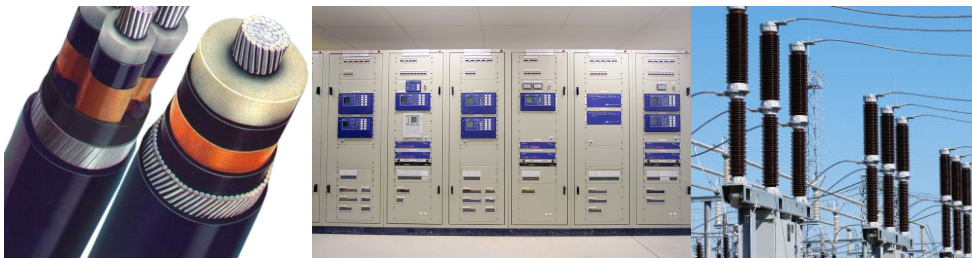




# PROYECTO FINAL

## *Calidad y Confiabilidad para el Abastecimiento Eléctrico de Concordia*



Proyecto Técnico Realizado por:

Castillo Adalberto Adrian

Kruger Alan

Año: 2022

Director: Mg. Ing. Schattenhofer Federico

Tutores: Ing. Vázquez Carlos

Cdor Álvarez Carlos

Carrera: Ingeniería Eléctrica

---

## *Resumen*

---

El abastecimiento energético de la ciudad de Concordia se ve seriamente amenazado debido a una serie de factores, expuestos en las páginas siguientes, quedando ésta librada a la posibilidad de quedar sin servicio eléctrico por tiempo indeterminado.

Aquí se estudia un proyecto que busca, no solo ser la mejor solución técnico-económica sino que además atiende implicancias sociales para la comunidad de Concordia. El mismo se basa en la configuración actual de la red de alta tensión en Concordia y de acuerdo a ella se plantean las modificaciones necesarias a realizarse.

Se presentaran los resultados de un detallado análisis técnico del proyecto. Exponiendo las diferentes alternativas que se tuvieron en cuenta para cada situación y los criterios utilizados para su elección.

---

## *Palabras Clave*

---

Inconveniente actual, Red de alta tensión, Barrio La Bianca, LAT 132kV, Traspaso Aéreo-Subterráneo, Tramo Subterráneo, Macizo de Hormigón, Puesta a tierra, Subestación Transformadora.

# Contenido

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1	ANTECEDENTES	1
1.2	INCONVENIENTE ACTUAL DEL SISTEMA REGIONAL	2
1.3	OBJETIVOS	2
1.4	PROPUESTAS	2
1.4.1	Alternativa 1	2
1.4.2	Alternativa 2	4
1.5	ALTERNATIVA ELEGIDA	5
<b>2</b>	<b>TRAMO AÉREO DEL PROYECTO</b>	<b>6</b>
2.1	INTRODUCCIÓN	6
2.2	EMPALME CON LÍNEA VIEJA	9
2.2.1	Lugar de empalme	9
2.3	TRAMO CON FORMACIÓN EN TRIÁNGULO	9
2.3.1	Características generales	9
2.3.2	Características de conductor	10
2.3.3	Características del hilo de guardia	11
2.3.4	Puesta a tierra	11
2.3.4.1	Verificación de la resistencia de puesta a tierra ante descargas atmosféricas	12
2.3.5	Piquetes de suspensión	12
2.3.5.1	Características de los aisladores	12
2.3.5.2	Diseño del cabezal	13
2.3.5.3	Morsetería y herrajes	14
2.3.5.4	Características de las estructuras	15
2.3.5.5	Características de las bases	15
2.3.6	Piquetes de retención	16
2.3.6.1	Características de los aisladores	16
2.3.6.2	Diseño del cabezal	16
2.3.6.3	Morsetería	17
2.3.6.4	Características de las estructuras	18
2.3.6.5	Características de las bases	18
2.4	TRAMO CON FORMACIÓN EN BANDERA	18
2.4.1	Características generales	18
2.4.2	Características de conductor	18
2.4.3	Características del hilo de guardia	18
2.4.4	Puesta a tierra	19
2.4.5	Piquetes de suspensión	19
2.4.5.1	Diseño del cabezal	19
2.4.5.2	Características de los aisladores	19
2.4.5.3	Morsetería	19
2.4.5.4	Características de las estructuras	19
2.4.5.5	Características de las bases	19
2.4.6	Piquetes de retención	20
2.4.6.1	Diseño del cabezal	20
2.4.6.2	Características de los aisladores	20
2.4.6.3	Morsetería	20
2.4.6.4	Características de las estructuras	20
2.4.6.5	Características de las bases	20
2.5	TRASPASO AÉREO-SUBTERRÁNEO	21
2.5.1	Ubicación	21
2.5.2	Estructura	21
2.5.2.1	Dimensiones de las estructuras y base	21
2.6	LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN	22

<b>3</b>	<b>TRAMO DE CABLE SUBTERRÁNEO.....</b>	<b>23</b>
3.1	INTRODUCCIÓN.....	23
3.2	TRAZA .....	23
3.2.1	<i>Alternativa N°1</i> .....	23
3.2.2	<i>Alternativa N°2</i> .....	24
3.3	ANÁLISIS DE LAS INTERFERENCIAS .....	25
3.4	OBRA CIVIL .....	26
3.4.1	<i>Ejecución de la obra civil</i> .....	27
3.5	SELECCIÓN DEL CABLE .....	29
3.5.1	<i>Impedancias del cable</i> .....	29
3.6	PUESTA A TIERRA DEL CABLE .....	30
3.6.1	<i>Introducción</i> .....	30
3.6.2	<i>Tipos de puesta a tierra de la malla</i> .....	30
3.6.2.1	Conexión rígida a tierra .....	30
3.6.2.2	End point bounding (conexión a tierra en el extremo del circuito).....	30
3.6.2.3	Mid point bounding (punto medio del circuito) .....	31
3.6.2.4	Crossbounding (cruzamiento de pantallas) .....	32
3.6.3	<i>Selección del modo de puesta a tierra</i> .....	32
3.6.3.1	Comportamiento ante fallas de ambos métodos de puesta a tierra.....	33
3.6.3.2	Conclusión .....	34
3.6.3.3	Requerimiento de materiales.....	34
3.7	CÁMARAS DE EMPALME Y DE INSPECCIÓN .....	35
3.7.1	<i>Ubicación y número de cámaras</i> .....	36
3.7.2	<i>Disposición de las camas en ochavas</i> .....	36
<b>4</b>	<b>SUBESTACIÓN.....</b>	<b>37</b>
4.1	INTRODUCCIÓN.....	37
4.2	ENTRADA A LA SUBESTACIÓN .....	37
4.3	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN .....	37
4.3.1	<i>Estudio de cortocircuito</i> .....	37
4.3.2	<i>Descargadores</i> .....	37
4.3.3	<i>Relés de protección</i> .....	38
4.3.3.1	Comparador de ángulo de fase .....	38
4.3.3.2	Comparación de protecciones de líneas .....	39
4.3.3.3	Direccional de sobrecorriente.....	41
4.3.3.4	Protección de distancia .....	42
4.3.3.5	Selección del relé .....	44
4.4	ELEMENTOS DE MANIOBRA .....	45
4.4.1	<i>Interruptores</i> .....	45
4.4.1.1	Interruptor de acoplamiento de barras.....	46
4.4.2	<i>Seccionadores</i> .....	47
4.5	TVs y TIs .....	47
4.5.1	<i>TIs</i> .....	47
4.5.2	<i>TVs</i> .....	48
<b>5</b>	<b>CONCLUSIÓN .....</b>	<b>49</b>
<b>7</b>	<b>ANEXO.....</b>	<b>50</b>
<b>8</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>51</b>

# 1 Introducción

En el presente documento se estudia la posibilidad de vincular la Estación Transformadora de la Represa Hidroeléctrica Salto Grande con la Estación Transformadora Río Uruguay ubicada en la ciudad de Concordia, logrando una mejora en la confiabilidad del suministro. Dicha vinculación consiste en la construcción de una línea de alta tensión con una tensión nominal de 132kV, la cual consistirá de una parte aérea y una parte subterránea. El tramo aéreo a su vez está constituido de tres partes:

- Línea aérea existente propiedad de ENERSA en formación triángulo
- Línea aérea proyectada en formación triángulo
- Línea aérea proyectada en formación bandera

## 1.1 Antecedentes

La Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia ha construido una Estación Transformadora de 132/33/13.2kV "Río Uruguay" en la Ciudad de Concordia para alimentar la carga que ésta presente.

Ésta ET está alimentada radialmente desde la existente ET Concordia (propiedad de ENERSA) mediante una línea aérea de 6.6km. Actualmente la ET Concordia está conectada en 132kV con ET EGGER / ET San Salvador del sistema entrerriano y con la ET Salto Grande.

En la actualidad se encuentra en proceso de finalización el proyecto gestionado por ENERSA, el cual fue aprobado por audiencia pública el 29 de agosto de 2014. Que consiste en la creación de un segundo vínculo desde ET Salto Grande a ET Concordia, en 132kV.

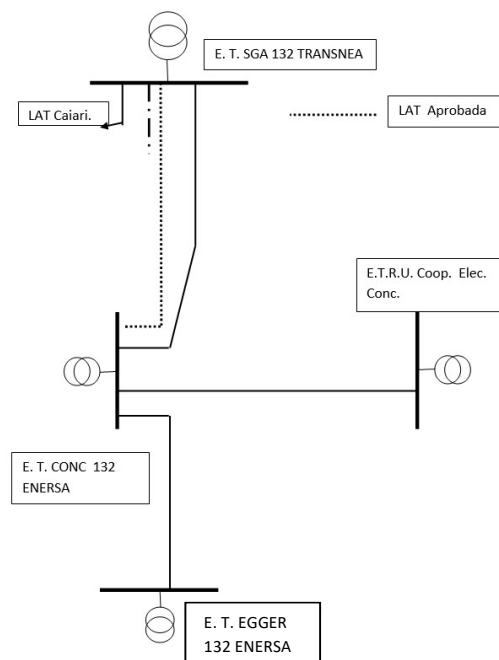


Fig. 1—1. Esquema unifilar de la red local.

## 1.2 Inconveniente actual del sistema regional

El suministro de energía eléctrica en la localidad, se ve amenazada debido a la existencia de una única línea de 132kV que vincula ET Salto Grande con la ET Concordia, la cual cuando se registran los consumos máximos trabaja en condiciones de saturación. Condición que se intentó atenuar con la instalación de equipos de generación distribuida en ET San Salvador.

Sumado a lo anteriormente descrito está la conexión radial de ET Río Uruguay lo que genera una condición N-1. Dicha ET tiene solo una vinculación a ET Concordia, lo que conlleva una situación de vulnerabilidad enorme ante una potencial falla de este vínculo, dejándola sin suministro energético. Destacando que desde ET Río Uruguay se abastece poco más del 50% de la demanda de la ciudad de Concordia, la cual alcanza un máximo registrado de 80MW. Situación que no se modifica aún al finalizar el segundo vínculo entre ET Salto Grande y ET Concordia.

## 1.3 Objetivos

Por lo mencionado, se tiene como objetivo proponer la mejor alternativa de solución técnica y económica a estos problemas, buscando optimizar y aprovechar mejor los recursos de los que eventualmente se puedan disponer para mejorar la situación en la que se encuentra la alimentación de energía eléctrica de la localidad de Concordia.

A continuación se presentarán las propuestas de obras de ampliación, de líneas de 132kV en la región de Salto grande y la ciudad de Concordia. Las cuales tendrán en cuenta un proyecto gestionado por ENERSA, el cual fue aprobado por audiencia pública el 29 de agosto de 2014.

## 1.4 Propuestas

### 1.4.1 Alternativa 1

Como primer alternativa se presenta vincular ET Salto Grande Argentina con la ET Río Uruguay, a través de una línea a construir en una traza contigua a la existente, con una extensión aproximada de 10 km y luego hacer la transición a cable para recorrer los 3,5 km restantes, por ciudad a ETRU.

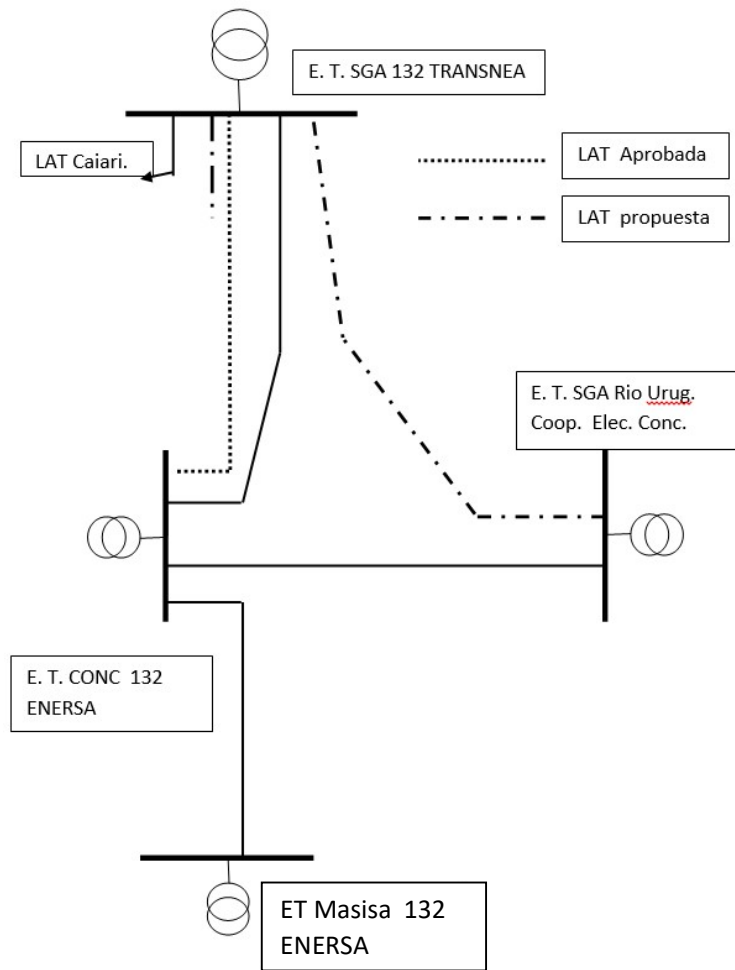


Fig. 1—2. Esquema unifilar alternativa 1.

La traza de la línea aérea se realizaría en zonas no edificables, cercanas al río Uruguay, pero de baja recurrencia hídrica.

### 1.4.2 Alternativa 2

Una vez realizada y puesta en servicio la obra ya aprobada. La idea que se propone es interceptar la línea actual de 132kV en un punto al norte del barrio “Asentamiento de La Bianca” y derivar directamente a la ET Rio Uruguay. Como se puede ver en el siguiente esquema.

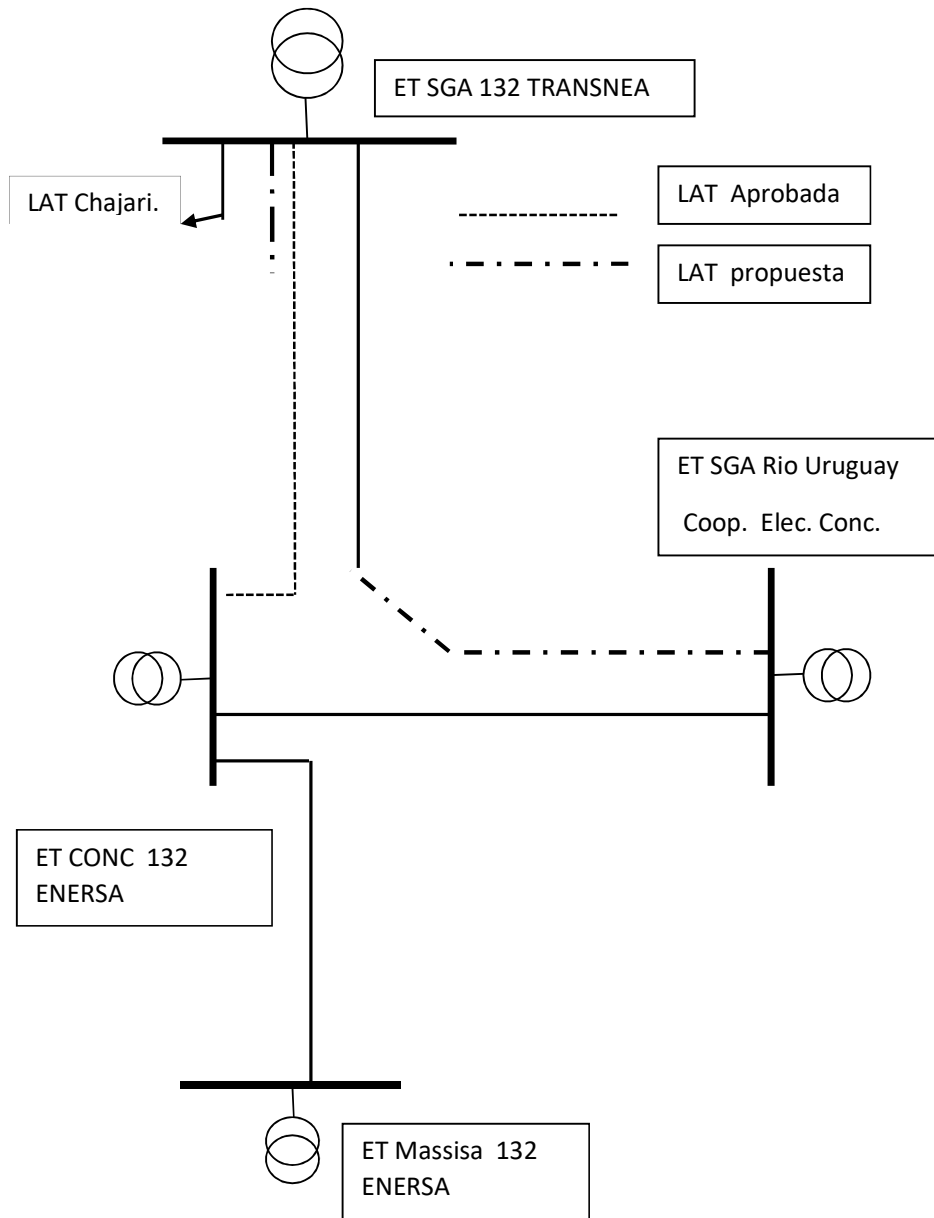


Fig. 1—3. Esquema unifilar alternativa 2.

