

**CURSO CORTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE  
POTENCIA Y ESTACIONES DE 500 kV**

Ing Héctor Leopoldo Soibelzon

Lima. Septiembre 2007.

## CONTENIDO

1. Planificación de la transmisión en 500kV.<sup>1</sup> Planificación y aspectos de confiabilidad. Líneas de 500kV. Estaciones Transformadoras y equipamiento para 500kV.
2. Aspectos ambientales relacionados con sistemas de 500kV. Campo eléctrico, campo magnético, ruido audible, radio- interferencia. Valores de campo magnético que no se exceden el 95% de las veces. Valor de campo magnético medio anual.<sup>2 3 4</sup>.
3. Líneas aéreas de transmisión en 500kV: Tipos de soportes para líneas de 500kV<sup>5</sup>. Tipos de soportes. Criterios de supervisión y mantenimiento. Criterio de diseño de conductores frente a las vibraciones eólicas.<sup>6 7</sup> Haces de subconductores. Galope<sup>8</sup> Tipos de amortiguadores. Inspecciones de líneas de 500kV. Control y predicción de fallas.<sup>9</sup>. Eventos previsible e imprevisibles. Opciones proactivas y reactivas. Fallas de conductores, debidas a corrosión, vibraciones, descargas atmosféricas. Fallas de aisladores. Estructuras de acero. Riendas. Anclajes. Técnicas de inspección de fundaciones.
4. Pautas generales para el diseño de Estaciones Transformadoras intemperie de 500kV<sup>10 11</sup>. Requisitos del sistema. Elección del tipo de barras: Confiabilidad, seguridad, costo, elasticidad. Aspectos ambientales. Aspectos Técnicos. Reglas de seguridad, distancias eléctricas. Protección antiincendio. Puesta a tierra. Protección frente a descargas atmosféricas. Selección del equipamiento principal. Pautas generales para el diseño de Estaciones Transformadoras blindadas en gas SF<sub>6</sub> de 500kV<sup>1213</sup>. Particularidades. Compartimentación. Estanquidad. Estaciones intemperie. Estaciones bajo techo. Estaciones híbridas.
5. Criterios para la determinación del ancho mínimo de la faja de servidumbre en líneas de 500 kV ( Referencias o normativa de otros países ). Criterios para determinar las distancias mínimas de seguridad de los conductores a: edificaciones o viviendas, puentes, carreteras, etc. (normas referenciales)
6. Puesta en Servicio de Líneas y Subestaciones: pruebas mecánicas y eléctricas.
7. Límites máximos de operación de líneas eléctricas: límites térmicos, límites por tensión, etc.
8. Seguridad y Riesgos <sup>14</sup>. Riesgo eléctrico. Fallas. Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica. La instalación y los contactos eléctricos involuntarios. Tipos de contactos. Protección contra contactos eléctricos directos e indirectos. Clasificación de los aparatos

---

<sup>1</sup> Guía 85

<sup>2</sup> Guía 56

<sup>3</sup> Guía 278

<sup>4</sup> Guía 320

<sup>5</sup> Guía 230

<sup>6</sup> Guía 273.

<sup>7</sup> Guía 277

<sup>8</sup> Guía 322

<sup>9</sup> Guía 175

<sup>10</sup> Guía 161

<sup>11</sup> Apunte Estaciones en [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar)

<sup>12</sup> Alicura, Yacyreta

<sup>13</sup> Apunte SF6 en [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar)

<sup>14</sup> UTN FRCOn. WHO-OMS

según la clase de protección. Puestas a tierra: Objetivos buscados, aptitudes de las puestas a tierra. Control de los sistemas de puesta a tierra, mantenimiento de las puestas a tierra. Puestas a tierra de seguridad. Riesgos por descargas atmosféricas. Generalidades. Descripción del fenómeno de la descarga atmosférica. El rayo, las estructuras, los cables de guardia y los sistemas de tierra<sup>15</sup>. Seguridad en operación de sistemas eléctricos. Procedimientos para ejecución de trabajos y maniobras. Líneas aéreas. Canalizaciones subterráneas. Trabajos en B. T. sin tensión próximos a instalaciones de A.T. energizadas. Trabajos en las instalaciones de A. T. sin tensión. Aplicación de las cinco reglas de oro. Trabajos en A. T. y M.T. sin tensión próximos a instalaciones de A. T. energizadas. Trabajos en transformadores. Puestas a tierra temporales.

9. Información sobre indicadores de performance (desempeño) de líneas y equipos de estaciones de 220 kV hasta 500 kV (principales causas de desconexiones forzadas). Estadísticas de otros países.

---

<sup>15</sup> Guía 287

## **1. Planificación de la transmisión en 500kV.<sup>16</sup> Planificación y aspectos de confiabilidad. Líneas de 500kV. Estaciones Transformadoras y equipamiento para 500kV.**

### **Planificación de la transmisión**

**OBJETIVO:** El objetivo de la planificación de una red de transmisión es diseñar una red confiable, segura, económica, socialmente aceptable y armónica con el ambiente en el que se instala. Estos objetivos, a veces, se contraponen entre sí.

**REQUISITOS:** Amplitud de criterio en el diseño, adecuado a las necesidades actuales y futuras (proporcionado), con reservas, flexible y simple de entender y operar.

*Criterio en el diseño:* Se deben respetar las Normas, pero aplicarlas a conciencia y discutir lo que no se está de acuerdo. No aplicarlas “ciegamente”.

En condiciones de “*funcionamiento normal*”, se debe esperar que las tensiones y las frecuencias se mantengan dentro de los límites establecidos, y que los campos eléctricos y magnéticos, el ruido audible y la radio- interferencia estén dentro de los límites normalizados.

En condiciones transitorias de “*funcionamiento en emergencia*”, se distinguen dos tipos de disturbios, llamados contingencias normales y contingencias extremas. Las contingencias normales, por ejemplo la pérdida de una línea, pueden subsanarse con otros elementos del sistema o aumentando la generación en algunos puntos. Las contingencias extremas, por ejemplo la pérdida de todas las líneas en corredor o de una estación transformadora, implican la desconexión de algunos usuarios, la pérdida de algunas centrales, o ambos.

*Adecuamiento a las necesidades actuales y futuras (sistema proporcionado)*

Un sistema proporcionado posee una adecuada relación entre la cantidad y dimensiones de las obras y las necesidades.

*Reservas*

Las reservas son una parte integral de un sistema eléctrico adecuadamente planificado. El sistema debe funcionar correctamente en condiciones de todos los elementos menos uno (N-1) operando, es una condición normal. Sin embargo, hay equipos muy costosos, por ejemplo los transformadores de 750kV, en los que debe esperarse un esmero en la fabricación, para aumentar su confiabilidad sin necesitar reserva.

*Flexibilidad.*

La flexibilidad implica la facilidad de adaptación del sistema a condiciones cambiantes, la más significativa es el aumento de la demanda con el tiempo. En los sistemas eléctricos este requisito se cubre con un adecuado planeamiento de las interconexiones.

*Simplicidad*

---

<sup>16</sup> Cigre. Guía 85

Las instalaciones de alta tensión deben ser operadas sin errores. Por ejemplo, cuanto más fáciles de entender son los esquemas de barras de una estación, más “limpio” es el diseño de la playa intemperie, y mejor realizados están los esquemas en las computadoras o los esquemas sinópticos (“mímicos”) hay más seguridad de que los operarios no cometan errores. Cuando el sistema de eléctrico en muy alta tensión incluye compensación serie o derivación, o líneas de corriente continua, la complejidad aumenta.

#### *Restricciones técnicas, sociales y ambientales.*

Las restricciones se refieren a la aceptabilidad de las obras por la sociedad, el ecosistema, tecnología, geografía del lugar donde se construirán las obras, presupuesto (economía), materiales y recursos disponibles. A veces las restricciones económicas llevan a posponer obras de mayor envergadura y más amigables con el ambiente en el largo plazo, en desmedro de obras de rápido tiempo de ejecución, en particular en la generación, lo que afecta de inmediato la selección de líneas de transmisión (tensión, sección de conductores) y la transformación. Los sistemas mal diseñados, al largo plazo, tienen mayores pérdidas y menor capacidad de adaptación a las necesidades en el largo plazo.

#### *Uso de los recursos naturales*

El uso de los recursos naturales renovables (en particular la generación hidroeléctrica, alejada de los centros de consumo) ha sido uno de los factores más importantes para la selección de líneas y estaciones de 500kV y mayores tensiones.

#### *Tecnología disponible*

Los sistemas de alta tensión deben planificarse teniendo “in mente” la tecnología existente o la que muy probablemente se dispondrá en el futuro.

#### *Geografía*

La zona donde transcurre la traza de las líneas es determinante para la adopción del sistema. Inciden las cadenas montañosas, los niveles de contaminación industrial y la salinidad. La menor rigidez dieléctrica del aire en zonas altas implica menor resistencia de las aislaciones a las sobretensiones migratorias. Deben evaluarse las posibles zonas con depósitos de hielo sobre los conductores, con elevados niveles cerámicos, con altas resistividades de los suelos. En estos últimos casos, podrían requerirse descargadores de sobretensión en las líneas. Esto ya es habitual en media y alta tensión.

#### **Planificación y aspectos de confiabilidad.**

En la figura 1 se muestra un esquema de la metodología de la planificación de los sistemas de alta tensión, para seleccionar sistema y equipos que permitan cumplir con las restricciones. Los niveles de las tensiones a adoptar no son muy amplios.

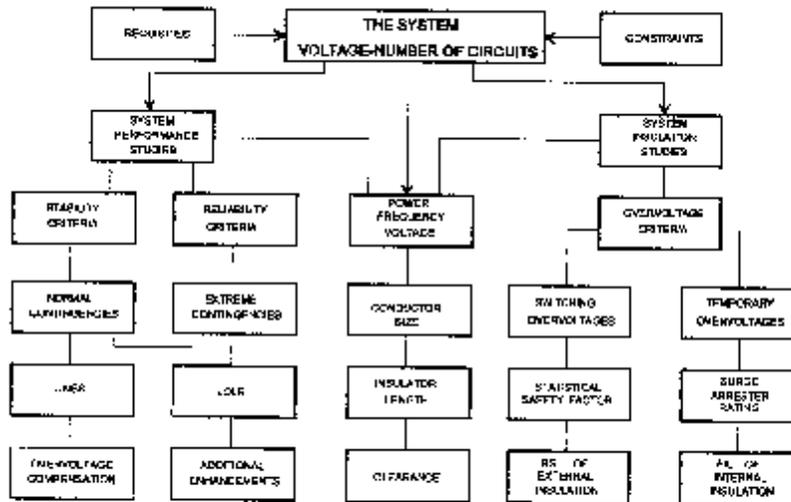


Figure 1 - TRANSMISSION PLANNING METHODOLOGY

## Líneas de 500 kV

Las sobretensiones de maniobra definen las distancias eléctricas de seguridad, en general en un mínimo de 9m entre fases en Argentina, en zona llana y a nivel del mar, la cantidad y tipo de aisladores (en Argentina del orden de 24 aisladores, con capacidad entre 21 y 40Tn).

La cantidad de salidas de servicio/100km-año debidas a descargas atmosféricas, promedio internacional, oscila entre 0,1 y 0,3 salidas de servicio/100km-año, sumando contorneos inversos y fallas de blindaje.

Campos eléctricos y magnéticos: Hay una gran controversia por el tema de la leucemia infantil y los campos magnéticos muy altos, mucho más altos que los creados habitualmente por las líneas aéreas. Ello llevó a que algunos países comiencen a fijar cifras muy bajas, del orden de 0,4 a 1μT... pero hay que tener en claro, esto es para los efectos al largo plazo... muy distinto de los efectos al corto plazo, donde ICNIRP y acepta la OMS fija un límite de 100μT para 50Hz para el público en general. Esto lo aceptó el Parlamento Europeo y el Consejo. De todos modos, OMS sigue al IARC y los declara "posiblemente carcinogénicos a los humanos (grupo 2B). Para campos eléctricos, la OMS sigue a IARC y los declara "no clasificables) (Grupo 3). En Argentina se fija en 25 μT a partir del borde de la franja de seguridad. Para campo eléctrico, según ICNIRP, el límite es de 5kV/m para el público en general. Los países que fijan límites muy por debajo de los valores usuales están estudiando y sugiriendo diversas posibilidades de mitigación de los campos magnéticos.

Para el personal técnico calificado que trabaja algunas horas los límites según el Parlamento Europeo y el Consejo son los establecidos por ICNIRP, de 500 μT para los campos magnéticos y de 10kV/m para los campos eléctricos a 50Hz. Esto está vinculado con los trabajos bajo tensión en líneas.

## Estaciones transformadoras y equipos de 500kV/AT

Para la parte 500kV de las estaciones intemperie convencional en las que se busca seguridad ante la falla de un elemento (interruptor en general) o una barra se suele adoptar el esquema de interruptor y medio. Cuando lo que se busca es elasticidad, se adoptan esquemas, en general, de doble barra – simple interruptor.

Las disposiciones bajas, con mayor espacio ocupado, pero mejor visibilidad son preferibles.

Un capítulo especial son los seccionadores. En particular, en las estaciones intermedia convencional de 500kV son usuales los seccionadores pantógrafos, porque se ubican exactamente en el lugar de cruce de los conductores a vincular.

Los transformadores pueden ser trifásicos o un banco de tres transformadores monofásicos. El límite son las dimensiones, por los gálibos de transporte.

2. **Aspectos ambientales relacionados con sistemas de 500kV. Campo eléctrico, campo magnético, ruido audible, radio- interferencia. Valores de campo magnético que no se exceden el 95% de las veces. Valor de campo magnético medio anual.**<sup>17 18 19 20</sup>

La oposición del público a las obras en alta tensión es mayor cuanto mayores son las dimensiones de las obras, y los beneficios percibidos por los habitantes de la zona atravesada son menores. Es el caso típico de las líneas de 500kV, pues los habitantes de las zonas rurales atravesadas no perciben los beneficios locales. Se requiere que los políticos expliquen los beneficios a nivel nacional.

A veces los medios masivos de comunicación, impulsados por activistas, infunden temores acerca de los campos, del PCB, del SF<sub>6</sub> ....Es importante proveer información correcta... y es recomendable que la información la suministren especialistas en comunicación social, que estén perfectamente informados del problema.

En temas de generación térmica, hay grandes oposiciones. Se necesita agua de refrigeración, que se devuelve unos grados más caliente, y generalmente se trata y se ventea un poco más de la necesaria, se emite CO<sub>2</sub> con el consiguiente efecto invernadero, las cenizas en caso de quemar carbón, la lluvia ácida como salida de chimeneas de los gases NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> ....

En el planeamiento a largo plazo de las obras es importante que los comunicadores sociales promuevan reuniones con los habitantes de las zonas potenciales donde se realizarán las obras. Esto evita importantes y serias demoras cuando las obras comienzan. Hay procesos de negociación, estrategias recomendables e indeseables.

La OMS emitió un muy interesante documento que enseña a mantener diálogos con gente preocupada. El citado documento, dirigido especialmente a funcionarios gubernamentales activos en el tema de comunicación con ciudadanos y medios de comunicación. Puede bajarse gratuitamente de Internet. Se reproducen unas pocas frases significativas.

*Comienzo de la transcripción del documento de la OMS.*

¿QUE OCURRE CUANDO UD. ESTA EXPUESTO A CAMPOS ELECTROMAGNETICOS?

Las corrientes eléctricas existen naturalmente en el cuerpo humano y son una parte esencial en las funciones normales del cuerpo. Todos los nervios transmiten sus señales por impulsos eléctricos. La mayoría de reacciones bioquímicas, desde aquellas asociadas con la digestión hasta aquellas comprometidas con la actividad cerebral incluyen procesos eléctricos.

Los efectos de la exposición externa a CEM en el cuerpo humano y células dependen principalmente de la frecuencia y de la magnitud o fuerza de los CEM. La frecuencia simplemente describe el número de oscilaciones o ciclos por segundo. A bajas frecuencias, los CEM pasan a través del cuerpo mientras que en radiofrecuencias los campos son parcialmente absorbidos y penetran una pequeña profundidad en el tejido.

Los campos eléctricos de baja frecuencia influyen la distribución de las cargas eléctricas en la superficie de los tejidos conductores y causan el flujo de corrientes eléctricas en el cuerpo

---

<sup>17</sup> Guía 56

<sup>18</sup> Guía 278

<sup>19</sup> Guía 320

<sup>20</sup> OMS "Estableciendo un diálogo"

Los campos magnéticos de baja frecuencia inducen corrientes que circulan dentro del cuerpo humano (Fig. 2B). La intensidad de estas corrientes inducidas depende de la intensidad del campo magnético externo y del tamaño del circuito a través del cual la corriente fluye. Cuando son suficientemente grandes, estas corrientes pueden causar estimulación de los nervios y músculos.

#### EFFECTOS BIOLÓGICOS Y EN LA SALUD

Los efectos biológicos son respuestas medibles del organismo o células a un estímulo o cambio en el ambiente. Tales respuestas, como el incremento del ritmo cardiaco después de beber café o la somnolencia en un no necesariamente son dañinas a la salud. Reaccionar a los cambios en el medioambiente es algo normal en nuestra vida. Aunque el cuerpo podría no poseer mecanismos de compensación adecuados para mitigar todos los cambios o fuerzas ambientales.

La exposición ambiental prolongada, aún si fuera pequeña, puede constituir un riesgo a la salud si desencadena estrés. En los humanos, un efecto adverso en salud, resulta de un efecto biológico que cause perjuicios detectables en la salud o en el bienestar de los individuos expuestos

El cumplimiento de los límites de exposición recomendados por organismos nacionales e internacionales ayuda a controlar los riesgos de la exposición a CEM que puede ser dañina a la salud humana. El presente debate está centrado en el cuestionamiento si la exposición por períodos largos, a niveles por debajo de los límites de exposición puede causar efectos adversos en la salud adversos.

#### CONCLUSIONES DE LAS INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS

##### CAMPOS DE BAJA FRECUENCIA

El conocimiento científico acerca de los efectos en la salud de los CEM es sustancial y está basado en un gran número de estudios epidemiológicos, estudios en animales y estudios in-vitro. Muchos de los resultados, que van desde defectos reproductivos a enfermedades cardiovasculares y neurodegenerativas, han sido examinados, pero la más consistente de las evidencias a la fecha es la concerniente a Leucemia en niños. En el 2001 un grupo de trabajo conformado por científicos expertos de la Agencia Internacional de Investigación del Cáncer de la OMS-IARC revisaron estudios relacionados a la carcinogenicidad de los campos eléctricos y magnéticos de baja frecuencia. Usando la clasificación estándar de la IARC -que pondera la evidencias humanas, en animales y las evidencias de laboratorio- los Campos Magnéticos de Baja Frecuencia fueron clasificados como posiblemente carcinógenos en humanos basados en estudios epidemiológicos de Leucemia en niños. Un ejemplo bien conocido para este tipo de agentes es el café, el cual puede incrementar el riesgo de cáncer al riñón, mientras que al mismo tiempo éste puede proteger contra el cáncer al intestino. “Posible carcinógeno en humanos” es una clasificación usada para denotar un agente por el cual hay una evidencia limitada de carcinogenicidad en humanos y menos que suficiente evidencia para carcinogenicidad

La evidencia para otros tipos de cáncer en niños y adultos, como también para otros tipos de exposición (ej. Campos estáticos y campos eléctricos de baja frecuencia) fue considerada inadecuada en la clasificación debido a la insuficiente o inconsistente información científica. Mientras que la IARC ha clasificado a los CEM ELF como posibles carcinógenos para los humanos, es posible que hayan otras explicaciones para la asociación observada...

#### COMUNICACIÓN DE LOS PELIGROS DE LOS CEM GESTIÓN DE LA PERCEPCIÓN PÚBLICA

La tecnología moderna ofrece herramientas poderosas para estimular todo un conjunto de beneficios para la sociedad, adicionalmente al desarrollo económico. Aunque, el progreso tecnológico en el sentido más amplio siempre ha sido asociado con riesgos y peligros, tanto percibidos como reales.

Las aplicaciones industriales, comerciales y en el hogar de los CEM no son la excepción. A principios del siglo XX las personas se preocuparon por los posibles efectos en la salud, de los focos de luz y los campos emanados de los alambres de los postes telefónicos. No aparecieron efectos a la salud, y estas tecnologías fueron gradualmente aceptadas como parte del estilo de vida normal. El entendimiento y adaptación a la introducción de nuevas tecnologías depende parcialmente de la forma como la nueva tecnología es presentada y como estos riesgos y beneficios son interpretados por un público siempre más desconfiado.

En todo el mundo, algunos miembros del público en general han indicado preocupación por la exposición a CEM de fuentes tales como líneas de energía de alto voltaje, radar, teléfonos móviles y sus estaciones base podrían conducir a consecuencias adversas a la salud, especialmente en niños. Como resultado, la construcción de nuevas líneas de energía y sistemas de telefonía móvil han encontrado una considerable oposición en algunos países.

## RIESGO Y PELIGRO

- \_\_ Manejar un carro es un peligro potencial a la salud. Manejar un carro a altas velocidades presenta un riesgo. Cuanto más alta es la velocidad, mayor es el riesgo asociado.
- \_\_ Cada actividad tiene un riesgo asociado. Es posible disminuir el riesgo evitando actividades específicas, pero no se puede evitarlo completamente. En el mundo real no existe algo como el riesgo cero.

## BASES DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO

La evaluación del riesgo es un proceso organizado usado para describir y estimar la probabilidad de resultados adversos a la salud provenientes de la exposición ambiental a un agente. Los cuatro pasos en este proceso son:

1. Identificación del peligro: la identificación de un agente potencialmente peligroso o una situación de exposición (ej. Una sustancia particular o una fuente de energía).
2. Evaluación dosis-respuesta: la estimación de la relación entre la dosis o exposición a un agente o situación y la incidencia y/o severidad de un efecto
3. Evaluación de la exposición: la evaluación de la magnitud de la exposición o potencial exposición en situaciones reales.
4. Caracterización del riesgo: la síntesis o el resumen de la información acerca de una situación potencialmente peligrosa en una forma útil para los que toman las decisiones y los involucrados

REGULACIONES son pasos formales tomados por los gobiernos para limitar la ocurrencia y las consecuencias de eventos potencialmente riesgosos. Los estándares con límites pueden imponerse con métodos que permitan acatarlos o pueden establecer objetivos a ser realizados sin ser prescriptivos.

LIMITANDO LA EXPOSICION o prohibiendo completamente la fuente de exposición son opciones para ser usadas cuando el grado de certidumbre del peligro es alto. El grado de certidumbre y la severidad del daño son dos factores importantes para decidir el tipo de acciones a ser tomadas.

OPCIONES TECNICAS deberían ser usadas para reducir el riesgo (o percibir el riesgo). Estos pueden incluir consideraciones tales como el enterramiento de las líneas de energía, o la ubicación de los sitios de telecomunicaciones para estaciones base de telefonía móvil.

MITIGACION, envuelve la realización de cambios físicos en el sistema para reducir la exposición, y finalmente el riesgo. La mitigación puede significar el rediseño del sistema, instalando apantallamientos o introduciendo equipos de protección.

COMPENSACION es ofrecida algunas veces en respuesta a exposiciones altas en ciertos lugares de trabajo o ambientes. Las personas pueden estar dispuestas a aceptar algo de valor a cambio de aceptar el incremento de exposición.

Establecer el diálogo tan pronto como es posible provee una serie de beneficios. Primero, el público verá al comunicador actuando de manera responsable y demostrando preocupación acerca del tema. Evitando atrasos en proporcionar la información y la discusión también disipará controversias, y disminuirá la probabilidad de tener que corregir una mala información y malos entendidos.

Iniciar la comunicación del riesgo demuestra que uno está tratando de construir una relación con las partes interesadas y esto en sí mismo, puede ser casi tan importante como el contenido de lo que se comunica.

El proceso de comunicación pasa a través de diferentes etapas. Al inicio del diálogo, hay una necesidad de proporcionar información y conocimiento. Esto incrementará la conciencia y algunas veces la preocupación por parte de los diferentes interesados. En esta etapa, será importante continuar la comunicación a través de un diálogo abierto, con todas las partes comprometidas antes de establecer políticas. Cuando se planea un nuevo proyecto, por ejemplo, construir una línea de energía o una estación base de telefonía móvil, la industria debería empezar inmediatamente la comunicación con autoridades locales y regionales como también con las partes interesadas (terratenientes, ciudadanos preocupados, grupos ambientalistas).

#### MANEJANDO UN TEMA DE SENSIBLE AL TIEMPO

Los temas de salud pública y ambiental tienen una vida dinámica; evolucionan con el tiempo. El ciclo de vida de un tema ilustra como se desarrolla con el tiempo la presión social sobre los que toman las decisiones. Durante las etapas iniciales del ciclo de vida, cuando el problema está latente o recién está emergiendo la presión del público es mínima.

#### CUANDO COMUNICAR PREGUNTAS CLAVE

\_\_\_¿Cuándo debería entrar en un diálogo

\_\_\_¿Hay suficiente tiempo de planeamiento?

\_\_\_¿Puede investigar rápidamente quién y qué influencia las opiniones de la comunidad?

\_\_\_¿Cuándo incluyes a las partes interesadas? ¿Cuándo planeas el proceso, seleccionas las metas y cuando trazas las opciones? ¿Cuándo se toman las decisiones?

Frecuentemente hay una ansiedad significativa por parte del público sobre algunas fuentes particulares de CEM, tales como las líneas de transmisión y las estaciones de base de telefonía móvil. Esta ansiedad puede conducir a objeciones fuertes sobre la ubicación de tales instalaciones.

Cuando se levanta la oposición de la comunidad, frecuentemente es porque el proceso de comunicación no se ha iniciado lo suficientemente temprano para asegurar la confianza y el entendimiento del público.

La comunicación exitosa acerca de un proyecto requiere planeamiento y habilidad. Esto es importante para anticipar las necesidades de información: conocer que compartir y cuando hacerlo.

Se han transcrito parcialmente unas pocas frases del extenso documento de la OMS, sobre todo para evidenciar que la OMS está lejos de propiciar una significativa preocupación, lo que no quiere decir que lo desconoce o que sugiere no considerarlo....

*Fin de la transcripción del documento de la OMS.*

La construcción y operación de líneas aéreas de muy alta tensión está asociada a un conjunto de impactos ambientales. La magnitud de los impactos está asociada a las características de la zona atravesada, la topología y características de las líneas.

Se estudian los campos eléctricos y magnéticos, ruido audible y radio interferencia.

En las etapas de planeamiento y de ingeniería básica es el mejor momento para reducir los impactos a niveles aceptables. Los parámetros de diseño de líneas de 500kV a evaluar son:

Configuración y disposición de las fases.

Cantidad y disposición de los conductores.

Número de sub- conductores

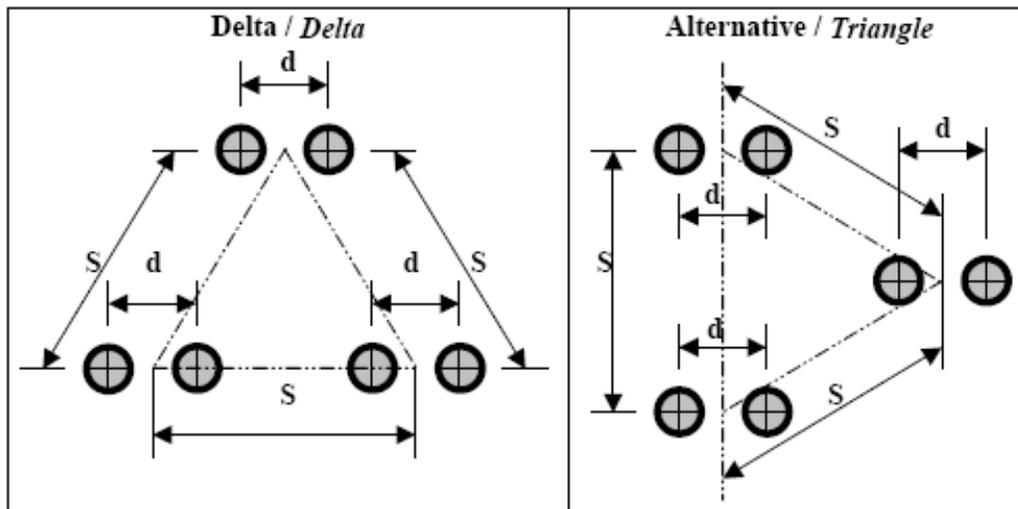
Distancia entre fases

Altura libre sobre el suelo

Diámetro de los conductores

En muchos casos, la modificación de un parámetro tiene efectos benéficos para algún aspecto pero negativo para otros, por ejemplo campos magnéticos contra ruido audible. Se debe hacer un análisis sistémico para resolver el problema globalmente.

Por ejemplo, en las siguientes figuras se muestran diversas configuraciones de **líneas simple terna de 400kV** analizadas por cigre en la guía 278.



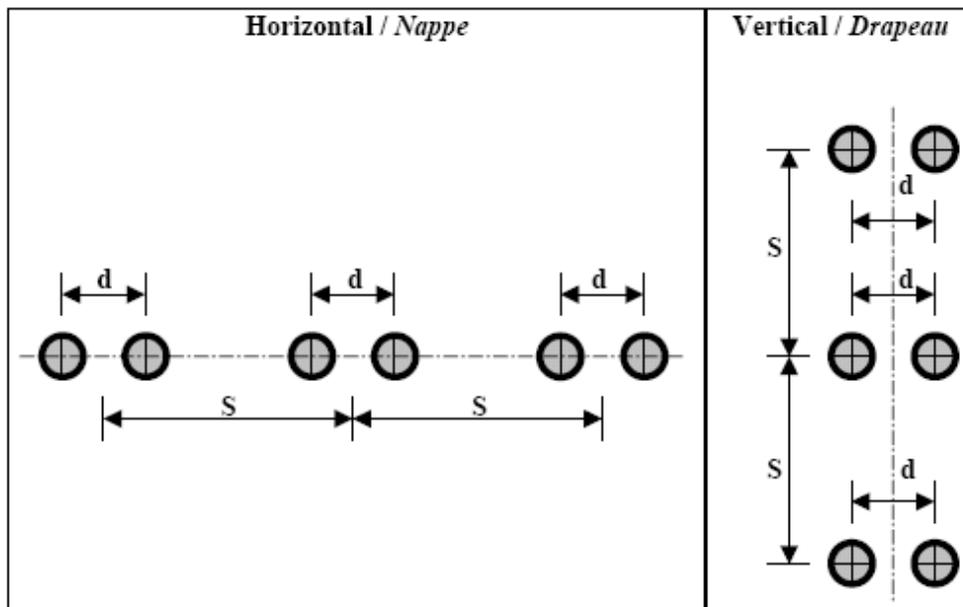


Figura 2. Diversas configuraciones de las fases para líneas de 400kV

Para cada una de las configuraciones se estudiaron las magnitudes resultantes de los campos eléctricos y magnéticos, ruido audible y radio interferencia.

Las conclusiones de los estudios para las líneas simple terna de 400kV son:

Los **campos eléctricos** se reducen en:

- Configuraciones verticales,
- Compactación de las fases,
- Aumento de la altura de los conductores.

Los **campos magnéticos** se reducen:

- Compactando las líneas
- Aumentando la altura sobre el suelo.

Para **radio interferencia**:

- La configuración horizontal da los mejores resultados,
- El aumento en la cantidad de sub- conductores reduce los niveles,
- La compactación no reduce los niveles.

En cuanto a **ruido audible**:

- La configuración no modifica los niveles,
- El aumento de sub conductores disminuye el ruido audible,
- El aumento de altura de los conductores no afecta el nivel,
- La compactación aumenta el nivel de de ruido audible.

Para el caso de líneas de doble terna de 400kV analizadas por cigre en la guía 278, se han estudiado las variantes indicadas en la figura 3.

Las conclusiones de los análisis comparativos de las diversas configuraciones y magnitudes estudiadas son:

### Campo eléctrico

Para reducir los CE se recomienda elegir las configuraciones de baja impedancia, por ejemplo R1, S1, T1 y T2, S2, R2.

La configuración Danubio da los valores más altos de CE mayores a 20m del eje de la línea. A 40m del eje de la línea los valores del CE son similares en todas las configuraciones. La compactación es el medio más efectivo para reducir el CE.

