



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA VALORACION DE  
SUBESTACIONES DE POTENCIA APLICADA A LAS SUBESTACIONES  
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (ZONA OCCIDENTAL)

**TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de  
Ingeniero en Electricidad

Especialización: Potencia

Presentada por :

*Luis Antonio Castro Game*  
*Christian Mauricio Mejía Orozco*

---

GUAYAQUIL - ECUADOR

2002



A.F. 132324

**ESCUELA SUPERIOR  
POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD  
Y COMPUTACIÓN**

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA VALORACIÓN DE  
SUBESTACIONES DE POTENCIA APLICADA A LAS  
SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO (ZONA OCCIDENTAL)**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la obtención del Título de:**

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**ESPECIALIZACIÓN: Potencia**

**Presentada por:**

**LUIS ANTONIO CASTRO GAME**

**CHRISTIAN MAURICIO MEJIA OROZCO**

**Guayaquil-Ecuador  
2002**

## AGRADECIMIENTO

Al ING. GUSTAVO BERMÚDEZ, Director de Tesis, por su decidida colaboración y acertada dirección para la realización del presente trabajo.

Al ING. MANUEL NÚÑEZ, AL ING. JUAN SAAVEDRA Y AL ING. DONALD CASTILLO por su apoyo y ayuda técnica incondicional en el desarrollo de nuestro tema de tesis.

## DEDICATORIA

A Dios,  
A mi madre,  
A mi padre y  
a mis hermanos,  
por su apoyo incondicional  
CHRISTIAN MEJIA OROZCO

A Dios,  
A mi madre,  
A mi padre y  
A mi hermano Rómulo  
Que con cariño y comprensión  
Me ayudaron a culminar  
Mi carrera profesional  
LUIS CASTRO GAME



**Ing. Gustavo Bermúdez**

**Director de Tesis**



**Ing. Juan Saavedra**

**Miembro del Tribunal**



**Ing. Manuel Núñez**

**Miembro del Tribunal**

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en ésta tesis, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL),

LUIS A. CASTRO GAME

CHRISTIAN M. MEJIA OROZCO

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	X
INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS	15
<b>1. CAPITULO I : Consideraciones Generales</b>	
1.1. Activos Fijos ( Bienes de uso)	16
1.1.1. Clasificación de los Activos Fijos	17
1.1.2. Condicionantes de los Activos Fijos	18
1.2. Desglose de cuentas en una subestación eléctrica	19
1.2.1. Contenido de la cuenta Subestación de Transmisión Eléctrica	20
1.2.2. Contenido de las Subcuentas	22
1.3. Criterios Iniciales de la Metodología	27
<b>2. CAPITULO II : Inventario del Activo Fijo</b>	
2.1. Unidades de Propiedad	29
2.1.1. Definición	29
2.1.2. Utilización de Criterios de Agrupamiento	29
2.1.2.1. Unidad de Operación	30
2.1.2.2. Denominación de Suministro	31
2.1.2.3. Identidad técnica	31
2.2. Movimientos de Activos Fijos	31
2.2.1. Altas de los Activos Fijos	32
2.2.2. Mejoras de los Activos Fijos	33
2.2.3. Bajas de los Activos Fijos	34
2.2.4. Transferencias de los Activos Fijos	35
2.2.5. Modificaciones de los Activos Fijos	36
2.3. Procedimiento para realizar el Inventario	36
2.4. Obtención y Determinación de la Información Existente	37
2.5. Codificación de Unidades de Propiedad de las S/E	38
2.5.1. Codificación de los Equipos de Patio	40
2.5.2. Codificación de los Equipos de Protección	56
2.5.3. Codificación de los Equipos Auxiliares	60
2.6. Elaboración de Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos	61



2.6.1. Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos de patio	63
2.6.2. Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos de protección	66
2.6.3. Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos auxiliares	67
2.6.4. Planillas para el levantamiento de los registros de los paneles y equipos de control	68
2.7. Reconocimientos y Visitas de campo	92
2.8. Elaboración de la base de Datos para el procesamiento e ingreso de información.	93
<b>3. CAPITULO III : Valoración de los Activos Fijos</b>	
3.1. Introducción a la valoración técnica de Activos Fijos	96
3.2. Enfoque Conceptual	98
3.3. Valor de Reproducción vs. Valor de Reposición	104
3.4. Procedimiento para la determinación de la valoración.	106
<b>4. CAPITULO IV : Criterios de Depreciación</b>	
4.1. Definición	125
4.2. Causas de la Depreciación	126
4.3. Parámetros Depreciatorios	128
4.4. Métodos para el cálculo de la Depreciación	135
<b>5. CAPITULO V : Aplicación del método a las Subestaciones de la Zona Occidental del S.N.I.</b>	152
6. Conclusiones y Recomendaciones	165
7. Bibliografía	167
<b>APÉNDICE A. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Babahoyo</b>	
<b>APÉNDICE B. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Machala</b>	



## INTRODUCCIÓN

Las Subestaciones de Transmisión de Energía Eléctrica son consideradas la base principal del Sistema Nacional Interconectado, y merecen un estudio exhaustivo de su valoración desde el punto de vista técnico-económico con la finalidad de poder establecer tarifas utilizando para ello valores de reposición de sus equipos e instalaciones, ó para conocer cómo influye éste costo en el caso de venta, donde se utilizan dichos valores de reposición pero afectados por factores depreciatorios.

La presente tesis tiene como objetivo desarrollar a través de sus capítulos una metodología para valorizar Subestaciones de Transmisión analizando el estado operativo y funcional de los equipos que las conforman.

En el capítulo uno se delimita el contexto donde opera la administración, control y utilización de los activos fijos y sirve para establecer un enfoque conceptual amplio de los rubros y componentes cuyos valores forman parte del costo total de la Subestación.

Luego de tener un enfoque claro de los activos a valorizar, es necesario calificar su estado operativo en el sitio mismo, esto se analiza en el capítulo dos, el cual presenta un procedimiento detallado para realizar ordenadamente el inventario de los activos por posición.

Teniendo una visión completa del número y estado de lo equipos, en el capítulo tres se detallarán los pasos y enfoques a seguir para realizar la valoración.

Siendo el objetivo principal de los capítulos anteriores determinar el valor de reposición de los activos, es necesario que dichos valores sean castigados por factores depreciatorios propios de su obsolescencia funcional y operativa, lo cual se analizará en el capítulo cuatro.

Con objeto de presentar de una manera real la metodología a implementarse, se realizará en el capítulo cinco la valoración de las subestaciones que conforman la Zona Occidental del Sistema Nacional de Transmisión, la cual incluye un resumen de los valores de reposición por posición de dichas subestaciones, cuyos resultados se espera sirvan de base para la realizar valoración total de los activos del Sistema Nacional Interconectado.

## OBJETIVOS

- Crear un banco de datos de los equipos de patio y control de las Subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado.
- Encontrar los valores de reposición a nuevo de los equipos de patio y control de las Subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado.
- Analizar la Obsolescencia en los equipos de patio y control de las Subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado.
- Encontrar los valores de reposición depreciados de los equipos de patio y control de las Subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado.
- Analizar los valores de reposición a nuevo y los valores de reposición depreciados de los equipos de patio y control de las Subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado.

## **CAPITULO I**

### **1. Consideraciones Generales**

Para llevar a cabo la valoración de cualquier Subestación de energía eléctrica, es necesario partir de un enfoque claro de la administración, control y utilización de los activos fijos, lo cual servirá para establecer un amplio y preciso enfoque conceptual.

#### **1.1. Activos Fijos**

De manera general, se puede definir a los activos fijos de las Subestaciones como aquellos bienes tangibles pertenecientes a las Subestaciones, utilizados para desarrollar la actividad de la misma; de permanencia constante, que no están destinados a la venta o inversión. Dentro de estos también se debe considerar aquellos bienes que están en construcción, tránsito o montaje (bienes que se transfieren de una Subestación a otra). Desde otro punto de vista, los activos fijos son conocidos como Bienes de Uso.

Se debe recalcar que todos los equipos e instalaciones que forman parte de una Subestación eléctrica se los puede incluir dentro del grupo de los bienes de uso, ya que este tipo de bienes no se consumen ni transforman, sólo se usan; por lo que no representan movilizaciones de capital. Los movimientos en el estado económico de la Subestación se producen a través de la depreciación.

### 1.1.1. Clasificación de los Activos Fijos

Según la naturaleza de los activos fijos, éstos pueden clasificarse en tres grandes grupos:

1. Bienes que no están sujetos a depreciación ni agotamiento, dentro de éste grupo se encuentran:
  - a) Bienes que debido a su naturaleza no sufren deterioro en su utilización. Este puede ser el caso de los terrenos donde se construyen las subestaciones
  - b) Bienes que aún no están afectados por los procesos operativos (Obras en Construcción).
2. Bienes sujetos a depreciación, dentro de éste grupo se encuentran aquellos bienes que sufren pérdidas en su valor debida a:
  - a) Intensidad de uso al que están sometidos, dentro de este grupo se encuentran aquellos bienes o equipos propiedad de la subestación que pierden su valor debido a que son sobrecargados o utilizados fuera de los parámetros establecidos por los fabricantes.
  - b) Transcurso del tiempo, dentro de este grupo se encuentran aquellos bienes que pierden su valor a medida que pasa del tiempo, esto se debe a que estos bienes en el presente no tienen la misma eficiencia que cuando fueron adquiridos inicialmente.
  - c) Obsolescencia tecnológica o funcional, debido principalmente a que en el mercado eléctrico aparecen nuevas tecnologías por lo que los equipos antiguos (llamados obsoletos) pierden su valor tecnológico.



3. Bienes sujetos a agotamiento, caracterizados principalmente por ser recursos naturales que se consumen y agotan en el proceso extractivo al cual están expuestos. (Minas, yacimientos petrolíferos, canteras y bosques). En este grupo se pueden incluir a aquellos bienes que son propiedad de las centrales de generación que utilizan recursos naturales tales como el agua para poder operar adecuadamente. No se profundizará el estudio de este tipo de bienes debido a que nuestro estudio involucra únicamente la parte de las subestaciones de transmisión eléctrica.

#### **1.1.2. Condicionantes de los Activos Fijos**

Para poder determinar si un bien o equipo de una subestación pertenece al grupo de los bienes de uso se tendrán en cuenta dos condicionantes:

- a) Valor Unitario Mínimo
- b) Vida Útil Mínima

a) *Valor Unitario Mínimo.*-Se lo define como aquel valor límite otorgado a un bien de uso, con el fin de justificar económicamente su costo, ya que si se consideran valores inferiores al valor unitario mínimo, se los contabilizará como gastos.

Dentro de este valor se deberá incluir los costos de fletes, seguros, gastos de nacionalización (si el bien fuera importado), costos de instalación y toda inversión realizada hasta la puesta en funcionamiento del bien de uso.

Este valor es sumamente importante porque ayuda a determinar los equipos e instalaciones que influyen significativamente en el resultado de la valoración a realizar.

b) *Vida Útil Mínima.*- Con el objeto de determinar en cada periodo el porcentaje de depreciación relacionada con los bienes de uso, se define a la vida útil por las características de perdurabilidad de los activos fijos, que posibilitan su utilización a lo largo de varias operaciones.

Para nuestros análisis posteriores, para todo equipo o instalación de la subestación se condicionará una vida útil mínima de dos o más años, debido a que si un equipo tuviera un bien que dentro del primer ejercicio desde su incorporación se desgasta o consume totalmente se lo considerará como un gasto y no se lo considerará como un activo fijo, debido a que se deberán cubrir los gastos de reparación y mantenimiento de dicho equipo.

## **1.2. Desglose de cuentas en una subestación eléctrica**

Con el objeto de mostrar el contenido, los aumentos y disminuciones de los activos en forma analítica e individualizada se ha definido a los rubros contables como una herramienta básica para la determinación de la valoración de los bienes de uso en una Subestación de Transmisión Eléctrica, ya que en ellas se detallará de forma distribuida y ordenada cada uno de los equipos e instalaciones que conforman a la subestación.



### 1.2.1. Contenido de la Cuenta Subestación de Transmisión Eléctrica

Para la determinación de la valoración de una subestación, se deberá utilizar una estructura de cuentas pertenecientes al activo con dos niveles de clasificación.

En el primer nivel, se tiene la cuenta principal **Subestaciones de Transmisión Eléctrica**.

En el segundo nivel, la cuenta Subestaciones de Transmisión Eléctrica se clasifica en el siguiente grupo de Subcuentas:

- a) Bienes e Instalaciones en Servicio
- b) Bienes e Instalaciones en Proceso de Reclasificación
- c) Bienes e Instalaciones para Uso Futuro
- d) Obras en Construcción de Bienes e Instalaciones
- e) Bienes e Instalaciones en Proceso de Retiro

#### *a) Bienes e Instalaciones en Servicio*

Los Bienes e Instalaciones de Servicio constituyen, por lo general, aproximadamente el 90% de los activos de una Subestación.

Estos activos se consumen en el servicio durante un período, que varía entre algunos meses y muchos años.

*b) Bienes e Instalaciones en Proceso de Reclasificación*

En ésta cuenta se colocarán aquellos Bienes e Instalaciones que se trasladan a otras Subestaciones o Áreas de Servicio por operaciones de contingencia.

*c) Bienes e Instalaciones para Uso Futuro*

En ésta cuenta se colocarán aquellos Bienes e Instalaciones que forman parte de las futuras ampliaciones que se llevarán a cabo dentro de las Subestaciones, por distintos motivos.

*d) Obras en Construcción de Bienes e Instalaciones*

En ésta cuenta se colocarán aquellas obras que se realizan dentro de la Subestación para su mejoramiento del servicio operativo y funcional. Por ejemplo: Construcción de una posición en casos de incremento de carga en el Sistema Eléctrico.

*e) Bienes e Instalaciones en Proceso de Retiro*

En ésta cuenta se colocarán aquellos Bienes e Instalaciones que por cualquier circunstancia, están en proceso o se retiran de funcionamiento. Por ejemplo: Un transformador que cumplió su ciclo de vida útil.

Se debe tomar en cuenta que un bien en retiro, es aquel que ya no puede ser utilizado en ninguna otra Subestación, ya que se puede cometer el error de considerarlo como un Bien en Proceso de Reclasificación.

Después de realizar el desglose de cuentas podemos decir que una contabilidad exacta y completa de los bienes e instalaciones de las subestaciones es esencial para una administración y control eficiente de los activos.

El mantener registros adecuados de los bienes e instalaciones permitirá la verificación física facilitando identificar y conciliar con los valores que se registran en estas subcuentas y a su vez comprobar la integridad de las subcuentas de los bienes e instalaciones.

Además, éstos registros facilitan fundamentalmente el retiro de los valores correctos de las subcuentas correspondientes a bienes e instalaciones que se retiran del servicio, disponiendo así, de datos exactos para la realización de la valoración.

### **1.2.2. Contenido de las Subcuentas**

Para cada una de las subcuentas analizadas en la sección anterior, según el caso le corresponderá cualquiera de los siguiente rubros que agrupan a todos los equipos e instalaciones que se encuentran en la subestación, como sigue:

- a) Terrenos
- b) Edificios y Estructuras
- c) Equipos de Subestaciones

La ubicación de dichos rubros (equipos e instalaciones) en las subcuentas dependerá de la condición que tenga el rubro dentro de la subestación, esto es: Bienes en servicio, Bienes en proceso de reclasificación, Bienes en proceso de retiro, etc.

a) *Terrenos.*- Comprenderá el costo de los terrenos utilizados en relación con las funciones de transmisión de energía eléctrica.

Las consideraciones que se deben tomar en cuenta para realizar el avalúo del Terreno son:

1. Trámites de expropiación, incluyendo gastos legales
2. Honorarios y pagos a notarios y escrituras
3. Pago de escrituras y registros de la propiedad
4. Costo de la primera limpieza de árboles, matorrales y basura
5. Retirar, relocalizar o reconstruir una propiedad ajena tal como edificios, caminos, vías férreas, puentes, cementerios, iglesias, líneas telefónicas o de energía eléctrica, etc con el objeto de disponer de posesión tranquila y pacífica.
6. Costo del terreno a precio de mercado.

b) *Edificios y estructuras.*- Comprenderá el costo de los edificios, estructuras y mejoras utilizados en relación con las funciones de transmisión de energía eléctrica.

Las consideraciones que se deben tomar en cuenta para obtener este rubro:

1. Planos topográficos – planos arquitectónicos y especificaciones técnicas, incluyendo asesoría y supervisión.
2. Honorarios y comisiones pagadas a arquitectos, corredores, agentes y otros.
3. Explanada y limpieza motivada por la erección de una estructura exclusivamente. Acondicionamiento de la superficie del suelo en los alrededores, con grava, hormigón o petróleo.
4. Excavaciones incluyendo el entibado, arriostramiento, relleno y desalojo de materiales en exceso, cajas protectoras para cimentación, bombeo del agua de las cajas protectoras durante la construcción y perforaciones para el análisis de los suelos.
5. Muros de mantenimiento o defensa, incluyendo drenaje, relleno de piedra suelta, pilotajes, pantalla, enrejados cuando son exteriores y sujetos a mantenimiento y reemplazo
6. Sistema de alcantarillado general – Sistema de desagües
7. Vías subterráneas y túneles conectados directamente a una estructura.
8. Cimentaciones y bases construidas para maquinarias, como parte permanente de un edificio o de otra estructura.
9. Inspección del material de las estructuras de acero durante la construcción.
10. Pórticos de Alta Tensión (Estructuras).
11. Ascensores, grúas, montacargas y la maquinaria para su operación que forman parte del edificio o estructura.
12. Sistemas internos de intercomunicación; postes, accesorios, cables, alambres
13. Sistema de refrigeración para uso general



14. Tubería para aprovisionamiento de agua, hidrantes y pozos. Medidores de agua y sus sistemas de suministro para un edificio o fines generales. Sistema de riego para aspersión. Estanques y reservorios de agua.
15. Artefactos de alumbrado y sistemas de iluminación interior y exterior del edificio. Sistema de iluminación de los terrenos alrededor del edificio.
16. Tableros de control y distribución de energía para servicio del edificio.
17. Sistemas de protección contra incendios
18. Recubrimiento de pisos, adheridos permanentemente.
19. Cubiertas y techos.
20. Mamparas y persianas
21. Enrejados construidos como parte de la estructura
22. Puertas y ventanas contra tormentas
23. Marquesinas adheridas permanentemente al edificio o estructura
24. Viseras y ventiladores de ventana
25. Pinturas del edificio (el primer costo)
26. Asta para banderas
27. Pavimento permanente de hormigón, ladrillo, embaldosado, asfalto, etc., dentro de la propiedad
28. Caminos, vías férreas, puentes y caballetes para intercomunicación interna
29. Aceras, cunetas, pasos de agua, bordillos y calles construidas dentro de la propiedad
30. Edificios y estructuras con canchas para deportes
31. Arreglos del paisaje, empedrado, siembra de arbustos

32. Cobertizos para guardianes y sistemas de relojes de control

33. Daños y perjuicios a las propiedad colindantes durante la construcción.

c) *Equipos de subestaciones.-* Comprenderá el costo instalado de los equipos de transformación, conversión, interrupción, control y conmutación que se usan con el objeto de cambiar las características de la electricidad en relación con su transmisión o para el control de los circuitos de transmisión.

Se considerará un transformador de Subestación conectado o de reserva, si está instalado y situado como parte del equipo de la Subestación.

Las consideraciones que se deberán tomar en cuenta para formar este rubro son:

1. Equipos de control, incluyendo baterías, equipo para recargo de batería, tableros de relés
2. Condensadores fijos y sincrónicos
3. Tableros de control y distribución, inclusive medidores y relés
4. Equipos de conversión, inclusive transformadores interiores y exteriores, modificadores de frecuencia, juego de generadores de motor, rectificadores
5. Equipos de conmutación e interrupción, interiores o exteriores, inclusive interruptores automáticos en aceite y sus mecanismos de operación
6. Conexiones a los voltajes primario y secundario, incluyendo las barras colectoras y de distribución y sus soportes, aisladores, pararrayos, cables y alambres de conexión.



7. Compartimientos para las barras colectoras y de distribución, sean de hormigón, ladrillo y estructura de acero, incluyendo los elementos instalados permanentemente en ellos.
8. Equipos generales de la subestación, inclusive compresores de aire, motores, elevadores, equipo de comprobación, equipo de ventilación, herramientas y accesorios.
9. Fundaciones, emplazamientos o soportes, especialmente contruidos para los aparatos a que están destinados

Cabe recalcar que el desglose de éstos rubros y cuentas se lo deberá realizar para cada una de las Subestaciones que conforman el Sistema que se vaya a valorar.