Esta propuesta se fundamenta debido a que el barrio antes mencionado comprende un área que se ha ido urbanizando en los últimos años y con perspectivas de seguir



haciéndolo, invadiendo la franja de seguridad de la línea, creando condiciones de un muy elevado riesgo para la vida de las personas que allí habitan. Además que, en la operación de líneas con electroducto invadido por ocupación irregular de viviendas, tienen problemas para la reposición pronta del servicio.

La siguiente foto es un ejemplo grafico del electroducto con configuración Tipo Rural, pero con ocupación urbana.



*Fig. 1—4. Situación actual Barrio “La Blanca”*

Esta solución plantea la realización de un tramo de 2,5 km de línea aérea, que rodee el barrio Asentamiento de La Blanca por el lado noroeste del mismo, para luego realizar una transición a cable y recorrer 3,5 km hasta ET Rio Uruguay.

Respecto al tramo de línea, que podría dejar de usarse al ejecutar esta alternativa, vemos en la foto que ilustra sobre la situación actual que tiende a agravarse. Con lo cual se podría despejar esa zona del electroducto, para una mejor urbanización y calidad de vida de las personas que allí habitan.

### 1.5 Alternativa elegida

Si bien ambas alternativas satisfacen:

- La necesidad de ampliar la capacidad de un vínculo, actualmente saturado.
- Resuelven la condición N-1 de la ET Rio Uruguay y su dependencia de las barras de ET Concordia.
- Triangulan los dos vínculos a ambas estaciones dando una mayor seguridad operativa.

La condición insostenible en la que se encuentran las personas que viven en las proximidades de la línea actual, que representa una situación de riesgo eléctrico

asociado a la ubicación de los conductores respecto a las viviendas, hace a la urgencia de una propuesta que solucione dicho inconveniente.

Por lo tanto se descarta la alternativa 1 y en las siguientes páginas se desarrollará en detalle el proyecto basado en la alternativa 2. Lo que permitiría retirar el tramo de la línea en desuso hasta la ET Concordia, recuperando los terrenos para poder urbanizarlos normalmente.

## 2 Tramo aéreo del proyecto

### 2.1 Introducción

La línea perteneciente a la distribuidora de energía de Entre Ríos constituirá el primer tramo desde la estación de Salto Grande, seguidamente se realizará un empalme con el segundo tramo proyectado en formación triángulo dejando una parte de la línea de ENERSA en desuso.

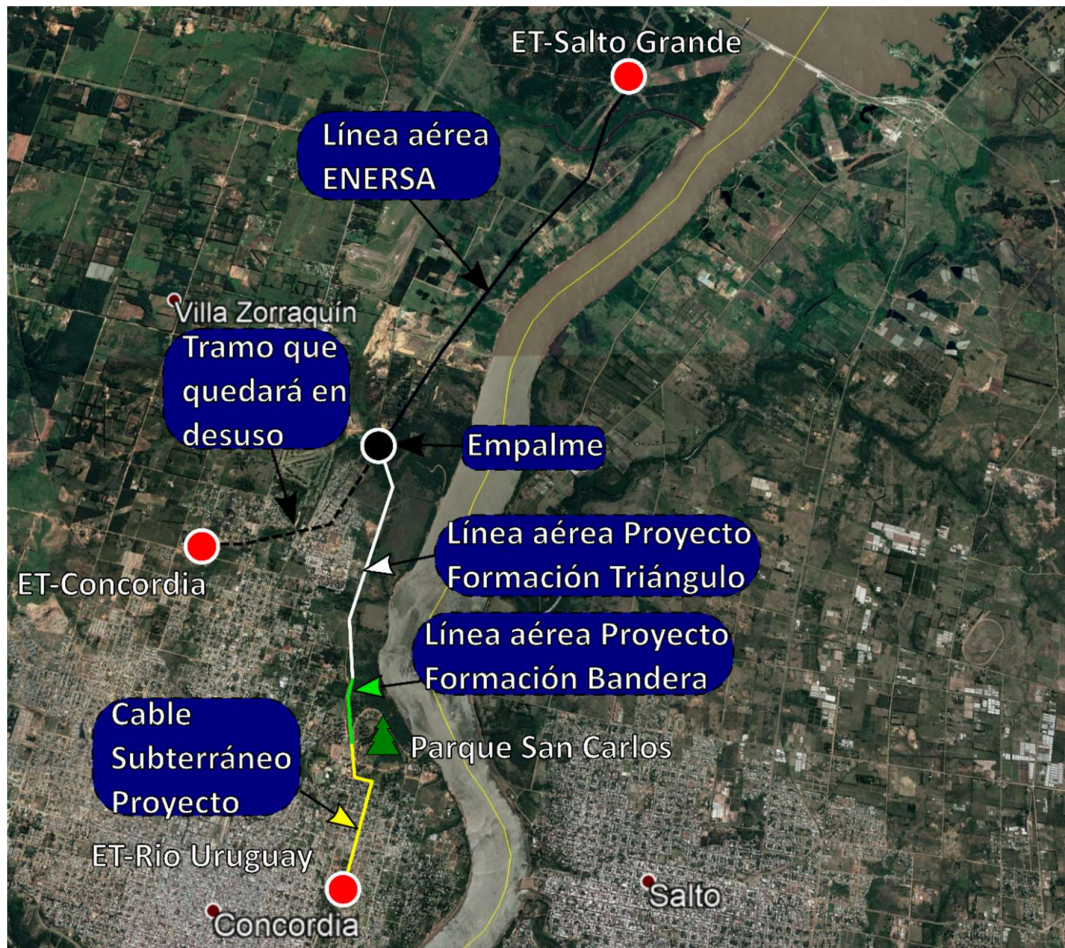


Fig. 2—1. Imagen satelital del proyecto.

El tercer tramo aéreo consta de vanos más cortos en formación en bandera y tal como se indica en la figura anterior. A continuación se presenta un esquema con los piquetes de retención angular:

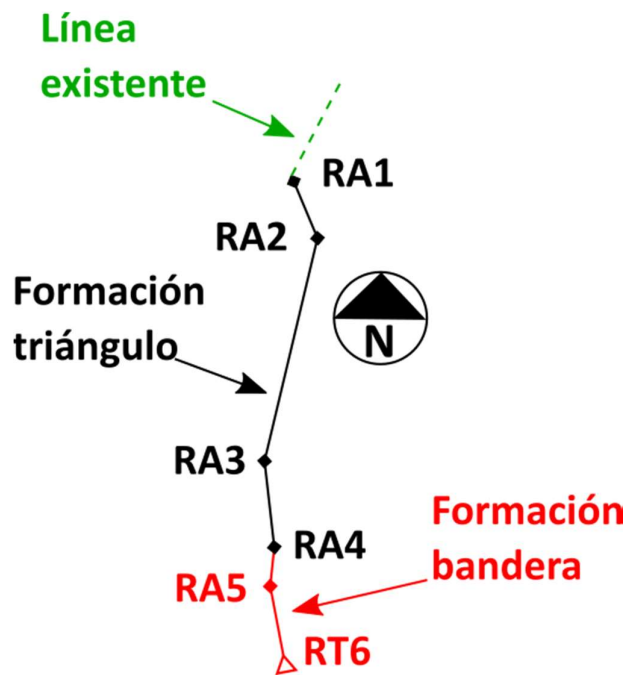


Fig. 2—1.2. Esquema piquetes de retención.

Vértice	Ángulo (deg)	Descripción
RA1	48	Retención angular de empalme con línea existente
RA2	34	Retención angular formación triángulo
RA3	20	Retención angular formación triángulo
RA4	18	Retención angular de cambio de formación
RA5	22	Retención angular formación bandera
RT6	-	Retención terminal y traspaso a subterráneo

El traspaso a cable subterráneo se realiza en la entrada del parque San Carlos para luego ingresar a la ciudad hasta llegar a la estación transformadora Río Uruguay.



Una vez realizada la vinculación mencionada en los párrafos anteriores la alimentación de la ciudad de Concordia quedará alimentada en forma de anillo, aumentando la confiabilidad de operación tanto de la ET Río Uruguay como la ET Concordia. En la siguiente figura se muestra el anillo en 132kV.

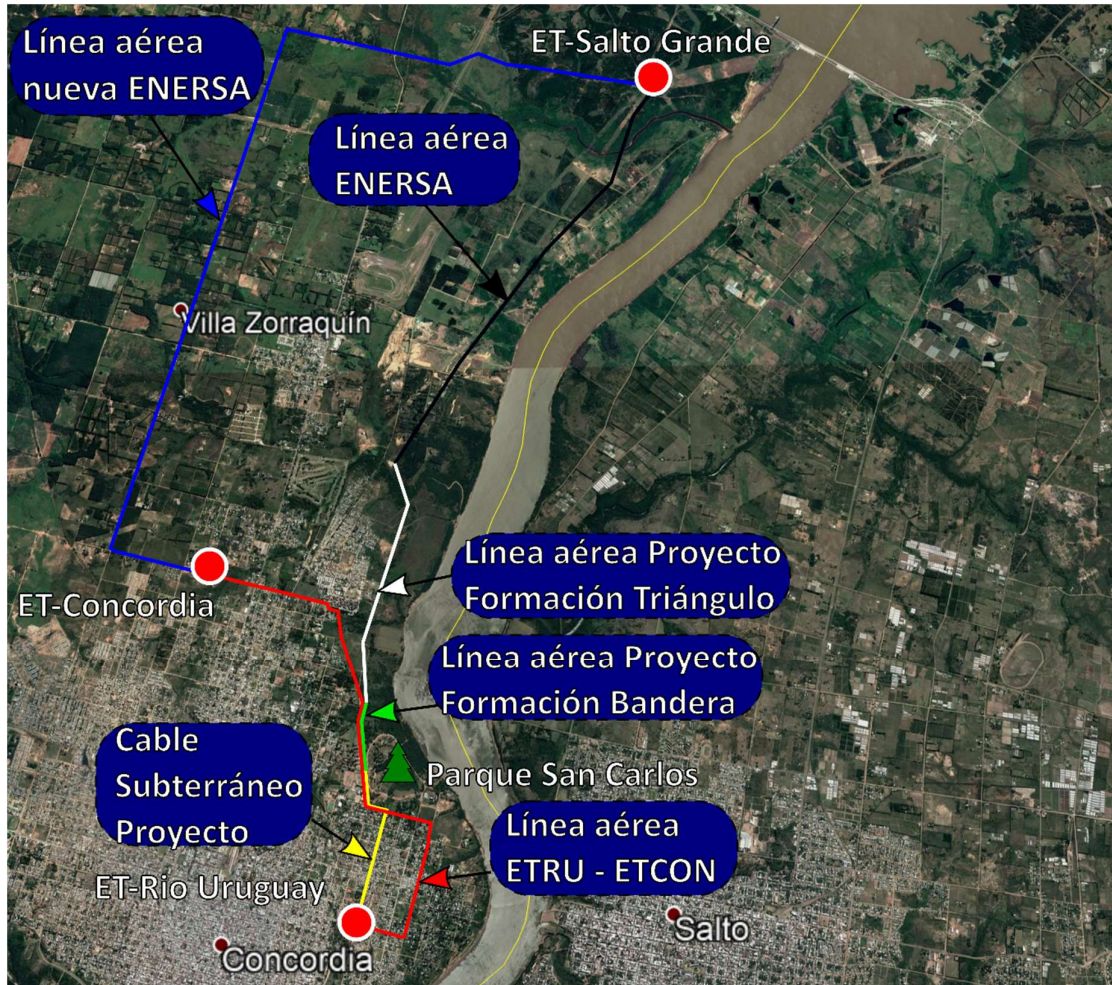


Fig. 2—1.3. Anillado de la red local en 132kV.



## 2.2 Empalme con línea vieja

### 2.2.1 Lugar de empalme

El lugar de intersección del tramo nuevo con la línea existente se encuentra a una distancia aproximada de 6,9km del desarrollo de esta, partiendo desde ET SG.



Fig. 2—2. Lugar de empalme con línea actual.

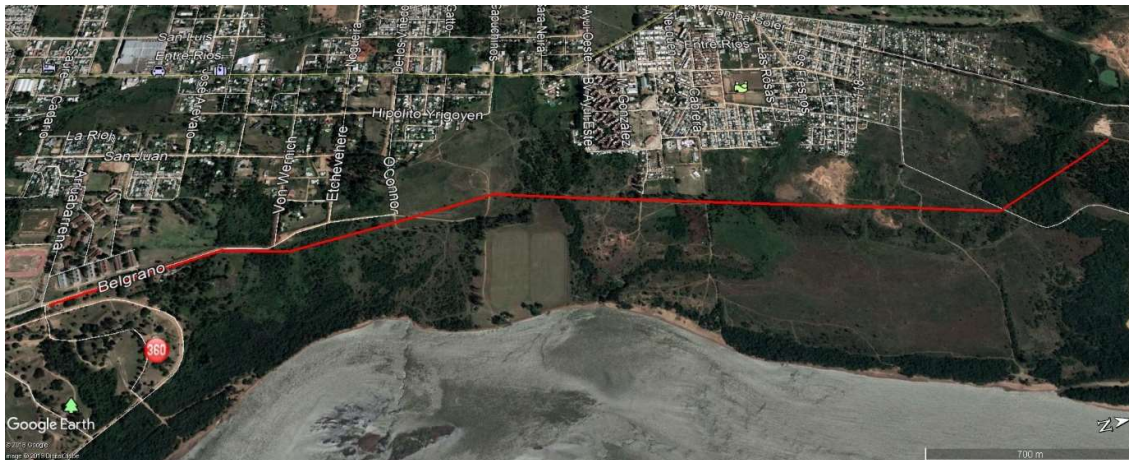


Fig. 2—2.1. Traza tramo aéreo.

## 2.3 Tramo con formación en triángulo

### 2.3.1 Características generales

Una de las primeras características a seleccionarse en una línea transmisión es la longitud que tendrán sus vanos, ya que en base a ella se determinará la tensión mecánica a la que estarán sometidos los conductores, la flecha de los mismos que a su vez determina la altura de las torres

y como consecuencia las dimensiones de las bases. Con el fin de definir dicha longitud se tendrá en cuenta:

- Vano económico
- Ubicación de las retenciones angulares
- Practicidad en la ejecución del montaje (selección de grúa)
- Unificación los componentes de la línea
- Disponibilidad de columnas

En la siguiente gráfica se observa que el costo de la línea disminuye con el aumento del vano hasta un vano de unos 400m para luego volver a incrementarse:

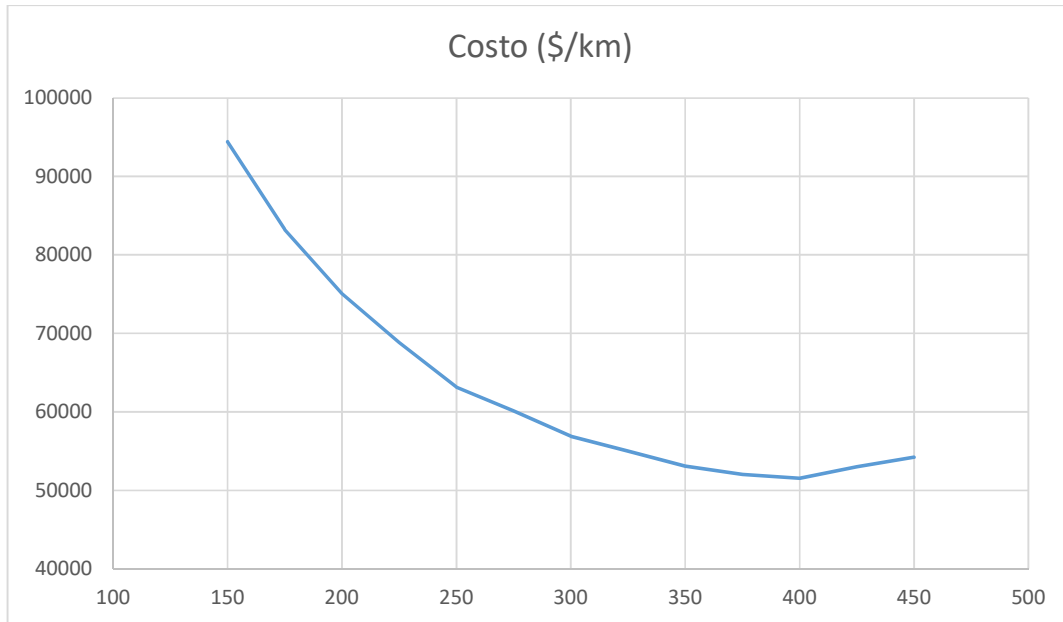


Fig. 2—5. Curva de costo de la línea.

