superficial hacia el Río de la Plata. Es por ello también, que se deben prever inundaciones por sudestada o lluvias, pero con un rápido escurrimiento del líquido. Las condiciones morfológicas de la región, de pendientes muy



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

bajas y las características generales geomorfológicas y edafológicas; favorecen la infiltración y también la recarga de los acuíferos.

Cada formación geológica posee un comportamiento hidrogeológico particular:

- Formación La Plata: se comporta como un acuífero libre discontinuo con una salinidad de 1 a 5 g/l. Su uso es de tipo rural y ganadero.
- Formación Querandí: posee un comportamiento hidrogeológico del tipo acuitardo a pobremente acuífero; siendo su salinidad de 5 a 10 g/l.
- Formación Luján: posee el mismo comportamiento variando levemente su salinidad de 2 - 10 g/l.
- Formación Pampeana: se comporta como un acuífero libre el cual en profundidad pasa a ser semiconfinado. Posee moderada productividad y su salinidad es de 0,5 a 2 g/l. Su uso es urbano, rural y es utilizado para riego complementado con uso ganadero e industrial.
- Formación de las Arenas Puelches: tiene un comportamiento hidrogeológico del tipo acuífero semiconfinado de media a alta productividad (30 a 150 m³/s). Su salinidad es menor a 2 g/l. Sus usos son similares que la formación Pampeana.

Desde el punto de vista hidrogeológico, el área de recarga se sitúa en la Terraza Superior y el área de descarga en la Terraza Inferior.

2.4. Hidrología.

■ Recursos hídricos superficiales.

Todos los ríos y arroyos que se encuentran en el AMBA pertenecen a la Cuenca del Plata, que presenta tres cursos principales, los ríos Luján, Reconquista y Matanza – Riachuelo, a partir de los cuales se estructura la mayor parte del drenaje regional y una serie de ríos y arroyos de menor magnitud.

Estos ríos, en su mayoría, se encuentran muy modificados, en particular en la Ciudad de Buenos Aires y algunas zonas densamente pobladas del conurbano, el sistema de drenaje original se ha sustituido por emisarios y conductos secundarios entubados.

El partido de Merlo se encuentra bajo la influencia de las cuencas de los Ríos Matanza – Riachuelo y del Río Reconquista.

Cuenca del Plata: la Ciudad de Buenos Aires y su conurbano se ubican sobre la costa meridional del Río de la Plata, desagüe de una de las cuencas más caudalosas del mundo, que cubre áreas no solo argentinas sino también uruguayas, paraguayas y brasileñas de más de 4.000.000 km².

El Río de la Plata es un gran estuario del océano Atlántico formado por la unión de los ríos Paraná y Uruguay. Su lecho recibe millones de m³ de limo proveniente del noroeste argentino, el cauce observa la presencia de extensos bancos de baja profundidad que dificultan la navegación que sólo es posible a través de canales, algunos de ellos naturales y otros mantenidos mediante dragado. La costa argentina de este río es baja

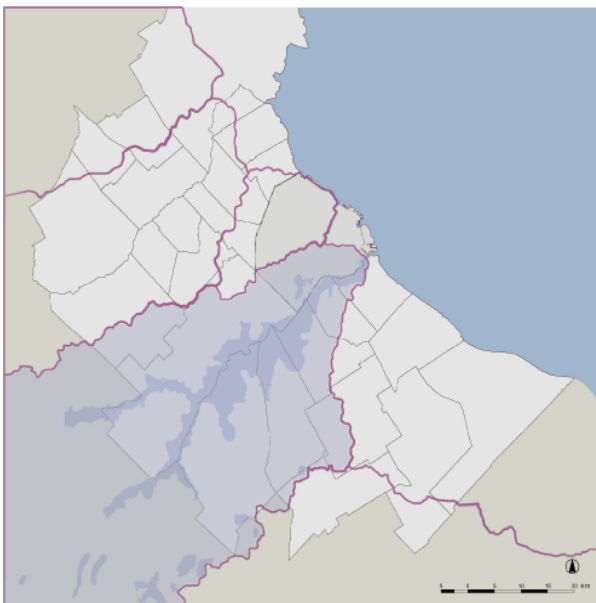
y corresponde a la cuenca sedimentaria de la Pampa formada por mesetas de limo que alternan con planicies barrosas.

Presenta un régimen fluvial típico, influido por las mareas y sudestadas, provenientes del Atlántico.

Cuenca Matanza-Riachuelo: se ubica en el Noreste de la provincia de Buenos Aires, tiene una superficie de 2.240 kilómetros cuadrados, una extensión de 70 kilómetros y su cuenca colectora tiene más de 60 afluentes y desemboca en el Río de la Plata. Nace en el límite de los partidos de Marcos Paz y Cañuelas, en la confluencia de los arroyos Rodríguez y Castro, recibiendo importantes aportes de cursos naturales, arroyos a cielo abierto y entubados y desagües pluviales. Es un río de llanura, lento y de poca pendiente (0,35 m/km), por lo que presenta problemas para absorber y depurar las cargas contaminantes. Su caudal es irregular, oscila entre 3 y -en época de crecidas- más de 100 m³/s, produciendo inundaciones que no sólo se originan por abundancia de precipitaciones sino también por las fuertes y frecuentes sudestadas. Su régimen hidráulico se ve afectado por las mareas del río de la Plata, que ocasionan alteraciones en su capacidad de evacuación. En su último tramo, abarca las sub-cuencas de: Villa Lugano, Cildañez, Villa Soldati, Erézcana, Teuco, Boca y Barracas y cuenta con los lagos reguladores de Soldati y Roca.

Esta cuenca comprende la zona sur de la Ciudad de Buenos Aires (los barrios de La Boca, Barracas, Nueva Pompeya, Villa Soldati y Villa Riachuelo) y distintos partidos de la RMBA (Almirante Brown, Avellaneda, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, La Matanza, Lanús, Las Heras, Lomas de Zamora, Marcos Paz, Merlo, presidente Juan D. Perón y San Vicente).

El suministro de la cuenca depende tanto del comportamiento de las aguas subterráneas como de las superficiales. En ambos casos presentan un alto grado de contaminación, cuyas principales fuentes son los efluentes tóxicos que arrojan las industrias, las aguas residuales provenientes de colectores de líquidos cloacales y pluviales no tratados; y, en muchos casos, el suelo posee residuos tóxicos y peligrosos que por infiltración contaminan la napa freática. La calidad de las aguas subterráneas depende de la situación ambiental del acuífero, en función de la infiltración de los contaminantes en superficie.



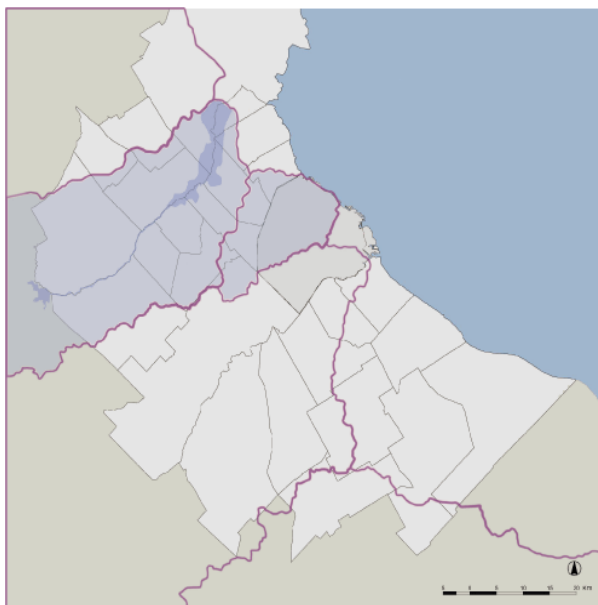
Río Reconquista: este río corre (debido al señalado control estructural de los cursos fluviales en la Pampa Ondulada) con rumbo dominante SO-NE, desembocando actualmente en el río Luján en la zona de Tigre, si bien es probable que un antiguo brazo de este desembocara directamente en el río de la Plata, a la altura de San Fernando. Posee una longitud de 82 km y drena una cuenca de 1738 km². Su tramo

superior y medio, que corresponde al 60% de la cuenca, tiene características rurales, mientras que el 40% restante, perteneciente a su tramo inferior, presenta características de cuenca urbana y semiurbana.

Tiene sus nacientes en el Moreno y se forma por la unión de numerosos cursos menores. Sus principales afluentes son los arroyos Durazno, La Choza y La Horqueta, que le dan origen. Donde se unen los dos primeros se ha construido la presa Ing. Roggero que genera un embalse de 120 Hm³ que se usa para el control de crecidas. Aguas arriba de dicho embalse, sobre los arroyos La Choza y Durazno, se han construido dos presas de 75 y 55 Hm³ respectivamente, con el mismo propósito. Aguas debajo de la presa recibe la descarga de los arroyos: del Sauce, Torres, Las Catonas, Los Berros, Morón (este a su vez recibe la descarga de una parte de la cuenca superior del A^o Maldonado y Basualdo).

Posee una pendiente media mayor que el Matanza (desnivel de 42 m), con numerosos resaltos en su curso debidos a la presencia de bancos de tosca. Luego el curso se bifurca a unos 2,5 km de la desembocadura. Uno de sus brazos es el río Tigre y el otro continúa con la denominación de río Reconquista. Un poco antes de la bifurcación se ha construido un canal aliviador que se utiliza como Pista Nacional de Remo y que tiene una capacidad de 200 m³/s.

La cuenca está conformada por los partidos de San Fernando, Hurlingham, Ituzaingó y San Miguel con alrededor del 100% dentro de la cuenca. Los demás partidos que se encuentran parcialmente influenciados por la cuenca del río Reconquista, son: San Isidro, Moreno (94,6%), General Rodríguez, Morón, General San Martín, Merlo, Tres de Febrero, General Las Heras, Tigre, Marcos Paz, Malvinas Argentinas, José C. Paz, Luján y Vicente López.



Desde el punto de vista hidrológico la cuenca se divide en tres tramos: Cuenca Alta, desde la naciente hasta la presa Roggero; Cuenca Media desde la mencionada presa hasta la desembocadura del Arroyo Morón y Cuenca Baja, que va desde esa confluencia hasta la desembocadura en el Río Luján.

Al igual que todos los cursos de agua que recorren el Gran Buenos Aires, presenta un alto grado de contaminación con componente como el plomo, nitratos, cloruros, cromatos, bacterias patógenas y anaeróbicas.

La localidad de Laferrere, en el centro del partido de La Matanza, está surcada por los arroyos Don Mario, Susana y Dupuy, que luego de un recorrido de norte a sur descargan sus aguas sobre el río Matanza-Riachuelo. Dos de las tres cuencas de estos arroyos (Don Mario y Susana), están intervenidas con obras hidráulicas: entubados y canalizaciones. El arroyo Dupuy prácticamente no tiene intervenciones y en la mayor parte de su

recorrido lo hace a cielo abierto, este arroyo mantiene más del 90% de su cauce a cielo abierto, mientras que el Don Mario y Susana tienen entre el 50 y 60 % de su cauce entubado. Cabe mencionar que gran parte de los sectores de estos arroyos que aún se mantienen a cielo abierto, presentan obras de entubamiento inconclusas. La subcuenca abarca las localidades de Gregorio de Laferrere, Rafael Castillo e Isidro Casanova y presenta una extensión de 2.500 ha.

■ **Recursos hídricos subterráneos.**

La hidrogeología del área puede caracterizarse como un sólo acuífero múltiple integrado por varias capas con comportamiento acuífero, separadas entre sí por capas con comportamiento de acuitardo, es decir con capas que, si bien pueden almacenar agua, la ceden con dificultad.

De acuerdo con sus propiedades litológicas, petrofísicas e hidrológicas, se los identifican como:

Subacuífero Epipelche, alojado en sedimentos Pampeanos y Postpampeanos. Este subacuífero presenta leves variaciones que permiten caracterizarlo como anisótropo y heterogéneo. Está dividido en dos unidades: una superior, la capa freática de aproximadamente 10 m de potencia y una inferior, acuífero Pampeano, de 20 m de espesor.

- Pampeano, integrado principalmente por limos se caracteriza por tener una gran extensión. Muestra un espesor del orden de 15 m, comportándose como un acuífero de mediana productividad, con una permeabilidad que varía entre 1 y 10 m/día. Este acuífero es utilizado para el abastecimiento doméstico por los habitantes que carecen de servicio de agua potable en la llanura alta e intermedia. En cambio, en la llanura baja, presenta una elevada salinidad.
- Pospampeano, es un acuífero de baja permeabilidad, que contiene a la capa freática, siendo la más expuesta a la contaminación y a los procesos relacionados con la atmósfera y con las aguas de superficie.

Subacuífero Puelche, alojado en las arenas Puelches. Situado por debajo del anterior, presenta mayor uniformidad, ya que las arenas que lo componen se caracterizan por una muy buena selección. Estas cualidades hacen que pueda considerarse isótropo y homogéneo en sentido horizontal, mientras que, en sentido vertical, puede presentar cierta estratificación debida a la intercalación de lentes más arcillo - limosas. El subacuífero Puelche es el más explotado de la región y su espesor varía entre 20 y 90 m, aumentando ligeramente hacia los Ríos Paraná - de la Plata y marcadamente hacia la cuenca del Salado y el Cabo San Antonio. Está limitado en su parte superior por un acuitardo y en su parte inferior por un acuícludo que lo separa del Acuífero Paraná.

- Arenas Puelches, constituyen una secuencia de arenas que contienen en ambientes próximos de la cuenca de drenaje (llanura alta), al acuífero más importante de la región, tanto por su calidad como por su producción. A diferencia de ello específicamente en el ámbito estudiado, sus aguas presentan naturalmente un alto contenido salino. La recarga es del tipo autóctona indirecta

a partir del Acuífero Pampeano, donde éste posee carga hidráulica positiva. La descarga regional ocurre hacia las cuencas Paraná, de la Plata y Salado.

2.5. Edafología.

Los suelos de la provincia de Buenos Aires se dividen en:

Suelos de llanura alta: se vinculan con el loess bonaerense y materiales del Ensenadense. Se trata de suelos Brunizem pedocálcicos y pedalférricos, con tendencia planosólica. Son suelos saturados debido al exceso de agua del balance hídrico. Son suelos levemente ácidos con gran concentración de materia orgánica y sales. Han alcanzado gran madurez.

Suelos de escalón: se desarrollan sobre los materiales del Ensenadense. Se clasifican como Planosoles con un horizonte A muy marcado. Presentan drenaje lento.

Suelos de llanura baja: son suelos jóvenes ya que se han desarrollado sobre sedimentos más modernos correspondientes a los pisos Lujanense, Querandinense y Platense. Son suelos que se hallan sometidos a frecuentes inundaciones, sepultamientos y decapitaciones.

El partido de Merlo, al igual que la mayor parte de la RMBA, se halla en la denominada Pampa Ondulada, subregión dentro de la Llanura Pampeana caracterizada por lomadas y desniveles del terreno causados por la erosión de origen fluvial. Con una altitud de 20 m.s.n.m.

2.6. Condiciones climáticas.

El área de estudio se caracteriza como templado lluvioso, con inviernos y veranos bien diferenciados.

Temperatura: la temperatura media anual es de 17º C, mientras que la media de julio, el mes más frío, es de 11º C y la del más cálido, enero, es de 23º C. La cercanía al mar y al estuario del Río de la Plata ejerce su influencia moderadora de la amplitud térmica con una media anual de 12º C.

Humedad relativa: La humedad es el vapor de agua contenido en el aire, cuya cantidad dependerá de la temperatura y del viento. Valores superiores al 75% producen sensación de incomodidad. Las estaciones más húmedas del año son el invierno y el otoño. La media anual es de aproximadamente del 78%.

Estos registros van descendiendo paulatinamente a medida que se avanza hacia el oeste, por efecto de la continentalidad.

Precipitación: el área recibe precipitación suficiente durante todas las estaciones. La precipitación media anual acumulada oscila entre los 1.000 y 1.300 mm. La estación más lluviosa es primavera, seguida por el otoño y verano y la menos lluviosa es el invierno, coincidente con el menor ingreso estacional de masas de aire húmedo del Atlántico Sur.

Vientos: debido a su ubicación latitudinal, el clima local está influenciado principalmente por los anticiclones semipermanentes emisores de vientos ubicados en los océanos Atlántico Sur y Pacífico Sur. Las masas de aire procedentes del Anticiclón Atlántico Sur

ingresan como vientos tibios y húmedos (sector Este y Noreste), mientras que los vientos provenientes del Anticiclón Pacífico Sur son fríos y secos (Sur y Sudoeste).

En la estación invernal, se reduce la entrada de los vientos húmedos del Atlántico Sur, y esto conlleva a que la estación menos lluviosa sea el invierno. En esta estación ingresan con mayor frecuencia anticiclones subpolares asociados a sistemas frontales fríos que traen vientos del Sur y Sudoeste.

En el área predominan los vientos del sector Este, seguidos por NE, Norte, Sur y SE (Sudestada) y con menor frecuencia del NO y Oeste. Los vientos en general son “suaves”, con velocidad media anual de 8 a 11 km/h.

- Sudestada: es un fenómeno que se caracteriza por vientos fuertes del SE en el Río de la Plata, acompañados por persistencia de mal tiempo, lluvias continuas y baja temperatura. Se produce generalmente en los meses invernales y al comienzo de la primavera y se debe a la acción combinada de dos sistemas, uno de alta presión ubicado sobre el Océano Atlántico frente a las costas de la Patagonia, y otro de baja presión que se ubica en el sur del litoral y el oeste de Uruguay. El anticiclón transporta aire marítimo frío hacia el Este de Buenos Aires, Sur del Litoral y Sur del Uruguay, mientras la baja presión da entrada a una masa de aire cálido y húmedo proveniente del Norte del país.

Al confrontarse esas dos masas de aire, se profundiza el centro de baja presión y se intensifica la circulación del viento del sudeste y se origina cielo cubierto con precipitaciones persistentes, débiles o moderadas que provocan importantes crecidas en el Río de la Plata, inundando nuestra costa.

- Pampero: es un viento frío y seco del sector Sur y Sudoeste. Avanza detrás del ingreso de un frente frío impulsado por un anticiclón pos frontal. Dura poco, despeja la atmósfera y produce un descenso brusco de la temperatura y humedad causando heladas en el invierno.

En el Río de la Plata, impulsa las aguas hacia la costa uruguaya, originando pronunciadas bajantes en nuestras costas que pueden afectar el normal desarrollo de la vida de los peces que habitan las aguas costeras. Se denomina “Pampero húmedo” cuando al inicio produce precipitaciones y tormentas eléctricas, “Pampero seco” si no produce precipitaciones y “Pampero sucio” cuando sopla luego de un período de sequía y es suficientemente fuerte como para levantar el polvo del suelo.

- Vientos del Este, Noreste y Norte: se trata de vientos que proceden del Anticiclón Atlántico Sur cuyo sentido de giro es antihorario. Las masas de aire provenientes del Este, que son las más frecuentes en el área, y las del sector NE, ingresan como vientos suaves y húmedos. El viento Norte, durante el verano es seco y cálido a sofocante, produce malestar; en invierno es templado y seco.
- Viento del Sur (aire polar): este viento se origina en el Anticiclón Polar Antártico. Es un viento muy frío y húmedo. Cuando el frente de aire polar avanza, puede provocar chaparrones y un brusco cambio en la temperatura, además de heladas durante el invierno.



Nevadas: aunque pueden producirse, las nevadas en la ciudad no son frecuentes. La última nevada importante tuvo oportunidad el 9 de julio de 2007, comenzó en forma de aguanieve y terminó cubriendo de nieve gran parte del conurbano. Ocurrió a consecuencia de un gran viento polar que se extendió por todo el territorio de la Argentina.

Otro fenómeno asociado al clima es la presentación de bancos de niebla que afectan el transporte de bienes y personas durante gran parte del otoño y del invierno. Si bien no son continuadas ni permanentes afectan el desarrollo de actividades por las noches y parte de las mañanas. Se forman por la saturación de masas de aire y para la zona de influencia hay una media anual de 2,75.

3. Medio biológico.

El área de estudio se ubica en la Región Neotropical, Dominio Chaqueño, Provincia Pampeana.

Esta provincia se caracteriza por ser una región plana o ligeramente ondulada, siendo su vegetación clímax la estepa o pseudoestepa de gramíneas, donde predominan las especies herbáceas, coexistiendo sufrútices y arbustos.

Las comunidades naturales de esta provincia biogeográfica presentan, en su mayor parte, un elevado nivel de alteración y deterioro debido a la actividad antrópica directa o indirecta. Por lo tanto, la vegetación natural original sólo se expresa en algunas áreas relictuales.

Es en su mayor extensión una extensa sabana al suroeste del río de la Plata y al este de la cordillera de los Andes, con ondulaciones progresivas hacia su parte más oriental (de antiguos médanos, en paleoclimas), y levemente escalonada hacia el oeste.

El bioma natural de la región es el pastizal pampeano, que fuera modificado profundamente por la acción del hombre.

El área pampeana presenta las mejores pasturas para criar vacunos, de los que se obtiene carne y leche para las grandes ciudades y para exportación. La tecnología mejoró los pastos, las razas y los sistemas de cría, renovando la producción.

3.1. Vegetación y Flora.

Si nos remitimos a la vegetación original tendríamos que hacer referencia a la flora de la llanura pampeana (herbácea). Para ello hay que diferenciar entre la vegetación autóctona y aquella que aparece como producto de la actividad antrópica.

Es conveniente remarcar que la vegetación pampeana se caracteriza por la falta de endemismo, aunque esto no signifique que no posee especies autóctonas que puedan haber emigrado a zonas vecinas. Estas tierras han sufrido la reducción y la pérdida de la productividad biológica o por los sistemas de utilización de la tierra o por un proceso o una combinación de procesos, incluidos los resultantes de actividades humanas y pautas de poblamiento.

Podemos clasificar esta zona como una llanura herbácea donde todavía podemos encontrar pastos duros, cortaderas, verbena roja, abrojos, duraznillos negros y porotillo,


Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

clavel del aire, algunos arbustos y árboles de distinto porte, donde algunos fueron reemplazados por especies foráneas (álamos, paraísos).

Por otra parte, existen ambientes denominados genéricamente humedales en charcos y espejos de agua, en las cercanías de los arroyos de poca corriente, en la cuenca del río Reconquista. Allí se encuentran distintas comunidades como juncales y totorales, con presencia de juncos (*Scirpus californicus*), sagitarias (*Sagittaria montevidensis*) y otras especies.

Debido a sus condiciones ambientales, Merlo (como región pampeana) es un área de voluptuosa vegetación, no del tipo boscoso, sino de un césped continuo que cubre la zona, integrado por pastos blandos y jugosos, plantas intrusas con espigas poco armadas, juncales, totoras, ombúes y grandes espacios verdes.

3.2. Fauna.

La fauna originariamente asociada a la vegetación nativa corrió la misma suerte que la vegetación y actualmente se reduce a la avifauna, habituada al medio urbano y ambientes con arbustos o arboleda de las calles, plazas y jardines mayormente exóticos. Entre ellas se menciona el zorzal colorado; hornero; chingolo; tordo renegrido; calandria; tordo músico; benteveo común o “bicho feo”; cotorras que se desplazan en bandadas, originariamente asociadas a los talares y que hoy habitan en los eucaliptos en donde construyen sus nidos; la ratona común; el jilguero dorado; la paloma torcaza, torcacita y picazuró. Entre las aves exóticas, es común encontrar en la zona: la paloma doméstica europea, el gorrión europeo y en los últimos años el estornino pinto.

La ictiofauna del río Reconquista ha sido muy afectada por la contaminación, tanto en cantidad como diversidad. Sin embargo, en su cuenca pueden encontrarse aún cierta variedad de peces como los que se mencionan a continuación: vieja de agua, dientudo, varias especies de bagres, pejerrey lacustre, sábalo, chanchita, limpiavidrio, limpiafondo, mojarra, tararira, anguila y varias especies de madrecitas. Los anfibios se encuentran entre los más perjudicados por las alteraciones del ambiente originario. Sobreviven, sin embargo, algunas especies de ranas, sapos y “ranitas de zarzal”. Los reptiles se encuentran representados por algunas especies de tortugas de río y de laguna, los lagartos verde y overo, las lagartijas y las culebras. También pueden encontrarse numerosas especies de insectos y arácnidos. Entre los mamíferos, puede mencionarse al cuis, el coipo (muy amenazado), la comadreja colorada y overa, el hurón, el zorrino, ratas y lauchas.

En cuanto a la fauna, Merlo está habitada por gran cantidad de insectos como arañas, jejenes, vinchucas, abejas, etc. Los mamíferos no eran abundantes, pero en una época anterior se destacaron la vizcacha, la liebre silvestre, el caraya y el armadillo. Esporádicamente llegaban al pago ciervos, jabalíes y algunos animales de mayor tamaño. La fauna marina es escasa, sólo algunos peces de poca valía como chanchitas, pejerreyes y reptiles acuáticos poco aprovechables para la alimentación. Entre las aves se encuentran horneros, zancudas y chuñas.



Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

4. Medio antrópico.

4.1. Aspectos demográficos.

De acuerdo con el censo nacional de 2010, el partido de Merlo tiene una población de 528.494 habitantes, que indica que tuvo un aumento poblacional de 12,45% con relación al conteo censal anterior.

4.2. Historia y contexto socio-urbanístico.

A comienzos del siglo XVIII, lo que hoy conocemos como Merlo no era más que un paraje desolado, recorrido periódicamente por tribus indígenas errantes (querandíes), y ocupado por alguna que otra estancia.

Los años transcurrieron sin mayor novedad hasta que en 1720 un funcionario español, adquirió tierras en estos pagos. Don Francisco de Merlo nació en Sevilla el 11 de agosto de 1693 y llegó al nuevo mundo en el año 1712, donde contrajo matrimonio al año siguiente con Doña Francisca de Toro y González Marquina y con quien tuvo cinco hijos. Cuando llegó a estas tierras, Don Francisco de Merlo lo hizo sin dinero. Tal es así que en su testamento mencionaba que para adquirir su cargo debió pedir plata a cuatro personas, dado que su sueldo se limitaba a ocho pesos mensuales. Con el tiempo fue tomando no solo fortuna, sino también un nombre destacado por su eficiencia y honestidad.

Por otro lado, su amistad con el preceptor de números de los Reales Consejos de la Villa de Madrid, Don Francisco Sánchez de Botija, fue un hecho fundamental para la fundación del pueblo. Al fallecer Botija, éste le dejó gran parte de sus bienes a cambio de que alzara una capilla en su nombre y la dotara de bienes y adornos en su memoria. Don Francisco de Merlo cumplió su palabra y erigió la capilla en sus tierras (donde hoy se encuentra la Iglesia de la Merced). Además, compró más tierras en la región, abarcando sus propiedades la totalidad de lo que hoy es el Partido de Merlo, parte de La Matanza, Marcos Paz y General Rodríguez.

Ya por 1742 se realizó el primer censo en el pueblo, arrojando un total de setenta y cinco personas agrupadas en quince familias. Al año siguiente, Merlo mediante una carta enviada por intermedio del Gobernador Ortiz de Rosas y dirigida al rey Felipe V de España, expresó sus deseos de fundar un pueblo en el lugar. El 31 de agosto de 1754, por Cédula Real de Fernando VI de España, fue convalidada la fundación del Pueblo, con el nombre de San Antonio del Camino, con derecho a nombrar cabildo y regidores, y a usar escudo nobiliario. El 28 de agosto de 1755 Francisco de Merlo mediante un edicto hace solemne la fundación y ofrece solares, viviendas y tierras de labranza y pastoreo a todas aquellas personas que quisieran avecinarse. Además, ante la necesidad de la Orden de la Merced de fundar nuevas instituciones misioneras, Merlo ofreció un sitio al lado de su iglesia expresando su deseo de que allí se fundase un hospicio en el cual se diese alojamiento a aproximadamente media docena de religiosos.

Finalmente, el 4 de abril de 1758 Francisco de Merlo muere y es sepultado en la Iglesia de Nuestra Señora de la Merced en la ciudad de Buenos Aires.

Inga Silvana F. Feliciani
RUP 001649

Tras el fallecimiento de Don Francisco Merlo, el pueblo entró en una fase de decadencia de la que no salió hasta la década de 1850. En 1773 se construyó el Puente Marquez, desviando el Camino al Alto Perú que pasaba a pocos centenares de metros del centro del pueblo, constituyendo una arteria fundamental para la economía del lugar y el único vínculo que lo unía más o menos directamente con otros núcleos urbanos de la región.

La Iglesia de San Antonio continuó funcionando como parroquia hasta 1776, año en el que desaparece de los registros como tal. Es de suponer que desde ese momento la jurisdicción se trasladó a Morón, cede parroquial de la cual el pueblo dependió formalmente desde 1799. Fue recién en 1864 cuando Merlo recuperó la independencia política definitivamente.

Fue allá por 1821 que, durante el gobierno de Martín Rodríguez, se dispuso por decreto que pasasen a poder del Estado las propiedades muebles e inmuebles en manos de los Mercedarios. De este modo el caserío quedó en un estado total de abandono, y en 1826 se dictó la Ley de Enfiteusis por medio de la cual se pusieron en arrendamiento las tierras de propiedad pública por un plazo no menor a veinte años.

Los personajes más importantes de Merlo se agruparon en comisiones con el fin de evaluar la situación e implementar las reformas que fuesen necesarias. La primera comisión se fundó en 1855 y fue reemplazada por una segunda creada en 1859.

Dependiendo, aún, políticamente de Morón, en 1854 se formó una sociedad que presentó ante el gobierno un proyecto que consistía en la construcción de la primera línea férrea argentina cuyo nombre sería Ferrocarril del Oeste. Dicho ferrocarril partiría de Plaza del Parque (donde hoy se encuentra el Teatro Colón) y se extendería a lo largo de 21 kilómetros, internándose en la campaña en dirección al oeste, siendo Merlo uno de los pueblos beneficiados ya que sería atravesado por dicho ramal, conectándolo de nuevo, con la ciudad de Buenos Aires. El primer tramo, que abarcaba hasta Estación Flores quedó inaugurado el 30 de agosto de 1857 y dos años más tarde se terminaba la estación de Merlo en tierras donadas por Manuela Calderón, viuda de Tomás Gibson Pearson, donde hoy está la plaza Bartolomé Mitre.

Debido al buen clima, durante la segunda mitad del siglo XIX, Merlo fue un lugar ideal para las familias de buenos recursos de la ciudad de Buenos Aires ya que instalaban sus casas de fin de semana.

Con el ferrocarril en funcionamiento y el pueblo parcelado, se proyectó la construcción de una escuela y la reconstrucción de la iglesia. En 1862 se inauguró la escuela, la cual contaba con dos aulas destinadas a alumnos (varones) y dos piezas más, una para el preceptor y otra destinada a ser utilizada como oficina. Recién en 1866 comenzó a funcionar la escuela de niñas dirigida por damas de la sociedad de beneficencia. Contemporáneamente se emprendió la construcción del nuevo templo adoptando un estilo gótico. Finalmente, en 1864 finalizó la obra y se abrieron las puertas de la Iglesia “Nuestra Señora de la Merced”, que aún continúa funcionando.

En vista de los progresos de aquellos años, los vecinos comenzaron a abogar por la independencia de la municipalidad de Morón, logrando la misma en 1864 por medio de la ley de municipalidades. Así fue como se asignaron los límites y el nombre del nuevo partido: Merlo.

Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

Casi inmediatamente se inauguró la primera oficina de correos, se dispuso la creación del matadero municipal y del cementerio local.

Años más tarde, en 1884 se colocó la piedra fundamental en un lote donado por el vecino Don Pedro Pereira, en el mismo lugar donde hoy se encuentra la Casa Municipal. El edificio quedó finalizado al año siguiente y continuó funcionando como sede municipal hasta ser demolido en 1937 cuando fue reemplazado por el actualmente en uso.

El trazado del ramal Merlo – Lobos entre 1870 y 1872 dio lugar al nacimiento de un nuevo pueblo, Marcos Paz, el cual se independizó del partido en 1878. Este nuevo pueblo, junto con la sesión de tierras al partido de General Rodríguez acarreo a Merlo una gran pérdida de su superficie. Las postrimerías del siglo XIX también vieron el nacimiento de una nueva localidad, Pontevedra, fundada fundamentalmente por inmigrantes, y que aún hoy integra el seno del partido.

En 1913 se instala la primera usina eléctrica en el lugar donde hoy están las oficinas de Edenor, y al año siguiente, si bien se terminó el primer adoquinado, el pueblo todavía no tenía un centro médico. Gracias a donaciones municipales y vecinales, el hospital se pudo construir y equipar, aunque para esto último también se necesitaron donaciones nacionales. La apertura de este se llevó a cabo en 1929 y aún continúa funcionando bajo el nombre “Hospital Eva Perón”. Un año más tarde, comenzó a funcionar la primera comisaría.

Desde su fundación y hasta fines de los años cuarenta gran parte de la economía del pueblo estuvo volcada a las actividades agrícola-ganaderas. Sin embargo, había algunas industrias como ser los molinos harineros y los hornos de ladrillos que representaron un papel determinante en el surgimiento de otra de las localidades que componen el partido, Padua.

Posteriormente, entre los cuarenta y cincuenta, si bien se habilitaron algunas industrias como laboratorios Vick, Seven-Up, Olivetti, I.M.S.A., etc., esta nunca fue una ciudad mayoritariamente industrial. Aun así, debido a las inmigraciones internas de los años 50 y 60 se produjo una ola poblacional del segundo cordón del conurbano provocando un crecimiento del 300% entre los censos de 1947 y 1960, continuando con esta tendencia hasta la década del 70.

Este desarrollo acelerado hizo de Merlo una ciudad con un gran número de locales y una avenida Libertador que creció día a día, dando luz al gran centro comercial que hoy se conoce. Además, entre los 70 y los 80 arribaron el Teatro Enrique Santos Discépolo y el puente Merlo Norte-Sur.

4.3. Nivel socioeconómico y cultural de la población.

El nivel socioeconómico de la población se dimensiona a partir del Índice de Nivel Socioeconómico, el cual sigue los lineamientos del Índice de Privación Material de los Hogares (IPMH), según metodología de INDEC para medir la pobreza.

Dicho índice identifica a los hogares según su situación de privación material en cuanto a dos dimensiones: privación de recursos patrimoniales, y privación de recursos

corrientes. La dimensión patrimonial se mide a través del indicador de Condiciones Habitacionales (CONDHAB), de índole más estable y estructural, y la de recursos corrientes a través del indicador de Capacidad Económica (CAPECO), que generalmente registra variaciones más frecuentes según los ciclos económicos.

Salud: de acuerdo con el censo nacional del año 2010, resultó que un 46% de la población no posee cobertura alguna, y que 42% del total recibe asistencia por medio de obras sociales, incluyendo la obra social del estado PAMI. Por consiguiente, el 8% posee cobertura de una prepaga por medio de una obra social, y que un 2% accede a éstas de forma directa. Por último, solo un 1% de la población del partido accede a programas o planes estatales de salud.

Educación: se analizan los indicadores de educación, de la población del municipio considerando el alfabetismo, las condiciones de asistencia escolar y el uso de computadora, en este sentido, se tiene que el 93% de la población sabe leer y escribir.

En cuanto al mayor nivel de educación, el 30% de las personas que estudiaron tuvieron acceso al nivel secundario, y sólo un 5% al universitario.

El 48,58% de la población de tres años y más, que habita viviendas particulares en Merlo, utiliza computadora.

Indicadores laborales: de acuerdo con los datos del Censo de población, hogares y viviendas del año 2010, Merlo tiene una población de 390.676 individuos. De ellos el 35,26% conforman la población inactiva y una población económicamente activa del 64,74%; con un registro de ocupación del 92,7% y desocupación del 7,3%.

Hogares: el censo 2010 registra 147.186 hogares en el partido de Merlo. De ellos 17.552 son hogares con necesidades básicas insatisfechas, los que representan el 11,93% del total del municipio.

En cuanto a la provisión y procedencia del agua el 81,9% de los hogares del municipio poseen cañería dentro de la vivienda para proveerse de agua poco más del 8% por debajo de los hogares con estas condiciones de la provincia de Buenos Aires y casi 7% por debajo de los mismos hogares de los 24 partidos del GBA. Un dato relevante para señalar es que el 16,2% de los hogares de Merlo tienen cañería fuera de la vivienda, pero dentro del terreno, este registro es superior a los totales de los restantes recortes territoriales considerados.

Vivienda: el tipo de vivienda predominante en el partido es la casa (90,69%), seguido por las casillas (4,12%) y los departamentos (4,08%). Los restantes registros no superan el dígito.

El mayor porcentaje de las viviendas de Merlo muestra, de acuerdo con la calidad de los materiales, un indicador CALMAT I (51,58%), CALMAT II (27,4%) y CALMAT III (19,48%), agrupando entre ellos más del 98% de las viviendas del partido.

De acuerdo con la calidad de las conexiones a servicios básicos, las viviendas de Merlo presentan una distribución y proporción semejante a los registros correspondientes al total provincial, que se caracteriza por poseer mayoría de viviendas con una calidad de conexión satisfactoria, seguidos por las que tienen una calidad de conexión insuficiente y por último las de calidad de conexión básica.

Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

4.4. Economía y empleo.

La estructura económico-productiva de Merlo se caracteriza por una mayor producción de bienes (51,25%) sobre la producción de servicios (48,75%).

En cuanto a la producción de servicios, el mayor aporte al sector lo realiza el rubro de servicios inmobiliarios, empresariales y de alquiler (31%), en segundo lugar, los servicios de transporte, de almacenamiento y de comunicaciones que representan el 20,53%. Estos servicios aportan el 15,11% en el caso de los servicios inmobiliarios, representando el segundo rubro más importante de la economía productiva total de Merlo y el 10,1% en el segundo caso, representando el tercer rubro respectivamente.

Le sigue en importancia el comercio al por mayor, al por menor, reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos con el 19,63%. Los restantes servicios poseen registros inferiores al 8%, siendo el servicio de enseñanza el más alto, representando el 7,34% y el servicio de hotelería y restaurantes con el 5,82%.

La industria manufacturera, que representa más del 94,25% de la producción de bienes, es el rubro de mayor aporte (48,30%) a la economía productiva total del municipio. Los otros rubros registran una participación baja en la producción de bienes, son: la construcción (3,07%) y electricidad, gas y agua (2,54%), los que representan el 1,57% y 1,30% de la economía productiva total del municipio, respectivamente.

El rubro de producción de bienes correspondiente a la agricultura, ganadería, caza y silvicultura aporta el 0,14% de la economía productiva total del municipio.

Si analizamos el aporte del producto que el Municipio realiza al resto del conurbano observamos que se destaca el aporte que realiza la producción de servicios de hotelería y restaurantes con el 7,55% ocupando el tercer lugar en la zona.

4.5. Infraestructura existente.

En el partido de Merlo, la infraestructura y la construcción están determinadas por la concentración de la población siendo por ello que la mayor cantidad de servicios se ha desarrollado en las áreas de población más antiguas por influencia del ferrocarril.

■ Energía eléctrica.

El suministro de energía eléctrica lo realiza la empresa **edenor** prácticamente en su totalidad y cubre toda el área urbanizada dependiendo del sistema interconectado nacional argentino.

Según datos del año 2016 (última actualización) elaborados por la Secretaría de Energía, en el partido de Merlo se consumió 838.052 MWh.

MWh							
Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Oficial	Usuarios
838.052	612.833	104.665	41.993	2.812	49.958	25.791	172.065

▪ **Agua y cloacas.**

El servicio de agua potable y cloacas en el partido de Merlo está a cargo de la empresa Aguas y Saneamientos Argentinos (AySA) perteneciente al estado nacional.

Según al censo nacional 2010, para el municipio de Merlo, el 47,2% de los hogares tenía acceso a agua de red y sólo el 21,05% contaba con red cloacal.

▪ **Gas.**

Según el censo nacional 2010, del total de los hogares del municipio de Merlo, el 47,58% era suministrado por la empresa distribuidora Naturgy BAN S.A., el resto utilizaba gas en garrafa u otro tipo de combustible.

En tal sentido, al ser un servicio asociado a la consolidación de los tejidos urbanos, la distribución del servicio de gas por red permite reconocer aquellas áreas de mejor desarrollo urbano y con mayor presencia de servicios sociales, al respecto el partido presenta una buena cobertura. En las zonas donde no llega esta cobertura utilizan gas envasado.

▪ **Recolección de Residuos.**

El servicio de recolección domiciliaria de residuos se encuentra a cargo de los municipios a través de empresas contratadas. El servicio comprende la recolección y transporte de residuos domiciliarios, ramas, montículos, objetos voluminosos, césped, tierra y escombros, entre otras cosas. Además, incluye el barrido mecánico y manual en todas las cuadras del distrito y la limpieza de sumideros para desobstruir el sistema hídrico.

La disposición final de los residuos se realiza en el CEAMSE (Coordinación Ecológica Área Metropolitana Sociedad del Estado).

Asimismo, el partido cuenta con distintos programas para la gestión de residuos reciclables.

▪ **Accesibilidad.**

Red Vial:

Los principales accesos que conectan Merlo con otras localidades del Gran Buenos aires y de la ciudad de Buenos Aires son:

- Ruta Provincial N°7.
- Ruta Provincial N°21.
- Ruta Provincial N°40.
- Ruta Provincial N°1001.
- Ruta Provincial N°1003.



Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

Ferrocarril:

El partido de Merlo se conecta con otras localidades del Gran Buenos Aires y la Ciudad de Buenos Aires mediante dos líneas ferroviarias.

- Línea Belgrano Sur: Dr. A. Sáenz, Villa Soldati, Pte. Illia, Lugano, Villa Madero, M. del Fournier, Tapiales, Aldo Bonzi, María S. de Mendeville, José Ingenieros, J. Villegas, Isidro Casanova, Rafael Castillo, Merlo Gómez, Libertad, Marinos del Crucero Gral. Belgrano.
- Línea Sarmiento (Merlo-Lobos): Once, Cabalito, Flores, Floresta, Villa Luro, Liniers, Ciudadela, Ramos Mejía, Haedo, Morón, Castelar, Ituzaingó, San Antonio de Padua, Merlo, Km 34.5, Agustín Ferrari, Mariano Acosta, Marcos Paz, Zamudio, Hornos, Las Heras, Speratti, Zapiola, Empalme Lobos, Lobos.

Transporte público automotor de pasajeros:

Algunas líneas de colectivo que atraviesa el partido de Merlo son:

- Línea 136: realiza el trayecto Primera Junta (Caballito) - Marcos Paz - Navarro.
- Línea 153: une Primera Junta (Caballito) con Barrio Nuevo de la localidad de Libertad. Accede a Libertad por la Ruta 21.
- Línea 166: une la estación 3 de Febrero con la estación Morón y con la localidad de Libertad. Accede a Libertad por la Ruta 1003.
- Línea 238: conecta las localidades de Haedo, Ingeniero Brian, Morón, Castelar, Ituzaingó, Libertad, Barrio La Teja, Merlo Gómez.
- Línea 297: conecta Merlo con 20 de Junio (La Matanza).
- Línea 312: une el partido de Moreno, con Merlo e Ituzaingó.
- Línea 500: conecta las localidades de Libertad, Parque San Martín, Pontevedra y San Antonio de Padua.

■ Vivienda.

Un dato que proporciona el censo 2010 es que, para el partido de Merlo del total de 135.796 de hogares censados, 123.149 corresponden a casas, 5.591 a casillas, 754 a ranchos y 5.544 a departamentos.

CAPÍTULO 4 – IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.

1. Metodología.

En una matriz de evaluación de impactos ambientales se ha realizado la identificación, descripción y cuantificación de los impactos ambientales previstos para el proyecto, tanto para la etapa de construcción como para la de explotación y mantenimiento.

La identificación y evaluación de impactos se realizó considerando:

- Revisión y análisis de información disponible.
- Relevamiento in situ del área del proyecto.
- Confección de una lista de acciones y actividades del proyecto.
- Definición de los factores ambientales relevantes para el proyecto y su entorno, siguiendo los lineamientos de las normativas dictadas a tal efecto.
- Identificación de las posibles interacciones entre las acciones del proyecto y los factores ambientales.
- Evaluación de los impactos de dichas acciones sobre los factores del ambiente considerados, según los criterios que se especifican a continuación:

MATRIZ DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Para la calificación de los impactos se utilizan los siguientes factores de ponderación:

SIGNO:	- (perjudicial)		+ (beneficioso)
DURACIÓN:	T (temporal)		P (permanente)
INTENSIDAD:	E (elevado)	M (media)	L (leve)
DISPERSIÓN:	F (focalizado)		D (disperso)

SIGNO: se refiere a si el impacto sobre el factor considerado tiene un efecto positivo/beneficioso (+) o negativo/perjudicial (-) o no existe ().

Un impacto se considera negativo cuando se modifica un factor ambiental alterando el equilibrio existente entre éste y los demás factores. Mientras que un impacto se considera positivo cuando la alteración del factor resulta favorable al mismo y/o a la interacción de éste con los demás factores.

DURACIÓN: se refiere al tiempo que dura la acción impactante. Se la califica de temporaria (T) o permanente (P).

En el caso del proyecto analizado habrá acciones que ocurrirán sólo en la etapa de construcción, pero su efecto perdurará más allá de la ejecución de dicha acción; en ese caso, los impactos se califican como permanentes. Los que persisten sólo durante la realización de la acción impactante se consideran temporarios.

INTENSIDAD: se refiere al alcance o dimensión con que el impacto se manifiesta. En este caso será evaluado en orden creciente como leve (L), media (M) y elevada (E).

En el caso de los impactos negativos, la calificación “leve” indica que la afectación existe, pero es muy baja y el recurso no resulta dañado en su esencia. La calificación “media” indica que el impacto tiene cierta importancia y el recurso de que se trate resulta afectado en un grado considerable. La calificación “elevada” implica un impacto significativo, como puede ser riesgo de pérdida, hasta pérdida total del recurso.

En el caso de los impactos positivos, la calificación de “leve” indica que el beneficio que resulta de esa acción del proyecto es poco relevante. La calificación “media” expresa que la acción es favorable/beneficiosa. La calificación “elevada” implica que los beneficios de esa acción sobre el o los componentes del medio son significativos, e involucran a la mayoría o la totalidad del componente considerado.

DISPERSIÓN: se refiere al efecto del impacto que puede ser focalizado (F) al sitio donde se genera la acción, o disperso (D), extendiéndose más allá del sitio de origen de la acción impactante, tanto en el caso de los impactos positivos como en el de los negativos.

2. Impactos ambientales.

Se evaluaron los siguientes aspectos, para las etapas de construcción y, explotación y mantenimiento:

- Intrusión visual;
- Ruido y vibraciones;
- Campos electromagnéticos;
- Afectación del patrimonio cultural;
- Afectación de la flora;
- Afectación de la fauna;
- Seguridad pública;
- Ocupación del espacio;
- Afectación del suelo;
- Afectación de las aguas superficiales;
- Afectación de la calidad del aire;
- Afectación del tránsito vehicular;
- Afectación del tránsito peatonal;
- Afectación de otros servicios;
- Afectación de la actividad comercial;
- Generación de empleo;
- Gestión de los residuos;
- Abastecimiento energético.

1.1. Matriz de impactos.

Impacto: Aspecto Visual	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La ampliación de la subestación producirá una leve alteración del paisaje dado que las tareas se realizarán exclusivamente dentro del predio destinado al proyecto. Los impactos en esta etapa serán temporales y esporádicos, produciéndose en momentos puntuales de la obra como consecuencia del aporte de materiales y equipos a la misma.	Considerando que las obras de ampliación se suscriben al perímetro actual, las inmediaciones mantendrán la actual visión y la ampliación de la subestación no generará intrusión visual alguna una vez que se encuentre en funcionamiento. Por otro lado, el mantenimiento del equipamiento no implica un impacto visual ya que quedará suscripto dentro de la subestación.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Ruido y vibraciones	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La emisión de ruidos que se genere durante esta etapa podrá deberse al propio nivel sonoro generado por las maquinarias, vehículos y el personal abocado a las tareas de obra, afectación que será temporal mientras duren las obras, muy puntual y que incidirá sobre una baja densidad de población aledaña a la construcción.	El nivel de ruido de los transformadores de potencia instalados en la subestación cumplirá con las Norma IRAM 2437, permitiendo asegurar un nivel de ruido que se encuentre por debajo de los niveles admitidos por la norma IRAM 4062 "Ruidos molestos al vecindario".
- TLF	- PLF
Impacto: Campos electromagnéticos	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Al no haber transporte de energía en la fase de montaje del equipamiento, no habrá emisiones de este tipo.	Las emisiones de campo eléctrico y magnético de las subestaciones de edenor respetarán los límites recomendados por la OMS, el IRPA, como así también la Resolución de la Secretaría de Energía N° 77/98: Valor admisible de Campo Eléctrico: 3 kV/m y Valor admisible de Campo Magnético: 25 uT, ambos medidos en el perímetro de la subestación, a 1 metro del nivel del suelo.
NO EXISTE	- PLF
Impacto: Afectación del patrimonio cultural	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
El proyecto no produce afectación del patrimonio histórico/cultural de la zona ya que la obra no involucra monumentos, bienes inmuebles y muebles que se identifiquen con valor estético, arquitectónico y/o arqueológico, como así tampoco modifica panoramas apreciados por la comunidad o declarados de interés público por autoridades competentes.	El proyecto no produce afectación del patrimonio histórico/cultural de la zona ya que la obra no involucra monumentos, bienes inmuebles y muebles que se identifiquen con valor estético, arquitectónico y/o arqueológico, como así tampoco modifica panoramas apreciados por la comunidad o declarados de interés público por autoridades competentes.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación de la flora	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Al tratarse de un área despojada de especies vegetales no habrá afectación sobre este recurso.	Al tratarse de un área despojada de especies vegetales no habrá afectación sobre este recurso.
NO EXISTE	NO EXISTE

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
Ampliación S.E. Pantanosa – 2x300MVA 220/132kV
Partido de Merlo – Provincia de Buenos Aires

Impacto: Afectación de la fauna	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La fauna presente en el área de estudio, que se encuentra compuesta principalmente por las aves que busca alimentos en el espacio limpio destinado a la ampliación, puede resultar levemente afectada al producirse disturbios en su hábitat durante las obras. No obstante, se estima que los animales se alejen de las zonas de obra mientras éstas se realicen.	Al tratarse de un área abierta, habrá una potencial afectación sobre la fauna dado que la misma puede tener contacto con las instalaciones de la subestación. De todos modos, no incrementa el impacto dado que no modifica la actual situación.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Seguridad pública	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la ejecución de los trabajos, y en todo momento, se adoptarán todas las medidas de seguridad que indiquen las reglamentaciones al respecto elaboradas por edenor y el ENRE, de todos modos, no habrá afectación a la seguridad pública por tratarse de un recinto cerrado y privado.	Las tareas de mantenimiento que pudieran llegar a surgir en la etapa de explotación de la subestación se realizarán exclusivamente dentro del edificio, representando éste un espacio cerrado y privado. Por consiguiente, estas tareas no generarán afectación sobre la seguridad pública.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Ocupación del espacio	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Al tratarse de una ampliación dentro de los límites actuales de la subestación, no habrá afectación sobre este recurso.	Al tratarse de una ampliación dentro de los límites actuales de la subestación, no habrá afectación sobre este recurso.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación del suelo	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Los suelos de la zona donde se realicen las obras resultarán afectados en distinto grado debido a acciones tales como la limpieza de la zona de trabajo, el tránsito de maquinarias, pero principalmente por el relleno del suelo necesarias para las tareas de ampliación que se llevarán a cabo en la subestación. La disposición de los materiales sobrantes de obra, de acuerdo a lo estipulado en los procedimientos elaborados por edenor , evitará la posible afectación sobre este recurso que podría generar la incorrecta disposición de estos.	La ampliación de la subestación producirá una ocupación permanente, acotada al terreno de emplazamiento.
- TLF	- PLF
Impacto: Afectación de las aguas superficiales	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
El contratista deberá cumplir mientras dure la obra, con el tratamiento y disposición adecuada de los materiales en uso, así como con una adecuada gestión de los residuos, de acuerdo a lo establecido en los procedimientos ambientales establecidos por edenor . Se prevé que no habrá afectación a las aguas superficiales por vertidos o vuelcos de sustancias que puedan alterar las características actuales de los cuerpos de agua receptores.	No se producirá ningún cambio en el volumen de aguas de escorrentía que lleguen a los desagües pluviales de la zona por lo que no generará alteraciones en los cursos de aguas superficiales.
NO EXISTE	NO EXISTE



Inga Silvana F. Feliciani
RÚP 001649

Impacto: Afectación de la calidad del aire	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La afectación de la calidad de aire podría ocurrir fundamentalmente durante la etapa de obras debido al aumento o modificación temporaria de la concentración del material particulado y por la emisión de gases de combustión de maquinarias y vehículos. Dado que esto no se puede considerar como contaminación del aire, sólo se considerará como una afectación leve y temporaria mientras duren las obras.	La subestación no genera alteraciones en la calidad del aire, salvo en las tareas ocasionales de mantenimiento en las que podrían producirse emisiones de gases, pero se consideran despreciables debido a su baja frecuencia y baja intensidad.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Afectación del tránsito vehicular	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La ampliación de la subestación no producirá alteraciones relevantes en la trama circulatoria más que las que se pudieran generar durante el traslado de equipamiento hacia la misma. Por lo tanto, se considera un impacto leve, temporal y focalizado.	Una vez finalizadas las obras, no existirá ningún tipo de afectación sobre el tránsito vehicular que pudiera existir en la zona por tratarse de un recinto cerrado y privado.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Afectación del tránsito peatonal	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante las obras de ampliación de la subestación no habrá afectación sobre el tránsito peatonal por tratarse de un recinto cerrado y privado.	Una vez en funcionamiento el nuevo equipamiento, no habrá afectación sobre el tránsito peatonal por tratarse de un recinto cerrado y privado.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación de otros servicios	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La obra de construcción a llevarse a cabo se desarrolla íntegramente dentro del predio destinado a la ampliación de la subestación, no produciendo ninguna alteración a los servicios que actualmente se prestan en la zona de influencia.	La puesta en servicio del nuevo equipamiento en la subestación no producirá afectación sobre otros servicios.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación de la actividad comercial	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la etapa de obras el comercio puede verse leve y positivamente afectado ya que la mano de obra involucrada en el proyecto podría generar un aumento del consumo en la zona de influencia de la subestación.	Se prevé un impacto positivo en este factor ya que se generará un beneficio considerable sobre la población al favorecer la disponibilidad de energía para usos comerciales e industriales.
+ TLF	+ PEF

Impacto: Generación de empleo	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la etapa de obras se generarán nuevos puestos de trabajo, lo cual en definitiva implicará una mejora en la calidad de vida de dichos empleados, aunque sea temporalmente mientras duren las obras.	Durante la etapa de explotación no se generará empleo. Del mantenimiento se encargará personal propio o contratista ya vinculado a la empresa, por lo que no se considera un impacto de este tipo.
+ TLF	NO EXISTE
Impacto: Gestión de los residuos	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Dado que el contratista en todo momento, mientras duren las obras, deberá gestionar adecuadamente tanto los materiales como los residuos generados, se considera que esto afectará positivamente a las áreas donde se realicen las obras.	edenor posee procedimientos para la gestión de todos los tipos de residuos generados. El personal responsable de la subestación se encargará de realizar la correcta separación y almacenamiento de estos para gestionar su posterior disposición final con las empresas contratadas para tal fin. Esto se traduce en una afectación positiva para la zona.
+ TLF	+ PMF
Impacto: Abastecimiento energético	
Etapa: Ampliación	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la etapa de obras no habrá modificaciones en el abastecimiento actual de los clientes de la zona. Se realizarán los trabajos tratando de mantener la calidad de producto y de servicio en la zona involucrada.	El proyecto no sólo permitirá mejorar la calidad del servicio y la calidad del producto, sino que todas las acciones involucradas por el mismo garantizarán el abastecimiento energético estable y seguro para toda el área y en especial para los clientes críticos como hospitales, escuelas e industrias, entre otros.
+ TLF	+ PED



Inga. Silvana F. Feliciani
 RUP-001649

3. Conclusiones a partir de la identificación de impactos.

Se analizó el proyecto de ampliación de la S.E. Pantanosa en cuanto al desarrollo de las obras de construcción de dos edificios para la instalación y puesta en servicio de equipos GIS, de 220kV y 132kV; y la instalación y puesta en servicio de un transformador de 300 MVA.

Se evaluaron las complejidades de obra, los impactos urbanos, socioculturales, sobre el medio físico y la interferencia con otros servicios detectados durante el relevamiento in situ.

3.1. Ampliación de la subestación.

En la etapa de ampliación y montaje del nuevo equipamiento, el 33% de los impactos evaluados corresponde a impactos negativos, leves y focalizados que se realizarán durante las obras. El 22% corresponde a impactos positivos, leves y focalizados relacionados con la actividad comercial, generación de empleos, gestión de residuos y abastecimiento energético, y el 45% corresponde a impactos que no afectan al medio circundante.

En la etapa de explotación y mantenimiento de la subestación, resulta que el 67% de los impactos se consideran que no afecta a los factores ambientales evaluados, un 17% considera a los impactos negativos (leves y focalizados) relacionados a la generación ruidos, campos electromagnéticos y afectación del suelo. En este sentido, se destaca que las emisiones se encontrarán totalmente controladas, monitoreadas y dentro de los parámetros exigidos por la reglamentación. El 16% restante corresponde a la generación de impactos positivos, entre ellos afectación de la actividad comercial, la gestión de residuos y el abastecimiento energético.

3.2. Conclusiones.

Para la **ampliación de la subestación**, el estudio realizado sobre el proyecto y a partir de la evaluación de la matriz de identificación y evaluación de impactos presentada anteriormente y teniendo en cuenta que, terminada la obra, la misma no presenta alteraciones relevantes a la realidad que presentará la zona en un futuro inmediato, este proyecto presentará en general un efecto considerado como de **Impacto Ambiental Leve**, tanto para la construcción como para su explotación y mantenimiento.

CUADRO RESUMEN - MATRIZ DE IMPACTOS AMBIENTALES

■ ETAPA DE AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.


Etapa: Ampliación			Impactos evaluados	%	%	%
- TLF	+ TLF	No Existe				
6	4	8	18	33	22	44

Etapa: Ampliación																	
Impacto Visual	Ruidos y vibraciones	Campos electro-magnéticos	Patrimonio Cultural	Afectación de la flora	Afectación de la fauna	Seguridad pública	Ocupación del espacio	Afectación del suelo	Afectación de las aguas superficiales	Afectación de la calidad del aire	Afectación del tránsito vehicular	Afectación del tránsito peatonal	Afectación de otros servicios	Afectación de la actividad comercial	Generación de empleo	Gestión de residuos	Abastecimiento energético
- TLF	- TLF	No Existe	No Existe	No Existe	- TLF	No Existe	No Existe	- TLF	No Existe	- TLF	- TLF	No Existe	No Existe	+ TLF	+ TLF	+ TLF	+ TLF

■ ETAPA DE EXPLOTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.

Etapa: Explotación y Mantenimiento					Impactos evaluados	%	%	%	%	%
- PLF	+ PMF	+ PEF	+ PED	No Existe						
3	1	1	1	12	18	17	6	6	6	67

Etapa: Explotación y Mantenimiento																	
Impacto Visual	Ruidos y vibraciones	Campos electro-magnéticos	Patrimonio Cultural	Afectación de la flora	Afectación de la fauna	Seguridad pública	Ocupación del espacio	Afectación del suelo	Afectación de las aguas superficiales	Afectación de la calidad del aire	Afectación del tránsito vehicular	Afectación del tránsito peatonal	Afectación de otros servicios	Afectación de la actividad comercial	Generación de empleo	Gestión de residuos	Abastecimiento energético
No Existe	- PLF	- PLF	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	- PLF	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	+ PEF	No Existe	+ PMF	+ PED


 Inga Silvana F. Feliciani
 RUP4001649

CAPÍTULO 5 – MEDIDAS PARA GESTIONAR IMPACTOS AMBIENTALES.

En este capítulo se dan a conocer las medidas de prevención y acciones mínimas a seguir, con la finalidad de prevenir, mitigar, corregir y/o compensar los impactos negativos que el electroducto de vinculación pueda ocasionar en las etapas de construcción y explotación y mantenimiento.

ETAPA DE INSTALACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES		
ACTIVIDAD	IMPACTOS ASOCIADOS	GESTIÓN
MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS, GRÚAS, MATERIALES Y PERSONAS	<p>Restricción a las condiciones de circulación y sobrecarga de la infraestructura vial.</p> <p>Afectación a la normal circulación peatonal y vehicular de la zona.</p> <p>Posible deterioro de los suelos y vegetación.</p> <p>Incrementación en los niveles de ruido y generación y dispersión de polvo.</p> <p>Contaminación del aire por emisión de gases producto de la combustión de combustibles fósiles de los vehículos.</p> <p>Contaminación de recursos y/o ductos viales por pérdidas de hidrocarburos de vehículos por rotura de equipos contaminantes.</p> <p>Riesgo de accidentes de personal de obra o terceros en tareas de carga y descarga de materiales.</p> <p>Ocupación temporaria de espacio para estacionamiento de máquinas y equipos móviles.</p> <p>Impacto visual por movilización de equipos, grúas, materiales y personas.</p>	<p>Avisar a las autoridades Municipales sobre el transporte de materiales dentro de la ciudad.</p> <p>Solicitar a la Dirección de Tránsito del municipio, en caso de ser necesario el corte y/o desvíos de calles para el transporte del transformador al sitio de instalación.</p> <p>Control de velocidades de desplazamientos de vehículos y/o máquinas por rutas programadas.</p> <p>Control de cargas: alturas y pesos máximos permitidos.</p>

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
 Ampliación S.E. Pantanosa – 2x300MVA 220/132kV
 Partido de Merlo – Provincia de Buenos Aires

OBRAS CIVILES	<p>Compactación del suelo. Impacto visual por el movimiento de operarios, estructuras y equipos. Contaminación del suelo por vertidos no controlados de las hormigoneras. Suspensión de operaciones por períodos prolongados.</p>	<p>Estudio previo de los suelos. Medidas de señalización. Adecuado almacenamiento y disposición del material sobrante. Utilización de contenedores para la disposición de los desechos. Cumplimiento de las normas de Seguridad e Higiene laboral. Utilización de materiales similares a los encontrados en la línea de base.</p>
TAREAS GENERALES DE CONSTRUCCIÓN	<p>Generación de residuos inertes, especiales y urbanos. Contaminación de suelos por inadecuada segregación de residuos. Acumulación prolongada de materiales. Generación de material particulado. Perturbación a la salud de los operarios y fauna avícola por emisión de ruidos molestos. Riesgo de accidentes del personal en tareas de izado, pivotamiento, nivelación, cimentación de estructuras y pórticos en tendidos y montajes electromecánicos en predio de la S.E. Afectación a la normal circulación vehicular en la zona próxima al predio. Intrusión visual.</p>	<p>Clasificación, almacenamiento y segregación de residuos. Correcta disposición final de residuos mediante empresas habilitadas. Utilización de elemento de protección y seguridad personal. Utilización de absorbentes y adecuada recolección de estos.</p>
INSTALACIÓN DE EQUIPAMIENTO GIS	<p>Gas de efecto invernadero: Probabilidad de contaminación del aire por fugas de gas ante roturas del equipamiento. Contribución al cambio climático. Riesgo de accidentes personales por manipuleo inadecuado en el montaje.</p>	<p>Aparatos sellados que cuentan con sistema de monitoreo. Personal capacitado y disponibilidad de medios y recursos necesarios para prevenir y remediar eventos no deseados. Elementos de protección personal. Procedimiento de prevención y remediación en caso de contingencias durante el desarrollo de las tareas.</p>

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
Ampliación S.E. Pantanosa – 2x300MVA 220/132kV
Partido de Merlo – Provincia de Buenos Aires

INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR	<p>Contaminación de suelos por pérdidas o derrames de aceite mineral o de electrolito.</p> <p>Riesgo de pérdida en la calidad de los recursos.</p> <p>Aumento de riesgo de lesiones por accidentes personales.</p> <p>Almacenamiento o manipuleo inadecuado de los tambores de reposición.</p>	<p>Construcción de batea individual de hormigón.</p> <p>Kit de contención de derrames.</p> <p>Prevención y remediación de derrames.</p> <p>Disposición de almacenamientos adecuados.</p> <p>Verificación de la hermeticidad del equipamiento.</p> <p>Prohibición de uso de PCB.</p>
------------------------------	--	---

ETAPA DE MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN		
ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO	GESTIÓN
MANTENIMIENTO Y LIMPIEZA	<p>Inadecuado estado de aseo y falla del equipo que pueden originar un agravamiento en caso de un siniestro.</p> <p>Riesgo al personal de operaciones por falta de EPP.</p>	<p>Plan de mantenimiento y limpieza de la subestación.</p> <p>Utilización de EPP.</p> <p>Utilización de protección en edificios.</p> <p>Verificación periódica del estado de conservación y vencimiento de equipos de prevención</p>
INSPECCION DE INSTALACIONES	<p>Prevención de ocurrencia de potenciales contingencias.</p> <p>Potencial afectación a la seguridad, salud y calidad de vida de la población ante ocurrencias de contingencias no deseadas por falta de supervisión.</p> <p>Ruido audible, radio-interferencia, generación de tensiones inducidas, descargas eléctricas, efecto corona, choque eléctrico, efecto por presencia de otras instalaciones.</p>	<p>Prevención de emergencias o incidentes ambientales mediante el cumplimiento del plan de mantenimiento.</p> <p>Plan de gestión ambiental.</p> <p>Monitoreos ambientales obligatorios y periódicos de parámetros (cumplimiento de límites establecidos en la Res. SE 77/98 e IRAM 4062).</p> <p>Capacitación del personal involucrado.</p>
TAREAS PROPIAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	<p>Generación de residuos inertes: Inadecuado almacenamiento y/o segregación.</p> <p>Generación de residuos especiales: Posible contaminación de suelos por inadecuada disposición y segregación de los residuos.</p> <p>Riesgos operativos al personal por tareas afines a la explotación o el mantenimiento de la S.E.</p>	<p>Correcto almacenamiento e identificación de los residuos. Disposición mediante empresa habilitada.</p> <p>Utilización de EPP. Personal capacitado para realizar el mantenimiento preventivo y/o correctivo.</p>

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
 Ampliación S.E. Pantanosa – 2x300MVA 220/132kV
 Partido de Merlo – Provincia de Buenos Aires

<p>PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR</p>	<p>Abastecimiento seguro, en las condiciones adecuadas de seguridad y calidad de servicio, para satisfacer el crecimiento de la demanda de clientes existentes y futuros en la zona. Aumento de la potencia instalada en la zona, disponiendo de mayor reserva para abastecer el crecimiento. Mejoras en las condiciones de explotación de la red de AT. Mejoras en la prestación del servicio y la Distribución de energía eléctrica. Mejoramiento de la calidad del servicio suministrado. Mayor Desarrollo Urbano. Impacto positivo sobre la economía local.</p>	<p>Habilitación de nuevos alimentadores para satisfacer la demanda creciente en virtud de la mayor potencia instalada.</p>
<p>DERRAME O PERDIDAS DE LÍQUIDOS REFRIGERANTES</p>	<p>Contaminación de suelos y/o agua ante pérdidas o derrames de aceite mineral. Riesgo de interrupción del servicio. Aumento del riesgo de accidentes / incidentes de operarios por almacenamiento o manipuleo inadecuado de aceites aislantes. Riesgo para la salud del personal actuante. Pérdidas de rigidez dieléctrica del equipo asociado por contaminación del aceite. Afectación a la actividad industrial, comercial y residencial ante cortes no programados del suministro eléctrico. Generación de desechos.</p>	<p>Instalación de sistemas de contención y recuperación de eventuales pérdidas de líquidos refrigerantes. Controles periódicos de diagnóstico. Riesgos de manipulación y modo de actuar en caso de contingencias. Personal capacitado y disponibilidad de medios y recursos necesarios para prevenir, contener y remediar eventuales derrames de aceites. Recolección adecuada, identificación y disposición de residuos generados.</p>
<p>EMISIONES SONORAS QUE SUPEREN LOS LÍMITES ESTABLECIDOS POR LA NORMATIVA VIGENTE</p>	<p>Perturbaciones a la salud de los vecinos de las instalaciones, operarios y fauna avícola por emisión de ruidos molestos. Molestias por niveles altos de vibraciones.</p>	<p>Monitoreo periódico de niveles sonoros. Mitigación y remediación de ruidos.</p>
<p>CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS</p>	<p>Posible afectación a la seguridad, salud y calidad de vida de la población y/o trabajadores ante ocurrencias de eventuales exposiciones a radiaciones de campos eléctricos y magnéticos por sobre los parámetros establecidos en las normas vigentes.</p>	<p>Estudios previos del dimensionamiento y geometría de las instalaciones. Realización de estudios de emisión de CEM antes y después de efectuadas las obras en estudio. Monitoreo periódico de niveles de campos eléctricos y magnéticos. Mitigaciones p/disminuir la emisión de CEM</p>

CAPÍTULO 6 – PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL.