3. 400 kV double circuit lines

3.1 Configurations studied

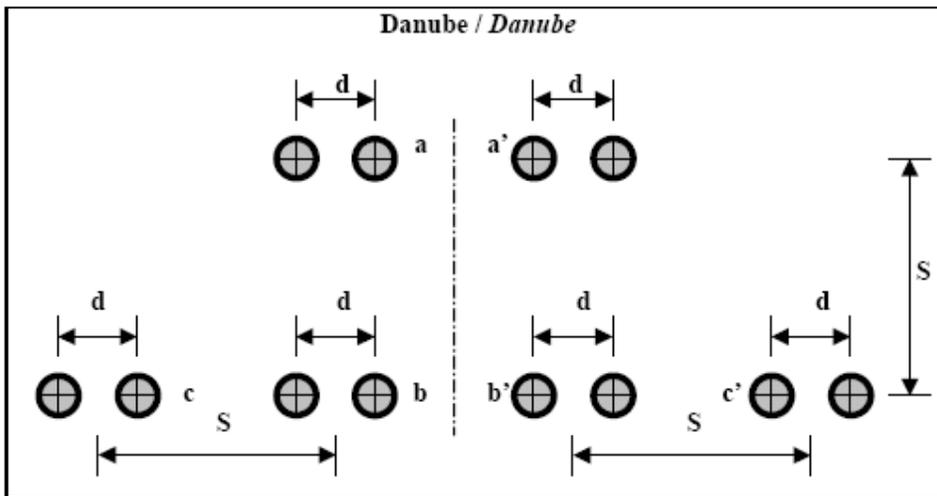
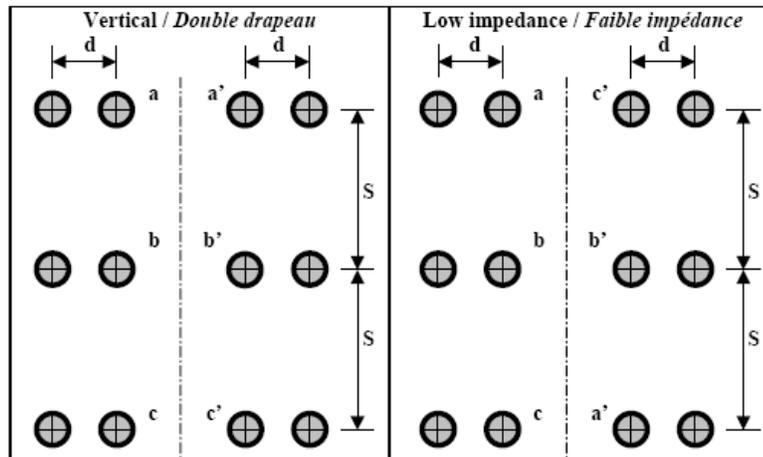


Figura 3.

Configuraciones de doble terna en 400kV

### **Campo magnético**

Las configuraciones verticales dan los menores valores de CM máximo y de CM en el eje. Pero a 20m del eje y distancias mayores los mejores resultados reobtienen con configuraciones de baja impedancia, que son las recomendables..

La compactación es la mejor solución para reducir los CM.

Una forma fácil de reducir los CM es aumentar la altura libre sobre el suelo.

El número de subconductores y su espaciamiento no modifican el CM.

### **Radio- interferencia**

No existen configuraciones óptimas para reducir la RI.

El aumento en el número de subconductores reduce significativamente la RI.

La compactación no reduce la RI.

Las configuraciones de baja impedancia no reducen el nivel de RI.

### **Ruido audible**

La configuración no afecta significativamente el RA.

El ruido audible se reduce levemente al alejarse del eje de la línea.

El aumento del número de subconductores disminuye significativamente el RA.

La compactación aumenta el RA.

El aumento de la altura libre no afecta el RA.

## **Recomendaciones generales para reducir las magnitudes analizadas en líneas de 400kV.**

### **Campo eléctrico**

La compactación es la mejor vía para reducir el CE.

Aumentar la altura libre es una buena solución para reducir el CE.

En dobles ternas son recomendables las configuraciones de baja impedancia.

En líneas de simple terna las configuraciones triangulares dan los menores valores de CE.

Las medidas para reducir los CE a veces aumentan el RA y la RI.

### **Campo magnético**

La compactación es la mejor solución para reducir el CM.

Aumentar la altura libre es una buena solución para reducir el CM.

El número de subconductores y su espaciamiento no modifican el CM.

En dobles ternas son recomendables las configuraciones de baja impedancia.

Las medidas para reducir los CM a veces aumentan el RA y la RI.

### **Radio interferencia**

La mejor solución para reducir los niveles de RI es aumentar el número de subconductores.

En líneas de simple terna la configuración óptima para reducir la RI en zonas más allá del borde de la franja de seguridad es la horizontal.

En dobles ternas son recomendables las configuraciones de baja impedancia y las verticales.

La compactación no reduce la RI.

El aumento de la altura libre no tiene influencia en zonas más allá del borde de la franja de seguridad es la horizontal.

### **Ruido audible**

De la misma manera que para la RI, la mejor solución para reducir los niveles de RA es aumentar el número de subconductores.

La configuración de la línea no afecta el nivel de RA.

La compactación aumenta el nivel de RA.

El aumento de la altura libre no modifica sensiblemente el nivel de RA.

## Caracterización de los CM.

A continuación se muestran algunas conclusiones y comentarios obrantes en la guía 320 de cigre.

En el caso de redes utilizadas para el servicio público, el valor máximo anual que aparece el 95% de las veces es típicamente de dos a tres veces mayor que el valor medio anual.

El valor máximo de cálculo (y posiblemente nunca medido) es dos o tres veces mayor que el que aparece el 95% de las veces.

La propuesta para asignar valores conservativos se muestra en la tabla 1:

Tabla 1. Valores conservativos para comparar con las exposiciones de los humanos en el largo plazo

Yearly current ratio (or field ratio)	Conservative	Very conservative
95 % / rated	0.5	0.7
50 % / 95 % or mean / 95%	0.5	0.7
50 % / rated or mean / rated	$0.5 \times 0.5 = 0.25$	$0.7 \times 0.7 \approx 0.5$

La elección sobre si usar valores conservativos o muy conservativos depende del lugar. Centrales, industrias electro intensivas, funcionan en condiciones muy distintas de las curvas de carga típicas de las redes de alimentación a usuarios residenciales.

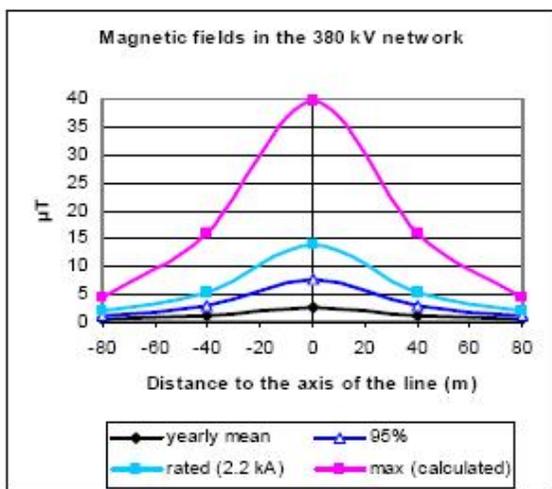


Figura 4. Campos magnéticos en la red belga de 380kV.

**3. Líneas aéreas de transmisión en 500kV: Evaluación de los tipos de soportes para líneas de 500kV<sup>21</sup>. Criterios de supervisión y mantenimiento. Criterio de diseño de conductores frente a las vibraciones eólicas.<sup>22 23</sup> Haces de subconductores. Tipos de amortiguadores. Inspecciones de líneas de 500kV. Control y predicción de fallas.<sup>24</sup>. Eventos previsible e imprevisible. Opciones proactivas y reactivas. Fallas de conductores, debidas a corrosión, descargas atmosféricas. Fallas de aisladores. Fallas de estructuras de acero, riendas y anclajes. Técnicas de inspección de fundaciones.**

**3.1** Con respecto a los **criterios de supervisión y mantenimiento con relación a la evaluación de los tipos de soporte**, en el documento de cigre, llamado “ Assessment of Existing Overhead Line Supports ” (guía 320) se ha recogido y comparado *información internacional obtenida de encuestas* acerca de las practicas y experiencias en métodos de inspección, herramientas de diagnóstico y evaluación de defectos de estructuras de línea existentes, para conocer y comparar tareas de mantenimiento rutinario, reparación, extensión de vida, renovación y modernización de soportes para líneas aéreas.

El estudio contempla:

- Estructuras de acero autoportantes
- Estructuras de acero arriendadas (arriostradas)
- Tubos de acero
- Estructuras de hormigón
- Postes de madera.

A los efectos del presente cursillo, que está orientado a líneas de 500kV, se hará especial hincapié en mencionar información del informe general aplicable a estructuras autoportantes y arriendadas de acero.

Con relación a las **acciones de gerenciamiento y toma de decisiones**, el **colapso de un soporte o su indisponibilidad** es considerado como el criterio más importante para la toma de decisiones. El análisis del deterioro de las estructuras es considerado en segundo lugar como criterio para toma de decisiones. Se evalúan los síntomas de deterioro, la determinación del tipo de defecto, su progreso (avance), la estimación de la fuente (o causa) del deterioro en función del ambiente local y una estimación de las consecuencias. En la figura 5 se transcribe la figura 1 del informe de cigre. En la figura se muestran, a grandes rasgos, los criterios básicos para tomar decisiones sobre gerenciamiento de estructuras.

---

<sup>21</sup> Guía 230

<sup>22</sup> Guía 273.

<sup>23</sup> Guía 277

<sup>24</sup> Guía 175

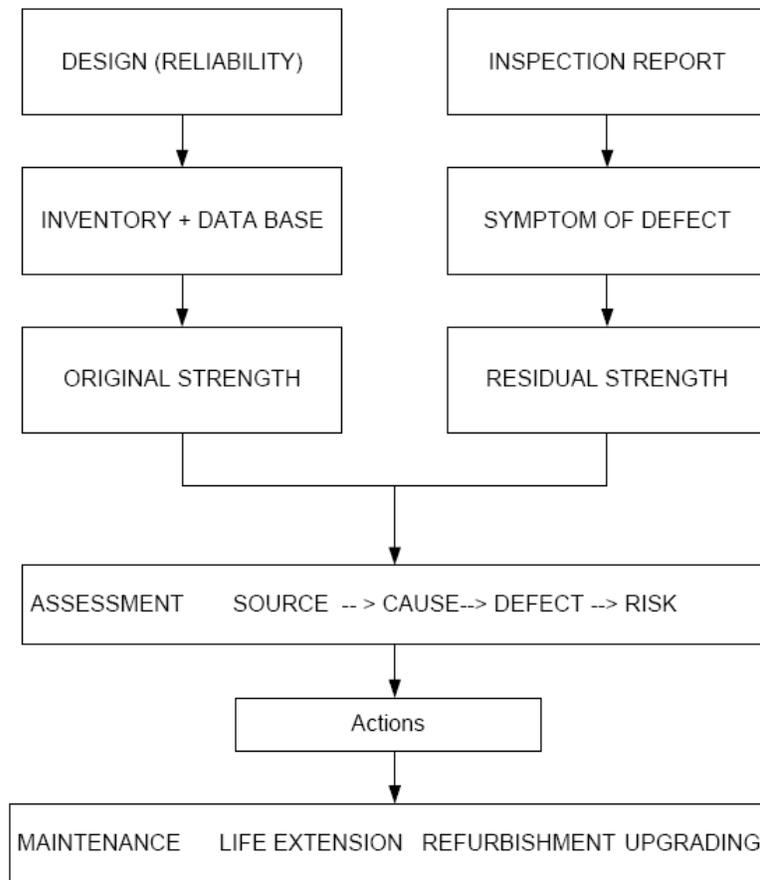


Figura 5. Criterios básicos para tomar decisiones sobre gerenciamiento de estructuras.

En la tabla 2 se transcribe la tabla 1 que establece un “ranking” y los niveles de prioridad adoptados para establecer criterios de gerenciamiento de estructuras.

La guía es muy amplia y la información recogida es muy extensa, sin embargo, dados los alcances y duración prevista de este cursillo sólo puede recomendarse la profundización en el estudio y lectura a los interesados específicamente en el tema.

Por ejemplo, cuando se analizan las causas de corrosión de las estructuras de acero, el “ranking de respuestas muestra en orden decreciente de importancia: Causas climáticas normales, contaminación ambiental, Contaminación industrial, corrosión por cercanía al mar... y otras en orden cada vez más decreciente..terminando en alta humedad y vegetación en zonas tropicales.

A continuación se analizan las razones para justificar el problema causado por la corrosión. El primer lugar lo ocupa el “no galvanizado”, siguiendo por el “no repintado”. Continúa en orden decreciente el reducido o nulo mantenimiento y la falta de pintura.

Tabla 2. Criterios para decisiones o acciones de gerenciamiento de estructuras

Table 1 – Criteria for management decisions on actions			
Ranked items		Score 1	Score 2
1.	probability of collapse (unreliability)	47 %	41
2.	symptoms of defects	39 %	19
3.	sources of defects	35 %	13
4.	Network performance (availability)	30 %	11
5.	Existing condition / original strength	27 %	16
6.	available budget	21 %	7

Para estructuras arriendadas la causa prioritaria se observa en las riendas, seguida de la vinculación de las riendas con el anclaje a tierra.

**3.2** En relación al **diseño seguro de los conductores frente a las vibraciones eólicas**, un documento emitido en 2005 por cigre, la guía 273, se ocupa de analizar los conceptos de EDS, los conductores no amortiguados, los conductores amortiguados y los haces de subconductores.

El documento comienza destacando que puede haber varios motivos para controlar la tensión de los conductores de las líneas aéreas en la etapa del diseño.

Una de las razones más obvias es asegurar que la tensión máxima que resulta de las más severas condiciones climáticas no excede la tensión admisible del conductor.

En la otra situación extrema, puede requerirse limitar la tensión mínima cuando mientras que el conductor está operando a máxima temperatura para no violar la altura libre.

Un tercer motivo de restricción de tensiones requiere evitar la rotura por fatiga del conductor cuando está sometido a las vibraciones eólicas, causadas por los torbellinos de Von Karman., Los conductores cableados son más vulnerables a las vibraciones eólicas cuando aumenta la tensión mecánica, a medida que están más tensos o más templados. Esto vale para conductores simples o en haz de subconductores, con sin dispositivos amortiguadores y/o espaciadores.

El concepto de EDS, impulsado por el SC 6 de cigre desde 1960, con la intención de brindar elementos para lograr el diseño seguro de los conductores frente a las vibraciones eólicas, condujo a establecer que la tensión mecánica correspondiente al estado de EDS era del 18% de la última tensión elástica para conductores de aluminio con alma de acero. Sin embargo, en algunos casos, aún con este criterio restrictivo se producían roturas por fatiga. Ello dio motivo a la revisión que se realizó en la guía 273 del año 2005.

Tomando en cuenta que esto mejora la capacidad de auto-amortiguamiento de los conductores, y para generalizar los resultados lo más posible, se resolvió adoptar el parámetro H/w, esto es, la relación entre la fuerza de tensado original en el eje horizontal H y el peso por unidad de longitud w. (*Recordar el parámetro de una catenaria*). Tener presente que H es la original, cuando no hubo viento ni hielo y previo al alargamiento inelástico (creep) a la temperatura media mensual del mes más frío en el lugar donde se implantará la línea.

Otra magnitud estudiada en la sección 3 de la guía es la turbulencia del viento, que afecta la potencia aportada al conductor vibrante. Acá interesa la rugosidad del terreno.

En la sección 5 se analizan los conductores simples protegidos con amortiguadores Stockbridge. En los cálculos y figuras se identifican como “Stk”. Dado que estos dispositivos mejoran el comportamiento de los conductores frente a las vibraciones, se introdujo el parámetro de calificación LD/m, donde L es la longitud del vano, D el diámetro del conductor y m la masa del conductor por unidad de longitud.

Finalmente, en la sección 6 se estudian los haces de subconductores, con (y sin) distanciadores auto - amortiguadores. Los llaman “Non Damping Spacers” y en los cálculos se identifican como “NDS”. Se propone una metodología para el diseño seguro de cada tipo de las disposiciones estudiadas, con y sin amortiguadores de Stockbridge en las cercanías de los puntos de sujeción.

### **3.3 “Estado del arte” a 2005 del tema espaciadores y espaciadores – amortiguadores**

#### **3.3.1 Generalidades.**

La guía 277 de cigre, emitida en agosto de 2005 por el WG B 2.11, se ocupa del uso de los espaciadores entre los sub - conductores en líneas de MAT, empleados para mantener el comportamiento eléctrico de los sub – conductores de cada fase.

Los diferencia en “rígidos”, “articulados”, flexibles” y “espaciadores – amortiguadores”.

La cantidad y ubicación de los espaciadores a lo largo del vano, se realiza para resolver los problemas de vibraciones excitadas por el viento, fundamentalmente por problemas de inestabilidad (oscilaciones de sub – vanos) y vibraciones eólicas. Se considera al galope con hielo y al galope inducido por estelas (sin hielo), este ultimo de rara aparición.

#### *Vibraciones eólicas.*

El parámetro de interés es la cantidad de espaciadores, no es muy importante su ubicación. No interesa optimizar la ubicación. Desde el punto de vista de las vibraciones eólicas, podría prescindirse de los distanciadores y colocar amortiguadores en los extremos del vano...pero esto no resuelve el tema del distanciamiento y geometría de los subconductores a lo largo del vano.

#### *Problemas de inestabilidad y oscilaciones de sub vanos.*

En este caso, los parámetros de interés son la ubicación de los espaciadores a lo largo del vano, la distancia entre espaciadores adyacentes, la configuración del haz de sub conductores y la máxima longitud del vano. El tipo de espaciador es de importancia capital, porque en este fenómeno se produce inestabilidad por la interacción y acoplamiento entre dos tipos de modos de vibración, uno con componentes en el plano horizontal y otro en el plano vertical. En el plano vertical, hay frecuencias modales torsionales, que están influenciadas por la longitud total del vano y por las condiciones de los puntos de sujeción en los extremos del vano. En el plano horizontal, las frecuencias modales están ligadas fundamentalmente a las longitudes de los sub vanos. Así, los cambios en la longitud de los sub vanos modifican las frecuencias modales horizontales y consecuentemente los acoplamientos entre modos, por lo que el problema puede controlarse. Si los sub-vanos están equiespaciados, son más susceptibles a las oscilaciones que si los subvanos son de longitudes diferentes. Esto se debe a que los sub-vanos equiespaciados definen frecuencias horizontales en las que vibran todos simultáneamente con un modo vibrante que puede fácilmente acoplarse a modos torsionales.

Tanto de resultados experimentales como de cálculos analíticos, generalmente se ha aceptado que una buena relación entre longitudes de subvanos es 0,8 a 0,9. En cuanto a la distancia entre los subvanos terminales y los adyacentes, un buen valor es 0,55 a 0,65.

También se estudia la diferencia entre el comportamiento de los haces de cuatro subconductores dispuestos en cuadrado o en diamante. El cuadrado es fácil de montar. El diamante es estable a bajas velocidades de viento, pero presenta grandes amplitudes en las oscilaciones con vientos de altas velocidades.

#### *Máxima longitud de los sub vanos.*

La máxima longitud de los sub vanos depende de la velocidad del viento, del tipo de terreno y de la máxima amplitud aceptable de las vibraciones. Los resultados analíticos y experimentales permiten recomendar que para relaciones entre separación del haz y diámetro de conductores entre 15 y 17, para velocidades de viento relativamente altas (mayores que 20 a 25m/s), la máxima longitud de los sub vanos sea del orden de los 65m. En condiciones poco severas se ha llegado a los 80m. Se recomienda conocer bien los datos de la zona y los conductores y no aplicar soluciones generales “como si fueran recetas”.

*Galope con hielo.*

Aparentemente el número de espaciadores y su tipo no mejoran el comportamiento, pero es recomendable reducir a unos 20 o 30 m la distancia del último subvano al punto de sujeción.

**3.3.2. Tipos de espaciadores**

Consisten en un cuerpo central y grapas para tomarse a los conductores.

Hay espaciadores rígidos, espaciadores articulados, espaciadores flexibles y espaciadores – amortiguadores. Ver figura 6 transcripta del documento de cigre con su numeración original

Si se emplean los rígidos (fig 1.3.2.1 y 1.3.2.2) se requiere de amortiguadores de vibraciones. Los rígidos restringen la distancia entre subconductores, son históricamente los primeros. Se emplean bastante en estaciones transformadoras. No permiten el movimiento relativo entre subconductores.

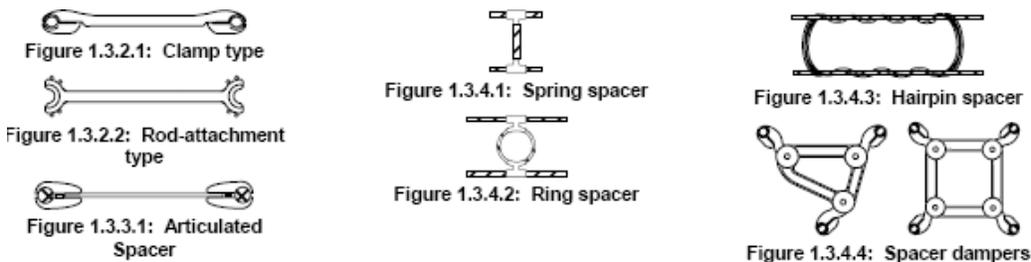


Figura 6 Distintos tipos de espaciadores

Los espaciadores articulados también restringen la distancia entre subconductores, pero permiten la rotación de los conductores alrededor de su eje de sujeción. Ver figura 1.3.3.1. Permiten utilizar subvanos cortos. Se debe controlar el desgaste del punto de giro.

Los espaciadores flexibles permiten grandes desplazamientos de los subconductores. Cuando las cargas adicionales externas desaparecen, las propiedades elásticas les permiten volver a su posición original. Ver figuras 1.3.4.1 a 1.3.4.3.

Los espaciadores – amortiguadores permiten grandes desplazamientos y facilitan la disipación de energía. Por eso amortiguan. Ver figura 1.3.4.4.

**3.3.3 Materiales y criterios de selección.**

Bien que este cursillo no está destinado a fabricantes, se incluyen algunos temas de criterio de selección para sugerir que se estipulen en las planillas de datos garantizados.

Deben tener adecuada resistencia mecánica en un amplio rango de temperaturas. Deben soportar ciclos térmicos causados por la corriente de carga.

Los problemas más importantes son: evitar que los elastómeros se deterioren a alta temperatura y la fragilidad del acero a bajas temperaturas.

Deben ser resistentes a la corrosión causada por la humedad o por contaminantes arrastrados por el viento y la corrosión galvánica causada por la diferencia de los potenciales de distintos materiales en contacto.

La galvanización del acero, y el anodizado de las aleaciones de aluminio brindan condiciones favorables para evitar la corrosión, en cambio las grasas y pinturas aparentan no ser tan eficientes en largos plazos.

### 3.3.4 Articulaciones

Los espaciadores deben incorporar articulaciones que permitan el acomodamiento relativo de los subconductores del haz ante cargas desiguales de hielo, diferente alargamiento inelástico y viento sin que se dañen los subconductores.

### 3.3.5 Diferentes formas de movimiento relativo de los subconductores

La figura 7 ilustra la oscilación dentro del subvano (llamada a veces respiración)

La figura 8 muestra el galope horizontal y la figura 9 el galope vertical. La figura 10 ilustra el serpenteo.

### 3.3.6. Corona, radio interferencia, ruido audible.

Los espaciadores deben diseñarse para evitar la presencia de efectos causados por campos eléctricos elevados. Los efectos corona, radio interferencia, ruido audible deben tener límites acotados.

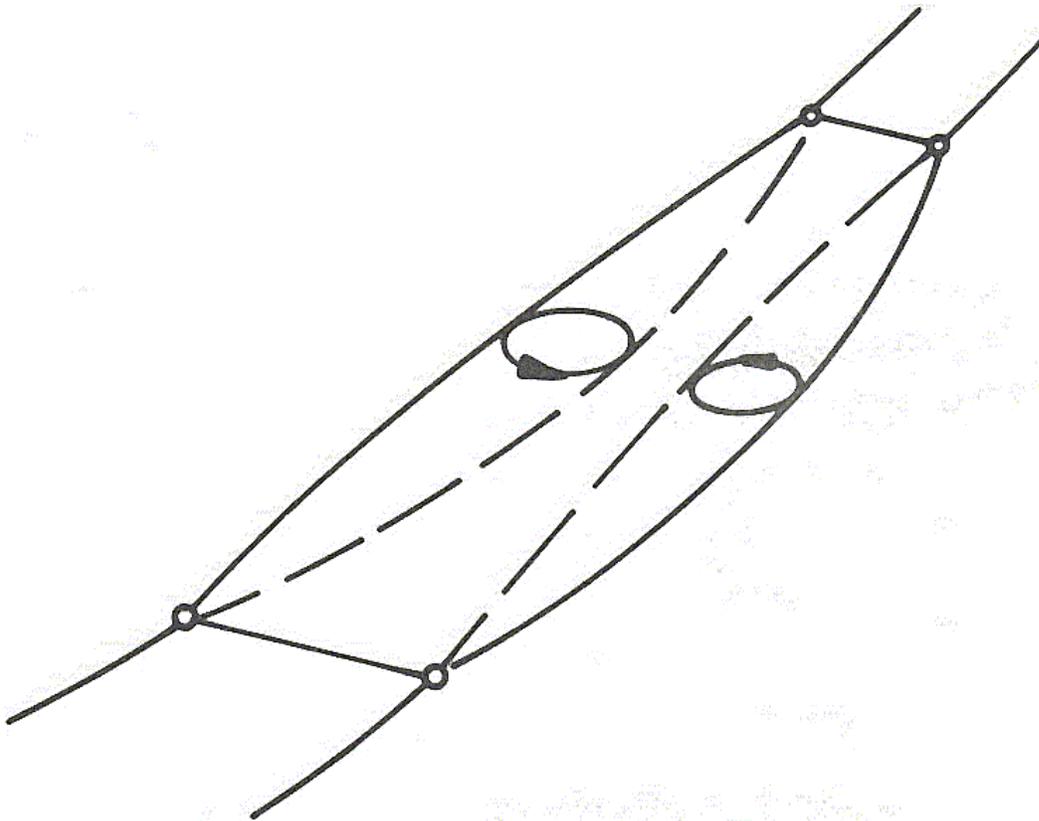


Figura 7 Oscilación en el subvano

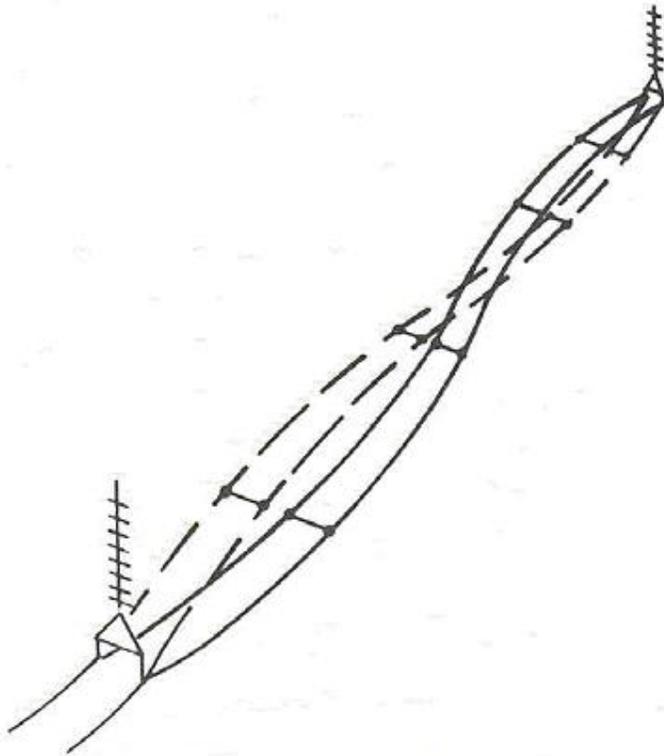


Figura 8. Galope horizontal

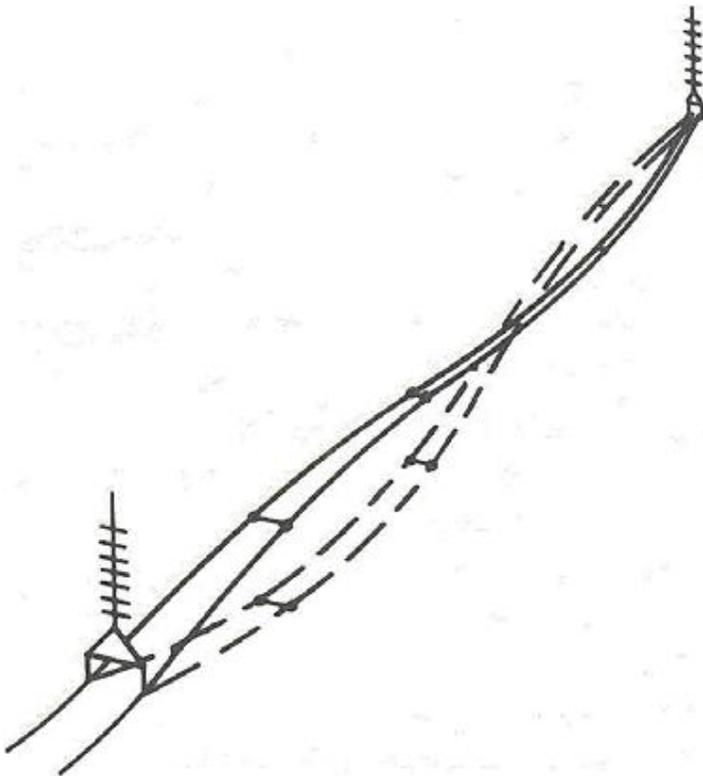


Figura 9. Galope vertical

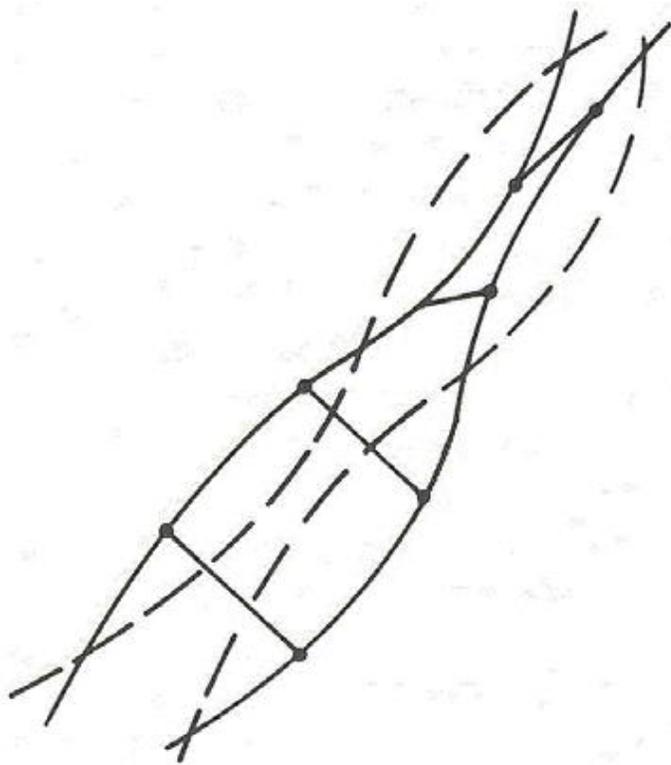


Figura 10. Serpenteo.

Comentario: La guía 277 es muy amplia, de lectura muy recomendable a quienes deban especificar o trabajar en el tema espaciadores. Es bastante actual.

La siguiente tabla con las medidas para contrarrestar los efectos el galope se tomó de la guía 322 de cigre<sup>25</sup> (Junio 2007).

Table: Overview of existing countermeasure against galloping

NO	DEVICE NAME	APPL'N	WEATHER CONDITION		LINE CONSTRUCTION			COMMENTS
			Glaze	Wet snow	Dist'n	Single trans'n	Bundle	
1	Rigid Interphase Spacer	Widely used	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Prevents flashovers, reduced galloping motions
2	Flexible Interphase Spacer	Widely used	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Prevents flashovers, reduced galloping motions
3	Air Flow Spoiler	Widely used	Yes		Yes	Yes	Yes	Covers 25% of span Limited by voltage. Extensive field evaluation
4	Eccentric Weights & Rotating Clamp Spacers	Used in Japan	No	Yes	No	Yes	Yes	Three per single span. One per spacer per subconductor
5	AR Twister	Used in USA	Yes		Yes	Yes	Yes	Two per span
6	AR Waddamper	Used in USA	Yes		Yes	Yes	Yes	Two per span
7	Acrodynamic Galloping Controller (AGC)				Yes	Yes		Number based on analysis
8	Torsional Control Device (TCD)	Used in Japan		Yes	No		Yes	Two per span
9	Galloping Control Device (GCD)	Used in Japan		Yes	No		Yes	Two per span
10	Detuning Pendulum	Widely used	Yes		Yes	Yes	Yes	3 or 4 per span. Uses armor rods if tension is high. Most extensive field evaluations
11	Torsional Damper and Definer (TDD)	Experimental	Yes	Yes	No	No	Yes	2 or 3 per span

### 3.4 Inspecciones de líneas de 500kV. Control y predicción de fallas. Eventos previsibles e imprevisibles

En esta sección se trata el mantenimiento de las líneas existentes, desde un punto cuantitativo y sistemático, basado en metodología actualizada. La bibliografía de referencia es la guía 175 de cigre. "Management of Existing Overhead Transmission Lines", con el objetivo de dar respuestas técnicamente aceptables y con rigor "científico" a los siguientes interrogantes:

<sup>25</sup> Guía 322

- ¿Puede usted justificar cuantitativamente las inversiones que está realizando en las líneas aéreas de transmisión existentes?.
- ¿Puede usted prever la probabilidad de la próxima falla de las líneas aéreas de transmisión existentes?.
- ¿Recoge usted los datos correctos cuando hay una avería?.
- ¿Conoce usted las condiciones actuales de las componentes en las líneas aéreas de transmisión existentes?.
- ¿Puede usted gerenciar esta información adecuadamente, en caso de recogerla?.

En la guía se recomiendan métodos cuidadosamente analizados por los especialistas que integraron el WG 22.13 de cigre. Se trata de reemplazar la toma de decisiones cualitativa, basada en la opinión de personal experimentado, por una metodología cuantitativa.