Aun así, si se tienen en cuenta los ítems mencionados el vano seleccionado es de 200 metros y como el tramo considerado tiene una longitud de 3,3km y con 4 vértices se tendrá un total de 14 torres de suspensión y 4 torres de retención.

### 2.3.2 Características de conductor

Con el fin de seleccionar adecuadamente el conductor se debe tener la precaución de no limitar la capacidad de la línea existente, así como tampoco exralimitarse.

De acuerdo a lo anterior se adoptara la misma sección del conductor de la línea existente que une la ET SG con la ET Concordia, la cual es 300/50 mm<sup>2</sup> de Al/Ac.

El conductor adoptado es del tipo PRYSALAC de aluminio con alma de acero hecho por Prysmian con las siguientes especificaciones:

Tabla 2—1. Características del conductor

Característica	Valor	Unidad
Sección nominal	300/50	mm <sup>2</sup>
Formación de aluminio	26 x 3,86	N° x mm
Formación de acero	7 x 3,00	N° x mm

Diámetro exterior	24,5	mm
Masa	1230	kg/km
Carga de rotura	10700	kg
Resistencia 20°C y CC	0,0949	Ω
Capacidad de corriente <sup>1</sup>	650	A
Coefficiente de dilatación	19,1x10 <sup>-6</sup>	°C <sup>-1</sup>
Módulo de elasticidad	7700	daN/mm <sup>2</sup>

### 2.3.3 Características del hilo de guardia

La línea cuenta de un hilo de guardia de acero con las siguientes características:

Tabla 2—2. Características del hilo de guardia

Característica	Valor	Unidad
Sección nominal	50	mm <sup>2</sup>
Formación de acero	7 x 3,00	N° x mm
Diámetro exterior	9	mm
Masa	394	kg/km
Carga de rotura	5710	kg
Coefficiente de dilatación	11,6x10 <sup>-6</sup>	°C <sup>-1</sup>
Módulo de elasticidad	20000	daN/mm <sup>2</sup>

### 2.3.4 Puesta a tierra

Se pondrá a tierra el hilo de guardia a través de la armadura metálica de los postes así como todos los elementos metálicos que no estén a potencial para cada piquete. El valor de la resistencia del circuito de puesta a tierra no debe superar los 10 ohm.

Según la AEA 95301 la instalación de puesta a tierra de protección debe estar diseñada para que en caso de falla, la tensión de paso y de contacto, en cualquier punto accesible a las personas que puedan circular o permanecer, no superen el valor determinado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_{ca} = K/t^n$$

En donde  $K$  y  $n$  son coeficientes determinados en la AEA95301 y  $t$  es el tiempo de actuación de las protecciones asociadas. Considerando los valores que se presentan en la siguiente tabla:

Característica	Valor
Resistencia de puesta a tierra de la ETSG (Ω)	0,1
Resistencia de puesta a tierra de la ETRU (Ω)	0,1
Resistencia de puesta a tierra de las columnas (Ω)	10
Tiempo de actuación de las protección ante la falla considerada (ms)	100
Corriente de falla a tierra (A)	5717
$V_{ca}$ (V)	720

Dando como resultado una tensión en el sistema de puesta a tierra:

$$V_{RedTierra} = 481$$

Que evidentemente es menor que  $V_{ca}$ .

<sup>1</sup> Para temperatura ambiente 40°C, cable expuesto al sol, al nivel del mar y viento 0.6m/s.

Por otra parte se debe tener en cuenta que la distancia de las puestas a tierra de la línea considerada con respecto a otros sistemas eléctricos será mayor a 20m y la colación de puesta a tierra a alambrados paralelos (los que se encuentren a 15m a cada lado de la línea) y de cruce con línea.

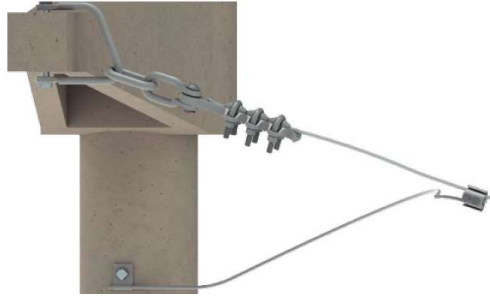


Fig. 2—6. Conexión de puesta a tierra del hilo de guardia

El conexionado de puesta a tierra se realizará hincando una jabalina normalizada, según norma IRAM 2309, esta es una barra de acero con punta cónica y recubierta con una película de cobre adherida electrolíticamente y un conductor de acero-cobre de 35mm<sup>2</sup> que la vincula eléctricamente con la columna.

#### 2.3.4.1 Verificación de la resistencia de puesta a tierra ante descargas atmosféricas

Para disminuir las fallas debidas a tensiones residuales elevadas por descargas de rayos sobre la estructura o cable de guardia, el valor de la resistencia de transición de la puesta a tierra (con el conductor de tierra desconectado del cable de guardia) debe ser menor que el determinado por:

$$R_{Trans} < R_x = BIL/I_{rayo}$$

Teniendo en cuenta el nivel de aislación de la línea y la corriente de rayo típico:

$R_{Trans}$ ( $\Omega$ )	10
$BIL$ (kV)	750
$I_{rayo}$ (kA)	10
$R_x$ ( $\Omega$ )	75

Se encuentra que la resistencia de transición cumple con la restricción.

#### 2.3.5 Piquetes de suspensión

##### 2.3.5.1 Características de los aisladores

Los aisladores adoptados en las torres de suspensión son de tipo line post poliméricos con núcleo de fibra de vidrio embebidos en resina epoxi y recubierta de silicona. El fabricante es NGK y el aislador tiene las siguientes características:

Tabla 2—3. Características de line post

Característica	Valor	Unidad
Código	L2-SN291-13	-
Nº de polleras	29	-
Longitud	1366	mm
Distancia de arco	1130	mm
Descarga a baja frecuencia (seco/mojado)	475/420	kV



Descarga a impulso (Positivo/Negativo)	700/770	kV
Carga máxima de diseño	7,4	kN
Peso	29,4	kg



Fig. 2—7. Aislador Line Post

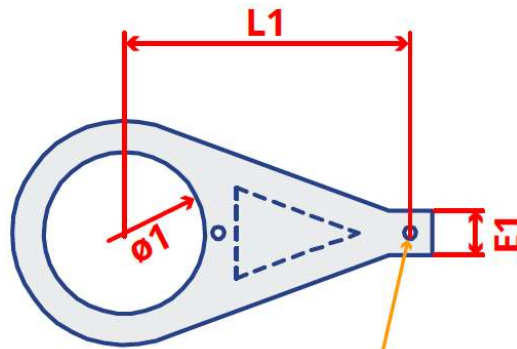
#### 2.3.5.2 Diseño del cabezal

El cabezal está compuesto por un aislador line post para cada fase que va fijado a la estructura, una ménsula para el hilo de guardia y la correspondiente morsetería. El cabezal está diseñado para que el hilo de guardia cubra a los conductores en un cono de 60° y cumpliendo la separación entre fase-fase y fase-tierra según la reglamentación AEA 95301. Sus dimensiones y disposición se muestran en la página número 9 de la *Memoria de Planos*. A continuación se presenta las impedancias calculadas de la línea:

Parámetro	Secuencia 1	Secuencia 0	Unidad
Resistencia	0,10	0,40	$\Omega$ /km
Reactancia	0,355	1,29	$\Omega$ /km
Capacitancia	10,2	5,54	nF/km

#### 2.3.5.2.1 Ménsula del hilo de guardia

Con la finalidad de reducir el tamaño del cabezal y por lo tanto la altura de las estructuras utilizadas se utilizó una ménsula para el hilo de guardia con las siguientes dimensiones:



**Agujero con caño  
3/4" Galvanizado**

Fig. 2—8: Esquema de la ménsula del hilo de guardia

Dimensión	Valor	Unidad
L1	65	cm
E1	10	cm
$\phi 1$	35	cm



El código artículo es KMS 050/33 y pertenece al fabricante Electra Mercedes.

### 2.3.5.3 Morsetería y herrajes

La morsetería/herrajes utilizados por piquete se detalla en la tabla presentada a continuación:

Tabla 2—4. Morsetería/herraje de torres de suspensión en triángulo

Tipo	Imagen	Fabricante	Código
Grapa de suspensión para hilo de guardia		Emprel SRL	0338204006009
Base para grapa de suspensión de hilo de guardia		Emprel SRL	03170301
Grapa de suspensión line post para conductores		Emprel SRL	GSC 08
Preform rod para conductores		Emprel SRL	0347023000050

Conector de puesta a tierra de estructuras		Emprel SRL	0334740022050
Morseto para puesta a tierra		Emprel SRL	0334710022050

#### 2.3.5.4 Características de las estructuras

Las estructuras seleccionadas mediante cálculos (ver página número 164 de la *Memoria de Cálculos*) se presentan a continuación con su correspondiente número de piquete al que pertenecen.

Tabla 2—5. Características de las estructuras de suspensión en triángulo

N° de piquete	Tipo de suspensión	Altura (m)	Peso (daN)	Diámetro (cm)	Carga máx. (daN)
2	S	17	3960	30	3000
3	S	17	3960		
5	S	17	3960		
6	S+2	19	4620		
7	S+2	19	4620		
8	S	17	3960		
9	S	17	3960		
10	S	17	3960		
11	S	17	3960		
12	S	17	3960		
13	S	17	3960		
15	S+1	18	4300		
16	S	17	3960		
17	S	17	3960		

#### 2.3.5.5 Características de las bases

A continuación se detalla el tipo de base utilizada en cada piquete, así como sus características más relevantes.

Tabla 2—6. Características de las bases de suspensión en triángulo

N° de piquete	Tipo de base	Hormigón armado	Terreno inundable	Volumen (m <sup>3</sup> )	Tipo de hormigón
2	Pöhl	Si	No	3,55	H-17
3	Pöhl	Si	Si	4,15	
5	Pöhl	Si	Si	4,15	
6	Pöhl	Si	No	3,91	
7	Pöhl	Si	No	4,34	
8	Pöhl	Si	Si	4,15	
9	Pöhl	Si	Si	4,15	
10	Pöhl	Si	Si	4,15	

11	Pöhl	Si	Si	4,15	
12	Pöhl	Si	Si	4,15	
13	Pöhl	Si	Si	4,15	
15	Pöhl	Si	Si	4,25	
16	Pöhl	Si	Si	4,15	
17	Pöhl	Si	Si	4,15	

### 2.3.6 Piquetes de retención

#### 2.3.6.1 Características de los aisladores

Se trata de un aislador polimérico con materiales de acero galvanizado y un núcleo de fibra de vidrio resinado. Este producto es comercializado por Emprel SRL y tiene las siguientes características técnicas:

Tabla 2—7. Características de los aisladores de retención

Característica	Valor	Unidad
Código	-	-
Distancia de fuga	4500	mm
Longitud	1500	mm
Distancia de arco	1290	mm
Descarga a baja frecuencia (seco/mojado)	415/355	kV
Descarga a impulso (Positivo/Negativo)	-	kV
Carga máxima de diseño	120	kN
Peso	-	kg



Fig. 2—9. Aislador polimérico

#### 2.3.6.2 Diseño del cabezal



El cabezal está compuesto por aisladores poliméricos para cada fase que van fijados a las ménsulas, una ménsula para el hilo de guardia y la correspondiente morsetería. El cabezal está diseñado para que el hilo de guardia cubra a los conductores en un cono de 60° y cumpliendo la separación entre fase-fase y fase-tierra según la reglamentación AEA 95301. Sus dimensiones y disposición se muestran en la página número 11 de la *Memoria de Planos*.

### 2.3.6.3 Morsetería

La morsetería utilizada por piquete se detalla en la tabla presentada a continuación:

Tabla 2—8. Morsetería/herraje de torres de retención en triángulo

Tipo	Imagen	Fabricante	Código
Estribo de retención para ménsula de conductor e HG		Emprel SRL	03161581158
Yugo de retención		Emprel SRL	3080103
Anillo con ojal plano (unión estribo-yugo)		Emprel SRL	03240338
Orbita con ojal (unión yugo-aislador)		Emprel SRL	031001001
Badajo con ojal (unión yugo-aislador)		Emprel SRL	03240382
Morsa de retención		Emprel SRL	0338102240300
Prolongación (unión yugo-morsa de retención)		Emprel SRL	0335169016
Morseto de retención del hilo de guardia		Emprel SRL	0338303006009
Grillete (unión morseto HG-estribo HG)		Emprel SRL	032002220

Morseto de unión de conductores		Emprel SRL	0334812022025
Morseto de unión hilo de guardia		Emprel SRL	0334710022050

#### 2.3.6.4 Características de las estructuras

Las estructuras seleccionadas mediante cálculos (ver las páginas número 1, 42, 82, 123 de la *Memoria de Cálculos*) se presentan a continuación con su correspondiente número de piquete al que pertenecen.

Tabla 2—9. Características de las estructuras de retención en triángulo

N° de piquete	Tipo de retención	Ángulo (deg)	Altura (m)	Peso (daN)	Diámetro (cm)	Carga máx. (daN)
1	RA 1	48	18	3 x 3550	27	2100
4	RA 2	34	17	3 x 3280	27	2100
14	RA 3	20	18	3 x 3550	27	2100
18	RA 4	18	17	2 x 4950	35	4500

#### 2.3.6.5 Características de las bases

A continuación se detalla el tipo de base utilizada en cada piquete, así como sus características más relevantes.

Tabla 2—10. Características de las bases de retención en formación triángulo

N° de piquete	Tipo de base	Hormigón armado	Terreno inundable	Volumen (m <sup>3</sup> )	Tipo de hormigón
1	Pöhl	Si	No	23,4	H-17
4	Pöhl	Si	Si	23,73	
14	Pöhl	Si	Si	25	
18	Pöhl	Si	Si	20,7	

## 2.4 Tramo con formación en bandera

### 2.4.1 Características generales

Este tramo tiene una longitud de 1km con un vano óptimo de 100 metros y 1 vértices lo que deja un total de 7 torres de suspensión y 1 torres de retención.

### 2.4.2 Características de conductor

El conductor seleccionado para este tramo es el mismo que el utilizado en el tramo de línea en formación triángulo (ver [TABLA 2—1](#)).

### 2.4.3 Características del hilo de guardia

El conductor seleccionado para este tramo es el mismo que el utilizado en el tramo de línea en formación en triángulo (ver [TABLA 2—2](#)).

#### 2.4.4 Puesta a tierra

La puesta a tierra en los piquete en formación tipo bandera se realiza de igual manera que en la detalla en la formación en triángulo (ver **2.3.4 PUESTA A TIERRA**).

#### 2.4.5 Piquetes de suspensión

##### 2.4.5.1 Diseño del cabezal

El cabezal está compuesto por un aislador line post para cada fase que va fijado a la estructura, una ménsula para el hilo de guardia y la correspondiente morsetería. El cabezal está diseñado para que el hilo de guardia cubra a los conductores en un cono de 60° y cumpliendo la separación entre fase-fase y fase-tierra según la reglamentación AEA 95301. Sus dimensiones y disposición se muestran en la página número 10 de la *Memoria de Planos*. A continuación se presentan las impedancias calculadas de la línea:

Parámetro	Secuencia 1	Secuencia 0	Unidad
Resistencia	0,10	0,40	$\Omega$ /km
Inductancia	0,37	1,27	$\Omega$ /km
Capacitancia	9,86	5,83	nF/km

##### 2.4.5.2 Características de los aisladores

Los aisladores seleccionados en este tipo de formación son los mismos que los adoptados para la formación en triángulo (ver **TABLA 2—3** en pág. 12).

##### 2.4.5.3 Morsetería

La morsetería utilizada en este tipo de formación es la misma que la utilizada en la formación triángulo (ver **TABLA 2—4** en pág. 14).

##### 2.4.5.4 Características de las estructuras

Las estructuras seleccionadas mediante cálculos (ver página número 273 de la *Memoria de Cálculos*) se presentan a continuación con su correspondiente número de piquete al que pertenecen.

N° de piquete	Tipo de suspensión	Altura (m)	Peso (daN)	Diámetro (cm)	Carga máx. (daN)
19	S	16	3400	30	3000
20	S	16	3400		
22	S	16	3400		
23	S	16	3400		
24	S+1	17	3960		
25	S	16	3400		
26	S	16	3400		

##### 2.4.5.5 Características de las bases

A continuación se detalla el tipo de base utilizada en cada piquete, así como sus características más relevantes.

N° de piquete	Tipo de base	Hormigón armado	Terreno inundable	Volumen (m <sup>3</sup> )
19	Pöhl	Si	Si	3,79
20	Pöhl	Si	Si	3,79
22	Pöhl	Si	No	3,23
23	Pöhl	Si	No	3,23
24	Pöhl	Si	No	3,29

25	Pöhl	Si	No	3,23
26	Pöhl	Si	No	3,23

## 2.4.6 Piquetes de retención

### 2.4.6.1 Diseño del cabezal

El cabezal está compuesto por aisladores poliméricos para cada fase que van fijados a las ménsulas, una ménsula para el hilo de guardia y la correspondiente morsetería. El cabezal está diseñado para que el hilo de guardia cubra a los conductores en un cono de 60° y cumpliendo la separación entre fase-fase y fase-tierra según la reglamentación AEA 95301. Sus dimensiones y disposición se muestran en la página número 11 de la *Memoria de Planos*.