El Plan de Gestión Ambiental (PGA) aborda el conjunto de aspectos ambientales significativos que surgen del análisis de la importancia ambiental relativa al **proyecto de ampliación de la S.E. Pantanosa**.

Se han contemplado, en el diseño del presente plan, los procedimientos de protección ambiental específicos para la minimización de los impactos asociados con el proyecto de construcción, a partir de la precisión en las medidas de mitigación a aplicar.

La aplicación efectiva del PGA se alcanzará a través de la concientización y capacitación de todo el personal afectado a las obras, con el fin de dar a conocer los impactos ambientales asociados a las tareas a desarrollar y las acciones a implementar, para que cada operario desde su función contribuya a minimizar los impactos mencionados.

1. Programas de seguimiento y control ambiental.

Incluye la descripción de las medidas de prevención y mitigación de los impactos durante la vida útil del proyecto, propuestas acorde a los resultados y conclusiones obtenidas a partir de la identificación y valoración de impactos.

1.1. Capacitaciones Ambientales.

Todo el personal contará con los conocimientos necesarios para evitar que sus actividades generen cualquier tipo de impacto en el ambiente.

Previo al inicio de las obras, tanto los supervisores de obra como el personal afectado a las tareas participarán de una capacitación formal, debidamente documentada, sobre los procedimientos operativos ambientales de **edenor** y el Plan de Contingencias del presente PGA.

Los registros de capacitación estarán en poder del responsable ambiental del contratista y disponibles en el sitio de obras.

1.2. Cartelería Ambiental.

La señalización de las áreas destinadas al acopio transitorio de residuos responderá a lo establecido en el procedimiento operativo ambiental PA-02 "Gestión de Residuos". La cartelería se ubicará dentro de los obradores, en un lugar visible para todo el personal involucrado.

1.3. Manejo de materiales y residuos.

Durante la ejecución de las obras, el contratista cumplirá con las normas ambientales y de seguridad de **edenor** para gestionar adecuadamente tanto los materiales como los residuos generados. Fundamentalmente para la correcta disposición final de materiales, equipos y residuos, para los cuales no se especifique su envío a depósito, se cumplirá con lo establecido en el procedimiento PA-02 "Gestión de residuos".

Ante la emergencia de un derrame de líquidos considerados contaminantes, se tendrá en cuenta el procedimiento PA-08 "Contaminantes Ambientales".

El contratista deberá contar en obra con los elementos adecuados para contener y eliminar un derrame y los recipientes necesarios para almacenar los residuos resultantes (trapos impregnados, latas, envases, etc.).

En el caso particular de los residuos especiales que pudieran llegar a generarse, éstos estarán dispuestos en las inmediaciones del obrador, debidamente señalizado e impermeabilizado. Estos residuos serán retirados de los sitios de acopio o generación por un operador habilitado para tal fin.

En todo momento se mantendrán los desagües libres de cualquier tipo de obstrucción, tal como residuos de limpieza, materiales de construcción, tierra y/o escombros.

Las tareas descritas aportan el orden y prolijidad necesaria para minimizar el impacto de las obras sobre las personas y el entorno.

1.4. Transporte de equipamiento eléctrico.

Durante el transporte, el contratista deberá cumplir con los procedimientos de seguridad en la vía pública vigentes (serie PSP) y normas de ambiente y seguridad industrial (serie PA y PS) emitidas por **edenor**, ya sean las de aplicación general o particular según el tipo de actividad. Asimismo, deberá cumplir con la reglamentación de tránsito vigente asegurando respetar los límites de peso autorizados para las vías de comunicación que se utilicen.

El contratista que tenga a cargo el transporte de equipamiento o materiales que contengan sustancias peligrosas (aceites, solventes, combustibles, etc.) deberá contar con un plan de contingencias ante eventuales incidentes ambientales firmado por un profesional competente.

Dicho plan establece las actuaciones perentorias a ejecutarse en caso de ocurrencia de incidentes ambientales de cualquier tipo (derrames, incendio, etc.) y contemplará la provisión, en el mismo vehículo, de material absorbente para contener potenciales derrames que pudieran ocurrir durante el transporte.

1.5. Protección de flora y fauna.

En cuanto a las obras de ampliación de la subestación tanto la fauna como la flora, no se verán afectadas.

1.6. Movimientos de suelo.

En donde corresponda se realizarán las excavaciones necesarias para los túneles de cables, retirándose la tierra y los escombros de los que se realizará su disposición final conforme a las normas ambientales vigentes.

Donde sea necesario rellenar, se procederá al agregado de tierra tipo A4 convenientemente compactada.

1.7. Cambios no contemplados.

En caso de producirse replanteos o ajustes en la ampliación de la subestación, que puedan generar implicancias no contempladas en la EIA o en el presente PGA, el responsable ambiental y de seguridad de la empresa contratista competente se encargará de detener las tareas y se comunicará inmediatamente con la supervisión de **edenor**.

Personal de la Gerencia de IyOAT de **edenor** se encargará de analizar las modificaciones, procediendo a realizar un informe sobre los cambios necesarios, que será remitido a el área de Medio Ambiente de **edenor**.

Esta área, en virtud de las características de los cambios y del contenido de la EIA y PGA de la obra, evaluará la necesidad de realización de un informe ambiental complementario a dichos documentos, donde se especifiquen los procedimientos de protección ambiental para la minimización de los impactos ambientales específicos asociados a las modificaciones realizadas sobre el proyecto original.

En caso de tener que confeccionar este documento adicional, el mismo será presentado ante las autoridades competentes a fin de obtener la aprobación de las modificaciones.

A posteriori, en función de los permisos obtenidos, la Gerencia de IyOAT autorizarán al contratista a proseguir con las obras.

1.8. Restos arqueológicos, paleontológicos, históricos.

De efectuarse descubrimientos de tipo históricos, arqueológicos o paleontológicos durante las tareas de excavación, el responsable ambiental y de seguridad de la empresa contratista notificará a las autoridades e interrumpirá temporariamente los trabajos. Se asegurará la protección de las piezas con cubiertas y/o defensas hasta que se notifique la orden de reiniciar la obra por parte de las autoridades competentes. Estará terminantemente prohibido el hurto de pieza.

2. Programa de monitoreo.

Una vez en funcionamiento la subestación se dará cumplimiento a la Resolución ENRE 558/22 en lo referido a la medición de los parámetros que se detallan a continuación.

2.1. Campos electromagnéticos.

La normativa nacional de la Secretaría de Energía (Res. SE N° 77/98) establece 250 mG (25 uT) máximo al borde la franja de servidumbre a 1 (un) m del suelo para campo magnético y 3 kV/m máximo al borde de la franja de servidumbre a 1 (un) m del suelo para campo eléctrico.

edenor, en función de su experiencia basada en mediciones y mejora continua en sus diseños de ingeniería, asegura que la citada repotenciación no generará emisiones de campo electromagnético por encima de los valores que establece la Res. SE N° 77/98.

Además, todas las instalaciones de **edenor** se encuentran monitoreadas conforme a la planificación ambiental anual, por lo que las emisiones se encuentran totalmente

Inga Silvana F. Feliciani
RÚP-001649

controladas y dentro de los parámetros exigidos por la reglamentación, tal como lo demuestran los resultados de las mediciones realizadas en las subestaciones bajo nuestro control.

2.2. Contaminación acústica.

El nivel de ruido de los nuevos transformadores de potencia instalados en la subestación cumplirá con las Norma IRAM 2437, permitiendo asegurar un nivel de ruido que se encuentre por debajo de los niveles admitidos por la norma IRAM 4062 “Ruidos molestos al vecindario”.

2.3. Previsiones ante derrames de líquido refrigerante.

Las bases de los transformadores de potencia cuentan con un separador gravimétrico agua/aceite y un tanque de recepción del aceite, impermeabilizado con un volumen suficiente para contener la totalidad de aceite de un transformador, según Resolución ENRE 163/2013.

Una vez producida la separación, el aceite es retirado para su posterior tratamiento y el agua derivada al sistema pluvial, previo paso por una cámara de control de efluentes.

edenor cuenta con el procedimiento PA-11 "Control de drenaje de cámaras separadoras de aceite" para el correcto funcionamiento de la cámara separadora.

3. Programa de contingencias ambientales.

A fin de evitar mayores consecuencias ambientales en el hipotético caso de ocurrencia de un incidente de este tipo (incendios, derrames, etc.), se dispone de un Plan de Contingencias Ambientales.

Si bien las normas de protección ambiental generalmente enfatizan sólo en las acciones inducidas que modifican el ambiente, el plan de contingencias destinado a minimizar los efectos de estas considerará también los eventos naturales que pueden presentarse en el área de obras.

Plan de contingencia.

I. Objetivos:

- a) Optimizar las acciones de control de las emergencias, a fin de proteger la vida de personas, los recursos naturales afectados y los bienes propios y de terceros, lo cual constituye la meta principal del presente plan.
- b) Evitar o minimizar los efectos adversos derivados de las emergencias que se pudieran producir como consecuencia de la ejecución de las operaciones.
- c) Establecer un procedimiento ordenado de las principales acciones a seguir en caso de emergencias y promover en la totalidad del personal el desarrollo de aptitudes y capacidades para afrontar rápidamente dichas situaciones.
- d) Constituir una organización idónea, eficiente y permanentemente adiestrada que permita lograr el correcto uso de los recursos humanos y materiales disponibles a dicho efecto.



Inga Silvana F. Feliciani
RÚP-001649

- e) Identificar y tener previstos todos los medios y mecanismos necesarios para el traslado y evacuación de personas afectadas por alguna de las contingencias que se pudieran producir. Las diferentes tareas involucradas en el Plan dependerán del elemento causante de la contingencia, de las condiciones naturales del sitio donde la misma se localice, de las condiciones meteorológicas y otras, por lo cual en el desarrollo que más abajo se indica se incluyen aquellas consideradas comunes al tipo de contingencia que se trate.

II. Grupo de respuesta:

La esencia del Plan de Contingencias es la de disponer de una instancia de actuación eficiente para una pronta movilización de los medios disponibles, con el objeto de resolver las distintas situaciones de perjuicio ambiental que pudieran producirse.

Para lograr estos objetivos, el jefe del grupo de respuesta debe desarrollar una guía de las acciones a adoptar ante determinada emergencia, así como supervisar, administrar y realizar el conjunto de las tareas de control, bloqueo de instalaciones, limpieza, recuperación, disposición de residuos y comunicaciones.

La composición del Grupo de Respuesta estará organizada por obra de la siguiente manera:

- Un jefe del grupo, que será el responsable de medio ambiente de la empresa contratista.
- Un jefe de obra y los supervisores de obras de dicho contratista, y
- Un supervisor de obra de **edenor** quienes serán los encargados de reportar las novedades a la Gerencia de IyOAT, quien en coordinación con el área de Relaciones Institucionales (RR.II.) de **edenor** serán los responsables del contacto con las partes interesadas.

El jefe del Grupo de Respuesta tendrá la responsabilidad de:

- A. Coordinar planes de contingencia específicos,
- B. Elaborar estrategias alternativas para las distintas situaciones de riesgo,
- C. Organizar los cursos de capacitación del personal en general y de los grupos auxiliares,
- D. Disponer la movilización de equipos y materiales,
- E. Reportar las novedades a los niveles gerenciales del contratista y de **edenor**,
- F. Realizar tareas preventivas de campo,
- G. Conocer los puntos más vulnerables de la instalación y del entorno,
- H. Realizar tareas de campo durante las emergencias,
- I. Supervisar los movimientos durante y después de una contingencia,
- J. Supervisar las tareas de limpieza y restitución de condiciones,
- K. Relevar las condiciones posteriores a la contingencia,



- L. Confeccionar un informe detallado y cronológico de las tareas de campo realizadas.

Teniendo en cuenta la potencialidad de toma de contacto con otros servicios públicos e instalaciones o estructuras, se considera adecuado que al menos el jefe del grupo de respuesta disponga de las vías de contacto, previas al inicio de las tareas, con aquellas autoridades o prestadores de servicios en el área del proyecto, de forma tal que cualquier contingencia que no pueda ser resuelta por los propios cuadros esté claramente especificada con los expertos en cada tema:

Dentro de ese grupo de servicios de asistencia deben estar, entre otros:

- Emergencias médicas, Defensa Civil, Policía y Bomberos: Tel. 911.
- Servicio de emergencia de Naturgy: Tel. 0810-888-1137.
- Servicio de emergencia de AySA: Tel. 6333-2482.

III. Contingencias posibles:

Los distintos tipos de incidentes posibles serán clasificados según la gravedad y magnitud de la emergencia en:

▪ Incidente de Grado 1

Se trata de un siniestro operativo menor, que afecta localmente a instalaciones o equipos de la empresa, generando un pequeño o limitado impacto ambiental, sin ocasionar daño a personas.

▪ Incidente de Grado 2

Se trata de un siniestro operativo mayor, que afecta a instalaciones de la empresa o de terceros, bienes de terceros, suelo, pudiendo producir un impacto considerable.

Las contingencias posibles incluyen:

- A. Rotura de ducto de fluidos líquidos (incluyendo agua o desagües) con derrame y/o rotura de ducto de gas natural.
- B. Derrame de sustancias peligrosas.
- C. Incendios.
- D. Evacuación y traslado de heridos.
- E. Lluvias extraordinarias.

A. Rotura de ducto de fluidos líquidos (incluyendo agua o desagües) con derrame y/o rotura de ducto de gas natural.

▪ Incidente de Grado 1

Producido por la rotura de un ducto de fluidos líquidos en un área limitada, alejado de zonas de trabajo de riesgo para personas y otras instalaciones urbanas con riesgos. Caracterizado por un pequeño impacto ambiental y sin la presencia de fuego o lesiones personales.



Inga Silvana F. Feliciani
RUP/001649

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Desarrollo de un cerco de seguridad,
- c) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- d) Adopción de medidas para controlar la pérdida y proceder a la inmediata reparación de la instalación,
- e) Adopción de medidas (en caso de inflamables), para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos o con soldaduras que se realicen en las inmediaciones,
- f) Adopción de medidas para que, una vez terminadas las tareas de control del derrame, se realice la limpieza y reacondicionamiento del sitio,
- g) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados.

▪ Incidente de Grado 2

Producido por las roturas de un ducto de fluidos líquidos que genere derrames mayores, cercanos a las zonas de trabajo, otras instalaciones con riesgos, o que puedan afectar en forma severa a terceros. Asimismo, se considerará incidente de grado 2 cuando se produzca la rotura de cualquier tipo de gasoducto.

Este tipo de contingencia puede producir explosiones o incendio con daños a equipos y/o personas.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo da aviso al resto del Grupo de Respuesta y trata con el personal disponible de bloquear el tramo de la instalación afectada, mientras recibe ayuda externa. Asimismo, coordina con todo el personal disponible las acciones a seguir y el apoyo de equipos y personal a solicitar. Independientemente de que hasta el momento no se hayan producido víctimas, dispondrá preventivamente del envío de los servicios médicos de emergencias.

Asimismo, el jefe del grupo dispondrá las siguientes acciones:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Adopción de medidas para establecer un cerco de seguridad, delimitando la zona para acceso y tránsito,
- c) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- d) Adopción de medidas para controlar la pérdida y proceder a la inmediata reparación de la instalación,



- e) Adopción de medidas para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos o con soldaduras que se realicen en las inmediaciones,
- f) En caso de derrame de líquidos, se adoptarán las medidas necesarias para que, una vez terminadas las tareas de control de este, se realice la limpieza y el acondicionamiento del sitio,
- g) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados,
- h) Adopción de medidas para que, si a raíz del derrame o se ocasionara un incendio, se trate de controlarlo con los equipos disponibles,
- i) En caso de que no se pudiera controlar, se dará aviso inmediato a los bomberos,
- j) Para los casos de roturas de gasoductos se dará aviso inmediato a la empresa de gas correspondiente y a los bomberos.

B. Derrame de sustancias peligrosas.

▪ Incidente de Grado 1

Producido por el derrame de líquidos peligrosos en un área limitada, alejado de zonas de trabajo de riesgo para personas y otras instalaciones urbanas con riesgos. Caracterizado por un pequeño impacto ambiental y sin la presencia de fuego o lesiones personales.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Desarrollo de un cerco de seguridad,
- c) Adopción de medidas para proceder a la eliminación o bloqueo de la fuente del derrame,
- d) Adopción de medidas para controlar el derrame por medio de la utilización de material absorbente,
- e) Adopción de medidas (en caso de inflamables), para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos o con soldaduras que se realicen en las inmediaciones,
- f) Adopción de medidas para que, una vez terminadas las tareas de control del derrame, se realice la limpieza y reacondicionamiento del sitio con el fin de restituir las condiciones previas al derrame,
- g) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados.

▪ Incidente de Grado 2

Producido por el derrame de líquidos peligrosos en un volumen mayor a 1000 litros, cercanos a las zonas de trabajo, otras instalaciones con riesgos, o que puedan afectar en forma severa a terceros y o al medio ambiente.



☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo da aviso al resto del Grupo de Respuesta y trata con el personal disponible de contener el derrame mientras espera la ayuda externa. Asimismo, coordina con todo el personal disponible las acciones a seguir y el apoyo de equipos y personal a solicitar.

Las acciones del grupo de respuesta para este grado de incidente serán las mismas a lo establecido para el caso de Incidente de Grado 1 pero en este caso, debido a la magnitud del derrame se deberá activar la emergencia según lo establecido en el procedimiento de **edonor** PA-05 “Gestión de emergencias ambientales”.

C. Incendios.

▪ Incidente de Grado 1

Se trata de un principio de incendio o de un incendio controlado, sin mayores riesgos de propagación a terreno lindero o áreas pobladas próximas, sin lesionados o con lesiones muy leves.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control, dirigiéndola en dirección contraria al viento,
- b) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- c) Adopción de medidas para proceder, siempre que sea factible, a la delimitación y al aislamiento del área afectada para evitar la propagación del fuego,
- d) Adopción de medidas para apagar el fuego con los extintores portátiles u otros medios de extinción disponibles en el área,
- e) Una vez que el incendio ha sido controlado, se procede a la remoción de los materiales involucrados y a la recomposición del sitio disponiendo de estos residuos según la normativa ambiental de **edonor**.

▪ Incidente de Grado 2

Se trata de incendios de ciertas proporciones que no pueden ser combatidos con elementos portátiles, o que se producen con explosiones o cerca de zonas afectadas a las tareas de operación o que puedan propagarse, o que pueden afectar a toda una instalación, con riesgo para las personas. Comprende frecuentemente una extensa quemazón, con heridos de cierta magnitud o muerte por asfixia o quemados graves.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

En primera instancia el jefe del grupo da aviso inmediato a los bomberos del incidente y solicita urgente asistencia. En caso de que el incendio se hubiera producido por un escape de gas, tomará contacto inmediato con la empresa de gas correspondiente a fin de que se corte el suministro del ducto afectado. Luego, trata con el personal disponible de bloquear la instalación afectada mientras aguarda la ayuda del personal de bomberos

y coordina con todo el personal disponible, las acciones a seguir y el apoyo de equipos y personal a solicitar. Asimismo, dispondrá el envío de la asistencia médica, independientemente que hasta el momento no se haya constatado fehacientemente la existencia de víctimas.

Por último, dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- c) Adopción de medidas para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos en las inmediaciones,
- d) Adopción de medidas para que, una vez terminadas las tareas de control del incendio, se realice la limpieza y reacondicionamiento del sitio,
- e) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados,
- f) Adopción de medidas para que, si existe principio de asfixia o intoxicación de personas, se efectúe la evacuación de los afectados hacia los centros de salud más próximos,
- g) Una vez que el incendio ha sido controlado, se procede a la remoción de los materiales involucrados y a la recomposición del sitio disponiendo de estos residuos según la normativa ambiental de **edenor**,
- h) Se efectúa un estudio de las causas del accidente y se determinan las medidas correctivas necesarias para evitar su repetición.

D. Evacuación y traslado de heridos.

En caso de registrarse, en conjunto con la emergencia ambiental, accidentes que involucren a personal de la empresa o de terceros, se procederá a evacuar al o los heridos mediante los procedimientos que más abajo se indican (D1 y D2).

La coordinación de estas maniobras no deberá representar ninguna dificultad teniendo en cuenta medios adecuados de comunicación tanto telefónica como radial que se dispongan.

D1. Personas que pueden ser evacuadas por cualquier vehículo.

- El responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista dispondrá conforme a criterio, el momento y la forma de traslado en vehículos que no sean de emergencia.
- El responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista pondrá en conocimiento del Supervisor de Obra de **edenor** cada vez que proceda a una evacuación.

D2. Personas con heridas o enfermos graves.

- El responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista solicita ayuda a los servicios de emergencia conforme a la cantidad de personal a evacuar, dando un detalle sumario de las razones de evacuación.
- En todos los casos se tratará de brindar un primer auxilio a los lesionados por el personal del área, hasta que se produce la llegada del servicio de emergencia y traslado.
- En función de la gravedad de la lesión, establecida por un profesional médico, se determinará si el transporte se realiza en ambulancia con asistencia profesional.

Las empresas contratadas para la ejecución de las obras deberán contar con medios adecuados de evacuación, propios o de terceros.

E. Lluvias extraordinarias.

Teniendo en cuenta que este tipo de contingencias no tiene la significancia de un escape de gas o de un incendio, en particular porque existe la posibilidad de contar con la información y el tiempo necesario para desarrollar tareas preventivas y correctivas, no son aplicables los mismos procedimientos que en los citados casos.

No obstante ello, será competencia del Responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista efectuar un seguimiento permanente de las condiciones meteorológicas, en cuanto a “Adopción de medidas para seguridad” en la ejecución de las tareas, requerimientos de medidas especiales, prevención de accidentes, demanda de servicios adicionales, suspensión temporaria de tareas, etc., con el fin de disponer la ejecución de las acciones preventivas y correctivas requeridas para atenuar los efectos de la contingencia y evitar riesgos.

4. Programa de comunicación.

En caso de surgir consultas o conflictos con la población del área circundante a las obras, serán debidamente recepcionadas por el responsable ambiental de las obras y serán tratados y resueltos por los responsables ambientales de la obra.

En caso de que los conflictos excedan la competencia de los responsables mencionados en dicho apartado, se requerirá la asesoría de las áreas de Ingeniería y Obras AT (IyOAT) y de Asuntos Jurídico y Regulatorios de **edenor**.

En lo referente a las comunicaciones ambientales con partes interesadas externas, **edenor** posee un procedimiento específico dentro de la norma interna del Sistema de Gestión Integrado (PGSGI-04), denominado “comunicaciones y consultas”, el cual establece que quien reciba una comunicación externa deberá remitirla, según corresponda, al responsable de Medio Ambiente de la Gerencia de IyOAT y/o a la Gerencia Prospectiva Técnica y Desarrollo Sustentable.

Durante el transcurso de las obras se tomarán todas las medidas técnicas necesarias a fin de evitar potenciales conflictos.



Inga Silvana F. Feliciani
RUP 001649

5. Programa de auditorías.

Durante todo el transcurso de las obras, los responsables de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de éstas, el personal de supervisión de los contratistas y el personal de supervisión de obras de **edenor**, realizarán auditorías y/o controles temáticos, los cuales estarán debidamente documentados y servirán de registros para verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el presente Plan de Gestión Ambiental.



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

MARCO LEGAL

Normativa Nacional		
Leyes		
N°	Año	Título
19.552	1972	Régimen de servidumbre administrativa de electroducto.
19.587	1972	Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
24.065	1992	Ley de Privatización de Energía.
24.051	1992	Ley Nacional de Residuos Peligrosos.
25.612	2002	Ley de presupuesto mínimos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicios.
Decretos		
N°	Año	Título
351	1972	Reglamentación Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
634	1991	Electricidad - Reconversión del sector eléctrico - Normas.
1.398	1992	Reglamentación a la Ley de Privatización Energética.
831	1993	Reglamentación a la Ley Nacional de Residuos Peligrosos.
Secretaría de Energía		
Resolución N°	Año	Título
15	1992	Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de extra Alta Tensión.
77	1998	Amplíense las condiciones y requerimientos fijados en el "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", aprobado por la Resolución N° 15/92.


 Inga Silvana F. Feliciani
 RUP-001649

ENRE		
Resolución N°	Año	Título
46	1994	Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.
171	1995	Apruébese la reglamentación de instalaciones eléctricas de distribución referida a cerramientos en centros de transformación media tensión/baja tensión y de trabajos en la vía pública que se realicen con el objeto de instalar, operar y mantener las instalaciones eléctricas subterráneas de distribución de alta, media y baja tensión.
1.832	1998	Norma de Seguridad para la ejecución de Trabajos eléctricos en la Vía Pública.
1.724	1998	Procedimientos de medición de campos eléctricos y campos magnéticos, de medición de radio interferencia y ruido audible por efecto corona y ruido (nivel sonoro).
905	1999	Contenidos Básicos para la elaboración de los Planes de Emergencias de las empresas concesionarias "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A."
129	2009	Condiciones mínimas de seguridad para líneas subterráneas exteriores de energía y telecomunicaciones.
400	2011	Normas de seguridad para ejecución de trabajos en la vía pública.
401	2011	Guía para trabajos de tendidos eléctricos subterráneos en proximidad con cañerías conductoras de gas.
421	2011	Seguridad pública.
190	2012	Normas de seguridad para ejecución de trabajos de instalaciones eléctricas en la vía pública.
163	2013	Condiciones mínimas de seguridad para estaciones transformadoras.
258	2017	Vallados para trabajos en la vía pública.

Provincia de Buenos Aires		
Leyes		
N°	Año	Título
11.720	1995	Generación, manipulación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de Residuos especiales.
11.723	1995	Ley Integral del Medio Ambiente y los Recursos Naturales.
Resoluciones		
N°	Año	Título
592	2000	Regulación del almacenamiento de residuos especiales en establecimientos generadores.
492	2019	Procedimiento para la evaluación de impacto ambiental y requisitos para la obtención de la declaración de impacta ambiental.

Normas	
IRAM 4062	Ruidos molestos al vecindario.
IRAM 2026	Materiales aislantes eléctricos. Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y equipamiento de maniobra.
AEA 95101	Reglamentación para líneas eléctricas exteriores en general. Instalaciones subterráneas de energía y telecomunicaciones.
AEA 95301	Reglamentación para líneas eléctricas aéreas exteriores. Líneas de media tensión y alta tensión.
AEA 95402	Reglamentación para estaciones transformadoras.
VDE 0210/569	Especificaciones técnicas generales para líneas aéreas de alta tensión.
IEC 60287	Cables eléctricos. Cálculo de corriente con factor de carga 100%. Cálculo de las pérdidas.
IEC 60229	Ensayos de vaina exterior de cable de funciones especiales de protección especial y aplicada por extrusión.
IEC 62067	Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios de tensión asignada superior a 150 kV (Um=170 kV) hasta 500 kV (Um=550 kV). Requisitos y métodos de ensayos.
IEEE-80	Malla del sistema de puesta a tierra.

PLANOS Y CROQUIS DEL PROYECTO

Plano N°	Denominación
IT-1599-17	NIVELES DE CAMPO MAGNÉTICO ORIGINADOS POR S.E. EDISON, INCORPORACIÓN DE 4 TERNAS DE CS EN 132kV, 4 EN 220kV Y UN MÓDULO DE GIS EN 220kV.
IT-1125	NIVELES DE CAMPO MAGNÉTICO ORIGINADOS POR LA ET N°168 MALAVER.
365A6108	IMAGEN SATELITAL DE IMPLANTACIÓN.
365A6503	AMPLIACIÓN PLAYA 220/132kV Y NUEVO TRAF0 300MVA. PLANTA GENERAL Y CORTES.



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP 4001649

Solicitado por: EDENOR S.A.
Referencia: PR-098-16
Representante: Ing. Nestor Pallero / Ignacio Ruiz

INFORME TÉCNICO

Realizado por: Ing. Carlos A. Wall
Ing. María Beatriz Barbieri
Ing. Patricia L. Arnera

Tipo-Nº: IT-1599-17

Dirigido por: Ing. Patricia L. Arnera

Fecha: Marzo 2017

Dirección IITREE: Ing. Patricia Arnera

Hojas: 20

Participaron: Sr. Guido Serafini

Anexos: I a II

Hoja 1

Tema:

**NIVELES DE CAMPO MAGNÉTICO ORIGINADOS POR S.E.
EDISON, INCORPORACIÓN DE 4 TERNAS DE CS EN 132 KV, 4 EN
220 KV Y UN MÓDULO DE GIS EN 220 KV.**

Resumen:

En el Partido de San Isidro, Provincia de Buenos Aires, se encuentra la Subestación Transformadora (SE) "Edison", perteneciente al área de concesión de EDENOR SA. La SE posee alimentadores en el nivel de 132, 21 y 13,2 kV.

En una primera etapa, se pretende incorporar a la SE un nuevo alimentador en el nivel de 220 kV, un transformador de 300 MVA-220/132kV y una GIS en 132 kV.

En una segunda etapa, se pretende incorporar a la SE cuatro alimentadores en el nivel de 132 kV y cuatro en el nivel de 220 kV, un transformador de 300 MVA-220/132kV y una GIS en 220 kV.

En el presente trabajo se calculan los niveles de campo magnético, en el borde perimetral de la "SE Edison", considerando las incorporaciones antes mencionadas y diferentes condiciones de carga.

Se han implementado modelos tridimensionales que involucran los elementos de la nueva instalación. Se realizan cálculos de campo magnético, mediante método Biot-Savart, bajo diferentes condiciones de operación a fin de evaluar posibles valores máximos.

Se representan mediante gráficos y tablas los resultados obtenidos.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. GENERALIDADES	4
2.1. Reglamentación Vigente en la República Argentina	4
2.2. Medición de Campo Magnético	4
2.3. Simulación de Campo Magnético	5
2.4. Emplazamiento de la SE Edison	5
3. DATOS SUMINISTRADOS	6
3.1. Planos y configuración de la SE.	6
3.2. Datos de carga	8
4. DETALLES DEL MODELO	8
4.1. Configuración de la SE	8
4.2. Modelo de Cálculo de Campo Magnético	10
4.3. Zona de Cálculo de Campo Magnético	11
5. CASOS ANALIZADOS	11
6. RESULTADOS	13
6.1. Mapas de campo magnético 3D.	13
6.1.1. Caso 0	14
6.1.2. Caso 1	14
6.1.3. Caso 2	15
6.1.4. Caso 3	15
6.1.5. Caso 4	16
6.1.6. Caso 5	16
6.2. Mapas de Campo magnético y curvas de nivel	17
6.3. Perfiles de campo magnético.	17
7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	19
8. CONCLUSIONES	19
9. REFERENCIAS	20

ANEXO I INFORMACIÓN SUMINISTRADA (Cantidad de páginas: 18).

ANEXO II RESULTADOS OBTENIDOS DEL CÁLCULO DE CAMPO MAGNÉTICO.
MAPAS, CURVAS DE NIVEL Y PERFILES (Cantidad de páginas: 11).

1. INTRODUCCIÓN

En el Partido de San Isidro, Provincia de Buenos Aires, se encuentra la “SE Edison”, perteneciente al área de concesión de EDENOR S.A. Esta SE posee once alimentadores, en Cables Subterráneos (CS), en el nivel de 132 kV según el siguiente detalle:

CS N° 160:	hacia SE Olivos.
CS N° 650:	hacia SE Vicente Lopez.
CS N° 657:	hacia SE Libertador.
CS N° 661:	hacia SE Saavedra.
CS N° 662:	hacia SE Vidal.
CS N° 663:	hacia SE Talar.
CS N° 664:	hacia SE Talar.
CS N° 665:	hacia SE Villa Adelina.
CS N° 671:	hacia SE Talar.
CS N° 672:	hacia SE Talar.
CS N° 681:	hacia SE Villa Adelina.

La SE Edison cuenta además con tres transformadores de 60 MVA, cuyas tensiones son 132/13,2/21 kV.

Los alimentadores en Media Tensión son treinta y dos CS, en 13,2 kV, hacia diferentes Centros de Transformación y cuatro CS en el nivel de 21 kV, destinados a alimentación del FFCC Mitre.

En una primer etapa se pretende incorporar a la SE Edison un nuevo alimentador por medio de CS (XLPE) en el nivel de 220 kV, identificado como CS N° 078 que vinculará la “SE Edison” con la “SE Malaver”, también perteneciente al área de concesión de EDENOR. Con este alimentador se incorporará un transformador de 300 MVA, 220/132 kV. Otra modificación a la SE consiste en la incorporación de una GIS en el nivel de 132 kV, destinada a extender el sistema de barras existente, por lo que la misma consistirá en una doble barra.

Los valores de campo magnético para diferentes condiciones de carga, considerando la incorporación de dichas instalaciones en la Etapa 1, fueron documentados en el IT 1575-17 [1].

En una segunda etapa, se proyecta incorporar cuatro nuevos alimentadores mediante CS en el nivel de 132 kV y otros cuatro en el nivel de 220 kV. En 132 kV los nuevos alimentadores vincularán a la “SE Edison” con otras subestaciones. En 220 kV, la “SE Edison” se vinculará mediante dos alimentadores con la futura “SE Oscar Smith” (OS) y otros dos con una central a instalarse en la zona (Gen). Además, en el nivel de 220 kV se proyecta la incorporación de un módulo en GIS, en configuración doble barra. Asimismo, se incorporaría un transformador adicional de 300 MVA, 220/132 kV.

El presente estudio tiene por objeto determinar si los posibles niveles máximos de campo magnético, originados por la incorporación de las nuevas instalaciones (CS, Transformador y GIS), cumplen los requisitos de la normativa vigente.

Para lograr este objetivo se realizaron modelos en tres dimensiones de las instalaciones que incluyen las principales fuentes de campo magnético. A partir de estos modelos, mediante un software especializado, se realizan los cálculos de dichos campos mediante método Biot-Savart,

bajo diferentes condiciones de operación. Finalmente, los resultados obtenidos son procesados para generar las gráficas que se incluyen en el presente informe.

2. GENERALIDADES

2.1. Reglamentación Vigente en la República Argentina

Según el artículo 17 de la ley N° 24.065 [2], es la Secretaría de Energía de la Nación quien establece los estándares de emisión de contaminantes que surjan de la operación de equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

A raíz de esto, la Secretaría de Energía promulga la Resolución 77/98 [3], y su modificación Resolución 297/98 [4] donde se indican los límites de los parámetros ambientales que caracterizan el impacto ambiental de dichas instalaciones (impacto visual, efecto corona, radio interferencia y ruido audible, ruido, campos eléctricos y magnéticos de baja frecuencia).

En dicha reglamentación se fija como valor límite de campo magnético 25 μ T (o bien 250 mG) en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a un metro del nivel del suelo.

Para reglamentar los procedimientos de medición de los parámetros ambientales descriptos, se promulga la Resolución ENRE 1724/98 [5]. Esta indica que se deben seguir las recomendaciones que da la norma IEEE 644 [6] en todo lo referido a la medición de campo magnético. Atentos a las reglamentaciones vigentes, en el presente informe, se siguen todas las recomendaciones aplicables a las normativas mencionadas.

2.2. Medición de Campo Magnético

Los procedimientos de medición, de campos magnéticos producidos por líneas e instalaciones de potencia, se encuentran normalizados por las normas internacionales IEEE 644-1994 [6] e IEC 61876: 1998 [7].

Dado que el campo magnético es una magnitud vectorial variable en el tiempo, cuantificarlo como una magnitud escalar puede llevar a ambigüedades y resulta ser un poco más complejo que otras variables escalares variables en el tiempo como tensión o corriente.

Por esto la norma sugiere dos formas distintas de cuantificar el campo magnético, una para los medidores de un solo eje (con una sola bobina) y otra para los medidores de tres ejes, con tres bobinas ortogonales entre sí. En ambos casos se supone que la variación de las componentes del campo es del tipo senoidal.

Un medidor de un eje mide el campo sólo en la dirección en que está orientado. Por esto la indicación del medidor depende de la orientación que el operador le da al instrumento. En cambio un medidor de tres ejes es sensible al campo magnético en las tres direcciones del espacio y por esto la indicación del medidor de tres ejes es independiente de la orientación. Por los mismos motivos la indicación de un medidor de tres bobinas es siempre mayor (hasta un 41 %) a la indicación de un medidor de un solo eje.

Según las normas la indicación de un medidor de tres ejes, llamada campo resultante (B_R), queda definida según la ecuación:

$$B_R = \sqrt{B_x^2 + B_y^2 + B_z^2} \quad (1)$$

donde: B_x , B_y y B_z son los valores eficaces de las componentes que definen al campo en cada una de las tres direcciones ortogonales del espacio. Cada componente es medida por una de las tres bobinas y son luego combinadas por el instrumento, ya sea analógica o digitalmente, como indica la ecuación.

2.3. Simulación de Campo Magnético

Para el cálculo se utiliza el programa Opera 10.506 de la empresa Vector Fields Inc. [8]. Este software permite el modelado en tres dimensiones de todos los conductores como segmentos finitos de corriente.

Los campos calculados en el presente informe siguen las recomendaciones de la norma para medidores de tres bobinas, por ser estos más representativos del mismo. Para determinar B_R , en una simulación, primero se debe calcular el valor eficaz de cada una de las tres componentes espaciales que definen al campo: B_x , B_y y B_z . Esto se logra sumando el aporte de cada uno de los segmentos de corriente respetando la amplitud y fase relativa de su variación en el tiempo. Una vez obtenidos los valores eficaces B_x , B_y y B_z numéricamente, se los combina como indica la ecuación (1) para calcular B_R .

Los resultados son presentados en forma de mapas, curvas de nivel y perfiles campo magnético, obtenidos a un metro de altura sobre el terreno.

2.4. Emplazamiento de la SE Edison

La SE Edison se encuentra emplazada en la localidad de Martínez, partido de San Isidro, Provincia de Buenos Aires, República Argentina. En la Figura 1 se aprecia el lugar de emplazamiento por medio de una imagen satelital, en color rojo se indica el borde perimetral del predio, el que se encuentra en la manzana ubicada entre las calles Edison, Corrientes, Castro Barros y Castelli.

La SE limita con la vía pública sobre las Calles Edison y Corrientes. Hacia las calles Castro Barros y Castelli limita con propiedades de terceros.



Figura 1. Lugar de emplazamiento de la ET Edison.

3. DATOS SUMINISTRADOS

Para la realización de los modelos se contó con información correspondiente a cuestiones constructivas y datos de carga. La información fue remitida por personal de EDENOR.

3.1. Planos y configuración de la SE.

Los datos considerados de la configuración de las instalaciones actuales y las futuras instalaciones se extraen de la documentación suministrada. En el Anexo I se incluye la más relevante.

En la Tabla I se indican los nombres de los documentos empleados, su título, la referencia a la correspondiente figura del Anexo I del presente informe y aclaraciones sobre su utilización.

En las figuras en algunos casos sólo se ha volcado en forma parcial la información de los planos considerados, esto tiene por objeto destacar la información utilizada para la elaboración de los modelos de cálculo.

Tabla I. Detalle de la información considerada para la elaboración del modelo.

Documento / Título	Referencia	Utilizado para
078A5026.dwg Plano N°: 078A5026 ELECTRODUCTO CS 1x220 kV. VINCULACIÓN 220 Kv SE MALAVER – SE EDISON SALIDAS DE CABLES AT. SE EDISON SITUACIÓN FUTURA	Figura AI- 1	Layout la SE Situación actual
078A5026.dwg Plano N°: 078A5026 ELECTRODUCTO CS 1x220 kV. VINCULACIÓN 220 Kv SE MALAVER – SE EDISON SALIDAS DE CABLES AT. SE EDISON SITUACIÓN FUTURA	Figura AI- 2	Layout la SE. Ubicación de las nuevas instalaciones en la Etapa 1
078A5034 - SE Edison Situación Futura.dwg Plano N°: 078A5034 ELECTRODUCTO CS 1x220 kV. VINCULACIÓN 220 Kv SE MALAVER – SE EDISON SALIDAS DE CABLES AT. SE EDISON SITUACIÓN FUTURA	Figura AI- 3	Layout la SE. Ubicación de las nuevas instalaciones en la Etapa 2
057A6601 - Planta General y Cortes - r0A.dwg Plano N°: 057A6601 S.E. EDISON ANTEPROYECTO ENTRADA EN BLOCK 220 kV. Y AMPLIACIÓN GIS 132 Kv PLANTA GENERAL Y CORTES	Figura AI- 4 Figura AI- 5 Figura AI- 6	Vistas en planta y cortes en el nivel de 132 y 220 Kv Corte en el nivel 132 kV – GIS Corte en el nivel 132 kV – GIS Transición a barras em aire
GIS 220kV -- Edison - Planos.pdf	Figura AI- 7 Figura AI- 8 Figura AI- 9	Cortes de la GIS en el nivel 220 kV
078A5030 - Ingreso de cables 21kV.DWG Plano N°: 078A5030 ALIMENTACIÓN FFCC MITRE 21KV SALIDA DE CABLES 21 KV SE EDISON	Figura AI- 10 Figura AI- 11 Figura AI- 12 Figura AI- 13	Ingreso de CS 21 kV a La SE
057E1888.dwg Plano N°: 134-1889 MONTAJE TRANSFORMADOR 132/13,2kV JEUMONT – SCHNEIDER EQ.BO2 TR.Nº2	Figura AI- 14 Figura AI- 15 Figura AI- 16 Figura AI- 17	Acometida a Transformadores de 132 kV
000S5021 - Corte típico CS N°664 132kV con arena y losetas.dwg Plano N°: 000S5021 ELECTRODUCTO CS 1x132KV ESQUEMA TIPICO CS 132KV SIMPLEMENTE ENTERRADOS	Figura AI- 18	Corte típico CS XLPE 1 x 132 kV
000S5049 - Corte OF 132kV N°661-662 650-657 681-665 671-672.dwg Plano N°: 000S5049	Figura AI- 19	Corte típico CS OF 2 x 132 kV

Documento / Titulo	Referencia	Utilizado para
ELECTRODUCTO CS 2x132KV CORTE TIPICO CABLES OF DOBLE TERNA 132KV DISPOSICION TRESBOLILLO		
078A5029 - Corte típico CSOF N°160-663 132kV.DWG Plano N°: 078A5029 ELECTRODUCTO CS 1x132KV CORTE TIPICO CABLES OF OF 132KV DISPOSICION TRESBOLILLO	Figura AI- 20	Corte típico CS OF 1 x 132 kV
078A5027 - Corte típico CS N°657-671-672 132 kV a GIS.DWG Plano N°: 078A5027 CONEXION DEL SISTEMA GIS - SE EDISON ESQUEMA DE INSTALACION DE DUCTOS DIRECTAMENTE ENTERRADOS DE 132KV	Figura AI- 21	Corte CS XLPE 1 x 132 kV, interno a la SE
000S5021_Revb.dwg Plano N°: 000S5021 ESQUEMA TIPICO PARA CABLE SUBTERRANEOS COLOCADOS EN DUCTOS INSERTOS EN BLOQUE DE HORMIGON SIMPLE TERNA	Figura AI- 22	Corte típico CS XLPE 1 x 132 kV
000S5028.dwg Plano N°: 000S5028 ESQUEMA DE ZANJA CS 220 kV SIMPLE TERNA DISPOSICIÓN TRESBOLILLO	Figura AI- 23	Corte típico CS XLPE 1 x 220 kV
Cable 220kV INNO AI 1x1200mm2.pdf RATED 220kV 1200mm2 AL CONDUCTOR XLPE INSULATED AL-PE TAPE SHEATH POLYMER SERVING	Figura AI- 24	Determinar las dimensiones y características Del nuevo CS en 220 kV
Corte 1x800 Prysmian.pdf Tipo de cable: Unipolar com conductor de aluminio. Vaina metálica de aleación de plomo Tensión Nominal: 132kV Sección conductor: 800mm2 Aislación: XLPE	Figura AI- 25	Determinar las dimensiones y características De los nuevos CS en 132 kV
078A5028 - Corte típico CS 2x21kV.DWG Plano N°: 078A5028 ALIMENTACION FFCC MITRE 2x21KV C.S. MT ZANJA TIPO PARA DUCTO CON CAÑOS DE PEAD O PVC PROTEGIDAS CON HORMIGON EN CALZADA	Figura AI- 26	Corte típico CS 2 x 21 kV
NTI 3-13 – rev0.pdf Plano N°: NTI 3-13 RED SUBTERRÁNEA DE MET DISPOSICIÓN DE TERNAS EN SALIDA DE SUBESTACIÓN DE 32 ALIMENTADORES.	Figura AI- 27	Corte típico de salida de alimentadores de la SE.

En la Figura 2 se presenta una imagen con el Layout de la SE Edison, en la misma se incorporan las cuatro nuevas ternas en 132 kV y cuatro en 220 kV, la GIS en 220 kV y un transformador adicional en 132/220 kV.

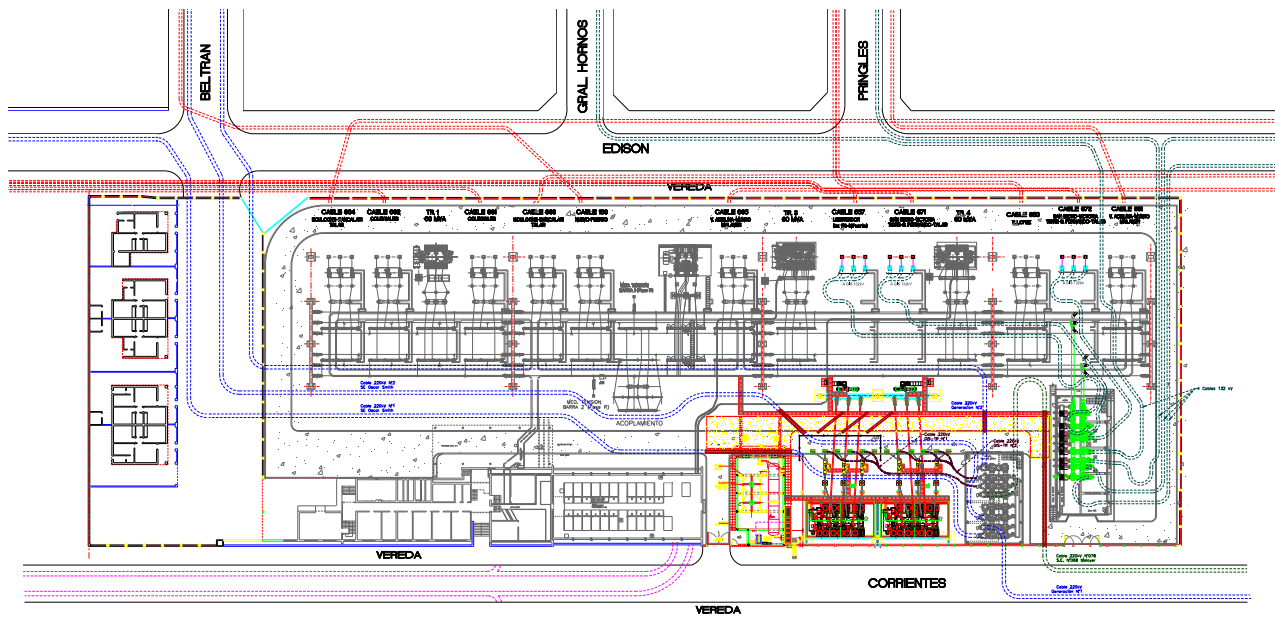


Figura 2. Layout de la ET Edison – Situación Futura.

3.2. Datos de carga

Para definir las condiciones de carga, se consideró la información aportada por EDENOR.

En la Tabla AI-1 se presentan los valores de corriente y potencia admisibles para los alimentadores de AT.

En la Tabla AI-2 se presentan los valores de carga a considerar para los alimentadores de MT.

4. DETALLES DEL MODELO

Se han implementado modelos geométricos tridimensionales, contemplando las principales características constructivas.

El modelo se ha realizado con el nivel de detalle de la información que fuera suministrada por parte del Solicitante. Se han representado todos los elementos significativos para el cálculo de campo magnético.

Se realizan simulaciones considerando distintos casos bajo diferentes condiciones de carga.

Se realizó el modelo de la situación actual de la SE. A su vez, para analizar la modificación en los niveles de campo magnético que origina la ampliación, se incorporó el nuevo alimentador y las modificaciones correspondientes.

4.1. Configuración de la SE

La configuración actual de la SE sigue los detalles del plano presentado en la Figura AI- 1. Existen once acometidas en 132 kV mediante CS. La potencia es inyectada en barras de la SE por medio de las ternas N° 160, 650 y 657. La potencia máxima disponible es de 236 MVA.

En la SE existen 3 transformadores de 60 MVA, con relación 132/13,2/21 kV. Si se considera la carga máxima por los tres transformadores, la potencia remanente en barras de 132 kV, en la condición actual de la SE, es de 74,6 MVA.

La configuración de la SE, luego de las ampliaciones en la primer etapa, se presenta en la Figura AI- 2, en la misma se observa la incorporación de la terna en 220 kV (N° 078), un transformador de 300 MVA, con relación 220/132 kV, la GIS en 132 kV y las modificaciones internas en los CS N° 657, 671 y 672.

La configuración de la SE, luego de las ampliaciones en la segunda etapa, se presenta en la Figura AI- 3, en la misma se observa la incorporación de 4 ternas en el nivel de 132 kV (en color gris), 4 ternas en el nivel de 220 kV (en color azul), un transformador de 300 MVA, con relación 220/132 kV y una GIS en el nivel de 220 kV.

En el modelo, se incluyen las barras de 132 kV y 220 kV y sus acoplamientos, ver Figura AI- 4.

Los cortes , con detalles de la incorporación de la GIS se presentan en las Figura AI- 5 y Figura AI- 6.

Las acometida de los cables de 21 kV se realizaron considerando las dimensiones de las Figura AI- 10, Figura AI- 11, Figura AI- 12 y Figura AI- 13.

Las acometidas a los transformadores de 132 kV/13,2/21 kV se presentan en las Figura AI- 14, Figura AI- 15, Figura AI- 16 y Figura AI- 17.

Los cables de 132 kV se modelan considerando diferentes cortes típicos de acuerdo al siguiente detalle. El cable N° 664 (XLPE) se representó de acuerdo a lo indicado en la Figura AI- 18. Las dobles ternas 661/661, 671/672 y 650/657 (OF) se representaron como se indica en la Figura AI- 19. Para las simples ternas 160, 663, 664 y 665 se consideraron las dimensiones presentadas en la Figura AI- 20. Las modificaciones internas para las acometidas a la GIS se realizaron de acuerdo a lo presentado en la Figura AI- 21.

Los cuatro alimentadores en 132 kV, a instalarse en la segunda etapa se representaron considerando la configuración presentada en la Figura AI- 22.

Para las ternas en 220 kV en las dos etapas, se consideró el esquema presentado en la Figura AI- 23.

Las dimensiones consideradas para los cables a instalarse se presentan en la Figura AI- 24 para el CS 078, en 220 kV, y en la Figura AI- 25 para las cuatro nuevas ternas en 132 kV. Para las cuatro nuevas ternas en el nivel de 220 kV a instalarse en la etapa 2, se consideraron conductores con diámetro exterior 122 mm.

El modelo de MT en 21 kV incluye las dos salidas de los transformadores y las 4 salidas en 21 kV hacia el exterior considerando las dimensiones indicadas en la Figura AI- 26.

En lo que respecta a 13,2 kV, existen dos salidas por transformador, hacia la sala de celdas, y luego de las mismas 32 salidas hacia el exterior. Todos los alimentadores salen de la SE en configuración coplanar horizontal. A su vez, las ternas hacia la calle Corrientes salen todas en un mismo plano. En el exterior las configuraciones consideradas, siguen las dimensiones indicadas en la Figura AI- 27.

Existen ocho ternas sobre la vereda de la SE, hacia la calle Castelli agrupadas en dos planos, de a 4 ternas por plano, la más próxima a la superficie se dispuso a 1 m.

En la vereda opuesta a la SE, hacia la calle Castelli se emplazan cinco alimentadores, en dos planos, cuatro en la parte inferior y uno en la parte superior, la más próxima a la superficie se dispuso a 1 m.

Existen once ternas sobre la vereda de la SE, hacia la calle Castro Barros agrupadas en tres planos, con cuatro alimentadores en los planos más profundos y tres en el más próximo a la superficie (1 m).

En la vereda opuesta a la SE, hacia la calle Castelli se emplazan ocho alimentadores, en dos planos, el más próxima a la superficie se dispuso a 1 m.

4.2. Modelo de Cálculo de Campo Magnético

La Figura 3 muestra una vista en planta, del modelo tridimensional elaborado para realizar los cálculos. En color negro se indica la traza de los conductores de 13,2 kV, en color celeste los correspondientes al nivel de 21 kV, en color verde los de 132 kV y en color magenta el correspondiente al nivel de 220 kV a ser incorporados.

En color azul se indican las instalaciones que serán removidas en el futuro, estas son las acometidas a barras en aire de los CS: 657, 671 y 672.

En color rojo se representan las instalaciones que serán introducidas en el nivel de 132 kV, en la etapa 1. Según el siguiente detalle:

- Acometida a barras en aire de los nuevos transformadores 220/132 kV.
- Incorporación de la GIS en 132 kV.
- Acometida a la GIS de los CS: 657, 671 y 672.

En color rojo y en línea de trazos se representan las instalaciones que serán introducidas en el nivel de 132 kV, en la etapa 2.

Las nuevas instalaciones en 220 kV se representan en color magenta, en línea llena los que se incorporan en la etapa 1 y en línea de trazos los que se incorporan en la etapa 2.

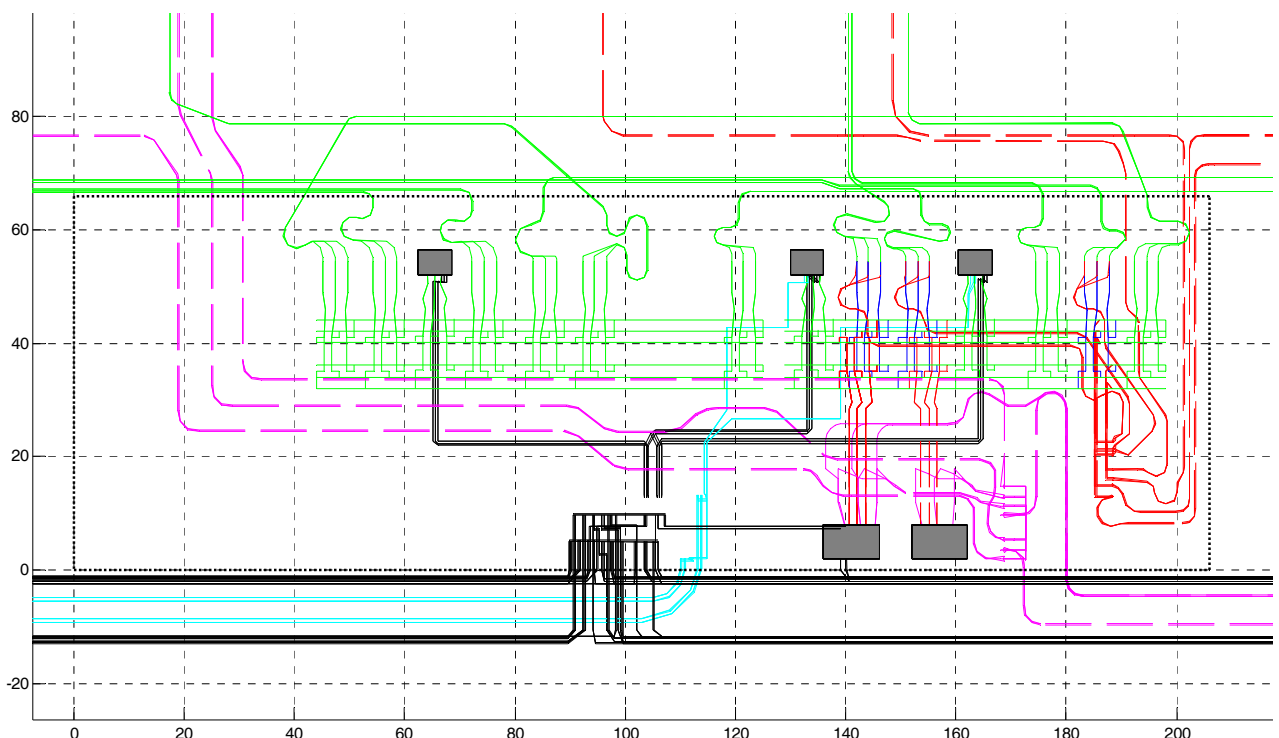


Figura 3. Vista en planta del Modelo 3D implementado.

En el modelo, se consideró que las ternas de 132 kV que se cruzan en forma perpendicular a la calle Edison, pasan 1 m por debajo de las tendidas en forma paralela a la misma calle.

Para los casos en que existen cruces entre ternas en ductos, se consideró una distancia de 0,5 m desde las base de zanja de las ternas superiores y la parte superior del bloque de hormigón de las ternas inferiores, para los niveles de 132 y 220 kV.

4.3. Zona de Cálculo de Campo Magnético

La zona de cálculo se estableció en el borde perimetral a 1 m sobre el nivel del terreno.

5. CASOS ANALIZADOS

Con el objeto de evaluar los posibles máximos valores de campo magnético que podrían existir, se realizan los cálculos analizando las diferentes condiciones de carga y con diferentes configuraciones de la SE. Se analizaron casos con los datos de corriente máxima admisibles en las ternas de 132 y 220 kV, suministrados por EDENOR, de lo que surgen los siguientes casos a analizar:

- Caso 0. Situación actual de la ET.

Potencia de la ET 236 MVA.

Corrientes en AT:

○ CS 664:	0 A	○ CS 672:	249 A
○ CS 662:	0 A	○ CS 681:	0 A
○ CS 661:	0 A	○ CS 160:	347A
○ CS 663:	0 A	○ CS 657:	364 A
○ CS 665:	0 A	○ CS 650:	325 A
○ CS 671:	249 A		

Corrientes en 21 kV: los 4 alimentadores con corriente igual a 275 A (40 MVA).

Corrientes en 13,2 kV: los 32 alimentadores con corriente igual a 164 A (121,6 MVA).

- Caso 1.

Potencia de la ET 536 MVA.

Corrientes en AT:

○ CS 664:	120 A	○ CS 672:	332 A
○ CS 662:	491 A	○ CS 681:	0 A
○ CS 661:	364 A	○ CS 160:	347A
○ CS 663:	0 A	○ CS 657:	364 A
○ CS 665:	0 A	○ CS 650:	325 A
○ CS 671:	332 A	○ CS 078:	787 A

Corrientes en 21 kV: los 4 alimentadores con corriente igual a 275 A (40 MVA).

Corrientes en 13,2 kV: los 32 alimentadores con corriente igual a 164 A (121,6 MVA).

- Caso 2.

Corrientes por ternas de 132 kV existentes

○ CS 664:	172 A	○ CS 672:	265 A
○ CS 662:	303 A	○ CS 681:	221 A
○ CS 661:	310 A	○ CS 160:	388A
○ CS 663:	172 A	○ CS 657:	417 A
○ CS 665:	203 A	○ CS 650:	320 A
○ CS 671:	265 A		

Corrientes por ternas de 132 kV a instalarse en la Etapa 2

- | | |
|---------------------|---------------------|
| ○ CS Nuevo 1: 134 A | ○ CS Nuevo 3: 134 A |
| ○ CS Nuevo 2: 134 A | ○ CS Nuevo 4: 134 A |

Corrientes por ternas de 220 kV a instalarse en la Etapa 1

CS 078: 684 A

Corrientes por ternas de 220 kV a instalarse en la Etapa 2

- | | |
|-------------------|-----------------|
| ○ CS OS 1: 1100 A | ○ CS Gen 1: 0 A |
| ○ CS OS 2: 1100 A | ○ CS Gen 2: 0 A |

Corrientes en 21 kV: los 4 alimentadores con corriente igual a 275 A (40 MVA).

Corrientes en 13,2 kV: los 32 alimentadores con corriente igual a 164 A (121,6 MVA).

- Caso 3.

Corrientes por ternas de 132 kV existentes

- | | |
|-----------------|-----------------|
| ○ CS 664: 172 A | ○ CS 672: 265 A |
| ○ CS 662: 303 A | ○ CS 681: 221 A |
| ○ CS 661: 310 A | ○ CS 160: 388A |
| ○ CS 663: 172 A | ○ CS 657: 417 A |
| ○ CS 665: 203 A | ○ CS 650: 320 A |
| ○ CS 671: 265 A | |

Corrientes por ternas de 132 kV a instalarse en la Etapa 2

- | | |
|---------------------|---------------------|
| ○ CS Nuevo 1: 134 A | ○ CS Nuevo 3: 134 A |
| ○ CS Nuevo 2: 134 A | ○ CS Nuevo 4: 134 A |

Corrientes por ternas de 220 kV a instalarse en la Etapa 1

CS 078: 684 A

Corrientes por ternas de 220 kV a instalarse en la Etapa 2

- | | |
|------------------|--------------------|
| ○ CS OS 1: 550 A | ○ CS Gen 1: 1058 A |
| ○ CS OS 2: 550 A | ○ CS Gen 2: 1058 A |

Corrientes en 21 kV: los 4 alimentadores con corriente igual a 275 A (40 MVA).

Corrientes en 13,2 kV: los 32 alimentadores con corriente igual a 164 A (121,6 MVA).

- Caso 4.

Corrientes por ternas de 132 kV existentes

- | | |
|-----------------|-----------------|
| ○ CS 664: 465 A | ○ CS 672: 585 A |
| ○ CS 662: 533 A | ○ CS 681: 477 A |
| ○ CS 661: 533 A | ○ CS 160: 559A |
| ○ CS 663: 465 A | ○ CS 657: 559 A |
| ○ CS 665: 432 A | ○ CS 650: 559 A |
| ○ CS 671: 585 A | |

Corrientes por ternas de 132 kV a instalarse en la Etapa 2

- | | |
|---------------------|---------------------|
| ○ CS Nuevo 1: 650 A | ○ CS Nuevo 3: 650 A |
| ○ CS Nuevo 2: 650 A | ○ CS Nuevo 4: 650 A |

Corrientes por ternas de 220 kV a instalarse en la Etapa 1
CS 078: 787 A

Corrientes por ternas de 220 kV a instalarse en la Etapa 2

- | | |
|-------------------|--------------------|
| ○ CS OS 1: 1100 A | ○ CS Gen 1: 1100 A |
| ○ CS OS 2: 1100 A | ○ CS Gen 2: 1100 A |

Corrientes en 21 kV: los 4 alimentadores con corriente igual a 275 A (40 MVA).

Corrientes en 13,2 kV: los 32 alimentadores con corriente igual a 164 A (121,6 MVA).

- Caso 5.
Corrientes en AT iguales a las del Caso 3, pero con un desbalance del 5%.

El Caso 0 representa una condición de carga para la condición actual de la SE. En el Caso 1 se consideró una condición de carga contemplando las ampliaciones de la Etapa 1. Los Casos 2 y 3 consideran condiciones de carga indicadas por EDENOR. En el Caso 4 se considera la condiciones de corriente máxima por los alimentadores. El Caso 5 representa la misma condición que el caso 4, pero con un desbalance del 5%.

El sentido de los flujos de potencia para los diferentes alimentadores y transformadores, se presenta en la Figura AI- 28.