#### *3.4.1 Justificación cuantitativa de las inversiones anuales realizadas en las líneas aéreas de transmisión existente para minimizar el valor neto presente.*

Los gastos anuales son la suma de los gastos planificados (determinístico) y la evaluación monetaria del riesgo de falla de una línea aéreas de transmisión (estadístico). Usando el modelo propuesto por cigre, se califican por un ranking las opciones de gerenciamiento. Si hay restricciones o límites monetarios, el modelo permite conocer el riesgo asumido al no realizarlas.

Los factores de costo anuales determinísticos se consideran como inversiones planificadas. Son las operaciones normales y el mantenimiento planificado.

Los factores de costo anuales estadísticos contemplan el riesgo de fallas. En su forma más simple, se expresa como:

**Riesgo de falla = (probabilidad de falla) x (consecuencia de la falla)**

El riesgo puede definirse también con métodos no económicos, sino estratégicos, o de política empresaria. El riesgo puede ser acotado, controlando:

- . La probabilidad de ocurrencia de un evento que desencadene la falla,
- . la magnitud de las consecuencias..

El riesgo de falla también depende de los gastos determinísticos de mantenimiento previsto... a menor mantenimiento la probabilidad de falla es mayor.. y eso también es una decisión política..

La metodología que permite minimizar el valor neto presente de los gastos anuales ha sido propuesta por el TF 04 y presenta un modelo de las acciones para gerenciar adecuadamente las opciones. Está ampliamente desarrollada en el capítulo 4 la guía 175 de cigre.

#### *3.4.2 Recolección de la información de fallas en línea*

Una línea que comienza a fallar implica el paso de la condición de “funcionamiento sano” a “falla”. La identificación del límite entre ambos estados permite evaluar la condición de la línea.

Las pautas para recoger información están detalladamente expuestas en la guía 175, bajo el título “Data Collection Guidelines for Transmission Asset Management”.

Lo primordial es que la información sobre la ocurrencia de los defectos recogida no sea ambigua e incluya los procedimientos y gastos de ubicación del sector averiado. De esa manera, se puede gerenciar y mejorar el sistema de mantenimiento, y consecuentemente mejorar la disponibilidad y confiabilidad de las líneas, conocer las expectativas de vida (saber en que tramo de la curva bañadera se está) y prever los costos futuros de mantenimiento.

#### *3.4.3 Recolección de la información de inspecciones de la línea*

La inspección regular y rutinaria puede ser recopilar información adicional a la que es práctica corriente en las empresas, que resulta valiosa para utilizar procedimientos modernos. A esos efectos, en la guía 175 de cigre, se incluye el trabajo preparado por el WG13 TF02, llamado "Inservice inspection techniques and detection technologies."

El propósito de ese documento es listar de manera organizada y sistematizada los defectos en conductores, cables de guardia, aisladores, herrajes, estructuras y cimentaciones que se pueden esperar.

#### 3.4.4 Manejo de información en bancos de datos.

Para cuantificar las opciones de gerenciamiento se requiere realizar un “inventario” organizado de los componentes de las líneas, o “banco de datos”. El objetivo de la documentación preparada por el WG13, TF03 al preparar la “Guide for Databank Management Systems” ha sido describir el procedimiento para recoger, compilar y acumular la información, así como la metodología para extraerla y poder cuantificar las opciones de gerenciamiento de las líneas. Incluye los atributos necesarios para que se puedan extraer resultados que permitan tomar decisiones de gerenciamiento. Figura como capítulo 4 de la guía 175. Cuanto más niveles de datos se compilan en la base, mayor es la cantidad, complejidad y los costos de construir y mantener la base de datos..... y es por eso que muchas veces se recurría a la memoria y experiencia de las personas con antigüedad en la tarea...que sabían cuales son los elementos que más probablemente se hubieran deteriorado cuando aparecía una dada falla...

### 3.5 Eventos previsible e imprevisibles. Opciones proactivas y reactivas

El capítulo 6 de la guía 175 de cigre, se ocupa de las opciones típicas de gerenciamiento, de la reducción del riesgo, las opciones gerenciamiento proactivo y reactivo, la aceptación, el aumento y el gerenciamiento del riesgo.

Para ello, se comenzará recordando que un *evento* se califica como *previsible* cuando su probabilidad de ocurrencia está bien definida y sus *consecuencias* pueden reducirse económicamente con medidas *proactivas*.

*Opción proactiva:* Es una acción que toma previamente a la ocurrencia de un evento a fin de reducir la probabilidad de falla.

*Opción reactiva :* Medida o acción que se toma posteriormente a la ocurrencia de un evento. No reduce la probabilidad de falla, pero sí las consecuencias de la falla.

En la tabla 3 se comparan eventos previsible e imprevisibles y se evidencian las acciones proactivas y reactivas.

Tabla 3. Eventos previsible e imprevisibles. Acciones proactivas y reactivas

	Causa de la falla	Causa de la falla
	Evento previsible	Evento imprevisible
La probabilidad de falla es	relativamente alta	relativamente baja
Una vía económica de evitar la falla	existe	no existe
Acción proactiva	puede tomarse económicamente	no puede tomarse económicamente
En caso de adoptarse las medidas pertinentes, la línea aérea de alta tensión	puede “sobrevivir” al evento -	puede no “sobrevivir” al evento
Las acciones reactivas son	muy posiblemente dependientes de evaluaciones económicas	la única posibilidad de reducir económicamente el riesgo

En la figura 11 se muestra el procedimiento recomendado por cigre para el gerenciamiento de riesgos, en la guía 175. No hay un punto inicial, pero el proceso se suele iniciar luego de una falla en una línea aérea de alta tensión (A). El casillero llamado “OHTL Failures” también podría llamarse *anticipación de la falla o tasa esperada de falla de la línea aérea*.

Las fallas son dependientes de decisiones de gerenciamiento (B) y de eventos externos (C). La ausencia de fallas evidencia que hay posibilidades de reducir costos, tomando en cuenta el exceso de capacidad de la línea.

Cuando aparece una falla, se deben recoger y obtener datos de la causa de la falla (D), para conservar la experiencia y mejorar las decisiones futuras. Las fallas de las líneas aéreas de alta tensión (OHTL) también afectan las regulaciones, las norma sy la política empresaria ( E ).

Cuando se establece una base de datos bien concebida (F) ella contiene datos de la línea, y sus componentes críticos. Esta información se obtiene de de la inspección de la línea, la franja de seguridad, sus componentes y elementos (G).

Interesa verificar la degradación por invasiones no deseadas de la franja de seguridad donde se han degradado las máximas restricciones al dominio.

La información obtenida de la base de datos es útil para determinar la capacidad actual de la línea (H), la vida residual eléctrica y mecánica de los componentes. Provee también información sobre el deterioro de los componentes.

La probabilidad de falla puede estimarse a partir de la consulta de la base de datos (F). La consecuencia, o costo del evento se calcula tomando en cuenta la experiencia en el servicio (F), la seguridad por requisitos ambientales y los requisitos de disponibilidad establecidos por los reguladores ( E ).

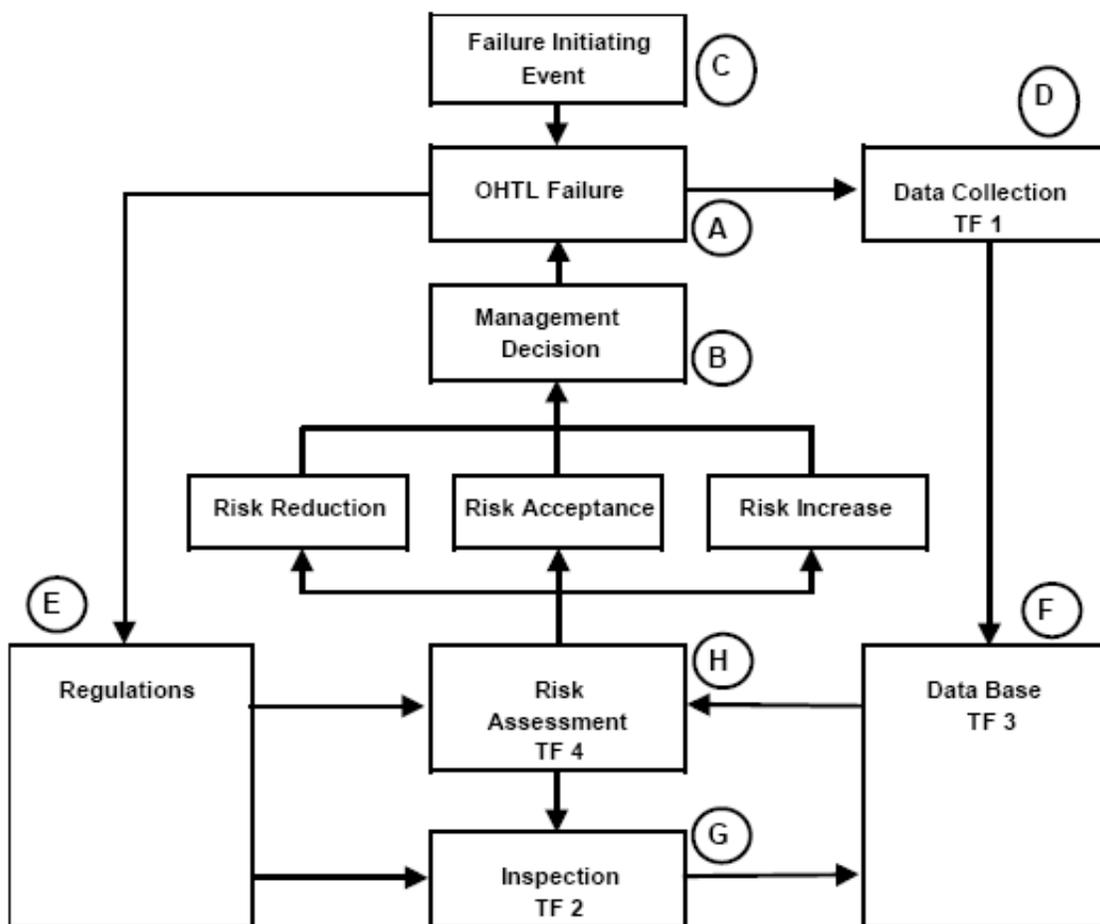


Fig. 11 Lazo con la metodología para el gerenciamiento de riesgos según la guía 175 de cigre.

Las *opciones de mantenimiento proactivo* de líneas aéreas, realizadas para reducir la probabilidad de falla, incluyen: mantenimiento programado, restauraciones, renovaciones, extensión de vida, mejoras y desarme al fin de la vida útil.

Las *opciones de mantenimiento reactivo* de líneas aéreas tienden a disminuir las consecuencias de las fallas e implican tareas tales como restauraciones rápidas, asegurar provisoriamente las partes falladas, adaptación del sistema eléctrico a las condiciones vinculadas a la carencia de la línea en falla.

### 3.6 Fallas de conductores, debidas a la corrosión y a descargas atmosféricas.

#### 3.6.1. Corrosión del Conductor

El deterioro de los conductores puede deberse a tres causas diferentes según la zona geográfica donde esté instalada la línea. Puede haber corrosión interna o externa.

La primera causa es el tipo de contaminación presente y la frecuencia y duración de los períodos de humedad.

La segunda causa es el patrón de tiempo que prevalece en el área de interés. La contaminación industrial transportada por el viento puede llegar a varios km “vientos abajo” de la fuente. En esta

situación, todos los conductores ubicados en la pluma son susceptibles de ser afectados. El humo de las chimeneas altas se dispersa más lejos que el de las chimeneas bajas.

El tercer aspecto a considerar es que la corrosión de herrajes y empalmes no es representativa de la correspondiente a los conductores. Los efluentes corrosivos se concentran en las discontinuidades.

Un párrafo especial se destina a la corrosión interna del alma de acero, a causa de problemas con el cincado, aunque se cubre con grasa, a veces hay problemas, en particular en los sectores en los que el cincado se perdió o está mal realizado.

El zinc protege al aluminio pues actúa como electrodo de sacrificio. Pero si el acero está expuesto, se forman celdas electroquímicas. La corrosión del zinc comienza a 60 o 70 °C.

Cuando queda expuesto el acero, el aluminio actúa como electrodo de sacrificio.

En algunas zonas sin contaminación, a veces el alma de acero, si no está protegida, puede actuar como ánodo, hay una pérdida en la sección de acero, que no se evidencia a simple vista.

También hay casos de corrosión externa. Los contaminantes sulfurosos provocan picaduras (pitting) cuando se depositan sobre la superficie del aluminio. En presencia de humedad comienza la corrosión a partir de pequeñas celdas, pero si se extiende sobre la superficie, la reducción de las cualidades mecánicas no es tan seria como la corrosión interna del alma de acero.

A veces se aplica una hélice de conductores de aluminio por encima de la grapa de sujeción de los conductores, que abraza los conductores. Se ha observado casos de corrosión de los cables helicoidales y también de los conductores de la línea. Aparentemente la goma que separa a los conductores de línea de los cables helicoidales retiene las partículas contaminantes y el agua de mar arrastrados por el viento.

### 3.6.2 Fallas en conductores debidas a las descargas atmosféricas.

Los cables de guardia se instalan para proveer blindaje a los conductores de potencia. Sin embargo, a causa de contorneos inversos o fallas de blindaje, los conductores pueden recibir una descarga atmosférica. En ese caso pueden producirse desde pequeñas picaduras “pitting”, algunos hilos pueden fundirse y algunos hilos externos se pueden cortar. Ello conduce a la reducción en las cualidades conductoras y resistentes de los hilos que fallaron.

## 3.7 Fallas de aisladores

### 3.7.1 Aisladores de porcelana.

La principal causa de falla de los aisladores de porcelana es la corrosión de las caperuzas y de badajos (u horquillas). Se producen corrientes superficiales y descargas parciales que forman una banda seca y un posterior arco de contorneo, erosión y deterioro del galvanizado. Una vez que desaparece el galvanizado, el acero del badajo (o de la horquilla) comienza a corroerse y la sección útil se reduce. La sección residual puede no resistir la carga y la cadena se corta.

Otro problema causado por la corrosión es la expansión volumétrica. Esto aumenta la presión que el acero ejerce sobre la porcelana y la puede fisurar.

Los aisladores donde ha comenzado algún deterioro debido a la corrosión, son a su vez más sensibles a la acción de los contaminantes depositados en la superficie de los aisladores.

### 3.7.2 Aisladores de vidrio templado

Los aisladores de vidrio son muy sensibles a las acciones vandálicas. También sufren algunos problemas de erosión del vidrio y de los badajos y algunas fallas superficiales.

### **3.8. Fallas de estructuras de acero, riendas y anclajes.**

#### 3.8.1. Fallas en estructuras de acero.

Los factores principales, que pueden afectar la tasa de avance y el inicio de la corrosión, pueden atribuirse a:

Factores relacionados con el ambiente, tales como condiciones climáticas adversas, altura de las torres afectada por la contaminación y el tiempo húmedo, fertilizantes, aserrín.

Factores relacionados con los niveles de contaminación, sea industrial o por salinidad en las cercanías del mar.

La protección de las estructuras de acero se logra con un adecuado cincado, una política de mantenimiento de la pintura, y está afectada por el tiempo transcurrido desde la primer re- pintada y la accesibilidad de la torre.

Si la primer re-pintada se difiere mucho tiempo, puede haber ocurrido una pérdida significativa del galvanizado y aparecer corrosión incipiente, lo que dificulta el re- pintado y requiere mayor tiempo de preparación, a veces un arenado o hasta el reemplazo de perfiles.

Algunas líneas usaron aceros Corten, una aleación con baja tasa de corrosión y colores especiales para disimular la estructura en el ambiente. El Corten tiene altas tasas de corrosión en las terminaciones, soldaduras y cerca del mar. Ver fotografía N° 1.



Foto N° 1. Corrosión de una estructura con acero Corten

### 3.8.2. Fallas en riendas.

Las riendas están sometidas a numerosas elongaciones bajo tensión. Las elongaciones provocan fatiga mecánica, los alambres se comienzan a separar, la rienda se afloja y se alarga y ello reduce su efectividad como elemento que soporta los esfuerzos de tracción a que está sometida, por lo que la estructura queda más solicitada.

Es recomendable una inspección periódica de la tensión de las riendas.

Las riendas pueden corroerse en presencia de agentes agresivos.

### 3.8.3. Anclajes de las riendas.

Las riendas se anclan a tierra. Las varillas de anclaje pueden sufrir de corrosión por humedad y oxígeno.

### **3.9 Técnicas de inspección de fundaciones.**

La utilización de materiales adecuados y mano de obra responsable aseguran una muy difícil degradación de las fundaciones en el transcurso del tiempo. Deficiencias en los estudios de suelos, el diseño o la mano de obra pueden traducirse en problemas. En el caso de usar riendas, ellas pueden ser arrancadas de su cimentación si no están bien empotradas. También puede presentarse corrosión en el stub en presencia de humedad y oxígeno. Puede haber corrosión en la transición hormigón/acero si durante la construcción el stub perdió la protección que brinda el cincado. Las causas principales que afectan la tasa de avance de la corrosión en los stubs son: la calidad de construcción de la fundación, materiales agresivos en la fundación, continuidad y espesor de la fundación, calidad de la interface.

Tipo de suelo: Con alto contenido de elementos agresivos al hormigón o al acero, muy húmedos. Elevado contenido de agua.

Las técnicas de inspección más frecuentes son:

- . Visual, por encima del nivel del suelo,
- . Por debajo del nivel del suelo: radar, por eco acústico, obteniendo probetas.

**4 Pautas generales para el diseño de Estaciones Transformadoras intemperie de 500kV<sup>1 2</sup>. Requisitos del sistema. Elección del tipo de barras: Confiabilidad, seguridad, costo, elasticidad. Aspectos ambientales. Aspectos Técnicos. Reglas de seguridad, distancias eléctricas. Protección antiincendio. Puesta a tierra. Protección frente a descargas atmosféricas. Selección del equipamiento principal. Pautas generales para el diseño de Estaciones Transformadoras blindadas en gas SF<sub>6</sub> de 500kV<sup>3</sup>. Particularidades. Compartimentación. Estanquidad. Estaciones intemperie. Estaciones bajo techo. Estaciones híbridas.**

#### **4.1. Requisitos del sistema.**

*La información de este apartado se puede bajar gratis de Internet de [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar). Se transcribe conservando el tipo de letra, la numeración y titulado original*

## **1 - INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES Y FUNCIÓN DE LAS ESTACIONES ELÉCTRICAS**

ing. Alfredo Rifaldi - ing. Norberto I. Sirabonian

### **1.1 - INTRODUCCIÓN**

Una red eléctrica está formada por líneas y estaciones eléctricas, las líneas son las ramas (o lados) de la red, las estaciones son nodos de la red.

La red eléctrica, se esquematiza en formas muy simples para poder comprenderla, a los fines de su estudio se construye un grafo que la representa, el grafo tiene nodos (o cúspides, vértices), lados (o aristas).

Desde el punto de vista topológico las ramas son aristas del grafo, los nodos son vértices (Ver [figura 1.1](#) y [figura 1.2](#)).

Las ramas son las líneas eléctricas, lados, de la red y en forma genérica también los transformadores, que unen nodos de distinta tensión.

Los nodos, puntos donde se conectan las líneas y los transformadores, son las estaciones eléctricas, en rigor cuando hay transformadores se tienen al menos dos nodos próximos (desde el punto de vista geográfico) y de tensiones distintas.

Una estación eléctrica puede estar representada en rigor entonces por uno o mas nodos.

La topología de la red varía, a causa de que se conectan y desconectan líneas, ramas, en consecuencia el grafo varía.

Este es un aspecto importante de la red eléctrica, el grafo que la representa varía, cambia, es un grafo dinámico, variable, existen para ello equipos de maniobra.

Una estación eléctrica está ubicada en un sistema eléctrico, de una cierta tensión nominal.

### **1.2 - DEFINICIONES**

- Sistema eléctrico: es el conjunto de máquinas, de aparatos, de barras y de líneas que constituyen un circuito que tiene determinada tensión nominal.

- Tensión nominal de un sistema: es el valor de la tensión con la cual el sistema es denominado, y al cual se refieren sus características, de acuerdo con lo que indican las normas sobre tensiones nominales.

En los sistemas trifásicos se considera como tensión nominal la compuesta o de línea (Ver [figura 1.3](#)).

---

<sup>1</sup> Guía 161

<sup>2</sup> Apunte 2 de Sistemas de Potencia, bajado de [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar), Departamento de Electrotecnia.

<sup>3</sup> Alicura, Yacyreta

- Tensión máxima de un sistema: es la tensión mas elevada (expresada en valor eficaz para los sistemas en corriente alterna) que puede presentarse en cualquier momento y en cualquier punto del sistema en condiciones regulares de servicio (Ver [figura 1.4](#)).

No se tienen en cuenta las variaciones temporáneas de la tensión (Sobretensiones, subtensiones) debidas a fallas, o a desconexiones bruscas de la carga, etc.

Ejemplo: Para los sistemas de 132 kV corresponde una tensión máxima de 145 kV.

### 1.3 - CLASIFICACIÓN

Los sistemas eléctricos pueden clasificarse por su nivel de tensión y en la jerga se utiliza la siguiente división (Ver [figura 1.5](#)):

- Baja tensión, sistemas de hasta 1.000 V.
- Media tensión, sistemas hasta 36 kV, algunos consideran valores más altos (72,5 kV) el limite está en la diferente tecnología entre esta clase y la superior.
- Alta tensión, sistemas hasta 245 300 kV.
- Muy alta tensión, por encima de los 300 362 kV.

Los límites de la clasificación no son estrictos, dependen de criterios y de normas.

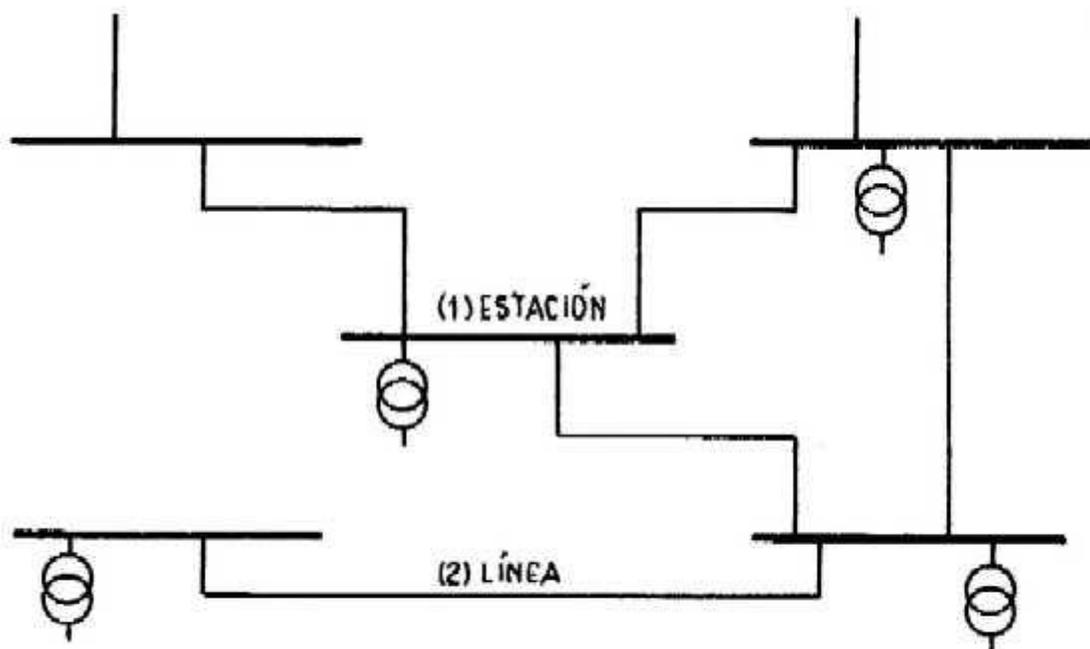


FIG 1.1 ESQUEMA UNIFILAR DE UNA RED ELÉCTRICA

Figura 1.1

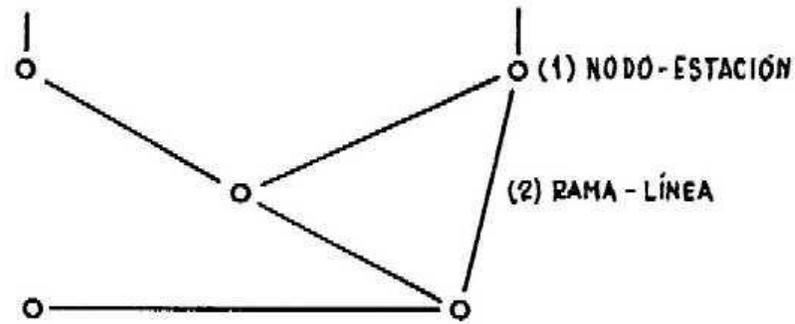


FIG 1.2 GRAFO DE LA RED

Figura 1.2

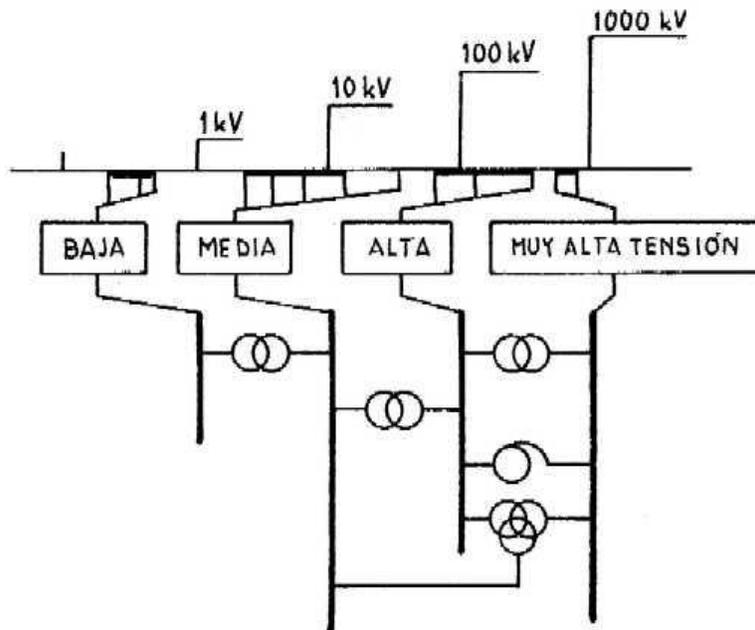


FIG 1.5 CLASIFICACIÓN DE TENSIONES Y UTILIZACIÓN

Figuras 1.5

#### 4.2 Elección del tipo de barras: Confiabilidad, seguridad, costo, elasticidad.

*La información de este apartado se puede bajar gratis de Internet de [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar). Se transcribe conservando el tipo de letra, la numeración y titulado original*

# 1 - INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES Y FUNCIÓN DE LAS ESTACIONES ELÉCTRICAS (continuación)

## 1.8 - ESQUEMAS USUALES - ACOPLE POR BARRAS

A continuación veremos los esquemas más usuales en la modalidad acople por barras; el esquema intuitivamente más simple es:

### ÚNICO JUEGO DE BARRAS O BARRA SIMPLE

Asociados al interruptor se tienen dos seccionadores, a cada lado, ellos permiten el acceso al interruptor especialmente para las operaciones de mantenimiento ([figura 1.10](#)).



FIG 1.10 ÚNICO JUEGO DE BARRAS

También asociados al interruptor se tienen los transformadores de corriente, que alimentan los dispositivos de protección y medición.

El seccionador del lado línea requiere cuchilla de tierra, para permitir el acceso a la línea, además generalmente se tienen también descargadores de sobretensión, transformadores de tensión, y eventualmente capacitor de acoplamiento y bobina de onda portadora para las comunicaciones.

Organizado así el simple juego de barras tiene la ventaja de ser un esquema muy simple, pero muy rígido, si es necesario hacer algún mantenimiento en barras debe sacarse la estación de servicio.

### ÚNICO JUEGO DE BARRAS PARTIDAS

Donde la barra en lugar de ser efectivamente única esta dividida con un seccionador ([figura 1.11](#)) o con un interruptor y los seccionadores asociados ([figura 1.12](#)).

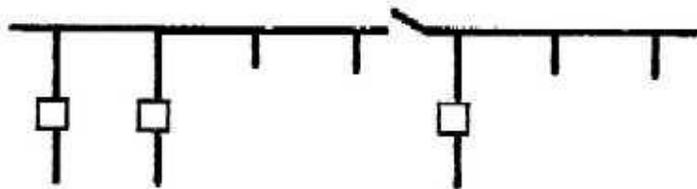


FIG 1.11 BARRA ÚNICA DIVIDIDA CON SECCIONADOR

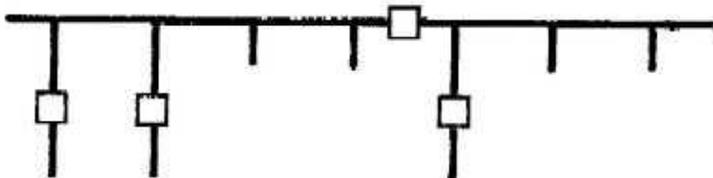


FIG 1.12 BARRA ÚNICA DIVIDIDA CON INTERRUPTOR

En caso de requerir mantenimiento una semibarra, todas las líneas que llegan a ella deberán encontrarse fuera de servicio.

## DOBLE JUEGO DE BARRAS

De cada barra, a través de sendos seccionadores, se llega al interruptor, el nodo puede construirse sobre una barra o la otra ([figura 1.13](#)).

Cuando una barra está en servicio la otra se encuentra disponible para mantenimiento.

Entre una y otra barra es necesario tener un interruptor (con los seccionadores correspondientes) para poder luego transferir las líneas de una barra a otra, este interruptor se llama de acoplamiento, o paralelo de barras.

El doble juego de barras, puede hacerse eventualmente con barras partidas.

El esquema de doble juego de barras permite realizar dos nodos separados en la red, uno con cada barra, y esta posibilidad permite armar la red con niveles de cortocircuito mas limitados (y con mas nodos), esta facilidad entra en crisis cuando es necesario disponer de una barra para mantenimiento, y la solución está en el triple juego de barras.

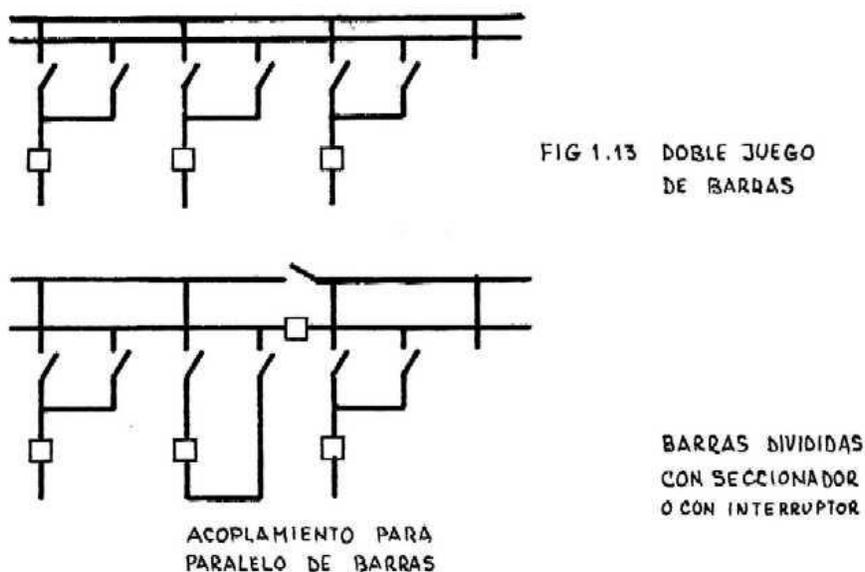


Figura 1.13

## TRIPLE JUEGO DE BARRAS

Análogo a los anteriores ([figura 1.14](#)). Este esquema se concibe con dos barras disponibles para operación, y una para mantenimiento, la limitación de los niveles de cortocircuito no depende de la disponibilidad de barras.

En este caso puede haber uno o dos interruptores de paralelo de barras (con los correspondientes seccionadores asociados).

En barras de estos esquemas son necesarios transformadores de tensión, ya para funciones de medición, ya para condicionar el paralelo de barras, o el paralelo de una línea, sincronización.

Ninguno de los esquemas hasta aquí vistos permite el mantenimiento de los interruptores, esta tarea obliga a sacar de servicio la correspondiente línea.

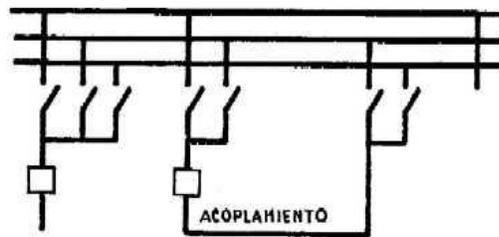
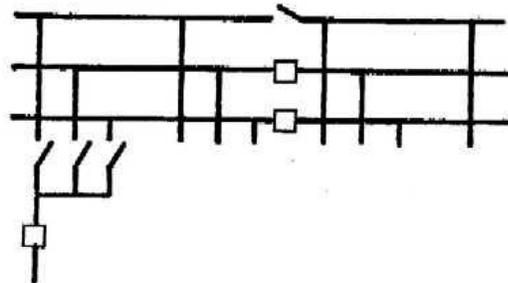


FIG 1.14 TRIPLE JUEGO DE BARRAS



TRIPLE JUEGO DE BARRAS DIVIDIDAS CON SECCIONADOR O INTERRUPTOR

Figura 1.14

## 1 - INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES Y FUNCIÓN DE LAS ESTACIONES ELÉCTRICAS (continuacion)

### ESQUEMA DE INTERRUPTOR Y MEDIO

Este esquema tiene tres interruptores entre dos barras por cada dos salidas ([figura 1.23](#)).