### 2.4.6.2 Características de los aisladores

Los aisladores seleccionados en este tipo de formación son los mismos que los adoptados para la formación en triángulo (ver **TABLA 2—7** en pág. 16).

### 2.4.6.3 Morsetería

La morsetería utilizada en este tipo de formación es la misma que la utilizada en la formación triángulo (ver **TABLA 2—8** en pág. 17).

### 2.4.6.4 Características de las estructuras

Las estructuras seleccionadas mediante cálculos (ver página número 232 de la *Memoria de Cálculos*) se presentan a continuación con sus características y su correspondiente número de piquete al que pertenecen.

N° de piquete	Tipo de retención	Ángulo (deg)	Altura (m)	Peso (daN)	Diámetro (cm)	Carga máx. (daN)
21	RA 5	22	16	2 x 4350	35	4500

### 2.4.6.5 Características de las bases

A continuación se detalla el tipo de base utilizada en cada piquete, así como sus características más relevantes.

N° de piquete	Tipo de base	Hormigón armado	Volumen (m <sup>3</sup> )
21	Pöhl	Si	15,23



## 2.5 Traspaso aéreo-subterráneo

### 2.5.1 Ubicación

El traspaso de la línea aérea en bandera a cable subterráneo tendrá una ubicación en donde se priorizó el impacto visual de dicha estructura, por tal motivo su ubicación será antes de llegar a la fachada del parque San Carlos como se muestra en la siguiente imagen satelital:



Fig. 2—10. Lugar de traspaso aéreo-subterráneo

### 2.5.2 Estructura

La estructura utilizada es una columna tubular de acero (ver página número 316 de la *Memoria de Cálculos*) con el fin de reducir el tamaño de la misma y así disminuir el impacto visual. El plano de dicha estructura se encuentra la página número 16 de la *Memoria de Planos*.

#### 2.5.2.1 Dimensiones de las estructuras y base

Los datos más representativos de este piquete se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 11. Estructura terminal

N° de piquete	Tipo de retención	Ángulo (deg)	Altura (m)	Peso (daN)	Diámetro (cm)	Carga máx. (daN)
27	Terminal	-	17	8000	45	24000

Tabla 12. Base de estructura terminal

N° de piquete	Tipo de base	Hormigón armado	Terreno inundable	Volumen (m <sup>3</sup> )
27	Pöhl	Si	No	16,6

## 2.6 Línea de media tensión

Desde el piquete 21 al 27 se encuentra una línea de media tensión cuya traza se superpone sobre la planteada, así como también un transformador de media tensión, como se muestra a continuación:

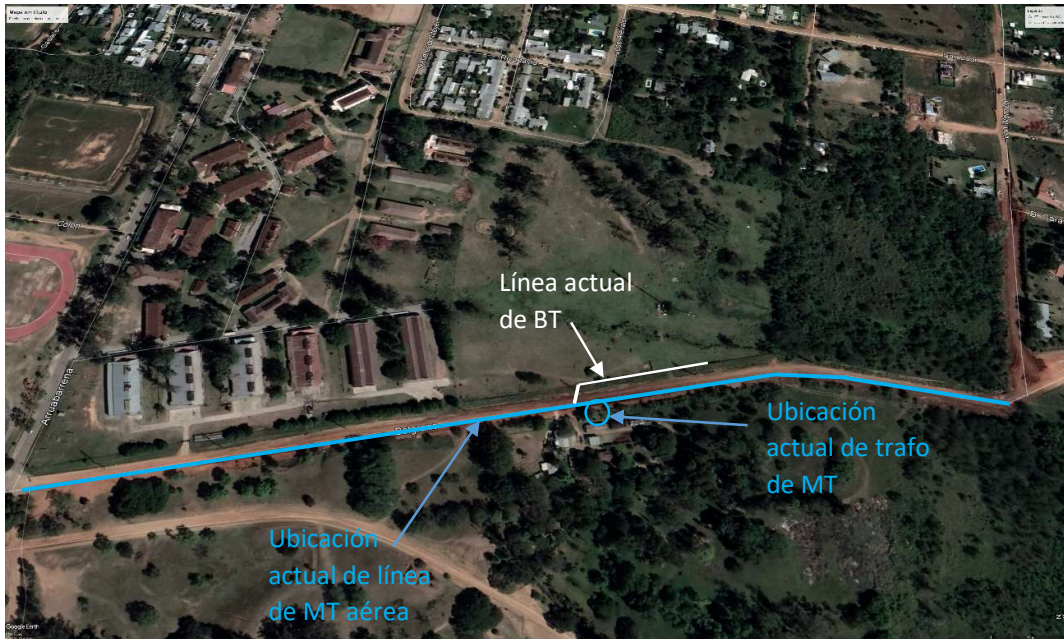


Fig. 2—21. Estado actual, líneas media y baja tensión

Con el fin de liberar la traza para la línea de 132kV, la línea de media tensión se deberá pasar a cable subterráneo y el transformador ser reubicado como se observa en la siguiente imagen:

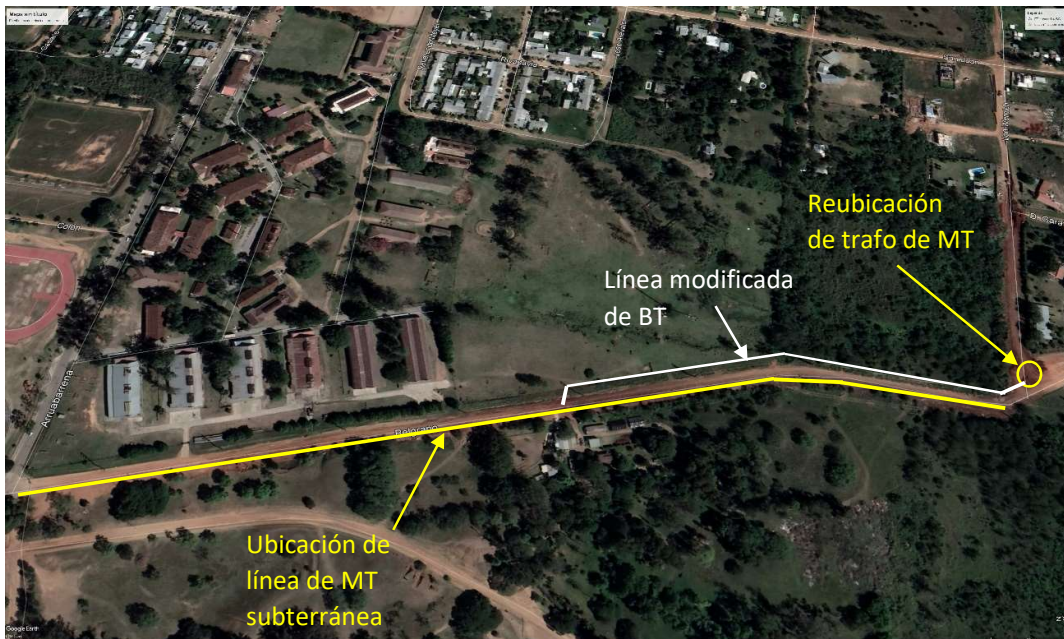


Fig. 2—32. Modificación propuesta



El transformador quedaría reubicado a una distancia de 400m del extremo del conductor de baja tensión mostrado en la imagen previa.

### 3 Tramo de cable subterráneo

#### 3.1 Introducción

La necesidad de implementar conductores subterráneos surge de no ser viable una traza aérea a través de la ciudad hacia la subestación Río Uruguay. Buscando hacer el tramo lo más corto posible, para optimizar recursos.

#### 3.2 Traza

##### 3.2.1 Alternativa N°1

En esta traza, se conecta la ETRU con el punto de traspaso a línea aérea, siguiendo el recorrido desde la ETRU por calle Bv. Maipú hasta calle Mario Muñoz y por ésta última hasta Belgrano, donde continúa hasta el punto del traspaso. Posee una longitud de 2000m



Fig. 2—1. Traza alternativa N°1

#### Ventajas:

- Veredas amplias
- Tránsito reducido
- Doble mano
- Calzada amplia y sin asfalto
- Escasez de comercios
- Existencia de varios terrenos baldíos a lo largo del trayecto

#### Desventajas:

- El trayecto es levemente más largo al de la segunda opción
- En la cuadra próxima al parque Rivadavia se tiene en una de las veredas una torre retención de la línea de 132kV y en la otra vereda el terreno está considerablemente más elevado que la calle.

En la siguiente foto se pueden apreciar lo expuesto anteriormente.



Fig. 2—2. Estado de las veredas calle Maipú

### 3.2.2 Alternativa N°2

En esta opción se sale de la subestación por calle Lavalle y se continúa por la misma hasta calle Echagüe para luego tomar Belgrano hasta el punto de traspaso a aéreo.



Fig. 2—3. Traza alternativa N°2

#### **Ventajas:**

- Calzada considerablemente más amplia que la primera opción
- Doble mano
- Calzada de tierra
- Camino más directo
- Vereda considerablemente más amplia que la primera opción

#### **Desventajas:**

- El trayecto atraviesa zonas residenciales
- Se observa un mayor número de comercios

De lo expuesto anteriormente se selecciona como traza la Alternativa N°1

### 3.3 Análisis de las interferencias

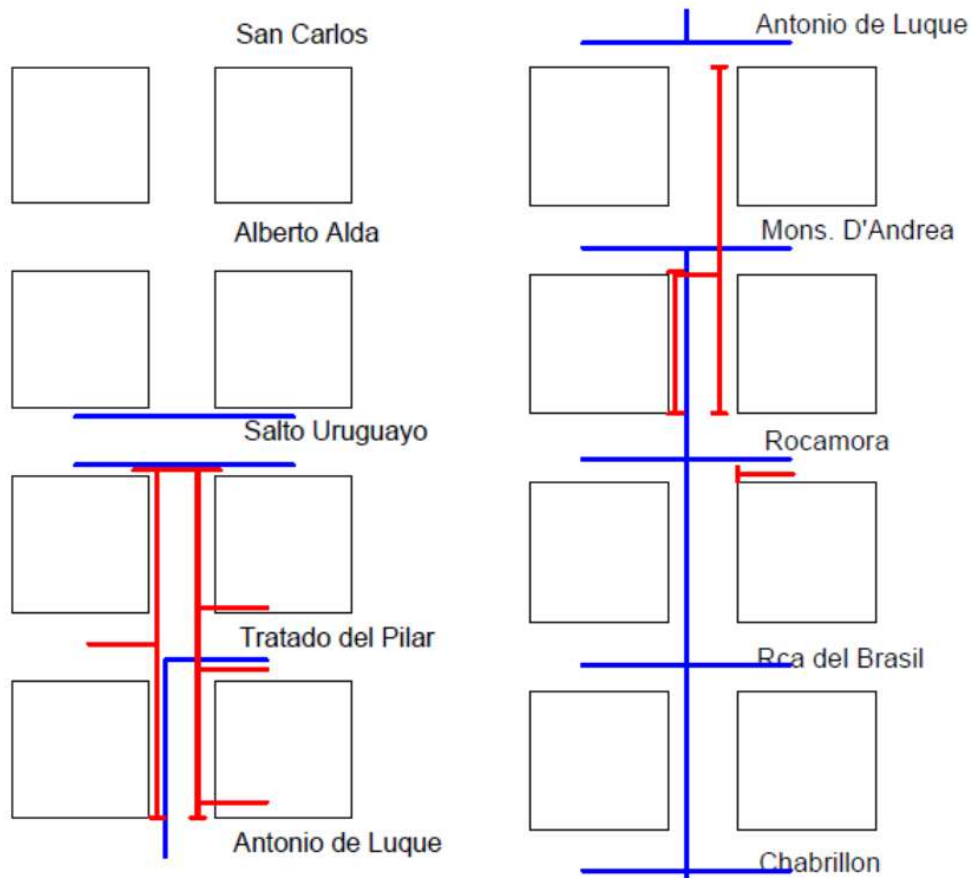
Con el fin de obtener un trazado óptimo se tuvo en cuenta los posibles cruces con:

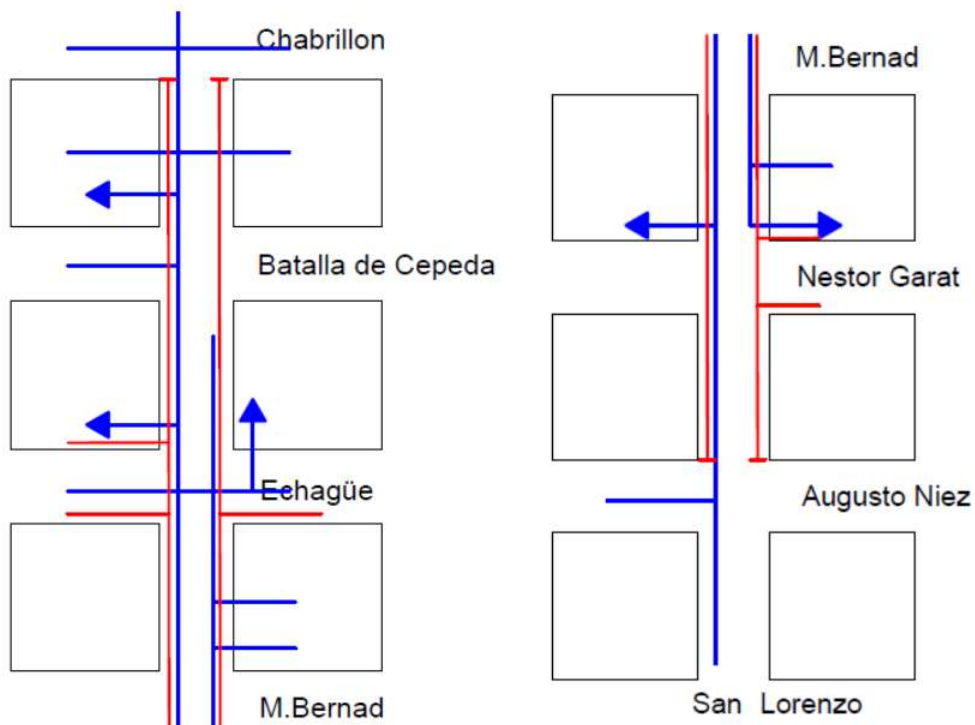
- Vías de tren
- Arroyos
- Conductos de agua
- Conductores subterráneos de energía eléctrica
- Cableado telefónico subterráneo
- Conductos de gas
- Otros

Tomando como acercamiento máximo lo recomendado en la AEA 95101, estas distancias se resumen en la siguiente tabla.

Tipo de interferencia	Acercamiento máximo (m)
Cañería de agua	0,5
Cañería de gas	1
Cableado telefónico	0,5
Estructuras	0,5

Las distancias dispuestas en la tabla anterior serán aplicadas, según corresponda, en las interferencias mostradas en las siguientes imágenes:





En las cuales las líneas de color azul denotan cañerías de agua y las líneas rojas cañerías de gas.

Luego de analizar las interferencias se opta por realizar el tendido por calle Maipú sobre la vereda oeste, desde la subestación río Uruguay hasta calle Mario Muñoz, y continuar hasta esquina Belgrano y continuar por esta.

### 3.4 Obra civil

A la hora de construir un electroducto de cable subterráneo surge la pregunta qué tipo de ducto es el más conveniente.

En otras obras los cables se colocaban directamente enterrados con una protección de arena y losetas de hormigón. De este modo, para hacer el tendido del cable era necesario que la zanja se encontrara abierta en toda su longitud entre fosas de empalme. Se limitaba el tamaño de las bobinas a 600 metros, a fin de limitar también la longitud de zanja abierta. Además, los tiempos que transcurrían hasta el tapado de la zanja eran demasiado prolongados.

Con el objetivo de eliminar los problemas mencionados se ha estandarizado la utilización de ductos conformados por tubos de polietileno de alta densidad inmersos en un bloque de hormigón. Esto permite independizar la ejecución del ducto con el tendido del cable, dejando este último para cuando esté terminada la obra civil, con lo cual la longitud entre fosas no estará limitada por la longitud permitida de la excavación, sino por la longitud de las bobinas. De este modo hacer tendidos más largos y reducir la cantidad de empalmes. Se reducen la longitud de zanja abierta y el tiempo durante el cual la misma está abierta. Permite realizar las tareas en forma sectorizada y optimizar la utilización de cuadrillas y equipos de tendido (excavación, hormigonado, tapado y reparación y tendido de conductores), se reduce notablemente el impacto de las excavaciones.

Además de la ventaja antes mencionada, este tipo de ducto garantiza una muy buena protección de la instalación frente a obras de otras empresas, lo cual es imprescindible en este tipo de cables.

En la siguiente figura se aprecia el corte transversal de un electroducto.