6. RESULTADOS

Los resultados de campo magnético obtenidos, en el exterior del predio de la SE, a 1 m sobre el nivel del suelo, se presentan mediante distintos tipos de gráficos:

- Mapas de campo magnético 3D.
- Mapas de campo magnético (vista en planta).
- Curvas de nivel de campo magnético (vista en planta).
- Perfiles de campo magnético.

Cuando se hace referencia a 1 metro sobre el nivel del suelo, debe notarse que esta altura se toma sobre el borde perimetral adyacente al predio.

En el Anexo II, se vuelcan, para todos los casos, los gráficos correspondientes a las vistas en planta de los Mapas de campo magnético, las Curvas de nivel y los Perfiles de campo magnético.

6.1. Mapas de campo magnético 3D.

En este punto se presentan los resultados para los Casos 0, 1, 2, 3, 4 y 5 respectivamente. Las vistas presentadas son de un observador ubicado sobre la intersección de las calles Edison y Castro Barros.

Los valores mínimos de campo magnético se representan en azul y los máximos en rojo.

En estos gráficos se superponen la ubicación de los diferentes conductores, identificados en diferentes colores por nivel de tensión: 13,2 kV (Negro), 21 kV (Celeste), 132 kV existentes (Verde), 132 kV a ser retirados (Azul), 132 kV proyectados en la primer etapa (Rojo), 132 kV proyectados en la segunda etapa (Rojo en líneas de trazos), 220 kV proyectados en la primer etapa (Magenta) y 220 kV proyectados en la segunda etapa (Magenta en líneas de trazos).

6.1.1. Caso 0

En la Figura 4 se presentan los resultados para el Caso 0.

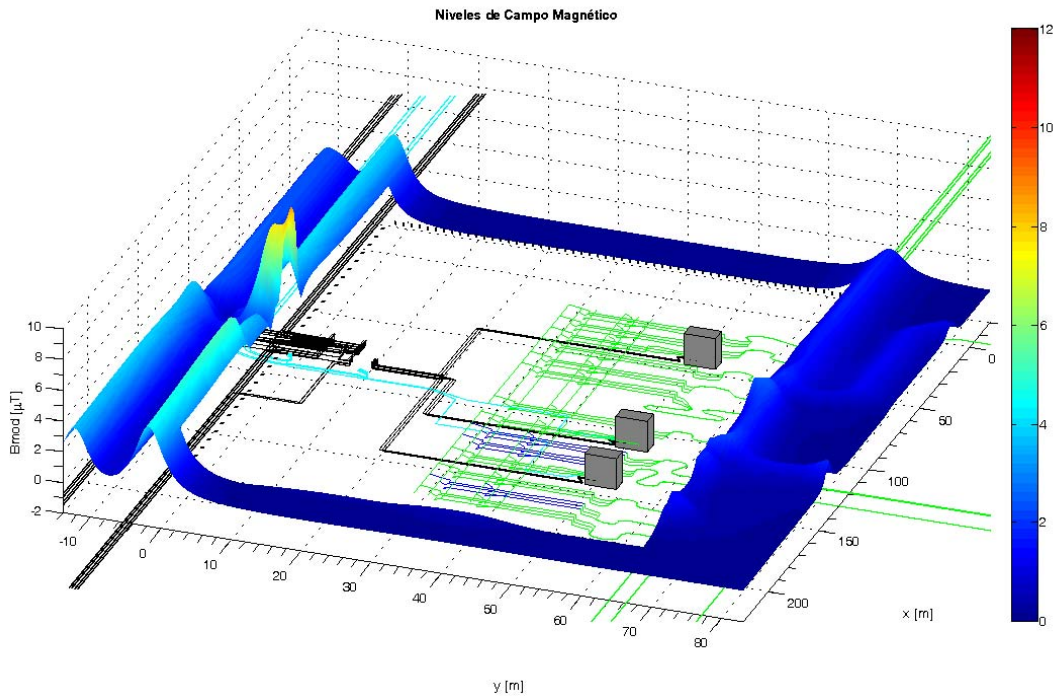


Figura 4. Niveles de Campo magnético, Caso 0.

6.1.2. Caso 1

En la Figura 5 se presentan los resultados para el Caso 1.

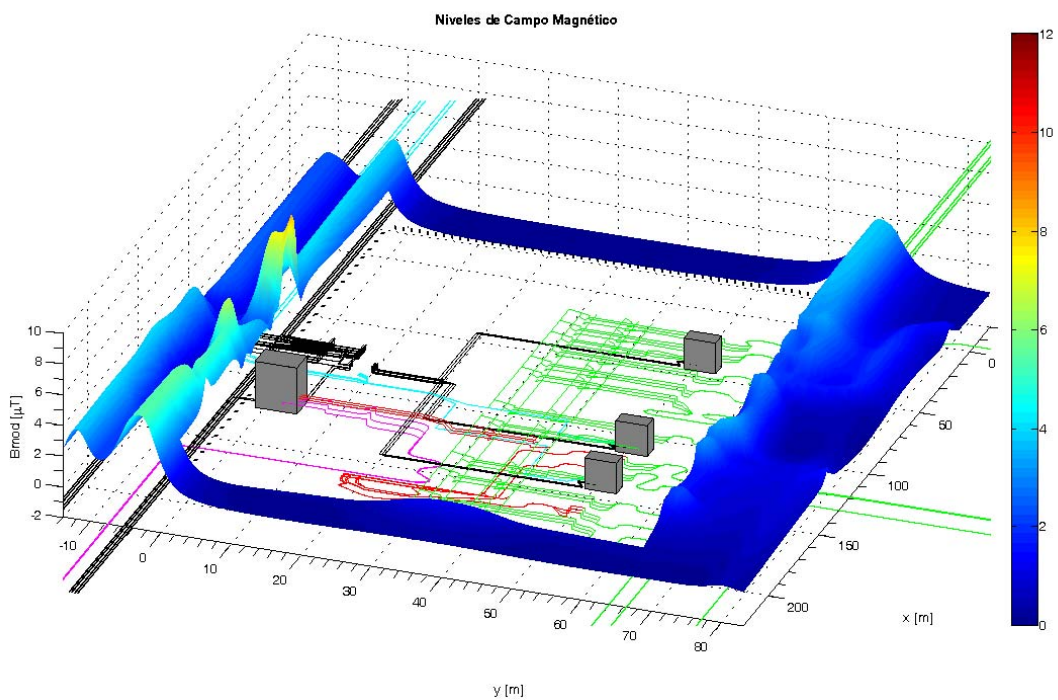


Figura 5. Niveles de Campo magnético, Caso 1.

6.1.3. Caso 2

En la Figura 6 se presentan los resultados para el Caso 2.

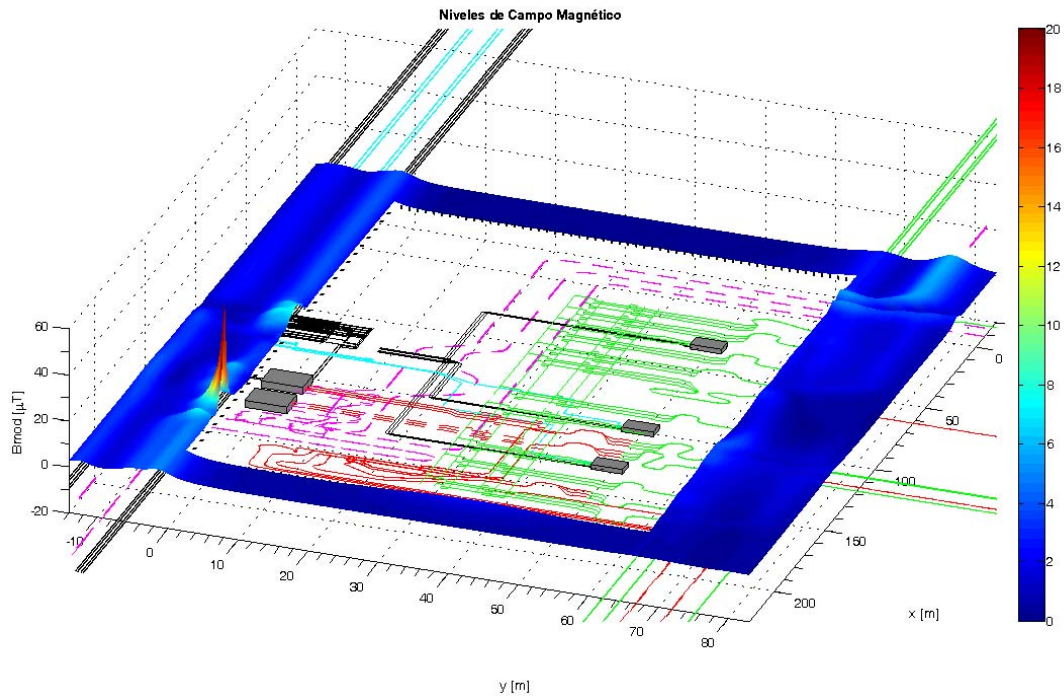


Figura 6. Niveles de Campo magnético, Caso 2.

6.1.4. Caso 3

En la Figura 7 se presentan los resultados para el Caso 3.

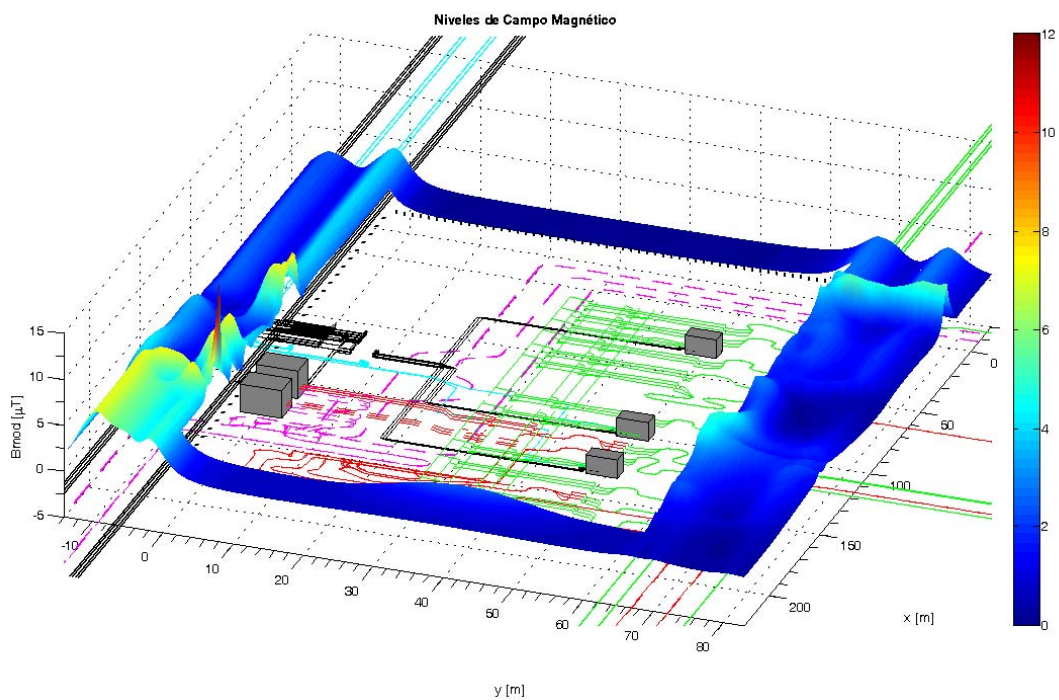


Figura 7. Niveles de Campo magnético, Caso 3.

6.1.5. Caso 4

En la Figura 8 se presentan los resultados para el Caso 4.

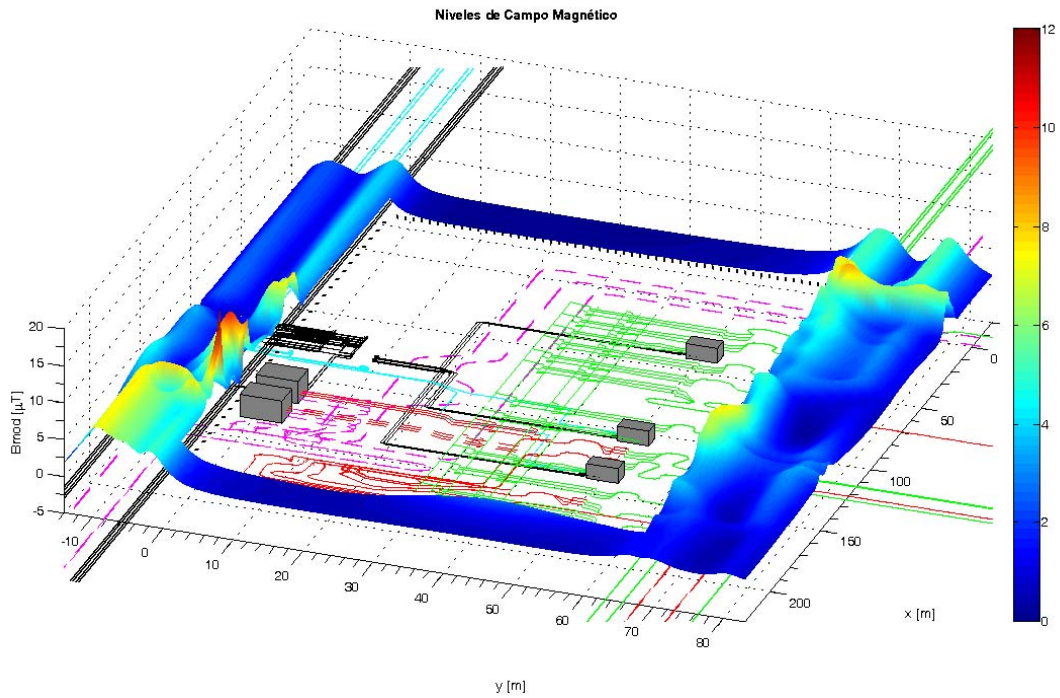


Figura 8. Niveles de Campo magnético, Caso 4.

6.1.6. Caso 5

En la Figura 9 se presentan los resultados para el Caso 5.

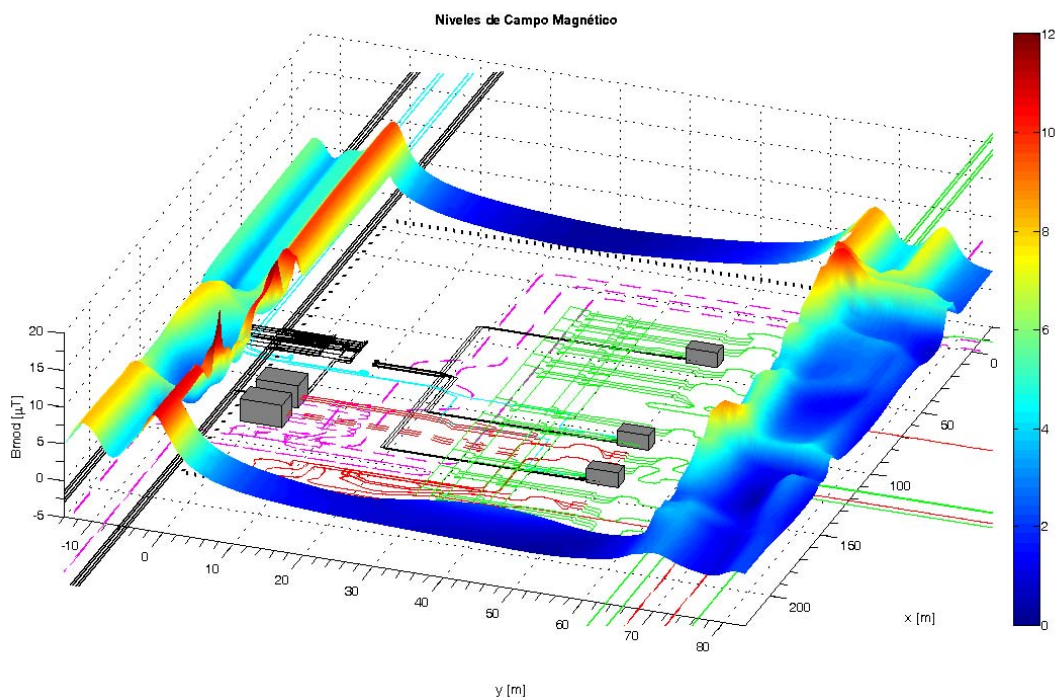


Figura 9. Niveles de Campo magnético, Caso 5.

6.2. Mapas de Campo magnético y curvas de nivel

Los mapas de campo magnético para cada uno de los casos analizados se vuelcan en diferentes figuras del Anexo II, de acuerdo al siguiente detalle:

- Caso 0: Figura AII- 1
- Caso 1: Figura AII- 3
- Caso 2: Figura AII- 5
- Caso 3: Figura AII- 7
- Caso 4: Figura AII- 9
- Caso 5: Figura AII- 11

El color de un punto en particular sobre dicha superficie representa el campo magnético resultante B_R , a 1 metro del nivel del suelo, cuyo valor se indica en la barra referencia de color a la derecha del mapa.

En estos gráficos se superponen la ubicación de los diferentes conductores.

Para el caso de las curvas de nivel se observa el contorno del predio y fuera de este perímetro se muestran curvas que corresponden a aquellos puntos de igual valor de campo magnético. En el Anexo II se vuelcan los resultados en diferentes figuras, considerando la barra por la que se extrae la potencia:

- Caso 0: Figura AII- 2
- Caso 1: Figura AII- 4
- Caso 2: Figura AII- 6
- Caso 3: Figura AII- 8
- Caso 4: Figura AII- 10
- Caso 5: Figura AII- 12

Los valores mínimos de campo magnético se representan en azul y los máximos en rojo.

En estos gráficos se superponen la ubicación de los diferentes conductores, estos se representan en color negro.

6.3. Perfiles de campo magnético.

Con el objeto de evaluar el impacto de las nuevas instalaciones, sobre las existentes, se trazan perfiles de campo magnético en el exterior del predio, a 1 m del piso y a 1 m del borde perimetral, de acuerdo a la referencia indicada en la Figura 10, estos se identifican como Perfil 1 a 4 para todos los casos analizados. El cero de cada uno de ellos se indica en la misma figura. Estos perfiles se trazan paralelos al borde perimetral de la SE.

- Perfil 1 (a 1 m del borde perimetral): Figura AII- 13
- Perfil 2 (a 1 m del borde perimetral): Figura AII- 14
- Perfil 3 (a 1 m del borde perimetral): Figura AII- 15
- Perfil 4 (a 1 m del borde perimetral): Figura AII- 16

Además, se incluyen perfiles transversales de campo magnético sobre las calles Edison y Corrientes, esto tiene como objetivo evaluar los valores de campo magnético en la vía pública sobre las trazas de los diferentes alimentadores. El detalle de los perfiles y los alimentadores involucrados se detalla a continuación:

- Perfil 5 (Calle Edison sobre 5 ternas de CS 132 kV): Figura AII- 17
- Perfil 6 (Calle Corrientes sobre 2 ternas de CS 220 kV y 19 CSMT): Figura AII- 18
- Perfil 7 (Calle Corrientes sobre 17 ternas de CSMT): Figura AII- 19
- Perfil 8 (Calle Edison sobre 4 ternas de CS 132 kV y 1 de 220 kV): Figura AII- 20

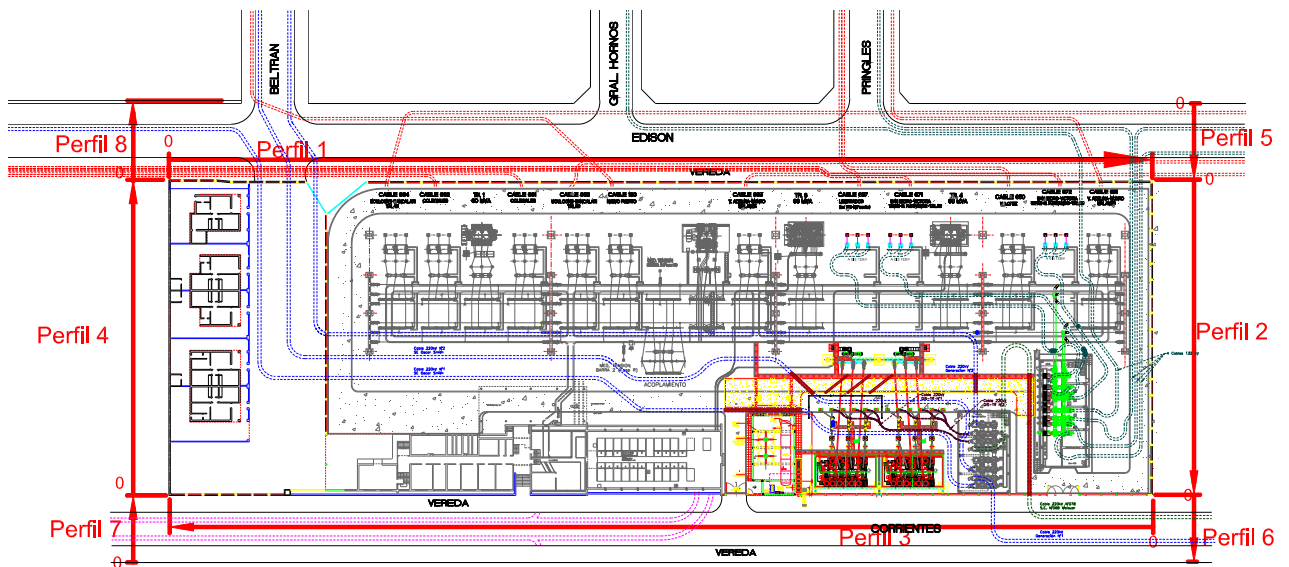


Figura 10. Referencia de perfiles de campo magnético a 1 m sobre el nivel del piso.

En la Tabla II se presentan los valores máximos obtenidos para los diferentes perfiles de campo magnético, para los casos analizados.

Tabla II. Detalle de la información considerada para la elaboración del modelo.

Perfil	Caso					
	0	1	2	3	4	5
1	2,5	3,8	5,3	4,8	7,5	10,2
2	4	4	4,6	4,6	4,6	10,6
3	7,6	7,6	20,3	7,6	9,3	11,2
4	3,3	3,7	3,3	3,3	5	8,6
5	0,2	0,55	0,7	0,7	1,6	3
6	4,5	5,4	4,9	7	7,4	10,8
7	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	9,8
8	1,7	3,8	5,6	2,8	5,4	8,6

7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Los valores de campo magnético calculados, son aquellos que se encuentran a 1 m de la superficie del terreno, de allí que los mayores valores de campo magnético se encuentran en las zonas adyacentes al tendido de los conductores.

Los mayores valores de campo magnético fuera del predio que corresponde a la SE EDISON, se encuentran sobre la Calle Corrientes, en el sector en donde se prevé instalar la GIS en 220 kV, para la condición de carga indicada en el Caso 2 (Perfil 3). El valor máximo de campo magnético obtenido, a un metro del borde perimetral, fue de 20,3 μ T. Se observa que en este caso la corriente por el alimentador más próximo al borde perimetral es de 1100 A (CS OS 1). En esta zona se llevará a cabo la transición entre el tendido en trébol de la terna y la acometida de la misma a la GIS.

Otra zona con mayores valores de campo magnético, se observa en el sector de salida de los CS en 13,2 kV, sobre la calle Corrientes. El valor máximo de campo magnético obtenido a un metro del borde perimetral, fue de 11,2 μ T, obtenido para el Caso 5 (Perfil 3), en el caso que se consideró la corriente máxima indicada por EDENOR, con un desbalance del 5%.

Se observa que las nuevas instalaciones, en la vía pública se dispondrán, en mayor medida, sobre la calle Edison, con 4 nuevas ternas en 132 kV y 3 en 220 kV. Esto provoca que sobre dicha calle se observen mayores valores de campo magnético.

Una situación similar se observa sobre la calle Corrientes, con la incorporación de 2 ternas en el nivel de 220 kV. Esto trae como consecuencia un aumento de los valores de campo hacia la calle Castro Barros.

8. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos responden al nivel de detalle de la información que ha sido recibida.

Los mayores valores de campo magnético, fuera del predio, se encuentran en el sector de acometida los CS en 220 kV a la GIS, sobre la calle Corrientes. El valor máximo de campo magnético obtenido a un metro del borde perimetral, fue de 20,3 μ T.

La potencia adicional disponible, provoca que por las instalaciones existentes y la nuevas, en 132 kV y 220 kV, se puedan extraer mayor potencia, consecuentemente los valores de campo aumentan sobre la calle Edison y sobre la calle Corrientes hacia la calle Castro Barros.

Si existen modificaciones en las instalaciones consideradas en este estudio o en las condiciones de carga consideradas, será necesario realizar un nuevo estudio que contemple el cálculo de los valores de campo magnético.

En los casos considerados, los valores de campo magnético calculados no superan el valor máximo de 25 μ T, exigido por la reglamentación vigente.

9. REFERENCIAS

- [1] IT 1575-17. Niveles de campo magnético originados por S.E. Edison, incorporación de la terna de cable subterráneo 078 y un módulo de gis en 132 kV. C. Wall, B. Barbieri, P. Arnera. IITREE-FI-UNLP. Enero de 2017.
- [2] Ley N° 24.065, “Régimen de la Energía Eléctrica”, Jueves 19 de Diciembre 1991.
- [3] Resolución SE 77/1998. Boletín Oficial n° 28.859, miércoles 18 de marzo de 1998.
- [4] Resolución SE 297/1998. Boletín Oficial n° 28.950, lunes 3 de agosto de 1998.
- [5] Resolución ENRE 1724/1998. Boletín Oficial n° 29.038, lunes 7 de diciembre de 1998.
- [6] IEEE Std 644™-1994 (R2008) “IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields Form AC Power Lines”, Reaffirmed 27 March 2008, Approved December 13 1994, IEEE standards board.
- [7] IEC61876:1998 “Measurement of low-frequency magnetic and electric fields with regard to exposure of human beings - Special requirements for instruments and guidance for measurements”.
- [8] Vector Field Ltd., Opera 3D user manual, Kindlington, OX5 1JE, England 2005.



ANEXO I

INFORMACIÓN APORTADA

Nota: *El presente Anexo contiene 18 hojas, incluyendo la presente*

A continuación se vuelca la información entregada por el solicitante que fue utilizada para la elaboración de los distintos modelos y la simulación de los diferentes casos.

Tabla AI- 1 - Corrientes provistas por EDENOR para las ternas de AT.

N° TERNA	A S.E.	TENSION [kV]	INSTALACION/AISLACION	SECCION [mm2]	CORRIENTE MAXIMA [A]	POTENCIA MAXIMA [MVA]	CORRIENTE NOMINAL [A]
160	OLIVOS	132	OF	Cu 1x500	347	79	559
650	VICENTE LOPEZ	132	OF	Cu 1x500	325	74	559
657	LIBERTADOR	132	OF	Cu 1x500	364	83	559
661	SAAVEDRA	132	OF	Cu 1x500	364	83	533
662	VIDAL	132	OF	Cu 1x500	491	112	533
663	TALAR	132	OF	Cu 1x400	279	64	465
664	TALAR	132	XLPE	Cu 1x350	222	51	465
665 (655)	VILLA ADELINA	132	OF	Cu 1x350	173	40	432
671	TALAR	132	OF	Cu 1x350	332	76	585
672	TALAR	132	OF	Cu 1x350	332	76	585
681 (656)	VILLA ADELINA	132	OF	Cu 1x350	184	42	577
Nuevo 1	-	132	XLPE	Al 1x800	650	150	-
Nuevo 2	-	132	XLPE	Al 1x800	650	150	-
Nuevo 3	-	132	XLPE	Al 1x800	650	150	-
Nuevo 4	-	132	XLPE	Al 1x800	650	150	-
78	MALAVER	220	XLPE	Al 1x1200	787	300	787
OS 1	Oscar Smith	220	XLPE	Cu 1x2000	1100	419	-
OS 2	Oscar Smith	220	XLPE	Cu 1x2000	1100	419	-
G 1	Generación 1	220	XLPE	Cu 1x2000	1100	419	-
G 2	Generación 2	220	XLPE	Cu 1x2000	1100	419	-

Tabla AI- 2 - Corrientes provistas por EDENOR para las ternas de MT.

N° TERNA	A S.E.	TENSION [kV]	INSTALACION/AISLACION	SECCION [mmm2]	CORRIENTE MAXIMA [A]	POTENCIA MAXIMA [MVA]
5711	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5712	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5713	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5714	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5715	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5716	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5717	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5718	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5721	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5722	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5723	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5724	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5725	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8

Nº TERNA	A S.E.	TENSION [kV]	INSTALACION/AISLACION	SECCION [mmm2]	CORRIENTE MAXIMA [A]	POTENCIA MAXIMA [MVA]
5731	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5732	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5733	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5734	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5735	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5741	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5742	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5743	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5744	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5745	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5746	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5747	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5748	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5751	EDISON	13,2	XLPE	3x1x300/50 Al.	164	3,8
5752	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5753	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5761	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5762	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5763	EDISON	13,2	XLPE	3x1x185/50 Al.	164	3,8
5784	EDISON	21			275	10
5783	EDISON	21			275	10
5772	EDISON	21			275	10
5771	EDISON	21			275	10

Transformadores:

De acuerdo a lo informado por EDENOR, en la SE Edison se encuentran instalados tres transformadores de 60 MVA. Los que poseen secundarios en 13,2 kV (40 MVA) y terciarios en 21 kV (20 MVA).

La potencia máxima que se puede extraer de la SE, en el nivel de 21 kV, es 40 MVA, por lo que la potencia disponible, para este nivel de tensión, en uno de los tres transformadores se encuentra en reserva.

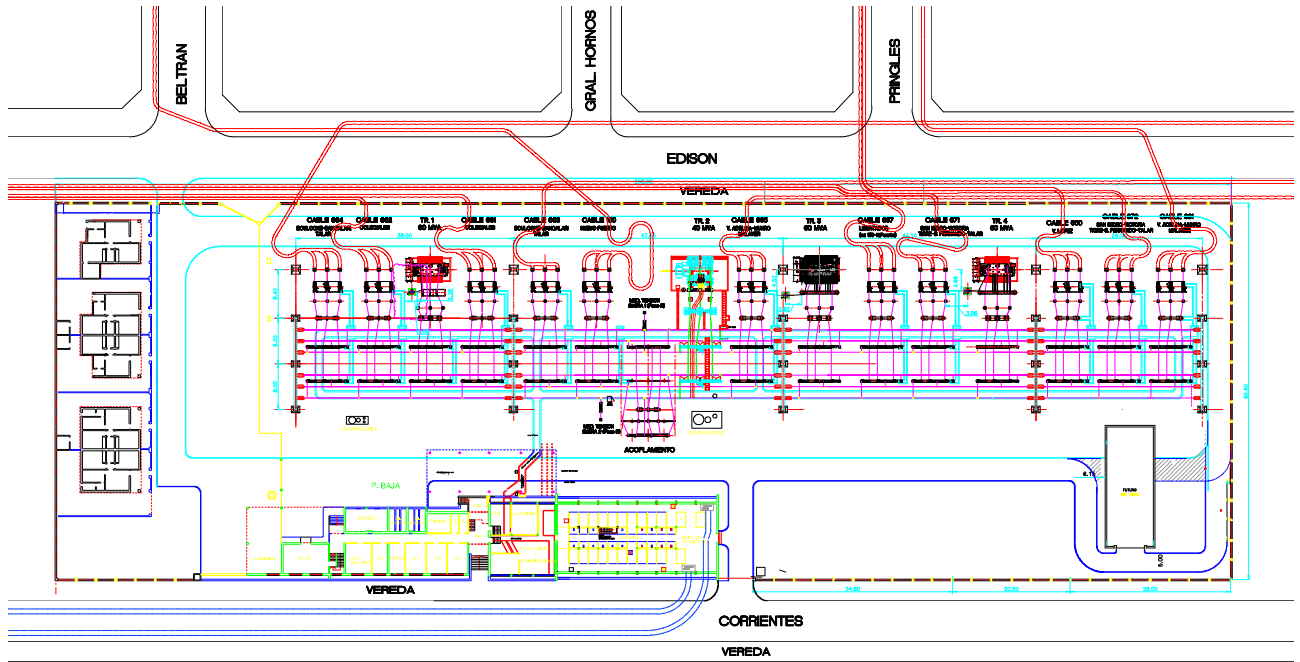


Figura AI- 1. Acometidas de alta tensión (situación actual) Plano N° 078A5026

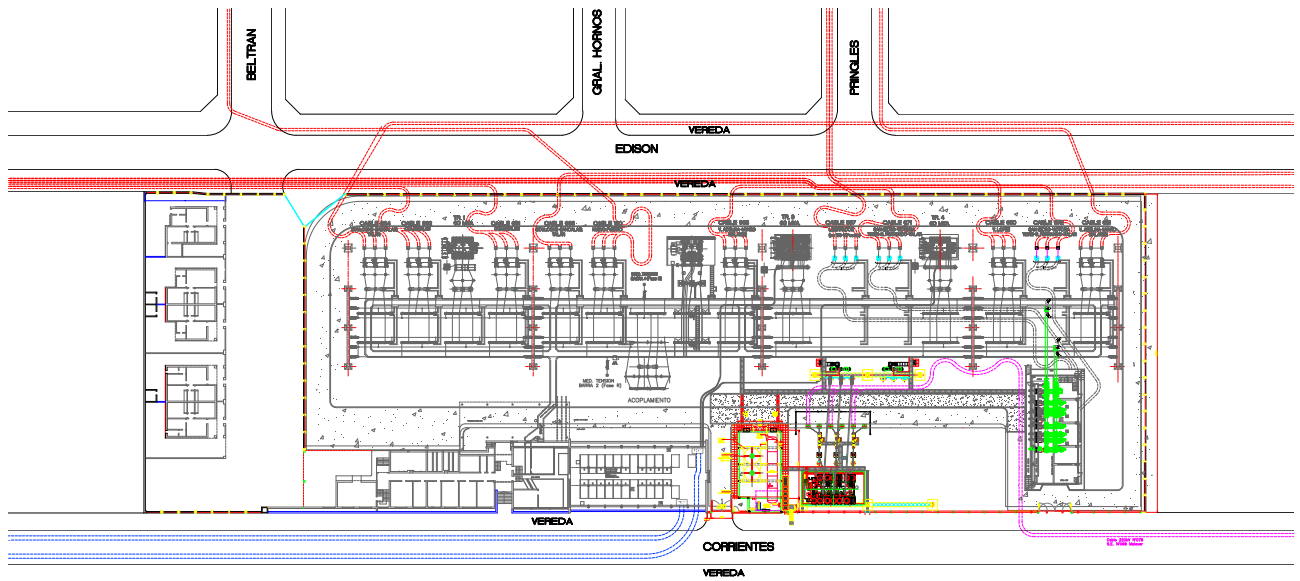


Figura AI- 2. Acometidas de alta tensión (Ampliación Etapa 1) Plano N° 078A5026

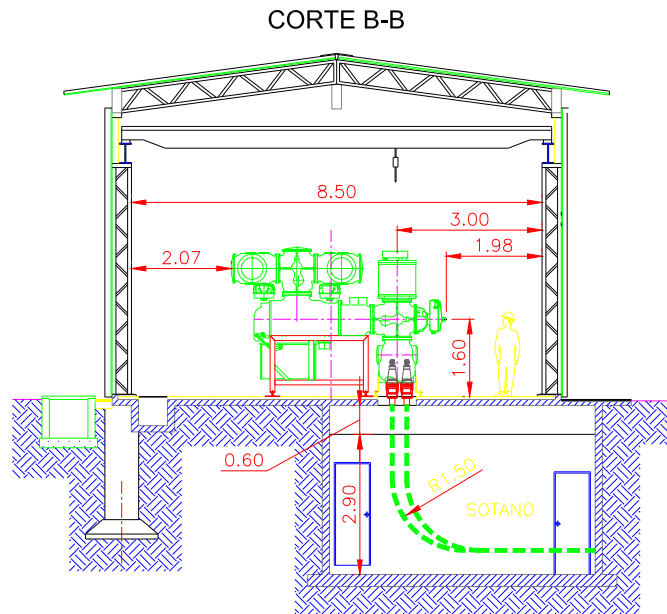


Figura AI- 5. Corte acometida de Cables a GIS en 132 kV.

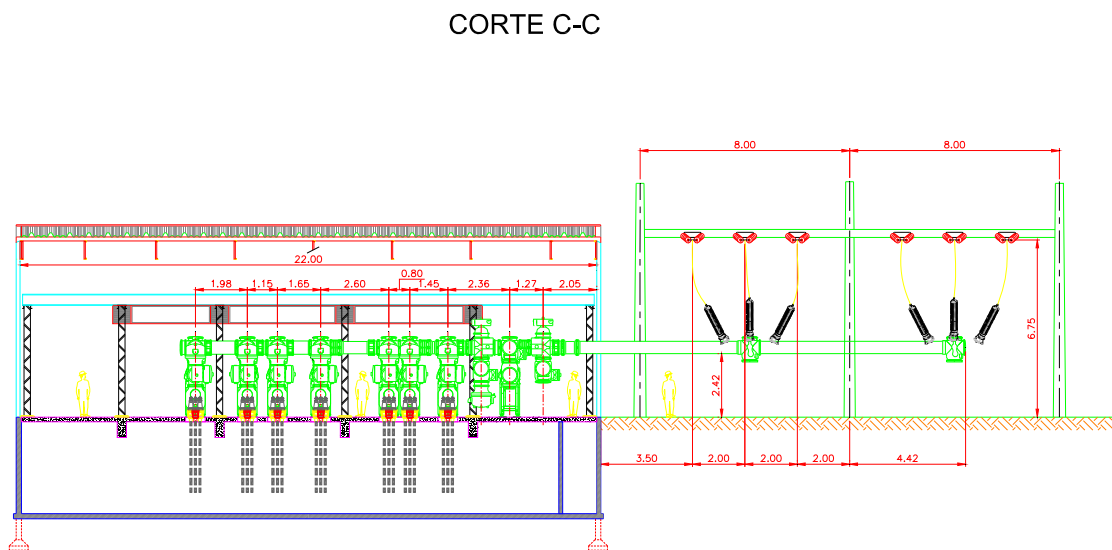


Figura AI- 6. Corte acometida de Cables a GIS en 132 kV y transición a barras en aire.

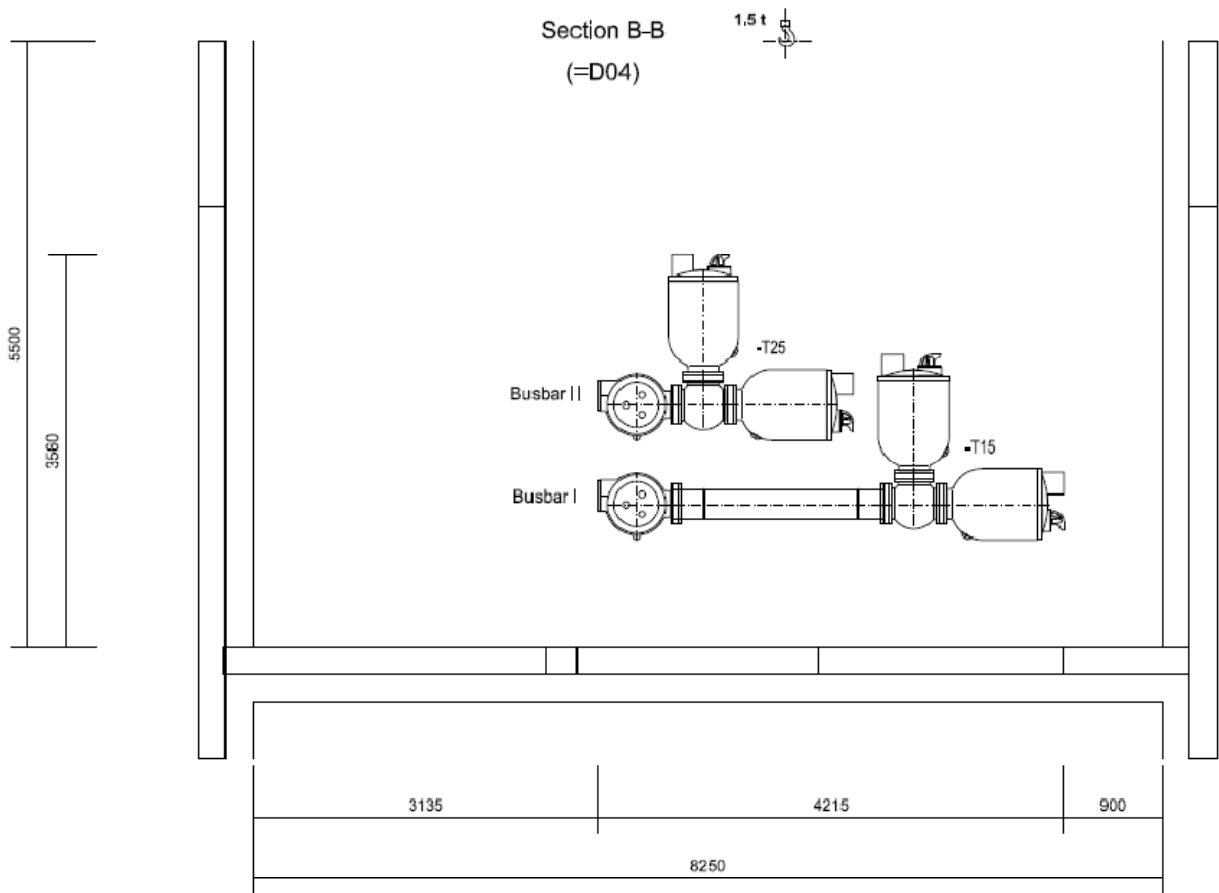


Figura AI- 7. Corte GIS en 220 kV.

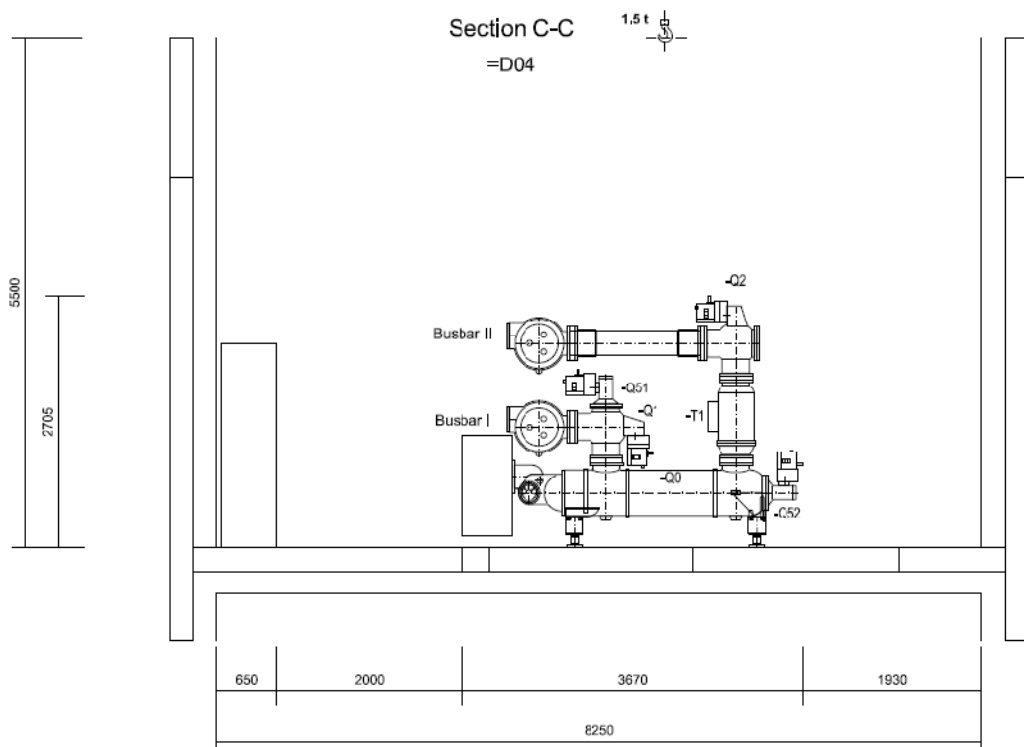


Figura AI- 8. Corte GIS en 220 kV, Barras.

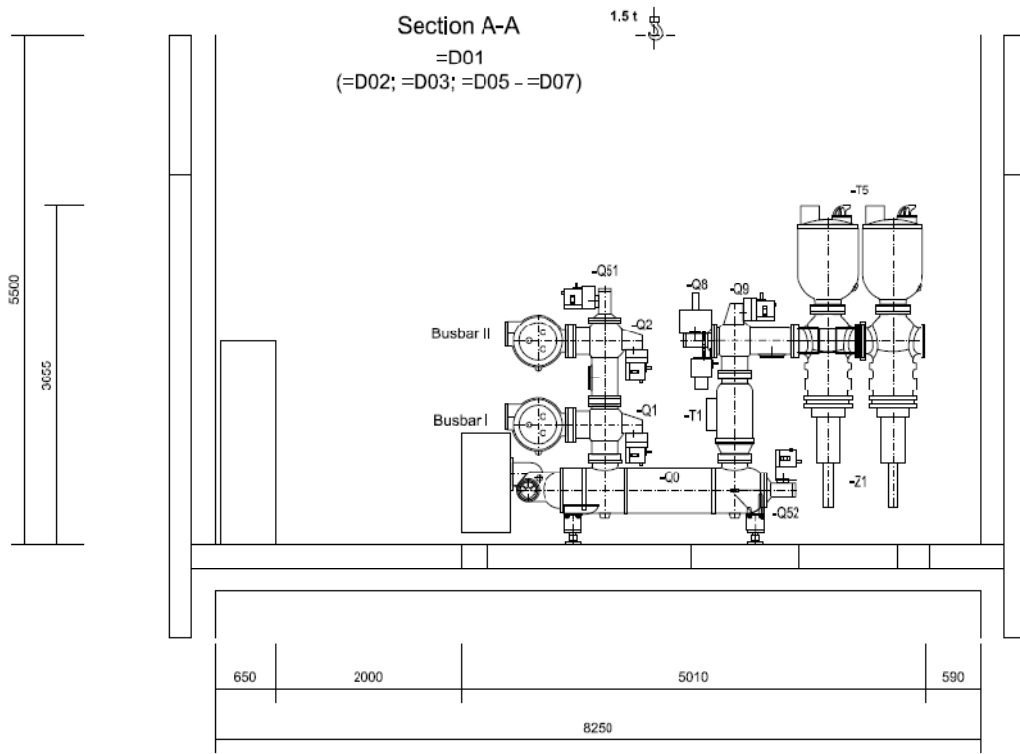


Figura AI- 9. Corte acometida de Cables a GIS en 220 kV.

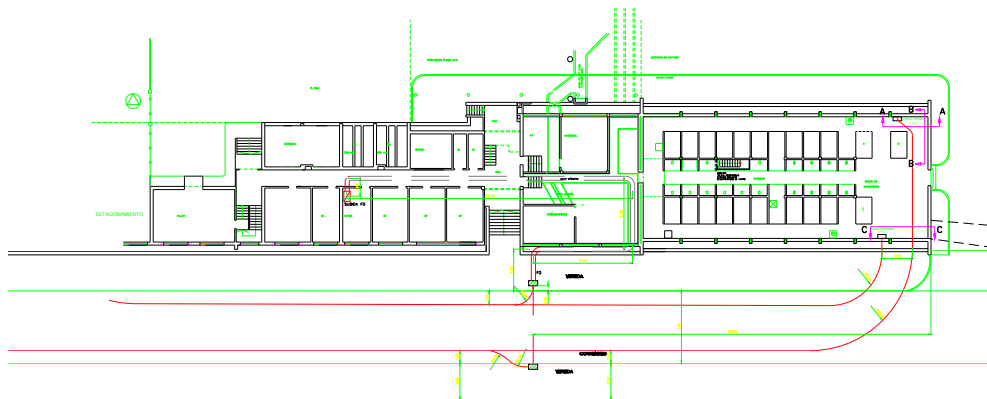


Figura AI- 10. Salida de cables de 21 kV.

CORTE C-C
ESC. 1:50

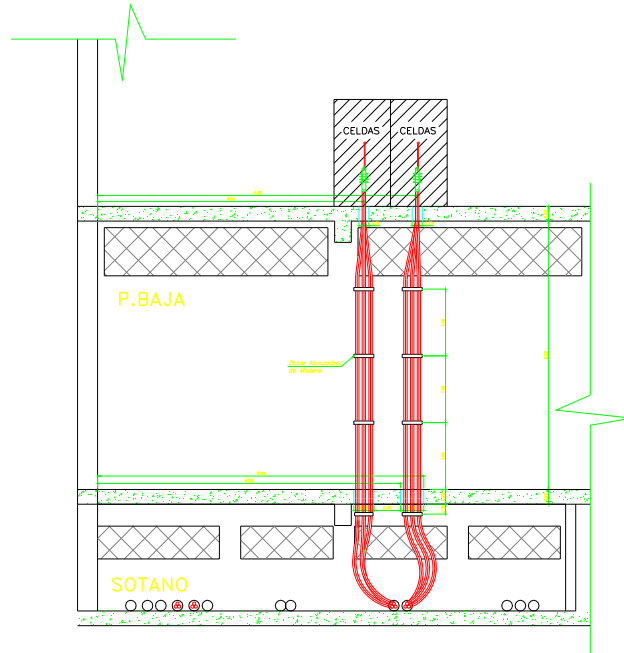


Figura AI- 13. Salida de cables de 21 kV, Corte C-C.

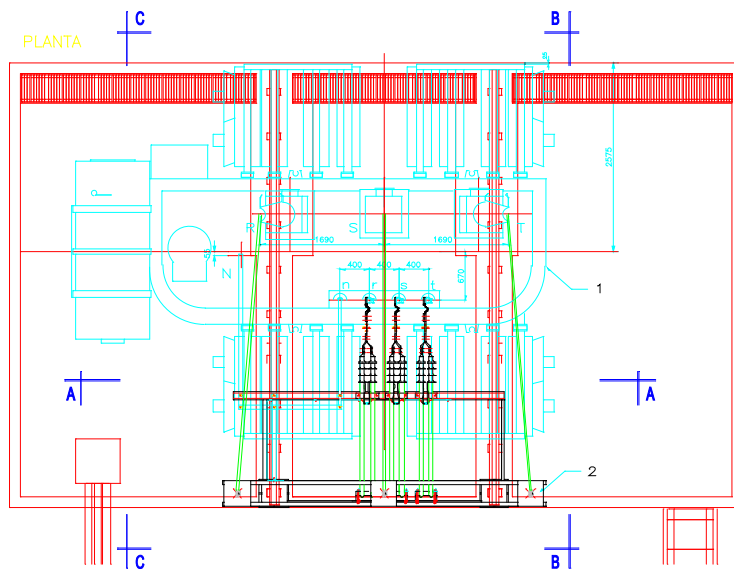


Figura AI- 14. Acometida a Transformadores de 132/21/13,2 kV.

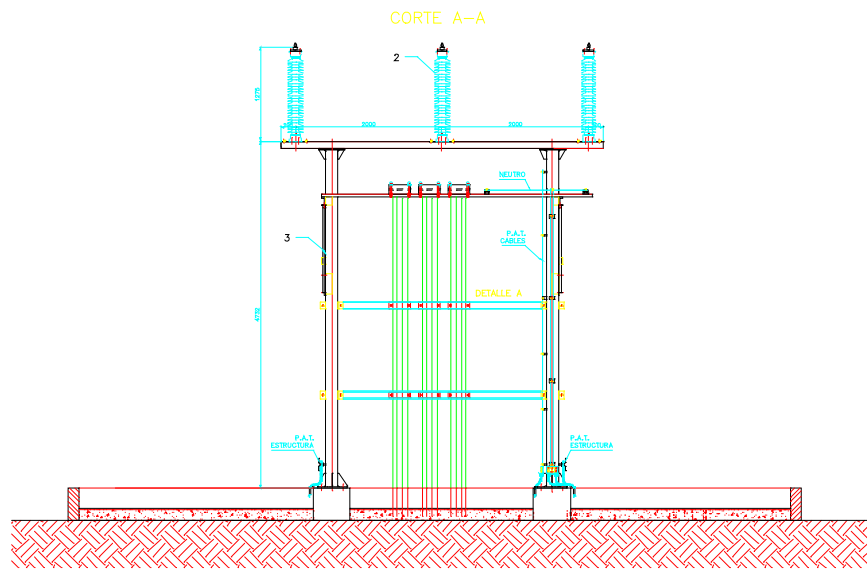


Figura AI- 15. Acometida a Transformadores de 132/21/13,2 kV, Corte A-A.

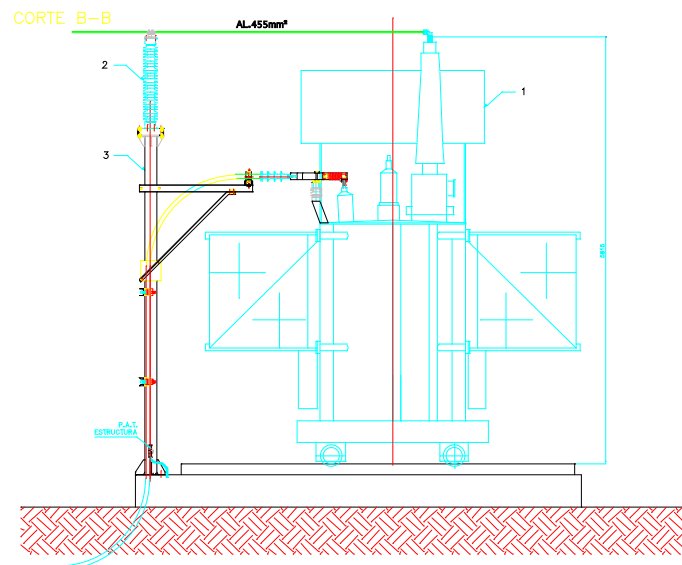


Figura AI- 16. Acometida a Transformadores de 132/21/13,2 kV, Corte B-B.

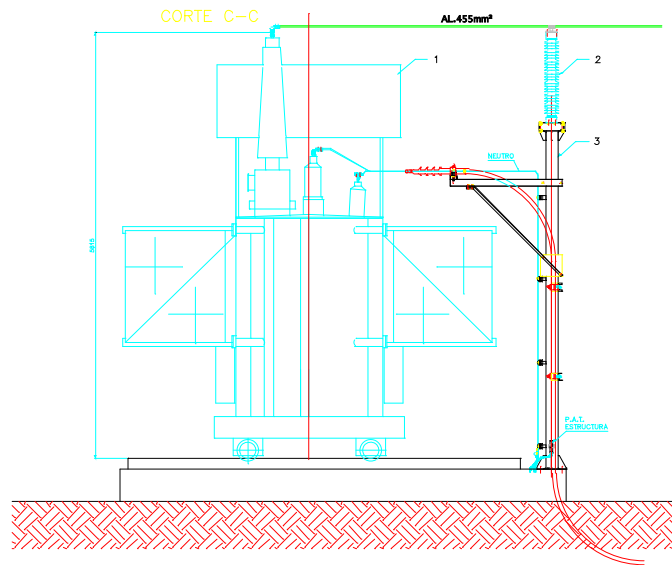


Figura AI- 17. Acometida a Transformadores de 132/21/13,2 kV, Corte C-C.

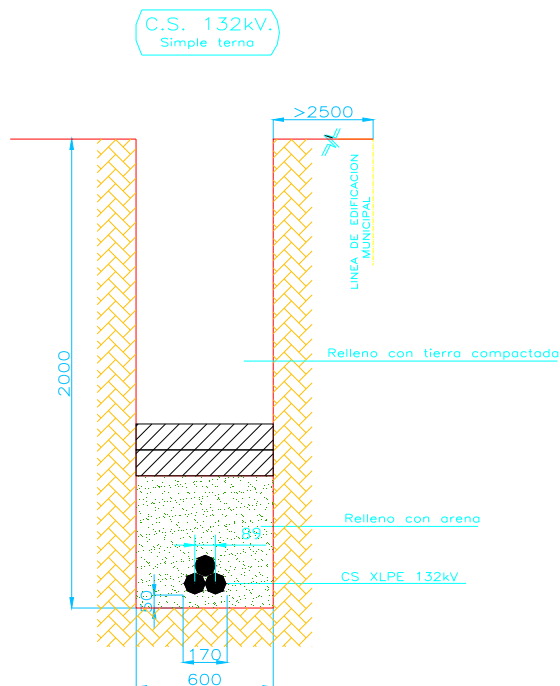
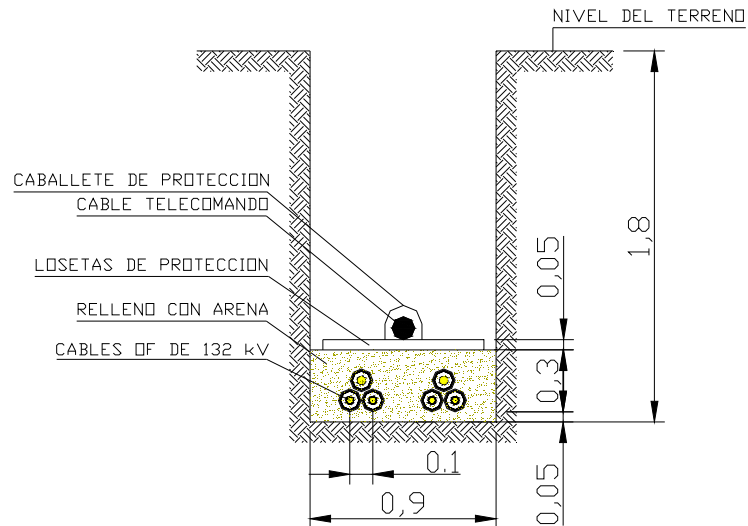


Figura AI- 18. Corte típico CS XLPE 132 kV.

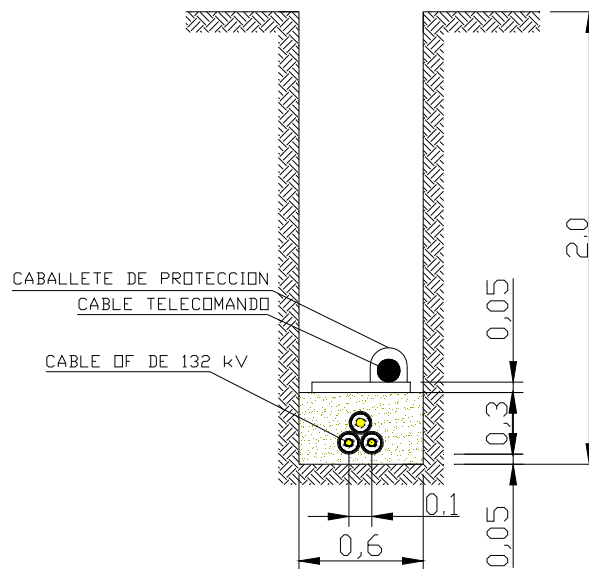
CORTE DOBLE TERNA CABLE OF 132 kV



Las Medidas son Aproximadas
 y estan expresadas en Mts.

Figura AI- 19. Corte típico CS OF 2 x 132 kV.

CORTE CABLE OF 132 kV



Las Medidas son Aproximadas
 y estan expresadas en Mts.

Figura AI- 20. Corte típico CS OF 1 x 132 kV.

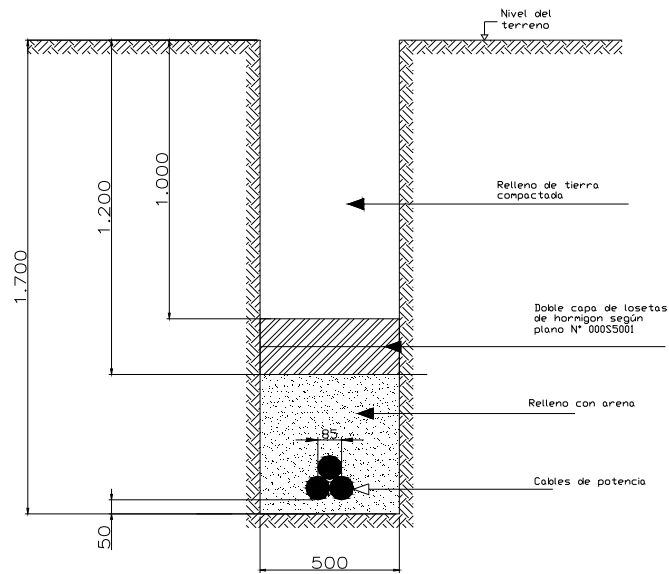
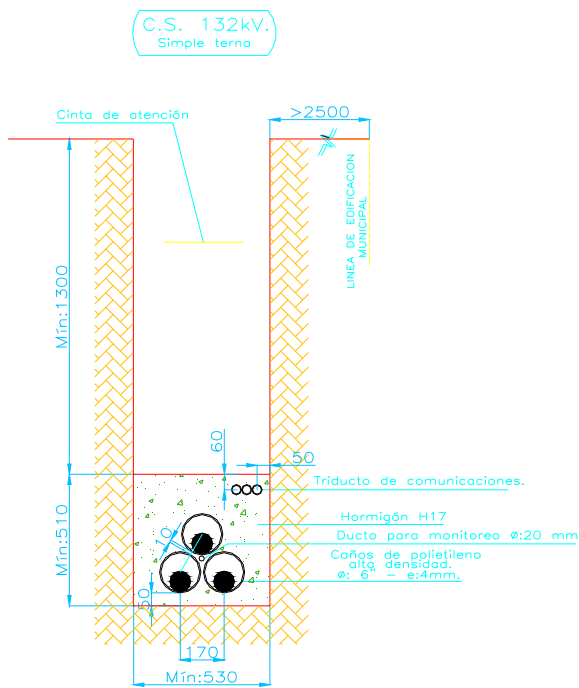


Figura AI- 21. Corte típico CS XLPE 132 kV, acometida a la GIS.



Todas las medidas están expresadas en mm.

Figura AI- 22. Corte cable 132 kV, simple terna en cañeros.

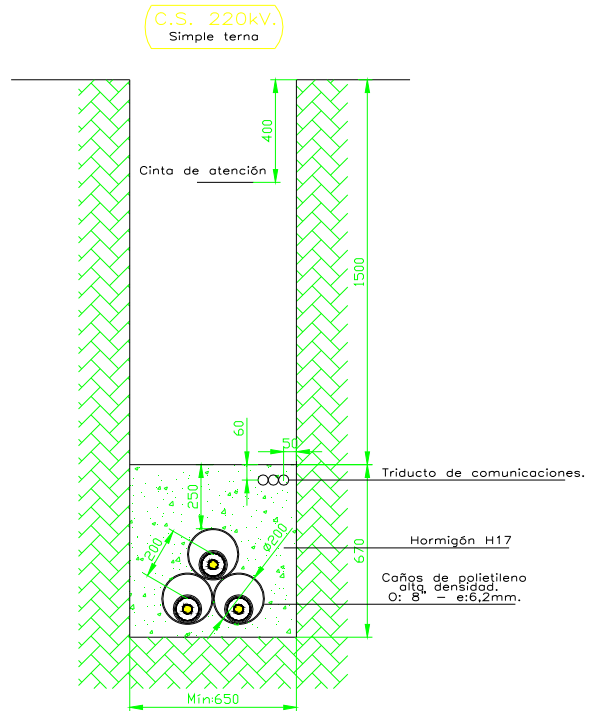


Figura AI- 23. Corte cable 220 kV, simple terna en cañeros.

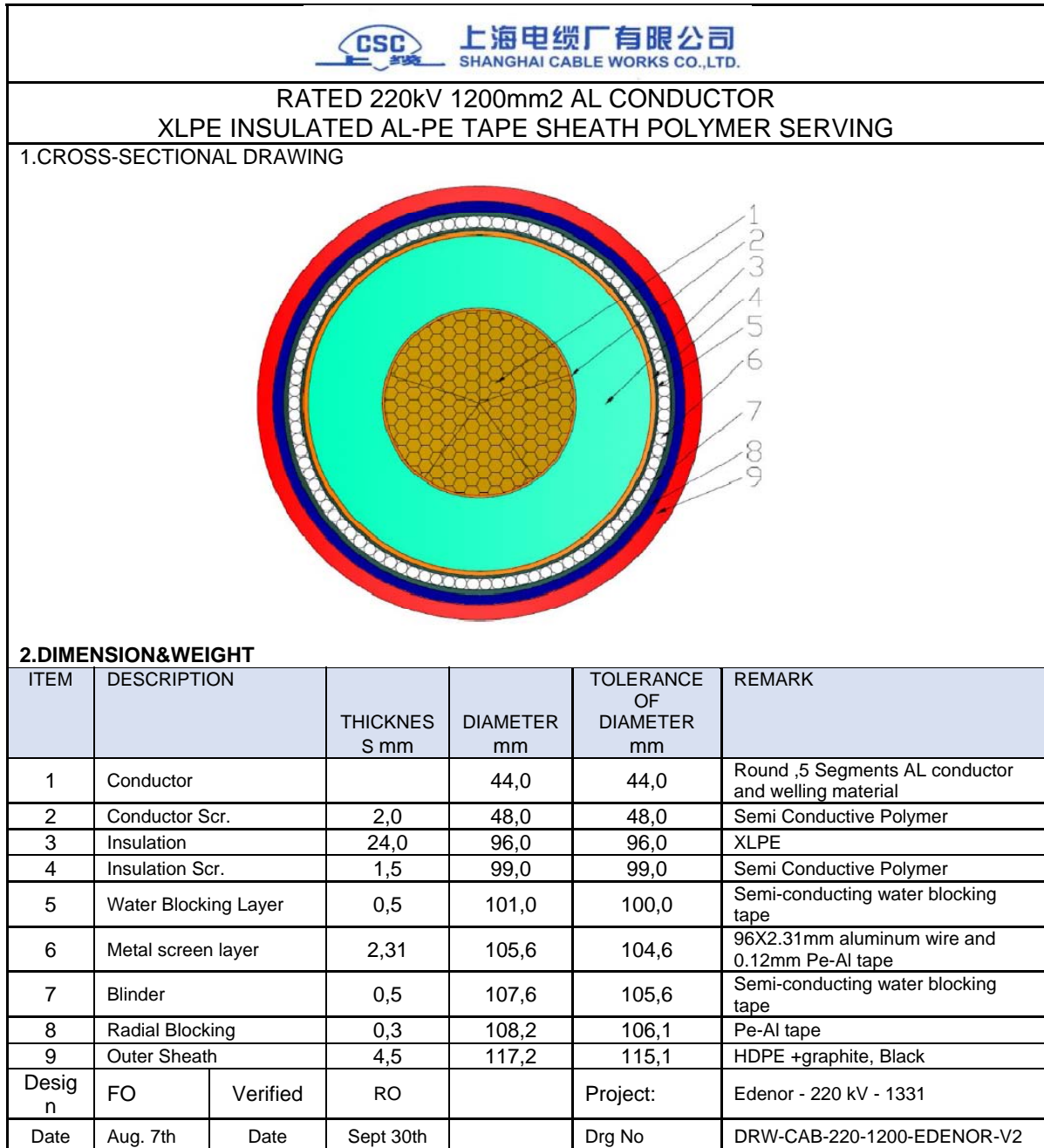


Figura AI- 24. Características del cable utilizado para las ternas 078.