En la [figura 1.24](#) puede observarse como se desarrolla en etapas este esquema, que con tres o cuatro líneas, toma la configuración de anillo.

El esquema es utilizable cuando se tienen seis terminales o más, con cuatro terminales, no tiene sentido, se debe realizar el esquema en anillo, si se intenta realizar un esquema de interruptor y medio, se pondrán en serie dos interruptores sin mayor ventaja.

Otro concepto importante de observar es que pese a que el esquema tiene dos juegos de barras, el seccionamiento de barras no tiene mucho sentido, y menos aún con utilización de interruptores de barras.

### ESQUEMA DOBLE BARRA DOS INTERRUPTORES POR LÍNEA

Este esquema es útil cuando el mantenimiento de los interruptores debe ser frecuente, se puede sacar de servicio cualquier interruptor, o una barra sin afectar la continuidad de servicio ([figura 1.25](#)).

El esquema puede trabajar con todos los interruptores cerrados, y una falla en barras no afecta la continuidad.

A veces este esquema se adopta solo para las salidas que sufren más maniobras, o para las más críticas, cuando no se quiere que el mantenimiento de un interruptor ponga la salida en crisis, y las salidas no críticas se hacen más simples, por ejemplo adoptando doble sistema de barras con un interruptor por salida.

### COMPARACIÓN Y COMENTARIOS

El esquema de interruptor y medio también funciona con todos los interruptores cerrados, y entonces tiene características parecidas al de dos interruptores por salida, pero las logra con menos interruptores, y alguna mayor complicación conceptual.

Los esquemas de interruptor y medio o doble interruptor por salida no se conciben con barras partidas, ya que esencialmente se trata de esquemas que trabajan con ambas barras en tensión, y si se debe hacer alguna tarea de mantenimiento en una barra es posible conservar el nodo sobre la otra barra.

### 1.11 - TRANSFORMADORES EN BARRAS

Las fallas en barras son muy poco frecuentes, también las fallas de los transformadores bien contruidos son muy poco frecuentes, a veces para limitar el costo de la estación se propone conectar los transformadores a las barras a través de solo seccionadores.

La falla del transformador causará una salida de servicio de la barra afectada, se abre el seccionador de transformador, y se reconstruye la barra, el interruptor de transformador hubiera evitado la salida de toda la barra.

La falla de la barra implica la salida de servicio del transformador, el interruptor de transformador no evitaría este evento, con solo el segundo transformador se debe satisfacer toda la carga eventualmente aprovechando su capacidad de sobrecarga, situación que también se presenta con la falla de un transformador.

### COMENTARIOS

Los diferentes esquemas se utilizan con distinta frecuencia en las redes, dependiendo su elección de razones económicas, de operación, etc.

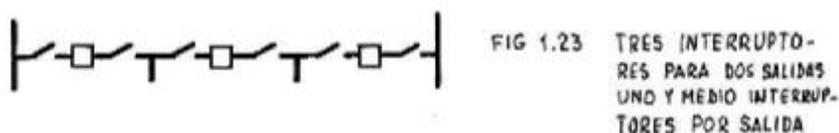
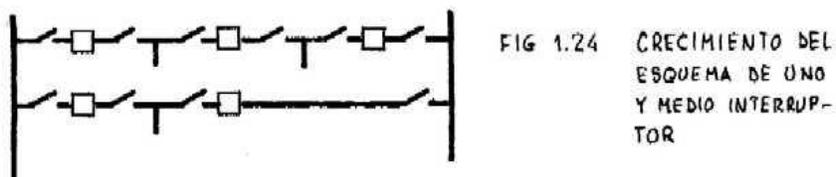


Figura 1.23



NÚMERO DE LÍNEAS	3	4	5	6	7	8		
NÚMERO DE INTERRUPTORES	5	6	8	9	11	12		
ESQUEMA REAL:	ANILLO		UNO Y MEDIO INTERRUPTOR					

Figura 1.24

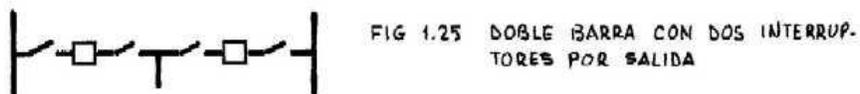


Figura 1.25

# 1 - INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES Y FUNCIÓN DE LAS ESTACIONES ELÉCTRICAS (continuacion)

## 1.9 - ESQUEMAS DE ACOPLA POR INTERRUPTORES

Los esquemas de la modalidad acople por interruptores, son esencialmente sistemas anillados, cuando se debe separar una línea se deben abrir en la estación dos interruptores, o mas, veamos los esquemas de este tipo:

### ESQUEMA EN ANILLO SIMPLE

En el vértice del polígono donde llega la línea se tienen dos interruptores con los correspondientes seccionadores, la línea requiere un seccionador adicional para poderla separar, y volver a cerrar el anillo, si la operación lo requiere (figura 1.19).

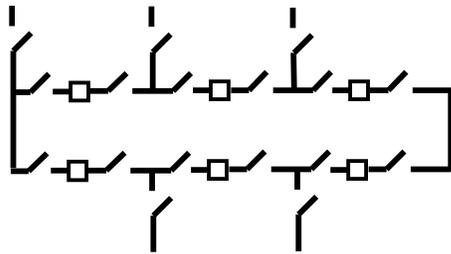


FIG 1.19 ANILLO

Debe notarse que el número de interruptores es igual al número de terminales, como en los esquemas de simple juego de barras.

El esquema en anillo presenta la dificultad del crecimiento, no es fácil ampliar la estación agregando nuevas líneas, es un esquema no conveniente cuando se piensa que el desarrollo futuro obligará a ampliaciones.

En la figura 1.20 puede observarse como se desarrolla el crecimiento en etapas del esquema en anillo.

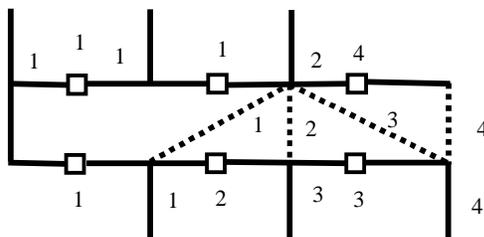


FIG 1.20 CRECIMIENTO DEL

CANTIDAD DE SALIDAS	3	4	5	6	
NÚMERO DE LA ETAPA	1	2	3	4	
CANTIDAD DE INTERRUPTORES	3	4	5	6	

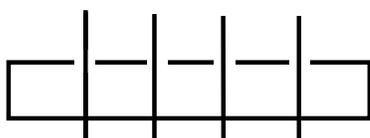
El anillo no debe superar los 6 u 8 terminales, además no es posible separar la estación en nodos arbitrarios, como visto para el esquema de doble juego de barras.

La ventaja del anillo es que permite acceder a cualquier interruptor, sin eliminar ninguna línea, solo debe abrirse el anillo.

Este esquema es útil cuando las líneas son relativamente largas, y no se pueden sacar de servicio.

### ESQUEMAS EN ANILLO DOBLE, ANILLOS MÚLTIPLES

De complejidad creciente (figuras 1.21 y 1.22). Estos esquemas son complicados de entender, y muy poco intuitivos, baste observar la figura 1.22 que en dos formas representa el mismo esquema y corresponde a estaciones de 765 kV realizadas por HydroQuebec, en los años 60 cuando la confiabilidad que se atribuía a los interruptores de tan alta tensión era muy reducida.



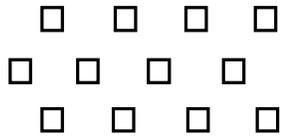
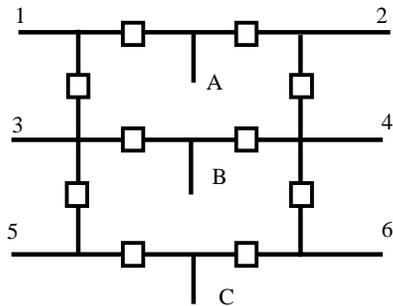


FIG 1.21 ANILLO DOBLE

CANTIDAD DE SALIDAS	6	8	+2	
CANTIDAD DE INTERRUPTORES	9	12	+3	

Hoy esquemas tan complejos de entender, construir y operar, no se logran justificar fácilmente.



ESQUEMA ELÉCTRICO

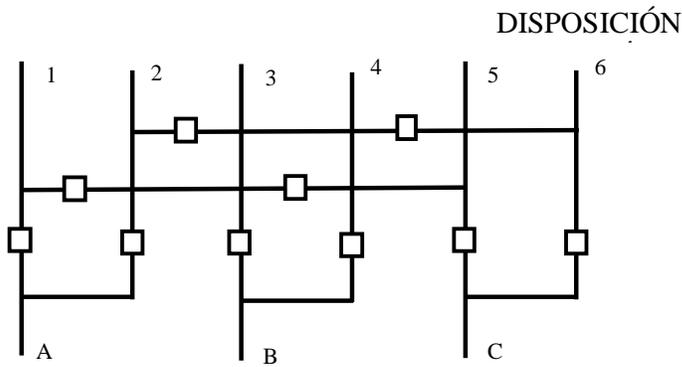


FIG. 1.22 ESQUEMA DE ANILLOS

# 1 - INTRODUCCIÓN, GENERALIDADES Y FUNCIÓN DE LAS ESTACIONES ELÉCTRICAS (continuacion)

## 1.12 - DISPOSICIONES BÁSICAS DE EQUIPOS - DESCRIPCIÓN

El planteo de la disposición general debe tener en cuenta las líneas que llegan a torres (próximas a la estación) o pórticos terminales, se debe lograr establecer una buena relación entre la estación y las líneas.

Al tratar de realizar físicamente el esquema elegido para la estación eléctrica, se debe pensar que esta es una construcción que se hace sobre la tierra, es una construcción que ocupa cierta área plana.

Actualmente se prefieren las disposiciones que se extienden horizontalmente, y que permiten una menor altura de la construcción, ocupando mayor superficie.

Los esquemas que se han analizado desde el punto de vista unifilar deben realizarse físicamente, se tienen tres conductores (el sistema es trifásico) y entonces es necesario disponer en dos planos distintos los conductores que corresponden a las barras, y los de las derivaciones (líneas).

El principal elemento que caracteriza una disposición constructiva es el seccionador, y su relación con las barras.

Generalmente las barras se encuentran en un plano horizontal y las partes en tensión de los aparatos y sus conexiones se encuentran en otro plano (Ver [figura 1.26](#)) inferior o superior.

Desde el suelo observamos entonces una primera capa en la que circulan las personas en la estación.

Una segunda capa llega hasta el plano en que se tienen partes en tensión, y otra capa separa esta superficie de otra que contiene también conductores en tensión.

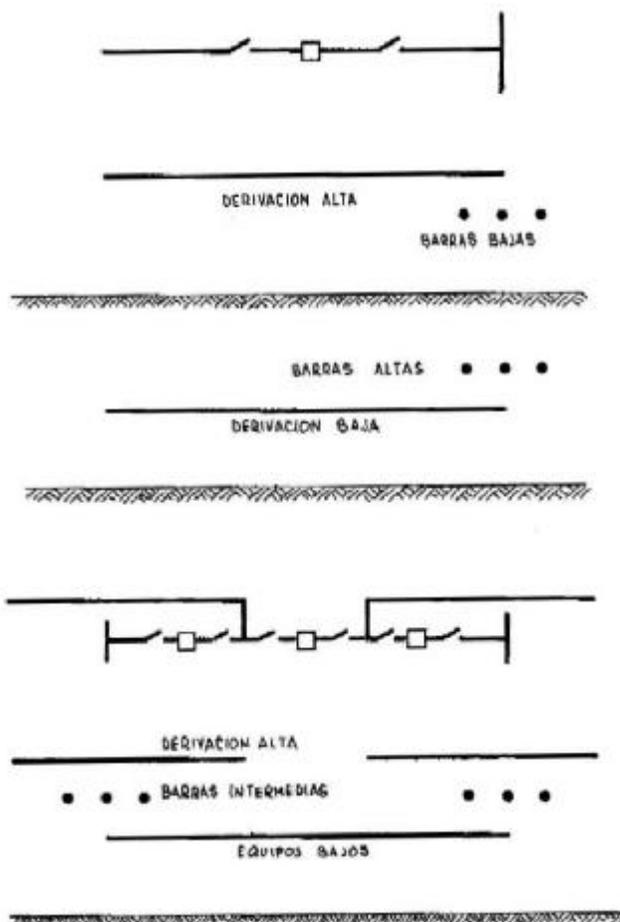


FIG 1.26 ESQUEMATIZACION DE LOS DISTINTOS PLANOS DE TENSION

**Figura 1.26**

## **CLASIFICACIÓN**

Realicemos un esquema de simple juego de barras, podemos disponerlas en un plano superior a los equipos (barras altas), o al mismo nivel que las partes en tensión de los equipos, y poner las derivaciones arriba (barras bajas, derivaciones altas).

Un concepto de clasificación puede ser la posición relativa de los distintos planos de tensión ([figura 1.26](#)).

- Barras bajas, con derivaciones altas.
- Barras altas, con derivaciones bajas.
- Barras intermedias, con derivaciones altas y aparatos bajos.

De las barras se pasa por el seccionador, al interruptor, transformadores de corriente, seccionador de línea, etc. y finalmente se llega a la línea saliente.

El otro aspecto a considerar es el tipo constructivo de las barras, rígidas (tubulares) o flexibles (cables).

Indudablemente la forma de los equipos que se utilizan, y como se instalan, y en particular los seccionadores es muy importante para avanzar en el diseño de la estación.

Otro concepto es la relación entre las barras o los conductores de las derivaciones que pueden encontrarse:

- Asociadas, las fases de un campo se encuentran reunidas y adyacentes ([figura 1.27](#)).
- Separadas, cuando las fases de un campo no se encuentran próximas; en cambio se observa que se encuentran reunidos los elementos que pertenecen a una misma fase ([figura 1.28](#)).
- Fases Mixtas, con este nombre se caracteriza una disposición donde en las derivaciones se encuentran reunidos los elementos de una salida (asociadas) , en cambio las barras tienen una disposición del tipo separadas ([figura 1.29](#)).

Volviendo a los seccionadores, los hay cuyos contactos se encuentran ambos en el mismo plano horizontal, por lo tanto interrumpen conductores que se deben encontrar en dicho plano (seccionamiento horizontal), y después de cierto desarrollo pueden pasar a otro plano.

Otros tipos pueden unir niveles distintos, unen dos planos, atravesando una capa de aislación, estos últimos se llaman de seccionamiento vertical.

En algunos diseños de estaciones se tienen hasta tres planos de tensión, debido a distintas necesidades que imponen los cruces.

Es un ejercicio conveniente observar y analizar vistas, cortes y fotografías de estaciones eléctricas tratando de comprender su solución constructiva, su esquema unifilar, y las razones del diseño adoptado.

## **CONDICIONES A SATISFACER**

En el diseño de la estación se deben satisfacer muchas condiciones, y en particular:

- flexibilidad y confiabilidad, ligadas a la estructura de la red.
- facilidades de mantenimiento, maniobra, circulación, evolución, ampliación.
- correctas distancias, y particularmente aislación.
- control de la inversión inicial, y costos de operación.

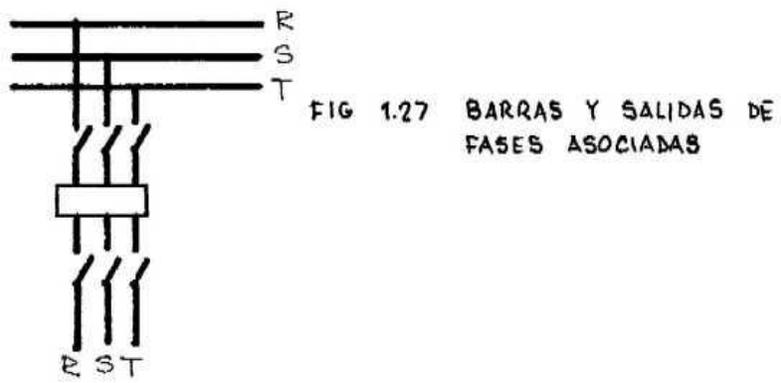


FIG 1.27 BARRAS Y SALIDAS DE FASES ASOCIADAS

Figura 1.27

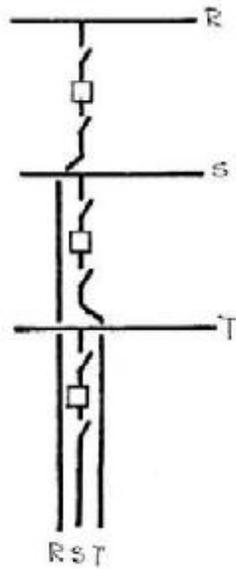


FIG 1.28 BARRAS Y SALIDAS DE FASES SEPARADAS

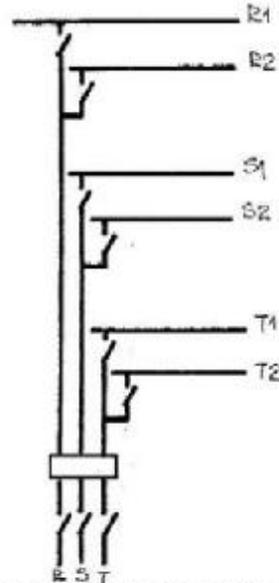


FIG 1.29 SISTEMA DE FASES MIXTAS - BARRAS DE FASES SEPARADAS Y SALIDAS DE FASES ASOCIADAS

Figura 1.28 y figura 1.29

**4.3 Aspectos ambientales. Aspectos Técnicos. Reglas de seguridad, distancias eléctricas. Protección antiincendio. Puesta a tierra. Protección frente a descargas atmosféricas. Selección del equipamiento principal.**

*La información de este apartado se puede bajar gratis de Internet de [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar). Se transcribe conservando el tipo de letra, la numeración y titulado original*

### **3 - LA INGENIERÍA BÁSICA**

ing. Alfredo Rifaldi - ing. Norberto I. Sirabonian

#### **3.1 - GENERALIDADES**

Los estudios del sistema definen la estructura de la red y su futura evolución, para que pueda responder a la demanda.

La concepción técnica debe dar soluciones satisfactorias en cuanto a regulación de tensión, coordinación de la aislación, control de las potencias de cortocircuito, control de la estabilidad transitoria, etc.

Las estaciones que se construyen cubriendo distintas etapas de la evolución de la red deben quedar adaptadas al conjunto durante toda su vida.

#### **CRITERIOS**

Así también requerimientos de uniformidad y de normalización exigen seleccionar equipos de características adecuadas a lo largo de toda la vida de las obras.

Hay criterios de división de la red en jerarquías, limitación de niveles de cortocircuito, descentralización, desacoplamiento, conexión de neutros a tierra, etc. que son fijados por consideraciones anteriores al inicio del proyecto de la estación eléctrica.

Es más, la uniformidad fija también condiciones de esquemas de estación, o al menos tiene gran influencia en estas decisiones.

#### **CONCEPTO**

Este conjunto de información, unido a los criterios de preferencia de operación y mantenimiento, condicionado eventualmente por los equipos que se utilizarán constituye un volumen de documentación que puede llamarse la ingeniería básica del proyecto de la estación.

El primer escalón del proyecto es llevar la ingeniería básica a un suficiente grado de desarrollo, dentro del campo en el cual los detalles no son fundamentales.

Un buen desarrollo de ingeniería básica de todos modos debe tener en cuenta los detalles y fijar criterios de diseño de cada uno de ellos.

#### **DEFINICIÓN**

La ingeniería básica define los aspectos esenciales de la obra, y está formada por el esquema unifilar, los esquemas de principio de la lógica, las plantas y cortes básicos, los criterios de diseño a aplicar, las especificaciones básicas, etc.

Es difícil fijar un claro límite entre esta ingeniería básica y la ejecutiva de detalle, pero debe recordarse que la ingeniería de detalle es finalmente la que proyecta las soluciones que se construyen.

Como toda obra de ingeniería, la estación eléctrica, especialmente si es de gran tamaño, interactúa con el ambiente, influyendo sobre él y recibiendo su influencia.

En esta etapa del desarrollo del proyecto se deben determinar los factores que influyen en el proyecto ejecutivo, y que permitirán desarrollarlo sin pérdidas de tiempo.

Es este el momento en que se deben determinar las condiciones ambientales, las hipótesis de cálculo a utilizar, y en particular las normas, los coeficientes de seguridad, o los valores aceptables si se aplican criterios probabilísticos.

### **3.2 - OBJETIVOS DEL PROYECTO**

El proyecto en la etapa de ingeniería básica define los objetivos, que se buscarán en el proyecto, éstos son:

- Confiabilidad, ligada a equipos y tecnología que garanticen un servicio largo y precisamente confiable.
- Seguridad, la disposición física, y el diseño eléctrico deben proveer la máxima seguridad para el personal de operación y para el servicio público.
- Flexibilidad, que permite enfrentar las condiciones de emergencia, las que exigen una operación que aproveche al máximo la capacidad de los equipos.
- Simplicidad, que brinde máxima protección, facilite los ensayos y requiera mínima instrucción.
- Normalización (Standardización) haciendo máximo uso de equipos y construcciones intercambiables para minimizar repuestos y simplificar el mantenimiento.

Algunos de estos objetivos son contrapuestos. Para cada uno el límite depende de lo que se desea alcanzar en los restantes.

En la disposición de la solución constructiva se debe también considerar el acceso para mantenimiento, ampliaciones, y todo esto sin sacrificar las restantes cualidades.

### **3.3 - RELACIÓN CON EL AMBIENTE ELÉCTRICO - LA CONCEPCIÓN**

Las estaciones eléctricas que se proyectan, como así también las líneas, se insertan en un ambiente eléctrico que las rodeará (otras líneas, estaciones, y en general otras obras), y en el que vivirán su vida útil.

Un proyecto debe tener en cuenta que características del ambiente lo condicionan y además, la influencia que el proyecto ejerce sobre el ambiente mismo.

El ambiente eléctrico es en particular el sistema eléctrico que recibe la obra, y en general el sistema físico en el cual se sienten los fenómenos eléctricos y sus consecuencias.

De alguna manera debe pensarse que la obra se inserta en el ambiente en que vive, es importante la adaptación de la obra al ambiente y viceversa.

### **LOS CAMBIOS**

Quienes viven en la proximidad de la obra, sufren las consecuencias del cambio de ambiente que esta provoca, a su vez la obra recibe la influencia del ambiente que la rodea.

El ambiente con el tiempo cambia, y esta condición se debe tener especialmente en cuenta a riesgo de encontrarse en un cierto momento con una obra inadaptada.

Obsérvese ligado al crecimiento de las ciudades, como ciertas redes que nacieron para transporte, se transformaron en redes de distribución.

### **GENERACIÓN Y TRANSPORTE**

Existen grandes centros de consumo de energía, y lugares donde es conveniente establecer grandes centros de producción, en general la distancia entre centros no es despreciable.

Se presenta entonces la necesidad de transportar energía, nos interesa en particular la energía eléctrica, destacándose la ventaja de que los distintos centros se encuentren interconectados.

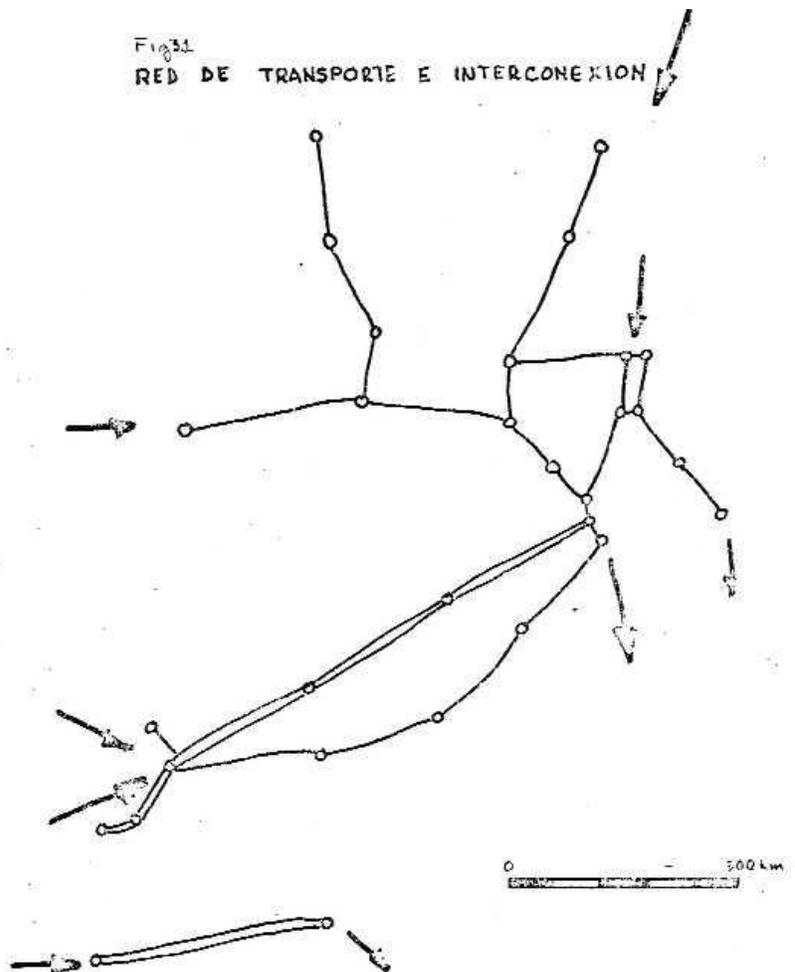
Así es que las redes eléctricas se han desarrollado, quizás inicialmente como redes radiales, pero evolucionando rápidamente a formas complejas, malladas.

### **EJEMPLO**

La [figura 3.1](#) que corresponde a la red eléctrica argentina de 500kV (y 330kV) del año 1985, muestra la característica de mallado, y es interesante recordar que su evolución comenzó con solo un sistema radial.

La imposibilidad práctica de acumular energía eléctrica requiere capacidad para transmitir grandes potencias, y la historia de la transmisión eléctrica ha visto crecer el parámetro tensión.

Un mismo problema puede ser correctamente resuelto con distintos valores de tensión, la tendencia de distintos países ha sido adoptar algunos pocos valores entre las tensiones normalizadas propuestas a nivel internacional.



## LAS TENSIONES

La relación entre dos escalones sucesivos de tensiones es un valor comprendido entre 2 y 2.5, es así que cuando se adopta un nivel de tensión, el escalón superior solo aparece cuando se hace necesario duplicar (o más, actualmente) la tensión.

La adopción de valores de tensiones, sin cumplir estas reglas, no ofrece ventajas, mientras crea graves dificultades futuras para poder realizar la interconexión.

La diferencia entre valores de tensiones marca también la diferencia entre funciones que desarrollan las redes a distinta tensión.

## RELACIÓN ENTRE ESCALONES DE TENSIÓN

En el país tenemos sistemas de 145 - 245 - 362 - 525 kV con una escala de relaciones 1.7 - 1.5 - 1.4, si teniendo en cuenta que el sistema de 362 kV está aislado del resto, lo eliminamos, la escala queda 1.7 - 2.1 comparable a las soluciones de otros países.

Así es que si miramos el desarrollo de redes eléctricas en distintas regiones observamos que periódicamente se les superpone una red con tensión 2 a 3 veces mayor.

Quizás también esa superposición marca el fin del crecimiento de la red de tensión inmediata inferior, o en algún caso su no aparición, llegándose a una relación entre tensión de transmisión y de distribución de 3 a 4.

En muchos ejemplos en nuestro país solo encontramos 145 - 525 kV con una relación 3,6.

## REFLEXIONES

El avance a escalones de la técnica fue poniendo en evidencia la distinta importancia relativa de ciertos temas en relación a otros, y se observa que no siempre es válido el criterio de extrapolar los conocimientos y experiencias disponibles para las tensiones inferiores.

## EJEMPLO

La [figura 3.2](#) muestra las tensiones normales nominales y la relación entre pares de valores. Se ha marcado la faja de valores entre 2 y 4 y se destacan las relaciones que corresponden a 525 kV como tensión superior y como tensión inferior 145 kV.

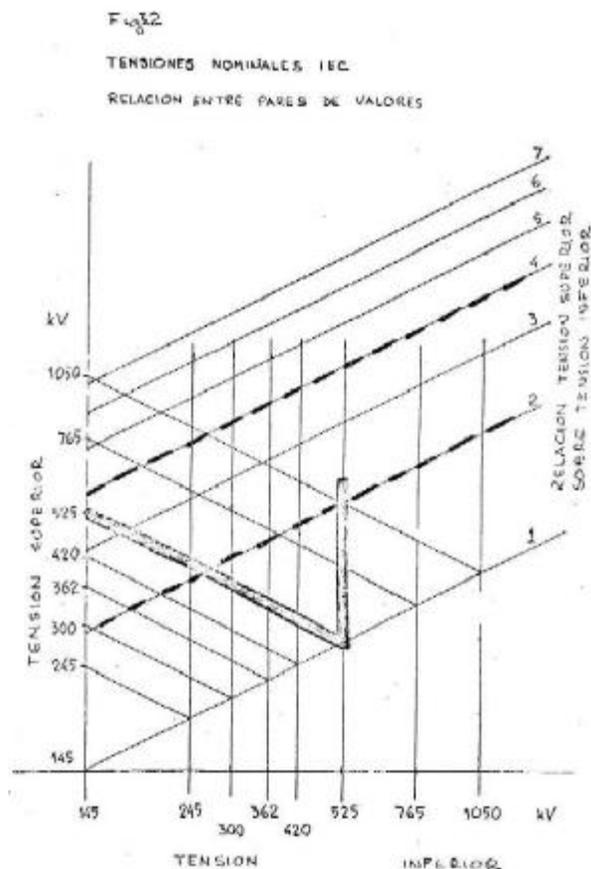


Figura 3.2

### 3 - LA INGENIERÍA BÁSICA (continuacion)

#### 3.4 - EL SISTEMA ACTUAL Y FUTURO - CONOCIMIENTO DEL SISTEMA

Para poder lograr una correcta adaptación al sistema (ambiente) de la estación eléctrica, debe conocerse suficientemente el sistema eléctrico y su evolución esperada.

Lo primero que se observa es la estación, o se inserta en una red existente, o se realiza junto con las líneas de la red que se desarrolla.

## **INSERCIÓN EN EL SISTEMA**

Una estación pertenece a un sistema eléctrico, y no puede ser considerada separada de él, es más, el sistema tiene un estado actual y un desarrollo esperado futuro, y la estación debe integrarse a toda la vida del sistema.

El sistema generalmente cambia su función a medida que pasa el tiempo, así es que un sistema nacido para la transmisión puede convertirse en un sistema de distribución, las estaciones deben adaptarse a las distintas exigencias que esto implica.

## **ADAPTACIÓN AL SISTEMA**

La estación se concibe para el sistema en cual se incluye, el desarrollo del sistema, su futuro, deben ser considerados y tenidos en cuenta desde el inicio del proyecto.

La red debe alcanzar una configuración final, a través de etapas intermedias que corresponden a distintas configuraciones. La incertidumbre que acompaña a la configuración final, obliga a estudiar alternativas de conectividad y de funcionamiento.

La solución de proyecto debe permitir la fácil adaptación de alternativas distintas a la solución final considerada como básica.

Cuando se proyectan las estaciones de un sistema nuevo, es indispensable disponer de los esquemas de la red futura, en sus distintas alternativas planificadas.

El proyecto debe satisfacer las configuraciones finales futuras, y de ellas se debe lograr la solución satisfactoria actual, y las etapas intermedias posibles.

## **IMAGINACIÓN Y DOCUMENTACIÓN**

A pesar de eso el proyectista debe forzar su imaginación para permitir la máxima flexibilidad futura, y cuando no dispone de los planes futuros, debe imaginarlos y documentar lo estudiado.

Cuando se hagan las ampliaciones la documentación de lo existente, y los esbozos de posibles ampliaciones estudiadas, serán valiosísima información para enfrentar esas tareas.

En los casos de ampliación la documentación de lo existente es de importancia básica, es plenamente válido el principio de no innovar.

## **LA VIDA ÚTIL**

Cuando se proyecta una obra, es importante tener presente su vida útil, nuestras obras eléctricas se piensan para su desarrollo de 20 años y una máxima vida de 30-50 años... después corresponde su demolición y el reemplazo.

Quizás un desarrollo explosivo, haga que las obras resulten obsoletas en plazos menores, entonces también se habrán amortizado antes.

Quizás si el desarrollo se inhibe, la vida de las obras deba prolongarse, lógicamente las menores solicitudes permitirán aprovecharlas por más tiempo.

## **3.5 - LA RELACIÓN CON LA ECONOMÍA**

La vida de las obras y su estado se mide en términos económicos, lamentablemente la mala economía esconde y disimula, tanto los errores como los aciertos técnicos.

El rendimiento de una obra, el valor de reposición, el valor de recuperación, son elementos que permiten medir si una obra debe mantenerse o modificarse y quizás demolerse y reemplazarse. La buena economía, permite acertar en las decisiones que pareciendo técnicas son en rigor técnico económicas.