### **1.3. Criterios iniciales de la metodología**

Para poder realizar la valoración de una Subestación se debe definir una metodología a seguir, la cual debe agrupar todos las etapas necesarias para obtener resultados confiables.

Esta metodología comprende realizar el estudio del costo de las subestaciones por posición. Al mencionar posición, se refiere a los diferentes tramos que se encuentran en la subestación y que realizan una función específica, como son: posición de línea, posición de acoplamiento, posición de transferencia, posición de transformación y posición de compensación.

El desarrollo de la metodología comprende tres etapas principales:

- a) Inventario
- b) Valoración
- c) Depreciación

Cada uno de las cuales será detallado más adelante en capítulos posteriores.

## **CAPITULO II**

### **2. Inventario del Activo Fijo**

Se lo considera como la primera y principal etapa para realizar la valoración, debido a que a partir de éste se puede definir el número y condición de los equipos e instalaciones que dispone una subestación de transmisión eléctrica.

#### **2.1. Unidades de Propiedad**

La unidad de propiedad es todo activo fijo, o una parte componente o un conjunto de ellos, que basándose en un criterio de agrupamiento técnico-administrativo, reúne bajo una única entidad de inventario a la totalidad de los rubros que ejecutan una misma función operativa y que es considerado a los efectos administrativos como un bien completo e independiente.

##### **2.1.1. Definición**

Se la puede definir como, "un bien específico, o un grupo de bienes asociados de tal modo que sirvan para una función, que lógicamente forman una sola unidad, es decir, un bien o conjunto de bienes que ensamblados cumplen una sola función de servicio.

##### **2.1.2. Utilización de Criterios de Agrupamiento**

Con el propósito de identificar y definir las unidades de propiedad de una manera más exacta y precisa, se utilizarán los criterios de agrupamiento de origen técnico,

los cuales responden a aspectos normativos basados en la forma de operación del bien o en las características técnicas de los mismos.

2.1.2.1. Unidad de Operación

2.1.2.2. Denominación de Suministro

2.1.2.3. Identidad Técnica

### **2.1.2.1. Unidad de Operación**

Toda unidad de propiedad tiene asignada una función específica dentro de un proceso operativo y mantiene sobre ella el gobierno de la ejecución

Ejemplo: Con el propósito de proteger a un transformador de potencia ubicado en una determinada posición de una subestación, se utilizan transformadores de corriente, transformadores de potencial, seccionadores, descargadores de sobretensión (pararrayos), interruptores, relés de protección, los cuales, en caso de producirse una falla y según sea la naturaleza de la misma, todos operarán en conjunto ya que su misión específica es proteger el transformador de potencia.

Mediante este ejemplo podemos decir que para los equipos de protección del transformador de potencia, no se podría pensar en unidades de operación separadas, ya que se necesitan de todas en conjunto para protegerlo.

### **2.1.2.2. Denominación de Suministro**

La Unidad de Propiedad puede quedar definida por la manera en que los proveedores agrupan los rubros al momento de realizar la proforma, donde el proveedor concentra los rubros según su pertenencia funcional.

### **2.1.2.3. Identidad técnica**

Finalmente, la unidad de propiedad también puede quedar definida por el nombre genérico del tipo de bien o de la familia a la que pertenece, que es de uso generalizado y de conocimiento universal. Ejemplo: Interruptores, bomba, grupo electrógeno, automóvil, medidores, etc.

## **2.2. Movimientos de Activos Fijos**

Son aquellas situaciones que se producen sobre el inventario, y que se detallan a continuación:

a) Un aumento de cantidad y/o valor:

Altas y Mejoras

b) Una disminución de cantidad y/o de valor:

Bajas

c) Un cambio de su naturaleza:

Transferencias

d) Un cambio de clasificación en los parámetros de agrupamiento:

Modificaciones

### 2.2.1. Altas ó Ingresos de Activos Fijos

Son las incorporaciones de activos fijos (equipos e instalaciones) al patrimonio operativo de la Subestación Eléctrica.

Estos ingresos se registran contablemente a su costo de adquisición, tomando para ello en cuenta los costos de fabricación, montaje y otros servicios necesarios para ponerlo en condiciones de ser utilizado.

Estos movimientos pueden producir en el inventario dos situaciones diferentes:

- a) Altas de Nuevas Unidades
- b) Altas de Componentes a Unidades Existentes

#### 2.2.1.1.

a) **Altas de Nuevas Unidades.-** Esta situación se da cuando se incorpora bienes o equipos completos e independientes que responden a la definición de unidad de propiedad.

Incluso se consideran dentro de este tipo aquellos bienes o instalaciones nuevos que reemplacen a otros ya existentes.

Se puede considerar una Alta el hecho de incorporar o reemplazar a nuevo un transformador de potencia cuya capacidad de servicio sea insuficiente o haya finalizado su periodo de vida útil.

b) **Altas de Componentes a Unidades Existentes.-** Esto sucede cuando se realizan incorporaciones de bienes que son añadidos a unidades de propiedad existentes.



Generalmente se trata de elementos de segundo orden que dependen de una unidad de propiedad ya existente.

Estos pueden ser algunos de los casos que forman parte de este grupo:

- a) Reemplazar los bushing en los transformadores de potencia.
- b) Cambio de Cadena de aisladores que sostienen las trampas de onda.
- c) Reemplazo del Mecanismo de operación de los interruptores, seccionadores.
- d) Suplantación del Sistema de enfriamiento de los transformadores de potencia.

### **2.2.2. Mejoras de Activos Fijos**

Son un caso peculiar de las altas, en donde las incorporaciones son modificaciones y/o agregados de equipos o instalaciones a una unidad de propiedad cuyo efecto produce:

- a) Una extensión de la vida útil
- b) Un aumento en su capacidad operativa
- c) Una mejora en la eficiencia del servicio que presta
- d) Una reducción de los costos de operación

Toda mejora en donde no se cumpla "al menos una" de las premisas descriptas no puede ser considerada dentro del grupo de mejoras.



### 2.2.3. Bajas de Activos Fijos

Son los retiros de los activos fijos (equipos e instalaciones) del patrimonio operativo de la Subestación Eléctrica.

Estas salidas pueden darse principalmente por las siguientes situaciones:

- a) *Por que los equipos e instalaciones han dejado de utilizarse y no se estima que vuelvan a estar en servicio;* ya sea porque se los considera obsoletos, inservibles o simplemente porque fueron reemplazados por otros.
- b) *Por que los equipos e instalaciones han desaparecido;* ya sea por pérdida fortuita, fuerza mayor, robo u otro hecho análogo.

Estos movimientos pueden producir en el inventario dos situaciones diferentes:

1. Bajas de Unidades
2. Bajas de Componentes de Unidades Existentes

1. **Bajas de Unidades.-** Esta situación se da cuando se retira bienes o equipos completos e independientes que responden a la definición de unidad de propiedad.

Este puede ser el caso de los descargadores de sobretensión que son retirados por bajo nivel de aislamiento debido al desgaste producido en los bushing.

2. **Bajas de Componentes de Unidades Existentes.-** Esto sucede cuando se realizan retiros de bienes que son parte de unidades de propiedad existentes.

Dentro de este grupo se encuentran las cadenas de aisladores, conductores, estructuras, que sufren deterioros debido al desgaste de los agentes ambientales, debido a lo cual su uso se hace deficiente.

Generalmente se trata de elementos de segundo orden que dependen de una unidad de propiedad ya existente.

#### **2.2.4. Transferencias de Activos Fijos**

Son reclasificaciones de equipos e instalaciones de un activo fijo, que se transfiere desde una rubro contable hacia otro distinto.

Cabe recalcar que una transferencia tiene como fin principal el cambio de ubicación de un equipo dentro de una misma subestación con el propósito de cumplir una función diferente a la que estaba asignada inicialmente.

Ejemplo: En caso de emergencia, ya sea por fallas o contingencia, se suele usar temporalmente una posición de línea como una posición de transformación. En casos como éste, se debe acotar que la transferencia de posiciones no implica el movimiento físico de los equipos que la conforman, sino que se realiza una transferencia únicamente operativa.

### 2.2.5. Modificaciones de Activos Fijos

Son cambios que se originan sobre los parámetros que clasifican a la unidad de propiedad, se ubican dentro de éste tipo los bienes e instalaciones que sufren variaciones sobre:

- a) Los años de vida útil
- b) La clase de factor de estado.

Esta última tipología produce cambios en la valoración ya que modificarán la función de depreciación y por ende los resultados que se producen.

Ejemplo: Cuando se realizan traspasos o cambios de equipos de una subestación a otra ya sea por ampliación o contingencia.

Es muy importante anotar que el tipo de movimiento del equipo o instalación que conforma la unidad de propiedad se especifique al momento de realizar el inventario, ya que puede ser que cuando se entregue la valoración, la Subestación Eléctrica pueda sufrir otro tipo de movimientos que ya no estarán registrados en los resultados finales de la valoración.

### 2.3. Procedimiento para realizar el Inventario

Al considerar el inventario como la principal etapa para la realización de la valoración de una subestación eléctrica es factible determinar un procedimiento que

contenga las etapas para llevar a cabo el registro de todas las unidades de propiedad que conforman los bienes e instalaciones de una Subestación Eléctrica.

- a) Obtención y Determinación de información existente
- b) Codificación de Unidades de Propiedad
- c) Elaboración de Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos.
- d) Inspección, Reconocimiento o Visitas de Campo
- e) Elaboración de la Base de Datos para el procesamiento e ingreso de información

Los criterios presentados tratan de asegurar la secuencia en que deben realizarse dichas etapas y prever situaciones que puedan afectar el resultado del inventario.

Cabe recalcar que estos pasos presentados deben incluir inicialmente la Descripción de las Subestaciones a inventariar

#### **2.4. Obtención y Determinación de Información existente**

Antes de empezar a valorar cualquier subestación eléctrica es muy importante obtener información previa, en la cual deben estar incluidos los diagramas unifilares y planos de obras civiles de cada una de las subestaciones a valorar. Esta información debe ser obtenida por consultas directas en las Subestaciones Eléctricas, previa autorización de la gerencia de las mismas. Esto se lo realiza con el interés de facilitar la tarea del inventario, ya que a partir de esta se realizará la codificación e identificación de los equipos dentro de la Subestación.

De igual manera es de mucha importancia tener conocimiento íntegro del Sistema Nacional de Transmisión, ya que esto ayudará a determinar el número de posiciones que tendrá cada una de la Subestaciones y establecerá el tiempo que tomará realizar el inventario de cada una de las mismas.

Otra información que se debe tomar en cuenta antes de realizar el reconocimiento de las subestaciones es la ubicación geográfica de las mismas, ya que ello ayudará a establecer el tiempo que tomará en llegar a la subestación objeto del inventario.

Además, para incrementar la información existente es de mucha ayuda recurrir a los manuales de los diferentes equipos que conforman la subestación. Dicha información se la encontrará en cada una de las subestaciones en que se realice el inventario.

## **2.5. Codificación de Unidades de Propiedad de las Subestaciones.**

Con la finalidad de identificar los equipos de patio, protección y control que forman parte de las unidades de propiedad de una subestación de Transmisión de Energía Eléctrica, se hace necesario implementar una codificación de cada uno de ellos.

Esto resulta muy importante ya que determinará un código único que nos ayudará a facilitar nuestro trabajo de inventario en casos como:

- a) Búsqueda de los equipos en el lugar de la instalación.
- b) Movimientos (traslados, modificaciones, bajas, altas y mejoras) de los equipos de la Subestación.



c) Cambios en el estado de conservación, condición de cada uno de los equipos.

Es primordial anotar que cada uno de los códigos adoptados para la identificación de los equipos son establecidos por las personas que realizan el inventario y en base a los diagramas unifilares de operación se determinará la posición física de los equipos en los patios de la Subestación Eléctrica.

Normalmente la codificación de los equipos para subestaciones eléctricas convencionales y compactadas es la misma, salvo ciertas excepciones que serán detalladas más adelante.

En su mayoría los códigos utilizados en esta Metodología son los que han sido adoptados por años en INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación) actualmente TRANSELECTRIC (Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A.). Se dice en su "mayoría", debido a que algunos de los códigos de equipos fueron adoptados libremente, ya que no se encontraban identificados en forma adecuada.

Con el propósito de agilizar la codificación de los equipos e instalaciones de la Subestación, se los deberá agrupar de acuerdo a la función y ubicación que estos tengan:

2.5.1. Codificación de los Equipos de Patio

2.5.2. Codificación de los Equipos de Protección

## 2.5.3. Codificación de los Equipos Auxiliares

### 2.5.1. Codificación de los Equipos de Patio

Dentro de este grupo constan todos aquellos equipos que se encuentran en el patio de la subestación, operativos o sin operación (reserva) pero conectado directamente al sistema eléctrico a valorizar.

Los equipos de patio que se encuentran principalmente en una Subestación son los siguientes:

- a) Autotransformadores de potencia
- b) Bancos de Capacitores
- c) Descargadores de Sobretensión (Pararrayos)
- d) Interruptores
- e) Seccionadores de Corriente
- f) Sintonizadores de Línea
- g) Trampas de Onda
- h) Transformadores de Corriente
- i) Transformadores de Potencial Capacitivos
- j) Transformadores de Potencial
- k) Reactores

Es importante anotar que cada uno de los equipos de Patio se los codificará de acuerdo a su posición y nivel de tensión dentro de la Subestación.



Cabe recalcar que al mencionar posición, se refiere a los diferentes tramos que se encuentran en la subestación y que realizan una función específica, como son: posición de línea, posición de acoplamiento, posición de transferencia, posición de transformación y posición de compensación.

A continuación se detallará de una manera general la forma de codificar cada uno de los equipos de patio que conforman una Subestación de Energía Eléctrica.

Principalmente un número de código está conformado por dos partes principales:

- a) La primera, especifica el tipo de equipo al que se refiere, y
- b) La segunda, determina la ubicación dentro del patio de la subestación.

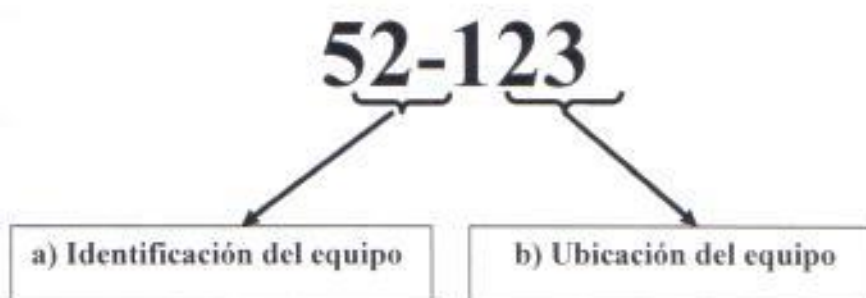


Figura 1. Detalle para codificación de equipos

**a) Identificación del equipo.-** La identificación del equipo de una Subestación Eléctrica está dada por números o letras, las cuales determinarán el tipo de equipo al cual se refiere dicho código.

A continuación se detallará la identificación de los equipos de patio de una Subestación Eléctrica:

<i>TIPO DE EQUIPO</i>	<i>IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO</i>
<i>Autotransformadores de Potencia</i>	<b>AT</b>
<i>Banco de Capacitores</i>	<b>C</b>
<i>Descargadores de Sobretensión</i>	<b>LA</b>
<i>Interruptores</i>	<b>52</b>
<i>Reactores</i>	<b>RC</b>
<i>Seccionadores de Corriente</i>	<b>89</b>
<i>Sintonizadores de Línea</i>	<b>SL</b>
<i>Trampas de Onda</i>	<b>TO</b>
<i>Transformadores de Corriente</i>	<b>CT</b>
<i>Transformadores de Potencial Capacitivos</i>	<b>DCP</b>
<i>Transformadores de Tensión</i>	<b>PT</b>

Tabla No. 1 . Identificación de los equipos de patio de una Subestación Eléctrica

Para el caso particular de los Autotransformadores de Potencia, Bancos de Capacitores y Reactores se tendrá una identificación especial, la cual se detallará a continuación:

**Autotransformadores de Potencia.-** Este equipo tendrá tres letras de identificación donde las dos primeras letras ya se encuentran especificadas pero la tercera letra estará dada de acuerdo a los niveles de voltaje que involucren dicho autotransformador de potencia, así:

<b>NIVELES DE VOLTAJE</b>	<b>TERCERA LETRA</b>
230 / 138 KV	<b>K</b>
230 / 69 KV	<b>R</b>
138 / 69 KV	<b>Q</b>

Tabla No. 2 . Especificación de la Tercera Letra que identifica el Nivel de Tensión en los Autotransformadores de Potencia

Por ejemplo, el autotransformador de potencia de una Subestación cuyo nivel de voltaje es 138 / 69 KV, tendrá como identificación: ATQ.

En el caso de que existieren dos autotransformadores ó dos bancos de transformadores monofásicos a un mismo nivel de tensión, serán identificados con las primeras letras del alfabeto, así: ATQ – A, ATQ – B.

**Bancos de Capacitores.-** Estos equipos estarán plenamente identificados con la letra C y además cada uno de los bancos deberá ser numerado sin tomar en cuenta ninguna característica técnica ni operativa. Así se tiene C1, C2, C3, etc.

**Reactores.-** Estos equipos estarán identificados con tres letras, donde las dos primeras son RC, y la tercera estará definida por las últimas letras del alfabeto, dependiendo del número de reactores que se encuentren en dicha posición de la Subestación Eléctrica.

Este puede ser el caso de una Subestación que tiene dos reactores donde la tercera letra de identificación de éstos equipos serán las letras Y, Z. Así:

<b>Equipo</b>	<b>Identificación del Equipo</b>
REACTOR 1	<b>RCY</b>
REACTOR 2	<b>RCZ</b>

Tabla No. 3 . Especificación de la Tercera Letra que definen el Número de Reactores en una Subestación Eléctrica.

**b) Ubicación del equipo.-** De la Figura No.1 se puede notar que la sección del código que determina la ubicación del equipo está formado por tres números, cada uno de los cuales identifican los parámetros que indican con mayor exactitud la posición del equipo en el patio de la subestación.

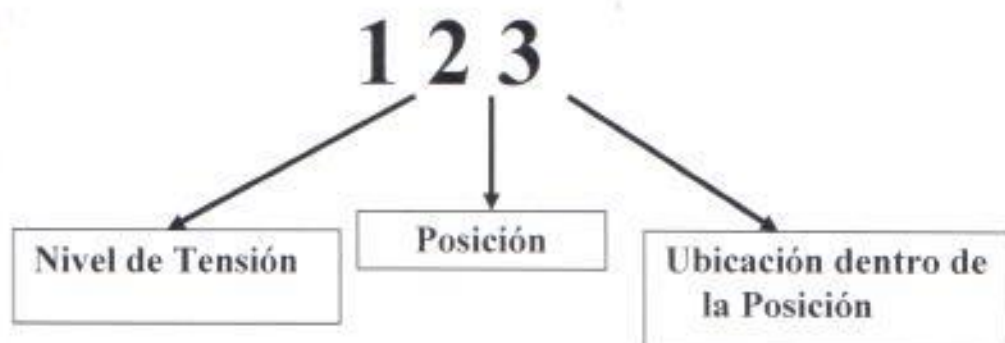


Figura No.2. Números que determinan la ubicación de un equipo

**Nivel de tensión.-** Este número refleja el nivel de tensión en que se encuentra el equipo, Así:

Número	Nivel de Tensión
<b>0</b>	69 KV
<b>1</b>	138 KV
<b>2</b>	230 KV
<b>7</b>	Para el caso especial de la posición de Compensación

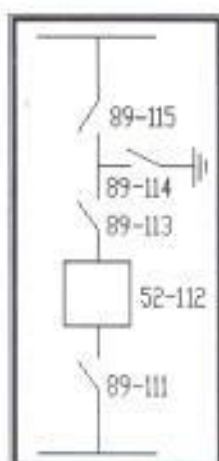
Tabla No. 4 . Identificación del Nivel de Tensión de los Equipos de Patio en una Subestación Eléctrica.



Para el caso mostrado en la Figura No. 2 tenemos que el equipo se encuentra a un nivel de tensión de 138 KV, ya que el primer número del código de ubicación es el 1.

1. 138KV

Figura No. 3 Codificación del Nivel de Tensión



En la Figura No. 3 se tiene un tramo de línea en el cual se especifica que el nivel de tensión de los equipos que se encuentran en ésta posición están a un nivel de tensión de 138 KV, debido a que su primer número del código de ubicación es el 1.

La posición de compensación, tiene una identificación especial que no dependerá del nivel de tensión, y de lo contrario se lo codificará con el número 7.