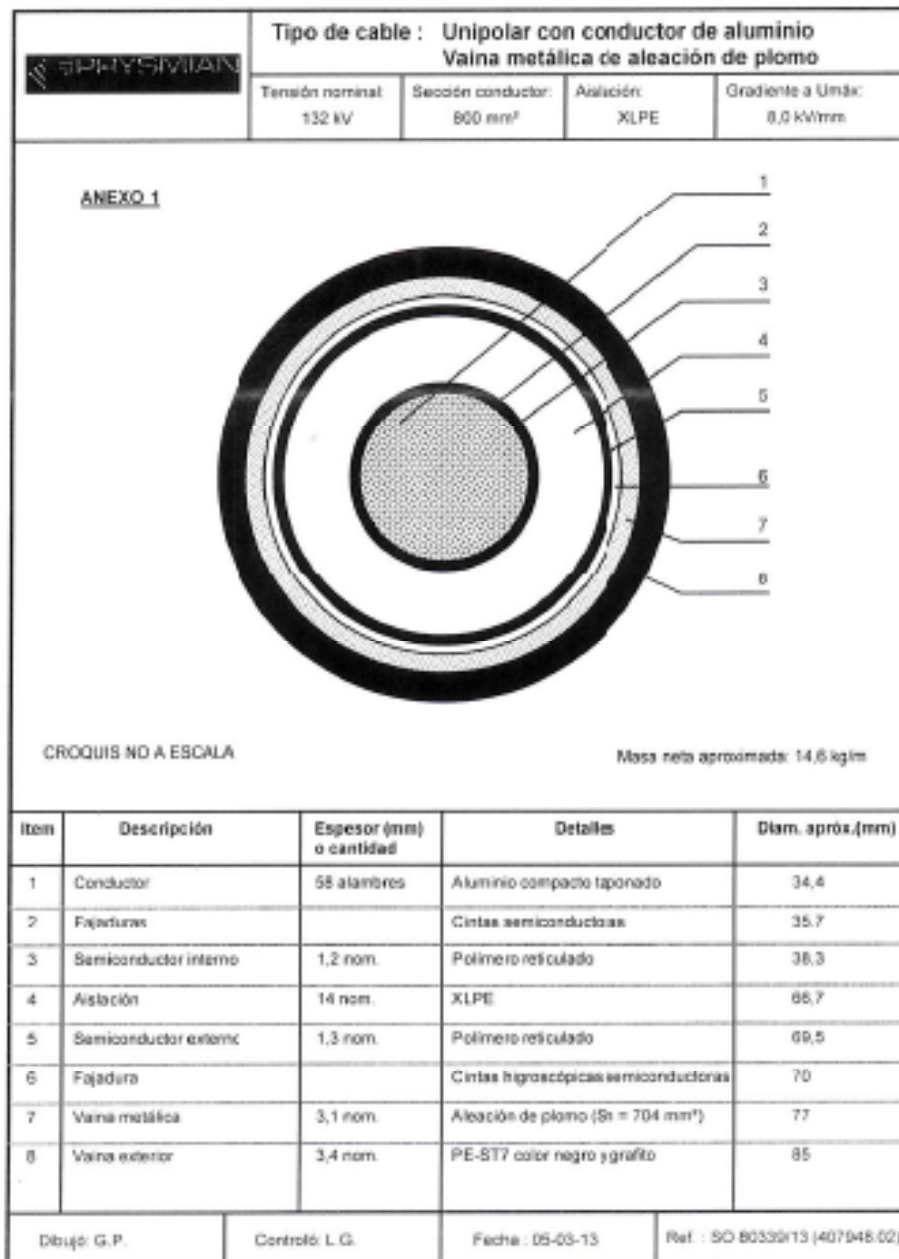


Figura AI- 25. Características del cable utilizado para las ternas ternas en 132 kV a instalarse.

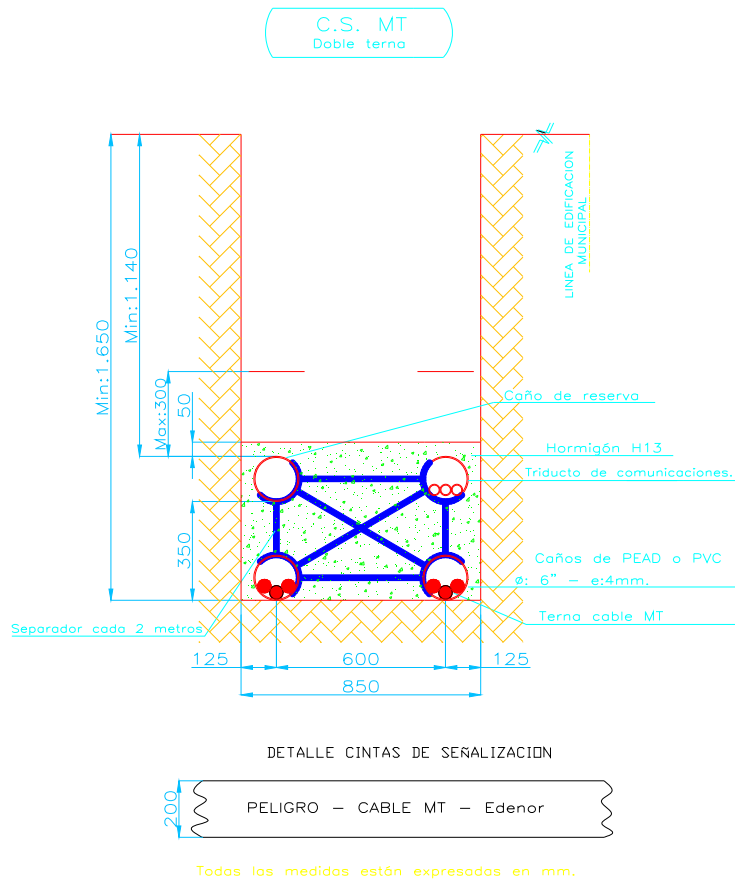


Figura AI- 26. Corte típico CS 21 kV.

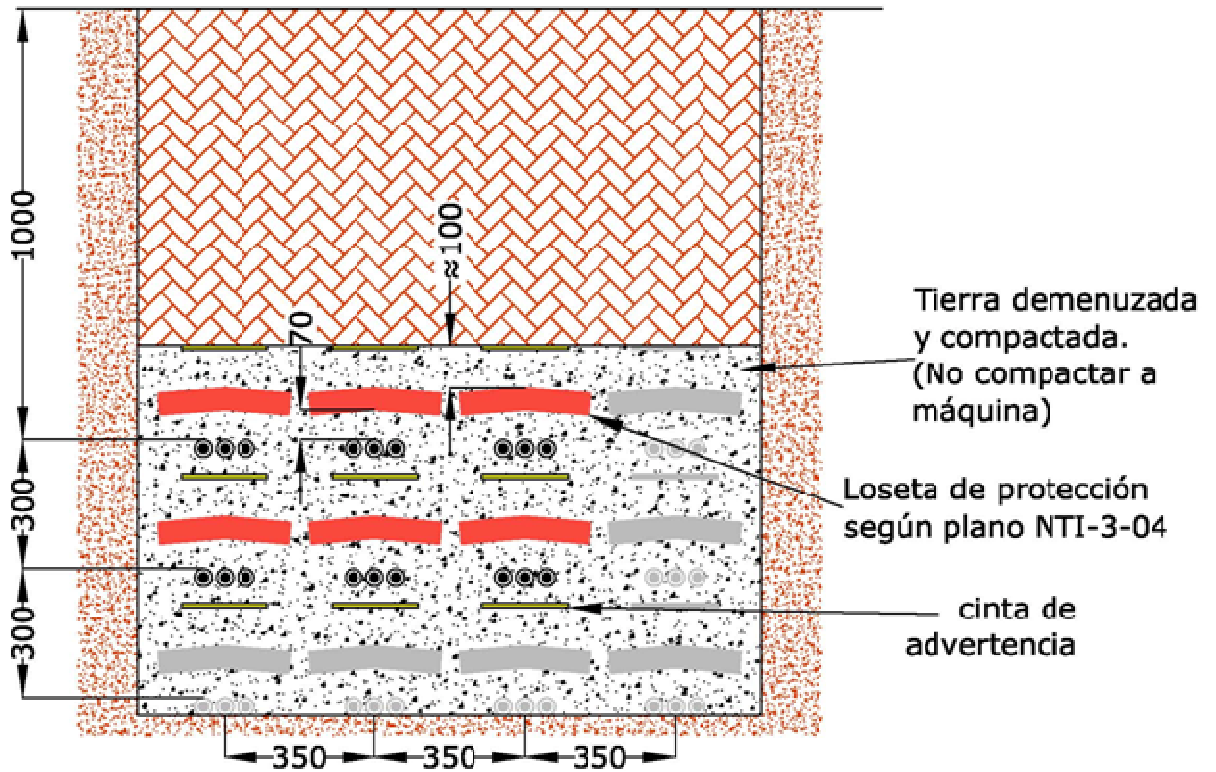


Figura AI- 27. Corte típico CS 13,2 kV.

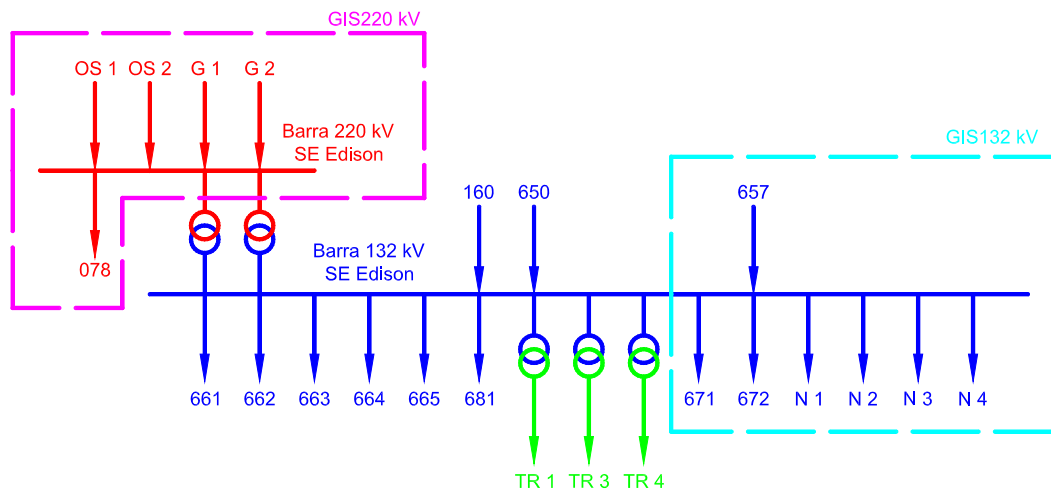


Figura AI- 28. Sentidos de flujos de potencia por los alimentadores de AT y Transformadores.

IITREE-LAT

Instituto de Investigaciones
Tecnológicas para Redes y Equipos
Eléctricos / Laboratorio de Alta Tensión

FACULTAD DE INGENIERÍA



**UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE LA PLATA**

IT-1599-16

Anexo II

AII-1-

ANEXO II

RESULTADOS OBTENIDOS DEL CÁLCULO DE CAMPO MAGNÉTICO. MAPAS, CURVAS DE NIVEL Y PERFILES.

Nota: *El presente Anexo contiene 11 hojas, incluyendo la presente*

Mapas y Curvas de nivel de campo magnético

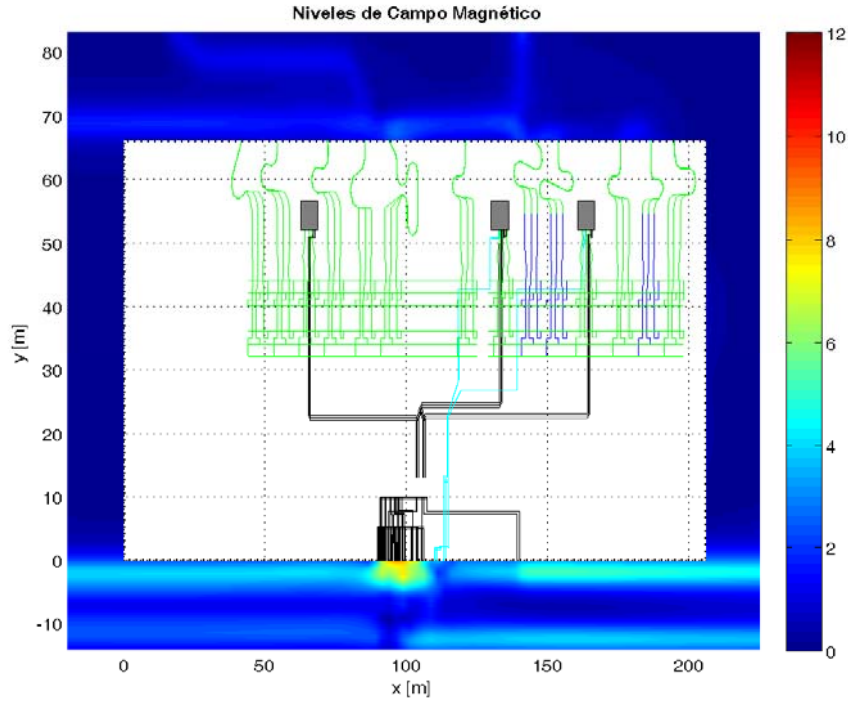


Figura AII- 1. Vista superior de niveles campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 0.

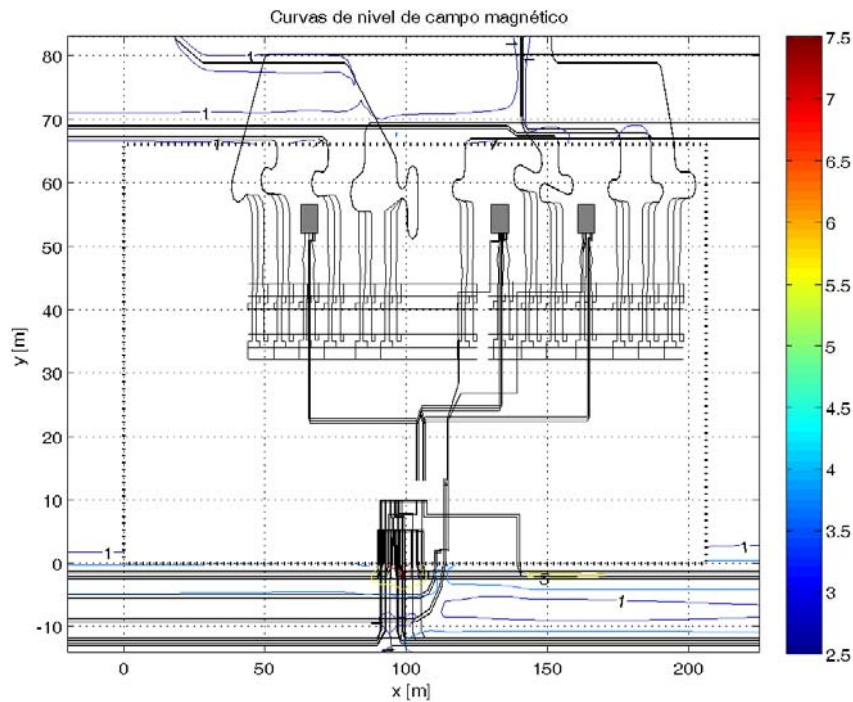


Figura AII- 2. Curvas de nivel de campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 0.

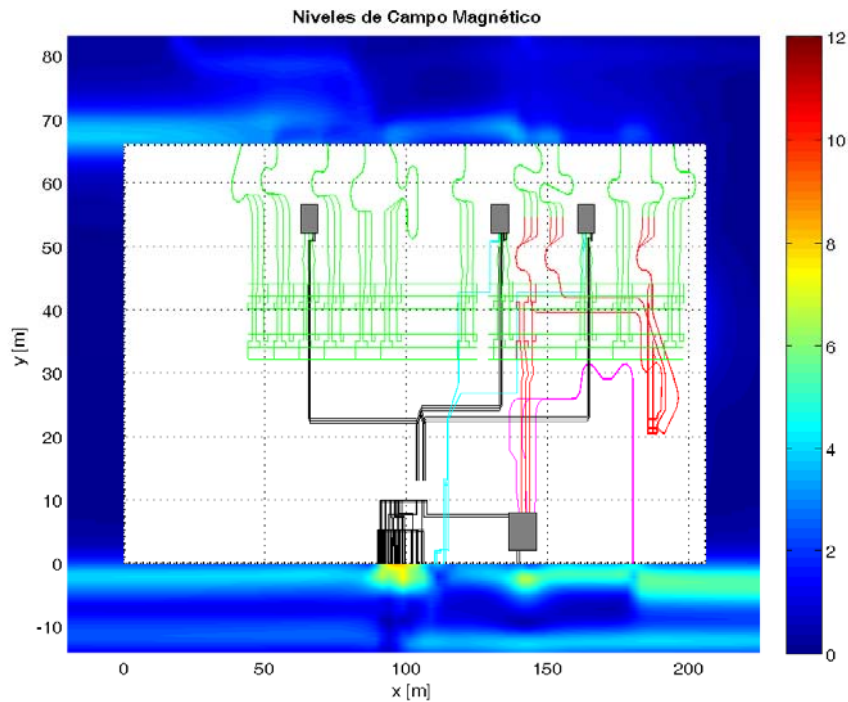


Figura AII- 3. Vista superior de niveles campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 1.

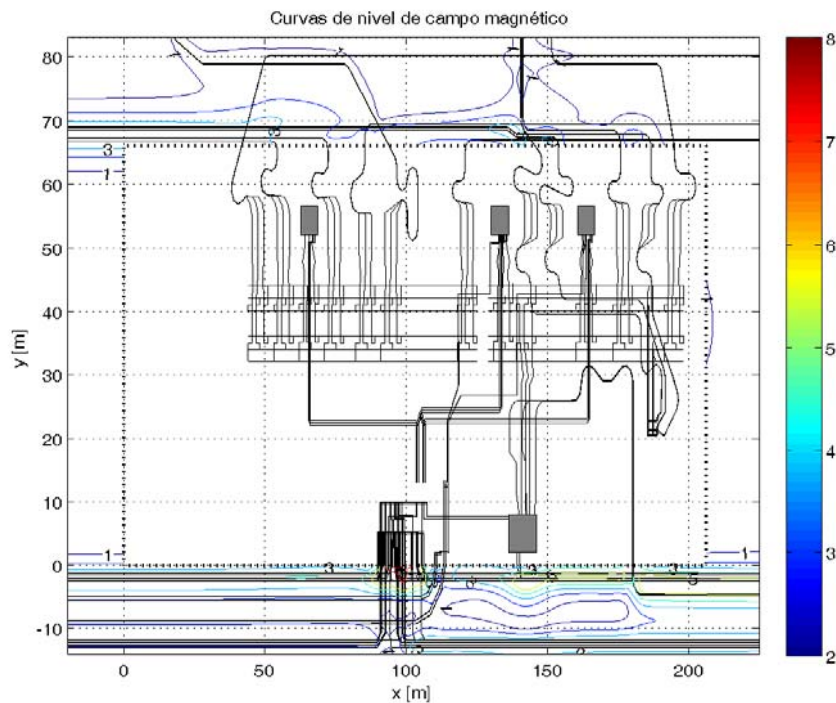


Figura AII- 4. Curvas de nivel de campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 1.

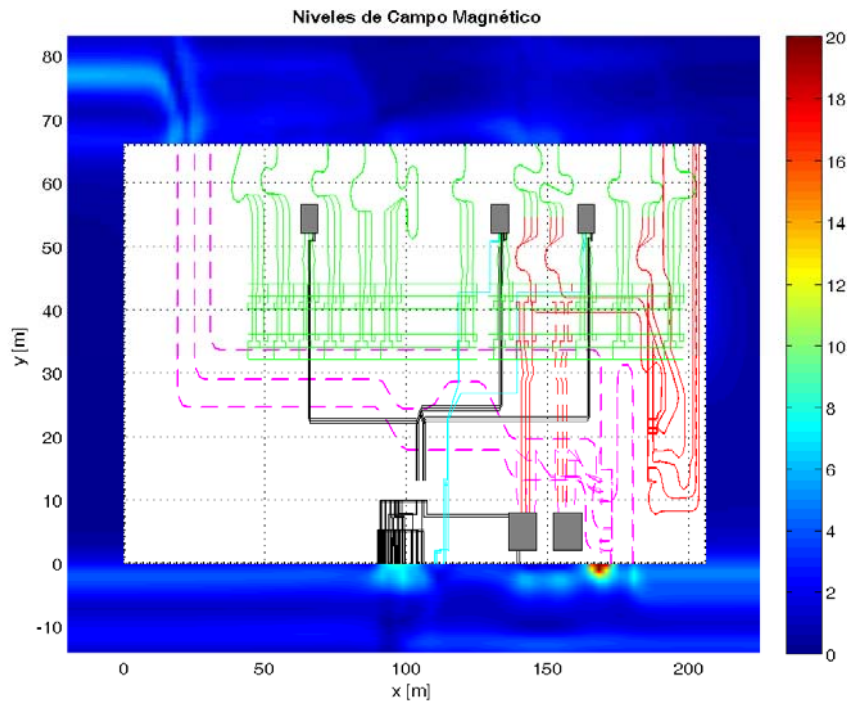


Figura AII- 5. Vista superior de niveles campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 2.

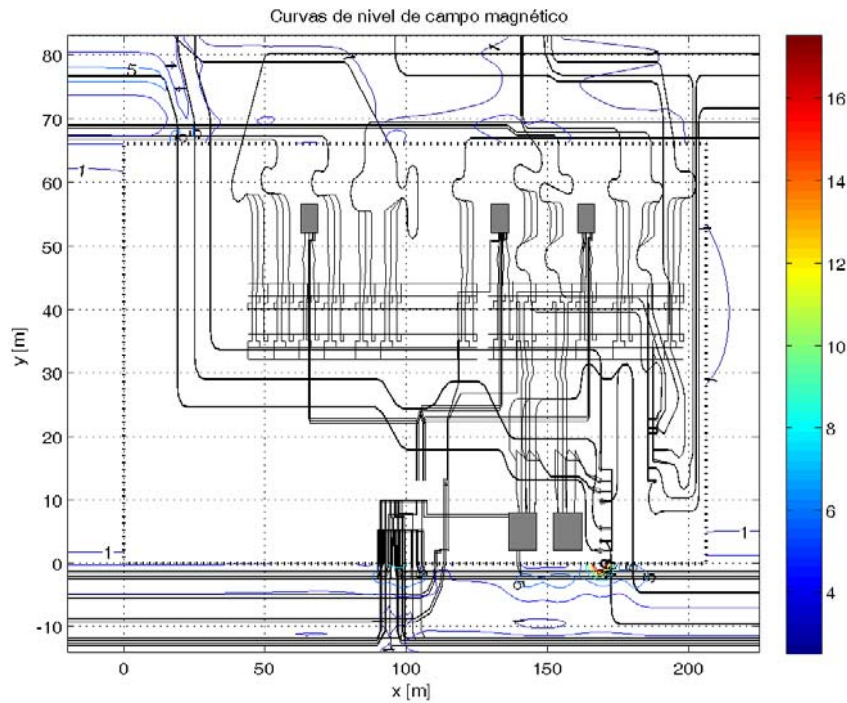


Figura AII- 6. Curvas de nivel de campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 2.

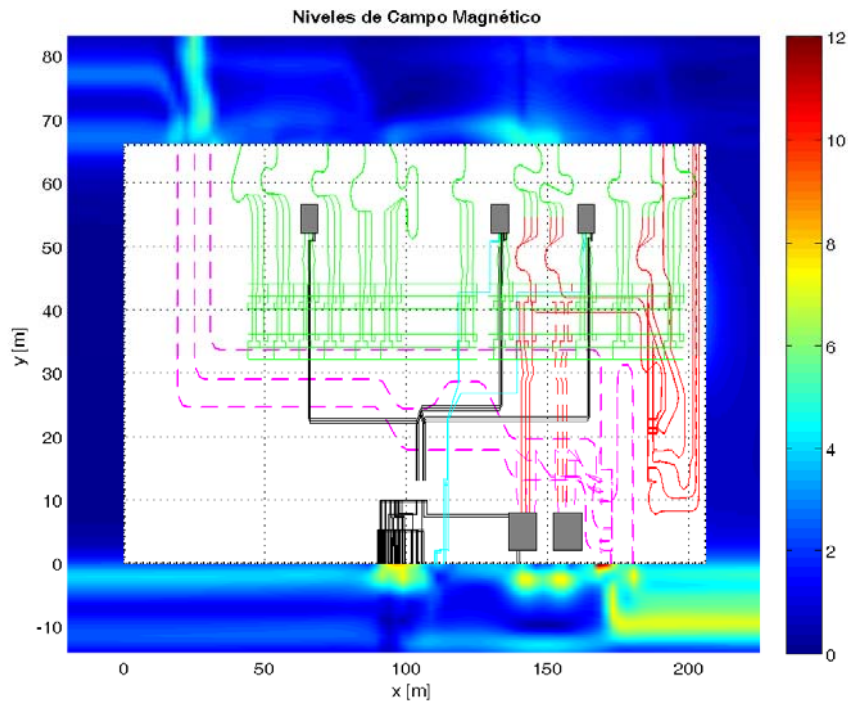


Figura AII- 7. Vista superior de niveles campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 3.

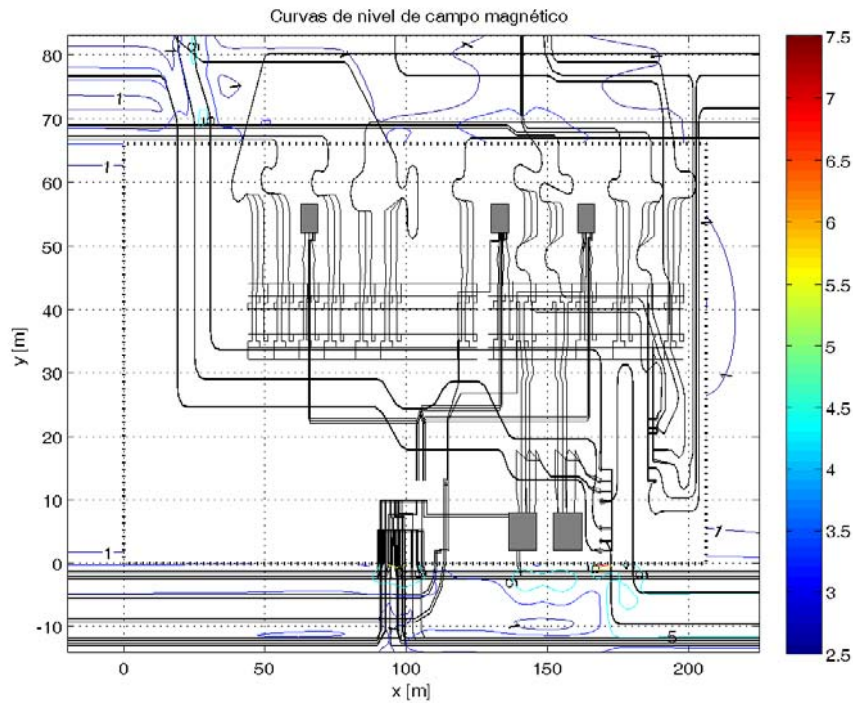


Figura AII- 8. Curvas de nivel de campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 3.

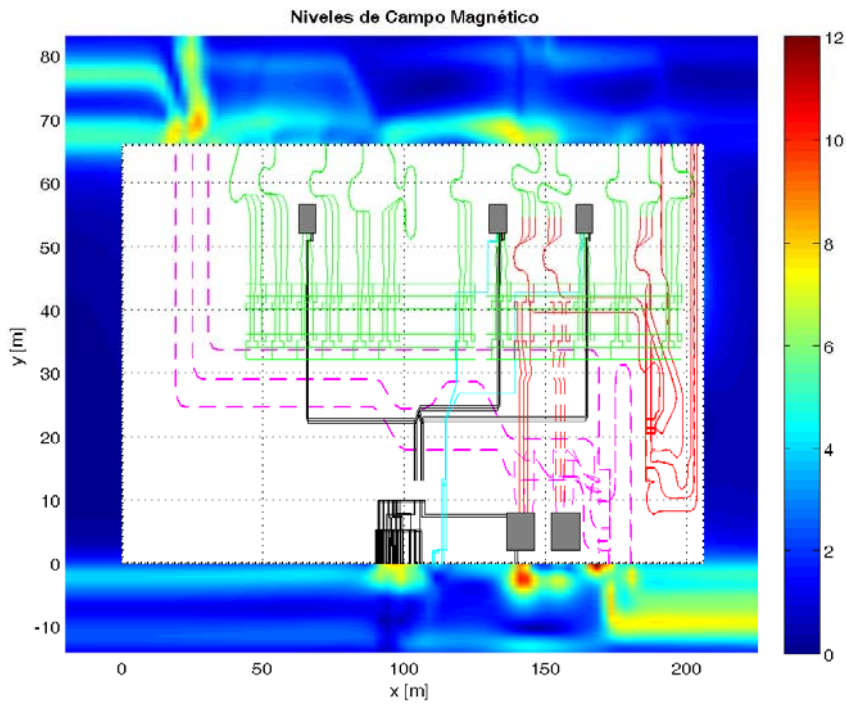


Figura AII- 9. Vista superior de niveles campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 4.

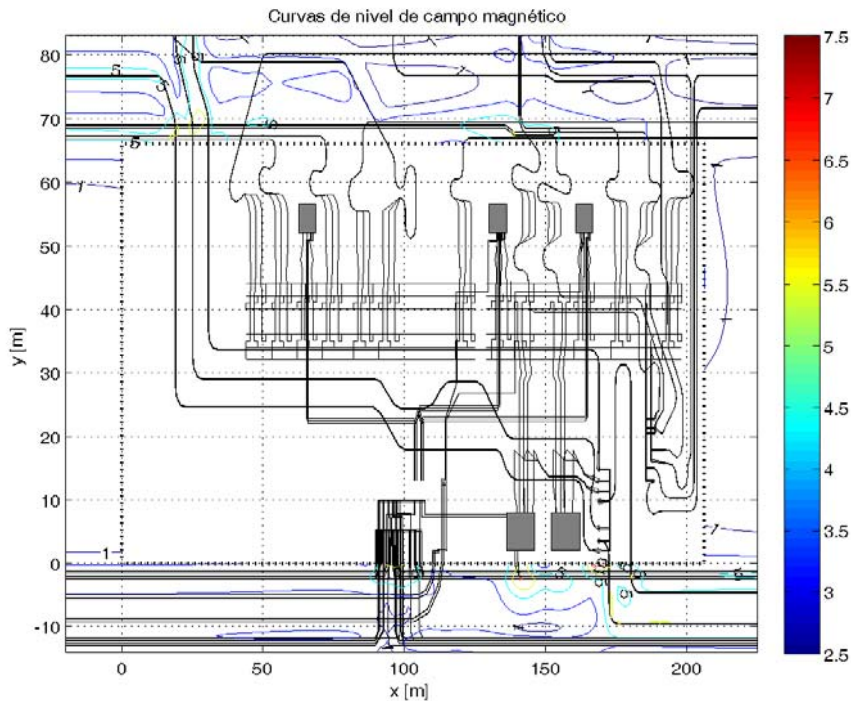


Figura AII- 10. Curvas de nivel de campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 4.

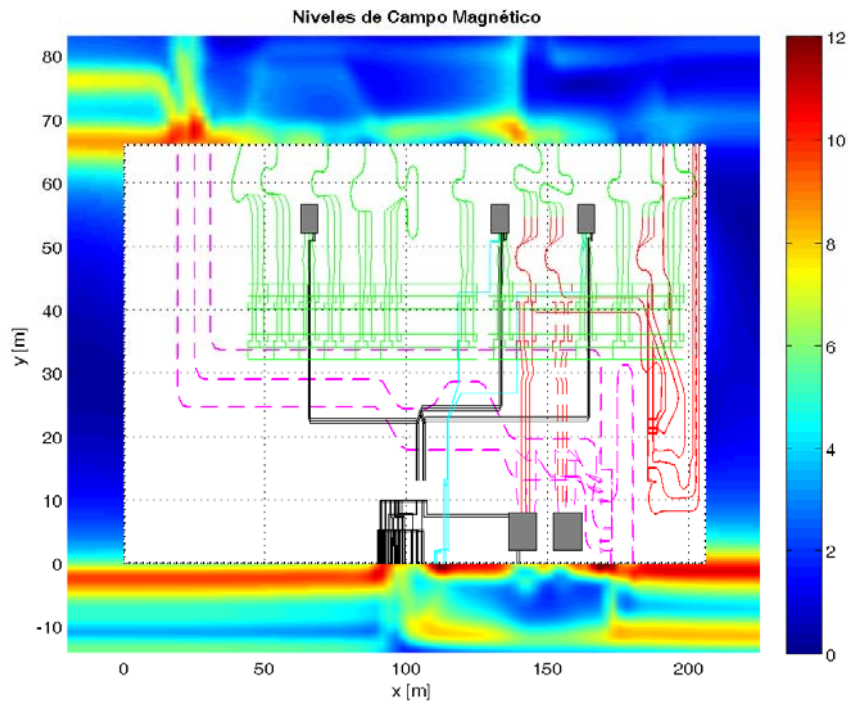


Figura AII- 11. Vista superior de niveles campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 5.

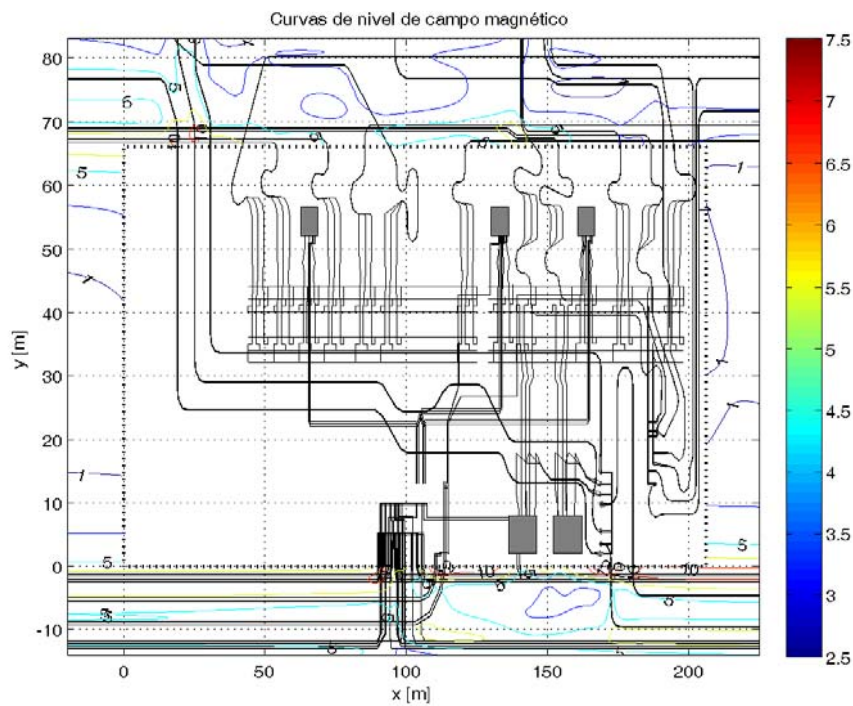


Figura AII- 12. Curvas de nivel de campo magnético en el borde perimetral de la SE, Caso 5.

Perfiles de campo magnético

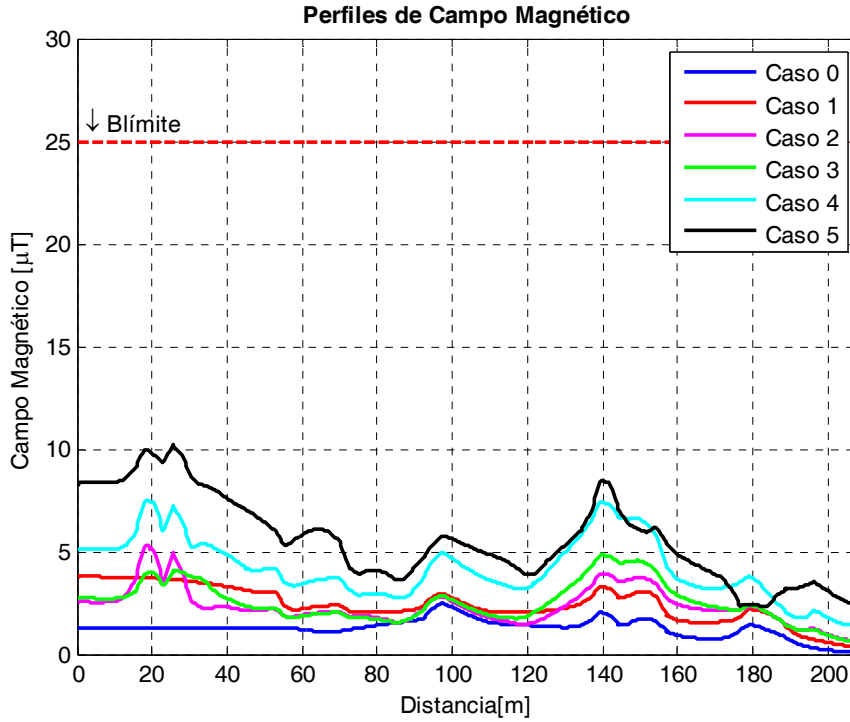


Figura AII- 13.. Perfiles de campo magnético 1, a 1 m del borde perimetral.

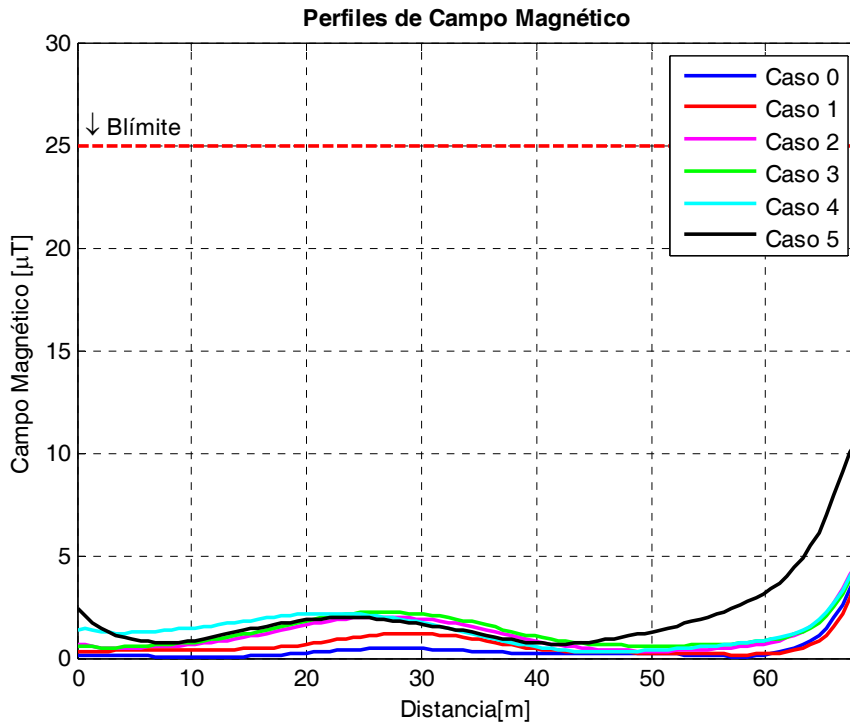


Figura AII- 14.. Perfiles de campo magnético 2, a 1 m del borde perimetral.

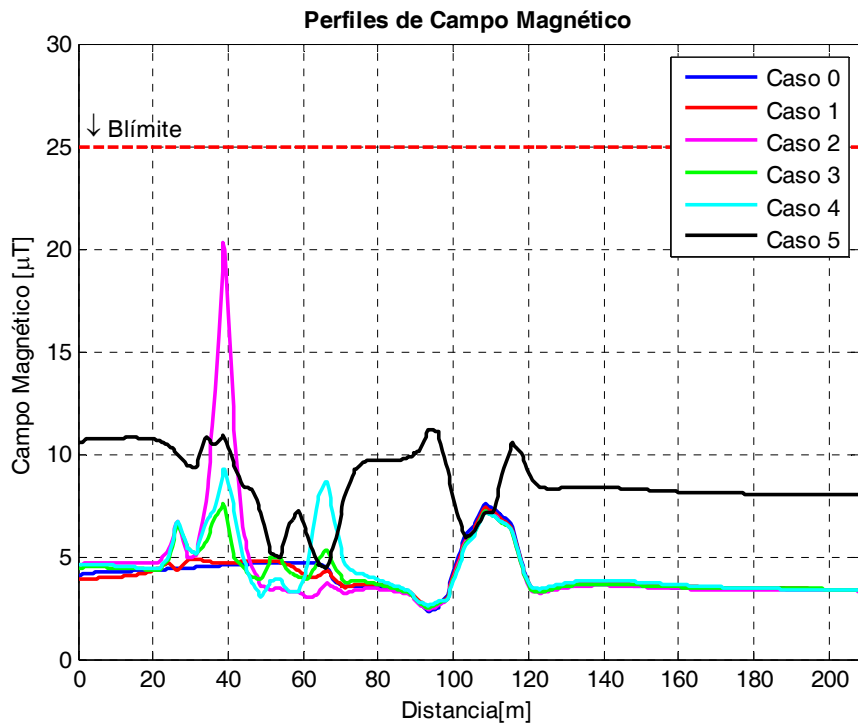


Figura AII- 15.. Perfiles de campo magnético 3, a 1 m del borde perimetral.

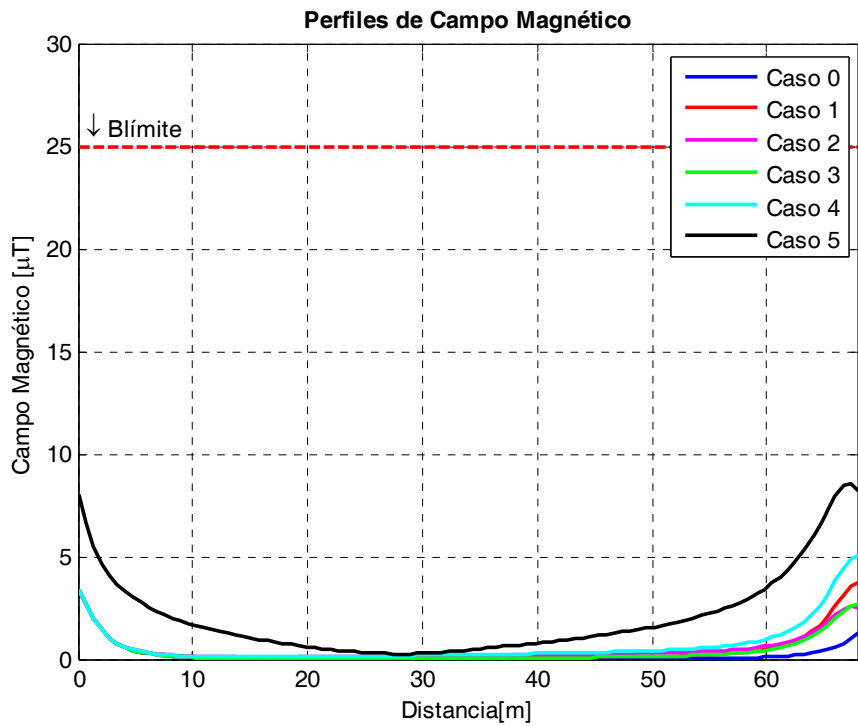


Figura AII- 16.. Perfiles de campo magnético 4, a 1 m del borde perimetral.

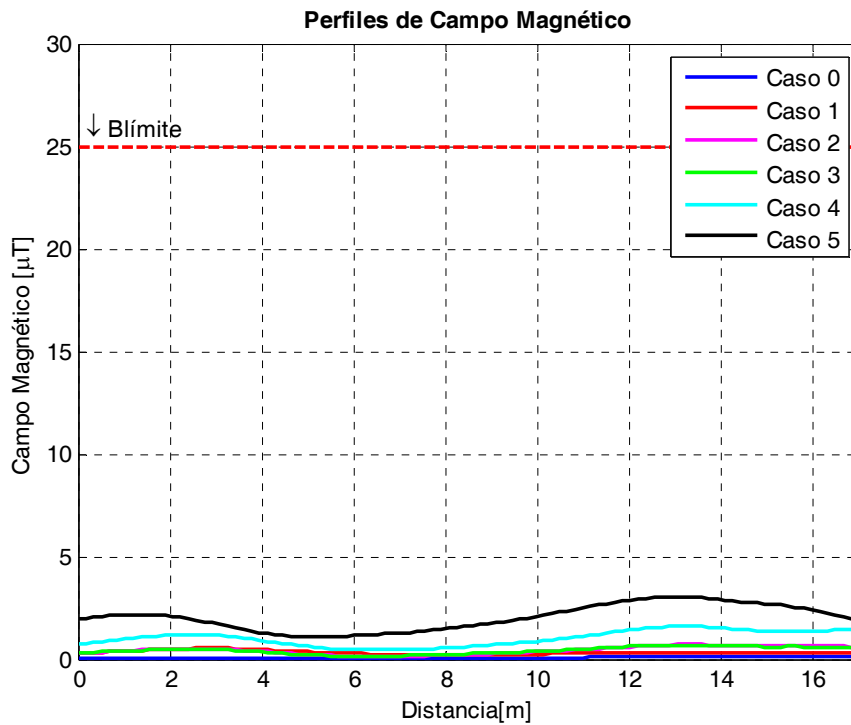


Figura AII- 17.. Perfiles transversales de campo magnético 5, sobre calle Edison (5 ternas de 132 kV).

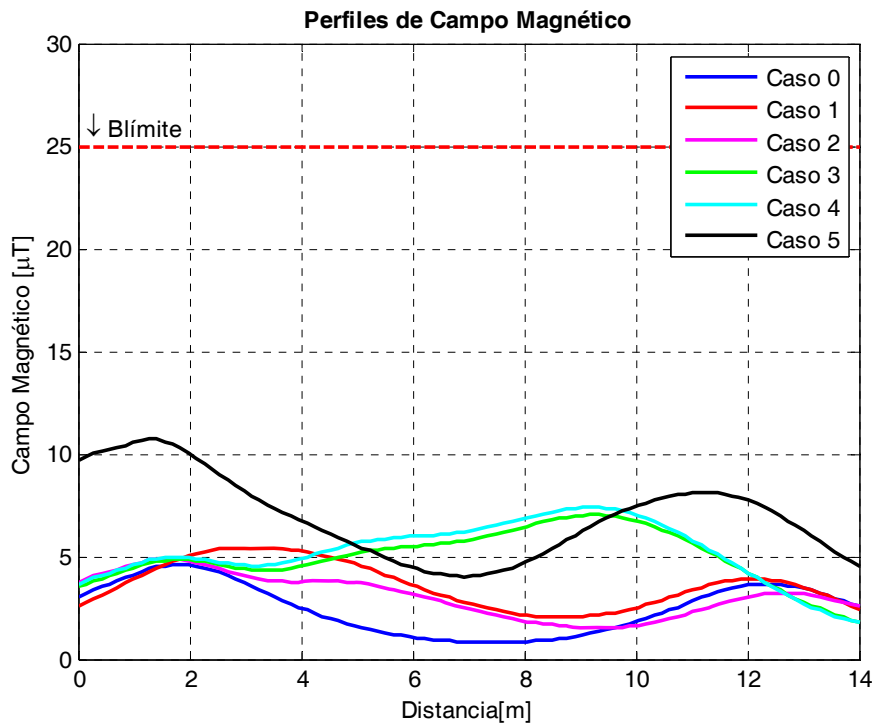


Figura AII- 18.. Perfiles transversales de campo magnético 6, sobre calle Corrientes (2 ternas de 220 kV y 19 CS de MT).

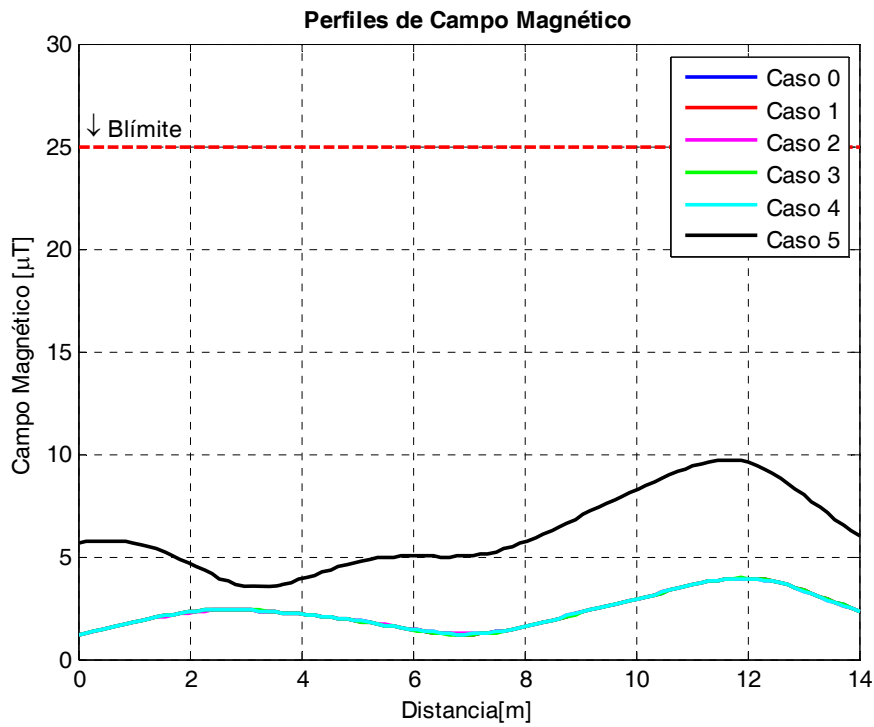


Figura AII- 19.. Perfiles transversales de campo magnético 7, sobre calle Corrientes (17 CS de MT).

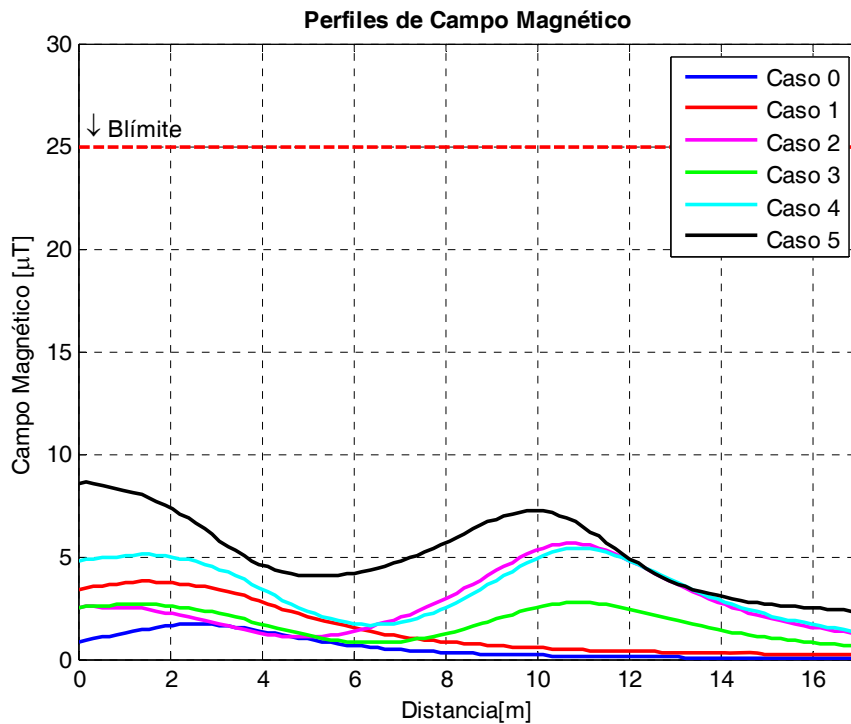


Figura AII- 20.. Perfiles transversales de campo magnético 8, sobre calle Edison (4 ternas de 132 kV y 1 de 220 kV).



Solicitado por : EDENOR
Referencia : Contratación N° 7065
Contacto: Lic. Julio Márquez

Realizado por : Ing. Nicolás Andrés Casco
Ing. María Beatriz Barbieri

Supervisado por : Ing. Patricia Liliana Arnera

INFORME TÉCNICO

Tipo-N°: IT - 1125

Fecha: Enero de 2007

Hojas: 24

Anexos: I (pág 21)

Hoja 1

Tema:

NIVELES DE CAMPO MAGNÉTICO ORIGINADOS POR LA ET N° 168 MALAVER.

Resumen:

Se encuentra previsto ampliar la estación transformadora Malaver, perteneciente al área de concesión de la Empresa EDENOR S.A., instalando un nuevo transformador de 300 MVA e incorporando 2 acometidas en cable subterráneo en 220 kV.

En el presente trabajo se calculan los niveles de campo magnético en los alrededores de la subestación Malaver, tanto en la configuración actual, como en la ampliación prevista. Se evalúan distintos casos de carga considerando condiciones de balance y desbalance trifásico.

Se realiza un análisis de la sensibilidad de los valores de campo magnético originados por los cables subterráneos, al variar la profundidad a la que se encuentran instalados.

Al considerar las condiciones de carga previstas para el funcionamiento de la ET, no se encuentra superado el nivel de campo magnético indicado por la Reglamentación vigente.

Se adjunta, en soporte óptico, una copia digital del informe y los archivos suministrados por EDENOR.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. METODOLOGÍA	4
2.1. MEDICIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO.....	4
2.2. SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO.....	4
2.3. REGLAMENTACIÓN VIGENTE EN LA REPÚBLICA ARGENTINA	5
3. DATOS SUMINISTRADOS POR EDENOR.....	5
4. DETALLES DEL MODELO IMPLEMENTADO	6
4.1. CONFIGURACIÓN DE LA ET EN LA SITUACIÓN ACTUAL.....	6
4.2. CONFIGURACIÓN DE LA ET SITUACIÓN FUTURA	7
5. CASOS ANALIZADOS	7
6. RESULTADOS.....	10
6.1. MAPAS DE CAMPO MAGNÉTICO.....	10
6.2. MODELOS 3D DE LOS RESULTADOS	10
6.3. VALORES DE CAMPO MAGNÉTICO EN PUNTOS PARTICULARES.....	19
6.4. PERFILES TRANSVERSALES	20
6.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	22
6.6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	23
7. CONCLUSIÓN Y COMENTARIOS FINALES	24
8. REFERENCIAS	24
ANEXO I. DATOS	1

1. INTRODUCCIÓN

Las instalaciones de la estación transformadora (ET) Malaver, ubicada en el partido de San Martín, serán ampliadas. Dicha subestación es operada por EDENOR S.A..

Actualmente, la ET cuenta con 2 transformadores 300 MVA, alimentados en 220 kV, con salidas en 132 kV en la parte de alta tensión. Dichos transformadores se alimentan a través de un cable subterráneo y una línea aérea, ambos provenientes de la ET Morón.

Además, la ET cuenta con 3 transformadores de 40 MVA alimentados en 132 kV, con salidas en 13.2 kV. Dichos transformadores se encuentran en una barra de 132 kV junto con otros 8 cables subterráneos provenientes de diferentes subestaciones. Las salidas en media tensión se realizan mediante 27 cables subterráneos.

Está previsto instalar dos nuevas ternas en 220 kV provenientes de las ET Costanera y Puerto Nuevo, junto con un nuevo transformador 220/132 kV de 300 MVA.

La Figura 1. muestra una vista en planta de la ET en la situación futura. En trazo negro grueso se marca el perímetro de las instalaciones. Sombreado en gris se indica la ubicación de los transformadores. En color verde se marcan las instalaciones en 220 kV (líneas aéreas, cables subterráneos y barras). En color índigo, se indican las instalaciones en 132 kV y en colorado las instalaciones en 13.2 kV. El plano se encuentra en escala y los ejes están graduados en metros.

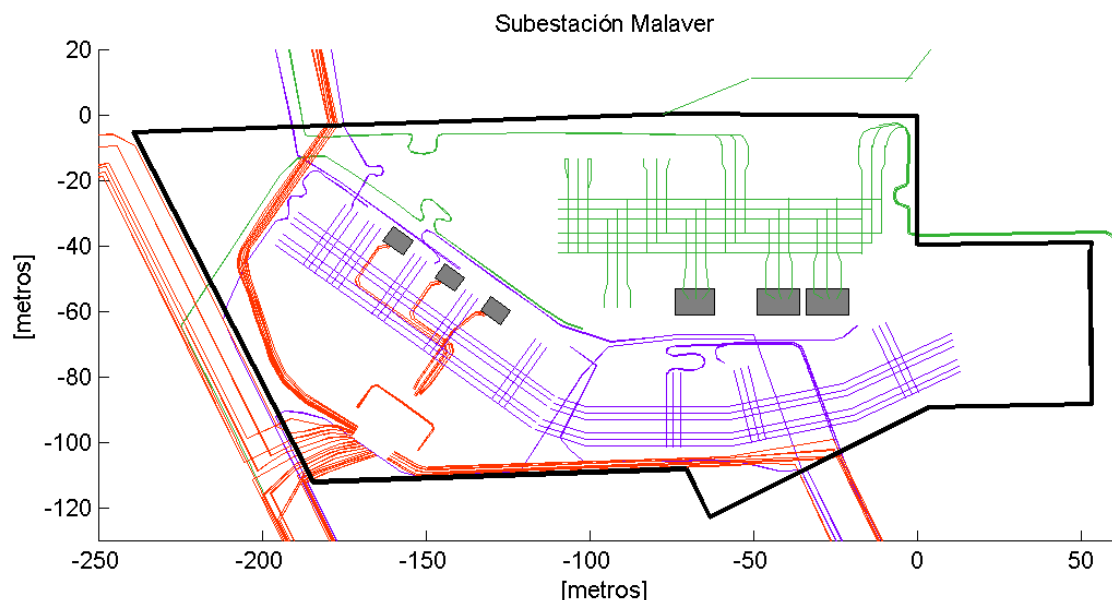


Figura 1. Vista en Planta de la Subestación Malaver. (Situación Futura)

El presente estudio tiene por objeto determinar los posibles niveles máximos de campo magnético originado por las instalaciones de la ET, fuera de las instalaciones de la distribuidora. Se analiza tanto la configuración actual como la futura ampliación bajo distintos estados de carga.

Para esto se construye un modelo en tres dimensiones de las instalaciones de la ET que incluye las principales fuentes de campo magnético. A partir de este modelo, mediante un

software especializado, se realiza el cálculo del campo magnético. Finalmente, los datos obtenidos son procesados para generar las gráficas que se incluyen en el presente informe.

2. METODOLOGÍA

2. 1. Medición de Campo Magnético

Los procedimientos de medición, de campos magnéticos producidos por líneas e instalaciones de potencia, se encuentran normalizados por la norma internacional IEEE 644-1994 (Ref. [1]).

Dado que el campo magnético es una magnitud vectorial variable en el tiempo, cuantificarlo con una magnitud escalar puede llevar a ambigüedades y resulta ser un poco más complejo que otras variables escalares variables en el tiempo como tensión o corriente.

Por esto la norma sugiere dos formas distintas de cuantificar el campo magnético, una para los medidores de un solo eje (con una sola bobina) y otra para los medidores más modernos de tres ejes, con tres bobinas ortogonales entre sí. En ambos casos se supone que la variación de las componentes del campo es del tipo senoidal.

Un medidor de un eje mide el campo sólo en la dirección en que está orientado. Por esto la indicación del medidor depende de la orientación que el operador le da al instrumento. En cambio un medidor de tres ejes es sensible al campo magnético en las tres direcciones del espacio y por esto la indicación del medidor de tres ejes es independiente de la orientación. Por los mismos motivos la indicación de un medidor de tres bobinas es siempre mayor (hasta un 41 %) a la indicación de un medidor de un solo eje.

Según la norma la indicación de un medidor de tres ejes, llamada campo resultante (B_R), queda definida según la ecuación:

$$B_R = \sqrt{B_x^2 + B_y^2 + B_z^2} \quad (1)$$

donde B_x , B_y y B_z son los valores eficaces de las componentes que definen al campo en cada una de las tres direcciones ortogonales del espacio. Cada componente es medida por una de las tres bobinas y son luego combinadas por el aparato, ya sea analógica o digitalmente, como indica la ecuación.

2. 2. Simulación de Campo Magnético

Para el cálculo se utiliza el programa Opera 10.506 de la empresa Vector Fields Inc. (Ref. [2]). Este software permite el modelado en tres dimensiones de todos los conductores como segmentos finitos de corriente. El modelo completo de toda la ET consta de alrededor de 1500 segmentos.

Los campos calculados en el presente informe siguen las recomendaciones de la norma para medidores de tres bobinas, por ser estos más representativos del mismo. Para determinar B_R , en una simulación, primero se debe calcular el valor eficaz de cada una de las tres componentes espaciales que definen al campo: B_x , B_y y B_z . Esto se logra sumando el aporte de cada uno de los segmentos de corriente respetando la amplitud y fase relativa de su variación en el tiempo. Una vez obtenidos los valores eficaces B_x , B_y y B_z numéricamente, se los combina como indica la ecuación (1) para calcular B_R .

Los resultados son presentados en forma de mapas y perfiles transversales de campo magnético, obtenidos a un metro de altura.

2. 3. Reglamentación Vigente en la República Argentina

Según el artículo 17 de la ley N° 24.065 (Ref. [3]), es la Secretaria de Energía de la Nación quien reglamenta las emisiones que surjan de la operación de equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

A raíz de esto, la Secretaria de Energía promulga la Resolución 77/98 (Ref. [4]), y su modificación Resolución 297/98 (Ref. [5]) donde se indican los límites de los parámetros ambientales que caracterizan el impacto ambiental de dichas instalaciones (impacto visual, efecto corona radio interferencia y ruido audible, ruido, campos eléctricos y magnéticos de baja frecuencia).

En dicha reglamentación se fija como valor límite de campo magnético $25 \mu T$ en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella y en el borde perimetral de las subestaciones, medido a un metro del nivel del suelo.

Para reglamentar los procedimientos de medición de los parámetros ambientales descriptos, se promulga la Resolución 1724/98 (Ref. [6]). Esta indica que se deben seguir las recomendaciones que da la norma ANSI-IEEE 644 (Ref. [1]) en todo lo referido a la medición de campo magnético. Atentos a la reglamentación vigente, en el presente informe, se siguen todas las recomendaciones aplicables de tal norma.

3. DATOS SUMINISTRADOS POR EDENOR

Los datos del estudio surgen de los planos enviados por EDENOR. Estos se adjuntan en el Anexo I.

La Tabla I. indica el título y número del plano empleado, la referencia a la correspondiente figura en el Anexo I y el nombre del archivo en el CD que acompaña al informe.

En el Anexo I, se incluyen las Tablas: Tabla AI-I y Tabla AI-II en las cuales se vuelcan los valores de corrientes en cada una de las ternas de media y alta tensión provistos por EDENOR. Se observa que en ningún caso, las corrientes de las salidas de media tensión (Tabla AI-II) superan los 240 A.

Tabla I. Referencia de los planos empleados para el modelo.

Título	Nº de Plano	Figuras	Nombre de Archivo
Subestación Transformadora ZZ068 Acometidas AT (Actual) S.S. E.E. 068 Malaver	054A5022	Figura AI-1	Planta - Acometidas AT Actual.dwg
Subestación Transformadora ZZ068 Acometidas AT (Futuras) S.S. E.E. 068 Malaver	054A5023	Figura AI-2	Planta - Acometidas AT Futuras.dwg
S.E. Nº 068 Malaver Nueva Playa 220 kV Planta General y Cortes	068A6206	Figura AI-3 Figura AI-4 Figura AI-5 Figura AI-6	Planta y Cortes - Playa 220.dwg
Corte Equipo B26 Cable 656 – Suarez	068E2671	Figura AI-7	Corte - Equipo 132kV.dwg

Título	Nº de Plano	Figuras	Nombre de Archivo
Planta y Cortes – Media Tensión	N/D	Figura AI-8 Figura AI-9 Figura AI-10 Figura AI-11 Figura AI-12 Figura AI-13 Figura AI-14	Planta y Cortes - Media Tensión.dwg
LAT 1 x 220 kV Terminal Simple Terna Esquema Dimensional Tst	N/D	Figura AI-15	Corte - Linea Aerea.dwg
C. S. 220 kV Corte Típico Cables OF 220 kV Disposición Coplanar	N/D	Figura AI-16	Corte - Cables 220 y 132 kV.dwg
Esquema de Zanja CS 220 kV Simple Terna Disposición Trebolillo	000S5028	Figura AI-17	Corte - Cables 220 kV Tresbolillo.dwg
C. S. 132 kV Corte Típico Cables OF 132 kV Disposición Trebolillo	N/D	Figura AI-18	Corte - Cables 220 y 132 kV.dwg
C. S. 2 x 132 kV Corte de Zanja Cables 655/654	N/D	Figura AI-19	Corte - Cables 655-656.dwg

4. DETALLES DEL MODELO IMPLEMENTADO

Para realizar el análisis, se implementaron modelos geométricos tridimensionales. Se realizó el modelo de la situación futura de la ET y a su vez, para analizar la modificación en los niveles de campo magnético que origina la ampliación, se considera un modelo adaptado a la situación actual de la ET.