### **3.6 - DETERMINACIÓN DE LOS DATOS BÁSICOS - SOBRETENSIONES EN EL SISTEMA**

Al proyectar un sistema, en desarrollo, se realizan muchísimos estudios en distintas condiciones de funcionamiento.

La gran cantidad de resultados que se obtienen de los distintos estudios sirven para varios usos y en particular para un acertado dimensionamiento de la aislación, y definición de las distancias eléctricas, que influyen directamente en el costo de la obra.

#### **REGISTROS DE LO EXISTENTE**

En un sistema existente, los registros de las distintas variables, permiten la comprobación de los modelos utilizados.

Hoy no existe dificultad técnica para realizar gran cantidad de registros en modo confiable y fácil, y la síntesis es también facilitada por el cálculo automático.

La enorme cantidad de información que puede recogerse, para que efectivamente sea útil, obliga a un enorme esfuerzo de síntesis.

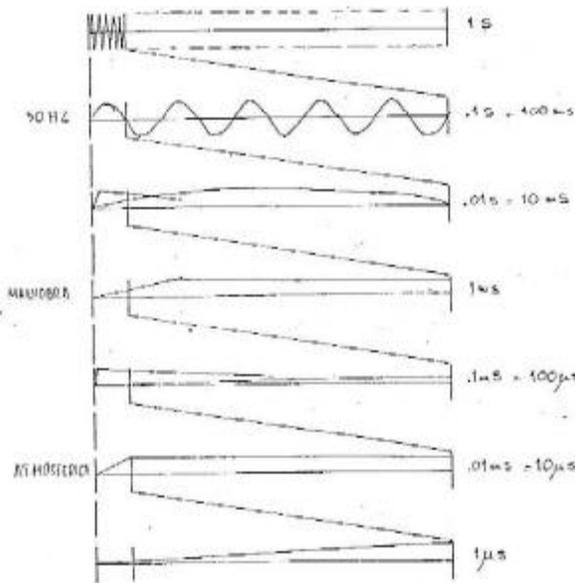
Estos resultados experimentales permiten lograr una valiosa experiencia para los sistemas actuales y sobre ella lograr mejores aproximaciones de las situaciones futuras.

#### **CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES**

La [figura 3.3](#) muestra una comparación entre la duración de los distintos tipos de sobretensiones que se presentan en el sistema eléctrico.

Fig. 3.3

COMPARACION DE LA DURACION DE  
DISTINTAS SOBRETENSIONES



- La tensión máxima que puede presentarse en modo permanente, define la tensión nominal de los equipos.

- Las sobretensiones temporarias, resultan de cambios de configuración de la red, y se presentan ante pérdidas de carga, resonancias, fallas a tierra. Su duración es del orden del tiempo de actuación de los reguladores o las protecciones.

El nivel de las sobretensiones depende de la configuración de la red y del punto considerado, y en general es tanto menor cuanto más mallada es la red y cuantas más puestas a tierra de neutros se tengan.

Para limitar las sobretensiones temporarias, en caso de falla, en las fases sanas, se trata de lograr cierta relación entre la impedancia a la secuencia cero y la impedancia de secuencia directa ( $Z_0$  menor de  $3 \cdot Z_d$ ).

Las sobretensiones de maniobra se presentan ante los cambios bruscos de configuración de la red, asociadas a cierres y aperturas de interruptores o a fallas.

Se trata de rápidos transitorios, que dependen de la configuración de la red y de otras circunstancias que obligan a considerarlos aleatorios.

Se presentan por interrupciones de carga reactiva, de líneas de transformadores, por fallas, durante el cierre y el recierre, etc.

El valor de estas sobretensiones aumenta por la carga residual de las líneas, o por reencendidos durante las interrupciones.

- Sobretensiones atmosféricas se presentan ante fallas del blindaje dado por el hilo de guardia y la sobretensión puede provenir de una línea o producirse en la estación.

La descarga en la estación es poco probable, por la superficie relativamente reducida, en comparación a la línea.

La descarga puede ser directa pero un buen blindaje garantiza contra este efecto. También puede producirse contorno inverso de la cadena de aisladores. Esta situación es muy poco probable que se

presente en la estación por la baja resistencia de puesta a tierra de la misma, pero es probable en la línea, y de esta manera se originan las sobretensiones atmosféricas que penetran a la estación.

Las sobretensiones atmosféricas, conducidas por las líneas, sufren en la estación reflexiones múltiples que deben ser evaluadas a fin de comprobar que los valores alcanzados se mantienen bajo control.

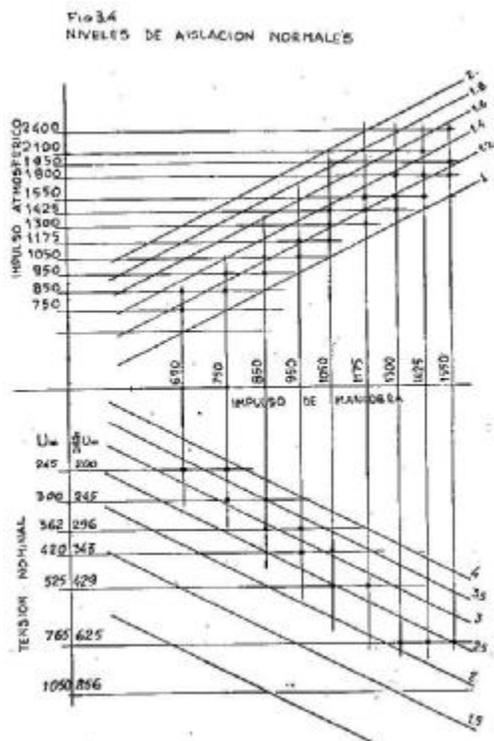
Mientras que las sobretensiones atmosféricas afectan una sola fase, las sobretensiones de maniobra afectan a dos o las tres fases simultáneamente; es entonces importante el estudio de su efecto sobre la aislación fase-fase.

Cada punto del sistema eléctrico se caracteriza por distintos valores de sobretensiones de los distintos tipos, modernamente estos valores se definen en forma estadística.

La presencia de descargadores de óxido de cinc, autoválvula o cuernos modifica los valores de las sobretensiones. En particular los descargadores deben drenar las sobretensiones atmosféricas. En ciertos casos se desea que drenen y limiten las sobretensiones de maniobra; lógicamente deben ser adecuados para soportar la sollicitación consiguiente.

Las sobretensiones temporarias en cambio no pueden ser drenadas por su excesiva duración.

Los valores que deben soportar las aislaciones se eligen entre ciertos valores normales propuestos por las normas IEC y que se han reunido en la [figura 3.4](#)



### 3.7 - CORRIENTES NORMALES Y DE FALLA - LOS ESTUDIOS

Los estudios de flujos de carga definen corrientes térmicas permanentes en las distintas líneas y en los distintos componentes de la estación.

Las condiciones a estudiar son las normales y las de emergencia. Los estados de carga deben tener en cuenta sobrecargas admisibles de los equipos más importantes.

Lógicamente estos estudios deben hacerse para las condiciones de funcionamiento actuales y futuras, obteniéndose finalmente la máxima corriente que afecta cada elemento de la instalación.

Otra de las utilidades de estos estudios es la verificación del rango de regulación de los transformadores, que debe ser suficiente para el punto en cuestión, y uniforme entre todos los transformadores del sistema.

Los estudios de cortocircuito, en distintos puntos y en distintas condiciones de la red, definen las corrientes de falla, que en definitiva afectan a cada componente, y también para este caso hay que individualizar el valor máximo.

Los estudios pueden sugerir la adopción de ciertas soluciones, o de cierta configuración de red, tratándose de limitar corrientes de falla o canalizar los flujos de potencia.

A quien trabaja en el diseño de la estación solo interesan ciertos resultados de los estudios, que definen características de los componentes de la estación, aparatos, barras, aisladores, conexiones, entre otros.

## **LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO**

En países donde se presentan niveles de cortocircuito elevados se trata de limitar la corriente de cortocircuito monofásico, de manera que al menos no supere la trifásica, para esto la reactancia de secuencia cero debe ser mayor que la directa.

La definición de corrientes térmicas normales y de corrientes de falla permite fijar valores que definen características principales del equipamiento y soluciones constructivas aceptables.

Los equipos deben seleccionarse entre los que existen en el mercado; disminuir prestaciones por debajo de las normales no ofrece ventajas económicas y disminuye el nivel de las garantías técnicas.

Por otra parte prestaciones exageradas llevan a soluciones con muy pocos aparatos posibles, que además serán probablemente poco difundidos, o de diseño viejo.

## **RELACIÓN ENTRE CORRIENTES**

Entre corrientes normales y de cortocircuito debe haber cierta relación. La máxima diferencia lógica es de 5 a 100; fuera de este campo casi podría decirse que la solución acarreará problemas.

Los transformadores de corriente deben funcionar correctamente en condiciones normales y frente a sobrecorrientes máximas de falla.

Cuando las corrientes de falla son menores los requerimientos de mantenimiento serán en general menores.

## **3 - LA INGENIERÍA BÁSICA (continuación)**

### **3.14 - CONDICIONES SÍSMICAS - DEFINICIÓN**

El sismo es un temblor o sacudida de la tierra que tiene origen a cierta profundidad. Cuando el sacudimiento es fuerte y produce daños se lo llama terremoto.

Esta posibilidad condiciona el tipo de construcciones que pueden hacerse y las técnicas constructivas que pueden utilizarse.

### **CARACTERÍSTICAS**

Un terremoto cualquiera, se caracteriza por tres magnitudes, su aceleración máxima, su velocidad máxima y su desplazamiento máximo, que se presentan en distintos instantes del fenómeno.

La aceleración que más influye en diseño de los equipos eléctricos es la horizontal, pero también puede producirse en dirección vertical.

La [figura 3.6](#) muestra la clasificación del país desde el punto de vista de las sollicitaciones sísmicas que se pueden presentar.

Los coeficientes sísmicos zonales permiten definir la importancia que pueden tener estas solicitaciones en distintos puntos del país.

## **ENSAYOS**

Cuando se le aplican solicitaciones a un equipo, su comportamiento oscilatorio puede amplificar las tensiones mecánicas que se presentan respecto de las que corresponden a solicitaciones estáticas.

Para las zonas sísmicas, los equipos deben estar diseñados, desde su concepción básica, para ser capaces de soportar esas solicitaciones.

### **3.15 - CONDICIONES DE PROYECTO**

A su vez el proyecto obliga a tener en cuenta que los equipos están montados sobre soportes, anclados a fundaciones, y el todo debe ser un conjunto armónico bien adaptado, para soportar las solicitaciones sísmicas que eventualmente se produzcan.

Las altas tensiones se caracterizan por las soluciones esbeltas y de frecuencias naturales de oscilación que coinciden con las que corresponden a los sismos.

## **TOPOGRAFÍA - EL ÁREA**

Las enormes áreas que requiere la planta de una estación de alta tensión hacen problemático a veces encontrar los terrenos.

Al buscar el terreno debe encontrarse además de la superficie suficiente, un adecuado drenaje ya que la obra cambiará en general totalmente las características de absorción de la tierra.

También deben buscarse adecuadas características naturales de suelo, para soportar correctamente las fundaciones, y así lograr un dimensionamiento racional.

Otro aspecto a tener en cuenta es la altura de la obra sobre el nivel del mar, que afecta particularmente sus características eléctricas.

## **EL SUELO**

Los estudios de las características del suelo en el área elegida para la estación son fundamentales para justificar la acertada ubicación, o exigir el cambio de lugar.

En caso de sismos el terreno no debería sufrir modificaciones importantes, será necesario entonces un estudio geológico que demuestre su uniformidad y asegure que no existan fallas importantes.

## **COMENTARIOS**

A veces el terreno debe ser protegido de aluviones u otros desastres naturales, es fundamental que la zona elegida ofrezca riesgos mínimos.

Una estación de estas características puede ser desplazada generalmente varios kilómetros sin afectar las características generales de la red. Si este desplazamiento reduce riesgos, evidentemente se le puede encontrar fácil justificación económica.

En general se buscan terrenos planos, porque los movimientos de tierra son costosos. Los terrenos deben ser altos, no inundables, el suelo debe ser sólido apto para fundaciones. Se debe tener en cuenta que el relleno por el costo que implica una mala elección del terreno, puede traer consecuencias que desmerecen totalmente la confiabilidad de la estación, ya dificultando el trabajo en ella, ya causando problemas de funcionamiento.

En zonas montañosas se diseñan estaciones con dos o tres niveles de suelo para reducir los movimientos de tierra. Esta solución dificulta la circulación en la estación, y el problema merece estudios donde todos los interesados puedan dar su opinión, a fin de lograr una solución satisfactoria.

## **EL ACCESO**

Otro tema de importancia es la posibilidad de fácil acceso a la estación. Se buscará la proximidad de caminos suficientemente importantes, como para resolver la llegada en la fase constructiva y en la posterior operación, de los equipos más pesados o voluminosos, por ejemplo los transformadores. La proximidad de un pueblo que ofrezca condiciones de vida satisfactorias es importantísima especialmente cuando se entra en la etapa de operación.

El viaje debe ser suficientemente breve para que el ir y volver del trabajo no sea considerado como un sacrificio.

### **3.16 - CONDICIONES ESPECIALES**

Cuando estas estaciones están ubicadas en zonas montañosas, es importante conocer la altura sobre el nivel del mar, ya que la densidad del aire influye en sus características dieléctricas y en su calor específico, en consecuencia modifica su poder de enfriamiento.

### **CONSECUENCIAS**

La construcción de la estación, sus fundaciones profundas, sus caminos, su tratamiento superficial modifican en modo importante la naturaleza vecina y las napas freáticas. Estas influencias deben evaluarse.

### **LOS ACCESOS DE LAS LÍNEAS**

Un tema de especial importancia es el acceso de las líneas a la estación. La estación es una construcción del sistema, los accesos de las líneas imponen importantes vínculos a la orientación de la estación.

Las líneas deben buscar el mejor acceso a la estación desde algunos kilómetros de distancia. Pensemos que los vanos pueden alcanzar los 400 o 500 m.

El acceso debe hacerse sin ángulos, las líneas no deben rodear la estación y no debe hacer cruces. Una estación es una obra de un sistema eléctrico y no está aislada del mundo circundante, especialmente cuando es de muy alta tensión.

### **CRITERIO**

Nunca el diseño de la estación debe condicionar la traza de las líneas, al revés, éstas tienen prioridad. Lógicamente este problema termina en la adopción de soluciones de compromiso.

### **3.17 - IMPACTO VISUAL - DIMENSIONES:**

En un área de 200 por 400 m pórticos de 20-30 m. de altura y de 100-200 m. de desarrollo, no son fáciles de disimular. Algún terraplén, alguna hilera de árboles pueden ayudar a disimular un poco la obra, que a nosotros nos puede parecer hermosa, pero que es considerada como contaminación visual del ambiente, por nuestros semejantes que no comprenden ni admiran estas obras.

El problema es mayor, además de los efectos estéticos, deben considerarse los efectos físicos, ecológicos, y sociales, el camino a seguir es individualizar problemas, y reducirlos o al menos controlarlos.

### **CRITERIO**

Desde el principio del proyecto debe buscarse el no destruir la armonía del paisaje.

La altura de los pórticos, la confusión creada por las grandes estructuras son efectos desfavorables en el impacto visual.

### **COMENTARIOS**

Debe elegirse un lugar que disimule, que esconda la obra. Algunas pantallas naturales como por ejemplo hileras de árboles en las zonas en que son admisibles, son una adecuada solución.

Las disposiciones bajas son mas favorables, los colores del equipamiento, de los pórticos, su diseño que evite los reticulados, prefiriendo soluciones de alma llena.

### **CONCLUSIONES:**

Todos los recaudos que significan respeto por la naturaleza deberían ser tomados en cuenta. De todos modos es difícil de disimular la llegada de las líneas que denuncian la existencia de la estación.

## **3 - LA INGENIERÍA BÁSICA (continuacion)**

### **3.8 - INTERFERENCIA EN RADIO Y TELEVISIÓN - LAS MOLESTIAS**

En la proximidad de las obras eléctricas de alta tensión se observa la presencia de una molestia en la recepción de señales de radio y de televisión (perturbaciones).

Estas molestias son producidas localmente en ciertos puntos; se originan en descargas, y se irradian al espacio, o se transmiten por conducción a las líneas y se propagan finalmente al espacio.

El disturbio producido por las líneas es naturalmente mas importante por su mayor área de influencia, comparativamente la estación es prácticamente una obra puntual.

El disturbio de la estación no es en general importante si no intervienen las líneas en propagarlo. Si el disturbio total producido por la estación es menor en magnitud que el correspondiente a las líneas su importancia entonces no será decisiva.

La radiointerferencia en el despoblado donde no hay receptores de radio, es por otra parte menos importante que en las zonas urbanas, pero este efecto también está ligado a la relación señal ruido.

Se observan perturbaciones de frecuencia estable (modulada), banda estrecha, características del ambiente industrial, y de espectro amplio, oscilaciones libres amortiguadas, que barren un espectro amplio de frecuencias.

## **ORIGEN DE LOS DISTURBIOS**

Las perturbaciones están ligadas a la intensidad del campo eléctrico (en la superficie del conductor), al efecto corona en condiciones meteorológicas desfavorables, en particular con gotas de lluvia.

El llamado efecto corona, ligado a pérdidas cuando de valor importante, produce efluvios cuando es incipiente, generando campos de alta frecuencia que interfieren con señales de comunicaciones.

El efecto corona es un fenómeno local, que depende del gradiente, del estado superficial del conductor (polvo, grasa, agua), y del ambiente (presión, humedad), se estudia con métodos experimentales.

El disturbio de radiointerferencia depende de los equipos que se instalan en la estación, de las soluciones constructivas adoptadas y de los accesorios utilizados.

Los elementos fuente de estos disturbios son conductores, aisladores y morsetería, el fenómeno está ligado a falsos contactos (100 MHz) y/o ionización (10 a 20 MHz, descargas en gases, descargas parciales, con campo intenso pero que no llega a desarrollarse en todo el espacio).

Las descargas pueden ser internas (en vacuolas), superficiales (límite sólido gas, por campo tangencial), corona (efluvios por puntas y aristas).

Además, el envejecimiento de los equipos puede contribuir a su aumento, los cuidados que deben tenerse durante el montaje y mantenimiento deben orientarse a seguir controlando esta situación. En particular el envejecimiento de los aisladores, su ensuciamiento es también causa de este fenómeno.

Este fenómeno no solo afecta el ambiente exterior de la estación. La miniaturización de los equipos de comando, medición y protección ha aumentado la sensibilidad de estos sistemas al ruido ambiente, particularmente por la disminución del valor de las señales.

## **LAS PREVISIONES**

Los organismos cuya responsabilidad es la administración de las bandas de comunicaciones imponen exigencias para controlar la interferencia de radio (100 kHz), frecuencia modulada y televisión (10 a 100 MHz).

En las previsiones de diseño debe tenerse también en cuenta la compatibilidad electromagnética entre las fuentes de ruido y los equipos sensibles al mismo.

Para controlar estos fenómenos se utiliza grasa conductora, soldadura de conductores, cortocircuito entre partes con shunts, caucho semiconductor entre metales, todos artificios que tienden a evitar diferencias de potencial entre partes.

La causa del fenómeno son los desplazamientos bruscos de carga, origen del campo perturbador, además influyen geometría y características físicas, pero la observación depende también de características de la recepción (observador), existiendo instrumentos y modalidades de ensayo normalizadas.

### **3.9 - EL RUIDO ACÚSTICO - FUENTES DE RUIDO**

La estación eléctrica genera distintos tipos de ruidos acústicos que molestan en el ambiente.

#### **TRANSFORMADOR**

La fuente sonora principal por su importancia y nivel de ruido es generalmente el transformador, tanto considerado solo, como aumentado con el aporte del sistema de refrigeración.

Para limitar la propagación de este ruido se construyen pantallas o cajas cuya función es disminuir el nivel, dificultando la propagación.

#### **INTERRUPTORES**

Los interruptores son fuentes esporádicas de ruido, pero importantes por su nivel, especialmente cuando son de principio de interrupción en aire comprimido.

## **LA INSTALACIÓN**

Otro generador de ruido es el campo eléctrico que produce pequeñas descargas, que finalmente son origen de un ruido eléctrico de fondo que no es de importancia fundamental.

## **LA OBRA**

No debe olvidarse que durante la etapa de construcción el obrador es fuente de ruidos de montaje que molestan en modo importante al vecindario.

Cuando la densidad de población es grande el daño que los ruidos acarrearán puede condicionar el horario y los días de trabajo, creando dificultades al rápido avance de la obra.

### **3.10 - GRADIENTE AL SUELO Y TENSIONES INDUCIDAS - EL CAMPO ELÉCTRICO**

El personal que se desplaza por la estación para realizar sus funciones de control, operación, mantenimiento, está sumergido en un campo eléctrico y magnético importante.

Hay presencia de cargas, tensiones y corrientes inducidas por efectos capacitivos, inductivos y conductivos, en distintas partes, en los distintos elementos que componen la estación.

## **LA RED DE TIERRA**

Cuando la red de tierra drena corrientes de falla aparecen tensiones entre distintos puntos.

Todas estas condiciones que se presentan por razones físicas deben quedar limitadas a valores suficientemente seguros para que el personal desarrolle sus tareas con naturalidad y sin temor.

## **4 - CÁLCULOS DE DISEÑO (continuación)**

### **4.10 - RED DE TIERRA - FINALIDAD**

La red tierra tiene la finalidad de limitar las tensiones de paso y de contacto que se presentan en una estación tanto en su área interna como en su contorno.

## **COMENTARIO**

Cuando la red de tierra drena una corriente de falla se forma un campo eléctrico y en la superficie del terreno se presentan distintas tensiones entre distintos puntos ([figura 4.14](#)).

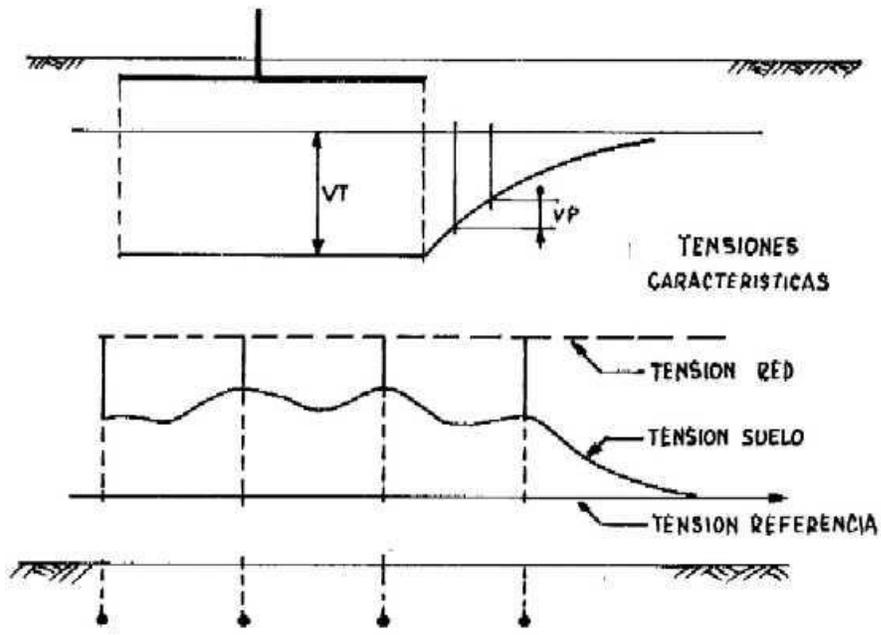


FIG 4.14 - PERFIL DE TENSION EN LA SUPERFICIE DEL SUELO

### DEFINICIONES

La diferencia de potencial que se presenta entre dos puntos del suelo separados por un paso es la que se llama tensión de paso ([figura 4.15](#)).

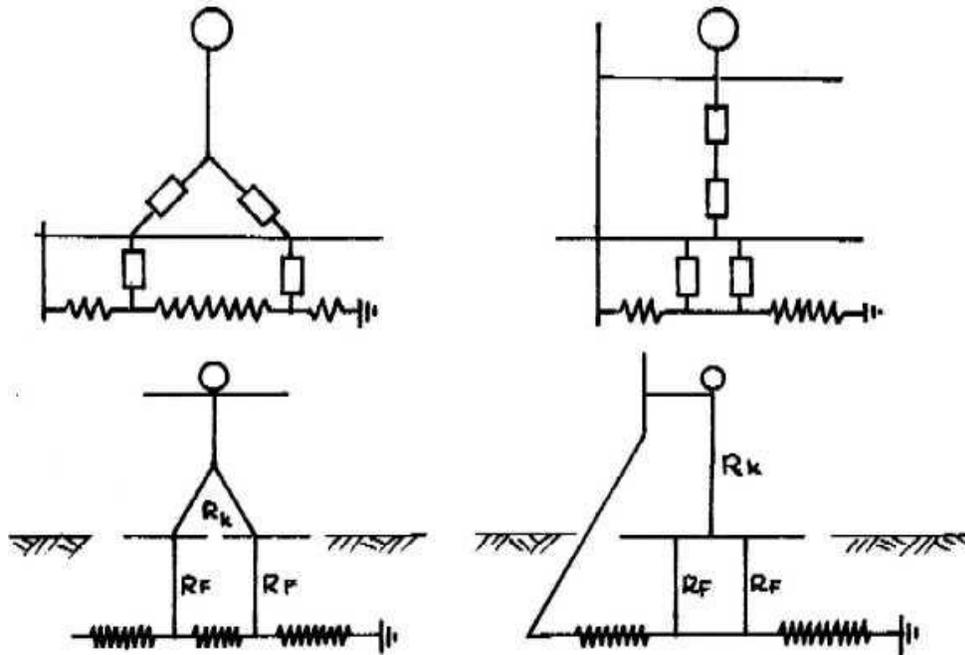


FIG 4.15 - TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO

Tensión de contacto es la que se presenta entre una superficie metálica, conectada a la red de tierra, y un punto del terreno desde el cual se puede tocar dicha superficie ([figura 4.15](#)).

Tensión transferida es aquella "llevada" por objetos metálicos hasta eventualmente fuera del área cubierta por la red de tierra.

## COMENTARIO

La obra eléctrica está construida sobre el suelo y en casos de fallas la corriente es drenada al suelo conductor. Se forma un campo de corrientes y de superficies equipotenciales.

## HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVA

Consideramos que el suelo es un medio de resistencia constante, relativamente elevada respecto de los metales.

## DISEÑO BÁSICO

Si sobre el suelo se extendiera una capa metálica, chapa, se lograrían limitar las tensiones de paso y de contacto a valores mínimos.

Sin embargo, la corriente a drenar debería pasar de la chapa al suelo, y en la periferia de la chapa se presentaría un gradiente y se observarían la presencia de tensiones de paso.

Si desde el suelo natural no se alcanzan los objetos que están sobre la chapa, no se tendrán tensiones de contacto.

Si en lugar de una chapa, solución irrealizable, se hace una red, se presentarán también tensiones de paso y de contacto dentro de la red.

## PRINCIPIOS

Si el mallado es suficiente denso las tensiones de paso (en su interior) y contacto serán mínimas.

Se puede disminuir la densidad del mallado, hasta que las tensiones alcancen el límite admisible.

Todos los elementos que pueden presentar tensiones de contacto deben ser conectados a la red de tierra para controlar esta tensión.

## FÓRMULAS UTILIZADAS

De estudios realizados se han propuesto distintas fórmulas para determinar los parámetros característicos de la red de tierra.

De la bibliografía se han extraído las [fórmulas \(4.33\)](#), [\(4.34\)](#) y [formula \(4.35\)](#).

$$(4.33) R_p = \rho / (4 r_p)$$

$R_p$  resistencia de una placa circular apoyada sobre el suelo

$\rho$  resistividad del suelo  
 $r_p$  radio de la placa

$$(4.34) r_p = \sqrt{S / \pi}$$

$S$  superficie de una placa de forma cualquiera a la que se aplica la fórmula (4.33)

$$(4.35) R_r = \rho / (4 r_e) + \rho / l$$

$R_r$  resistencia de una red genérica

$r_e$  radio equivalente de la superficie cubierta

$l$  longitud total de conductor dispersor, enterrado

Las tensiones características de la red están dadas por las [fórmula \(4.36\)](#) y [fórmulas \(4.37\) y \(4.38\)](#), respectivamente, tensión de malla, tensión de paso y tensión de contacto.

$$(4.36) E_m = \rho I_d / l$$

$E_m$  tensión de malla, entre el centro de una malla y la red

$I_d$  corriente drenada

$$(4.37) E_p = 0.1 \text{ a } 0.15 E_m$$

$E_p$  tensión de paso

$$(4.38) E_c = 0.6 \text{ a } 0.8 E_m$$

$E_c$  tensión de contacto

La esquematización más simple de la red de tierra es con barras (que llamaremos principales) en dos direcciones ortogonales, estas barras están enterradas y presentan cierta cantidad de intersecciones (cruces X o derivaciones T) donde se unen con adecuados morsetos o soldadura.

Cada elemento a conectar a tierra implica una conexión (a las barras principales y que llamaremos derivación) de cierta longitud, el elemento se puede conectar con una o dos derivaciones.

La longitud de la derivación en parte se encuentra enterrada, y luego sube a conectarse al elemento que interesa.

Al computar el total de conductores que drenan corriente al suelo, se consideran los principales, y la parte enterrada de las derivaciones.

## CRITERIOS

En los cálculos de redes de tierra se utilizan muchas fórmulas simplificadas, que solo permiten conocer el orden de magnitud de los parámetros que caracterizan la red de tierra.

Pero aun cuando se utilizan los mejores modelos, la precisión está limitada por la gran incertidumbre de ciertos datos.

Es fundamental durante la construcción de la red de tierra realizar mediciones que permitan detectar que el comportamiento de la red coincida con el previsto.

Con la red construida se deben determinar las tensiones características en los puntos críticos e introducir las correcciones que sean necesarias para lograr tensiones de paso, de contacto y transferidas que no superen los límites de seguridad.

A tal fin vale la pena notar que la resistencia total de la puesta a tierra no es un valor fundamental en la definición de su comportamiento.

## 4.11 - PARÁMETROS DE DISEÑO DE LA RED DE TIERRA - RESISTIVIDAD DEL SUELO

La resistividad del terreno es un dato básico, en general puede determinarse al momento del estudio de suelos que se realiza para el proyecto de las fundaciones.

El objeto es conocer la resistividad del terreno con el fin de determinar la resistencia de la puesta a tierra de la estación eléctrica y los potenciales de paso y de contacto en el área, a través de cálculos dimensionantes y de verificación.

## MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD

En general el suelo no es homogéneo, y a veces se observan estratos (capas) de distinto valor de resistividad por lo que es necesario lograr un valor (o un par de valores) representativos de estas características para los cálculos.

## **MEDICIONES A REALIZAR**

El área a medir se cubre con varios puntos (9 a 25) distribuidos con cierto criterio, en dichos puntos se harán mediciones.

Para cada punto se realizan mediciones en dos direcciones ortogonales, y a distintas profundidades aparentes (5, 10, 20, 50 y más m).

Para medir se utiliza, frecuentemente, el método de las cuatro jabalinas (espaciadas), con el que se obtienen valores de resistencia media del suelo para cada profundidad (distancia entre jabalinas).

## **INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA**

Las mediciones se complementan con otra información que ayude a la interpretación correcta de los resultados.

Es importante incluir una descripción del método de medición, eventualmente la parte de manual de instrucciones del instrumento que ayude a entender los resultados (si necesario).

Además es útil una descripción del tipo de terreno obtenida por observación directa, e información descriptiva de la estratificación si se tuvieran datos de perforaciones o excavaciones.

## **TRATAMIENTO DE RESULTADOS**

Con los valores obtenidos de las mediciones y la información complementaria se trata de realizar una caracterización del suelo resumiendo los resultados en un único valor si puede considerarse el terreno homogéneo, o en un par de valores si se considera válido el modelo de dos capas.

Se determinan así la resistividad superficial y profunda, la resistividad superficial afecta a las tensiones características y la componente de resistencia que depende de la longitud de conductor enterrado ([ver fórmula 4.35](#)).

La resistividad profunda determina la componente de resistencia que dependen de la superficie cubierta por la red ([ver fórmula 4.35](#)).

La superficie que la red debe cubrir es como mínimo la que comprende el área de la estación y sus edificios, hasta unos 5 a 6m. de distancia de ellos, si es posible.

## **CAPA SUPERFICIAL**

En ciertos casos se recubre el área de la estación con una capa superficial de piedra partida o canto rodado sin aglomerante de resistividad mucho más elevada que el suelo natural que cubre.

Esta capa superficial es de pequeño espesor 10 30 cm, y sus características de resistividad y espesor deben mantenerse en el tiempo para poder garantizar su efectividad.

La influencia de esta capa es notada en las corrientes que circulan por el cuerpo sometido a tensiones de paso y de contacto, ya que su resistencia se incrementa con las que corresponden al dispersor de los pies sobre esta capa.

### **4.11 - CORRIENTE A DRENAR**

Una falla trifásica, si bien puede afectar los conductores de la red de tierra, no drena corriente al suelo (tampoco si bifásica aislada).

Se presenta la necesidad de drenar corriente al suelo cuando ocurre una falla monofásica a tierra ([figura 4.16](#)) o bifásica con tierra.