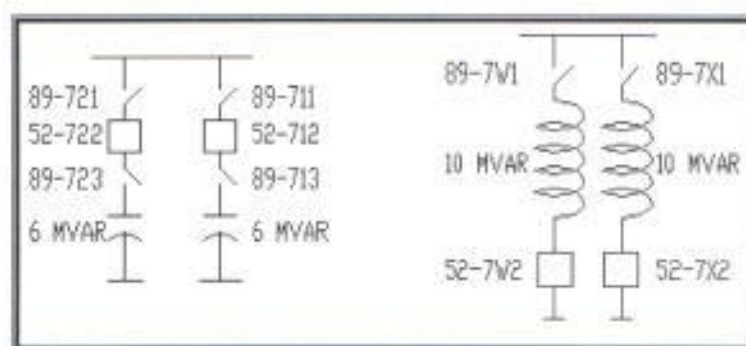


Figura 4. Codificación del Nivel de Tensión para Tramos de Compensación

Por otro lado, en la figura No. 4 se tienen dos tramos de compensación tanto inductivos como capacitivos, donde su primer número la codificación para el nivel de tensión es el número 7.

**Posición.-** Además del número que nos indica el nivel de tensión en que se encuentra el equipo, otro parámetro que nos ayuda a determinar la ubicación del mismo, es la parte del código que refleja su posición, el cual está dado por el segundo número.

Normalmente, los equipos de las Subestaciones están ubicados en diferentes posiciones de acuerdo a sus condiciones operativas, como puede suceder con el caso de un interruptor, ya que éste puede encontrarse en cualquier posición dentro de la subestación, pero su número de posición nos indicará la ubicación del mismo, de manera que se debe analizar cada una de ellas:

- a) Posición de línea
- b) Posición de transformación
- c) Posición de acoplamiento
- d) Posición de transferencia
- e) Posición de Compensación
- f) Posición de Generación

Este número está codificado de la siguiente manera:

a) **Posición de Línea.-** Se conoce con el nombre de posición de línea, a la ubicación donde llegan o salen las líneas de transmisión para conectarse al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Si se tiene una ó varias posiciones de línea, a cada una de ellas se les asignará un número dependiendo del número de posiciones que se tengan.

Por ejemplo: si se tiene siete posiciones de línea en una Barra de una Subestación, cada posición de línea será numerada desde el 1 al 7.

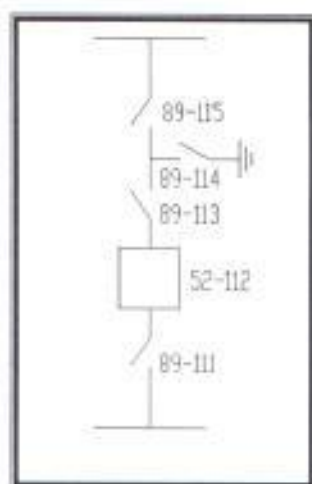
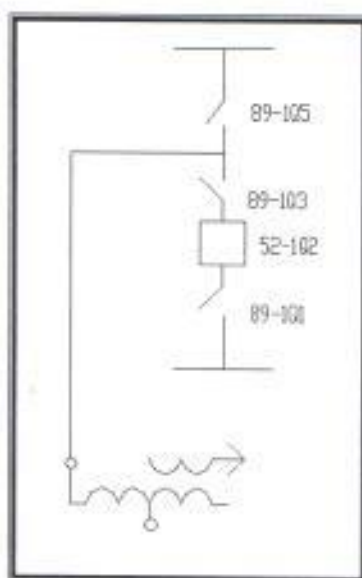


Figura 5. Posición de Línea

b) **Posición de Transformación.-** Se conoce con el nombre de posición de transformación, a aquella única ubicación que está conectada directamente al transformador de potencia para su alimentación.

En el caso de tener una posición de transformación, debemos tomar en cuenta que esta adoptará la letra con la cual esté identificado el transformador que se encuentre conectado a esa barra.

Figura 6. Posición de Transformación



Así, en la figura 6 se tiene un autotransformador de potencia 138 / 69 KV donde los equipos que se encuentran en dicha posición adoptan la letra Q para definir su posición dentro de la Subestación Eléctrica.

Puede darse el hecho que en algunas Subestaciones Eléctricas, se utilice la misma posición tanto para transformación como para línea, en estos casos el número de codificación de esta posición estará dado por la codificación de la posición del transformador.

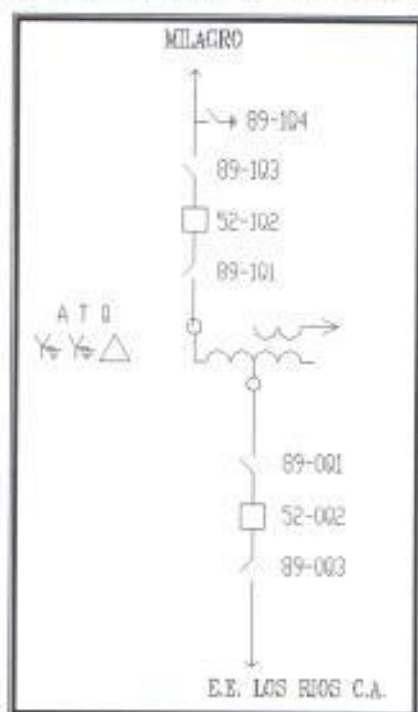


Figura 7. Posición de Línea - Transformación

Así, en la Fig. 7 tenemos que todos los equipos que se encuentran en la posición de Línea – Transformación de la Subestación Babahoyo adoptan la tercera letra de la Identificación del Autotransformador de potencia (138 / 69 KV) para definir su posición dentro de la Subestación Eléctrica, en éste caso la letra Q.

c) **Posición de Acoplamiento.-** Esta posición está definida para esquemas de Subestaciones que tengan Doble Barra. Se caracteriza principalmente porque las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.

La codificación de la posición de acoplamiento estará dado por la letra griega  $\phi$ .

d) **Posición de Transferencia.-** Esta posición está definida para esquemas de Subestaciones que tengan Barra Principal y Barra de Transferencia. Su función básica es la de sustituir temporalmente en sus funciones, al disyuntor del tramo que es sometido a mantenimiento o reparación.

El número de codificación de la posición de transferencia estará dado por la letra griega  $\phi$ .

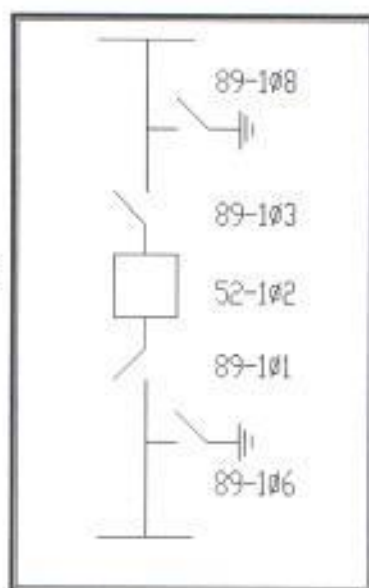


Figura 8. Posición de Acoplamiento o Transferencia



e) **Posición de Compensación.-** Esta posición está definida para Subestaciones donde se requiere compensación de reactivos, para efectos de regulación de voltaje.

El segundo número de la parte del código que determina la ubicación del equipo para la posición de compensación estará dado de acuerdo a la tercera letra de identificación del equipo de compensación, en el caso de los reactores, y por el número del Banco en el caso de los capacitores.

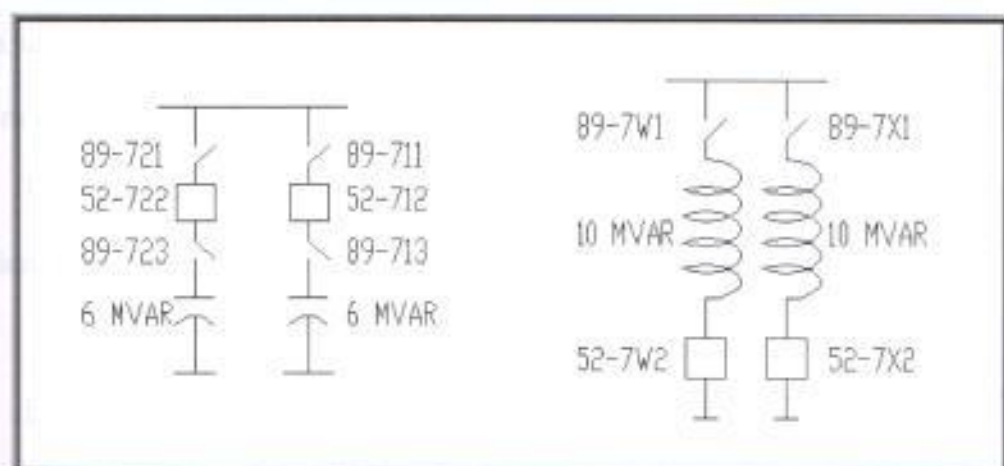


Figura 9. Posición de Compensación

f) **Posición de Generación.-** Esta posición es requerida únicamente en aquellas subestaciones que están conectadas directamente a las centrales de generación.

El segundo número de la parte del código que determina la ubicación del equipo para la posición de generación estará dado de acuerdo al tipo de generación eléctrica, como sigue:

<b>Tipo de Generación</b>	<b>Codificación</b>
<i>VAPOR</i>	<b>V</b>
<i>GAS</i>	<b>G</b>
<i>HIDROELÉCTRICA</i>	<b>H</b>

Tabla No. 5 . Identificación de la Codificación de la Posición de Generación

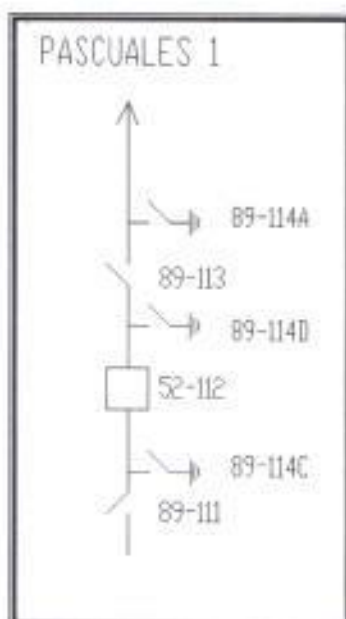
**Ubicación dentro de la posición.-** Este parámetro representa la ubicación que ocupa un equipo dentro de una posición, la cual está representado por el tercer número del código de ubicación del equipo.

- a) Los interruptores tendrán siempre la ubicación número 2 dentro de una posición, es decir su tercer número dentro del código de ubicación será el número 2.
- b) El tercer número de ubicación en cuantos a los seccionadores dentro de una posición se refiere, dependerá del nivel de tensión en que se encuentren localizados, como a continuación se detalla:
  - Si los seccionadores se encuentren en una posición de línea, transferencia, generación, transformación o de compensación a un nivel de tensión de 138 o 69 KV tendrán siempre los números 1 y 3. Esto nos indica que a cada lado de un interruptor se encontrará un seccionador.
  - Si por el contrario, los seccionadores se ubiquen en una posición de acoplamiento o transferencia, a un nivel de tensión de 230 KV tendrán las

- ubicaciones 7 y 9, es decir su tercer número dentro del código de ubicación será 7 y 9.
  - De igual manera, aquellos seccionadores que se encuentren a un nivel de tensión de 230 KV en una posición de línea, que generalmente se ubican en la parte superior de las estructuras de alta tensión y son utilizados en caso de mantenimiento del interruptor, su tercer número del código de ubicación será identificado con el número 5. Esto también sucede con aquellos seccionadores que se localicen en niveles de tensión de 138 KV o 69 KV, que generalmente se encuentran ubicados a continuación de la ubicación número 3 dentro de una posición.
- c) En toda subestación Eléctrica existe un tipo especial de seccionadores los cuales son conocidos como *cuchillas de puesta a tierra*, las cuales serán codificadas de acuerdo al tipo de subestación eléctrica, convencional o encapsulada.
- Para el caso de las subestaciones convencionales, el tercer número de su código de ubicación dependerá del tipo de posición en que se encuentre, así, si las cuchillas a tierra se encuentran en una posición de transferencia o acoplamiento tendrán el número 6 y 8 dentro de la posición y aquellas *cuchillas de puesta a tierra* que se ubiquen en una posición de línea o transformación tendrán el número 4.

- Para el caso de las subestaciones encapsuladas, el tercer número de su código de ubicación será siempre el número 4 acompañado de las primeras letras del alfabeto, dependiendo del número de cuchillas de puesta a tierra que se tengan.

Figura 10. Posición de Línea con tres Cuchillas de puesta a tierra



Los transformadores de potencial conectados en las líneas, transformadores de corriente, transformadores de potencial Capacitivos, descargadores de sobretensión, trampas de onda, sintonizadores de línea, su código de ubicación será el mismo que adopten los interruptores, de acuerdo a la metodología analizada anteriormente, pero acompañado por la fase donde se encuentra conectado dicho equipo.

Así: CT-162-0B ; PT-0Q2-0A ; DCP-132-0C ; LA-122-0A

Para el caso particular de los transformadores de potencial conectados en las barras, ya sea doble barra o barra principal y de transferencia, el código de ubicación estará dado por el número del nivel de tensión (como se codificó anteriormente) y el código del tipo de barra, seguido de la fase a la cual se encuentra conectado el equipo.

Así:

Sistemas	Codificación
BARRA 1	<b>B1</b>
BARRA 2	<b>B2</b>
BARRA ÚNICA	<b>BU</b>
BARRA PRINCIPAL	<b>BP</b>
BARRA DE TRANSFERENCIA	<b>BT</b>

Tabla No. 6 . Identificación del Tipo de Barra en una Subestación Eléctrica

**Ejemplo:** Un transformador de potencial ubicado en la barra principal de 138 KV colocado en la fase A, se codificará de la siguiente forma: PT-1BP-ØA



Después de realizar un análisis de la codificación de los equipos de patio que existen en las distintas posiciones que existen en una Subestación Eléctrica, se muestra una subestación completamente codificada, que posee cinco posiciones claramente identificadas por su segundo número del código de ubicación.

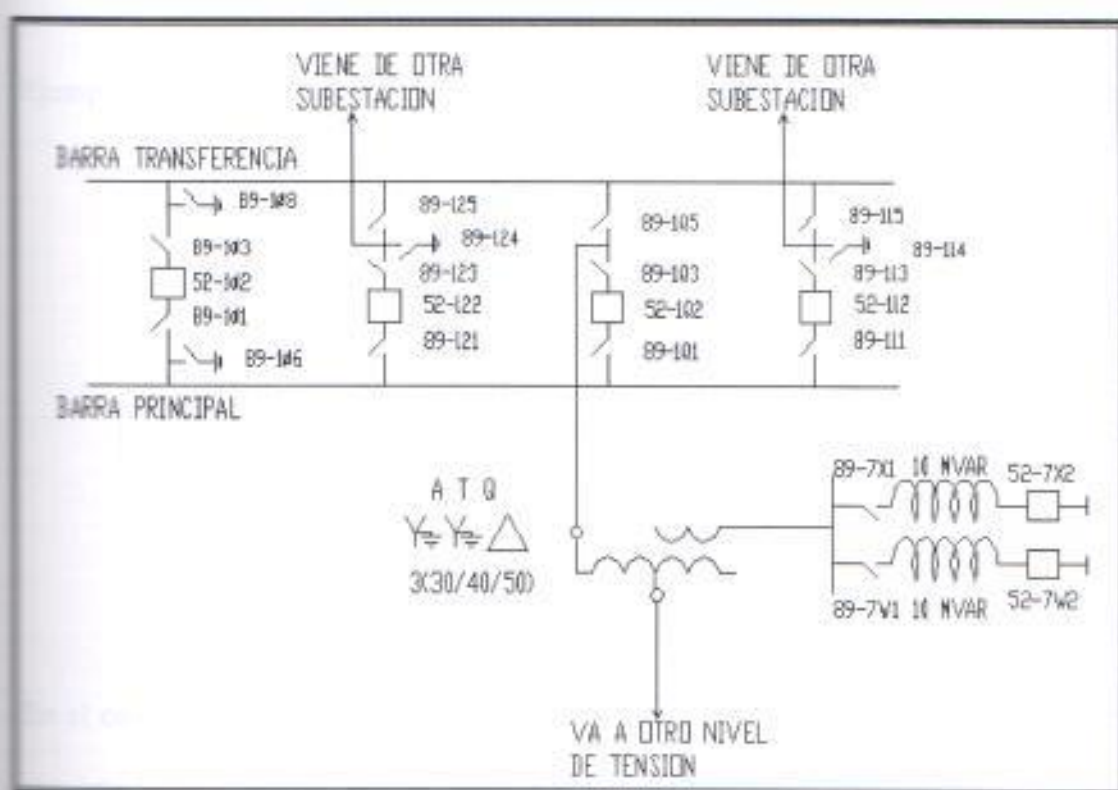


Figura 11. Detalle de las posiciones de una Subestación

## 2.5.2. Codificación de los Equipos de Protección

Dentro de este grupo se encuentran los relés, los cuales son destinados a la protección de los equipos de patio de una Subestación Eléctrica.

Su codificación estará dada por la USA Industry Standard ANSI C37.2 donde cada uno de los relés tendrá su respectivo número de identificación de acuerdo al tipo de protección que brinden al sistema.

Este número estará conformado por dos partes: la identificación en sí del relé y la descripción de su función.

Ejemplo:

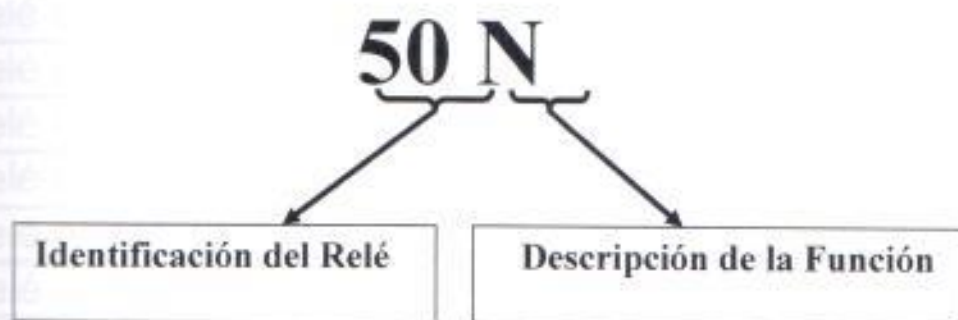


Figura 12. Detalle para codificación de Equipos de Protección

En el caso mostrado en la figura 12 se tiene un relé instantáneo de sobrecorriente que involucra el Neutro por lo que protege a determinado equipo contra fallas a tierra.

A continuación en las tablas No. 7 y 8 se detallará la identificación y función de todos los relés de protección que existen en las Subestaciones objeto de nuestro estudio.

<b>Identificación del Relé</b>	
1	Relé de Distancia
2	Relé de Sobreexcitación
3	Relé de Sincronización
4	Relé de Mínimo Voltaje
5	Relé Anunciador
6	Relé Direccional de Potencia
7	Relé de Mínima Corriente ó Mínima Potencia
8	Relé de Campo de la Máquina
9	Relé de Fase Inversa o Balance de fase de Corriente
10	Relé de Secuencia de fase del Voltaje
11	Relé Instantáneo de Sobrecorriente
12	Relé de Sobrecorriente Temporizado
13	Relé de Interrupción
14	Relé de Sobre Voltaje
15	Relé de Balance de Corriente o Voltaje
16	Relé de Paro u Apertura del retardo de tiempo
17	Relé de Presión de Gas ó Vacío
18	Relé de Detección de Aparatos a Tierra
19	Relé Direccional de Sobrecorriente
20	Relé de Bloqueo
21	Relé de Alarma o Toma de Prueba
22	Relé de Angulo-Fase o Fuera de Paso
23	Relé de Recierre
24	Relé de Frecuencia
25	Relé de Recepción de Hilo Piloto
26	Relé de Bloqueo
27	Relé Diferencial
28	Relé de Inicio de Disparo



## TABLA No. 8 Función de Relés

Descripción de Función	
AC	Corriente Alterna
B	Barra
BF	Falla de Interruptor
DC	Corriente Directa
F	Frecuencia o Campo de la Máquina
G	Generador o Línea de Transmisión a Tierra
GA CT	Transformador de Corriente Auxiliar a Tierra
GC	Corriente a Tierra
GS	Sensor de Tierra
L	Línea
M	Motor
N	Neutro o Tierra
R	Reactor o Motor en Funcionamiento
RI	Recierre
S	Sincronización o Arranque
T	Transformador
TC	Control de Torque
V	Voltaje
V/Hz	Voltios por Hertz
X	Auxiliar

### 2.5.3. Codificación de los Equipos Auxiliares

Dentro de este grupo constan todos aquellos equipos que a pesar de estar ubicados en el patio de la subestación, no están conectados directamente al sistema de transmisión. Como puede ser el caso de los transformadores auxiliares que al estar conectados a las barras terciarias de los transformadores de potencia son utilizados para servicios propios de la subestación.