Dado la complejidad de la instalación y que la misma se encuentra en proyecto, resulta dificultoso modelar todos los detalles, por lo tanto se realizan simplificaciones para la definición del modelo. Se destaca que estas simplificaciones, no implican un cambio sustancial en los resultados obtenidos con el modelo. Por otra parte se realizan simulaciones considerando distintos casos bajo diferentes condiciones de carga.

4. 1. Configuración de la ET en la Situación Actual

La configuración actual de la ET sigue los detalles del plano de la Figura AI-1. Existen dos acometidas en 220 kV. Una línea aérea cuya geometría se muestra en la Figura AI-15 y una terna subterránea cuya geometría se describe en la Figura AI-16. Las alturas de los conductores de la línea aérea es de 12.7, 17.6 y 22.6 metros. Para su representación se emplearon los cortes disponibles que se corresponden con la situación futura. La profundidad a la que se encuentra el cable subterráneo es de 2 metros y la separación entre centros es de 20 cm.

Para simplificar el modelo, la acometida del cable de 220 kV se realiza siguiendo los cortes de la situación futura (Figura AI-4). Lo mismo sucede para la línea aérea. En este caso no existen las barras de 220 kV.

En el modelo, se incluyen las barras de 132 kV a una altura de 7.9 m., tal como se indica en el plano de la Figura AI-7.

Los cables de 132 kV se modelan como indica la Figura AI-18 y Figura AI-19 para la doble terna. La profundidad es de 2 metros y 1.6 metros respectivamente. La separación entre centros es de 11 cm para las simples ternas y de 16 cm para la doble terna.

El modelo de media tensión incluye las salidas de los tres transformadores de alta a media tensión y las 27 salidas de media tensión de distribución exterior. Todas ellas como indican los planos Figura AI-10, Figura AI-11 y Figura AI-12, en configuración tresbolillo, a una profundidad de 1.5 metros y con una separación entre centros de 5 cm.

Todos los cables que acometen o salen de la SE, ya sean de alta o media tensión, son modelados siguiendo la traza indicada en la Figura AI-1 para los de alta tensión y la Figura AI-8 para los de media tensión. Dado que la traza de la línea aérea no se incluye en el plano de la Figura AI-1 se sigue la traza de la Figura AI-2.

Las celdas de media tensión se modelan según los cortes de la Figura AI-13 y Figura AI-14. En este caso los cables están tendidos en bandejas con una separación entre centros de 10 cm y una separación entre bandejas de 25 cm.

4. 2. Configuración de la ET Situación Futura

La situación futura de la ET es muy similar al de la situación actual. Los únicos cambios se encuentran las instalaciones de 220 kV. Se agregan dos nuevas ternas, tal como se indica en la Figura AI-2. Dichas ternas se encuentran en configuración de tresbolillo, a una profundidad de 2 metros y una separación entre centros de 20 centímetros. Además se realizan unas modificaciones menores en la ubicación de la acometida de la línea aérea.

También se agregan las barras de 220 kV y sus acoplamientos, a una altura de 8.3 m como indican los planos Figura AI-2 Figura AI-3, Figura AI-4, Figura AI-5, Figura AI-6.

Los niveles en 132 kV y en media tensión mantienen igual representación, puesto que no está previsto que se realicen modificaciones en esas instalaciones.

Todos los cables que acometen o salen de la SE, ya sean de alta o media tensión, son modelados siguiendo la traza indicada en la Figura AI-2 para los de alta tensión y Figura AI-8 para los de media tensión.

5. CASOS ANALIZADOS

Como se mencionó anteriormente, se estudia la configuración actual de la ET y la configuración futura, luego de la ampliación, bajo distintas condiciones de carga y de desbalance del sistema trifásico.

Se analizaron casos con los datos de corriente máxima admisibles en las ternas de 220 kV, suministrados por EDENOR.

Por otra parte, se verificaron los valores de corriente de las ternas en 220 kV, con la base de datos de CAMMESA y con la Guía de Referencia de EDENOR. En ambas se indica que la corriente máxima de la línea 46 es 1480 A, lo cual implica una potencia de 560 MVA,

mientras que la terna 48, posee un tramo aéreo y otro subterráneo, con cable de 650 mm², siendo este último el que limita el valor de corriente máxima de esta terna.

Con el objeto de maximizar los valores de campo magnético, se consideran valores de corriente de los cables subterráneos obtenidos de catálogo (Ref. [7]). Para cables XLPE de cobre en 220 kV, con configuración bolillo e instalados 1,3 m de profundidad y simple terna, con sección de 630 mm², el valor de corriente es 860 A, mientras que para sección de 800 mm² el valor admisible de corriente es 965 A. Bajo las condiciones máximas de corriente señaladas, se evalúan los casos V y VI.

En total se simulan seis casos diferentes que se resumen en la Tabla II.

Tabla II. Síntesis de los casos analizados.

N° de Caso	Situación	Corrientes	Balance / Desbalance
I	Actual	Suministradas por Edenor	Balanceado
II	Actual	Suministradas por Edenor	Desbalance (5% secuencia cero)
III	Futura	Suministradas por Edenor	Balanceado
IV	Futura	Suministradas por Edenor	Desbalance (5% secuencia cero)
V	Futura	Condiciones máximas	Balanceado
VI	Futura	Condiciones máximas	Desbalance (5% secuencia cero)

Las corrientes empleadas para los casos I, III y V se resumen en la Tabla III. Las corrientes empleadas en los casos II, III y IV son idénticas respectivamente pero con 5% de desbalance de secuencia cero.

La única diferencia entre los casos con datos suministrados por EDENOR y el caso con condiciones máximas, radica en los valores de corriente de las ternas en 220 kV.

Aunque en la práctica ninguno de los casos propuestos sea posible, ya sea por consideraciones de confiabilidad y/o limitaciones en los transformadores, estudiarlos resulta útil dado que proporciona una cota superior del nivel de campo magnético que podría originarse en situaciones poco probables.

Además, como el campo magnético es un fenómeno local asociado a la corriente que lo genera, los valores así obtenidos serán una buena aproximación al valor máximo que cada terna individual puede producir en el caso que transporte su corriente máxima permanente, independientemente de la carga existente en las demás ternas.

Cada una de las 27 salidas de media tensión tiene un valor máximo de corriente particular declarado por EDENOR, pero en ninguno de los casos supera 240 A. Por motivos de simplicidad, y para considerar valores máximos de campo a obtener, se consideró un valor máximo permanente de 240 A para todas las salidas de media tensión.

En los casos que se analiza la situación actual (casos I y II) no se consideran las ternas de Costanera y Puerto Nuevo, ni el nuevo transformador 220/132 kV. Los casos III, IV, V y VI, tienen idéntico modelo geométrico pero las corrientes de las ternas de 220 kV varían según sean las suministradas por EDENOR -787 A- (casos III y IV) o las consideradas como

máximas 860 A (terna 46), 1480 A (terna 48) y 965 A (nuevas ternas 54 y 60), - (casos V y VI).

En la configuración actual, la ET Malaver no posee barras en el nivel de 220 kV, por lo tanto la máxima corriente que eventualmente podría circular por la línea aérea o el cable, queda limitada por la potencia del transformador (300 MVA / 787 A), razón por la cual para la situación actual no se analiza el valor límite suministrado por CAMMESA y la Guía de Referencia de EDENOR.

Dado que un desbalance en el sistema trifásico de corrientes, puede originar un aumento en el nivel de campo magnético, se estudia la posibilidad de que todo el sistema, tanto en alta como en media tensión, se encuentre con un desbalance del 5% de secuencia cero (casos II, IV y VI). Estos casos son similares a los casos I, III y V respectivamente pero se considera 5% de componente de secuencia cero.

Tabla III. Corrientes empleadas por caso.

N° Terna	Nombre	Tensión [kV]	CASO I (Suministradas por EDENOR)		CASO III (Suministradas por EDENOR)		CASO V (Condiciones máximas)	
			Corriente [A]	Potencia [MVA]	Corriente [A]	Potencia [MVA]	Corriente [A]	Potencia [MVA]
46	CABLE MORON	220	787	300	787	300	860	330
48	LAT MORON	220	787	300	787	300	1480	560
54	CABLE COSTANERA	220	0	0	787	300	965	370
60	CABLE PUERTO NUEVO	220	0	0	787	300	965	370
645	CABLE AGRONOMIA	132	569	130	569	130	569	130
647	CABLE MIGUELETES	132	569	130	569	130	569	130
653	CABLE ROTONDA	132	480	110	480	110	480	110
666	CABLE ROTONDA	132	480	110	480	110	480	110
665	CABLE VILLA ADELINA	132	541	124	541	124	541	124
681	CABLE VILLA ADELINA	132	569	130	569	130	569	130
656	CABLE SUAREZ	132	585	134	585	134	585	134
655	CABLE SUAREZ	132	585	134	585	134	585	134
	Salidas MT x 27	13.2	240	154	240	154	240	154
	Transformadores 220/132 kV c/u	220	787	300	787	300	787	300
	Transformadores 132/13.2 kV c/u	13.2	900	20	900	20	900	20
	Barras 220 kV x 2 c/u	220	1181	900	1181	900	1181	900
	Barras 132 kV x 2 c/u	132	2200	1000	2200	1000	2200	1000

6. RESULTADOS

Los resultados de campo magnético obtenidos, en el exterior de la ET Malaver, a 1 metro sobre del nivel del suelo, se presentan mediante distintos tipos de gráficos:

- Mapas de campo magnético.
- Perfiles transversales de campo magnético.

Junto con los gráficos se incluye una tabla con valores de campo magnético en distintos puntos del perímetro.

A su vez, se realiza un análisis de la sensibilidad de los valores de campo magnético considerando que se modifica la profundidad a la que se encuentran los nuevos cables.

6. 1. Mapas de Campo Magnético

Los mapas de campo magnético para cada uno de los casos analizados se vuelcan en las Figura 2. a Figura 7. .

Estos gráficos son vistas en planta de la ET, similares a la de la Figura 1. donde se ha superpuesto una superficie color en las afueras de la ET.

El color de un punto en particular sobre dicha superficie representa el campo magnético resultante B_R , a 1 metro del nivel del suelo, cuyo valor se indica en la barra referencia color a la derecha del mapa.

Los valores mínimos de campo magnético se representan en azul y los máximos en colorado.

6. 2. Modelos 3D de los Resultados

En las Figura 8. Figura 9. , se presentan los resultados para el caso III, en dos vistas de los modelos 3D, con vista de ángulos invertidos.

En estos gráficos se puede apreciar con mayor detalle, como fue modelado el tendido de los cables subterráneos.



Subestación Malaver - Mapa de Campo Magnético [μT]

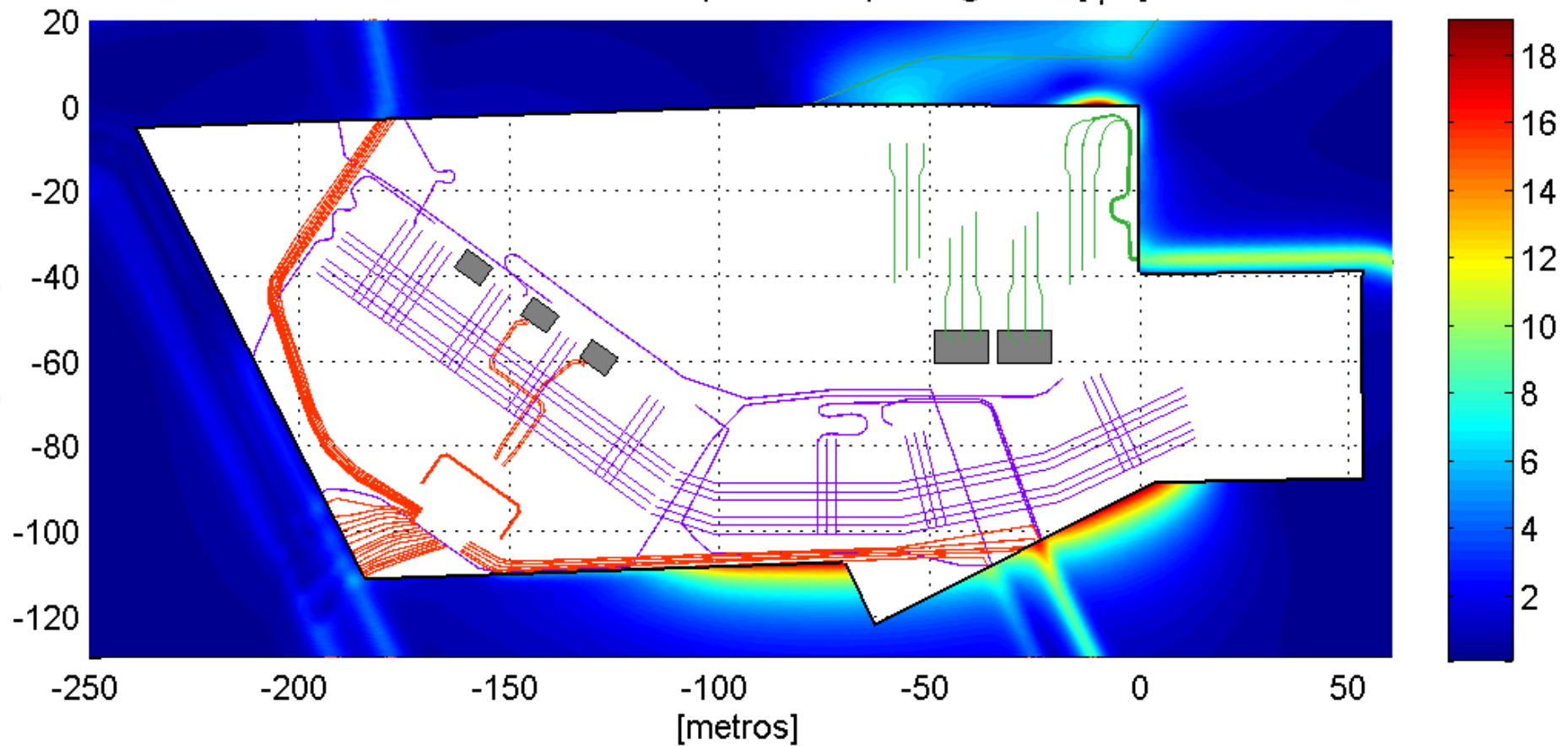


Figura 2. Caso I. Situación actual. Corrientes suministradas por EDENOR (balanceado).

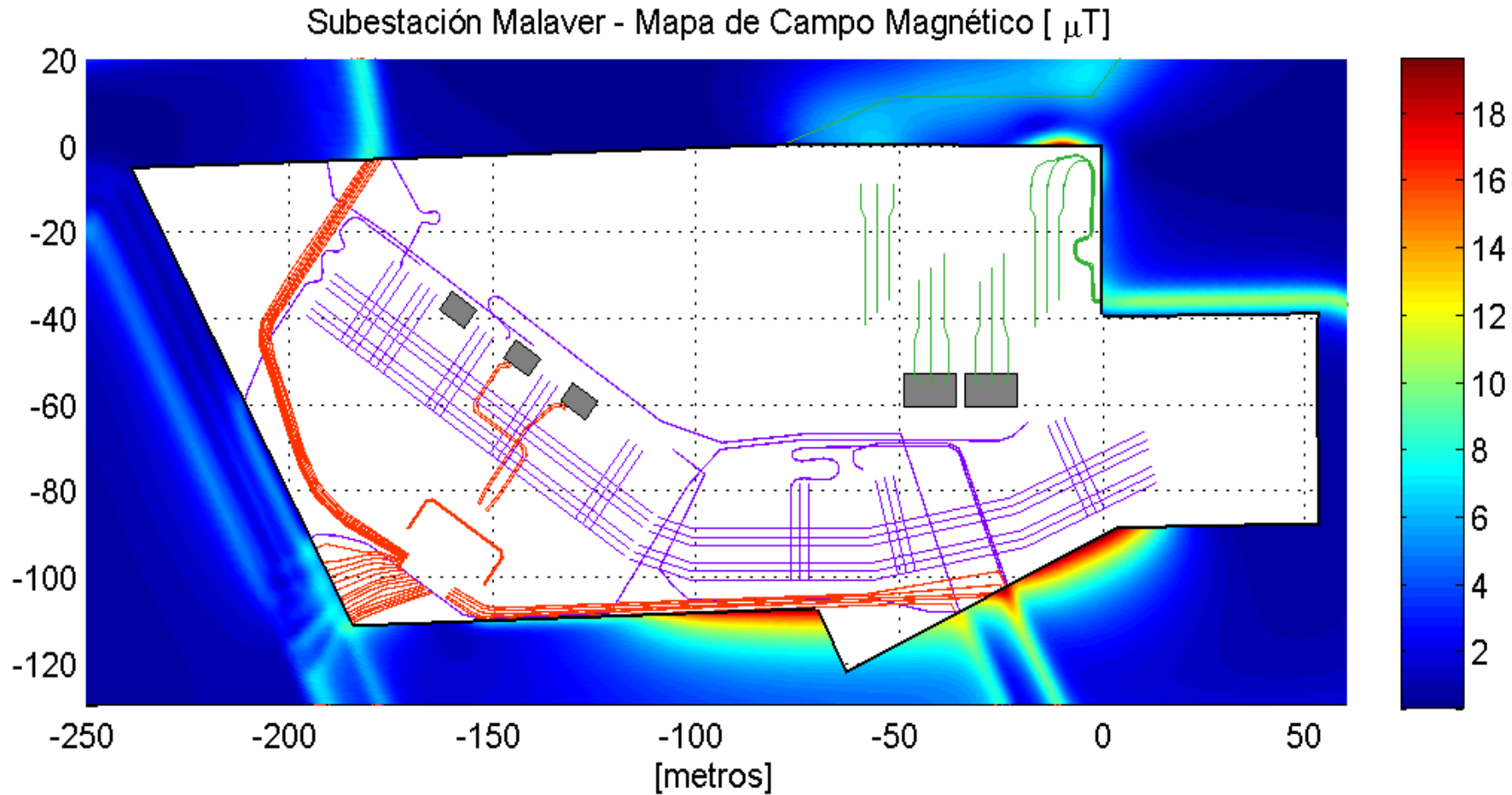


Figura 3. Caso II. Situación actual. Corrientes suministradas por EDENOR (desbalanceado - 5% secuencia cero).



Subestación Malaver - Mapa de Campo Magnético [μT]

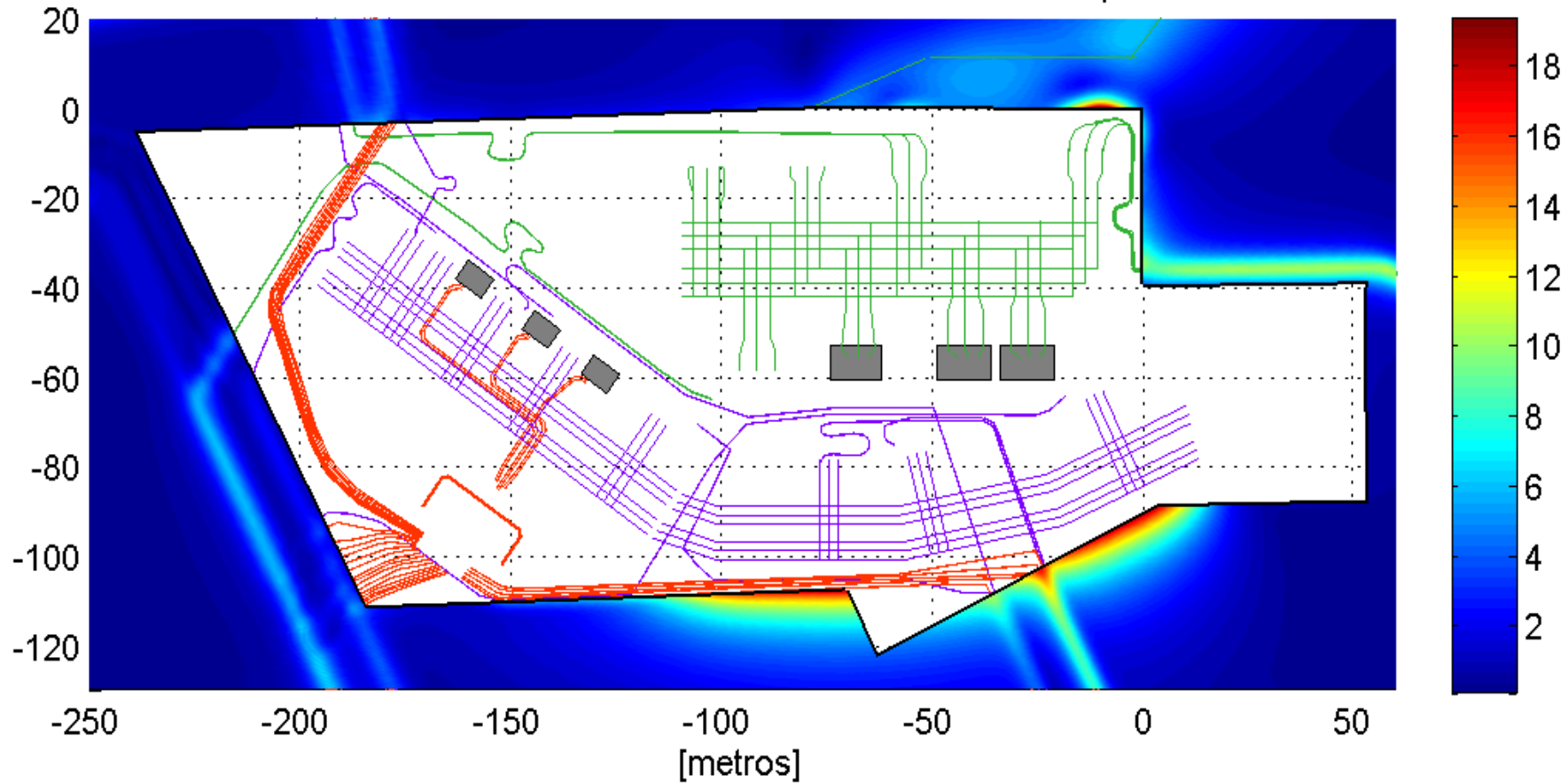


Figura 4. Caso III. Situación futura. Corrientes suministradas por EDENOR (balanceado).

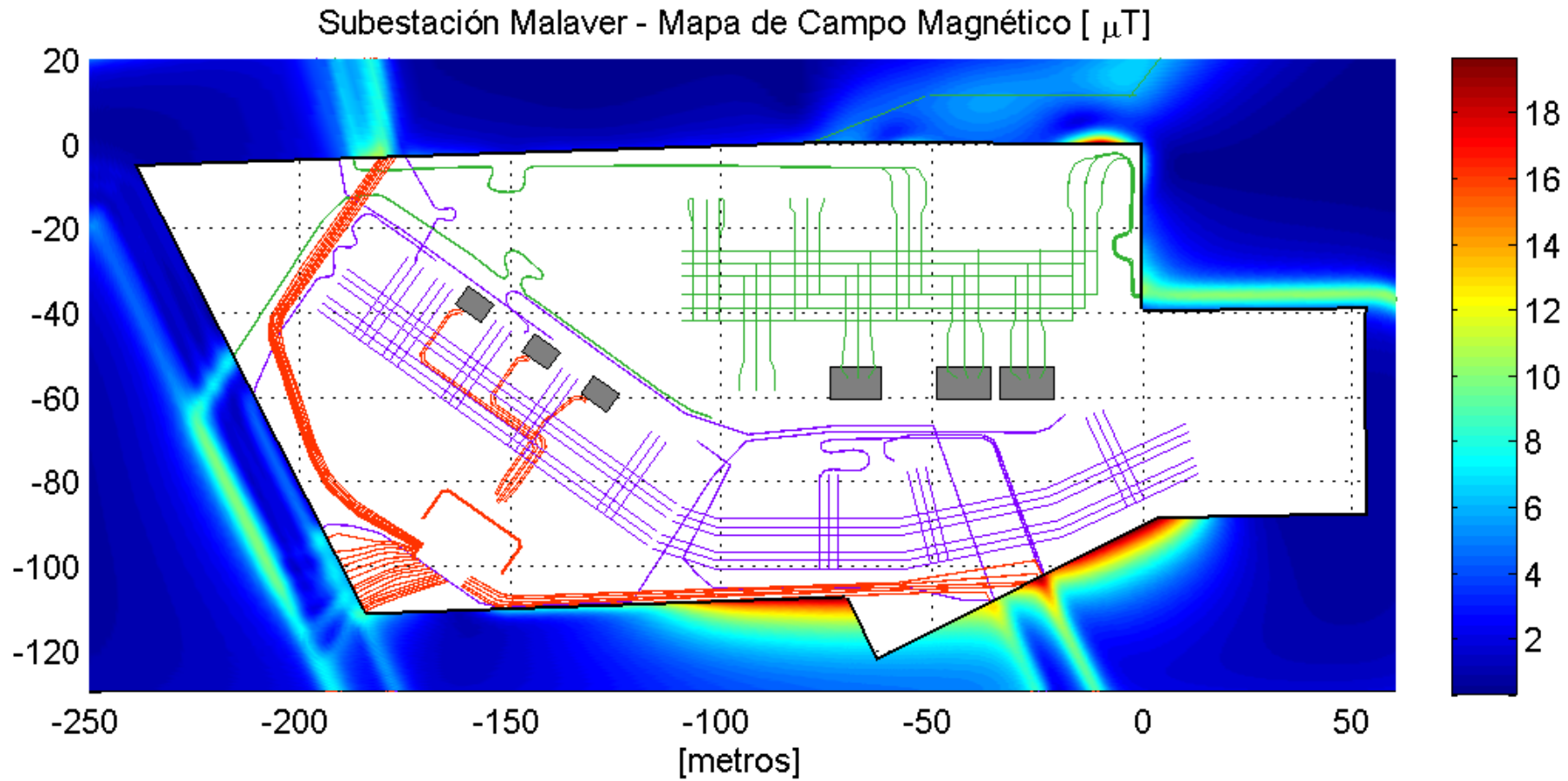


Figura 5. Caso IV. Situación futura. Corrientes suministradas por EDENOR (desbalanceado - 5% secuencia cero).

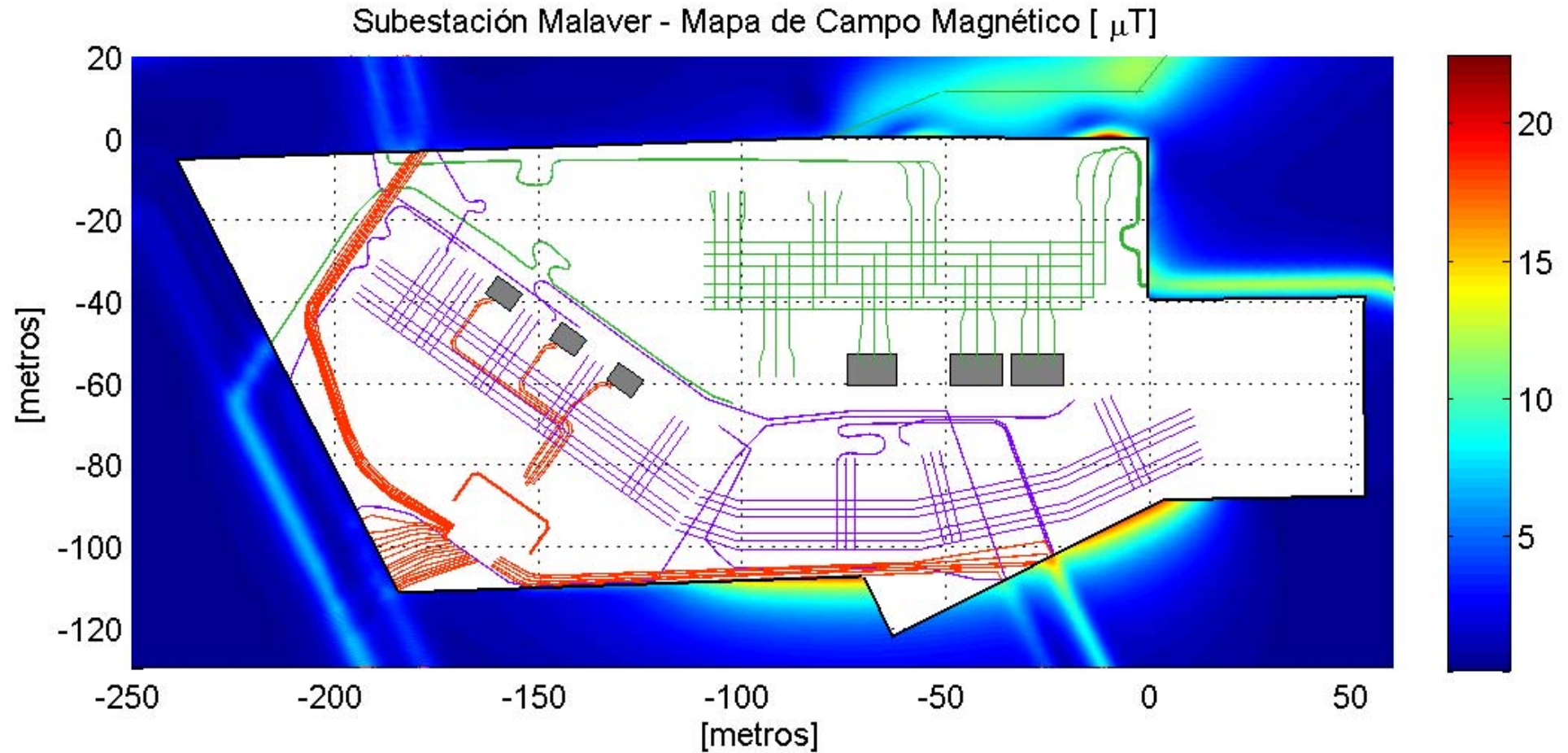


Figura 6. Caso V. Situación Futura. Corrientes suministradas por CAMMESA (balanceado).

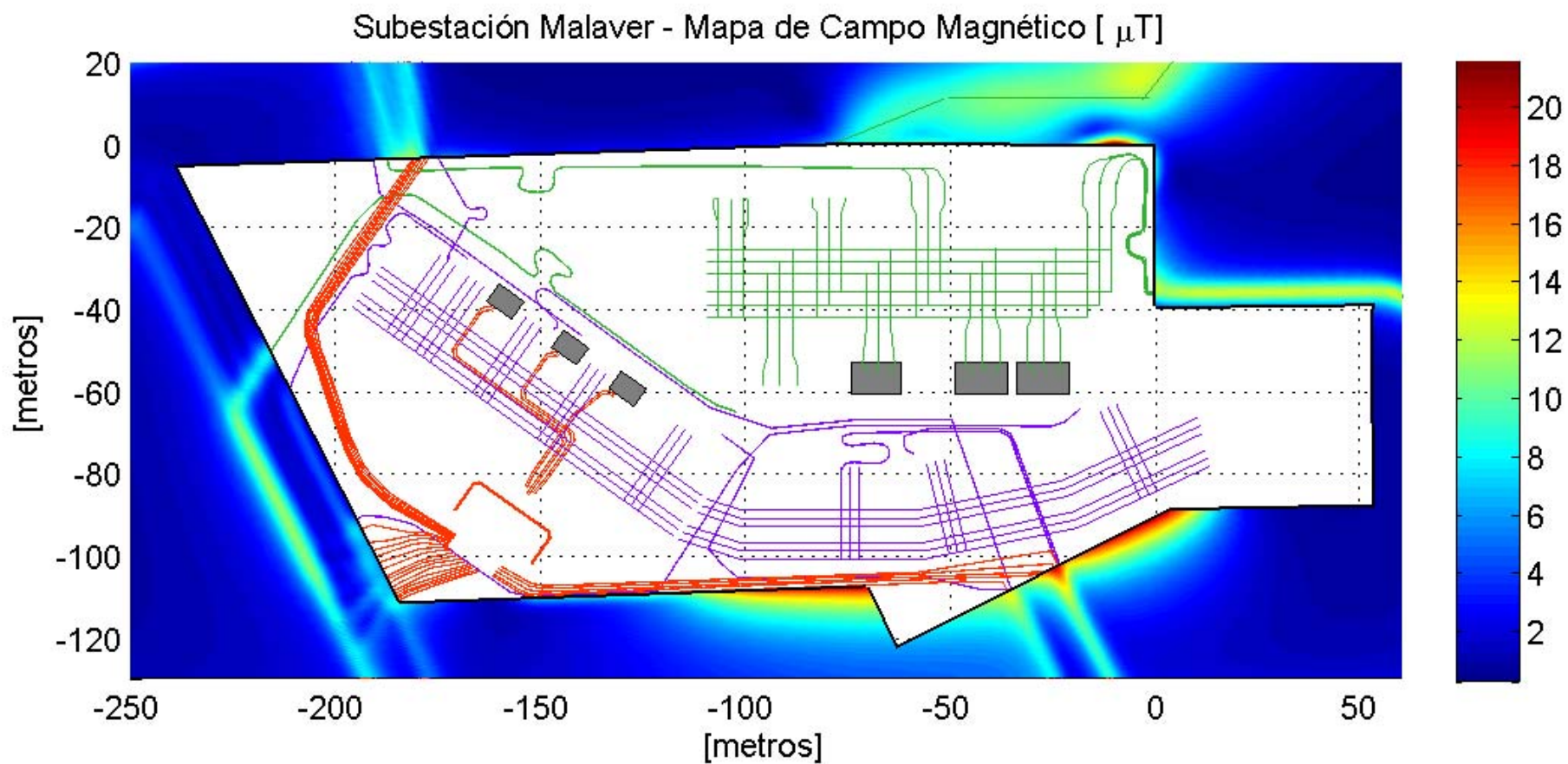


Figura 7. Caso VI. Situación futura. Corrientes suministradas por CAMMESA (desbalanceado - 5% secuencia cero).

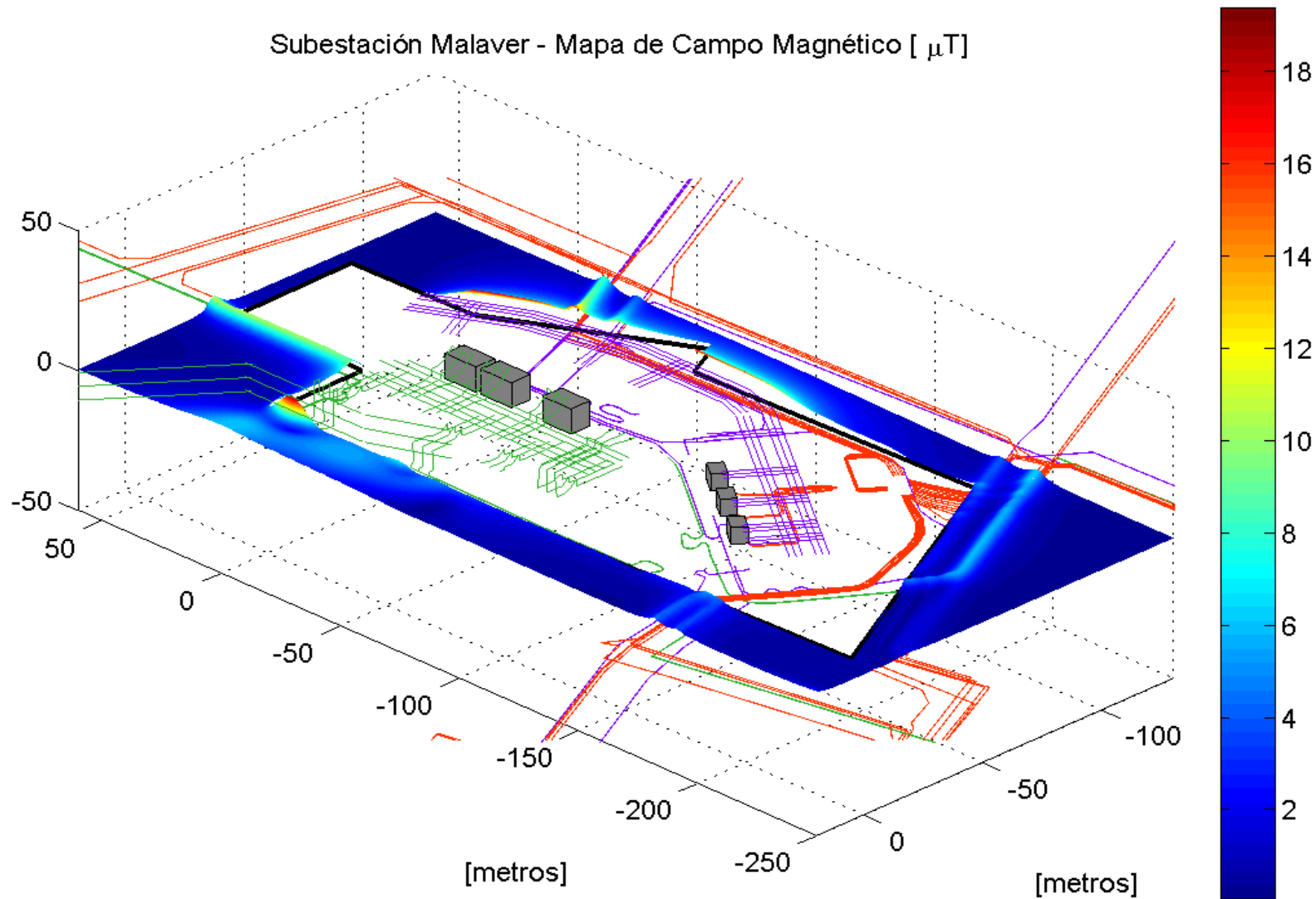


Figura 8. Vista del modelo y los resultados para el caso III.

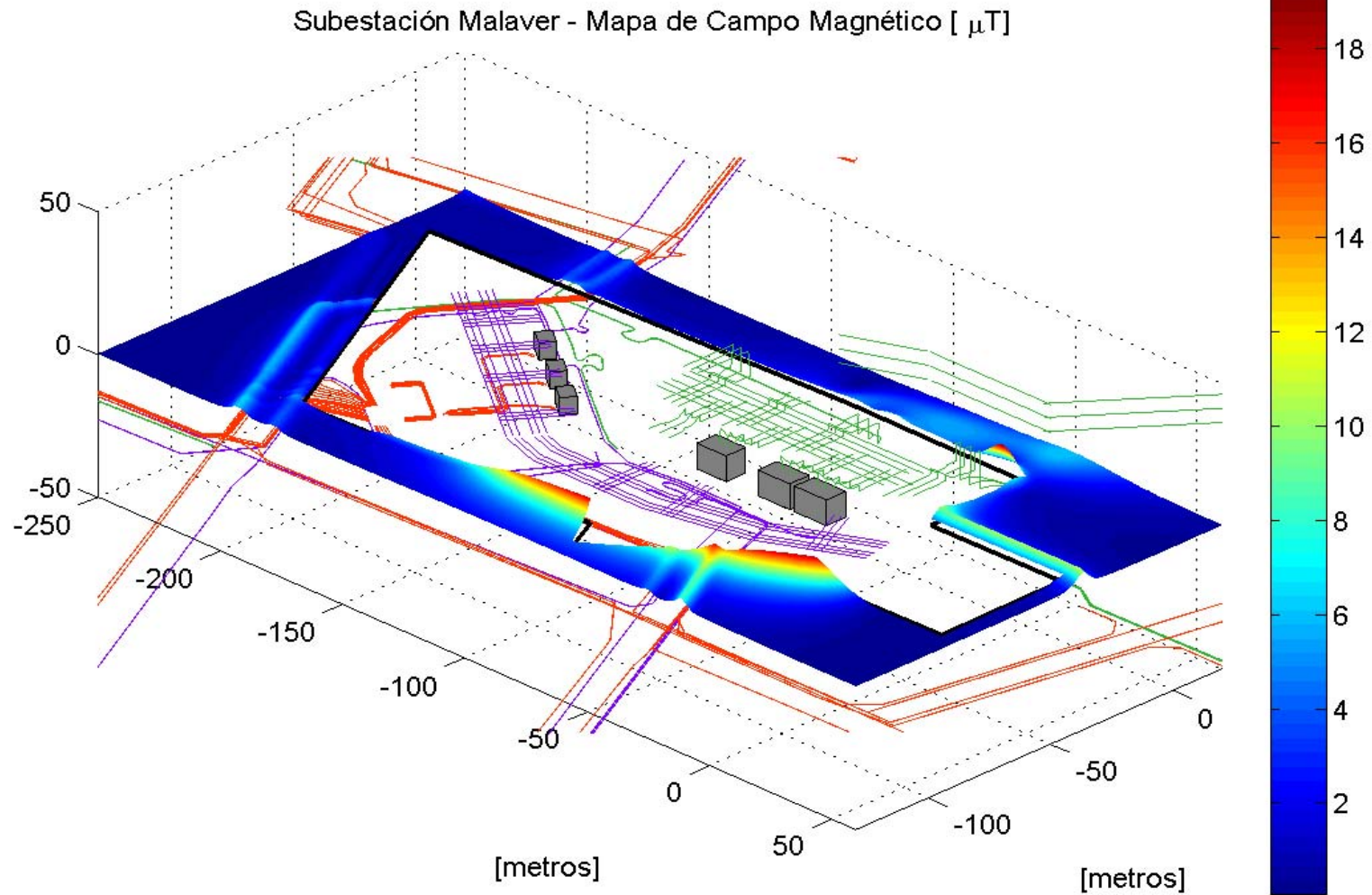


Figura 9. Vista del modelo y los resultados para el caso III.

6. 3. Valores de Campo Magnético en Puntos Particulares

La Tabla IV. indica algunos valores particulares de campo magnético en los alrededores de las instalaciones de la ET.

La ubicación de estos valores particulares, coincide con máximos locales del campo magnético.

Para los puntos donde el máximo se encuentra sobre el muro perimetral, se incluye el valor del campo a un metro de distancia de este. Los puntos se encuentran ubicados cómo indica la Figura 10. en círculos negros y empleando una letra mayúscula como referencia.

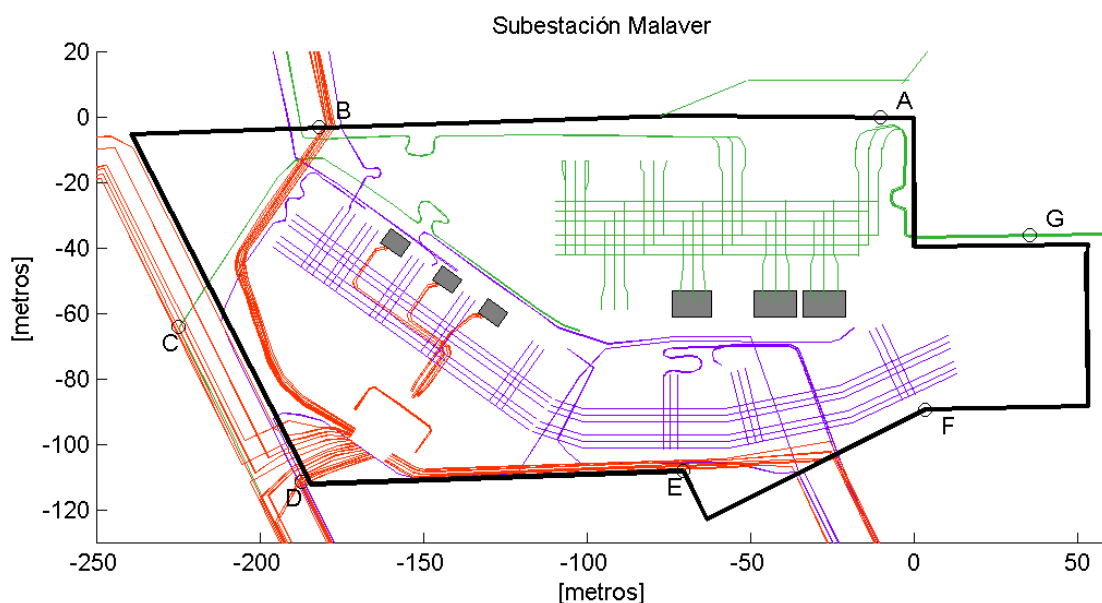


Figura 10. Ubicación de los puntos seleccionados donde se evalúa el campo magnético en forma particular.

Tabla IV. Valores de campo magnético en los alrededores de la subestación Malaver.

		CASO					
		I	II	III	IV	V	VI
Situación:		Actual	Actual	Futura	Futura	Futura	Futura
Corrientes:		EDENOR	EDENOR	EDENOR	EDENOR	MAXIMA	MAXIMA
Balaceado / Desbalanceado		Bal.	Des.	Bal.	Des.	Bal.	Des.
Referencia							
A	Muro	19.0 μT	18.4 μT	19.3 μT	18.6 μT	22.3 μT	21.4 μT
	1 m	13.0 μT	12.5 μT	13.1 μT	12.6 μT	14.9 μT	14.0 μT
B	Muro	3.63 μT	7.80 μT	5.22 μT	10.8 μT	5.56 μT	11.3 μT
	1 m	3.45 μT	7.57 μT	4.65 μT	10.0 μT	5.02 μT	10.7 μT
C		1.82 μT	4.37 μT	5.30 μT	8.40 μT	6.03 μT	6.44 μT
D		5.27 μT	8.32 μT	5.07 μT	7.94 μT	4.83 μT	7.62 μT
E	Muro	17.4 μT	19.2 μT	17.6 μT	19.4 μT	17.5 μT	19.4 μT
	1 m	14.9 μT	16.8 μT	15.0 μT	17.0 μT	15.0 μT	17.0 μT
F	Muro	17.8 μT	19.4 μT	17.8 μT	19.4 μT	17.7 μT	19.4 μT
	1 m	15.8 μT	17.4 μT	15.8 μT	17.4 μT	15.7 μT	17.4 μT
G		10.2 μT	10.3 μT	10.2 μT	10.2 μT	12.0 μT	12.3 μT

Se observa que los puntos próximos a las nuevas ternas (como los puntos B y C) son los que más modifican sus valores según se considere la situación actual o la futura. De todos modos, todos los valores se encuentran por debajo de los 25 μT que impone la reglamentación

Los demás puntos analizados, no ven prácticamente alterados sus valores por las nuevas instalaciones.

6. 4. Perfiles Transversales

En la Figura 11. , se indican las zonas, para las cuales se han determinado los perfiles transversales de campo magnético.

La dirección de dichos perfiles es perpendicular a los límites de la ET y su ubicación se eligió para que coincida con dos máximos locales. En las Figura 12. y Figura 13. se representan sus valores.

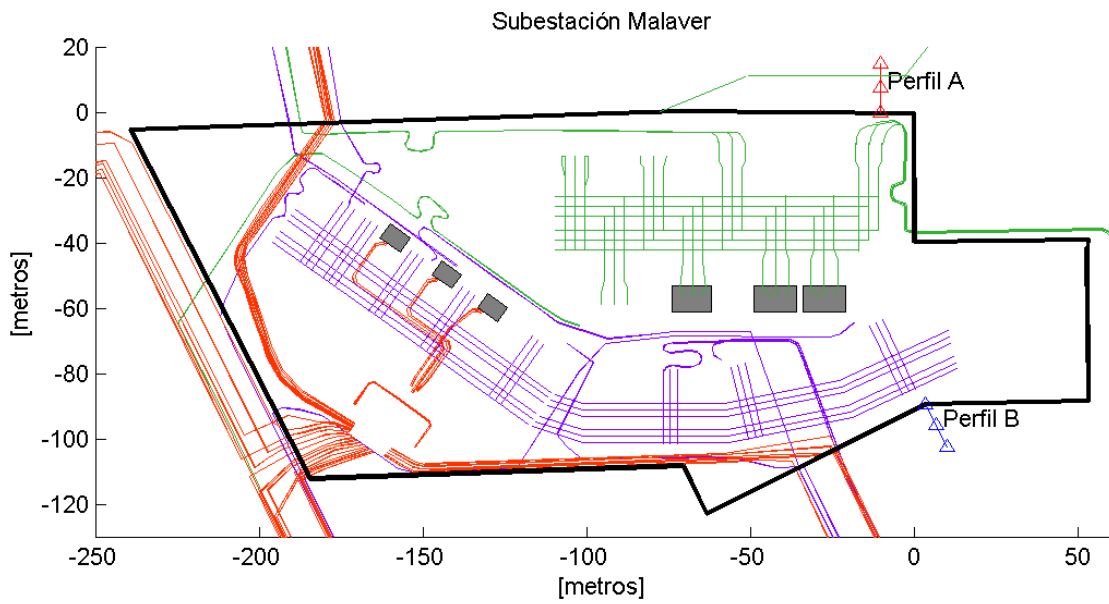


Figura 11. Ubicación de los perfiles de campo magnético.

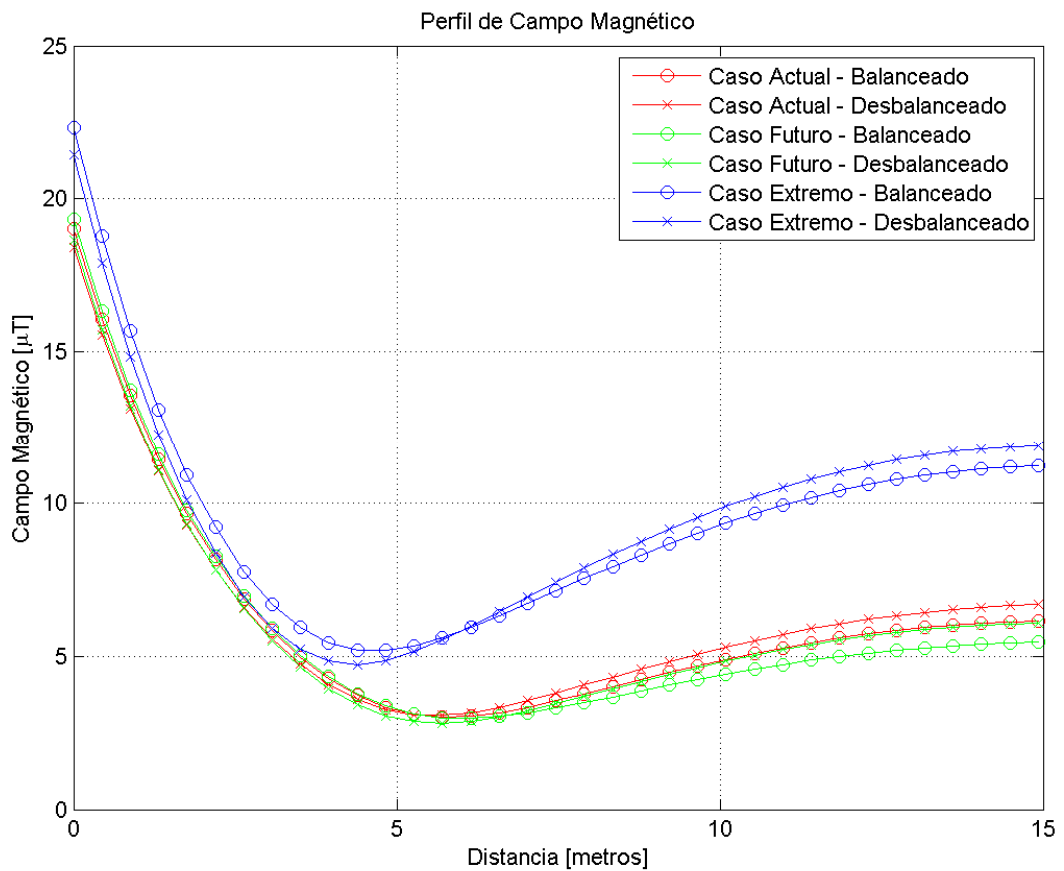


Figura 12. Perfiles de campo magnético. Perfil A (Pared Suroeste).

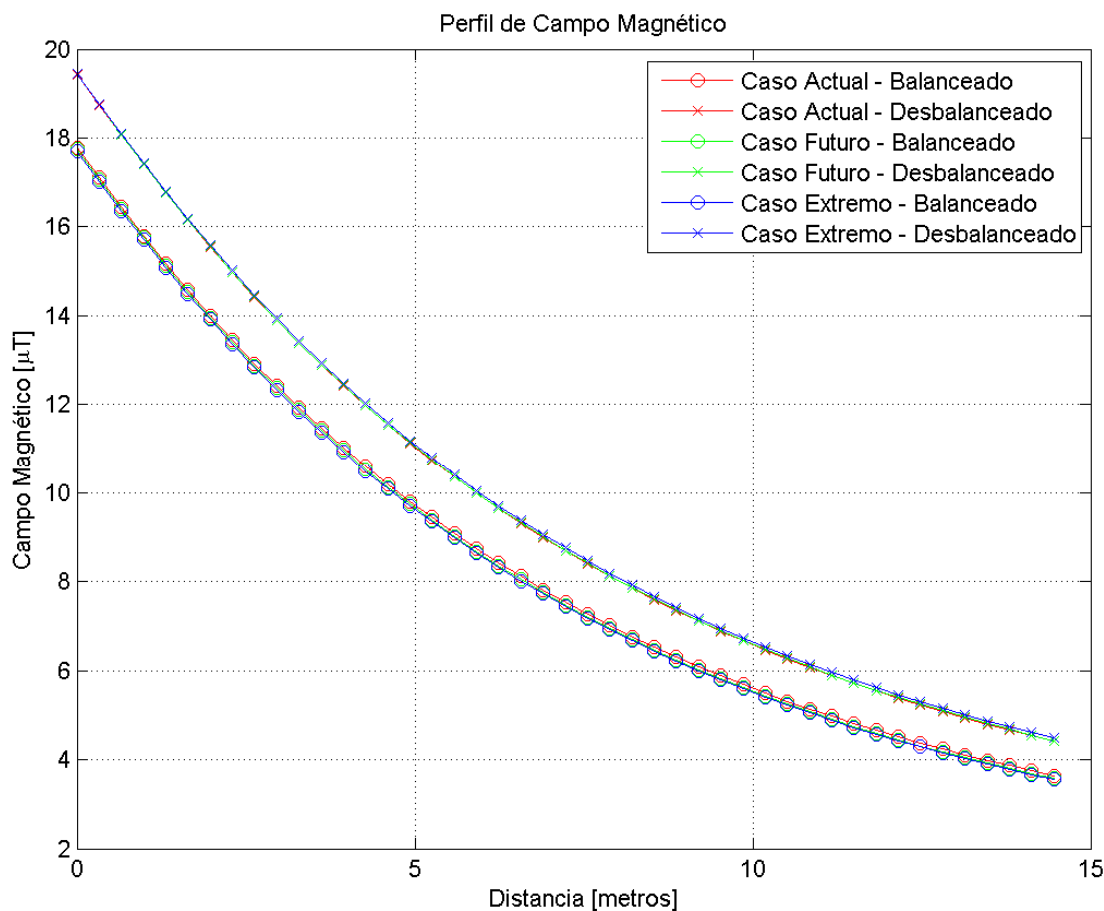


Figura 13. Perfiles de campo magnético. Perfil B (Pared Norte).

6. 5. Análisis de Sensibilidad

Es posible que al finalizar la obra, los cables no se encuentren exactamente a la profundidad prevista en los planos. Por este motivo, se realiza un análisis de la sensibilidad del campo magnético a la profundidad a la que se encuentran enterrados los nuevos cables de 220 kV.

Para esto se arma un modelo, independiente del anterior donde se modelan los cables como filamentos infinitos de corrientes, en configuración tresbolillo con sus centros separados una distancia de 20 cm tal como indica el plano de la Figura AI-17 que se incluye en el Anexo I.

Los cálculos se realizan para la profundidad nominal (2 metros), 1.5 metros y 1 metro.

Por otra parte, se considera una corriente balanceada de 1480 A (563 MVA) correspondiente al valor de máxima corriente de línea aérea en 220 kV, con el objeto de extremar los valores a obtener, aunque no corresponda a la corriente de los cables subterráneos. En la Figura 14. se vuelcan los perfiles de campo.

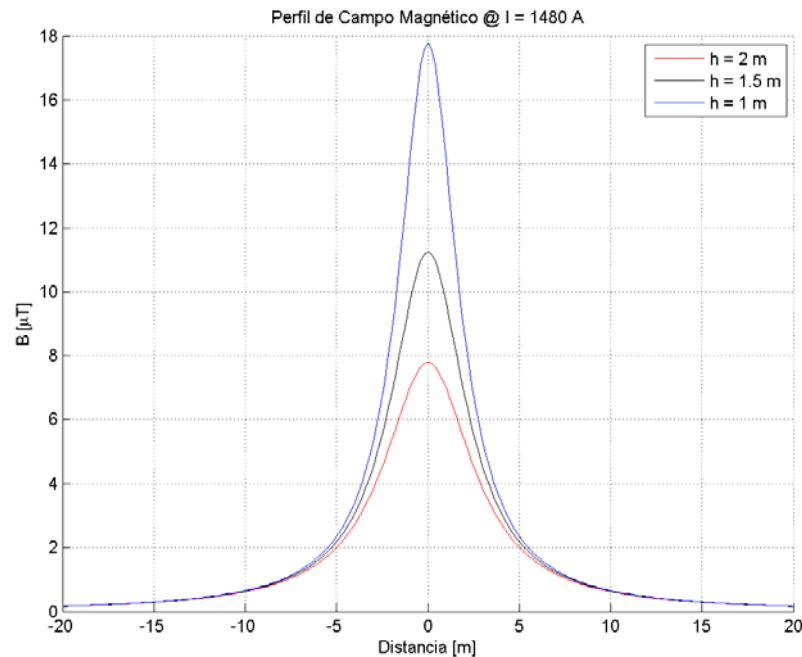


Figura 14. Sensibilidad del campo magnético a la variación de la profundidad a la que se encuentra enterrada la terna.

Se puede ver que para la profundidad nominal (2 m), el valor máximo de campo magnético es de $7.8 \mu T$. En el peor de los casos (1 metro de profundidad) el campo magnético alcanza un valor máximo de $17.8 \mu T$.

Por este motivo, se puede considerar que ante pequeñas diferencias en la profundidad a la que se entierren los cables, no implicaran una trasgresión de la reglamentación. Esta consideración resulta válida mientras se respete la disposición en tresbolillo, con la separación indicada (20 cm).

6. 6. Análisis de los resultados

Para los casos analizados, los máximos niveles de campo magnético se registra en las proximidades de las barras de 132 kV (pared sureste de la ET) y de la acometida del cable existente de 220 kV (proveniente de la ET Morón).

Ninguno de los casos supera los $25 \mu T$.

Comparando los casos I y III (ó II y IV) se puede notar que las nuevas instalaciones no alteran la ubicación, ni el valor de estos máximos.

Para los casos V y VI (condiciones máximas) el máximo se da en la acometida del cable proveniente de la ET Morón y su valor es de $22,3 \mu T$. Este incremento en el nivel del campo es prácticamente proporcional al aumento de la corriente considerada en el cable subterráneo proveniente de Morón.

En el perfil de la Figura 12. se evidencia que no existe prácticamente variaciones entre las instalaciones actuales y futuras (para las corrientes suministradas por EDENOR). También se observa que el valor máximo es prácticamente proporcional a la corriente del cable subterráneo proveniente de la ET Morón.

El perfil de la Figura 13. muestra que no existen cambios significativos en los valores de campo magnético en las proximidades de la pared norte de la ET para la situación actual y la futura. Esto se debe a que no está previsto realizar cambios en las instalaciones de 132 kV y 13,2 kV.

También se manifiesta que un desbalance en el sistema trifásico trae como consecuencia un aumento en el nivel de campo magnético.

7. CONCLUSIÓN Y COMENTARIOS FINALES

Los valores de campo magnético que se obtiene con la nueva configuración, cumplen con la reglamentación vigente, de no superar 25 μT .

Las nuevas ternas y las nuevas instalaciones, no alteran de manera significativa los máximos valores de campo magnético en las proximidades de la ET, de aquellos valores que se obtendrían en la condiciones actuales. Esto se debe a que las barras de 132 kV y las salidas de media tensión por un lado, y las instalaciones ya existentes de 220 kV por otro, son las corrientes que más aportan al campo magnético calculado.

Estos comentarios resultan válidos, si se respeta la disposición del tendido indicada en los planos. Alterar la profundidad y, sobre todo, la separación entre conductores de una misma terna, puede dar lugar al aumento del nivel de campo magnético.

Esto también aplica si se altera la disposición de los meandros de los cables de alta tensión, en particular los que se encuentran próximos al muro perimetral de la ET que son, en parte, los responsables de los máximos valores de campo magnético.

Por último vale la pena mencionar que los valores encontrados en el presente estudio son cotas máximas y no son indicativas del nivel de campo magnético en condiciones normales de operación. Esto se debe a que se eligieron las máximas corrientes posibles para así obtener cotas máximas de campo magnético.

8. REFERENCIAS

- [1] *IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields Form AC Power Lines*, 13 de Diciembre 1994, IEEE standards board.
- [2] Vector Field Ltd., *Opera 3D user manual*, Kindlington, OX5 1JE, England 2005.
- [3] Ley N° 24.065, “*Régimen de la Energía Eléctrica*”, Jueves 19 de Diciembre 1991.
- [4] Resolución SE 77/1998. Boletín Oficial n° 28.859, miércoles 18 de marzo de 1998.
- [5] Resolución SE 297/1998. Boletín Oficial n° 28.950, lunes 3 de agosto de 1998.
- [6] Resolución ENRE 1724/1998. Boletín Oficial n° 29.038, lunes 7 de diciembre de 1998.
- [7] 63 kV- 500 kV XLPE Insulated Cables - ALCATEL
- [8] Joint Task Force 36.01/21, *Magnetic Field in HV cable systems 1/ systems without ferromagnetic component*, CIGRÉ , Junio 1996.
- [9] R. F. Harrington, *Time-Harmonic Electromagnetic Fields*, IEEE Press, Piscataway, 2001.

ANEXO I.

DATOS

Tabla AI-I. Corrientes provistas por EDENOR para las ternas de alta tensión.

N° Terna	Nombre	Tensión [kV]	Corriente [A]	Potencia [MVA]
46	CABLE MORON	220	787	300
48	LAT MORON	220	787	300
54	CABLE COSTANERA	220	787	300
60	CABLE PUERTO NUEVO	220	787	300
645	CABLE AGRONOMIA	132	569	130
647	CABLE MIGUELETES	132	569	130
653	CABLE ROTONDA	132	480	110
666	CABLE ROTONDA	132	480	110
665	CABLE VILLA ADELINA	132	541	124
681	CABLE VILLA ADELINA	132	569	130
656	CABLE SUAREZ	132	585	134
655	CABLE SUAREZ	132	585	134

Tabla AI-II. Corrientes provistas por EDENOR para las ternas de media tensión.

N° Terna	Descripción	Tensión [kV]	Corriente [A]	Potencia [kVA]
06816	3x300 Al. API	13.2	163.4	68.6
06817	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	177.7	4063.0
06818	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	178.1	4070.8
06821	3x185 Cu. API	13.2	186.4	4262.0
06822	3x185 Cu. API	13.2	119.0	2721.1
06823	3x240 Cu. API	13.2	124.6	2848.4
06825	3x185 Al. API	13.2	176.1	4025.9
06831	3x185 Cu. API	13.2	57.4	1312.8
06832	3x240 Al. API	13.2	150.1	3431.7
06833	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	41.4	946.8
06834	3x240 Al. API	13.2	79.2	1811.4
06841	3x300 Al. API	13.2	104.2	2381.6
06842	3x185 Cu. API	13.2	181.2	4142.6
06843	3x120 Cu. API	13.2	170.2	3890.7
06844	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	147.1	3362.7
06845	3x185 Cu. API	13.2	184.6	4219.5
06846	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	47.6	1087.4
06847	3x185 Al. API	13.2	233.7	5344.0
06848	3x300 Al. API	13.2	55.3	1265.1
06851	3x240 Al. API	13.2	5.6	127.3
06852	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	176.4	4033.9
06853	3x185 Cu. API	13.2	189.3	4328.3
06861	3x1x185/50 Al. XLPE	13.2	114.8	2625.6
06862	3x185 Cu. API	13.2	136.2	3113.4
06816	3x240 Al. API	13.2	225.4	5153.1
06817	3x240 Al. API	13.2	181.1	4140.2
06818	3x240 Al. API	13.2	193.6	4426.4



**ITREE
LAT**

**- AI 3 -
ANEXO I
IT 1125**

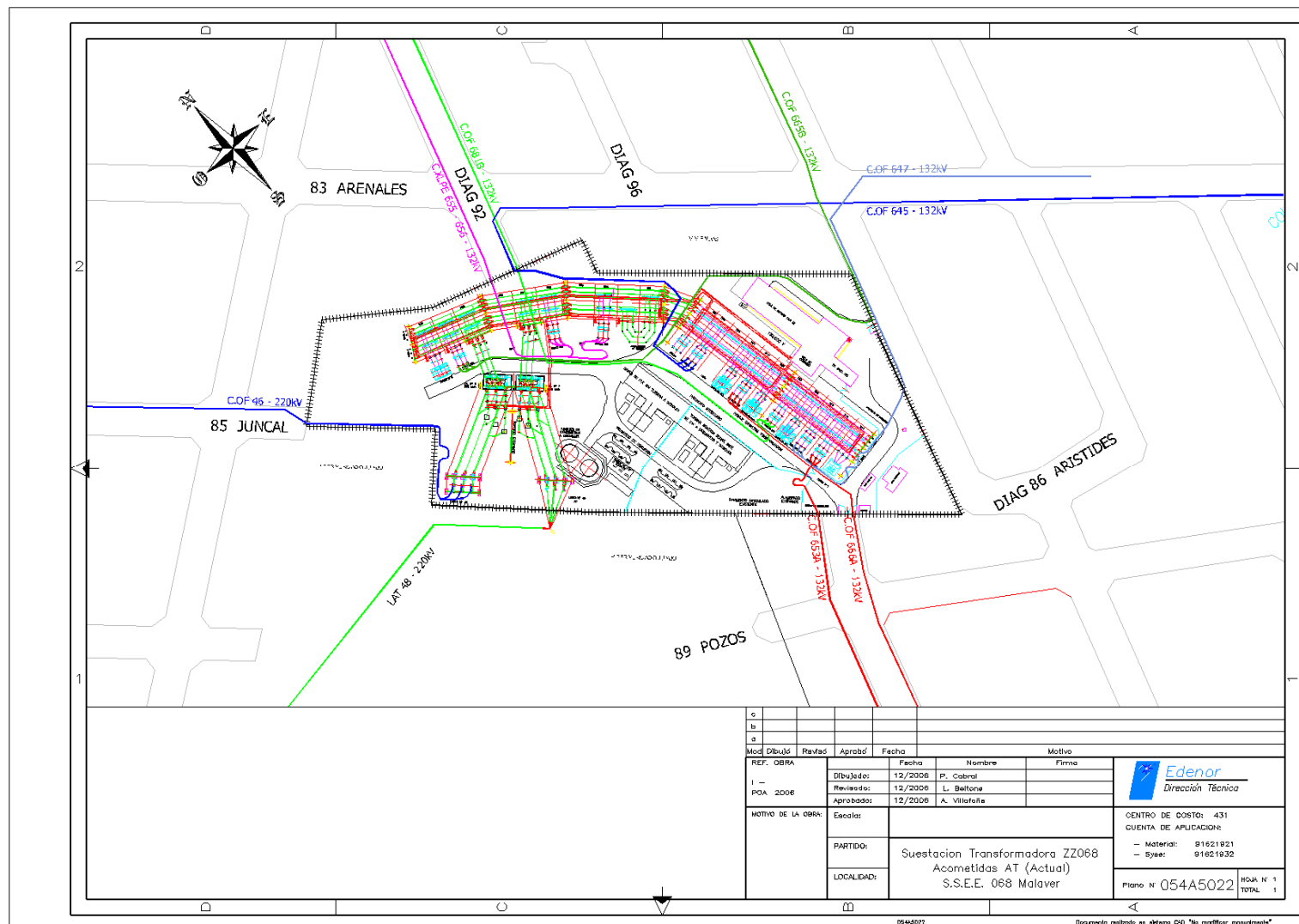


Figura AI-1. Acometidas de alta tensión (situación actual).