FIG 4-16 - CORRIENTES DE FALLA ENTRE REDES DE TIERRA

Aún así no toda la corriente de falla a tierra es drenada por la red al suelo, parte de esta corriente es conducida fuera de la red de tierra por los cables de guardia de las líneas aéreas ó los cables de tierra que acompañan a los cables enterrados; o eventualmente, sus armaduras si están en contacto directo con la tierra o puestas a tierra en otra estación.

Lógicamente para determinar esta repartición de corriente, se debe conocer el valor de la resistencia de puesta a tierra de la red, y varios parámetros de las líneas y/o cables.

El cálculo debe repetirse para encontrar las condiciones mas desfavorables en cada caso. Se deben calcular las corrientes de cortocircuito a tierra que corresponden a fallas en distintos lugares y condiciones y encontrado el valor mas desfavorable utilizarlo en el dimensionamiento de la red.

## DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ENTRE DISPERSORES EN PARALELO

La primera aproximación, utilizada en alguna bibliografía fue aceptar una distribución en corriente continua, ya que la resistencia de la estación, principal elemento en el que circula la corriente de tierra se considera efectivamente una resistencia pura, sin reactancia.

El error de esta adopción es no considerar especialmente los acoples inductivos entre conductores en los que circulan corrientes de falla y cables de guardia.

Se deben analizar los parámetros del hexapolo que corresponde a un tramo de línea representada por un conductor, un cable de guardia, una torre y el suelo, un esquema completo tiene impedancias propias de conductor, guardia, y tierra y tres mutuas, conductor guardia, guardia tierra, conductor tierra.

Al estudiar el campo de corriente en el suelo de acuerdo a las fórmulas de Carson todo es como si la corriente se encontrara concentrada a una profundidad que aumenta con la resistividad y se reduce con la frecuencia, pero en la proximidad de la estación la corriente que finalmente entra en la red de tierra se debe considerar cerca de la superficie.

En la determinación de los parámetros se debe tener en cuenta esta hipótesis, que debe reflejar la cercanía o no del tramo de línea estudiado a la estación.

## LÍNEAS DISPERSORAS

La línea presenta dos modos de actuar según se presente corriente en sus conductores o no.

Cuando no hay corriente de falla en la línea, el cable de guardia se comporta como un dispersor en paralelo con la resistencia de tierra de la estación, es como si la resistencia de la estación se redujera por acción de los cables de guardia de las líneas que llamamos pasivas.

Cuando en cambio una línea alimenta la falla, la corriente en el cable de guardia es inducida por la mutua impedancia entre este y el conductor, llamamos a esta línea activa, porque conduce corriente de falla.

Para cada línea se pueden determinar parámetros que permiten encontrar los valores de corrientes en cada componente.

## DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE EN LA ESTACIÓN

Cuando a la estación llegan varias líneas que aportan corrientes de falla, el problema es determinar la repartición de la corriente entre los cables de guardia.

Una vez preparados los parámetros de cada línea, y con el fin de determinar la distribución de corrientes entre cables de guardia y red de tierra de la estación, se construye un sistema de ecuaciones, una ecuación para cada línea, pasiva y activa.

Se tienen tantas ecuaciones como líneas, las incógnitas son las corrientes en los cables de guardia, y en la red de tierra, corresponde entonces agregar una ecuación más para la corriente total, la suma de las corrientes de las líneas debe ser la suma de las corrientes en cables de guardia y la corriente drenada por la red de tierra.

Son datos las corrientes aportadas por las líneas y la corriente total de falla, incógnitas las corrientes drenadas por los cables de guardia, y la corriente drenada por la red de tierra. El sistema de ecuaciones permite resolver el problema, encontrando los valores incógnitas.

### 4.13 - CONDICIONES DE PELIGRO - COMENTARIO

Cuando se producen fallas en el sistema y se presentan corrientes a tierra, la red de tierra asume cierto potencial respecto de la referencia de potencial nulo.

Los valores que caracterizan la seguridad de la red de tierra son las tensiones de paso y de contacto.

Cuando en las condiciones normales estas tensiones son relativamente elevadas puede recubrirse el suelo de la estación con un material de alta resistividad (grava).

Lógicamente, si se utiliza este medio debe garantizarse que la resistividad de la capa superficial no varía con el tiempo. Si se reduce la resistividad pueden presentarse situaciones peligrosas.

## FÓRMULAS

Para tener en cuenta la capa superficial de material de alta resistividad se utilizan las [fórmula \(4.39\)](#) y [fórmula \(4.40\)](#).

$$(4.39) E_p = (R_k + 2 R_f) I_k$$

$E_p$  tensión de paso  
 $R_k$  resistencia del cuerpo humano entre los pies.  
 $R_f$  resistencia de contacto pie suelo, se considera al pie un dispersor de cierta superficie  
 $I_k$  corriente crítica peligrosa que depende del tiempo de aplicación

$$(4.40) E_c = (R_k + R_f/2) I_k$$

$E_c$  tensión de contacto  
 $R_k$  resistencia del cuerpo humano entre mano y pies

## COMENTARIO

Debe notarse que para la tensión del paso se considera 2 veces la resistencia de contacto pié suelo, mientras que en la tensión de contacto se considera la mitad.

Efectivamente, en un caso el camino pasa por 2 elementos en serie y en el otro en paralelo ([figura 4.15](#)).

## VALORES CARACTERÍSTICOS

La resistencia del cuerpo que debe tomarse es el valor normal mínimo en el orden de 1000 ohm.

La resistencia de contacto pié suelo que se adopta está dada por la [fórmula \(4.41\)](#).

$$(4.41) R_f = 3 g_s$$

$g_s$  resistividad del suelo superficial

$$(4.42) I_k = 0.165 / \sqrt{T}$$

$T$  tiempo de aplicación de la corriente en [seg]

El valor de resistividad superficial de la capa de material que cubre el suelo que se adopta debe ser el mínimo que ésta presentará durante la vida de la instalación.

Este valor puede resultar de un orden de magnitud superior al suelo natural de la zona, debiendo tenerse en cuenta que con el tiempo, el material aportado se irá ensuciando y perderá su elevada resistividad inicial.

La corriente peligrosa se fija con distintos criterios; una práctica es utilizando la [fórmula \(4.42\)](#).

## PRECAUCIÓN

Las corrientes de falla se presentan con una componente continua que es causa de su asimetría.

La corriente de falla que se utiliza para calcular las tensiones peligrosas debe tener en cuenta esta situación, en consecuencia se utiliza el valor medio cuadrático de la corriente de falla, que resulta mayor que el valor eficaz de la corriente simétrica, dato generalmente informado como corriente de falla monofásica.

La corriente simétrica debe ser incrementada multiplicándola por un factor que tiene en cuenta esta situación y que parte de 1 para tiempo de 1 segundo, llegando a 1.65 para los breves tiempos de 1 ciclo.

#### **4.14 - SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES**

Los conductores de la red de tierra, y de conexión deben estar dimensionados para soportar la corriente de falla por el tiempo de duración de la misma.

Las fórmulas que se aplican son las mismas que para los conductores aéreos o aislados.

Mientras ocurre el fenómeno de conducción de la corriente de falla, el conductor acumula calor.

Los conductores que conectan los equipos a la red de tierra deben soportar la mayor corriente de falla que se puede presentar en ellos (que puede ser bifásica o trifásica).

Los conductores de la red de tierra conducen una parte de la corriente de falla (monofásica a tierra) y ésta se va repartiendo entre todos ellos.

Los conductores enterrados deben ser en lo posible de gran diámetro, para asegurar un buen contacto al suelo.

En muchos casos se realizan en planchuela, debiendo superar un espesor mínimo y una sección mínima, para soportar la corrosión.

Los conductores de las bajadas deben ser protegidos en la zona de transición aire tierra que es peligrosa por los fenómenos de corrosión que allí se producen.

La protección de las bajadas, no debe ser hecha con hierro galvanizado por dos razones, primero incrementa la reactancia de la conexión y segundo se ponen en proximidad dos metales (hierro y cobre) en tierra húmeda, debiéndose temer corrosión electrolítica

#### **DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTES EN LA MALLA**

No todos los conductores de la malla drenan al suelo la misma corriente por unidad de longitud.

Los conductores periféricos son los que más drenan, mientras que los interiores drenan sensiblemente menos que el valor medio.

Esto justifica que en ciertos diseños se observe que el mallado no es regular, siendo mas denso en la periferia y mas ralo en el centro.

#### **JABALINAS**

Las redes de tierra de las estaciones eléctricas son relativamente extensas. Las jabalinas no contribuyen mayormente a drenar la corriente a tierra, ya que son relativamente pequeñas.

Las jabalinas deben instalarse en los puntos donde se deben drenar las sobretensiones de impulso.

Cuando es necesario reducir la corriente drenada por la red, para controlar los potenciales, se instalan jabalinas en la periferia de la misma, que es la zona donde mejor se aprovechan.

La corriente por unidad de longitud que drenan las jabalinas es sensiblemente mayor que la correspondiente a los dispersores horizontales.

Debe cuidarse que la corriente que las jabalinas drenan al suelo quede contenida dentro de límites que no produzcan excesivo calentamiento del terreno circundante al dispersor.

Si tal fenómeno ocurriera, el efecto es un aumento de resistencia, con aumento de las tensiones características y de los peligros consiguientes, debido a que por el calor producido el terreno circundante se seca aumentando su resistividad.

## CORRIENTES IMPULSIVAS

Las descargas atmosféricas que llegan a la estación conducidas por los cables de guardia, deben ser drenadas a tierra.

También llegan descargas a través de los conductores de fase, y estas son drenadas por los descargadores y por los objetos de capacitancia hacia tierra relativamente elevada, capacitores de acoplamiento, transformadores de corriente, de tensión y de potencia.

Para estas descargas, de frecuencias muy elevadas solo una pequeña parte de la red de tierra resulta activa y dispersora.

Es conveniente en los puntos donde se presenta esta situación un mayor adensamiento de la red y la instalación de una jabalina.

Jabalina y cables dispersores ofrecen impedancias a la alta frecuencia que deben considerarse en paralelo, la corriente impulsiva se divide entre los caminos y es drenada al suelo por la conductividad transversal que ofrecen estos elementos.

## 4.15 - FUNDACIONES

Deben absorber los esfuerzos que la estructura soporte transmite al suelo.

Se identifican las cargas aplicadas, y se desarrollan distintos métodos de cálculo y verificación.

En general la fundación puede tener forma de paralelepípedo de hormigón, con cierta armadura ([figura 4.17](#)).

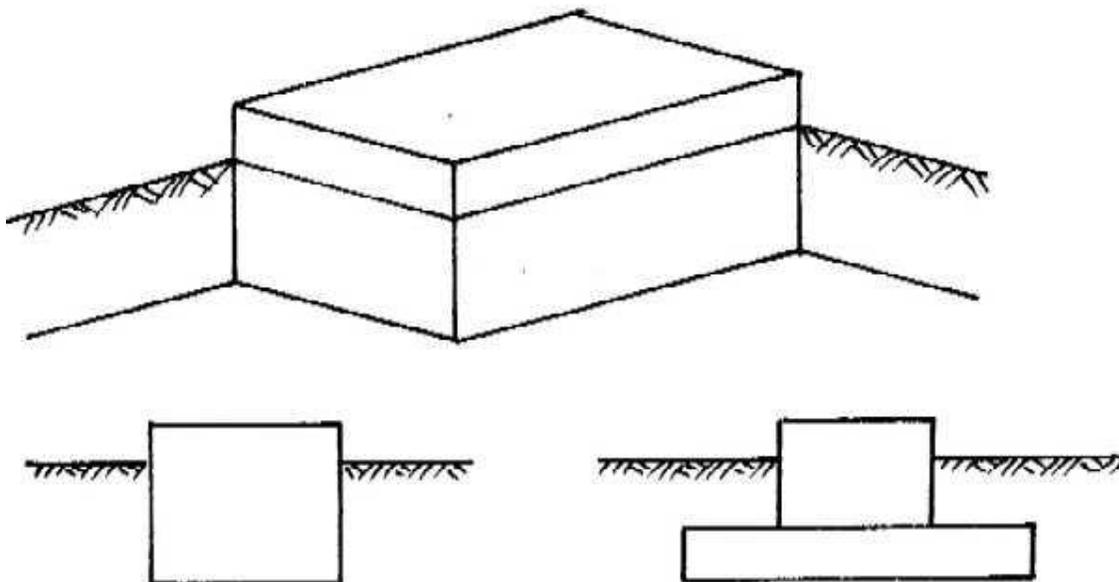
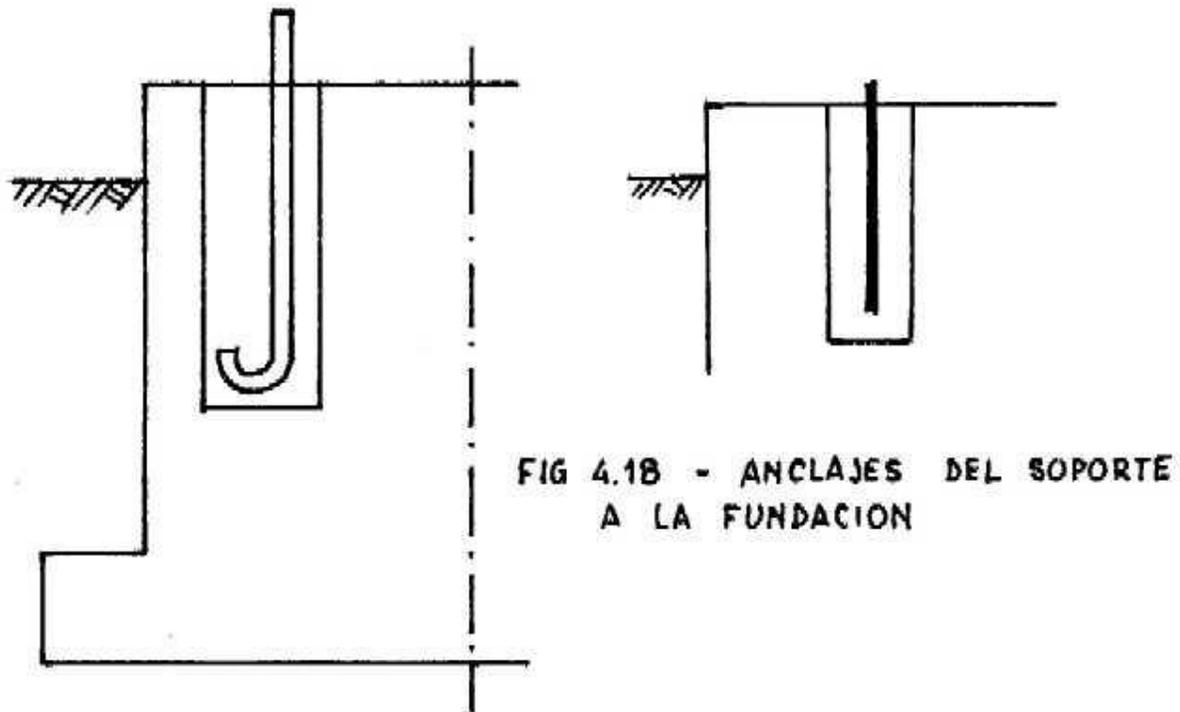


FIG. 4.17 - ESQUEMAS DE FUNDACIONES

Los bulones de anclaje del equipo o del soporte se ubican en agujeros que se rellenan con hormigón de segunda colada ([figura 4.18](#)).



Cuando los esfuerzos son importantes y no se justifica demasiado un mayor volumen de la fundación, se la puede realizar con zapata.

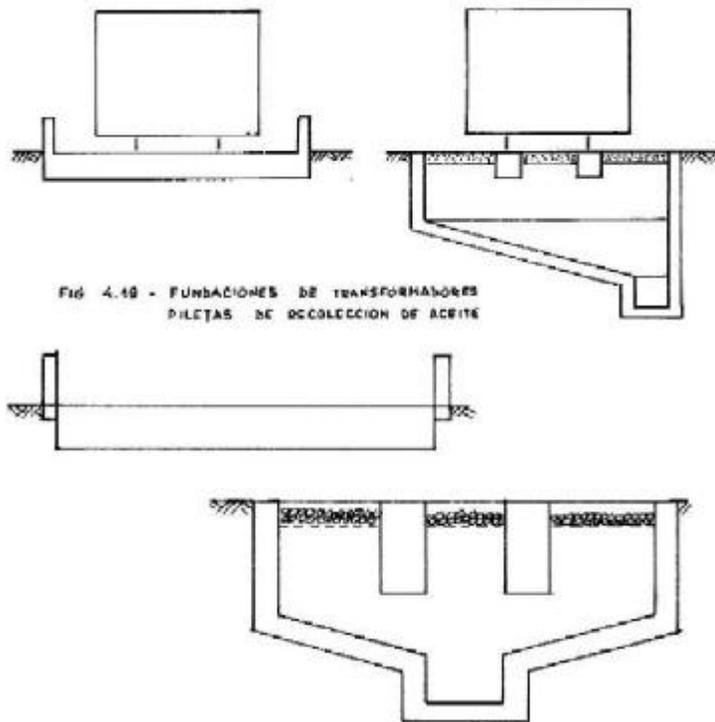
Los equipos grandes, como los transformadores, requieren fundaciones que cubren una superficie extensa.

En ciertos casos se prescinde de la fundación, o solo se construye una platea.

Cuando se pueden presentar pérdidas de aceite se puede construir una pileta cuya finalidad es contener el aceite en caso de grandes pérdidas o rotura de la cuba.

Muro parallamas y pileta de la fundación.

En los casos donde el peligro lo justifica la solución constructiva es más sofisticada, la pileta tiene una reja, piedra partida, etc. ([figura 4.19](#)).



Cuando se teme la posibilidad de incendio, y la proximidad de otros equipos hace prever la propagación se construye una pared vertical de hormigón, muro parallamas.

La altura debe ser suficiente para detener proyecciones de trozos al producirse una explosión, el espesor suficiente para quedar de pie a pesar del fuego.

## CONCLUSIONES

En el proyecto se debe entonces controlar el campo eléctrico en el suelo y en las zonas de trabajo, las tensiones que pueden asumir las distintas partes que pueden ser tocadas, etc.

### 3.11 - RELACIÓN CON AMBIENTE FÍSICO Y GEOGRÁFICO - CONDICIONES AMBIENTES

Prescindiendo del ambiente que hemos denominado eléctrico las estaciones interactúan con el resto de las condiciones ambientales.

Obras de gran tamaño pueden tener influencias notables y provocan cambios de la naturaleza.

Se trata entonces de fijar correctamente como el ambiente influye en el diseño de la estación, y por otra parte estudiar el impacto que la estación produce en el ambiente natural en el que se la inserta.

### EFFECTOS DE LA OBRA

Para esto último se trata de identificar y evaluar los efectos físicos, ecológicos, estéticos y sociales que la implantación de la obra tendrá, y evaluar sus consecuencias a breve, mediano y largo término.

El estudio se inicia con el análisis del sitio del emplazamiento y sus características.

Luego, estrictamente a los fines de controlar el cambio, se evalúan molestias que la instalación ocasiona, impacto visual, ruidos, vibraciones, higiene, etc.

## ACCIONES

Finalmente, individualizados los problemas se trata de reducir al mínimo sus consecuencias, o mejor en suprimirlas. Lógicamente el costo que estas condiciones crean, debe ser controlado y comparado con los beneficios que se obtienen.

Cuando las obras están cerca de poblaciones también deben evaluarse las molestias que se crean durante la etapa de construcción, trabajos ruidosos en horas de descanso, cierre de caminos, etc.

### **Pautas generales para el diseño de Estaciones Transformadoras blindadas en gas SF<sub>6</sub> de 500kV<sup>4,5</sup>. Particularidades. Compartimentación. Estanquidad.**

Las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes -maniobra, medición, barras, etc.- de alta tensión.

Cuando se trata de alta tensión su denominación común es **GIS (Gas-Insulated Switchgear)**. En media tensión se denominan **MV-GIS (Medium Voltage-Gas-Insulated Switchgear)**.

En francés se denominan **PSEM (Postes Sous Enveloppe Métallique)**.

Por sus propiedades óptimas, el gas utilizado es el hexafloruro de azufre (SF<sub>6</sub>). En el Capítulo 03 EL GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE se indican las características principales de este gas no tóxico, muy estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro a condiciones normales de presión y temperatura (1.013 hPa y 20°C).

Existen diferencias fundamentales con las Subestaciones clásicas aisladas en aire (**AIS: Air-Insulated Switchgear**). La más importante a favor de las GIS es que en éstas las dimensiones son muy reducidas. El volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Del mismo modo, el área ocupada por una GIS está entre el 3 al 12% de la que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

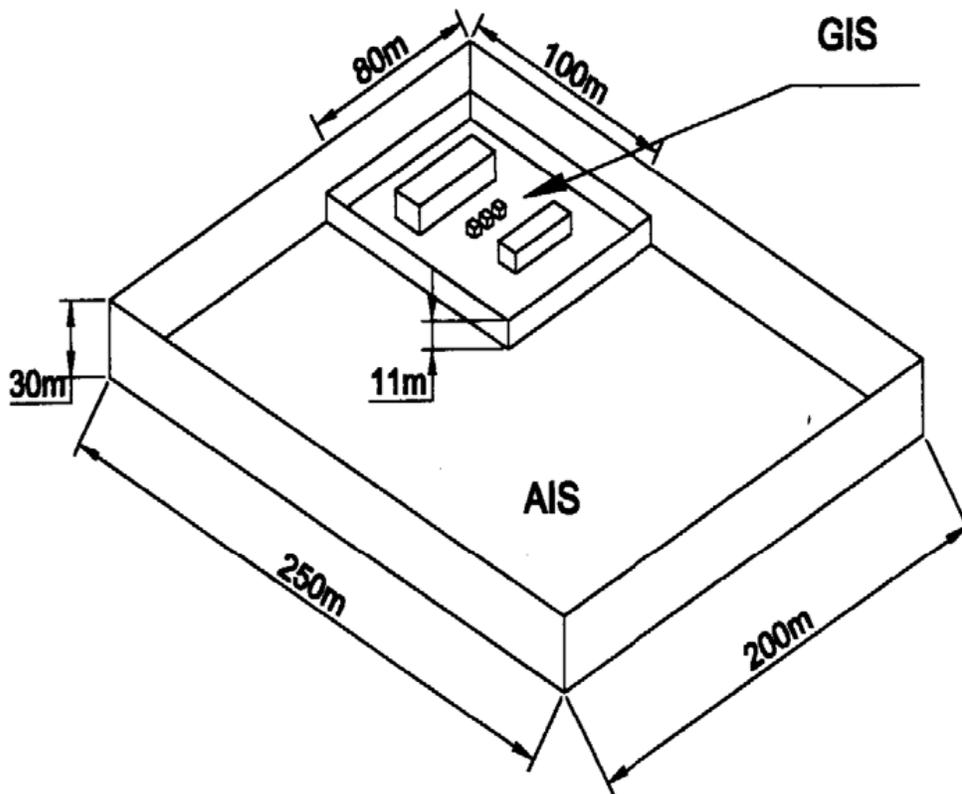
En las grandes ciudades densamente pobladas, cada día es más notoria la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica que por sus características es imperioso satisfacerlas utilizando sistemas de alta tensión (132 kV en adelante), lo que hace imprescindible la instalación de Subestaciones para esas tensiones. Por otra parte, el precio muy elevado de los terrenos en estas ciudades, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una AIS, prácticamente desaconseja el uso de éstas. En cambio, las dimensiones (área y volumen) reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales.

También, en centrales hidráulicas o terrenos escarpados donde el espacio disponible para la instalación de las subestaciones es sumamente reducido, las GIS encuentran una extendida aplicación. Lo mismo ocurre en instalaciones cercanas a industrias de alta polución.

---

<sup>4</sup> Alicura, Yacyreta

<sup>5</sup> Apunte SF6 en [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar)



*Ejemplo: Subestación formada por 9 campos de 420 kV y 18 campos de 123 kV. El volumen ocupado por la GIS es el 5,8 % del que ocupa la AIS.*

Pero no sólo en la reducción del espacio presenta ventajas la instalación de una GIS en lugar de una AIS. Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS:

- Rápido montaje. Las GIS -hasta tensiones nominales de 300 kV- se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos(celdas) completos. Luego, se montan en obra como se lo hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).

- Mantenimiento reducido. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS.

✦Costos

En las oficinas de planeamiento y proyecto de sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión, nunca se deja de hacer la misma e "histórica" pregunta: ¿qué cuesta más, instalar una AIS o una GIS?. Quizás, si las GIS continúan evolucionando como lo han hecho hasta ahora, en un futuro próximo esta pregunta no se hará más.

Para la comparación económica entre Subestaciones GIS y AIS, hoy deben considerarse dos casos particulares:

Modularidad:

Cada equipo de alta tensión, incluyendo las barras principales o colectoras, está encapsulado independientemente en un compartimiento metálico provisto de un ambiente de gas SF 6 a presión mayor que la atmosférica. Se forman así módulos individuales por equipo, que luego se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí para formar distintas configuraciones.

Los módulos individuales corresponden a:

- Módulo de juego de barras principales o colectoras.
- Módulo de interruptor.
- Módulo de seccionador de barras.
- Módulo de seccionador de línea.
- Módulo de seccionador de puesta a tierra.
- Módulo de seccionador de aislamiento.
- Módulo de transformador de corriente.
- Módulo de transformador de tensión.
- Módulo de transformador de tensión de barras.
- Módulo de descargador de sobretensiones.
- Módulo de prolongación (recto, ángulo).
- Módulo de empalme con cable subterráneo.
- Módulo de empalme con línea aérea.
- Módulo de empalme con máquinas (transformador/autotransformador de potencia, reactor, etc.).

Los distintos módulos de equipos y juegos de barras principales o colectoras se conectan entre sí utilizando bridas selladas y atornilladas.

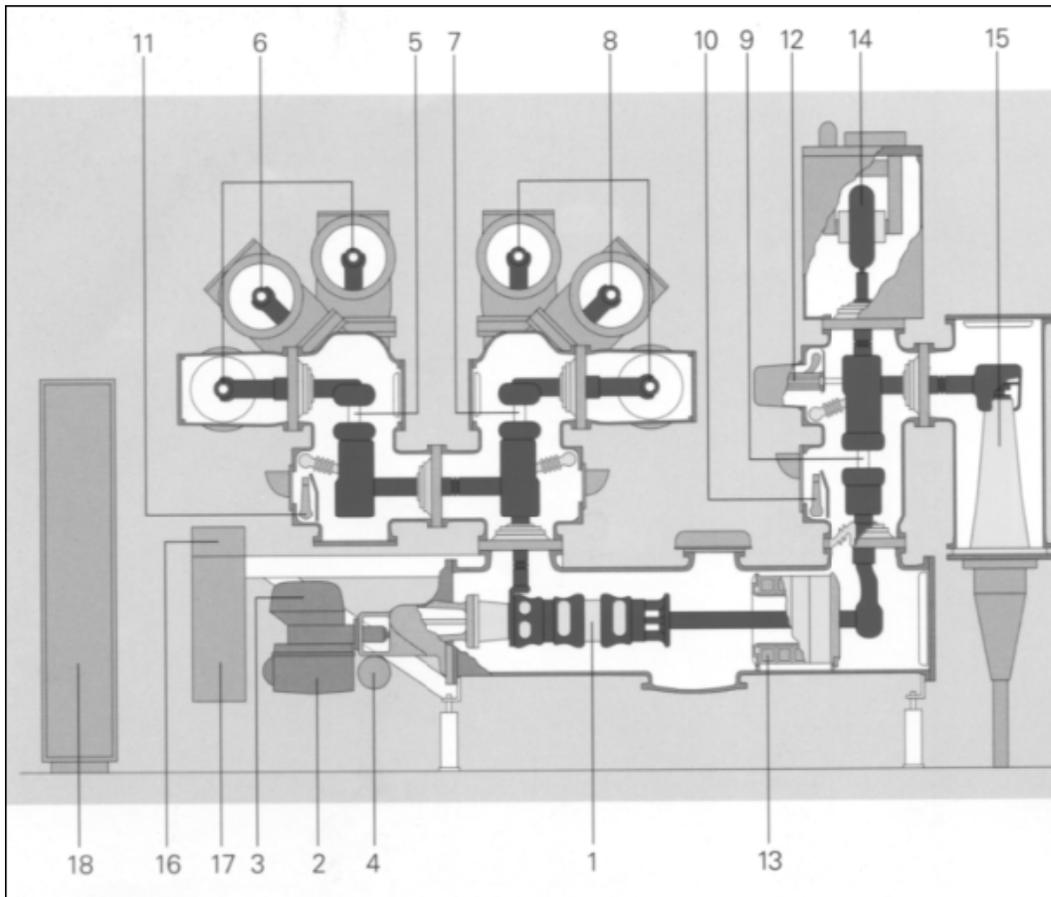
Entre módulos se utilizan aisladores cónicos de resina que a la vez que soportan las barras conductoras, ofrecen una barrera estanca al gas SF<sub>6</sub>. Se evita así la contaminación del gas en toda la Subestación en los casos de apertura de interruptores sobre fallas, al tiempo que también evitan la propagación de una falla al resto de la Subestación.

Las envolventes metálicas pueden ser de aluminio -utilizado en la gran mayoría de los casos- o acero. El aluminio, además de disminuir el peso de toda la Subestación, ofrece una buena resistencia a la contaminación ambiental y a la descomposición del gas SF<sub>6</sub> por efecto del arco eléctrico. Estas envolventes de aluminio no necesitan, por esta causa, ninguna protección interior, lo que además evita el riesgo de crear partículas indeseables.

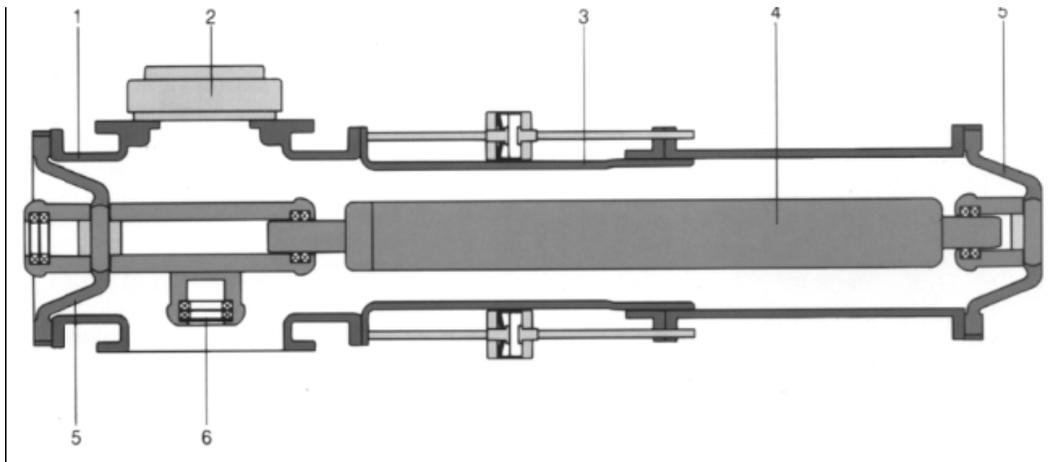
Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje se disponen entre los distintos módulos, en especial los correspondientes a prolongaciones, de juntas de dilatación del tipo fuelle que permiten dichas expansiones y evitan el escape del gas interno.

Los conductores internos de alta tensión de los distintos módulos se realizan con barras de sección circular de cobre o aluminio. Se conectan entre sí mediante contactos de presión que aseguran la continuidad eléctrica, al tiempo que absorben la expansión térmica y eventuales desalineamientos angulares, evitando así la transmisión de esfuerzos a los aisladores que las soportan.

Todas las envolventes de los distintos módulos se conectan a tierra en ambos extremos, debiendo asegurarse su continuidad a través de toda la Subestación. Al circular corriente por la barra conductora, se induce en la envolvente metálica una tensión de forma similar a lo que ocurre en un transformador de corriente. Al tener la envolvente puesta a tierra.



Corte típico de un campo (celda) de un GIS de doble juego de barras, disposición monopolar y salida con cable subterráneo. (1) interruptor, (2) (3) (4) componentes del mando del interruptor, (5) seccionador de barras I, (6) barras principales I, (7) seccionador de barras II, (8) barras principales II, (9) seccionador de línea, (10) (11) (12) seccionador de puesta a tierra, (13) transformador de corriente, (14) transformador de tensión, (15) terminal del cable subterráneo, (16) unidad de control del gas, (17) unidad de control del interruptor, (18) tablero de comando y control local.



Módulo constructivo de barras principales. (1) envoltura. (2) descarga de sobrepresión, (3) compensador, (4) barra conductora, (5) aislador cónico, (6) contracontacto fijo.

**Estaciones intemperie. Estaciones bajo techo. Estaciones híbridas**

Las subestaciones GIS pueden ser de tres tipos:

-Para uso en intemperie.

-Para uso interior.

-Con las barras como las estaciones convencionales intemperie y el resto de los equipos blindados en gas, llamadas “híbridas”.

Cada proyecto amerita un análisis particular, de la misma forma que se lo hace con una Subestación AIS. Se evalúa el terreno que se dispone, los electroductos aéreos y/o subterráneos para el conexionado de alta tensión y las condiciones ambientales. En general -salvo en condiciones muy especiales de polución- las Subestaciones GIS pueden instalarse indistintamente en intemperie o interior.

Por supuesto que cada tipo de instalación plantea distintas variantes por sus necesarias instalaciones complementarias asociadas, tales como los sistemas de servicios auxiliares, comando y control, protecciones, mediciones, etc.