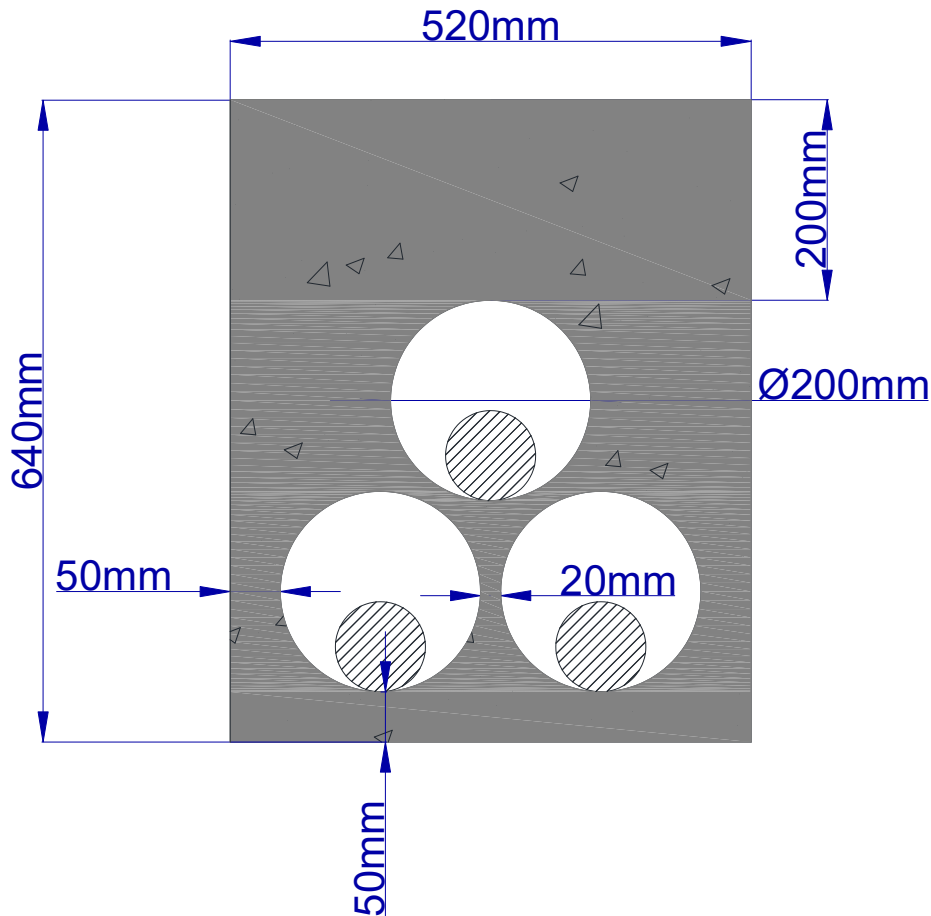


Fig. 2—4. Corte macizo de hormigón con conductores.

Siendo éstas las medidas mínimas especificadas por la norma. Lo cual implica el uso de 470m<sup>3</sup> de hormigón para cubrir la totalidad de la traza.

Considerando que los ductos de gas que se deben cruzar están a una profundidad de 0,7m y tienen un diámetro de 0,5m, la profundidad de la zanja a realizar oscilara entre 1,3m y 3m dependiendo del terreno (ver planos en la páginas número 23-31 de la *Memoria de Planos*), para cumplir con las especificaciones de la norma.

#### 3.4.1 Ejecución de la obra civil

La ejecución de la obra civil es la etapa en donde se producen los impactos ambientales con la sociedad. Una buena planificación de las tareas durante la confección del proyecto permite reducir al mínimo las molestias que puedan ocasionarse. Es conveniente destacar que estos impactos son temporarios, correspondiendo a afectaciones puntuales de niveles sonoros, calidad del aire por emisiones de material particulado y gases, interacciones con el medio



urbano ya sea en función de los vecinos frentistas, como del tránsito de las calles durante las obras.

Los impactos más significativos de esta etapa corresponden a los posibles accidentes que pudieran ocurrir, tanto de personas o con estructuras pre existentes, debido a que el proyecto se desarrolla sobre un ámbito urbano casi pleno.

Se debe pensar que las excavaciones generan un gran movimiento de tierra. En las zonas en donde se desarrolle la traza se circulará con una gran cantidad de camiones y maquinarias. La gran circulación de maquinaria mencionada anteriormente, o la sola existencia de una zanja abierta son riesgos potenciales para los peatones o vehículos. Durante la ejecución de las tareas debe cuidarse la seguridad en la vía pública. Es por esto que nunca debe descuidarse la señalización y el vallado del área de trabajo. La señalización diurna se debe hacer con una cantidad adecuada de carteles indicadores de los peligros a los que se exponen las personas. La señalización nocturna debe hacerse con balizas luminosas que permitan visualizar la zona de trabajo sin inconvenientes.

Otras premisas importantes en el tema de seguridad son la contención de la tierra en cajones y el tapado de la zanja con rejillas cuando no se está trabajando en ella.

Estas consideraciones además de permitir trabajar con las condiciones adecuadas de seguridad hacen que se minimice el impacto.

La excavación de las zanjas, donde se produzcan interferencias, se realizara en forma manual para evitar posibles daños o deterioros sobre otras instalaciones. A fin de optimizar el avance de obra y según lo mencionado anteriormente, la utilización de ductos permitirá trabajar en forma sectorizada, sin necesidad de abrir grandes longitudes de zanjeo. Si se dividen las obras por frentes de trabajo, cada frente abarcará 200 metros aproximadamente y se dividirá en tres tramos perfectamente identificados:

- Excavación
- Hormigonado
- Tapado y reparación de veredas y calzadas.

Durante la ejecución del macizo de hormigón, se dejarán ventanas cada 300 metros para la colocación de rodillos o empujadores que ayuden en el momento del tendido.



*Fig. 2—5. Rodillos para tendido de cable.*

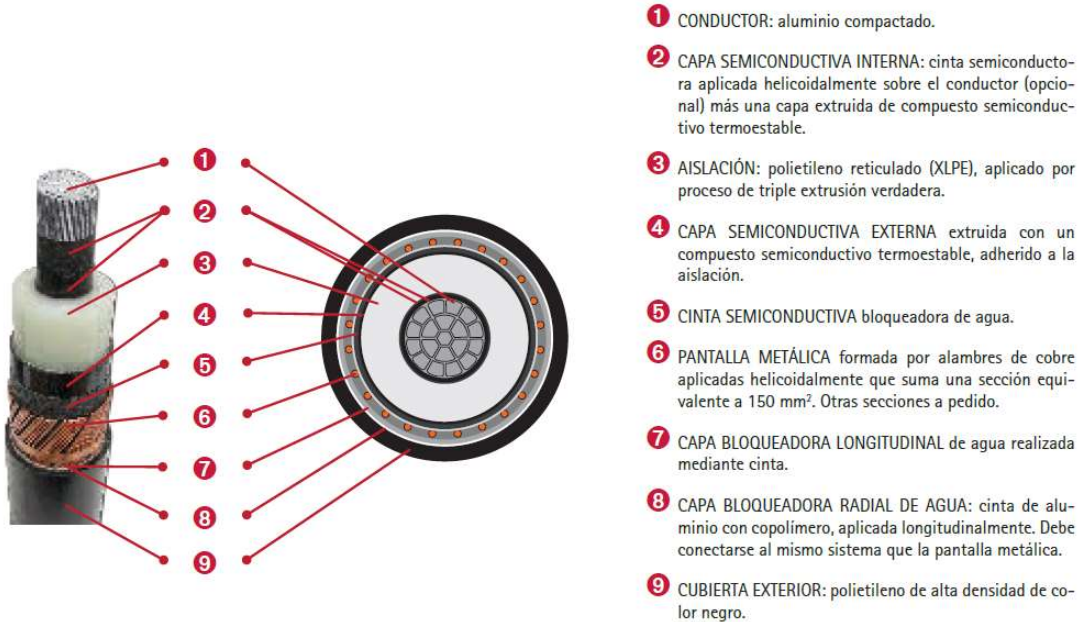
La longitud de las bobinas de cable será la que determine la distancia entre empalmes, y por ende, la cantidad de los mismos. Siempre es conveniente realizar la menor cantidad de empalmes, por un aspecto económico y por un aspecto de ambiental, ya que en la ejecución de



fosas genera un impacto mayor al de la zanja. La limitación en la longitud de las bobinas puede deberse a cuestiones de fabricación o a cuestiones de transporte.

### 3.5 Selección del cable

De acuerdo a la potencia a transmitir se selecciona para el tramo subterráneo cable unipolar de aluminio de 630mm<sup>2</sup>, con una capacidad de 725A.



HV-CWS ALUMINIO VOLTAJE NOMINAL DE 132 kV A 138 kV

Calibre conductor mm <sup>2</sup>	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación nominal mm	Sección pantalla de alambres de cobre mm <sup>2</sup>	Espesor cubierta mm	Diámetro total aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Resistencia máx. a 20 °C CC Ω/km	Capacidad µF/km	Capacidad de corriente a 30 °C (1)	
									Aterrizado en ambos extremos A	Pantallas cruzadas (Cross Bonded) A
400	23,4	18	150	3,4	80,2	6.334	0,0778	0,15	416	555
500	26,7	18	150	3,5	843,8	6.918	0,0605	0,16	448	635
630	30,0	18	150	3,6	87,8	7.642	0,0469	0,17	479	725
800	34,0	18	150	3,8	92,4	8.499	0,0367	0,19	506	822
1000	39,6	18	150	4,0	98,6	9.591	0,0291	0,21	531	924

#### 3.5.1 Impedancias del cable

La resistencia y capacitancia son especificadas por el fabricante del cable, la reactancia dependerá de la disposición de las fases, es decir si las fases están dispuestas coplanares o al tresbolillo.

En el caso en estudio se tiene una disposición de los conductores al tresbolillo y cada fase tiene su propia malla. Utilizando el software NEPLAN se llevó a cabo el cálculo de las impedancias de secuencia del cable, las cuales se resumen a continuación:

Parámetro	Secuencia 1	Secuencia 0	Unidad
Resistencia	0,116	0,164	Ω/km
Inductancia	0,126	0,076	Ω/km
Capacitancia	0,154	0,154	µF/km

### 3.6 Puesta a tierra del cable

#### 3.6.1 Introducción

En las mallas metálicas de cables unipolares de potencia se pueden inducir voltajes y corrientes. La corriente inducida en la malla es indeseada ya que genera pérdidas de potencia, reduciendo la capacidad del cable, mientras que el voltaje inducido puede generar choques eléctricos en los trabajadores que realizan mantenimiento en la línea. Esto significa que es muy importante conocer los valores de corrientes de malla, voltajes inducidos y los factores que los afectan.

#### 3.6.2 Tipos de puesta a tierra de la malla

##### 3.6.2.1 Conexión rígida a tierra

En este tipo de puesta a tierra se colocan rígidamente a tierra los dos extremos de la malla, como se muestra en la siguiente imagen.

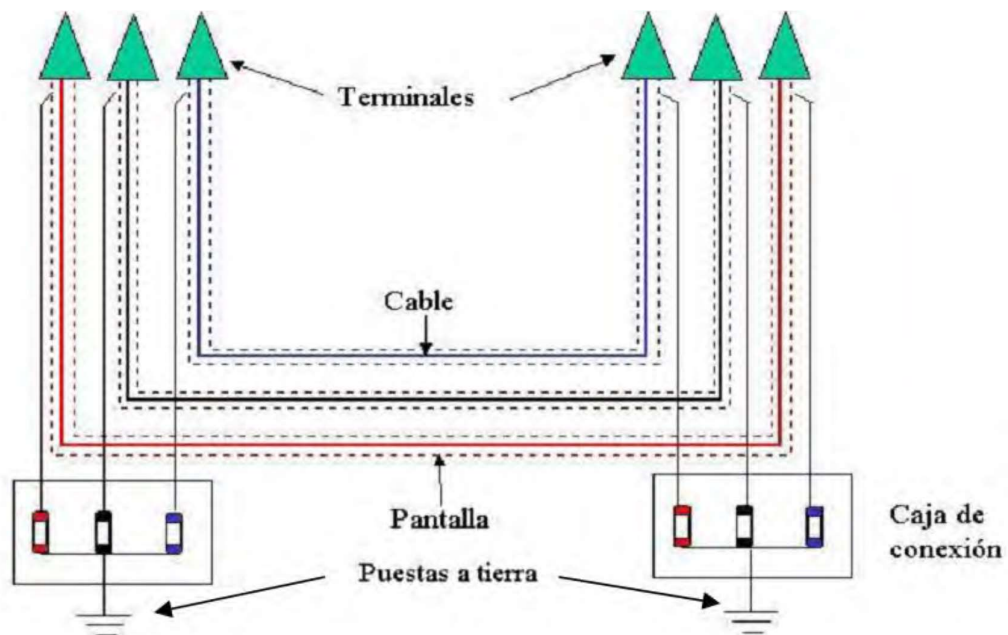


Fig. 2—6. Conexión rígida a tierra.

En este tipo de conexión, se inducen corrientes de circulación en las pantallas de los cables, provocando pérdidas por calor y consecuentemente disminución de la corriente admisible del cable.

##### 3.6.2.2 End point bounding (conexión a tierra en el extremo del circuito)

En este tipo de conexión, las pantallas están conectadas a tierra en un extremo de la línea. En el resto de puntos, las pantallas están aisladas de tierra.

La pantalla que ha sido aislada de tierra tendrá un voltaje inducido proporcional a la longitud del circuito, a la intensidad que pase por el conductor y a la separación entre cables. Esta tensión tendrá el valor máximo en el punto más alejado de la conexión a tierra. Debido a que el circuito no está cerrado, se eliminan las circulaciones de corrientes por las pantallas.

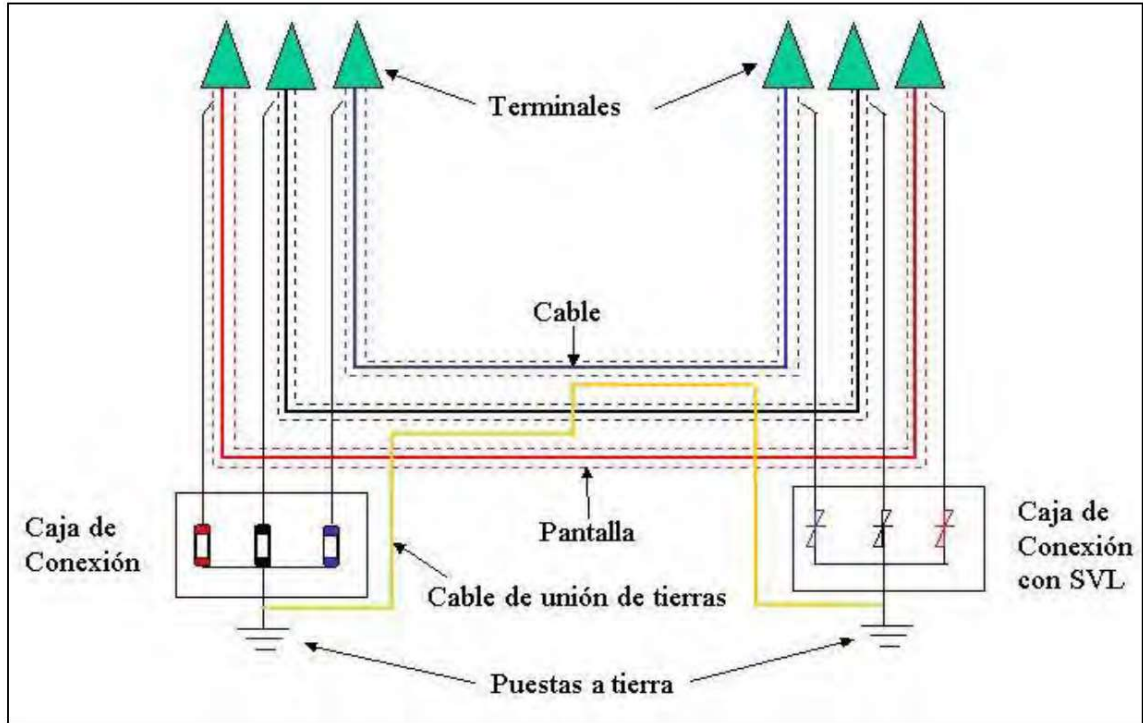


Fig. 2—7. Conexión a tierra en el extremo del circuito.

### 3.6.2.3 Mid point bounding (punto medio del circuito)

Cuando la longitud de la ruta es demasiado larga para utilizar la conexión a tierra en un solo extremo, se puede realizar la conexión a tierra en un punto medio del circuito.

Así, el cable está conectado a tierra en un punto medio de la ruta y aislado de tierra mediante SVL (descargadores) en cada extremo. De esta manera se dobla la longitud de la ruta respecto al apartado anterior.

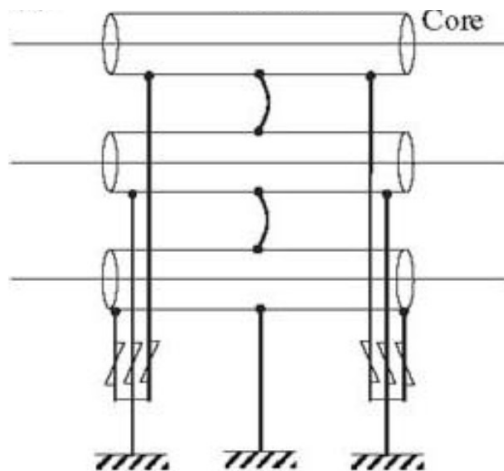


Fig. 2—8. Conexión a tierra en punto medio del circuito.