INTEE
LAT

- AI 4 -
ANEXO I
IT 1125

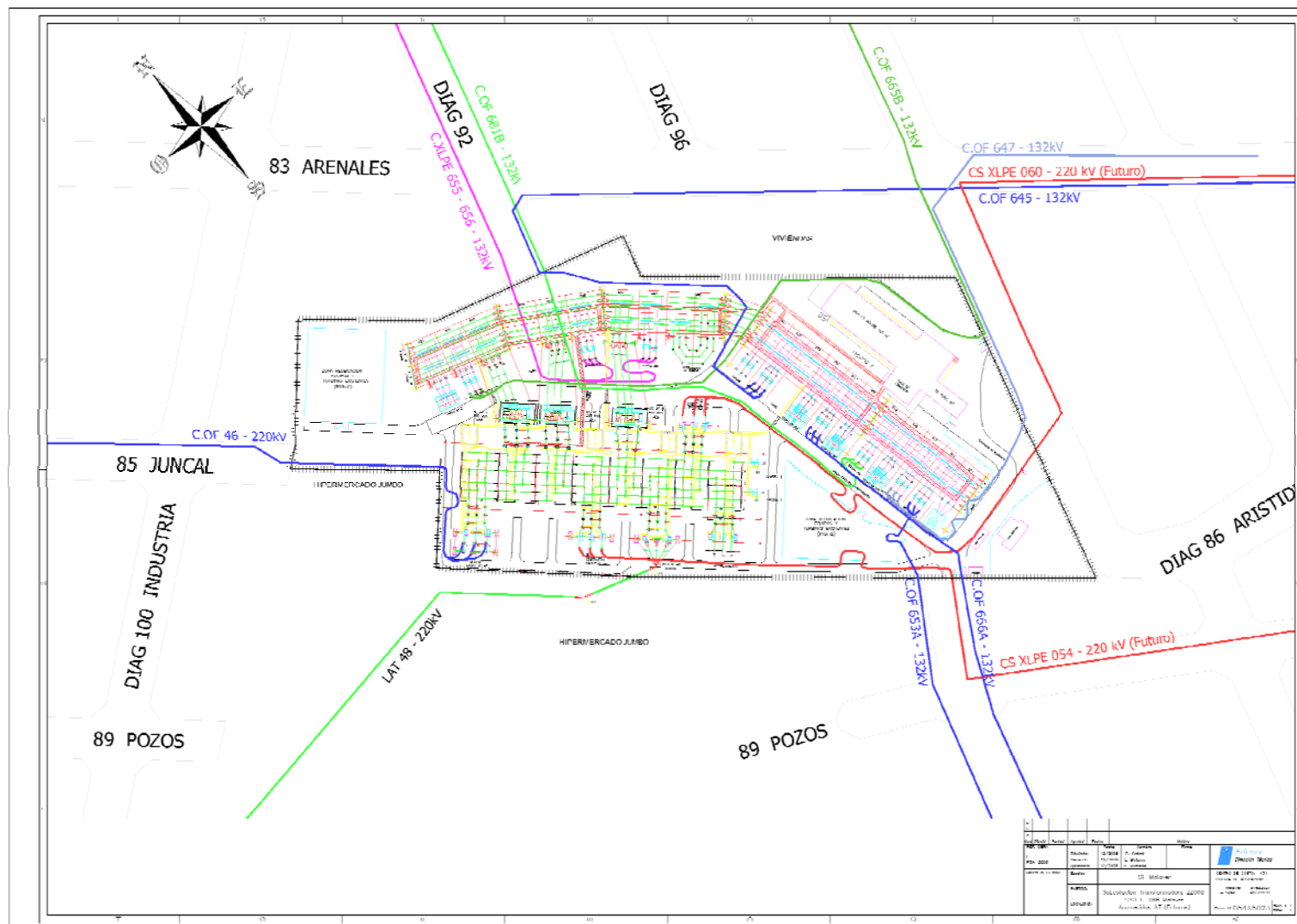


Figura AI-2. Acometidas de alta tensión (situación futura).



ITREE
LAT

- AI 6 -
ANEXO I
IT 1125

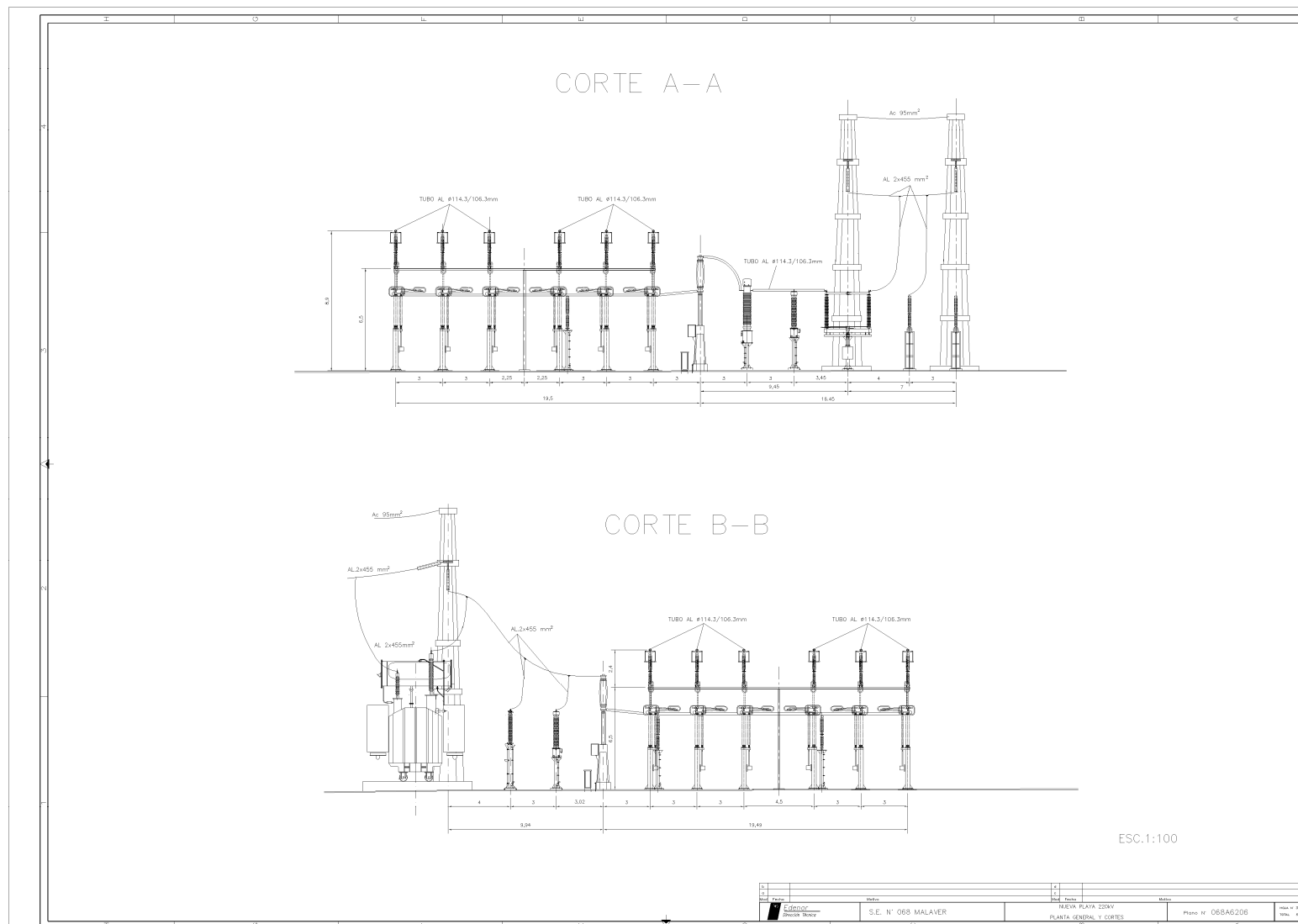


Figura AI-4. Playa de 220 kV. Planta y cortes.- CORTES



ITREE
LAT

- AI 7 -
ANEXO I
IT 1125

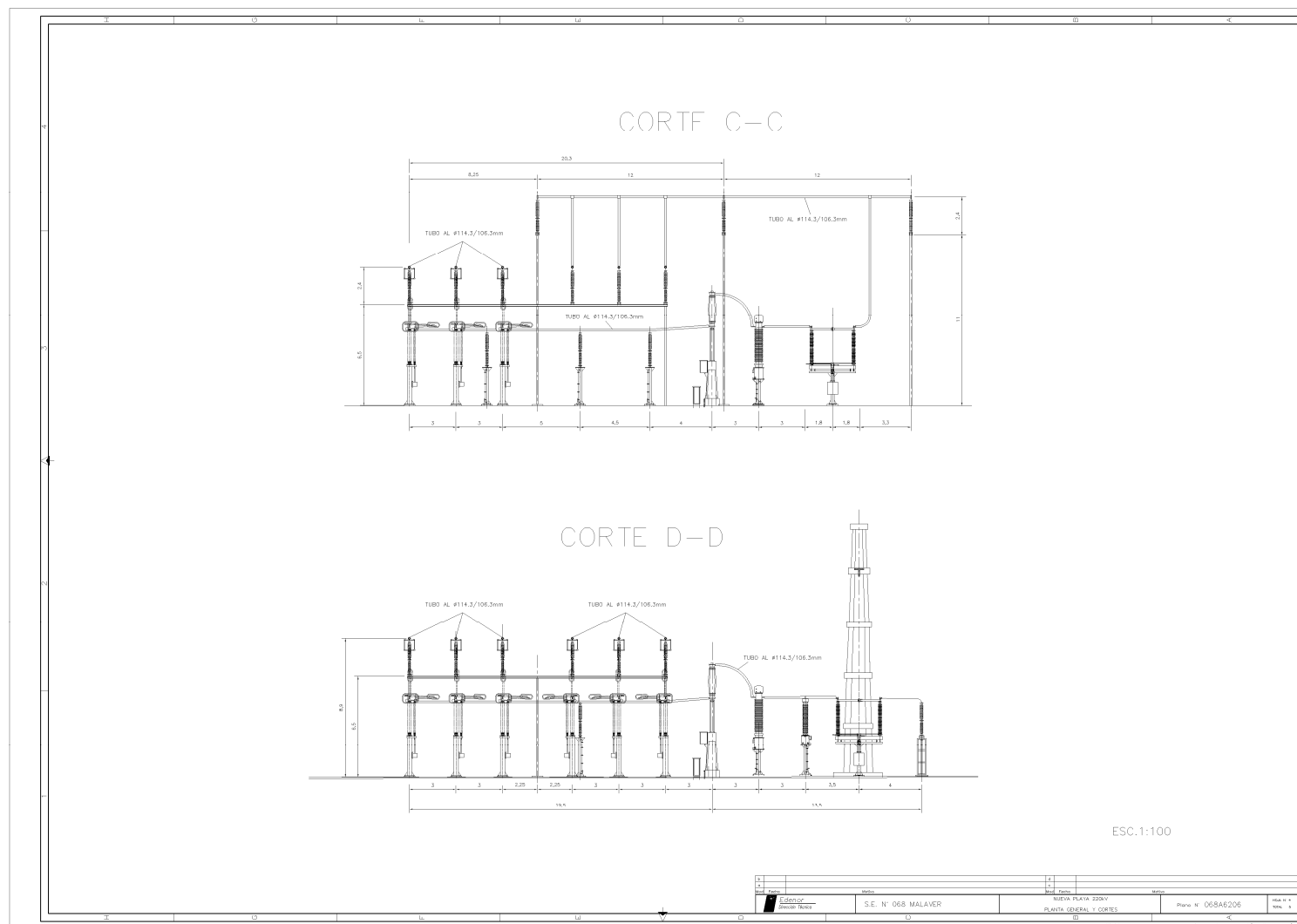


Figura AI-5. Playa de 220 kV. Planta y cortes.



ITRE
LAT

- AI 8 -
ANEXO I
IT 1125

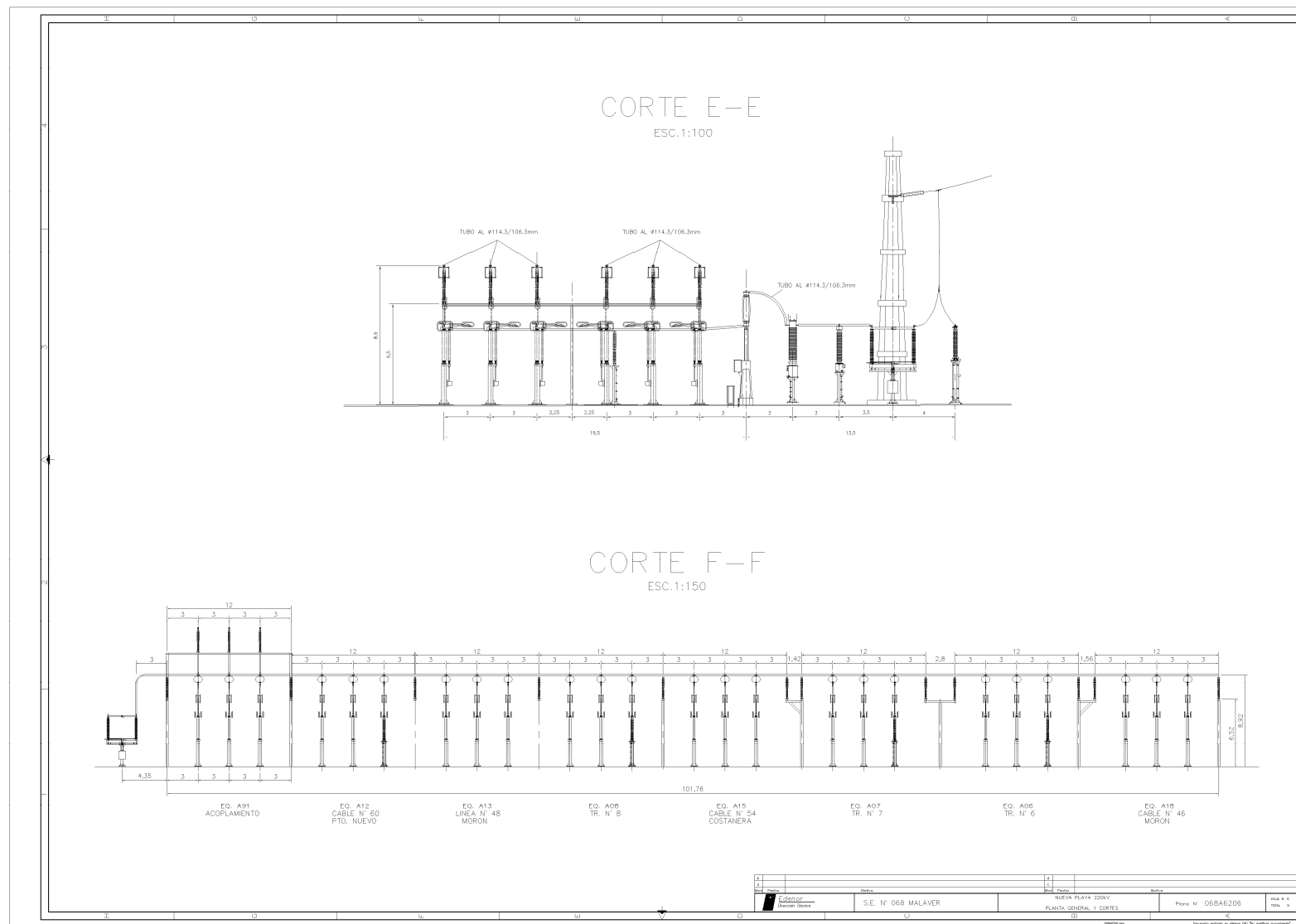


Figura AI-6. Playa de 220 kV. Planta y cortes.



INTEE
LAT

- AI 9 -
ANEXO I
IT 1125

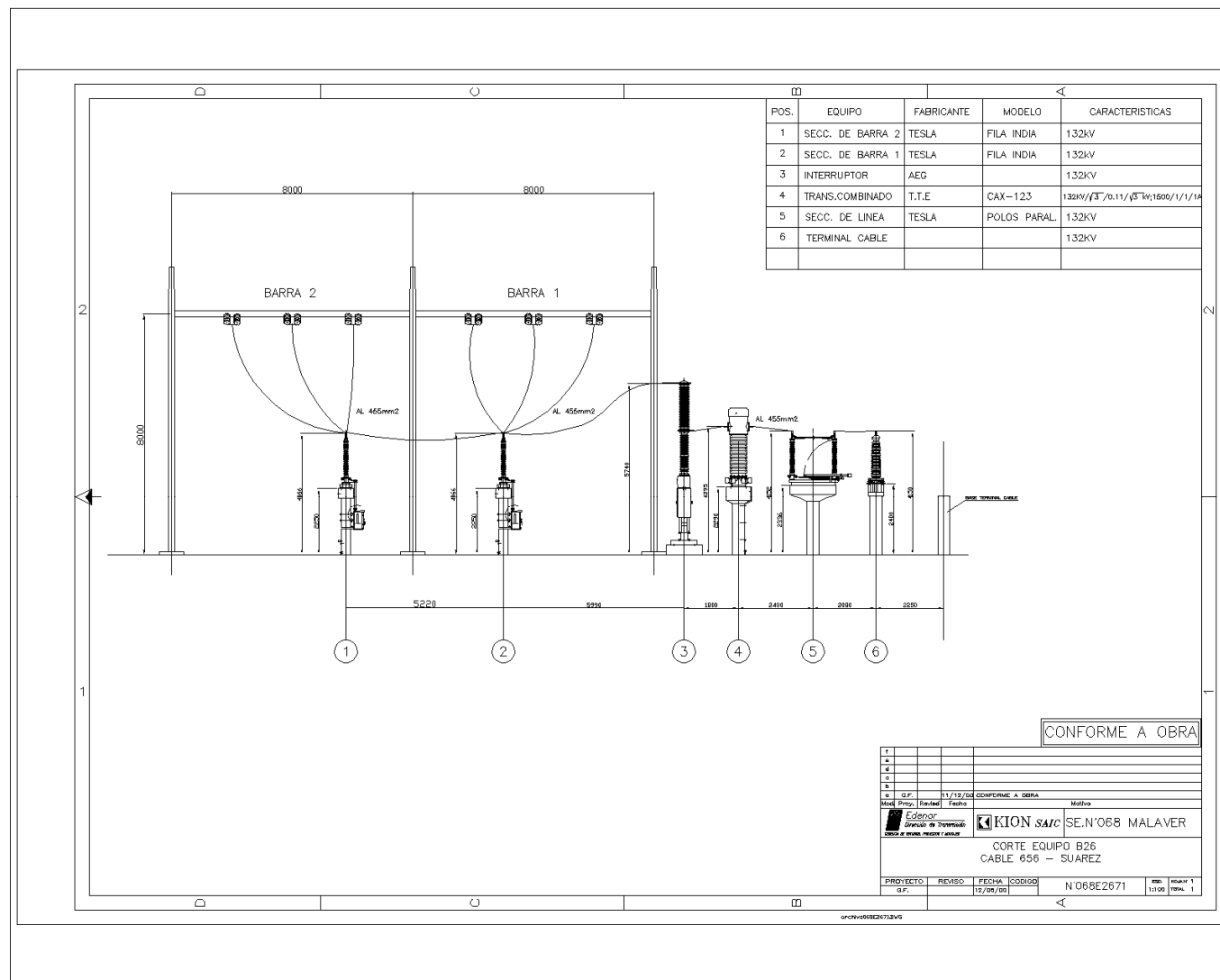


Figura AI-7. Corte equipo 132 kV

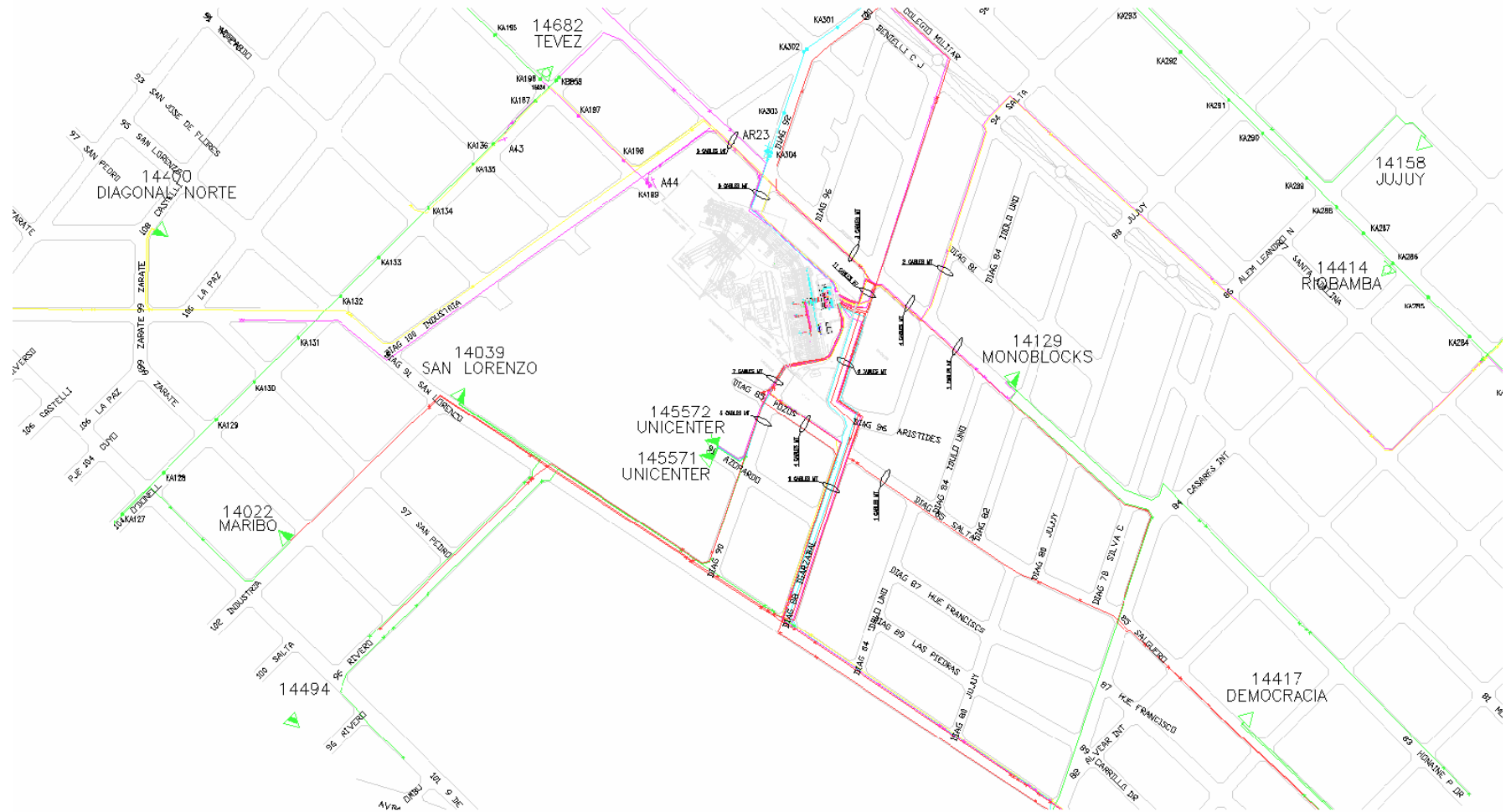


Figura AI-8. Equipos de Media tensión. Planta. Tendido de cables de 13,2 kV.

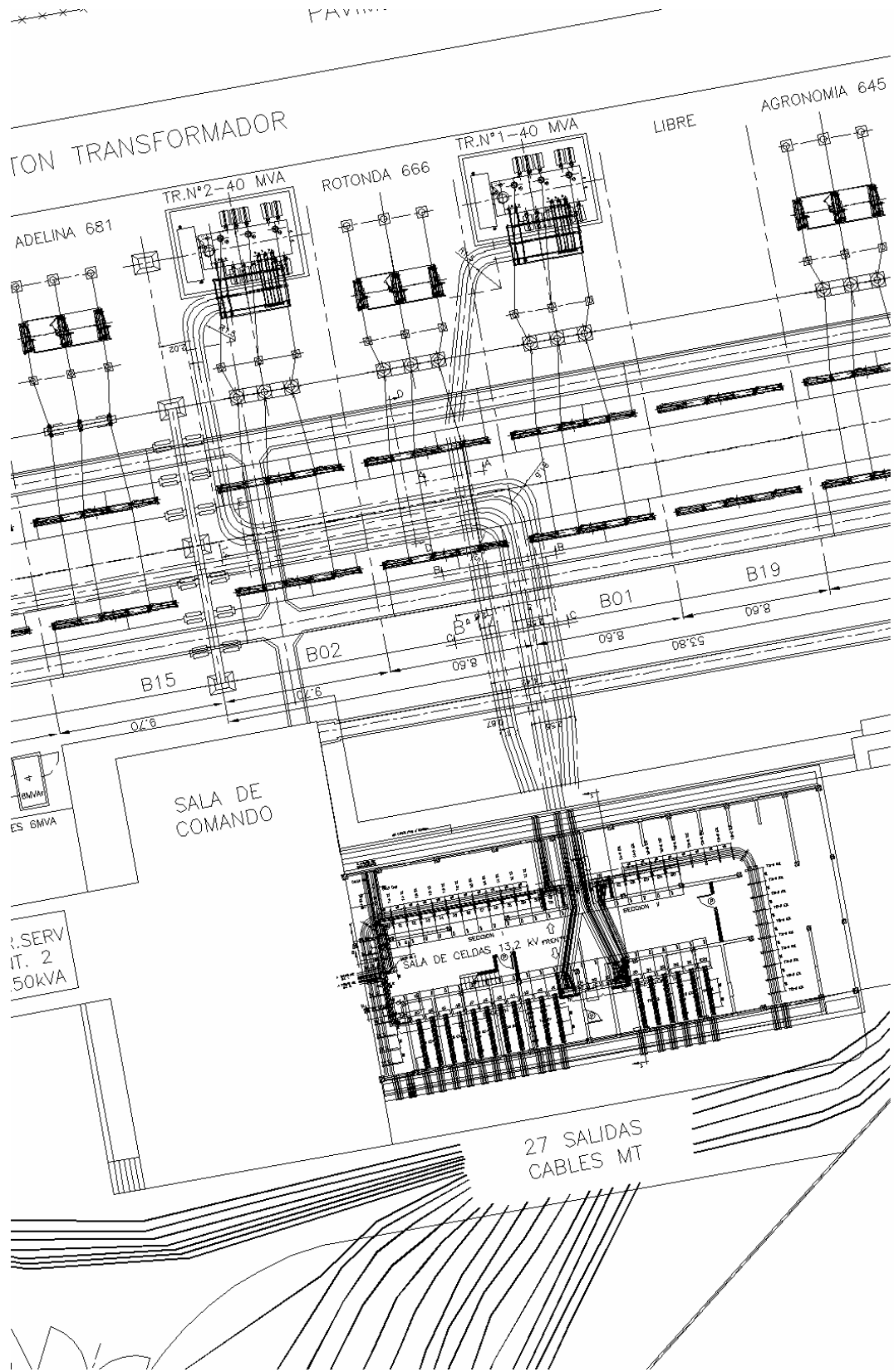


Figura AI-9. Equipos de media tensión. Planta y cortes.



ITREE
LAT

- AI 12 -
ANEXO I
IT 1125

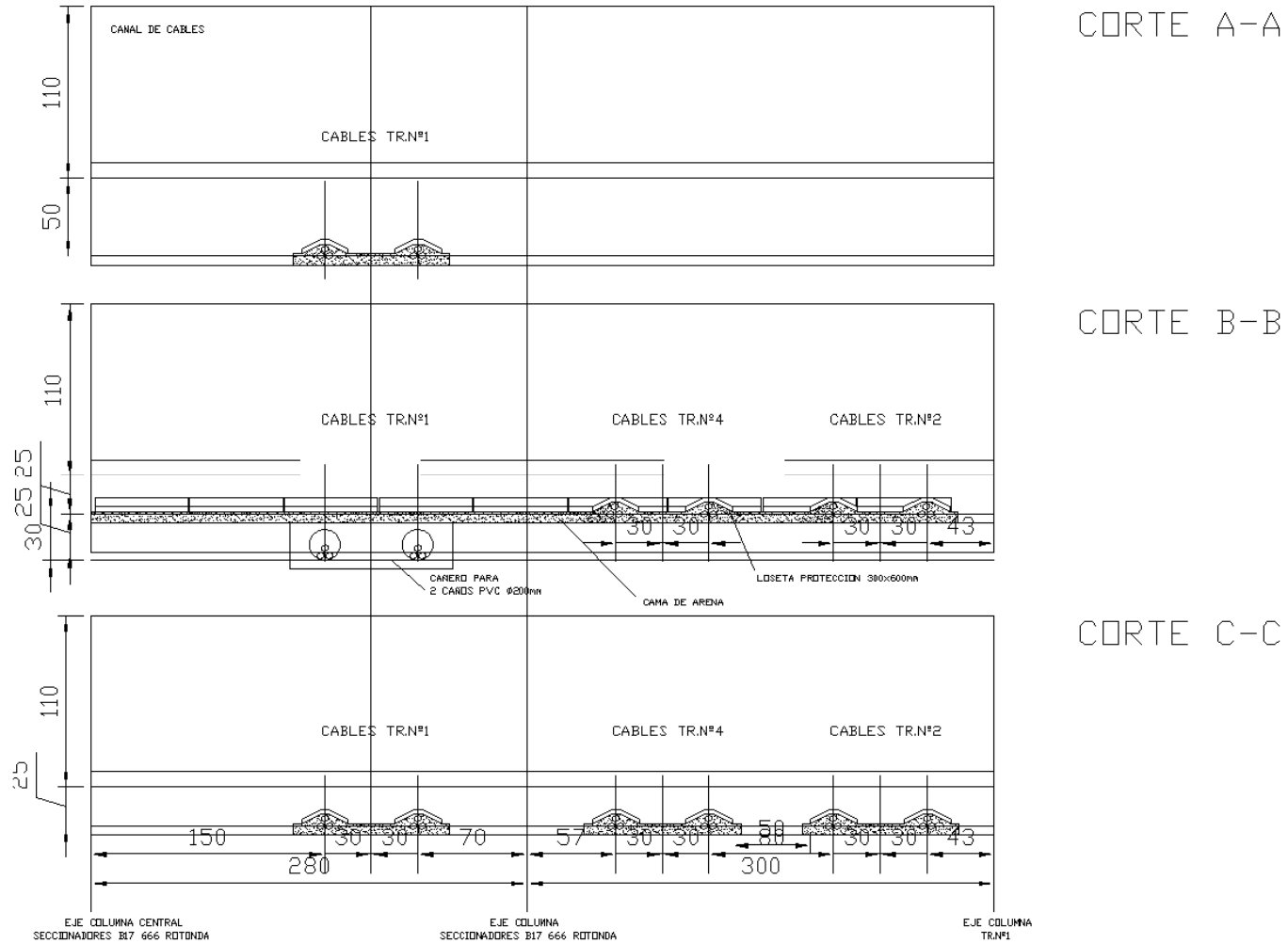


Figura AI-10. Equipos de media tensión. Planta y cortes.



ITREE
LAT

- AI 13 -
ANEXO I
IT 1125

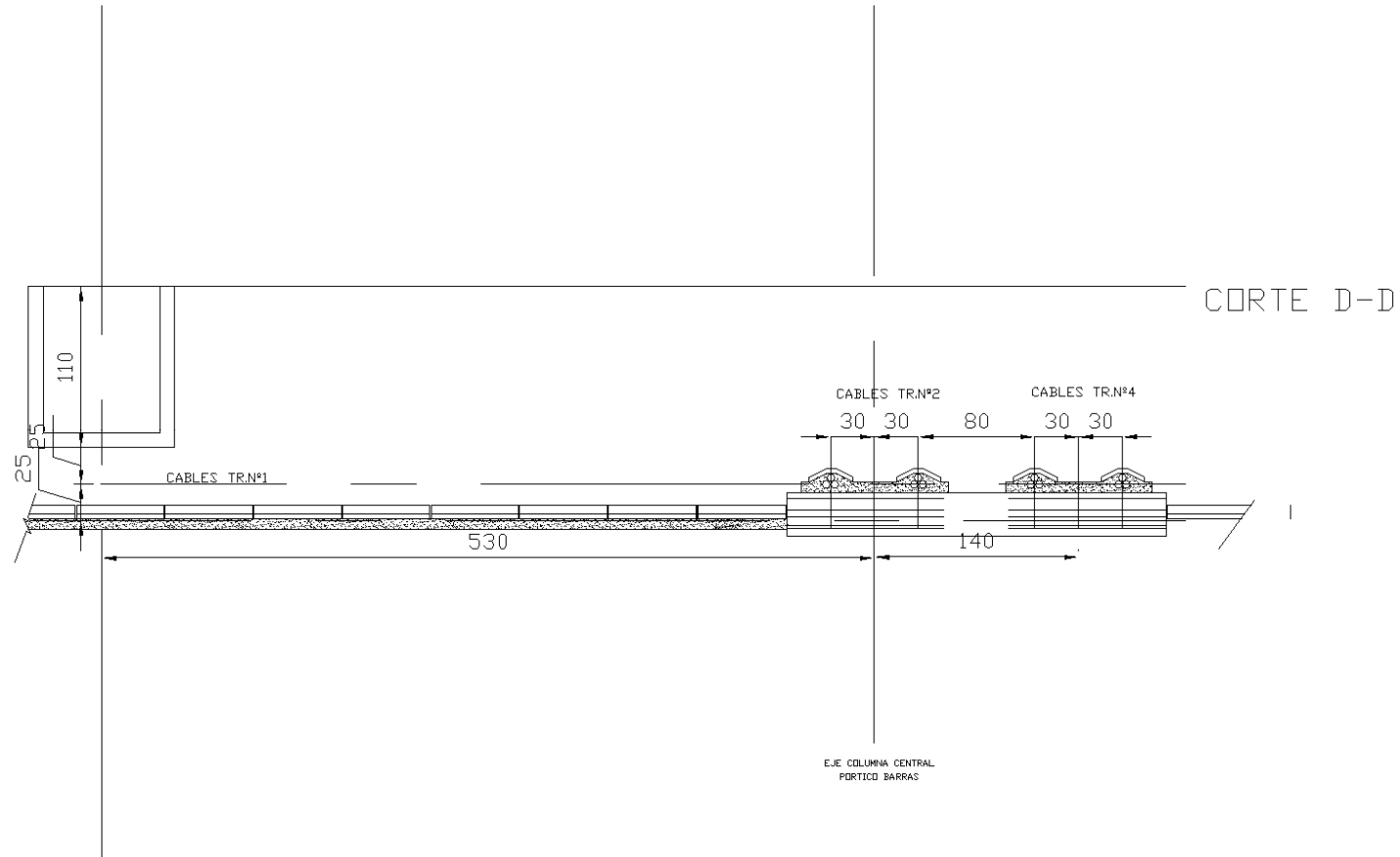


Figura AI-11. Equipos de media tensión. Planta y cortes.



INTREE
LAT

- AI 14 -
ANEXO I
IT 1125

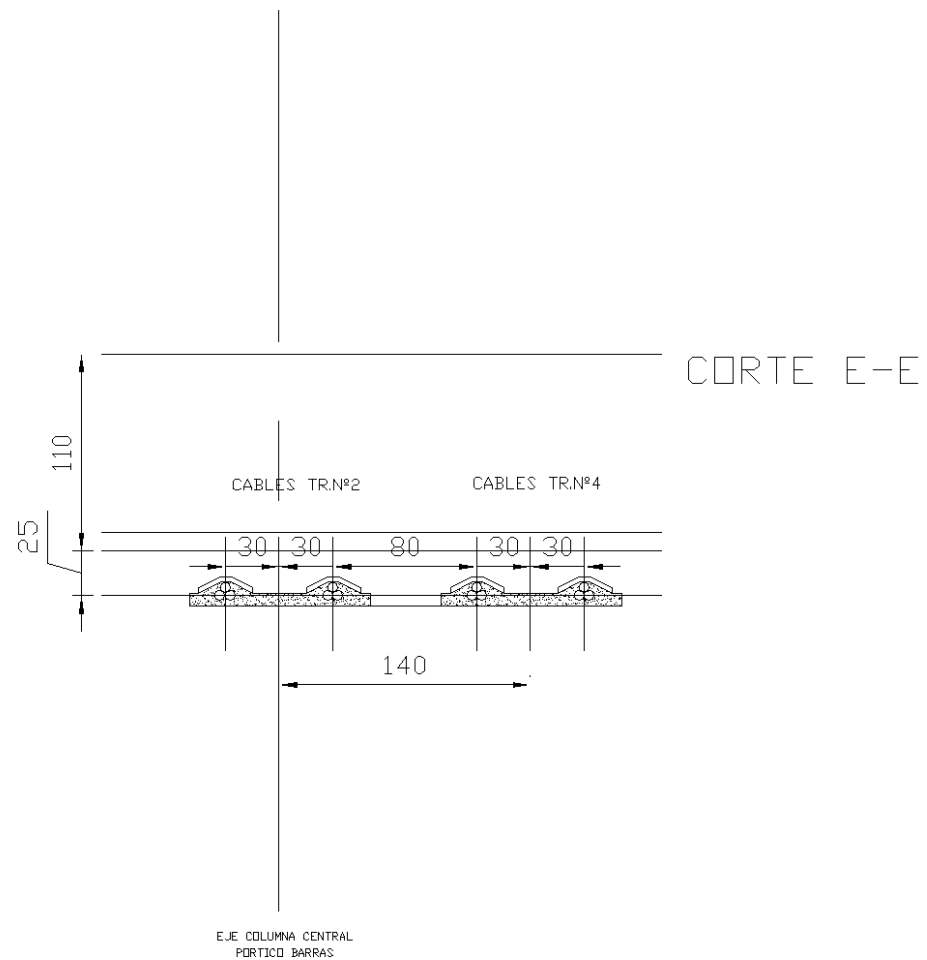


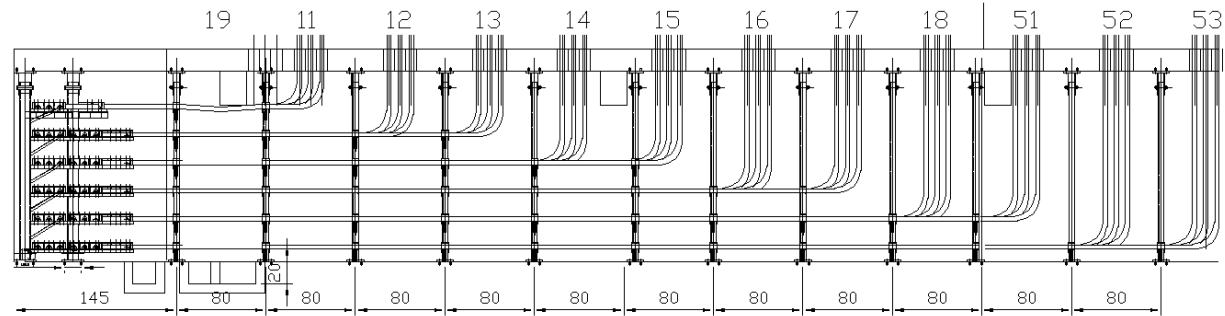
Figura AI-12. Equipos de media tensión. Planta y cortes.



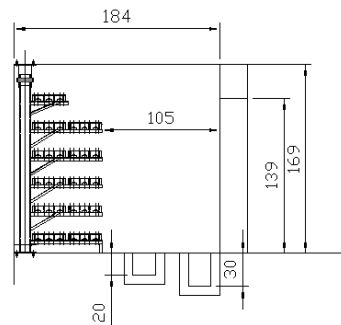
INTEC
LAT

- AI 15 -
ANEXO I
IT 1125

CORTE F-F



CORTE G-G



CORTE H-H

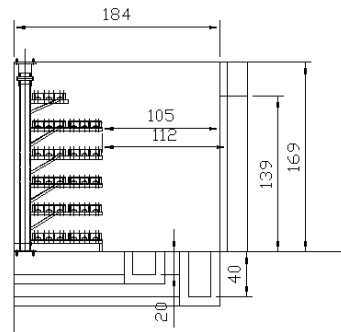
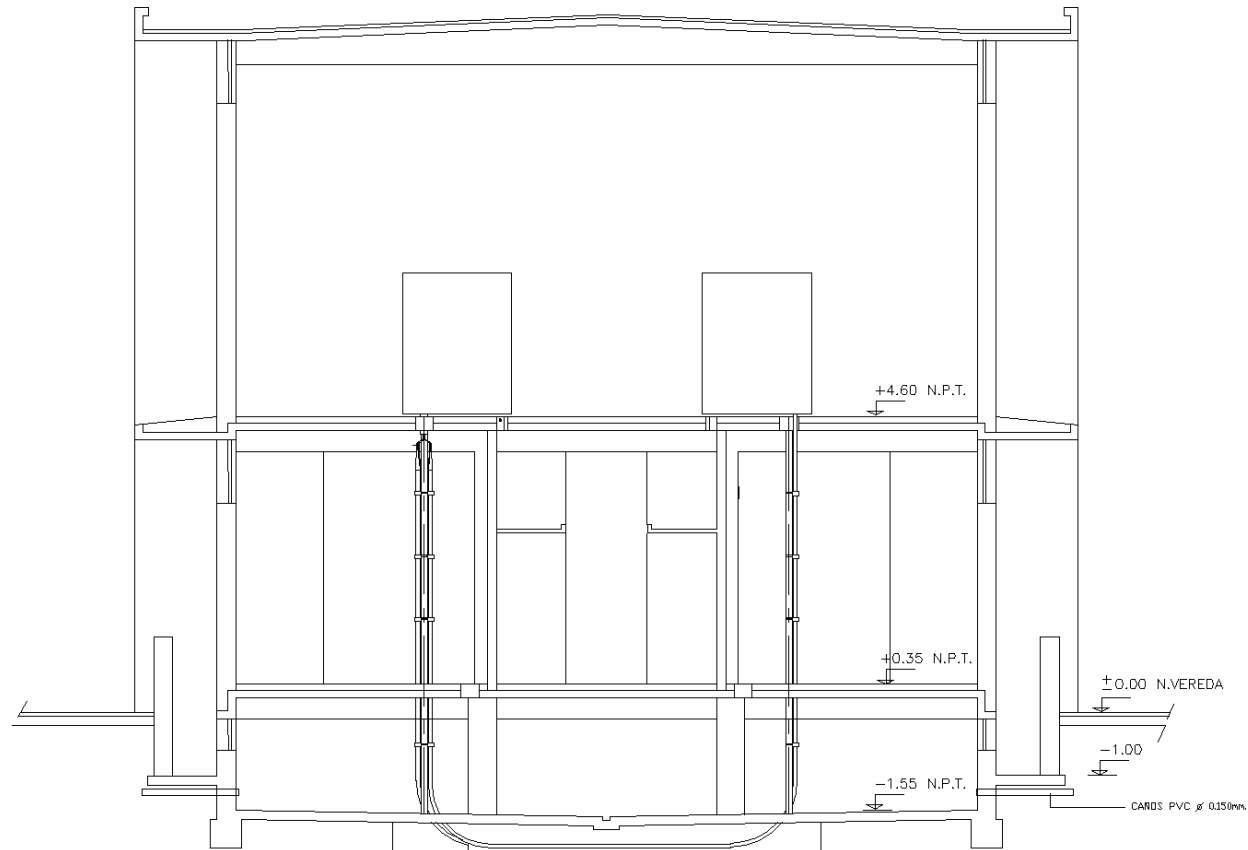


Figura AI-13. Equipos de media tensión. Planta y cortes.



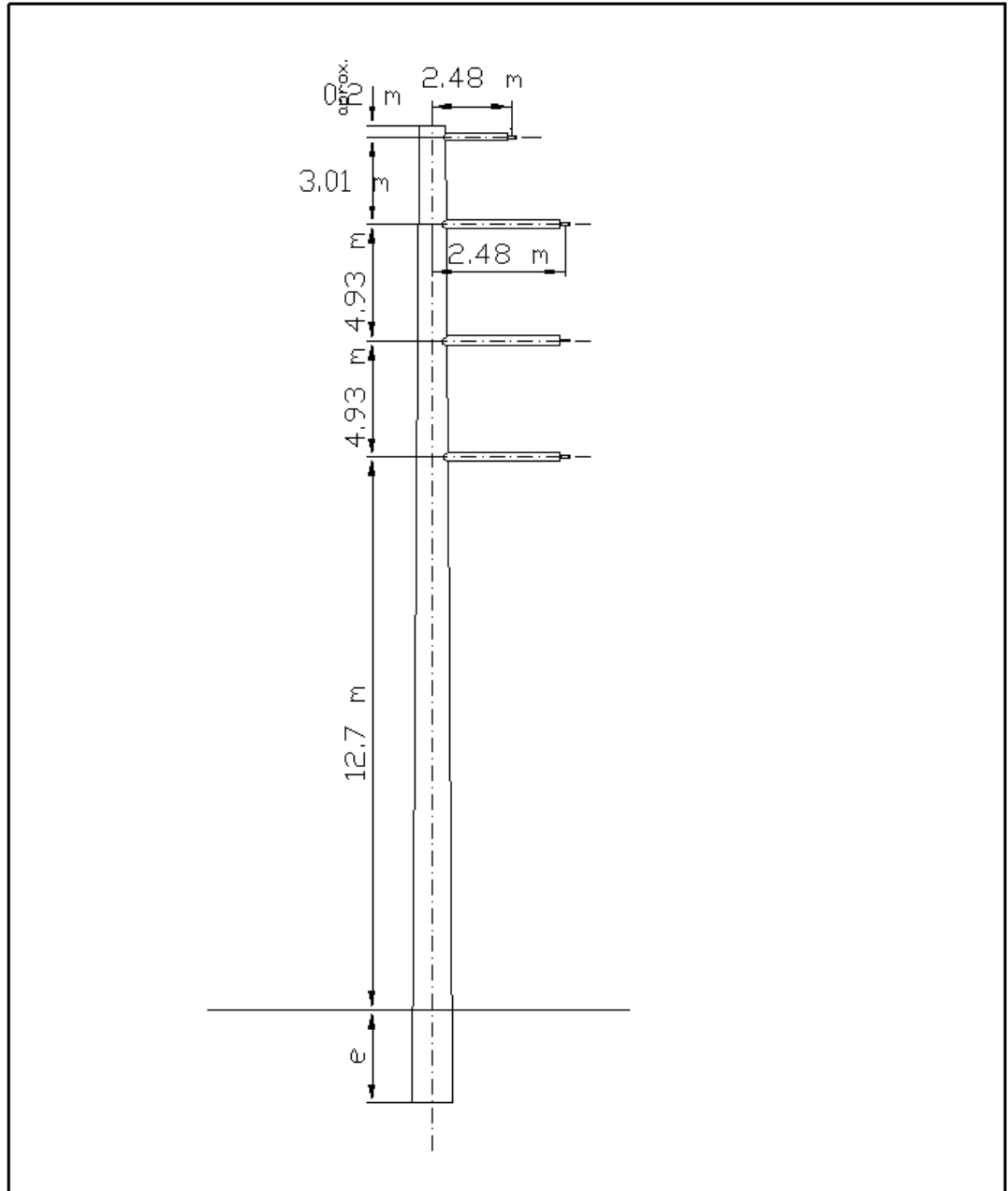
ITREE
LAT

- AI 16 -
ANEXO I
IT 1125



CORTE TRANSVERSAL I-I

Figura AI-14. Equipos de media tensión. Planta y cortes.




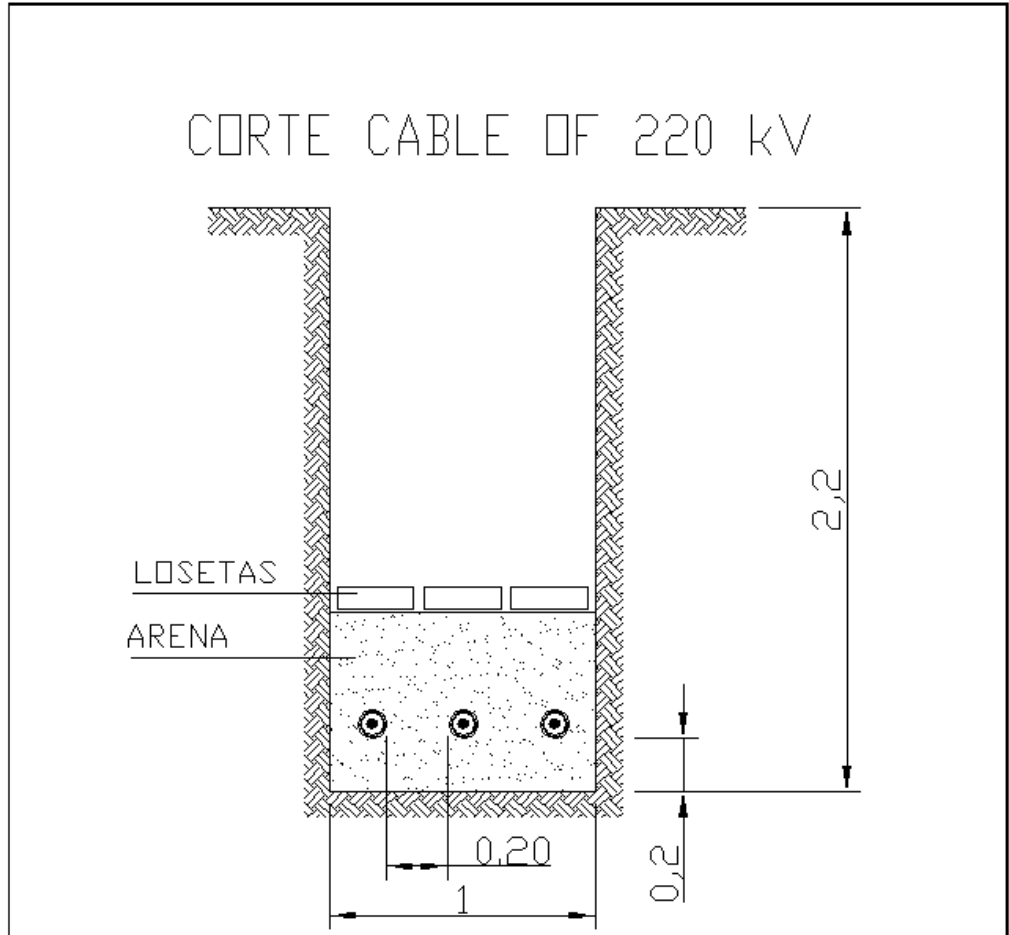

a					
b					
c					
Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo
REF. OBRA				Fecha	Nombre
I - POA	Dibujado:				L. Medaglia
	Revisado:				L. Beltone
	Aprobado:				A. Villafañe
MOTIVO DE LA OBRA:	Escala:	LAT 1 x 220 kV			 Edenor Dirección Técnica
	PARTIDO:	TERMINAL SIMPLE TERNA			
	LOCALIDAD:	ESQUEMA DIMENSIONAL Tst			CENTRO DE COSTO: 431 CUENTA DE APLICACION: - Material: - Syaeet:
					Plano N°
					HOJA N° 1 TOTAL 1

Figura AI-15. Corte línea aérea (220 kV).



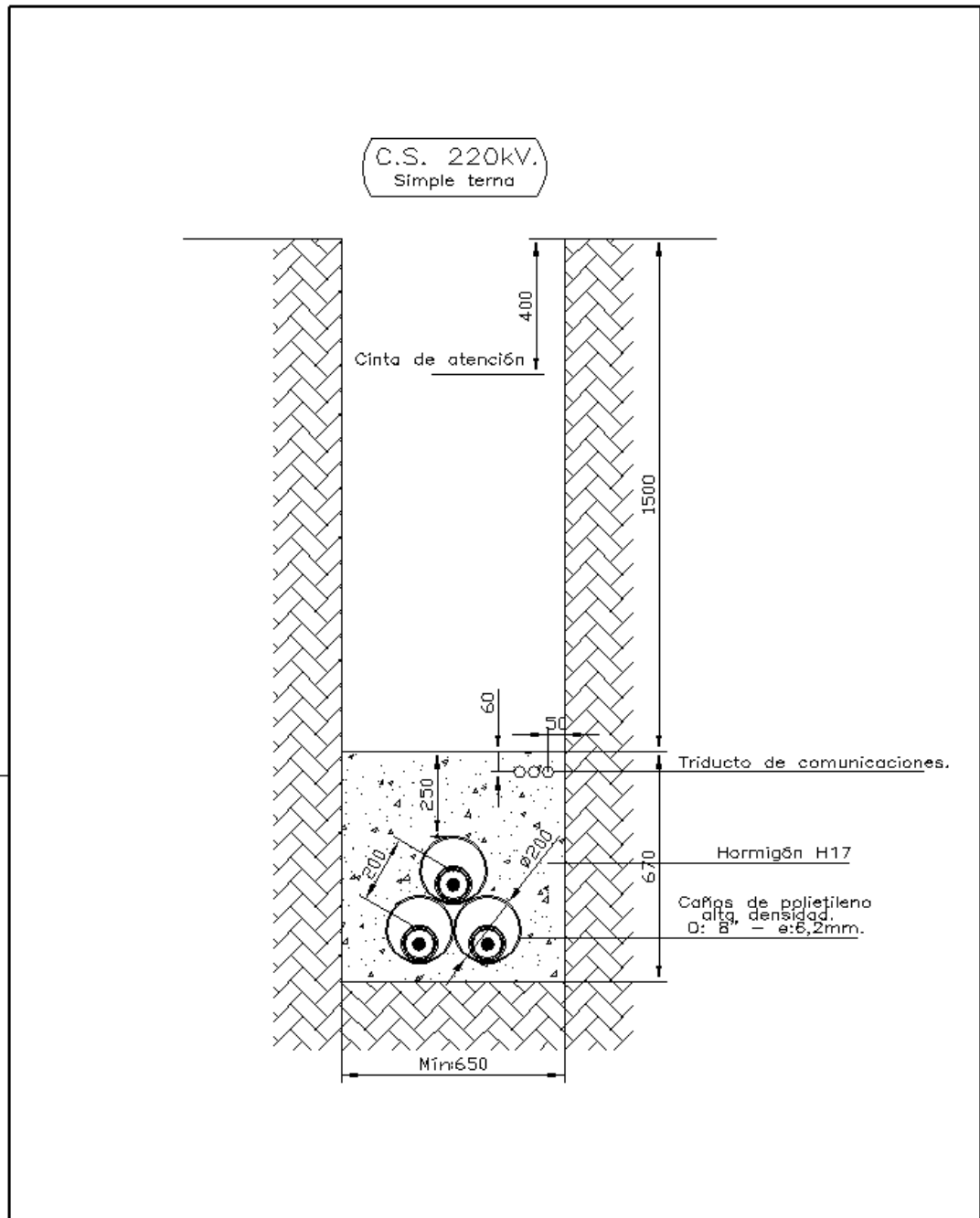
Las Medidas son Aproximadas
y estan expresadas en Mts.

c					
b					
a					
Mod.	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo
REF. OBRA	Fecha		Nombre		Firma
I - POA 2006	Dibujado: 12/2006		M. Mon		 Edenor Dirección Técnica
	Revisado: 12/2006		L. Beltone		
	Aprobado: 12/2006		A. Villafañe		
MOTIVO DE LA OBRA:	Escala:	C.S. 220 kV			CENTRO DE COSTO: 431
	PARTIDO:	Corte Tipico			CUENTA DE APLICACION:
	LOCALIDAD:	Cables OF 220 kV Disposicion Coplanar			- Material: - Syse:
	L. Beltone				Plano N°
					HOJA N° 1 TOTAL 1

Documento realizado en sistema CAD "No modificar manualmente"

Realizado en AutoCAD por Dirección de Transmisión-Edenor S.A.

Figura AI-16. Corte cable 220 kV. Disposición coplanar.




b							
a							
Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo		
REF. OBRA				Fecha	Nombre	Firma	 Edenor Dirección Técnica
I -				Dibujado: 11/2006	I. Ruiz		
PGA				Revisado: 11/2006	L. Beltone		
				Aprobado: 11/2006	A. Villafañe		
MOTIVO DE LA OBRA:	Escala:					CENTRO DE COSTO: 431	
	PARTIDO:	ESQUEMA DE ZANJA CS 220 kV SIMPLE TERNA DISPOSICIÓN TREBOLILLO				CUENTA DE APLICACION:	
	LOCALIDAD:					- Material: - Syee:	
						Plano N° 00055028	HOJA N° 1 TOTAL 1

Figura AI-17. Corte cable 220 kv. Disposición tresbolillo.

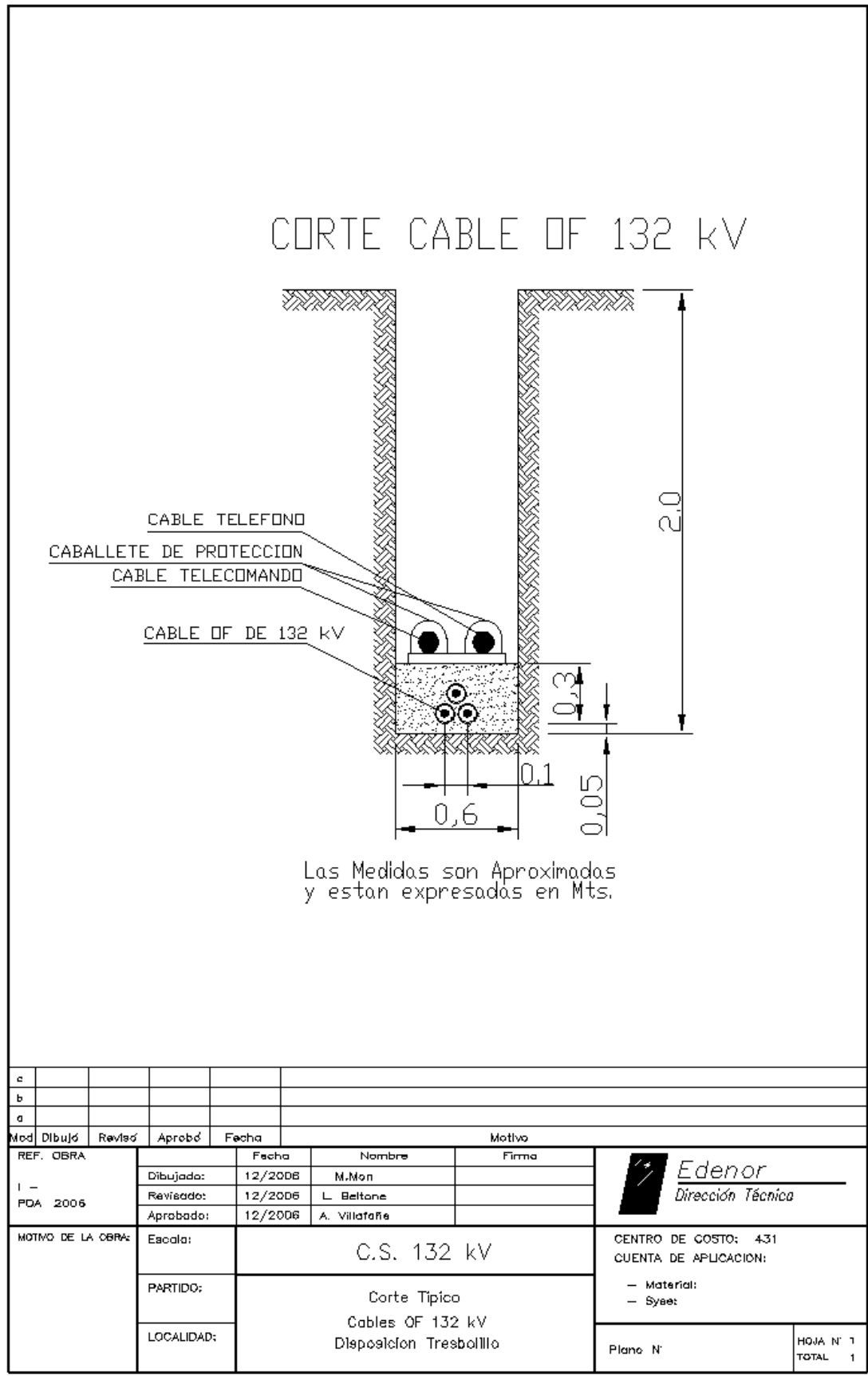
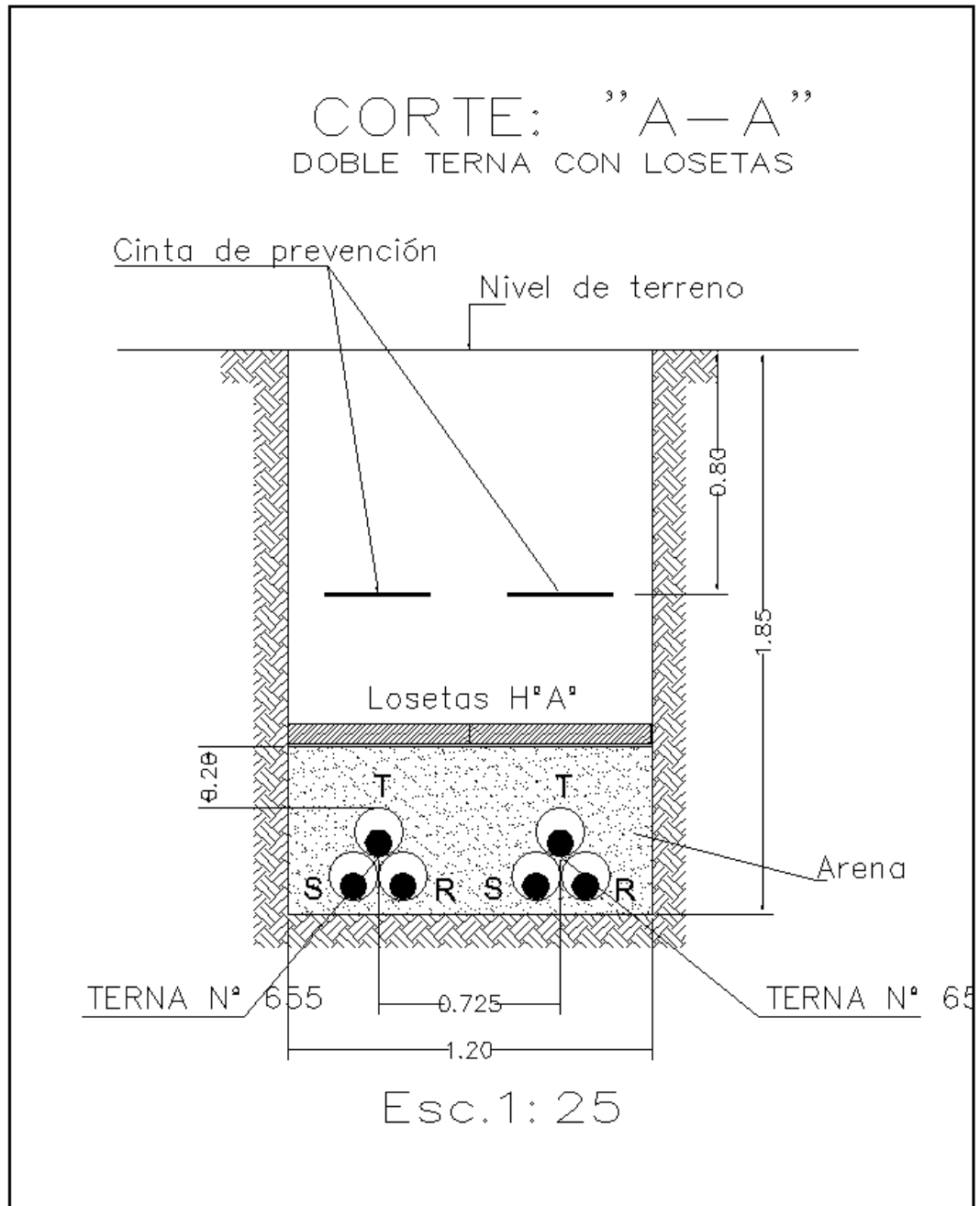


Figura AI-18. Corte cable 132 kV.



a							
b							
c							
Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo		
REF. OBRA	Fecha		Nombre		Firma		
I - PDA 2006	Dibujado: 12/2006		M. Mon		Edenor <i>Dirección Técnica</i>		
	Revisado: 12/2006		L. Beltane				
	Aprobado: 12/2006		A. Villafañe				
MOTIVO DE LA OBRA:	Escala:	C.S. 2 x 132 kV				CENTRO DE COSTO: 431 CUENTA DE APLICACION: - Material: - Syae:	
	PARTIDO:	Corte de Zanja Cables 655/654					
	LOCALIDAD:						
					Plano N°	HOJA N° 1 TOTAL 1	

Documento controlado en sistema CAD. No modificar manualmente.