Independientemente del tipo de instalación -intemperie o interior- hay elementos comunes a considerar. Los más importantes son facilitar las tareas de montaje y mantenimiento y permitir una fluida circulación vehicular y peatonal en sus alrededores.

No debe olvidarse que las Subestaciones GIS se van conformando como si se tratara de un “mecano” (juguete que permite realizar variadas construcciones) y, por lo tanto, su obra civil debe cumplir con tal requisito. Fundamentalmente, permitirá agregar y sacar campos (celdas) y/o elementos de los mismos sin necesidad de cortes innecesarios de energía para toda la Subestación.

Un elemento fundamental para lograr el cometido mencionado lo constituyen los puentes grúa ó pórticos grúa de recorrido longitudinal al conjunto de campos (celdas) que componen la Subestación. Esta máquina que es fundamental para instalaciones de interior puede reemplazarse por grúas de pluma convencionales en las instalaciones de intemperie. En este último caso, se deberá prever la superficie necesaria para el desplazamiento de la grúa, que en muchos casos constituye un serio problema cuando se trata de terrenos escarpados o de áreas reducidas.

Los carriles por donde se desplaza el puente grúa en instalaciones de interior se sustentan en las mismas columnas que conforman el edificio y su guinche debe tener una altura mínima al piso igual al doble de la altura del campo (celda) más alto que conforma la Subestación. De este modo, se pueden agregar o sacar campos (celdas) completos sin tener que desarmar ningún elemento en obra. Otro elemento a tener en cuenta especialmente en el diseño de las obras civiles lo constituye la salida de cables subterráneos de alta tensión. En la actualidad se utilizan mayormente cables unipolares de aislamiento seco de XLPE (Elastómero reticulado), cuyo radio de curvatura es función de su tensión de servicio (kV) y su sección nominal (mm<sup>2</sup>). El módulo de empalme o conexión de cables del campo (en inglés “bay” (que algunos en castellano traducen como “bahía”) (celda) correspondiente, normalmente permite la salida vertical y hacia abajo. No obstante se puede solicitar que esté direccionado en cualquier otro sentido, según las necesidades de cada caso particular. Para el caso más común de la salida vertical y hacia abajo de los cables subterráneos de alta tensión, hay que considerar que bajo el piso de la sala donde se ubica la Subestación GIS los cables de alta tensión deben tener la posibilidad de cambiar de dirección; por ejemplo: pasando de un eje vertical a uno horizontal. En este caso, el radio de curvatura del cable considerado determinará la altura del piso o canal de cables situado inmediatamente inferior al piso donde se ubica la Subestación.

Cuando las necesidades obligan a considerar más de un cable de alta tensión por fase (2, 3,...) es posible que la mejor solución sea llevar, mediante módulos prolongadores horizontales y verticales, el módulo de empalme o conexión hasta una posición horizontal ubicada en el piso inferior mencionado.

Normalmente, cuando se trata de subestaciones de interior y tensiones hasta 300 kV, el edificio se desarrolla en tres pisos: planta baja, planta alta y subsuelo.

En la planta baja (de ser posible a nivel de terreno) se ubica la Subestación GIS y, pasillo por medio, sus tableros de comando y control, protecciones y mediciones. En el piso superior –planta

alta- se ubican las distintas salas para los servicios auxiliares (tableros, baterías y cargadores de baterías, comunicaciones, control centralizado de toda la Subestación, oficinas, baños, etc.). En el subsuelo se ubican los cables de alta tensión y sobre su techo las bandejas portacables de baja tensión que interconectarán los distintos campos (celdas) con sus tableros y equipos auxiliares asociados. La altura de la planta alta es la misma que se utiliza en las salas de mando de una Subestación GIS y normalmente no excede los 4,00 m, dependiendo en definitiva del criterio del proyectista y de la costumbre del usuario.

## **5 CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ANCHO MÍNIMO DE LA FRANJA DE SEGURIDAD EN LÍNEAS DE 500 KV (REFERENCIAS O NORMATIVA DE OTROS PAÍSES). CRITERIOS PARA DETERMINAR LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE LOS CONDUCTORES A: EDIFICACIONES O VIVIENDAS, PUENTES, CARRETERAS, ETC. (NORMAS REFERENCIALES)**

### 1. Definiciones

#### .A. ELECTRODUCTO

Franja de seguridad dentro de un predio, cuyo eje coincide con el eje de la línea, cuyo ancho es función de las características constructivas y la tensión nominal de la línea. En esta franja se establecen las máximas restricciones al dominio. El resto del inmueble también queda afectado, pero en menor medida.

#### B SERVIDUMBRE DE ELECTRODUCTO

Conjunto de limitaciones al dominio que impiden al propietario disponer con absoluta libertad de su bien.

Entre otras, las máximas restricciones (que operan dentro del electroducto) son: No construir, no plantar árboles de crecimiento libre.

Fuera del electroducto: Permitir la construcción, explotación, mantenimiento, mantenimiento, reparación de líneas. Se podrán plantar (o podar) árboles que, en su caída, no penetren en el electroducto

#### C MONTO INDEMNIZATORIO

Es la suma que se abona al propietario para establecer la Servidumbre de Electroducto, que solo llega al cien por ciento (100%) del valor en contados y justificados casos, dado que sino no la figura legal sería "Expropiación".

En principio, el monto indemnizatorio se podría fijar (y es la técnica usada por la DEBA) por comparación con el valor del "campo óptimo" de cada Zona, tarea que se realiza tipificando un predio considerado el mejor, por su cercanía a rutas, cualidades de su tierra, etc.

Las justificaciones para indemnizar son que:

. No hay disponibilidad total de la propiedad.

. Queda inscripto en el Registro de la Propiedad y volcado en planos. Eso alerta a los futuros adquirentes o por lo menos dificulta las ventas.

. Si se encuentra ubicado en zonas urbanas o suburbanas, disminuye el valor del bien ostensiblemente.

. El perjuicio causado al propietario es función del uso que se asigne al predio (Es mayor, por ej.: a quien lo emplee para plantaciones de árboles de calidad o frutales que al que lo destina a explotación ganadera).

#### D. FORMAS DE INDEMNIZAR

a) Gratuito. El propietario, pese a sufrir restricciones en su dominio, no desea percibir monto indemnizatorio.

b) Oneroso. El propietario percibe una suma de dinero, que, para fijar ideas, en la Provincia de Buenos Aires (rica para ganadería y agricultura) es del orden del 27% del valor del "campo óptimo", aplicado a la superficie afectada.

#### E. CRITERIOS PARA INDEMNIZAR

a) Ubicación. Según se trate de zonas rurales, suburbanas, urbanas, esquinas urbanas, el porcentaje a aplicar es distinto. Aún en zonas rurales, una cosa son viñedos chicos en San Juan y otra los predios para siembra de cereales en Buenos Aires.

b) Utilización del predio. Según sea de empleo intensivo, poco intensivo, no utilizado; o se trate plantaciones de crecimiento libre, o pastoreo de vacunos, el porcentaje a aplicar es distinto.

c) Tamaño del predio. El perjuicio causado es menor a mayor superficie de campo, y ello debe tenerse en cuenta.

d) Características del suelo. El monto indemnizatorio debe ser función de las características del suelo (rocoso, humus, etc.).

e) Forma en que la línea atraviesa el campo: Un factor de relevancia a aplicar es la forma en que se atraviesa. Como mínimo, podría enumerarse: adyacente al alambrado propio, adyacente al alambrado vecino, paralelo pero alejado del alambrado, en diagonal, cruzando cerca de una esquina del campo.

f) Otra forma de establecer el monto indemnizatorio es "por torre", o sea en función de la cantidad de soportes que se instalen. Fue la modalidad empleada por Hidronor.

#### F. VALUACION DE SERVIDUMBRE DE ELECTRODUCTO

La Norma del Tribunal de Tasaciones de la Nación en Argentina TTN 13.1 del 3 de mayo de 2005, establece que, al afectarse un predio con una línea eléctrica y en especial con una de alta tensión, éste se ve reducido en su valor, ya que si bien no se altera el dominio se afecta su exclusividad y/o se restringen las posibilidades de uso afectando su valor económico.

En consecuencia, corresponde determinar en cada caso y de acuerdo al uso y destino del predio, en qué grado sufre deterioro el valor económico del mismo para establecer la indemnización correspondiente.

Las indemnizaciones por establecer se clasifican en las producidas por la construcción y/o reparación del electroducto y las que son motivadas por la extensión del electroducto en sí.

Las primeras corresponden a los daños que son consecuencia de la construcción, el transporte de materiales y de personal en la obra, y pueden extenderse más allá de la zona del electroducto por razones operativas.

Las segundas, de carácter permanente, son motivadas por la ocupación física del suelo y espacio aéreo y de las restricciones a que está sujeta la zona de afectación por servidumbre y son consecuencia del derecho de usar o ejercitar la servidumbre. En este caso, la determinación de la indemnización se regirá por la presente norma.

La determinación de la indemnización por la existencia del electroducto en sí, tiene carácter de permanente y debe tener en cuenta la disminución del valor económico del predio como consecuencia directa de la afectación y del uso y/o explotación a que estaba sometido el bien.

La rentabilidad de un predio rural depende de la explotación y uso. Cualquier restricción que limite, cambie o impida dicho destino, afecta en forma parcial o total la renta y en consecuencia el valor económico del predio.

Bajo los electroductos existen zonas de seguridad, cuyos anchos son variables en función de la tensión, distancia entre los conductores externos o extremos y flecha máxima en el centro de la distancia entre dos torres.

La autoridad de aplicación determina las restricciones sobre construcciones y plantaciones en dichas áreas.

Como ejemplo, la Especificación Técnica N°: T-80 de Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado dispone que las líneas aéreas de alta tensión que atraviesan predios rurales o urbanos, restringen el dominio sobre una zona del inmueble afectado, definiendo una zona de seguridad en la que no se permitirá la existencia de ningún tipo de vivienda.

En la zona rural se definen, además, dos franjas adyacentes, una a cada lado de la zona de seguridad; en dichas franjas se establecerán restricciones al dominio admitiéndose construcción de viviendas de una sola planta, sin terrazas accesibles ni balcones sobresalientes.

Dentro de la zona total mencionada en los puntos precedentes, cuyo ancho variable queda establecido en la fórmulas y tablas de la Especificación Técnica a la que a tales efectos se remite, el titular de la servidumbre podrá autorizar la existencia de cualquier otro tipo de construcción (galpones, molinos, tanques, etc) si, a su exclusivo juicio, no afecta la seguridad del servicio e instalaciones de la línea.

Sobre toda la zona de servidumbre se permitirá la plantación de árboles, cañas, etc., hasta una altura tal que se cumplan las distancias libres estipuladas en la tabla correspondiente de la Especificación Técnica T-80.

Donde exista el peligro de caída de árboles, no se permiten aquéllos que en su caída total o de alguna de sus partes puedan pasar a una distancia, respecto de los conductores no declinados, menor que la indicada en la tabla correspondiente de la Especificación referida.

#### INDEMNIZACION DE LA TIERRA

El artículo 9° de la Ley N° 19.552 de la República Argentina, modificado por el artículo 83 de la Ley N° 24.065 de República Argentina, establece que: "El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta: a) El valor de la tierra en condiciones optimas en la zona donde se encuentre el inmueble gravado. b) La aplicación de un coeficiente de restricción que atienda el grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije la autoridad competente".

El valor de la tierra en condiciones optimas debe interpretarse como el valor de mercado de la tierra libre de mejoras del inmueble afectado, determinado por el método de comparación descripto en la Norma TTN 3.x.

A los efectos de medir el grado de limitaciones impuestas por una servidumbre de electroducto, y en concordancia con la normativa vigente, resulta razonable establecer una escala de valores en base a la aptitud, destino o uso del suelo por el que atraviesa el electroducto. Asimismo, la magnitud del perjuicio estará determinada por la relación entre la superficie afectada sobre la superficie total de la parcela y la forma en que el trazado del electroducto incide en la geometría del inmueble y se determinará en cada caso.

En síntesis, para la determinación del Valor de Tasación que debe establecerse como indemnización, corresponderá:

Determinar el valor de la tierra afectada por el tendido considerando las áreas de seguridad, según corresponda. La determinación del valor se realizará por el Método Comparativo aprobado por las Normas TTN 3.x y 5.x.

Aplicar al valor de la tierra así determinado los coeficientes de restricción que se establecen en el siguiente cuadro que atienden a la aptitud o uso de la franja de servidumbre.

Al afectarse un predio con una línea eléctrica y en especial con una de alta tensión, éste se ve reducido en su valor, ya que si bien no se altera el dominio se afecta su exclusividad y/o se restringen las posibilidades de uso afectando su valor economico.

En consecuencia, corresponde determinar en cada caso y de acuerdo al uso y destino del predio, en qué grado sufre deterioro el valor económico del mismo para establecer la indemnización correspondiente.

Las indemnizaciones por establecer se clasifican en las producidas por la construcción y/o reparación del electroducto y las que son motivadas por la extensión del electroducto en sí.

Las primeras corresponden a los daños que son consecuencia de la construcción, el transporte de materiales y de personal en la obra, y pueden extenderse más allá de la zona del electroducto por razones operativas.

Las segundas, de carácter permanente, son motivadas por la ocupación física del suelo y espacio aéreo y de las restricciones a que está sujeta la zona de afectación por servidumbre y son consecuencia del derecho de usar o ejercitar la servidumbre. En este caso, la determinación de la indemnización se regirá por la presente norma.

La determinación de la indemnización por la existencia del electroducto en sí, tiene carácter de permanente y debe tener en cuenta la disminución del valor económico del predio como consecuencia directa de la afectación y del uso y/o explotación a que estaba sometido el bien.

La rentabilidad de un predio rural depende de la explotación y uso. Cualquier restricción que limite, cambie o impida dicho destino, afecta en forma parcial o total la renta y en consecuencia el valor económico del predio.

Bajo los electroductos existen zonas de seguridad, cuyos anchos son variables en función de la tensión, distancia entre los conductores externos o extremos y flecha máxima en el centro de la distancia entre dos torres.

La autoridad de aplicación determina las restricciones sobre construcciones y plantaciones en dichas áreas.

Como ejemplo, la Especificación Técnica N°: T-80 de Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado dispone que las líneas aéreas de alta tensión que atraviesan predios rurales o urbanos,

restringen el dominio sobre una zona del inmueble afectado, definiendo una zona de seguridad en la que no se permitirá la existencia de ningún tipo de vivienda.

En la zona rural se definen, además, dos franjas adyacentes, una a cada lado de la zona de seguridad; en dichas franjas se establecerán restricciones al dominio admitiéndose construcción de viviendas de una sola planta, sin terrazas accesibles ni balcones sobresalientes.

Dentro de la zona total mencionada en los puntos precedentes, cuyo ancho variable queda establecido en la fórmulas y tablas de la Especificación Técnica a la que a tales efectos se remite, el titular de la servidumbre podrá autorizar la existencia de cualquier otro tipo de construcción (galpones, molinos, tanques, etc) si, a su exclusivo juicio, no afecta la seguridad del servicio e instalaciones de la línea.

Sobre toda la zona de servidumbre se permitirá la plantación de árboles, cañas, etc., hasta una altura tal que se cumplan las distancias libres estipuladas en la tabla correspondiente de la Especificación Técnica T-80.

Donde exista el peligro de caída de árboles, no se permiten aquéllos que en su caída total o de alguna de sus partes puedan pasar a una distancia, respecto de los conductores no declinados, menor que la indicada en la tabla correspondiente de la Especificación referida.

#### INDEMNIZACION DE LA TIERRA

El artículo 9º de la Ley Nº 19.552 de la República Argentina, modificado por el artículo 83 de la Ley Nº 24.065 de República Argentina, establece que: "El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta: a) El valor de la tierra en condiciones optimas en la zona donde se encuentre el inmueble gravado. b) La aplicación de un coeficiente de restricción que atienda el grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije la autoridad competente".

El valor de la tierra en condiciones optimas debe interpretarse como el valor de mercado de la tierra libre de mejoras del inmueble afectado, determinado por el método de comparación descrito en la Norma TTN 3.x.

A los efectos de medir el grado de limitaciones impuestas por una servidumbre de electroducto, y en concordancia con la normativa vigente, resulta razonable establecer una escala de valores en base a la aptitud, destino o uso del suelo por el que atraviesa el electroducto. Asimismo, la magnitud del perjuicio estará determinada por la relación entre la superficie afectada sobre la superficie total de la parcela y la forma en que el trazado del electroducto incide en la geometría del inmueble y se determinará en cada caso.

En síntesis, para la determinación del Valor de Tasación que debe establecerse como indemnización, corresponderá:

Determinar el valor de la tierra afectada por el tendido considerando las áreas de seguridad, según corresponda. La determinación del valor se realizará por el Método Comparativo aprobado por las Normas TTN 3.x y 5.x.

Aplicar al valor de la tierra así determinado los coeficientes de restricción que se establecen en el siguiente cuadro que atienden a la aptitud o uso de la franja de servidumbre.

#### G TEXTO DE LA LEY

Régimen de Servidumbre Administrativa de Electroducto

BUENOS AIRES, 4 DE ABRIL DE 1972.

En uso de las atribuciones conferidas por el artículo 5° del Estatuto de la Revolución Argentina,

El presidente de la Nación Argentina

**SANCIONA Y PROMULGA CON FUERZA DE LEY:**

Artículo 1°- Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por esta ley, la que se constituirá en favor del Estado nacional o de empresas concesionarias de servicios públicos de electricidad de jurisdicción nacional.

Artículo 2°- Designase con el nombre de electroducto todo sistema de instalaciones, aparatos o mecanismos, destinados a transmitir, transportar y transformar energía eléctrica.

Artículo 3°- La servidumbre administrativa de electroducto afecta el terreno y comprende las restricciones y limitaciones al dominio que sean necesarias para construir, conservar, mantener, reparar, vigilar y disponer todo sistema de instalaciones, cables, cámaras, torres, columnas, aparatos y demás mecanismos destinados a transmitir, transportar, transformar o distribuir energía eléctrica.

Artículo 4°- La aprobación por autoridad competente del proyecto y de los planos de la obra a ejecutar o de las instalaciones a construir, importará la afectación de los predios a la servidumbre administrativa de electroducto y el derecho a su anotación en el respectivo Registro de Propiedad y en la Dirección de Catastro.

Artículo 5°- La autoridad competente podrá fijar de oficio, sin perjuicio de otras determinaciones que resulten adecuadas al caso, las normas de seguridad que deberán aplicarse en la colocación de las instalaciones del titular de la servidumbre en relación con las personas y los bienes de terceros.

Si el titular de la servidumbre lo solicitare, esa misma autoridad podrá, asimismo, establecer las restricciones y limitaciones al dominio que regirán en la superficie sometida a la servidumbre.

Artículo 6°- Una vez aprobados el proyecto y los planos de la obra a ejecutar o de las instalaciones a construir, los propietarios de los predios afectados deberán ser notificados fehacientemente de la afectación de éstos a la servidumbre y del trazado previsto dentro de cada predio o superficie afectada.

Fijadas que fueren las restricciones y limitaciones a que se refiere el segundo párrafo del artículo 5°, ellas serán notificadas a los propietarios.

Artículo 7°- En caso de ignorarse quién es el propietario del predio o cuál es su domicilio, la notificación a que se refiere el artículo precedente se efectuará por edictos que se publicarán por tres días en el Boletín Oficial de la jurisdicción que corresponda y, si lo hubiere, en un periódico del municipio en que se encuentre ubicado el predio.

Artículo 8°- A pedido del titular de la servidumbre, el juez federal competente en el lugar en que se encuentre el inmueble afectado, librará mandamiento otorgándole el libre acceso a dicho inmueble para realizar las obras pertinentes. A tal efecto, el titular de la servidumbre deberá acompañar copia de la parte pertinente del plano respectivo y copia certificada de la resolución que lo haya aprobado.

Artículo 9°- El propietario del predio afectado será indemnizado por el titular de la servidumbre en el caso que ésta le origine algún perjuicio positivo susceptible de apreciación económica.

Artículo 10.- Si el propietario del predio a afectado y el titular de la servidumbre no llegaran a un acuerdo sobre la procedencia de la indemnización o en cuanto a su monto, el propietario podrá ejercitar las acciones a que se considere con derecho, en el mismo expediente que se haya iniciado conforme a lo previsto en el artículo 8°, o de no existir tal expediente, ante el juez federal competente en el lugar en que esté ubicado el inmueble.

Artículo 11.- Las acciones judiciales referidas en la presente ley tramitarán por el procedimiento del juicio sumario y la indemnización a pagar al propietario, si ella procediera, será fijada por el juez en base a las actuaciones y dictámenes que deberá elaborar para cada caso el Tribunal de Tasaciones creado por el artículo 74 del decreto 33.405 del año 1944, ratificado por la ley 12.922, que será integrado a este solo efecto por un representante del titular de la servidumbre y uno del propietario del inmueble afectado. Dicho tribunal deberá pronunciarse dentro de los treinta días del requerimiento del juez, quien podrá prorrogar este plazo por igual término.

Juntamente con el requerimiento al Tribunal de Tasaciones, el juez intimará a las partes para que dentro del término de diez días comparezcan sus representantes a integrar el Tribunal de Tasaciones, bajo apercibimiento de prescindir de su intervención.

Artículo 12.- Si la servidumbre impidiera darle al predio sirviente un destino económicamente racional, a falta de avenimiento sobre el precio del bien, el propietario podrá demandar al titular de la servidumbre por expropiación inversa del predio.

Artículo 13.- Cuando el predio afectado estuviese ocupado legítimamente por un tercero con anterioridad a la notificación a que se refieren los artículos 6° y 7°, ese tercero podrá reclamar del titular de la servidumbre la indemnización de los perjuicios positivos que ella le ocasione, con exclusión del lucro cesante.

Si el tercer ocupante y el titular de la servidumbre no llegaran a un acuerdo sobre la procedencia de la indemnización o en cuanto a su monto tendrá derecho a accionar por vía de incidente, en el mismo expediente que se haya iniciado conforme a lo previsto en el artículo 8° o, de no existir tal expediente, ante el juez federal competente en el lugar en que está ubicado el inmueble.

Artículo 14.- La servidumbre quedará definitivamente constituida, si hubiere mediado acuerdo entre el propietario y el titular de la servidumbre, una vez formalizado el respectivo convenio a título gratuito u oneroso o, en su defecto, una vez abonada la indemnización que se fije judicialmente.

Artículo 15.- La servidumbre caducará si no se hace uso de ella mediante la ejecución de las obras respectivas, durante el plazo de diez años computados desde la fecha de la anotación de la servidumbre en el registro correspondiente.

Vencido el plazo indicado, el propietario del predio podrá demandar la extinción de la servidumbre, recobrando el dominio pleno del bien afectado.

Artículo 16.- El propietario y el ocupante del predio sirviente deberán permitir, toda vez que

fuere necesario, la entrada al mismo del titular de la servidumbre, de su personal o de terceros debidamente autorizados por aquél, de los materiales y elementos de transporte que se requieran para efectuar la construcción, vigilancia, conservación o reparación de las obras que motivan la servidumbre.

Artículo 17.- La constitución de la servidumbre no impide al propietario ni al ocupante del predio sirviente utilizarlo, cercarlo o edificar en él, siempre que no obstaculice el ejercicio regular de los derechos del titular de la servidumbre.

Artículo 18.- Si por accidente o cualquier causa justificada fuera necesario realizar obras extraordinarias que perturben el uso y explotación del predio sirviente, más allá de lo previsto en los artículos 16 y 19, el titular de la servidumbre deberá pagar la indemnización que pudiere corresponder por los perjuicios que causaren las obras extraordinarias. Asimismo, será a cargo del titular de la servidumbre el pago de toda indemnización que pudiere corresponder por daños causados por sus instalaciones.

Artículo 19.- Si construido el electroducto no hubiere un camino adecuado para su regular vigilancia, conservación o reparación, la servidumbre administrativa de electroducto comprenderá también la servidumbre de paso que sea necesaria para cumplir dichos fines.

Artículo 20.- Ningún tercero podrá impedir la constitución de las servidumbres creadas por esta ley, ni turbar u obstruir su ejercicio.

Artículo 21.- Todo aquel que resistiese de hecho la ejecución de los trabajos necesarios para la construcción, vigilancia, conservación y reparación de las instalaciones que se coloquen en los predios sujetos a servidumbre de acuerdo con los términos de la presente ley, así como también todo aquel que inutilizara o destruyera en todo o en parte, dolosamente, un conductor de energía eléctrica o sus obras complementarias, será reprimido con las penas establecidas por el Código Penal.

Artículo 22.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

LANUSSE.  
Pedro A. Gordillo.

H CÁLCULO DEL ANCHO DE FRANJA DE SEGURIDAD EN SISTEMAS DE 500kV.

*A continuación se transcribe en particular, el pliego para la última línea de 500kV construida en Argentina<sup>1</sup>.*

## **INTERCONEXIÓN CHOELE CHOEL – PUERTO MADRYN**

### **COMITÉ DE EJECUCIÓN**

### **CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

---

<sup>1</sup> Pliego Choele Choel (Internet)

# PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES PARA LA CONTRATACIÓN

Anexo VIII: LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Sección VIII h): ESPECIFICACIÓN TÉCNICA PARA LA PROVISIÓN DE MATERIALES MENORES, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECAÁNICO.

"ET N° 2 – FRANJA DE SERVIDUMBRE"

**SETIEMBRE 2003**

## FRANJA DE SERVIDUMBRE

Para el cálculo del ancho de la franja de servidumbre, se deberán considerar dos sectores:

Sector entre estructuras

Sector propio de la estructura

### Sector entre estructuras.

A.- Se determinará una franja de servidumbre dado por una franja de seguridad más una franja adicional de seguridad, cuyo ancho se calculará usando la metodología propuesta por Agua y Energía en la especificación técnica N° T-80 "Reglamentación sobre Servidumbre de Electroducto", mediante las expresiones señaladas más abajo, más una faja adyacente de seguridad adicional media de 8 m de ancho, adicionada a ambos lados de la franja principal.

Ancho de la franja de servidumbre:

$$A = d + 2 (lc + f) \operatorname{sen} \alpha + 2 D$$

$$Afs = A + 2 \times 8$$

Donde:

A: Ancho de la Franja de Seguridad (m)

Afs: Ancho de la Franja de Servidumbre (m)

d: Distancia entre fases externas (m)

lc: Largo de la cadena de aisladores (m)

f: Flecha de los conductores con viento máximo a 16°C (m)

$\alpha$ : Angulo de inclinación de la cadena respecto de la vertical (°)

D: Distancia horizontal a edificios: 5,60 m

B.- En cualquier otro caso deberá determinarse el ancho de la franja de servidumbre.

Se adoptará adicionalmente una franja adyacente de media seguridad de 8 metros a cada lado de la franja principal de seguridad, donde sólo se permitirá construcciones de altura inferior a 3,6 metros.

El cálculo de la franja de seguridad se comprobará empleando la metodología propuesta por Agua y Energía basada en las sobretensiones temporarias a frecuencia industrial:

$$A = 2 \times \{ [ 12 / (3810 / K \times U) - 1 ] + [ (lc + f) \times \operatorname{sen} \alpha ] + 2 \} + d$$

$$Afs = A + 2 \times 8$$

donde:

U: Tensión de la red (kV)

d: Distancia entre fases externas (m)

lc: Largo de la cadena de aisladores (m)

f: Flecha de los conductores con viento máximo a 16°C (m)

$\alpha$ : Angulo de inclinación de la cadena respecto de la vertical (°)

K: Factor de sobretensión

CASO PARTICULAR: LINEA DE 500kV ARRIENDADA

**Sector propio de la estructura**

Se considera el rectángulo definido por los cuatro puntos de implantación de las riendas, adicionando 10 m perimetralmente

Para el caso de presentación de alternativas las franjas de seguridad que correspondan serán calculadas, en principio, con la metodología expuesta precedentemente; no obstante, y en función de las características particulares de las soluciones técnicas que se propongan, se podrá aceptar otras formas de cálculo que el Oferente deberá explicitar y justificar en su Oferta.

La franja de servidumbre que, en principio, corresponde a la solución básica es:

Sector entre estructuras: 83,00 m (41,50 m a cada lado del eje longitudinal de la línea)

Sector propio de la estructura: 104,00 m x 59,00 m (medidos sobre los ejes transversales y longitudinales de la torre respectivamente)

Estos valores deberán ser verificados por el CONTRATISTA a efectos de la respectiva aprobación por parte del ENRE

*Fin de la transcripción*

.....

## 6. Puesta en Servicio de Líneas y Subestaciones: pruebas mecánicas y eléctricas.

### 6.1 Generalidades

Para todas las obras energéticas se acostumbra separar las pruebas previas a la puesta en marcha en operación comercial, en pruebas de tres tipos bien distintos.

Se suelen llamar “pruebas tipo A” a las realizadas durante los montajes, sobre partes de obra, y su objetivo es la detección temprana de defectos, antes de cerrar equipos o avanzar en el montaje de otras partes, lo que dificultaría las posteriores detecciones de averías y su corrección. Terminan con el “*acta de finalización de los montajes parciales*”.

Se llaman “pruebas tipo B” a las realizadas sobre conjuntos completos. Implican pruebas parciales del conjunto de equipos (o la estación transformadora) completo, en condiciones de puesta en funcionamiento, pero sin conectarlo a la red. Terminan con un “*acta de aceptación de la obra para su puesta en marcha*”.

Se conocen como “pruebas tipo C” a las realizadas sobre la obra ya conectada a la red, modificando algunos parámetros (por ejemplo las posiciones de los reguladores de tensión bajo carga de los transformadores) y verificando el comportamiento del resto del sistema. Terminan con un “*acta de liberación de la obra para su puesta en funcionamiento en operación comercial*”.

Este tipo de discriminación de pruebas es más complejo cuando más compleja es la obra. Para líneas son menos complejos que para estaciones transformadoras.

### 6.2 Pruebas para la puesta en servicio de líneas.

Las pruebas para la puesta en servicio de las líneas son:

Para conductores y cables de guardia: Medición de flechas, verificación de alturas libres, control de las distancias entre fases y en zonas de cruces. Registro de vibraciones.

Para la continuidad de las conexiones a tierra de las crucetas, cables de guardia, etc. Se controla la continuidad entre los elementos que deben estar puestos a tierra y la conexión a las tomas inferiores de los soportes.

Carga mecánica de las estructuras: un cierto porcentaje (del orden del 1%) de las estructuras ya montadas sobre sus fundaciones se somete a la carga mecánica de diseño. Se mide la flecha de la estructura y el ángulo de inclinación de las fundaciones. Se descarga y se mide la flecha residual (si la hubiere).

Fundaciones: Se someten a la fuerza de diseño y se verifica la inclinación y la resistencia al arranque.

En cada estructura se mide la resistencia de puesta a tierra. Se vuelve a medir cuando cambien las condiciones del suelo.

Resistencia de aislación.

Impedancia directa y homopolar de la línea completa. (con Voltímetro, amperímetro y wattímetro).  
 $Z=U/I$ ,  $R=P/I^2$  .

### **6.3 Pruebas para la puesta en servicio del equipamiento en subestaciones.**

Para cada tipo de estación se debería preparar un listado específico. Como las estaciones blindadas en gas son más complejas que las estaciones intemperie convencionales, a continuación se ejemplifican las pruebas sobre estaciones.

Las normas IEC de aplicación son:

IEC 60517. Equipos en gas

IEC 60376 Gas nuevo

IEC 60694: Equipos de AT, cláusulas comunes.

IEC 60060: Ensayos en AT

IEC 60056 Interruptores

IEC 60129: Seccionadores

IEC 60185 TI

IEC 60186 TV

IEC 60099 Descargadores.

IEC 60137: Aisladores pasantes.

#### 6.3.1 Pruebas tipo A en estaciones blindadas en gas

Controles previos al montaje: verificación de las obras civiles, entrega de las áreas de montaje, control visual de las piezas, de las cajas y equipos.

Controles mecánicos de partes de la obra: Pruebas de estanquidad y pérdidas. Medición de continuidad y resistencia ohmica. Mediciones del gas: Punto de rocío, del contenido de aire, de la presión final de llenado de los compartimentos.

Pruebas eléctricas y funcionales de cada equipo. Pruebas sobre interruptores, seccionadores, transformadores de medida, descargadores, aisladores pasantes. Se informa que, a su vez, en las Normas IEC de cada equipo se enumeran las pruebas específicas a las que deberá ser sometido.

Pruebas de montaje de los accesorios. Control de las conexiones de equipos y las conexiones a tierra. Control de los relés de densidad del gas. Control de los manómetros. Control de los dispositivos de alivio de presión. Control de las válvulas de llenado y vaciado. Control de los filtros y secadores de gas.

Control del sistema de aire comprimido.

Control de los tableros de mando local.

Pruebas dieléctricas de los equipos. Resistencia de aislación con 5kVcc, antes y después de la prueba de A.T. Prueba de alta tensión a frecuencia industrial, subdividida en acondicionamiento (para equipos de 500kV son 5min a 200kV y 20min a 300kV) y prueba total, durante 1 min a 500kV). Todo aplicado a cada fase.

Medición de descargas parciales durante el ensayo dieléctrico en A.T.

#### 6.3.2 Pruebas tipo B en estaciones blindadas en gas.

Pruebas con tensión nominal pero sin alimentar cargas.

Mediciones de nivel de ruidos.