Como se ve:

A continuación se detallará la codificación para los equipos que se encuentran dentro de este grupo:

de los tipos:

TIPO DE EQUIPO	IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO
Transformadores Auxiliares	<b>TA</b>
Motogeneradores	<b>MG</b>
Banco de Baterías	<b>BB</b>
Cargadores de Baterías	<b>CB</b>

Tabla No. 9 . Identificación de los equipos auxiliares de una Subestación Eléctrica



En el caso que se encuentren algunas unidades de cada uno de éstos equipos deberán ser numerados. Por ejemplo, si se tiene tres cargadores de baterías se los codificará como CB1, CB2 y CB3.

## **2.6. Elaboración de Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos.**

Luego de realizar la codificación de los equipos que forman parte de las unidades de propiedad, se debe proceder a la elaboración de planillas que nos permitan obtener de la manera más práctica y precisa, la información de los datos de placa de los equipos al momento de realizar el inventario.

En la elaboración de las planillas para los registros de los equipos se deben considerar los siguientes criterios:

- a) Se deben presentar en forma ordenada cada una de las características técnicas de los equipos a inventariarse.
- b) Las hojas sobre las cuales se imprimen las planillas deben tener las dimensiones apropiadas, de tal manera que sean fácilmente manipuladas por las personas que realicen el inventario.
- c) Los campos de las planillas sobre los cuales se anotará los datos de placa de los equipos deben tener el espacio suficiente.
- d) Dentro de las planillas se deberá colocar uno ó dos campos en blanco, de tal manera que si existen características técnicas de importancia que no se hallan incluido inicialmente, se las pueda colocar sin ningún inconveniente.

e) Es importante tener pleno conocimiento del número de registros por planilla que se van a utilizar, esto significa conocer de antemano el número de diferentes equipos que se hallen en las subestaciones a inventariarse, ya que de esto dependerá el tamaño de la planilla a utilizarse. Por ejemplo: si existen 10 interruptores en una subestación, se deberá prever que la planilla contenga como *mínimo* 10 registros, y se dice *mínimo* debido a que al momento de realizar el inventario se pueden encontrar interruptores en proceso de transferencia, retiro ó recientemente instalados.

#### 2.6. Planillas

Con el propósito de realizar el inventario de la mejor forma posible se determinarán cuatro tipos diferentes de planillas las cuales agrupan en conjunto todos los elementos que conforman una subestación, a saber:

#### 2.6.1. Planillas

2.6.1. Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos de patio

2.6.2. Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos de protección

2.6.3. Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos auxiliares

2.6.4. Planillas para el levantamiento de los registros de los paneles y equipos de control.

#### 2.6.2. Planillas

Antes de empezar a determinar los campos que definen los equipos de una subestación eléctrica, se debe tomar en cuenta que el campo frecuencia puede ser olvidado debido a que se asume que todo el Sistema Nacional Interconectado trabaja a una frecuencia de 60 Hertz.

### 2.6.1 Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos de patio

En éstas planillas se deben efectuar los registros correspondientes a los diferentes equipos de patio de las subestaciones a inventariarse, como son:

- a) Registros de los Autotransformadores de potencia
- b) Registros de los Bancos de Capacitores
- c) Registros de los Descargadores de Sobretensión (Pararrayos)
- d) Registros de los Interruptores
- e) Registros de los Seccionadores de Corriente
- f) Registros de los Sintonizadores de Línea
- g) Registros de los Trampas de Onda
- h) Registros de los Transformadores de Corriente
- i) Registros de los Transformadores de Potencial Capacitivos
- j) Registros de los Transformadores de Potencial
- k) Registros de los Reactores

#### a) Registros de los Autotransformadores de Potencia.

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican al Autotransformador de Potencia, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Tipo, Potencia, Relación, Dieléctrico, Clase, Fases, BIL, Impedancia, Peso

**b) Registros de los Bancos de Capacitores.**

En estas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Bancos de Capacitores éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Tipo, Potencia.

**c) Registros de los Descargadores de Sobretensión (Pararrayos).**

En estas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Descargadores de Sobretensión, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Tipo, Tensión de Operación, Intensidad, Sistema de Puesta a Tierra

**d) Registros de los Interruptores**

En estas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Interruptores, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Intensidad Nominal, Tipo, Capacidad de Interrupción, Tiempo, Dieléctrico, BIL, Fases, Tipo de Comando.

**e) Registros de los Seccionadores de Corriente**

En estas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Seccionadores, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Máxima Intensidad, Tipo, Tensión, BIL, Fases, Tipo de Comando.

#### **g) Registros de los Sintonizadores de Línea**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Sintonizadores de Línea, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Impedancia.

#### **g) Registros de las Trampas de Onda**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a las Trampas de Onda, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Impedancia, Intensidad, Voltaje

#### **h) Registros de los Transformadores de Corriente**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Transformadores de Corriente, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Fases, Tipo, Tensión, Relación, BIL, Peso, Tipo de Comando.

#### **h) Registros de los Transformadores de Potencial Capacitivos**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Transformadores de Potencial Capacitivos, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Tipo, Dieléctrico, Tensión del Primario, Tensión del Secundario, BIL, Peso.



### **h) Registros de los Transformadores de Potencial**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Transformadores de Potencial, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Tipo, Dieléctrico, Tensión del Primario, Tensión del Secundario, BIL, Peso.

### **i) Registros de los Reactores**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Reactores, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Tipo, Potencia, Dieléctrico, Tensión del Primario, Tensión del Secundario, BIL, Peso, Impedancia.

## **2.6.2 Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos de protección.**

En éstas planillas se deben efectuar los registros correspondientes a los diferentes equipos de protección (Relés) de las subestaciones a inventariarse.

Debido a que los relés no representan un rubro importante dentro de las subestaciones, no se realiza un detalle minucioso de las características de cada uno, por el contrario bastará con indicar el tipo y la cantidad de relés que se hallen en cada una de las subestaciones, y con ello obtener una adecuada valoración de los equipos de protección.

Vale recalcar que las planillas donde se lleven los registros de los equipos de protección serán realizadas basándose en la posición que éstos protejan dentro de la subestación, esto es: Posición de línea, transformación, acoplamiento, transferencia.

Y además, con el afán de agilizar el proceso de registro de información por parte de las personas que realicen el inventario, las planillas tendrán una lista de las principales clases de relés que se encuentren en cada posición dentro de la subestación.

### **2.6.3 Planillas para el levantamiento de los registros de los equipos auxiliares**

En éstas planillas se deben efectuar los registros correspondientes a los diferentes equipos auxiliares de las subestaciones a inventariarse.

- a) Registros de los Transformadores Auxiliares
- b) Registros de los Motogeneradores
- c) Registros de los Banco de Baterías
- d) Registros de los Cargadores de Baterías

De estas planillas:

#### **a) Registros de los Transformadores Auxiliares**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Transformadores Auxiliares, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Potencia, Fases, Tipo, Relación, Grupo de Conexión.

De estas planillas:

#### **b) Registros de los Motogeneradores**

En éstas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Motogeneradores, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Potencia, Corriente, Tensión de Excitación, Factor de Potencia, Velocidad

**c) Registros de los Bancos de Baterías**

En estas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Bancos de Baterías, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Número de Unidades, Voltaje por Celda, Voltaje Nominal

**d) Registros de los Cargadores de Baterías**

En estas planillas se deben disponer las principales características técnicas que identifican a los Cargadores de Baterías, éstas son: Código, Fecha, Placa, Marca, Voltaje Corriente Alterna, Voltaje Corriente Continua.

**2.6.4 Planillas para el levantamiento de los registros de los paneles y equipos de control.**

En estas planillas se deben efectuar los registros correspondientes a los diferentes paneles y equipos de control de las subestaciones a inventariarse.

Se debe considerar que los registros de estos paneles y equipos de control también se los efectuará de acuerdo a la función que desempeñe, debido a que además de los paneles utilizados en las distintas posiciones de las subestaciones, existen paneles que tienen otras funciones como: medición del consumo interno, comunicaciones UTR, distribución, etc.





















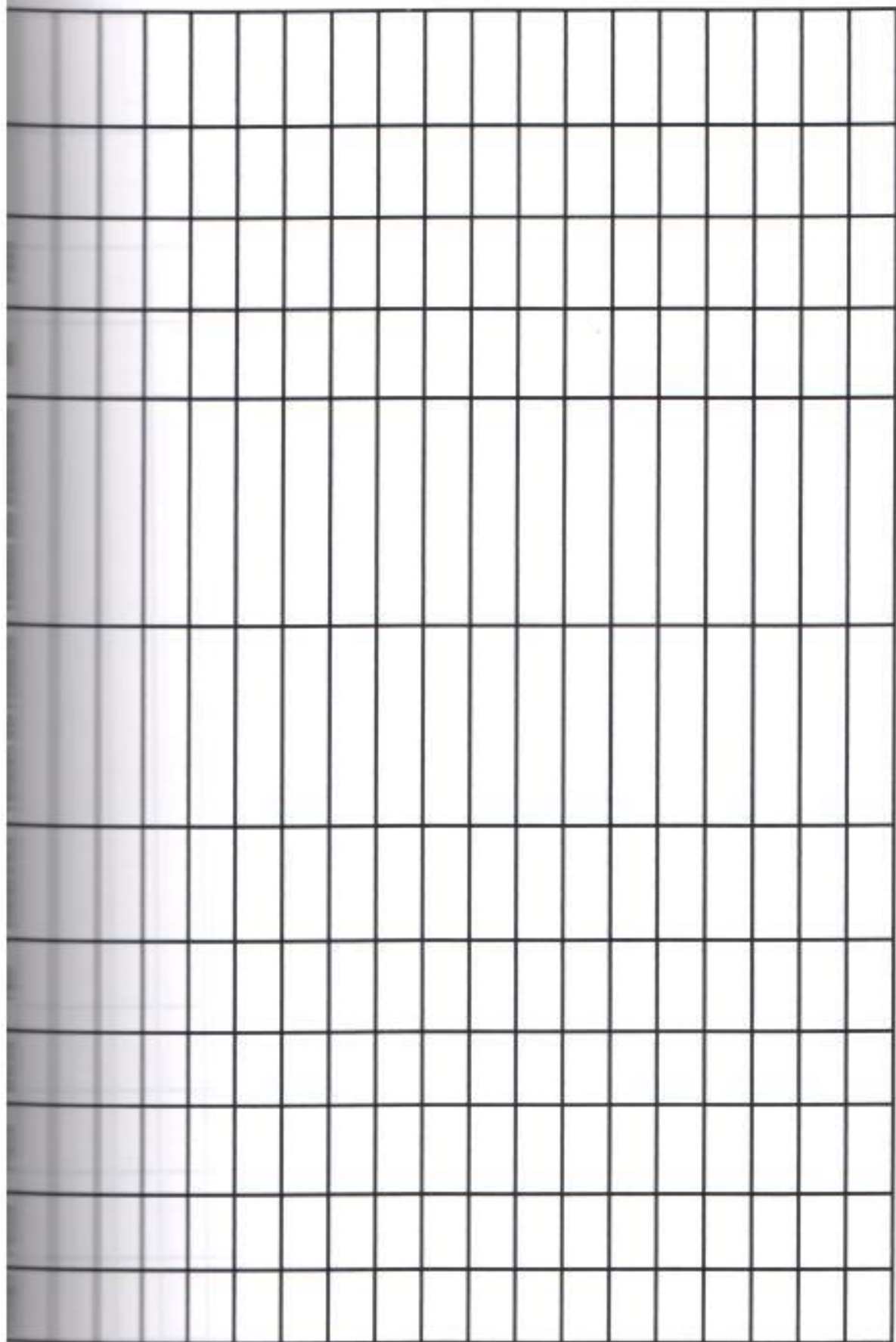






Tabla No. 24 Registro de los Relés de Protección de Línea

PROTECCION DE LINEA :		SUBESTACION :		
NIVEL DE TENSION :		CANTIDAD	TIPOS	
RELE	DESCRIPCION		ELECTROMECHANICO	DIGITAL
21	Relé de Distancia			
25	Relé de Sincronización			
27	Relé de Bajo Voltaje			
50	Relé Instantáneo de Sobrecorriente			
50N	Relé Instantáneo de Sobrecorriente			
50BF	Relé Instantáneo de Sobrecorriente			
50NBF	Relé Instantáneo de Sobrecorriente			
50/51	Relé Instantáneo y de Sobrecorriente temporizado			
50/51N	Relé Instantáneo y de Sobrecorriente temporizado			
59	Relé de Sobre voltaje			
62BF	Relé Temporizado			
64G	Relé para Alarma de Falla a Tierra			
68	Relé de Bloqueo			
79	Relé de Recierre			
85	Relé de Recepción de Hilo Piloto			
86	Relé de Bloqueo			
87	Relé de Protección Diferencial			
94	Relé de Inicio de Disparo			
X	Relé Auxiliar			





Tabla No. 23 Registro de los Relés de Protección de Línea - Transformador

PROTECCION DE LINEA - TRANSFORMACION		SUBESTACION :	
NIVEL DE TENSION :			
RELE	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPOS
			ELECTROMECHANICO
			DIGITAL
21	Relé de Distancia		
25	Relé de Sincronización		
27	Relé de Bajo Voltaje		
50	Relé Instantáneo de Sobrecorriente		
50N	Relé Instantáneo de Sobrecorriente		
50BF	Relé Instantáneo de Sobrecorriente		
50NBF	Relé Instantáneo de Sobrecorriente		
51	Relé de Sobrecorriente temporizado		
51N	Relé de Sobrecorriente temporizado		
50/51	Relé Instantáneo y de Sobrecorriente temporizado		
50/51N	Relé Instantáneo y de Sobrecorriente temporizado		
59	Relé de Sobrevoltaje		
62BF	Relé Temporizado		
64G	Relé para Alarma de Falla a Tierra		
68	Relé de Bloqueo		
78	Relé de Fase-Angulo		
79	Relé de Recierre		
86	Relé de Bloqueo		
87T	Relé de Protección Diferencial		
94	Relé de Inicio de Disparo		
X	Relé Auxiliar		

## No. 24 Registro de los Relés de Protección de Acoplamiento

REGION DE ACOPLAMIENTO		SUBESTACION :		
TENSION :				
CANTIDAD	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPOS	
			ELECTROMECHANICO	DIGITAL
	Relé de Distancia			
	Relé de Bajo Voltaje			
	Relé Instantáneo de Sobrecorriente			
	Relé de Sobrevoltaje			
	Relé de Alarma - Toma de Prueba			
	Relé de Bloqueo			
	Relé de Protección Diferencial			
	Relé de Protección Diferencial			
	Relé de Inicio de Disparo			

## No. 25 Registro de los Relés de Protección de Transferencia

REGION DE TRANSFERENCIA		SUBESTACION :		
TENSION :				
CANTIDAD	DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPOS	
			ELECTROMECHANICO	DIGITAL
	Relé de Sincronización			
	Relé de Bajo Voltaje			
	Relé de Sobrevoltaje			
	Relé de Bloqueo			
	Relé de Protección Diferencial			
	Relé Auxiliar			



**Tabla No. 26 Registro de los Relés de Protección de Barra**

PROTECCION DE BARRA		SUBESTACION :		
NIVEL DE TENSION :		CANTIDAD	TIPOS	
RELE	DESCRIPCION		ELECTROMECHANICO	DIGITAL
27	Relé de Bajo Voltaje			
59	Relé de Sobre voltaje			
74	Relé de Alarma - Toma de Prueba			
86	Relé de Bloqueo			
86B	Relé de Bloqueo			
86BF	Relé de Bloqueo			
87	Relé de Protección Diferencial			
87B	Relé de Protección Diferencial			











**Tabla No. 31 Registro de los Paneles de Posición de Línea**

Estación:	Posición: Línea	Nombre:
Marca: General Electric	Tipo: Duplex	Nivel de Tensión:
Altura:	Profundidad:	Longitud:
Componentes		Cantidad
Termómetro		
Termómetro		
Termómetro		
Termómetro		
Botones control de disyuntores		
Botones control de seccionadores		
Botón para control de PLC		
Botón para sistema Scada		
Botón selector de Voltaje		
Cámara para prueba de onda portadora		
Pantallas mímicas		

Nota: Este panel contiene además un módulo compuesto por alarmas, con botoneras de funcionamiento, reposición y prueba.

**Tabla No. 32 Registro de los Paneles de Posición de Transformación**

Estación:	Posición: Transformación	Nombre:
Marca: General Electric	Tipo: Duplex	Nivel de Tensión:
Altura:	Profundidad:	Longitud:
Componentes		Cantidad
Termómetro		
Termómetro		
Termómetro		
Botones control de disyuntores		
Botones control de seccionadores		
Pantallas mímicas		

Nota: Este panel contiene además un módulo compuesto por alarmas, con botoneras de funcionamiento, reposición y prueba.







**Tabla No. 35 Registro de los Paneles de Posición de Transferencia**

Subestación:	Posición: Transferencia	Nombre:
Marca:	Tipo:	Nivel de Tensión:
Altura:	Profundidad:	Longitud:
Componentes		Cantidad
Potenciómetro		
Switches control de disyuntores		
Switches control de seccionadores		
Barras mímicas		

Nota: Este panel contiene además un módulo compuesto por alarmas, con botoneras de conocimiento, reposición y prueba.

**Tabla No. 36 Registro de los Paneles de Posición de Barra**

Subestación:	Posición: Barra	Nombre:
Marca:	Tipo:	Nivel de Tensión:
Altura:	Profundidad:	Longitud:
Componentes		Cantidad
Potenciómetro		
Barras mímicas		

Nota: Este panel contiene además un módulo compuesto por alarmas, con botoneras de conocimiento, reposición y prueba.

**Tabla No. 37 Registro de los Paneles de Sincronización**

Subestación:	Posición: Sincronización	Nombre:
Marca:	Tipo:	Nivel de Tensión:
Altura:	Profundidad:	Longitud:
Componentes		Cantidad
Potenciómetro		
Frecuencímetro		
Sincronoscopio		
Barras mímicas		

Nota: Este panel contiene además un módulo compuesto por alarmas, con botoneras de conocimiento, reposición y prueba.

## 2.7. Inspección, Reconocimientos y Visitas de campo

El reconocimiento y visitas de campo constituye la etapa más importante dentro de la realización del inventario, ya que además de efectuar un levantamiento cuantitativo de los equipos que conforman las subestaciones, también ayudará a determinar el estado depreciativo de los mismos.

### 2.7.1. Reconocimiento

De la misma manera éste reconocimiento ayudará a comprobar la autenticidad de la información existente. En el caso de que ésta información sea incorrecta o incompleta, será necesario que la misma sea rectificada o completada.

Esto es sumamente importante ya que con ello la persona que realiza el inventario incluso podrá elaborar un nuevo diagrama unifilar con la nueva información obtenida durante el reconocimiento de la Subestación.

### 2.7.2. Visitas de campo

Con el fin de que la visita de campo que se efectúe tenga una mayor eficiencia se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- a) Familiarizarse con el diagrama unifilar de la subestación a visitar, ya que con ello se puede determinar con mayor facilidad la ubicación de los equipos dentro de la subestación.
- b) Organizar adecuadamente las planillas para la recolección de información. Se recomienda que las planillas de los equipos estén agrupadas individualmente, sean éstos interruptores, seccionadores, transformadores, relés, etc.

- Llevar cinta métrica para verificar dimensión del terreno y además tomar medidas de los paneles de control para su futura valoración.
- Existen equipos que debido a la salinidad y corrosión, sus placas no se encuentran visibles, para lo cual se recomienda limpiarlas con papel de lija y franela.
- En el caso de que las placas de ciertos equipos no se encuentren al alcance de las personas que realicen el inventario, se debe recurrir a los manuales de los equipos, que se encuentran en cada una de las subestaciones, en ellos se indican las características técnicas de todos los equipos presentes en la subestación.

Debido a que en las visitas de campo se debe realizar un análisis deprecitivo de los equipos mediante la observación (detallado en el capítulo 4) es importante que se determine el uso, desgaste y exposición que han tenido los mismos (ruidos extraños, piezas flojas o rotas) con lo que se podrá estimar la vida útil y remanente de cada uno de ellos.