### 3.6.2.4 Crossbonding (cruzamiento de pantallas)

El *crossbonding* consiste esencialmente en la distribución de las pantallas del cable en secciones elementales, llamadas secciones menores, y cruzando las pantallas de tal manera que se neutralice la totalidad del voltaje inducido en tres secciones consecutivas. Tres secciones menores juntas conforman una sección mayor.

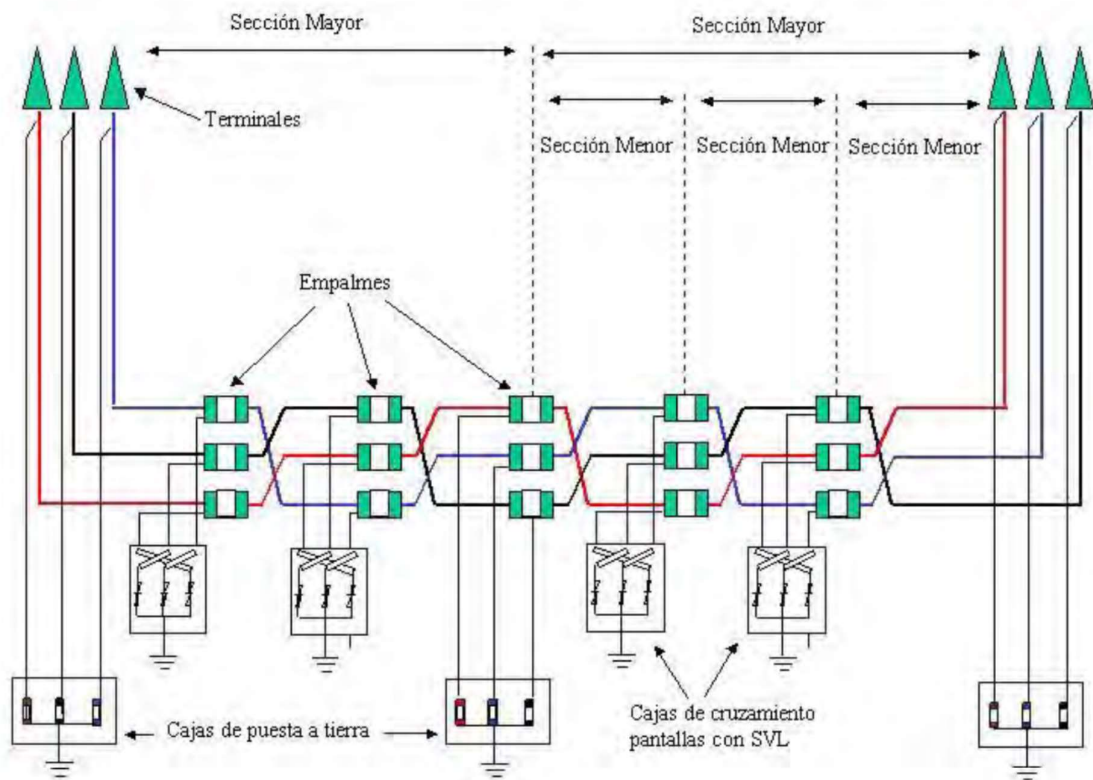


Fig. 2—9. Método crossbonding.

Las tres pantallas conectadas en serie están asociadas a conductores de diferentes fases y cuando los cables están dispuestos al tresbolillo, sus intensidades, y por lo tanto las tensiones inducidas en las pantallas, tienen la misma magnitud pero con un desplazamiento de  $120^\circ$ . El resultado global es que el voltaje inducido resultante y la corriente inducida resultante en las tres pantallas son cero.

Con esta conexión de pantallas se puede incrementar considerablemente la intensidad admisible del circuito, particularmente para conductores de sección muy grande. Este sistema se puede aplicar a longitudes grandes.

### 3.6.3 Selección del modo de puesta a tierra

Para la selección del tipo de puesta a tierra se considera lo siguiente:

- La longitud total del cable (debido a las sobretensiones que se pueden inducir)
- Cantidad de cámaras de conexionado
- Ubicación de las cámaras
- Cantidad de elementos de protección (descargadores)

Al ser la longitud del cable de 2km se descarta el método de “endpoint”, debido a que los voltajes inducidos estarán por sobre lo recomendable.

Quedando como posibles escenarios técnicamente viables el método “crossbounding” y el “mid point bounding”. Estos se analizan a continuación:

### 3.6.3.1 Comportamiento ante fallas de ambos métodos de puesta a tierra

En las siguientes tablas se muestra un resumen de los valores de las tensiones inducidas en las mallas de las fases ante las distintas fallas.

Tabla 13. Sobretensiones: Mid Point Bounding

Tipo de falla	Voltaje de malla a tierra (V/(km.kA))					
	Tresbolillo			Horizontal		
	E <sub>ae</sub>	E <sub>be</sub>	E <sub>ce</sub>	E <sub>ae</sub>	E <sub>be</sub>	E <sub>ce</sub>
Falla trifásica	102,5	102,5	102,5	129,9	102,5	129,9
Fallas bifásica	Fallas entre fases a y b			Fallas entre fases de los extremos		
	102,5	102,5	0	146	0	146
				Falla entre fase del centro y exterior		
			102,5	102,5	43,6	
Falla monofásica		134,4	134,4	226,4	134,4	101,7

Tabla 14. Sobretensiones: Cross Bounding

Tipo de falla	Voltaje de malla a malla (V/(km.kA))					
	Tresbolillo			Horizontal		
	E <sub>ab</sub>	E <sub>bc</sub>	E <sub>ca</sub>	E <sub>ab</sub>	E <sub>bc</sub>	E <sub>ca</sub>
Falla trifásica	177,6	177,6	177,6	182,8	182,8	253
Fallas bifásica	Fallas entre fases a y b			Fallas entre fases de los extremos		
	205	102,5	102,5	146	146	292,1
				Falla entre fase del centro y exterior		
			205	59	146	
Falla monofásica	102,5	0	102,5	117	29	46

Analizando la falla más común (falla monofásica) se observa que existe una mayor sobretensión en el caso de “Mid Point Bounding”.

Del cálculo de cortocircuito (ver las páginas número 44-47 de la *Memoria de Planos*) se sabe que:

$$I''_{K1} = 5,72kA$$

Que es la corriente de cortocircuito subtransitoria monofásica. Si se tiene en cuenta la tensión de contacto máxima permitida calculada en **2.3.4 PUESTA A TIERRA** (pág. 11), es de:

$$V_{MaxContacto} = 720V$$

Utilizando la tabla anterior de sobretensión para el método el “mid point” se tiene que dada longitud del cable y la corriente de cortocircuito dicho método no puede aplicarse. Mientras que

para el método “cross bounding” se tiene que la longitud del tramo más largo es de 380m por lo tanto para una falla monofásica se tiene que:

$$V_{\text{Max}} = 102,5\text{V/km} \cdot 380\text{m} \cdot 5,72\text{kA} = 222,8\text{V}$$

Y para una falla bifásica:

$$V_{\text{Max}} = 205\text{V/km} \cdot 380\text{m} \cdot 5,72\text{kA} = 445,6\text{V}$$

### 3.6.3.2 Conclusión

En base a lo expuesto se concluye en que la solución más viable es la del método “Cross Bounding”.

### 3.6.3.3 Requerimiento de materiales

El número de cámaras depende de la cantidad de tramos parciales en la que divida la línea subterránea. La distancia de separación máxima entre las cámaras de empalme se determina según la fuerza de tiro admisible del cable para el tendido (ver página número 338 de la *Memoria de Cálculo*). Otros factores que influyen en la determinación de la cantidad de tramos son los cambios en la pendiente del terreno (quebres), las curvas de la traza y transposiciones de las mallas.

De acuerdo a lo anterior, los resultados se resumen en la siguiente tabla:

	<b>Cross Bounding</b>
<b>Cámaras</b>	7
<b>Tramos</b>	6
<b>Descargadores</b>	12
<b>PAT</b>	3

### 3.7 Cámaras de empalme y de inspección

A continuación se presenta el esquema con las medidas de las cámaras de empalme.

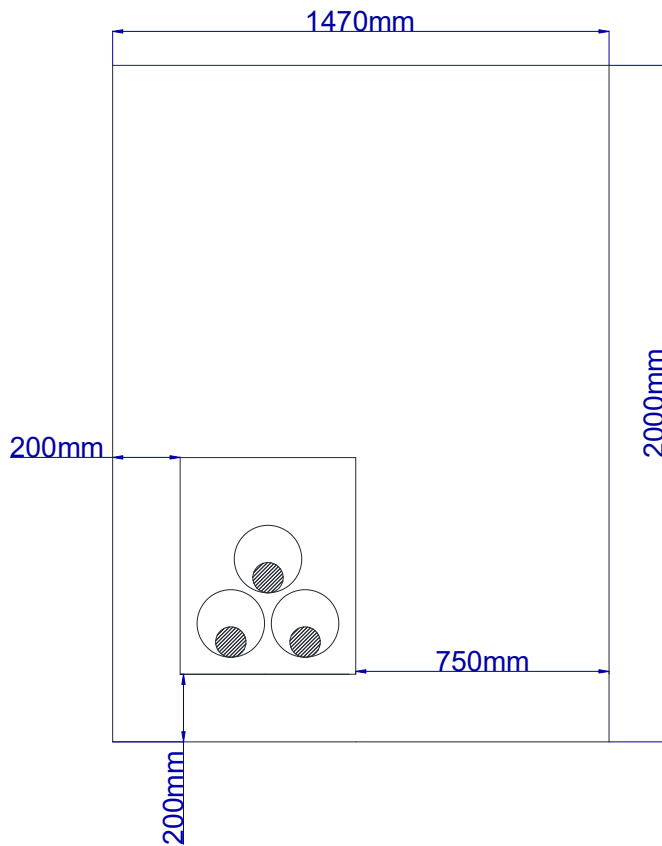


Fig. 2—10. Vista lateral.

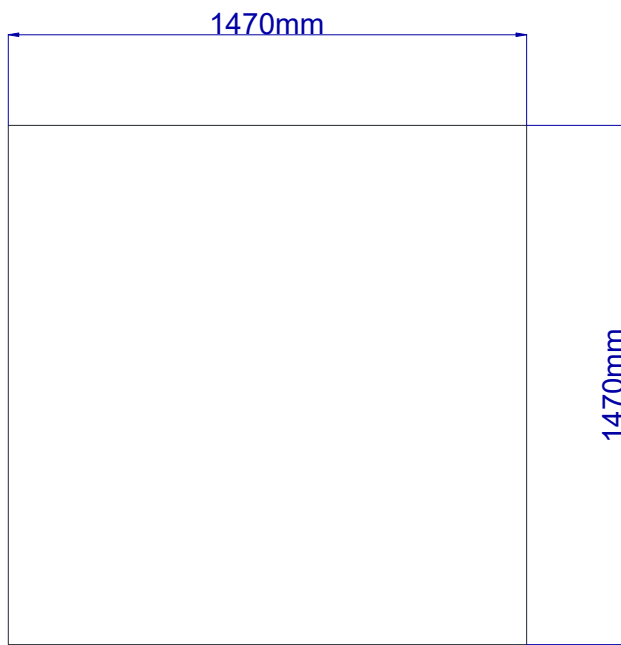


Fig. 2—11. Vista superior

### 3.7.1 Ubicación y número de cámaras

Para identificar la mejor ubicación de las cámaras de empalme se realizó la planimetría de la traza adoptada (ver las páginas número 23-31 de la *Memoria de Planos*) de manera tal de colocar las cámaras en los puntos donde la pendiente del terreno cambie abruptamente. Además se estableció un límite máximo para la longitud entre cámaras dado que por norma el tiro máximo permitido para el tendido de un cable con conductor de aluminio es de  $3\text{daN/mm}^2$ . Por cálculo (pág. 338 *memoria de cálculo*) se determinó que la longitud máxima entre cámaras debe ser menor a  $850\text{m}$ .

### 3.7.2 Disposición de las cámaras en ochavas

La disposición en las ochavas está dada de manera de evitar una gran desviación de la trayectoria del conductor y para no interferir con las construcciones preexistentes, como se observa en el siguiente esquema.

En color rojo se encuentran las tuberías de gas, azul las tuberías de agua, gris macizo de hormigón.

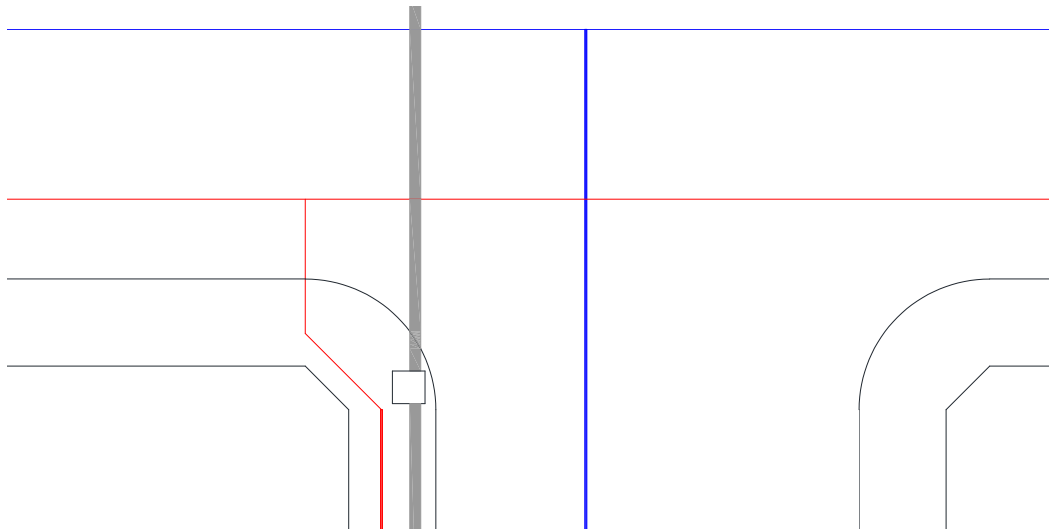


Fig. 2—12. Esquema disposición de las cámaras.



## 4 Subestación

### 4.1 Introducción

En esta sección se realizan los cálculos de los elementos de maniobra y protección que se deben incorporar en la subestación Rio Uruguay para una adecuada explotación.

### 4.2 Entrada a la subestación

La entrada a la subestación será en forma subterránea para luego realizar una transición a través de:

- Botellas
- Trampa de onda portadora (de ser necesario)
- Descargadores
- Seccionador de línea
- Transformador de tensión
- Transformador de corriente
- Interruptor de línea
- Seccionador de barras

Tal como se muestra en el plano de entrada a la ETRU (ver las páginas número 42-43 de la *Memoria de Planos*).

### 4.3 Elementos de protección

#### 4.3.1 Estudio de cortocircuito

Se realizó el modelo de la red de 132kV, con la modificación que propone este proyecto, utilizando el software NEPLAN y evaluando los distintos tipos de cortocircuitos en la ETRU, el cual arroja los siguientes valores:

Tipo de cortocircuito	Valor	Unidad
Corriente trifásica	5,857	kA
Monofásico	5,717	kA
Bifásica	5,072	kA
Bifásica a tierra	5,956	kA

En las páginas número 44-47 de la *Memoria de Planos* se observa dicho análisis.

#### 4.3.2 Descargadores

Los descargadores son dispositivos de protección contra descargas atmosféricas. Su implementación en la subestación tiene el propósito de proteger a los elementos dentro de la subestación de las sobretensiones que eventualmente lleguen a través de la línea. Para su adecuada selección se debe tener en cuenta la coordinación de las aislaciones (seccionadores, TV, TI, interruptores, cable, etc.) de tal manera que se asegure su adecuado desempeño. Dicha selección se encuentra en las páginas número 340 de la *Memoria de Cálculo* y se obtiene como resultado un descargador EXLIM R de marca ABB que tiene una tensión nominal de 108kV y sus características se muestran en la siguiente imagen:

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 μs			8/20 μs			
						U <sub>C</sub>	MCOV	0,5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA
U <sub>m</sub> kV <sub>rms</sub>	U <sub>r</sub> kV <sub>rms</sub>	U <sub>C</sub> kV <sub>rms</sub>	MCOV kV <sub>rms</sub>	1 s kV <sub>rms</sub>	10 s kV <sub>rms</sub>	0,5 kA kV <sub>pico</sub>	1 kA kV <sub>pico</sub>	2 kA kV <sub>pico</sub>	5 kA kV <sub>pico</sub>	10 kA kV <sub>pico</sub>	20 kA kV <sub>pico</sub>	40 kA kV <sub>pico</sub>
145	108	86	86,0	125	118	223	231	242	264	280	314	359
	120	92	98,0	139	132	247	257	269	294	311	349	398
	132	92	106	153	145	272	283	296	323	342	383	438
	138	92	111	160	151	284	295	309	338	358	401	458
	144	92	115	167	158	297	308	323	352	373	418	478

### 4.3.3 Relés de protección

#### 4.3.3.1 Comparador de ángulo de fase

La comparación del ángulo de fase entre distintas combinaciones de voltajes y corrientes es utilizada para producir características de los relés del tipo direccional, de reactancia, mho, entre otras.