Figura AI-19. Corte cable 132 kV. Cables 655 – 656.



Referencias:

■ Instalaciones 132/13,2kV – Existente

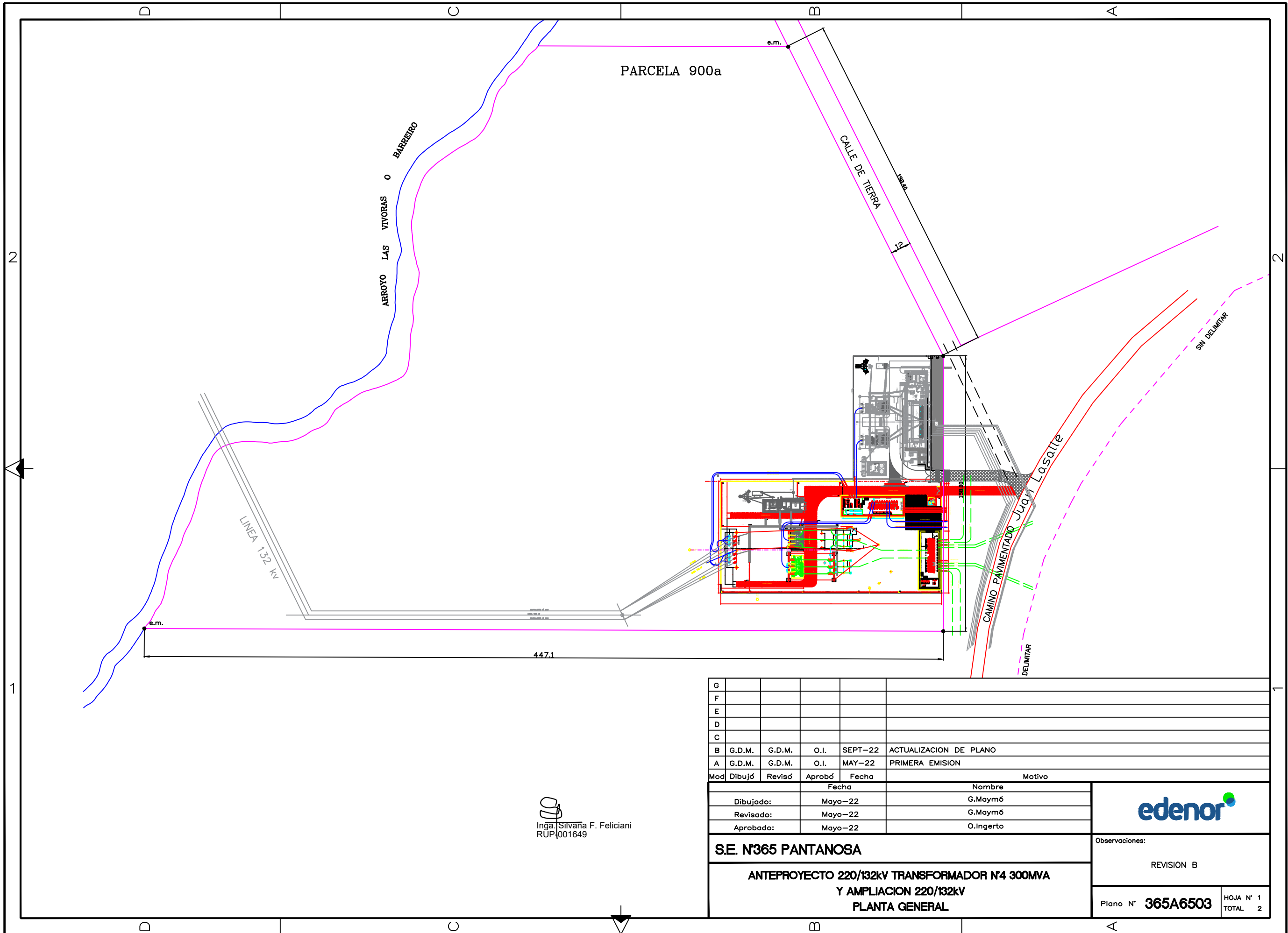
■ Ampliación 220/132kV

Georreferenciamiento:

34°44'55" S 58°39'52.7" O

Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649

G					
F					
E					
D					
C					
B					
A					
Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo
				Sep-22	E. Kisielesky
				Sep-22	E. Kisielesky
				Sep-22	P. Cabral
S.E. N°365 PANTANOSA					Observaciones:
ANTEPROYECTO 220/132kV TRANSFORMADOR N°4 300MVA Y AMPLIACION 220/132kV IMPLANTACION GEOGRAFICA					
Plano N° 365A6508					HOJA N° 1 TOTAL 1

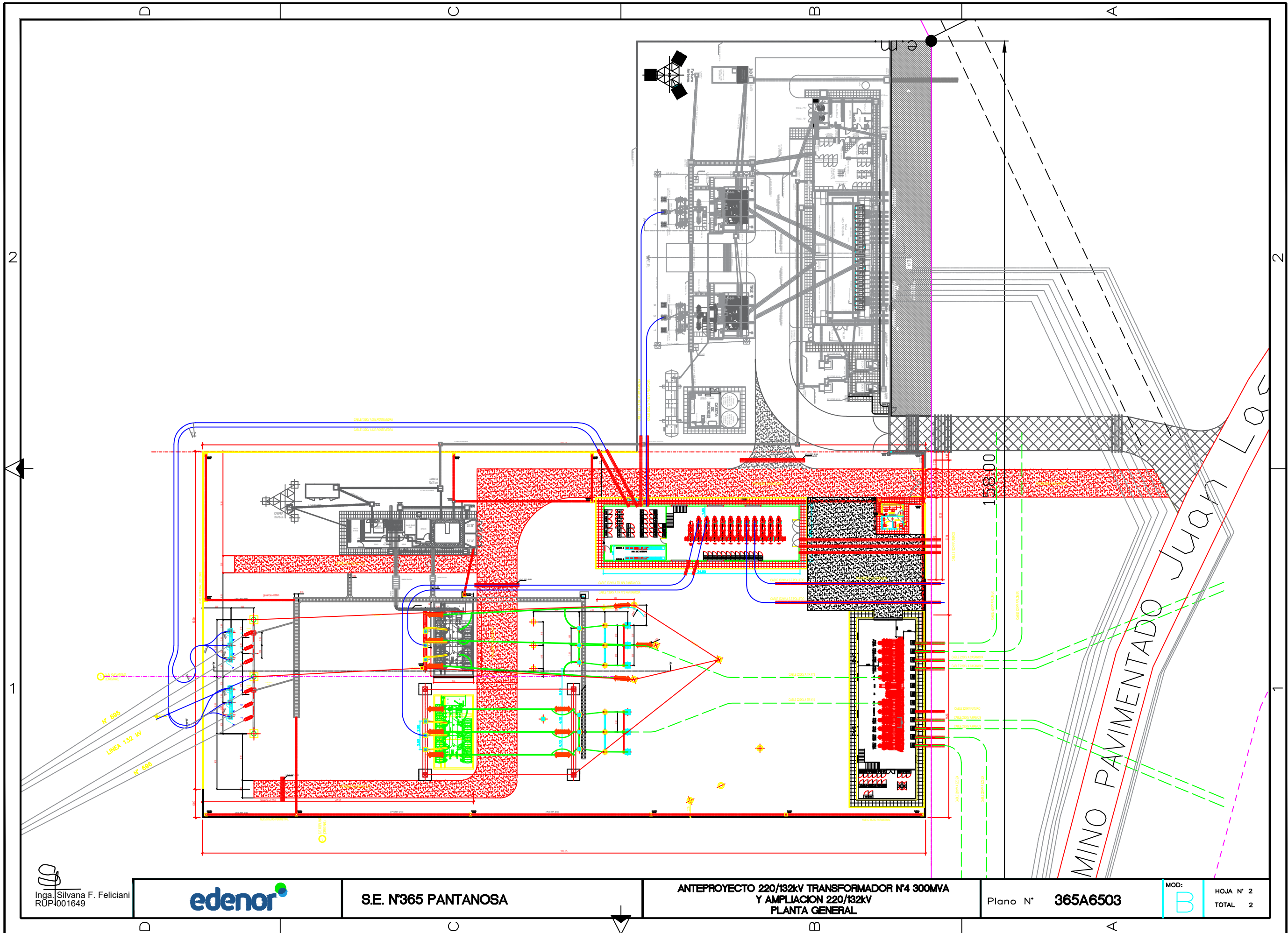



 Inga Silvana F. Feliciani
 RUP 001649

G					
F					
E					
D					
C					
B	G.D.M.	G.D.M.	O.I.	SEPT-22	ACTUALIZACION DE PLANO
A	G.D.M.	G.D.M.	O.I.	MAY-22	PRIMERA EMISION
Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo
				Fecha	Nombre
				Mayo-22	G.Maym6
				Mayo-22	G.Maym6
				Mayo-22	O.Ingerto
S.E. N°365 PANTANOSA					Observaciones: REVISION B
ANTEPROYECTO 220/132kV TRANSFORMADOR N°4 300MVA Y AMPLIACION 220/132kV PLANTA GENERAL					
Plano N° 365A6503					HOJA N° 1 TOTAL 2



Realizado en AutoCAD por Dirección Técnica-Edenor S.A.



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP1001649



S.E. N°365 PANTANOSA

ANTEPROYECTO 220/132kV TRANSFORMADOR N°4 300MVA
Y AMPLIACION 220/132kV
PLANTA GENERAL

Plano N° 365A6503

MOD: B HOJA N° 2
TOTAL 2

Resumen ejecutivo

Obra: Ampliación Subestación N° 365 – Pantanosa de 220kV a 132kV y 2x300 MVA

Justificación del proyecto.

La ampliación de la S.E. N° 365 – Pantanosa tiene por objeto incrementar la capacidad de abastecimiento a la demanda asociada a la red de subtransmisión, hoy vinculada al nodo Ezeiza. En el mediano plazo permitirá la conexión en 220kV con el futuro nodo de importación de área denominado Plomer. Asimismo, esta ampliación permitirá la vinculación con la futura subestación Oeste 220/132kV, la cual incrementará la capacidad y otorgará mayor flexibilidad para el abastecimiento de la demanda.

Descripción global de la obra.

Se trata de la ampliación de la subestación N° 365 - Pantanosa, que se encuentra ubicada en la intersección de la calle Cnel. Conde y la Ruta Provincial 1001 (San Matias), localidad de Pontevedra, partido de Merlo, Provincia de Buenos Aires.

Actualmente, la subestación cuenta con 1 (un) transformador de 300MVA - 220/132kV alimentado desde las líneas de 220kV N° 38/39 entre Casanova y Ezeiza. Dicho transformador alimenta en 132kV a la subestación Pantanosa 2x40MVA y a las Líneas de AT N°695/696 a subestación Zappalorto.

Una vez ampliada, la subestación contará con 2 (dos) transformadores de 300MVA - 220/132kV alimentados con 2 (dos) ternas de cable seco de 220kV desde la subestación Plomer.

El lado de 132kV de los transformadores se conectará a un equipamiento blindado en SF₆ (GIS) de 132kV. El equipo GIS tendrá 11 (once) vanos de 132kV, 1 (un) acoplador transversal y un vano de medición de tensión.

El lado 220kV de los transformadores se conectará a un equipamiento blindado en SF₆ (GIS) de 220kV. El equipo GIS tendrá 11 (diez) vanos de 220kV, 1 (un) acoplador transversal y un vano de medición de tensión.

Se construirán dos edificios donde serán instalados y puestos en servicio ambos equipos GIS y todo el equipamiento necesario para el comando, control y protección asociado.

El conjunto se complementa con un sistema de comunicaciones, que permitirán telecomandar la subestación desde el centro de control [edenor](#).

Consideraciones sobre la obra, sus beneficios e impactos:

- Su ejecución mejorará la calidad de servicio de la zona reduciendo la frecuencia y duración de cortes y estabilizando los niveles de tensión.
- La mayor parte de los impactos negativos son temporales y se asocian a la etapa de obra.
- Cumpliendo las medidas de mitigación definidas en el Plan de Gestión Ambiental, los impactos pueden ser controlados.
- Los impactos permanentes son inherentes a la actividad de distribución de energía.
- El transporte de energía por la traza en estudio es una necesidad socioeconómica zonal.
- La operación se realizará a cargo de **edenor**, una empresa con experiencia en el rubro y comprometida con el medio ambiente.

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a horizontal line at the bottom.

Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

A large, stylized, handwritten signature in blue ink, featuring a prominent loop at the top and a horizontal line across the middle.

Daniel Alejandro Moreno
Gerente de Prospectiva Técnica
y Desarrollo Sustentable
Edenor S.A.



IyOAT 04 21



**AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN PANTANOSA
220/132 KV 300 MVA**

ÍNDICE

1 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	3
2 PRESUPUESTO	4
3 ESQUEMA UNIFILAR.....	5



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

Fecha de Edición: Jun/23	Fecha de actualización:	Revisión: 0
Realizado: Ing. Y Obras AT.	Supervisado: Ing. Pablo Cabral. 	Aprobado: Ing. Nestor Pallero. 

1 Descripción Técnica del Proyecto

Consiste en la ampliación de la Subestación PANTANOSA con la instalación de un nuevo transformador 220/132 kV de 300 MVA, la construcción de una barra de 220 kV y una barra de 132 kV.

2 Presupuesto

NUEVA SE PANTANOSA 220/132kV								
DESCRIPCION	CANT	UNID	COSTO (\$)					
			Materiales (unitario) [m\$]	SySE (unitario) [m\$]	Materiales (total) [m\$]	SySE (total) [m\$]	TOTAL [m\$]	
Transformador 220/132 kV-300MVA	1	c/u	\$ 590.000		\$ 590.000		\$ 590.000	
Campo de Transformador de 132kV	1	c/u	\$ 30.000		\$ 30.000		\$ 30.000	
Campo de Transformador de 220kV	1	c/u	\$ 50.000		\$ 50.000		\$ 50.000	
Bahia GIS 220kV	12	c/u	\$ 260.000		\$ 3.120.000		\$ 3.120.000	
Bahia GIS 132kV	12	c/u	\$ 110.000		\$ 1.320.000		\$ 1.320.000	
Protecciones	1	gl	\$ 100.000		\$ 100.000		\$ 100.000	
Sistemas Auxiliares	1	gl	\$ 90.000		\$ 90.000		\$ 90.000	
Eq. Telecomunicaciones	1	gl	\$ 60.000		\$ 60.000		\$ 60.000	
Telecontrol	1	gl	\$ 30.000		\$ 30.000		\$ 30.000	
Obra electromecánica	1	gl		\$ 210.000	\$ 5.390.000	\$ 210.000	\$ 5.600.000	
Obra civil	1	gl		\$ 730.000	\$ -	\$ 730.000	\$ 730.000	
COSTOS DIRECTOS O.EM.					\$ 5.390.000	\$ 210.000	\$ 5.600.000	
Costos indirectos O.EM. (ingeniería, supervisión de obra, gestión de stock y contratos, etc.)					\$ 1.080.000	\$ 40.000	\$ 1.120.000	
SUBTOTAL OBRA ELECTROMECÁNICA					\$ 6.470.000	\$ 250.000	\$ 6.720.000	
COSTOS DIRECTOS O.CIV.					\$ -	\$ 730.000	\$ 730.000	
Costos indirectos O.CIV. (ingeniería, supervisión de obra, gestión de stock y contratos, etc.)					\$ -	\$ 110.000	\$ 110.000	
SUBTOTAL OBRA CIVIL					\$ -	\$ 840.000	\$ 840.000	
TOTAL SUBESTACIÓN					\$ 6.470.000	\$ 1.090.000	\$ 7.560.000	

Fecha de Edición: Jun/23

Fecha de actualización:

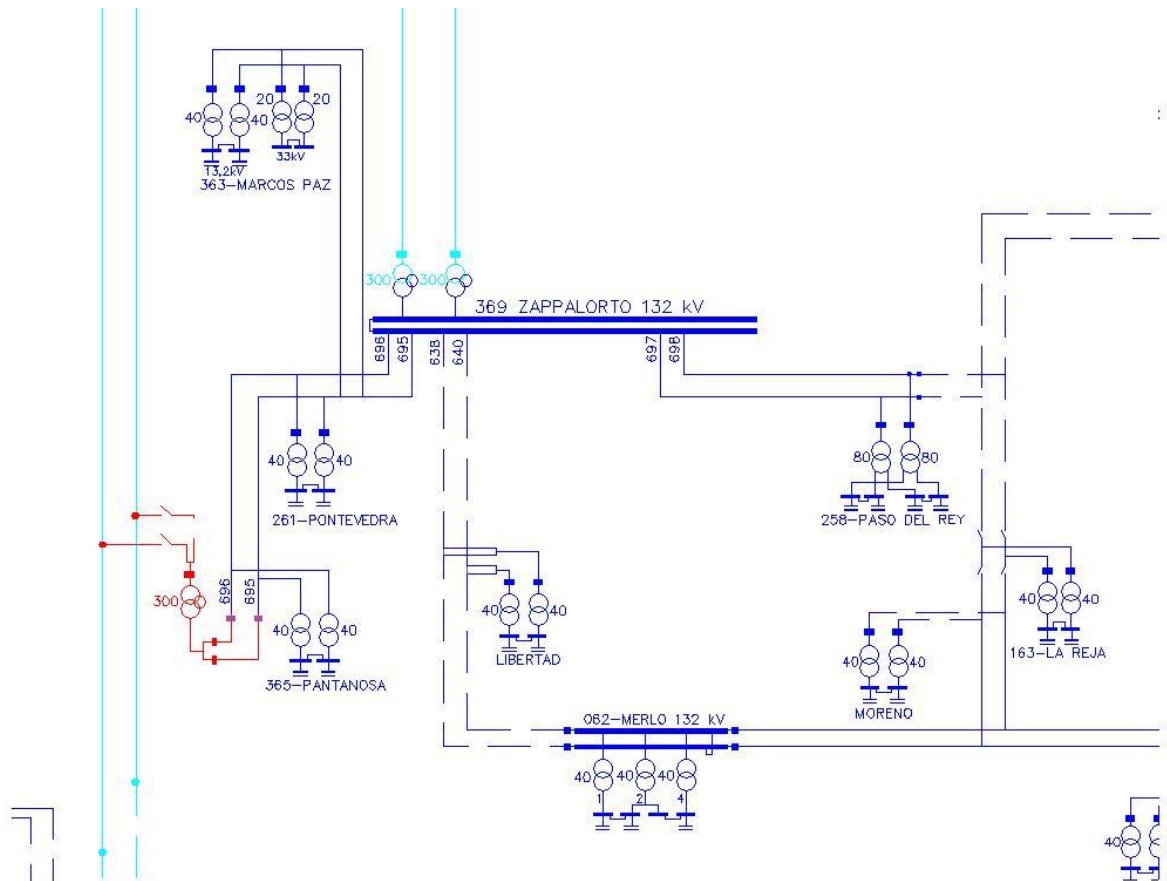
Revisión: 0

Realizado: Ing. Y Obras AT.

Supervisado: Ing. Pablo Cabral.

Aprobado: Ing. Nestor Pallero.

3 Esquema Unifilar

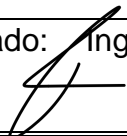


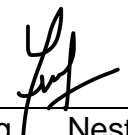
Fecha de Edición: Jun/23

Fecha de actualización:

Revisión: 0

Realizado: Ing. Y Obras AT.

Supervisado:  Ing. Pablo Cabral.

Aprobado:  Ing. Nestor Pallero.

Buenos Aires, 10 de julio de 2023

Dirección Provincial de Evaluación de Impacto Ambiental
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – PBA

Ref. Ampliación S.E. Pantanosa

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Uds. con el objeto de informar el instrumento legal por el cual estamos autorizados para la explotación del espacio público.

Atento a ello, destacamos el artículo 17 del Contrato de Concesión de Distribución y Comercialización de energía eléctrica, aprobado por la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica número 170 de fecha 31 de agosto de 1992.

ARTICULO 17.- LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a hacer uso y ocupación, a título gratuito, de los lugares integrantes del dominio público nacional, provincial o municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo, que fuesen necesarios para la colocación de las instalaciones para la prestación del SERVICIO PUBLICO, incluso líneas de comunicación y mando y de interconexión con centrales generadoras de energía eléctrica o con otras redes de distribución o de transporte de energía eléctrica; sin perjuicio de su responsabilidad por los daños que pueda ocasionar a dichos bienes, o a terceros, en el curso de su utilización.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlos muy atentamente.



Inga Silvana F. Feliciani
RUP-001649



Daniel Alejandro Moreno
Gerente de Prospectiva Técnica
y Desarrollo Sustentable
Edenor S.A.

Anexo: Contrato de concesión

RESOLUCION S.E.E. N° 170**Buenos Aires, 31 agosto de 1992**

Visto lo dispuesto por los Decretos N° 714 del 28 de Abril de 1992 y N° 1323 del 28 de Julio de 1992 y

CONSIDERANDO:

Que se ha llevado a cabo el Concurso público Internacional para la venta del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del paquete accionario de la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA.

Que mediante el Decreto N° 714/92 se ha otorgado a tales empresas la Concesión del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en sus respectivas áreas, y se han aprobado los correspondientes contratos de concesión.

Que tales contratos han sido modificados mediante Circulares N. 33, 41, 50, y 61 emitidas por el COMITE PRIVATIZADOR, órgano actuante en el Concurso Público Internacional para la venta del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del paquete accionario de la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA, las que fueran convalidadas mediante el Decreto N° 1.323/92.

Que resulta necesario contar con un texto ordenado de los Contratos de Concesión que contenga las modificaciones que fueran introducidas.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Artículo 2do del Decreto N° 1.323 del 28 de Julio de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Incorpóranse a los Contratos de Concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, del que son titulares la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA, las modificaciones introducidas por el Decreto N° 1.323 del 28 de Julio 1.992, convalidatorio de las Circulares N° 33, 41, 50, y 61, emitidas por el COMITE PRIVATIZADOR.

ARTICULO 2º.- Apruébanse como textos ordenados de los Contratos de Concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, del que son titulares la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA, los que como Anexo I y Anexo II, respectivamente, se agregan al presente del que forman parte integrante.

ARTICULO 3º.- Notifíquese a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA.

ARTICULO 4º.- Regístrese, comuníquese y archívese.

Ing. Carlos Manuel Bastos

Secretario de Energía Eléctrica.

CONTRATO DE CONCESION**EDENOR S.A.****ANEXO I****Subanexos:**

- 1.- Régimen Tarifario- Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario.
- 2.- Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario.
- 3.- Cuadro Tarifario Inicial.

4.- Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones.

CONTRATO DE CONCESION EDENOR S.A.

Entre el PODER EJECUTIVO NACIONAL, representado en este acto por el Sr. Secretario de Energía Eléctrica, Ingeniero Carlos Manuel BASTOS, en virtud de las facultades que le fueran delegadas en el Decreto N° 714 del 28 de Abril de 1992, en adelante denominado LA CONCEDENTE, por una parte y por la otra, EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), representada por el Ing. Carlos Alberto MATTAUSCH, en adelante denominada LA DISTRIBUIDORA, y en atención a lo dispuesto en las Leyes N° 14.772, N° 15.336, N° 23.696 y N° 24.065, acuerdan celebrar el siguiente CONTRATO.

DEFINICIONES

A todos los efectos de este CONTRATO, los términos que a continuación se indican significan:

AREA: Territorio dentro del cual la prestación del servicio público de distribución y comercialización se encuentra sometida a jurisdicción nacional en los términos de las Leyes N° 14.772, N° 15.336, N° 23.696 y N° 24.065, determina el ámbito en el que el concesionario está obligado a prestar el servicio y a cubrir el incremento de demanda en los términos de su contrato de concesión, comprendiendo las siguientes zonas:

En Capital Federal la delimitada por Dársena 'D', calle sin nombre, traza de la futura Autopista Costeras, prolongación Avenida Pueyrredón, Avenida Pueyrredón, Avenida Córdoba, vías del Ferrocarril San Martín, Avenida General San Martín, Zamudio, Tinogasta, Avenida General San Martín, Aven. General Paz y Río de la Plata.

En la Provincia de Buenos Aires comprende los Partidos de Belén de Escobar, General Las Heras, General Rodríguez, General Sarmiento, La Matanza, Marcos Paz, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, San Martín, Tigre, Tres de Febrero, y Vicente López.

AUTORIDADES DE APLICACION: es el ENTE. Hasta tanto comience éste a ejercer sus funciones será Autoridad de Aplicación la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA o el organismo o funcionario que ésta designe o que le suceda.

CONTRATO: es este Contrato de Concesión.

COOPERATIVAS: son todas aquellas sociedades cooperativas que a la firma del presente prestan servicios de distribución y comercialización dentro del AREA, sin contar para ello con una concesión otorgada por la CONCEDENTE, comprándole energía eléctrica a SEGBA S.A.

En cuanto a su forma de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista quedan asimiladas a los Grandes Usuarios.

EMPRESA CONTROLADA: es aquella en que otra sociedad en forma directa, o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada, posea una participación que por cualquier título le otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social o que ejerce por cualquier título una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.

EMPRESA CONTROLANTE: es aquella que posee en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada una participación que por cualquier título le otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social o que ejerce por cualquier título una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades, respecto de otra sociedad.

EMPRESA TRANSPORTISTA: es quien siendo titular de una Concesión de Transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la Ley N°24.065, es responsable de la transmisión y transformación a esta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el Generador, hasta el punto de recepción por LA DISTRIBUIDORA o GRAN USUARIO.

ENTE: es el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, creado por la Ley N° 24.065. Hasta tanto el ENTE comience a ejercer sus funciones, las mismas estarán a cargo de la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA o del organismo o funcionario que esta designe.

ENTRADA EN VIGENCIA O TOMA DE POSESION: fecha efectiva de Toma de Posesión de la DISTRIBUIDORA por parte de los compradores de las Acciones Clase 'A' de la misma, según resulte del Contrato de Transferencia.

EXCLUSIVIDAD ZONAL: implica que, ni LA CONCEDENTE, ni ninguna otra autoridad nacional, provincial o municipal, podrá conceder o prestar por sí misma el SERVICIO PUBLICO en cualquier punto dentro del AREA, a partir de la fecha del contrato.

GENERADOR: persona física o jurídica titular de una Central Eléctrica en los términos del Artículo 5° de la Ley N° 24.065.

GRANDES USUARIOS: son quienes, por las características de su consumo conforme los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, pueden celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista.

LA CONCESION: es la Autorización otorgada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL a LA DISTRIBUIDORA para prestar el SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización dentro del AREA, en los términos del presente contrato.

LA DISTRIBUIDORA: es quien dentro del AREA es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar suministro en forma independiente.

LOS COMPRADORES: quienes como resultado del Concurso Público Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de SEGABA SA, sean adquirentes del PAQUETE MAYORITARIO.

OPERADOR : es el integrante de LA DISTRIBUIDORA que tiene a su cargo la operación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el AREA.

PAQUETE MAYORITARIO: es el total de las acciones Clase 'A' de LA DISTRIBUIDORA, cuya titularidad asegura los votos necesarios para formar la voluntad social.

PERIODO DE GESTION: Cada uno de los períodos de QUINCE (15) AÑOS o DIEZ (10) AÑOS en que se divide el PLAZO DE CONCESION.

PLAZO DE CONCESION: es el tiempo de vigencia del Contrato.

PLIEGO: el Pliego del Concurso Público Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de SEGBA S.A.

SEGBA S.A.: es la empresa que hasta la ENTRADA EN VIGENCIA del CONTRATO tiene la CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD.

SERVICIO PUBLICO: es la caracterización que, por su condición de monopolio natural, reviste la prestación del servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica a usuarios que se conecten a la red de distribución de electricidad de LA DISTRIBUIDORA, pagando una tarifa por el suministro recibido.

USUARIOS: son los destinatarios finales de la prestación del SERVICIO PUBLICO.

OBJETO Y ALCANCE

ARTICULO 1º.- El presente contrato tiene por objeto otorgar en concesión a favor de LA DISTRIBUIDORA la prestación en forma exclusiva del SERVICIO PUBLICO dentro del AREA.

ARTICULO 2º.- LA CONCESION otorgada implica que LA DISTRIBUIDORA está obligada a atender todo incremento de demanda dentro del AREA concedida, ya sea solicitud de nuevo servicio o aumento de la capacidad de suministro, en las condiciones de calidad especificadas en el Subanexo 4. PLAZO DE CONCESION

ARTICULO 3º.- LA CONCEDENTE otorga la concesión del SERVICIO PUBLICO en el AREA a LA DISTRIBUIDORA, y esta la acepta, por un plazo de NOVENTA Y CINCO (95) AÑOS, contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA. La concesión se otorga con EXCLUSIVIDAD ZONAL.

LA CONCEDENTE podrá dejar sin efecto la EXCLUSIVIDAD ZONAL o modificar el área dentro de la cual se ejerce, cuando innovaciones tecnológicas conviertan toda o parte de la prestación del servicio público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica que reviste hoy la condición de monopolio natural, en un ámbito donde puedan competir otras formas de prestación de tal servicio. La extinción total o parcial del derecho de EXCLUSIVIDAD ZONAL implicará la consecuente extinción total o parcial de la obligación reglada en el Artículo 2º de este Contrato y la pertinente modificación de las cláusulas contractuales, a los efectos de determinar la nueva forma de regulación de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

LA CONCEDENTE solamente podrá ejercer la facultad reglada en el segundo párrafo del presente artículo al finalizar cada PERIODO DE GESTION, y deberá comunicar tal decisión con una antelación no inferior a 6 (seis) meses al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, debiendo aplicar para ello, por asimilación de alcances, el procedimiento y criterios emergentes de los Artículos 6º a 11º del presente.

ARTICULO 4º.- LA CONCEDENTE podrá prorrogar LA CONCESION, por un plazo a ser determinado por el ENTE con un máximo de DIEZ(10) AÑOS, reservándose el derecho de mantener, modificar o suprimir la EXCLUSIVIDAD ZONAL y siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

a) que con una anterioridad no menor DIECIOCHO (18) MESES del vencimiento del PLAZO DE CONCESION, LA DISTRIBUIDORA haya pedido la prórroga, indicando el plazo solicitado.

b) que el Poder Ejecutivo Nacional haya otorgado la prórroga solicitada, indicando el plazo por la cual la otorga.

PERIODO DE GESTION:

ARTICULO 5º.- el PLAZO DE CONCESION se dividirá en PERIODOS DE GESTION, el primero de los cuales se extenderá por QUINCE (15) AÑOS, a contar desde la TOMA DE POSESION, y los siguientes por DIEZ (10) años, a contar desde el vencimiento del PERIODO DE GESTION anterior.

ARTICULO 6º.- Con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, el ENTE u organismo que lo reemplace, llamará a concurso Público internacional para la venta del PAQUETE MAYORITARIO, iniciando las publicaciones al efecto y establecerá el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, que se aplicarán durante los siguientes CINCO (5) AÑOS.

El Pliego bajo el cual se efectuará el referido Concurso Público deberá tener características similares a las del PLIEGO, debiendo asegurar la máxima transparencia y publicidad y estimular la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados, quienes deberán acreditar experiencia técnica y de operación y satisfacer requisitos económicos referidos a Activos totales y a Patrimonio neto que sean, como mínimo, iguales a las exigidas en el PLIEGO.

ARTICULO 7º.- El titular del PAQUETE MAYORITARIO tendrá derecho a presentar, al fin de cada PERIODO DE GESTION, y bajo sobre cerrado, el precio en el que valúa el PAQUETE MAYORITARIO dentro de los términos y condiciones del Concurso Público y del presente CONTRATO. El Pliego del Concurso Publico fijará la oportunidad en la cual deberá ser presentado el sobre cerrado, la que no podrá ser fijada para una fecha posterior a aquella establecida para la presentación de la oferta económica por los oferentes en el Concurso Público. El referido sobre cerrado y los de las ofertas económicas serán abiertos simultáneamente en el acto que, a tales efectos, determine el correspondiente Pliego.

La no presentación por el titular del PAQUETE MAYORITARIO del referido sobre en la fecha indicada no afectará la venta del PAQUETE MAYORITARIO en concurso Público.

El derecho que establece este artículo no podrá ser ejercido cuando la venta de las acciones sea consecuencia de un incumplimiento.

ARTICULO 8º.- Si el precio contenido en el sobre cerrado fuera igual o mayor al de la mejor oferta económica, el titular del PAQUETE MAYORITARIO conservará la propiedad del mismo, sin estar obligado a pagar suma alguna. En este caso, se acumularán las sanciones aplicadas a LA DISTRIBUIDORA durante el año en curso conforme el 'Subanexo 4' (numeral 5.2) correspondientes al PERIODO DE GESTION anterior, a las que, dentro del mismo año se le apliquen en el nuevo PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 9º.- Si el precio indicado en el sobre cerrado fuera menor que el correspondiente a la mejor oferta económica, el PAQUETE MAYORITARIO será adjudicado al oferente que hubiera efectuado dicha oferta económica.

El importe que se obtenga por la venta del PAQUETE MAYORITARIO, será entregado por LA CONCEDENTE, previa deducción de los créditos que por cualquier causa tuviere a su favor, a quien hubiera sido hasta dicha venta titular del PAQUETE MAYORITARIO. La entrega del referido importe deberá realizarse dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS de haberlo recibido LA CONCEDENTE.

ARTICULO 10º.- EL COMPRADOR del PAQUETE MAYORITARIO otorga, al recibir las acciones y mediante la sola ratificación del presente Contrato, mandato irrevocable a LA CONCEDENTE a fin de que esta pueda proceder a la venta del PAQUETE MAYORITARIO en las condiciones descriptas en los artículos precedentes. El referido mandato tendrá vigencia durante todo el PERIODO DE GESTION.

Este mandato incluye, sin que esto implique limitación alguna, la facultad expresa para, al finalizar cada PERIODO DE GESTION, impartir instrucciones a los Directores que representen a las Acciones Clase 'A', remover y nombrar los Directores que representan a las acciones Clase 'A', todo ello al solo efecto de proceder a la venta del PAQUETE MAYORITARIO.

EL COMPRADOR del PAQUETE MAYORITARIO declara que el mandato es otorgado también en su beneficio, ya que tiene interés en tener la oportunidad de vender el PAQUETE MAYORITARIO, si es de su conveniencia, al finalizar cada PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 11º.- El ENTE designará un veedor para que se desempeñe en LA DISTRIBUIDORA, a partir de por lo menos UN (1) año antes de que finalice cada PERIODO DE GESTION y hasta no mas allá de UN (1) año a contar de la toma de posesión por parte de quién resulte comprador del PAQUETE MAYORITARIO, o, desde la fecha en que se determine que el entonces PROPIETARIO del PAQUETE MAYORITARIO retendrá la propiedad del mismo.

La función de dicho veedor será la de asegurar que se proporcione a los oferentes por el PAQUETE MAYORITARIO la más detallada y segura información, y que el proceso de transferencia o el paso de un PERIODO DE GESTION al siguiente sea lo más ordenado posible. Para ese fin, el veedor tendrá las más amplias facultades de solicitar información a LA DISTRIBUIDORA o realizar las investigaciones que considere convenientes.

VENCIMIENTO DEL CONTRATO - PAGO DE BIENES

ARTICULO 12º.- Al vencimiento del plazo estipulado en el Artículo 3º de este acto o a la finalización del CONTRATO por cualquier causa, todos los bienes de propiedad de LA DISTRIBUIDORA que estuvieran afectados de modo directo o indirecto a la prestación del SERVICIO PUBLICO serán pagados a ésta según el procedimiento que se establece a continuación:

LA CONCEDENTE llamará a Concurso Público para otorgar la nueva concesión del SERVICIO PUBLICO, mediante la venta del total de las acciones de una nueva sociedad, titular de la referida concesión y a la que le serán transferidos los bienes afectados de modo directo o indirecto a la prestación del SERVICIO PUBLICO.

LA DISTRIBUIDORA recibirá, a cambio de dichos bienes, el importe que se obtenga por la venta de las acciones de la nueva sociedad concesionaria del SERVICIO PUBLICO, una vez deducidos los créditos que por cualquier concepto tenga LA CONCEDENTE contra LA DISTRIBUIDORA.

Dicho importe será abonado por LA CONCEDENTE a LA DISTRIBUIDORA dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS contados desde que LA CONCEDENTE perciba los importes correspondientes.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a suscribir toda la documentación y a realizar todos los actos necesarios para implementar la referida cesión. Si no cumpliera con lo anterior, LA CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de LA DISTRIBUIDORA, constituyendo el presente Contrato, mandato irrevocable a tal fin.

ARTICULO 13º.- El ENTE está facultado a requerir a LA DISTRIBUIDORA la continuación en la prestación del SERVICIO PUBLICO, por un plazo no mayor de DOCE (12) MESES contados a partir del vencimiento del PLAZO DE CONCESION. A tal efecto EL ENTE, deberá notificar fehacientemente tal requerimiento a LA DISTRIBUIDORA, con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES del vencimiento del PLAZO DE CONCESION.

REGIMEN SOCIETARIO Y OPERATIVO

ARTICULO 14º.- La sociedad DISTRIBUIDORA deberá tener como objeto exclusivo la prestación del SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización de energía eléctrica en los términos del presente Contrato de concesión.

Los accionistas titulares del PAQUETE MAYORITARIO, no podrán modificar su participación ni vender sus acciones durante los primeros CINCO (5) AÑOS contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA. Con posterioridad sólo podrán hacerlo previa autorización del ENTE.

En el caso de resultar adjudicataria en el Concurso Público Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de SEGBA S.A., una Sociedad Inversora integrada por varias personas físicas o jurídicas asociadas, los accionistas de la referida Sociedad Inversora no podrán, durante el término de CINCO (5) años desde la ENTRADA EN VIGENCIA modificar sus participaciones o vender acciones de dicha Sociedad Inversora en una proporción y cantidad que exceda del CUARENTA Y NUEVE POR CIENTO (49%) del total de las acciones representativas del capital de la Sociedad Inversora. El operador, por el mismo término, deberá mantener una participación no menor del VEINTE POR CIENTO (20%) si se trata de uno solo y no menor del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) en conjunto si se trata de más de un operador. Finalizado dicho término de CINCO (5) años, las modificaciones de las participaciones o la venta de acciones sólo podrán realizarse previa comunicación al ENTE.

En el caso de las sociedades titulares total o parcialmente del PAQUETE MAYORITARIO de acciones de LA DISTRIBUIDORA, estas deberán informar al ENTE todas las modificaciones sociales o de tenencias accionarias que signifiquen una modificación en el control de las mencionadas sociedades respecto del existente en el momento de celebrarse el Contrato de Transferencia.

ARTICULO 15º.- LA DISTRIBUIDORA tiene la obligación de informar al ENTE, en forma inmediata y fehaciente, la configuración de cualquiera de las situaciones descriptas en el artículo precedente de las cuales tuviera conocimiento, y es responsable del cumplimiento de lo dispuesto en el citado artículo.

En todo supuesto de transferencia o suscripción de acciones clase 'A', el adquirente o nuevo titular de las mismas deberá otorgar todos los mandatos que en el presente se prevé que otorguen los compradores del PAQUETE MAYORITARIO, en los términos y condiciones establecidos.

INVERSIONES Y REGIMEN DE APROVISIONAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 16.- Es exclusiva responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el 'Subanexo 4', así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su AREA.

USO DE DOMINIO PUBLICO

ARTICULO 17.- LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a hacer uso y ocupación, a título gratuito, de los lugares integrantes del dominio público nacional, provincial o municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo, que fuesen necesarios para la colocación de las instalaciones para la prestación del SERVICIO PUBLICO, incluso líneas de comunicación y mando y de interconexión con centrales generadoras de energía eléctrica o con otras redes de distribución o de transporte de energía eléctrica; sin perjuicio de su responsabilidad por los daños que pueda ocasionar a dichos bienes, o a terceros, en el curso de su utilización.

SERVIDUMBRE Y MERAS RESTRICCIONES

ARTICULO 18.- LA DISTRIBUIDORA podrá utilizar en beneficio de la prestación del SERVICIO PUBLICO los derechos emergentes de las restricciones administrativas al dominio, sin necesidad de pago de indemnización alguna, salvo la existencia y/o configuración de perjuicios con motivo de su utilización; quedando autorizada a tender y apoyar, mediante postes y/o soportes, las líneas de distribución de la energía eléctrica y/o instalar cajas de maniobras, de protección y/o distribución de energía eléctrica en los muros exteriores o en la parte exterior de las propiedades ajenas y/o instalar centros de transformación en los casos que sea necesario, de conformidad con la reglamentación vigente y/o que dicte el ENTE.

ARTICULO 19.- A los efectos de la prestación del SERVICIO PUBLICO, LA DISTRIBUIDORA, gozará de los derechos de servidumbre previstos en la Ley N° 19.552 modificada por la Ley N° 24.065.

El dueño del fundo sirviente quedará obligado a permitir la entrada de materiales y/o personal de LA DISTRIBUIDORA bajo responsabilidad de la misma.

TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA

ARTICULO 20.- La instalación, en la vía pública o en lugares de dominio público, de cables y demás elementos o equipos necesarios para la prestación del SERVICIO PUBLICO por parte de LA DISTRIBUIDORA, deberá realizarse en un todo de acuerdo a la normativa vigente.

LA DISTRIBUIDORA será responsable de todos los gastos incurridos en la realización de tales trabajos, como asimismo, de los daños que los mismos puedan ocasionar a terceros o a los bienes de dominio público.

ARTICULO 21.- Una vez autorizada por la Autoridad respectiva, la colocación de cables y demás instalaciones en la vía pública u otros lugares de dominio público, no podrá obligarse a LA DISTRIBUIDORA a removerlos o trasladarlos sino cuando fuera necesario en razón de obras a ejecutarse por la Nacional Provincia de Buenos Aires, la Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires, las Municipalidades de los Partidos de la Provincia de Buenos Aires comprendidos dentro del AREA o empresas concesionarias de servicios u obras públicas. En tales casos, la autoridad que ordene la remoción y/o traslado deberá comunicarlo, a LA DISTRIBUIDORA, con una anticipación suficiente.

Asimismo, los vecinos del AREA, podrán solicitar su remoción o traslado a LA DISTRIBUIDORA, fundamentando las razones de tal petición; si las mismas fuesen razonables y no afectasen derechos de otros USUARIOS y / o vecinos del AREA o el nivel de calidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, LA DISTRIBUIDORA deberá atender dichas solicitudes.

Todos los gastos de remoción, retiro, traslado, modificación, acondicionamiento, sustitución y prolongación de cables e instalaciones que fuera menester realizar, para que queden en perfectas condiciones de seguridad y eficiencia desde el punto de vista técnico y económico, deberán serle reintegrados a LA DISTRIBUIDORA por la autoridad, empresa, USUARIO o vecino que haya requerido la realización de los trabajos.

Toda controversia que se suscite con motivo de estas solicitudes será resuelta por el ENTE.

MEDIDORES

ARTICULO 22.- Cada medidor de consumo, antes de ser colocado o repuesto, deberá ser verificado por LA DISTRIBUIDORA de acuerdo con lo establecido en la Resolución de la EX-SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA N°112 del 14 de Abril de 1977 o la norma que en el futuro la reemplace, debiendo cumplir como mínimo con las condiciones metrológicas estipuladas en las normas IRAM 2411, 2412, y 2413 parte I o II o aquella otra que en el futuro la sustituya, según corresponda, y normas de exigencia acordes para el resto de los elementos que integren la medición.

Los medidores monofásicos y trifásicos, deberán ser clase DOS (2), excepto en el caso de las tarifas correspondientes a grandes consumos, que deberán ser de clase UNO (1).

ARTICULO 23.- Dentro del término de DIECIOCHO (18) MESES contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE, para su aprobación, un plan de muestreo estadístico de medidores por lotes de similares características (tipo, corriente, antigüedad de instalación) que permita evaluar las condiciones de cada lote y tomar decisiones al respecto, debiendo con posterioridad cumplir con el plan acordado.

Sólo podrá exigirse a LA DISTRIBUIDORA el retiro, mantenimiento y reconstraste de medidores, en los términos y condiciones establecidos en el Reglamento de Suministro y/o en el plan indicado en el párrafo anterior.

RESPONSABILIDAD

ARTICULO 24.- LA DISTRIBUIDORA será responsable por todos los daños y perjuicios causados a terceros y/o bienes de propiedad de estos como consecuencia de la ejecución del contrato y/o el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme al mismo y/o la prestación del SERVICIO PUBLICO.

A los efectos de lo estipulado en este Artículo, entre los terceros se considera incluida LA CONCEDENTE.

OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

ARTICULO 25.- LA DISTRIBUIDORA deberá cumplimentar las siguientes obligaciones:

- a) Prestar el SERVICIO PUBLICO dentro del AREA, conforme a los niveles de calidad detallados en el 'Subanexo 4', teniendo los USUARIOS los derechos establecidos en el respectivo REGLAMENTO DE SUMINISTRO.
- b) Satisfacer toda demanda de suministro del SERVICIO PUBLICO en el AREA, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio.
- c) Continuar prestando el SERVICIO PUBLICO a los USUARIOS de SEGBA S.A., dentro del AREA, que en la ENTRADA EN VIGENCIA hayan estado vinculados a dicha empresa por medio de contratos de suministro sujetos a cláusulas técnicas especiales, en las mismas condiciones técnicas resultantes de tales contratos durante un periodo máximo de DOS (2) años, contados a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, o hasta la fecha de vencimiento de cada uno de estos contratos si éste fuere anterior a la del vencimiento del plazo de DOS (2) años. Dicha obligación no abarca los aspectos tarifarios vinculados a tales contratos, los que se regirán por los cuadros tarifarios que apruebe la AUTORIDAD DE APLICACION.
- d) Suministrar la energía eléctrica necesaria para la prestación del servicio de Alumbrado Público a cada una de la Municipalidades en las condiciones técnicas actualmente vigentes, sin perjuicio de las modificaciones que pacten las partes.
- e) Suministrar energía eléctrica a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13.2 KV; 33KV; 132KV; 220 KV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro.

En cuanto a los suministros existentes a las tensiones de 3 x 220 V; 6.5 KV; 6.7 KV o 27.5 KV y en corriente continua, los mismos no serán ampliados y serán sustituidos por suministros a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13.2 KV; 33 KV; 132 KV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro, en cuanto ello sea factible. LA DISTRIBUIDORA podrá suministrar energía eléctrica a cualquier otra tensión diferente de las tensiones de 3 x 380/220 V; 13.2 KV; 33 KV; 132 KV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro, cuando así lo conviniere con los USUARIOS, previa aprobación del ENTE.
- Los gastos de la nueva conexión, modificación o sustitución del equipamiento eléctrico realizados como consecuencia del cambio de una tensión a otra, por iniciativa de LA DISTRIBUIDORA deberán ser soportados íntegramente por la misma; si el cambio se efectuara a solicitud del USUARIO este deberá soportar tales gastos.
- f) Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el 'Subanexo 4'.
- g) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el 'Subanexo 4', debiendo a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. LA CONCEDENTE no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de LA DISTRIBUIDORA.
- h) Extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del SERVICIO PUBLICO, a requerimiento del ENTE.
- i) Calcular su cuadro tarifario de acuerdo al procedimiento descrito en el 'Subanexo 2', someterlo a la aprobación de la AUTORIDAD DE APLICACION y facilitar el conocimiento de los valores tarifarios a los USUARIOS.
- j) Permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, mientras no esté comprometida para abastecer su demanda, en las condiciones pactadas con aquél, y conforme a los términos de la Ley

Nº 24.065. La capacidad de transporte incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el ENTE determine.

k) Fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en su sistema de distribución, de acuerdo a los criterios que especifique el ENTE.

l) Facilitar la utilización de sus redes a GRANDES USUARIOS en las condiciones que se establecen en el 'Subanexo 1', Régimen tarifario.

m) Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.

n) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados con el desarrollo de su actividad, cumpliendo con las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo, aquellas que en el futuro se establezcan.

ñ) Propender y fomentar para sí y para sus USUARIOS el uso racional de la energía eléctrica.

o) Sujetar su accionar al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios que determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a los efectos de reglar las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

p) Elaborar y aplicar, previa aprobación del ENTE, las normas que han de regir la operación de las redes de distribución en todos aquellos temas que se relacionen a vinculaciones eléctricas que se implementen con otro Distribuidor, con transportistas y/o Generadores.

q) Abstenerse de dar comienzo a la construcción, operación, extensión o ampliación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ENTE, sin obtener previamente el certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, instalación o ampliación, conforme al procedimiento establecido en la Ley Nº 24.065.

r) Abstenerse de abandonar total o parcialmente la prestación del SERVICIO PUBLICO o las instalaciones destinadas o afectadas a su prestación, sin contar previamente con la autorización del ENTE.

s) Abstenerse de ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de USUARIOS, o diferencias que determine el ENTE.

t) Abstenerse de constituir hipoteca, prenda, u otro gravamen o derecho real en favor de terceros sobre los bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO, sin perjuicio de la libre disponibilidad de aquellos bienes que en el futuro resultaren inadecuados o innecesarios para tal fin. Esta prohibición no alcanzará a la constitución de derechos reales que LA DISTRIBUIDORA otorgue sobre un bien en el momento de su adquisición, como garantía de pago del precio de compra.

u) Abstenerse de realizar actos que implique competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En tales supuestos, el ENTE, previa instrucción sumarial respetando los principios del debido proceso, podrá intimar a LA DISTRIBUIDORA a cesar en tal actitud, y/o aplicar las SANCIONES previstas en el 'Subanexo 4'.

v) Abonar la tasa de inspección y control que fije el ENTE, conforme a lo dispuesto por la Ley Nº 24.065.

w) Abonar, en las condiciones y términos que determine la reglamentación, el recargo que fija el artículo 70 de la Ley Nº24.065.

x) Poner a disposición del ENTE todos los documentos e información necesarios, o que este le requiera, para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley Nº24.065 y toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice.

y) Cumplimentar las disposiciones y normativa emanadas del ENTE en virtud de sus atribuciones legales.

z) Cumplir con todas las leyes y regulaciones que por cualquier concepto le sean aplicables, entre ellas, las de orden laboral y de seguridad social.

OBLIGACIONES DE LA CONCEDENTE

ARTICULO 26.- Es obligación de LA CONCEDENTE garantizar a LA DISTRIBUIDORA la exclusividad del SERVICIO PUBLICO, por el término y bajo las condiciones que se determinan en los Artículos 1º, 2º, 3º y 5º a 11º inclusive del presente contrato.

REGIMEN TARIFARIO

ARTICULO 27.- Los Cuadros Tarifarios que apruebe la AUTORIDAD DE APLICACION constituyen valores máximos, límite dentro del cual la DISTRIBUIDORA facturará a sus USUARIOS por el servicio prestado.

Estos valores máximos no serán de aplicación en el caso de los contratos especiales acordados entre los USUARIOS y LA DISTRIBUIDORA.

ARTICULO 28.- Establécese por el término de DIEZ (10) años, contados a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, el régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, definidos en el 'Subanexo 1'.

Los valores del Cuadro Tarifario a aplicar por LA DISTRIBUIDORA, se calcularán según lo establecido en el Procedimiento para la determinación de los Cuadros Tarifarios de Aplicación, que se explicita en el 'Subanexo 2'.

ARTICULO 29.- LA DISTRIBUIDORA podrá proponer a la AUTORIDAD DE APLICACION el establecimiento de tarifas que respondan a modalidades de consumo no contempladas en el Régimen Tarifario del 'Subanexo 1' cuando su aplicación signifique mejoras técnicas y económicas en la prestación del servicio tanto para los USUARIOS como para LA DISTRIBUIDORA.

Estas propuestas podrán ser presentadas una vez transcurridos DOS (2) años de la ENTRADA EN VIGENCIA.

ARTICULO 30.- El Cuadro Tarifario inicial que aplicará LA DISTRIBUIDORA desde la ENTRADA EN VIGENCIA es el que figura en el 'Subanexo 3'.

ARTICULO 31.- El Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario será revisado en el año número DIEZ (10) del inicio de la Concesión, y a partir de esa fecha cada CINCO (5) años. A ese fin, con UN (1) año de antelación a la finalización de cada período de CINCO (5) años, LA DISTRIBUIDORA presentará a la AUTORIDAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario.

La propuesta que se efectúe deberá respetar los principios tarifarios básicos establecidos en la Ley N° 24.065, y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique el ENTE, debiendo basarse en los siguientes principios:

a) Reflejar el costo marginal o económico de la prestación del Servicio de Distribución para los siguientes CINCO (5) años, incluyendo el costo de desarrollo de redes, los costos de operación y mantenimiento y los costos de comercialización.

b) La asignación de los costos propios de Distribución a los parámetros Tarifarios de cada categoría que se defina en el régimen Tarifario, deberá efectuarse teniendo en cuenta la modalidad de consumo de cada grupo de usuarios y el nivel de tensión en que se efectúe el suministro.

c) La propuesta de modificación del Régimen Tarifario deberá sustentarse en la estructura de consumo de los usuarios y tener un grado de detalle que relacione los costos económicos con los parámetros de tarificación para cada categoría de usuarios.

ARTICULO 32.- LA AUTORIDAD DE APLICACION a los efectos de proceder a la revisión tarifaria deberá:

a) contratar los servicios de un grupo consultor de reconocida experiencia en el sector eléctrico, que deberá efectuar una propuesta tarifaria alternativa siguiendo idénticos lineamientos que los definidos para LA DISTRIBUIDORA.

b) analizar ambas propuestas y establecer en función de su resultado, compatibilizando el interés de LA DISTRIBUIDORA y de sus USUARIOS, el Régimen Tarifario y el Procedimiento para determinar los Cuadros Tarifarios que estarán vigentes en el siguiente periodo de CINCO (5) años.

ESTABILIDAD TRIBUTARIA

ARTICULO 33.- LA DISTRIBUIDORA estará sujeta al pago de todos los tributos establecidos por las leyes nacionales vigentes y no regirá a su respecto ninguna excepción que le garantice exenciones ni estabilidad tributaria de impuestos, tasas o gravámenes nacionales.

Sin perjuicio de ello, si con posterioridad a la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, se produjera un incremento de su carga fiscal, originada como consecuencia de la sanción de impuestos, tasas o gravámenes nacionales específicos y exclusivos de la actividad de prestación del SERVICIO PUBLICO o de la consagración de un tratamiento tributario diferencial para este o discriminatorio respecto de otros SERVICIOS PUBLICOS, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENTE se le autorice a trasladar el importe de dichos impuestos, tasas o gravámenes a las TARIFAS o precios en su exacta incidencia.

En todo lo demás relativo a impuestos y a sus modificaciones, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 34 del CONTRATO.

CONTRIBUCION UNICA

ARTICULO 34.- Los bienes, actos, obras, usos u ocupación de espacios, actividades, servicios, ingresos, tarifas y/o precios de LA DISTRIBUIDORA están exentos de impuestos, tasas, contribuciones y demás gravámenes provinciales y municipales que incidan o interfieran sobre el cumplimiento del CONTRATO, conforme lo dispone el Decreto aprobatorio del presente contrato. En sustitución de tales tributos provinciales y municipales,

LA DISTRIBUIDORA abonará:

a) A LA MUNICIPALIDAD DE LA CIUDAD DE BUENOS AIRES, el SEIS POR CIENTO (6%) de sus entradas brutas (netas de impuestos percibidos por cuenta de terceros) recaudadas por todo ingreso asociado al negocio de venta de energía eléctrica dentro del municipio, exceptuándose para su cómputo, las entradas por venta de energía a los ferrocarriles, así como por suministro de energía eléctrica para alumbrado público y/o prestación de este último servicio en caso de acordarse esta última.

LA DISTRIBUIDORA discriminará en la facturación al USUARIO el importe correspondiente a esta contribución del SEIS POR CIENTO (6%), a tal efecto aplicará sobre los montos facturados por el servicio prestado, según los Cuadros Tarifarios vigentes, una alícuota del SEIS CON TRESCIENTOS OCHENTA Y TRES MILESIMOS POR CIENTO (6.383%).

b) A las municipalidades de la PROVINCIA DE BUENOS AIRES, en cuya jurisdicción presta el SERVICIO PUBLICO, el SEIS POR CIENTO (6%) de sus entradas brutas (netas de impuestos percibidos por cuenta de terceros) recaudadas por todo ingreso asociado al negocio de venta de energía eléctrica dentro de cada municipio, exceptuándose para su cómputo, las entradas por venta de energía a los ferrocarriles, así como por suministro de energía eléctrica para alumbrado público y/o prestación de este último servicio en caso de acordarse esta última.

LA DISTRIBUIDORA discriminará en la facturación al USUARIO el importe correspondiente a esta contribución del SEIS POR CIENTO (6%), a tal efecto aplicará sobre los montos facturados por el servicio prestado, según los Cuadros Tarifarios vigentes, una alícuota del SEIS CON CUATROCIENTOS VEINTICUATRO MILESIMOS POR CIENTO (6.424%).

En cumplimiento de lo dispuesto en los párrafos a) y b) que anteceden, LA DISTRIBUIDORA liquidará, dentro de los DIEZ (10) días de vencido cada mes calendario, la diferencia entre el importe de la contribución del SEIS POR CIENTO (6%) y el de las eventuales deudas por servicios o suministros prestados por cualquier concepto a la respectiva municipalidad. El pago correspondiente de la suma resultante de tal compensación por LA DISTRIBUIDORA o el Municipio según correspondiera será efectuado dentro de los DIEZ (10) días corridos a partir del plazo establecido para compensar.

Las autoridades municipales podrán efectuar, dentro de los TRES (3) meses siguientes a la fecha de cada depósito, las verificaciones contables tendientes a comprobar la exactitud de las cifras y cálculos que hayan servido de base para cada depósito. Transcurrido el mencionado término de TRES (3) meses, se considerará que la municipalidad acepta la exactitud de tales cifras y cálculos teniendo la condición de título ejecutivo el instrumento que documente la deuda resultante, en los términos del Artículo 84 de la Ley N° 24.065.

Toda divergencia que se suscite entre las municipalidades y LA DISTRIBUIDORA será resuelta en forma irrecurrible por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, si las partes interesadas no hubieren optado por someterla a decisión judicial mediante el ejercicio de las acciones pertinentes.

c) Asimismo, en sustitución de los mencionados tributos provinciales, LA DISTRIBUIDORA abonará mensualmente a la Provincia de Buenos Aires, en concepto de único impuesto y contribución, tanto de índole fiscal como en lo referente al uso del dominio público provincial, por sus actividades como prestataria del SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización en jurisdicción de dicha provincia, el SEIS POR MIL (6 o/oo) de sus entradas brutas (netas de impuestos percibidos por cuenta de terceros) recaudadas por todo ingreso asociado al negocio de venta de energía eléctrica en esa jurisdicción, con las mismas excepciones mencionadas en el inciso a) de este Artículo.

LA DISTRIBUIDORA discriminará en la facturación al USUARIO el importe correspondiente a esta contribución del SEIS POR MIL (6 o/oo), a tal efecto aplicará sobre los montos facturados por el servicio prestado, según los Cuadros Tarifarios vigentes, una alícuota de CERO CON SEIS MIL CUATROCIENTOS VEINTICUATRO DIEZ MILESIMAS POR CIENTO (0.6424%).

El sistema de compensación de deudas por suministro de energía eléctrica y la contribución única del SEIS POR MIL (6 o/oo), operará en forma mensual.

El plazo para llevar a cabo dicha compensación será de DIEZ (10) días corridos de finalizado cada mes calendario y el correspondiente pago a la suma resultante de la compensación será de DIEZ (10) días corridos contados a partir del vencimiento del plazo establecido para compensar.

Las autoridades provinciales podrán efectuar, dentro de los TRES (3) meses siguientes a la fecha de cada depósito, las verificaciones contables tendientes a comprobar la exactitud de las cifras y cálculos que hayan servido de base para cada depósito. Transcurrido el mencionado término de TRES (3) meses, se considerará que la Provincia acepta la

exactitud de tales cifras y cálculos, teniendo la condición de título ejecutivo el instrumento que documente la deuda resultante, en los términos del Artículo 84 de la Ley N° 24.065.

Toda divergencia que se suscite entre la Provincia y LA DISTRIBUIDORA será resuelta en forma irrecurrible por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, si las partes interesadas no hubieren optado por someterla a decisión judicial, mediante el ejercicio de las acciones pertinentes.

GARANTIA

ARTICULO 35.- Como garantía de ejecución de las obligaciones asumidas por LA DISTRIBUIDORA y/o por los titulares del PAQUETE MAYORITARIO en el presente CONTRATO, quienes resulten adjudicatarios de las acciones clase 'A' de LA DISTRIBUIDORA, en adelante los GARANTES, constituirán en la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, una prenda sobre el total de las acciones clase 'A', de LA DISTRIBUIDORA, de acuerdo a los siguientes términos y condiciones:

- a) Las ACCIONES PRENDADAS serán entregadas a LA CONCEDENTE.
- b) LOS GARANTES asumen la obligación de incrementar la presente garantía gravando con prenda las acciones Clase 'A' de LA DISTRIBUIDORA que adquieran con posterioridad, como resultado de nuevos aportes de capital que los mismos efectúen o de la capitalización de utilidades y/o saldos de ajuste de capital.
- c) La prenda constituida se mantendrá durante todo el PLAZO de CONCESION y en las sucesivas transferencias del PAQUETE MAYORITARIO las acciones Clase 'A' se transferirán con el gravamen prendario.

De producirse alguno de los casos de incumplimiento previstos en el Artículo 37 de este acto, LA CONCEDENTE podrá ejecutar, en forma inmediata la garantía prendaria, vendiendo tales acciones en Concurso Público, cuyo Pliego deberá tener características similares al PLIEGO y ejercer, hasta que se efectivice la transferencia a los adquirentes en dicho Concurso, los derechos políticos que corresponden a las ACCIONES PRENDADAS, para lo cual la ratificación del presente Contrato por LOS COMPRADORES tiene el carácter de un mandato irrevocable por el cual le otorgan a LA CONCEDENTE, exclusivamente para tal supuesto, los derechos de voto correspondientes a las ACCIONES PRENDADAS.

Este mandato incluye, sin que esto implique limitación alguna, la facultad expresa para nombrar y remover directores, considerar balances y distribuciones de dividendos y modificar los estatutos sociales.

Los titulares del PAQUETE MAYORITARIO no podrán ni directa ni indirectamente, por ejemplo integrando una sociedad o grupo económico, participar en el Concurso Público antes referido, ni efectuar una oferta en el momento y bajo las condiciones previstas en los Artículos 7°, 8°, y 9° de este acto.

SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO

ARTICULO 36.- En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas por LA DISTRIBUIDORA, el ENTE podrá aplicar las sanciones previstas en el Subanexo 4, sin perjuicio de las estipuladas en los Artículos 35° y 37° del CONTRATO

INCUMPLIMIENTOS DE LA DISTRIBUIDORA - EJECUCION DE LA GARANTIA

ARTICULO 37.- LA CONCEDENTE podrá, sin perjuicio de otros derechos que le asistan en virtud del CONTRATO, ejecutar las garantías otorgadas por LOS GARANTES en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento a lo establecido en los Artículos 14 y 15 de este acto.
- b) Cuando LA DISTRIBUIDORA incumpliese en forma reiterada sus obligaciones contractuales substanciales y habiendo sido intimada por el ENTE a regularizar tal situación dentro de un plazo, no lo hiciera.
- c) Cuando el valor acumulado de las multas aplicadas a LA DISTRIBUIDORA en el período anterior de UN (1) año supere el VEINTE POR CIENTO (20%) de su facturación anual neta de impuestos y tasas.
- d) Si LOS GARANTES gravaran o permitieran que se gravaran de cualquier modo las ACCIONES PRENDADAS, y no procedieran a obtener el levantamiento del gravamen dentro del plazo que determine el ENTE.
- e) Si LA DISTRIBUIDORA o LOS GARANTES dificultaran de cualquier modo la venta en Concurso Público Internacional del PAQUETE MAYORITARIO, en los casos en que así está establecido en este CONTRATO.
- f) Si una Asamblea de LA DISTRIBUIDORA aprobara, sin la intervención del ENTE, una reforma de los Estatutos de la Sociedad o una emisión de acciones que altere o permita alterar la proporción del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del total accionario que representan las acciones Clase 'A' o los derechos de voto de las mismas.

ARTICULO 38.- Producido cualquiera de los incumplimientos que se mencionan en el artículo precedente, LA CONCEDENTE podrá:

- 1) Proceder inmediatamente a la venta de las ACCIONES PRENDADAS, en la forma prevista en el Artículo 35 de este Contrato, o
- 2) Proceder a la venta del PAQUETE MAYORITARIO aplicando el procedimiento previsto en los Artículos 6° a 11° inclusive de este Contrato.

Ejecutada la prenda en los términos del inciso 1) precedente o vendidas las acciones conforme el inciso 2) de este Artículo, la CONCEDENTE abonará a LOS GARANTES o al titular del PAQUETE MAYORITARIO, según correspondiere, el importe obtenido en la venta de las ACCIONES PRENDADAS, en la forma prevista en el Artículo 35 de este Contrato, o de las acciones del PAQUETE MAYORITARIO, según el procedimiento dispuesto por los Artículos 6° a 11 inclusive del presente, previa deducción, en concepto de indemnización por daños y perjuicios a favor de LA CONCEDENTE, de las sumas siguientes calculadas sobre el importe obtenido de la venta:

- a) Si el incumplimiento se produce en el primer tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del TREINTA POR CIENTO (30%).
- b) Si el incumplimiento se produce en el segundo tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del VEINTE POR CIENTO (20%).
- c) Si el incumplimiento se produce en el último tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del DIEZ POR CIENTO (10%).

Los términos que se mencionan en los incisos que anteceden se cuentan a partir de la fecha de inicio de cada PERIODO DE GESTION.