### **2.8. Elaboración de la base de Datos para el procesamiento e ingreso de información.**

Una vez comprobada y verificada la información existente en las Subestaciones se debe registrar dicha información en una base de datos para su procesamiento e

La base de datos para el procesamiento e ingreso de información es una herramienta que nos ayudará a registrar y manejar la información con sus respectivos registros de una forma práctica y ágil.

Para una mejor presentación y sencilla elaboración se recomienda realizarla en Microsoft Access, debido a que se puede manejar la información con facilidad y rapidez, y su creación no requiere de muchos conocimientos de programación.

Dicha base de datos se caracterizará por tener:

- Claridad, precisión y orden.

AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	
FECHA	1996
SUBESTACION	SANTA ELENA
CLASE	OA / FA / FOA
CODIGO DE MANTENIMIENTO	ATQ-30
USO	INTEMPERIE
PLACA	574710
NUMERO DE FASES	3
MARCA	MITSUBISHI ELECTRIC
EBL	550 / 350 / 110/110 KV
INDICANTE	MITSUBISHI ELECTRIC
Ucc(Z)(AT-MT/AT-BT/MT-BT)	4,38 / 15,38 / 9,74 %
GRUPO	NUCLEO
PESO EN VACIO	44200 Kg
POTENCIA	44 / 53,3 / 66,7 MVA
PESO CON ACEITE	66800 Kg
RELACION DE TRANSFORMACION	138 / 69 / 13,8 KV
TIPO DE MONTAJE	Deslizante sobre rieles
FRECUENCIA	60 Hertz
RELE BUCHHOLZ - TERMOMETRO SI	
ISOLANTE	ACEITE

Figura No. 13. Base de Datos con claridad

- Facilidad para la búsqueda de información mediante la herramienta de hipervínculos, que ayudará a un ágil desplazamiento dentro de la base de datos.



- Por ejemplo: Si se requiere la información de todos los Transformadores Auxiliares de una Subestación en particular, se podrá ingresar el nombre de la Subestación y acceder a dicha información.
- Dinamismo a la hora del registro de la información, debido a que se dispondrá de listas desplegables con toda la posible información, con la cual se podrán llenar dichos campo. Por ejemplo: cuando se realice el ingreso de la información correspondiente al campo Nivel de Tensión del Interruptor, la lista desplegable dispondrá de los tres niveles de tensión donde podrá estar ubicado como son: 69, 138 y 230 KV.

**INTERRUPTORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

FECHA

SUBSTACION

CODIGO DE MANTENIMIENTO

PLACA

MARCA

FABRICANTE

TIPO

CORRIENTE NOMINAL

TENSION NOMINAL

FRECUENCIA

CAPACIDAD DE INTERRUPCION

TIEMPO DE INTERRUPCION

DIELCTRICO

DR

MAXIMA TENSION DE OPERACION

PESO TOTAL

NUMERO DE FASES

**MECANISMO DE OPERACION**

TIPO DE COMANDO

TENSION DEL MOTOR

TIPO COMPRESOR

Figura No. 14. Base de Datos con Dinamismo



## CAPITULO III

### 3. Valoración de los Activos Fijos

Este capítulo incluye un análisis netamente económico, que implicará una apreciación monetaria del costo de los equipos e instalaciones de la subestación.

Para la realización de ésta etapa se deberá tener el inventario completo de la subestación a valorar.

#### 3.1. Introducción a la valoración técnica de Activos Fijos

La valoración consiste en tener una apreciación monetaria, en un tiempo dado, del costo que tienen los bienes de uso en una Subestación Eléctrica de Transmisión.

Se caracteriza porque los valores se establecen a través de la consulta de precios actuales para unidades nuevas, y se determinan sus depreciaciones a través de métodos de origen técnico-económicos.

De acuerdo a su finalidad, la valoración de los activos fijos se puede clasificar como sigue:

- a) Valor de reposición
- b) Valor de reproducción
- c) Valor de reposición depreciado
- d) Valor de liquidación.

ii) **Valor de reposición.-** Es la estimación de lo que costaría reemplazar el servicio que presta la propiedad existente por el de otra propiedad, de cualquier tipo, para rendir un servicio más económico y preferente, pero a los precios de la fecha escogida. De esta manera el valor de reposición en una Subestación eléctrica representa una Subestación recientemente instalada con similares características en cuanto a tamaño y topología, optimizada, y de última tecnología

iii) **Valor de reproducción.-** Es la estimación de lo que costaría reproducir una propiedad esencialmente idéntica a la que ya existe, pagándola al nivel de los precios de la fecha escogida.

iv) **Valor de reposición depreciado.-** Es el valor de reposición a nuevo menos un ajuste por la depreciación acumulada que se evidencia por la edad, utilidad, expectativa o vida remanente, y por su envejecimiento tecnológico, funcional y económico.

v) **Valor de liquidación.-** Es el valor en dinero que el bien en cuestión puede producir si se lo vende en forma obligada dentro de un plazo limitado.

vi) Cuando la liquidación se realiza por medio de una subasta o remate, y en el precio alcanzado se vislumbra un interés especulativo, ya que con frecuencia su

comprador potencial prevé una ganancia rápida y segura en la reventa posterior del

bien.

En consecuencia:

1) Valor de uso

## 3.2. Enfoque Conceptual

Con el objeto de mantener una visión clara y precisa de cada uno de los términos que intervienen en nuestro estudio y con ello evitar una mala interpretación, se definió lo siguiente:

1) Valor de uso

a) Valoración

b) Valor razonable de mercado

1) Valor de uso

a) **Valoración.-** Consiste en determinar el valor de un bien, o un grupo de bienes, desde un punto de vista económico, de acuerdo con un conjunto de premisas establecidas, para lo cual se debe utilizar una correcta metodología que asegure un análisis exhaustivo y riguroso.

1) Valor de uso

Es el arte de estimar el valor de propiedades específicas para las que es esencial poseer un conocimiento y un criterio profesional en materia de ingeniería. Es importante acotar que los métodos aplicados para llegar a un valor como la ponderación concedida a los factores generadores de ese valor pueden variar según las personas que realicen la valoración. De ello se infiere que todo el que estudie este arte estará obligado a aceptar esta situación y debe mantener su espíritu bien

abierto al considerar cualquier cuestión relacionada con la valoración de la propiedad.

El **Valor razonable de mercado**.- Es el precio al que el bien podría cambiar de propietario, entre un comprador interesado en comprar y un vendedor también deseoso de vender, estando ambos razonablemente bien informados de todos los hechos pertinentes, y sin que uno ni otro esté obligado a comprar o vender.

Este es el objetivo principal de toda valoración: determinar un valor razonable por el cual debería hacerse la transacción.

En la práctica es muy común que se establezcan precios ya sean por debajo o por encima del valor razonable de mercado, esto no se puede considerar como un error, ya que es fruto de la negociación entre el comprador y vendedor.

Para reconocer los distintos enfoques que pueden utilizarse en la determinación del valor razonable de mercado se deben emplear las siguientes premisas metodológicas:

1. Enfoque de utilización económica
2. Enfoque del costo
3. Enfoque de mercado

**Enfoque de utilización económica.-** Se aplica generalmente en aquellos casos donde las ganancias de un conjunto de bienes son mensurables en el mercado actual, y cuando los beneficios futuros pueden ser estimados con cierto grado de precisión.

Este enfoque es utilizado principalmente en casos donde se conoce el flujo de los ingresos futuros que, directa o indirectamente, producirá el bien o conjunto de ellos.

Los principales pasos de esta metodología comprenden la Búsqueda de Información, Proyección de Ingresos, Diagnóstico de la Realidad, Diseño de Escenarios Operativos, Proyección de Egresos, Proyección de Utilidades, Determinación del Valor Final.

Es un muy buen referente para aproximar al valor total de una Subestación, valorando la totalidad de sus activos y pasivos.

También es aplicable para valorar bienes físicos destinados a la inversión y a la obtención de renta.

Este enfoque debido a su naturaleza económica, posee muchos aspectos negativos:

- a) Carece de generalidad
- b) Carece de demostrabilidad de los datos
- c) Carece de determinación en sus resultados



b) **Carece de generalidad.-** Ya que se obtendrán distintos resultados, dependiendo del enfoque que se les otorgue.

b) **Carece de demostrabilidad de los datos.-** Ya que es un hecho de experiencia común en todo el mundo, que la predictibilidad de los datos de las cuentas de pérdidas y ganancias tiene un umbral de alta credibilidad en un periodo de 2 a 3 años, ya que para periodos mayores tienden a convertirse en meras hipótesis que, según la pericia y experiencia del valuador, puede a llevarlos a niveles de fantasía, en especial para el horizonte habitual de unos 10 años.

c) **Carece de determinación en sus resultados.-** Ya que los resultados dependen estrechamente de las premisas que se asume con referencia al horizonte de proyección, cuya variabilidad en el resultado del valor final presenta un rango de amplitud que lo torna impreciso.

A pesar de que las críticas apuntan a que los resultados son influidos al máximo por la arbitrariedad y la indeterminación, su aceptación es generalizada.

2. **Enfoque del Costo.-** Es el valor que parte del costo de adquirir un bien similar en condición de nuevo, sin uso, y deducir del mismo monto una depreciación que contemple: el desgaste físico, la obsolescencia funcional y la económica.

Los pasos que se siguen habitualmente son: Cálculos de Materiales, Mano de Obra y Equipos, Solicitud de Precios a Proveedores y Constructores, Incorporación de Otros Cargos de Costo (Transporte, Instalación, Estudios Previos, Ingeniería, etc.), Análisis de los Factores de Depreciación (Condición de estado, Utilización o Desgaste, Obsolescencia). Ponderación Económica de los Parámetros Depreciatorios.

Se utiliza este enfoque cuando no se puede estimar con aceptable precisión los beneficios futuros de su utilización, o cuando se trata de bienes creados con un propósito especial, o que no son frecuentemente negociados, es decir cuando no existen mercados estables de unidades usadas.

Este método da prevalencia al costo que tendría adquirir una unidad de similares características y estado. Pero ya sea que se trate de bienes que no son frecuentemente negociados, o que fueron creados para un propósito especial, es poco probable que se encuentren unidades similares ofertadas en el mercado.

Se resuelve entonces castigar el valor de compra actual de un bien nuevo y sin uso, por un coeficiente que pondere la depreciación del ítem a valorizar y establecer así el valor de la unidad.

La aplicación generalizada es común para determinar los valores razonables de mercado de las instalaciones, equipos y otros bienes industriales del activo fijo.

Tiene la ventaja de informar el valor de reemplazo de la inversión en base a precios actuales, lo que sirve para orientar el costo de oportunidad frente a la hipótesis de construir una planta alternativa en lugar de adquirir la existente.

3. **Enfoque de Mercado.-** El enfoque surge de comparar los precios y las características de otros bienes similares, que se vendieron o están en oferta cierta en el mercado, con los atributos del bien a valorar.

El comprador informado no pagará por un bien más que el costo de adquirir un bien existente con la misma capacidad de servicio.

El procedimiento consiste en las siguientes etapas: Identificación del Mercado, Obtención de Información (Precios y Características), Ajuste de Datos y Valuación Comparativa.

Esta premisa sólo es aplicable cuando existan mercados activos suficientemente grandes y con acceso a los mismos, con una buena cantidad de datos confiables y verificables que correspondan a bienes comparables.

En la práctica, la valoración de las parcelas de terrenos, los inmuebles urbanos de propiedad horizontal, las viviendas familiares y los vehículos convencionales (automóviles, pick-ups, camiones) pueden realizarse bajo este enfoque.

### 3.3. Costo de Reposición a nuevo versus Costo de Reproducción

Debido que existen dos alternativas de orientar la valoración dentro del enfoque del costo, como son:

- a) Según el Valor de Reproducción, y
- b) Según el Valor de Reposición.

Será necesario confrontar ambas para determinar el enfoque más apropiado para nuestro análisis.

	Tipo de Bienes	Fabricación	Precio	Tecnología	Valoración
Valor de Reproducción	Idéntico al analizado Nuevo y sin uso  Idéntica tecnología	Discontinua	Desenfocado	Obsoleta	Fuera de la realidad
Valor de Reposición	Características similares Nuevo y sin uso  Tecnología Moderna	Continua	De mercado	Moderna	Mínimo Costo

Tabla No.38 Valor de Reproducción vs. Valor de Reposición

En ciertas situaciones, valorar utilizando únicamente el "costo de reproducción" puede conducir a una apreciación errónea del valor final de los activos, en especial si el bien sujeto a estudio se encuentra dentro de alguna de las situaciones que se enunciaron en la tabla anterior, como sigue:

- a) Fabricación discontinuada
- b) Precios desenfocados
- c) Criterios de diseño y/o construcción superados

**Fabricación discontinuada.-** El equipo fue un producto de fabricación estándar que al día de hoy ya no se produce más, de tener que volver a fabricarse su costo de reposición resultaría superior respecto de los precios de otros equipos con prestaciones similares o mayores, que el mismo fabricante u otros proveedores ofrecen en la actualidad.

Esta situación está generalmente reflejada en la forma de construcción o por los materiales empleados.

**Precio desenfocado.-** El fabricante que proveyó el bien cotiza la producción del mismo a un costo desproporcionado, ya sea porque ha abandonado su interés por el producto, o bien porque otros proveedores han tomado la delantera en ofrecer un elemento de similares prestaciones o con ventajas comparativas a un costo razonable.



Cuando esto ocurre, si se verifica que ninguna ventaja operativa del producto original justifica el mayor costo, se optará por el precio de reposición.

❖ **Criterios de diseño y/o construcción superados.**- El equipo o instalación, ha sido construido con una tecnología que actualmente no se utiliza. Por lo tanto, estimar su costo de reproducción nos aparta del criterio de racionalidad de los valores actuales.

En todos los casos expuestos, puede observarse que, si se utiliza el criterio de "valor de reproducción", obtenemos una valoración alejada en alguna medida de los precios reales.

Para evitar esta situación se debe utilizar el enfoque del "valor de reposición a nuevo", ya que un comprador informado no pagará por un bien más que el costo de construir otro bien con similar capacidad de servicio.

#### **3.4. Procedimiento para la determinación de la valoración.**

Este procedimiento contiene las etapas para llegar a la valoración de reposición y/o reproducción de todas las unidades de propiedad que conforman la base de inventario de los bienes e instalaciones de una Subestación Eléctrica.

Los criterios presentados tratan de asegurar la secuencia en que deben realizarse dichas etapas y dar a conocer los principales aspectos para su desarrollo.

## 2. ¿Puede un solo proveedor principal suministrar la Unidad de Propiedad?

Este paso tiene como objetivo principal determinar si el precio de la Unidad de propiedad puede ser cubierto por un mismo proveedor, sin tener la necesidad de que para obtener dicho precio tengan que participar diferentes empresas o proveedores.

El término de "proveedor principal" se refiere a aquel que provee la porción más importante del precio o costo de la unidad de propiedad de la subestación, ya que en toda valoración, habrán de emplearse factores de cobertura que contemplen a los servicios y provisiones menores como un porcentaje de la llamada provisión principal.

### *Alternativa No:*

Obliga a dividir el contenido de las unidades de propiedad para obtener los precios de cada referente y luego resumirlos al momento de la determinación del precio final en un siguiente paso.

### *Alternativa Si:*

Simplifica el análisis de los precios de la unidad de propiedad, dado que evita tener que desarrollar el paso 2.

## **2. Dividir la Unidad de Propiedad en tantas partes como proveedores principales se requieran**

Debido a la necesidad de recurrir a diferentes proveedores, se torna imprescindible dividir el contenido de cada unidad de propiedad, de modo que para cada fuente de consulta se tenga un listado acotado del equipo que se solicitará.

## **3. Detallar las características más relevantes de cada Unidad de Propiedad, en lo referente a la determinación del precio**

Para poder llegar a la determinación del precio, es necesario que se realice un detalle de las características más importantes que posee la unidad de propiedad, con el cual se prepara la solicitud de cotización al proveedor, o se ingresará a la base de datos de precios.

Para el caso de los equipos de patio y de control de la Subestación los parámetros más importantes son: Marca, Modelo, Serie y características técnicas propias de los equipos, y en el caso de que se encuentren equipos en la Subestación que tengan las mismas características técnicas pero que físicamente no son iguales, se puede tomar como referencia un equipo estándar de la misma clase para realizar el pedido de precios.

Cabe recalcar que según la distinta naturaleza de las unidades de propiedad, varían su contenido y profundidad.

incluso para ciertos bienes, cuyos precios se elaboran a partir de costos unitarios tales como movimiento de suelos, hormigones, superficies cubiertas de edificios, etcétera, resulta muy útil agregar cálculos métricos de sus componentes principales.

#### 4. **¿Puede determinarse el Valor de Reposición y/o el Valor de Reproducción?**

Dentro del universo de los bienes e instalaciones, existen algunas familias cuya valoración no utiliza el valor de reposición y/o de reproducción, ya que esta categoría es inexistente.

Este es el caso de las parcelas y fracciones de terrenos donde están construidas las subestaciones, no puede determinarse un valor de reposición a nuevo, ya que éstos no se consumen ni se agotan, y toda transacción se realiza al valor razonable de mercado.

##### **Alternativa No:**

Sólo utilizada para los terrenos donde están construidas las Subestaciones.

##### **Alternativa Si:**

Es el caso utilizado para todos los demás bienes e instalaciones.

#### 5. **¿Desea determinar el Valor de Reposición y/o Valor de Reproducción?**

Puede ocurrir que la necesidad de la valoración no pase por la determinación del costo actual en condición de nuevo y luego depreciarlo con criterios técnicos.

#### *Alternativa No:*

En este caso lo que se persigue es conocer el valor de mercado del bien en la condición en que se encuentra, y dentro de un mercado lo suficientemente amplio donde se realizan transacciones en forma habitual.

#### *Alternativa Si:*

Este es el caso de las viviendas o construcciones donde se encuentran las salas de control, edificios de guardiana, bodegas y los vehículos convencionales (automóviles, pick-ups, camiones) en donde su valoración no utiliza el "enfoque del costo" (costo actual menos depreciación) y se basa en el "enfoque de mercado" (precios de bienes similares).

#### *Alternativa No:*

Notese que a diferencia de los terrenos, en estos grupos si cabe la posibilidad de conocer el precio de reemplazo a nuevo, pero dado que la valoración sigue otro enfoque, puede no ser necesario tal averiguación.

#### ***Alternativa No:***

Solamente utilizada para vehículos e inmuebles urbanos de uso generalizado para el mercado (viviendas, oficinas, locales comerciales).

#### *Alternativa Si:*

#### ***Alternativa Si:***

Es el caso utilizado para todos los demás bienes e instalaciones.



**6. ¿Resulta viable, oportuna y significativa la consulta directa a proveedores?**

Dado que la información de primera mano que puede entregar un constructor, fabricante o representante comercial es una herramienta valiosa para la precisión de la valoración, cabe verificar:

• *Que sea viable*, es decir que pueda detectarse al proveedor, establecer contacto para la consulta y acceder al envío de la solicitud.

• *Que sea oportuna*, es decir que los resultados que se consigan lleguen dentro del plazo de tiempo fijado para la valoración.

• *Que sea significativa*, es decir que los precios que se buscan sean relevantes en el contexto de la valoración y/o que el costo de desarrollar esta actividad sea menor al beneficio de los precios que nos pueden proveer, en cuanto a la precisión final.

**Alternativa No:**

Utilizada cuando no se cumple con algunas de estas premisas.

**Alternativa Si:**

Escogida cuando se cumple con todas las condiciones.

## 7. Generación del Pedido de Precios

Esta etapa se compone de diferentes actividades en un proceso secuencial, cuyo desarrollo involucra:

a) **Número de Proveedores a Consultar.**- En una enorme cantidad de casos, ocurre que la consulta se realiza a un único proveedor. Sin embargo, para ciertos bienes resulta necesario consultar a varios proveedores para el mismo equipo, dado que puede ser conveniente la utilización de medidas de tendencia central y la más usual es la media aritmética.

Siempre que se acuda a medidas de tendencia central es necesario calcular indicadores de dispersión tales como la varianza y el coeficiente de variación.

b) **Información del Proveedor.**- Se trata de obtener información actualizada sobre las empresas que puedan proveer el equipo, tales como la razón social, dirección, teléfono/fax, personas de contacto, etc.

Cuando se trata de firmas del exterior, se incluye también la información correspondiente a los representantes legales.

c) **Contacto de Presentación.**- Es muy conveniente que antes del envío de solicitud de precios, se establezca un contacto informal breve, en donde se ratifique

la veracidad de los datos del paso 6 y se le adelante a dicho proveedor la importancia que este pedido reviste en la valoración.