Existen diferentes tipos de tecnologías que permiten realizar esta comparación que dentro las más usuales se encuentran:

##### 4.3.3.1.1 Comparador de fase cilíndrico de inducción

Si se tiene un dispositivo como el que se muestra en la siguiente figura:

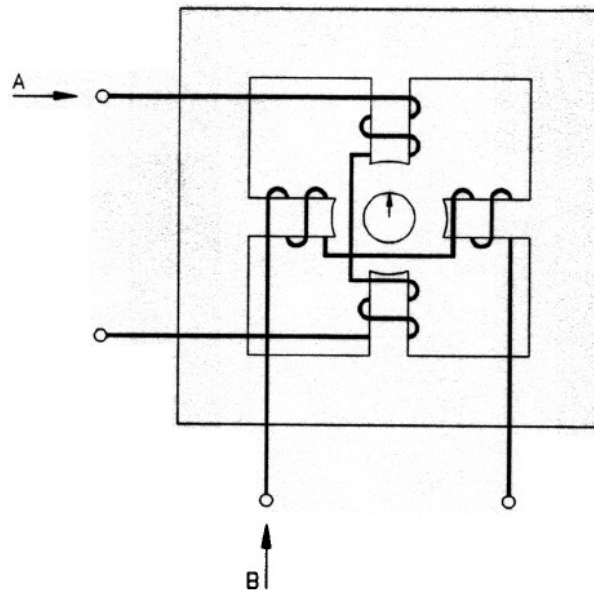


Fig. 3—1. Comparador de fase de inducción.

El desfase de las corrientes A y B producirá un campo giratorio que a su vez provocará un torque en el cilindro dado por:

$$T = k * |A| * |B| * \sin(\theta)$$

En donde  $\theta$  es el ángulo entre la corriente A y la corriente B. Este torque se podría utilizar para accionar algún tipo de contactor.

##### 4.3.3.1.2 Comparador de fase del producto digital

Una vez obtenida la señal en forma digital, con una adecuada ventana y frecuencia de muestreo, se puede obtener el valor RMS de las muestras y mediante una base de tiempo estable

determinar el ángulo entre los fasores, o bien obtener al ángulo absoluto con respecto a una señal patrón (IEEE c37.118.1).

#### 4.3.3.1.3 Comparador de fase de dos entradas mediante tiempo de coincidencia

En primer lugar se convertirán las ondas sinusoidales en ondas cuadas que mediante una compuerta AND se comparan obteniendo un tren de pulsos de cierto periodo de tiempo como se muestra:

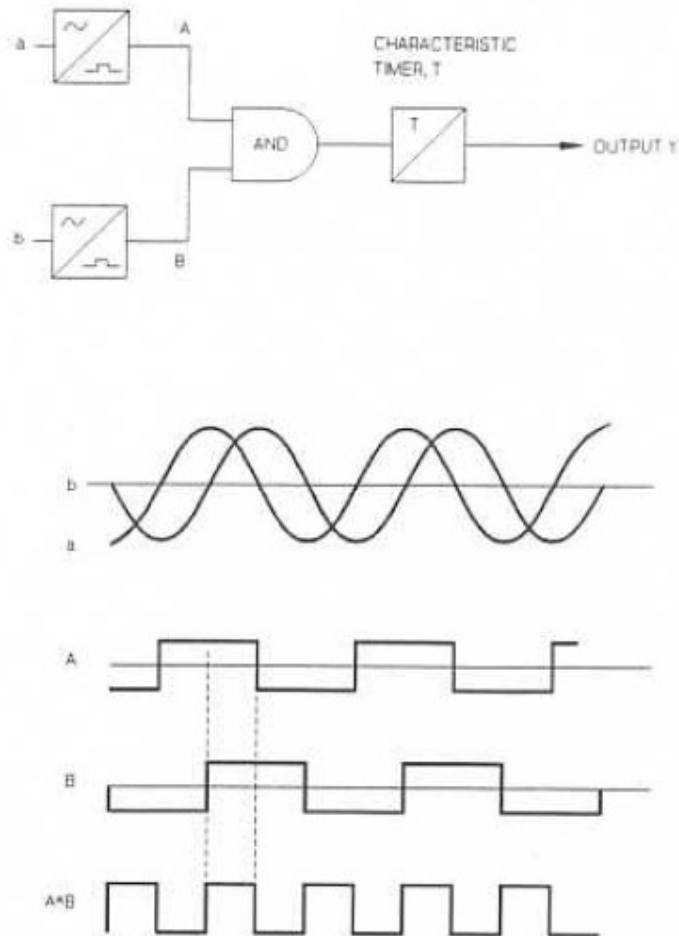


Fig. 3—2. Comparador de fase de dos entradas mediante tiempo de coincidencia.

Que mediante el seteo del timer "T" se puede controlar la activación de la salida "Y".

#### 4.3.3.2 Comparación de protecciones de líneas

Ventajas de los distintos tipos de protecciones para líneas de transmisión:

Relé direccional de sobre corriente (67, 67N, 67Q)	Relé de distancia (21, 21N)	Relé direccional de comparación	Relé diferencial (87, 87N, 87Q)
-Simple y económico -No requiere de comunicación	-No requiere de comunicación. -El alcance de la zona de	-La zona de cobertura de la protección de alta	- La zona de cobertura de la protección de alta velocidad cubre el 100% de la línea.

<p>-67N y 67Q proveen mejor cobertura de las fallas resistivas a tierra que el 21N.</p> <p>- 67Q no es afectada por el acoplamiento mutuo de secuencia homopolar.</p> <p>-Provee tiempo de coordinación como protección de respaldo para las fallas en líneas y barras adyacentes.</p>	<p>protección de alta velocidad no es afectado por las impedancias de las fuentes.</p> <p>-21 Provee mejor cobertura de fallas resistivas a tierra que el 67 sin sacrificar cargabilidad.</p> <p>-Provee tiempo de coordinación como protección de respaldo para las fallas en líneas y barras adyacentes.</p>	<p>velocidad cubre el 100% de la línea.</p> <p>-Trabaja con cualquier canal dedicado de alta velocidad.</p> <p>-Provee una gran cobertura de fallas resistivas a tierra cuando se usa con elementos 67N y 67Q.</p>	<p>- El alcance de la zona de protección de alta velocidad no es afectado por las impedancias de las fuentes.</p> <p>-Provee de gran selectividad y seguridad.</p> <p>-Provee una gran cobertura ante fallas resistivas entre fases y a tierra.</p> <p>-Solo requiere de la información de corrientes.</p> <p>-Es inmune a la carga, al desbalance, a las oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo e inversión de voltaje.</p> <p>- Tiene un buen desempeño ante fallas entre sistemas y fallas entre países.</p> <p>-Puede manejar la inversión de corriente.</p> <p>-Identifica fases dañadas: facilita aplicar disparos unipolares.</p>
--	--	--	--

Desventajas de los distintos tipos de protecciones para líneas de transmisión:

Relé direccional de sobre corriente (67, 67N, 67Q)	Relé de distancia (21, 21N)	Relé direccional de comparación	Relé diferencial (87, 87N, 87Q)
<p>-La zona de cobertura de la protección rápida no cubre el 100% de la línea.</p> <p>-La zona de alcance de la protección rápida varía con la impedancia de las fuentes.</p> <p>- 67 provee menor cobertura para las fallas entre fases que 21.</p> <p>-Típicamente se requiere la información del voltaje para la polarización direccional.</p> <p>-Puede ser afectada por la carga, desbalance, oscilaciones de</p>	<p>-La zona de cobertura de la protección rápida no cubre el 100% de la línea.</p> <p>- 21N provee menor cobertura para las fallas a tierra que 67N o 67Q.</p> <p>-Requiere la información del voltaje para la polarización direccional y funciones de distancia.</p> <p>-Puede ser afectada por la carga, desbalance, oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo, Inversión de voltaje, e inversión de corriente, y la evolución de fallas</p>	<p>-Defectos de los canales afectan la confianza o seguridad.</p> <p>-Proveen menor cobertura para fallas resistivas entre fases que 87.</p> <p>-Requiere la información del voltaje para la polarización direccional y funciones de distancia.</p> <p>-Puede ser afectada por la carga, desbalance, oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo, Inversión de voltaje, e inversión de corriente, y la evolución de fallas entre sistemas y a través de países.</p>	<p>-Requiere canal digital de 56kbps o superior.</p> <p>-Defectos en el canal deshabilita la protección.</p> <p>-No provee respaldo para líneas, o barras, adyacentes.</p>

potencia, acoplamiento mutuo, Inversión de voltaje, e inversión de corriente, y la evolución de fallas entre sistemas y a través de países. -Requiere de revisión de la configuración ante cambios del sistema.	entre sistemas y a través de países.	-No provee respaldo para fallas en líneas, o barras, adyacentes.	
--	--------------------------------------	--	--

#### 4.3.3.3 Direccional de sobrecorriente

Un esquema de protección direccional de sobre corriente utiliza tres elementos de sobre corriente supervisados por elementos direccionales. Tradicionalmente el esquema 67 usa tres elementos direccionales; cada elemento responde a voltajes de línea y a la corriente de la fase apuesta. Como se observa en el siguiente diagrama.

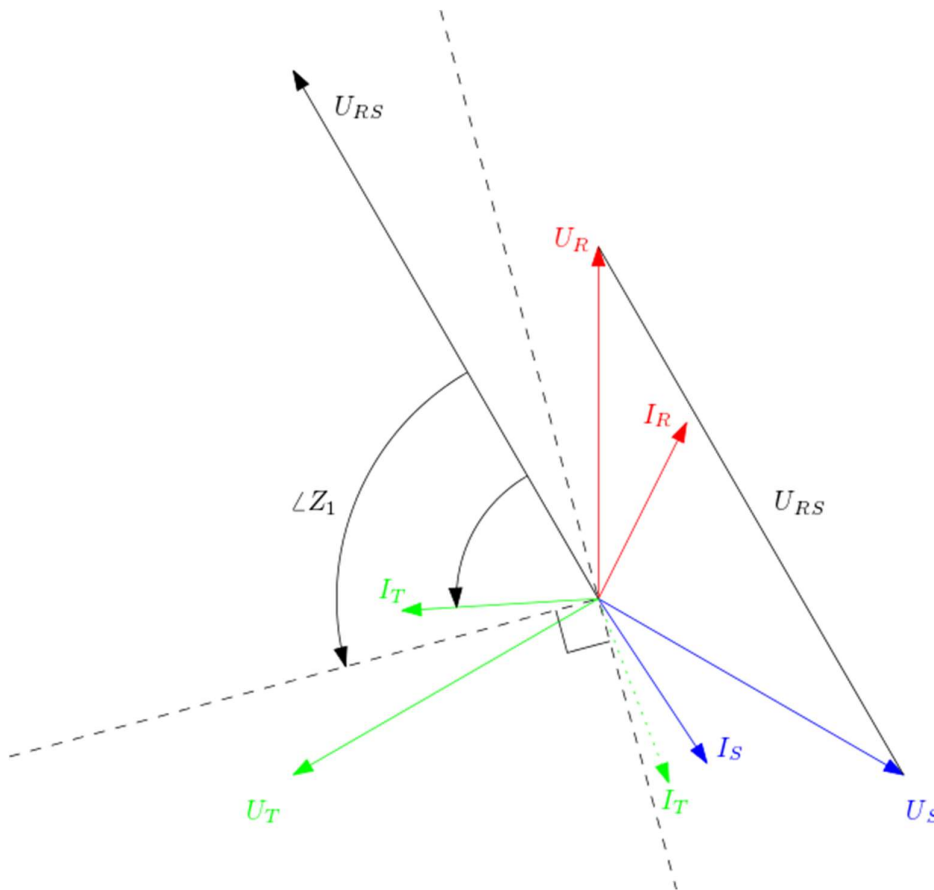


Fig. 3—3. Diagrama fasorial.

En donde  $\angle Z_1$  representa el ángulo de la impedancia de la línea y la el vector con trazado de puntos representa a la corriente de la fase T en falla.

En los relés modernos utilizan direccional de secuencia positiva para responder ante fallas trifásicas y de secuencia negativa para todos los demás tipos de fallas.

En la siguiente imagen se observa la coordinación entre distintos relés direccionales para tres líneas que interconectan dos fuentes. Se observa que el disparo instantáneo no alcanza al otro extremo de la línea y por lo tanto en el medio de la línea se abrirán ambos extremos. Además existe un tiempo de actuación con cierto retardo a fin de asegurar un respaldo de las protecciones adyacentes.

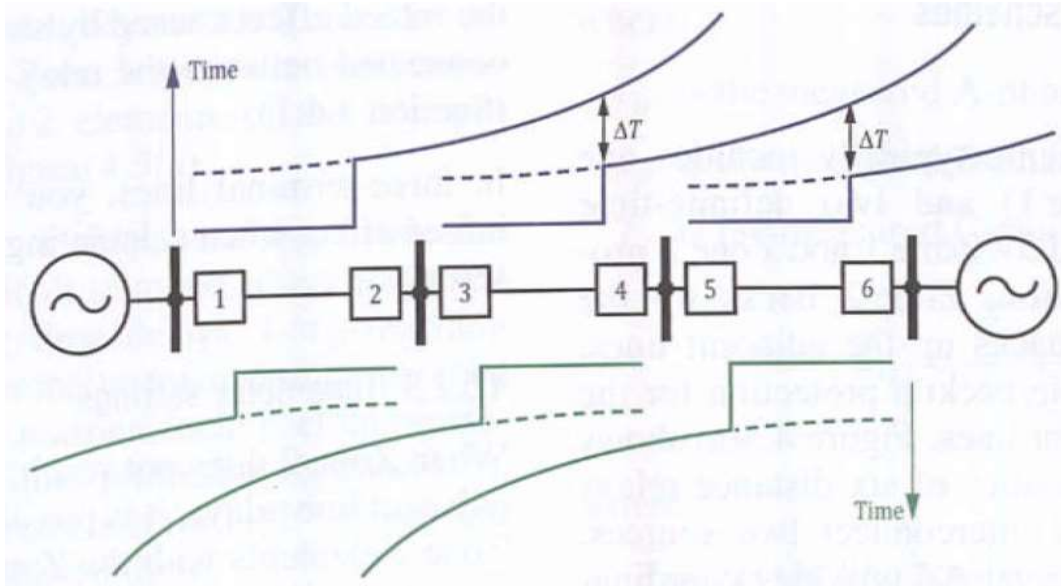


Fig. 3—4. Coordinación entre distintos relés.

#### 4.3.3.4 Protección de distancia

La tensión y la corriente medidas por el relé de distancia pueden presentarse mediante una impedancia en el plano complejo. Así una falla en una línea tendrá la siguiente representación:

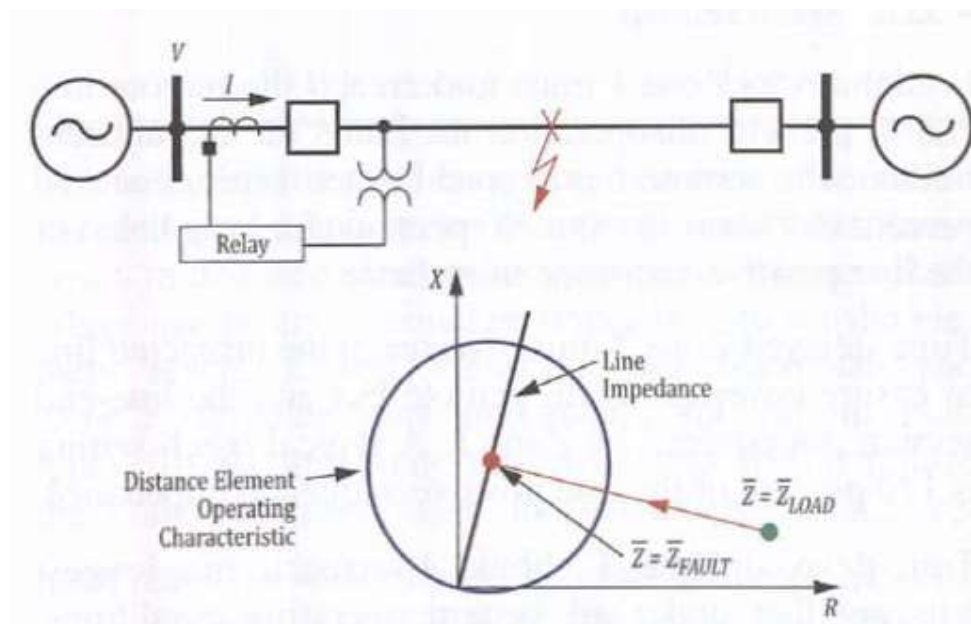


Fig. 3—5. Protección de distancia.



#### 4.3.3.4.1 Elemento Mho

Supóngase que se tiene la falla mostrada a continuación:

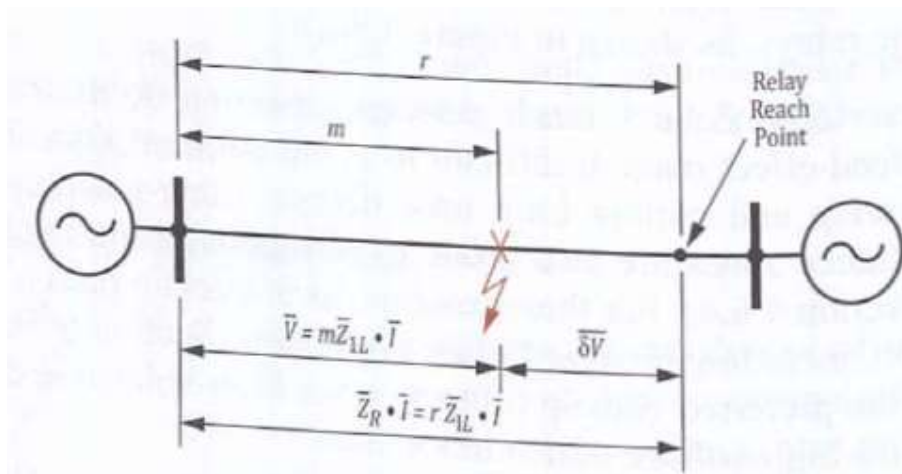


Fig. 3—6. Elemento Mho.