Control de las puestas a tierra.

#### 6.3.3 Pruebas tipo C en estaciones blindadas en gas

Nivel de ruido y ruidos anormales.

Corriente de circulación por el encapsulado.

Funcionamiento en diversos regímenes de carga.

Temperatura del capsulado.

Punto de rocío del gas.

Control de las puestas a tierra.

## 7. Límites máximos de operación de líneas eléctricas: límites térmicos, límites por tensión, etc.

Los límites de operación de las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica en alta tensión reconocen numerosas restricciones. Hay restricciones por corriente, restricciones por tensión y restricciones por potencia.

### 7.1 Restricciones por corriente.

En este caso hay dos límites:

#### 7.1.1. Restricciones térmicas a la corriente nominal

. Los conductores aumentan su temperatura por calentamiento solar y efecto Joule, y disipan calor por convección natural o forzada (si hay o no viento) y por radiación.

Se han desarrollado numerosas expresiones de cálculo para determinar la corriente admisible. Es importante destacar que un leve aumento en la velocidad del viento se traduce en un importante aumento en la capacidad de transporte.

El método de Shurig y Frick<sup>2</sup> comienza calculando el calor emitido por convección, conforme a Reynolds Ver fórmula 4.1.

$$(4.1) \quad W_c = \frac{95.5 \sqrt{p v} \Delta T}{(T_a + \Delta T/2)^{0.125} \sqrt{D}} \quad \begin{array}{l} \text{NUM} = 95.5 * \text{SQRT}(P * V) * \text{DELTA} \\ \text{DEN} = \text{SQRT}(D) * (T_A + \text{DELTA}/2)^{.125} \\ \text{WC} = \text{NUM} / \text{DEN} \end{array}$$

$W_c$	calor disipado por convección en [W/m <sup>2</sup> ]	WC
$p$	presión en [atm]	P
$v$	velocidad del aire en [km/h]	V
$\Delta T$	sobrettemperatura del conductor respecto del ambiente en [°C] o en [°K]	DELTA
$T_a$	temperatura absoluta del ambiente en [°K]	TA
$D$	diámetro del conductor en [mm]	D

Para el calor emitido por radiación se usa la fórmula de Stefan -Boltzmann.

<sup>2</sup> [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar) SISPOL LIBROS:04

$$(4.2) \quad W_r = 57000 \quad E_m \left[ \left( \frac{T_a + \Delta T}{1000} \right)^4 - \left( \frac{T_a}{1000} \right)^4 \right]$$

$W_r$  calor disipado por radiación en  $[W/m^2]$   
 $E_m$  emisividad del conductor

$$\begin{aligned}
 \text{AUX1} &= (T_A + \text{DELTA}) / 1000 \\
 \text{AUX2} &= T_A / 1000 \\
 W_R &= 57000 * E_M * (\text{AUX1}^4 - \text{AUX2}^4) \\
 & \quad W_R ; E_M
 \end{aligned}$$

Debe recordarse que la resistencia de los conductores aumenta varía con la temperatura.

$$(4.3) \quad R = R_0 [1 + \alpha (T_a + \Delta T - T_0)]$$

$$R = R_0 * (1 + \text{ALPHA} * (T_A + \text{DELTA} - T_0))$$

$R$  resistencia del conductor a la temperatura de régimen

$R$

$R_0$  resistencia a la temperatura de referencia en  $[ohm/km]$

$R_0$

$T_0$  temperatura de referencia del conductor en  $[^\circ C]$

$T_0$

$\alpha$  coeficiente de aumento de la resistividad en  $[1/^\circ C]$

ALPHA

De donde se deduce la corriente admisible por los conductores:

$$(4.4) \quad I = \sqrt{\pi D (W_c + W_r) / R}$$

$$I = \text{SQR}(3.1416 * D * (W_C + W_R) / R)$$

$I$  corriente admisible en las condiciones establecidas en  $[A]$

$I$

Conocida la corriente, y sabida la densidad de corriente asociada a cada material, se obtiene la sección. La sección adoptada debe ser la inmediata superior normalizada.

### 7.1.2 Efecto térmico de las corrientes de breve duración:

Cuando se producen fallas (cortocircuitos) en el sistema circulan corrientes de alto valor, que persisten hasta que actúan las protecciones de interruptores.

El conductor que se encontraba a una temperatura determinada, acumula calor y eleva su temperatura transitoriamente, de acuerdo a la fórmula (4.8).

$$(4.8) I^2 R t = C \delta S \Delta T$$

- t tiempo de duración de la corriente
- C calor específico
- δ densidad del material del conductor
- S sección del conductor

Debiendo notarse que esta fórmula es válida en la suposición de que la resistencia no varía con la duración del fenómeno, el calor se acumula aumentando la temperatura del conductor.

Cuando el incremento de la temperatura es importante, se plantea una fórmula válida para un breve lapso, y por integración se obtiene la fórmula (4.9).

$$(4.9) I^2 \rho t / S = (C \delta S / \alpha) R \log \left[ \frac{1 + \alpha (T_f - T_0)}{1 + \alpha (T_i - T_0)} \right]$$

R	constante	KONS
α	coeficiente de aumento de la resistencia con la temperatura en [1/°C]	ALFA
I	corriente en [A]	I
ρ	resistividad del conductor en [Ω mm²/m]	RHO
t	duración de la sobrecorriente en [seg]	TIE
S	sección del conductor en [mm²]	S
C	calor específico	C
δ	densidad del material conductor	DELTA
T <sub>i</sub>	temperatura inicial en [°C]	T1
T <sub>f</sub>	temperatura final en [°C]	TO
T <sub>0</sub>	temperatura de referencia de la resistividad en [°C]	TO

Para controlar si el aumento de temperatura debido a la sobrecorriente es admisible, se determina la temperatura final con las formulas (4.10) y (4.11).

$$(4.10) T_f = T_0 + \{ [1 + \alpha(T_1 - T_0)] e^A - 1 \} / \alpha$$

$$(4.11) A = I^2 \rho t \alpha / (c s s^2 k)$$

$$A = I^2 * RHO * TIE * ALFA / (C * DELTA * S^2 * KONS)$$

$$AUX = (1 - ALFA * (T_1 - T_0)) * EXP(A)$$

$$TF = T_0 + (AUX - 1) / ALFA$$

Se debe verificar que la temperatura final alcanzada sea menor que la máxima admisible por el conductor.

### 7.1.3 - Fuerzas debidas al cortocircuito - comentario

Cuando se produce un cortocircuito circulan elevadas corrientes y aparecen entonces fuerzas de atracción y repulsión entre conductores atravesados por dichas corrientes.

Como las corrientes varían a la frecuencia de la red, las fuerzas son variables.

Los conductores cambian de posición y se producen deformaciones, en consecuencia se presentan distintos estados de tensión (figura 4.9).

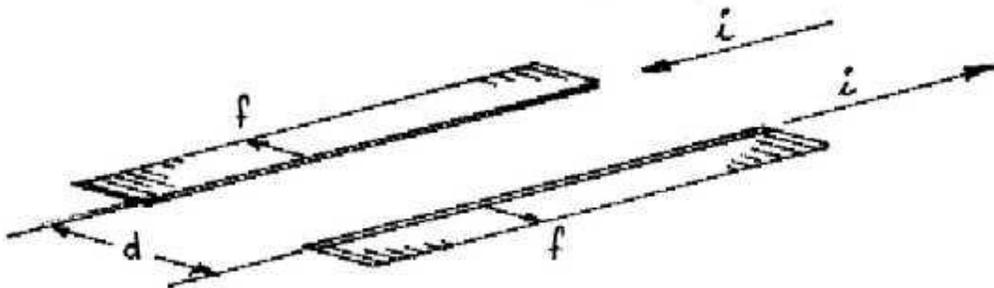


FIG 4.9 - FUERZAS DE CORTOCIRCUITO

### HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVAS

Si se supone que se tienen solo dos conductores paralelos y de longitud infinita, atravesados por una corriente constante, la fuerza está dada por la fórmula (4.31), siendo de repulsión si los sentidos de las corrientes son opuestos.

$$(4.31) f = 2 i^2 / d$$

f fuerza por unidad de longitud  
i corriente  
d distancia entre conductores.

Siendo la longitud finita, las fuerzas son menores que las teóricas correspondientes de longitud infinita.

#### LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La corriente de cortocircuito es de valor variable, sinusoidal y en los primeros instantes presenta también una componente continua.

El valor máximo de la corriente de cortocircuito es del orden de 2 - 2.8 su valor eficaz. Se toma convencionalmente en alta tensión 2.5 como valor normal y representativo.

#### CORTOCIRCUITO BIFÁSICO

En esta falla, la corriente en ambos conductores es la misma, en consecuencia la fuerza puede ser considerada como un valor medio y superpuesto una componente de frecuencia doble a la de la red.

Lógicamente esta fuerza es dependiente de la corriente de cortocircuito bifásica que generalmente es distinta (y menor) de la trifásica.

#### CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO

Las corrientes en los tres conductores son distintas, en cada instante la suma es cero, por consiguiente, la fuerza sobre un conductor depende de la corriente que por él circula y de las corrientes en cada uno de los otros conductores.

#### COMENTARIO

Para las estaciones eléctricas las barras están generalmente en disposición coplanar por lo que la fuerza máxima se presenta sobre la barra central.

La fórmula (4.32) es la que corresponde y el coeficiente K tiene en cuenta la asimetría de la corriente y otras condiciones prácticas asumiendo distintos valores.

$$(4.32) f = 2 k I_{cc}^2 / d$$

$I_{cc}$  valor eficaz de la corriente de cortocircuito  
 $k$  coeficiente que tiene en cuenta la asimetría de la corriente y otras consideraciones prácticas; vale 4 para cortocircuito bifásico y 3 para trifásico

## HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVAS

Se ha considerado que la fuerza de cortocircuito es variable. Si se la considera constante, se la puede tener en cuenta como si fuera una fuerza estática, y con ella calcular el estado de tensión consiguiente.

La sollicitación es dinámica y estática, influye especialmente la frecuencia propia de la construcción.

## CASO DE BARRAS RÍGIDAS

El estado de tensión se determina con la fuerza. Las barras tienen una frecuencia de vibración propia; si la frecuencia de excitación de la fuerza es próxima a la de resonancia, los estados de tensión son mayores, ya que las deformaciones son mayores que las que corresponden a condición estática.

Algunos diagramas de la bibliografía muestran los coeficientes de amplificación a utilizar.

## CASO DE BARRAS FLEXIBLES, CABLES

Durante el cortocircuito se produce un movimiento que resulta de descripción compleja.

Generalmente se acepta la simplificación de considerar el caso estático de una fuerza resultante aplicada al conductor.

## CASO DE SUBCONDUCTORES

Cuando una barra está formada por subconductores aparece una fuerza de atracción entre los mismos que tiende a reunirlos en un único conductor.

Al estado de tensión producido por la fuerza entre barras se suma el producido por la fuerza entre subconductores.

## HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVAS

Para las barras rígidas se pueden superponer directamente los estados de tensión.

## HAZ DE CABLES

Para los cables flexibles en haz, la atracción entre conductores del haz, incrementa el tiro sobre los anclajes.

Corresponde considerar el incremento de tiro hasta que los conductores entran en contacto.

La posibilidad de que los conductores se pongan en contacto está condicionada por la existencia de separadores entre conductores.

A medida que el número de separadores aumenta, el efecto de incremento de tiro aumenta; pero, superada cierta cantidad de separadores los conductores se comportarán como si no se tratara de un haz, sino como un único conductor.

## 7.2 Restricciones por tensión.

7.2.1 Verificación del diámetro - campo eléctrico. Especialmente en las instalaciones de poca importancia, al elegirse conductores macizos o cableados, el diámetro puede resultar mínimo. Un diámetro pequeño en alta tensión es causa de fenómenos de efecto corona y radiointerferencia, producidos por el intenso campo eléctrico en la superficie del conductor (figura 4.2 y figura 4.2b).

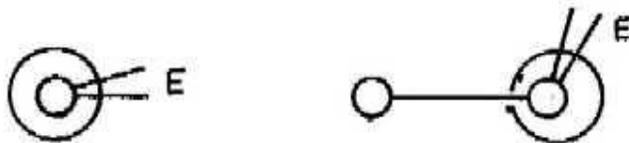


FIG. 4.2 CAMPO SUPERFICIAL DEL CONDUCTOR

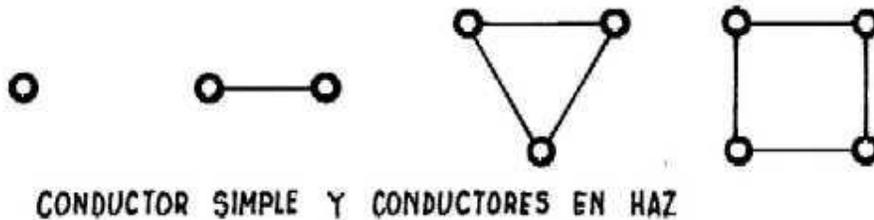


Figura 4.2.b

Un conductor cilíndrico sometido a una alta tensión presenta un campo eléctrico superficial que puede determinarse. El campo eléctrico superficial depende también de condiciones locales de la superficie, rugosidad, presencia de suciedad, gotas de agua, etc. El campo eléctrico (E) es directamente proporcional a la tensión en consecuencia muchas veces se fija un valor de tensión crítica, como límite admisible, que está en el orden de los 16 a 19 kV eficaces/cm y excepcionalmente a  $E = 21$  kV eficaces/cm.

### 7.2.2. Determinación del campo superficial

El campo eléctrico en la superficie de un conductor cilíndrico está dado por la fórmula (4.5).

$$(4.5) \quad E = U / [r \log(Dm/r)] \qquad E = U / (RADC * \log(DM/RADC))$$

<p>E campo eléctrico superficial en [kV/cm]</p> <p>U valor eficaz de la tensión a la cual el conductor está sometido en [kV]</p> <p>r radio del conductor en [cm]</p> <p>Dm distancia media entre conductores en [cm]</p>	<p>E</p> <p>U</p> <p>RADC</p> <p>DM</p>
---	---

$$REQ = (N * RADC * RCIRC^{(N-1)})^{1/N}$$

Este campo tiene el significado de valor medio y puede incrementarse por condiciones locales.

Cuando se trata de un haz de conductores cilíndricos la fórmula (4.6) es la aplicable.

$$(4.6) \quad E = U / [r n \log(Dm/req)] \qquad E = U / (RADC * N * \log(DM/REQ))$$

<p>n número de conductores del haz</p> <p><math>req = [n r (rc)^{n-1}]^{1/n}</math></p> <p>rc radio de la circunferencia en la que se encuentran dispuestos los conductores del haz en cuestión en [cm]</p>	<p>N</p> <p>REQ</p> <p>RCIRC</p>
---	----------------------------------

$$DELTA = .392 * P / (273. + T)$$

También en este caso el valor obtenido es medio, y varía siendo mínimo en la generatriz interna del conductor elemental y máximo en la externa.

### 7.2.3. Campo crítico - fórmula de Peek

Para determinar el campo que produce descarga corona luminosa, se utiliza clásicamente la fórmula (4.7) con el nombre del autor.

$$(4.7) E_{cr} = 30 \delta^\alpha (1 + 0.3/\sqrt{r})$$

$$E_{CR} = 30 * DELTA^ALFA * (1 + .3 * SQR(RADC))$$

$E_{cr}$  gradiente crítico en [kV/cm]

E<sub>CR</sub>

$$\delta = 0.392 p / (273 + T)$$

DELTA

tiene en cuenta las condiciones del aire

$p$  presión del aire en [mm de mercurio]

P

$T$  temperatura del aire en [°C]

T

$\alpha$  factor empírico de corrección (entre 0.5 y 1)

ALFA

Las pérdidas de energía que se producen tienen importancia en las líneas de muy alta tensión. En las estaciones lo importante es el efecto de ruido ambiente, y radio interferencia que se produce y que debe ser minimizado.

Los temas de corona, ruido audible y radiointerferencia están muy bien estudiados en el Reference Book de EAT.<sup>3</sup>

#### 7.2.4. Restricciones por caída de tensión.<sup>4</sup>

En corriente continua:

En vacío  $U_s = U_r$ ,

En carga:

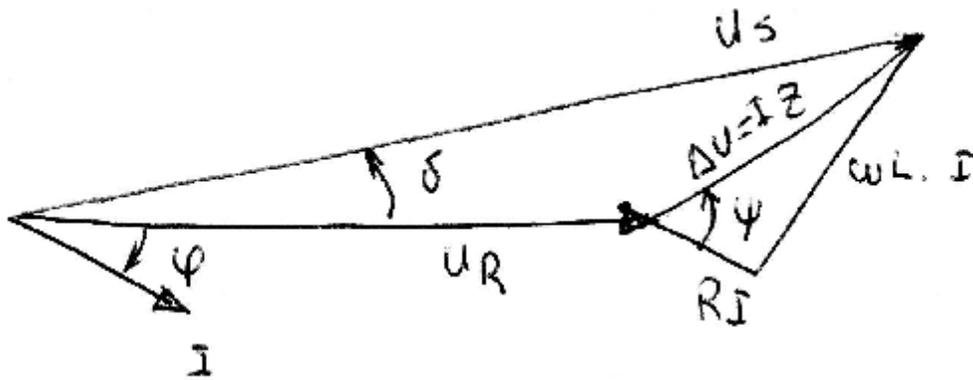
$$U_s = R_{cond} \cdot I + R_{carga} \cdot I$$

$U_s = U_r + RI$  existe una caída que será mayor a medida que es mayor  $I$ .

En corriente alterna, líneas cortas:

<sup>3</sup> Transmission Line Reference Book. 345kV and above. EPRI, California.

<sup>4</sup> [www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar). SISPO. Apunte 12



$$\bar{U}_s = \bar{U}_R + I \bar{Z}$$

$$U_s \cdot e^{jd} = U_R e^{jo} + I e^{-ij} Z e^{iy}$$

Se quiere encontrar lo que marcan los voltímetros; si  $d$  es chico, del orden de los  $6^\circ$  u  $8^\circ$ , casi podría hacer la proyección, diciendo  $\sin d = \operatorname{tg} d$ .

$$\Delta U = U_s - U_R = IZ \cos(\Psi - j)$$

$$\Delta U = IZ (\cos j \cos y + \operatorname{sen} j \operatorname{sen} y)$$

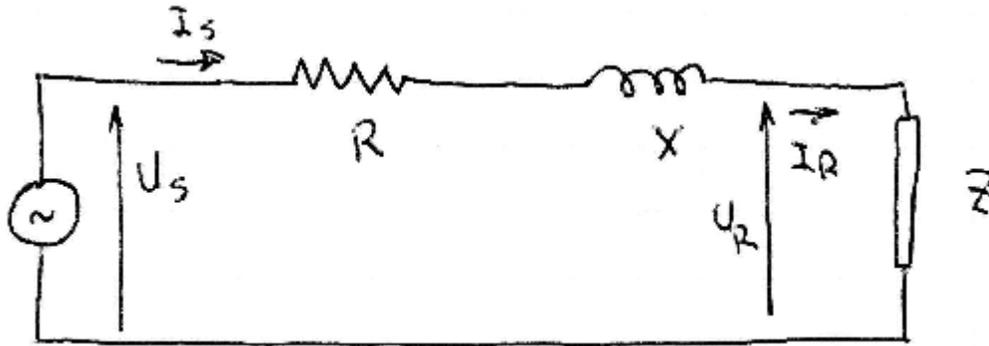
$$Z \cos \Psi = R$$

$$Z \operatorname{sen} \Psi = X$$

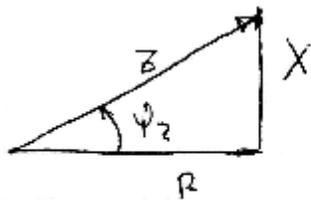
$$I \cos j = I_p$$

$$I \operatorname{sen} j = I_q$$

$$\therefore \boxed{\Delta U = I_p \cdot R + I_q X}$$



Supongamos que  $\cos j = 1$



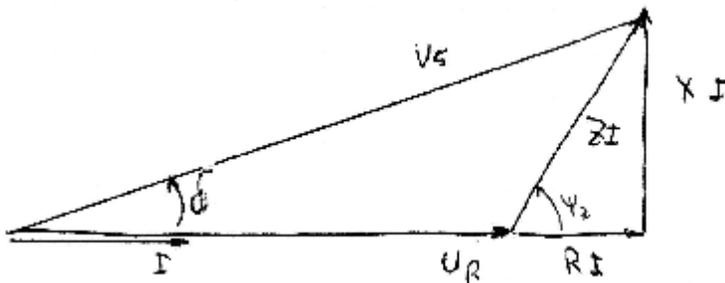
$$\operatorname{tg} \psi_2 = \frac{X}{R}$$

$\psi_2$  : ángulo de impedancia



$$\operatorname{tg} \psi_y = \frac{B}{G}$$

$\psi_y$  : ángulo de admitancia



$$\operatorname{send} = \frac{IX}{U_s} = \frac{I \cdot X}{U_s} \cdot \frac{U_R}{U_R}$$

pero  $U_R \cdot I = P_R \quad \therefore \operatorname{send} = \frac{P_R \cdot X}{U_s \cdot U_R}$

$$P_R = \frac{U_s \cdot U_R}{X} \operatorname{send}$$

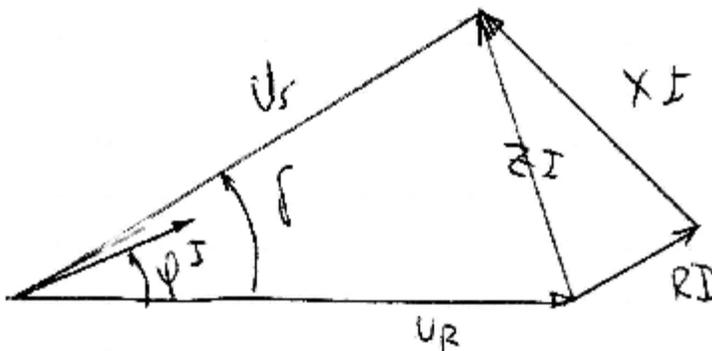
que es otra de las fórmulas básicas de la transmisión.

De ella se vé que

1. Si  $d = 0^\circ$ ,  $\text{sen } d = 0$ , no existe transmisión de potencia activa.  
 $\therefore d$  es necesario. Pero  $d$  debe siempre en la línea ser menor que  $30^\circ$ , pues debo sumar los  $d$  de las máquinas sincrónicas y trafos en ambos extremos, cualquiera sea la longitud de la línea, aún cuando  $a > d$  puede transmitir mas potencias.
2. Además aún cuando  $\cos j \text{ recibo} = 1$  ( $j = 0^\circ$ ) la  $U_s$  está desfasada de  $I$ : la línea consume energía reactiva inductiva para operar.

Qué pasa si la carga es capacitiva?

Los consumidores naturales son resistivo-inductivos, pero supongamos que tengan un capacitor en //, por ejemplo para compensación y quedó conectado de noche, por ejemplo.

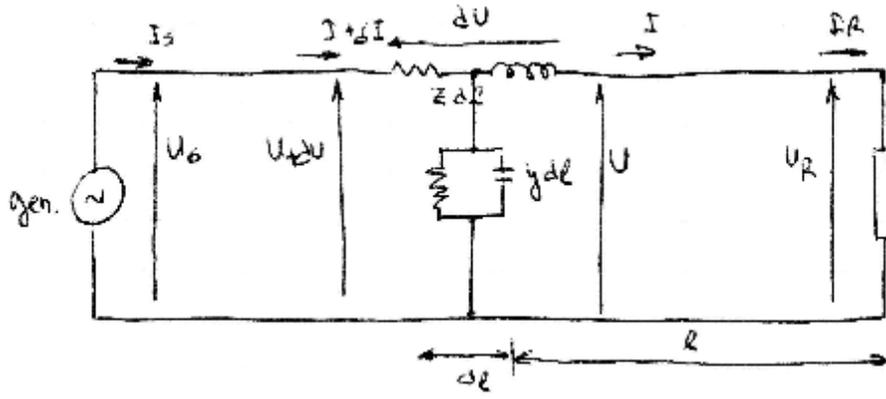


De la figura se observa que podría llegar a ser  $U_s < U_R$  (cosa inconcebible en corriente continua), es decir no caída sino sobre elevación de tensión en el receptor causada por la línea.

Ahora es

$\Delta U = I_p \cdot R - I_q X$  (pues  $j$  es negativo). Podría ser  $\Delta U$  negativa si  $I_p \cdot R \leq I_q X$ .

En las líneas largas:



$$\bar{U} = \frac{\bar{U}_R + \bar{I}_R \cdot \bar{Z}_O}{2} e^{\bar{\gamma}l} + \frac{\bar{U}_R - \bar{I}_R \bar{Z}_O}{2} e^{-\bar{\gamma}l}$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{U}_R / \bar{Z}_O + \bar{I}_R}{2} e^{\bar{\gamma}l} - \frac{\bar{U}_R / \bar{Z}_O - \bar{I}_R}{2} e^{-\bar{\gamma}l}$$

### 7.2.5. Restricciones por potencia.

La potencia natural

Línea ideal:

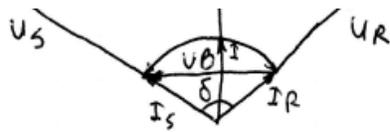
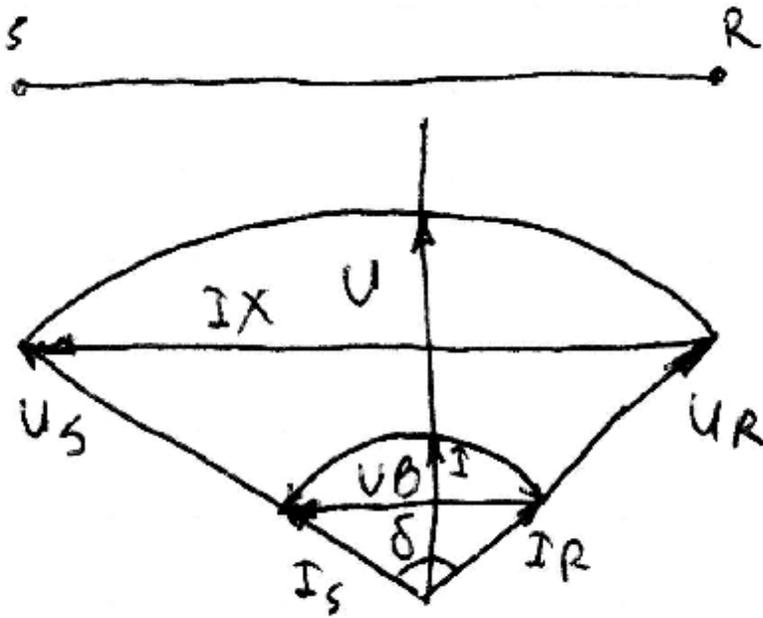


FIGURA 24

$$\text{sen } \frac{\delta}{2} = \frac{I \cdot X}{2U} = \frac{U \cdot B}{2I}$$

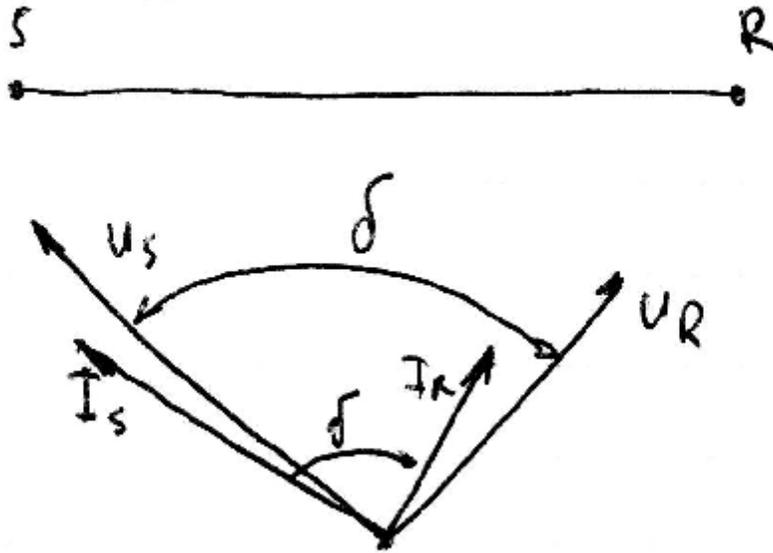
$$\text{o sea } \frac{I^2 X}{2} = \frac{U^2 B}{2}$$

Siendo  $X = \omega L \cdot l$   $B = \omega C \cdot l$

$$\frac{I^2 \cdot \omega L l}{2} = \frac{U^2 \cdot \omega C \cdot l}{2}$$

$$\therefore \frac{1}{2} L \cdot I^2 = \frac{1}{2} C U^2$$

En las líneas reales:



**Potencia natural (MW)**

Un (kV)	Conductores simples	Conductores múltiples	c.a.s.
13,2	0,436	----	3,8
33	2,72	----	22
66	10,86	----	87
132	43,56	80	345
220	120	175	970
300	225	320	----
400	625	750	----
500	----	900	----
750	----	200	----

La potencia natural es la potencia a transmitir para evitar caídas. Si no puede transmitirse la potencia natural deben efectuarse compensaciones serie (la inductancia serie se compensa con capacitores serie) y la capacitancia derivación, con inductores derivación.

## 10 Bibliografía

Normas IEC Se indica el número y el tema en castellano, las normas están escritas en inglés.

IEC 60517. Equipos en gas

IEC 60376 Gas nuevo

IEC 60694: Equipos de AT, cláusulas comunes.

IEC 60060: Ensayos en AT

IEC 60056 Interruptores

IEC 60129: Seccionadores

IEC 60185 TI

IEC 60186 TV

IEC 60099 Descargadores.

IEC 60137: Aisladores pasantes.

[www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar), Departamento Electrotecnia, Cátedra Sistemas de Potencia. Apunte 2. .

[www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar), Departamento Electrotecnia, Cátedra Sistemas de Potencia. Apunte 4.

[www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar), Departamento Electrotecnia, Cátedra Sistemas de Potencia. Apunte 12

[www.ing.unlp.edu.ar](http://www.ing.unlp.edu.ar), Departamento Electrotecnia, Cátedra Sistemas de Potencia. Apunte 14.

Guías Para ensayos tipo A, B, y C. “CCA”. Yacyreta.

GUTMAN, J. LUNDQUIST y otros, “*Line Performance Estimator Software: Calculations of Lightning, Pollution and Ice Failure Rates Compared with Service Records*”, Paper B2 205. Bienal de cigre de 2006.

Informes de ensayos en obra Alicurá.

Revista Electra N° 111, WG 23.04, "The reliability of HV substations with special regard to the secondary equipment". 1987.

Revista Electra 65. Trabajo sobre confiabilidad de Estaciones.

Revista Electra 111. Estudio sobre fallas en estaciones.

Apuntes de la cátedra "Seguridad". UTN. FRConcordia.

[www.who-peh.org](http://www.who-peh.org). "Estableciendo un diálogo"

"Transmission Line Reference Book. 345kV and above". EPRI, California. 1975.

Tribunal de Tasaciones de la Nación en Argentina. Norma TTN 13.1 del 3 de mayo de 2005 (Electroducto).

Ley N° 19.552 de la República Argentina, modificado por el artículo 83 de la Ley N° 24.065 de República Argentina (Régimen de Servidumbre Administrativa de Electroducto).

Pliego Choel Choel (Internet). "INTERCONEXIÓN CHOELE CHOEL – PUERTO MADRYN. COMITÉ DE EJECUCIÓN. CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO". "Anexo VIII: LÍNEA DE TRANSMISIÓN. Sección VIII h): ESPECIFICACIÓN TÉCNICA PARA LA PROVISIÓN DE MATERIALES MENORES, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECAÁNICO. "ET N° 2 – FRANJA DE SERVIDUMBRE".

056. Guía cigre N° 56. "ENVIRONMENTAL ASPECTS OF LINKS BETWEEN POWER SYSTEMS PLANNERS AND DECISION MAKERS IN THE ENERGY AREA". 1995

085. Guía cigre N° 85, "ULTRA HIGH VOLTAGE TECHNOLOGY". 1979.

161. Guía cigre N° 161."GENERAL GUIDELINES FOR THE DESIGN OF OUTDOOR AC SUBSTATIONS". 2000

175 Guía cigre N° 175 "MANAGEMENT OF EXISTING OVERHEAD TRANSMISSION LINES". 2000

230. Guía cigre N° 230. "ASSESSMENT OF EXISTING OVERHEAD LINE SUPPORTS" 2003.

273. Guía cigre N° 273. "OVERHEAD CONDUCTOR SAFE DESIGN TENSION WITH RESPECT TO AEOLIAN VIBRATIONS". 2005

161. Guía cigre N° 273. "GENERAL GUIDELINES FOR THE DESIGN OF OUTDOOR AC SUBSTATIONS. ". 2000.

277. Guía cigre N° 277 "STATE OF THE ART SURVEY ON SPACERS AND SPACER DAMPERS". 2005

278. Guía cigre N° 278."THE INFLUENCE OF LINE CONFIGURATION ON ENVIRONMENT IMPACTS OF ELECTRICAL ORIGIN". 2005

322 Guía cigre N° 273 “STATE OF THE ART OF CONDUCTOR GALLOPING”  
2007.

320. Guía cigre N° 320 “CHARACTERISATION OF ELF MAGNETIC FIELDS”.  
2007