RESCISION POR INCUMPLIMIENTO DE LA CONCEDENTE

ARTICULO 39.- Cuando LA CONCEDENTE incurra en incumplimiento de sus obligaciones de forma tal que impidan a LA DISTRIBUIDORA la prestación del SERVICIO PUBLICO, o afecten gravemente al mismo en forma permanente, LA DISTRIBUIDORA podrá exigir la rescisión del CONTRATO, previa intimación a LA CONCEDENTE para que en plazo de NOVENTA (90) DIAS regularice tal situación.

Producida la rescisión del CONTRATO, la totalidad de los bienes de propiedad de LA DISTRIBUIDORA que estuvieran afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO se considerarán automáticamente cedidos a una sociedad anónima que deberá constituir LA CONCEDENTE, a la cual le será otorgada, por el plazo que disponga, la titularidad de una nueva concesión del SERVICIO PUBLICO. El capital accionario de la nueva sociedad corresponderá a LA CONCEDENTE hasta que se haya producido su transferencia en favor de quienes resulten ser adjudicatarios del Concurso Público, que a tales efectos deberá realizarse. La sociedad anónima que será titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del personal empleado por LA DISTRIBUIDORA para la prestación del SERVICIO PUBLICO.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieran resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes referida en los párrafos precedentes. En caso de incumplimiento por LA DISTRIBUIDORA de la obligación precedentemente descrita, LA CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquella, constituyendo el presente CONTRATO un mandato irrevocable otorgado por LA DISTRIBUIDORA a tal fin.

Dentro de los TREINTA (30) DIAS de producida la rescisión del CONTRATO, LA CONCEDENTE llamará a concurso público para la venta del CIEN POR CIENTO (100%) del paquete accionario de la referida sociedad.

Como indemnización total por los daños y perjuicios que se hayan producido por la rescisión del contrato, LA CONCEDENTE abonará a LA DISTRIBUIDORA el precio que se haya obtenido por la venta de las acciones de la nueva sociedad en el Concurso Público llamado al efecto, previa deducción de los créditos que tenga LA CONCEDENTE contra LA DISTRIBUIDORA por cualquier concepto, más los importes que resulten de aplicar al monto resultante los siguientes porcentajes:

- a) el TREINTA POR CIENTO (30%) si la rescisión del contrato se produjo durante el primer tercio del PERIODO DE GESTION
- b) el VEINTE POR CIENTO (20%) si la rescisión del contrato se produjo durante el segundo tercio del PERIODO DE GESTION.
- c) el DIEZ POR CIENTO (10) si la rescisión del contrato se produjo durante el tercer tercio del PERIODO DE GESTION.

Los términos que se mencionan en los incisos que anteceden se cuentan a partir de la fecha de inicio de cada PERIODO DE GESTION. Los montos resultantes se abonarán dentro de los TREINTA (30) DIAS de percibido por LA

CONCEDENTE la totalidad del precio abonado por el adjudicatario de las acciones.

QUIEBRA DE LA DISTRIBUIDORA

ARTICULO 40.- Declarada la quiebra de LA DISTRIBUIDORA, la CONCEDENTE podrá optar por:

a) determinar la continuidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, por parte de LA DISTRIBUIDORA, siendo facultad de la CONCEDENTE solicitar dicha continuidad al Juez Competente;

b) declarar rescindido el Contrato.

Si LA CONCEDENTE opta por esta última alternativa la totalidad de los bienes de propiedad de LA DISTRIBUIDORA que estuvieren afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO se considerarán automáticamente cedidos a una sociedad anónima que deberá constituir LA CONCEDENTE, a la cual le será otorgada, por el plazo que disponga, la titularidad de una nueva concesión del SERVICIO PUBLICO. El capital accionario de la nueva sociedad corresponderá a LA CONCEDENTE hasta que se haya producido su transferencia en favor de quienes resulten ser adjudicatarios del Concurso Público, que a tales efectos deberá realizarse. La sociedad anónima titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del personal empleado por LA DISTRIBUIDORA para la prestación del SERVICIO PUBLICO.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieran resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes referida en los párrafos precedentes. En caso de incumplimiento por LA DISTRIBUIDORA de la obligación precedentemente descripta, LA CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquella, constituyendo el presente CONTRATO un mandato irrevocable otorgado por LA DISTRIBUIDORA a tal fin.

Dentro de los TREINTA (30) DIAS de notificada la decisión de rescindir el CONTRATO, LA CONCEDENTE llamará a Concurso Público, con un Pliego de características similares al PLIEGO, para la venta del CIEN POR CIENTO (100%) del capital accionario de la nueva sociedad. El precio que se obtenga por la venta de las acciones una vez deducidos todos los créditos que por cualquier concepto tenga LA CONCEDENTE contra LA DISTRIBUIDORA, será depositado en el juicio de quiebra de ésta, como única y total contraprestación que LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a percibir por la transferencia de la totalidad de sus bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO. Entre los créditos a deducir, estarán los porcentajes de descuento a que se refiere el Artículo 38, que se aplicarán del modo allí establecido.

La quiebra del OPERADOR, será considerada como un caso de incumplimiento de LA DISTRIBUIDORA, y dará lugar a la ejecución de la prenda sobre las ACCIONES PRENDADAS, salvo que LA DISTRIBUIDORA lo sustituya por otro operador satisfactorio para LA CONCEDENTE, dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS de ser intimado a ello por la CONCEDENTE.

RESTRICCIONES

ARTICULO 41.- Sin perjuicio de las limitaciones establecidas en el Artículo 32 de la Ley Nº 24.065, ni LA DISTRIBUIDORA, ni ninguna EMPRESA CONTROLANTE de la misma, ni ninguna EMPRESA CONTROLADA por la misma podrá ser propietaria o accionista mayoritaria de una EMPRESA TRANSPORTISTA.

CESION

ARTICULO 42.- Los derechos y obligaciones de LA DISTRIBUIDORA emergentes del presente contrato no podrán ser cedidos a ningún tercero sin el consentimiento previo del PODER EJECUTIVO NACIONAL. En los demás supuestos será suficiente el consentimiento previo y por escrito del ENTE.

SOLUCION DE DIVERGENCIAS

ARTICULO 43.- Toda controversia que se genere entre LA DISTRIBUIDORA y los GENERADORES, TRANSPORTISTAS, y/o USUARIOS con motivo de la prestación del SERVICIO PUBLICO de la aplicación o interpretación del CONTRATO, será sometida a la jurisdicción del ENTE, conforme a las prescripciones de la Ley Nº 24.065 y de sus normas reglamentarias.

DERECHO APLICABLE Y JURISDICCION

ARTICULO 44.- Sin perjuicio del marco legal sustancial dado por las Leyes Nº 14.772, Nº 15.336 y Nº 24.065, el CONTRATO será regido e interpretado de acuerdo con las leyes de la República Argentina, y en particular, por las normas y principios del Derecho Administrativo, sin que ello obste a que las relaciones que LA DISTRIBUIDORA mantenga con terceros se rijan sustancialmente por el Derecho Privado.

Para todos los efectos derivados del CONTRATO, las partes aceptan la jurisdicción de los Tribunales Federales competentes de la Capital Federal.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTICULO 45.- LA DISTRIBUIDORA no deberá aplicar otros regímenes tarifarios diferenciales o reducciones tarifarias que aquellos que a la fecha de firma del CONTRATO aplique SEGBA S.A.

LA AUTORIDAD DE APLICACION controlará la correcta aplicación de estas tarifas diferenciales, debiendo informar a las Areas del Gobierno Nacional respectivas, los montos anuales de las partidas presupuestarias específicas, destinadas a cubrir la diferencia de ingresos de LA DISTRIBUIDORA por aplicación de las reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales que cada una de dichas áreas de Gobierno deberá prever en su estimación presupuestaria, a partir del año 1993.

LA DISTRIBUIDORA aportará a la AUTORIDAD DE APLICACION los datos necesarios para verificar los montos a que es acreedora por aplicación de los citados regímenes diferenciales y reducciones tarifarias.

LA AUTORIDAD DE APLICACION acordará con cada Area de Gobierno respectiva, el mecanismo por el cual se asegure a LA DISTRIBUIDORA el reintegro mensual de los montos correspondientes.

En caso de no recibir los reintegros LA DISTRIBUIDORA estará facultada a cesar en la aplicación de las referidas reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales, previa notificación fehaciente a la AUTORIDAD DE APLICACION.

En el período comprendido entre la FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA y el 31 de Diciembre de 1992, LA DISTRIBUIDORA se compromete a aplicar las citadas reducciones y regímenes tarifarios, quedando las diferencias de ingresos resultantes a su exclusivo cargo.

ARTICULO 46.- LA DISTRIBUIDORA permitirá que durante los DOS (2) primeros años de la concesión, las Cooperativas continúen prestando el servicio de distribución de energía eléctrica dentro del AREA. El ENTE podrá autorizar que, por acuerdo de las partes, el plazo aludido se extienda por un período mayor.

La tarifa máxima a aplicar a las Cooperativas, será la que surja de la clasificación como un usuario normal en el Régimen y Cuadro Tarifario del Subanexo 1 del Contrato.

De resolver alguna Cooperativa no seguir prestando el servicio, deberá comunicarlo al ENTE y a LA DISTRIBUIDORA, y acordar con esta última las condiciones de transferencia de sus instalaciones. De no llegarse a un acuerdo, el ENTE deberá fijar tales condiciones.

ARTICULO 47.- En el caso de aquellos Municipios en los cuales SEGBA S.A. además del SERVICIO PUBLICO, preste servicio de mantenimiento y conservación de las instalaciones de Alumbrado Público y reposición de lámparas, a la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, LA DISTRIBUIDORA continuará prestando durante los DOS (2) primeros años de la concesión, dicho servicio adicional, debiendo acordar, a tales efectos, con los Municipios las condiciones económicas de dicho servicio.

Una vez transcurrido el período a que se hace referencia en el párrafo precedente, LA DISTRIBUIDORA podrá acordar con los citados Municipios, si lo estima conveniente, las condiciones técnico - económicas para la continuidad de la prestación del servicio de mantenimiento de instalaciones y reposición de lámparas.

Si por el contrario, decidiera dejar de prestar dicho servicio, convendrá con los Municipios las condiciones económicas para la transferencia a cada Municipio de los artefactos, postes, columnas, lámparas y demás instalaciones de su propiedad afectados al Alumbrado Público.

En prueba de conformidad se firma el presente en TRES (3) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en BUENOS AIRES, a los días del mes de 1992.

Subanexo 1

REGIMEN TARIFARIO - CUADRO TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los usuarios de energía eléctrica abastecidos por el Servicio Público prestado por EDENOR S.A. y EDESUR S.A., desde la fecha de toma de posesión y hasta la finalización del año número DIEZ (10) inmediatamente posterior a la fecha de toma de posesión.

Se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, cuyo formato se adjunta a este documento, en las siguientes categorías:

- Usuarios de pequeñas demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a 10 kW (kilovatios)

- Usuarios de medianas demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW (kilovatios) e inferior a 50 kW (kilovatios)

- Usuarios de grandes demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 50 kW (kilovatios) o más.

CAPITULO 1 :

TARIFA Nro. 1: (Pequeñas Demandas)

Inciso 1) La Tarifa Nro. 1 se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima no es superior a los 10 kW.

Inciso 2) Por la prestación de la energía eléctrica, con excepción de aquellas encuadradas en la Tarifa Nro. 1-A.P., el usuario pagará:

a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía

b) Un cargo variable en función de la energía consumida

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 3) Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi$) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia ; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2), según se indica a continuación:

- $\cos \phi <$ de 0,85 hasta 0,75:	10%
- $\cos \phi <$ de 0,75:	20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Inciso 4) A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

TARIFA Nro. 1-R (Pequeñas Demandas uso Residencial)

Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación:

a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), que sirvan a dos o más viviendas.

b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen 'trabajos a domicilio', siempre que en ellas no se atienda al público y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW. cada uno y de 3 kW. en conjunto.

c) Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario.

TARIFA Nro. 1-G (Pequeñas Demandas uso General)

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de las Tarifas Nros. 1-R ó 1-A.P.

TARIFA Nro. 1-A.P. - (Pequeñas Demandas - Alumbrado Público)

Se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.

a) Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

b) Las condiciones de suministro para esta Tarifa son las que se definen a continuación:

LA DISTRIBUIDORA celebrará Convenios de Suministro de Energía Eléctrica con los Organismos o Entidades a cargo del Servicio de Alumbrado Público. Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad, y las horas de funcionamiento de las mismas.

c) El usuario pagará un cargo único por energía eléctrica consumida, según se indica en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalculará según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

CAPITULO 2:**TARIFA Nro. 2 - (Medianas Demandas)**

Inciso 1) La Tarifa Nro. 2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima es igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW:

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la 'capacidad de suministro'.

Se definen como 'capacidad de suministro' la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la 'capacidad de suministro' puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la 'capacidad de suministro'.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la 'capacidad de suministro', el usuario decide prescindir totalmente de la 'capacidad de suministro', sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por 'capacidad de suministro' que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última 'capacidad de suministro' convenida.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de 'capacidad de suministro'. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía.

b) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.

c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 7).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del 50 % del valor del cargo fijo por kW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Inciso 6) Si la potencia máxima registrada, en más del 30% del total de períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 50 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, LA DISTRIBUIDORA convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría de Grandes Demandas.

Inciso 7) Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos fi) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4), según se indica a continuación:

- Cos fi < de 0,85 hasta 0,75: 10%
- Cos fi < de 0,75: 20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

CAPITULO 3:

TARIFA Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Inciso 1) La Tarifa Nro. 3 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a los 50 kW.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta'.

Se definen como 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta', las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega en los horarios 'en punta' y 'fuera de punta' que se definen en el Acápite e) del Inciso 4).

Cada valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) y b) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la 'capacidad de suministro' puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la 'capacidad de suministro'.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la 'capacidad de suministro', el usuario decide prescindir totalmente de la 'capacidad de suministro', sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido

como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -cómo máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por 'capacidad de suministro' que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última 'capacidad de suministro' convenida.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos, en corriente alterna (en Baja Tensión, en Media Tensión o en Alta Tensión) o en corriente continua, la 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta', se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, en los horarios de 'punta' y 'fuera de punta', potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de la 'capacidad de suministro en punta' o de la 'capacidad de suministro fuera de punta'. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida en horas de punta en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

b) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida en horas fuera de punta en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

Entiéndese por horas 'fuera de punta' los horarios comprendidos en los períodos de 'valle nocturno' y 'horas restantes'.

Se entiende por suministro en:

- Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de hasta 1 kV inclusive.

- Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores de 1 kV y menores de 66 kV.

- Alta Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones iguales o mayores a 66 kV.

c) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios 'en punta', 'valle nocturno' y 'horas restantes'. Los tramos horarios 'en punta', 'valle nocturno' y 'horas restantes', serán coincidentes con los fijados por el Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.

d) Si el suministro se efectúa en corriente continua, un recargo equivalente a un porcentaje del precio de la energía eléctrica rectificadora.

e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 6).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a), b) y c) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA, ésta considerará la potencia en punta o fuera de punta realmente registrada, como la "capacidad de suministro convenida en punta" o la "capacidad de suministro convenida en fuera de punta", a la que se hace referencia en el inciso 2 de este capítulo, para los próximos seis (6) meses.

El usuario no podrá prescindir total o parcialmente de esta nueva capacidad de suministro en los seis (6) meses inmediatamente posteriores al período en que se produce el exceso, aunque antes de la finalización de ese período semestral finalice el ciclo de 12 (doce) meses a que hace referencia el inciso 2 de este capítulo.

Una vez finalizado el período de 6(seis) meses, el usuario podrá recontractar la capacidad de suministro en punta y/o fuera de punta. Si así no lo hiciere, LA DISTRIBUIDORA continuará considerando como capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, la que se registró en oportunidad de producirse el exceso.

Si antes de finalizar el período de 6 (seis) meses, el usuario incurriera en un nuevo exceso que superara la nueva capacidad de suministro convenida, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, comenzando un nuevo período de 6 (seis) meses. Los ciclos de 6 (seis) meses en

los cuales el usuario no podrá recontractar la capacidad de suministro, se contabilizarán en forma independiente para la capacidad de suministro contratada en punta y la capacidad de suministro contratada fuera de punta.

Inciso 6) Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

a) Recargos:

Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el valor básico del 62% ($Tg_{fi} > 0,62$) de la energía activa consumida en el mismo período, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al 1,50% (uno con cincuenta por ciento) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la Tg_{fi} con respecto al precitado valor básico. Durante los 2 (dos) primeros años de gestión, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENTE la revisión del mencionado valor básico de la tg_{fi} (0,62). Para ello deberá adjuntar a su solicitud los estudios técnicos, económicos y financieros que sustenten la misma, y aquellos que sean solicitados por el ENTE por considerarlos indispensables para la evaluación.

b) Penalidades:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia.

CAPITULO 4:

DISPOSICIONES ESPECIALES

Inciso 1) SERVICIO ELECTRICO DE RESERVA

En los suministros encuadrados en las Tarifas Nros. 2 y 3, LA DISTRIBUIDORA no estará obligada a prestar servicio eléctrico de reserva a usuarios que cuenten con fuente propia de energía, o reciban energía eléctrica de otro ente prestador del servicio público de electricidad o por otro punto de entrega. En caso que se decidiera efectuar dicho tipo de suministro, se convendrá de antemano con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación.

Inciso 2) APLICACION DE LA TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS

La Tarifa Nro. 2 se aplicará transitoriamente en forma opcional a elección de los usuarios, los que podrán optar de acuerdo a los siguientes criterios:

1) Usuarios con demanda máxima igual o mayor a 10 kW y menor a 25 kW.

1.1) Seguir encuadrados en la T.1-G-Pequeñas Demandas.

1.2) Encuadrarse en la T.2-Medianas Demandas. Para lo cual, deberán abonar los gastos de instalación del equipo de medición correspondiente, si no lo poseen.

2) Usuarios con demanda máxima igual o mayor a 25 kW y menor a 50 kW.

2.1) Encuadrarse en la Tarifa N° 2-Medianas Demandas, manteniéndose transitoriamente en la tarifa 1-G - Pequeñas Demandas, hasta tanto LA DISTRIBUIDORA adecue su medición en el caso que correspondiera.

2.2) Encuadrarse en la Tarifa N° 3-Grandes Demandas. Para lo cual, de no poseer el equipo de medición adecuado, deberá abonar los gastos de instalación correspondientes.

LA DISTRIBUIDORA podrá proponer al ENTE alternativas para el encuadre definitivo, dentro de un período que no podrá superar los dos (2) años desde la toma de posesión, de todos los usuarios que reúnen las condiciones definidas para esta tarifa.

Inciso 3) TARIFA POR EL SERVICIO DE PEAJE

La Distribuidora deberá permitir a los Grandes Usuarios ubicados en su zona de concesión que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo adecuarlas con el propósito de efectuar la correcta prestación del servicio.

En lo que respecta al servicio de peaje a aplicar por el transporte de energía eléctrica a los Grandes Usuarios, el valor máximo a percibir por el mismo surgirá de aplicar el denominado PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO Subanexo 2 de este contrato, considerando los siguientes valores para los factores de reducción

de precios mayoristas a los niveles de suministro:

KRPA = 0,030	KREA = 0,028
KRPM = 0,079	KREM = 0,072
KRPB = 0,143	KREB = 0,128

De efectuarse contratos particulares por estos servicios LA DISTRIBUIDORA deberá informar al ENTE, para su aprobación, las tarifas pactadas.

Inciso 4) APLICACION DE LOS CUADROS TARIFARIOS

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA.

Cuando se actualice el Cuadro Tarifario por los motivos detallados en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

LA DISTRIBUIDORA deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al ENTE para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El ENTE, dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a LA DISTRIBUIDORA, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el ENTE le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

Inciso 5) FACTURACION

Las facturaciones a usuarios de Tarifa Nro. 1, Pequeñas Demandas uso Residencial y General, se efectuarán con una periodicidad bimestral, mientras que las de tarifas Nros. 1-AP, 2 y 3, Pequeñas Demandas- Alumbrado Público, Medianas y Grandes Demandas respectivamente, se realizarán en forma mensual.

Si LA DISTRIBUIDORA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del ENTE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

Sin perjuicio de ello, LA DISTRIBUIDORA y el usuario podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí especificados.

CAPITULO 5:

TASA DE REHABILITACION DEL SERVICIO Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

Inciso 1) Todo consumidor a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio, además de la deuda que dio lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes, la suma que se establezca en cada cuadro tarifario.

Inciso 2) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a LA DISTRIBUIDORA el importe que corresponda en concepto de Conexión Domiciliaria; los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario respectivo y se aplicarán con el siguiente criterio : Si para atender la solicitud de conexión se debe realizar una derivación completa de la red general solo para ese uso, se aplicará el denominado costo de conexión especial. En todos los otros casos, que impliquen un uso compartido de la derivación, se aplicará el denominado costo de conexión común.

Inciso 3) Para la aplicación de los valores a que se hace referencia en el inciso 2), deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Los importes indicados en el inciso 2) corresponden a las prestaciones que se encuadren en la Tarifa N° 1 -Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada superior a los 2 KILOWATIOS, o cuya conexión comprenda más de cuatro unidades de consumo, en la Tarifa N°2 -Medianas Demandas y en la Tarifa N° 3 -Grandes Demandas.

b) Para el caso de las prestaciones encuadradas en la Tarifa N° 1-Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada de hasta 2 KILOWATIOS, se aplicará un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente.

Cuando la conexión comprenda más de una y hasta cuatro (4) unidades de consumo, se aplicará el importe resultante de multiplicar un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente por el número de unidades comprendidas.

c) Si la conexión se refiere sólo a la instalación del medidor, se aplicará 1/5 (un quinto) del costo de una conexión común aérea monofásica, indicado en los respectivos cuadros tarifarios vigentes.

Inciso 4) Cuando se solicite la conexión de un nuevo usuario en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones sustanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al usuario una contribución especial reembolsable, siempre que cuente con la aprobación específica del ENTE, para cada caso particular. Para ello, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE toda la información técnica y económica necesaria que permita la correspondiente evaluación, como así también la mecánica prevista para el reembolso al usuario.

FORMATO DEL CUADRO TARIFARIO A APLICAR POR EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)

	Unidad	Importe
T 1 - R Uso Residencial		
T.1 - R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T 1 - G Uso General		
T.1 - G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kwh e inferior o igual a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T 1 - A.P. Alumbrado Público		
Cargo variable por energía:	\$ / kwh

Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)

Por capacidad de suministro contratada:	\$ / kw-mes
Cargo variable por energía:	\$ / kwh

Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Por Capacidad de suministro contratada en horas de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes
- En Media Tensión	\$ / kw-mes
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes
Por Capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes
- En Media Tensión	\$ / kw-mes
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes
Por consumo de energía:		
- En Baja Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Período horas de valle nocturno	\$ / kwh
Período horas de punta	\$ / kwk
- En Media Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Período horas de valle nocturno	\$ / kwh
Período horas de punta	\$ / kwk
- En Alta Tensión:		

Periodo horas restantes	\$ / kwh
Período horas de valle nocturno	\$ / kwh
Período horas de punta	\$ / kwk
Por la energía reactiva		
Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
Por entrega en corriente continua	%	22,50
Recargo por entrega en corriente continua		

Servicio de Rehabilitación

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa N° 1 Uso Residencial	\$
Tarifa N° 1 Uso General y A.P.	\$
Tarifa N° 2 y 3	\$

Conexiones Domiciliarias

a) Conexiones comunes por usuarios:

- Aéreas monofásicas	\$
- Subterráneas monofásicas	\$
- Aéreas trifásicas	\$
- Subterráneas trifásicas	\$

b) Conexiones especiales por usuario:

- Aéreas monofásicas	\$
- Subterráneas monofásicas	\$
- Aéreas trifásicas	\$
- Subterráneas trifásicas	\$

Subanexo 2**PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO**

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

- . El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot).
- . Los costos propios de distribución vigentes.
- . Los factores de aplicación descriptos en el punto C) del presente Procedimiento.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuando corresponda actualizar los costos propios de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto D) del presente Procedimiento), y cuando corresponda aplicar los factores indicados en el punto C) del presente Procedimiento. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que mas abajo se indican.

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son:

- a) Variaciones del precio medio estacional (mercado spot), calculado por el Organismo Encargado del Despacho (Despacho Nacional de Cargas, DNDC), como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.
- b) Actualización de los precios contenidos en los contratos de suministro transferidos por Segba S.A. a la Sociedad Concesionaria o a LA DISTRIBUIDORA.

2.- Los costos propios de distribución se recalcularán cada 6 (seis) meses y tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de actualización. La primera de ellas será al inicio del mes número 9 (nueve), contado a partir de la fecha de toma de posesión.

Los criterios para actualizar los costos propios de distribución se indican en el punto D) del presente Procedimiento.

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en dólares estadounidenses. El Cuadro Tarifario recalculado o resultante, se expresará en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios en pesos (\$),

teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en el Artículo 3º del Decreto 2128/91 o sus modificatorios.

A continuación se describen los Procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.

A) CALCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TERMINO).

A.1) PRECIO DE LA POTENCIA

$$\mathbf{Ppot = Pps}$$

Donde:

Ppot - Precio de la potencia en el mercado mayorista a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$/kW-mes.

Pps - Precio de la potencia en el mercado spot, expresado en U\$/kW-mes.

A.2) PRECIO DE LA ENERGIA PARA CADA TRAMO HORARIO

(HORAS DE PICO, VALLE Y RESTANTES)

$$\mathbf{Pei = (y1i+y3i) * Pesi + y2i * (Pecti-Pps/720) + Pf}$$

Donde:

Pei - Precio de la energía en el mercado mayorista en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$/kWh.

Pesi - Precio de la energía en el mercado spot en el horario i, expresado en U\$/kWh.

Pecti - Precio de la energía en el horario i en los contratos transferidos, expresado en U\$/kWh.

Pf - sobreprecio de 0,003 U\$/kWh que debe aportar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios, el precio de la energía establecido en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

y1i - Participación de la compra de energía en el mercado spot, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario i.

y2i - participación de la compra de energía bajo contratos transferidos, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

y3i - participación de la compra de energía bajo contratos posteriores a la transferencia respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r). Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho (DNDC), para las transacciones al nivel mayorista.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios, la cantidad de energía establecida en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

B) CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

Los parámetros tarifarios calculados de acuerdo a los procedimientos contenidos en esta sección, se aplicarán afectados de los factores KAPL que se describen en el punto C) del presente.

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (tarifa 1-R)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (1-R), descripta en el 'Régimen Tarifario', se aplicarán 2 (dos) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

. hasta 300 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-R1)

. mayores de 300 kWh/bimestre (tarifa 1-R2)

B.1.1) Cargos fijos bimestrales

. Tarifa 1-R1

$$\text{CFR1} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR1} + \text{CDFR1}$$

donde:

CFR1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 300 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R1, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores que se aplicarán al inicio de la vigencia de este procedimiento son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB =1,143

KMPR1 =0,43 kW-mes/bimestre

CDFR1 =2,86 U\$/bimestre

. Tarifa 1-R2

$$\text{CFR2} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR2} + \text{CDFR2}$$

donde:

CFR2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de la tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPR2} = 1,79 * (\text{Ppot} * \text{cp1} + \text{Pep} * \text{cep1} + \text{Per} * \text{cer1} + \text{Pev} * \text{cev1} + \text{CDMR}) / (\text{Ppot} * \text{cp2} + \text{Pep} * \text{cep2} + \text{Per} * \text{cer2} + \text{Pev} * \text{cev2})$$

cp1	=	0,49 Kw-mes / bimestre
cep1	=	91 Kwh / bimestre
cer1	=	213 Kwh / bimestre
cev1	=	34 Kwh / bimestre
cp2	=	2,05 Kw-mes / bimestre
cep2	=	61 Kwh / bimestre

cer2	=	227 Kwh / bimestre
cev2	=	51 Kwh / bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFR2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R2, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFR2 = 9,54 U\$\$/bimestre

CDMR = 4,11 U\$\$/bimestre

B.1.2) Cargos variables

. Tarifa 1-R1

$CVR1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER1 + CDVR1$

donde: CVR1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 300 kWh, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR1 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R1, expresado en U\$\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,27

Yr = 0,63

Yv = 0,10

KREB = 1.128

CDVR1 = 0,040 U\$/kWh

KMER1 = 1,00

. Tarifa 1-R2

$$\text{CVR2} = (\text{Pep} * \text{Yp} + \text{Per} * \text{Yr} + \text{Pev} * \text{Yv}) * \text{KREB} * \text{KMER2} + \text{CDVR2}$$

donde:

CVR2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR2 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R2, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMER2} = (\text{Ppot} * \text{cp3} + \text{Pep} * \text{cep3} + \text{Per} * \text{cer3} + \text{Pev} * \text{cev3} + \text{CDMR}) / (\text{Ppot} * \text{cp4} + \text{Pep} * \text{cep4} + \text{Per} * \text{cer4} + \text{Pev} * \text{cev4})$$

cp3	=	0,49 kw-mes / bimestre
cep3	=	91 kwh / bimestre
cer3	=	213 kwh / bimestre
cev3	=	34 kwh / bimestre
cp4	=	2,05 kw-mes / bimestre
cep4	=	61 kwh / bimestre
cer4	=	227 kwh / bimestre
cev4	=	51 kwh / bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,18

Yr = 0,67

Yv = 0,15

KREB = 1.128

CDVR2 = 0,004 U\$\$/kWh

CDMR = 4,11 U\$\$/bimestre

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (tarifa 1-G)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicarán 3 (tres) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

- . hasta 1600 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G1)
- . desde 1601 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G2)
- . desde 4001 kWh/bimestre (tarifa 1-G3)

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.2.1) Cargos fijos bimestrales

. **Tarifa 1-G1**

$$\mathbf{CFG1 = Ppot * KRPB * KMPG1 + CDFG1}$$

donde: CFG1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 1600 kWh, expresado en U\$\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFG1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G1, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

KMPG1 = 1,02 kW-mes/bimestre

CDFG1 = 4,53 U\$\$/bimestre

. **Tarifa 1-G2 CFG2 = Ppot * KRPB * KMPG2 + CDFG2**

donde:

CFG2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPG2} = 7,48 * (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17 Kw-mes / bimestre
cep5	=	90 Kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre
cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho(DNDC).

KRPB =1,143

CDMG1=16,70 U\$/bimestre

CDFG2 =33,02 U\$/bimestre

. Tarifa 1-G3

$$\text{CFG3} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPG3} + \text{CDFG3}$$

donde:

CFG3 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG3: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPG3} = 20 * (\text{KMPG2} * (\text{Ppot} * \text{cp7} + \text{Pep} * \text{cep7} + \text{Per} * \text{cer7} + \text{Pev} * \text{cev7}) / 7,48 + \text{CDMG2}) / (\text{Ppot} * \text{cp8} + \text{Pep} * \text{cep8} + \text{Per} * \text{cer8} + \text{Pev} * \text{cev8})$$

cp7	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep7	=	496 kwh / bimestre
cer7	=	3700 kwh / bimestre
cev7	=	316 kwh / bimestre
cp8	=	22,86 kw-mes / bimestre
cep8	=	632 kwh / bimestre
cer8	=	2933 kwh / bimestre
cev8	=	948 kwh / bimestre

$$\text{KMPG2} = 7,48 * (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17 kw-mes / bimestre
cep5	=	90 kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre
cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG3 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB=1,143

CDMG2=35,09U\$\$/bimestre

CDMG1=16,70U\$\$/bimestre

CDFG3=88,32U\$\$/bimestre

B.2.2) Cargos variables

. Tarifa 1-G1

CVG1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG1 + CDVG1

donde: CVG1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 1600 kWh, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2) del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG1: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G1, expresado en U\$\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,05

Yr = 0,87

Yv = 0,08

KREB = 1,128

CDVG1 = 0,061 U\$/kWh

KMEG1 = 1,00

. Tarifa 1-G2

CVG2 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG2 + CDVG2

donde:

CVG2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG2: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG2: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de la tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

KMEG2 = (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5+ CDMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)

cp5	=	1,17 kw-mes / bimestre
cep5	=	90 kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre
cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,11$$

$$Yr = 0,82$$

$$Yv = 0,07$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U\$/bimestre}$$

$$CDVG2 = 0,033 \text{ U\$/kWh}$$

. Tarifa 1-G3

$$\text{CVG3} = (\text{Pep} * Yp + \text{Per} * Yr + \text{Pev} * Yv) * \text{KREB} * \text{KMEG3} + \text{CDVG3}$$

donde: CVG3 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG3: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G3, expresado en U\\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG3: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMEG3} = (\text{KMEG2} * (\text{Ppot} * \text{cp7} + \text{Pep} * \text{cep7} + \text{Per} * \text{cer7} + \text{Pev} * \text{cev7}) + \text{CDMG2}) / (\text{Ppot} * \text{cp8} + \text{Pep} * \text{cep8} + \text{Per} * \text{cer8} + \text{Pev} * \text{cev8})$$

cp7	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep7	=	496 kwh / bimestre
cer7	=	3700 kwh / bimestre
cev7	=	316 kwh / bimestre
cp8	=	22,86 kw-mes / bimestre
cep8	=	632 kwh / bimestre
cer8	=	2933 kwh / bimestre
cev8	=	948 kwh / bimestre

$$\text{KMEG2} = (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17 kw-mes / bimestre
cep5	=	90 kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre

cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,14$$

$$Yr = 0,65$$

$$Yv = 0,21$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDMG2 = 35,09 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDVG3 = 0,010 \text{ U}\$/\text{kWh}$$

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - ALUMBRADO PUBLICO

(tarifa 1-AP)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Alumbrado Público (1-AP), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará 1 (una) única tarifa.

La misma se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida.

El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

B.3.1) Cargo variable

$$CVA = Ppot * KRPB * KMA + (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDA$$

donde:

CVA : Cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$/KWh.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMA : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDA : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1.143

KMA = 0,0034 kW-mes/kWh

Yp = 0,33 Yr = 0,00

Yv = 0,67

KREB = 1.128

CDA = 0,020 U\$/kWh

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (tarifa 2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única, que se compondrá de un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en tramo horario único y un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\mathbf{CFMD = Ppot * KRPB + CDFMD}$$

donde: CFMD : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFMD: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFMD = 4,90 U\$/kW-mes

B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$\mathbf{CVMD = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDVMD}$$

donde:

CVMD : cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVMD: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,14

Yr = 0,65

Yv = 0,21

KREB = 1,128

CDVMD = 0,020 U\$\$/kWh

B.5) GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSION (tarifa 3-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tensión (3-BT), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\text{CFPGB} = \text{Ppot} * \text{KRPB} + \text{CDFPGB}$$

donde :

CFPGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFPGB = 5,30 U\$/kW(punta)-mes

B.5.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

CFFGB = CDFPGB

donde:

CFFGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFPGB: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

CDFPGB = 4,81 U\$/kW(f/punta)-mes

B.5.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPGB = Pep * KREB

donde:

CVPGB : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128

B.5.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGB = Pev * KREB

donde:

CVVGB : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGB} = \text{Per} * \text{KREB}$$

donde:

CVRGB : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KREB} = 1,128$$

B.6) GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSION (tarifa 3-MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (3-MT), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\text{CFPGM} = \text{Ppot} * \text{KRPM} + \text{CDFPGM}$$

donde:

CFPGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPM : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGM: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KRPM} = 1,079$$

$$\text{CDFPGM} = 2,34 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{punta})\text{-mes}$$

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$\text{CFFGM} = \text{CDFFGM}$$

donde :

CFFGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFFGM: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$CDFFGM = 2,66 \text{ U\$S/kW(f/punta)-mes}$

B.6.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$CVPGM = Pep * KREM$

donde :

CVPGM : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

B.6.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$CVVGM = Pev * KREM$

donde:

CVVGM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$CVRGM = Per * KREM$

donde :

CVRGM : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per: se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

B.7) GRANDES DEMANDAS EN ALTA TENSION (tarifa 3-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (3-AT), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\mathbf{CFPGA = Ppot * KRPA + CDFPGA}$$

donde :

CFPGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPA : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGA: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPA = 1,03$$

$$CDFPGA = 0,46 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{punta})\text{-mes}$$

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$\mathbf{CFFGA = CDFFGA}$$

donde :

CFFGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFFGA: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGA = 0,40 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{f/punta})\text{-mes}$$

B.7.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$\mathbf{CVPGA = Pep * KREA}$$

donde:

CVPGA : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

B.7.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGA = Pev * KREA

donde :

CVVGA : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$\$/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRGA = Per * KREA

donde :

CVRGA : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$\$/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

C) FACTORES DE APLICACION

Los cargos fijos y variables de la Tarifa Pequeñas Demandas - Uso Residencial para consumos bimestrales inferiores o iguales a 300 kWh (T.1-R1), calculados de acuerdo a las expresiones que se indican en B.1), B.5), B.6) y B.7) del presente documento, se aplicarán afectados por los factores KAPL de acuerdo a los siguientes criterios:

KAPL = 0,70 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes número 8 (ocho), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,80 desde el inicio del mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 14 (catorce), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,90 desde el inicio del mes número 15 (quince) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 20 (veinte), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes número 21 (veintiuno) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar la vigencia de este Procedimiento.

D) RECALCULO Y ACTUALIZACION DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCION, COSTOS DE CONEXION Y SERVICIO DE REHABILITACION

Los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación se recalcularán una vez por cada período anual y tendrán vigencia en los 6 (seis) meses siguientes al recálculo o actualización. La fecha para la primera de ellas será al iniciar el mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la entrada en vigencia de este Procedimiento. Se utilizará la siguiente expresión:

$$CDi,j,n = (PMn * 0,67 / PMo + PCn * 0,33 / PCo) * CDi,j,o$$

donde:

CDi,j,n : costo de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación en el período n (período de 6 (seis) meses).

PMn : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PMo : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de Toma de Posesión.

PCn : índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consumer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PCo : índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consumer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de la Toma de Posesión.

CDi,j,o : costo de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j (valores contenidos en el presente), o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación iniciales (valores contenidos en el Cuadro Tarifario Inicial - Régimen Tarifario).

Subanexo 3

CUADRO TARIFARIO INICIAL

Este Cuadro Tarifario Inicial será aplicado por LA DISTRIBUIDORA y tendrá plena vigencia desde la fecha de TOMA DE POSESION ; con posterioridad se aplicará el PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO, Subanexo 2, para recalcular los valores del Cuadro Tarifario Inicial, cada vez que corresponda. La primera oportunidad coincidirá con la revisión trimestral del precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

CUADRO TARIFARIO INICIAL A APLICAR POR EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)

	Unidad	Importe
T 1 - R Uso Residencial		
T.1 - R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim	2,54
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,061
T.1 - R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	13,04
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,056
T 1 - G Uso General		
T.1 - G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim	6,35
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,108
T.1 - G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kwh e inferior o igual a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	47,14
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,083
T.1 - G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	127,91
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,063

T 1 - A.P. Alumbrado Público

Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,074
-----------------------------	----------	-------

Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)

Por capacidad de suministro contratada:	\$ / kw-mes	6,69
---	-------------	------

Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,067
-----------------------------	----------	-------

Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Por Capacidad de suministro contratada en horas de pico:

- En Baja Tensión	\$ / kw-mes	7,09
-------------------	-------------	------

- En Media Tensión	\$ / kw-mes	4,02
--------------------	-------------	------

- En Alta Tensión	\$ / kw-mes	2,07
-------------------	-------------	------

Por Capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:

- En Baja Tensión	\$ / kw-mes	4,81
-------------------	-------------	------

- En Media Tensión	\$ / kw-mes	2,66
--------------------	-------------	------

- En Alta Tensión	\$ / kw-mes	0,40
-------------------	-------------	------

Por consumo de energía:

- En Baja Tensión:

Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,048
-------------------------	----------	-------

Período horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,047
---------------------------------	----------	-------

Período horas de punta	\$ / kwk	0,048
------------------------	----------	-------

- En Media Tensión:

Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,046
-------------------------	----------	-------

Período horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,044
---------------------------------	----------	-------

Período horas de punta	\$ / kwk	0,046
------------------------	----------	-------

- En Alta Tensión:

Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,043
-------------------------	----------	-------

Período horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,042
---------------------------------	----------	-------

Período horas de punta	\$ / kwk	0,043
------------------------	----------	-------

Por la energía reactiva

Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
---	---	------

Por entrega en corriente continua	%	22,50
-----------------------------------	---	-------

Recargo por entrega en corriente continua

Servicio de Rehabilitación

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa N° 1 Uso Residencial	\$ 4,60
-----------------------------	---------

Tarifa N° 1 Uso General y A.P.	\$ 27,80
--------------------------------	----------

Tarifa N° 2 y 3	\$ 73,60
-----------------	----------

Conexiones Domiciliarias

a) Conexiones comunes por usuarios:

	\$ 56,00
--	----------

- Aéreas monofásicas	\$ 174,00
----------------------	-----------

- Subterráneas monofásicas	\$ 106,00
----------------------------	-----------

- Aéreas trifásicas	\$ 266,00
---------------------	-----------

- Subterráneas trifásicas

b) Conexiones especiales por usuario:

	\$ 147,00
--	-----------

- Aéreas monofásicas	\$ 473,00
----------------------	-----------

- Subterráneas monofásicas	\$ 259,00
----------------------------	-----------

- Aéreas trifásicas	\$ 489,00
---------------------	-----------

- Subterráneas trifásicas

Subanexo 4**NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES****1. INTRODUCCION**

Será responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones que estime conveniente.

El no cumplimiento de las pautas preestablecidas dará lugar a la aplicación de multas, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias, cuyos montos se calcularán de acuerdo a la metodología contenida en el presente subanexo.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) será el encargado de controlar el fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

a) Calidad del producto técnico suministrado.

b) Calidad del servicio técnico prestado.

c) Calidad del servicio comercial.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas).

El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros preestablecidos, se aplicarán de acuerdo al siguiente cronograma:

- En los primeros 12 (doce) meses desde la fecha efectiva de Toma de Posesión del servicio por parte de LA DISTRIBUIDORA (etapa preliminar), el ENTE y LA DISTRIBUIDORA revisarán y completarán la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 36 (treinta y seis) meses.

- Los siguientes 36 (treinta y seis) meses constituyen la denominada etapa 1, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. El incumplimiento de los mismos dará lugar a la aplicación de las sanciones que se describe en el punto 2.1) y 3.1) del presente.

- A partir del mes número 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 (tres) minutos de duración y el tiempo total sin servicio. En los suministros en que se excedan estos valores LA DISTRIBUIDORA le reconocerá al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas) o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos). La metodología para el cálculo de estas sanciones se describe en los puntos 2.2) y 3.2) del presente.

Los mecanismos que se utilizarán para el relevamiento de los indicadores de calidad y que permitirán al ENTE controlar el cumplimiento de las condiciones pactadas son:

. Desarrollo de campañas de medición y relevamiento de curvas de carga y tensión.

. Organización de bases de datos con información de contingencias, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.

2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

No obstante, LA DISTRIBUIDORA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un 5% de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por el ENTE y LA DISTRIBUIDORA durante la etapa 1, teniendo en cuenta las

normas internacionales e internas de empresas similares, con el objeto de obtener su aprobación por parte del ENTE; teniendo vigencia a partir del período definido como Etapa 2.

LA DISTRIBUIDORA deberá arbitrar los medios conducentes a:

- . Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.
- . Controlar a los Grandes Usuarios, a través de límites de emisión fijados por contrato.
- . Impulsar, conjuntamente con el ENTE, la aprobación de normas de fabricación y su inclusión en las órdenes de compras propias y de los usuarios.

En este contexto, LA DISTRIBUIDORA podrá penalizar a los usuarios que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del ENTE.

Durante la Etapa 2 tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA DISTRIBUIDORA y el ENTE.

Estos valores se medirán de acuerdo a la metodología y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

El incumplimiento de los valores fijados no será objeto de penalizaciones durante la etapa 2 cuando LA DISTRIBUIDORA demuestre que las alteraciones son debidas a los consumos de los usuarios; no obstante deberá actuar sobre los mismos.

A partir del sexto año de la transferencia del servicio, LA DISTRIBUIDORA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementados métodos o procedimientos que permitan al ENTE su verificación.

2.1. NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 1

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-7,0% +7,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-10,0% +10,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-7,0% +7,0%
Rural	-13,0% +13,0%

Son obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en esta etapa:

- . Llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras, de todas las subestaciones de distribución.
- . Efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 3% de los centros de transformación, durante un período no inferior a 7 días corridos.
- . Registrar el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el ENTE.

Si de cualquiera de los documentos surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del período en que se efectúe la medición (mínimo 1 semana), LA DISTRIBUIDORA quedará sujeta a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará LA DISTRIBUIDORA a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla, las que se calcularán con los valores indicados en la tabla adjunta.

Los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (subestaciones, cámaras, plataformas o puntos de suministro).

El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

Las sanciones se calcularán valorizando la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos con los valores indicados en la tabla adjunta.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la carga que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

Los períodos de control y bonificación al usuario serán iguales a los definidos para la calidad del Servicio Técnico (punto 3.1 del presente anexo).

A continuación se indica la tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 1:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,005 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,010 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,015 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,020 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,025 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,030 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,040 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,050 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,200 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,600 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$S/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,008 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,015 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,022 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,030 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,043 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,050 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,500 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$S/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,015 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,033 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,050 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,500 U\$S/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$S/kWh

Donde: Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN)$ VABS (TS - TN) : es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

2.2. NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 2

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-5,0% +5,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-8,0% +8,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-5,0% +5,0%
Rural	-10,0% +10,0%

Los niveles de tensión se determinarán al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Será implementada por LA DISTRIBUIDORA, que además procesará la información adquirida, con las directivas y la supervisión del ENTE.

Se considerará que LA DISTRIBUIDORA queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período en el que se efectúe la medición. Este período será como mínimo una semana.

Las sanciones se aplicarán en la forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Para determinar las sanciones se calculará la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, y se la valorizará de acuerdo a la tabla adjunta. Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad, se deberá medir, simultáneamente con la tensión, la potencia del consumo.

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

Si Tol > ó = 0,05 y < 0,06 : 0,013 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,06 y < 0,07 : 0,026 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,039 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,052 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,070 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,086 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,300 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,700 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 1,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,400 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,800 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,015 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,030 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,085 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,300 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,700 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,200 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,600 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,025 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,075 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,300 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,700 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,400 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$/kWh

Donde: Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN) VABS (TS - TN)$: es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).

b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

En este documento se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador; si se exceden esos valores se aplicarán las sanciones descriptas en los puntos 3.1) y 3.2) del presente.

El control se realizará en dos etapas:

. La etapa 1 regirá entre el mes 13 (trece) y el mes 48 (cuarenta y ocho), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones y tiempo total de interrupción de cada usuario. El período mínimo de control será el semestre.

Si los indicadores excedieran los valores prefijados (indicados en el punto 3.1)), se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado (la metodología se indica en el punto 3.1)).

. La etapa 2 regirá a partir del mes 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), LA DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

La metodología para el cálculo del crédito mencionado, se indica en el punto 3.2) del presente.

Se define como **contingencia** a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.

Se define como **primera reposición** a la primera maniobra sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio, aunque sea parcialmente.

Se define como **última reposición** a la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite reestablecer el servicio a todo el conjunto de usuarios afectados por la interrupción.

3.1. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 1

En la etapa 1 se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores que refieran la frecuencia y el tiempo que queda sin servicio la red de distribución.

Esta etapa 1 se subdividirá en 3 (tres) subetapas de 1 (un) año de duración cada una, las que tendrán vigencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Subetapa 1, desde el inicio del mes número 13 (trece) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 24 (veinticuatro), contado desde la misma fecha.

- Subetapa 2, desde el inicio del mes número 25 (veinticinco) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 36 (treinta y seis), contado desde la misma fecha.

- Subetapa 3, desde el inicio del mes número 37 (treinta y siete) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 48 (cuarenta y ocho), contado desde la misma fecha.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT.

Para el cálculo de los índices se computarán tanto las fallas en la red de distribución como el déficit en el abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor.

LA DISTRIBUIDORA hará presentaciones semestrales al ENTE con los resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior. El ENTE podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices.

Los indicadores que se calcularán son:

- . Indices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción - FMIT y tiempo total de interrupción - TTIT).
- . Indices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y tiempo total de interrupción - TTIK).
- . Indices de interrupción adicionales (tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).

La metodología de cálculo y los valores máximos admitidos para estos indicadores se detallan en los puntos 3.1.1., 3.1.2. y 3.1.3. de este documento.

El no cumplimiento de alguno de estos valores dará lugar a la aplicación de sanciones. Si se exceden en los indicadores que representan el mismo aspecto del servicio técnico (frecuencia de interrupciones (FMI) o duración de las interrupciones (TTI)), se calculará el monto con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Las sanciones se implementarán como descuentos en la facturación de todos los usuarios. Estos descuentos se distribuirán en las facturaciones del semestre inmediatamente posterior al controlado.

El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada calculada de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), valorizada a 1,00 U\$S/kWh.

Este monto semestral se dividirá por el total de energía facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada kWh a facturar en el semestre inmediatamente posterior. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

A continuación se describen los indicadores, la metodología de cálculo y los valores admitidos.

3.1.1. INDICES DE INTERRUPCION POR TRANSFORMADOR

Los índices a calcular son los siguientes:

a) FMIT - Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIT - Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) FMIT = \text{SUMi Qfsi} / Qinst$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qfsi : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Qinst : cantidad de transformadores instalados.

$$b) TTIT = \text{SUMi Qfsi} * Tfsi / Qinst$$

donde:

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores Qfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red).

- Subetapa 1

$$a) FMIT \leq 3,0 \text{ veces por semestre}$$

$$b) TTIT \leq 12,0 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$ENS \text{ (kwh)} = (FMIT_{\text{registrado}} - 3,0) * (TTIT/FMIT)_{\text{registrado}} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$ENS \text{ (kwh)} = (TTIT_{\text{registrado}} - 12,0) * 721.600$$

- Subetapa 2

$$a) FMIT \leq 2,5 \text{ veces por semestre}$$

$$b) TTIT \leq 9,7 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$ENS \text{ (kwh)} = (FMIT_{\text{registrado}} - 2,5) * (TTIT/FMIT)_{\text{registrado}} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$ENS \text{ (kwh)} = (TTIT_{\text{registrado}} - 9,7) * 721.600$$

- Subetapa 3

$$a) FMIT \leq 2,2 \text{ veces por semestre}$$

$$b) TTIT \leq 7,8 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 2,2) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 7,8) * 721.600$$

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIT < = 5 veces por semestre

b) TTIT < = 20 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 5) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 20) * 721.600$$

- Subetapa 2

a) FMIT < = 3 veces por semestre

b) TTIT < = 12 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 3) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 12) * 721.600$$

- Subetapa 3

a) FMIT < = 2 veces por semestre

b) TTIT < = 6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 2) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 6) * 721.600$$

3.1.2. INDICES DE INTERRUPCION POR KVA NOMINAL INSTALADO

Los índices a calcular son los siguientes:

a) FMIK - **Frecuencia media de interrupción** por kVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIK - **Tiempo total de interrupción** por kVA nominal instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) \text{ FMIK} = \text{SUMi kVAfsi} / \text{kVAinst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAfsi : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

kVAinst : cantidad de kVA nominales instalados.

$$b) \text{ TTIK} = \text{SUMi kVAfsi} * \text{Tfsi} / \text{kVAinst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red)

- Subetapa 1

$$a) \text{ FMIK} \leq 1,9 \text{ veces por semestre}$$

$$b) \text{ TTIK} \leq 7,0 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,9) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 7) * 740.000$$

- Subetapa 2

$$a) \text{ FMIK} \leq 1,6 \text{ veces por semestre}$$

$$b) \text{ TTIK} \leq 5,8 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,6) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK ENS (kWh) = (TTIK registrado - 5,8) * 740.000

- Subetapa 3

$$a) \text{ FMIK} \leq 1,4 \text{ veces por semestre}$$

$$b) \text{ TTIK} \leq 4,6 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,4) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIKregistrado} - 4,6) * 740.000$$

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIK < = 5 veces por semestre

b) TTIK < = 20 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 5) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 20) * 740.000$$

- Subetapa 2

a) FMIK < = 3 veces por semestre

b) TTIK < = 12 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 3) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK ENS (kWh) = (TTIK registrado - 12) * 740.000

- Subetapa 3

a) FMIK < = 2 veces por semestre

b) TTIK < = 6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 2) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 6) * 740.000$$

3.1.3. INDICES DE INTERRUPCION ADICIONALES

Complementariamente a los indicadores descriptos en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), LA DISTRIBUIDORA deberá calcular los indicadores adicionales que aquí se indican, e informar al ENTE sobre los resultados semestrales. No se fijarán límites o topes para ellos, ni generarán la aplicación de sanciones.

Se calcularán los siguientes índices :

a) TPRT - Tiempo medio de primera reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores repuestos al servicio luego de la interrupción del servicio en la primera maniobra de reposición; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{TPRT} = \text{SUMi Qvspi} * \text{Tfsp} / \text{SUMi Qvspi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qvspi : cantidad de transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

Tfspi : Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

b) TPRK - Tiempo medio de primera reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales vueltos al servicio en la primera maniobra de reposición del servicio, luego de la contingencia; se utiliza la siguiente expresión:

$$TPRK = \text{SUMi } kVA_{vspi} * Tfs_{pi} / i \text{ } kVA_{vspi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAvspi: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

Tfspi : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

c) TURT - Tiempo medio de última reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURT = \text{SUMi } Qvs_{ui} * Tfs_{ui} / \text{SUMi } Qvs_{ui}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qvsui : cantidad de transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

Tfsui : Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

d) TURK - Tiempo medio de última reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURK = \text{SUMi } kVA_{vsui} * Tfs_{ui} / \text{SUMi } kVA_{vsui}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAvsui: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

Tfsui : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

e) ENI - Energía nominal indisponible. Es una estimación de la capacidad de suministro indisponible durante una interrupción, en términos de energía, y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENI = \text{SUMi } kVA_{fsi} * Tfs_i$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAfsi : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

3.2. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 2

Al iniciar la denominada etapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada usuario.

Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada usuario, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones :

Usuarios en AT	: 3 interrupciones / semestre
Usuarios en MT	: 4 interrupciones / semestre
Usuarios en BT	: 6 interrupciones / semestre
(pequeñas y medianas demandas)	: 6 interrupciones / semestre
(grandes demandas)	: 6 interrupciones / semestre

b) Tiempo máximo de interrupción :

Usuarios en AT	: 2 horas / interrupción
Usuarios en MT	: 3 horas / interrupción
Usuarios en BT	: 10 horas / interrupción
(pequeñas y medianas demandas)	: 6 horas / interrupción
(grandes demandas)	: 6 horas / interrupción

No se computarán las interrupciones menores a 3 minutos.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

. Tarifa	1 - R	: 1.40 U\$S / kwh
. Tarifa	1 - G y 1 - AP	: 1.40 U\$S / kwh
. Tarifa	2 y 3 - BT	: 2,27 U\$S / kwh
. Tarifa	3 - MT y 3 - AT	: 2,71 U\$S / kwh

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará de la siguiente forma :

$$\text{ENS (kWh)} = \text{SUMi (EA / 525600 * Ki)}$$

donde:

SUMi : sumatoria de los i minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA: total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

Ki: es el factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria; se utilizarán los siguientes valores:

Tarifa <input type="checkbox"/>	1 - R	1 - G	1 - AP	2	3 - BT	3 - MT	3 - AT
Hora							
0	0,85	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
1	0,66	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
2	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
3	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
4	0,50	0,52	2,40	0,82	0,82	0,67	0,67
5	0,50	0,81	2,40	0,82	0,82	0,81	0,81
6	0,59	0,97	0,00	0,82	0,82	0,89	0,89
7	0,71	1,16	0,00	1,02	1,02	1,09	1,09
8	1,01	1,37	0,00	1,14	1,14	1,25	1,25
9	1,27	1,46	0,00	1,14	1,14	1,30	1,30
10	1,30	1,53	0,00	1,11	1,11	1,32	1,32
11	1,18	1,50	0,00	1,11	1,11	1,30	1,30
12	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
13	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36

14	1,05	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
15	1,05	1,33	0,00	1,34	1,34	1,33	1,33
16	1,05	1,34	0,00	1,34	1,34	1,34	1,34
17	1,11	1,12	0,00	1,17	1,17	1,15	1,15
18	1,23	1,03	0,00	0,73	0,73	0,88	0,88
19	0,69	0,96	2,40	0,87	0,87	0,92	0,92
20	1,93	0,79	2,40	0,87	0,87	0,83	0,83
21	1,23	0,79	2,40	0,82	0,82	0,80	0,80
22	0,99	0,70	2,40	0,82	0,82	0,76	0,76
23	0,78	0,63	2,40	0,82	0,82	0,73	0,73

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria se organizará en bases de datos.

Se desarrollarán dos: Una con los datos de las contingencias de la red y otra con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permitan identificar los usuarios afectados ante cada falla de la red.

La base de datos de contingencias se conformará con la información de los equipos afectados, inicio y fin de la mismas y equipos operados a consecuencia de la contingencia para reponer el suministro a la mayor cantidad posible de usuarios afectados (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

La base de datos sobre el esquema de alimentación de cada usuario contendrá los equipos e instalaciones que le abastecen, con el siguiente nivel de agregación:

.. alimentador BT

.. centro MT / BT

.. alimentador MT

.. transformador AT / MT

.. subestación AT / MT

.. red AT

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y deben permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios a los efectos de la aplicación de las penalidades señaladas en el punto 3.2) del presente. El ENTE deberá aprobar los criterios de diseño y la implementación de las mismas, y podrá auditar las tareas de relevamiento de información básica y de procesamiento, en cualquiera de sus etapas.

4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

LA DISTRIBUIDORA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria.

Los distintos aspectos de la misma se controlarán por medio de los indicadores que se detallan en los puntos 4.1), 4.2), 4.3) y 4.4) del presente documento, de tal forma de orientar sus esfuerzos hacia:

- . el conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público, para asegurar que la atención sea personalizada,
- . evitar la excesiva pérdida de tiempo del usuario, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos,
- . satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los usuarios y . emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales.

Si LA DISTRIBUIDORA no cumpliera con las pautas aquí establecidas, se hará pasible a las sanciones descriptas en el punto 5) de este documento.

4.1. CONEXIONES

Los pedidos de conexión deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos.

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, LA DISTRIBUIDORA deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

a) Sin modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . Hasta 50 kW 15 (quince) días hábiles,
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- . Recolocación de medidores 3 (tres) días hábiles.

Etapa 2:

- . Hasta 50 kW 5 (cinco) días hábiles,
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- . Recolocación de medidores 1 (uno) día hábil.

b) Con modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . Hasta 50 kW, conexión aérea: 30 (treinta) días hábiles.
- . Hasta 50 kW, conexión subterránea: 45 (cuarenta y cinco) días hábiles.
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Etapa 2:

- . Hasta 50 kW, conexión aérea: 15 (quince) días hábiles.
- . Hasta 50 kW, conexión subterránea: 30 (treinta) días hábiles.
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el usuario, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante el ENTE, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar LA DISTRIBUIDORA, resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

4.2. FACTURACION ESTIMADA

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

Para un mismo usuario no podrán emitirse más de 2 (dos) facturaciones sucesivas estimadas de ser bimestrales, y 3 (tres) en los casos restantes, durante 1 (un) año calendario, asimismo no podrán efectuarse más de 3 (tres) estimaciones en igual período, de ser facturaciones bimestrales y 4 (cuatro) en los casos restantes.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

4.3. RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACION

El usuario que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Ante el requerimiento del usuario, LA DISTRIBUIDORA deberá estar en condiciones de informarle, dentro de los 15 (quince) días hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

4.4. SUSPENSION DEL SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

LA DISTRIBUIDORA deberá comunicar fehacientemente al usuario antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica, motivado por la falta de pago en término de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran LA DISTRIBUIDORA deberá reestablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 (veinticuatro) horas de haberse efectivizado el pago.

LA DISTRIBUIDORA deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

4.5 QUEJAS

Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada centro de atención comercial un 'libro de quejas', foliado y rubricado por el ENTE, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los usuarios formulen deberán ser remitidas por LA DISTRIBUIDORA al ENTE con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades que se indiquen en el Reglamento de Suministro.

5. SANCIONES

5.1. INTRODUCCION

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) dispondrá la aplicación de sanciones, cuando LA DISTRIBUIDORA no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus anexos y la ley N° 24065 (marco regulatorio de la generación, transporte y distribución de electricidad).

El objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de LA DISTRIBUIDORA hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

Ante los casos de incumplimiento que LA DISTRIBUIDORA considere por caso de fuerza mayor o caso fortuito, deberá realizar una presentación al ENTE solicitando que los mismos no sean motivo de sanciones.

Las multas a establecer serán en base al perjuicio que le ocasiona al usuario la contravención, y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

5.2. CARACTER DE LAS SANCIONES

Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de LA DISTRIBUIDORA y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios.

LA DISTRIBUIDORA deberá abonar multas a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, el ENTE dispondrá que LA DISTRIBUIDORA abone una multa al usuario, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del usuario.

El pago de la penalidad no relevará a LA DISTRIBUIDORA de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

El valor acumulado anual de las multas no deberá superar el 20% (veinte por ciento) de la facturación anual. Si ello ocurriera, será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará al ENTE, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión.

5.3. PROCEDIMIENTO DE APLICACION

Complementariamente a lo dispuesto por la ley 24.065, se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de sanciones.

Cuando el ENTE compruebe la falta de LA DISTRIBUIDORA en el cumplimiento de alguna de sus obligaciones, y a la brevedad posible, pondrá en conocimiento del hecho a LA DISTRIBUIDORA y emplazará en forma fehaciente para que en el término de 10 (diez) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo.

Si LA DISTRIBUIDORA no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, el ENTE aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si dentro del plazo antedicho, LA DISTRIBUIDORA formulara descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes, y se allegarán todos los elementos de juicio que se estime conveniente, y el ENTE deberá expedirse definitivamente dentro de los 15 (quince) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, LA DISTRIBUIDORA, luego de hacer efectiva la multa, podrá interponer los pertinentes recursos legales.

En los casos que pudiera corresponder, LA DISTRIBUIDORA arbitraré los medios que permitan subsanar las causas que hubieran originado la o las infracciones para lo cual el ENTE fijará un plazo prudencial a fin de que se efectúen las

correcciones o reparaciones necesarias. Durante ese lapso, no se reiterarán las sanciones.

5.4. VIGENCIA DE LAS SANCIONES

Todo lo indicado en el presente documento regirá a partir del inicio del mes número 13 (trece) contado a partir de la fecha efectiva de toma de Posesión y durante los primeros 10 (diez) años de vigencia del Contrato de Concesión.

En los sucesivos quinquenios que abarcan el Contrato de Concesión, el ENTE podrá ajustar las sanciones a aplicar, teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de calidad de servicio y otras normativas de aplicación.

Las modificaciones que se efectúen no deberán introducir cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas establecidas en el presente.

5.5. SANCIONES Y PENALIZACIONES

5.5.1. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a LA DISTRIBUIDORA cuando esta entregue un producto con características distintas a las convenidas (nivel de tensión y perturbaciones).

Las mismas se calcularán en base al perjuicio ocasionado al usuario, de acuerdo a lo descripto en el punto 2), 2.1) y 2.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 2) del presente documento, suponiendo que el 2% (dos por ciento) de la demanda anual se satisface con una variación de la tensión, respecto a los valores nominales, del 13% (trece por ciento), en redes subterráneas.

5.5.2. CALIDAD DE SERVICIO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a LA DISTRIBUIDORA cuando esta preste un servicio con características técnicas distintas a las convenidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las multas por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no distribuida (por causas imputables a LA DISTRIBUIDORA) mas allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios, de acuerdo a lo descripto en el punto 3), 3.1) y 3.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será el que se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 3.2) del presente documento, suponiendo que todos los usuarios está sin suministro 50,4 (cincuenta coma cuatro) horas por año, sin superar la cantidad de interrupciones.

5.5.3. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

5.5.3.1. Conexiones

Por el incumplimiento de los plazos previstos (punto 4.1) del presente documento), LA DISTRIBUIDORA deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el régimen tarifario), dividido dos veces el plazo previsto (definido en el punto 4.1) del presente documento), por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.

5.5.3.2 Facturación estimada

Para los casos en que el ENTE detecte mayor número de estimaciones que las previstas (punto 4.2) del presente documento), percibirá, de parte de LA DISTRIBUIDORA, una multa equivalente al 30% (treinta por ciento) del monto de la facturación estimada, y derivará esta multa hacia los usuarios perjudicados.

5.5.3.3. Reclamos por errores de facturación

Por incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los usuarios por errores en la facturación, LA DISTRIBUIDORA abonará a los usuarios damnificados una multa equivalente al 50% del monto de la facturación objeto del reclamo.

5.5.3.4. Suspensión del suministro de energía por falta de pago

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, LA DISTRIBUIDORA abonará al usuario una multa del 20% del monto equivalente al promedio mensual de los kWh facturados en los últimos doce (12) meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente.

6. OTRAS OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

6.1. TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA

Cuando LA DISTRIBUIDORA incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, como asimismo reparar las calles y/o veredas afectadas para dejarlas en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoquen la denuncia fundada por parte de vecinos o usuarios, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente; todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en este Contrato de Concesión.

6.2. CONSTRUCCION, AMPLIACION U OPERACION DE INSTALACIONES

Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley N° 24.065, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente.

6.3. EN LA PRESTACION DEL SERVICIO

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la prestación del servicio, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.4. PELIGRO PARA LA SEGURIDAD PUBLICA

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.5. CONTAMINACION AMBIENTAL

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.6. ACCESO DE TERCEROS A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Por incumplimiento de lo establecido en los términos de la Ley N° 24.065, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 100.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.7. PREPARACION Y ACCESO A LOS DOCUMENTOS Y LA INFORMACION

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el ENTE a efectos de realizar las auditorías a cargo del mismo, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 200.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.8. COMPETENCIA DESLEAL Y ACCIONES MONOPOLICAS

Ante la realización de actos que implique competencia desleal y/o abuso de una posición dominante en el mercado, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

Fuente: "Ente Nacional Regulador de la Electricidad".