Esta es la oportunidad ideal para evaluar la predisposición del proveedor y obtener un compromiso de respuesta favorable.

Entendiendo a los comentarios y las limitaciones que pueda presentar dicho proveedor, sirve también para corregir la solicitud de la consulta, agregar información que le facilite la tarea, modificar los plazos y/o simplificar la búsqueda de precios.

2. **Preparación del Pedido de Precios.-** La solicitud de precios al proveedor es el resultado de esta etapa.

Toda solicitud mínimamente debe incluir en su contenido:

1. Párrafo que haga referencia al motivo de la solicitud; con ello se evitará malas interpretaciones acerca de una necesidad de compra y alertar a dicho proveedor que la presupuestación es meramente referencial, así no se le ocasionen gastos excesivos o innecesarios. Es decir de antemano hay que señalar que la consulta es únicamente con el afán de obtener una proforma de un listado determinado de bienes y equipos.

2. Detalle completo de los equipos o bienes solicitados; incluyendo toda la información técnica, características, tal como se la presentó en el paso 3, y

otros datos convenientes que pudiesen haber surgido en el Contacto de Presentación.

3. Margen de variación aceptado en los precios; dado que es una presupuestación referencial, se tolera un nivel de error en la estimación medido como un porcentual del valor total.

4. Condición del Precio; explicar aspectos como el lugar de entrega, la situación de despacho o embarque, las condiciones de pago, etc.

5. Fecha tope para recepción de la respuesta.

6. Medio de comunicación requerida de la respuesta; según el objetivo de la valoración, muchas veces la respuesta es suficiente a través de un fax, o carta escrita en papel membreteado; la respuesta a través de una comunicación telefónica agiliza los plazos y facilita la tarea del proveedor, pero tiene la desventaja de la falta de documentación.

### **8. Activación y seguimiento del Pedido de Precios.**

Una vez enviada la solicitud de cotización, corresponde asegurar que al proveedor le haya llegado la misma y que no tenga consultas por realizar que le demoren el inicio de su tarea.

Por otro lado, el seguimiento posterior permite conocer el estado de avance y anticipar acciones frente a imprevistos o dificultades que le puedan haber surgido al proveedor.

#### **8. ¿Desea utilizar la Base de Precios y Standards?**

A pesar de estar consultando a proveedores, puede resultar de gran utilidad trabajar con precios referenciales de una base de datos existente, ya que esta nos permite formar una primera opinión sobre el valor de la unidad y controlar la autenticidad del precio que oportunamente nos informará el proveedor.

La idea de una Base de Precios y Standards, se refiere al hecho de que la propia administración de la Subestación haya realizado anteriormente algún tipo de valoración para lo cual tuvo que requerir precios de los equipos componentes de la subestación. De esta manera los precios obtenidos de esa anterior valoración quedarán almacenados en una Base de Precios para futuras valoraciones.

#### **Alternativa No:**

Se interesa el precio que pueda brindar el proveedor, desestimando por el momento el uso de la base de precios y standards.

#### **Alternativa Si:**

Se deriva, en paralelo a la consulta directa, un proceso de utilización de precios registrados en la base de datos.



### III. ¿Hubo una respuesta favorable?

Todos los pasos anteriores apuntan a la posibilidad de recibir una respuesta *alternada*, sin embargo puede que a pesar de todo lo realizado la misma no resulte *conveniente* a la tarea de valoración.

En caso que el proveedor no prepare su cotización, o bien que no cumpla con el *plazo* estipulado, en ambos casos se debe optar por un camino alternativo.

#### *Alternativa No:*

*Utilizada* para acceder a la base de precios y standards, o bien para recurrir a la *actualización* de costos históricos.

#### *Alternativa Si:*

En *caso exitoso* de la consulta directa, prosigue al siguiente paso el cual es *análisis de precios*.

### III. Análisis de los Precios

En esta etapa se reúnen todos los precios obtenidos para cada unidad o equipo, y se *los compara* cada uno para determinar si son o no precios razonables y adecuados.

En el caso más desarrollado, se compara el valor actual informado por el proveedor, establecido con los datos de la base de precios y el costo histórico reexpresado.

En este punto pueden resultar de mucha importancia el uso de medidas de tendencia

centrada.

Una vez aceptada la validez y autenticidad de los precios, se definen los componentes de costos indirectos y/o aquellos rubros menores que formaron parte del pedido de precios.

Alternativa No:

#### 12. ¿Existe información útil en la Base de Precios y Standards?

Dependiendo del tipo de equipo que se trate, cabe verificar si se conserva en la base de datos información útil a la tarea de valoración.

Alternativa Si:

El término útil refleja que, además de la existencia del mismo, sea un precio de fuente confiable y de fecha no muy lejana a la actual. Dependiendo del objetivo de la valoración y de la precisión que se desee alcanzar se juzgará la utilidad mencionada.

Alternativa No:

#### Alternativa No:

Desestima la base de datos para valorar, ya sea porque no existen referencias de valor o porque las encontradas no son útiles.

*Alternativa Si:*

Acepta la utilización de los precios y standards de la base.

### **13. Captura de Precios desde la Base de Precios y Standards**

En este punto se incluye el acceso, búsqueda y registro de toda la información disponible para valorar los equipos e instalaciones que forman parte de la unidad de propiedad.

Este punto nos llevara a buscar información en la Base de Precios y Standards en el caso que no se pueda obtener los precios de los equipos ya sea por demora de los proveedores o por que su precio no se puede obtener mediante el análisis de Precios de Mercado. ( Tal como se analizó en el punto 6).

La consulta no se limita a los precios de la provisión principal, sino que agrega datos muy útiles en el armado de los standards para los indirectos y otros rubros menores.

### **14. Reexpresión de Valores**

Ya sean precios extraídos de la base de datos, o costos históricos de origen, corresponderá la actividad de reexpresar dichos valores a la fecha de valoración.

Para este proceder se pueden utilizar las tablas de índices inflacionarios por tipo de bien y país de procedencia.

### 15. ¿Existe información sobre los costos de origen en la Documentación Histórica (Contable o Técnica)?

Esta etapa permite encontrar respaldo para la valoración en los valores efectivamente erogados en la oportunidad de la compra.

Sin embargo, ya sea por el efecto inflacionario o por las condiciones de mercado, obsolescencia y otros, el resultado que produce no resulta confiable en todos los casos.

No obstante lo anterior, es una fuente informativa adicional para tener en cuenta

#### *Alternativa No:*

Descarta el camino de los costos de origen

#### *Alternativa Si:*

Verifica que puedan utilizarse los precios históricos.

### 16. Estimación aproximada

Frente a la imposibilidad de contar con valores basándose en algún respaldo (ya sea el proveedor, la base de datos y/o los costos históricos), solo cabe practicar una

estimación aproximada del precio basada en la experiencia de la persona que realiza la valoración y en la comparación con bienes semejantes.

Se trata de un procedimiento generalmente aceptado pero la calidad del precio elaborado depende en gran medida del conocimiento y experiencia de quien realiza la tarea, ya que algunas veces puede resultar con márgenes de error muy grandes.

### III. ¿Se requiere practicar la consulta de precios en el mercado?

Una de las características de los grupos de bienes que se valoran por el "enfoque de mercado" a su precio de compra-venta, es que en general no representan significatividad económica dentro de los activos fijos. Por otro lado, el obtener información del mercado requiere de bastante tiempo.

Es por esto, que en este punto se verifica la necesidad de realizar la consulta de precios en el mercado, ya que de lo contrario pueden emplearse estimadores de la base de datos o utilizar el costo histórico.

#### **Alternativa No:**

Se elige no encarar la indagación, aceptando la información de la base de datos histórica.



*Alternativa Si:*

Se acepta iniciar la indagación en los lugares donde se comercia el bien.

**III. ¿Puede accederse a consultar empresas que operan en la compra-venta de bienes similares?**

Cuando el tamaño de los mercados es importante, existen agentes que participan de la intermediación de estos bienes: agentes de bienes raíces, inmobiliarias y autos de automotores son ejemplos de esta categoría.

Dado el conocimiento que los mismos poseen sobre la materia de venta, resulta de gran utilidad solicitar opinión a los mismos sobre la valoración.

En otras oportunidades, cuando se trata de pequeños mercados inmobiliarios presentes en zonas rurales ( que en la mayoría de veces es donde se asientan las subestaciones) , o áreas de tierras fiscales, la escasa o nula actividad hace que no existan agentes de intermediación.

*Alternativa No:*

No se pudo detectar empresas o personas intermediarias en la compra-venta.

*Alternativa Si:*

Se accede a consultar agentes de bienes raíces y/o vendedores de automotores de segunda mano.

**18. ¿Pueden conocerse ofertas de venta que sean aplicables a la valoración?**

A pesar de no existir intermediarios comerciales, en ciertas oportunidades puede conocerse ofertas u ofrecimientos de venta a través de avisos en periódicos, carteles en las propiedades, etc.

Esta información proporciona una orientación sobre el valor, que en ausencia de los agentes mencionados puede servir para la comparación.

El estudio de las tierras que propone el Colegio de Arquitectos del Ecuador con la aprobación de la Cámara de la Construcción de Guayaquil sirve para este fin, en especial cuando se tratan de tierras de zonas muy alejadas o de muy bajo valor comercial.

**Alternativa No:**

No es posible conocer ofertas o precios aplicables.

**Alternativa Sí:**

Es factible obtener información para la valoración comparativa.

### **23. Determinación del Valor Final**

Una vez analizados los precios, estudiados y ponderados todos los factores de costo directo e indirecto, queda determinar matemáticamente el valor final que se habrá de adoptar en la valoración.

Esta etapa condensa la expresión numérica del análisis de los precios, que fueron ejecutados en los pasos anteriores.

Con este paso finaliza la valoración a costo de reposición y/o de reproducción.

Cabe recalcar que del diagrama anterior se puede derivar un ramal principal y ramales secundarios. El primero tiene como objetivo la búsqueda de los precios directamente de los proveedores, y los segundos servirán en caso de que el pedido de precios no tenga una respuesta favorable.



## CAPITULO IV

### 4. Criterios de Depreciación

Una vez realizada la valoración de los activos de la subestación ya sea a costo de adquisición o de reproducción, corresponderá evaluar la pérdida de capacidad de servicio de los equipos e instalaciones en virtud del uso, desgaste o paso del tiempo, ya que asociado a esta pérdida estará la disminución de valor correspondiente, es decir su depreciación.

#### 4.1. Definición

La depreciación es la disminución del valor de los bienes como consecuencia de determinadas causas, como son el estado de mantenimiento, nivel de utilización o desgaste, edad, expectativa de vida, condiciones de uso, obsolescencia tecnológica, funcional o económica, que finalmente harán que el bien deje de utilizarse y por lo tanto conserve, a lo sumo, el valor de chatarra o demolición.

También se la puede definir como la pérdida de valor de servicio no restaurada por el mantenimiento habitual, incurrida en relación con el consumo o la perspectiva de retiro en el curso del servicio, por causas que son conocidas al estar en operación, y que en contra de las cuales no hay protección mediante seguros.

La depreciación tiene como objetivo medir la merma en el valor del bien, debida a cualesquiera de las causas enunciadas anteriormente.



## 4.2. Causas de la Depreciación

Las causas que originan la depreciación de los equipos e instalaciones de una subestación pueden ser de origen:

- a) Físico
- b) Funcional

### a) Causas de Origen Físico

La depreciación física mide la disminución del valor debida a las variaciones en las condiciones físicas del bien, ya sea por desgaste, rotura, corrosión, deterioro producido por el tiempo o agentes atmosféricos.

Esta depreciación física, puede ser medida observando la condición en que se encuentra el equipo o maquinaria en consideración, para cuyo caso podríamos responder a las siguientes preguntas:

1. ¿Ha sido mantenido apropiadamente?
2. ¿Cuáles son los efectos del uso al que ha sido sometido?
3. ¿Tiene signos evidentes de deterioro o desgaste como piezas flojas o rotas?
4. ¿Está el equipo o maquinaria desajustado y con ruidos extraños?

## 8) Causas de Origen Funcional

La obsolescencia funcional mide el valor presente del exceso de costo de operación y de pérdidas de origen técnico que la empresa debe afrontar, con relación a un usuario hipotético que emplea tecnología moderna. Esto quiere decir que los costos de operación de una equipo se van a encarecer debido a los altos costos de mantenimiento.

La depreciación de los activos fijos debe considerar particularmente este aspecto.

### 8.1) Paralelo

La obsolescencia tecnológica, debido a los adelantos o desarrollos hacen que ciertos bienes a pesar de no haber sufrido variaciones físicas, vean su utilidad económica disminuida. Esto se debe a que dichos bienes son superados por modelos mejorados de equipos similares, cuyo desarrollo ha sido posible gracias a los adelantos tecnológicos.

### 8.2) Otros

Otras causas de depreciación funcional y económica pueden asociarse a la pérdida de capacidad de producción debida a la disminución de los recursos energéticos; a la variación en la demanda de los servicios que presta el bien, a no ser adecuado o no tener la capacidad suficiente para el servicio requerido, a cambios de políticas gubernamentales, etc.

Como puede deducirse, de lo anteriormente expuesto, las causas que originan la depreciación física son más fáciles de evaluar que las que producen la

depreciación funcional, pero todas se deben tomar en cuenta a la hora de determinar el valor actual real del bien.

Una vez definidos los motivos que originan la depreciación, determinaremos cuál es el valor actual de cada bien mediante la utilización del método de depreciación que mejor refleje la pérdida de valor. Esto permitirá calcular un coeficiente de castigo depreciatorio, para cada bien sujeto a estudio.

### 4.3. Parámetros Depreciatorios

Estos parámetros tienen como finalidad proporcionar la ponderación del estado depreciativo que tienen los distintos bienes que conforman la Subestación Eléctrica, luego de haber determinado los valores de reposición, de acuerdo sea el

Los factores depreciatorios a tener en cuenta son los siguientes:

- a) Edad (Vida útil transcurrida)
- b) Vida Útil Futura Probable
- c) Obsolescencia
- d) Condiciones Operativas
- e) Condiciones de Mantenimiento.

**Edad.-** Es la porción de vida útil total consumida entre el momento en que se incorporó el componente de la instalación a la actividad productiva y la fecha actual.

Habitualmente se considera como inicio de la edad la "fecha de puesta en marcha" del bien, ocurrida luego del período de prueba y arranque, de cada unidad en particular.

Es muy común que, para el caso de instalaciones que demandan un tiempo de construcción apreciable, se debe considerar para el cálculo de su depreciación la fecha de origen de los distintos parciales que conforman la instalación, o bien una única fecha que ocurre cuando se firma el acto de recepción definitiva, aunque la misma se labore mucho tiempo después de que el bien comenzó a producir.

Toda subestación eléctrica, debido a que están conformadas por varios equipos, sus parciales tendrán diferentes periodos de vida útil, lo cual nos llevará a realizar un análisis más riguroso de las fechas de fabricación de los equipos obteniendo así periodos de vida útil más confiables.

Para el enfoque técnico, la edad se mide a partir del momento de entrada en servicio.

Por ejemplo: Con el fin de compensar la carga, se colocó un nuevo transformador para una posición en una Subestación existente, la fecha de puesta en marcha del transformador será el punto de partida para el cómputo de su edad.

Se puede considerar que una reparación integral o un mantenimiento correctivo sobre los equipos, modifican el parámetro de la edad, y también que estas mejoras proporcionarán una mayor vida útil, que se tiene en cuenta en los parámetros analizados a continuación.

**Expectativa de Vida Útil Futura.-** Este concepto es la vida útil restante probable, o vida remanente (diferencia entre la vida útil del bien y la edad que posee el bien), y se estima basándose en la expectativa de vida útil según especificaciones del proveedor, condiciones de operación y estado de mantenimiento del bien, planes de retiro conocidos al momento de la valoración, atraso tecnológico.

El análisis de la expectativa de vida útil futura es muy importante, ya que un equipo operado en forma errónea o en condiciones no favorables no tendrá nunca la misma expectativa de vida útil que un equipo operado bajo condiciones normales. Este puede ser el caso de transformadores operados a sobrecarga y con un sistema de enfriamiento deficiente, en los cuales su expectativa de vida útil se reducirá notablemente.

Para los aspectos técnicos, es útil trabajar con tablas de experiencia sobre equipos similares, que indican cual es la edad promedio con la cual se retiran los



mismos. Incluso pueden ser de aplicación estudios de retiro programado que puedan existir en la Subestación.

Dichas tablas son de mucha utilidad ya que servirán como parámetros a ser utilizados en los métodos de cálculo de depreciación, los cuales serán detallados más adelante.

Los tiempos de vida útil para los equipos e instalaciones de una Subestación Eléctrica de Transmisión que serán utilizados en este método son los determinados por INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación) actualmente TRANSELECTRIC (Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A) y mostrados en la siguiente tabla:

<b>Vidas Útiles para los Bienes e Instalaciones de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión</b>	
<b>Instalación</b>	<b>Años</b>
<b>Patio de 230 Kv</b>	
Estructuras	<b>40</b>
Equipos de Subestaciones	<b>30</b>
Conductores para interconexión de equipos	<b>30</b>
<b>Patio de 138 Kv</b>	
Estructuras	<b>40</b>
Equipos de Subestaciones	<b>30</b>
Conductores para interconexión de equipos	<b>30</b>
<b>Patio de 69 Kv</b>	
Estructuras	<b>35</b>
Equipos de Subestaciones	<b>30</b>
Conductores para interconexión de equipos	<b>30</b>
<b>Obras Civiles</b>	
Edificios	<b>40</b>
Carreteras, caminos y puentes	<b>40</b>

Tabla No. 39 . Vidas Útiles para los Bienes e Instalaciones de las Subestaciones

Es de suma importancia tener en cuenta dos parámetros en el análisis de la expectativa de vida útil:

1. Aspectos Funcionales
2. Limitaciones Económicas

Las *aspectos funcionales* ocurren cuando los equipos no pueden generar una adecuada capacidad de prestación de servicios, por pérdidas en las características propias.

Las *limitaciones económicas* reflejan la incapacidad del equipo para producir un servicio a costo razonable, es decir que no puede absorber sus costos operativos, de mantenimiento y de depreciación dentro de su contribución al precio de venta.

c) **Obsolescencia.-** La obsolescencia se produce cuando algún equipo de la Subestación en estudio funciona de una forma inadecuada para la misión que desempeña.

Esto produce una disminución en los valores de reemplazo y/o reposición, ya que éstos pueden ser castigados por factores de obsolescencia tanto funcionales como tecnológicos.

Los adelantos técnicos, que en materia de equipamiento para subestaciones de transmisión, se vienen produciendo sobre el diseño, tecnología, materiales y prestaciones de los mismos, hacen que se produzca una ventaja competitiva de los elementos modernos sobre los antiguos, ya sea sobre la calidad o confiabilidad de su servicio como sobre su costo de operación.

Por otro lado, la obsolescencia funcional que refleja la mala adecuación de un bien para prestar un servicio, puede ser fruto del desarrollo de un área de servicio que requiere de otra economía de escala para la operación, y consecuentemente que el equipamiento instalado no resulte óptimo. Un equipo puede tener una escasa obsolescencia tecnológica y sin embargo resultar funcional o económicamente obsoleto para su objetivo.

Esto se puede producir en Subestaciones de la Región Interandina en donde se colocan transformadores que no son capacitados para trabajar a dicha altura sobre el nivel del mar. A pesar de que el equipo sea de tecnología moderna se producirá una obsolescencia funcional debido a que no se encuentra instalado en una adecuada área de servicio.

d) **Condiciones Operativas.-** Este parámetro depreciatorio tiene en cuenta el nivel de utilización (desgaste) y el estado por el transcurso del tiempo que poseen los distintos equipos a la fecha de realizada la valoración.

Su determinación está contemplada dentro de las tareas de inspección física "in situ", donde se podrán detectar anomalías, deterioros o mal estado de conservación de las instalaciones y equipamiento.

Un caso particular, ocurre con los interruptores de potencia, en los cuales puede detectarse su condición operativa de acuerdo al número de cierres y aperturas durante su período de funcionamiento.

En sí, cada uno de los equipos de una Subestación Eléctrica, tienen diversos parámetros que nos indican el estado de su condición operativa.

e) **Condiciones de Mantenimiento.**- La condición de mantenimiento tiene en cuenta el estado de conservación general observado en cada caso y los cuidados que se le brindan en esta materia.

Forma parte primordial del análisis en este tema, conocer las políticas de mantenimiento que están establecidas en la Subestación y los niveles presupuestarios asignados. Si bien ésta no es una tarea exhaustiva, contribuye a parametrizar el impacto que puede tener el mantenimiento sobre los valores depreciados.