Para este tipo de característica se utiliza como fasor de referencia un valor  $\bar{V}_p$ , que puede ser el valor de tensión de línea, así como el voltaje de secuencia positiva, negativa o cero. La caída de tensión  $\delta\bar{V} = r \cdot \bar{Z}_{1L} \cdot \bar{I} - \bar{V}$ , en donde  $r \cdot \bar{Z}_{1L} = \bar{Z}_R$  es el alcance de la zona vista por el relé y siendo  $\bar{Z}_{1L}$  la impedancia de secuencia directa de la línea. Si se tiene la condición de que  $Re[\delta\bar{V} \cdot \bar{V}_p^*] = 0$  (o sea  $ang(\delta\bar{V}, \bar{V}_p) = 90^\circ$ ), los puntos que cumplen esta condición son los que se encuentran en la circunferencia:

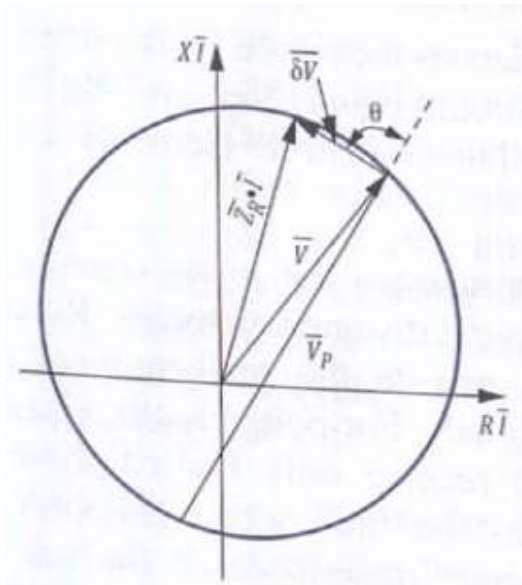


Fig. 3—7. Elemento Mho. Diagrama fasorial en plano complejo.

Si a estos fasores se los escala en relación a la corriente se tiene que:

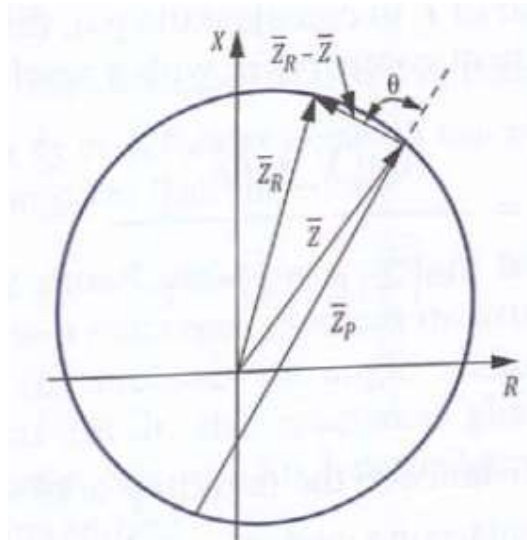


Fig. 3—8. Elemento Mho. Plano complejo.

En tanto que el fasor  $\bar{Z}$  este fuera del círculo la protección no actuara.

#### 4.3.3.5 Selección del relé

El relé seleccionado es el modelo SEL-311C-2 el cual tiene dentro de sus funcionalidades más relevantes las mencionadas a continuación:

- Protección de distancia para todos los tipos de fallas
- Protección direccional para todos los tipos de fallas
- Recierre unipolar
- Protección de tiempo inverso contra sobrecorriente
- Protección contra fallas del interruptor

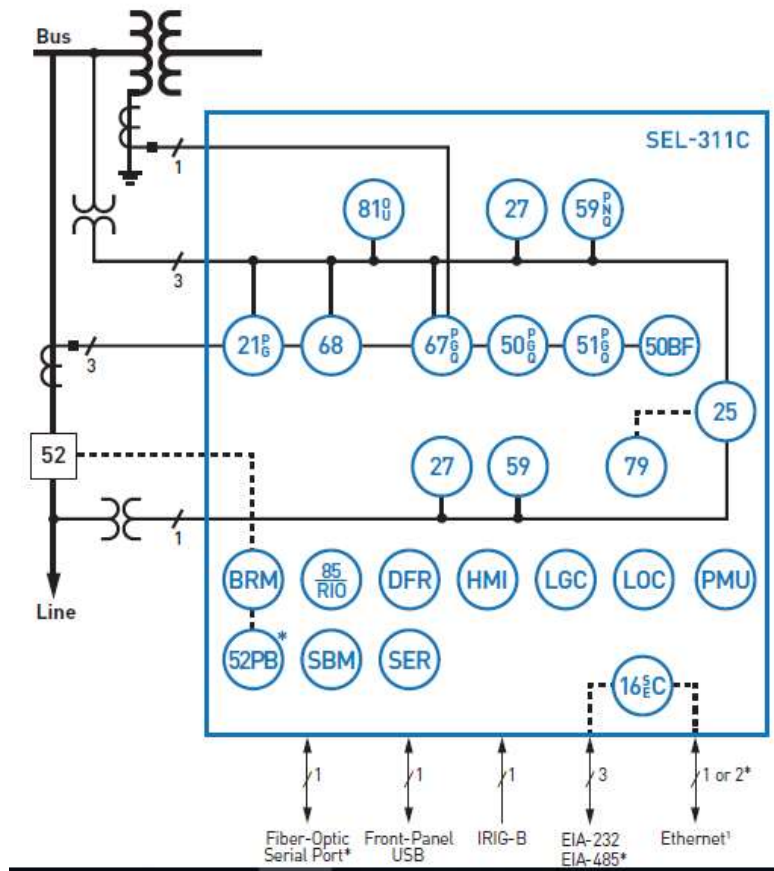


Fig. 3—9. Relé SEL-311C.

#### 4.4 Elementos de maniobra

Los elementos de maniobra son dispositivos que permiten operar las líneas que llegan y salen de la subestación y además el manejo de las barras de la subestación en caso de la realización de mantenimientos.

##### 4.4.1 Interruptores

Son dispositivos que tienen capacidad de ruptura de arco. Las maniobras que se efectúan pueden ser automáticas, mediante alguna señal de disparo de algún relé de protección o bien realizadas por un operador.

El interruptor seleccionado es un interruptor 3AP1FE (bastidor común y tres accionamientos monopolares) marca Siemens (ver página número 342 de la *Memoria de Cálculo*). Las características principales de este interruptor son:

Característica	Valor	Unidad
Tensión nominal	145	kV
Cantidad de cámaras de extinción	1	-
Tensión de prueba a frecuencia industrial, 1min	275	kV
Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2x50us)	650	kV

Tensión de prueba de impulso por maniobra	-	kV
Corriente nominal	4000	A
Corriente nominal de corta duración	40	kA
Corriente de cortocircuito	40	kA
Rango de temperatura	-55 a 55	°C
Ciclo nominal de operación	O-0,3s-CO-3min-CO o CO-15s-CO	-
Tiempo de ruptura	3	ciclos
Frecuencia	50	Hz
Mantenimiento después de	25	años

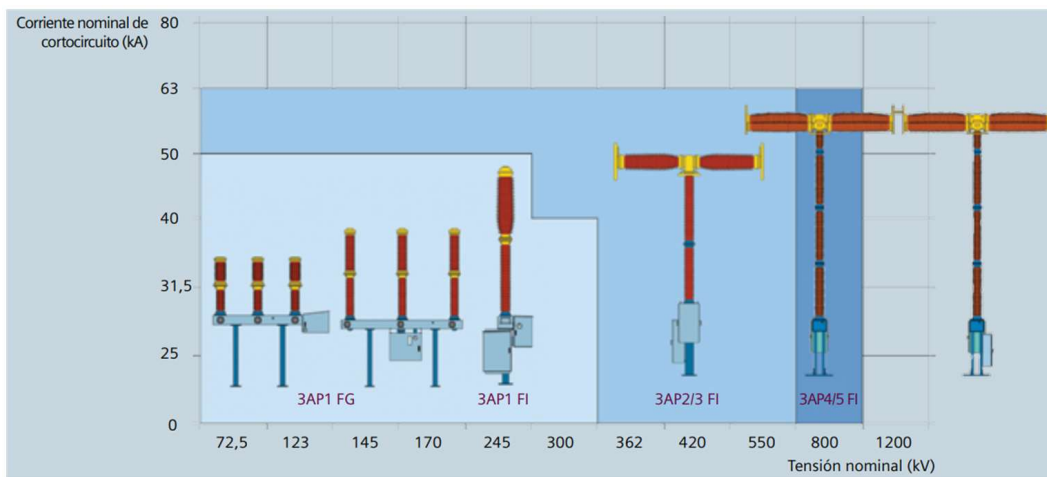


Fig. 3—10. Interruptores.

#### 4.4.1.1 Interruptor de acoplamiento de barras

Con el fin de mejorar la operatividad de la subestación ETRU es necesario adicionar un interruptor de acoplamiento entre barras cuyo circuito elemental se muestra a continuación:

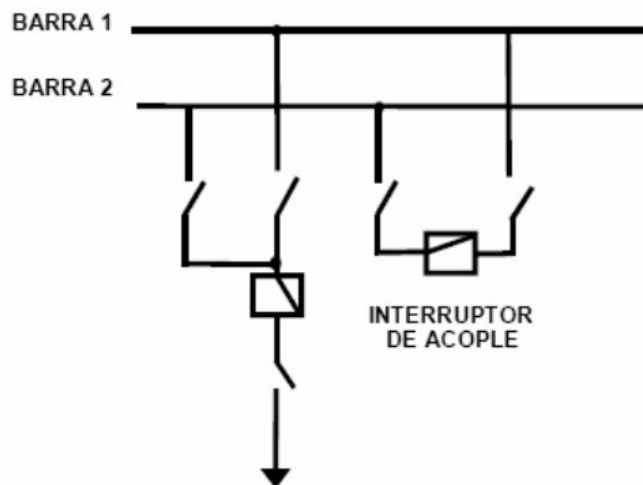


Fig. 3—11. Unifilar barras con interruptor de acople.

La mejora viene dada por el hecho de que este interruptor extra permitirá transferir las líneas de una barra a otra sin la necesidad de sacar dichas líneas de servicio, permitiendo realizar mantenimiento en la barra que quede fuera de servicio. Este interruptor podría funcionar como respaldo a los interruptores de líneas, si cada línea entra a una barra. Además con la configuración adecuada de las protecciones se podría tener selectividad ante un cortocircuito en barras.

#### 4.4.2 Seccionadores

Son dispositivos cuya finalidad es mantener separado, o cerrado, galvánica y visiblemente un circuito. Estos no tienen capacidad de ruptura.

El seccionador adoptado es un SDF145 marca ABB (ver página número 344 de la *Memoria de Cálculos*) con las siguientes características técnicas:

Voltage		72.5 kV *	123 kV	145 kV	170 kV	245 kV	300 kV	362 kV	420 kV	550 kV
Type designation		SDF72.5	SDF123	SDF145	SDF170	SDF245	SDF300	SDF362	SDF420	SDF550
Rated voltage (U <sub>r</sub> )	kV	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Rated frequency (f <sub>r</sub> )	Hz	50/60								
Rated normal current (I <sub>n</sub> )	A	1600, 2500, 3150, 4000 **								
Rated short-withstand current, rated duration of short circuit (I <sub>k</sub> , t <sub>k</sub> )	kA, s	40/50/63, 1***								
Rated peak withstand current (I <sub>p</sub> )	kAp	2.5x I <sub>k</sub> (for 50 Hz) / 2.6x I <sub>k</sub> (for 60 Hz)								
<b>Basic insulation level</b>										
Power frequency withstand voltage for 1 minute										
To earth and between poles	kV	140	230	275	325	460	395	450	520	620
Across the isolating distance	kV	160	265	315	375	530	435	520	610	800
Lightning impulse withstand voltage										
To earth and between poles	kVp	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
Across the isolating distance	kVp	375	650	750	860	1200	1050(+170)	1175(+205)	1425(+240)	1550 (+315)
Switching impulse withstand voltage										
To earth and between poles	kVp	-	-	-	-	-	850	950	1050	1175
Across the isolating distance	kVp	-	-	-	-	-	700(+245)	800(+295)	900(+345)	900(+450)

\* 36 kV on demand

\*\* Higher currents on demand

\*\*\* 3s for 40 kA

#### 4.5 TVs y TIs

Los transformadores de tensión y de corriente permiten obtener valores de la línea. Según el propósito (medición o protección) que tengan dichos valores los transformadores tendrán diferentes especificaciones en sus núcleos.

##### 4.5.1 TIs

Se seleccionó un transformador de intensidad CA-145 fabricado por Artech (ver página número 345 de la *Memoria de Cálculos*) con una relación de corriente 600A/1A con los siguientes núcleos:

- Núcleo para protección 100VA 5P20
- Núcleo para medición 100VA clase 0.5

**Aislamiento papel-aceite > Modelo CA**

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CA-36	36	70	170	-	900	350	1.185	1.625	250
CA-52	52	95	250	-	1.300	350	1.185	1.625	260
CA-72	72,5	140	325	-	1.825	350	1.335	1.775	280
CA-100	100	185	450	-	2.500	350	1.335	1.775	290
CA-123	123	230	550	-	3.075	350	1.665	2.095	300
CA-145	145	275	650	-	3.625	350	1.665	2.095	310

#### 4.5.2 TVs

Se seleccionó un transformador de tensión UTE-145 inductivo con aislación de aceite-papel fabricado por Arteche (ver página número 345 de la *Memoria de Cálculos*) con una relación de tensión para la tensión de línea de 132kV/110V con los siguientes núcleos:

- Núcleos de protección 100VA 3P
- Núcleos de medición 100VA clase 0.5

**Aislamiento papel-aceite > Modelo UT**

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Potencia térmica (VA)	Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones		Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)			A x B (mm)	H (mm)	
UTB-52	52	95	250	-	1.500	1.300	300x300	1.335	95
UTD-52	52	95	250	-	2.000	1.300	330x300	1.395	150
UTB-72	72,5	140	325	-	1.500	1.825	300x300	1.335	108
UTD-72	72,5	140	325	-	2.000	1.825	330x300	1.395	150
UTE-72	72,5	140	325	-	2.500	1.825	400x430	1.645	285
UTD-100	100	185	450	-	2.000	2.500	330x300	1.690	165
UTD-123	123	230	550	-	3.000	3.075	350x475	2.120	292
UTE-123	123	230	550	-	3.500	3.075	350x475	2.120	355
UTE-145	145	275	650	-	3.500	3.625	350x475	2.105	335



## 5 Conclusión

Para darle forma a este proyecto se plantearon diferentes alternativas en todas sus partes, eligiendo la que mejor satisfaga las necesidades planteadas. Siempre buscando el bienestar social, se plantearon soluciones innovadoras para la región, buscando anular el impacto visual de esta obra con la utilización de cable subterráneo en alta tensión y con un detallado análisis técnico del mismo. La traza del tramo aéreo se realizó en zonas inundables, pero de muy baja recurrencia hídrica, evitando así futuros inconvenientes de urbanización e invasión de electroducto.

En conclusión, con la realización del proyecto se logra dar a Concordia la calidad y confiabilidad de abastecimiento energético que requiere. Permitiendo su correcto desarrollo industrial, comercial, turístico y urbano, y dejándola excelentemente posicionada para el futuro.

## 7 Anexo

A continuación se presentan los resultados del estudio de la posibilidad de realizar una base de una estructura de suspensión con el método Sulzberger como alternativa técnico-económica de las bases Pohl.

Tipo de base	Volumen[m3]	Condicion critica
Pohl	3.55	Momesticidad
Sulzberger Cuadrada	9.2	Plasticidad fondo
Sulzberger Romb	7.1	Momento flector y plasticidad

Tabla resumen

El realizar la base por el método de Sulzberger (tipo cuadrada o romboidal) provocaría un incremento considerable al volumen de hormigón. Además es de destacar que el método Sulzberger romboidal no verifica la condición de plasticidad debido al incremento de la tensión por dicha disposición. Para mayores detalles ver página 350 en “Memoria de cálculos”.

## 8 Referencias

Asociación Electrotécnica Argentina (2007). Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión 95301.

Asociación Electrotécnica Argentina (2015). Instalaciones subterráneas de energía y telecomunicaciones 95101.

Asociación Electrotécnica Argentina (2011). Reglamentación para Estaciones Transformadoras.

Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. (2017). Líneas Subterráneas de Alta Tensión.

Cairo University (2015). Bounding methods of underground cables.

Schweitzer, E. III - Roberts J. (1992). Distance Relay Element Design. 19th Annual Western Protective Relay Conference.

IEEE. (2011). Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems 37.118. New York: IEEE Power & Energy Society.

Ferrer H. - Schweitzer, E. III (2010). Modern Solution for protection, control, monitoring of electric power systems.

SEL. Data Sheet SEL-311C-2 Single-Pole Transmission Protection System.