Un indicio importante para determinar el nivel de mantenimiento, es el nivel de organización y detalle que la Subestación dedica a éste fin, como son:



1. Organización y nivel de responsabilidad de la unidad de mantenimiento
2. Existencia o no de talleres propios de reparación.
3. Manuales de Operación y mantenimiento.
4. Programas de mantenimiento preventivo y correctivo

#### **4.4. Métodos para el cálculo de la depreciación**

Para el cálculo de la depreciación existen varios métodos matemáticos que utilizan funciones parametrizadas que ayudan a determinar el valor un bien de uso o equipo de una Subestación Eléctrica, lo cual nos permitirá establecer en forma cuantitativa el grado de conservación de dichos equipos y materiales.

Los métodos que serán utilizados en este estudio para el análisis de la depreciación de los equipos de las Subestaciones son:

- a) Método De los Factores Operativos
- b) Método de los Factores por Observación

##### **a) Método De los Factores Operativos**

Para este método se requiere realizar una comprobación física-operacional que involucra tener un conocimiento claro y preciso de los siguientes aspectos:

- Verificación física de los equipos, análisis de los registros de mantenimiento, fallas e interrupciones del servicio.



- Inspección de las instalaciones para observar el ambiente de la operación y el desgaste físico debido a la fricción, impactos, vibraciones, deformaciones o distorsiones debido a los esfuerzos durante a la operación.
- Indagar en las subestaciones sobre las pruebas de los equipos para observar la pérdida de eficiencia en relación a la condición nueva, debido al deterioro de la capacidad operacional.
- Factores cuantitativos del estado de conservación de las instalaciones en las distintas partes que componen el sistema.

Luego de lo cual es posible determinar la depreciación de las instalaciones por:

- a) Deterioro Físico
- b) Deterioro Operacional

a) **Depreciación por Deterioro Físico.-** Está relacionada con el deterioro de las instalaciones debido al paso del tiempo, a la exposición de los elementos a la atmósfera y el desgaste físico debido a los esfuerzos durante la operación, se la conoce como depreciación física (Df) y está definida mediante los siguientes parámetros :

1. Factor de obsolescencia física (Kf)
2. Factor Base (Kb)

1. **Factor de Obsolescencia Física.-** El factor de obsolescencia física es el producto de dos factores que corresponden a las condiciones físicas y las de vida.

Factor de las condiciones físicas

$$K_1 = K_{1A} \times K_{1B} \times K_{1C} \text{ donde}$$

$K_{1A}$  : *Megger* de las bobinas y dieléctrico del aceite

$K_{1B}$  : *Mantenimiento* del equipo

$K_{1C}$  : *Deterioro* acelerado por corrosión, erosión o ruptura

Factor de las condiciones de vida

$$K_2 = \frac{(TVU - TS - PV)}{(TVU - TS)} \text{ donde,}$$

$TVU$  : Tiempo de vida útil

$TS$  : Tiempo de servicio del equipo en años

$PV$  : Pérdida de vida acelerada en años

De donde, el factor de obsolescencia física ( $K_f$ ) queda definido por el producto del factor de las condiciones físicas y el factor de las condiciones de vida.

Así,

$$K_f = K_1 \times K_2$$

2. Factor Base.- Es el factor de depreciación lineal del equipo en base a la vida útil física estimada, que en el caso de los equipos de las Subestaciones se ha considerado en 30 años. Este factor se obtiene a través de un análisis gráfico, donde

**FACTOR BASE  
DE CONSERVACIÓN**

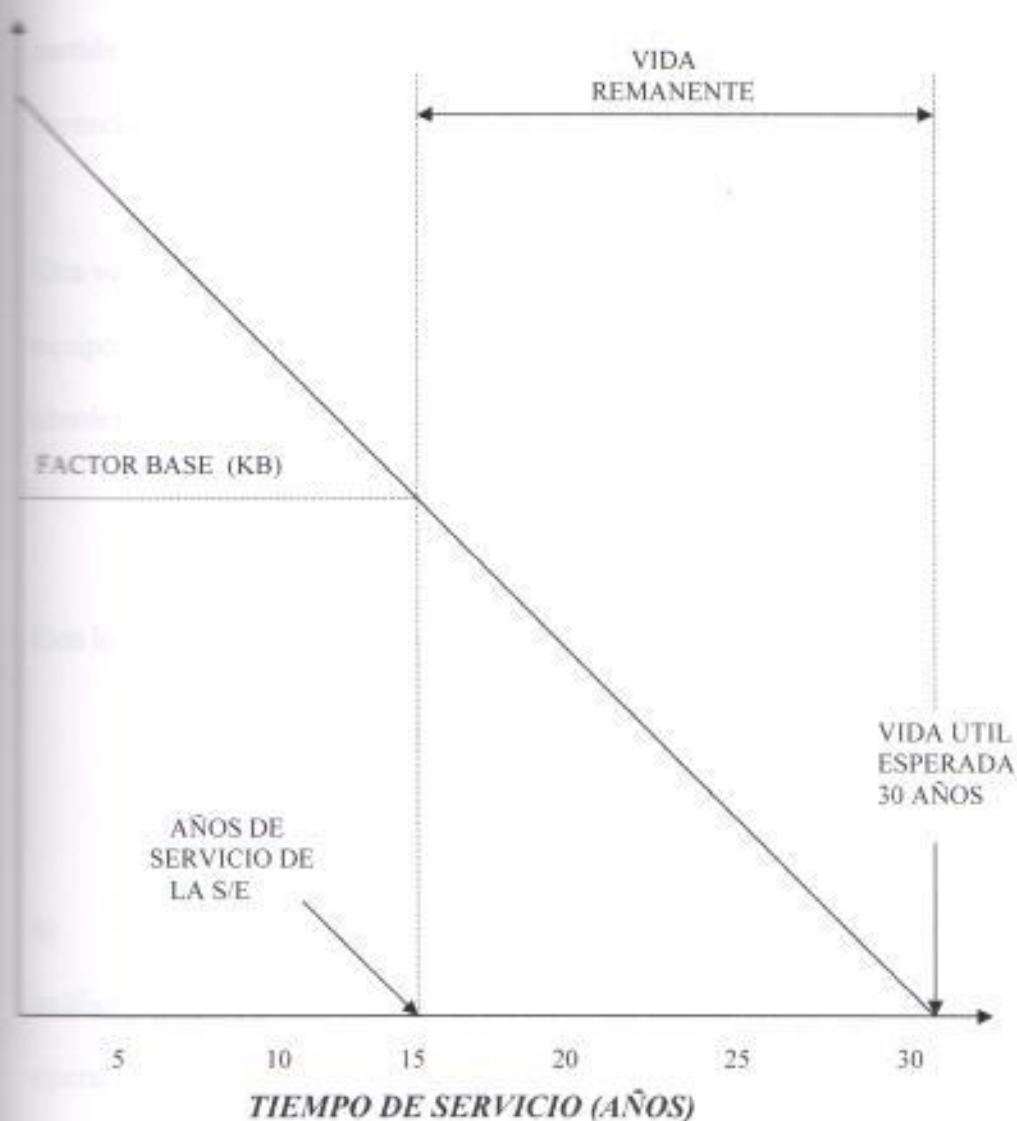


Figura No. 16 *CALCULO DEL FACTOR BASE*

1.- Se grafica la curva de depreciación lineal de la Subestación eléctrica cuya vida útil es de 30 años (según tabla), en donde las abscisas están dadas por los años de servicio y las ordenadas por el factor base de conservación.

2.- Se trata una línea recta paralela al eje de las ordenadas teniendo como punto de partida los años de servicio de la Subestación hasta interceptarse con la curva de depreciación lineal de la Subestación, encontrando así el factor base.( $K_B$ ).

Una vez obtenidos los factores que definen las condiciones físicas y de vida de los equipos, es necesario encontrar un factor  $K_{f'}$ , el cual es producto del factor de obsolescencia física y el factor base, así:

$$K_{f'} = K_f \times K_B$$

Con lo cual la depreciación física ( $D_f$ ) será:

$$D_f = (1 - K_{f'}) \times 100 (\%)$$

b) **Depreciación por Deterioro Operacional.**- Esta depreciación incluye el análisis de la pérdida de la capacidad operacional y los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones de las subestaciones, se la conoce como la depreciación económica ( $D_e$ ) y además se la define mediante los siguientes parámetros :

1. Factor de Obsolescencia Física
2. Factor Base
3. Factor de Obsolescencia Tecnológica

Debido a que los factores de obsolescencia Física y el Factor Base fueron definidos en el punto anterior, sólo faltará por definir el Factor de Obsolescencia Tecnológica

3. **Factor de Obsolescencia Tecnológica.-** Con éste factor se aspira conocer si los equipos componentes de las subestaciones son compatibles con los adelantos científicos contemporáneos, para lo cual se estima la pérdida de valor de las instalaciones en relación a la condición moderna debido a los cambios de diseños, equipos y materiales de construcción.

Este factor de obsolescencia tecnológica está definido por dos factores:

- a) Factor por obsolescencia de diseño
- b) Factor por obsolescencia de materiales.

a) **Factor por obsolescencia de diseño (K<sub>7</sub>).**- Se considera cuatro aspectos fundamentales en el diseño: capacidad, equipo de interrupción y protección, configuración eléctrica y puesta a tierra.

Para evaluar el grado de obsolescencia del diseño, a cada aspecto, se lo ha ponderado de acuerdo al valor técnico en el total del sistema así:



PARAMETROS TECNOLOGICOS	PORCENTAJE
Capacidad	0.20 (A1)
Interrupción y Protección	0.45 (A2)
Configuración Eléctrica	0.25 (A3)
Puesta a Tierra	0.10 (A4)

Tabla No. 40 . Elementos que definen la Obsolescencia de Diseño en una Subestación Eléctrica

El factor de obsolescencia de diseños es el producto ponderado de estos 4 elementos, así:

$$K_7 = 0.20(A_1) + 0.45(A_2) + 0.25(A_3) + 0.10(A_4)$$

Para lograr un análisis tecnológico justo y objetivo, se debe comparar el diseño de las subestaciones involucradas en el estudio, con diseños típicos de subestaciones similares que existan en el país.

b) **Factor por Obsolescencia de materiales.**- Luego, este factor se considera igual a uno.

$$K_8 = 1$$

Con lo cual el factor por obsolescencia tecnológica queda definido por:

$$K_T = \frac{K_7 + K_8}{2}$$

Una vez obtenidos los factores de obsolescencia física, tecnológica y el factor, es necesario encontrar un factor base corregido (FBC) el cual es el producto de los tres factores definidos anteriormente, así:

$$FBC = K_f \times K_B \times K_T$$

Con lo cual es posible calcular la depreciación económica de los equipos:

$$D_e = (1 - FBC) \times 100 (\%)$$

En función de lo indicado se ha estimado la vida útil física y económica de los equipos e instalaciones. La vida útil física se refiere al período de tiempo durante el cual, la instalación sometida a un mantenimiento adecuado está en condiciones de operar satisfactoriamente. La vida útil económica se define de manera igual a la vida útil física en la medida que los costos de operación y mantenimiento creciente con el uso y vejez de la instalación aconsejen su retiro.

De la misma manera, se puede calcular el tiempo de vida económica remanente de cada Subestación, se calcula en base al tiempo de vida útil económica, de la siguiente forma:

1. A partir de la curva de depreciación lineal de 30 años y el número de años de servicio se obtiene el Factor Base ( $K_B$ )
2. Este Factor Base se lo corrige con los factores  $K_r$  y  $K_t$ , obteniéndose el Factor Base Corregido
3. A partir del punto de intercepción del Factor Base Corregido y de la línea vertical del tiempo de servicio se determina la curva de conservación.
4. De la intercepción de esta última curva con el eje X. Se obtiene la Vida útil Económica

La vida económica remanente es la diferencia entre la vida útil económica y el tiempo de servicio.

FACTOR BASE DE CONSERVACIÓN

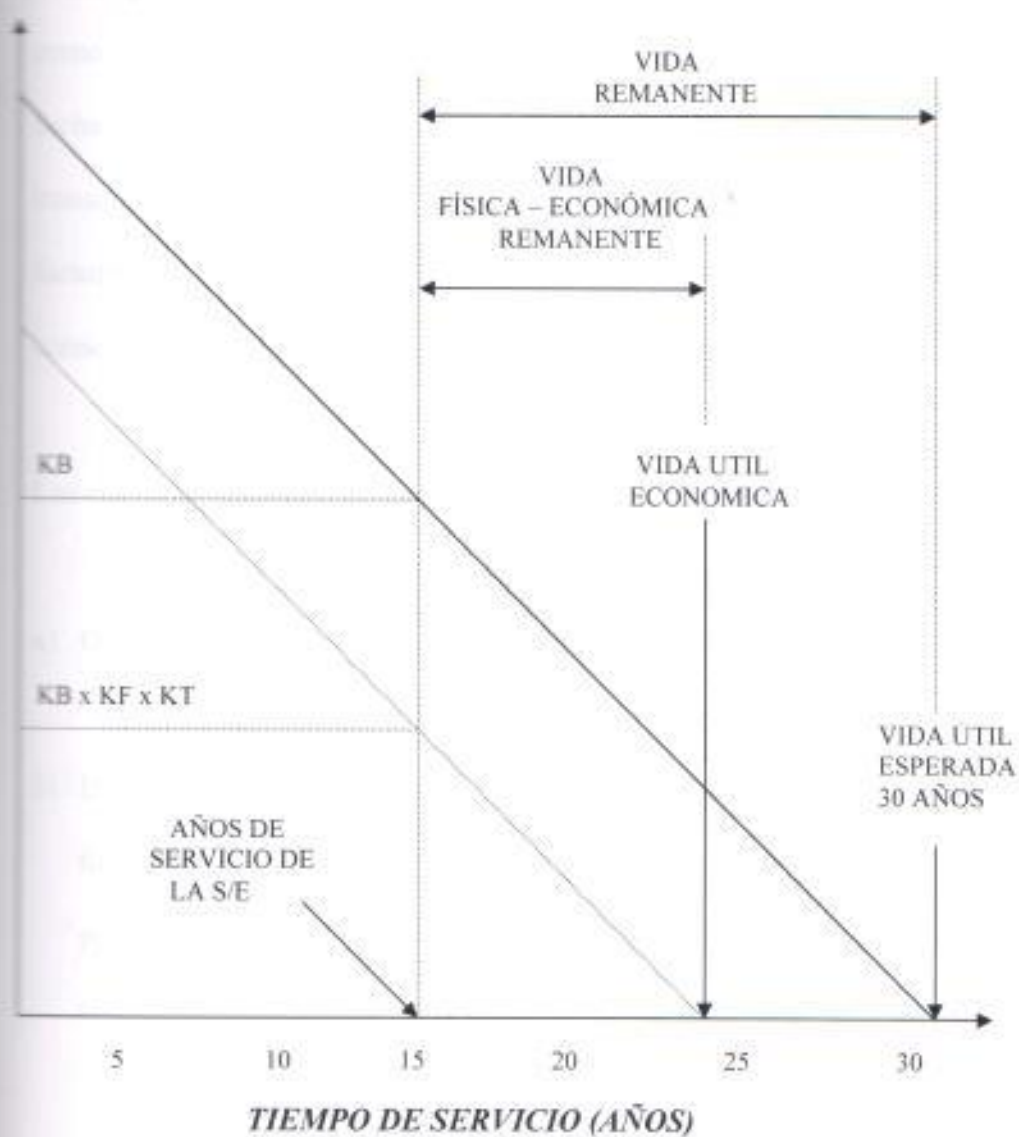


Figura No. 17 CALCULO DEL FACTOR BASE CORREGIDO

**b) Método de los factores por Observación.-** Este método consiste en estimar el valor de reposición y/o reproducción de los equipos de las subestaciones, utilizando como información cotizaciones de empresas suplidoras de dichos equipos, a la fecha; luego, se define la vida útil del bien a evaluar, vida útil remanente por transcurrir y, finalmente se obtiene el valor actual, determinando previamente los factores de depreciación atribuibles a la vida o uso, mantenimiento o estado de conservación y obsolescencia técnica y/o económica.

Las etapas básicas para aplicar el método descrito, son las siguientes:

- a) Obtener el costo para reproducir ó reponer el equipo.
- b) Estimar la vida útil remanente del equipo objeto de avalúo. Cada equipo nuevo tiene una expectativa de vida que es llamada vida económica o vida útil. La persona que realice la valoración debe estimar la vida efectiva, basado en las condiciones que detecte en su visita de inspección.
- c) Estimar la depreciación física debido al uso, desgaste y exposición a elementos deteriorantes, observando la condición en que se encuentra el equipo en consideración.
  1. ¿Ha sido mantenido apropiadamente?
  2. ¿Cuáles son los efectos del uso al que ha sido sometido?



3. ¿Tiene signos evidentes de deterioro o desgaste como piezas flojas o rotas?
4. ¿Está el equipo desajustado y con ruidos extraños?
5. ¿Cuánto podría costar su reparación?
6. ¿Es económicamente rentable?

d) Estimar, el grado de obsolescencia económica o funcional. Para lo cual se aplica la siguiente ecuación:

$$VRD = VR \times \left( 1 - \left( A \times \left( \frac{t}{VU} \right) + (B \times FC) + (C \times FO) \right) \right)$$

donde:

VRD: Valor de reposición depreciado o actual

VR: Valor de reposición

A: Aporte por efecto de la edad cronológica o efectiva (40%)

t: Edad o vida remanente

VU: Vida útil  $\frac{t}{VU}$ : Depreciación atribuible a la edad

B: Aporte por efecto de la conservación o mantenimiento (40%)

FC: Depreciación atribuible al mantenimiento (según tabla)

C: Aporte por efecto de la obsolescencia (20%)

FO: Depreciación atribuible a la obsolescencia (según tabla)

<b>DEPRECIACIÓN POR CONSERVACIÓN (FC)</b>	
<b>CONDICIÓN DEL EQUIPO</b>	<b>PORCENTAJE</b>
Nuevo	<b>5 %</b>
Muy Bueno	<b>15 %</b>
Bueno	<b>35 %</b>
Regular	<b>55 %</b>
Malo	<b>90 %</b>

Tabla No. 41 . Depreciación por Conservación

<b>DEPRECIACIÓN POR OBSOLESCENCIA (FO)</b>	
<b>VIDA CONSUMIDA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
1 a 6 años	<b>15 %</b>
7 a 12 años	<b>30 %</b>
13 a 18 años	<b>45 %</b>
19 a 24 años	<b>60 %</b>
25 a 30 años	<b>75 %</b>
Más de 31 años	<b>90 %</b>

Tabla No. 42 . Depreciación por Obsolescencia

### **CONSTANTES A, B Y C EN FUNCIÓN DE LOS EQUIPOS A VALORAR**

Las constantes A, B y C constituyen el aporte o peso relativo, de los tres factores que contribuyen a la depreciación es decir el peso de cada uno de esos factores en la

depreciación total y por lo tanto suman uno (1), pero reconocen el hecho que un bien puede tener una edad cronológica por encima de su vida útil y conservar valor, debido al estado de conservación que presenta el cual puede ser excelente, debido a esto las constantes deben ser establecidas para cada equipo de forma individual; sin embargo, dada la complejidad que esto representa se recomienda utilizar constantes por grupos de equipos basados en su naturaleza, trabajo al que son sometidos bajo uso normal, vida útil probable, etc., a manera de ilustración se establece la siguiente clasificación y sus respectivas constantes A, B y C:

<b>SUBESTACIONES</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>ELÉCTRICAS</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,2</b>

Tabla No. 43 . Constantes que contribuyen en la Depreciación de las Subestaciones

De igual forma y basados en la naturaleza de las maquinarias y equipos, se han elaborado las siguientes tablas de obsolescencia para diferentes vidas útiles, es obvio que a menor vida útil la obsolescencia se acelera.

En consecuencia, los factores por obsolescencia son:

*Depreciación por Obsolescencia (FO) para los Equipos con Vida Útil de 30 años*

<b>VIDA CONSUMIDA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>1 a 3 años</b>	<b>10 %</b>
<b>4 a 6 años</b>	<b>25 %</b>
<b>7 a 10 años</b>	<b>40 %</b>
<b>11 a 15 años</b>	<b>55 %</b>
<b>16 a 20 años</b>	<b>70 %</b>
<b>21 a 25 años</b>	<b>90 %</b>
<b>25 a 30 años</b>	<b>95 - 100 %</b>

Tabla No. 44 . Depreciación por Obsolescencia para los Equipos con Vida útil de  
30 años

*Depreciación por Obsolescencia (FO) para los Equipos con Vida Útil de 25 años*

<b>VIDA CONSUMIDA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>1 a 2 años</b>	<b>10 %</b>
<b>3 a 5 años</b>	<b>20 %</b>
<b>6 a 10 años</b>	<b>35 %</b>
<b>11 a 15 años</b>	<b>65 %</b>
<b>16 a 20 años</b>	<b>75 %</b>
<b>21 a 25 años</b>	<b>90 - 100 %</b>

Tabla No. 45 . Depreciación por Obsolescencia para los Equipos con Vida útil de  
25 años

<i>Depreciación por Obsolescencia (FO) para los Equipos con Vida Útil de 20 años</i>	
<b>VIDA CONSUMIDA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>1 a 2 años</b>	<b>10 %</b>
<b>3 a 5 años</b>	<b>25 %</b>
<b>6 a 10 años</b>	<b>45 %</b>
<b>11 a 15 años</b>	<b>75 %</b>
<b>16 a 20 años</b>	<b>90 - 100 %</b>

Tabla No. 46 . Depreciación por Obsolescencia para los Equipos con Vida útil de  
20 años

<i>Depreciación por Obsolescencia (FO) para los Equipos con Vida Útil de 8 años</i>	
<b>VIDA CONSUMIDA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>Hasta un año</b>	<b>15 %</b>
<b>2 a 4 años</b>	<b>45 %</b>
<b>5 a 6 años</b>	<b>75 %</b>
<b>Más de 8 años</b>	<b>90 - 100 %</b>

Tabla No. 47 . Depreciación por Obsolescencia para los Equipos con Vida útil de  
8 años



<i>Depreciación por Obsolescencia (FO) para los Equipos con Vida Útil de 5 años</i>	
<b>VIDA CONSUMIDA</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>Hasta un año</b>	<b>25 %</b>
<b>1 a 2 años</b>	<b>45 %</b>
<b>3 a 4 años</b>	<b>75 %</b>
<b>Más de 5 años</b>	<b>90 - 100 %</b>

Tabla No. 48 . Depreciación por Obsolescencia para los Equipos con Vida útil de 5 años

Es importante anotar que una vez efectuada la depreciación de los equipos e instalaciones de las Subestaciones Eléctricas, se puede encontrar el *Valor de Reposición Depreciado* que resulta de la Diferencia del *Valor de Reposición Actual* y la *Depreciación* propia del desgaste físico, funcional y tecnológico de los equipos.

## CAPITULO V

### 5. Aplicación del método a las subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado.

Este capítulo tiene como objetivo presentar el desarrollo de la metodología para valorizar las subestaciones de la zona occidental del Sistema Nacional Interconectado.

La aplicación presenta un progresivo desarrollo en base a las etapas analizadas en los capítulos anteriores, las cuales se resumirán a continuación:

1. Especificación de la vida útil mínima y valor unitario mínimo de los activos fijos que conforman las subestaciones eléctricas.
2. Definición de las unidades de propiedad
3. Codificación de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas
4. Inventario general de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas.
  - a) Planillas de levantamiento
  - b) Fotografías
5. Definición del tipo de valoración: Valor de reposición, Valor de reproducción, Valor de reposición depreciado ó Valor de liquidación.
6. Determinación del Enfoque económico a utilizarse dentro de la valoración: Enfoque de utilización económica, Enfoque del costo ó Enfoque de mercado
7. Determinación del Costo de la Mano de Obra.

8. Valoración General de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas:
  - a) Cuadro de precios referenciales
  - b) Presentación de la valoración
9. Depreciación de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas
10. Cuadro de la valoración final de las Subestaciones Eléctricas

Estas etapas serán aplicadas para cada una de las nueve subestaciones que conforman la zona occidental del sistema nacional interconectado:

Nombre de la Subestación	Nivel de Tensión
<b>BABAHOYO</b>	<b>138 / 69 KV</b>
<b>MACHALA</b>	<b>138 / 69 KV</b>
<b>MILAGRO</b>	<b>230 / 138 / 69 KV</b>
<b>PASCUALES</b>	<b>230 / 138 / 69 KV</b>
<b>POLICENTRO</b>	<b>138 / 69 KV</b>
<b>POSORJA</b>	<b>138 / 69 KV</b>
<b>SALITRAL</b>	<b>138 / 69 KV</b>
<b>SANTA ELENA</b>	<b>138 / 69 KV</b>
<b>TRINITARIA</b>	<b>230 / 138 / 69 KV</b>

Tabla No. 49. Subestaciones de Transmisión de la Zona Occidental del S.N.I.

El desarrollo de ésta metodología implica que las etapas 1 , 2 , 5 y 6 sean utilizadas de una manera general para todas las subestaciones a valorar.

Es importante acotar que cada una de las subestaciones a valorar está conformada por distintos tipos de posiciones de acuerdo a los requerimientos y necesidades del Sistema Nacional Interconectado, donde cada posición es el espacio físico de una subestación, conformado por equipos de maniobra y de potencia asociados entre sí.

De acuerdo a la función que cumplen, las posiciones en cada Subestación fueron clasificadas en el Capítulo II en:

- a) Posición de Línea
- b) Posición de Transformación
- c) Posición de Acoplamiento
- d) Posición de Transferencia
- e) Posición de Compensación
- f) Posición de Generación

De la misma manera, cada una de las Subestaciones Eléctricas de Potencia presentan esquemas típicos de barras, a saber:

- a) Esquema de barra simple
- b) Esquema de barra doble (mixta)
- c) Esquema de barra principal y transferencia.

a) **Esquema de Barra Simple.**- Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación. Este es el caso de la Subestación Policentro 138 / 69 Kv.

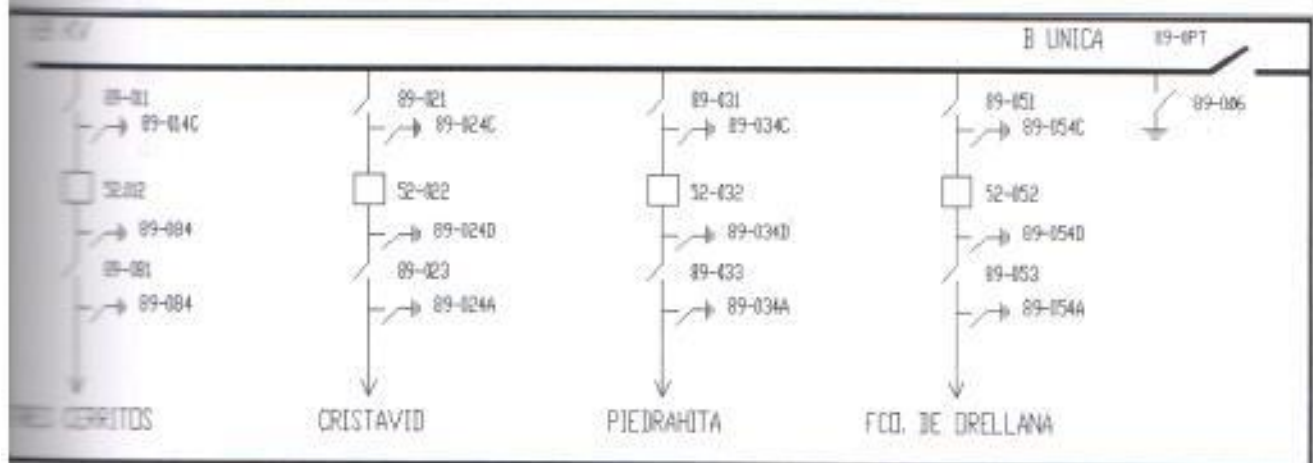


Fig. 18 Esquema de Barra Única en Subestación Policentro

#### Ventajas.-

1. Fácil operación e instalación simple.
2. Costo reducido
3. Requiere poco espacio físico para su construcción.
4. Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones.

#### Desventajas.-

1. No existe flexibilidad en las operaciones (El mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado).
2. Falla en barra interrumpe el servicio totalmente
3. Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.



- b) **Esquema de barra doble (mixta).**- Está constituido por dos barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados. Este esquema es utilizado en las instalaciones relacionadas directamente con la red troncal del Sistema Nacional Interconectado, como sucede con la Subestación Milagro.

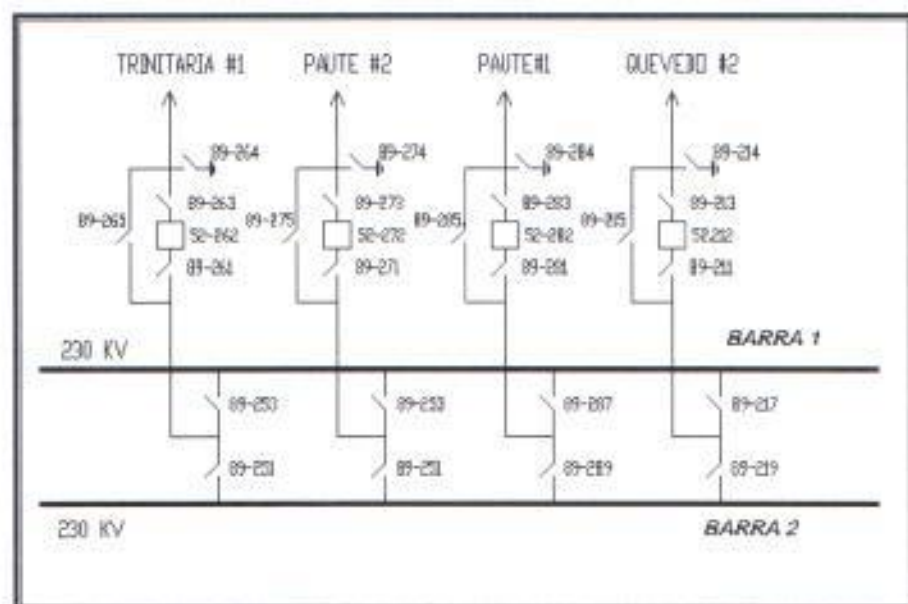


Fig. 19. Esquema de Doble Barra en Subestación Pascuales

#### Ventajas.-

1. Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
2. Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

#### Desventajas.-

1. La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente.

2. Requiere de gran espacio físico para su construcción.

- e) **Esquema de barra principal y transferencia.-** Está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos.

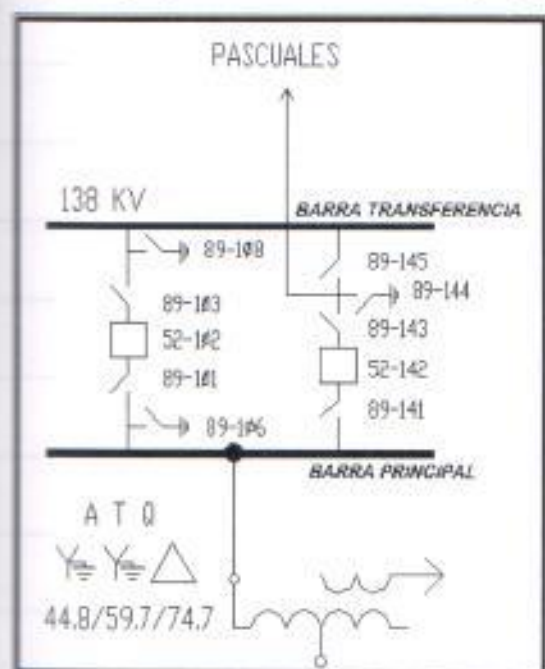


Fig. 20 Esquema de Barra Principal y Transferencia en Subestación Santa Elena.

#### Ventajas.-

1. Permite la transferencia de carga de un tramo, durante el mantenimiento del disyuntor correspondiente
2. Facilita el mantenimiento de seccionadores de línea y transferencia, afectando únicamente el tramo asociado.
3. Requiere de poco espacio físico para su construcción.

#### Desventajas.-

1. Para la realización del mantenimiento de la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la barra.

A continuación se detallará los esquemas de barras que se han implantado en las

Subestaciones de la Zona Occidental del Sistema Nacional Interconectado:

Nombre de la Subestación	Esquema de Barra
<b>BABAHOYO</b>	<b>NO TIENE BARRA</b>
<b>MACHALA</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>MILAGRO 230 KV</b>	<b>DOBLE</b>
<b>MILAGRO 138 KV</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>MILAGRO 69 KV</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>PASCUALES 230 KV</b>	<b>DOBLE</b>
<b>PASCUALES 138 KV</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>PASCUALES 69 KV</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>POLICENTRO</b>	<b>UNICA</b>
<b>POSORJA</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>SALITRAL</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>SANTA ELENA</b>	<b>PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA</b>
<b>TRINITARIA 230 KV</b>	<b>UNICA</b>
<b>TRINITARIA 138 KV</b>	<b>DOBLE</b>
<b>TRINITARIA 69 KV</b>	<b>DOBLE</b>

Tabla No. 50 , Barraje de las Subestaciones de la Zona Occidental del S.N.I.

1. Especificación de la vida útil mínima y valor unitario mínimo de los activos fijos que conforman las subestaciones eléctricas.

a) El valor unitario mínimo sugerido para los equipos e instalaciones que conforman una unidad de propiedad es de mil dólares, sin incluir los relés y los equipos que conforman los paneles de cada una de las posiciones, debido a que éstos no constituyen un aporte significativo que influya en el resultado final de la valoración a realizar.

Además éste valor deberá ser actualizado cada vez que se realice una valoración, debido a que cambia proporcionalmente con el proceso inflacionario.

b) La vida útil mínima sugerida en la metodología es de 2 años, debido a que si los equipos o instalaciones de las subestaciones eléctricas se consumen o agotan dentro del primer año de vida, su costo será considerado como un gasto de reparación y mantenimiento.

## **2. Definición de las unidades de propiedad**

Se ha dividido a la totalidad de los equipos e instalaciones que conforman cada una de las nueve subestaciones de la zona occidental en cinco unidades de propiedad:

- a) Equipos por Posición
- b) Equipos Auxiliares
- c) Paneles
- d) Obras Civiles



e) Sistema de Puesta a Tierra

a) **Equipos por Posición:** De acuerdo al tipo de posición, esta unidad de propiedad está conformada por: interruptores, seccionadores, autotransformadores de potencia, descargadores de sobretensión, transformadores de corriente, transformadores de potencial, transformadores de potencial capacitivos, banco de capacitores, banco de reactores, sintonizadores de línea, trampas de onda, relés de protección, y paneles propios de dicha posición con sus respectivos elementos.

b) **Equipos auxiliares:** Esta unidad de propiedad está conformada por transformadores auxiliares, motogeneradores, bancos de batería y cargadores de baterías.

c) **Paneles:** Esta unidad de propiedad está conformada por los paneles de servicios auxiliares, medición, y comunicación.

d) **Obras Civiles:** Esta unidad de propiedad está conformada por los terrenos, edificaciones, estructuras y salas de control que guardan y protegen los equipos de las subestaciones en estudio.

e) **Sistema de puesta a tierra:** Esta unidad de propiedad está conformada por los pórticos de alta tensión y las mallas de puesta a tierra.



**3.- Codificación de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas**

**4.- Inventario general de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas.**

### **5.- Definición del tipo de valoración**

Con el propósito de efectuar un estudio de resultados confiables se realizará la *valoración a costo de reposición depreciado*, debido a que si se realiza de otra manera nos podría conducir a valores finales erróneos ya sea por fabricación discontinuada, precios desenfocados ó criterios de diseño y/o construcción superados, que fueron analizados anteriormente.

Además la valoración a costo de reposición depreciado contribuirá a determinar el valor real de las subestaciones debido a que se tomará en cuenta el desgaste físico y operacional que hayan tenido los equipos e instalaciones a valorarse, lo cual nos dará una idea clara y precisa del estado de mantenimiento que tienen las subestaciones en estudio.

#### **6.- Determinación del Enfoque económico a utilizarse dentro de la valoración**

Se utilizará el enfoque de costo para realizar la valoración de los equipos, a excepción de las obras civiles y terrenos, las cuales serán valorizadas de acuerdo con el enfoque de mercado.

Se escoge el enfoque de costo porque es el que más se ajusta a la valoración que se pretende realizar debido a que se castiga el valor de compra actual de un bien nuevo y sin uso, por un coeficiente que pondere la depreciación del equipo a valorizar.

El enfoque de mercado que se utilizará en la valoración de obras civiles y terrenos surge de comparar los precios y las características de otros bienes similares, que se vendieron o están en oferta cierta en el mercado, con los atributos del bien a valorar.

#### **7.- Determinación del Costo de la Mano de Obra**

Esta etapa abarca la determinación tanto de la Mano de Obra Civil como la Mano de Obra Eléctrica dentro de la Construcción de las Subestaciones, donde se analizará tomando como base el criterio de análisis de Valoración por posición, por lo que se proyectará el tiempo que una cuadrilla tardará en contruir una posición tanto civil como eléctricamente en una Subestación.

**8.- Valoración General de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas.**

**9.- Depreciación de los equipos e instalaciones que conforman las unidades de propiedad de las Subestaciones Eléctricas**

La depreciación de todos los equipos e instalaciones que conforman las Subestaciones serán analizadas por el Método de los Factores por Observación, a excepción de los Autotransformadores de Potencia cuya depreciación será analizada a través del Método de los Factores Operativos.

**10.- Cuadro de la valoración final de las Subestaciones Eléctricas**

El desarrollo de las etapas 3, 4, 7, 8, 9 y 10 para la determinación de la Valoración se encuentra detallado para cada una de las Subestaciones de la Zona Occidental en los Apéndices :

APÉNDICE A. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Babahoyo

APÉNDICE B. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Machala

- APÉNDICE C. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Policentro
- APÉNDICE D. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Posorja
- APÉNDICE E. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Salitral
- APÉNDICE F. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Santa Elena
- APÉNDICE G. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Milagro
- APÉNDICE H. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Pascuales
- APÉNDICE I. Desarrollo de la Metodología de Valoración para la Subestación Trinitaria
- APÉNDICE J. Valores de Reposición a Nuevo por Posición de las Subestaciones de la Zona Occidental del S.N.I.

## 6. Conclusiones y Recomendaciones

- Todo equipo de las Subestaciones en condiciones normales de operación y mantenimiento, dadas por el fabricante, tienen un tiempo de vida útil esperado, pero si dichos equipos son operados en condiciones no óptimas, su tiempo de vida útil disminuirá, lo cual se vio reflejado en las curvas de conservación de los autotransformadores de potencia de las Subestaciones en estudio.
- De acuerdo al análisis realizado de los métodos de depreciación para determinar la Valoración de los equipos de las Subestaciones, se concluye que el método de los factores operativos tiene una mayor confiabilidad que el método de los factores por observación en cuanto a los resultados obtenidos, debido a que para su desarrollo se toma en cuenta las condiciones de operación y mantenimiento mediante las pruebas de medición propias de cada una de los equipos, a diferencia del método de observación donde influye la experiencia de las personas que realizan el inventario de las Subestaciones para evaluar los factores depreciativos propios de los equipos.
- Con el objeto de desarrollar la metodología se debe realizar la valoración a costo de reposición depreciado debido a que contribuirá a determinar el valor real de las subestaciones, ya que se toma en cuenta el desgaste físico y operacional que tienen los equipos e instalaciones a valorarse, lo



cual nos dará una idea clara y precisa del estado de mantenimiento que tienen las subestaciones en estudio.

- A pesar de tener la información existente de los equipos propios de las Subestaciones, es muy importante la realización de la inspección, reconocimiento y visita de campo debido a que existen movimientos de activos fijos que no han sido actualizados en la base de datos standard proporcionada en las subestaciones, lo cual nos conduciría a resultados erróneos en la Valoración de las mismas.
- Es de suma importancia mantener las normas de seguridad al realizar el levantamiento de los registros de los equipos de patio de las Subestaciones, debido a que existen equipos cuyas placas se encuentran a distancias que pueden ser peligrosas para la integridad de las personas que realizan dicho levantamiento.

## 7.- Bibliografía

- Ashley Ray, "ELECTRICAL ESTIMATING", Tercera Edición, Mc-Graw Hill, London, 1961
- Marston A., Winfrey R., Hempstead J., "VALORACIÓN DE INSTALACIONES INDUSTRIALES", Editorial Hispano Europea, Barcelona España, 1969
- Milasch M., "MANUTENCAO DE TRANSFORMADORES EM LIQUIDO ISOLANTE" Tercera Edición, Editora Blücher Ltda., Sao Paulo Brasil, 1990
- ESTUDIOS DE VERIFICACIÓN FÍSICA, OPERACIONAL, FUNCIONAL Y TECNOLÓGICA DE LOS EQUIPOS E INSTALACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL ECUADOR INC., Guayaquil, 1989